



113.ª CONSULTA PÚBLICA DA ERSE

Comentários da E-REDES

Maio de 2023

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	REGULAMENTO RELATIVO À APROPRIAÇÃO INDEVIDA DE ENERGIA (RAIE)	2
2.1	COMENTÁRIOS GERAIS	2
2.1.1	Prática actual da E-REDES.....	2
2.1.2	Segregação de equipas de combate à AIE	2
2.1.3	Notificação de titulares de instalação sobre inspecções.....	3
2.1.4	Interrupções por facto imputável ao cliente	3
2.1.5	Prazo de implementação da regulamentação	4
2.2	COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS.....	5
2.2.1	Artigo 4.º (inspecções)	5
2.2.2	Artigo 5.º (impossibilidade de realização de inspecção por AIE)	6
2.2.3	Artigo 6.º (projecto de decisão e audiência prévia).....	7
2.2.4	Artigo 7.º (quebra de selos).....	9
2.2.5	Artigo 8.º (interrupção em caso de AIE)	10
2.2.6	Artigo 9.º (redução de potência contratada em caso de AIE)	11
2.2.7	Artigo 11.º (indenização em caso de AIE)	12
2.2.8	Artigo 12.º (restabelecimento e pagamento)	14
2.2.9	Artigo 14.º (responsabilidade do operador de rede)	15
2.2.10	Artigo 16.º (desvio-padrão).....	16
2.2.11	Artigo 17.º (encargos e majoração em caso de reincidência)	17
2.2.12	Artigo 18.º (informação a disponibilizar pelo operador de rede).....	17
2.2.13	Artigo 24.º (entrada em vigor)	18
3	REGULAMENTO DO AUTOCONSUMO (RAC)	20
3.1	COMENTÁRIOS GERAIS	20
3.1.1	Modelo de aquisição e propriedade dos equipamentos de medição.....	20
3.1.2	Enquadramento com mobilidade eléctrica.....	21
3.1.3	Prazos para disponibilização de informação	22
3.2	COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS.....	23
3.2.1	Artigo 3.º (siglas e definições)	23
3.2.2	Artigo 7.º (pontos de carregamento de veículos eléctricos integrados na rede de mobilidade eléctrica)	23
3.2.3	Artigo 8.º (disposições gerais).....	24
3.2.4	Artigo 10.º (suspensão da partilha de energia).....	25
3.2.5	Artigo 11.º (IC com interrupção de fornecimento).....	26

3.2.6	Artigo 12.º (IC sem contrato de fornecimento).....	27
3.2.7	Artigo 17.º (encargos com os equipamentos de medição).....	27
3.2.8	Artigo 18.º (características dos equipamentos de medição)	29
3.2.9	Artigo 20.º (intervenções nos equipamentos de medição).....	30
3.2.10	Artigo 23.º (preços regulados).....	30
3.2.11	Artigo 25.º (acesso aos equipamentos de medição).....	31
3.2.12	Artigo 26.º (integração dos equipamentos de medição em telecontagem)	31
3.2.13	Artigo 28.º (regras gerais da partilha da energia no autoconsumo coletivo)	32
3.2.14	Artigo 29.º (partilha com coeficientes fixos).....	33
3.2.15	Artigo 31.º (partilha hierárquica).....	34
3.2.16	Artigo 36.º (disponibilização de dados).....	34
3.2.17	Artigo 37.º (condições e prazos aplicáveis à disponibilização de dados).....	34
3.2.18	Artigo 38.º (prestação de informação pelos operadores das redes)	35
3.2.19	Artigo 50.º (entrada em vigor)	36
4	REGULAMENTO DO ACESSO ÀS REDES E ÀS INTERLIGAÇÕES (RARI)	38
4.1	COMENTÁRIOS GERAIS	38
4.1.1	Informação de redes a prestar pelos operadores	38
4.1.2	Informação sobre projectos de investimento	38
4.1.3	Acesso com restrições	38
4.1.4	Metodologia de custo e benefício	39
4.2	COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS.....	40
4.2.1	Artigo 3.º (siglas e definições)	40
4.2.2	Artigo 7.º (disposições gerais e modelos de acesso).....	40
4.2.3	Artigo 9.º (projecto-piloto para o acesso com restrições).....	41
4.2.4	Artigo 11.º (entidades celebrantes do contrato de uso das redes).....	41
4.2.5	Artigos 18.º (informação a prestar pelos operadores da RNT e RND)	42
4.2.6	Artigos 19.º (informação a prestar pelos ORD BT)	43
4.2.7	Artigo 23.º (fundamentação de novos projectos de investimento)	44
4.2.8	Artigo 24.º (metodologia de custo e benefício)	45
4.2.9	Artigo 25.º (informação sobre novos projectos de investimento)	45
4.2.10	Artigo 26.º (acompanhamento da implementação de projetos de investimento) 46	
4.2.11	Artigo 31.º (ajustamento para perdas).....	47
5	REGULAMENTO DE OPERAÇÕES DAS REDES (ROR).....	49
5.1	COMENTÁRIOS GERAIS	49
5.1.1	Gestão técnica das redes de distribuição	49

5.1.2	Gestão flexível das redes e serviços de flexibilidade.....	50
5.1.3	<i>Baselining</i> e desvios	51
5.1.4	Regras de rateio para mobilização de restrições.....	51
5.2	COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS.....	52
5.2.1	Artigo 2.º (siglas e definições)	52
5.2.2	Artigo 4.º (cibersegurança).....	52
5.2.3	Artigo 5.º (interoperabilidade).....	53
5.2.4	Artigo 7.º (acesso de operadores a características de instalações da RESP) .	54
5.2.5	Artigo 8.º (instalações sujeitas a condições de observabilidade e controlo pelo GGS e pelos operadores de redes)	55
5.2.6	Artigo 9.º (participação da procura)	56
5.2.7	Artigo 10.º (indicadores de desempenho).....	56
5.2.8	Artigo 11.º (gestão técnica global do SEN).....	57
5.2.9	Artigo 14.º (utilizadores de redes significativos)	58
5.2.10	Artigo 15.º (responsabilidade)	58
5.2.11	Artigo 21.º (plano anual de indisponibilidades do SEN)	59
5.2.12	Artigo 22.º (plano de indisponibilidades).....	59
5.2.13	Artigo 23.º (programa diário base de funcionamento).....	59
5.2.14	Artigo 25.º (verificação técnica do programa diário base de funcionamento)...	60
5.2.15	Artigo 28.º (modificações ao programa horário final)	61
5.2.16	Artigo 29.º (noção e âmbito).....	61
5.2.17	Artigo 30.º (participação na exploração do sistema).....	62
5.2.18	Artigo 31.º (acesso às instalações dos utilizadores das redes).....	62
5.2.19	Artigo 33.º (comunicações para a exploração)	63
5.2.20	Artigo 38.º (crise energética e medidas de emergência)	64
5.2.21	Artigo 41.º (mecanismo de controlo da injeção na rede).....	65
5.2.22	Artigo 42.º (planos de deslastre de carga e de injeção na rede).....	65
5.2.23	Subsecção II (gestão das interligações)	66
5.2.24	Artigo 49.º (serviços de sistema)	66
5.2.25	Artigo 51.º (princípios da gestão de serviços de sistema e resolução de congestionamentos)	67
5.2.26	Artigo 57.º (MPGGS).....	67
5.2.27	Capítulo III (gestão técnica das redes de distribuição)	68
5.2.28	Artigo 62.º (funções da atividade de gestão técnica das redes de distribuição)	68
5.2.29	Artigo 65.º (mobilização de instalações pela gestão técnica das redes de distribuição).....	69

5.2.30	Secção II (serviços de flexibilidade)	69
5.2.31	Artigo 66.º (princípios gerais)	70
5.2.32	Artigo 67.º (registo de recursos de flexibilidade).....	71
5.2.33	Artigo 68.º (contratação de serviços de flexibilidade)	72
5.2.34	Artigo 69.º (Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das Redes de Distribuição)	73
5.2.35	Artigo 70.º (cooperação entre gestores técnicos)	75
5.2.36	Artigo 79.º (Projeto-piloto)	75
6	REGULAMENTO DAS RELAÇÕES COMERCIAIS (RRC).....	77
6.1	COMENTÁRIOS GERAIS	77
6.1.1	Encargos associados a redução de potência prévia à interrupção	77
6.1.2	Ligações eventuais e provisórias	77
6.1.3	Pontos de medição internos às instalações dos utilizadores de rede	78
6.2	COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS.....	79
6.2.1	Artigo 2.º (siglas e definições)	79
6.2.2	Artigo 10.º (gravação de chamadas)	79
6.2.3	Artigo 11.º (obrigação de ligação)	80
6.2.4	Artigo 11.º-A (novo artigo referente à anulação de pedidos de ligação à rede)	81
6.2.5	Artigo 22.º (contrato de fornecimento)	82
6.2.6	Artigo 29.º (comunicação com os clientes no âmbito da instalação de equipamento de medição)	83
6.2.7	Artigo 33.º (correção de erros de medição)	84
6.2.8	Artigo 36.º (leitura dos equipamentos de medição)	84
6.2.9	Artigo 39.º (correção de erros de leitura do equipamento de medição)	85
6.2.10	Artigo 42.º (informação relevante)	85
6.2.11	Artigo 51.º (opções tarifárias)	86
6.2.12	Artigo 69.º (alteração da potência contratada).....	86
6.2.13	Artigo 75.º (interrupção por razões de serviço).....	87
6.2.14	Artigo 78.º (interrupções por facto imputável ao cliente).....	87
6.2.15	Artigo 79.º (pré-aviso nas interrupções por facto imputável ao cliente).....	89
6.2.16	Artigo 80.º (preços dos serviços de interrupção e restabelecimento)	90
6.2.17	Artigo 96.º (nível de tensão de ligação)	91
6.2.18	Artigo 97.º (Ligação de unidades de produção de energia elétrica para autoconsumo)	92
6.2.19	Artigo 103.º (tipo de encargos a suportar pelo requisitante)	92
6.2.20	Artigo 108.º (construção dos elementos de ligação).....	93

6.2.21	Artigo 113.º (modificações na instalação a ligar à rede)	94
6.2.22	Artigo 119.º (encargos de ligação à rede ou aumento de potência requisitada) 94	
6.2.23	Artigo 119.º-A (encargos devidos a terceiros)	95
6.2.24	Artigo 120.º (encargos com os elementos de ligação para uso exclusivo em Baixa Tensão)	96
6.2.25	Artigo 131.º (ligações eventuais)	96
6.2.26	Artigo 132.º (condições comerciais)	97
6.2.27	Artigo 149.º (tipo de encargos)	97
6.2.28	Artigo 184.º (pontos de medição)	98
6.2.29	Artigo 186.º (características dos equipamentos de medição)	99
6.2.30	Artigo 193.º (potência contratada)	100
6.2.31	Artigo 217.º (determinação da energia fornecidas pelos comercializadores) .	101
6.2.32	Artigo 223.º (objeto e regras de aprovação, alteração e verificação).....	101
6.2.33	Artigo 235.º (critérios de atribuição da codificação universal de instalações)	102
6.2.34	Artigo 242.º (princípios gerais da mudança de comercializador e de agregador) 102	
6.2.35	Artigo 245.º (caracterização de produção, armazenamento ou autoconsumo) 103	
6.2.36	Artigo 248.º (fornecimento supletivo por impedimento de comercializador) ...	103
6.2.37	Artigo 249.º (fornecimento supletivo por ausência de oferta).....	104
6.2.38	Artigo 393.º (informação sobre mudança de comercializador e de agregador) 104	
7	REGULAMENTO DOS SERVIÇOS DAS REDES INTELIGENTES (RSRI)	105
7.1	COMENTÁRIOS GERAIS	105
7.1.1	Modelo de incentivo	105
7.1.2	Prazo de integração das instalações do segmento BTE.....	105
7.1.3	Disponibilização de diagramas de carga A+ e A-	106
7.1.4	Notificação em caso e actuação do ICP	106
7.1.5	Prazo para implementação do regulamento	107
7.2	COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS.....	108
7.2.1	Artigo 7.º (comunicação dos ORD BT e dos comercializadores relativa à instalação de contador inteligente e à disponibilização dos serviços das redes inteligentes).....	108
7.2.2	Artigo 14.ª (disponibilização de dados de consumo e de injeção na rede)...	108
7.2.3	Artigo 17.º (alteração da potência contratada ou dos parâmetros tarifários)..	110
7.2.4	Artigo 20.º (notificação de actuação do ICP)	110
7.2.5	Artigo 28.º (metodologia de cálculo do incentivo)	111

7.2.6	Artigo 41.º (entrada em vigor)	115
8	REGULAMENTO TARIFÁRIO (RT).....	116
8.1	COMENTÁRIOS GERAIS	116
8.1.1	Tarifa social.....	116
8.1.2	Prazos para reporte de informação	116
8.1.3	Diferimento inter-temporal de CIEG	117
8.1.4	Custos com serviços de flexibilidade.....	117
8.1.5	Actualização de parâmetros para fixação de ajustamentos tarifários	117
8.2	COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS.....	119
8.2.1	Artigo 17.º (contas reguladas)	119
8.2.2	Artigo 24.º (prazo para fixação de parâmetros de ajustamentos tarifários)	119
8.2.3	Artigo 28.º (tarifas a aplicar às entregas do ORD AT e MT e dos ORD BT)...	120
8.2.4	Artigo 35.º (áreas de rede)	120
8.2.5	Artigo 54.º-A (TAR a aplicar às instalações de clientes electrointensivos).....	121
8.2.6	Artigo 54.º-B (TAR a aplicar às instalações de armazenamento)	122
8.2.7	Artigo 56.º (objecto das TAR para a mobilidade eléctrica).....	122
8.2.8	Artigo 61.º (TAR a aplicar ao autoconsumo através da RESP)	123
8.2.9	Artigo 111.º-B (preço aplicável na mudança de comercializador e agregador) 123	
8.2.10	Artigo 111.º-C (tarifas para projectos em ZLT)	124
8.2.11	Artigos 122.º (custos para a manutenção do equilíbrio contratual)	124
8.2.12	Artigos 126.º (proveitos da actividade de DEE para a BT).....	124
8.2.13	Artigo 191.º (informação a fornecer à ERSE pelo operador da RND)	125
8.2.14	Artigo 215.º (fixação de tarifas)	126
9	REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO (RQS).....	127
9.1	COMENTÁRIOS GERAIS	127
9.1.1	Responsabilidade de entidades com instalações eléctricas ligadas às redes .	127
9.1.2	Gravação de chamadas	127
9.1.3	Repercussão tarifária dos créditos resultantes da impossibilidade de pagamento de compensações	127
9.2	COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS.....	128
9.2.1	Artigo 2.º (siglas e definições)	128
9.2.2	Artigo 24.º (padrões para os indicadores individuais)	128
9.2.3	Artigo 26.º (responsabilidade de entidades com instalações eléctricas ligadas à rede) 129	
9.2.4	Artigo 29.º (atuação perante instalações de consumo ou de produção que perturbam a rede).....	129

9.2.5	Artigo 63.º (reclamações relativas a faturação)	130
9.2.6	Artigo 65.º (reclamações relativas à qualidade de energia elétrica).....	130
9.2.7	Artigo 70.º (ativação remota do fornecimento).....	131
9.2.8	Artigo 74.º (agendamento da visita combinada)	132
9.2.9	Artigo 86.º (restabelecimento após redução de potência ou interrupção)	133
9.2.10	Artigo 87.º (obrigações relativas ao restabelecimento do fornecimento após redução de potência contratada ou interrupção por facto imputável ao cliente).....	133
9.2.11	Artigo 91.º (desativação remota do fornecimento)	134
9.2.12	Artigo 94.º (valor das compensações relativas à continuidade de serviço no setor elétrico)	135
9.2.13	Artigo 102.º (exclusão de compensações e impossibilidade de pagamento) .	136
9.2.14	Artigo 104.º (registo dos clientes com necessidades especiais)	137
9.2.15	Artigo 107.º (registo dos clientes prioritários)	138
9.2.16	Artigo 109.º (recolha e registo de informação).....	138
9.3	COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS MPQS	140
9.3.1	Mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço (Procedimento n.º 5)	140
9.3.2	Medições da qualidade de energia elétrica na sequência de reclamações (Procedimento n.º 7)	140

INTRODUÇÃO

Atendendo às exigências da transição energética, foi publicado, a 14 de janeiro de 2022, o Decreto-Lei n.º 15/2022, que representou uma profunda reforma do regime jurídico do Sistema Elétrico Nacional (SEN). Para que esta reforma possa ser plenamente concretizada, o referido diploma estabeleceu a obrigatoriedade de revisão, num prazo máximo de 18 meses após a sua entrada em vigor, de 11 regulamentos estruturantes para a atividade do SEN, 7 dos quais geridos pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

Neste sentido, no passado dia 28 de Março a ERSE colocou em consulta pública as propostas de revisão do Regulamento do Autoconsumo (RAC), do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI), do Regulamento de Operação das Redes (ROR), do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), aqui se incluindo o Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço (MPQS), do Regulamento de Relações Comerciais (RRC), do Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica (RSRI) e do Regulamento Tarifário (RT). A ERSE incluiu ainda, na mesma consulta, uma proposta de articulado para o Regulamento relativo à Apropriação Indevida de Energia (RAIE), que visa regulamentar o enquadramento jurídico que o Decreto-Lei n.º 15/2022 estabelece para o combate à fraude.

Tendências como a descentralização dos centros electroprodutores, mobilidade elétrica, redes inteligentes, autoconsumo e participação ativa de consumidores nos mercados de energia representam uma mudança de paradigma do SEN, acentuando o papel das redes de distribuição enquanto veículo central da transição energética. A E-REDES, enquanto Operador de Rede de Distribuição (ORD) em Portugal, assume-se como facilitador dessa mesma transição.

Neste contexto, a E-REDES agradece a oportunidade de participar na presente consulta pública da ERSE, esperando que os seus comentários possam contribuir positivamente para o desenho do futuro SEN.

REGULAMENTO RELATIVO À APROPRIAÇÃO INDEVIDA DE ENERGIA (RAIE)

1.1 COMENTÁRIOS GERAIS

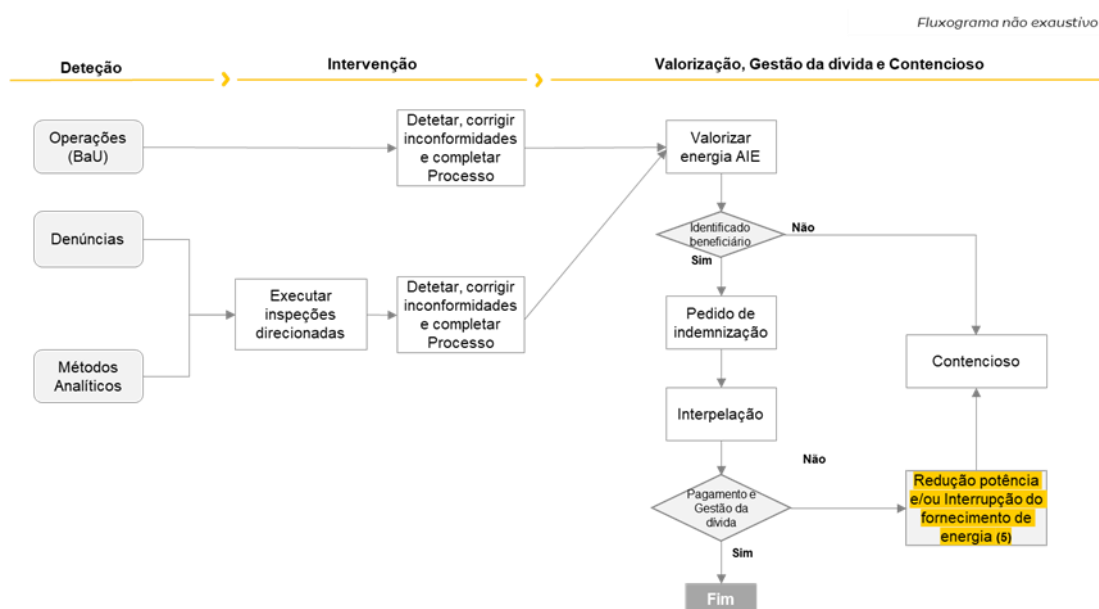
1.1.1 Prática actual da E-REDES

Actualmente, perante uma situação em que existam provas inequívocas da prática de Apropriação Indevida de Energia (AIE), a E-REDES actua de imediato na regularização das ligações eléctricas e equipamento de medição, sem que tal implique necessariamente a interrupção imediata da instalação.

A menos que esteja em causa a segurança de pessoas e bens, situações de consumo sem contrato de fornecimento de energia ou situações de impedimento reiterado de acesso para a realização da inspecção, a interrupção de fornecimento só tem lugar após o envio do pedido de indemnização (que a presente proposta de articulado enquadra como projecto de decisão) ao titular da instalação, juntamente com o auto de vistoria/inspecção, a valorização da AIE, os dados para pagamento e a informação sobre os seus direitos.

O regulamento ora proposto aparenta assentar na mesma base do Decreto-Lei n.º 328/90, ao abrigo do qual, perante uma situação de AIE, apenas se sinaliza e informa o beneficiário, para potencial contraditório, na designada audiência prévia. Este princípio de atuação, para além de lento e seguramente burocrático, assenta na assunção de que as condições irregulares detetadas na primeira inspecção se manterão intactas na audiência prévia, anterior à possível interrupção, o que é duvidoso e promotor de maior tensão entre o possível fraudador e o técnico do ORD.

A E-REDES possui um processo sólido de suporte ao combate à fraude e furto, desenvolvido ao longo dos últimos anos, que engloba a detecção, a intervenção (e correcção), o cálculo da indemnização e a recuperação (para o sistema) da receita perdida.



1.1.2 Segregação de equipas de combate à AIE

A proposta de articulado estabelece que as equipas designadas para a inspecção por AIE, compostas por um mínimo de dois técnicos, são segregadas das demais funções desempenhadas pelo operador de rede, salvo quando este sirva um número de clientes inferior a 100.000.

Apesar de já ser actualmente servida por várias dezenas de equipas exclusivamente dedicadas ao combate à AIE, a E-REDES entende que as deslocações comerciais e técnicas realizadas diariamente no decorrer da sua actividade constituem uma oportunidade para detecção de situações de potencial AIE da qual o SEN não deveria abdicar.

Efectivamente, a E-REDES conta diariamente com cerca de 5.000 técnicos electricistas, credenciados, que, para além de trabalharem na rede eléctrica e realizarem operações comerciais e técnicas, estão também habilitados para detectarem, regularizarem e registarem situações de AIE, sendo até encorajados, internamente, a identificarem e corrigirem este tipo de situação.

Neste contexto, a E-REDES considera que a limitação das acções de combate à AIE a equipas segregadas para o efeito conduziria a sobreposição de recursos operacionais e a um aumento significativo de custos operacionais, sob pena de a eficácia no combate à AIE começar a sofrer deterioração no futuro próximo.

1.1.3 Notificação de titulares de instalação sobre inspecções

A proposta de articulado aparenta introduzir maior exigência do que a prevista no Decreto-Lei n.º 15/2022, relativamente à informação a prestar aos titulares das instalações no momento das inspecções e, posteriormente, nos pedidos de indemnização (enquadrados na proposta como projecto de decisão).

De facto, a proposta de articulado parece condicionar a realização da inspecção ao contacto com o titular da instalação, enquanto o Decreto-Lei n.º 15/2022 apenas prevê que este deve estar presente na inspecção sempre que tal for possível.

Em linha com o que aparenta ser o espírito da legislação, a E-REDES propõe que, no caso de o contacto presencial não ser possível, o operador de rede envie uma notificação por SMS, ou equivalente, ao titular da instalação, usando o contacto telefónico associado ao Registo do Ponto de Entrega (RPE). Em todo o caso, a E-REDES propõe que fique explícito que a realização da inspecção não deve ficar condicionada ao sucesso deste contacto.

Adicionalmente, a proposta prevê que o operador de rede deve incluir a identificação dos técnicos inspectores, na notificação a deixar no local, no caso de não ser possível realizar a primeira inspecção e, no caso de ser detectada AIE, no projecto de decisão.

A E-REDES considera que a inclusão da identificação dos técnicos inspectores vai em sentido contrário às disposições legais da protecção de dados pessoais e pode ser contraproducente para as equipas de combate à AIE e para a eficácia do próprio processo.

Neste contexto, a E-REDES propõe que a informação a prestar aos titulares da instalação contenha apenas a informação mínima necessária sobre a equipa que permita ao operador de rede, a qualquer momento, perceber quais dos seus inspectores estiveram envolvidos em cada inspecção.

1.1.4 Interrupções por facto imputável ao cliente

Na alínea g) do artigo 78.º da proposta de articulado do RRC é excluída, como uma das situações passíveis de interrupção por facto imputável ao cliente, a verificação da existência de procedimento fraudulento ou a falta do pagamento devido.

A E-REDES considera que, não obstante a existência de um regulamento próprio para consagrar as regras para tratamento da AIE, a alínea supracitada não deverá ser eliminada, pelo facto de o RRC ser mais abrangente no que concerne a outros requisitos, nomeadamente, a prazos e custos associados às interrupções, por exemplo previstos nos artigos 79.º (pré-aviso nas interrupções por facto imputável ao cliente) e 80.º (preços dos serviços de interrupção e restabelecimento).

1.1.5 Prazo de implementação da regulamentação

A proposta de articulado prevê que o regulamento entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação em Diário da República.

A E-REDES dá nota de que as alterações introduzidas por este novo regulamento representam um esforço de adaptação, nalguns casos significativo, dos processos e sistemas dos agentes envolvidos no combate à AIE, em particular dos operadores de rede.

No sentido de acautelar devidamente estas adaptações por parte dos agentes, a E-REDES propõe que a versão final do regulamento considere um prazo para implementação das suas disposições, recomendavelmente não inferior a 180 dias.

1.2 COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS

1.2.1 Artigo 4.º (inspeções)

O n.º 2 do artigo 4.º da proposta de articulado estabelece que as equipas designadas para a inspeção por AIE, compostas por um mínimo de dois técnicos, são segregadas das demais funções desempenhadas pelo operador de rede, salvo quando este sirva um número de clientes inferior a 100.000.

A E-REDES, actualmente, é servida por várias dezenas de equipas exclusivamente dedicadas à detecção de AIE. No entanto, a E-REDES, tem igualmente ao serviço cerca de 5.000 técnicos electricistas, credenciados, que, diariamente, trabalham na rede eléctrica e realizam operações técnicas e comerciais, constituindo uma oportunidade de excelência para complementar, com grande nível de granularidade operacional, a detecção de potenciais situações de AIE. Efectivamente, devido à sua habilitação para detecção, resolução e registo de situações irregulares, que poderão constituir AIE, todos os técnicos electricistas credenciados são encorajados a identificarem e corrigirem este tipo de situações.

Neste contexto, a E-REDES considera que a redacção proposta para o n.º 2 do artigo 4.º limita de forma muito significativa a capacidade que as equipas operacionais actualmente já apresentam para complementar o trabalho desenvolvido pelas equipas dedicadas ao combate à AIE, pelo que propõe a sua adequação a esta realidade.

Por sua vez, o n.º 3 estabelece que, para consumidores não residenciais, as inspeções por AIE só podem ser realizadas no horário de funcionamento ou a laborar. No caso das instalações não residenciais, a E-REDES considera que é limitativo restringir as ações dirigidas à AIE ao respetivo horário de funcionamento, salientando que existem instalações com horários de funcionamento desfasados do horário de atuação das equipas (e.g., bares, panificadoras ou restaurantes), mas onde é possível fazer monitorização externa (a partir da rede de distribuição), inspeção e recolha de evidências a partir da via pública, em qualquer horário.

Por este motivo, no caso das instalações não residenciais, a E-REDES entende que se deve prever a possibilidade de realização das inspeções também no período entre as 08:00 e as 20:00, para além do horário em que as instalações se encontrem em funcionamento ou a laborar.

O n.º 4 da proposta estabelece que o operador de rede deve, ao iniciar a inspeção, contactar o titular da instalação através de todos os meios de contacto disponíveis, obtendo para o efeito, sempre que necessário, a colaboração do respectivo comercializador, que deverá prestá-la de forma imediata. Adicionalmente, o n.º 5 dispõe que, sem prejuízo do n.º 1 do artigo 251.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, o operador de rede, perante dificuldades de acesso à instalação, pode proceder ao agendamento de visita combinada.

A E-REDES considera que é importante que a versão final do regulamento explicita que a realização da inspeção não fica condicionada ao sucesso no contacto, além dos meios de contacto que devem ser utilizados, tendo em conta a natureza da situação.

Adicionalmente, a E-REDES dá nota de que, actualmente, no início de uma inspeção, os técnicos já sinalizam a sua presença a quem se encontre na instalação do cliente, independentemente de ser ou não titular do contrato, deixando uma nota de visita a indicar a sua presença e a natureza da intervenção realizada sempre que tal contacto não se afigure possível.

No entender da E-REDES, caso não esteja ninguém presente na instalação, deve-se enviar uma notificação por SMS, ou equivalente, ao titular da instalação, usando o contacto telefónico associado ao RPE, não devendo, em todo o caso, condicionar-se a realização da inspeção ao sucesso na realização deste contacto.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do n.º 2 do artigo 4.º de acordo com o seguinte excerto:

“2 - As equipas designadas para a inspeção por AIE, compostas por um mínimo de dois técnicos, são segregadas das demais funções desempenhadas pelo operador de rede, salvo quando este sirva um número de clientes inferior a 100.000. Em complemento às inspeções específicas para detecção de AIE, uma situação de AIE pode também ser identificada e regularizada por técnicos credenciados ao serviço do operador de rede, no âmbito das suas atividades correntes na rede de distribuição.”

- Alterar a formulação do n.º 3 do artigo 4.º de acordo com o seguinte excerto:

“3 - As inspeções por AIE são realizadas, no caso de consumidores residenciais, obrigatoriamente, em dias úteis entre as 08:00 e as 20:00 e, no caso de consumidores não residenciais, preferencialmente, sempre que as instalações se encontrem no seu horário de funcionamento ou a laborar.”

- Alterar a formulação do n.º 4 do artigo 4.º, de acordo com o seguinte excerto:

“4 - O operador de rede deve, ao iniciar uma inspeção, sinalizar a sua presença e contactar quem estiver na instalação, devendo, caso não esteja ninguém presente, enviar uma notificação por SMS, ou equivalente, ao titular da instalação, usando o contacto telefónico associado ao registo do ponto de entrega (RPE), não devendo, em todo o caso, condicionar a realização da inspeção ao sucesso na realização deste contacto.”

- Alterar a formulação do n.º 6 do artigo 4.º, de acordo com o seguinte excerto:

“6 - O operador de rede, quando necessário, e no âmbito da inspeção ou com recurso a equipamento de monitorização instalado na rede de alimentação do local, pode recolher os consumos reais e as grandezas elétricas instantâneas da instalação que comprovem o desvio relativo ao registado no contador da instalação.”

1.2.2 Artigo 5.º (impossibilidade de realização de inspeção por AIE)

O n.º 1 do artigo 5.º da proposta de articulado prevê que, em caso de impossibilidade de realização da inspeção a consumidores residenciais, por necessidade de acesso ao interior das instalações, o operador de rede deixa no local aviso com indicação de nova data de inspeção, a realizar preferencialmente no prazo de 48 horas.

Adicionalmente, o n.º 4 do mesmo artigo refere que este aviso deve incluir, para além da data da nova inspeção, informação sobre a data e hora da deslocação realizada ao local para efeitos de inspeção, a identificação dos inspectores, a impossibilidade de realização da inspeção, os contactos e meios necessários para agilizar a realização da inspeção e as consequências da não comparência, nomeadamente a presunção de verificação de AIE que, após audiência prévia de 10 dias, determina a interrupção ou a redução de potência contratada, quando aplicável.

A E-REDES considera que a inclusão, no novo aviso, de informação sobre a identificação dos técnicos levanta potenciais preocupações com a preservação da sua integridade (facilmente expostos a ameaças e represálias no terreno) e contraria disposições do RGPD, dando nota

de que, atualmente, os autos de inspecção já incluem o número da credencial do técnico que efectuou a inspecção, dispensando a sua identificação nominal.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do n.º 1 do artigo 5.º de acordo com o seguinte excerto:
“1 - Em caso de impossibilidade de realização da inspecção a consumidores residenciais, por necessidade de acesso ao interior das instalações, o operador de redes pode efetuar agendamento de nova inspecção, após a primeira tentativa, utilizando para esse efeito os meios de contacto disponíveis.”

- Alterar a formulação do n.º 4 do artigo 5º de acordo com o seguinte excerto:
“4 - Em caso de agendamento de nova inspecção, o operador de rede deverá fornecer a seguinte informação ao titular do contrato de fornecimento:
 - a) *A data e hora da deslocação realizada ao local para efeitos de inspecção;*
 - b) *A impossibilidade de realização da inspecção e respetivo motivo;*
 - c) *Os contactos e meios necessários para agilizar a realização da inspecção;*
 - d) *As consequências da não comparência, nomeadamente a presunção de verificação de AIE que, após audiência prévia de 10 dias, determina a interrupção ou a redução de potência contratada, quando aplicável.”*

1.2.3 Artigo 6.º (projecto de decisão e audiência prévia)

A E-REDES começa por dar nota de que:

- se, no decorrer de uma inspecção, houver confirmação da AIE através da identificação de elementos inequívocos de prova (que podem incluir recolha de medições de diferentes pontos da rede), é feita uma recolha desses elementos e é corrigida, de forma imediata, a AIE detectada;
- entre a inspecção e a apresentação do pedido de indemnização costuma decorrer um período alargado de tempo, para validação da prova recolhida (a qual pode envolver perícia laboratorial, por exemplo no caso de selos ou contadores manipulados) e para valorização do consumo associado à AIE.

O n.º 1 do artigo 6.º da proposta de articulado prevê que, da deslocação à instalação, o operador de rede deve elaborar um projecto de decisão que deve incluir, para além da data e hora da realização da inspecção, o motivo para a sua realização, a identificação dos técnicos envolvidos, a descrição sumária da situação de AIE detectada, os elementos de prova recolhidos, os termos da interrupção ou da redução de potência contratada, quando aplicável, e do restabelecimento, o valor do montante pecuniário a pagar a título de indemnização, o prazo de pronúncia quanto ao projecto de decisão e os direitos do produtor, utilizador ou proprietário.

Por sua vez, o n.º 2 do mesmo artigo dispõe que este projecto de decisão é assinado por todos os elementos da equipa inspectora, podendo ser indicada a posição de cada interveniente.

No entender da E-REDES, pela forma como aparece enquadrado na proposta, o projecto de decisão previsto pela ERSE aparenta aproximar-se do pedido de indemnização que já é actualmente apresentado nas situações de AIE, o qual cobre as alíneas a), c) (através da credencial da equipa de inspecção), d), e), e g) do n.º 1 da proposta e contempla informação sobre o detalhe do cálculo, o montante pecuniário associado, os dados para pagamento e o direito que assiste ao consumidor de requerer a avaliação da prova recolhida (onde se incluem as fotografias).

Porém, no entender da E-REDES, a inclusão da identificação explícita dos técnicos envolvidos na inspecção, ao nível do projecto de decisão, aumenta excessivamente o seu risco a tentativas de influência externa que poderão condicionar a eficácia do combate à fraude. Como alternativa, a E-REDES propõe que a identificação de técnicos a incluir no projecto de decisão, ao abrigo da alínea c) do artigo 1.º, seja apenas a mínima necessária para que o operador de rede consiga identificar o técnico em questão, em caso de reclamação por parte do infractor, como por exemplo o número da respectiva credencial.

A E-REDES também dá nota de que, actualmente, a equipa inspectora apenas assina o auto de inspecção que é anexado ao pedido de indemnização, por ser essa a sua área de responsabilidade directa, sendo que a mera hipótese de a equipa inspectora ser obrigada a assinar o projecto de decisão representaria uma entrega de responsabilidades mais abrangentes a quem, efectivamente, não as tem.

A alínea i) do n.º 1 densifica os direitos do produtor, utilizador ou proprietário, a incluir no projecto de decisão, como o de requerer a avaliação ou reapreciação da informação recolhida pelo operador de rede e o de impugnar qualquer decisão do operador de rede, mediante recurso aos tribunais ou aos meios alternativos de resolução de litígios existentes, identificando o centro de conflitos de consumo competente.

Sobre este ponto, a E-REDES começa por realçar, conforme resulta do preâmbulo do documento justificativo que *“o fenómeno da apropriação indevida de energia, que inclui as práticas fraudulentas, é assinalado como um fenómeno grave, quer face aos riscos que gera para a segurança e integridade física de pessoas e bens e segurança do sistema, quer pela injustiça relativa que cria nas condições de acesso e utilização destes serviços públicos essenciais, na medida em que gera custos significativos na esfera dos demais intervenientes do SEN, do SNG e do setor do GPL, com repercussão inevitável sobre todos os consumidores”*.

No entender da E-REDES, atenta a sua gravidade para a ordem jurídica, a AIE consubstancia a prática de um crime de furto de energia por parte de quem dela beneficia e enriquece, na medida dos consumos não facturados. Porém, o enquadramento da AIE como crime impede o seu tratamento num centro de arbitragem, uma vez que, de acordo com o n.º 4 do regulamento do Centro Nacional de Informação e Arbitragem de Conflito de Consumo, *“o centro não pode (...) decidir litígios em que estejam indiciados delitos de natureza criminal (...)”*.

Neste contexto, a E-REDES considera que, tendo a AIE como fundamento factos que consubstanciam a prática de um crime de furto, estes não se deverão subsumir no conceito de litígio de consumo. Efectivamente, um conflito de consumo é o que resulta de uma relação jurídica de consumo, subsumível às regras do direito privado e entendida como a que emerge da celebração de um contrato de fornecimento de bens ou de prestação de serviços de consumo. No caso de AIE, a indemnização pedida não emerge do contrato de fornecimento de energia eléctrica, sendo antes estranha a este.

Assim, bem andou o legislador ao consagrar, no artigo 261.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, o dever de participação às autoridades competentes, não se coadunando este dever com o recurso aos tribunais arbitrais. Aliás, tal como doutamente defendido pela jurisprudência que pode ser consultada em .

Face ao exposto, a E-REDES considera que o artigo 6.º apenas deve mencionar o direito de recurso aos tribunais judiciais.

O n.º 3 do artigo 6.º da proposta estabelece que o operador de rede notifica o titular da instalação do projecto de decisão para efeitos de audição prévia, sendo que o n.º 4 refere que essa notificação é feita pessoalmente ao titular da instalação, sempre que for possível o acesso à instalação, ou por carta registada e pelos demais meios escritos.

A E-REDES considera que o envio da notificação por carta registada diminui a eficiência do processo e constitui um aumento significativo da burocracia e, conseqüentemente, dos custos

operacionais. Neste contexto, a E-REDES entende que a redacção do n.º 3 deve ser mais abrangente relativamente aos meios de contacto com o titular da instalação, seguindo uma formulação semelhante à proposta para o n.º 5 do artigo 5.º.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Eliminar a alínea b) do n.º 1;
- Alterar a formulação da alínea c) do n.º 1 de acordo com o seguinte excerto:
“c) Os números das credenciais dos técnicos do operador de rede responsáveis pela realização da inspeção;”
- Alterar a formulação da alínea i) do n.º 1 de acordo com o seguinte excerto:
“i) Os direitos do produtor, utilizador ou proprietário, designadamente o de requerer a avaliação ou reapreciação da informação recolhida pelo operador de rede e o de impugnar qualquer decisão do operador de rede, mediante recurso ao tribunal judicial competente;”
- Alterar a formulação do n.º 2 de acordo com o seguinte excerto:
“2 – O projeto de decisão é assinado pelo colaborador do operador de rede responsável pela sua elaboração;”
- Alterar a formulação do n.º 4 de acordo com o seguinte excerto:
“4 – A notificação referida no número anterior é dirigida ao beneficiário pela AIE, através de um dos meios de contacto disponíveis (carta ou email).”

1.2.4 Artigo 7.º (quebra de selos)

O n.º 1 do artigo 7.º da proposta de articulado refere que, nas situações em que se verifique a existência de mera quebra de selos do contador ou do dispositivo de controlo de potência, o operador de rede deve substituir no prazo mais curto possível o contador para verificar ulteriormente se existe AIE, podendo realizar ulteriormente nova inspeção ao local.

Em linha com a alínea c) do n.º 2 do artigo 250.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, a quebra de qualquer selo constitui indício da ocorrência de AIE, sendo que, mediante uma situação deste género, a E-REDES confirma a existência de AIE através da análise das medidas recolhidas durante a inspeção ou em leituras anteriores e posteriores.

Ainda assim, a E-REDES entende que é importante distinguir a abordagem a seguir consoante os selos violados sejam os de fabricante, que só existem no contador, ou os selos aplicados pelo próprio ORD, na tampa de terminais do contador e no Dispositivo de Controlo de Potência (DCP).

A integridade dos selos do fabricante garante a inexistência de acesso, inclusive a partir do terminal de ligações, à parte interior do contador, onde estão concentradas todas as suas funcionalidades de medição e registo. Neste contexto, a E-REDES considera que só se justifica a substituição de contador em caso de violação dos selos do fabricante, uma vez que só neste caso deixa de se poder garantir que não houve acesso indevido ao interior do equipamento.

Nas situações em que apenas se verifique a quebra dos selos do ORD ao nível da tampa dos terminais, é possível verificar a consistência das ligações no local, detectando, regularizando e processando a eventual situação de AIE, sem necessidade imperiosa de substituição do contador. Na mesma linha, numa situação em que apenas se verifique violação dos selos do DCP (aplicados pelo ORD), não existe justificação para substituição do contador (mas sim, quando muito, do DCP).

Neste sentido, a E-REDES propõe que a substituição de contador prevista no artigo 7.º da proposta de articulado se aplique apenas nas situações em que se verifique violação dos selos do contador que tenham sido aplicados pelo fabricante.

Por sua vez, o n.º 3 do artigo 7.º refere que o operador de rede procede à colocação no local de um equipamento de medição provisório de forma a garantir a continuação do fornecimento.

A E-REDES dá nota de que, na sua prática habitual, ao substituir um contador devido a avaria ou a AIE, associa definitivamente o novo equipamento ao local de consumo, sem prejuízo de realizar as necessárias análises ao contador retirado para averiguar causas de avaria ou verificar a existência de AIE.

Neste sentido, a E-REDES propõe a eliminação do n.º 3 do artigo 7.º.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do n.º 1 do artigo 7.º de acordo com o seguinte excerto:
“1 – Nas situações em que o contador apresente selos do fabricante quebrados, o operador de rede deve proceder, no prazo mais curto possível, à substituição do contador, para verificar ulteriormente se existe AIE, podendo realizar ulteriormente nova inspeção ao local.”
- Eliminar o n.º 3 do artigo 7.º.

1.2.5 Artigo 8.º (interrupção em caso de AIE)

O n.º 1 do artigo 8.º da proposta de articulado refere que, decorrido o prazo de audiência prévia, mantendo-se a situação de AIE e os fundamentos de imputação previstos no artigo 250.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, o operador de rede deve notificar da decisão final e proceder à interrupção no prazo de 2 dias contados da receção da comunicação, mediante realização de nova deslocação à instalação, nos termos do n.º 1 do artigo 252.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, caso a situação de AIE não tenha sido comprovadamente corrigida.

A E-REDES dá nota de que, na sua prática habitual, perante uma situação de provas inequívocas da ocorrência de AIE, actua de imediato na correcção das irregularidades detectadas, sem prejuízo de a interrupção da instalação seguir o processo estabelecido regulamentarmente.

Por sua vez, o n.º 2 e o n.º 3 do artigo 8.º estabelecem o conteúdo da decisão final, prevendo, nomeadamente, a fundamentação para a decisão final, informação quanto à efectivação de interrupção ou redução de potência contratada e informações relativas aos valores a pagar e às condições de pagamento.

A E-REDES destaca que, actualmente, não sendo efectuado o pagamento do pedido de indemnização, é enviada uma carta de interpelação que contempla:

- a descrição sumária dos factos detetados;
- o valor pecuniário apurado;
- o prazo e dados para pagamento;
- as consequências do não pagamento:
 - pré-aviso de interrupção do fornecimento de energia;
 - indicação de que poderá ser apresentada acção judicial.

Caso o processo seja reapreciado com base nos fundamentos alegados durante o período de audiência prévia, é enviado um novo pedido de indemnização, aqui denominado projeto de decisão, sendo conferido novo prazo de audiência prévia. Findo o prazo, sem que seja apresentada nova reclamação ou efetuado o pagamento, o ORD envia carta interpelação, aqui denominada de decisão final.

Em linha com os comentários tecidos ao n.º 1 do artigo 6.º, a E-REDES reforça que, sendo a AIE fundamentada em factos que consubstanciam a prática de um crime de furto, não se deverá subsumir no conceito de litígio de consumo.

O n.º 4 do artigo 8.º prevê que o operador de rede notifica o titular da instalação da decisão final, por carta registada e pelos demais meios escritos previstos no n.º 5 do artigo 5.º.

A E-REDES entende que a obrigatoriedade de enviar a notificação por carta registada constitui um ónus significativo sobre o operador de rede, diminuindo a eficiência do processo e representando um aumento significativo da burocracia e, conseqüentemente, dos custos operacionais.

Por fim, relativamente ao n.º 6, do artigo 8.º, a E-REDES considera que o prazo estabelecido de 10 dias para reapreciação do pedido é extremamente reduzido tendo em conta o elevado número de processos da mesma natureza. Neste contexto, E-REDES entende que o prazo nunca deverá ser inferior ao prazo estabelecido no RQS, ou seja, 20 dias.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do n.º 1 do artigo 8.º de acordo com o seguinte excerto:
“1 – Perante uma situação inequívoca da ocorrência de AIE, o operador deve, sempre que possível, proceder à sua correção imediata. Decorrido o prazo de audiência prévia e na falta de pagamento por parte do beneficiário, o operador de rede deve notificar da decisão final e proceder à interrupção no prazo de 20 dias contados da receção da comunicação, nos termos do n.º 1 do artigo 252.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.”

- Alterar a formulação do n.º 3 do artigo 8.º de acordo com o seguinte excerto:
“3 – A decisão final do operador de rede é, ainda, acompanhada obrigatoriamente de informação sobre:
 - *O valor do montante pecuniário apurado, a pagar a título de indemnização, forma de cálculo;*
 - *O respetivo prazo e dados de pagamento;*
 - *Consequências do não pagamento;*
 - *Os termos do restabelecimento;*
 - *Os direitos do produtor, utilizador ou proprietário, designadamente o de requerer a avaliação ou reapreciação da informação recolhida pelo operador de rede e o de impugnar qualquer decisão do operador de rede, mediante recurso ao tribunal judicial competente.”*

- Alterar a formulação do n.º 4 do artigo 8.º de acordo com o seguinte excerto:
“4 – O operador de rede notifica o beneficiário pela AIE a decisão final, através de um dos meios de contacto disponíveis (carta ou email).”

- Alterar a formulação do n.º 6 do artigo 8.º de acordo com o seguinte excerto:
“6 – O operador de rede deve notificar da decisão de reapreciação no prazo de 20 dias, nos termos do n.º 4.”

1.2.6 Artigo 9.º (redução de potência contratada em caso de AIE)

O n.º 1 do artigo 9.º da proposta de articulado refere que a redução de potência contratada por AIE, nos termos do n.º 3 do artigo 252.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, é operada para o escalão de 1,15 kVA e aplicável às instalações de energia elétrica em BTN, nas situações previstas na alínea b) do n.º 2 do artigo 250.º do Decreto-Lei n.º 15/2022.

A E-REDES realça que, nas instalações BTN trifásicas, não é possível reduzir a potência contratada para 1,15 kVA, recomendando, por essa razão, que nestas instalações a potência seja reduzida para 1,15 kVA por fase.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do n.º 1 do artigo 9.º de acordo com o seguinte excerto:
“1 – A redução de potência contratada por AIE nos termos do n.º 3 do artigo 252.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, é operada nas instalações de energia elétrica em BTN, designadamente para o escalão de 1,15 kVA por fase, nas situações previstas na alínea b) do n.º 2 do artigo 250.º do Decreto-Lei n.º 15/2022.”

1.2.7 Artigo 11.º (indenização em caso de AIE)

O n.º 1 do artigo 11.º da proposta determina que, na determinação das quantidades a imputar nos termos das alíneas a) e b) do n.º 1 do artigo 256.º do DL n.º 15/2022, devem ser considerados, quando existam, os registos dos equipamentos de medição ou de controlo de potência, os registos da recolha remota do diagrama de carga e dos diagramas vectoriais de tensão e corrente do equipamento de contagem da instalação, no caso da energia elétrica, e os registos de pressão de fornecimento e temperatura, no caso do gás, desde que os mesmos não tenham sido manipulados ou o normal funcionamento dos equipamentos não tenha sido viciado.

A E-REDES considera que o n.º 1 deverá também incluir os equipamentos de monitorização instalados na rede de distribuição.

O n.º 2 do artigo 11.º da proposta do articulado estabelece que, quando não se verificam as condições do n.º 1, o ORD deverá calcular a indemnização com base na potência máxima admissível ou na capacidade máxima e na estimativa da quantidade de energia injetada ou consumida, nos termos definidos no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados (GMLDD) do SEN.

A E-REDES dá nota de que, atualmente, nas situações em que não existem evidências claras nem registos fiáveis nos equipamentos de medição da energia elétrica consumida associada ao procedimento fraudulento, conforme estabelecido no GMLDD, o ORD determina o seu valor com base no consumo anual por escalão de potência contratada. Contudo, em determinadas situações de AIE, o cálculo é efetuado com base na potência máxima admissível ou na capacidade máxima das ligações. A E-REDES entende que seria, pois, importante, para estes casos, não condicionar a estimativa à potência máxima admissível.

Por sua vez, o n.º 3 do artigo 11.º da proposta de articulado estabelece que, nos casos de quebra de selos do equipamento de medição ou do DCP, o valor estimado nos termos das alíneas a) e b) do n.º 1 do artigo 256.º do Decreto-Lei n.º 15/2022 é determinado por referência à data da última visita técnica realizada pelo operador de rede ou da última recolha presencial de leitura, consoante a mais recente.

A E-REDES entende que seria importante, para estes casos, não condicionar a estimativa à última visita técnica ou recolha presencial de leitura, propondo que possa ser sempre usada a melhor informação que o operador de rede disponha quando realiza a estimativa.

O n.º 5 do artigo 11.º dispõe que o valor do montante pecuniário relativo à energia, inclusive quando a AIE decorra de ligação directa às redes, deve ser calculado nos termos do GMLDD, atendendo a que a determinação da energia injetada ou consumida ilicitamente pode tomar em consideração o número diário de horas de utilização da potência instalada, de ligação e da potência máxima permitida ou do escalão de consumo aplicável, o histórico de produção quando exista, o índice de produtividade aplicável à tecnologia de produção, ou a informação estatística da distribuição de consumos tendo em conta as características das instalações,

nomeadamente em termos de escalão de consumo, da potência contratada, do nível de tensão ou de pressão de ligação ou da existência de produção ou armazenamento associado.

No entender da E-REDES, a implementação desta disposição requer uma prévia clarificação de alguns conceitos que são críticos para a actividade, como por exemplo o índice de produtividade.

Adicionalmente, o n.º 9 refere que a ERSE aprova, por meio de directiva, o desvio padrão aplicável nos termos do GMLDD, sendo omissis em relação à atualização do consumo médio anual. A E-REDES entende que, em alternativa ao desvio padrão, deve ser considerada uma harmonização entre as metodologias de valorização, designadamente entre o método real, com recurso a leituras fidedignas, e o método automático, suportado na Directiva n.º 11/2016.

Em concreto, a E-REDES propõe que a estimativa de energia de AIE pelo método real seja calculada com base nas leituras fidedignas disponíveis, às quais se aplica um fator k, sobre o valor pecuniário, a ser considerado desde a primeira incidência e que vise replicar a aplicação do IVA, funcionando como um elemento dissuasor à prática de AIE. Por sua vez, a estimativa pelo método automático seria calculada com base no consumo médio anual, correspondente à capacidade máxima permitida na ligação da instalação (previsto na Directiva n.º 11/2016) ou potência contratada, com aplicação de um factor k, semelhante ao considerado no método real.

A E-REDES dá ainda nota de que o consumo médio por potência contratada, utilizado actualmente, foi definido em 2015, sendo importante prever a sua actualização anual com base em propostas dos operadores de rede, a aprovar pela ERSE.

Por fim, o n.º 10 do artigo 11.º estabelece que são aprovados anualmente pela ERSE, sob proposta justificada dos operadores de rede a apresentar até 15 de Setembro de cada ano, os seguintes valores:

- limites de encargos por si incorridos com a detecção e tratamento de anomalias (de acordo com os montantes limite definidos pela ERSE);
- majoração a aplicar ao valor de indemnização em caso de reincidência no mesmo local de produção ou de consumo associado ao mesmo titular ou, quando aplicável, a pessoa do respectivo agregado familiar, nos termos do n.º 2 do artigo 256.º do Decreto-Lei n.º 15/2022.

A E-REDES denota que a regulamentação parece prever apenas a actuação do operador de rede em caso de reincidência em agregados familiares, cuja avaliação por parte do operador de rede se revela particularmente complexa, não considerando a ocorrência destas situações em pessoas colectivas (em particular em grandes grupos económicos), que são mais facilmente detectáveis pelo operador de rede e tendem a representar maior impacto em termos de perdas comerciais.

Neste contexto, a E-REDES entende que a regulamentação deveria alargar o âmbito de aplicação do n.º 10 às pessoas colectivas, considerando, contudo, que todas as incidências associadas a AIE, não apenas as reincidências, devem ser objeto de majoração, para um maior desincentivo desta prática.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do n.º 1 do artigo 11.º de acordo com o seguinte excerto:
“1 – Na determinação das quantidades a imputar nos termos das alíneas a) e b) do n.º 1 do artigo 256.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, devem ser considerados, quando existam, os registos dos equipamentos de medição ou de controlo de potência, os registos da recolha remota do diagrama de carga e dos diagramas vectoriais de tensão e corrente do equipamento de contagem da instalação, os registos dos equipamentos de monitorização instalados na rede de distribuição, no caso da energia eléctrica, e os registos de pressão de fornecimento e temperatura, no caso do gás, desde que os mesmos não tenham sido manipulados ou o normal funcionamento dos equipamentos não tenha sido viciado.”
- Alterar a formulação do n.º 2 do artigo 11.º de acordo com o seguinte excerto:
“2 – Não se verificando o disposto no número anterior, o montante pecuniário a que se referem as alíneas a) e b) do n.º 1 do artigo 256.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, é calculado com base na potência máxima admissível ou potência contratada ou na capacidade máxima e na estimativa da quantidade de energia injetada ou consumida, nos termos definidos no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do SEN ou do SGN.”
- Eliminar o n.º 3 do artigo 11.º.
- Alterar a formulação do n.º 9 do artigo 11.º de acordo com o seguinte excerto:
“9 – ERSE aprova, por meio de diretiva, os valores de consumo médio anual aplicável nos termos do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, a considerar nos procedimentos de AIE.”
- Alterar a formulação da alínea b) do n.º 10 do artigo 11.º de acordo com o seguinte excerto:
“10 – São aprovados anualmente pela ERSE em sede tarifária, sob proposta justificada dos operadores de rede a enviar até 28 de fevereiro de cada ano, no caso do gás, ou até 15 de setembro de cada ano, no caso da energia eléctrica, os seguintes valores (...)
a) A majoração a aplicar ao valor devido a título de indemnização.”

1.2.8 Artigo 12.º (restabelecimento e pagamento)

O n.º 1 do artigo 12.º da proposta de articulado estabelece que o restabelecimento é efectuado assim que for reposta a regularidade da instalação, verificada em nova inspecção, e realizado o pagamento da indemnização devida.

Sobre este ponto, a E-REDES denota que a regularização de AIE ocorre, tanto quanto possível, no momento logo após a sua detecção, não pressupondo, por isso, uma interrupção de fornecimento da instalação.

Por sua vez, o n.º 2 do artigo 12.º determina que, sempre que, sem estarem preenchidos todos os pressupostos, o beneficiário de AIE pretenda obstar à interrupção ou à redução de potência contratada ou proceder ao restabelecimento, pode efetuar um pagamento por conta no momento da inspecção.

A E-REDES dá nota de que as várias notificações emitidas ao beneficiário da AIE (desde o pedido de indemnização à carta de interpeleção) indicam claramente de que forma este pode ser esclarecido sobre o processo ou ressarcir o SEN do pagamento devido, razão pela qual não faz sentido estender a possibilidade de pagamento até à execução da interrupção, até porque nessa altura a referência bancária criada para esse pagamento já não se encontra disponível.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do n.º 1 do artigo 12.º de acordo com o seguinte excerto:
“1 – O restabelecimento é efetuado assim que for realizado o pagamento da indemnização devida ou acordado o pagamento fracionado entre as partes.”
- Eliminar o n.º 3 do artigo 12.º.

1.2.9 Artigo 14.º (responsabilidade do operador de rede)

No artigo 14.º da proposta de articulado, a ERSE propõe um conjunto de disposições que visam regulamentar a responsabilidade do operador de rede nos casos estabelecidos pelo n.º 1 do artigo 260.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, designadamente a existência de deferimento do pedido de reapreciação, fundado em inexistência de AIE, ou de imputabilidade subjectiva incorrecta do beneficiário.

O n.º 2 do artigo 14.º estabelece que, quando não exista contrato de fornecimento, a compensação devida pelo operador de rede nestas situações corresponde à estimativa apurada para instalação idêntica, nos termos do GMLDD.

A E-REDES considera que o n.º 2 deverá ser eliminado, pois, nas situações em que não existe contrato de fornecimento, a ação de interrupção é sempre devida e não existe lugar a restabelecimento, não estando estas situações abrangidas pelo artigo 260.º do Decreto-Lei n.º 15/2022.

Adicionalmente, o n.º 3 dispõe que a compensação deve ser paga, sem necessidade de interpeleção, no prazo máximo de 10 dias após a notificação da decisão. A E-REDES dá nota de que não tem conhecimento dos dados bancários de qualquer consumidor, pelo que haverá sempre necessidade de interação com o beneficiário de AIE para recolha dos dados bancários (IBAN), para se promover a devolução correspondente, não podendo de modo algum comprometer-se com o pagamento no prazo de 10 dias.

Adicionalmente, o n.º 5 do artigo 14.º estabelece que o operador de rede deve alterar a composição da equipa inspectora que deu causa a estas situações e monitorizar a qualidade da prestação do serviço.

Ainda que se reveja no princípio de que as situações previstas no n.º 1 do artigo 260.º do Decreto-Lei n.º 15/2022 deverão sempre ser evitadas, a E-REDES entende que é difícil garantir que nunca ocorrerão, sobretudo num contexto de grande dinâmica operacional, que envolve um grande volume de inspecções anuais e em que é detectado um grande número de situações de AIE.

A E-REDES entende que a disposição proposta no n.º 5 é excessivamente intrusiva na forma como o operador de rede gere a ocorrências destas situações nas equipas de inspecção, considerando que os mecanismos de compensação previstos no n.º 1 e no n.º 4 do artigo 14.º já são um instrumento eficaz para induzir a sua minimização, propondo, por isso, a eliminação desta exigência e a inclusão, no relatório anual da qualidade de serviço, dos resultados da monitorização da qualidade do serviço prestado neste âmbito do combate à AIE.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Eliminar o n.º 2 do artigo 14.º.
- Alterar a formulação do n.º 3 de acordo com o seguinte excerto:
“3 – A compensação deve ser paga, no prazo máximo de 10 dias após envio dos dados bancários por parte do beneficiário da AIE”.
- Alterar a formulação do n.º 4 de acordo com o seguinte excerto:
“4 – Nos casos de deferimento do pedido de reapreciação formulado no prazo concedido na alínea h), do n.º 1, do artigo 6.º, fundado apenas na incorrecção do valor indemnizatório devido, o operador de rede procede ao reembolso, no mesmo prazo, dos valores excedentes pagos pelo consumidor, acrescidos de juros calculados à taxa legal aplicável por cada dia desde a realização do pagamento, sem necessidade de interpelação.”
- Alterar a formulação do n.º 5 de acordo com o seguinte excerto:
“5 – O operador de rede deve monitorizar a qualidade do serviço prestado e incluir os respectivos resultados em secção própria do relatório anual da qualidade de serviço.”

1.2.10 Artigo 16.º (desvio-padrão)

O n.º 1 do artigo 16.º estabelece que, até à entrada em vigor da directiva prevista no n.º 9 do artigo 11.º, é aplicável o disposto no GMLDD, sendo também referido, no n.º 2, que os operadores de rede devem apresentar à ERSE, no prazo de 30 dias após a entrada em vigor do RAIE, uma proposta devidamente fundamentada do valor a definir nessa directiva.

Em linha com os comentários tecidos ao artigo 11.º, a E-REDES entende que deve ser considerada uma harmonização entre as metodologias de valorização, designadamente entre o método real, com recurso a leituras fidedignas, e o método automático, suportado na Directiva n.º 11/2016.

Em concreto, a E-REDES propõe que a estimativa de energia de AIE pelo método real seja calculada com base leituras fidedignas disponíveis, às quais se aplicam um fator k, sobre o valor pecuniário, aplicável desde a primeira incidência e que vise replicar a aplicação do IVA, funcionando como um elemento dissuasor à prática de AIE. Por sua vez, a estimativa pelo método automático seria calculada com base no consumo médio anual, correspondente à capacidade máxima permitida na ligação da instalação (previsto na Directiva n.º 11/2016) ou potência contratada, com aplicação de um factor k, semelhante ao considerado no método real.

A E-REDES dá ainda nota de que o consumo médio anual por potência contratada utilizado actualmente foi definido em 2015, sendo importante prever a sua actualização anual com base em propostas dos operadores de rede, a aprovar pela ERSE.

Em todo o caso, a E-REDES considera importante que se mantenha o método actual de valorização, a título temporário até à implementação de um eventual novo método, de forma a tornar mais suave a transição nos processos e sistemas dos vários agentes envolvidos.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do n.º 1 de acordo com o seguinte excerto:
“1 – Até à entrada em vigor da diretiva prevista no n.º 9 do Artigo 11.º, é aplicável o disposto no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor em causa, com actualizações anuais a submeter pelos operadores de rede à aprovação da ERSE.”
- Eliminar o n.º 2 do artigo 16.º.

1.2.11 Artigo 17.º (encargos e majoração em caso de reincidência)

O artigo 17.º da proposta de articulado refere que os operadores de rede devem apresentar à ERSE, no prazo de 30 dias após a entrada em vigor do presente Regulamento, proposta devidamente fundamentada dos valores a que se refere o n.º 10 do Artigo 11.º.

Conforme já mencionado no presente documento nos comentários ao artigo 11.º, a E-REDES considera que a majoração deveria ser aplicada a todas as instâncias associadas a AIE, e não apenas às reincidências, para um maior desincentivo desta prática.

Ademais, a E-REDES alerta para a necessidade de alinhar o prazo estabelecido neste artigo com a janela temporal de implementação das disposições do presente regulamento, por parte dos vários agentes envolvidos.

Assim, e conforme reforçado mais à frente, neste documento, nos comentários ao artigo 18.º, a E-REDES propõe que o prazo para apresentar à ERSE os valores a que se refere o n.º 10 do artigo 11.º seja de 180 dias.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do artigo 17.º de acordo com o seguinte excerto:
“Os operadores de rede devem apresentar à ERSE, no prazo de 180 dias após a entrada em vigor do presente Regulamento, proposta devidamente fundamentada dos valores a que se refere o n.º 10 do Artigo 11.º.”

1.2.12 Artigo 18.º (informação a disponibilizar pelo operador de rede)

O artigo 18.º da proposta de articulado prevê que os ORD devem enviar anualmente, nas contas reguladas reais a submeter à ERSE, um conjunto alargado de informação sobre a atividade associada à AIE.

A E-REDES realça que o reporte de alguma da informação incluída na proposta requererá o desenvolvimento de relatórios específicos, pelo que considera crucial que este artigo preveja uma janela temporal de implementação de 180 dias por parte dos vários agentes envolvidos. No sentido de garantir a conformidade dos critérios e conceitos a aplicar no reporte da informação requerida, a E-REDES detalha o seu entendimento relativamente a estes aspectos:

a. *Número de inspeções por AIE realizadas.*

Critério: todas as inspeções realizadas, dirigidas por suspeita de AIE.

b. *Número de interrupções e de reduções de potência.*

Critério:

- Interrupções: todas as interrupções realizadas no âmbito de inspeções dirigidas por suspeita de AIE ou interrupções realizadas pelo não pagamento da indemnização devida por AIE ou incumprimento do pagamento fracionado acordado, por AIE;
 - Reduções de potência: todas as reduções de potência pelo não pagamento da indemnização devida por AIE ou incumprimento do pagamento fracionado acordado, por AIE, nos casos aplicáveis.
- c. *Valor de pagamentos por conta e de indemnizações recebidos pelo operador de rede.*

Critério: Idêntico ao reporte já realizado, no âmbito da Instrução nº10/2022, Quadro N4-DV-32. Valor total dos montantes faturados e creditados, no âmbito de todos os processos por AIE, no ano do exercício.

- d. *Valor medido ou estimado por injeção ou consumo irregularmente feito.*

Critério: Idêntico ao indicador reportado nas “Contas Reguladas Reais”, para efeitos da “Componente 3” do mecanismo de incentivo à redução de perdas comerciais, considerando o total de energia ativa recuperada, no âmbito de processos de AIE, com data de deteção no ano de exercício, recuperando um histórico de consumos ou injeções até 36 meses, se aplicável.

- e. *Situações de reincidência.*

Critério: Nº de casos de reincidência em processos por AIE, detetados no ano do exercício, considerando-se “reincidência” como a repetição de existência comprovada de AIE, associada ao mesmo titular (identificação por NIF) e considerando “existência comprovada de AIE” como a existência prévia de um ou mais processos por AIE, não anulados e com valor de indemnização associado.

- f. *Valores devidos pelo operador de rede, nos termos do artigo 260.º, do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de Janeiro.*

Critério: Valor da compensação apurada por interrupções indevidas, realizadas no âmbito das inspeções dirigidas por suspeita de AIE.

Por sua vez, o n.º 2 do artigo 18.º especifica a desagregação pela qual a informação sobre AIE deve ser disponibilizada. Relativamente à desagregação solicitada, a E-REDES propõe que a desagregação proposta seja ajustada, de forma a incluir o CAE (se aplicável) e nível de tensão e que a desagregação geográfica seja efetuada por concelho.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do n.º 2 do artigo 18.º de acordo com o seguinte excerto:

“2 – A informação referida no número anterior deve ser disponibilizada desagregada por CAE (se aplicável), bem como por nível de tensão, capacidade, pressão e escalão de consumo, com indicação da localização geográfica, por concelho, das situações de AIE identificadas.”

1.2.13 Artigo 24.º (entrada em vigor)

O artigo 24.º da proposta de articulado refere que o regulamento entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação em Diário da República, não havendo referência a qualquer período para implementação das suas disposições por parte dos agentes.

A E-REDES considera crucial que este artigo preveja uma janela temporal para a implementação do regulamento. Em particular, a E-REDES realça que o reporte de alguma da informação incluída na proposta requererá o desenvolvimento de relatórios específicos.

Neste contexto, a E-REDES propõe que a versão final do articulado preveja um período transitório de 180 dias para implementação do regulamento por parte dos vários agentes do sector.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do artigo 24.º de acordo com o seguinte excerto:

“1 – O presente Regulamento entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação em Diário da República;

2 – Sem prejuízo do disposto no número anterior, é definido um período de 180 dias para a implementação das várias disposições deste regulamento por parte das entidades envolvidas.”

REGULAMENTO DO AUTOCONSUMO (RAC)

1.3 COMENTÁRIOS GERAIS

1.3.1 Modelo de aquisição e propriedade dos equipamentos de medição

O Decreto-Lei n.º 15/2022 prevê que são atribuídos aos autoconsumidores os encargos de aquisição, instalação, exploração de equipamentos de medição a instalar nos pontos de ligação de IPr e IA à rede e a instalar no ponto de ligação, à IC, de UPAC com potência superior a 4 kW. Adicionalmente, estes equipamentos são excluídos dos bens afetos à concessão BT nas bases das concessões da rede de distribuição de eletricidade em BT, definidas no Anexo IV do Decreto-Lei n.º 15/2022.

Tendo isto em conta, na proposta de articulado a ERSE prevê que, não só todos os encargos, mas também a propriedade e todas as responsabilidades sejam imputadas aos autoconsumidores, prevendo inclusivamente que, no caso de equipamentos de medição para BTN, a sua aquisição possa ser feita directamente ao ORD, ao preço regulado.

A E-REDES entende que, face à sua criticidade para os processos de partilha de energia, facturação de consumos e apuramento de excedentes, os equipamentos de medição de IPr e IA ligadas directamente à rede devem ser geridos pelo ORD, como forma de mitigar riscos associados a falhas de comunicações ou de integração nos sistemas de telecontagem, uma vez que quaisquer falhas destes género podem apresentar impactos não só nas próprias instalações, mas também nas restantes instalações inseridas em autoconsumo coletivo ou na comunidade de energia renovável. Assim, de forma a compatibilizar a gestão dos equipamentos por parte do ORD com o enquadramento estabelecido no Decreto-Lei n.º 15/202, a E-REDES propõe a definição de um preço regulado que cubra a totalidade dos custos destes equipamentos de medição e que seja definido que o ORD fica na posse destes equipamentos. Esta proposta permite manter a propriedade destes equipamentos de medição do lado do autoconsumidor, garantindo, através da cobrança deste preço regulado, a imputação de custos estabelecida no Decreto-Lei n.º 15/2022.

De referir que só colocando a gestão e posse destes equipamentos de medição na esfera do ORD se torna efectivamente possível a sua integração em redes inteligentes, como proposto na revisão do RSRI, uma vez que de outra forma a atuação do ORD para garantir o cumprimento dos requisitos de integração em rede inteligente é fortemente condicionada.

Por outro lado, a E-REDES considera que o tratamento que se propõe para os equipamentos de medição de IPr e IA ligadas directamente à rede não se deve estender aos equipamentos de medição associados a UPAC integradas em IC, uma vez que estes equipamentos não servem de suporte à facturação do consumo da IC, sendo utilizados para fins meramente estatísticos.

Relativamente à possibilidade de os autoconsumidores poderem adquirir os equipamentos de medição directamente ao ORD a preço regulado, a E-REDES começa por estranhar o reaparecimento desta possibilidade, tendo em conta que, apesar de já ter constado numa anterior versão do RAC (designadamente, no Regulamento n.º 266/2020), acabou excluída na versão do RAC actualmente em vigor.

Como referido pela E-REDES na anterior revisão do RAC, a venda destes equipamentos directamente pelo ORD requer que estas entidades se dotem de estruturas logísticas para armazenamento de equipamentos e para suporte pós-venda que não se afiguram compagináveis com a sua normal actividade.

A título de exemplo, a E-REDES dá nota de que no passado a ANACOM instaurou um processo de contraordenação contra a E-REDES, pelo facto de esta, enquanto distribuidora¹, não fazer acompanhar os equipamentos de medição inteligente com a documentação exigida nos números 3 e 4 do artigo 19.º do Decreto-Lei n.º 31/2017, incluindo boas práticas de engenharia para instalação desses aparelhos, identificação, referência a nome ou marca registada e endereço postal de contacto do fabricante e do importador, entre outros aspectos.

A E-REDES respondeu a este processo de contraordenação, indicando que não é uma entidade distribuidora, uma vez que não disponibiliza equipamentos de medição inteligente no mercado, mas que é uma utilizadora final desses equipamentos.

Este exemplo espelha algumas das implicações para a atividade da E-REDES que decorrem da obrigatoriedade de disponibilização de equipamentos de medição para aquisição pelos autoconsumidores.

Neste contexto, a E-REDES propõe que: a versão final do articulado não inclua a possibilidade, prevista na presente proposta de revisão, de um autoconsumidor BTN poder adquirir equipamentos de medição directamente ao ORD.

1.3.2 Enquadramento com mobilidade eléctrica

A proposta de revisão dispõe que a consideração, no regime de autoconsumo, de instalações que incluam pontos de carregamento de veículos eléctricos integrados na rede de mobilidade eléctrica deve enquadrar-se no âmbito de projectos-piloto, abrindo o enquadramento previsto na actual versão do RAC, que apenas prevê este enquadramento para pontos de carregamento bidireccionais.

A E-REDES dá nota de que, actualmente, já se encontram em exploração várias instalações de autoconsumo que incluem pontos de carregamento registados na mobilidade eléctrica, sem bidireccionalidade, sendo expectável um aumento destas situações no futuro próximo.

Nestas instalações de autoconsumo, o ponto de carregamento é tratado como uma IC convencional, com a diferença de que a energia de autoconsumo é aplicada apenas aos seus consumos próprios, apurados após expurgados, pela Entidade Gestora da Mobilidade Eléctrica (EGME), os consumos associados aos carregamentos de veículos eléctricos. Esta abordagem tem, no entender da E-REDES, cobertura regulamentar com as actuais versões do RAC e do RME, tendo inclusivamente sido acordada e partilhada com todos os *stakeholders*.

Ainda assim, a E-REDES considera que se justifica prever uma disposição relativa ao enquadramento, como projecto-piloto, de configurações de autoconsumo mais complexas que escapem ao actual enquadramento regulamentar, designadamente a possibilidade de aplicar a energia de autoconsumo directamente aos consumos de carregamento de veículos eléctricos.

Neste contexto, a E-REDES propõe que o enquadramento para projectos-piloto se restrinja a instalações de autoconsumo que envolvam pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade eléctrica em que, ao nível do ponto de carregamento, se pretenda aplicar a energia de autoconsumo também aos consumos relativos ao carregamento de veículos eléctricos.

¹ Pessoa singular ou coletiva que faz parte da cadeia de distribuição, com exceção do fabricante ou do importador, e que disponibiliza aparelhos no mercado, isto é, nos termos da alínea g) do mesmo número, oferece aparelhos para distribuição, consumo ou utilização no mercado da União Europeia, no âmbito de uma atividade comercial, a título oneroso ou gratuito.

1.3.3 Prazos para disponibilização de informação

A proposta de revisão estabelece que os ORD devem disponibilizar os dados de consumos, injeções e excedentes de autoconsumo diariamente, no dia seguinte ao do consumo ou injeção, o que representa um encurtamento face ao prazo de 5 dias definido pela actual versão do RAC.

A este respeito, a E-REDES salienta que, no caso de instalações de autoconsumo que incluam pontos de carregamento registados na mobilidade eléctrica, o apuramento da alocação final de produção e do excedente total, quer da IC, quer da EGAC no caso do autoconsumo coletivo, depende, a montante, da disponibilização dos consumos de carregamento de veículos eléctricos por parte da EGME, uma vez que só assim será possível determinar os consumos próprios dos pontos de carregamento.

Dado que a actual versão do RME confere aos OPC um prazo de 72 horas para a reposição de eventuais falhas de comunicações, a EGME acordou com a E-REDES assegurar a disponibilização desses dados de carregamentos até D+4.

Neste contexto, a E-REDES propõe que o prazo para disponibilização de dados por parte do ORD se mantenha em D+5.

1.4 COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS

1.4.1 Artigo 3.º (siglas e definições)

A alínea q) do n.º 2 do artigo 3.º da proposta de articulado define o conceito de excedente total como o somatório dos excedentes de todas as IC e IA integradas num autoconsumo colectivo.

A E-REDES propõe que esta definição seja alargada ao excedente proveniente das IPr, dado que um autoconsumo colectivo também pode ser composto por estas instalações.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção da alínea q) do n.º 2 do artigo 3.º, de acordo com o seguinte excerto:
“Excedente total – o somatório dos excedentes de todas as IPr, IC e IA integradas num autoconsumo colectivo.”
- Alterar a redacção da alínea v) do n.º 2 do artigo 3.º, de acordo com o seguinte excerto:
“Instalação de consumo participante em autoconsumo (IC) – instalação privada para uso exclusivo de um cliente, situada a jusante das redes, registada para autoconsumo nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, e ligada à RESP, diretamente ou através de uma rede interna.”
- Alterar a redacção da alínea w) do n.º 2 do artigo 3.º, de acordo com o seguinte excerto:
“Instalação de produção de eletricidade para autoconsumo (IPr) – instalação eléctrica licenciada nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, para efeitos de produção de energia renovável numa UPAC, e ligada à RESP, diretamente ou através de uma rede interna.”
- Alterar a redacção da alínea z) do n.º 2 do artigo 3.º, de acordo com o seguinte excerto:
“Saldo de energia – diferença, apurada com base nos dados de cada equipamento de medição, entre as respetivas energias de consumo e de injeção, em cada período de 15 minutos.”

1.4.2 Artigo 7.º (pontos de carregamento de veículos eléctricos integrados na rede de mobilidade eléctrica)

O artigo 7.º da proposta de articulado vem alargar o enquadramento, no âmbito de projectos-piloto, a todas as instalações que incluam pontos de carregamento de veículos eléctricos integrados na rede de mobilidade eléctrica considerados no regime de autoconsumo, independentemente de serem ou não bidireccionais.

A E-REDES realça que, actualmente, já existem várias instalações de autoconsumo que incluem pontos de carregamento de veículos eléctricos integrados na rede de mobilidade eléctrica, em que a energia de autoconsumo é alocada apenas aos seus consumos próprios (excluindo-se, portanto, a energia para carregamento de veículos eléctricos), sendo provável que venham a surgir mais casos deste género no futuro próximo, na prevalência do actual regime jurídico da mobilidade eléctrica.

Neste contexto, a E-REDES propõe que o enquadramento no âmbito de projectos-piloto previsto no artigo 7.º se circunscreva a instalações de autoconsumo com pontos de carregamento integrados em mobilidade eléctrica, em que se pretenda alocar a energia produzida em autoconsumo à energia de carregamento de veículos eléctricos.

Adicionalmente, a E-REDES revê-se na posição manifestada pela ERSE no documento justificativo da presente consulta, de que existem dificuldades no modelo actual de mobilidade eléctrica que devem motivar uma revisão do regime jurídico da mobilidade eléctrica, para melhor compatibilização com o sector eléctrico, designadamente na modalidade de autoconsumo.

Em particular, a E-REDES entende que tal revisão do regime jurídico também deve ser aproveitada para abrir o modelo da mobilidade eléctrica a outras novas realidades do sector eléctrico, como a flexibilidade.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do artigo 7.º, de acordo com o seguinte excerto:

“1 – Por regra, no caso de instalações de autoconsumo que incluam postos de carregamento integrados na rede mobilidade eléctrica, a produção para autoconsumo deve ser alocada apenas aos consumos próprios destes postos;”

“2 – Sem prejuízo do número anterior, devem ser enquadradas no âmbito de projectos-piloto as instalações de autoconsumo com postos de carregamento integrados na rede de mobilidade eléctrica em que se pretenda alocar a produção para autoconsumo directamente aos consumos para carregamento de veículos eléctricos.”

1.4.3 Artigo 8.º (disposições gerais)

Ao abrigo do n.º 1 do artigo 8.º da proposta de articulado, o autoconsumidor assegura os relacionamentos comerciais associados ao autoconsumo individual, estabelecendo o n.º 2 do mesmo artigo que a EGAC assegura os relacionamentos comerciais associados ao autoconsumo colectivo.

Adicionalmente, o n.º 3 determina que todas as IC e IA devem ter um contrato de fornecimento ativo, estabelecendo o n.º 4 que deve ser assegurada a existência de contratos de fornecimento dos consumos das IPr, quando esses consumos existam.

Apesar de a disposição do n.º 4 já existir no n.º 2 do artigo 8.º do regulamento actualmente em vigor, a E-REDES entende que, não existindo, na actual regulamentação técnica de instalações eléctricas, qualquer disposição que estabeleça a inibição de consumos em instalações de produção, a E-REDES entende como razoável assumir que em qualquer ligação à rede, mesmo de uma unidade de produção como uma IPr, é possível a existência de consumos, ainda que residual.

Acresce referir que o eventual registo de um consumo após saldo quarto-horário numa IPr sem contrato de fornecimento terá de ser enquadrada como uma situação de potencial AIE, com potenciais constrangimentos para os autoconsumidores e sobrecargas para os processos de combate à fraude e furto dos operadores de rede.

Neste contexto, a E-REDES reitera os comentários já endereçados no âmbito da 93.ª Consulta Pública da ERSE, de que, *“(…) nos casos de autoconsumo individual em que a UPAC ou o sistema de armazenamento se encontrem ligados de forma autónoma à rede, cada um destes sistemas deve ter um ponto de entrega próprio e estar associado a um contrato de fornecimento próprio (em nome do titular da IU)”*.

Ainda sobre o mesmo artigo da proposta, o n.º 8 estabelece que o ORD celebra os contratos e realiza as facturações que sejam aplicáveis no âmbito da legislação e da regulamentação, nomeadamente as que resultem da utilização das redes por parte do autoconsumo, e é responsável pelo cálculo da energia a partilhar pelas instalações associadas ao autoconsumo, bem como dos excedentes daí resultantes.

Adicionalmente, o n.º 9 enquadra as possíveis modalidades para a transacção do excedente, determinando que pode ser efectuada através de agregador (incluindo pelo agregador de último recurso), directamente em mercado organizado ou através de contrato bilateral, ou ainda através de mecanismo de contratação da compra e venda de excedentes entre quaisquer dois agentes agregadores, nos termos do RRC. A este propósito é importante referir a disposição dada pelo n.º 10, segundo a qual este excedente referido no n.º 9 corresponde, no caso do autoconsumo colectivo, ao excedente total.

Relativamente ao n.º 10 deste artigo, a E-REDES considera que se deve alterar a sua redacção de forma a remover ambiguidade no caso da transacção do excedente pelo autoconsumo colectivo, clarificando que a entidade responsável pela venda de excedentes, no autoconsumo colectivo, é a EGAC. A orquestração da imputação dos excedentes vendidos a cada autoconsumidor deve ser feita pela EGAC conforme será definido em regulamento interno do autoconsumo colectivo.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Eliminar o n.º 4 do artigo 8.º e alterar a redacção do n.º 3 do artigo 8.º de acordo com o seguinte excerto:
“Para efeitos do presente Regulamento, todas as IC, IA e IPr devem ter um contrato de fornecimento ativo”
- Alterar a redacção do n.º 10 do artigo 8.º de acordo com o seguinte excerto:
“No caso do autoconsumo coletivo, o excedente a que se refere o número anterior é o excedente total, sendo a EGAC exclusivamente responsável por essa transacção.”

1.4.4 Artigo 10.º (suspensão da partilha de energia)

O n.º 1 do artigo 10.º da proposta de articulado estabelece que, no caso de incumprimento do contrato de uso das redes pela EGAC, nomeadamente do pagamento de TAR a aplicar ao autoconsumo através da RESP, o ORD suspende a partilha da energia por todas as IC e IA associadas ao contrato.

No entender da E-REDES, esta proposta de articulado aparenta apontar para a suspensão da partilha de energia por todas as IC e IA que utilizem a RESP, abrindo a possibilidade de manter a partilha nos casos em que esta não utilize a RESP. A E-REDES dá nota de que seria importante garantir que, num autoconsumo coletivo que tivesse simultaneamente partilha de energia utilizando a RESP e a rede interna, a suspensão da partilha em caso de incumprimento do contrato, nomeadamente por falta de pagamento de TAR, fosse aplicada a todas as instalações (IC e IA) sem exceção. Assim, esta seria uma forma potencialmente mais eficaz para evitar faltas de pagamento por parte das EGAC, que, relembramos, não são abrangidas pelo regime de prestação de garantias.

Ao abrigo do n.º 3 do mesmo artigo, nas situações previstas no RRC para interrupções por facto imputável ao cliente e durante o período em que deve vigorar esta interrupção, o ORD suspende a partilha de energia injectada na rede a partir da instalação em causa, estabelecendo o n.º 4 que esta suspensão decorre de acordo com os prazos previstos para as situações de interrupção por facto imputável ao cliente definidos no RRC.

No documento justificativo que acompanha a presente consulta, a ERSE clarifica que, havendo situações em que a interrupção da instalação não ocorra de imediato, ou de todo, o operador de rede suspende a partilha da energia eventualmente injectada na rede nesse período.

No entender da E-REDES, a eventual suspensão desta partilha antes da concretização da interrupção é mais prejudicial para os restantes membros do autoconsumo colectivo,

teoricamente alheios à situação que originou o incumprimento, uma vez que o impacto directo sobre o titular da instalação em que se verificou o incumprimento é potencialmente residual.

Neste contexto, a E-REDES propõe que, por simplificação e tendo em conta os processos existentes relativamente aos procedimentos de interrupção previstos no RRC, a redacção estabeleça que a suspensão da partilha da energia injectada pela instalação em que se tenha verificado o incumprimento deve decorrer da sua interrupção efectiva, coincidindo, por natureza, no mesmo intervalo temporal.

O n.º 5 estabelece que, durante o período em que vigora a suspensão de partilha acima referida, toda a energia injectada na rede para partilha é considerada para efeitos de redução das perdas na rede, devendo ser especificamente contabilizada pelo ORD.

Tendo em conta o comentário relativo ao n.º 4, a E-REDES dá nota de que a suspensão que decorre da interrupção efetiva da instalação não gera energia para partilha, pelo que se propõe que o n.º 5 se aplique apenas relativamente à suspensão da partilha prevista no n.º 1 do artigo 10.º. Adicionalmente, a E-REDES assume que a consideração desta partilha para efeitos de redução de perdas se traduz, na prática, em não considerar esta energia para o excedente a transaccionar pela EGAC, contabilizando-a no excedente não transaccionado. Assim, a E-REDES considera importante vincar a diferença entre excedente (que pode ser transaccionado) e excedente não transaccionável.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do n.º 1 do artigo 10.º, de acordo com o seguinte excerto:
“1 – No caso de incumprimento dos contratos de uso das redes pela EGAC, nomeadamente do pagamento das tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP, o ORD suspende a partilha da energia por todas as IC e IA integradas no autoconsumo coletivo.”
- Alterar a redacção do n.º 4 do artigo 10.º, de acordo com o seguinte excerto:
“4 – A suspensão da partilha da energia, nos termos do número anterior, decorre de acordo com os prazos previstos para as situações de interrupção por facto imputável ao cliente definidos no RRC, tendo efeito a partir da concretização da interrupção do fornecimento.”
- Alterar a redacção do n.º 5 do artigo 10.º, de acordo com o seguinte excerto:
“5 – Durante o período em que vigora a suspensão prevista no n.º 1, toda a energia injetada na rede para partilha é considerada para efeitos de redução das perdas na rede, devendo ser contabilizada pelo ORD como excedente não transaccionável pela EGAC.”

1.4.5 Artigo 11.º (IC com interrupção de fornecimento)

O artigo 11.º da proposta de articulado estabelece que, nas situações de interrupção de fornecimento a uma IC, em que se mantenha em vigor um contrato de fornecimento com um comercializador, o ORD calcula a energia partilhada com a IC de acordo com os coeficientes de partilha em vigor, considerando esta energia como excedente, na sua totalidade.

A E-REDES dá nota de que nem só as IC poderão ter interrupção de fornecimento, mas também as IA, pelo que se propõe estender o âmbito do artigo também a estas instalações.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do artigo 11.º, de acordo com o seguinte excerto:
“Nas situações de interrupção de fornecimento a uma IC ou IA, em que se mantenha em vigor um contrato de fornecimento com um comercializador, o ORD calcula a energia partilhada com a IC ou IA de acordo com os coeficientes de partilha em vigor, considerando esta energia como excedente, na sua totalidade.”

1.4.6 Artigo 12.º (IC sem contrato de fornecimento)

O artigo 12.º da proposta de articulado estabelece que, quando uma IC deixa de ter contrato de fornecimento com um comercializador, o ORD calcula a energia partilhada com as instalações associadas, de acordo com os coeficientes de partilha em vigor, considerando esta energia para efeitos de redução de perdas, o que se traduz, na prática, em não considerar esta energia para o excedente a transaccionar pela EGAC, contabilizando-a no excedente não transaccionado.

A E-REDES dá nota que nem só as IC poderão ter interrupção de fornecimento, mas também as IA, pelo que se propõe estender o âmbito do artigo também a estas instalações. Também é importante referir que, em consonância com o comentário ao artigo 8.º, em caso de uma IPr deixar de ter contrato de fornecimento, esta deverá ser interrompida, não injetando qualquer energia na rede.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do n.º 1 do artigo 12.º, de acordo com o seguinte excerto:
“1 - Quando uma IC ou IA deixa de ter contrato de fornecimento, a EGAC deve atualizar os coeficientes de partilha da energia em conformidade e comunicar essa situação através da plataforma eletrónica prevista no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.”
- Alterar a redacção do n.º 3 do artigo 12.º, de acordo com o seguinte excerto:
“3 - A energia partilhada com instalações sem contrato de fornecimento é contabilizada pelo ORD como excedente não transaccionável pela EGAC e considerada para efeitos de redução de perdas na rede.”

1.4.7 Artigo 17.º (encargos com os equipamentos de medição)

O n.º 2 do artigo 17.º da proposta de articulado determina que os autoconsumidores são responsáveis por todos os encargos associados aos equipamentos de medição a instalar nos pontos de ligação de IPr e IA à rede interna ou à RESP e nos pontos de ligação de UPAC à IC, quando a potência da UPAC for superior a 4 kW, devendo adquirir, para o efeito, equipamentos de medição qualificados pelo respectivo operador da rede, podendo, por opção, e apenas para as instalações em BTN, adquiri-lo junto deste operador, ao preço regulado estabelecido no artigo 23.º.

A proposta da ERSE implica a venda directa aos autoconsumidores, por parte dos ORD, de equipamentos de medição, o que requer um conjunto alargado de competências naturalmente estranhas à actual actividade destas entidades. Em concreto, a venda destes equipamentos requer que os ORD se dotem de um suporte logístico para venda, entrega e suporte pós-venda destes equipamentos, sendo muito destes requisitos obrigatórios para se poder disponibilizar equipamentos eletrónicos, como é o caso de equipamentos de medição, no mercado.

A título de exemplo, a E-REDES dá nota de que no passado a ANACOM instaurou um processo de contraordenação contra a E-REDES, pelo facto de esta, enquanto distribuidora², não fazer acompanhar os equipamentos de medição inteligente com a documentação exigida nos números 3 e 4 do artigo 19.º do Decreto-Lei n.º 31/2017, incluindo boas práticas de engenharia para instalação desses aparelhos, identificação, referência a nome ou marca registada e endereço postal de contacto do fabricante e do importador, entre outros aspectos.

A E-REDES respondeu a este processo de contraordenação, indicando que não é uma entidade distribuidora, uma vez que não disponibiliza equipamentos de medição inteligente no mercado, mas que é uma utilizadora final desses equipamentos. Assim, é possível exemplificar algumas das implicações para a atividade da E-REDES que decorrem da obrigatoriedade de disponibilização de equipamentos de medição para aquisição pelos autoconsumidores.

Neste contexto, a E-REDES propõe que a versão final do articulado não inclua a opção de aquisição directamente aos ORD de quaisquer equipamentos de medição.

Adicionalmente, a E-REDES manifesta preocupação com o facto de não ser atribuída aos ORD a responsabilidade pela aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição instalados nos pontos de ligação de IPr e IA à rede, tendo em conta que as medições destes equipamentos servem de suporte aos processos de faturação de consumo nestas instalações, equiparando-os a contadores de IC, assim como a todo o processo de partilha de produção e de facturação de consumos do autoconsumo colectivo. Além do mais, a E-REDES denota que a proposta de revisão do RSRI vem prever a integração destas instalações em redes inteligentes, exigindo a garantia de que são prestados, por parte dos ORD, os serviços previstos em tal regulamento.

A E-REDES considera fundamental que estes equipamentos de medição sejam geridos e controlados como os restantes equipamentos de medição cuja responsabilidade está entregue aos ORD, como forma de minimizar a ocorrência de problemas ao nível da facturação ou da prestação de serviços das redes inteligentes. Caso contrário, torna-se fundamental garantir uma clara atribuição de responsabilidade de atuação em caso de falha e o estabelecimento de procedimentos para interação entre a E-REDES e os autoconsumidores.

Por fim, a E-REDES dá nota de que, com um incremento dos níveis de cibersegurança associados às infraestruturas de rede e, em particular, à rede inteligente, existem constrangimentos técnicos ao nível das comunicações que implicam que seja o ORD a ter o controlo direto da sua exploração, independentemente da imputação de custos que venha a ser definida.

A E-REDES reconhece que a disposição do n.º 6 do artigo 95.º do Decreto-Lei n.º 15/2022 atribui aos autoconsumidores a responsabilidade pelos encargos de aquisição, instalação e exploração dos equipamentos de medição instalados nos pontos de ligação de IPr e IA à rede. Para além disso, estes equipamentos são ainda excluídos dos bens afetos à concessão BT nas bases das concessões da rede de distribuição de eletricidade em BT, definidas no Anexo IV do Decreto-Lei n.º 15/2022.

Ainda assim, a E-REDES entende que, tendo em conta todos os argumentos referidos, é possível desenhar um enquadramento que garante a compatibilidade com o Decreto-Lei n.º 15/2022, mantendo os autoconsumidores com a propriedade dos equipamentos de medição, mas atribuindo ao ORD a posse destes equipamentos assim como a responsabilidade pela

² Pessoa singular ou coletiva que faz parte da cadeia de distribuição, com exceção do fabricante ou do importador, e que disponibiliza aparelhos no mercado, isto é, nos termos da alínea g) do mesmo número, oferece aparelhos para distribuição, consumo ou utilização no mercado da União Europeia, no âmbito de uma atividade comercial, a título oneroso ou gratuito.

sua aquisição, instalação, exploração e manutenção, imputando os custos aos autoconsumidores.

De facto, a posse permitirá ao ORD deter o poder factual sobre os equipamentos, com os correspondentes direitos de uso, fruição e disposição sobre os mesmos, permitindo a sua exploração e gestão nos termos necessários, sem que a propriedade do autoconsumidor seja colocada em causa.

Assim, a E-REDES propõe que a versão final do articulado explicita que é atribuída aos ORD a posse dos equipamentos de medição das IPr e IA e que estes são responsáveis pela aquisição, instalação, exploração e manutenção dos mesmos, mediante a cobrança, aos autoconsumidores, de um preço regulado que reflecta os custos de aquisição, instalação e exploração.

Adicionalmente, a E-REDES propõe que a redacção explicita que o preço regulado assim definido é cobrado a cada substituição destes equipamentos.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do n.º 2 do artigo 17.º, de acordo com o seguinte excerto:
“2 – Os autoconsumidores são responsáveis por todos os encargos associados os equipamentos de medição a instalar no ponto previsto na alínea c) do artigo anterior, devendo adquirir, para o efeito, equipamentos de medição qualificados pelo respetivo operador da rede.”
- Adicionar um novo número ao artigo 17.º, com a seguinte redacção:
“3 – A propriedade dos equipamentos de medição a instalar nos pontos previstos nas alíneas b) e d) do artigo anterior é do autoconsumidor titular da instalação.”
- Adicionar um novo número ao artigo 17.º, com a seguinte redacção:
“4 – Sem prejuízo do disposto no número anterior, é atribuída aos operadores de rede a posse dos equipamentos de medição a instalar nos pontos previstos nas alíneas b) e d) do artigo anterior, assim como a responsabilidade pela sua aquisição, instalação, exploração e manutenção, mediante a cobrança, ao titular da instalação, do preço regulado estabelecido no n.º 1 do artigo 23.º, na instalação ou substituição destes equipamentos.”

1.4.8 Artigo 18.º (características dos equipamentos de medição)

O artigo 18.º da proposta de articulado estabelece a obrigatoriedade de os ORD divulgarem os requisitos de interoperabilidade, comunicações e segurança aplicáveis a todos os equipamentos de medição a instalar, assim como a lista de equipamentos de medição qualificados.

A E-REDES, em consonância com os comentários ao artigo 17.º, propõe que esta obrigação de divulgação dos requisitos e lista de equipamentos de medição qualificados se restrinja aos equipamentos de medição instalados nos pontos estabelecidos na alínea c) do artigo 16.º, uma vez que serão estes os únicos que devem ser adquiridos diretamente pelos autoconsumidores, em mercado.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do n.º 3 do artigo 18.º, de acordo com o seguinte excerto:
“3 - Os operadores das redes divulgam, designadamente nas suas páginas na internet, os requisitos de interoperabilidade, comunicações e segurança aplicáveis aos equipamentos de medição a instalar nos pontos estabelecidos na alínea c) do artigo 16.º e a lista de equipamentos de medição qualificados para esse efeito.”

1.4.9 Artigo 20.º (intervenções nos equipamentos de medição)

O artigo 20.º estabelece que o operador da rede deve registar todas as intervenções realizadas, local ou remotamente, em cada equipamento de medição, nomeadamente de parametrização, actualização, verificação ou outras suscetíveis de interferir nas funções de medição ou de controlo de potência.

A E-REDES dá nota de que muitas das operações sobre os equipamentos de medição são efectuadas no âmbito de outras ordens comerciais, como forma de aproveitar a deslocação ao local, sendo essencial que o registo integral de todas estas operações assente na recolha e tratamento de registos guardados nos próprios equipamentos.

Porém, a E-REDES realça que, actualmente, apenas os equipamentos de medição inteligente que estão a ser instalados no segmento BTN oferecem capacidade para guardar e disponibilizar remotamente este tipo de registos, antevendo-se que, com o alargamento das redes inteligentes à BTE preconizada na proposta de revisão em curso, o mesmo tipo de informação também passe a ficar disponível neste segmento.

Neste contexto, a E-REDES propõe que a versão final do articulado preveja a aplicação da medida proposta apenas às instalações integradas em redes inteligentes.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do artigo 20.º de acordo com o seguinte excerto:
“O operador da rede deve registar todas as intervenções, realizadas local ou remotamente, em cada equipamento de medição respeitante a uma instalação integrada em rede inteligente, nomeadamente de parametrização, actualização, verificação ou outras suscetíveis de interferir nas funções de medição ou de controlo de potência”

1.4.10 Artigo 23.º (preços regulados)

O n.º 1 do artigo 23.º determina que a ERSE aprova anualmente os preços regulados para aquisição de equipamentos de medição pelos autoconsumidores aos ORD BT, nos termos do artigo 17.º.

Conforme exposto nos comentários ao artigo 17.º (ponto 3.2.7), a E-REDES entende que a responsabilidade pela aquisição, instalação, exploração e manutenção dos equipamentos de medição a instalar nos pontos de ligação de IPr e IA à rede interna ou à RESP deve ser atribuída aos operadores de rede, como forma de minimizar riscos de falhas de interoperabilidade ou de comunicações com os sistemas centrais de telecontagem que poderiam impactar, de forma significativa, a partilha de produção e o processo de facturação dos autoconsumos colectivos.

De modo a compatibilizar esta responsabilização atribuída aos ORD com o disposto no n.º 5 do artigo 95.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, deve ser previsto um preço regulado a aplicar aos

autoconsumidores que cubra os encargos de aquisição, instalação e exploração, mantendo a propriedade destes equipamentos do lado dos autoconsumidores.

Neste contexto, a E-REDES propõe o alargamento do preço regulado previsto no n.º 1 do artigo 23.º à aquisição, instalação e exploração dos equipamentos de medição.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do n.º 1 do artigo 23.º, de acordo com o seguinte excerto:
“1 – A ERSE aprova anualmente os preços regulados a aplicar aos autoconsumidores pela aquisição, instalação e exploração dos equipamentos de medição a instalar nos pontos previstos nas alíneas b) e d) do artigo 16.º, nos termos do artigo 17.º.”
- Alterar a redacção do n.º 3 do artigo 23.º, de acordo com o seguinte excerto:
“3 – Para efeitos do disposto nos números anteriores, os operadores de rede devem apresentar proposta fundamentada à ERSE, até 15 de setembro de cada ano.”
- Alterar a redacção do n.º 4 do artigo 23.º, de acordo com o seguinte excerto:
“4 – Com a proposta fundamentada a enviar à ERSE, os operadores de rede devem apresentar o número de ocorrências relativas ao ano anterior e a respetiva faturação.”

1.4.11 Artigo 25.º (acesso aos equipamentos de medição)

O n.º 3 do artigo 25.º da proposta de articulado estabelece que o operador da rede deve informar os titulares das instalações acerca do acesso local aos dados dos equipamentos de medição, designadamente através da porta de comunicação normalizada.

A E-REDES dá nota de que o acesso local aos dados dos equipamentos de medição através de porta de comunicação normalizada é um requisito aplicável aos equipamentos de medição passíveis de integração em redes inteligentes, ou seja, neste momento apenas aos equipamentos de medição inteligentes em BTN e, de acordo com a proposta de revisão do RSRI em discussão, aos futuros equipamentos de medição a instalar na BTE.

Adicionalmente, a própria existência de uma porta de comunicação normalizada decorre dos requisitos técnicos que atualmente estão definidos para os equipamentos de medição inteligentes e que serão alvo de revisão e atualização.

Nesse sentido a E-REDES propõe alterar o articulado de forma a explicitar que a porta de comunicações normalizada é aplicável apenas a equipamentos de medição inteligentes, quando exista.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do n.º 1 do artigo 26.º, de acordo com o seguinte excerto:
“3 - O operador da rede deve informar os titulares das instalações sobre os meios técnicos disponíveis e os procedimentos de acesso local aos dados dos equipamentos de medição, designadamente através da porta de comunicação normalizada esta exista, no prazo máximo de 15 dias úteis após a respetiva instalação, e publicar essa informação.”

1.4.12 Artigo 26.º (integração dos equipamentos de medição em telecontagem)

O n.º 1 do artigo 26.º da proposta de articulado estabelece que a entrada em exploração das instalações em regime de autoconsumo fica condicionada pela correcta integração dos

respectivos equipamentos de medição no sistema de telecontagem do operador da rede, nos casos em que a instalação destes equipamentos seja obrigatória.

No entender da E-REDES, o conceito de entrada em exploração previsto no articulado não se encontra suficientemente densificado, podendo, na prática, cingir-se à aplicação das disposições regulamentares relativas, nomeadamente, à partilha de energia e à aplicação de saldos quarto-horários, ou à ligação física da UPAC à rede.

A E-REDES entende que a densificação deste conceito é particularmente relevante para os casos dos equipamentos de medição cuja responsabilidade pela colocação em funcionamento seja do autoconsumidor. De facto, a E-REDES dá nota de que, no caso particular das IC com UPAC integradas, a E-REDES não dispõe de atribuições regulamentares que lhe permitam condicionar a entrada em exploração, uma vez que são instalações em primeira instância de consumo e, portanto, não existe enquadramento que permita à E-REDES interromper estas instalações. Por outro lado, no momento da integração destes equipamentos de medição da responsabilidade do autoconsumidor no sistema de telecontagem do ORD, ou caso os requisitos de integração deixem de ser cumpridos durante a exploração da instalação, as instalações de autoconsumo encontram-se devidamente autorizadas pela DGEG, pelo que também não existe um enquadramento que permita ao ORD tomar medidas concretas para condicionar a sua entrada em exploração.

Nesse sentido, a E-REDES considera fundamental que o articulado concretize quais as medidas que o ORD deve tomar sempre que não é possível integrar um equipamento de medição cuja responsabilidade pela colocação em funcionamento seja do autoconsumidor, ou quando durante a exploração os requisitos de integração deixem de ser cumpridos. Como exemplo, a E-REDES propõe que o conceito de entrada em exploração seja substituído por condicionamento da operacionalização da partilha de energia, da realização de saldo quarto-horário e de inibição de possibilidade de venda de excedentes, uma vez que a sua aplicação, sendo central (a nível de sistemas), garante maior uniformidade de tratamento entre autoconsumidores do que o condicionamento da ligação física das instalações, que pode ficar excessivamente dependente do acesso aos equipamentos (em particular, no caso das UPAC integradas em IC).

Neste contexto, a E-REDES propõe que a redacção do n.º 1 do artigo 26.º seja reformulada, no sentido de prever que a aplicação da partilha de energia, de saldo quarto-horário e de venda de excedentes nos termos previstos no regulamento fica condicionada pela correcta integração dos equipamentos de medição nos sistemas de telecontagem do operador de rede.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do n.º 1 do artigo 26.º, de acordo com o seguinte excerto:
“1 – A aplicação da partilha de energia para autoconsumo, de realização dos saldos quarto-horários e de venda de excedentes, nos termos previstos na presente regulamentação, fica condicionada pela correcta integração, em todos os momentos, dos respetivos equipamentos de medição no sistema de telecontagem do operador da rede, nos casos em que, nos termos do Artigo 16.º, a instalação desses equipamentos é obrigatória.”

1.4.13 Artigo 28.º (regras gerais da partilha da energia no autoconsumo coletivo)

O n.º 3 do artigo 28.º da proposta de articulado define que a energia para partilha corresponde à energia injetada na rede pelas instalações participantes no autoconsumo coletivo.

A E-REDES dá nota de que o entendimento com esta proposta de articulado passa por considerar que, no caso de autoconsumos coletivos que incluam IC sem UPAC ou armazenamento integrados como instalações participantes no autoconsumo coletivo, a energia que possa vir a ser injetada na rede por estas também deve ser alvo de partilha. De

referir que estas instalações, registadas apenas como IC, não estão autorizadas a injetar energia na rede, podendo inclusivamente vir a injetar energia de fontes não renováveis. Deste modo, a E-REDES salienta a importância de manter a prática de não considerar qualquer energia injetada por IC como integrante em autoconsumo coletivo, pelo que propõe clarificar este entendimento no articulado.

Já o n.º 9 do artigo 28.º define que quando haja alteração, por parte da EGAC, da metodologia de partilha ou de coeficientes, o ORD deve implementar esta alteração no período de faturação imediatamente seguinte ao da formalização da alteração.

A E-REDES entende com esta proposta de articulado que qualquer alteração efetuada no período de faturação que esteja a decorrer deve ser totalmente implementada no primeiro dia do período de faturação seguinte, tendo efeitos práticos na disponibilização de dados desse dia. Neste caso é importante notar que nem sempre será exequível proceder a esta alteração, nomeadamente se a alteração der entrada no último dia do período de faturação que esteja a decorrer.

Assim, a E-REDES propõe que continue a haver um período de 7 dias para implementação das alterações ao nível da disponibilização de dados, como existe na versão do RAC atualmente em vigor, sem prejuízo de a alteração, quando aplicada, ter retroatividade ao primeiro dia do período de faturação imediatamente seguinte ao da entrada do pedido de alteração.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do n.º 3 do artigo 28.º, de acordo com o seguinte excerto:
“3 - A partilha incide sobre a energia injetada na rede por IPr, IA ou por IC com armazenamento ou UPAC integrados.”
- Introduzir novo n.º 10 ao artigo 28.º, de acordo com o seguinte excerto:
“10 – Para efeitos do número anterior, quando a comunicação do modelo de partilha ou dos parâmetros associados a este, pela EGAC, seja realizada até 7 dias antes do final do período de faturação que esteja a decorrer, o operador de rede dispõe de 7 dias para a executar, sem prejuízo de a alteração ser aplicada com retroatividade ao primeiro dia do período de faturação imediatamente subsequente ao da formação expressa ou tácita da sua aceitação, nos termos da legislação aplicável.”
- Alterar o atual n.º 10 do artigo 28.º, para n.º 11.

1.4.14 Artigo 29.º (partilha com coeficientes fixos)

O n.º 1 do artigo 29.º da proposta de articulado define que, no modo de partilha com coeficientes fixos, a EGAC comunica ao ORD, com carácter prévio, os coeficientes fixos associados a cada IC e IA, que podem ser diferenciados no tempo, através da plataforma electrónica estabelecida na legislação.

A E-REDES entende importante clarificar que a comunicação dos coeficientes de partilha, por parte da EGAC para o ORD, é feita através da plataforma da DGEG.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do n.º 1 do artigo 29.º, de acordo com o seguinte excerto:
“1 – No modo de partilha com coeficientes fixos, a EGAC comunica ao ORD, com carácter prévio, os coeficientes fixos associados a cada IC e IA, que podem ser diferenciados no tempo, através da plataforma electrónica da DGEG.”

1.4.15 Artigo 31.º (partilha hierárquica)

O n.º 1 do artigo 31.º da proposta de articulado define que, no modo de partilha hierárquica, a EGAC comunica ao ORD, com carácter prévio, a estrutura hierárquica a considerar no sistema de autoconsumo, organizada em grupos de IC, IPr ou IA, assim como o modo de partilha de energia dentro de cada grupo e entre grupos.

A E-REDES entende importante clarificar que a comunicação da estrutura hierárquica, assim como todas as variáveis para implementação desta metodologia, por parte da EGAC para o ORD, é feita através da plataforma da DGEG.

A E-REDES aproveita para enaltecer a flexibilidade indicada no n.º 7, que permite definir simplificações a esta metodologia de partilha em caso de dificuldade de implementação.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do n.º 1 do artigo 31.º, de acordo com o seguinte excerto:
“1 – No modo de partilha hierárquica, a EGAC comunica ao ORD, através da plataforma electrónica da DGEG e com carácter prévio, a estrutura hierárquica a considerar no sistema de autoconsumo, organizada em grupos de IC, IPr ou IA, assim como o modo de partilha de energia dentro de cada grupo e entre grupos.”

1.4.16 Artigo 36.º (disponibilização de dados)

De acordo o entendimento de simplificação expresso pela ERSE, no sentido da disponibilização, pelo ORD ao ORT, do excedente global agregado de cada autoconsumo colectivo (e não da sua imputação a cada instalação injetora), a E-REDES considera pertinente que o n.º 13 do articulado reflita esta simplificação.

De igual modo, tendo em conta que o serviço de disponibilização de dados entre ORD e ORT referente ao n.º 13 é o mesmo que entre o ORD e a entidade com quem foi contratada a venda de excedente referente à alínea b) do n.º 8, a E-REDES propõe que esta simplificação se aplique em ambos os casos.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do n.º 8 do artigo 36.º, de acordo com o seguinte excerto:
“8 - O ORD deve disponibilizar à entidade com quem foi contratada a venda do excedente, os seguintes dados, apurados segundo a Secção II do presente capítulo, para efeitos de participação em mercado:
a) No caso de uma IC com armazenamento ou UPAC integrada e não associada a IPr ou IA – o excedente na IC;
b) Nos restantes casos – o excedente global agregado imputável à ACC ou CER.”
- Alterar a redacção do n.º 13 do artigo 36.º, de acordo com o seguinte excerto:
“13 - No caso das IPr ligadas na rede de distribuição, o respetivo ORD deve disponibilizar ao ORT o excedente global agregado imputável à ACC ou CER, diariamente, em termos que permitam a aplicação dos mecanismos de participação em mercado grossista.”

1.4.17 Artigo 37.º (condições e prazos aplicáveis à disponibilização de dados)

O n.º 1 do artigo 37.º da proposta de articulado estipula que os ORD devem disponibilizar os dados relativos a consumos, injeções e excedentes de autoconsumo de forma gratuita, de modo estruturado e de uso corrente, através de uma plataforma electrónica ou em formato

electrónico, permitindo a sua leitura automática e uma vez tratados e corrigidos de eventuais anomalias de medição e leitura.

Por seu lado, o n.º 2 do mesmo artigo determina que a disponibilização destes dados nas referidas condições deve ocorrer diariamente, no dia seguinte ao do consumo ou injeção.

A E-REDES realça que, com base no n.º 1 do artigo 69.º da actual versão do RME, que dispõe que, numa situação em que ocorra uma avaria na comunicação do ponto de carregamento do OPC com o sistema de gestão da EGME, o OPC deve repor as condições normais de funcionamento no prazo máximo de 72 horas, a EGME acordou com a E-REDES assegurar a disponibilização dos dados até D+4.

De forma a garantir que, num autoconsumo que inclua postos de carregamento de mobilidade eléctrica, os dados disponibilizados pela E-REDES incluem os dados da EGME, a E-REDES propõe que, nestes casos, o prazo para disponibilização de dados seja D+5.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do n.º 2 do artigo 37.º, de acordo com o seguinte excerto:
“2 – A disponibilização dos dados referidos na presente Secção, nas condições previstas no número anterior, deve ocorrer diariamente, no dia seguinte ao do consumo/injeção, ou até 5 dias, em instalações de autoconsumo colectivo que incluam postos de carregamento de mobilidade eléctrica registados na Entidade Gestora da Mobilidade Eléctrica.”

1.4.18 Artigo 38.º (prestação de informação pelos operadores das redes)

O n.º 1 do artigo 38.º da proposta de articulado vem definir a informação a prestar pelos ORD à ERSE sobre as instalações de autoconsumo ligadas à rede por si operadas.

Destas informações, a E-REDES considera que deve ser clarificado, na alínea a) que devem ser identificadas todas as UPAC e indicado qual o tipo de instalação associado (IC ou IPr). Também na alínea b) a E-REDES sugere que sejam indicadas apenas as IC sem UPAC, uma vez que as IC com UPAC estarão integradas na informação da alínea a).

Já na alínea c) e em outros casos, a E-REDES dá nota da dificuldade em caracterizar algumas informações por nível de tensão e concelho, por exemplo o número de autoconsumos coletivos, uma vez que podem integrar instalações em diferentes concelhos e em diferentes níveis de tensão, pelo que se propõe alterar o articulado para prever essa desagregação sempre que seja possível.

A E-REDES entende também ser necessário clarificar que a percentagem de instalações com dados estimados da alínea j) se refere à falta de dados de cada instalação individualmente e não a instalações que existem dados, mas que foram afetados de coeficientes de partilha e energia não definitivos e obtidos com recurso a estimativa de outras instalações, uma vez que esta situação pode adulterar o valor do indicador, principalmente em autoconsumos coletivos compostos por um número significativo de instalações.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do n.º 1 do artigo 38.º, de acordo com o seguinte excerto:
“1 - Os operadores de redes devem enviar à ERSE, trimestralmente e relativamente às redes por si operadas, a seguinte informação:
 - a) *Número e potência instalada de UPAC integradas em autoconsumo, desagregadas pela tipologia da instalação onde estão inseridas, IC ou IPr;*
 - b) *Número e potência instalada de UPAC integradas em autoconsumo coletivo ligadas às redes por si operadas;*
 - b) *Número de IC participantes em autoconsumo, desagregando IC com e sem UPAC integrada e potência instalada de UPAC integradas em autoconsumo coletivo ligadas às redes por si operadas;*
 - b) *Número de IC sem UPAC integradas participantes em autoconsumo;*
 - c) *Número de autoconsumos coletivos;*
 - d) *Número e potência instalada de injeção na rede de IA integradas em autoconsumo, desagregadas pela tipologia da instalação onde estão inseridas, IC, IPr ou IA,*
 - e) *Energia excedente de autoconsumo considerada para efeitos de redução das perdas nas redes e energia excedente transacionada em mercado;*
 - f) *Produção total de UPAC para autoconsumo e número correspondente de contadores de produção total, com dados válidos;*
 - g) *Energia partilhada em autoconsumo através de rede interna com as instalações participantes em autoconsumo;*
 - h) *Energia partilhada em autoconsumo através da RESP com as instalações participantes em autoconsumo;*
 - i) *Média diária da percentagem de instalações com dados estimados disponibilizados no dia seguinte ao do consumo/injeção para as instalações de autoconsumo individual;*
 - j) *Média diária da percentagem de instalações com dados estimados disponibilizados no dia seguinte ao do consumo/injeção para as instalações de autoconsumo coletivo, sem contabilizar o efeito de coeficientes de partilha não definitivos;”*
- Alterar a redacção do n.º 2 do artigo 38.º, de acordo com o seguinte excerto:
“2 - A informação referida no número anterior, com exceção das alíneas i) e j), deve ser disponibilizada desagregada por classes de potência instalada na unidade de produção e de injeção na rede a partir do armazenamento, nível de tensão e concelho, sempre que essa desagregação seja possível.”

1.4.19 Artigo 50.º (entrada em vigor)

O artigo 50.º da proposta de articulado vem estabelecer a entrada em vigor da versão final do regulamento para o dia seguinte ao da sua publicação em Diário da República.

A E-REDES dá nota de que as alterações previstas nesta proposta de RAC exigem, por parte dos operadores de rede, esforços significativos de implementação e adaptação de sistemas de informação. Em particular, é necessário estabelecer novas metodologias de partilha, adaptar processos comerciais, desenvolver novos relatórios com informação a prestar, entre outros. Desse modo, sem prejuízo de entrarem em vigor todas as disposições assim que estiverem implementadas e disponíveis pelos operadores, deveria existir um período para implementação da totalidade do regulamento.

Com base na implementação das anteriores versões do RAC, a E-REDES propõe que seja estabelecido um período de implementação e adaptação total de 180 dias para a versão final da revisão do RAC objecto da presente discussão.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Adicionar um n.º 2 ao artigo 50.º, de acordo com o seguinte excerto:
“2 – Sem prejuízo do disposto no número anterior, os operadores dispõem de um prazo de 180 dias para implementação e adaptação das disposições regulamentares em sistemas de informação que permitam a operacionalização total do regulamento.”

REGULAMENTO DO ACESSO ÀS REDES E ÀS INTERLIGAÇÕES (RARI)

1.5 COMENTÁRIOS GERAIS

1.5.1 Informação de redes a prestar pelos operadores

A proposta de articulado mantém genericamente as obrigações de reporte e divulgação de informação da RNT e da RND existentes na actual regulamentação.

Adicionalmente, a proposta estabelece novas obrigações de reporte e divulgação de um conjunto alargado de informação de redes para a BT, nomeadamente localização geográfica de PT, a área de abrangência da rede BT, principais características da rede e suas variações e informação sobre capacidade disponível das redes.

A E-REDES entende que a divulgação desta informação deve ser feita com alguma reserva, tendo em conta que inclui dados de algumas infra-estruturas críticas e que, em redes menos densas, pode fornecer informação suficiente para caracterizar alguns clientes.

Neste contexto, a E-REDES recomenda que estas obrigações sejam devidamente articuladas com as obrigações de salvaguarda de informação relativa a infra-estruturas críticas nacionais a que os operadores de redes estão adstritos, nomeadamente à luz do Decreto-Lei n.º 20/2022, de forma a assegurar-se a necessária compatibilidade entre as exigências de prestação de informação a consagrar no regulamento e o quadro legal das infra-estruturas críticas nacionais.

1.5.2 Informação sobre projectos de investimento

A E-REDES constata que a proposta de articulado prevê um reforço da informação que os operadores de redes deverão disponibilizar anualmente à ERSE relativamente à identificação, fundamentação e acompanhamento de projectos de investimento.

Em primeiro lugar, a proposta prevê que os operadores das redes devem enviar à ERSE, anualmente até 15 de Junho, informação sobre a necessidade de novos projectos de investimento a realizar nas suas redes, acompanhada dos resultados de análise de custo e benefício à viabilidade desses projectos face a opções alternativas de investimento baseadas no recurso à contratação, em mercado, de flexibilidade de recursos distribuídos.

A E-REDES dá nota de que, ao abrigo do n.º 5 do artigo 123.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, esta informação já fará parte das revisões e actualizações dos planos de investimento a apresentar de dois em dois anos pelos operadores de rede. Por este motivo, a E-REDES propõe que a versão final do articulado remeta a disponibilização desta informação para o exercício de elaboração dos planos de investimento a submeter bianualmente pelos operadores de rede.

Adicionalmente, a proposta prevê o alargamento às redes BT das obrigações de reporte de informação sobre identificação e acompanhamento de projectos de investimento que actualmente já se aplicam à RND.

Tendo em conta que, de acordo com o próprio articulado, esta informação tem como objectivos a supervisão da implementação de projectos de investimento e o acompanhamento da implementação dos projectos de investimento aprovados, a E-REDES propõe que, no caso da BT, o reporte desta informação só ocorra quando houver lugar à elaboração de PDIRD-E para a BT.

1.5.3 Acesso com restrições

Uma das alterações propostas pela ERSE procura regulamentar o conceito de “*acesso com restrições*” introduzido pela primeira vez no Decreto-Lei n.º 15/2022 para as instalações de produção e alargando o mesmo às instalações de consumo, segundo o qual os operadores

de redes podem garantir acesso com restrições às suas redes, nos casos em que não seja possível garantir acesso firme. No entanto, e conforme o exposto na secção de comentários específicos, a E-REDES sugere que a ERSE densifique o âmbito desta nova opção no sentido de tipificar as situações em que esta opção se aplicará.

Por outro lado, importa que a versão final do articulado clarifique a margem de discricionariedade prevista para os operadores de redes no seguimento de um pedido de renovação de um acordo de acesso com restrições, que na atual proposta se prevê que tenha a duração máxima de 5 anos.

1.5.4 Metodologia de custo e benefício

A proposta de articulado estabelece que, para efeitos de planeamento de rede, os novos investimentos em infra-estruturas da rede devem depender de uma análise custo e benefício face a outras alternativas viáveis, designadamente o recurso à contratação, em mercado, de flexibilidade de recursos distribuídos.

Neste sentido, a proposta determina também que esta análise custo e benefício deverá ser baseada numa metodologia de custo e benefício aprovada pela ERSE, com base em proposta que os operadores das redes deverão apresentar à ERSE, até 60 dias após a entrada em vigor do regulamento.

A E-REDES regista positivamente o facto de o articulado prever a oportunidade de os operadores de rede apresentarem uma proposta para esta metodologia, tendo em conta o facto de se tratar de um importante instrumento para dar suporte ao estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de se passar a considerar a avaliação de soluções de flexibilidade ao nível do planeamento das redes.

Contudo, a E-REDES considera que a preparação da proposta de metodologia deve ser devidamente ponderada, até pela potencial disrupção que representa face à actual prática de planeamento dos operadores, entendendo, neste contexto, que o prazo de 60 dias apresentado pela ERSE é manifestamente curto.

Neste sentido, a E-REDES recomenda que a versão final do articulado preveja um prazo para elaboração da proposta mais adequado, propondo, para o efeito, que não seja inferior a 6 meses.

Adicionalmente, a E-REDES considera ser possível, a priori, identificar tipos de investimento para os quais a flexibilidade nunca poderia ser opção, como a renovação de activos mais críticos e de maior potência na rede (e.g., TP AT/MT de uma subestação urbana).

Neste contexto, a E-REDES entende que a metodologia a propor se deverá focalizar nos investimentos para os quais a flexibilidade tenha a possibilidade de se afigurar como efectiva alternativa ao investimento convencional, recomendando que a própria proposta de metodologia a apresentar pelos operadores inclua uma análise fundamentada dos tipos de investimento em que fará mais sentido aplicar a avaliação de custo e benefício de opções alternativas baseadas em flexibilidade.

1.6 COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS

1.6.1 Artigo 3.º (siglas e definições)

O n.º 2, alínea d), do artigo 3.º vem apresentar uma definição para instalação de consumo, que aparenta implicar a possível existência de mais do que um cliente associado a uma única instalação. Tendo em conta que a definição de cliente existente no n.º 2, alínea b), do mesmo artigo corresponde a uma pessoa singular ou coletiva que compra energia elétrica para consumo próprio, através da celebração de um contrato de fornecimento, pode ser inferido que é possível existir mais do que um contrato de fornecimento associado a uma única instalação de consumo.

A E-REDES alerta para o facto de este entendimento representar uma alteração significativa à prática atual, de existir um único contrato de fornecimento por instalação de consumo, que carece de uma regulamentação de detalhe, sob pena de a sua operacionalização se tornar inviável. A E-REDES destaca ainda que a existência de mais do que um contrato de fornecimento associado a uma única instalação de consumo gera dúvidas relativamente ao tratamento dos dados, assim como relativamente à responsabilidade pela instalação de consumo.

Em todo o caso, a E-REDES assume que este entendimento pode não corresponder ao espírito da proposta, uma vez que esta alteração não foi explicitamente endereçada no documento justificativo. Assim sendo, a E-REDES propõe alterar o articulado, de modo a tornar claro que só deverá existir um contrato de fornecimento de energia elétrica associado a cada instalação de consumo.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção da alínea d), do número 2, do artigo 3.º para:
“d) Instalação de consumo – a instalação privada, para uso exclusivo de um cliente, situada a jusante das redes, ligada diretamente à RESP ou através de uma rede interna.”

1.6.2 Artigo 7.º (disposições gerais e modelos de acesso)

O n.º 2 do artigo 7.º estabelece que os operadores das redes, por princípio, devem garantir um acesso às suas redes, atribuindo capacidade firme.

Adicionalmente, o n.º 3 do mesmo artigo determina que, para novos pedidos de acesso à rede em que o operador de rede conclua que não é possível disponibilizar a totalidade da capacidade requerida como firme, o operador da rede deve disponibilizar, aos titulares das instalações, um acesso à rede com restrições.

Por sua vez, o n.º 4 do mesmo artigo determina que os operadores das redes também devem disponibilizar acesso à rede com restrições para pedidos de aumento de capacidade para instalações de produção e de aumento de potência requisitada para instalações de consumo, quando não é possível conceder novo acesso com capacidade firme.

O entendimento da E-REDES sobre a leitura destes artigos é que o operador da rede não pode recusar novos pedidos de acesso à rede por falta de capacidade, tendo sempre de disponibilizar um acesso com restrições. No entanto, a E-REDES entende que é importante considerar que o acesso para as instalações de produção e de consumo têm princípios distintos. Em particular, o Decreto-Lei n.º 15/2022 estabelece, no artigo 55.º, relativo ao registo prévio, que o operador da rede pode pronunciar-se negativamente sobre o acesso à rede quando existe ausência de capacidade na RESP e o requerente pretenda uma capacidade firme. Assim, a E-REDES propõe alterar o articulado de forma a torná-lo compatível com esta possibilidade prevista na legislação.

Para além disso, a E-REDES dá nota de que, no caso das instalações de consumo, é sempre possível apresentar uma solução técnica para abastecer, de forma firme, a potência requerida pelo cliente, sendo que esta solução será, em traços gerais, tanto mais complexa e onerosa quanto menor for a capacidade da rede envolvente para acomodar o pedido do requerente.

Efectivamente, a E-REDES entende que é necessário definir um critério que estabeleça claramente em que situações o operador de rede deve apresentar ao requerente uma alternativa de ligação com restrições, sendo que, à partida, esta opção fará tanto mais sentido quanto mais onerosa se afigurar a solução para a ligação firme de toda a potência requisitada.

Neste contexto, a E-REDES propõe que o operador de rede apresente uma solução de ligação com restrições sempre que o ponto de rede mais próximo da instalação de consumo, no nível de tensão mais adequado à potência requerida, não ofereça capacidade disponível sem necessidade de reforço na rede a montante.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Adicionar um novo n.º ao artigo 7.º, com a seguinte redacção:
“O operador de rede deve apresentar ao requerente uma solução de ligação firme e outra com restrições sempre que o ponto de rede mais próximo, no nível de tensão mais adequado à potência requerida, não ofereça disponibilidade da rede sem recurso a reforços na rede a montante.”
- Adicionar um novo n.º 4 ao artigo 7.º, com a seguinte redacção:
“Sem prejuízo do número anterior, no caso do acesso à rede de instalações de produção ou armazenamento autónomo, a disponibilização do acesso à rede com restrições por parte do operador da rede só deve ser realizada quando o requerente declara expressamente querer uma alternativa com restrições.”

1.6.3 Artigo 9.º (projecto-piloto para o acesso com restrições)

O n.º 2 do artigo 9.º da proposta determina que o ORD deverá propor, no prazo máximo de 180 dias a partir da entrada em vigor do regulamento, pelo menos um projecto-piloto que concretize um acesso com restrições numa instalação de consumo.

De acordo com o n.º 3 do mesmo artigo, os projectos-piloto devem salvaguardar os direitos dos clientes ou dos titulares de instalações de produção envolvidos e a aplicação do enquadramento regulamentar em vigor, com vista ao desenvolvimento de novas soluções e serviços de gestão da rede.

A E-REDES propõe que a versão final do articulado explicita os direitos legais que, podendo condicionar de forma mais vinculada a implementação do acesso à rede com restrições, deverão ser particularmente acautelados na elaboração das propostas de projecto-piloto.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Explicitar, no n.º 3 do artigo 9.º, os direitos dos clientes que deverão ser particularmente acautelados na elaboração das propostas de projecto-piloto.

1.6.4 Artigo 11.º (entidades celebrantes do contrato de uso das redes)

Tendo em conta as novas tipologias de instalações que podem ser ligadas à rede, nomeadamente as instalações de produção com e sem sistemas de armazenamento integrados, as instalações de armazenamento autónomo e a bombagem associada aos centros electroprodutores hídricos, é fundamental clarificar que para efeitos de consumo de

energia elétrica, não só os consumos próprios das instalações de produção devem ser equiparados a clientes, mas também os consumos das instalações de produção com sistemas de armazenamento integrados para armazenamento de energia, os consumos de bombagem associados a centros electroprodutores hídricos e os consumos das instalações de armazenamento autónomo.

Assim, estas instalações devem também celebrar um contrato de uso de redes, diretamente ou através de representação, relativamente às suas condições de consumidores.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do número 5, do artigo 11.º para:
“Para efeitos da aquisição de energia elétrica para abastecimento de consumos próprios das instalações de produção, de consumos associados a instalações de produção com sistemas de armazenamento integrados, de consumos de bombagem associada a centros electroprodutores hídricos e de consumos das instalações de armazenamento autónomo, estes são equiparados a clientes, devendo os mesmos, ou quem os represente, de acordo com os modelos de relacionamento comercial estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais, celebrar um Contrato de Uso das Redes, tal como previsto no n.º 1 ou no n.º 2.”

1.6.5 Artigos 18.º (informação a prestar pelos operadores da RNT e RND)

Os artigos 18.º e 19.º da proposta de articulado definem um conjunto de informação técnica sobre características das redes que o ORT e o ORD em MT e AT deverão disponibilizar aos agentes de mercado e a outras entidades interessadas.

Em concreto, o n.º 2 do mesmo artigo 18.º estabelece as informações a disponibilizar em relação à RNT e às redes MT e AT, que inclui, entre outros aspectos, a localização geográfica das linhas e das subestações, a área de abrangência geográfica das subestações, a capacidade disponível nas redes e a identificação e justificação dos principais congestionamentos e restrições de capacidade das redes. Ao abrigo do n.º 4 do mesmo artigo, as informações devem ficar disponíveis nas páginas de *internet* e nos centros de atendimento dos operadores.

A E-REDES alerta para a necessidade de se articularem estas novas obrigações de disponibilização de informação das redes com as obrigações de salvaguarda de informação relativa a infra-estruturas críticas nacionais a que os operadores de redes estão adstritos, nomeadamente à luz do Decreto-Lei n.º 20/2022.

Neste sentido, a E-REDES entende que deverá considerar-se um equilíbrio ponderado e criterioso no âmbito da disponibilização de informação, de forma a assegurar-se a compatibilidade entre as exigências de prestação de informação a consagrar no regulamento e o quadro legal das infra-estruturas críticas nacionais, o que é de particular importância no actual contexto geopolítico.

Adicionalmente, o n.º 3 do mesmo artigo estabelece que os operadores devem manter um registo dos pedidos de informação que lhes são dirigidos relativamente à prestação de informação sobre as suas redes.

Em simultâneo, o n.º 4 determina que esta informação deve estar disponível, nomeadamente nas páginas de *internet* e nos centros de atendimento dos operadores das redes que deles dispõem.

No entender da E-REDES, a obrigatoriedade disposta no n.º 4 do artigo 18.º deve aplicar-se apenas a pedidos de informação paralelos à consulta da informação directamente através da

página de *internet*, como por exemplo solicitações recebidas através dos canais de atendimento do operador.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do n.º 3, de acordo com o seguinte excerto:
“3 – As entidades referidas n.º 1 devem manter um registo dos pedidos de informação que lhes são directamente dirigidos relativamente à prestação de informação sobre as suas redes.”
- Adicionar o seguinte número ao artigo 18.º:
“10 – O disposto neste artigo não prejudica os deveres dos operadores de rede no âmbito do quadro legal em vigor relativo à protecção de informação sobre infra-estruturas críticas nacionais.”

1.6.6 Artigos 19.º (informação a prestar pelos ORD BT)

O artigo 19.º da proposta define um conjunto de informação técnica sobre características das redes que os ORD BT deverão disponibilizar aos agentes de mercado e a outras entidades interessadas.

Este conjunto de informação, detalhado no n.º 2 do mesmo artigo, inclui, entre outros aspectos, localização geográfica de PT, área de abrangência geográfica de redes BT e capacidade disponível nas redes, devendo, ao abrigo do n.º 4 do mesmo artigo, ficar disponível nas páginas de *internet* e nos centros de atendimento dos operadores.

A E-REDES realça que a informação prevista pode afigurar-se excessivamente granular para efeitos de divulgação, podendo, nalguns casos de zonas mais rurais, permitir, inclusivamente, a identificação de hábitos dos próprios clientes. Ainda sobre este tema, a E-REDES questiona a utilidade de se tornar pública a informação prevista neste artigo, sem prejuízo de se manter o seu reporte à ERSE.

A E-REDES salienta ainda que a disponibilização de alguma da nova informação agora prevista requer adaptação de processos e sistemas, devendo ser acautelado um adequado tempo para a sua implementação.

Adicionalmente, a E-REDES alerta para a necessidade de se articularem estas novas obrigações de disponibilização de informação das redes com as obrigações de salvaguarda de informação relativa a infra-estruturas críticas nacionais a que os operadores de redes estão adstritos, nomeadamente à luz do Decreto-Lei n.º 20/2022.

Neste sentido, a E-REDES entende que deverá considerar-se um equilíbrio ponderado e criterioso no âmbito da disponibilização de informação, de forma a assegurar-se a compatibilidade entre as exigências de prestação de informação a consagrar no regulamento e o quadro legal das infra-estruturas críticas nacionais, o que é de particular importância no actual contexto geopolítico.

Adicionalmente, o n.º 3 do mesmo artigo estabelece que os operadores devem manter um registo dos pedidos de informação que lhes são dirigidos relativamente à prestação de informação sobre as suas redes.

Em simultâneo, o n.º 4 determina que esta informação deve estar disponível, nomeadamente nas páginas de *internet* e nos centros de atendimento dos operadores das redes que deles disponham.

No entender da E-REDES, a obrigatoriedade disposta no n.º 4 do artigo 19.º deve aplicar-se apenas a pedidos de informação paralelos à consulta da informação directamente através da

página de *internet*, como por exemplo solicitações recebidas através dos canais de atendimento do operador.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do n.º 3, de acordo com o seguinte excerto:
“3 – As entidades referidas n.º 1 devem manter um registo dos pedidos de informação que lhes são directamente dirigidos relativamente à prestação de informação sobre as suas redes.”
- Adicionar o seguinte número ao artigo 18.º:
“8 – O disposto neste artigo não prejudica os deveres dos operadores de rede no âmbito do quadro legal em vigor relativo à proteção de informação sobre infraestruturas críticas nacionais.”

1.6.7 Artigo 23.º (fundamentação de novos projectos de investimento)

O n.º 1 do artigo 23.º da proposta de articulado estabelece que, para efeitos de planeamento de rede, os novos investimentos em infraestruturas da rede devem depender de uma análise custo e benefício face a alternativas viáveis, designadamente o recurso à contratação, em mercado, de flexibilidade de recursos distribuídos.

Por sua vez, o n.º 2 do mesmo artigo determina que, para efeitos de supervisão do cumprimento desta exigência, os operadores das redes devem enviar à ERSE, anualmente até 15 de Junho, informação sobre as necessidades de novos projectos de investimento a realizar nas suas rede, devendo esta informação, ao abrigo do n.º 3, ser acompanhada dos resultados das análises custo e benefício que fundamentam as necessidades identificadas.

A E-REDES começa por salientar que, para alguns investimentos em infraestruturas de rede, a contratação de serviços de flexibilidade como alternativa ao investimento convencional de rede não se afigura, logo à partida, viável do ponto de vista técnico. São exemplos deste tipo de projectos a renovação de activos ou alterações mais estruturais da rede.

Neste sentido, a E-REDES entende que se deve considerar a existência de casos em que esta análise não se enquadra tal como previsto no n.º 5 do artigo 123.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, que estabelece que esta análise deve ser realizada apenas quando sejam assegurados os objetivos referidos no n.º 1 do mesmo artigo, nomeadamente o desenvolvimento adequado e eficiente das redes, garantia de segurança de abastecimento e existência de capacidade de entrega e receção em níveis adequados de segurança e qualidade de serviço.

Adicionalmente, no entender da E-REDES, o artigo 23.º da proposta de articulado procura reduzir, para uma periodicidade anual, a disponibilização da informação que, à luz do n.º 5 do artigo 123.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, já terá que ser disponibilizada nas revisões e actualizações do PDIRD-E. A E-REDES adverte que as informações que o artigo exige que sejam reportadas são atualmente disponibilizadas nos planos de investimento, apresentados de 2 em 2 anos, no âmbito do PDIRD.

Neste sentido, a E-REDES entende que se deve considerar o que está definido no PDIRD relativamente à periodicidade da divulgação desta informação, que são submetidas a discussão pública, a pareceres da ERSE, da DGEG e do ORT e a aprovação do Governo pelo menos de 2 em 2 anos.

A E-REDES destaca também que, apesar de mais granular no tempo, a informação disponibilizada ao abrigo do artigo 23.º não deverá diferir muito da que será considerada para o exercício de elaboração das actualizações do PDIRD-E, que deverá consistir numa primeira

identificação de potenciais oportunidades para a prestação de serviços de flexibilidade dentro das necessidades de rede identificadas. A este propósito, é importante que esta identificação de oportunidades para a prestação de serviços de flexibilidade, em sede de PDIRD-E, não se confunda com a contratação efectiva desse serviço, que só deverá ocorrer próximo da data em que teria início o investimento de rede que esse serviço visa substituir, em função das ofertas que efectivamente aparecerem em mercado nessa altura.

Neste sentido, a E-REDES propõe que a redacção do n.º 2 e do n.º 3 do artigo 23.º remeta para a necessidade de disponibilizar a informação prevista no n.º 1 nas revisões e actualizações do PDIRD-E, como estabelecido pelo n.º 5 do artigo 123.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, sem prejuízo de ser reportada, anualmente, informação sobre necessidades de novos projectos de investimento que ainda não tenham sido vertidas em qualquer revisão ou actualização de PDIRD-E.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do n.º 1 e do n.º 2 do artigo 23.º de acordo com o seguinte excerto:

“1 – Para efeitos de planeamento de rede, os novos investimentos em infraestruturas da rede devem depender de uma análise custo e benefício face a outras alternativas viáveis, quando existam, designadamente o recurso à contratação, em mercado, de flexibilidade de recursos distribuídos.

2 – A informação estabelecida no número anterior deve fazer parte integrante do plano de investimento, nos termos do estabelecido pelo n.º 5 do artigo 123.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, devendo ser reportadas à ERSE, em cada ano, eventuais necessidades de investimento que tenham sido identificadas e que ainda não tenham sido vertidas em nenhuma proposta de revisão ou de actualização de plano de investimento.”

1.6.8 Artigo 24.º (metodologia de custo e benefício)

O artigo 24.º da proposta de articulado define que a metodologia de custo e benefício utilizada na análise de alternativas viáveis ao investimento convencional deve ser aprovada pela ERSE, de acordo com uma proposta apresentada pelos ORD no prazo de 60 dias após a entrada em vigor do regulamento.

A E-REDES considera positivo o facto de a metodologia a aprovar pela ERSE ter por base propostas a apresentar pelos operadores de redes. Ainda assim, tratando-se de uma peça chave para a incorporação do conceito da flexibilidade no PDIRD-E, a E-REDES entende que os conceitos e modelos subjacentes à sua elaboração devem ser devidamente discutidos e aprofundados, defendendo, por isso, que o prazo para a submissão deve ser alargado para 6 meses após a entrada em vigor do regulamento.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do n.º 2 do artigo 24.º de acordo com a seguinte excerto:
“Para efeitos do número anterior, os operadores das redes devem apresentar uma proposta à ERSE no prazo de 6 meses após a entrada em vigor do presente regulamento.”

1.6.9 Artigo 25.º (informação sobre novos projectos de investimento)

O n.º 1 do artigo 25.º da proposta estabelece que, para efeitos da supervisão da implementação de projectos de investimento, os operadores das redes devem enviar

anualmente à ERSE informação relativa aos projectos de investimento nas suas redes, até 15 de Junho.

Ao abrigo do n.º 2 do mesmo artigo, a informação sobre os projectos de investimento deve contemplar todo o horizonte temporal do período regulatório vigente ou até à data estimada da entrada em exploração dos projectos, com desagregação anual.

A E-REDES denota que, actualmente, o PDIRD-E já inclui informação sobre projectos que representem um investimento superior a 500 mil €, subprogramas e projectos não descritos individualmente, sendo esta a informação que também é reportada ao abrigo das normas complementares de relato financeiro e operacional.

A E-REDES propõe que a informação a reportar ao abrigo do artigo 25.º siga a mesma estrutura da informação que já é incluída no PDIRD-E e nas normas complementares de relato financeiro e operacional, de forma a tornar comparável e consistente a informação dos vários reportes.

Adicionalmente, a E-REDES considera que a disponibilização da informação referida no artigo 25.º para a BT, servindo para efeitos de supervisão da implementação de projectos de investimento, deveria ficar condicionada ao exercício de elaboração do PDIRD-E para a BT.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do n.º 1 do artigo 25.º de acordo com o seguinte excerto:
“1 – Para efeitos da supervisão da implementação dos projectos de investimento, os operadores das redes de Portugal Continental e as empresas responsáveis pela rede eléctrica dos Açores e da Madeira devem enviar anualmente à ERSE informação relativa aos projectos de investimento nas suas redes, até 15 de Junho, a partir do ano em que seja submetida a respectiva proposta de PDIRD-E BT.”

1.6.10 Artigo 26.º (acompanhamento da implementação de projetos de investimento)

O n.º 1 do artigo 26.º da proposta de articulado estabelece que, para efeitos de acompanhamento da implementação dos projectos de investimento aprovados, os operadores das redes devem enviar à ERSE, anualmente até 15 de Junho, informação sobre a realização anual de cada projecto de investimento, seguindo o detalhe previsto no n.º 2 do mesmo artigo.

De acordo com o n.º 4 do mesmo artigo, o detalhe previsto para o reporte deve permitir avaliar a implementação dos projectos de investimento aprovados em sede dos planos de desenvolvimento e investimento das redes.

Ao abrigo do n.º 2 deste artigo, cada projecto deve ser classificado segundo um conjunto de categorias de acordo com a fase em que se encontra, devendo os ORD, ao abrigo do n.º 3 do artigo 26.º, fundamentar os motivos que levaram ao atraso, antecipação, adiamento ou cancelamento de qualquer um dos projectos.

Em linha com os comentários relativos ao artigo 25.º (ponto 3.7), a E-REDES denota que, actualmente, o PDIRD-E já inclui informação sobre projectos que representem um investimento superior a 500 mil €, subprogramas e projectos não descritos individualmente, sendo esta a informação que também é reportada ao abrigo das normas complementares de relato financeiro e operacional.

Neste contexto, a E-REDES propõe que a informação a reportar ao abrigo do artigo 26.º siga a mesma estrutura da informação que já é incluída no PDIRD e nas normas complementares de relato financeiro e operacional, de forma a tornar comparável e consistente a informação dos vários reportes.

Adicionalmente, também em linha com os comentários relativos ao artigo 25.º (ponto 3.7), a E-REDES considera que a disponibilização da informação referida no artigo 26.º para a BT, servindo para efeitos de avaliação da implementação dos projectos de investimento aprovados em PDIRD-E, deveria ficar condicionada ao exercício de elaboração deste plano para a BT.

Por fim, o n.º 6 do mesmo artigo determina que o conteúdo da informação a enviar à ERSE deverá ser detalhado de acordo com normas complementares a aprovar pela ERSE, através de Directiva. A E-REDES considera que devido à inexistência de um PDIRD para BT, a informação a enviar à ERSE no âmbito deste artigo deve cingir-se apenas a informação constante do PDIRD, nomeadamente informação relativa às redes MT e AT, excluindo desta forma informação sobre projectos na rede BT. A E-REDES propõe também que aquando da elaboração de um PDIRD para BT, o âmbito deste artigo seja alargado a este nível de tensão.

Tendo em conta o potencial impacto que as revisões destas normas complementares representam para os processos e sistemas das empresas reguladas, a E-REDES recomenda a sujeição destas revisões a consulta, à semelhança da boa prática seguida pela ERSE na recente revisão das normas complementares de relato financeiro e operacional, consagrada na Instrução n.º 10/2022 da ERSE. A E-REDES propõe que a ERSE densifique o teor da Directiva a ser publicada sobre o conteúdo da informação a prestar, de forma a que a sua operacionalização não crie obrigações onerosas ou restritivas para os operadores, já que não está previsto nesta proposta uma consulta pública específica para a Directiva, nem qualquer outro tipo de auscultação, como a submissão de propostas por parte dos operadores.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do n.º 1 do artigo 26.º de acordo com a seguinte excerto:
“1 – Para efeitos de acompanhamento da implementação dos projectos de investimentos aprovados, os operadores das redes de Portugal Continental e as empresas responsáveis pela rede eléctrica das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira devem enviar à ERSE, anualmente até 15 de Junho, informação relativa a realização anual de cada projecto de investimento, a partir do ano em que seja submetida a respectiva proposta de PDIRD-E BT.”
- Alterar a redacção do n.º 6 do artigo 26.º de acordo com a seguinte excerto:
“6 – O conteúdo da informação a enviar à ERSE deverá ser detalhado de acordo com normas complementares a aprovar pela ERSE, através de Directiva, após consulta de interessados.”

1.6.11 Artigo 31.º (ajustamento para perdas)

O n.º 8 e o n.º 10 do artigo 31.º vêm estabelecer que o ORT e o gestor técnico das redes de distribuição devem apresentar à ERSE uma metodologia de construção de perfis de perdas e que determinem os perfis de perdas de acordo com a metodologia aprovada.

Tendo em conta que estas atividades, assim como a posterior aplicação dos perfis de perdas, são uma atividade *core* dos operadores de rede, que as têm desempenhado ao longo do tempo, e que não se encontram abrangidas pelo definido no artigo 109.º do Decreto-Lei n.º 15/2022 como funções do gestor técnico das redes de distribuição, a E-REDES considera que o articulado deve atribuir estas atividades aos operadores de rede e não ao gestor técnico.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do n.º 8 de acordo com o seguinte excerto:
“8 – Uma vez aprovados os valores dos fatores de ajustamento para perdas a aplicar, os operadores das redes de transporte e distribuição determinam os valores dos perfis de perdas a aplicar no ano seguinte, por aplicação da metodologia aprovada pela ERSE.
- Alterar a redacção do n.º 10 de acordo com o seguinte excerto:
“10 — Os operadores das redes de transporte e distribuição apresentam à ERSE proposta justificada de metodologia de construção dos perfis de perdas, nos termos do presente artigo, a partir dos fatores de ajustamento para perdas aprovados, no prazo de 60 dias após a entrada em vigor do presente Regulamento e sempre que considerarem oportuno, ou se for necessário para o cumprimento da regulamentação aplicável ou ainda por solicitação da ERSE.”

REGULAMENTO DE OPERAÇÕES DAS REDES (ROR)

1.7 COMENTÁRIOS GERAIS

1.7.1 Gestão técnica das redes de distribuição

A proposta de ROR colocada em consulta pública vem concretizar alguns aspetos definidos no artigo 238.º do Decreto-Lei n.º 15/2022.

Em particular, são definidas de forma mais concreta as funções da gestão técnica das redes de distribuição, a mobilização de instalações ligadas à rede de distribuição, incluindo as instalações cujo acesso à rede foi atribuído com restrições, e ainda um enquadramento regulamentar para os serviços de flexibilidade, incluindo aspetos como definições, contratação ou utilização.

Em primeiro lugar, é importante realçar que a E-REDES considera pertinente o estabelecimento de enquadramento regulamentar para os temas referidos. Apesar disso, não deixa de notar que existem algumas diferenças de âmbito que aparecem de forma mais concreta e vincada no ROR do que no Decreto-Lei nº15/2022. Uma dessas diferenças reside na definição das funções da atividade de gestão técnica das redes de distribuição agora previstas na proposta de revisão do ROR, ao incluir:

- implementação de um modelo de gestão flexível das redes de distribuição, nos termos da Secção II do presente capítulo, que assegure a participação efetiva dos utilizadores da rede;
- previsão do consumo e da injeção nas redes de distribuição e coordenação, articulada com o Gestor Global do SEN, de indisponibilidades das redes de distribuição, quer ao nível dos respetivos elementos, quer das instalações dos utilizadores a que estejam ligadas;
- atuação em casos de emergência, avaria ou interrupção do fornecimento, como estabelecidos no RQS;
- supervisão, gestão e controlo das redes de distribuição, designadamente através das infraestruturas das redes inteligentes, incluindo os contadores inteligentes.

Das funções definidas para a atividade de gestão técnica indicadas no artigo 109.º do Decreto-Lei nº15/2022, não se incluem as referidas acima. Sem prejuízo de alguns aspetos destas funções poderem ser relevantes numa dimensão de coordenação entre diferentes ORD, como por exemplo a elaboração de planos de coordenação de atuação em casos de emergência quando estão envolvidas redes de distribuição com operadores distintos, a E-REDES entende que a definição concreta de funções deve ser ponderada de modo a não interferir com aquilo que são as atividades *core* dos ORD.

De facto, identificam-se alguns exemplos de atividades *core* do ORD potencialmente sobrepostas à definição de âmbito da gestão técnica das redes proposta, destacando-se particularmente:

- responsabilidade e atuação em casos de avaria ou interrupção
 - o ORD é o responsável pela operação e manutenção dos ativos de rede, incluindo gestão e despacho de equipas no terreno (e.g., localização e reparação de avarias), atuando de forma integrada no âmbito da gestão da rede;
 - a responsabilidade pelo correto funcionamento da rede, pela alimentação dos clientes e qualidade de serviço é do ORD, refletindo a sua atuação em todas as dimensões da atividade de distribuição (e.g., planeamento, conceção, projeto, construção, O&M, etc.)
- supervisão, gestão e controlo das redes de distribuição
 - supervisão, gestão e controlo das redes de distribuição são aspetos centrais da “Operação de Redes de Distribuição”;

- o investimento em inovação e na conceção e desenvolvimento das infraestruturas de redes inteligentes por parte do ORD reflete as necessidades do ORD enquanto gestor das redes.
- planeamento da rede
 - o planeamento da rede tem por base pressupostos sobre o modelo de operação da rede, incluindo tudo o que toca na gestão flexível das redes de distribuição, exigindo um conhecimento profundo e uma articulação total entre as atividades de planeamento e operação
 - as alternativas de flexibilidade identificadas e avaliadas em sede de planeamento de rede definem os elementos centrais relativos à contratação de serviços de flexibilidade, incluindo quantidades a contratar, pressupostos de utilização no âmbito da operação, preços, outras características técnicas, etc..

Uma vez que o atual enquadramento legislativo pressupõe a possibilidade de esta atividade ser autonomizada relativamente às restantes atividades de operação da rede e tendo em conta as dúvidas relativamente à operacionalização desta atividade unificada no contexto do Decreto-Lei n.º 15/2022, a E-REDES entende ser mais prudente manter as funções exatamente como definidas no artigo 109.º do Decreto-Lei n.º 15/2022 e renomear o capítulo III da proposta de articulado para “*Operação e Gestão Técnica da Rede de Distribuição*”, mantendo genericamente os mesmos conteúdos, mas permitindo a coexistência de funções de gestão técnica das redes e de outras funções no âmbito da operação das redes de distribuição.

1.7.2 Gestão flexível das redes e serviços de flexibilidade

Uma das principais novidades introduzida no ROR é a definição concreta de serviços de flexibilidade.

De facto, a ERSE, através da conjugação de várias definições existentes no âmbito da legislação nacional (Decreto-Lei n.º 15/2022) e europeia (Diretiva 944/2019), define serviços de flexibilidade como serviços que conferem ao sistema de distribuição de energia elétrica capacidade de resposta perante alterações que possam afetar o seu equilíbrio, designadamente, serviços de sistema não associados à frequência e gestão de congestionamentos. Adicionalmente, a ERSE coloca estes serviços no âmbito da gestão técnica das redes de distribuição.

A E-REDES nota que ao nível da legislação europeia, os serviços de flexibilidade têm uma correspondência com a gestão de congestionamentos nas suas zonas e não propriamente com os serviços de sistema não associados à frequência, pelo que importa fazer esta distinção.

De facto, a E-REDES considera que os serviços de sistema não associados à frequência têm uma contribuição para o sistema como um todo ou para gestão do sistema local quando existir funcionamento isolado ou em ilha, apresentando, por regra, requisitos técnicos e tecnológicos com a mesma exigência que os serviços de sistema. Por outro lado, os serviços para gestão de congestionamentos são indissociáveis do planeamento e operação da rede, uma vez que são utilizados para suprir necessidades de investimento, alimentação em caso de emergência, integração de produção distribuída, potenciar ligações flexíveis, aumentar a utilização da rede, entre outros, e apresentam requisitos técnicos diferenciados e potencialmente mais simples do que serviços de sistema.

Tendo em conta o exposto, a E-REDES propõe circunscrever os serviços de flexibilidade à resolução de congestionamentos na rede de distribuição, sem prejuízo de prever, em consonância com o comentário anterior relativamente à gestão técnica das redes de distribuição, os serviços de flexibilidade e os serviços de sistema não associados à frequência no âmbito do capítulo III, alargado para Operação e Gestão Técnica da Rede de Distribuição.

1.7.3 **Baselining e desvios**

A E-REDES revê-se na posição manifestada pela ERSE no documento justificativo que acompanha a presente consulta, de remeter para os manuais a propor pelos operadores de rede a abordagem a seguir na definição do *baselining*. Com efeito, no entender da E-REDES seria prematuro, nesta fase em que conceito de flexibilidade ainda se consolida, prescrever modelos que poderiam obstaculizar o aparecimento de participantes, parecendo mais prudente condicionar essa decisão aos resultados que forem aparecendo dos projectos-piloto.

1.7.4 **Regras de rateio para mobilização de restrições**

O Decreto-Lei n.º 15/2022 e a proposta de revisão do RARI prevêm a atribuição de capacidade de ligação à rede com restrições. A operação da rede deverá limitar o consumo ou a injeção sempre que os fluxos de potência não sejam suportáveis pela rede eléctrica. Se apenas existir um cliente com capacidade com restrições que esteja a contribuir para os constrangimentos da rede não existem dúvidas sobre as acções a tomar, contudo se existir mais do que um cliente com capacidade atribuída com restrições poderão levantar-se dúvidas sobre a forma como as limitações impostas pelo ORD serão alocadas entre si.

Existem duas abordagens possíveis para a alocação de limitações a clientes com capacidade com restrições:

- Alocação igualitária – todos os clientes são limitados proporcionalmente à sua capacidade com restrições
- Alocação com prioridades – existe um nível de prioridade atribuído a cada um dos clientes com restrições e as limitações são realizadas de acordo com esse nível

Poderão existir abordagens mais complexas, mas a simplicidade das regras aumenta o nível de transparência e diminui os atritos na utilização da capacidade com restrições.

A alocação igualitária tem a vantagem da simplicidade, contudo pode ter a desvantagem de aumentar o número de restrições aos clientes com capacidades com restrições já existentes, nomeadamente à medida que forem sendo ligados à rede mais clientes com restrições. Esta desvantagem pode ser resolvida através da alocação das limitações pelos clientes com restrições, atribuindo uma prioridade a cada um destes. A prioridade pode ser definida pela data de atribuição da capacidade com restrições ou pela data de ligação à rede da capacidade com restrições.

1.8 COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS

1.8.1 Artigo 2.º (siglas e definições)

O artigo 2.º da proposta de articulado vem introduzir algumas definições no âmbito da regulamentação como os serviços de flexibilidade. Como referido nos comentários gerais apresentado anteriormente, a definição de serviços de flexibilidade como serviços que conferem ao sistema de distribuição de energia elétrica capacidade de resposta perante alterações que possam afetar o seu equilíbrio, designadamente, serviços de sistema não associados à frequência e gestão de congestionamentos, decorre de uma interpretação das várias legislações nacionais e europeias.

Como referido, o entendimento da E-REDES é que é importante vincar a distinção entre serviços de sistemas não associados à frequência e serviços de gestão de congestionamentos locais. Isto porque estes serviços têm finalidades e requisitos muito distintos entre ambos.

Assim, a E-REDES propõe alterar a proposta de articulado em consonância com o comentário anterior e com a definição de serviços de flexibilidade existente ao nível da Diretiva (UE) 944/2019, considerando apenas a resolução de congestionamentos no âmbito dos serviços de flexibilidade.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção da alínea q) do n.º 2 do artigo 2.º de acordo com o seguinte excerto:

“q) Serviços de flexibilidade – serviços que conferem ao sistema de distribuição de energia elétrica capacidade de resposta perante situações de resolução de congestionamentos na rede de distribuição.”

1.8.2 Artigo 4.º (cibersegurança)

O n.º 1 do artigo 4.º da proposta de articulado define que os ORD são responsáveis pela cibersegurança da sua rede e pela adoção de práticas, sistemas e equipamentos que aumentem a resiliência da rede em termos de cibersegurança. O n.º 2 do mesmo artigo prevê que no caso de ocorrer um ataque cibernético a um ORD, assim que dele seja tomado conhecimento e se conclua que existe ou possa vir a existir um impacto, deve informar as outras entidades com as quais troca informações. O ponto n.º 3 define que os ORD devem dar conhecimento à ERSE caso haja acessos do exterior aos seus sistemas, bem como às autoridades competentes no domínio da segurança do ciberespaço.

O número 2 prevê que, "no caso de um ataque cibernético a um operador de rede, (...), logo que a entidade sujeita ao ataque dele tome conhecimento e conclua que existe ou possa vir a existir impacto relevante ou substancial, informa desse facto as outras entidades com as quais participa em processos de troca de informação."

As fases de "tomada de conhecimento" e de "conclusão que existe ou possa vir a existir impacto relevante ou substancial" são fases distintas, pelo que sugerimos que a redacção se limite à fase de conclusão, de modo a evitar interpretações que possam suscitar alguma ambiguidade. Para além do mais, as situações de ameaça cibernética são cada vez mais frequentes, levando a situações de vários testes e análises diárias. Nessa medida, e para os efeitos que nos parece que este artigo procura assegurar, será mais pertinente que a informação seja obrigatória apenas para a fase de conclusão e caso exista um impacto relevante para a atividade de distribuição de energia elétrica.

Este entendimento também surge em linha com o proposto para o Código de Rede de Cibersegurança (Network Code on sector-specific rules for cybersecurity aspects of crossborder electricity flows (NCCS), July 6, 2022 –V2.3), que no seu Artigo 40 (4), prevê que

sejam as autoridades competentes a disseminar a informação relacionada com o reporte de origem para os demais pontos de contacto únicos nacionais e para as demais entidades relevantes, e não a entidade reportante:

“In the event of cyber threats received from a high-impact or critical-impact entity pursuant to Article 41(5), the NCCS-NCA shall disseminate to the national single points of contact and to the entities in its Member State without undue delay information on cyber threats or any other information of importance for preventing, detecting, responding to or mitigating the risk.”

Ademais, a mesma proposta, no Artigo 41 (5), prevê as seguintes premissas para que o reporte de origem seja realizado às autoridades competentes:

(a) it provides any relevant information for preventing, detecting, responding or mitigating the impact or risk concerning cybersecurity risks; or

(b) the identified artefacts used in the context of an attack lead to information such as compromised URL or IP addresses, hashes or any other attribute useful to contextualize and correlate the attack.

Em suma, independentemente do sucesso do ciberataque, o reporte só deve ocorrer após a recolha de informação técnica relevante que permita às demais entidades da rede estabelecerem medidas preventivas face à respetiva ameaça.

Não obstante do âmbito do Artigo 41 da proposta do Código de Rede se limitar ao reporte de informação de ciberameaças “that may have a cross-border effect” e do âmbito da presente proposta de Regulamento estar alinhada com o Regime Jurídico da Segurança do Ciberespaço, propomos que seja adotada a mesma abordagem da atual proposta do Código de Rede – o reporte, para além de ser realizado às autoridades competentes no domínio da segurança do ciberespaço, de acordo com a lei em vigor, deve ser também realizado à ERSE, enquanto entidade reguladora do sector.

Relativamente ao número 3, este prevê o reporte à ERSE de “qualquer acesso do exterior aos seus sistemas”. Este ponto deverá ser complementado, uma vez que não é claro que tipos de acesso externos devem ser reportados. Deverá, portanto, limitar o reporte a acessos ilegítimos ou não autorizados no âmbito da notificação, prevista na lei, às autoridades competentes no domínio da segurança do ciberespaço.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do n.º 2 do artigo 4.º de acordo com a seguinte excerto:
“2 – No caso de um ataque cibernético a um operador de rede, utilizador de rede significativo ou agente de mercado, logo que a entidade sujeita ao ataque conclua que existe ou possa vir a existir impacto relevante ou substancial, informa desse facto a ERSE.”
- Alterar a redacção do n.º 3 do artigo 4.º de acordo com a seguinte excerto:
“3 – No âmbito da notificação prevista no ponto 2, os operadores de rede dão conhecimento à ERSE de qualquer acesso ilegítimo ou não autorizado do exterior aos seus sistemas, sem prejuízo da notificação às autoridades competentes no domínio da segurança do ciberespaço, bem como a outras entidades previstas na lei.”

1.8.3 Artigo 5.º (interoperabilidade)

O artigo 5.º da proposta de articulado, referente às questões de interoperabilidade, vem atribuir funções concretas à atividade de gestão técnica das redes de distribuição. Em consonância com os comentários gerais relacionados com esta atividade e também com a gestão flexível das redes e dos serviços de flexibilidade, a E-REDES propõe alterar o

articulado de modo a, por um lado procurar não densificar a atividade de gestão técnica das redes de distribuição para além do que está definido no Decreto-Lei n.º 15/2022, por outro lado vincar a distinção entre serviços de flexibilidade e serviços de sistema não associados à frequência.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do artigo 5.º de acordo com o seguinte excerto:

“1 - Cabe às atividades de Gestão Técnica Global do SEN e de Gestão Técnica das redes de distribuição assegurar a interoperabilidade das redes com as redes interligadas, incluindo as RDF, e com as instalações dos utilizadores, adotando as melhores práticas internacionais e nos termos da legislação e da regulamentação em vigor.

2 – (...)

3 – As entidades que desempenham as atividades de Gestão Técnica Global do SEN e de Gestão Técnica das redes de distribuição asseguram, no âmbito das suas atribuições, condições de interoperabilidade ao nível dos serviços de sistema.

4 - O detalhe das obrigações estabelecidas no presente artigo é objeto do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, nos termos previstos no Artigo 57.º, e do Manual de Procedimentos da Operação e Gestão Técnica das redes de distribuição de eletricidade, nos termos previstos no Artigo 69.º.”

1.8.4 Artigo 7.º (acesso de operadores a características de instalações da RESP)

O n.º 2 do artigo 7.º estabelece que os ORD disponibilizam ao GGS acesso às características técnicas das instalações ligadas às suas redes e das quais mantêm um registo atualizado, incluindo informação sobre indisponibilidades e limitações à exploração por motivos internos à instalação ou estabelecidas pelo operador de rede, nomeadamente sobre os utilizadores de rede significativos.

A E-REDES entende que a informação sobre a indisponibilidade das instalações ligadas à rede de distribuição é de extrema importância para a operação da rede, nomeadamente para suportar a decisão de utilização de flexibilidade e de limitação dos clientes com potência com restrições. Ainda assim, a E-REDES verifica que a proposta da ERSE não identifica requisitos para a obrigatoriedade dos utilizadores de rede fornecerem aos operadores de rede as suas indisponibilidades programadas e a previsão de duração de indisponibilidades não programadas.

Neste contexto, a E-REDES recomenda que a versão final do regulamento explicita a obrigatoriedade de os clientes fornecerem este tipo de informação.

Adicionalmente, a E-REDES dá nota de que se afigura mais eficiente para o sistema que seja o operador de rede ao qual uma unidade se encontre ligada a fornecer informação sobre indisponibilidades à qual o GGS tenha direito. Efetivamente, a E-REDES destaca que, apesar de a alínea a) do n.º 1 do artigo 2.º do Regulamento (EU) 2017/2196 prever que os produtores do tipo C e D são considerados utilizadores de rede significativos, no caso dos produtores do tipo B esta classificação não é automática, mas antes dependente da sua inclusão num plano de defesa da rede, nos termos da alínea b) do mesmo ponto.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do artigo 7.º de acordo com o seguinte excerto:

“1 – (...)

2 – As instalações de geração dos tipos B, C e D e as instalações de consumo com potência instalada acima de 1 MVA fornecem o seu programa de indisponibilidades programadas ao operador de rede com 6 meses de antecedência e, no caso de ocorrência de uma indisponibilidade, não programada superior a 24 horas, fornecem a previsão de ligação à rede assim que a tenham.

3 – Os operadores das redes disponibilizam ao Gestor Global do SEN acesso aos dados referidos nos números anteriores, incluindo informação sobre indisponibilidades e limitações à exploração por motivos internos à instalação ou estabelecidas pelo operador de rede, nomeadamente sobre os utilizadores da rede significativos, como definido no Artigo 14.º”

1.8.5 Artigo 8.º (instalações sujeitas a condições de observabilidade e controlo pelo GGS e pelos operadores de redes)

O n.º 1 do artigo 8.º da proposta de articulado explicita que os requisitos técnicos de ligação das instalações elétricas às redes, incluindo requisitos de observabilidade e controlo, são definidos no Regulamento das Redes.

O n.º 2 deste mesmo artigo refere que o GGS tem acesso a um conjunto de medidas em tempo real, bem como à possibilidade de envio de comandos para controlo das variáveis elétricas, relativas às instalações de produção e sistemas de armazenamento autónomos com potência instalada superior a 1 MW e de UPAC com injeção de energia excedentária superior a 1 MVA, ou a outras instalações do SEN que sejam utilizadores de redes significativos.

Por seu lado, o Regulamento (EU) 2016/631, de 14 de abril de 2016, estabelece que o operador de rede define os requisitos de comunicação com os produtores do tipo A (artigo 13º número 6), B (artigo 14º número 2 alínea b)), C e D (artigo 21º número 3 alínea d) vii)), estes dois últimos apenas para parques módulos geradores. Todavia, a E-REDES alerta para o facto de este código não indicar que cabe exclusivamente ao ORT definir os requisitos de comunicação.

Neste contexto, a E-REDES propõe que se indique que o operador de rede tem o direito a definir os requisitos de comunicação com os produtores ligados nas suas redes.

Propostas da E-REDES para a redacção do número 1 do artigo 8.º:

- Alterar o articulado do número 1 para:

“1 - Os requisitos técnicos de ligação das instalações elétricas às redes, incluindo os requisitos de observabilidade e controlo, são definidos pelo operador de rede, nos termos do regulamento europeu 2016/631 e pelo Regulamento das Redes.”

- Adicionar um número entre os atuais números 1 e 2 com o seguinte articulado:

“2 - O operador de rede tem acesso às informações em tempo real e a possibilidade de envio dos comandos previstos no regulamento europeu 2016/631 para os produtores do tipo B, C e D.”*

1.8.6 Artigo 9.º (participação da procura)

O n.º 1 do artigo 9.º da proposta de articulado define que a participação da procura na contratação de serviços pode ser feita individualmente ou através de agregação, sendo que o n.º 2 indica que a validação de ativação destes serviços com base em participação da procura deve seguir métodos facilmente implementáveis, transparentes e precisos.

O n.º 4 do mesmo artigo refere que a participação da procura nos serviços de balanço e de flexibilidade deve observar a aplicação de coeficientes de ajustamento para perdas nas redes, como previsto no RARI.

A E-REDES observa que, no caso dos serviços de flexibilidade local, as necessidades e requisitos de serviço são tipicamente apurados com base nas quantidades reais a entregar localmente (e.g. o ORD apura a necessidade de uma determinada redução física de consumo num dado ponto da rede, sendo o serviço especificado e a entrega medida nessa mesma base).

No entender da E-REDES, a aplicação de coeficientes de ajustamento para perdas a serviços de flexibilidade poderá ser prematura e, eventualmente, até contraproducente, tendo em conta o actual contexto em que se pretende, precisamente, promover o crescimento da oferta deste tipo de serviços, hoje relativamente incipiente. De facto, sem prejuízo de estes coeficientes poderem ser usados para eventuais ajustes de carteiras no mercado grossista, a E-REDES considera menos claro condicionar, desde já, a forma de contratação dos serviços, em particular no que respeita à flexibilidade, em que os serviços são fornecidos e medidos localmente e em que as necessidades da rede são apuradas num referencial local.

Propostas da E-REDES para a redação:

- Eliminar o n.º 4 do artigo 9.º.

1.8.7 Artigo 10.º (indicadores de desempenho)

O n.º 1 do artigo 10.º da proposta do articulado estipula que os ORD devem enviar à ERSE, anualmente, os seus indicadores de desempenho sobre o funcionamento das redes de distribuição.

Por seu lado, o n.º 2 do mesmo artigo refere que estes indicadores promovem o controlo, a observabilidade e a eficiência da gestão das redes e avaliam a monitorização à distância e o controlo em tempo real da rede, a incorporação destes dados na gestão de ativos e no planeamento de rede, a contratação e mobilização de serviços de flexibilidade, as perdas na rede e a frequência e duração das interrupções no fornecimento de energia.

A E-REDES acolhe positivamente o facto de o indicador permitir a monitorização da contratação e mobilização de serviços de flexibilidade, tendo em conta, em particular, a fase de arranque em que se encontra o mercado deste tipo de serviços.

Ainda assim, a E-REDES propõe que a descrição do indicador fornecida no n.º 2 também deve incluir a monitorização da contratação e mobilização dos serviços de sistema.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do n.º 2, de acordo com o seguinte excerto:
“2 - Estes indicadores promovem o controlo, a observabilidade e a eficiência da gestão das redes e avaliam, nomeadamente, a monitorização à distância e o controlo em tempo real dos nós da rede, a incorporação destes dados na gestão de ativos e no planeamento da rede, a prestação de informação aos utilizadores da rede, a contratação e mobilização de serviços de sistema e de serviços de flexibilidade, as perdas na rede e a frequência e a duração das interrupções de fornecimento de energia elétrica.”

1.8.8 Artigo 11.º (gestão técnica global do SEN)

O n.º 1 do artigo 11.º da proposta de articulado refere que a atividade de gestão técnica global do SEN compete ao ORT, designado por Gestor Global do SEN (GGS). O n.º 2 do mesmo artigo refere que o GGS assegura a coordenação do funcionamento das instalações do SEN e das instalações que estão ligadas a este sistema, abrangendo, entre outras, e segundo a alínea a), a coordenação sistémica das infraestruturas que constituem o SEN de modo a garantir o seu funcionamento integrado e a segurança e a continuidade de abastecimento de energia elétrica.

De acordo com o n.º 3, alínea b), inclui-se no âmbito da alínea a) do n.º 2, anteriormente referido a coordenação das indisponibilidades da rede de transporte e dos centros electroprodutores de maior capacidade instalada e a monitorização das cotas das grandes albufeiras, sendo possível nos casos em que a garantia de abastecimento esteja em causa, alterar os planos de indisponibilidade dos centros electroprodutores, propondo-se à entidade responsável pela monitorização da segurança do abastecimento, reservas mínimas para as albufeiras e a verificação do seu cumprimento.

Apesar de nesta alínea ser referida a coordenação das indisponibilidades da rede de transporte e dos centros electroprodutores e a indisponibilidade de centros electroprodutores de maior capacidade instalada, não é definido qualquer limiar para esta capacidade. De forma a tornar o articulado mais claro, a E-REDES recomenda que a sua versão final explicita um valor para este limiar.

A alínea d) do n.º 4 do mesmo artigo indica que compete ao GGS gerir os mecanismos de resolução de congestionamentos na rede e nas interligações. A E-REDES revê-se na posição manifestada pela própria ERSE no documento justificativo da presente consulta, de prever uma diferenciação entre a gestão de congestionamentos na RNT e na RND. Como exposto pela ERSE, a E-REDES entende que deve caber ao GGS a gestão de congestionamentos na RNT, mas que, em contrapartida, faz sentido que a gestão de congestionamentos na RND seja da responsabilidade do respectivo operador.

Adicionalmente, a E-REDES entende que a gestão de congestionamentos em interligações entre a RND e RNT, dependendo de ações sobre instalações ligadas à RND, também deve ser gerida pelo operador da RND.

Neste contexto, a E-REDES propõe que a redacção da alínea d) do n.º 4 do artigo 11.º explicita que os congestionamentos geridos pelo GGS são os ocorridos na RNT e nas interligações internacionais.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar o articulado da alínea d) do n.º 4 de acordo com o seguinte excerto:
“d) Gerir os mecanismos de resolução de congestionamentos na RNT e nas interligações internacionais.”

1.8.9 Artigo 14.º (utilizadores de redes significativos)

O n.º 1 do artigo 14.º da proposta de articulado refere que os utilizadores de rede significativos estão sujeitos a requisitos e regras relativos à segurança operacional, de coordenação e troca de dados com os operadores de redes, sendo que o n.º 2 do mesmo artigo refere que devem ser os operadores de rede a assegurar que o utilizador de rede significativo cumpre os requisitos de ligação à rede previamente à sua entrada em funcionamento.

A alínea a) do n.º 3 refere que o utilizador de rede significativo está obrigado a fornecer dados de caracterização da sua instalação, ou instalações, ao operador de rede e ao ORT, determinando a alínea b) que este tem de comunicar ao ORT ou ao operador de rede qualquer alteração planeada das suas capacidades técnicas, antes de a realizar. Segundo a alínea c) do mesmo ponto, o utilizador de rede significativo tem ainda de comunicar ao ORT ou ao operador de rede a que esteja ligado, qualquer perturbação operacional na sua instalação, o mais rapidamente possível após a ocorrência da mesma.

A E-REDES considera ser importante clarificar a obrigatoriedade dos utilizadores de rede significativos comunicarem informações ao ORT ou ao operador de rede, uma vez que o presente articulado pode ser ambíguo para o utilizador.

A E-REDES propõe, assim, que o utilizador de rede significativo comunique as informações relevantes ao operador de rede e que deve caber a este, por sua vez, a comunicação dessa informação ao GGS. A comunicação entre ORD e GGS pode ser digital, de forma a aumenar a eficiência do processo.

Propostas da E-REDES para a redação:

- Alterar o articulado da alínea a) do n.º 3 de acordo com o seguinte excerto:
“a) Fornecer dados de caracterização da sua instalação, ou conjunto de instalações, ao operador de rede a cuja rede esteja ligada;”
 - Alterar o articulado da alínea b) de acordo com o seguinte excerto:
“b) Comunicar ao operador da rede a cuja rede esteja ligado, antes de a realizar, qualquer alteração planeada das suas capacidades técnicas que possa influenciar a sua conformidade com os requisitos referidos no n.º 1;”
 - Alterar o articulado da alínea c) para:
“c) Comunicar ao operador da rede a cuja rede esteja ligado, o mais rapidamente possível após a ocorrência da mesma, qualquer perturbação operacional na sua instalação que possa influenciar a sua conformidade com os requisitos referidos no n.º 1;”
- i. Adicionar um número ao artigo 14.º com o seguinte excerto:
“7 – O operador de rede está obrigado a fornecer as informações indicadas no número 3 ao GGS.”

1.8.10 Artigo 15.º (responsabilidade)

O artigo 15.º da proposta de articulado refere que compete ao GGS verificar a garantia e a segurança da operação nos curto e médio prazos.

No entender da E-REDES, a versão final do articulado deve reflectir o enquadramento previsto para a responsabilidade do GGS neste âmbito, designadamente o balanço da RESP e a gestão de tensão e de fluxos de potência na RNT.

Propostas da E-REDES para a redação:

- Alterar o articulado de acordo com o seguinte excerto:
“Compete ao Gestor Global do SEN verificar a garantia e a segurança do balanço da RESP e da operação da RNT nos curto e médio prazos.”

1.8.11 Artigo 21.º (plano anual de indisponibilidades do SEN)

O n.º 2 do artigo 21.º da proposta de articulado estabelece que a determinação dos ativos relevantes incluídos no plano anual de indisponibilidades pelo GGS deve obedecer à metodologia harmonizada de avaliação da relevância dos activos para coordenação de indisponibilidades prevista no Regulamento (EU) 2019/1485, determinando, na alínea a), que estes ativos incluem utilizadores de rede significativos, nomeadamente grupos geradores do tipo D e instalações de consumo.

A E-REDES considera ser necessário clarificar no presente articulado que as instalações de consumo mencionadas dizem respeito a instalações de consumo ligadas à RNT.

Propostas da E-REDES para a redação do número 2 do artigo 21.º:

- Alterar a redacção da alínea a) do n.º 2 do artigo 21.º de acordo com o seguinte excerto:
“a) Utilizadores de rede significativos, nomeadamente, Grupos geradores do tipo D e instalações de consumo ligadas à RNT.”

1.8.12 Artigo 22.º (plano de indisponibilidades)

O n.º 1 do artigo 22.º estabelece que compete ao GGS estabelecer e coordenar o plano de indisponibilidade do SEN, sendo que, de acordo com o n.º 2, à medida que ocorrem ou são solicitadas novas indisponibilidades, estas são incorporadas no plano de indisponibilidades, que abrange também todas as alterações dos períodos de indisponibilidade inicialmente previstos no plano anual de indisponibilidades do SEN.

A E-REDES alerta para o facto de que a realização do plano de indisponibilidades da RESP tem potenciais consequências a nível dos mecanismos de manutenção do balanço, mas também a nível da gestão de congestionamentos e de ligações não firmes na RND, pelo que defende que o plano de indisponibilidades deve ser articulado com os operadores da rede de distribuição.

Propostas da E-REDES para a redação do artigo 22.º:

- Adicionar um novo número ao artigo 22.º com o seguinte excerto:
“5 – O Gestor Global do SEN deve coordenar o plano de indisponibilidades do SEN com distribuição os operadores da rede de distribuição.”

1.8.13 Artigo 23.º (programa diário base de funcionamento)

O n.º 1 do artigo 23.º da proposta de articulado refere que o GGS deve elaborar o programa diário base de funcionamento, observando os níveis de segurança e de qualidade de serviço regulamentares. Segundo o n.º 2 do mesmo artigo, as entidades envolvidas devem enviar os programas e respetivas repartições por unidade física nos termos e prazos estabelecidos no

Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, permitindo que seja elaborado o programa diário base de funcionamento.

A E-REDES salienta que o programa diário de base de funcionamento deveria ter em consideração as restrições existentes na rede de distribuição. O acordo alcançado pela REN e E-REDES relativamente à gestão de geração acima de 1 MW prevê que o operador de rede de distribuição tenha o direito de indicar restrições na definição do programa diário para evitar constrangimentos na rede de distribuição.

A E-REDES propõe, assim, que a versão final do articulado possua disposições que prevejam a necessidade de o ORD validar a exequibilidade técnica dos fluxos de potência na rede de distribuição e de colocar restrições no plano diário.

A lista de mérito das unidades físicas que não foram incluídas no programa é muito relevante para o processo de determinação de restrições na rede de distribuição. Caso exista uma restrição imposta pelo ORT ou pelo ORD, esta terá de ser compensada no plano diário por outra unidade física. Por isso, o plano que irá efetivamente ser aplicado poderá incluir as unidades físicas que não foram selecionadas numa primeira fase. Esta informação é essencial para determinar o mais fielmente possível os fluxos de potência na rede de distribuição.

Propostas da E-REDES para a redação:

- a. Adicionar os seguintes dois números ao artigo 23.º:

“3 - O Gestor Global do SEN partilha toda a informação relevante para possibilitar operador da rede de distribuição a identificar restrições na rede de distribuição, designadamente o programa das unidades físicas ligadas à rede de distribuição e a lista de mérito das unidades físicas que não foram incluídas no programa.

4 - O Gestor Global do SEN coordena o programa diário base de funcionamento com o operador da rede de distribuição respeitando as restrições indicadas por este.”

1.8.14 Artigo 25.º (verificação técnica do programa diário base de funcionamento)

O n.º 1 do artigo 25.º refere que o GGS tem de verificar a exequibilidade técnica do programa diário base de funcionamento, respeitando os critérios definidos no artigo 24.º.

A E-REDES defende que o programa diário de base de funcionamento deve ter em consideração as restrições existentes na rede de distribuição. O acordo alcançado pela REN e E-REDES relativamente à gestão de geração acima de 1 MW prevê que o ORD tem o direito de indicar restrições na definição do programa diário.

Assim, a E-REDES propõe que a versão final do articulado inclua disposições que prevejam a necessidade de o ORD validar a exequibilidade técnica dos fluxos de potência na rede de distribuição e de colocar restrições no plano diário.

Propostas da E-REDES para a redação do artigo 25.º:

- Adicionar um novo número ao artigo 25.º com o seguinte excerto:
“3 – O distribuidor operador da rede de distribuição verifica a exequibilidade técnica, nas redes de distribuição, do programa diário base de funcionamento e comunica ao gestor global do SEN as limitações das unidades físicas necessárias para evitar estrangulamentos na rede de distribuição.”
- Adicionar um novo número ao artigo 25.º com o seguinte excerto:
“4 – Sempre que a referida verificação técnica, incluindo a realizada pelo operador da rede de distribuição, a tal obrigue, o Gestor Global do SEN introduz as modificações necessárias no programa diário base de funcionamento, nos termos previstos no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.”

1.8.15 Artigo 28.º (modificações ao programa horário final)

O n.º 1 do artigo 28.º da proposta de articulado refere que o GGS pode alterar o programa horário final do consumo e da produção habilitados a participar no mercado de serviços de sistema, caso ocorram alterações imprevisíveis aos pressupostos que serviram de base à sua elaboração. Segundo o n.º 2 deste mesmo artigo, o GGS tem de elaborar diariamente o horário operativo efetuado, decorrente do horário final e de alterações nele introduzidas previamente à operação em tempo real.

A E-REDES defende que o programa diário de base de funcionamento deve ter em consideração as restrições existentes na rede de distribuição. O acordo alcançado pela REN e E-REDES relativamente à gestão de geração acima de 1 MW prevê que o ORD tem o direito de indicar restrições na definição do programa diário.

Neste contexto, a E-REDES propõe que a versão final do articulado inclua disposições que prevejam a necessidade de o ORD validar a exequibilidade técnica dos fluxos de potência na rede de distribuição e de colocar restrições no plano diário.

Propostas da E-REDES para a redação:

- b. Alterar o n.º 1 do artigo 28.º, de acordo com o seguinte excerto:
“1 - O Gestor Global do SEN pode alterar o programa horário final do consumo e da produção habilitados a participar no mercado de serviços de sistema, sempre que ocorram alterações imprevisíveis aos pressupostos que serviram de base à sua elaboração, como sejam alterações de topologia da rede de transporte motivadas por incidentes, indisponibilidades fortuitas de grupos geradores, alterações na evolução do consumo ou na produção em não habilitada a participar no mercado de serviços de sistema, ou mediante solicitação do operador da rede de distribuição ou dos produtores, nos termos previstos no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.”

1.8.16 Artigo 29.º (noção e âmbito)

O n.º 2 do artigo 29.º define os objetivos do controlo do sistema em tempo real baseado na permanente monitorização do seu estado de funcionamento, sendo um deles, segundo a alínea a), a manutenção ou reposição dos valores de tensão, frequência e trânsitos de energia dentro dos limites estabelecidos, respeitando os níveis de segurança e de qualidade de serviço regulamentares.

A E-REDES recomenda que a versão final do articulado clarifique que o âmbito de atuação do GGS para valores de tensão e trânsitos de energia se deve restringir à RNT.

Propostas da E-REDES para a redação:

- c. Alterar a alínea a) do n.º 2 do artigo 29.º de acordo com o seguinte excerto:
- “1 - A manutenção ou reposição dos valores de tensão, frequência e trânsitos de energia na rede de transporte de energia elétrica dentro dos limites estabelecidos, respeitando os níveis de segurança e de qualidade de serviço regulamentares, os padrões de segurança exigidos pela Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte para a eletricidade, nomeadamente os mencionados no “Operation Handbook”, nos regulamentos europeus que estabelecem os códigos de rede e orientações aplicáveis, e o respeito pelos acordos estabelecidos com o operador de sistema espanhol.”*

1.8.17 Artigo 30.º (participação na exploração do sistema)

O n.º 1 do artigo 30.º da proposta de articulado refere que as entidades com instalações ligadas à RNT ou a redes de distribuição devem prestar ao GGS toda a informação relevante para a realização de análises e estudos técnicos necessários para o desempenho das suas funções. O n.º 3 deste mesmo artigo especifica que é o GGS que coordena a exploração do sistema elétrico com entidades relevantes nacionais ou estrangeiras relevantes.

No entender da E-REDES, a avaliação do impacto das redes de distribuição para as funções do GGS não depende apenas de alguns clientes particulares, mas também da sua conjugação com a própria rede de distribuição, já de si muito complexa, carecendo, por isso, de informação adicional sobre as redes que vai muito para além da caracterização de instalações de tais clientes.

Neste contexto, a E-REDES propõe que seja o ORD a fornecer a informação ao GGS, de forma agregada e até complementada com modelos da rede, num formato efetivamente útil para a realização dos estudos de simulação.

Propostas da E-REDES para a redação:

- Alterar o n.º 1 de acordo com o seguinte excerto:
“1 - As entidades com instalações ligadas à RNT e o operador da rede de distribuição devem prestar ao Gestor Global do SEN toda a informação relevante que o habilite à realização de análises e estudos técnicos necessários para o desempenho das suas funções, nomeadamente através do preenchimento da base de dados estrutural do sistema elétrico, nos termos e prazos estabelecidos no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.”

1.8.18 Artigo 31.º (acesso às instalações dos utilizadores das redes)

O n.º 1 do artigo 31.º da proposta de articulado refere que o ORT pode solicitar a colocação de equipamentos que sejam considerados necessários à exploração eficiente do sistema elétrico, mediante acordo entre as partes, explicitando o n.º 2 as situações em que os utilizadores das redes devem facultar o acesso às suas instalações por parte de técnicos designados pelo ORT.

A E-REDES destaca que os actuais regulamentos da rede de distribuição e de transporte já possuem requisitos relativos a acessos a instalações ligadas à RESP, recomendando, por

este motivo, que a definição destas regras seja remetida para o futuro Regulamento das Redes.

Proposta da redação:

- Alterar o artigo 31.º, de acordo com o seguinte excerto:

“1 – As regras e condições de acesso pelos operadores às instalações ligadas nas suas redes são definidas no âmbito do Regulamento de Redes.”

1.8.19 Artigo 33.º (comunicações para a exploração)

O n.º 1 do artigo 33.º da proposta de articulado refere que as comunicações para a exploração do sistema devem ser feitas em língua portuguesa, excepto quando o interlocutor não pertença ao SEN, sendo que, segundo o n.º 2, todas as comunicações telefónicas que sejam efetuadas ou recebidas nas salas de comando do GGS devem ser gravadas. A E-REDES observa que a actual versão do ROR já consagra, no seu artigo 20.º, a gravação de chamadas dos Centros de Despacho do GGS.

O GGS, como coordenador sistémico das infraestruturas que constituem o SEN, assegura o seu funcionamento integrado e harmonizado e a segurança e continuidade do abastecimento de eletricidade no curto, médio e longo prazo. No entender da E-REDES, também o ORD é responsável pela construção, exploração e manutenção da rede de distribuição, bem como por assegurar a garantia de capacidade da rede a longo prazo. Como tal, a E-REDES considera não ser possível desassociar uma atividade da outra, devendo estas pautar-se pelo mesmo conjunto de regras, princípios e mecanismos.

Certo é que muitas destas operações são equiparáveis às realizadas pelo GGS e que até ao momento recebem um tratamento diferenciado, que do nosso ponto de vista, apenas prejudica a integridade do SEN.

Neste contexto, a E-REDES considera que, da mesma forma que está prevista a gravação de chamadas no centro de comando do GGS, também deverá ser implementado um sistema idêntico nos Centros de Despacho do ORD, de forma que os incidentes ocorridos no âmbito das diversas operações associadas à exploração da RND possam ser devidamente analisados, contribuindo para o incremento da qualidade e eficiência da execução das suas atividades.

Nas palavras da CNPD, *“a conservação da gravação das chamadas é essencial para a tutela dos direitos e interesses dos fornecedores de bens ou prestadores de serviços, mas, igualmente, dos direitos e interesses dos próprios clientes, titulares dos dados pessoais, cujos direitos fundamentais são afetados por este tratamento de dados (...). A gravação das chamadas constitui assim um meio paritário que permite às partes envolvidas na relação contratual realizarem a legítima prova das transações comerciais e outras comunicações respeitantes à relação contratual.”*

Pelo exposto, a E-REDES propõe que a exigência de gravação de chamadas ao nível do centro de despacho do GGS seja estendida aos centros de despacho do operador da RND.

Proposta da redação:

- Alterar o nome do artigo 33.º para “Comunicações do centro de despacho do GGS”;
- Adicionar um novo artigo, com o seguinte excerto:

“Artigo 33.º-A: Comunicações dos centros de despacho do operador da RND

1 – As comunicações no âmbito da exploração da RND devem ser efetuadas exclusivamente em língua portuguesa.

2 – Todas as comunicações telefónicas efetuadas ou recebidas nos Centros de Despacho do Operador da RND devem ser objeto de gravação.

3 – As comunicações para a exploração da RND devem ser gravadas, pelo Operador da RND, em suporte digital, ou num outro alternativo.

4 – As comunicações para a exploração da RND podem ser dos seguintes tipos:

 - a) Instruções dos Centros de Despacho, emitidas pelo Operador da RND.*
 - b) Comunicações realizadas de e para o Operador da RND, designadamente sobre as seguintes matérias:*
 - i) Exploração global do SEN;*
 - ii) Avarias que afetem a RND;*
 - iii) Ocorrências relacionadas com a RND;*
 - iv) Trabalhos programados;*
 - v) Ligação de grupos geradores de emergência;*
 - vi) Ligação de centros electroprodutores;*
 - vii) Colocação de linhas AT e MT em Regime Especial de Exploração;*
 - viii) Ensaios às instalações ligadas à RND;*
 - ix) Trabalhos em Tensão.*
 - c) Informações emitidas pelas entidades abrangidas pela aplicação do presente Regulamento, destinadas à comunicação de factos relevantes para a exploração.”*

1.8.20 Artigo 38.º (crise energética e medidas de emergência)

O n.º 1 do artigo 38.º define que nos termos do Decreto-Lei n.º 114/2001, o Governo pode declarar crise energética, podendo o membro do Governo responsável pela área da energia, de acordo com o n.º 2 e nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, a título transitório e temporário, tomar as medidas necessárias em caso de crise repentina no mercado da energia ou de ameaça à segurança e integridade física de pessoas, equipamentos, instalações e redes.

A E-REDES observa que a redacção do artigo 38.º replica, genericamente, as disposições da legislação referida. No sentido de tornar o articulado mais imune a futuras alterações dessa legislação, a E-REDES propõe que a redacção do artigo 38.º seja simplificada no sentido de remeter apenas para a legislação em vigor.

Proposta da redação:

- Alterar o artigo 38.º, de acordo com o seguinte excerto:

“O Governo pode declarar crise energética ou tomar, a título transitório e temporariamente, as medidas de salvaguarda necessárias em caso de crise repentina no mercado de energia ou de ameaça à segurança e integridade física de pessoas, equipamentos, instalações e redes, de acordo com a legislação em vigor.”

1.8.21 Artigo 41.º (mecanismo de controlo da injeção na rede)

O n.º 1 do artigo 41.º refere que, em situações de excesso de injeção na rede e em que os recursos de serviços de balanço contratados estejam esgotados, ou não sejam adequados à resolução do problema de segurança, o GGS deve acionar o mecanismo de controlo da injeção na rede.

O n.º 2 do mesmo artigo especifica que o mecanismo de controlo da injeção na rede inclui instalações com potência instalada superior a 1 MW e unidades de produção para autoconsumo com injeção de energia excedentária superior a 1 MVA, que estejam em regime de mercado e não participem nos serviços de balanço contratados.

A E-REDES observa que a operação da rede de distribuição necessita da informação de eventuais restrições à injeção por parte da GGS para ter toda a informação relevante para a gestão dos trânsitos de potência na sua rede e para se conseguir adaptar devidamente à evolução das circunstâncias.

Adicionalmente, a E-REDES dá nota de que o articulado proposto não faz referência à possibilidade de aplicação do mecanismo de controlo de injeção na rede a restrições ocorridas na rede de distribuição, nomeadamente congestionamento ou necessidade de controlo da tensão dentro dos limites regulamentares.

Dada a potencial relevância deste mecanismo para a gestão da rede de distribuição, é entendimento da E-REDES que o articulado deve estender a sua aplicação a estas situações.

Propostas da E-REDES para a redação do artigo 41.º:

d. Alterar o atual número 1 para:

“1 – Em situações de excesso de injeção na rede e em que os recursos de serviços de balanço contratados estejam esgotados ou não sejam adequados à resolução do problema de segurança, e em que estejam também esgotados os recursos de balanço previstos em regimes especiais de licenciamento, o Gestor Global do SEN deve acionar um mecanismo de controlo da injeção na rede, sem prejuízo da utilização de outros mecanismos previstos na lei e na regulamentação, dando conhecimento em tempo real ao operador da rede de distribuição.”

e. Adicionar um novo número, com o seguinte excerto:

“8 – O operador da rede de distribuição pode controlar a injeção de produção na rede de distribuição em caso de falta de alternativa e existência de congestionamentos ou tensão fora dos parâmetros regulamentares, dando conhecimento em tempo real ao gestor global do SEN.”

1.8.22 Artigo 42.º (planos de deslastre de carga e de injeção na rede)

O n.º 1 do artigo 42.º da proposta do articulado refere que compete ao GGS estabelecer e coordenar os planos de deslastre de carga, por subfrequência, e de injeção na rede, por sobrefrequência, do sistema elétrico. O n.º 5 do mesmo artigo refere que os planos de deslastre de carga devem ser estabelecidos de forma a não afetar consumos de clientes prioritários e a minimizar o deslastre de instalações de produção nas zonas de rede afetadas.

Os planos de deslastre de carga têm necessariamente de se adaptar aos cenários indicados pela GGS. Considerando que estes planos são maioritariamente executados com recurso à desligação de linhas MT, verifica-se que, para certos cenários, não será possível evitar a desligação de clientes prioritários.

Neste contexto, a E-REDES considera que é importante prever, na própria regulamentação, a possibilidade de último recurso, após terem sido esgotadas todas as outras alternativas, a

possibilidade de inclusão de clientes prioritários nos planos de deslastre de carga. Adicionalmente, a E-REDES considera da maior importância o estabelecimento de critérios objetivos ou hierarquias de entre as tipologias de clientes prioritários para inclusão nos planos de deslastre nas situações referidas.

Propostas da E-REDES para a redação:

- Alterar o articulado do n.º 5 de acordo com o seguinte excerto:
“5 – Os planos de deslastre de carga devem ser estabelecidos por forma a preferencialmente não afetar consumos de clientes prioritários, previstos no RQS, e a minimizar o deslastre de instalações de produção nas zonas de rede afetadas.”

1.8.23 Subsecção II (gestão das interligações)

Em linha com os comentários ao artigo 11.º, a E-REDES entende que a gestão de interligações entre RND e RNT devem ser geridas pelo operador da RND, devido ao facto de esta gestão ser suportada, fundamentalmente, pelas instalações ligadas na RND, e que a gestão das interligações internacionais deve ser assegurada pelo GGS.

Tendo em conta que a subsecção II está integrada numa secção dedicada à coordenação regional da operação, a E-REDES propõe que a sua designação seja alterada para *“Gestão das interligações internacionais”*.

Propostas da E-REDES para a redação:

- Alterar o nome da subsecção II para *“Gestão das interligações internacionais”*.

1.8.24 Artigo 49.º (serviços de sistema)

O n.º 1 do artigo 49.º refere que os serviços de sistema, incluindo a resolução de congestionamentos, se destinam a permitir a exploração do sistema em condições de segurança, estabilidade e qualidade de serviço.

No entender da E-REDES; a referência genérica que o articulado parece fazer a congestionamentos não reflete integralmente a diferenciação, lógica, que a ERSE estabelece, no documento justificativo que acompanha a presente consulta, entre congestionamentos na RNT, a gerir pelo ORT, e congestionamentos na RND, a gerir pelos ORD.

Neste sentido, a E-REDES propõe, dado o contexto do artigo 49.º, a referência a congestionamentos apresentada no seu n.º 1 se circunscreva aos ocorridos na RNT.

Adicionalmente, o n.º 5 do artigo 49.º elenca os serviços de sistema de prestação obrigatória, considerando a classificação dos geradores ao abrigo do Regulamento EU 2016/631, incluindo, na alínea d), a regulação de tensão e gestão de potência reativa, nos termos do Regulamento das Redes e do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

A E-REDES salienta que a gestão de potência reativa é extremamente importante para a rede de distribuição.

Neste sentido, a E-REDES considera importante que a versão final do articulado salvasse que a energia reativa na rede de distribuição esteja inserida também no âmbito do Manual de Procedimento da Operação e Gestão Técnica da Rede de Distribuição, eventualmente ao abrigo de acordos com a Gestão Global do SEN.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do n.º 1 de acordo com o seguinte excerto:
“1 – Os serviços de sistema, incluindo a resolução de congestionamentos na rede de transporte de energia eléctrica, destinam-se a permitir a exploração do sistema em condições de segurança, estabilidade e qualidade de serviço.”
- Alterar a alínea d) do n.º 5 de acordo com o seguinte excerto:
“d) Regulação de tensão e gestão de potência reativa, nos termos do regulamento das Redes, do Manual de Procedimentos da Operação e Gestão Técnica das redes de distribuição de electricidade e do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.”

1.8.25 Artigo 51.º (princípios da gestão de serviços de sistema e resolução de congestionamentos)

O n.º 13 do artigo 51.º da proposta de articulado refere que, na resolução de congestionamentos, o GGS deve atender aos princípios estabelecidos no artigo 65.º, nomeadamente quanto à mobilização das instalações na modalidade de acesso com restrições.

Em linha com os comentários ao artigo 11.º), a E-REDES entende que a versão final do articulado deve distinguir entre congestionamentos na RNT, a gerir pelo GGS, e congestionamentos nas redes de distribuição, a gerir pelos ORD.

Neste sentido, a E-REDES propõe que a versão final do articulado circunscreva a referência congestionamentos aos ocorridos na RNT.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do n.º 13 de acordo com o seguinte excerto:
“13 – Na resolução de congestionamentos na rede nacional de transporte de energia eléctrica, o Gestor Global do SEN deve atender aos princípios estabelecidos no Artigo 65.º, nomeadamente quanto à mobilização das instalações na modalidade de acesso com restrições”

1.8.26 Artigo 57.º (MPGGS)

O n.º 4 do artigo 57.º refere que o MPGGS é aprovado pela ERSE, ouvindo as entidades a quem este manual se aplica, devendo o ORT apresentar as propostas de alteração justificadas.

No entender da E-REDES, tendo em conta o impacto do manual para a operação das redes de distribuição, é fundamental que as propostas de alteração a apresentar pelo ORT sejam devidamente articuladas com os operadores da rede de distribuição, principalmente nos aspectos que representem potencial impacto para a esta actividade e de forma a manter uma reciprocidade entre o papel do ORD na elaboração do MPGGS e o papel do ORT na elaboração do Manual de Procedimentos da Operação e Gestão Técnica da rede de distribuição.

Neste contexto, a E-REDES propõe que a versão final do articulado reflecta de forma clara este entendimento.

Propostas da E-REDES para a redação:

- Alterar a redacção do n.º 4 de acordo com o seguinte excerto:
“4 - O Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema é aprovado pela ERSE, ouvindo previamente as entidades a quem este Manual se aplica, devendo o operador da rede de transporte apresentar propostas de alteração justificadas, e devidamente coordenadas com o operador da rede de distribuição nos pontos que impactam na rede de distribuição, sempre que considerar oportuno, se forem necessárias para o cumprimento da regulamentação aplicável ou por solicitação da ERSE.”

1.8.27 Capítulo III (gestão técnica das redes de distribuição)

Em linha com os comentários gerais relativos à atividade da gestão técnica das redes de distribuição, a E-REDES considera prudente, tendo em conta todo o enquadramento da própria gestão técnica como também a falta de experiência na separação das atividades de gestão técnica e operação das redes de distribuição, que as matérias tratadas no ROR sejam enquadradas no âmbito da “Operação e Gestão Técnica das redes de distribuição”.

Propostas da E-REDES para a redação:

- Alterar o nome do Capítulo III para “Operação e Gestão Técnica das Redes de Distribuição”.

1.8.28 Artigo 62.º (funções da atividade de gestão técnica das redes de distribuição)

O artigo 62.º da proposta de articulado vem definir de forma mais concreta tendo em conta o estabelecido no Decreto-Lei n.º 15/2022, em particular no artigo 109.º, algumas funções da atividade de gestão técnica das redes de distribuição.

Entre estas, encontram-se:

- Implementação de um modelo de gestão flexível das redes de distribuição, nos termos da Secção II do presente capítulo, que assegure a participação efetiva dos utilizadores da rede;
- Previsão do consumo e da injeção nas redes de distribuição e coordenação, articulada com o Gestor Global do SEN, de indisponibilidades das redes de distribuição, quer ao nível dos respetivos elementos, quer das instalações dos utilizadores a que estejam ligadas;
- Atuação em casos de emergência, avaria ou interrupção do fornecimento, como estabelecidos no RQS;
- Supervisão, gestão e controlo das redes de distribuição, designadamente através das infraestruturas das redes inteligentes, incluindo os contadores inteligentes.

Tendo isto em conta, a E-REDES considera, em consonância com os comentários gerais sobre esta temática, que seria prudente nesta fase manter as funções da atividade de gestão técnica das redes de distribuição no mesmo âmbito que se encontra definido no artigo 109.º do Decreto-Lei n.º 15/2022.

Propostas da E-REDES para a redação:

- Alterar a redação do artigo 62.º de acordo com o seguinte excerto:
*“1 - A atividade de gestão técnica das redes de distribuição compreende, nomeadamente, as seguintes funções:
a) Gerir os fluxos de eletricidade nas redes de distribuição, assegurando a sua interoperabilidade com as redes a que estejam ligadas e com as instalações dos utilizadores da rede, no quadro da gestão técnica global do SEN;
b) Cooperar com o gestor global do SEN para efeitos de participação efetiva dos utilizadores da rede nos mercados de eletricidade;
c) Contratar serviços de sistema não associados à frequência, em coordenação com o gestor global do SEN;
e) Assegurar a capacidade e fiabilidade das respetivas redes de distribuição de eletricidade, contribuindo para a segurança do abastecimento.;
2 - O detalhe das funções estabelecidas no número anterior é objeto do Manual de Procedimentos da Operação e Gestão Técnica das redes de distribuição de eletricidade, nos termos previstos no Artigo 69.º.”*

1.8.29 Artigo 65.º (mobilização de instalações pela gestão técnica das redes de distribuição)

O artigo 65.º da proposta de articulado estabelece que é a gestão técnica das redes de distribuição que recorre à mobilização das instalações ligadas à rede para resolução de congestionamento, incluindo as mobilizações de instalações na modalidade de acesso à rede com restrições.

A E-REDES, em consonância com os comentários gerais à atividade de gestão técnica da rede de distribuição e tendo em conta que, por um lado a resolução de congestionamentos é indissociável das atividades *core* da operação da rede de distribuição e por outro que o próprio Decreto-Lei n.º 15/2022 define na capacidade com restrições que a mobilização decorre de iniciativa do operador da rede, propõe não atribuir a mobilização à gestão técnica das redes de distribuição.

Propostas da E-REDES para a redação:

- Alterar o nome do artigo 65.º para “Mobilização de instalações ligadas na rede de distribuição”.
- Alterar a redação do artigo 65.º, com o seguinte excerto:
*“1 – O operador das redes de distribuição recorre à mobilização das instalações ligadas à rede para resolução de congestionamentos e para a manutenção dos níveis adequados de segurança e qualidade de serviço, nos termos da lei e da regulamentação.
(...)
4 – O cumprimento das mobilizações deve ser verificado e registado.*

1.8.30 Secção II (serviços de flexibilidade)

Em linha com os comentários gerais e específicos relativos aos serviços de flexibilidade, a E-REDES considera que deve ser vinculada a distinção entre serviços para resolução de congestionamentos na rede de distribuição (serviços de flexibilidade) e serviços de sistema não associados à frequência, sem prejuízo do seu enquadramento comum na mesma secção.

Propostas da E-REDES para a redação:

- Alterar o nome da Secção II para “*Serviços de sistema não associados à frequência e serviços de flexibilidade*”.

1.8.31 Artigo 66.º (princípios gerais)

O Decreto-Lei n.º 15/2022 e a proposta de revisão incluída na presente consulta pública preveem a figura de “*ligação com restrições*”.

A E-REDES considera ser a expectativa do legislador e do regulador que o operador de rede seja capaz de limitar a capacidade de clientes e produtores apenas na medida do necessário.

De forma a corresponder a esta expectativa, a E-REDES entende que é essencial garantir que o ORD possui toda a informação necessária sobre a previsão da capacidade de importação e exportação das interligações entre a RND e a RNT, sendo que, actualmente, esta informação só é conhecida pelo operador da RNT.

Neste contexto, a E-REDES propõe que a versão final do articulado estabeleça que o operador da RNT deve fornecer esta informação ao operador da RND, sempre que solicitado.

Para além disso, em linha com o comentário anterior relativo à Secção II, é importante garantir a distinção entre serviços de sistema não associados à frequência e ao mesmo tempo é importante a sua incorporação no âmbito desta secção. Assim, a E-REDES propõe adicionar no articulado os serviços de sistema não associados à frequência em complemento dos serviços de flexibilidade.

Para além desta compatibilização, a E-REDES entende ser necessário prever explicitamente no articulado o âmbito do próprio capítulo em linha com comentários anteriores, colocando sempre que necessário referência às atividades de operação e gestão técnica da rede de distribuição.

Propostas da E-REDES para a redação:

- Alterar a redacção do artigo 66.º de acordo com o seguinte excerto:

“1 - O recurso a serviços de sistema não associados à frequência e serviços de flexibilidade deve observar, entre outros, objetivos de otimização de custos de exploração, de melhoria da segurança e da qualidade de serviço e de maximização da capacidade de receção de energia proveniente de fontes renováveis pela rede de distribuição, não podendo criar graves distorções do mercado ou agravar os congestionamentos.

2 - A contratação, a utilização, a verificação do cumprimento e a liquidação dos serviços de sistema não associados à frequência e dos serviços de flexibilidade integram as atividades de operação e gestão técnica das redes de distribuição, como estabelecida na legislação e na regulamentação aplicáveis.

3 - O exercício das atividades referidas no número anterior pode recorrer a plataformas de serviços contratadas no âmbito das atividades de operação e gestão técnica das redes de distribuição.

4 - Sem prejuízo do disposto nos números anteriores, a contratação e a utilização de serviços de sistema não associados à frequência e de serviços de flexibilidade devem ser coordenadas com o Gestor Global do SEN.

5 - As especificações dos serviços de sistema não associados à frequência e de serviços de flexibilidade e dos produtos de mercado normalizados para esses serviços, por um lado, e os requisitos de pré-qualificação para a sua prestação, por outro, são objeto do Manual de Procedimentos da Operação e Gestão Técnica das redes de distribuição de eletricidade, nos termos previstos no Artigo 69.º

6 - Sem prejuízo do disposto no número anterior, a especificação dos serviços de sistema não associados à frequência e dos serviços de flexibilidade e dos produtos normalizados para esses serviços deve ser não discriminatória, nomeadamente no que respeita a utilizadores e a tecnologias.
- Adicionar um novo número ao artigo 66.º, com o seguinte excerto:

“7 – O operador da rede de transporte fornece diariamente a sua previsão de capacidade, de exportação e importação em períodos de 15 minutos, das interligações com a RND para os dias seguintes ao operador da RND.”

1.8.32 Artigo 67.º (registo de recursos de flexibilidade)

O artigo 67.º da proposta de articulado estabelece que deve ser mantido um registo atualizado dos recursos de flexibilidade.

Em linha com os comentários anteriores, nomeadamente os gerais e os específicos ao capítulo III do ROR, a E-REDES propõe adicionar no articulado que os recursos são não apenas para prestação de serviços de flexibilidade, mas também para prestação de serviços de sistema não associados à frequência, assim como a referência às atividades de operação e gestão técnica da rede de distribuição.

Propostas da E-REDES para a redação:

- Alterar a redacção do artigo 67.º de acordo com o seguinte excerto:
*“1 - Os operadores das redes de distribuição de electricidade, ao abrigo do exercício das atividades de operação e gestão técnica das redes de distribuição, estabelecem e mantêm atualizado um registo de recursos de flexibilidade, habilitados à prestação de serviços de flexibilidade e serviços de sistema não associados à frequência.
2 - O registo de recursos de flexibilidade estabelecido no número anterior contém a informação estrutural das instalações dos prestadores de serviços de flexibilidade e de serviços de sistema não associados à frequência, como regulamentarmente estabelecida para efeitos de pré-qualificação, em função de cada serviço e produto.*

1.8.33 Artigo 68.º (contratação de serviços de flexibilidade)

O n.º 1 do artigo 68.º refere que a contratação de serviços de flexibilidade pelos ORD deve observar princípios de transparência, objetividade e neutralidade tecnológica. Por seu lado, o n.º 3 do mesmo artigo determina que a contratação destes serviços deve realizar-se através de mecanismos de mercado competitivos, abertos e transparentes.

No âmbito da contratação de serviços de flexibilidade, a E-REDES considera que o recurso a leilões para a contratação destes serviços deve ser devidamente enquadrado na regulação, propondo, para o efeito, a sua inclusão na versão final do articulado.

Todavia, no caso de a versão final do articulado explicitar o recurso a leilões, é entendimento da E-REDES que a redacção deve clarificar que a contratação bilateral não deve ter forçosamente por base este mecanismo, sem prejuízo de seguir um processo próprio, igualmente aberto e transparente.

Adicionalmente e em linha com os comentários anteriores, a E-REDES propõe que seja incluído no âmbito do artigo a referência explícita aos serviços de sistema não associados à frequência em complemento aos serviços de flexibilidade.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar o nome do artigo 68.º para *“Contratação de serviços de sistema não associados à frequência e serviços de flexibilidade”*.
- Alterar a redacção do artigo 68.º, de acordo com o seguinte excerto:

“1 - A contratação de serviços de sistema não associados à frequência e de serviços de flexibilidade pelos operadores das redes de distribuição de electricidade observa princípios de transparência, objetividade e neutralidade tecnológica.

2 - A contratação de serviços de sistema não associados à frequência e de serviços de flexibilidade pode abranger horizontes temporais de curto e longo prazos.

3 – A contratação de serviços de sistema não associados à frequência e de serviços de flexibilidade realiza-se, preferencialmente, através de mecanismos de mercado competitivos, abertos e transparentes, tais como leilões.

4 - Sem prejuízo do disposto no número anterior, a contratação de serviços de sistema não associados à frequência e de serviços de flexibilidade pode, mediante aprovação da ERSE, realizar-se através de contratação bilateral, em função, designadamente, da especificidade dos serviços.”
- Adicionar um novo número ao artigo 68.º, com o seguinte excerto:

“5 – A contratação bilateral prevista no número anterior exclui a contratação através de leilões.”

1.8.34 Artigo 69.º (Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das Redes de Distribuição)

O n.º 1 do artigo 69.º refere que o Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das Redes de Distribuição (MPGTRD) é aprovado pela ERSE, devendo os ORD apresentar propostas de alteração justificadas sempre que considerem oportuno, estando definido no n.º 2 deste mesmo artigo que a apresentação desta proposta deve ser feita no prazo máximo de 6 meses após a entrada em vigor do regulamento.

A E-REDES concorda com o princípio de que deverão ser os ORD a apresentar uma proposta de MPGTRD.

No entanto, a E-REDES entende que o prazo para submissão destas propostas deve ser ajustado para 12 meses, de forma a reflectir o carácter inovador do documento e o facto de tratar muitos aspectos que ainda estão em discussão.

Em linha com os comentários anteriores, nomeadamente os gerais e os específicos ao capítulo III do ROR, a E-REDES propõe adicionar no articulado que o âmbito do Manual serve também para os serviços de sistema não associados à frequência e não apenas para os serviços de flexibilidade, assim como a referência de que o Manual deve reflectir as atividades de operação e gestão técnica da rede de distribuição.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar o nome do artigo 69.º para *“Manual de Procedimentos da Operação e Gestão Técnica das Redes de Distribuição”*.
- Alterar a redacção do artigo 69.º, de acordo com o seguinte excerto:

“1 - O Manual de Procedimentos da Operação e Gestão Técnica das redes de distribuição de electricidade é aprovado pela ERSE, ouvindo previamente as entidades às quais este Manual se aplica, devendo os operadores das redes de distribuição de electricidade, no exercício das atividades de Operação e Gestão Técnica das redes de distribuição, apresentar propostas de alteração justificadas sempre que o considerarem oportuno, ou se forem necessárias para o cumprimento da regulamentação aplicável ou ainda por solicitação da ERSE.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, os operadores das redes de distribuição de electricidade apresentam proposta no prazo máximo de doze meses após a entrada em vigor do presente Regulamento.

3 - Considerando o disposto no presente Regulamento, o Manual de Procedimentos da Operação e Gestão Técnica das redes de distribuição de electricidade deve detalhar, pelo menos, as seguintes matérias:

 - a) Critérios de funcionamento integrado das redes de distribuição, incluindo o seu controlo e gestão flexíveis, designadamente através das infraestruturas das redes inteligentes, incluindo os contadores inteligentes;*
 - b) Tipificação da atuação perante situações excecionais de operação das redes de distribuição, nomeadamente em casos de emergência, avaria ou interrupção do fornecimento, que impactem na operação e gestão técnica das redes de distribuição;*
 - c) Estabelecimento de planos de segurança, nomeadamente planos de salvaguarda, planos de deslastre de carga e planos de reposição do serviço, em articulação com o Gestor Global do SEN, incluindo as fases de elaboração e de atuação, nos termos estabelecidos na Subsecção III da Secção V do Capítulo II do presente regulamento;*
 - d) Requisitos de interoperabilidade com a RNT, com as RDF e com as instalações dos utilizadores ligadas às redes de distribuição;*
 - e) Procedimentos de registo das principais ocorrências diárias da Operação e Gestão Técnica das redes de distribuição;*
 - f) Especificações técnicas dos serviços de sistema não associados à frequência, dos serviços de flexibilidade e dos produtos de mercado normalizados para esses serviços;*
 - g) Processo e requisitos de pré-qualificação para a prestação de serviços de sistema não associados à frequência e de serviços de flexibilidade;*
 - h) Regras aplicáveis à contratação, à utilização, à verificação do cumprimento e à liquidação dos serviços de sistema não associados à frequência e dos serviços de flexibilidade;*
 - i) Deveres de informação para com a Operação e Gestão Técnica das redes de distribuição aplicáveis aos prestadores de serviços de sistema não associados à frequência e de serviços de flexibilidade, designadamente de cariz previsional de consumo e de injeção na rede;*
 - j) Descrição dos procedimentos associados à recolha, registo e divulgação da informação no âmbito da atividade de Operação e Gestão Técnica das redes de distribuição.*

4 - Os operadores das redes de distribuição de electricidade, no exercício das atividades de Operação e Gestão Técnica das redes de distribuição, devem disponibilizar a versão atualizada do Manual de Procedimentos da Operação e Gestão Técnica das redes de distribuição de electricidade, designadamente nas suas páginas na internet.”

1.8.35 Artigo 70.º (cooperação entre gestores técnicos)

O n.º 1 do artigo 70.º refere que as atividades de Gestão Global do Sistema e de Gestão Técnica das redes de distribuição devem ser exercidas de forma coordenada e mutuamente cooperante, estabelecendo o n.º 2 que, para este efeito, o GGS e o operador RND celebram, no prazo máximo de 12 meses após a entrada em vigor do regulamento, um acordo de cooperação.

De acordo com o n.º 3, este acordo deve estabelecer os princípios de atuação e as responsabilidades das entidades envolvidas relativamente às áreas de interação operacional no desempenho das atividades de Gestão Global do Sistema e de Gestão Técnica das redes de distribuição. Entre as áreas de interação operacional a abranger neste acordo, a redacção do n.º 3 inclui os mecanismos coordenados de previsão e gestão de congestionamentos na RNT e na RND (alínea d)).

A E-REDES dá nota de que os modelos de previsão de curto-prazo de consumo e geração usados para a gestão da RND serão diferentes dos considerados para a gestão da RNT, reflectindo as diferenças nas cargas verificadas à saída destas redes, não sendo expectável, à partida, que possa ser empregue o mesmo modelo de previsão de curto-prazo para os dois tipos de redes.

Neste contexto, a E-REDES propõe que, sem prejuízo de os mecanismos de previsão serem objecto do acordo, o esforço de coordenação entre as duas entidades se focalize na gestão dos congestionamentos.

Adicionalmente, e em linha com os comentários aos artigos anteriores, a E-REDES propõe fazer referência explícita no articulado às atividades de operação e gestão técnica da rede de distribuição.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção dos n.ºs 1 e 3 de acordo com o seguinte excerto:

“1 - As atividades de Gestão Global do Sistema e de Operação e Gestão Técnica das redes de distribuição devem ser exercidas de modo coordenado e mutuamente cooperante.

3 - O acordo referido no número anterior deve estabelecer os princípios de atuação e as responsabilidades das entidades envolvidas relativamente às áreas de interação operacional, no desempenho das atividades de Gestão Global do Sistema e de Operação e Gestão Técnica das redes de distribuição, designadamente:

(...)

d) Mecanismos de previsão e gestão coordenada de congestionamentos na RNT a RND.”

1.8.36 Artigo 79.º (Projeto-piloto)

O n.º 11 do artigo 79.º refere que, no prazo máximo de três meses após a entrada em vigor do presente Regulamento, o operador das redes de distribuição em MT e AT em Portugal continental apresenta uma proposta de projeto-piloto à ERSE, para aprovação, que inclua, pelo menos, os serviços de gestão de congestionamentos e o controlo de tensão na RND.

No entender da E-REDES, dado o carácter inovador dos serviços em causa, a versão final do regulamento deve prever um tempo mais alargado para que o ORD AT e MT prepare a proposta de projecto-piloto de forma devidamente articulada com os *stakeholders* relevantes, propondo, para o efeito, que este prazo seja alargado para 6 meses.

Propostas da E-REDES para a redação:

- Alterar a redação do n.º 11 do artigo 79.º de acordo com o seguinte excerto:

“11 – Sem prejuízo do disposto nos números anteriores, no prazo máximo de três meses após a entrada em vigor do presente Regulamento, o operador das redes de distribuição em MT e AT em Portugal continental apresenta uma proposta de projeto-piloto à ERSE, para aprovação, que inclua, pelo menos, os serviços de gestão de congestionamentos e o controlo de tensão na RND.”

REGULAMENTO DAS RELAÇÕES COMERCIAIS (RRC)

1.9 COMENTÁRIOS GERAIS

1.9.1 Encargos associados a redução de potência prévia à interrupção

A proposta de articulado apresentada pela ERSE prevê que, nos processos de interrupção por facto imputável ao cliente antecedidas de redução de potência contratada, deixe de ser cobrado ao cliente o custo associado à redução de potência contratada.

No documento justificativo que acompanha a presente consulta, a ERSE refere sobre este assunto, que se pretende que resulte da nova redação do RRC que o serviço regulado só será cobrado quando se efetivar a interrupção de fornecimento e não a redução da potência contratada, indicando que esta alteração deixará explícito que o não pagamento da redução e reposição de potência se aplica a todos os clientes, mesmo os que não estão integrados em rede inteligente.

A ERSE reconhece que, nestes casos, o custo de redução da potência para o ORD será superior, uma vez que obriga a deslocação ao local, mas refere também que, conforme previsto na lei, até final de 2024 todos os pontos de entrega devem estar integrados em rede inteligente.

A E-REDES concorda com o entendimento da ERSE, de que a medida proposta aumenta os custos para os ORD no imediato, e realça que, mesmo com as instalações BTN totalmente integradas em redes inteligentes, ocorrerão sempre situações em que a redução de potência contratada requererá deslocação ao local, por falha do equipamento ou das comunicações.

Adicionalmente, a E-REDES entende que a proposta da ERSE pode enfraquecer o acrescido efeito dissuasor à prática de incumprimento, que a actual possibilidade de cobrança directa do custo relativo à redução da potência contratada no âmbito de um processo de interrupção representa, mesmo nas situações em que o serviço seja prestado de forma remota.

Neste contexto, a E-REDES entende que deve ser mantida a cobrança directa de custos associados à redução de potência contratada no âmbito dos processos de interrupção por facto imputável ao cliente.

1.9.2 Ligações eventuais e provisórias

A proposta da ERSE prevê que a duração do contrato de fornecimento de energia elétrica, no caso de instalações eventuais, está condicionada à duração do evento que a origina e, no caso de instalações provisórias, está condicionada aos termos e prazos constantes da respectiva licença. Todavia, a E-REDES verifica que raramente os pedidos de denúncia são submetidos, subsistindo no tempo contratos de obras sem licença e com fornecimento interrompido.

Neste contexto, a E-REDES propõe que a versão final do articulado explicita que, findo o prazo constante da respectiva licença, o comercializador deve solicitar prorrogação do contrato ou denúncia do mesmo junto do OLMC, no prazo máximo de 15 dias. A E-REDES propõe ainda que, findo o período de 15 dias sem que tenha sido colocado pedido de denúncia ou de prorrogação por parte do comercializador, o contrato seja denunciado por iniciativa do ORD.

Adicionalmente, a E-REDES dá nota de que o regime previsto no atual RRC relativo a ligações eventuais é pouco claro quanto às obrigações dos operadores de redes e requer prazos curtos para concretização dos pedidos. Neste sentido, a E-REDES considera oportuno aproveitar a revisão em curso para endereçar esta questão, estipulando prazos para os pedidos de ligações eventuais.

Assim sendo, propõe-se que seja inscrito no RRC um prazo mínimo de 15 dias para pedidos de ligações eventuais à rede, permitindo aos operadores a elaboração dos estudos

necessários e a respetiva pronúncia quanto à viabilidade da ligação eventual requerida. Propõe-se, ainda, que se estabeleça que pedidos que não respeitem este prazo mínimo poderão não ser apreciados pelos operadores.

1.9.3 Pontos de medição internos às instalações dos utilizadores de rede

Na proposta de articulado apresentada em consulta pública, a ERSE prevê a possibilidade de serem constituídos pontos de medição internos às instalações dos utilizadores da rede, em casos de especial complexidade a justificar pelo operador de rede, ou para suporte à prestação de serviços de flexibilidade.

Relativamente à utilização em casos de especial complexidade, a E-REDES entende que devem ser utilizados apenas quando se afigurem absolutamente indispensáveis, sendo devidamente justificados pelo utilizador da rede, mediante análise do operador de rede e com aprovação por parte da ERSE, já no que se refere à utilização para efeitos de prestação de serviços de flexibilidade, a E-REDES alerta que a definição deste artigo vem apenas criar um enquadramento que, para ser implementado e operacionalizado, necessita que sejam definidos aspetos como qual o impacto na faturação de acessos, modelos de propriedade e gestão dos equipamentos de medição, regras e metodologias de cálculos, entre outros.

Relativamente a estes pontos, a E-REDES considera que, caso haja impacto na faturação de acessos, deve ser o ORD o proprietário e responsável pela gestão e exploração dos mesmos, garantindo a compatibilidade e interação com os sistemas de informação. No entanto, será necessário acautelar o acesso da E-REDES a estes equipamentos bem como os procedimentos a adotar em caso de impossibilidade de acesso pelo titular (e.g. corte da instalação principal). Em alternativa, caso não seja o ORD o proprietário e responsável por estes equipamentos, deve pelo menos ser garantida a compatibilidade dos equipamentos ou dos sistemas de entidades terceiras com os sistemas do ORD.

A E-REDES alerta para o facto de que nestes casos, a atribuição de responsabilidade em caso de falha é complexa (e.g. definição do papel do ORD em caso de falha, eventual responsabilização do ORD pelo cliente pelo não funcionamento do equipamento, entre outros), devendo ser garantido, através da definição de regras claras, que no caso de falha de dados, todo o processo de faturação ao ponto de entrega principal decorrerá normalmente, devendo estar previstos os métodos para apuramento e faturação de energia em qualquer situação.

Por fim, a E-REDES nota que os equipamentos de medição para efeitos de prestação de serviços de flexibilidade têm requisitos muito distintos a nível técnico e tecnológico face aos equipamentos de medição inteligentes. Assim, a E-REDES propõe que seja condicionada a implementação e operacionalização desta disposição à definição prévia de requisitos e regras específicas.

1.10 COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS

1.10.1 Artigo 2.º (siglas e definições)

Em linha com os comentários ao artigo 51.º da proposta de articulado (ponto 1.10.11 do presente documento), a E-REDES propõe que o n.º 2 do artigo 2.º inclua uma definição do conceito de opção tarifária.

Adicionalmente, em linha com os comentários neste documento ao ROR, a E-REDES nota que ao nível da legislação europeia, os serviços de flexibilidade têm uma correspondência com a gestão de congestionamentos nas suas zonas e não propriamente com os serviços de sistema não associados à frequência, pelo que é essencial que esta distinção seja feita.

Efetivamente, a E-REDES considera que os serviços de sistema não associados à frequência têm uma contribuição para o sistema como um todo ou para gestão do sistema local quando existir funcionamento isolado ou em ilha, apresentando, em regra, requisitos técnicos e tecnológicos com a mesma exigência que os serviços de sistema. Por outro lado, os serviços para gestão de congestionamentos são indissociáveis do planeamento e operação da rede uma vez que são utilizados para suprir necessidades de investimento, alimentação em caso de emergência, integração de produção distribuída, potenciar ligações flexíveis, aumentar a utilização da rede, entre outros, e apresentam requisitos técnicos diferenciados e potencialmente mais simples do que serviços de sistema.

Tendo isto em conta, a E-REDES propõe circunscrever os serviços de flexibilidade à resolução de congestionamentos na rede de distribuição.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do n.º 2 do artigo 2.º de acordo com o seguinte excerto:
*“2 – Para efeitos do presente Regulamento, são aplicáveis as definições previstas nos regimes legais que estabelecem a organização e o funcionamento dos sistemas eléctricos públicos, bem como as seguintes: (...)
ttt) Serviços de flexibilidade – serviços que conferem ao sistema de distribuição de energia eléctrica capacidade de resposta perante situações de resolução de congestionamentos na rede de distribuição.
(...)
zzz) «Opções tarifárias» o ciclo e o número de períodos horários aplicáveis ao contrato de fornecimento de energia eléctrica por escolha do Cliente final.”*

1.10.2 Artigo 10.º (gravação de chamadas)

A proposta de articulado mantém a actual redacção do n.º 1 do artigo 10.º do RRC, segundo a qual as chamadas telefónicas referentes às matérias da responsabilidade dos operadores de rede, realizadas quer por estes quer pelo cliente de energia eléctrica ou de gás, devem ser integralmente gravadas e conservadas em suporte duradouro pelos operadores de rede por um período de 3 anos.

Entretanto, a proposta adiciona a este artigo o n.º 2, que determina que esta obrigação de gravação não é aplicável às chamadas telefónicas promovidas pelos operadores de rede que revistam um carácter meramente operacional e informativo, em benefício do cliente, no âmbito de intervenções previamente estabelecidas.

A E-REDES salienta que, de acordo com o regime de protecção de dados pessoais, deverá existir uma finalidade, concreta e determinada, subjacente ao tratamento de dados pessoais decorrente da gravação de chamadas.

No entanto, a E-REDES verifica que, no caso da gravação de chamadas no âmbito da presente proposta de regulamento, tal finalidade não se encontra prevista nem é clara, suscitando dúvidas, nomeadamente, quanto à possibilidade de utilização destas como meio de prova de obrigações contratuais, em sede de reclamação ou litígio judicial.

Como tal, a E-REDES recomenda uma alteração à redação, com inclusão de um novo ponto que preveja a finalidade da gravação, propondo que, para o efeito, seja referida a possibilidade de estas gravações serem usadas como referido acima.

Por outro lado, mostra-se pertinente clarificar que a obrigação de gravação de chamadas se circunscreve a comunicações com clientes efetuadas através da plataforma do *contact center*, na medida em que este é o meio habitualmente utilizado para realização das comunicações e que outra solução se poderá mostrar operacionalmente inviável.

A E-REDES sugere, ainda, um ajuste na redação do n.º 2 do artigo 10.º, de forma a clarificar que a exceção referida é aplicável não só às gravações promovidas pelo operador de rede, mas também àquelas que foram despoletadas pelo cliente neste âmbito.

Propostas da E-REDES para a redação:

- Alterar o n.º 2 do artigo 10.º, de acordo com a seguinte redação:
“2 – A obrigação de gravação prevista no número anterior não é aplicável às chamadas telefónicas estabelecidas entre operadores de rede e cliente que revistam um carácter meramente operacional e informativo, em benefício do cliente, no âmbito de intervenções previamente estabelecidas.”
- Adicionar um novo n.º 3 ao artigo 10.º, de acordo com a seguinte redação:
“3 – O tratamento de dados pessoais decorrente da gravação de chamadas prevista nos números anteriores tem como finalidade principal a prova das transações comerciais e quaisquer outras comunicações respeitantes à relação contratual.”

1.10.3 Artigo 11.º (obrigação de ligação)

O artigo 11.º do atual RRC prevê prazos máximos a observar pelos operadores de redes no processo de ligação às redes de instalações de consumo, estabelecendo um prazo máximo de 30 dias úteis para as ligações à rede em BT e 120 dias úteis para as restantes ligações, sendo que estes prazos podem ser alargados caso as partes assim o convencionem.

A E-REDES propõe que os prazos atualmente previstos sejam mantidos, com a ressalva de que, no caso das ligações em BT que requeiram quer a construção de um ou mais Postos de Transformação e Distribuição (PTD), quer a alteração em redes de nível de tensão superior, deve ser aplicado um prazo de 120 dias.

O artigo 11.º contém também o conceito de *“especial complexidade”*, que não é densificado na restante redação do articulado. De forma a tornar mais claro o âmbito da aplicação deste conceito, a E-REDES recomenda a sua tipificação, propondo, para o efeito, que seja associado à seguinte lista de situações (não taxativa):

- Intervenções em PTD existentes;
- Intervenções em Zonas Históricas Classificadas;
- Necessidade de condicionamento de trânsito;
- Expansão/reforço de rede aérea superior a 300 metros;
- Expansão/reforço de rede subterrânea superior a 100 metros.

Por fim, o nº 6 do artigo 11.º da proposta de articulado estabelece que *“Salvo especial complexidade, a qual deve ser devidamente justificada, os operadores das redes de distribuição devem imperativamente proceder à ligação às suas redes nos prazos máximos de 45 e 180 dias úteis, para as ligações a que se referem as alíneas a) e b) do n.º 4, respetivamente, após a aprovação do respetivo pedido pelas entidades competentes.”*

A redação desta disposição suscitou dúvidas no passado, na medida em que pode ser interpretada no sentido de que os prazos máximos de 45 e 180 dias úteis podem ser ultrapassados em casos de especial complexidade.

Apesar desta questão ter sido devidamente endereçada, com esclarecimentos por parte da ERSE relativamente ao objetivo e espírito da norma, a E-REDES considera oportuno aproveitar a revisão em curso para ajustar a redação deste ponto, certificando-se de que o mesmo está em linha com aquele que é o entendimento da ERSE, evitando assim qualquer dúvida de interpretação.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Acrescentar a seguinte alínea ao n.º 4 do artigo 11.º:
“c) Sem prejuízo do disposto na alínea a), às ligações à rede em baixa tensão no setor elétrico que dependa da construção de um posto de transformação e distribuição ou de alterações em redes de nível de tensão superior, deve ser aplicado o prazo de 120 dias úteis.”
- Alterar o n.º 6 do artigo 11.º, de acordo com a seguinte redacção:
“6 - Em casos de especial complexidade, a qual deve ser devidamente justificada, os operadores das redes de distribuição devem proceder à ligação às suas redes nos prazos máximos de 45 e 180 dias úteis, para as ligações a que se referem as alíneas a) e b) no n.º 4, respetivamente, após a aprovação do respetivo pedido pelas entidades competentes.”
- Acrescentar o seguinte número ao artigo 11.º:
*“7 – Consideram-se obras de especial complexidade, nomeadamente, as seguintes:
e. Intervenções em postos de transformação existentes;
f. Intervenções em Zonas Históricas Classificadas;
g. Obras que careçam de condicionamento de trânsito;
h. Ligações que requeiram expansão e/ou reforço de rede aérea superior a 300 metros;
i. Ligações que requeiram expansão e/ou reforço de rede subterrânea superior a 100 metros.”*

1.10.4 Artigo 11.º-A (novo artigo referente à anulação de pedidos de ligação à rede)

A E-REDES propõe que se utilize a revisão em curso para dar enquadramento regulamentar às anulações de pedidos de ligação às redes, em particular quando o processo não avança por facto imputável ao requerente. De facto, a E-REDES dá nota que existem diversos casos, alguns com vários anos, que dispõem de pedidos de ligação à rede abertos, valorizados e, inclusivamente, com encargos total ou parcialmente liquidados, mas que por desistência do requerente (e.g. insolvência, obras abandonadas) permanecem abertos.

Assim, a E-REDES considera importante estabelecer prazos associados aos pedidos de ligação à rede de acordo com a seguinte proposta:

- Prazo máximo de 60 dias para que o requerente resolva eventuais pendências de orçamento

- Prazo máximo de 2 anos para que o requerente resolva pendências de execução (quando a execução seja sua responsabilidade).

Decorridos estes prazos, a E-REDES procederá à anulação dos pedidos.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Adicionar um novo artigo (11.º-A) com o seguinte conteúdo:
“Artigo 11.º-A: Prazos para anulação de pedidos de ligação à rede
1 – As pendências de orçamento poderão ser resolvidas pelo requisitante num prazo máximo de 60 dias, sob pena de anulação do pedido de ligação e reembolso de valores de participações e de elementos de rede não construídos e já liquidados pelo requisitante.”
“2 – Nos casos em que os sejam verificadas pendências de execução por parte dos requisitantes, estes terão um prazo de 2 anos para que as mesmas sejam resolvidas, sob pena de anulação do pedido de ligação.”

1.10.5 Artigo 22.º (contrato de fornecimento)

O n.º 4 do artigo 22.º da proposta prevê que a duração do contrato de fornecimento de energia elétrica, no caso de instalações eventuais, está condicionada à duração do evento que a origina e, no caso de instalações provisórias, aos termos e prazos constantes da respetiva licença.

Todavia, a E-REDES verifica que raramente os pedidos de denúncia são submetidos, subsistindo no tempo os contratos de obras sem licença e com fornecimento interrompido. Neste contexto, a E-REDES propõe que o articulado inclua uma alínea que esclareça que, findo o prazo constante da respectiva licença, o comercializador deve solicitar a prorrogação do contrato ou a denúncia do mesmo junto do OLMC, no prazo máximo de 15 dias. A E-REDES propõe ainda que, findo o período de 15 dias sem que tenha sido colocado pedido de denúncia ou de prorrogação por parte do comercializador, o contrato seja denunciado por iniciativa do ORD.

Adicionalmente, o n.º 5 do artigo 132.º da proposta de articulado estabelece que sempre que as ligações provisórias sejam estabelecidas de modo a constituir ligações definitivas, o operador de rede pode cobrar o encargo de participação nas redes tendo por base a potência requisitada definitiva.

Tendo em conta que o artigo 132.º prevê a existência de ligações provisórias com vista à constituição de ligações definitivas, a E-REDES propõe a introdução no articulado de uma excepção ao n.º 4 do artigo 22.º do RRC decorrente da certificação da instalação, quando esta ocorra durante a vigência do contrato de fornecimento. Caso a instalação já esteja interrompida por ausência de licença de obras válida, o ORD deverá restabelecer o fornecimento.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Adicionar um novo número ao artigo 22.º com o seguinte excerto:
“5 – Relativamente às instalações provisórias, referidas no número anterior, o comercializador dispõe de um prazo de 15 dias após o fim da vigência da licença de obras para solicitar a prorrogação ou a denúncia do contrato de fornecimento junto do OLMC. Findo esse prazo o contrato de fornecimento é denunciado por iniciativa do ORD.”
- Adicionar um novo número ao artigo 22.º com o seguinte excerto:
“6 – O n.º 4 do presente artigo não será aplicável às instalações provisórias cujas ligações sejam estabelecidas de modo a constituir ligações definitivas, nos termos previstos no n.º 5 do artigo 132º, desde que as instalações sejam devidamente certificadas durante a vigência do contrato de fornecimento. Nestas situações, se o fornecimento foi interrompido por inexistência de licença de obras válida, deverá ser restabelecido.”

1.10.6 Artigo 29.º (comunicação com os clientes no âmbito da instalação de equipamento de medição)

O n.º 5 do artigo 29.º da proposta de articulado, assim como o n.º 6 do artigo 7.º do RSRI, estabelece que os operadores de rede devem informar os Comercializadores da data efetiva da substituição do equipamento de medição num prazo não superior a dois dias úteis após a conclusão desta operação.

A E-REDES alerta para a existência de situações em que o prazo de 2 dias não é praticável, uma vez que a informação ao comercializador com a data efetiva da substituição do equipamento de medição inclui a informação correspondente à última leitura do equipamento de medição que é substituído, sendo que, por vezes, a obtenção ou eventual correção desses dados pode sofrer atrasos, nomeadamente no caso de substituições por avaria. Como tal, propõe-se que o prazo seja alargado para 10 dias úteis ou, em alternativa, manter o prazo de 2 dias úteis para 90% das situações.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do n.º 5 do artigo 29.º com o seguinte excerto:
“5 – Os operadores das redes devem informar o comercializador que fornece a instalação acerca das datas previstas para a substituição dos equipamentos de medição, bem como da data efetiva da substituição do equipamento de medição, num prazo não superior a dez dias úteis após a conclusão desta operação
- Em alternativa, alterar o mesmo número com a seguinte redacção:
“5 – Os operadores das redes devem informar o comercializador que fornece a instalação acerca das datas previstas para a substituição dos equipamentos de medição, bem como da data efetiva da substituição do equipamento de medição, num prazo não superior a dois dias úteis após a conclusão desta operação em pelo menos 90% das substituições”

1.10.7 Artigo 33.º (correção de erros de medição)

O n.º 1 do artigo 33.º da proposta de articulado estabelece que os erros de medição da energia e da potência, resultantes de qualquer anomalia verificada no equipamento de medição ou erro de ligação do mesmo, que não tenham origem em apropriação indevida de energia, são corrigidos pelo respetivo operador de rede em função da melhor estimativa das grandezas durante o período em que a anomalia se verificou, nos termos aprovados pela ERSE.

Por sua vez, o n.º 2 do mesmo artigo determina que, para efeitos destas estimativas, são consideradas relevantes as características da instalação, o seu regime de funcionamento, os valores das grandezas anteriores à data de verificação da anomalia e, se necessário, os valores medidos nos primeiros 3 meses após a sua correção.

A E-REDES considera que deve caber ao ORD a determinação da necessidade de recorrer a dados posteriores à correção da anomalia para efeitos de cálculo da estimativa de consumo ocorrida no período durante o qual esta tenha existido, tendo em conta que a eventual espera pelo registo de dados até 3 meses após a correção da anomalia pode conduzir a eventual prescrição de consumos não facturados.

Por sua vez, o n.º 3 do artigo 33.º explicita que o prazo para correção de valores de anomalias de medição não deve ser superior a 30 dias. Com base na experiência, particularmente na BTN, onde por vezes não é possível o acesso ao equipamento de medição em 30 dias, a E-REDES considera que o articulado deve ter margem para acomodar situações onde não é possível fazer a correção de anomalias em 30 dias, até porque, tendo em conta a dimensão de potenciais situações distintas que possam ocorrer em mais de 6 milhões de pontos de entrega, pode ser prudente considerar a ocorrência de casos totalmente inesperados. Neste sentido, a E-REDES propõe considerar que a correção de valores de anomalias de leitura não deve, por regra, ser superior a 30 dias.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do n.º 3 do artigo 33.º de acordo com o seguinte excerto:
“2 - Para efeitos da estimativa prevista no número anterior, são consideradas relevantes as características da instalação, o seu regime de funcionamento, os valores das grandezas anteriores à data de verificação da anomalia e, se considerado necessário pelo operador da rede, os valores medidos nos primeiros 3 meses após a sua correção.
3 – A correção de valores de anomalias de medição pelo operador de rede de distribuição deve ser efetuada preferencialmente até ao fecho do período de faturação de acesso às redes imediatamente seguinte, não podendo, por regra, ser superior a 30 dias.”

1.10.8 Artigo 36.º (leitura dos equipamentos de medição)

Na alínea b) do n.º 7 do artigo 36.º é estipulado que a leitura dos equipamentos de medição da responsabilidade dos ORD deve ser realizada com periodicidade diária nas instalações de clientes em BTN, nos casos previstos na legislação e na regulamentação, designadamente, nas instalações integradas em rede inteligente ou em regime de autoconsumo.

A E-REDES considera que a versão final do articulado deve incluir nesta alínea a recolha de dados dos equipamentos de medição das instalações com pontos de carregamento de veículos elétricos (PCVE) integrados na rede de mobilidade elétrica.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do n.º 7 do artigo 36.º de acordo com o seguinte excerto:
“7 – A leitura dos equipamentos de medição da responsabilidade dos operadores das redes deve respeitar o seguinte:
(...)
 - *Periodicidade diária nas instalações de clientes em Baixa Tensão Normal, nos casos previstos na legislação e na regulamentação, designadamente, nas instalações integradas em rede inteligente, em regime de autoconsumo ou Periodicidade diária nas instalações de clientes em Baixa Tensão Normal, nos casos previstos na legislação e na regulamentação, designadamente, nas instalações integradas em rede inteligente, em regime de autoconsumo ou com pontos de carregamento de veículos elétricos integrados na rede de mobilidade elétrica.”*

1.10.9 Artigo 39.º (correção de erros de leitura do equipamento de medição)

O n.º 3 do artigo 39.º da proposta determina que a correção de valores de anomalias de leitura pelo operador de rede de distribuição deve ser efetuada preferencialmente até ao fecho do período de faturação de acesso às redes imediatamente seguinte, não podendo em qualquer caso ser superior a 30 dias.

Com base na experiência, particularmente na BTN, onde por vezes não é possível o acesso ao equipamento de medição em 30 dias, a E-REDES considera que o articulado deve ter margem para acomodar situações onde não é possível fazer a correção de anomalias em 30 dias, até porque, tendo em conta a dimensão de potenciais situações distintas que possam ocorrer em mais de 6 milhões de pontos de entrega, pode ser prudente considerar a ocorrência de casos totalmente inesperados. Neste sentido, a E-REDES propõe que a correção de valores de anomalias de leitura não deve, por regra, ser superior a 30 dias e que este artigo deve remeter apenas para o estabelecido no GMLDD.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do n.º 3 do artigo 39.º de acordo com o seguinte excerto:
“3 - A correção de valores de anomalias de leitura pelo operador de rede de distribuição deve ser efetuada preferencialmente até ao fecho do período de faturação de acesso às redes imediatamente seguinte, não podendo, por regra, ser superior a 30 dias.
- Alterar a formulação do n.º 4 do artigo 39.º de acordo com o seguinte excerto:
“4 – As regras para correção de erros de leitura do equipamento de medição são estabelecidas no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.”

1.10.10 Artigo 42.º (informação relevante)

O artigo 42.º da proposta de articulado vem definir regras gerais relativamente à faturação, estabelecendo no n.º 4 que os dados de consumo disponibilizados pelos operadores das redes aos comercializadores são obtidos por leitura direta do equipamento de medição ou por estimativa dos consumos e posteriormente, no n.º 8, relativamente ao setor elétrico, que às instalações não BTN assim como às instalações BTN integradas em redes inteligentes não

são aplicáveis estimativas de consumo para efeitos de faturação, indicando ainda que a ausência de leitura num determinado período determina que o consumo estimado nesse período seja nulo.

A E-REDES considera importante diferenciar as estimativas normalmente utilizadas para faturação por parte dos comercializadores, das estimativas elaboradas no âmbito de correção de valores decorrentes de anomalias de medição por parte dos ORD. De facto, na ausência de dados de medição devido a anomalia, o recurso a estimativa por parte do ORD é fundamental para mitigar o desvio entre os valores faturados e o consumo real no período, evitando acertos posteriores, com impacto negativo para os clientes e para o sistema elétrico em geral.

Assim, é importante garantir no articulado que podem ser utilizadas estimativas de consumo para efeitos de faturação, quando estas decorrem da correção de valores de anomalias de medição, mantendo a prática atual.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do n.º 8 do artigo 42.º de acordo com o seguinte excerto:

“8 - No setor elétrico:

a) Às instalações em Muito Alta Tensão, Alta Tensão, Média Tensão e Baixa Tensão Especial não são aplicáveis estimativas de consumo para efeitos de faturação, pelo que a ausência de leitura num determinado período determina que o consumo estimado nesse período seja nulo, salvo no caso de as estimativas decorrerem de correção de valores de anomalias de medição por parte do ORD;

1.10.11 Artigo 51.º (opções tarifárias)

O n.º 1 do artigo 51.º da proposta refere que as opções tarifárias de acesso às redes nos fornecimentos de energia elétrica ou de gás são estabelecidas no respetivo RT.

Não obstante as opções tarifárias se encontrarem estabelecidas no RT, a E-REDES considera importante que a sua definição seja incluída no artigo que estabelece as siglas e definições (artigo 2.º).

Por sua vez, o n.º 7 do artigo 51.º estabelece que, em caso de mudança de comercializador, a duração das opções tarifárias previstas nos números anteriores não é interrompida.

A E-REDES sugere que, em caso de mudança de comercializador, seja dada a possibilidade ao cliente de contratar uma nova opção tarifária distinta da atual, mesmo que não tenham sido cumpridas as durações mínimas estipuladas.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do n.º 7 do artigo 51.º de acordo com o seguinte excerto:

“4 – Em caso de mudança de comercializador, a duração das opções tarifárias previstas nos números 3, 4 e 5 não é interrompida, exceto se o cliente escolher uma nova opção tarifária no contrato estabelecido com o novo comercializador.”

1.10.12 Artigo 69.º (alteração da potência contratada)

O artigo 69.º estabelece um conjunto de disposições respeitantes à alteração da potência contratada nos contratos de fornecimento de energia elétrica.

Sobre este tema, a E-REDES dá nota que é necessário estabelecer uma relação entre a potência contratada e a potência certificada para as instalações em BTN, principalmente quando esta última difere da potência requisitada. Assim, de forma a compatibilizar estes conceitos, a potência contratada das instalações deve ser, no entender da E-REDES, igual ou inferior à potência contratada certificada da instalação. Tendo isto em conta, a E-REDES indica que por vezes, na sequência de alterações em instalações existentes e já ligadas à rede, estas são alvo de recertificação sendo que já foram identificados alguns casos em que a nova potência certificada para a instalação que chega através do sistema informático da DREG é inferior à potência contratada do contrato atualmente em vigor. Nesse caso, a E-REDES propõe que se possa solicitar ao comercializador a atualização da potência contratada para o novo valor de potência certificada.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar o n.º 1 ao artigo 69.º de acordo com o seguinte excerto:
“1 - Nos contratos de fornecimento de energia elétrica, o cliente em Baixa Tensão Normal pode, a todo o tempo, solicitar a alteração do escalão de potência contratada, até ao limite da potência requisitada, ou da potência certificada nos casos em que esta é inferior à potência requisitada.”
- Adicionar um novo n.º 2 ao artigo 69.º de acordo com o seguinte excerto:
“2 –Na sequência do número anterior, quando uma instalação BTN com contrato de fornecimento ativo é alvo de recertificação e o novo valor de potência certificada é inferior à potência contratada do referido contrato, o operador da rede deve ajustar a potência contratada para o valor da potência certificada e informar o comercializador.”

1.10.13 Artigo 75.º (interrupção por razões de serviço)

O n.º 1 do artigo 75.º determina que as interrupções por razões de serviço são as que decorrem da necessidade imperiosa de realizar manobras, trabalhos de ligação, reparação ou conservação da rede.

Tendo em conta o crescente número de contadores integrados em rede inteligente e a experiência entretanto obtida pelo ORD na manutenção da infraestrutura associada, a E-REDES considera que o artigo 75.º deverá ressaltar que, dentro das interrupções por razões de serviço devido a trabalhos de conservação da rede, incluem-se as interrupções para análise aos fenómenos de ruído que interfere com as comunicações por PLC.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do n.º 1 do artigo 75.º de acordo com o seguinte excerto:
“1 – Consideram-se interrupções por razões de serviço as que decorram da necessidade imperiosa de realizar manobras, trabalhos de ligação, reparação ou conservação da rede, incluindo a análise a ruído eletromagnético com potencial impacto nas comunicações por PLC.”

1.10.14 Artigo 78.º (interrupções por facto imputável ao cliente)

O n.º 1 do artigo 78.º refere as situações em que o fornecimento de energia elétrica ou de gás pode ser interrompido pelo operador de rede por facto imputável ao cliente. A proposta de articulado procede neste ponto à remoção da alínea que prevê o procedimento fraudulento como motivo para interrupção por facto imputável ao cliente.

Em linha com os comentários neste documento ao artigo 75.º da proposta de revisão do RRC e ao artigo 29.º da proposta de revisão do RQS, a experiência na implantação da sua infraestrutura de redes inteligentes tem demonstrado à E-REDES a crescente necessidade de monitorizar o ruído eletromagnético provocado na rede e de, nas situações em que é detectada a sua origem, agir no sentido de evitar a degradação das comunicações por PLC e o bom funcionamento de toda a zona envolvente, nomeadamente através da instalação de filtros PLC, por parte do ORD, nas instalações onde o ruído esteja a ser gerado.

Dada a importância da instalação destes filtros para garantir o bom funcionamento das redes inteligentes na zona afectada por este tipo de ruído, a E-REDES propõe que a versão final do articulado explicita que para além do impedimento de acesso ao equipamento de medição enquanto condição para interrupção, seja incluída a falta de acesso para instalação do filtro PLC na instalação por parte do ORD.

Ainda sobre este ponto, a E-REDES sugere que o termo “*impedimento*” seja substituído por “*impossibilidade*”, de forma a tornar mais explícito que abrange todas as situações em que o acesso aos equipamentos não é, de facto, possível.

Adicionalmente, a E-REDES considera que o enquadramento da AIE em regulamento próprio, no âmbito desta consulta, não invalida ou afasta a necessidade de prever no RRC esta situação como motivo de interrupção de fornecimento por facto imputável ao cliente.

De facto, o supramencionado artigo estabelece um conjunto de situações em que poderá ocorrer a interrupção por facto imputável ao cliente, apresentando um elenco taxativo, pelo que, no entender da E-REDES, a exclusão da referida alínea poderá suscitar dúvidas ou colocar em causa a possibilidade de interrupção com base na existência de situações de AIE.

Neste sentido, a E-REDES sugere que se mantenha a alínea g) do n.º 1 deste artigo e que se inclua uma remissão para o RAIE.

Por fim, em linha com os comentários ao artigo 193.º, a E-REDES propõe adicionar, ao elenco do n.º 1 do artigo 78.º, as situações em que se verifique que a potência tomada de uma instalação se mantém superior à requisitada, ou à potência certificada no caso de esta ser inferior à requisitada, após o período de 60 dias dado pelo operador de rede para regularização da situação.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do n.º 1 do artigo 78.º de acordo com o seguinte excerto:
“(…)”
 - c) *Impossibilidade de acesso ao equipamento de medição, incluindo para instalação de filtro PLC (…)*
 - g) *Verificação da existência de procedimento fraudulento, ou na falta do pagamento devido, de acordo com os procedimentos previstos no RAIE (…)*
 - m) *Nos casos em que a potência tomada seja superior à potência requisitada, ou à potência certificada no caso de esta ser inferior à requisitada, 60 dias após a interpelação nos termos do artigo 193.º.”*
- Adicionar novo número ao artigo 78.º de acordo com o seguinte excerto:
“7 – *A religação após a interrupção do fornecimento na situação prevista na alínea m) do n.º 1 está condicionada à realização de um pedido de aumento de potência de acordo com o valor de potência tomada que resultou na interrupção.”*

1.10.15 Artigo 79.º (pré-aviso nas interrupções por facto imputável ao cliente)

O n.º 7 do artigo 79.º da proposta de articulado estabelece que a interrupção de fornecimento, após emissão do pré-aviso, deve ocorrer preferencialmente na data prevista na alínea e) do n.º 2 e só pode exceder essa data, por razões de agendamento entre o ORD e o comercializador, em 10 dias úteis para clientes em BTN e em 5 dias úteis para os restantes, sem prejuízo da possibilidade de envio de um novo pré-aviso.

No entender da E-REDES, a condição para prolongamento do prazo deve estar nas eventuais dificuldades operacionais associadas à execução da interrupção e não no agendamento entre o ORD e o comercializador, visto tal não ter aplicação prática, propondo que a versão final do articulado seja ajustada à luz deste entendimento.

Ainda assim, a E-REDES dá nota de que existem situações em que a interrupção requer o recurso a meios especiais, cuja utilização pode acarretar um tempo de execução da interrupção superior aos prazos previstos no n.º 7 da proposta. Neste contexto, a E-REDES propõe que a versão final do articulado explicita que estes prazos não são aplicáveis às interrupções que requeiram o recurso a meios especiais.

À semelhança das propostas acima mencionadas, a E-REDES propõe a inclusão de um novo ponto no artigo 79.º que defina prazos de execução para reduções temporárias de potência, assim como um novo ponto que clarifique o procedimento a adotar nos casos em que a interrupção de fornecimento ou redução de potência estejam previstas para a véspera de dia não útil.

O n.º 9 do artigo 79.º dispõe que, nos casos das instalações provisórias, o aviso é enviado com uma antecedência mínima de 30 dias em relação ao respetivo termo da licença. Em virtude das frequentes dúvidas colocadas à E-REDES, por clientes e comercializadores, sobre qual a entidade responsável pelo envio deste aviso, a E-REDES propõe que a versão final do articulado explicita que o envio desta comunicação ao cliente compete ao comercializador.

Adicionalmente, a E-REDES propõe que o n.º 13 do artigo 79.º determine que deve ser enviado pré-aviso nas situações em que seja prorrogada uma licença com data de término inferior a 60 dias.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do n.º 7 de acordo com o seguinte excerto:
“7 – A interrupção do fornecimento, após emissão do pré-aviso, deve ocorrer preferencialmente na data prevista na alínea e) do n.º 2, podendo, em casos de constrangimentos operacionais, exceder essa data até ao 10.º dia útil para clientes em BTN e, até ao 5º dia útil para os restantes, sem prejuízo da possibilidade de envio de um novo pré-aviso.”
- Alterar a redacção do n.º 9 de acordo com o seguinte excerto:
“9 – Nos casos das instalações provisórias, o aviso é enviado pelo Comercializador com uma antecedência mínima de 30 dias em relação ao respetivo termo da licença.”
- Alterar a redacção do n.º 13 de acordo com o seguinte excerto:
“13 – Nos casos respeitantes à alínea b) do n.º 1 do artigo anterior, o operador de rede deve informar o comercializador sobre a necessidade de renovação com 60 dias de antecedência do respetivo termo, exceto nas situações em que seja apresentada uma licença cuja data de termo não permita a sua renovação com 60 dias de antecedência.”
- Adicionar novos números ao artigo 79.º, de acordo com os seguintes excertos:
“14 – A interrupção do fornecimento poderá exceder os prazos previstos no n.º 7 úteis nos casos em que haja necessidade de interrupção com recurso a meios especiais.
15 – A redução de potência deve ocorrer preferencialmente na data prevista na alínea e) do n.º 2, podendo, em casos de constrangimentos operacionais, exceder essa data até ao 3.º dia útil.
16 – Quando o término dos prazos referidos nos números 7, 14 e 15 coincida com a véspera de um dia útil, a redução de potência ou a interrupção de fornecimento devem ser efetuadas no dia útil seguinte que cumpra esse requisito.”

1.10.16 Artigo 80.º (preços dos serviços de interrupção e restabelecimento)

Na proposta de redacção do artigo 80.º, relativa aos preços dos serviços de interrupção e restabelecimento, a ERSE propõe eliminar o n.º 3 do RRC atualmente em vigor, onde se estabelece que se aplicam às situações de redução de potência contratada previstas no n.º 3 do Artigo 79.º e respetivo restabelecimento para o valor inicial, respetivamente, os preços dos serviços previstos no n.º 1 e n.º 2.

No documento justificativo que acompanha a presente consulta, a ERSE sustenta esta proposta no facto de, até 2024, todos os pontos de entrega terem de estar integrados em rede inteligente e, conseqüentemente, passar a ser possível efetuar a redução de forma remota.

Como reconhecido pela própria ERSE no mesmo documento, esta alteração deixará explícito que o não pagamento da redução e reposição de potência se aplica a todos os clientes, mesmo os que não estão integrados em rede inteligente, sendo que, nesses casos, o custo de redução da potência para o ORD será superior, porque obriga a deslocação ao local.

A E-REDES concorda com a observação que a ERSE faz sobre o impacto que esta medida possa ter nos custos dos ORD, sendo importante realçar que, mesmo com as instalações BTN totalmente integradas em redes inteligentes, ocorrerão sempre situações em que a redução

de potência contratada requererá deslocação ao local, por falha do equipamento ou das comunicações.

Para além deste aspecto, a E-REDES entende que a proposta da ERSE pode enfraquecer o acrescido efeito dissuasor à prática de incumprimento, permitido pela cobrança directa do custo relativo à redução da potência contratada no âmbito de um processo de interrupção, mesmo nas situações em que o serviço seja prestado de forma remota.

Neste contexto, a E-REDES entende que deve ser mantida a redacção do n.º 3 do artigo 81.º da actual versão do RRC.

Adicionalmente, a E-REDES considera que a versão final do regulamento deverá clarificar que os clientes são responsáveis pelo pagamento de encargos com os preços de restabelecimento urgente de forma remota ou presencial.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar o conteúdo do artigo 80.º de acordo com o seguinte:

“(…)

3 – A redução de potência contratada prevista no n.º 3 do artigo 79.º e o respetivo restabelecimento para o valor inicial está sujeita aos preços dos serviços previstos nos n.ºs 1 e 2, respetivamente.

4 – Os preços dos serviços de interrupção, restabelecimento e restabelecimento urgente, de forma remota ou presencial, são publicados anualmente pela ERSE.”

1.10.17 Artigo 96.º (nível de tensão de ligação)

O n.º 2 do artigo 96.º estabelece que o ORD não é obrigado a proceder à ligação em BT de instalações não colectivas com potência requisitada superior a 200 kVA.

A E-REDES dá nota de que o aumento de ligações para PCVE em BT, cuja potência requisitada é tipicamente superior a 100 kVA, tem levado a uma gradual redução das margens de capacidade disponível nos PTD, o que em algumas situações, leva à necessidade de reforço de potência em PTD existentes ou mesmo à construção de novos PTD. Adicionalmente, este tipo de ligações acarreta o trânsito de valores significativos de potência na BT, contribuindo para uma degradação muito mais expressiva das perdas do que a que se verificaria na MT.

No entender da E-REDES, a redução do limiar de BT de 200 kVA para 100 kVA transferirá muitos dos futuros pedidos de ligação deste tipo para a MT, contribuindo para um desenvolvimento e exploração mais eficientes da rede.

Neste sentido, a E-REDES propõe que o limite de potência considerado para BT seja reduzido para 100 kVA.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do n.º 2 do artigo 96.º de acordo com o seguinte excerto:

“2 – O operador da rede de distribuição não é obrigado a proceder à ligação em Baixa Tensão de instalações não coletivas com potência requisitada superior a 100 kVA.”

1.10.18 Artigo 97.º (Ligação de unidades de produção de energia elétrica para autoconsumo)

O artigo 97.º da proposta de articulado vem estabelecer que devem ser cobrados os encargos de ligação quando exista aumento da potência de ligação da instalação.

A E-REDES dá nota que a proposta de articulado refere claramente potência de ligação, sendo que o Decreto-Lei n.º 15/2022 define potência de ligação como potência máxima autorizada de injeção na rede fixada no procedimento de controlo prévio. Tendo isto em conta a E-REDES alerta para a necessidade de esclarecimento no articulado que de facto a potência de ligação referida é a definida no Decreto-Lei n.º 15/2022, uma vez que esta proposta corresponde a uma alteração significativa da prática atual, já que nunca foram cobrados encargos relativamente ao aumento da potência de ligação quando uma UPAC é instalada dentro de uma IU. A E-REDES nota também que todas as instalações de consumo têm associada uma potência requisitada, mas relativamente à potência de ligação, é considerada nula. Deste modo, a proposta de articulado aparenta indicar que qualquer UPAC instalada numa IU que preveja injeção de energia na rede, deve pagar os encargos associados à potência e ligação que lhe é atribuída, mesmo que essa seja inferior à sua potência requisitada. Adicionalmente, a E-REDES dá nota também que, de acordo com interações com a DGEG, a prática tem sido que quando uma UPAC é instalada inserida numa instalação de consumo, a potência de ligação máxima que pode ser atribuída é igual à potência requisitada da instalação de consumo. Assim, sempre que um autoconsumidor pretender instalar uma UPAC numa instalação de consumo, que preveja uma potência de ligação superior à potência requisitada dessa instalação, primeiro necessita de realizar um aumento de potência requisitada da instalação de consumo e só posteriormente solicitará uma potência de ligação para o valor pretendido.

A E-REDES dá ainda nota que, no caso excecional de UPAC ligadas diretamente à rede interna das instalações coletivas, na prática é criada uma nova instalação consumidora sendo a potência de ligação máxima que pode ser atribuída nesse caso igual à potência requisitada da instalação coletiva como um todo.

Já no caso de ligação de uma UPAC diretamente à RESP, sem estar integrada em instalações individuais ou coletivas, a prática atual passa por considerar como uma ligação de uma instalação de produção, tal como indicado na proposta de articulado.

Assim, a E-REDES entende que, dadas as alterações na prática atual, é importante deixar bem claro no articulado a diferença entre potência requisitada e potência de ligação, assim como prever explicitamente os casos referidos no comentário.

Propostas da E-REDES para a redação:

- Alterar a redação do artigo 97.º de modo a clarificar os conceitos de potência de ligação, potência requisitada e considerar a prática atual.

1.10.19 Artigo 103.º (tipo de encargos a suportar pelo requisitante)

O artigo n.º 103 estabelece quais os tipos de encargos que o requerente está sujeito nas ligações de instalações de consumo AT e MT quando a potência requisitada é igual ou superior a 2 MVA.

A E-REDES considera oportuno aproveitar a revisão em curso para ajustar a redação deste ponto, clarificando que nos aumentos de potência sem alteração do ponto de entrega não há lugar ao pagamento de encargos referentes a elementos de ligação por parte dos requerentes e evitando assim qualquer dúvida de interpretação.

Propostas da E-REDES para a redação:

- Alterar a redação do artigo 103.º de acordo com o seguinte excerto:

“1 - A ligação à rede em Muito Alta Tensão, Alta Tensão e Média Tensão com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA pode tornar necessário o pagamento de encargos relativos a:

a) Elementos de ligação, nos termos do Artigo 104.º;;

b) Comparticipação nas redes, nos termos do Artigo 105.º;

c) Serviços de ligação, nos termos do Artigo 106.º;

d) Encargos devidos a terceiros que não decorram diretamente dos valores de potência requisitada, nem da extensão dos elementos de ligação.

2 – O aumento de potência requisitada, sem alteração do local de ponto de entrega, em instalações de Muito Alta Tensão, Alta Tensão e Média Tensão com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA pode tornar necessário o pagamento de encargos relativos a:

a) Comparticipação nas redes, nos termos do Artigo 105.º;

b) Serviços de ligação, nos termos do Artigo 106.º;

c) Encargos devidos a terceiros que não decorram diretamente dos valores de potência requisitada, nem da extensão dos elementos de ligação.

3 – O aumento de potência requisitada com alteração do local de ponto de entrega dá lugar à construção de novos elementos de ligação entre o novo ponto de receção e a rede existente, a suportar pelo requisitante.

4 – Nos casos referidos no número anterior, o operador da rede é responsável pelos reforços na rede já existente, sendo que neste caso o requisitante é responsável pelo pagamento das restantes componentes indicadas no n.º 2.”

1.10.20 Artigo 108.º (construção dos elementos de ligação)

O n.º 3 do artigo 108.º estabelece que, quando esteja em causa unicamente a construção do ramal de ligação, o operador da rede não é obrigado a construir a ligação, excepto nas situações em que o requisitante declare que nenhum prestador de serviços habilitado apresentou orçamento para a construção, realçando a E-REDES que este artigo se aplica a obras de ligação de clientes AT e MT quando a potência requisitada é igual ou superior a 2 MVA.

Tendo isto em conta, a E-REDES considera que atualmente esta disposição não está totalmente clara, visto que não se encontra definido o conceito de ramal de ligação. Adicionalmente, tendo em conta que a construção destes elementos é normalmente realizada por terceiros, a E-REDES considera uma oportunidade para esclarecer o âmbito das responsabilidades do operador de rede, sem prejuízo de este oferecer uma alternativa ao requerente para construção, caso este declare que nenhum prestador de serviços habilitado apresentou orçamento para a construção. Assim a E-REDES propõe alguns ajustes ao articulado para refletir este entendimento.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção n.º 3 do artigo 108.º de acordo com o seguinte excerto:
“3 - Quando esteja em causa unicamente a construção do ramal de ligação, ou seja, apenas novos elementos de ligação, o operador da rede é apenas responsável pela construção dos elementos de ligação a desenvolver integralmente no interior das suas instalações, exceto nas situações em que o requisitante declare que nenhum prestador de serviços habilitado apresentou orçamento para a construção.

1.10.21 Artigo 113.º (modificações na instalação a ligar à rede)

O artigo 113.º da proposta de articulado vem definir que as modificações ao nível da instalação a ligar à rede são da responsabilidade do requerente, incluindo quaisquer encargos associados.

A E-REDES entende que é importante clarificar e enquadrar neste âmbito as modificações resultantes da alteração do local do ponto de entrega. Nesse âmbito, e tendo em conta a prática atual, assim como os critérios já definidos para as novas ligações e aumentos de potência, a E-REDES considera que no caso de alteração da localização do ponto de entrega o requisitante deve suportar os encargos com os novos elementos de ligação que ligam o novo ponto de entrega às redes elétricas já existentes. Adicionalmente, no caso de existir mudança de localização acompanhada de aumento de potência, tendo em conta o enquadramento existente e em adição aos novos elementos de ligação a suportar pelo requisitante, o operador de rede é responsável pelo reforço da rede já existente.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Adicionar os seguintes pontos ao artigo 113.º:
“3 – Quando a modificação em causa passa pela alteração do local de ponto de entrega, os encargos com novos elementos de ligação a construir são suportados pelo requisitante.”
“4 – Relativamente ao número anterior, quando a alteração do local de ponto de entrega é acompanhada de pedido de aumento de potência, o operador da rede é responsável pelos reforços na rede já existente, sendo que neste caso o requisitante é responsável pelo pagamento das dos restantes encargos definidos no n.º 2 do artigo 119.º.”

1.10.22 Artigo 119.º (encargos de ligação à rede ou aumento de potência requisitada)

O artigo n.º 119 estabelece quais os tipos de encargos que o requerente esta sujeito nas ligações de instalações de consumo MT e BT quando a potência requisitada é inferior a 2 MVA.

A E-REDES considera oportuno aproveitar a revisão em curso para ajustar a redacção deste ponto, clarificando nomeadamente que nos aumentos de potência sem alteração do ponto de entrega não há lugar ao pagamento de encargos referentes a elementos de ligação de uso partilhado por parte dos requerentes e evitando assim qualquer dúvida de interpretação.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do artigo 119.º de acordo com o seguinte excerto:

“1 - A ligação à rede de uma nova instalação pode tornar necessário o pagamento de encargos relativos a:

- a) Elementos de ligação para uso exclusivo em Baixa Tensão, nos termos do Artigo 115.º;*
- b) Elementos de ligação para uso partilhado em Baixa Tensão e Média Tensão, nos termos do Artigo 116.º;*
- c) Participação nas redes, nos termos do Artigo 122.º;*
- d) Serviços de ligação, nos termos do Artigo 124.º;*
- e) Encargos devidos a terceiros que não decorram diretamente dos valores de potência requisitada, nem da extensão dos elementos de ligação, nos termos do artigo 119.º-A.”*

2 - O aumento de potência requisitada, sem alteração do ponto de entrega, de uma instalação já ligada à rede pode tornar necessário o pagamento de encargos relativos a:

- a) Elementos de ligação para uso exclusivo em Baixa Tensão, nos termos do Artigo 115.º;*
- b) Participação nas redes, nos termos do Artigo 122.º;*
- c) Serviços de ligação, nos termos do Artigo 124.º;*
- d) Encargos devidos a terceiros que não decorram diretamente dos valores de potência requisitada, nem da extensão dos elementos de ligação, nos termos do artigo 119.º-A.”*

1.10.23 Artigo 119.º-A (encargos devidos a terceiros)

A E-REDES propõe adicionar um novo artigo, referente aos encargos devidos a terceiros para as ligações de instalações de consumo MT e BT quando a potência requisitada é inferior a 2 MVA, que passe a explicitar que este é um encargo a publicar pela ERSE na norma complementar que estabelece os parâmetros relativos às ligações às redes de energia elétrica.

A motivação por trás deste comentário passa pelo facto de estes encargos representarem por vezes valores superiores ao do restante pedido de ligação à rede. Adicionalmente, o facto de esta tipologia de encargos depender das especificidades de cada obra, faz com que não seja um encargo previsível para o requerente, que posteriormente é surpreendido com a dimensão que estes encargos podem ter.

Ao tornar este encargo um valor a publicar pela ERSE na norma complementar que estabelece os parâmetros relativos às ligações às redes de energia elétrica, a E-REDES poderia passar a colocar o mesmo no momento da orçamentação do pedido de ligação à rede, de acordo com as regras que viessem a ser definidas na norma complementar, tornando este encargo transparente para todos os requerentes.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Adicionar um novo artigo 119.º-A, de acordo com o seguinte excerto:
“Os encargos devidos a terceiros, publicados pela ERSE de acordo com a norma complementar que estabelece os parâmetros relativos às ligações à rede de energia elétrica, são suportados pelo requisitante.”

1.10.24 Artigo 120.º (encargos com os elementos de ligação para uso exclusivo em Baixa Tensão)

O artigo 120.º da proposta de articulado estabelece que os encargos relativos aos elementos de ligação para uso exclusivo em Baixa Tensão são suportados pelo requisitante.

A E-REDES dá nota que esta disposição é válida quer quando a construção dos elementos de ligação é realizada pelos operadores de rede, quer quando é realizada diretamente pelo requisitante da ligação com recurso a prestadores de serviço habilitados para o efeito. A E-REDES entende que, por uma questão de transparência para com os requisitantes e também de simplificação de processos de orçamentação, os valores dos encargos com estes elementos de ligação, quando a construção é realizada pelos operadores de rede, devem ser publicados pela ERSE, de acordo com a norma complementar que estabelece os parâmetros relativos às ligações às redes de energia elétrica, à semelhança do que acontece para os encargos com os elementos de ligação para uso partilhado. A E-REDES dá nota que esta medida serviria também de auxílio aos próprios requisitantes, na análise aos orçamentos que solicitam a prestadores de serviços habilitados para a construção destes elementos de ligação. Assim a E-REDES propõe que o articulado indique explicitamente que os valores dos encargos com os elementos de ligação de uso exclusivo são publicados pela ERSE.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do artigo 120.º de acordo com o seguinte excerto:
“Os encargos relativos aos elementos de ligação para uso exclusivo em Baixa Tensão são suportados pelo requisitante, sendo calculados de acordo com a norma complementar que estabelece os parâmetros relativos às ligações às redes de energia elétrica, publicada pela ERSE.”

1.10.25 Artigo 131.º (ligações eventuais)

O regime previsto no atual RRC relativo a ligações eventuais é pouco claro quanto às obrigações dos operadores de redes. O atual enquadramento requer prazos curtos para concretização dos pedidos, e como tal a E-REDES considera oportuno aproveitar a revisão em curso para endereçar esta questão, estipulando prazos para os pedidos de ligações eventuais.

Assim sendo, propõe-se que seja inscrito no RRC um prazo mínimo de 15 dias para pedidos de ligações eventuais à rede, permitindo aos operadores a elaboração dos estudos necessários e a respetiva pronúncia quanto à viabilidade da ligação eventual requerida. Pedidos que não respeitem este prazo mínimo poderão não ser apreciados pelos operadores.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Adicionar um novo ponto ao artigo 131.º com a seguinte redacção:
“4 – Salvo em circunstâncias excepcionais devidamente fundamentadas, os pedidos de ligação eventual devem ser submetidos ao respetivo operador de rede num prazo mínimo de 15 dias, sob pena de não serem apreciados pelo mesmo.”pelos operadores.”

1.10.26 Artigo 132.º (condições comerciais)

O artigo 132.º estabelece um conjunto de regras e condições comerciais associadas a ligações provisórias e eventuais.

A E-REDES dá nota de que tem verificado um acumular de ligações provisórias que se perpetuam no tempo por prorrogações sucessivas.

Considerando o exposto no Regime das Instalações Elétricas Particulares, onde não se prevê uma duração superior a 2 anos, a E-REDES propõe que este regime seja espelhado nos contratos de fornecimento em instalações provisórias ou, caso tal não seja possível, que seja estipulado um prazo máximo durante o qual uma instalação provisória possa efetivamente usufruir de fornecimento de energia elétrica sem certificação.

Adicionalmente, a E-REDES considera relevante que a versão final do articulado explicita um prazo máximo para a duração deste tipo de ligações, alinhado com o previsto no regime acima referido, propondo, para o efeito, que a redacção remeta directamente para o alinhamento com esta norma.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Adicionar um novo número ao artigo 132.º com o seguinte excerto:
“8 – As ligações provisórias não podem ter uma duração superior à estabelecida no Regime das Instalações Elétricas Particulares.”

1.10.27 Artigo 149.º (tipo de encargos)

O artigo 149.º estabelece quais os tipos de encargos que o requerente está sujeito nas ligações de instalações de produção e armazenamento autónomo.

A E-REDES considera oportuno aproveitar a revisão em curso para ajustar a redacção deste ponto, clarificando nomeadamente que os requerentes são responsáveis por todos os encargos existentes para a ligação à rede da instalação, incluindo eventuais reforços na rede existente e evitando assim qualquer dúvida de interpretação.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do n.º 1 do artigo 149.º de acordo com o seguinte excerto:
“1 - A ligação à rede ou o aumento de potência requisitada de instalações de produção e de instalações de armazenamento autónomo exige o pagamento de encargos, a suportar pelo requisitante, relativos a:
 - a) Elementos de ligação, nos termos do Artigo 150.º;*
 - b) Participação nas redes, nos termos do Artigo 151.º;*
 - c) Serviços de ligação, nos termos do Artigo 152.º.*
 - d) Outros encargos necessários à ligação da instalação à rede, incluindo reforços na rede existente.”*

1.10.28 Artigo 184.º (pontos de medição)

O artigo 184.º da proposta de articulado vem definir no seu n.º 1 quais os pontos de medição de energia elétrica elaborando posteriormente, nos n.ºs 4 e 5 que em adição aos pontos identificados, podem ser estabelecidos pontos de medição internos às instalações dos utilizadores de rede assim como ser utilizadas contagens parciais, em casos de especial complexidade justificada pelo operador da rede à ERSE ou para efeitos de prestação de serviços de flexibilidade.

Em primeiro lugar, a E-REDES nota que a utilização de pontos de medição internos às instalações dos utilizadores de rede ou com recurso a contagens parciais decorrem normalmente de pedidos dos titulares das instalações quando estas apresentam elevada complexidade e não do operador da rede que tenta promover sempre uma solução de medição ao nível do ponto de fronteira da instalação.

Tendo isto em conta, a E-REDES propõe prever na versão final do articulado que seja o titular da instalação a justificar a necessidade de utilização de pontos de medição internos à instalação, que após análise favorável pelo operador da rede, é submetida a aprovação pela ERSE. A E-REDES dá nota ainda que a aprovação pela ERSE de eventuais soluções de medição que utilizem pontos de medição internos à instalação deve ser acompanhada de aprovação de metodologias para apuramento das variáveis de faturação, nomeadamente potência contratada, energia ativa, energia reativa e, quando aplicável, mecanismos de imputação de perdas internas à instalação.

Adicionalmente, a E-REDES considera pertinente clarificar, no que toca às contagens parciais para efeitos de agregação, que estas estão inseridas numa única instalação e não se trata de agregação de contagens de instalações distintas.

Relativamente à utilização de pontos de medição internos às instalações para efeitos de prestação de serviços de flexibilidade, a E-REDES entende ser necessário clarificar que estes casos se referem a uma utilização mais generalizada e que não se enquadram nos casos de especial complexidade do n.º 4 do artigo 184.º.

A E-REDES alerta para o facto de que a definição deste artigo vem apenas criar um enquadramento que, para ser implementado e operacionalizado, necessita que sejam definidos aspetos como qual o impacto na faturação de acessos, modelos de propriedade e gestão dos equipamentos de medição, regras e metodologias de cálculos, entre outros.

Relativamente a estes pontos, a E-REDES considera que, caso haja impacto na faturação de acessos, deve ser ORD o proprietário e responsável pela gestão e exploração dos mesmos,

garantindo a compatibilidade e interação com os sistemas de informação, sendo necessário, no entanto acautelar o acesso da E-REDES a estes equipamentos bem como os procedimentos em caso de impossibilidade de acesso pelo titular (e.g. corte da instalação principal. Em alternativa, caso não seja o ORD o proprietário e responsável por estes equipamentos, deve pelo menos ser garantida a compatibilidade dos equipamentos ou dos sistemas de entidades terceiras com os sistemas do ORD.

Contudo, a E-REDES alerta também que, nestes casos, a atribuição de responsabilidade em caso de falha é complexa (e.g. definição do papel do ORD em caso de falha, eventual responsabilização do ORD pelo cliente pelo não funcionamento do equipamento, entre outros), devendo ser garantido, através da definição de regras claras, que no caso de falha de dados, todo o processo de faturação ao ponto de entrega principal decorre normalmente, devendo estar previstos os métodos para apuramento e faturação de energia em qualquer situação.

Por fim, a E-REDES nota que os equipamentos de medição para efeitos de prestação de serviços de flexibilidade têm requisitos muito distintos a nível técnico e tecnológico face aos equipamentos de medição inteligentes. Inclusivamente, a E-REDES entende que a sua componente para prestação de serviços de monitorização e suporte da rede coloca os mesmos fora da esfera da Lei 12/2008, relativa aos serviços públicos essenciais.

Assim, a E-REDES propõe que seja condicionada a implementação e operacionalização desta disposição à definição prévia de requisitos e regras específicas.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar os n.ºs 4 e 5 do artigo 184.º, de acordo com o seguinte excerto:
“4 - Sem prejuízo do disposto nos números anteriores, em casos de especial complexidade, devidamente justificada pelo utilizador da rede e mediante análise pelo operador de rede, a ERSE aprova:
a) A constituição como pontos de medição os pontos de medição internos às instalações dos utilizadores da rede assim como as respetivas regras e metodologias de medição;
b) A utilização de contagens parciais inseridas numa única instalação, para efeitos de agregação por equipamentos de medição concentradores ou tratamento centralizado de dados, assim como as respetivas regras e metodologias de medição.
5 – Podem ser constituídos como pontos de medição os pontos de medição internos às instalações dos utilizadores da rede, designadamente, para efeitos de prestação de serviços de flexibilidade, nos termos da legislação e da regulamentação em vigor, estando a sua implementação e operacionalização condicionada à publicação de requisitos e regras específicas.”

1.10.29 Artigo 186.º (características dos equipamentos de medição)

O n.º 3 do artigo 186.º estabelece que, no caso do setor elétrico, e sempre que os equipamentos de medição o permitam, estes devem ser parametrizados para registo bidirecional.

A E-REDES dá nota de que a parametrização de um equipamento de medição para recolha de dados em todos os canais de registo representa uma sobrecarga significativa para um canal de comunicações baseado em PLC de banda estreita, como o usado em Portugal e na generalidade das infra-estruturas de redes inteligentes da Europa, e limita o uso deste canal para a transmissão de outros sinais relevantes para a gestão da rede eléctrica, como por

exemplo alarmes por violação de tensão, só se justificando quando, efectivamente, se perspectiva que determinada instalação injete na rede.

Neste sentido, a E-REDES propõe que a versão final do articulado circunscreva esta exigência às instalações em que se perspectiva injeção na rede.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do n.º e do artigo 186.º de acordo com o seguinte excerto:
“3 – No caso do setor eléctrico, os equipamentos de medição de instalações em que se perspective injeção na rede devem ser parametrizados para registo bidirecional.”

1.10.30 Artigo 193.º (potência contratada)

O artigo 193.º da proposta de articulado estabelece as regras aplicáveis à potência contratada colocada à disposição do ponto de entrega.

Em linha com os comentários ao artigo 69.º, a E-REDES alerta para o facto de por vezes poderem existir instalações em BT com potência certificada inferior à potência requisitada. Nesse caso, a E-REDES propõe que fique no articulado que a potência contratada não pode ser superior à potência requisitada ou certificada, quando esta for inferior.

A E-REDES alerta também para o facto de haver situações de clientes cuja potência tomada é sistematicamente superior à potência requisitada. Esta situação apresenta vários impactos para o sistema como um todo, inclusivamente beneficiando os clientes por não pagarem as devidas participações de redes.

A E-REDES propõe, que nos casos em que a potência tomada seja superior à potência requisitada, ou à potência certificada no caso de esta ser inferior à requisitada, por um período de 3 meses consecutivos, o cliente seja contactado pelo operador de rede, com vista a regularizar a situação num prazo de 60 dias.

Adicionalmente, a E-REDES propõe que, caso o cliente não resolva a situação dentro deste prazo, os operadores de rede possam interromper a instalação imputável ao cliente, de acordo com o comentário ao artigo 78.º, condicionando o futuro pedido de religação à submissão de um processo de aumento de potência.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Adicionar um novo ponto ao artigo 193.º com a seguinte redacção:
“2 – A potência contratada não pode ser superior à potência requisitada ou à potência certificada no caso de esta ser inferior à requisitada.”
- Adicionar um novo ponto ao artigo 193.º com a seguinte redacção:
“8 – Quando se verifique, para as instalações não BTN, que a potência tomada é superior à potência requisitada, ou à potência certificada no caso de esta ser inferior à requisitada, por um período de 3 meses consecutivos, o cliente deve ser contactado com vista a regularizar a situação num prazo de 60 dias, sob pena de interrupção de fornecimento por facto imputável ao cliente, de acordo com o artigo 78.º.”

1.10.31 Artigo 217.º (determinação da energia fornecidas pelos comercializadores)

O artigo 217.º estabelece as regras subjacentes ao cálculo das quantidades de energia eléctrica fornecidas pelos comercializadores em cada período de acerto de contas.

No entender da E-REDES, este artigo deve incluir um número adicional que determine o congelamento, em M+3, da quantidade de energia eléctrica fornecida por comercializadores que tenham cessado a sua actividade.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Incluir um número adicional no artigo 217.º, de acordo com o seguinte excerto:
“9 – Para os comercializadores que, no momento de acerto de contas, tenham cessado a sua actividade, são considerados os consumos em M+3.”

1.10.32 Artigo 223.º (objeto e regras de aprovação, alteração e verificação)

O n.º 6 do artigo 223.º da proposta estabelece que o ORT e os ORD de Portugal continental e das regiões autónomas dos Açores e da Madeira devem apresentar à ERSE, no prazo máximo de 6 meses após a entrada em vigor do presente Regulamento, propostas fundamentadas de alteração ao guia.

Face à importância que o GMLDD representa para o funcionamento do sector e profundidade de revisão que se justifica neste documento, tendo em conta a evolução que o sector registou desde a publicação da versão actualmente em vigor, a E-REDES entende que o prazo estabelecido no artigo 223.º para a sua revisão deverá ser ajustado para 1 ano.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- b) Alterar a formulação do n.º 6 do artigo 223.º, de acordo com o seguinte excerto:

“6 – Os operadores das redes de transporte e de distribuição de energia eléctrica de Portugal continental e das regiões autónomas dos Açores e da Madeira devem apresentar à ERSE, no prazo máximo de 1 ano após a entrada em vigor do presente Regulamento, propostas fundamentadas de alteração ao GMLDD.”

1.10.33 Artigo 235.º (critérios de atribuição da codificação universal de instalações)

O n.º 1 do artigo 235.º estabelece os critérios aos quais deve obedecer a codificação universal de instalações, determinando, na sua alínea b), que uma instalação que use simultaneamente adquira e venda energia eléctrica deve deter um código enquanto cliente e um código enquanto produtor.

Por seu lado, o n.º 2 do mesmo artigo dispõe que esta exigência não abrange as instalações de armazenamento autónomo para as quais o código universal da instalação é único.

Além de estranhar esta disposição, tendo em conta o sentido de harmonização entre as instalações de armazenamento e de produção que tem norteado a recente evolução da regulamentação, a E-REDES considera indispensável que as instalações de armazenamento se mantenham abrangidas pela disposição da alínea b) do n.º 1 do artigo 235.º, uma vez que, para efeitos de autoconsumo, o consumo e a injeção do armazenamento autónomo têm tratamentos diferentes.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Eliminar o n.º 2 do artigo 235.º.

1.10.34 Artigo 242.º (princípios gerais da mudança de comercializador e de agregador)

O n.º 8 do artigo 242.º refere que os comercializadores e os agregadores devem submeter ao operador logístico de mudança de comercializador e de agregador os pedidos dirigidos pelos clientes no prazo máximo de 5 dias úteis, incluindo-se nestes, segundo o n.º 9, os pedidos relativos à interrupção do fornecimento por acordo com o cliente.

A E-REDES propõe que, no lugar de se referir à interrupção, o n.º 9 se refira à denúncia de contrato, de forma a ir ao encontro dos conceitos definidos pela Directiva n.º 15/2018.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do n.º 9 do artigo 242.º de acordo com o seguinte excerto:

“9 – Incluem-se no disposto no número anterior os pedidos relativos à denúncia de contrato.”

1.10.35 Artigo 245.º (caracterização de produção, armazenamento ou autoconsumo)

O n.º 1 do artigo 245.º refere que a mudança de agregador deve ser operacionalizada através da existência de informação de caracterização das instalações de produção, armazenamento ou autoconsumo em agregação, constante no registo do ponto de entrega com diversos dados, entre eles, dados de caracterização do tipo de instalação e diagramas de injeção ou de consumo da instalação para um período de 24 meses.

O n.º 2 do mesmo artigo refere que o acesso pelos agregadores ao registo do ponto de entrega mencionado no número anterior, relativo a pessoas singulares titulares de contrato de fornecimento, contendo dados pessoais assim caracterizados nos termos da legislação aplicável, está dependente de consentimento livre, específico, informado e explícito para o efeito do titular da instalação respectiva.

A E-REDES infere que, no lugar de titulares de contrato de fornecimento, o n.º 2 deveria referir titulares de contrato de venda, propondo, caso este entendimento este correcto, a devida adaptação da versão final do articulado.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do n.º 2 do artigo 245.º de acordo com o seguinte excerto:

“2 – O acesso pelos agregadores ao registo do ponto de entrega mencionado no número anterior, relativo a pessoas singulares titulares de contrato de venda, contendo dados pessoais assim caracterizados nos termos da legislação aplicável, está dependente de consentimento livre, específico, informado e explícito para o efeito do titular da instalação respectiva.”

1.10.36 Artigo 248.º (fornecimento supletivo por impedimento de comercializador)

O n.º 1 do artigo 248.º estabelece que o fornecimento supletivo se concretiza com a celebração de contrato de fornecimento com um comercializador de último recurso por um período de 4 meses, sendo determinado na sequência de suspensão ou cessação de qualquer dos contratos a que se refere o regime de riscos e garantias do SEN e SNG, tal como referido no n.º 2.

De acordo com o n.º 3 do mesmo artigo, o comercializador de último recurso deve, na formalização do contrato, explicitar o prazo de vigência do mesmo, bem como as consequências da não contratação com outro comercializador em regime de mercado no decurso do prazo fixado.

No entender da E-REDES, de forma a garantir agilidade no processo, a versão final do articulado deve estabelecer que o comercializador cessante deve fornecer ao comercializador de último recurso todos os dados contratuais necessários dos clientes a serem contratados no âmbito do fornecimento supletivo por impedimento de comercializador.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Adicionar um novo ponto ao artigo 248.º com a seguinte redacção:

“7 – O comercializador cessante deve fornecer ao comercializador de último recurso todos os dados contratuais necessários dos clientes a serem contratados no âmbito do fornecimento supletivo por impedimento de comercializador.”

1.10.37 Artigo 249.º (fornecimento supletivo por ausência de oferta)

O artigo 249.º da proposta de articulado estabelece as regras aplicáveis ao fornecimento supletivo por ausência de oferta.

No entender da E-REDES, a versão final do articulado deve clarificar as regras a aplicar quando existe uma denúncia de contrato de fornecimento, a pedido do comercializador, para instalações de IP ou de clientes prioritários, nomeadamente dos que prestem serviços de segurança ou de saúde fundamentais à comunidade.

Para o efeito, a E-REDES propõe que estas situações sejam alvo de contratação supletiva, de forma a garantir que não é posta em risco a contratualização do seu fornecimento.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Adicionar um novo ponto ao artigo 249.º com a seguinte redacção:

“9 – Quando existe uma denúncia de contrato de fornecimento por iniciativa do Comercializador para instalação de Iluminação Pública ou Cliente Prioritário que preste serviços de segurança ou saúde fundamentais à comunidade e para os quais a interrupção de fornecimento de energia eléctrica cause graves alterações à sua actividade, o ponto de entrega deverá ser alvo de contratação supletiva de forma a garantir o fornecimento por interesse público, aplicando-se o n.º 1 do artigo 249.º.”

1.10.38 Artigo 393.º (informação sobre mudança de comercializador e de agregador)

O n.º 5 do artigo 393.º estabelece que os operadores de rede devem comunicar ao operador logístico de mudança de comercializador e de agregador toda a informação de volumes e quantidades necessárias ao cumprimento relativamente a todos os pontos de entrega ligados às suas redes.

De acordo com o estabelecido no n.º 6 do mesmo artigo, a comunicação da informação pelos operadores das redes ao operador logístico de mudança de comercializador e de agregador deve ocorrer até ao dia 8 do mês seguinte àquele a que a informação diz respeito.

A E-REDES propõe que a comunicação da informação pelos operadores das redes ao operador logístico de mudança de comercializador e de agregador deva ocorrer até ao dia 8 do mês seguinte àquele a que a informação diz respeito, ou, caso este dia corresponda a dia não útil, no dia útil imediatamente seguinte.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção n.º 6 do artigo 393.º de acordo com o seguinte excerto:
“6 – (...) até ao dia 8 do mês seguinte àquele a que a informação diz respeito ou, caso este corresponda a dia não útil, até ao dia útil imediatamente seguinte.”

REGULAMENTO DOS SERVIÇOS DAS REDES INTELIGENTES (RSRI)

1.11 COMENTÁRIOS GERAIS

1.11.1 Modelo de incentivo

A E-REDES considera positivo o facto de a proposta apresentada pela ERSE prever o alargamento do conceito de redes inteligentes à BTE, em linha com o Decreto-Lei n.º 15/2022, uma vez que permite oferecer aos clientes BT empresariais os serviços de redes inteligentes aplicáveis a este segmento e potencia uma maior uniformização dos equipamentos de medição e dos sistemas de recolha e tratamento de dados.

Adicionalmente, a E-REDES também considera positivo o facto de a proposta da ERSE apresentar algum nível de diferenciação entre os serviços, em função do segmento (e.g., opção do ORD na implementação dos serviços remotos de interrupção e fornecimento na BTE e opção do ORD na oferta de porta normalizada de comunicações na IP).

Ainda assim, a E-REDES dá nota de que os equipamentos de medição utilizados nos segmentos BTE e IP apresentam um custo superior aos equipamentos utilizados na BTN, devido à conjugação entre serviços específicos (e.g., classes de exactidão mais exigentes na BTE e capacidade de ligação e desligação de circuitos de IP) e uma escala muito mais baixa.

Neste contexto, a E-REDES entende que é importante a ERSE prever a criação de valores de incentivo específicos para cada um dos segmentos abrangidos pelo regulamento (BTN, IP e BTE), ou, em alternativa, que o valor do incentivo anual a fixar pela ERSE tenha em devida conta o custo médio anual para o ORD pela compra destes equipamentos de medição, ponderada na razão dos respectivos volumes.

Adicionalmente, a E-REDES dá nota de que o modelo de incentivo actualmente aplicado prevê que só seja pago incentivo aos ORD BT nos primeiros 8 anos após a integração da instalação, não estando suficientemente claro, no entender da E-REDES, a forma como o atual modelo enquadra a necessidade de substituição e futura renovação tecnológica do parque de equipamentos que viabilizam a prestação do serviço de redes inteligentes.

Em concreto, a E-REDES propõe que o modelo de incentivo assuma um carácter recorrente, em linha com a prestação dos serviços, passando a assentar, essencialmente, sobre o número de equipamentos de medição integrados em redes inteligentes no final de cada ano, conforme se detalha na secção de comentários específicos.

1.11.2 Prazo de integração das instalações do segmento BTE

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, determina, nos termos do n.º 1 do artigo 282.º, a integração em rede inteligente para a totalidade dos clientes até ao final de 2024. Entretanto, a proposta de revisão do RSRI objecto da presente consulta pública alarga a aplicação deste regulamento à BTE, não explicitando se este prazo também se aplicará a este segmento.

A este respeito, a E-REDES dá nota de que os contadores actualmente instalados na BTE, apesar de já suportarem a recolha remota de leituras e diagramas de carga, não permitem o integral cumprimento das obrigações previstas no RSRI para integração em redes inteligentes. Efectivamente, a evolução do segmento BTE para redes inteligentes carece de uma renovação do parque de contadores actualmente instalado, que envolve um processo próprio de especificação, consulta ao mercado, fornecimento e *roll-out*.

Neste contexto, a E-REDES entende que é importante ressaltar e clarificar que a integração de instalações BTE não segue o prazo entretanto estabelecido para a BTN, propondo-se, contudo, a apresentar à ERSE um plano para integração de instalações BTE em redes inteligentes, assim que disponha de uma previsão para o início do fornecimento dos novos equipamentos a instalar neste segmento.

1.11.3 Disponibilização de diagramas de carga A+ e A-

A proposta de articulado estabelece que os ORD BT devem disponibilizar, aos titulares das instalações integradas em redes inteligentes, os respectivos dados individuais de consumo e injeção na rede, bem como os dados históricos.

A E-REDES considera que a disponibilização de dados de injeção deveria ocorrer apenas quando esta se verifica, como forma de aproveitar da forma mais eficiente possível um canal de comunicações limitado como o PLC, propondo, para o efeito, que o articulado reflecta este entendimento.

Entretanto, a proposta vem também exigir que a disponibilização de diagramas de carga seja feita numa base diária, sinaliza que, actualmente, a E-REDES assegura a disponibilização desta informação até 5 dias úteis após o dia a que respeitem os dados.

A E-REDES confirma esta prática, dando nota, ainda assim, de que vai além da actual regulamentação, que exige a disponibilização de diagramas de carga de potência activa em instalações integradas numa base mensal e prevê a sua disponibilização diária apenas quando tal seja solicitado por clientes das instalações integradas.

A consideração desta prática como obrigação regulamentar obriga os ORD, naturalmente, a um nível de cumprimento mais exigente do que o que é possível oferecer numa base voluntária, representando, por isso, um esforço adicional sobre os actuais processos e sistemas da E-REDES.

A E-REDES revê-se na preocupação manifestada pela ERSE no documento justificativo que acompanha a consulta, de que é prioritário disponibilizar dados reais em tempo útil, ainda que com uma taxa de falha maior, do que dados com menor taxa de falha, mas com menor utilidade para o mercado eléctrico, realçando que, no imediato, o encurtamento do prazo para de 5 dias úteis para o dia seguinte representará uma potencial degradação dos indicadores de qualidade de serviço, que interessa acautelar.

Adicionalmente, a E-REDES entende que a versão final do regulamento deve explicitar que os ORD podem tratar e corrigir anomalias de medição e leitura, assim como incorporar leituras em falta em facturas anteriores, até ao prazo de fecho de carteiras, sem prejuízo de tentarem, tanto quanto possível, incorporar logo estes dados tratados e corrigidos nos diagramas de carga disponibilizados no dia seguinte ao qual estes dados digam respeito.

1.11.4 Notificação em caso e actuação do ICP

A proposta de articulado estabelece que, nas situações de instalações de BTN em que se verifique a actuação do ICP, o cliente deve ser notificado pelo ORD BT, em tempo real, por SMS, correio electrónico ou através de outro meio que assegure eficácia na comunicação.

A E-REDES considera que esta funcionalidade é positiva, tendo em conta que permite ao cliente conhecer, mesmo que à distância, a ocorrência de uma interrupção na sua instalação, dando-lhe tempo de reacção para mitigar eventuais danos.

Ainda assim, a E-REDES considera importante ter em atenção as limitações da tecnologia de comunicações que suporta a infra-estrutura de redes inteligentes, designadamente o facto de esta funcionalidade não poder ser implementada nos equipamentos que comuniquem por GPRS e as latências associadas às comunicações, que se agravam significativamente nos períodos de maior congestionamento nas redes de comunicações, podendo mesmo levar à ocorrência de situações em que a notificação não seja entregue.

Face às limitações expostas, intrínsecas à própria tecnologia PLC, a E-REDES entende que é importante ter em conta que a taxa de sucesso desta nova funcionalidade não será superior a 90%, mesmo num cenário de cruzeiro para a infra-estrutura de redes inteligentes.

Neste contexto, a E-REDES propõe que a versão final do articulado torne explícito que o ORD não pode ser responsabilizado por eventuais danos decorrentes da falha deste serviço.

1.11.5 Prazo para implementação do regulamento

A E-REDES considera que as atuais alterações ao RSRI são positivas pois trazem valor acrescentado ao sistema eléctrico como um todo.

No entanto, a implementação de novos serviços (e.g. notificação do cliente em caso de actuação do ICP) envolve especificação da funcionalidade, consulta ao mercado, desenvolvimento por parte de fornecedores, certificação final e deployment no parque já instalado. Estes processos podem demorar vários meses. Também os novos dados a disponibilizar ou a alteração do prazo de disponibilização de dados exigem alterações em sistema que necessitam de ser realizadas, testadas e só depois podem ser disponibilizadas.

Posto isto, e não obstante do seu melhor esforço para cumprir todos os novos serviços e disponibilizações o mais rapidamente possível, deve ser garantido um período transitório para a implementação destas funcionalidades.

1.12 COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS

1.12.1 Artigo 7.º (comunicação dos ORD BT e dos comercializadores relativa à instalação de contador inteligente e à disponibilização dos serviços das redes inteligentes)

O n.º 6 do artigo 7.º da proposta de articulado estabelece que os operadores de rede devem informar os Comercializadores da data efetiva da substituição do equipamento de medição e de integração em rede inteligente num prazo não superior a dois dias úteis após a conclusão de cada um destas operações.

A E-REDES alerta para a existência de situações em que o prazo de 2 dias não é praticável, uma vez que a informação ao comercializador com a data efetiva da substituição do equipamento de medição inclui a informação correspondente à última leitura do equipamento de medição que é substituído, sendo que, por vezes, a obtenção ou eventual correção desses dados pode sofrer atrasos, nomeadamente no caso de substituições por avaria. Este atraso pode ocorrer também aquando da integração dos equipamentos de medição em rede inteligente, no caso de o momento da integração coincidir com o momento da substituição do equipamento. Como tal, propõe-se que o prazo seja alargado para 10 dias úteis ou, em alternativa, manter o prazo de 2 dias úteis para 90% das situações.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do n.º 6 do artigo 7.º com o seguinte excerto:

“6 – Os ORD BT devem informar o comercializador que fornece a instalação acerca das datas previstas para a substituição do contador, bem como da data efetiva da substituição do contador e da integração da instalação em rede inteligente, num prazo não superior a dois dias úteis após a conclusão de cada uma destas operações.

- Em alternativa, alterar o mesmo número com a seguinte redacção:

“6 - Os ORD BT devem informar o comercializador que fornece a instalação acerca das datas previstas para a substituição do contador, bem como da data efetiva da substituição do contador e da integração da instalação em rede inteligente, , num prazo não superior a dois dias úteis após a conclusão de cada uma destas operações em pelo menos 90% das situações.”

1.12.2 Artigo 14.ª (disponibilização de dados de consumo e de injeção na rede)

O n.º 1 do artigo 14.º estabelece que os ORD BT devem disponibilizar, aos titulares das instalações integradas em redes inteligentes, os respectivos dados individuais de consumo e injeção na rede, bem como os dados históricos.

A E-REDES realça que esta disposição parece apontar no sentido de exigir que os ORD BT disponibilizem dados de injeção, mesmo nas situações em que esta não exista.

No entender da E-REDES, a disponibilização de dados de injeção deveria ocorrer apenas quando esta se verifica, como forma de aproveitar da forma mais eficiente possível um canal de comunicações limitado como o PLC.

Neste sentido, a E-REDES propõe que, tal como acontece com o artigo 11.º da proposta, a ERSE explicita que o ORD BT deve disponibilizar os valores de injeção quando aplicável.

Da leitura conjugada do n.º 1 e do n.º 2 do artigo 14.º, resulta que os ORD BT devem disponibilizar, aos titulares de instalações integradas, entre outra informação, diagramas de carga de potência activa e, no caso da BTE, de potência reactiva, relativamente a consumo e injeção na rede e mantendo o histórico de 24 meses anteriores, numa base diária, no dia seguinte ao dia a que respeitam os dados.

No documento justificativo que acompanha a presente consulta, a ERSE sinaliza que, actualmente, a E-REDES já disponibiliza diagramas de carga com periodicidade diária, mais concretamente, até 5 dias úteis após o dia a que respeitem os dados.

A E-REDES confirma esta prática, dando nota, ainda assim, de que vai além da actual regulamentação, que exige a disponibilização de diagramas de carga de potência activa em instalações integradas numa base mensal e prevê a sua disponibilização diária apenas quando tal seja solicitado por clientes das instalações integradas.

A consideração desta prática como obrigação regulamentar obriga os ORD, naturalmente, a um nível de cumprimento mais exigente do que o que é possível oferecer numa base voluntária, representando, por isso, um esforço adicional sobre os actuais processos e sistemas da E-REDES.

A ERSE justifica esta maior exigência na disponibilização de diagramas de carga com a evolução rápida que o sector sente para um quadro avançado de digitalização e de participação activa da procura, considerando prioritário disponibilizar dados reais em tempo útil, ainda que com uma taxa de falha maior, do que dados com menor taxa de falha mas com menor utilidade para o mercado eléctrico.

A E-REDES entende a preocupação da ERSE, mas realça este último ponto reconhecido no documento justificativo. No imediato, o encurtamento do prazo para de 5 dias úteis para o dia seguinte representará uma potencial degradação dos indicadores de qualidade de serviço, que interessa acautelar.

Adicionalmente, o n.º 3 do mesmo artigo estabelece que estes dados devem ser disponibilizados pelos ORD BT de forma gratuita, de modo estruturado e de uso corrente, através de uma plataforma electrónica ou em formato electrónico, permitindo a sua leitura automática e uma vez tratados e corrigidos de anomalias de medição e leitura.

A E-REDES entende que a versão final do regulamento deve explicitar que os ORD podem tratar e corrigir anomalias de medição e leitura, assim como incorporar leituras em falta em facturas anteriores, até ao prazo de fecho de carteiras, sem prejuízo de tentarem, tanto quanto possível, incorporar logo estes dados tratados e corrigidos nos diagramas de carga disponibilizados no dia seguinte ao qual estes dados digam respeito.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do n.º 1 do artigo 14.º de acordo com o seguinte excerto:
“1 – Os ORD BT devem disponibilizar aos titulares das instalações integradas em redes inteligentes os respetivos dados individuais de consumo e de injeção na rede, quando aplicável, bem como os dados históricos, com o seguinte conteúdo (...).”
- Alterar a redacção do n.º 3 do artigo 14.º de acordo com o seguinte excerto:
“3 – Os dados referidos no n.º 1 devem ser disponibilizados pelos ORD BT de forma gratuita, de modo estruturado e de uso corrente, através de uma plataforma electrónica ou em formato electrónico, permitindo a sua leitura automática e uma vez tratados e corrigidos de anomalias de medição e leitura, sem prejuízo de os ORD BT poderem proceder a correcção ulterior com melhor informação, assim que possível, até ao prazo para fecho de carteiras.”

1.12.3 Artigo 17.º (alteração da potência contratada ou dos parâmetros tarifários)

O n.º 1 do artigo 17.º da proposta de articulado estabelece que a alteração da potência contratada ou dos parâmetros tarifários das instalações integradas em redes inteligentes deve ser realizada de forma remota pelo ORD BT, sendo definido pelo n.º 2 que estas alterações devem ser realizadas no prazo máximo de 24 horas a partir da recepção da solicitação do comercializador, caso o cliente não tenha indicado hora e data preferenciais (alínea a)), ou da hora e data preferenciais indicadas pelo cliente ao comercializador (alínea b)).

A E-REDES dá nota de que estas solicitações de alteração podem ocorrer já com um pedido de mudança de comercializador em curso, sendo que, nestas situações, as alterações só poderão ocorrer após concluída a mudança de comercializador. Dado que o processo de mudança de comercializador envolve várias etapas, definidas na Diretiva n.º 15/2018, com períodos associados, fazendo com que a duração agregada vá, tipicamente, além das 24 horas, nestas situações o cumprimento do prazo de 24 horas para a execução das alterações fica comprometido.

Face ao exposto, a E-REDES propõe que, nas situações em que o ORD receba um pedido de alteração de potência contratada ou dos parâmetros tarifários enquanto decorre um pedido de mudança de comercializador, seja aplicado o prazo previsto para os pedidos de mudança de comercializador.

Adicionalmente, a E-REDES destaca que as alterações de potência contratada ou dos parâmetros tarifários afectam a facturação numa base diária. Neste contexto, a E-REDES propõe que, caso ocorra mais do que um pedido de alteração de potência contratada ou dos parâmetros tarifários no mesmo dia, o prazo de cada pedido subsequente seja contado a partir das 00:00 de um dia subsequente, excepto quando estão em causa pedidos subsequentes para aumento da potência contratada.

A E-REDES tem observado que, por vezes, após executado um primeiro pedido de aumento de potência contratada, o cliente percebe que ainda não é suficiente para satisfazer as suas necessidades de carga e acaba por pedir um aumento de potência contratada subsequente, fazendo sentido para a E-REDES que, nestes casos, seja considerado o último pedido efectuado pelo cliente.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Adicionar um novo número ao artigo 17.º, com a seguinte redacção:
“4 – Nas situações em que o pedido de alteração da potência contratada ou dos parâmetros tarifários resulte de um processo de mudança de comercializador em curso, deve aplicar-se o prazo relativo ao processo de mudança de comercializador, no lugar do prazo previsto no n.º 2.
- Adicionar um novo número ao artigo 17.º, com a seguinte redacção:
5 – Caso ocorra mais do que um pedido de alteração para a mesma instalação no mesmo dia, o prazo aplicável ao pedido subsequente só deverá contar a partir das 00:00 do dia seguinte, excepto se o pedido em causa diga respeito a um aumento da potência contratada.”

1.12.4 Artigo 20.º (notificação de actuação do ICP)

O artigo 20.º da proposta de articulado estabelece que, nas situações de instalações de BTN em que se verifique a actuação do ICP, o cliente deve ser notificado dessa ocorrência pelo ORD BT, em tempo real, por SMS, correio electrónico ou através de outro meio que assegure eficácia na comunicação.

A E-REDES considera positiva a implementação desta funcionalidade, uma vez que, ao fornecer aos clientes informação actualizada sobre a abertura do ICP, lhes dá a possibilidade de mitigar eventuais danos resultantes da desligação da instalação.

Ainda assim, a E-REDES realça que a referência à disponibilidade da notificação em tempo real pode pecar por excessiva, tendo em conta as limitações da tecnologia de comunicações que suporta a infra-estrutura de redes inteligentes.

Logo à partida, a funcionalidade proposta assenta no envio de eventos espontâneos por parte do contador inteligente, que apenas se torna possível com a tecnologia PLC. Adicionalmente, todo o processo de envio do alerta para o sistema e do SMS para o cliente têm latências associadas, mesmo em regime de funcionamento normal, podendo ocorrer situações, nos períodos de maior congestionamento nas redes de comunicações, em que estas latências são seriamente agravadas ou em que o envio se torna mesmo impossível (e.g., se a rede não permitir de todo o estabelecimento de comunicações com o contador).

Face às limitações expostas, intrínsecas à própria tecnologia PLC, a E-REDES antecipa que a taxa de sucesso desta nova funcionalidade não será superior a 90%, mesmo num cenário em que a infra-estrutura de redes inteligentes já esteja a ser explorada em cruzeiro, não devendo, por isso, a qualquer momento inferir-se da ausência de notificação por abertura de ICP que a instalação se encontra alimentada.

Neste contexto, a E-REDES propõe que a versão final do articulado torne explícito que o ORD não pode ser responsabilizado por eventuais danos decorrentes da falha deste serviço.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do artigo 20.º de acordo com o seguinte:

“Nas situações de instalações de BTN em que se verifique a atuação do ICP, o cliente deve ser notificado dessa ocorrência pelo ORD BT, sempre que o sistema de comunicação assim o permita, em tempo quase real, por SMS, correio eletrónico ou através de outro meio que assegure eficácia na comunicação.

O ORD BT não poderá ser responsabilizado por eventuais danos resultantes da falha na prestação deste serviço.”

1.12.5 Artigo 28.º (metodologia de cálculo do incentivo)

O n.º 1 do artigo 28.º estabelece a expressão para cálculo do valor total do INS referente a um determinado ano w , ao longo do período T_w , para instalações que correspondam a pontos de entrega em BT, para cada ORD BT.

A E-REDES denota que, pela formulação do incentivo, a proposta de articulado parece prever a aplicação do mesmo valor anual de incentivo a todas as instalações integradas no ano w , independentemente do tipo de instalação, seguindo a formulação prevista no regulamento actualmente em vigor.

Porém, a E-REDES dá nota de que o custo dos contadores inteligentes para BTE e IP é substancialmente superior ao praticado nos contadores inteligentes para BTN, devido à conjugação entre as funcionalidades mais específicas requeridas por estes segmentos (e.g., na BTE os contadores têm uma classe de exactidão mais exigente na IP possuem o controlo automático de circuitos) e a sua escala muito inferior (35.000 instalações BTE e 60.000 instalações IP face a 6 milhões de instalações BTN).

Neste contexto, a E-REDES propõe que a formulação do incentivo deve prever parâmetros de incentivo anual distintos para os segmentos BTN, BTE e IP.

Adicionalmente, a E-REDES entende que, na sua formulação actual, o incentivo não prevê a cobertura de substituições de contadores inteligentes em fim de vida, nem tão pouco o *roll-out* de novas vagas de equipamento, com vista a futuras renovações tecnológicas da infra-estrutura de redes inteligentes.

Neste contexto, a E-REDES propõe que a formulação do incentivo incorpore o reinício da aplicação do incentivo a cada 10 anos, período correspondente ao tempo de vida dos equipamentos (tendo em conta o prazo legal para verificação metrológica, que corresponde também ao período de amortização dos equipamentos).

Em geral, a E-REDES entende que a crescente consolidação da infra-estrutura de redes inteligentes como realidade de cruzeiro cria condições para que o modelo de incentivo possa ser simplificado. Na realidade, a E-REDES considera que o modelo de incentivo deve evoluir para uma formulação que assente na prestação de serviços inteligentes, pressupondo a substituição dos equipamentos em ciclos de 10 anos (correspondente ao respetivo tempo de vida útil e ao prazo para que o operador proceda à verificação do controlo metrológico).

Em concreto, a E-REDES propõe que valor de incentivo a recuperar anualmente passe a ter como base o número de equipamentos de medição integrados em redes inteligentes no final de cada ano.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do artigo 28.º para o seguinte:

“1 – O valor total do INS referente a um determinado ano w para instalações que correspondam a pontos de entrega em Baixa Tensão, para cada ORD BT, é dado pela seguinte expressão:

$$INS_{BT,W}^{OBT_j} = \sum_s^{BTN,BTE,IP} (NI_{W,s}^{OBT_j} \times K_{W,s}^{OBT_j})$$

em que:

$INS_{BT,W}^{OBT_j}$ *Montante total do INS referente ao ano w , do ORD BT j , para o nível de tensão de BT.*

W *Ano de referência da aplicação do incentivo, isto é, o ano relativamente ao qual se define o número de equipamentos de medição integrados em redes inteligentes.*

$NI_{W,s}^{OBT_j}$ *Número de equipamentos de medição integrados em redes inteligentes a 31 de dezembro do ano w , no segmento s , pelo ORD BT j .*

$K_{W,s}^{OBT_j}$ *Parâmetro em Euros, a definir pela ERSE, que representa o valor anual do incentivo relativo à integração das instalações em redes inteligentes no ano w para cada um dos segmentos s .*

OBT_j *ORD BT ao qual se aplica o incentivo.*

s *Representa cada um dos segmentos existentes no nível de tensão BT (BTN, IP e BTE)*

Em alternativa, a E-REDES entende que a adaptação do modelo para o tornar compatível com futuras renovações tecnológicas também poderia ser conseguida associando o incentivo ao equipamento de medição inteligente e não à instalação.

Neste cenário alternativo, o incentivo anual é baseado no número de equipamentos de medição inteligente instalados no ano, que suportam a prestação de serviços de rede inteligente aos clientes, havendo lugar ao reinício do incentivo aplicável a cada equipamento quando este é substituído.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do artigo 28.º para o seguinte:

“1 – O valor total do INS referente a um determinado ano w para instalações que correspondam a pontos de entrega em Baixa Tensão, para cada ORD BT, é dado pela seguinte expressão:

$$INS_{BT,W}^{OBT_j} = \sum_s^{BTN,BTE,IP} \left(\Delta NI_{W,S}^{OBT_j} \times K_{W,S}^{OBT_j} \right) \times T_w$$

em que:

$INS_{BT,W}^{OBT_j}$ *Montante total do INS referente ao ano w , do ORD BT j , para o nível de tensão de BT.*

W *Ano de referência da aplicação do incentivo, isto é, o ano relativamente ao qual se define o número de contadores inteligentes integrados em redes inteligentes.*

$\Delta NI_{W,S}^{OBT_j}$ *Número de contadores inteligentes integrados em redes inteligentes entre 1 de Janeiro e 31 de dezembro do ano w , no segmento s , pelo ORD BT j .*

$K_{W,S}^{OBT_j}$ *Parâmetro em Euros, a definir pela ERSE, que representa o valor anual do incentivo relativo à integração das instalações em redes inteligentes no ano w para cada um dos segmentos s .*

OBT_j *ORD BT ao qual se aplica o incentivo.*

s *Representa cada um dos segmentos existentes no nível de tensão BT (BTN, IP e BTE)*

- Adicionar o seguinte ponto ao artigo 28.º:

“6 – Os valores de $\Delta NI_{W,S}^{OBT_j}$ devem ser atualizados anualmente, durante o período de aplicação T_w de forma a excluir do incentivo instalações contadores que deixem de estar em exploração, incluindo por substituição antes de decorrido T_w .”

1.12.6 Artigo 41.º (entrada em vigor)

O artigo 41.º prevê que o regulamento entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação em Diário da República. Todavia, a E-REDES dá nota de que algumas das funcionalidades previstas nesta proposta de revisão requerem um tempo de implementação por parte dos ORD BT.

A título de exemplo, a implementação da notificação de abertura do ICP requer a actualização do *firmware* que incorpora os equipamentos de medição inteligente, processo este que abrange a especificação da funcionalidade, o desenvolvimento do respectivo código por parte dos fornecedores, a realização de testes de certificação ao novo código e o seu *deployment* nos equipamentos já instalados no terreno.

Neste contexto, a E-REDES propõe que a ERSE considere um tempo de implementação de 12 meses para as novas funcionalidades previstas nesta revisão, tempo este que reflecte a experiência recolhida pela E-REDES em processo semelhantes já ocorridos no passado. A E-REDES propõe que, durante este tempo de implementação, as novas funcionalidades sejam disponibilizadas por opção do ORD BT, à medida que forem ficando disponíveis.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a redacção do artigo 41.º de acordo com o seguinte excerto:
“1 – O presente Regulamento entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação em Diário da República.
2 – Sem prejuízo do disposto no número anterior, é estabelecido um período transitório de 12 meses para a adaptação dos processo e sistemas dos ORD aos novos requisitos previstos no presente regulamento.”

REGULAMENTO TARIFÁRIO (RT)

1.13 COMENTÁRIOS GERAIS

1.13.1 Tarifa social

A proposta de articulado explicita que o ORT deve transferir para os ORD os montantes mensais definidos pela ERSE relativos ao financiamento dos custos com a tarifa social, independentemente dos montantes que o ORT efectivamente receba dos centros electroprodutores, confirmando também neste regulamento o entendimento que já estava clarificado no artigo 328.º do RRC actualmente em vigor.

Como referido pela ERSE no documento justificativo da presente consulta, a ERSE propõe que os montantes a transferir pelo ORT sejam os definidos anualmente pela ERSE nos documentos de tarifas, como estabelecido actualmente pelo RRC. Ainda de acordo com este documento, esta alteração prende-se com a necessidade de assegurar que os fluxos entre actividades reguladas relativos ao financiamento da tarifa social são concretizados de acordo com as decisões tarifárias da ERSE.

A E-REDES saúda o facto de a ERSE aproveitar esta revisão do RT para tornar ainda mais explícito este entendimento, já inscrito no RRC, de que o ORT deve transferir aos ORD os montantes definidos pela ERSE nos documentos de tarifas, tendo em conta que o ORT está em melhor posição do que os ORD, em termos de cadeia de valor, para assegurar a boa cobrança destes montantes junto dos produtores.

Como tem vindo a ser referido pela E-REDES à ERSE, o ORT tem adoptado unilateralmente a prática, contrária ao estabelecido no RRC, de só transferir para os ORD os montantes que este efectivamente consegue cobrar junto dos produtores, subsistindo, todos os anos, valores em dívida do ORT para com os ORD relativos a custos com a tarifa social.

Ao longo de 2023, as consequências desta prática do ORT têm vindo a agravar-se, devido ao facto de ainda não ter sido publicada a repartição dos custos com tarifa social pelos centros electroprodutores. De facto, como o ORT mantém a prática de só transferir para os ORD os montantes recebidos dos produtores, o ORT não procedeu ainda a nenhuma das transferências mensais que a ERSE definiu nos documentos de proveitos e tarifas para 2023.

Neste contexto, a E-REDES propõe que, nos artigos referentes à formulação dos proveitos, a versão final do RT explicita que os ORD possam reflectir, nas transferências para o GGS, acertos de valores que o GGS mantenha em dívida para com os ORD relativamente ao financiamento dos custos com a tarifa social.

1.13.2 Prazos para reporte de informação

Na presente proposta de articulado, a ERSE prevê o reporte de um maior conjunto de informação em sede de contas reguladas e previsionais, em linha com a recente revisão das normas de relato financeiro e operacional que culminou na publicação da Instrução n.º 10/2022.

Apesar deste aumento do volume e da granularidade da informação a reportar, a ERSE mantém o prazo de reporte das contas reguladas até ao dia 1 de Maio de cada ano.

Face à dificuldade em assegurar a devida adequação de processos e sistemas para permitir a preparação de toda a informação a reportar, a E-REDES propõe que o prazo de reporte de contas reguladas seja estendido até 15 de Maio e que o primeiro reporte de novos mapas (e.g., publicados na sequência de revisões de normas complementares) possa ser enviado separadamente até 31 de Maio.

Adicionalmente, a E-REDES propõe que os prazos assim estabelecidos, caso coincidam com dias não úteis, sejam diferidos até ao dia útil imediatamente seguinte.

1.13.3 Diferimento inter-temporal de CIEG

A ERSE regulamenta a possibilidade de diferir, no prazo máximo de 5 anos, a transferência de CIEG, incluindo das rendas de concessão BT, como instrumento para garantir a estabilidade tarifária, em linha com o disposto no Decreto-Lei n.º 15/2022.

No documento justificativo que acompanha a presente consulta, a ERSE refere que, em caso de activação deste mecanismo, justificará a forma como os montantes serão diferidos nos vários CIEG, devendo avaliar previamente a capacidade financeira das empresas reguladas para suportarem tais diferimentos, sem que o seu equilíbrio económico e financeiro fique comprometido.

A E-REDES sinaliza a importância de a ERSE assegurar, num cenário de activação deste mecanismo, uma efectiva distribuição dos diferimentos pelas empresas reguladas, como forma de evitar eventuais enviesamentos na alocação do esforço a suportar pelos agentes. Em concreto, a E-REDES propõe que o esforço seja dado pela relação entre os custos a recuperar e o total de CIEG abrangidos pelo diferimento intertemporal.

1.13.4 Custos com serviços de flexibilidade

No documento justificativo que acompanha a consulta pública, a ERSE refere que os custos com a contratação de serviços de flexibilidade por parte dos ORD serão recuperados de acordo com as metodologias de regulação aplicáveis ao cálculo dos proveitos permitidos desses operadores.

Ainda de acordo com o mesmo documento justificativo, a ERSE propõe que os custos com a contratação de serviços de flexibilidade por parte dos ORD, ao abrigo do exercício da actividade de gestão técnica das redes de distribuição, sejam recuperados nos proveitos permitidos de acordo com as metodologias de regulação aplicáveis às actividades de distribuição de energia eléctrica, à semelhança do tratamento conferido a outros custos controláveis desta actividade, quer de investimento quer de exploração.

De acordo com a ERSE, no âmbito da actual metodologia de revenue cap aplicado ao TOTEX, estes custos serão considerados quando for definida a base de custos para o próximo período de regulação, que se inicia em 2026, sendo que na avaliação dos montantes de custos com a contratação de serviços de flexibilidade a aceitar na nova base de custos, a ERSE terá em conta a natureza específica destes custos, designadamente o seu papel na substituição de investimentos em infra-estruturas de rede, quer ocorridos quer previstos nos PDIRD-E.

A E-REDES salienta que, no exercício de definição das bases de custos a aplicar de 2026 em diante, a ERSE deverá ter em conta que as oportunidades de recurso a flexibilidade que então se perspectivem para todo o seguinte período regulatório serão ainda contingentes da efectiva oferta de soluções de mercado, que só poderá ser verificada caso a caso, próximo da data prevista para o início do investimento.

1.13.5 Actualização de parâmetros para fixação de ajustamentos tarifários

Na fixação dos ajustamentos tarifários referentes aos proveitos do ano t , efectuada no ano $t+1$ para repercussão nos proveitos de $t+2$, a ERSE tem adoptado a prática de considerar os

mesmos valores de parâmetros que haviam sido usados para a fixação dos proveitos permitidos do ano t , em Dezembro de $t-1$.

A título de exemplo, na formulação dos proveitos permitidos para 2023, em Dezembro de 2022, a ERSE usou o deflator do PIB publicado pelo INE a 31 de agosto de 2022, referente ao período entre Julho de 2021 e Junho de 2022. Na formulação do ajustamento tarifário referente a 2023, a efetuar em Dezembro de 2024 para repercussão nos proveitos permitidos de 2025, a ERSE deverá usar o deflator do PIB referente ao mesmo período temporal que o usado na fixação dos proveitos permitidos de 2023 (Julho de 2021 a Junho de 2022), tal como previsto na actual versão do RT.

Porém, apesar de dizer respeito a uma janela temporal passada, a E-REDES constata que o INE vai publicando valores actualizados deste parâmetro. Com efeito, o valor mais actual do INE para o deflator do PIB referente ao período entre Julho de 2021 e Junho de 2022 é de 2,30% (Contas Nacionais Trimestrais, publicadas pelo INE em 28 de fevereiro de 2023), 0,8 p.p. superior ao considerado em Dezembro de 2022 para os proveitos permitidos de 2023.

Neste contexto, a E-REDES propõe que o exercício de fixação final dos ajustamentos tarifários considere os valores mais actuais dos parâmetros que servem de base à formulação dos proveitos.

1.14 COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS

1.14.1 Artigo 17.º (contas reguladas)

O n.º 6-A da proposta estabelece que as contas reguladas enviadas anualmente à ERSE devem incluir um relatório detalhado que apresente uma exposição fiel e clara do desempenho da actividade. Em adição, o n.º 6-B e o n.º 6-C dispõem que este relatório deve justificar as opções de reporte tomadas, permitir compreender a situação económica e financeira reportada e, sempre que aplicável, justificar a repartição de custos, proveitos e activos por actividade, bem como os pressupostos subjacentes à elaboração de todas as estimativas utilizadas na construção das demonstrações financeiras que integram as contas reguladas.

A E-REDES dá nota de que as contas reguladas enviadas à ERSE já incluem, actualmente, um relatório que explicita, de forma necessariamente sintética, a metodologia e os critérios considerados para a sua elaboração, em particular nos casos em que tenha sido necessário assumir pressupostos na elaboração do relatório estatutário.

Neste sentido, a E-REDES entende que o detalhe até agora disponibilizado já cumpre o exigido na proposta agora apresentada pela ERSE.

Caso assim não seja, a E-REDES propõe que a redacção explicita que informação adicional deverá ser coberta por este relatório detalhado.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Explicitar, no n.º 6-B ou no n.º 6-C do artigo 17.º, a eventual informação que o relatório detalhado previsto no n.º 6-A deve incluir, para além da que já é actualmente incluída no relatório que acompanha o reporte de contas reguladas.

1.14.2 Artigo 24.º (prazo para fixação de parâmetros de ajustamentos tarifários)

Segundo o Regulamento Tarifário, o valor definitivo dos ajustamentos tarifários de um ano (t) é vertido nos proveitos permitidos dois anos depois (t+2).

A E-REDES propõe que para esse apuramento seja sempre considerada a melhor informação disponível à data do cálculo final.

A título de exemplo, os valores de deflator do PIB considerados para actualização dos parâmetros sujeitos a eficiência deveriam verter a informação mais actualizada dos mesmos, tendo em conta que as versões publicadas pelo INE ao longo do tempo se aproximam dos valores finais à medida que as estimativas iniciais utilizadas nas primeiras versões forem sendo revistas.

No caso concreto das contas nacionais, a pertinência da necessidade de efectuar esta revisão é ainda mais significativa, na medida em que as estimativas subjacentes aos cálculos trimestrais publicados pelo INE são sujeitas a uma revisão mais profunda e detalhada no momento da elaboração da versão anual do reporte em causa.

Neste contexto, a E-REDES propõe que a versão final do regulamento estabeleça que o exercício de fixação dos ajustamentos tarifários de t, que é publicada em Dezembro de t+1 para efeitos em t+2, tem em conta os valores mais actuais dos parâmetros e indutores que servem de base à determinação dos proveitos, de forma a traduzir a melhor aproximação possível aos respectivos valores finais.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Adicionar um novo artigo na secção de disposições gerais, com a seguinte redacção:

“Artigo 24.º - Fixação de proveitos de empresas reguladas

O exercício de fixação dos ajustamentos tarifários de cada ano t, publicados em Dezembro do ano t+1 para efeitos no ano t+2, tem em conta os valores mais actuais dos parâmetros e indutores que constituem o modelo de determinação dos proveitos.”

1.14.3 Artigo 28.º (tarifas a aplicar às entregas do ORD AT e MT e dos ORD BT)

O artigo 28.º da proposta de articulado estabelece de que forma devem ser determinados os consumos a usar para facturação das entregas do ORD AT e MT e dos ORD BT.

A E-REDES denota que a aplicação das regras vertidas neste artigo têm sido objecto de dúvidas entre os operadores, entendendo que a presente revisão regulamentar é uma oportunidade para tornar este articulado mais explícito.

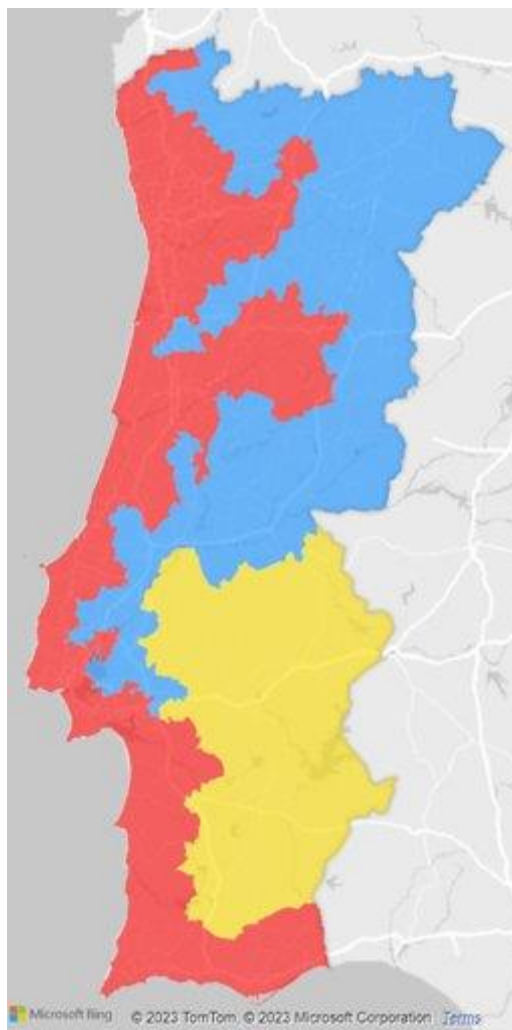
Propostas da E-REDES para a redacção:

- Clarificar a formulação do articulado.

1.14.4 Artigo 35.º (áreas de rede)

O artigo 35.º da proposta de articulado vem definir as áreas de rede que são aplicáveis à opção tarifária por épocas. Em particular, o n.º 1 do artigo define três áreas de rede, Norte, Centro e Sul, cabendo depois ao ORD, de acordo com o estabelecido no n.º 2 do mesmo artigo, apresentar à ERSE um manual que permita atribuir cada ponto de entrega a uma das três áreas de rede definidas no número anterior, tendo em conta critérios objetivos para os padrões de utilização dominantes e a continuidade territorial.

A E-REDES dá nota que os trabalhos realizados para a preparação do referido manual antes de esta proposta de revisão regulamentar ter sido colocada em consulta pública, consideraram que as três áreas de rede propostas (norte, centro e sul) acabam a definir, por si só, uma divisão concreta das mesmas, restando apenas a definição das fronteiras entre essas áreas. Adicionalmente, a E-REDES determinou que, através da utilização de critérios como os padrões de utilização dominantes e tendo em conta a continuidade territorial, a melhor distribuição do país em 3 áreas não corresponde a áreas Norte, Centro e Sul, mas sim a áreas como Litoral, Interior Norte e Interior Sul, de acordo com a imagem seguinte:



Em todo o caso, este resultado apresentado é apenas exemplificativo e pode ser variável, pelo que a E-REDES considera prudente que o articulado não defina, ainda que em linhas gerais, áreas de rede. Assim, a E-REDES propõe que sejam definidas 3 áreas genéricas.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar o n.º 1 do artigo 35.º, de acordo com o seguinte excerto:
*“1 - Para efeitos do presente Regulamento consideram-se as seguintes áreas de rede em Portugal continental:
a) Área de Rede Um.
b) Área de Rede Dois.
c) Área de Rede Três.”*

1.14.5 Artigo 54.º-A (TAR a aplicar às instalações de clientes electrointensivos)

O artigo 54.º-A da proposta estabelece que as TAR a aplicar às instalações com estatuto do cliente electrointensivo resultam das TAR deduzidas de parte ou do total dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema, conforme estabelecido em legislação específica.

Todavia, no entender da E-REDES esta disposição não parece totalmente coerente com a redacção do n.º 5A do artigo 61.º, segundo a qual, no caso de instalações com estatuto do

cliente electrointensivo, há lugar à dedução total dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema, conforme estabelecido em legislação específica.

Neste contexto, a E-REDES considera importante garantir alinhamento da redacção entre os 2 artigos.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Garantir alinhamento entre as redacções do artigo 54.º-A e do n.º 5 do artigo 61.º.

1.14.6 Artigo 54.º-B (TAR a aplicar às instalações de armazenamento)

O n.º 2 do artigo 54.º-B da proposta estabelece que as instalações de armazenamento autónomo estão isentas do pagamento de Tarifas de Acesso às Redes (TAR), na parte que respeita à energia eléctrica adquirida para injeção na RESP.

A E-REDES entende que a proposta da ERSE pretende isentar em absoluto a aplicação de tarifas às instalações de armazenamento autónomo, não integradas em autoconsumo, tal como indicado no documento justificativo. Nesse sentido, propõe-se clarificar este entendimento no articulado, eliminando a referência à parte respeitante à energia eléctrica adquirida para injeção na RESP, que pode levar a um entendimento mais complexo, de isenção de tarifas apenas parcial. A E-REDES propõe ainda que seja clarificado que as instalações referidas neste artigo não incluem as instalações de armazenamento em autoconsumo, uma vez que estas, ao disporem de tarifas diferenciadas para efeitos de partilha de energia, inclusivamente podendo estar isentas quando a partilha e energia é realizada através de rede interna, podendo levar a subversões em que a isenção de tarifas nestes casos leva a uma isenção de tarifas para consumos partilhados com instalações de consumo na mesma rede interna do sistema de armazenamento.

Em todo o caso, a E-REDES salienta que a isenção de tarifas de acesso às redes implica que estes consumos sejam contabilizados para efeitos de balanço energético, na rubrica de consumos isentos de tarifas.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar o n.º 2 do artigo 54.º-B de acordo com o seguinte excerto:
“2 – As instalações de armazenamento autónomo não integradas em autoconsumo, estão isentas do pagamento de tarifas de Acesso às Redes.”

1.14.7 Artigo 56.º (objecto das TAR para a mobilidade eléctrica)

O n.º 2 do artigo 56.º da proposta prevê as seguintes TAR para entregas da mobilidade eléctrica aos utilizadores de veículos eléctricos:

- a) entregas em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade eléctrica em BT;
- b) entregas em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade eléctrica em MT;
- c) entregas em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade eléctrica em AT;

- d) entregas em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade eléctrica em MAT.

Por sua vez, o n.º 5 do artigo 56.º da proposta refere que a TAR para a mobilidade eléctrica referida na alínea b) do n.º 2 resulta da TAR em BTN deduzida da tarifa de uso da rede de distribuição em BT e da tarifa de uso da rede de distribuição em MT.

A E-REDES dá nota de que, no lugar da alínea b), deverá ser referida a alínea c), correspondente às entregas em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade eléctrica em AT.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do n.º 5 do artigo 56.º de acordo com o seguinte excerto:
“5 – A tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Eléctrica referida na alínea c) do n.º 2 - resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN deduzida da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT e da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT.”

1.14.8 Artigo 61.º (TAR a aplicar ao autoconsumo através da RESP)

O n.º 5A do artigo 61.º da proposta de articulado estabelece que, no caso de instalações com estatuto do cliente electointensivo, há lugar à dedução total dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema, conforme estabelecido em legislação específica.

Todavia, no entender da E-REDES, esta disposição não parece totalmente coerente com a redacção do artigo 51.º-A, segundo o qual as TAR a aplicar às instalações com estatuto do cliente electointensivo resultam das TAR deduzidas de parte ou do total dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema, conforme estabelecido em legislação específica.

Neste contexto, a E-REDES considera importante garantir alinhamento da redacção entre os 2 artigos.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Garantir alinhamento entre as redacções do n.º 5 do artigo 61.º e do artigo 51.º-A.

1.14.9 Artigo 111.º-B (preço aplicável na mudança de comercializador e agregador)

O n.º 1 do artigo 111.º-B estabelece que à mudança de comercializador e de agregador é aplicável um preço regulado correspondente ao serviço de intermediação prestado pelo OLMCA.

Por seu lado, o n.º 2 do mesmo artigo determina que este preço, definido em €, é aplicável ao comercializador cessionário ou ao agregador cessionário, por cada mudança activada.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Clarificar, na redacção, de que forma se processa a cobrança ao comercializador cessionário e a transferência dos respectivos montantes para o OLMCA.

1.14.10 Artigo 111.º-C (tarifas para projectos em ZLT)

O artigo 111.º C da proposta de revisão apresentada pela ERSE estabelece as regras subjacentes aos preços aplicáveis a projectos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em Zonas Livres Tecnológicas (ZLT) que obtenham registo prévio, determinando, no n.º 1, que estes projectos estão isentos do pagamento de TAR.

Adicionalmente, o n.º 2 do mesmo artigo estabelece que a estes projectos é aplicável um preço de potência, definido em €/kW, por dia.

A E-REDES dá nota de que o articulado não clarifica de que forma estas tarifas são facturadas, nem a sua decomposição por actividade, realçando que a criação de um eventual enquadramento tarifário específico para estas situações poderá requerer adaptações nos processos e sistemas dos operadores e agentes do SEN.

Neste contexto, a E-REDES recomenda que a versão final do articulado torne mais clara a estrutura das tarifas aplicáveis a projectos inseridos em ZLT com registo prévio.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Adicionar um número ao artigo 111.º C que clarifique a estrutura tarifária dos preços aplicáveis aos projectos inseridos em ZLT com registo prévia e de que forma estes valores deverão ser cobrados aos promotores destes projectos.

1.14.11 Artigos 122.º (custos para a manutenção do equilíbrio contratual)

O n.º 1A do artigo 122.º estabelece, na sua alínea a), que os proveitos referentes aos CMEC a recuperar pelo ORD podem ser sujeitos a uma transferência intertemporal para anos subsequentes àquele a que dizem respeito, nos termos da legislação em vigor, referindo na alínea b) que, nesta transferência intertemporal de proveitos, é aplicada uma taxa de juro definida de acordo com a legislação em vigor. Por sua vez, a alínea c) do mesmo número dispõe que a parcela de CMEC a recuperar pelo ORD transferida para anos subsequentes é identificada como ajustamento tarifário e susceptível de ser transmitida nos termos da legislação em vigor.

A E-REDES considera que a aplicação deste mecanismo de diferimento temporal dos custos dos CIEG deverá afectar cada agente do sector de forma proporcional ao peso relativo de cada componente no total dos referidos custos, por forma a garantir que não existe qualquer enviesamento na alocação do esforço a suportar pelos agentes em causa decorrente da aplicação destas medidas.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Adicionar uma alínea ao n.º 1A do artigo 122.º, com a seguinte redacção:
“e) A aplicação deste diferimento temporal dos custos dos CIEG é feito de forma proporcional ao peso relativo de cada componente no total dos referidos custos.”

1.14.12 Artigos 126.º (proveitos da actividade de DEE para a BT)

O n.º 9A do artigo 123.º estabelece, na sua alínea a), que os proveitos referentes aos custos das rendas de concessão das redes de distribuição em BT podem ser sujeitos a uma transferência intertemporal para anos subsequentes àquele a que dizem respeito, nos termos da legislação em vigor, referindo na alínea b) que, nesta transferência intertemporal de

proveitos, é aplicada uma taxa de juro definida de acordo com a legislação em vigor. Por sua vez, a alínea c) do mesmo número dispõe que a parcela de rendas de concessão BT a recuperar pelos ORD BT transferida para anos subsequentes é identificada como ajustamento tarifário e susceptível de ser transmitida nos termos da legislação em vigor.

Em linha com os comentários ao artigo 122.º (ponto 3.6), a E-REDES considera que a aplicação deste mecanismo de diferimento temporal dos custos das rendas de concessão deverá ser feita tendo em conta o seu peso relativo face ao total dos CIEG, por forma a garantir que não existe qualquer enviesamento na alocação do esforço a suportar pelos agentes em causa decorrente da aplicação destas medidas.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Adicionar uma alínea ao n.º 9A do artigo 123.º, com a seguinte redacção:

“e) A aplicação deste diferimento temporal dos custos das rendas de concessão é feito de forma proporcional ao peso relativo destes custos face ao total dos CIEG, nos termos do disposto na alínea e) do n.º 1ª do artigo 122.º.”

1.14.13 Artigo 191.º (informação a fornecer à ERSE pelo operador da RND)

O n.º 2 do artigo 191.º estabelece que a entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, as contas reguladas verificadas no ano anterior (t-2).

A E-REDES compreende a necessidade por parte da ERSE de receber em data oportuna a informação que necessita para iniciar o processo tarifário, dando nota de que desenvolve continuamente esforços no sentido de digitalizar e automatizar o processo de preparação dos mapas de reporte.

Contudo, a E-REDES realça que o nível de detalhe, o volume e as especificidades da nova informação solicitada nesta proposta de revisão complexificam significativamente o processo de preparação do reporte.

Acresce que, pela sua natureza, a elaboração das Demonstrações Financeiras Reguladas pela sua natureza só pode ser iniciada após o encerramento contabilístico do ano de reporte, sendo apenas possível consolidar o mesmo após concluído o reporte estatutário da Empresa; similarmente, o processo de auditoria a que as contas reguladas estão obrigatoriamente sujeitas só pode ser iniciado após concluídas as fases anteriormente referidas.

Importa também mencionar que, ao longo dos últimos anos, as revisões das Normas Complementares têm acrescido de forma substancial o grau de complexidade do reporte solicitado, traduzindo-se naturalmente numa maior exigência de tempo para a sua elaboração e respetiva auditoria.

Pelos motivos acima aduzidos entende a E-REDES ser incerto o cumprimento estrito do prazo definido pela ERSE, como aliás o passado recente tem vindo a comprovar.

Neste sentido, a E-REDES propõe as seguintes alterações:

- alterar a data para entrega das demonstrações financeiras reguladas para 15 de Maio;
- prever que, excepcionalmente nos anos em que ocorra revisão das normas complementares de reporte, os mapas que forem acrescentados ao anterior normativo possam ser enviados até dia 31 de maio, permitindo a adaptação de sistemas de informação que possam dar resposta às novas solicitações;

- deixar expressamente referido que as datas definidas para entrega das demonstrações financeiras reguladas (reais ou previsionais) devem ser as do dia útil imediatamente posterior, sempre que não coincidam com dias úteis.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar o n.º 2 do artigo 191.º de acordo com o seguinte excerto:
“2 – A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 15 de Maio de cada ano, as contas reguladas verificadas no ano anterior (t-2), (...)”
- Adicionar um novo n.º ao artigo 191, com a seguinte redacção:
“3A – O prazo de envio do primeiro reporte de mapas adicionados em revisões de normas complementares é estendido, a título excepcional, até dia 31 de Maio, mantendo-se o prazo de 15 de Maio para o envio da restante informação das contas reguladas.”
- Adicionar um novo n.º ao artigo 191, com a seguinte redacção:
“25 – Os prazos referidos neste artigo são estendidos para o dia útil imediatamente seguinte, sempre que correspondam a dias não úteis.”

1.14.14 Artigo 215.º (fixação de tarifas)

O n.º 2 do artigo 215.º estabelece que a ERSE elabora a proposta de tarifas reguladas para o ano seguinte, até 15 de Outubro de cada ano.

A E-REDES realça que a implementação de alterações ou de novas estruturas tarifárias acarreta um esforço potencialmente significativo nos sistemas de facturação de diversas entidades do SEN, em particular dos ORD.

Neste contexto, a E-REDES propõe que a publicação da versão final do regulamento seja acompanhada de um documento com os quadros de tarifas e preços de energia eléctrica, incluindo o quadro com a composição dos CIEG, de forma a salvaguardar-se o tempo necessário para adequação de processos e sistemas por parte dos agentes.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Prever um anexo ao regulamento, com a estrutura das diferentes tarifas a definir pela ERSE.

REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO (RQS)

1.15 COMENTÁRIOS GERAIS

1.15.1 Responsabilidade de entidades com instalações elétricas ligadas às redes

O tema da responsabilidade relativa às perturbações causadas pelas instalações elétricas ligadas às redes ou nos equipamentos de outras instalações elétricas é tratado nos atuais artigos 26.º e 29.º do RQS, com apoio na definição de perturbações constante da alínea pp) do n.º 2 do artigo 3º do mesmo diploma.

Contudo, o conceito de “perturbações” tem vindo a suscitar inúmeras dúvidas em face da realidade prática com que a E-REDES se depara no dia-a-dia.

Nesse contexto a E-REDES propõe que o conceito de perturbações seja clarificado e que o âmbito da responsabilidade relativa às perturbações causadas pelas instalações elétricas ligadas às redes ou nos equipamentos de outras instalações elétricas seja concretizado o mais possível.

1.15.2 Gravação de chamadas

Atualmente as disposições relativas à obrigatoriedade de gravação de chamadas telefónicas encontram-se dispersas em dois regulamentos diferentes, nomeadamente no Regulamento de Relações Comerciais (“RRC”) e no Regulamento de Qualidade de Serviço (“RQS”). A E-REDES propõe que as disposições do RQS relativas à gravação de chamadas sejam eliminadas, e que esta matéria seja regulada pelas disposições relevantes do RRC, cuja redação está atualmente a ser alvo de revisão.

Caso a ERSE decida manter as disposições atuais, a E-REDES sugere que a obrigatoriedade de gravação de chamadas deve estender-se exclusivamente às chamadas realizadas de e para os centros de atendimento (Contact Center), como proposto no nosso documento de comentários ao RRC, excluindo desta forma as chamadas efetuadas por outros canais.

1.15.3 Repercussão tarifária dos créditos resultantes da impossibilidade de pagamento de compensações

A proposta de revisão do RQS prevê, no n.º 3 do artigo 102.º, que, sempre que não seja possível ao comercializador ou agregador efetuar o pagamento da compensação ao cliente ou reclamante, o valor da compensação deve ser transferido para o ORD a cuja rede a instalação a que respeita a compensação se encontra ligada ou, no caso de não ser possível associar a compensação a uma instalação, para o ORD da área de concessão na qual se insere a morada do reclamante.

O n.º 4 do artigo 102.º esclarece, que estes montantes passarão a ser considerados para efeitos tarifários sendo deduzidos nas tarifas de acesso às redes.

No entanto, a E-REDES dá nota que importa estabelecer um prazo a partir do qual se deve considerar que o pagamento da compensação se revelou inviável, para que os comercializadores remetam esses montantes para os ORD, cumprindo o previsto no n.º 3 do artigo 102.º, e para que os ORD, em relação às suas compensações, reportem esses montantes para serem deduzidos nas tarifas de acesso às redes. Face ao exposto, a E-REDES considera que deverá ser transposto para o presente regulamento o determinado na Instrução n.º 2/2020, que estabelece o prazo a partir do qual se torna inexigível o pagamento de uma compensação.

1.16 COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS

1.16.1 Artigo 2.º (siglas e definições)

A E-REDES propõe que o conceito de perturbações seja clarificado no artigo 2.º e que o âmbito da responsabilidade relativa às perturbações causadas pelas instalações elétricas ligadas às redes ou nos equipamentos de outras instalações elétricas seja concretizado o mais possível.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação da alínea hh) do n.º 2 do artigo 2.º de acordo com o seguinte excerto:

“2 - Para os efeitos do presente Regulamento, são aplicáveis as definições previstas nos regimes legais que estabelecem a organização e o funcionamento dos sistemas elétricos públicos, bem como as seguintes:

(...)

- Perturbação (eletromagnética) – fenómeno eletromagnético suscetível de degradar o funcionamento de um dispositivo, dum aparelho ou de um sistema de comunicação. Essas perturbações podem tomar a forma de variações na tensão, variações na corrente, variações na frequência e ruído eléctrico. As perturbações eletromagnéticas podem ter diferentes tipos e origens, concretamente, a) harmónicos; b) inter harmónicos; c) flutuações de tensão; d) quedas de tensão e cortes momentâneos; e) Desequilíbrios na tensão trifásica; f) Transmissão de sinais pela rede eléctrica; g) Desvios de frequência; h) Perturbações transitórias e sobretensões; i) Descargas electrostáticas; g) campos eletromagnéticos.”*

1.16.2 Artigo 24.º (padrões para os indicadores individuais)

O n.º 5 do artigo 24.º da proposta estipula que incumprimento dos padrões dos indicadores individuais de qualidade relativos à continuidade de serviço estabelecidos nos números anteriores confere aos clientes, independentemente de solicitação por parte destes, o direito de compensação.

A E-REDES considera que a versão final do documento deverá clarificar que os clientes de Iluminação Pública (IP) deverão ficar de fora do âmbito do direito de compensação, por incumprimento dos padrões dos indicadores individuais de qualidade relativos à continuidade de serviço.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do n.º 5 do artigo 24.º de acordo com o seguinte excerto:

“5 - O incumprimento dos padrões dos indicadores individuais de qualidade relativos à continuidade de serviço estabelecidos nos números anteriores confere aos clientes, independentemente de solicitação por parte destes, o direito de compensação, excluindo os clientes de IP.”

1.16.3 Artigo 26.º (responsabilidade de entidades com instalações elétricas ligadas à rede)

O artigo 26.º da proposta de articulado estipula que as entidades com instalações elétricas ligadas às redes são responsáveis pelas perturbações por si causadas no funcionamento das redes ou nos equipamentos de outras instalações elétricas.

A E-REDES considera que as entidades com instalações elétricas ligadas às redes também deverão ser responsáveis pelas perturbações por si causadas nos sistemas de comunicação associados ao funcionamento das redes.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do artigo 26.º de acordo com o seguinte excerto:

“As entidades com instalações elétricas ligadas às redes são responsáveis pelas perturbações por si causadas no funcionamento das redes, incluindo nos sistemas de comunicação que lhe estejam associados, ou nos equipamentos de outras instalações elétricas.”

1.16.4 Artigo 29.º (atuação perante instalações de consumo ou de produção que perturbam a rede)

O n.º 1 do artigo 29.º da proposta 29.º da proposta refere que, quando as instalações de produção ou as de consumo causem perturbações na rede a que estão ligadas, o respetivo operador de rede deve acordar com o responsável pela perturbação um prazo para a correção da anomalia.

A E-REDES considera que as perturbações na rede ora mencionadas deverão ser definidas de acordo com o disposto no n.º 2 do artigo 2.º da proposta de articulado, entendendo também que o n.º 1 do artigo 29.º deverá determinar a possibilidade de o ORD instalar filtros para correção do ruído nas redes PLC, nas instalações dos clientes, caso aplicável.

Por sua vez, o n.º 3 do artigo 29.º da proposta refere que, quando a gravidade da situação o justifique, o operador de rede pode desligar de imediato as instalações que provocam a anomalia, dando conhecimento fundamentado do facto ao produtor e, caso aplicável, ao respetivo comercializador, no caso de instalações produtoras.

A E-REDES chama a atenção que, no caso de instalações produtoras, deverá ser dado conhecimento ao respetivo agregador e não ao comercializador.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do n.º 1 de acordo com o seguinte excerto:
“1 - Quando as instalações de produção ou as de consumo causem perturbações na rede, conforme disposto na alínea hh) do n.º 2 do artigo 2º, na rede a que estão ligadas, o respetivo operador de rede deve acordar com o responsável pela perturbação um prazo para a correção da anomalia ou proceder à instalação de filtros PLC, caso aplicável.”
- Alterar a formulação do n.º 4 de acordo com o seguinte excerto:
*“3 - Quando a gravidade da situação o justifique, o operador de rede pode desligar de imediato as instalações que provocam a anomalia, dando conhecimento fundamentado do facto às seguintes entidades:
a) Produtor e, caso aplicável, o respetivo agregador, no caso de instalações produtoras.”*

1.16.5 Artigo 63.º (reclamações relativas a faturação)

O n.º 2 do artigo 63.º da proposta refere que a apresentação de reclamações sobre faturação determina a suspensão de eventuais ordens de interrupção do fornecimento por falta de pagamento da fatura reclamada, até à apreciação da reclamação, desde que acompanhada de informações concretas e objetivas que coloquem em evidência a possibilidade de ter ocorrido um erro de faturação, sendo que o n.º 4 esclarece que a suspensão mantém-se nas situações em que é solicitada a intervenção da ERSE.

A E-REDES considera que deverá ser clarificado que as reclamações relativas a faturação, abrangidas pelo artigo 63.º, são as reclamações apresentadas pelos clientes aos comercializadores ou aos agregadores.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do n.º 1 de acordo com o seguinte excerto:
“1 – No caso de reclamações relativas a faturação, apresentadas pelos clientes aos comercializadores ou aos agregadores, estes devem, nos prazos que lhes sejam aplicáveis nos termos do artigo 59.º, adotar um dos seguintes procedimentos: (...)”
- Alterar a formulação do n.º 2 de acordo com o seguinte excerto:
“2- A apresentação de reclamações sobre faturação, apresentadas pelos clientes aos comercializadores ou aos agregadores, determina a suspensão de eventuais ordens de interrupção do fornecimento por falta de pagamento (...)”

1.16.6 Artigo 65.º (reclamações relativas à qualidade de energia elétrica)

O n.º 2 do artigo 65.º da proposta de articulado determina que, na sequência de uma reclamação relativa à qualidade de energia elétrica, o operador de rede deve adotar um dos seguintes procedimentos:

- Dar conhecimento por escrito ao reclamante, preferencialmente através do respetivo comercializador, das razões justificativas da falta de qualidade da energia elétrica, caso sejam conhecidas, das ações corretivas a adotar e do respetivo prazo de implementação;

- Verificar os dados de qualidade de energia elétrica registados pelo Equipamento de Medição integrado em rede inteligente e pelo Controlador de Transformador de Distribuição na zona da instalação do reclamante, quando disponíveis;
- Verificar, no local, as características da energia elétrica e analisar as causas da eventual falta de qualidade da energia elétrica, marcando uma visita combinada com o cliente se for necessária a sua presença.

Por sua vez, o n.º 5 do mesmo artigo refere que, caso a verificação referida na alínea b) do n.º 2 não permita a identificação das causas da falta de qualidade da energia elétrica, o operador de rede deve promover a realização de medições complementares, durante o tempo necessário, para recolher informação que lhe permita uma avaliação completa e objetiva da situação.

A E-REDES chama a atenção para o facto de que a alínea c) do n.º 2, referente à verificação, no local das características da energia elétrica, também deve estar abrangida pelo n.º 5 do artigo 65.º.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do n.º 5 de acordo com o seguinte excerto:
“5 – Caso a verificação referida nas alíneas b) e c) do n.º 2 não permita a identificação das causas da falta de qualidade de energia elétrica (...)”

1.16.7 Artigo 70.º (ativação remota do fornecimento)

O n.º.1 do artigo 70.º da proposta de revisão determina que, nas situações de realização de uma ativação de fornecimento em que não seja necessária a deslocação do operador de rede ao local, este deve realizar a ativação do fornecimento de forma remota:

- No prazo máximo de 24 horas a partir da receção da solicitação do comercializador, caso o cliente não tenha indicado data preferencial.
- 24 horas a partir da hora e data preferencial indicada pelo cliente ao comercializador.
- 3 horas a partir da receção da solicitação do comercializador, caso o cliente indique urgência na sua realização.

A E-REDES considera que deverá ser tida em conta uma janela temporal para os pedidos recebidos em período noturno ou em dias não-úteis, quando a solicitação do comercializador não indicar hora e data preferencial.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do n.º 1 de acordo com o seguinte excerto:

“1 – Nas situações de realização de uma ativação de fornecimento em que não seja necessária a deslocação do operador de rede ao local, este deve realizar a ativação do fornecimento de forma remota:

- *No prazo máximo de 24 horas a partir da receção da solicitação do comercializador, caso o cliente não tenha indicado data preferencial. Quando a solicitação do comercializador é recepcionada após as 18h00 de dia útil ou durante dia não-útil, o prazo máximo de 24 horas inicia-se às 8h00 do dia útil seguinte. Quando a solicitação do comercializador é recepcionada antes das 8h00 de dia útil, o prazo máximo de 24 horas inicia-se às 8h00 desse próprio dia.*
- *24 horas a partir da hora e data preferencial indicada pelo cliente ao comercializador.*
- *3 horas a partir da receção da solicitação do comercializador, caso o cliente indique urgência na sua realização.”*

1.16.8 Artigo 74.º (agendamento da visita combinada)

O n.º 1 do artigo 74.º estabelece que o agendamento da visita combinada é feito por acordo entre o requisitante de ligação à rede e o ORD a cuja rede se pretende ligar (alínea a)) ou entre o cliente e o respectivo comercializador nas restantes situações (alínea b)).

Por sua vez, o n.º 2 do mesmo artigo determina que, no âmbito do sector eléctrico, o cliente pode acordar a visita combinada directamente com o respectivo operador de rede, nos termos do RRC, num conjunto variado de matérias, entre as quais se inclui, na alínea b), a leitura extraordinária, a verificação ou a substituição dos equipamentos de medição.

Adicionalmente, o n.º 7 do mesmo artigo estabelece que qualquer das partes pode efectuar o cancelamento ou o reagendamento da visita combinada, devendo fazê-lo através de um canal de comunicação que permita garantir a tomada de conhecimento imediato pela outra parte.

A E-REDES reconhece a vantagem de conferir às partes a possibilidade de reagendamento da visita combinada, sobretudo pelo facto de conferir ao cliente maior flexibilidade para permitir o acesso à instalação, quando este se revela necessário.

Ainda assim, a E-REDES dá nota de que, nalgumas situações, as operações para realização de leitura extraordinária e para substituição dos equipamentos de medição são particularmente condicionadas pelo sucessivo pedido de reagendamentos de visitas combinadas por parte do cliente.

No sentido de evitar um recurso abusivo a este mecanismo, a E-REDES recomenda que a versão final do articulado estabeleça um limite razoável para o recurso aos reagendamentos, após o qual o operador pode, quando aplicável pelo artigo 78.º do RRC, recorrer à interrupção da instalação.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Ajustar a redacção do n.º7 e adicionar um novo n.º ao artigo 74.º, de acordo com o seguinte excerto:

“7 - Qualquer das partes pode efetuar o cancelamento da visita combinada, devendo fazê-lo através de um canal de comunicação que permita garantir a tomada de conhecimento imediato pela outra parte.

“7A – O reagendamento da visita combinada pode ser feito caso haja acordo entre as partes.”

1.16.9 Artigo 86.º (restabelecimento após redução de potência ou interrupção)

O artigo 86.º da proposta de articulado passa a prever, no seu artigo 4.º, que, as situações em que seja possível realizar remotamente o restabelecimento do fornecimento após redução da potência contratada ou interrupção por facto imputável ao cliente, o operador de rede de distribuição deve realizá-lo, após solicitação do comercializador, no prazo de 3 horas para restabelecimentos urgentes e 6 horas para os restantes restabelecimentos.

A E-REDES considera que, a contagem dos prazos para restabelecimento deverá ser suspensa das 0h00 às 08h00 em dias úteis e das 0h00 às 24h00 em dias não úteis, exceto para os clientes prioritários.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do n.º 5 de acordo com o seguinte excerto:

“5 – A contagem dos prazos definidos no número anterior suspende-se das 0h00 às 8h00 em dias úteis e das 0h00 às 24h00 em dias não úteis, exceto para os clientes prioritários. Caso o operador de rede de distribuição não consiga realizar o restabelecimento remoto nos prazos previstos no número anterior, são aplicáveis os prazos e procedimentos previstos no n.º 5 do artigo 87.º, contados do momento de solicitação do comercializador.”

1.16.10 Artigo 87.º (obrigações relativas ao restabelecimento do fornecimento após redução de potência contratada ou interrupção por facto imputável ao cliente)

O n.º 5 do artigo 87.º da proposta de articulado estipula que, caso seja necessária a deslocação do operador de rede de distribuição para a realização do restabelecimento do fornecimento após redução da potência contratada ou interrupção por facto imputável ao cliente, os operadores de redes de distribuição devem garantir que a chegada à instalação do cliente ocorre no prazo de doze horas para clientes em baixa tensão normal, oito horas para os restantes clientes e quatro horas caso o cliente solicite expressamente o restabelecimento urgente e pague o preço adicional fixado nos termos do RRC, a contar do momento em que o operador de rede de distribuição toma conhecimento de que a situação está sanada.

A E-REDES dá nota que os restabelecimentos de fornecimento urgentes só são aplicáveis para clientes em baixa tensão normal, sendo que tal deverá encontrar-se vertido na versão final do regulamento.

Por sua vez, o n.º 8 do artigo 87.º refere que a contagem dos prazos definidos no n.º 5 suspende-se das 0h00 às 8h00, exceto para os clientes prioritários.

A E-REDES considera que, à semelhança do referido no artigo 86.º, a contagem dos prazos para restabelecimento deverá ser suspensa das 0h00 às 08h00 em dias úteis e das 0h00 às 24h00 em dias não úteis, exceto para os clientes prioritários.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do n.º 5 de acordo com o seguinte excerto:

“5 – Caso seja necessária (...) ocorre nos seguintes prazos máximos, a contar do momento em que o operador de rede de distribuição toma conhecimento de que a situação está sanada:

a) No setor elétrico:

(...)

iii. Quatro horas caso o cliente em baixa tensão normal solicite expressamente o restabelecimento urgente e pague o preço adicional fixado nos termos do RRC.”

- Alterar a formulação do n.º 8 de acordo com o seguinte excerto:

“8 – A contagem dos prazos definidos no número anterior suspende-se das 0h00 às 8h00 em dias úteis e das 0h00 às 24h00 em dias não úteis, exceto para os clientes prioritários.”

1.16.11 Artigo 91.º (desativação remota do fornecimento)

O nº.1 do artigo 91.º da proposta de revisão determina que, nas situações de realização de uma desativação de fornecimento em que não seja necessária a deslocação do operador de rede ao local, este deve realizar a desativação do fornecimento de forma remota:

- No prazo máximo de 24 horas a partir da receção da solicitação do comercializador, caso o cliente não tenha indicado data preferencial;
- 24 horas a partir da hora e data preferencial indicada pelo cliente ao comercializador.
- 3 horas a partir da receção da solicitação do comercializador, caso o cliente indique urgência na sua realização.

A E-REDES considera que deverá ser tida em conta uma janela temporal para os pedidos recebidos em período noturno ou em dias não-úteis, quando a solicitação do comercializador não indicar hora e data preferencial.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do n.º 1 de acordo com o seguinte excerto:

“1 – Nas situações de realização de uma desativação de fornecimento em que não seja necessária a deslocação do operador de rede ao local, este deve realizar a desativação do fornecimento de forma remota:

- a) No prazo máximo de 24 horas a partir da receção da solicitação do comercializador, caso o cliente não tenha indicado data preferencial. Quando a solicitação do comercializador é recepcionada após as 18h00 de dia útil ou durante dia não-útil, o prazo máximo de 24 horas inicia-se às 8h00 do dia útil seguinte. Quando a solicitação do comercializador é recepcionada antes das 8h00 de dia útil, o prazo máximo de 24 horas inicia-se às 8h00 desse próprio dia.*
- b) 24 horas a partir da hora e data preferencial indicada pelo cliente ao comercializador.*
- c) 3 horas a partir da receção da solicitação do comercializador, caso o cliente indique urgência na sua realização.”*

1.16.12 Artigo 94.º (valor das compensações relativas à continuidade de serviço no setor elétrico)

O n.º 4 do artigo 94.º da proposta indica que o valor da compensação é “limitado a 200 % do montante pago pelo cliente no ano a que a compensação diz respeito pelo respectivo valor médio da tarifa de uso das redes”.

Complementarmente, no documento justificativo, a ERSE indica que “considerou-se utilizar o valor médio das tarifas de uso das redes aplicado por nível de tensão e tipo de fornecimento. A abordagem de utilizar o valor médio das tarifas de uso das redes permite evitar que os operadores das redes calculem a aplicação destas tarifas a cada cliente em cada ano, apenas para efeitos do limite das compensações, o que seria uma exigência desproporcionada ao seu objetivo”.

No entanto, a E-REDES entende que é contraproducente a aplicação de um preço médio da tarifa de uso das redes, considerando que a E-REDES, na faturação do acesso às redes para efeitos de contabilização das tarifas por atividade, já efetua o cálculo dos valores reais.

Adicionalmente a E-REDES solicita a confirmação de que a “tarifa de uso das redes”, conforme referido no artigo 94.º, se entende como a soma das seguintes tarifas por atividade: URT + URD AT + URD MT + URD BT.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação da alínea do n.º 4 de acordo com o seguinte excerto:

“4 – O montante global de compensação a pagar a cada cliente, por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, é limitado a 200% do montante pago pelo cliente no ano a que a compensação diz respeito à tarifa de uso de redes.”

- Eliminar o n.º 5 do artigo 94.º.

1.16.13 Artigo 102.º (exclusão de compensações e impossibilidade de pagamento)

A proposta de revisão do RQS prevê, no n.º 3 do artigo 102.º, que, sempre que não seja possível ao comercializador ou agregador efetuar o pagamento da compensação ao cliente ou reclamante, o valor da compensação deve ser transferido para o ORD a cuja rede a instalação a que respeita a compensação se encontra ligada ou, no caso de não ser possível associar a compensação a uma instalação, para o ORD da área de concessão na qual se insere a morada do reclamante.

A E-REDES dá nota que importa estabelecer um prazo a partir do qual se deve considerar que o pagamento da compensação se revelou inviável, para que os comercializadores remetam esses montantes para os ORD, cumprindo o previsto no n.º 3 do artigo 102.º, e para que os ORD, em relação às suas compensações, reportem esses montantes para serem deduzidos nas tarifas de acesso às redes, devendo, para esse efeito, ser transposto o determinado na Instrução 2/2020.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do n.º 102 de acordo com o seguinte excerto:

“(…)

6 - O prazo a partir do qual se torna inexigível do pagamento de uma compensação é de cinco anos e a sua contagem inicia-se com a tomada de conhecimento por parte do titular do direito de compensação, ou a partir do momento do apuramento da compensação, quando não existam contactos disponíveis do titular do direito de compensação.

7 - Para efeitos do disposto no número anterior, presume-se que o titular do direito de compensação tomou conhecimento desse direito três dias úteis após o envio de comunicação escrita para os endereços postais ou eletrónicos do titular do direito de compensação.

8 – Os valores referidos no n.º 3 do artigo 102.º devem ser transferidos para o respetivo ORD, até 31 de março do ano seguinte ao ano civil correspondente ao final do prazo referido no n.º 6.

9 - Os montantes recebidos no âmbito do número anterior devem ser reconhecidos como rendimentos da atividade de distribuição de energia elétrica, de cada nível de tensão, e da atividade de distribuição de gás natural do ORD.

10 - Os ORD devem proceder à anulação dos valores referentes a compensações devidas por incumprimentos no âmbito da qualidade de serviço, cujo pagamento não foi possível efetuar, nos termos e prazo referido no n.º 6 por contrapartida de um rendimento da atividade de distribuição de energia elétrica, de cada nível de tensão, e da atividade de distribuição de gás natural.

11 - Face ao determinado nos n.ºs 10 e 11, os rendimentos suprarreferidos devem ser individualizados nas respetivas demonstrações de resultados, de acordo com as normas de relato financeiro publicadas.

12 - A repercussão tarifária dos valores das compensações cujo pagamento não foi possível efetuar concretiza-se com a consideração destes montantes como uma forma de recuperação de proveitos permitidos e, conseqüentemente, com impacto no cálculo do desvio tarifário do ano t-2 da atividade de distribuição de energia elétrica, de cada nível de tensão, e no cálculo do desvio tarifário do ano s-2 da atividade de distribuição de gás natural”

1.16.14 Artigo 104.º (registo dos clientes com necessidades especiais)

O artigo 104.º da proposta estabelece disposições relativas ao registo dos clientes com necessidades especiais, detalhado, no n.º 4 que os comercializadores devem comunicar as solicitações aceites aos respetivos operadores de redes de distribuição.

A E-REDES entende que a versão final do regulamento deverá prever que os comercializadores verifiquem anualmente se os clientes com necessidades especiais mantêm essas condições e informar os operadores de redes, caso contrário.

Esta revisão anual é de extrema importância à qualidade de serviço do setor elétrico, no sentido de auxiliar a devida manutenção do registo dos clientes com necessidades especiais.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do n.º 1 do artigo 104.º de acordo com o seguinte excerto:
“4 – Os comercializadores devem comunicar as solicitações aceites aos respetivos operadores de redes de distribuição, devendo, numa periodicidade anual, verificar se os clientes com necessidades especiais da sua carteira de comercialização mantêm essas condições e informar os operadores de rede dos casos em que a classificação deixa de estar atribuída.”

1.16.15 Artigo 107.º (registo dos clientes prioritários)

O n.º 1 do artigo 107.º da proposta estipula que os operadores de redes de distribuição devem manter atualizado um registo dos clientes prioritários.

Complementarmente o n.º 2 e o n.º 3 do mesmo artigo referem que os comercializadores devem comunicar as solicitações aceites aos respetivos operadores de redes de distribuição e que os operadores de redes podem, por sua iniciativa, identificar clientes prioritários e adicioná-los ao registo, devendo, nessa situação, informar os respetivos comercializadores.

À semelhança do comentado no artigo sobre o registo dos clientes com necessidades especiais, a E-REDES entende que a versão final do regulamento deverá prever que os comercializadores verifiquem anualmente se os clientes prioritários mantêm essas condições e informar os operadores de redes caso contrário.

Esta revisão anual é de extrema importância à qualidade de serviço do setor elétrico, no sentido de auxiliar a devida manutenção do registo dos clientes prioritários.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do n.º 107 de acordo com o seguinte excerto:
“2 – Os comercializadores devem comunicar as solicitações aceites aos respetivos operadores de redes de distribuição, devendo, numa periodicidade anual, verificar se os clientes prioritários da sua carteira de comercialização mantêm essas condições e informar os operadores de rede dos casos em que a classificação deixa de estar atribuída.”

1.16.16 Artigo 109.º (recolha e registo de informação)

O n.º 1 do artigo 109.º da proposta de articulado refere que os operadores de redes, os operadores de infraestruturas e, os comercializadores e os agregadores estão obrigados a proceder à recolha e registo da informação sobre qualidade de serviço necessária à verificação do cumprimento do Regulamento, nas matérias que lhes são aplicáveis.

Adicionalmente, o n.º 3 do mesmo artigo determina que as chamadas telefónicas relevantes para a verificação pela ERSE do cumprimento do presente Regulamento devem ser integralmente gravadas e conservadas em suporte duradouro pelo período de 3 anos.

A E-REDES sugere que a obrigatoriedade de gravação de chamadas deve estender-se exclusivamente às chamadas realizadas de e para os centros de atendimento (*Contact Center*), excluindo desta forma as chamadas efetuadas por outros canais.

Propostas da E-REDES para a redacção:

- Alterar a formulação do n.º 109 de acordo com o seguinte excerto:

“3 – Os operadores de rede devem manter integralmente gravadas e conservadas em suporte duradouro, pelo período de 3 anos, as chamadas telefónicas entre os clientes e os seus centros de atendimento, sempre que exista consentimento da parte dos clientes.

4 – Os operadores de rede devem salvaguardar aos clientes o pedido de consentimento de gravação no início de cada chamada estabelecida com o centro de atendimento.

5 – Sempre que o cliente não consentir a gravação de chamada, esta deve prosseguir sem gravação, devendo ser registada a não gravação da chamada e assegurada a materialização dos aspetos acordados.

*6 - Findos os prazos de conservação previstos, os dados pessoais devem ser eliminados ou anonimizados.
(...)”*

1.17 COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS MPQS

1.17.1 Mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço (Procedimento n.º 5)

A E-REDES considera que a presente revisão do MPQS constitui uma oportunidade para alinhar alguns conceitos presentes na formulação do incentivo à melhoria da continuidade de serviço com a revisão, recente, às normas de relato financeiro e operacional, consagrada na Instrução n.º 10/2022 da ERSE.

Neste contexto, a E-REDES dá nota de que, no Procedimento n.º 5, ponto 3.2 (cálculo da energia entrada na rede de distribuição de energia em MT), o valor WRNTAT deverá ser definido como: “Energia ativa das entregas da RNTEE à rede AT, medida ao nível de tensão AT, correspondente ao saldo entre os fluxos da RNT para a RND e para a RND para a RNT e entre os fluxos de importação e exportação transfronteiriças da rede AT”.

Igualmente no mesmo ponto o valor WhRNTAT deverá ser definido como: “Energia ativa, no período tarifário h, das entregas da RNTEE à rede AT, medida no nível de tensão AT correspondente ao saldo entre os fluxos da RNT para a RND e para a RND para a RNT e entre os fluxos de importação e exportação transfronteiriças da rede AT”.

1.17.2 Medições da qualidade de energia elétrica na sequência de reclamações (Procedimento n.º 7)

A ERSE, no documento justificativo propõe que os operadores de rede, que tenham disponíveis na sua rede EMI, utilizem a informação recolhida pelos EMI em rede inteligente e pelos DTC na zona da instalação do cliente para uma primeira análise de triagem da qualidade de energia, devendo o cliente ser informado dessa análise, sem prejuízo do direito a requerer uma visita do operador de rede, caso as causas para a reclamação não tenham sido identificadas e após envio pelo ORD ao cliente das condições técnicas e comerciais para eventual realização de medições complementares.

Apesar de esta possibilidade se encontrar vertida na proposta de articulado do RQS, nomeadamente no artigo 65.º, a E-REDES dá nota da necessidade de prever esta proposta de alteração no Procedimento n.º 7 do MPQS, que ainda faz referência à versão atual do RQS e não à versão sujeita a consulta pública.