



---

**Revisão Regulamentar do Sector do Gás Natural | 2016-2019**  
**Comentários**

fevereiro de 2016



## 1. Introdução

Os comentários do Grupo EDP à Consulta Pública promovida pela ERSE relativa à proposta de revisão dos Regulamentos do Sector do Gás Natural encontram-se consolidados neste documento, sem prejuízo das empresas, *per se*, poderem enviar comentários mais específicos relativos à atividade que desenvolvem.

Neste documento optou-se por uma pronúncia temática, que facilita o enquadramento de temas relacionados, em detrimento de se responder especificamente a cada uma das questões colocadas pela ERSE nos documentos justificativos.

## 2. Comentários Gerais à Proposta de Revisão Regulamentar

Como comentário genérico, considera-se que a Proposta de Revisão Regulamentar poderia ter ido mais longe na reorganização do sector em contexto de concretização do MIBGAS, de implementação do Código de Rede de Balanço e de progressiva liberalização do mercado.

O processo de implementação do mercado organizado de gás natural em Espanha está em curso, com o arranque das sessões de negociação de produtos na plataforma do MIBGAS em meados de dezembro de 2015. Também em Portugal foram já dados alguns passos a nível legislativo para que o mercado passe a funcionar também no país.

Adicionalmente, considerando que a implementação do Código de Rede Europeu de Regras de Balanceamento de Redes deverá ocorrer em ambos os países até à data limite de Outubro de 2016 e que a existência de um mercado organizado é uma ferramenta essencial de apoio à gestão de balanço por parte dos utilizadores dos sistemas, será expectável que até essa data o mercado organizado ibérico ou MIBGAS seja de facto uma realidade.

Neste contexto, estranha-se a omissão do processo de revisão regulamentar relativamente ao processo de implementação do mercado organizado em Portugal. Considera-se crítico que a ERSE participe ativamente na implementação deste mercado no sector em Portugal, assegurando que a mesma se efetua de forma positiva e com benefícios para os *stakeholders* do mercado nacional.

Concretamente, consideramos que a ERSE deve dar os passos necessários para assegurar a concretização do mercado ibérico com capacidade implícita, nos termos previstos na conclusão da consulta pública promovida conjuntamente pelos reguladores ibéricos, até outubro de 2016.

A este propósito, considera-se importante salientar que numa altura em que as novas regras do sector, decorrentes da implementação da totalidade dos códigos de rede europeus, implicam um maior envolvimento e responsabilização dos agentes de mercado pelo equilíbrio do sistema, teria sido muito positivo que a ERSE tivesse proposto a concretização do fórum de acompanhamento do sistema, já previsto em revisão regulamentar anterior, à semelhança do “comité de seguimento de sistema gasista” existente em Espanha. A remissão para propostas do operador da rede de transporte/gestor técnico do sistema de peças regulamentares importantes para o



sector não parece ser o melhor método de assegurar a implementação de medidas equilibradas e consensuais para todos os *stakeholders*.

Por outro lado, é importante salientar que a crescente normalização e regulação do mercado livre poderá ter impactos negativos no médio prazo com a normalização de ofertas e desinteresse e abandono do mercado nacional por parte dos comercializadores.

Adicionalmente, e de forma a assegurar a transparência e aderência das tarifas e dos custos às diversas atividades e infraestruturas, medidas como a transferência de custos associados às diversas infraestruturas para a UGS e a implementação de mecanismos de transferência de desvios de recuperação de proveitos de uns anos para os outros deverão ser evitadas.

### **2.1. Aplicação de tarifas de acesso às redes em AP a clientes ligados às redes de MP**

Ao contrário do sector elétrico, no sector do gás natural a ligação dos consumidores a redes de baixa ou média pressão não depende das características das instalações desses consumidores mas sim das opções de desenvolvimento das redes de distribuição pelos distribuidores. Em relação às redes de alta pressão, há que ter em consideração a pressão de abastecimento necessária para o fornecimento aos potenciais consumidores a ela ligados, mas também questões de proximidade.

Neste contexto, as tarifas aplicadas pelos distribuidores regionais antes do início da regulação do sector eram definidas por escalão de consumo e não por nível de pressão de abastecimento.

A introdução de escalões tarifários assentes unicamente na pressão de fornecimento que ocorreu no início da regulação do sector, não tem sido pacífica e tem vindo a obrigar a adaptações assentes no consumo, designadamente a opção por tarifas de média pressão para clientes com consumos anuais superiores a 1 milhão de m<sup>3</sup> (2 milhões de m<sup>3</sup> aquando da introdução da regra) e opção por tarifas de alta pressão para clientes com consumo anual superior a 50 milhões de m<sup>3</sup>.

Assim, considera-se que seria de ponderar na alteração da estrutura tarifária uma forma de introduzir o conceito de volume na definição dos escalões tarifários.

Adicionalmente, a estrutura tarifária deveria ter em conta não só o nível de consumo e tipo de ligação à rede mas também os custos envolvidos no desenvolvimento de rede de transporte e/ou distribuição para abastecimento às várias tipologias de consumidores.

Considera-se que desta forma se poderá atingir o objetivo de imputação correta de custos, evitando subsidiação cruzada entre consumidores, mas também de melhoria da competitividade nos custos com o abastecimento de gás natural para cada segmento de consumidores.

### **2.2. Simplificação e uniformização de processos e fluxos de comunicação**

Atualmente, o sistema de gás natural assenta em estruturas excessivamente complexas de processos e fluxos de informação entre agentes, resultado de falhas de desenho ou



de definição de regras claras e *standardizadas* entre agentes, que permitam uma maior eficiência nos processos, com reflexo evidente no cliente final.

Os fluxos de informação entre agentes (comercializadores, operadores de rede, gestor de processo de mudança de comercializador) têm ineficiências por assentarem em muitos fluxos paralelos, com diferentes procedimentos e formatos de agente para agente (por exemplo, entre os diversos ORD).

O *switching* tem atualmente lacunas que criam limitações aos agentes e aos próprios clientes, já que existem vários cenários não previstos no atual modelo de dados, estando neste momento a decorrer uma revisão ao modelo de dados, conduzida pela REN (enquanto Gestor do Processo de Mudança de Comercializador – GPMC), com a participação dos ORD e dos comercializadores, que pretende dar resposta a algumas destas limitações.

Por outro lado, mesmo estabelecendo um modelo uniforme, não é claro que cada ORD trate cada processo da mesma forma, verificando-se diferenças de procedimento por cada um.

Adicionalmente, coexistem sistemas distintos para articulação com os diversos ORD com dimensão relevante no sector do gás natural, sem uniformização de processos e formatos, o que cria maior complexidade na operação:

- Alguns fluxos de *switching*, dependem de outras interações entre comercializadores e operadores de rede (ex: agendamentos, inspeções), que ocorrem em paralelo com os fluxos de *switching* geridos pelo GPMC, e relativamente aos quais cada ORD tem procedimentos, e formatos distintos, uns mais automáticos (ex: *messaging*, portais de agendamento), outros mais manuais (ex: telefone, *e-mail*). Isto gera complexidade no processo do lado dos comercializadores e limitações na resposta às necessidades do cliente, com subsequentes reclamações por parte do mesmo, já que esta multiplicidade de processos acaba por criar bloqueios ao próprio *switching*.
- Por outro lado, há outros fluxos de informação entre ORD e comercializadores, necessários ao relacionamento entre as entidades, que ocorrem também numa multiplicidade de formatos e meios, como é o caso da disponibilização de consumos e faturação de acesso às redes. Esta falta de uniformização cria limitações do lado dos comercializadores que, constantemente têm de adaptar os seus processos às alterações feitas por cada um dos ORD e aos próprios formatos e processos, diferentes de ORD para ORD.

É fundamental analisar as *melhores práticas* já implementadas no sector por alguns agentes e estabelecer modelos de *messaging* com regras uniformes e vinculativas, e em prazos bem definidos, que possam ser adotados por todos os agentes, tornando assim os processos mais simples, ágeis e robustos, com benefício para todos e em particular para o cliente final.

Ainda a este propósito, considerando a prevalência cada vez mais acentuada de contratos duais de eletricidade e de gás, a existência de uma única plataforma de *switching* de para todos os fluxos, é uma solução que a EDP considera que melhoraria a



comunicação entre agentes, eliminando duplicações, permitindo igualmente uma gestão mais adequada das simultaneidades e precedências de fluxos.

Convém, igualmente, ter presente a semelhança das atividades do sector elétrico e do sector do gás natural conduziu a que contextos regulamentares análogos, com regulamentação onde se estabelecem regras e procedimentos idênticos, senão iguais.

Nesta conformidade, a que acresce a referida adesão dos clientes a contratos duais, a EDP considera que deve constituir uma preocupação prioritária da ERSE que todas as disposições regulamentares por esta emitida, de aplicação em ambos os sectores, devem ser redigidas nos mesmos termos ou, no limite, de forma tão harmonizada quanto possível, para que não dê azo a diferentes interpretações.

### **3. Comentários Específicos**

#### **3.1. Regulamento Tarifário**

##### **3.1.1. Custos Fixos da Atividade de Comercialização Regulada**

No âmbito do processo de definição dos custos de referência para a atividade de comercialização, é positivo o reconhecimento de que os comercializadores de último recurso retalhistas (CURR) têm custos fixos que não podem ser reduzidos em ritmo equivalente à sua perda de clientes, não devendo por isso ser penalizados, uma vez que devem continuar a assegurar padrões de qualidade específicos, definidos na regulação. Não obstante este tema ser paralelo à revisão regulamentar em si, estando mais associado ao estabelecimento de parâmetros, solicita-se a revisão da ponderação dos custos fixos e variáveis, de forma a assegurar a manutenção do equilíbrio económico-financeiro da atividade de comercialização regulada.

##### **3.1.2. Remuneração do Fundo de Maneio**

A proposta de alteração ao regulamento tarifário elimina o número 6 do Artigo n.º 90 relativo à parcela de remuneração do fundo de maneio, não sendo esta alteração mencionada no Documento Justificativo. Atendendo a que o Artigo n.º 5 do Contrato de Concessão reconhece ao operador o direito de recebimento de uma margem de comercialização que incorpore uma adequada remuneração do fundo de maneio, solicita-se que a ERSE mantenha esta condição prevista no contrato de concessão, sob pena do operador ver agravado o seu desequilíbrio económico-financeiro.

##### **3.1.3. Dívida nos CURR**

Paralelamente ao incremento verificado ao nível do *switching*, assistiu-se a uma estagnação e, em alguns casos, a um aumento da dívida vencida nos CURR. Esta tendência prende-se com dois fatores fundamentais: a) a capacidade económica dos clientes que se mantêm no mercado regulado e b) o pagamento da última fatura na migração para o mercado livre.

Entende-se que devem ser criados mecanismos que permitam aos CURR realizar a recuperação destes montantes de modo a que não fique comprometido o seu equilíbrio



económico e financeiro. Tal poderá realizar-se por integração da incobabilidade das dívidas nos proveitos permitidos ou em última análise pela possibilidade de corte dos clientes que migraram para o mercado livre e deixaram dívida vencida. Solicita-se à ERSE a introdução de mecanismos que permitam eliminar este problema.

#### **3.1.4. Base de custos na atividade da Distribuição**

No que toca à atividade de Distribuição verifica-se que a dinamização do mercado, o número de agentes intervenientes e as solicitações resultantes criam uma pressão crescente nos custos da atividade associada à gestão dos agentes no mercado que importa acautelar. Tal é fundamental para a operação eficiente e fiável do mercado, quer ao nível de prazos, quer ao nível da qualidade de resposta. Efetivamente os processos de *switching*, as operações crescentes no terreno, a dinamização do mercado, o controlo de balanços energéticos por agente, as solicitações analíticas aos sistemas de informação e a complexidade das mesmas têm acarretado custos crescentes.

Deste modo, não obstante este tema ser paralelo à revisão regulamentar em si, estando mais associado ao estabelecimento de parâmetros, solicita-se a revisão do valor da base de custos que permita acomodar esta nova realidade de atividade acrescida.

#### **3.1.5. Taxas de remuneração**

No início deste período regulatório foi introduzido um mecanismo de indexação da taxa de remuneração dos ativos que não estava previsto no Contrato de Concessão. A concretização prática desta indexação levou à redução do valor da concessão, afetando o seu equilíbrio económico-financeiro.

Considera-se que no estabelecimento da taxa da remuneração do sector do gás natural, a ERSE deve ter em conta *benchmarks* comparáveis de remuneração do sector de gás natural em mercados com o mesmo grau de maturidade, devendo ser avaliado o cenário de indexação mais adequado.

Esta alteração deveria ser refletida na redação do Artigo 9.º, propondo-se o seguinte articulado: *“i) Aplicação de metodologia de indexação que reflita a evolução do enquadramento económico e financeiro do sector, definida pela ERSE para o período de regulação.”*

#### **3.1.6. Remuneração de Contadores**

A interpretação restritiva que tem sido feita da legislação, em particular da Lei n.º 23/1996, de 26 de julho, na redação que lhe foi dada pela Lei n.º 12/2008, de 26 de fevereiro, cria uma situação de incoerência entre as obrigações de qualidade e fiabilidade da medição, cometidas às distribuidoras nas suas concessões e licenças, e o reconhecimento para efeitos de remuneração dos investimentos nos equipamentos necessários à consecução daquelas obrigações, também expresso nos contratos de concessão e títulos de licença outorgados às empresas. É urgente ultrapassar esta situação, repondo a coerência e o equilíbrio previstos nos termos acordados entre o concedente e as distribuidoras. Nesse sentido, solicita-se novamente à ERSE a revisão



do seu posicionamento, na certeza que o enquadramento legal não impede a remuneração desses ativos nem impõe qualquer interpretação restritiva.

### **3.1.7. Recuperação dos Proveitos Permitidos das Atividades de Transporte e Distribuição de Gás Natural**

A possibilidade da recuperação dos proveitos regulados das atividades de transporte e de distribuição de gás natural estar associada à evolução da procura tem o risco de perpetuar os desvios a receber num cenário de diminuição da procura. Adicionalmente, este princípio não se encontra materializado em nenhum artigo do Regulamento Tarifário.

A fundamentação apresentada pela ERSE para a necessidade de implementação de um mecanismo de controlo dos desvios está diretamente relacionada com a flutuação dos consumos do sector elétrico, sem qualquer impacto na atividade de distribuição.

Acresce ainda que mesmo para a atividade de transporte, e de forma a assegurar a transparência do processo de definição e cálculo de tarifas, proveitos e desvios, se devem manter as regras em vigor, que permitem apurar em cada ano os custos incorridos e eventuais desvios a recuperar. Em cada ano, e em função dos resultados obtidos, a ERSE poderá propor uma forma distinta de recuperação de desvios.

### **3.1.8. Utilização das contas auditadas para cálculo de ajustamentos de proveitos**

A revisão regulamentar propõe a introdução de um artigo genérico no Regulamento Tarifário (Artigo n.º 166-A), que dispõe sobre a avaliação prévia por parte da ERSE das contas reais auditadas enviadas pelos operadores e a sua consideração no processo tarifário.

Neste contexto, é fundamental que a ERSE evidencie e justifique as diferenças entre os valores por si considerados e os valores das contas reais auditadas. De resto, a consideração de valores distintos dos aprovados por auditores independentes poderá gerar situações de incerteza e insegurança no mercado, por suprimir ao ato de auditoria uma das suas funções principais – o reconhecimento da correção dos valores apresentados.

### **3.1.9. Informação a fornecer à ERSE**

O ponto 4 do Artigo 146.º define que *“4 - As entidades sujeitas a regulação (...) devem reportar prontamente à ERSE, qualquer informação com impacto tarifário materialmente relevante, ainda que relativa a factos ocorridos em momento posterior às datas de envio da informação à ERSE estabelecidas no presente Regulamento.”*

O número seguinte define como factos materialmente relevantes *“(...) aqueles que possam, de forma direta ou indireta, alterar materialmente o valor das concessões ou alterar os pressupostos subjacentes ao cálculo dos parâmetros aplicados à regulação da atividade em causa.”*

Entende-se que a definição proposta é excessivamente genérica e coloca nas entidades reguladas o ónus de avaliação da relevância da informação. Assim, importa que seja



definido um limiar, em valor absoluto ou em valor relativo dos proveitos do operador, a partir do qual se considera que um determinado facto tem impacto material, ficando então a entidade sujeita à obrigação de reporte. Desta forma mitiga-se a subjetividade e permita-se uma aplicação tão uniforme da regra quanto possível.

### **3.1.10. Reavaliações sucessivas**

Atualmente verifica-se um incumprimento das regras dos contratos de concessão relativas à remuneração da atividade de operação de rede de distribuição, com base em ativos reavaliados, o que tem resultado em sucessivos processos de impugnação, sobre a ERSE, relativos à decisão de aprovação das tarifas URD em MP e BP.

Assim, até ao momento, no processo de cálculo dos proveitos permitidos da atividade de distribuição de gás natural a ERSE apenas considera:

- Um valor do ativo fixo líquido que incorpora a reavaliação inicial, omitindo as reavaliações sucessivas que deveriam ter ocorrido no início de cada período de regulação (em 2010 e em 2013).
- As amortizações do exercício calculadas com base no valor do ativo bruto não reavaliado.

De acordo com os contratos de concessão, devem ser consideradas as reavaliações sucessivas, devendo as amortizações do exercício e o cálculo do ativo fixo líquido serem calculados com base no valor do ativo fixo bruto reavaliado.

Solicita-se à ERSE a reavaliação deste tema, com vista a uma solução de curto-prazo e não perpetuação da atual situação de impasse que não é sustentável para o sistema. Estas variáveis devem ser incorporadas nas fórmulas de cálculo, restaurando o equilíbrio de acordo com as regras previstas nos contratos de concessão, relativas à remuneração da atividade de operação de rede de distribuição, com base em ativos reavaliados.

Acresce que este tema já foi objeto de reconhecimento por parte da ERSE na recente consulta às normas complementares que promoveu junto dos operadores de rede de distribuição.

### **3.1.11. Modelo de definição de preços de referência para conversões e reconversões**

Uma conversão/reconversão representa um novo ponto de abastecimento de gás natural, resultando em aumentos esperados de consumo no SNGN com efeitos positivos para a sustentabilidade do mesmo.

Sendo o nível de consumo de gás natural naturalmente diferenciado em função de padrões de consumo, que são muito condicionados pela localização geográfica da instalação de consumo do cliente, é razoável admitir que zonas com consumos médios por instalação mais elevados conduzem a um resultado mais eficiente, já que se trata de um investimento que assegura maior potencial de consumo para o sistema. O mesmo princípio aplicar-se-á em concelhos com maior potencial de expansão através da conversão/reconversão de novos polos de consumo.

Assim, na perspetiva de otimização de investimento feito em conversões/reconversões, o modelo de definição de preços de referência deve considerar este efeito e criar



incentivos que fomentem as operativas de conversão/reconversão em zonas geográficas de maior consumo esperado e, como tal, com maior potencial de retorno.

Verificam-se hoje taxas de rentabilidade de conversões/reconversões de 13% a 14% antes de impostos, na área de concessão da EDP Gás Distribuição, que comparam diretamente com a taxa de remuneração de ativos.

Não obstante este tema ser paralelo à revisão regulamentar em si, estando mais associado ao documento de parâmetros, solicita-se a revisão do modelo de subsidiação e remuneração deste ativo regulado (sobretudo para instalações com consumo <10.000 m<sup>3</sup>), no sentido de incentivar operativas de conversão/reconversão em zonas geográficas/pontos de abastecimento de maior potencial de retorno para o sistema.

Na proposta de regulamentação, o regulador altera o Artigo 180º para “2 - Os custos a aceitar para efeitos tarifários estão limitados aos valores de referência a publicar anualmente pela ERSE com as tarifas na norma técnica referida no número anterior, os quais são igualmente afetos de um parâmetro de eficiência económica apurado casuisticamente para cada operador de rede de distribuição em função da redução por ele obtida no custo médio unitário de veiculação de gás natural.” No entender do Grupo EDP a redução do custo unitário da concessão coloca o operador em “competição” consigo próprio. Do ponto de vista do Grupo EDP este parâmetro deve ser único e nacional de modo a garantir meio de captação dos melhores consumos ao nível do SNGN. Caso contrário poder-se-á verificar a incapacidade de contratação nos ORD's onde este custo seja já mais eficiente que os restantes.

### **3.1.12. Plano de Promoção do Desempenho Ambiental**

Embora esteja previsto na Regulamento Tarifário (Artigo 98º), este Plano não foi ainda concretizado. Este Plano tem o propósito de comunicar a racionalidade do *mix* energético na procura, refletindo as vantagens do produto. Deste modo considera-se oportuno que o Regulador considere a possibilidade de ativar a sua existência e execução.

### **3.1.13. Taxas (adicionais à Taxa de Ocupação do Subsolo)**

Em alguns municípios verifica-se a cobrança de taxas que embora não sejam de Ocupação de Subsolo, em muitos casos se configuram como tal. Por outro lado, existem exemplos de taxas distintas das primeiras que não têm enquadramento de repassagem à luz de regulação atual mas que têm prevista a repassagem à luz do Contrato de Concessão. Nesse sentido seria importante que se revisse o mecanismo de repassagem de modo a que este incorporasse outros tipos de taxas, harmonizando o seu tratamento.



### **3.1.14. Modelo aplicável aos Encargos de Neutralidade**

No que respeita aos encargos de neutralidade, consideramos fundamental que se apliquem os princípios considerados no Código de Balanço, designadamente que os custos gerados sejam repassados diretamente aos agentes que os geraram, de forma não discriminatória. Adicionalmente, é também fundamental que estes custos sejam aplicados aos respetivos comercializadores no curto prazo, para que seja simples, claro e transparente identificar os desvios que os provocaram, e nunca através de uma tarifa, de definição anual e por esse motivo necessariamente não aderente aos custos reais incorridos por cada agente.

Adicionalmente, faze-se notar que a opção exercida pela ERSE pela variante 2 do modelo de fluxo de informação, isenta os pequenos comercializadores deste processo de apuramento de desbalanceamentos diários, pelo que qualquer opção será neutra nestes casos. Assim, considerando o acima exposto e de forma a promover o alinhamento com a solução adotada em Espanha, consideramos que a solução que melhor reflete os objetivos desejáveis é a identificada na proposta de revisão regulamentar como “Modelo 2”.

### **3.1.15. Metodologia de atenuação de ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de armazenamento subterrâneo**

Reconhecendo o carácter estratégico das infraestruturas de armazenamento subterrâneo e o seu papel fundamental na constituição de reservas de segurança obrigatórias nos termos estabelecidos na legislação aplicável ao sector do gás natural, consideramos que existem alternativas à metodologia proposta pela ERSE, que promove apenas o pagamento por todos os utilizadores do sistema nacional de gás natural de uma parte dos proveitos associados àquela infraestrutura, independentemente do seu perfil de consumo e obrigação de constituição de reservas.

Uma alternativa que consideramos adequada e alinhada com o objetivo de promover a liquidez e a competitividade do mercado nacional de gás natural, seria a definição de uma tarifa regulada de utilização das infraestruturas de armazenamento subterrâneo aplicável às quantidades armazenadas a título de reservas de segurança e que permitisse recuperar todos os proveitos permitidos daquela infraestrutura, em paralelo com um mecanismo de colocação em mercado da capacidade disponível acima da necessária para a constituição de reservas. Esta capacidade poderia ser colocada em leilão junto dos comercializadores que poderiam contratá-la como capacidade comercial.

Desta forma seria promovido o efetivo alinhamento com Espanha, onde este mecanismo já está implementado, permitindo aos comercializadores usufruir de uma capacidade armazenamento comercial a preço competitivo, com todos os feitos positivos daí decorrentes.

### **3.1.16. Sugestões adicionais**

Considera-se ainda que deveriam ser incorporadas na Regulamento Tarifário as seguintes alterações:

1. Números 2 e 4 do Artigo 11.º,



*“2 - O operador do terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, os operadores do armazenamento subterrâneo, o operador da rede de transporte, os operadores das redes de distribuição e os comercializadores de último recurso podem propor à ERSE tarifas que proporcionem níveis de proveitos inferiores ou superiores aos estabelecidos pela ERSE.*

*(...)*

*4 - No caso das tarifas estabelecidas ao abrigo do n.º 2 -, a correspondente redução ou incremento nos proveitos será considerada para efeitos de determinação dos ajustamentos anuais previstos no Capítulo IV.”*

2. Novas alíneas a incluir no Artigo 129.º

*“(...)*

*p) Reavaliação inicial e respetivas amortizações;*

*q) Reavaliações sucessivas e respetivas amortizações.”*

De notar, como já referido, que esta informação está já prevista nas normas complementares que estabelecem a informação financeira a enviar, faltando apenas refletir estes mesmos dados no Regulamento Tarifário. Adicionalmente, estas componentes devem ser explicitadas na fórmula de cálculo de proveitos permitidos, tal como previsto nos contratos de concessão.



### **3.2. Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações**

#### **3.2.1. Novos Produtos de Capacidade de Acesso às Infraestruturas**

Considera-se positiva a introdução de produtos de curto prazo para acesso às infraestruturas de alta pressão, designadamente as tarifas diárias de acesso ao armazenamento subterrâneo e regaseificação no terminal de Sines bem como as tarifas intra-diárias nas interligações da rede de transporte com o sistema espanhol (VIP), terminal de Sines e Armazenamento Subterrâneo.

Estes produtos podem contribuir para a flexibilização do acesso ao sistema nacional, e estão em linha com objetivo do desenvolvimento do MIBGAS e com a implementação do código europeu de balanço.

#### **3.2.2. Tarifas de Acesso à Rede de Transporte – Contratos de capacidade diária para entrega a clientes**

Considera-se positiva a introdução de maior flexibilidade na utilização da rede de transporte, através da introdução de tarifas mensais e diárias de contratação de capacidade nas saídas da rede de alta pressão.

Efetivamente, e considerando as simulações apresentadas pela ERSE, a introdução deste tipo de tarifas potencia o aumento dos volumes introduzidos no SNGN (no mínimo 10% de consumo adicional tendo em conta o cenário mais gravoso), com benefício para todos os seus utilizadores, e permite o alinhamento com o mercado espanhol, designadamente no caso das centrais de ciclo combinado, contribuindo para a sua competitividade.

Salienta-se também que, tendo em conta os cenários trabalhados e apresentados pela ERSE, é possível garantir a introdução deste tipo de soluções tarifárias sem prejudicar a recuperação de proveitos do Operador da Rede de Transporte, o que consideramos adequado e positivo.

Neste contexto, e sem prejuízo do princípio de que os multiplicadores para o cálculo destas tarifas de curto prazo não deverão conduzir a soluções que na prática não sejam aplicáveis por falta de competitividade, concorda-se com a introdução das tarifas diárias e mensais de acesso à rede de transporte, para entrega a clientes, salvaguardando os proveitos do operador da rede de transporte.

Consideramos também importante salientar, uma vez que não está claro na proposta se a escolha desta opção tarifária diária teria de ser exercida por períodos mínimos de 12 meses, que a flexibilidade associada a este tipo de tarifas só se concretiza se for possível optar por esta solução em complemento de uma opção tarifária de base, como sejam as tarifas de longa ou curta utilização. Este modelo, que é aliás o implementado em Espanha, permite assim aumentar de forma efetiva a flexibilidade de operação de clientes específicos como as centrais.

Como nota final, importa clarificar que consideramos que deve ser este o caminho para a dinamização do sector do gás natural e para a promoção da sua utilização, de forma a assegurar a sua sustentabilidade, evitando-se quaisquer soluções que promovam ou



recorram à subsidiação cruzada entre o sector elétrico e o sector do gás natural, devendo os dois sistemas garantir a sua sustentabilidade de forma independente.

A este propósito, importa referir que, com base na informação disponível publicamente, atentos os consumos históricos dos clientes de gás natural e do segmento elétrico em particular, pode concluir-se, por um lado, que os pressupostos de consumo que estiveram na base do projeto de introdução de gás natural em Portugal têm vindo a ser cumpridos e, no seu todo, até mesmo antecipados, dado que os volumes atuais estão em linha com os que se perspetivavam para o ano 2020 nesse projeto, o qual abrangia já o conjunto de gasodutos troncais efetivamente utilizados pelas CCGT existentes em Portugal.

Concretamente no que respeita às centrais de ciclo combinado pertencentes à EDP, ressaltamos que estas sempre asseguraram a contratação e respetivo pagamento da capacidade necessária na infraestrutura de transporte de gás natural em alta pressão para garantir o fornecimento de gás natural necessário à sua produção de eletricidade, tendo optado em cada momento pela solução tarifária que melhor se adaptava à sua tipologia de funcionamento, com base em princípios de racionalidade económica e de forma a otimizar a sua competitividade.

Assim, consideramos também por estes motivos não existir fundamento ou necessidade para que se introduzam mecanismos menos transparentes na regulamentação aplicável em ambos os sectores.

### **3.2.3. Dinamização do Acesso ao Terminal de GNL de Sines - Mecanismo de Incentivo às Trocas Reguladas**

A EDP tem vindo a defender desde o início do processo de regulação do sector do gás natural que é fundamental que seja assegurada a dinamização do acesso ao terminal de GNL de Sines bem como a sua competitividade face aos terminais espanhóis, como forma de contribuir para o aumento da liquidez e competitividade do sector do gás natural em Portugal.

A ERSE tem vindo a introduzir diversas melhorias na regulação e estrutura tarifária de acesso a esta infraestrutura, designadamente a introdução de produtos de curto prazo ou a definição do mecanismo de incentivo às trocas reguladas agora em análise, que se têm vindo a demonstrar insuficientes para atingir os objetivos esperados.

Nesta proposta de revisão do mecanismo, a ERSE propõe uma medida objetiva que consiste na redução do limiar de consumo elegível para aplicação do mecanismos, de 2 TWh para 1 TWh, que se considera positiva.

Ainda assim, para que esta medida tenha uma aplicação prática simples e concreta, seria vantajoso que em vez de 1 TWh, se considerasse antes o volume equivalente a 1 navio de aproximadamente 900 GWh, sendo que o volume seria indicativo e aferido em função da descarga efetivamente ocorrida.

Por outro lado, a revisão da forma de cálculo do volume de armazenagem correspondente à aplicação do incentivo, parece-nos pouco clara e potenciadora de penalizar o fornecedor incumbente, o que também não é o pretendido.



Adicionalmente, este mecanismo obriga os novos agentes a uma articulação prévia com o fornecedor incumbente que pode atrasar processos de compra e venda de cargas no mercado.

Considera-se por isso que a revisão do mecanismo de incentivo deve ser clara, ambiciosa e objetiva no seu propósito de dinamizar o acesso àquela infraestrutura.

Neste sentido propõe-se que este incentivo seja complementado por uma nova regra de aplicação automática e viabilizada pela via tarifária, aplicável a comercializadores que pretendam introduzir no máximo 2 cargas em Sines em cada ano, sendo aplicável carga a carga, e que na prática corresponda a uma tarifa de armazenagem reduzida, alinhada com a possível de obter numa utilização em cruzeiro daquela infraestrutura.

Os agentes que aderissem a este mecanismo poderiam assim iniciar a sua atividade em Sines sem uma elevada penalização nos seus custos logísticos e evoluir posteriormente para uma utilização mais intensiva.

#### **3.2.4. Ajustamento para perdas e autoconsumos**

Considera-se que o RARII (Artigo 19.º) poderá apresentar incoerências face ao disposto no RRC (Artigo 238.º).

Por um lado, o RRC prevê que a energia a atribuir aos agentes de mercado deve coincidir com o valor nos pontos de saída da rede de transporte, devendo os mecanismos de acerto de consumos contemplar o ajustamento das quantidades apuradas por agente às quantidades medidas nos pontos de saída da rede de transporte.

Por outro lado, o RARII prevê que os operadores das infraestruturas devem assumir, face aos agentes de mercado, o risco de fugas de gás natural e furtos na infraestrutura que operam.

Sendo razoável assumir que as saídas de gás devam ser reconciliadas com as entradas, o contexto regulamentar deve também assegurar os incentivos corretos aos agentes com poder de monitorização e mitigação de riscos, como é o risco de fraude.

Sendo a monitorização de redes e equipamentos de medida uma responsabilidade do operador da rede, o risco associado a perdas com origem em situações de fraude deve ser também uma responsabilidade deste agente, que é quem deverá ter os incentivos adequados para a sua mitigação.

Assim, o quadro regulamentar deverá contemplar a reconciliação entre saídas e entradas de gás, na atribuição de consumo aos diversos agentes, excluindo o efeito de fraude que deverá ser assumido pelo operador da rede à qual o cliente esteja ligado.

Neste sentido, deveria ser assegurado que: (1) a faturação de energia apurada em resultado de situações de fraude seja faturada diretamente pelo operador de rede ao cliente, devendo o comercializador ser informado deste facto; (2) esta energia não seja imputada aos comercializadores para efeito de balanços e repartições.

### 3.2.5. Projetos de investimento e relatórios de execução do orçamento

O artigo 27.º levanta algumas dúvidas de interpretação, não ficando claro se diz respeito a reporte no âmbito na Norma 12 ou eventualmente do PDIRD, bem como aos respetivos prazos, formatos e procedimentos do reporte em si.

Neste sentido, solicita-se a revisão da redação deste artigo, de forma clarificar o tipo de reporte pretendido, bem como os elementos necessários, formatos, prazos e procedimentos de envio da informação.

### 3.2.6. Diferenciação do contrato de uso das infraestruturas

Sugere-se a seguinte redação do Artigo 9º:

*“1 - Os contratos de uso das infraestruturas devem integrar as condições relacionadas com o uso das infraestruturas e podem diferir ~~diferem~~ consoante o tipo de agente de mercado em causa: (...).”*

### 3.2.7. Cessação do contrato de uso das infraestruturas

Sugere-se a seguinte redação do Artigo 12º:

*“1 - Os contratos de uso das infraestruturas podem cessar por:*

*a) Acordo entre as partes.*

*b) Caducidade por:*

*i) Denúncia do agente de mercado.*

*ii) Extinção do registo de comercializador ou da licença de comercializador de último recurso retalhista.*

*c) Rescisão por:*

*I. Incumprimento do disposto no contrato de uso das infraestruturas, nomeadamente:*

*i) Falta de pagamento, por parte dos agentes de mercado, das faturas de uso das infraestruturas;*

*ii) Falta de prestação ou de atualização da garantia, nos prazos contratualizados e após solicitação pelo operador de rede para o efeito.*

*II. Incumprimento das disposições regulamentares aplicáveis, designadamente as constantes do presente Regulamento, do Regulamento de Relações Comerciais, do Regulamento da Qualidade de Serviço e do Regulamento de Operação das Infraestruturas.*

*III. Incumprimento do disposto no Regulamento da RNTGN, Regulamento de Armazenamento Subterrâneo e no Regulamento de Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.*

*~~III) Incumprimento do disposto no contrato de uso das infraestruturas.~~*

2 - Com a cessação do contrato de uso das infraestruturas extinguem-se todos os direitos e obrigações das partes, conforme previsto no Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interlições, sem prejuízo das obrigações que incumbam ao agente de mercado, da exigibilidade das quantias em dívida e da possibilidade de execução das garantias. ~~do cumprimento dos encargos emergentes do contrato cessado, conferindo aos operadores das infraestruturas o direito de interromperem o fornecimento e de procederem ao levantamento do material e equipamento que lhes pertencer.~~

3 - A rescisão por incumprimento do disposto no contrato de uso das infraestruturas deve ocorrer em situações não reclamadas pelo agente de mercado ou cujo processo de resolução de conflitos tenha resultado em efetivo incumprimento por parte do agente de mercado notificado pelo operador de rede.

4 - A rescisão do contrato de uso das infraestruturas deve ser precedida de um aviso prévio ao agente de mercado, concedendo a este um prazo mínimo de 8 dias para regularizar a situação que constitui causa para o incumprimento, sob pena de cessação do Contrato, sem prejuízo do disposto no número anterior.

5 - Com a cessação do contrato de uso das infraestruturas, o operador da rede de distribuição deve dar conhecimento ao gestor do processo de mudança de comercializador e ao comercializador de último recurso retalhista.

6 - Cessando o contrato, o operador da rede de distribuição tem o direito de fazer cessar o acesso à rede e respetivos serviços e de proceder ao levantamento do material e equipamento que lhe pertencer.

Adicionalmente, este ponto suscita a necessidade de acautelar o fornecimento supletivo, para prevenir situações em que o comercializador de um cliente deixe de reunir as condições para continuar a sua atividade, nomeadamente com a cessação do contrato de uso de redes com o operador da rede à qual o cliente está ligado.

Neste sentido, torna-se necessário definir regras e procedimentos, relativas ao fornecimento supletivo de gás natural.

### **3.2.8. Duração dos contratos de uso das infraestruturas**

O número 1 do Artigo n.º 11 está em desacordo com o ponto 2 da cláusula 4.º do contrato de URD e deverá ser harmonizado.

### **3.2.9. Definições de dia gás e ano gás**

Propõe-se a alteração das definições de ano gás e dias gás constantes do número 2 do Artigo 3.º de acordo com o seguinte:

“c) Ano gás – período compreendido entre as ~~00:00h~~ 05:00h de 1 de outubro e as ~~24:00h~~ 04:59h de 1 de outubro do ano seguinte”; e,

“o) Dia gás – período compreendido entre as ~~00:00h~~ 05:00h e as ~~24:00h~~ 04:59h do ~~mesmo dia seguinte.~~”



Desta forma é possível alinhar o ano gás com o ano de contratação de capacidade, permitindo aos agentes conhecer na íntegra as tarifas aplicáveis aos acessos às infraestruturas.

### **3.2.10. Definição de perdas**

Sugere-se a seguinte redação do número 2 do Artigo 3º:

*“aa) Perdas – descarga ou queima de gás natural para efeitos de processo ~~controle de pressão ou intervenção nas instalações~~, no qual o gás natural é queimado ou dispersado de forma controlada e voluntária”.*



### **3.3. Regulamento de Operação das Infraestruturas**

#### **3.3.1. Implementação do Código de Rede de Balanço**

Relativamente aos encargos de Neutralidade, e ao contrário do proposto na revisão regulamentar, considera-se que o modelo 2 é o que melhor garante a equidade entre agentes e a imputação de custos aos seus causadores, que serão naturalmente proporcionais aos volumes movimentados. Adicionalmente, o modelo 1 não contribui para a transparência do sector, ao assentar na definição de uma tarifa aplicável às entradas e não às saídas da rede de transporte.

Já quanto ao modelo de fornecimento de informações para efeitos de compensação da RNTGN, a proposta da ERSE recai na variante 2 prevista na regulamentação europeia, tal como previamente anunciado em reunião com os agentes de mercado. Sobre este ponto, e tendo em consideração a necessidade de revisão célere de toda a sub-regulamentação aplicável, de modo a cumprir com a data de 1 de outubro, salienta-se novamente a importância de envolvimento dos agentes de mercado desde o início do processo de revisão e não apenas numa fase final de aprovação de opções adotadas.

Consideramos no entanto importante salientar desde já que a variante 2 acima referida tem desde logo como implicação direta, nos termos previstos no Código de Balanço, que os agentes que utilizarem as previsões estabelecidas pelos operadores para as suas nomeações de utilização de rede, relativamente aos seus clientes não telemedidos, não poderão ser penalizados por desbalanceamento na componente de nomeação relativa a esses consumos, sendo apenas responsáveis por repor as suas existências na rede.

Deve ser também clarificada na subregulamentação a forma de reposição pelos comercializadores do gás natural necessário como resultado das diferenças entre estimativas e leituras reais, sendo que consideramos que o entendimento avançado pela ERSE no passado mês de Junho de 2015 se mantém e que os comercializadores poderão repor em espécie os desvios diários apurados. Sugere-se ainda, como forma de otimizar a contratação de capacidade por parte dos comercializadores, que a ERSE pondere a possibilidade destes desvios serem repostos ao longo do mês seguinte ao mês em que se produzem.

#### **3.3.2. Operação de Infraestruturas**

Tendo em consideração as alterações significativas que terão de ser estabelecidas na sub-regulamentação, designadamente os mecanismos firmes de perda de capacidade não utilizada no curto e longo prazo, considera-se que o modelo mais adequado para o desenvolvimento dessa documentação complementar seria através do “fórum de seguimento”, que envolvesse representantes dos diversos *stakeholders* e não por proposta dos operadores de infraestruturas à ERSE com posterior consulta de interessados.

Em relação às alterações a introduzir no sistema por via das regras europeias, considera-se que é de todo o interesse para o sistema nacional de gás natural, e assegurando-se o cumprimento da regulamentação europeia aplicável, explorar sempre que possível



medidas que tirem partido da flexibilidade intrínseca do sistema, designadamente do *linepack*.

A este propósito, consideramos positivo que a ERSE permita a disponibilização de *linepack* aos agentes, sob a forma de um “serviço de flexibilidade” a preço competitivo, sendo que o acesso a esse serviço deveria estar alinhado com a tipologia de comercializador e a sua elegibilidade, ou não, para o mecanismo de penalidade por desbalanceamento, devendo ser dada prioridade aos agentes que corram efetivamente este risco nos termos da “variante 2” do modelo preconizado no Código de Balanço.

### 3.4. Regulamento das Relações Comerciais

#### 3.4.1. Área de influência da rede

No âmbito da definição da área de influência de rede, existem outras condicionantes técnicas ou económicas impostas por entidades terceiras que não estão contempladas (ex: pavimentações para além do limite necessário à construção da infraestrutura, materiais de compactação e métodos construtivos especiais, trabalhos em horário suplementar, necessidade de policiamento, taxas de obra, entre outros) e que acarretam um sobrecusto em relação à construção *standard*.

Assim, no sentido de acautelar estas condicionantes extraordinárias, impostas pelas entidades competentes, sugere-se a seguinte proposta de redação no Artigo 162.º:

“(…)

*3- A área de influência da rede de distribuição, definida nos termos do número anterior, pode vir a ser limitada pela existência de infraestruturas lineares, ~~designadamente autoestradas, vias férreas ou cursos de água, quando o seu atravessamento exigir condições técnicas ou económicas especiais~~ quando na sua intervenção se exigam condições técnicas ou económicas especiais.”*

#### 3.4.2. Encargos de ligação à rede de distribuição

As ligações às redes de distribuição podem implicar outros encargos, impostos por entidades terceiras (ex: pavimentações para além do limite necessário à construção da infraestrutura, materiais de compactação e métodos construtivos especiais, trabalhos em horário suplementar, necessidade de policiamento, taxas de obra, entre outros).

Assim, no sentido de acautelar estas condicionantes extraordinárias, impostas pelas entidades competentes, sugere-se a alteração de redação dos seguintes artigos:

##### 1. Artigo 169.º

“(…)

*1 - A ligação à rede de distribuição de instalações de clientes em BP com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup> (n), dentro da área de influência da rede de distribuição, pode tornar necessário o pagamento de encargos relativos à construção dos seguintes elementos de ligação:*

*a) Ramal de distribuição.*

*b) Rede a construir.*

*c) Condicionantes técnicas ou económicas especiais.*

*2 - Os encargos relativos à construção do ramal são suportados pelo operador da rede de distribuição até ao comprimento máximo aprovado pela ERSE, excluindo os referidos na alínea c) do número anterior, que ficam a cargo do requisitante.*

“(…)



4 - Os encargos com a rede a construir são suportados pelo requisitante de acordo com os valores a publicar pela ERSE, acrescidos dos referidos na alínea c) do número 1.

(...)”

2. Artigo 174.º:

“(…)”

5 - Mediante acordo entre o requisitante e o operador da rede distribuição, para ligações de clientes que requisitem uma ligação em que se prevê consumo anual igual ou inferior a 10 000 m<sup>3</sup> (n), o orçamento pode ser substituído por uma estimativa orçamental, com validade e eficácia idênticas à do orçamento, sem prejuízo de a referida estimativa incluir uma cláusula de reserva que permita a sua revisão, com base em factos supervenientes devidamente fundamentados que inviabilizem, nomeadamente, ~~o traçado inicialmente orçamentado~~ o traçado ou as condições inicialmente orçamentadas tais como as referidas na alínea c) do n.º 1 do Artigo 169.º.”

**3.4.3. Encargos com alteração de ligações existentes**

Nos pontos 2 e 3 do Artigo 173.º são referidos dois conceitos: “comprimento máximo dos ramais de distribuição” e “extensão total da obra”.

Solicita-se clarificação sobre a definição destes dois conceitos.

**3.4.4. Custos com a integração nas redes de pólos de consumo existentes**

No número 3 do Artigo 180.º, por lapso, é feita referência ao número 2 do Artigo 179.º quando deveria ser ao número 1.

Assim, onde se lê “...do n.º 2 do Artigo 179.º ...”, deve-se passar a ler “...do n.º 1 do Artigo 179.º...”.

**3.4.5. Identificação da instalação ligada à rede – Código Universal da Instalação**

Sugere-se a seguinte alteração do Artigo.º 195.º :

“(…)”

a) O respetivo código universal de instalação, definido nos termos do Artigo 197.º, o qual será atribuído pelo respetivo operador de rede e divulgado ao mercado, uma vez concluídos os trabalhos necessários para proporcionar a ligação da instalação e estando os elementos necessários à ligação integrados na exploração da rede.

(...)”

**3.4.6. Cessação de contrato de fornecimento com CURR**

Atendendo a que atualmente o prazo para cessação do contrato se situa nos 60 dias, a contar da data de interrupção do fornecimento, e que durante esse período o termo fixo

continua a ser faturado, seria desejável encurtar este prazo de forma a antecipar os prazos de injunção e ação judicial, bem como a baixar o valor da dívida.

Acresce que o RRC é omissivo relativamente a situações que afetam os pedidos de mudança de comercializador com alteração simultânea de titular, nomeadamente por:

- 1) Desistência de clientes que celebraram o contrato à distância ou fora do estabelecimento comercial
- 2) Erro de contratação

Nesse sentido, sugere-se a alteração de redação do Artigo 89.º:

“(…)

*1 - A cessação do contrato de fornecimento pode verificar-se:*

(…)

*e) Pela interrupção do fornecimento de gás natural, por facto imputável ao cliente, desde que a interrupção se prolongue por um período superior a ~~60~~ 30 dias e desde que cumprido um pré-aviso ao cliente faltoso, com a antecedência de 15 dias.*

(…)

*h) Por desistência de clientes que celebraram o contrato à distância ou fora do estabelecimento comercial.*

*i) Por erro de contratação.*”

#### **3.4.7. Utilização da caução**

No sentido de adequar as regras de utilização de caução quando a mesma seja insuficiente para cobrir valores em dívida pelo cliente, e tal como está já previsto no Regulamento das Relações Comerciais do sector elétrico, sugere-se a eliminação do número 2 do Artigo 97.º.

#### **3.4.8. Risco de crédito**

A mudança de clientes dos comercializadores regulados para comercializadores em mercado, bem como a mudança de clientes entre comercializadores em mercado, sendo positiva, cria uma forte exposição a riscos de cobrança de valores em dívida para com os CURR e os comercializadores.

No que diz respeito aos CURR, efetivamente, com a mudança de comercializador e não sendo possível a reposição quando a dívida apenas se detete após a mudança (em particular no que diz respeito à fatura de fecho), o comercializador de último recurso fica exposto a valores de dívida sobre os quais não tem quaisquer mecanismos para atuar.

Relativamente aos comercializadores em mercado, este risco também existe, com a agravante destes não poderem objetar a saída de clientes da sua carteira, para outro comercializador, mesmo estando o cliente em situação de dívida efetiva.

Assim, tal como sucedeu na revisão regulamentar do sector elétrico, em finais de 2014, sugere-se a incorporação de medidas que prevejam:

- A possibilidade de interrupção de fornecimento quando, tendo o cliente mudado de comercializador, se encontre em situação de dívida relativamente à fatura de acerto final. Não obstante o atual RRC de eletricidade apenas prever este mecanismo para o CUR, propõe-se que este mecanismo seja transposto para o gás natural e que esteja disponível para todos os comercializadores, como forma de mitigar comportamentos nefastos para o sistema, com reflexo direto nos clientes bons-pagadores. Tal passaria por atribuir ao comercializador cessante o direito de solicitar a interrupção do fornecimento de energia a ex-clientes com dívidas em atraso, sem prejuízo do cumprimento do prazo de pré-aviso ao cliente e deste direito ser limitado no tempo, como sucede na eletricidade.
- O alargamento do regime de prestação de caução, podendo o comercializador passar a solicitar a interrupção de fornecimento por facto imputável ao cliente, nas situações de falta de prestação ou de atualização da caução.
- A possibilidade de adoção de um mecanismo voluntário, no âmbito da mudança de comercializador, pelo qual os comercializadores possam acordar integrar o mecanismo de apresentação da fatura com o acerto final de contas, através do novo comercializador da instalação consumidora.

#### **3.4.9. Definição de dia gás e ano gás**

Propõe-se a alteração das definições de ano gás e dias gás, tendo em consideração o disposto no Código de Rede Europeu. Assim, as alíneas c) e r) passam a ter a seguinte redação:

“(…)

c) Ano gás – período compreendido entre as ~~00:00h~~ 05:00h de 1 de outubro e as ~~24:00h~~ 04:59h de 1 de outubro do ano seguinte.

r) Dia gás – período compreendido entre as ~~00:00h~~ 05:00h e as ~~24:00h~~ 04:59h do ~~mesmo~~ dia seguinte.

#### **3.4.10. Definição de grande cliente**

Originalmente, o conceito de grande cliente teve por base a diferenciação entre o CURR e o CURG.

No atual contexto, esta diferenciação torna-se desnecessária pelo que se propõe que seja feita apenas a diferenciação entre cliente não-doméstico com consumo anual inferior ou igual e cliente não-doméstico com consumo anual superior a 10 000 m<sup>3</sup> (n).

Desta forma, sugere-se a seguinte redação do Artigo 9º:

(…)

*3 - As classes de clientes são as seguintes:*

*a) Clientes domésticos.*

*b) Clientes economicamente vulneráveis.*

*c) Clientes não-domésticos com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup> (n).*



*d) Clientes não-domésticos com consumo anual superior a 10 000 m<sup>3</sup> (n) ~~e inferior a 2 milhões de m<sup>3</sup> (n).~~*

*e) ~~Clientes com consumo anual igual ou superior a 2 milhões de m<sup>3</sup> (n), designados por grandes clientes.~~*

*f) Clientes detentores de licenças para utilização privativa de gás natural, cujas instalações são abastecidas por UAG da sua propriedade.*

#### **3.4.11. Interrupções por fraude**

Nos casos de suspeita de fraude o cliente deverá facultar o acesso ao sistema de contagem de imediato sem ser necessário pré-aviso, para assegurar uma adequada deteção e verificação de situações prejudiciais para todo o sistema de gás natural. Caso contrário perde-se o efeito surpresa e o cliente poderá alterar entretanto a situação, possivelmente de forma temporária.

Verificamos com agrado a alteração do Artigo 61º, no entanto, ao acrescentar apenas a alínea g) ao ponto 2, fica também a situação de interrupção por falta de pagamento com a possibilidade de corte sem pré-aviso. Desta forma, sugere-se a seguinte redação do Artigo 61.º:

*“1 - O serviço prestado pelos operadores das redes pode ser interrompido por facto imputável ao cliente nas seguintes situações:*

*(...)*

*g) Verificação da existência de ~~procedimento fraudulento ou na falta de pagamento devido, nos termos da legislação aplicável.~~*

*h) Verificação da existência de procedimento fraudulento.*

*i) Quando solicitado pelos comercializadores de último recurso retalhistas ou pelos comercializadores, nos termos do Artigo 246.º.*

*2 - A interrupção do serviço prestado pelos operadores das redes nas condições previstas no número anterior, só pode ter lugar após pré-aviso, por escrito, com uma antecedência mínima relativamente à data em que irá ocorrer, salvo no caso previsto nas alíneas e), e f) e h) caso em que deve ser imediata, sem prejuízo de comunicação ao cliente desse facto.”*

#### **3.4.12. Energia**

Sugere-se a seguinte redação para o Artigo 210.º:

*“(…)*

*2 – Quando o equipamento de medição está associado a dispositivos de registo de pressão e temperatura no ponto de medição, a energia será determinada através das seguintes grandezas:*

*a) Poder calorífico superior do gás natural*

b) Volume de gás natural medido no ponto de medição

c) Correção da pressão e temperatura

~~34~~ - A existência de dispositivos de registo da pressão e da temperatura no ponto de medição depende do equipamento de medição instalado, nos termos do Artigo 202.º.

~~43~~ - A determinação do poder calorífico superior do gás natural deve cumprir o disposto no RQS e no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

~~5~~ - ~~A determinação da energia a partir das grandezas medidas referidas no n.º 2 é efetuada pela multiplicação das mesmas, considerando a aplicação de fatores de correção nos termos definidos no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.~~

### **3.4.13. Faturação de capacidade em GRMS em anel**

Sugere-se a seguinte alteração de redação do Artigo 230.º:

“1 - Na fronteira entre a rede de transporte e as redes de distribuição, a medição da quantidade máxima diária é efetuada por ponto de entrega da rede de transporte às redes de distribuição.

2 - No caso de GRMS em que o seu regime de funcionamento seja em anel, a capacidade será calculada de uma forma conjunta, salvaguardando as condições técnicas e individuais de cada GRMS. (ponto virtual desde que o físico não tenha limitações).”

### **3.4.14. Informação a prestar pelo Operador da Rede de Transporte**

Sugere-se a inclusão de um novo artigo, em complemento aos artigos 227.º e 228.º, que preveja a disponibilização, pelo operador da rede de transporte, numa plataforma de acesso controlado, com as características dos equipamentos assim como os seus certificados.

Esta necessidade advém da importância destes elementos para a transparência da qualidade da medição, assim como o cumprimento do artigo 17.º do RARII, pelo que as características dos principais equipamentos deverão ser disponibilizadas ao mercado pelos operadores.

Assim, sugere-se que o novo artigo tenha a seguinte redação:

“Artigo 228-A.º - Informação a prestar pelo ORT

O ORT deverá disponibilizar numa plataforma de acesso controlado, as características dos equipamentos assim como os seus certificados.”

### **3.4.15. Correção de erros de medição e de leitura**

Sugere-se a seguinte redação do Artigo 231.º:

“(…)

3 - A correção de erros de medida e leitura será objeto de acordo entre os operadores das redes.”



#### **3.4.16. Responsabilidade de perdas e diferenças de medição**

Conforme já referido no ponto 3.2.43, o RRC (Artigo 238.º) apresenta incoerências face ao disposto no RARII (Artigo 19.º).

#### **3.4.17. Capacidade utilizada**

Os artigos 205.º e 208.º estabelecem a capacidade utilizada mínima (anual e mensal, respetivamente), na ausência de acordo entre as partes.

A EDP considera poder não fazer sentido existir um acordo que irá beneficiar um cliente que alegue estes artigos sem aparentemente existir um racional por trás.

O próprio operador da rede de distribuição é colocado numa posição fragilizada já que não tem argumentos para recusar um acordo que está previsto em regulamento. Deste modo propõe-se a eliminação da possibilidade de acordo do ponto 3 do Artigo 205.º.

Ainda relacionado com este tema, os artigos 207.º e 209.º remetem, por lapso, para o Artigo 136.º quando deveriam remeter para o Artigo 204.º.

Nesse sentido, estes artigos devem passar a ter a seguinte redação:

“Artigo 207.º Capacidade mensal adicional

1 - Para efeitos do disposto no Artigo ~~136~~204.º, a capacidade mensal adicional corresponde à diferença entre a capacidade mensal determinada no mês de faturação e a capacidade base anual, se positiva, em kWh/dia.

(...)”

“Artigo 209.º Capacidade diária

1 - Para efeitos do disposto no Artigo ~~136~~204.º, a capacidade diária corresponde ao consumo diário, em kWh/dia.

(...)”

#### **3.4.18. Informação de leituras**

O atual quadro regulamentar gera situações de assimetria na informação a que cada agente tem acesso e, em último caso, a reclamações por parte dos clientes.

O RRC prevê que:

- (Artigo 99.º): a faturação apresentada pelos comercializadores aos seus clientes tem por base a informação de dados de consumo disponibilizada pelos operadores de rede, não obstante o comercializador possa efetuar estimativas para efeitos de faturação.
- (Artigo 242.º): Embora os operadores de redes sejam as entidades responsáveis pela leitura dos equipamentos de medição, quer o cliente quer o seu comercializador têm a faculdade de efetuar a leitura dos equipamentos de medição e a sua comunicação. A comunicação das leituras recolhidas pelo cliente pode ser efetuada através dos meios que o operador da rede disponibilize para o efeito, nos termos previstos no RQS.



- Daqui podem decorrer várias situações de assimetria de informação, nomeadamente:
- O cliente informa o comercializador da leitura, que a utiliza para efeitos de faturação mas não a comunica ao operador de rede respetivo, não estando previsto no regulamento a obrigação de informação de leitura pelo comercializador ao operador de rede;
- O cliente informa o comercializador da leitura, que a utiliza para efeitos de faturação e informa o operador de rede respetivo. O operador de rede não considera a leitura informada e como tal não a reflete na informação enviada ao comercializador.
- O cliente informa o operador de rede que não a considera e, como tal, não a comunica ao comercializador.

De cada um destes cenários podem resultar reclamações por parte dos clientes sem que cada um dos agentes envolvidos tenha toda a informação para conseguir avaliar o tema e dar uma resposta adequada ao cliente. Outro resultado possível é a interrupção de fornecimento pelo operador de rede, por ausência de leituras por período prolongado, tendo o cliente disponibilizado leituras junto do seu comercializador.

Assim, urge clarificar este tema e estabelecer regras onde atualmente o regulamento está omissivo, nomeadamente a definição das responsabilidades no processo das leituras e procedimentos que devem ser seguidos por cada agente.

Deve ser clarificado:

- Que os comercializadores devem utilizar as leituras disponibilizadas pelos clientes para efeitos de faturação, minimizando o efeito de faturação por estimativa;
- A obrigatoriedade de reciprocidade na disponibilização de informação de leituras entre comercializadores e operadores de redes (e vice-versa), a periodicidade (sugere-se entre ORD e comercializadores que seja, no mínimo, mensal) e com que fluxos de comunicação (tem de ser estabilizado um modelo uniforme de comunicação desta informação);
- A obrigatoriedade de informação pelo operador de rede ao comercializador da validade da leitura disponibilizada e incorporação da mesma na faturação de acesso às redes, bem como em que prazos tal deve ocorrer e com que fluxos de informação (tem de ser definido um modelo uniforme de comunicação desta informação).

#### **3.4.19. Conteúdo do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados**

Sugere-se as seguintes alterações no Artigo 250.º:

“(…)

*2 - As regras a observar na implementação e operação dos sistemas de telecontagem constantes do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, incluem, entre outras, as seguintes matérias:*

(…)



c) ~~Procedimentos de verificação e manutenção do sistema de comunicações e telecontagem.~~

(...)

f) ~~Procedimentos relativos à parametrização remota dos sistemas de medição correção de erros de medição, leitura e de comunicação de dados à distância.~~

(...)”

#### **3.4.20. Princípios gerais da mudança de comercializador**

Nos princípios gerais da mudança de comercializador (Artigo 125.º), é proposto um prazo máximo de 2 dias úteis para a tramitação pelos comercializadores junto da entidade responsável por operacionalizar a mudança de comercializador, dos pedidos que lhe sejam dirigidos pelos clientes.

Considerando as dificuldades e complexidades do processo (entre a angariação e a inserção dos pedidos de *switching*), além da possibilidade de erros de conectividade das plataformas do portal de *switching*, a EDP sugere um prazo mínimo de 5 dias úteis.

#### **3.4.21. Informação no âmbito da mudança de comercializador**

O Artigo 131.º prevê o envio de informação à ERSE, que permita apurar a evolução de mercado de gás natural relativamente à mudança de comercializador.

Solicita-se a clarificação do conceito de consumo inerente à alínea c) do número 2 deste artigo já que não está claro, com a redação atual, se este deve ser o consumo apurado para efeitos de faturação de redes ou se deve ser o consumo imputado a cada comercializador no âmbito dos balanços e repartições.

Acresce ainda que, ao publicar a evolução do mercado com base no consumo real do mês, este não permite ter uma visão adequada da evolução do mercado sendo fortemente influenciado por perfis sazonais o que dificulta a comparabilidade entre períodos.

Sugere-se a adoção de uma métrica de consumo anualizado (12 meses), à semelhança do que sucede no sector elétrico, no sentido de normalizar esta métrica de consumo e permitir assim uma maior simplicidade na análise de evolução entre períodos e comparabilidade entre agentes.

#### **3.4.22. Relacionamento comercial com os clientes**

O artigo 84.º estabelece, no número 2, que as matérias relativas a ligações às redes, avarias e leitura dos equipamentos de medição podem ser tratadas diretamente pelo cliente com o operador da rede de distribuição a cujas redes a instalação do cliente se encontra ligada.

Efetivamente, existem situações em que poderá fazer sentido que o relacionamento seja feito diretamente com o operador de rede, nomeadamente em situações de reposição de fornecimento, quando a interrupção em causa não tenha sido solicitada



pelo comercializador respetivo, ou na informação a prestar ao cliente relativa a interrupções ocorridas.

Assim, sugere-se revisão da redação do número 2 do artigo 84.º, no sentido de alargar a possibilidade de relacionamento direto entre operador de rede e cliente, nas situações específicas da atividade do operador de rede, como as acima indicadas. Naturalmente, o relacionamento entre operador de rede e cliente deverá depender do que estiver estabelecido contratualmente entre operador de rede e comercializador, no âmbito do contrato de uso de redes, já que o comercializador poderá optar por centralizar toda a interação com o cliente, articulando-se depois com o operador de redes em causa.

### **3.4.23. Obrigação de fornecimento a clientes**

No Artigo 85.º, sugere-se eliminar o número 3, relativo às condições de fornecimento aos clientes pelo CURG, que remete para o Artigo 70.º, o que se torna assim redundante.

No número 6 deste mesmo artigo consagra-se, para além dos erros, as situações ilegítima de mudança de comercial. A EDP considera ainda dever alertar que poderá não existir processo de *switching* adequado.

O Artigo 86.º prevê igualmente que o comercializador, quando solicitado expressamente por um cliente abrangido pela sua atividade de comercialização, deve apresentar uma proposta de fornecimento de gás natural nos prazos máximos aqui estabelecidos, a contar da data da formulação do pedido pelo cliente.

Este artigo prevê contudo a isenção desta obrigação quando, para efeitos de apresentação de uma proposta de fornecimento de gás natural, for devido ao comercializador o pagamento de custos adicionais, designadamente decorrentes do regime de contratação pública.

Sugere-se que esta isenção seja igualmente aplicável a situações de clientes que tenham já anteriormente sido fornecidos por aquele mesmo comercializador, cujo contrato tenha terminado por incumprimento contratual por parte do cliente, em particular nas situações em que este tenha deixado dívida vencida com aquele mesmo comercializador.

Sugere-se, assim, a seguinte proposta de redação do número 10 do Artigo 86.º:

“(..)

*10 – O comercializador fica isento das obrigações previstas no presente artigo se:*

*a) para efeitos de apresentação de uma proposta de fornecimento de gás natural, for devido ao comercializador o pagamento de custos adicionais, designadamente decorrentes do regime de contratação pública, o comercializador fica isento das obrigações previstas no presente artigo.*

*b) tratando-se de um cliente que, em contrato anterior com aquele mesmo comercializador, tenha incumprido nas condições acordadas contratualmente, nomeadamente deixando dívida vencida relativa ao contrato anterior.*”



#### **3.4.24. Duração do contrato**

No Artigo 91.º é proposto retirar a referência à possibilidade de rescisão do contrato por parte do cliente com o comercializador de último recurso, ressaltando unicamente a possibilidade que lhe assiste por mudança de comercializador.

No entanto, com esta redação, os clientes dos comercializadores de último recurso retalhistas que apenas queiram rescindir o contrato, sem mudança para o mercado livre (por mudança de local de consumo, por exemplo) não o poderiam fazer deixando de ter esse direito.

Assim, considera-se que o número 1 do Artigo 91.º deveria ter a seguinte redação:

*“1 - Salvo acordo entre as partes, o contrato de fornecimento de gás natural celebrado entre os comercializadores de último recurso retalhistas e os clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m<sup>3</sup> (n) tem a duração de um mês, sendo automática e sucessivamente renovado por iguais períodos, sem prejuízo do direito de denúncia por parte do cliente, a qual deverá ser exercida com uma antecedência mínima de 15 dias em relação à data do termo do contrato ou da sua renovação, e do exercício do direito de escolha de comercializador de gás natural nos termos do presente Regulamento.”*

#### **3.4.25. Alteração da capacidade utilizada**

No sentido de dar a possibilidade aos clientes de fazerem testes aos seus equipamentos e requererem a redução da capacidade, tanto para novos clientes como para os clientes atuais, sugere-se a seguinte proposta de redação do Artigo 106.º:

*3 - No caso de novas instalações de gás natural, ou de instalações de gás natural já em serviço mas que tenham necessidade de alterações relevantes a fazer, em que, após a realização dos testes de funcionamento a que estão sujeitos os seus equipamentos, se verifique uma alteração significativa do perfil de consumos, o cliente pode solicitar a redução da capacidade utilizada, nos termos previstos nos números 1 e 2.*

#### **3.4.26. Informação sobre eficiência energética**

Sugere-se eliminar o artigo 116.º ou clarificá-lo no sentido de definir o que deve exatamente ser incorporado neste tipo de informação e com que formatos e procedimentos.

#### **3.4.27. Taxa de Ocupação do Subsolo**

No sector do gás natural aplica-se a taxa de ocupação do subsolo (TOS), a qual decorre de valores definidos por cada município e que cada ORD aplica aos comercializadores, devendo o ORD manter informação a este respeito atualizada no seu *website*, como previsto no Artigo 53.º.

Os comercializadores devem aplicar essas mesmas taxas de ocupação de subsolo aos seus clientes na faturação por si emitida.

Estas taxas são alteradas nos *websites* dos ORD, idealmente, sempre que recebam indicação de um município nesse sentido, não existindo porém qualquer obrigação de



disponibilização dessa informação aos comercializadores, relativa a essas atualizações. Por outro lado, também não existe obrigação de estas taxas de ocupação de subsolo ficarem publicadas com histórico, e respetivas datas de atualização e aplicação (por vezes retroativa).

Isto cria algumas limitações aos comercializadores que acabam por ter de solicitar aos ORD o envio de TOS atualizadas (já que nem sempre estão atualizadas no *website* respetivo), e consultar frequentemente os *websites* de todos os ORD para assegurar que mantém os seus próprios sistemas de faturação atualizados. Por outro lado, a inexistência de dados históricos publicados, no *website* dos ORD ou de forma centralizada no *website* da ERSE (por exemplo), com as taxas por município e respetivas datas de atualização e aplicação das mesmas, cria também limitações às auditorias anuais da TOS.

Neste sentido, solicita-se a definição de regras claras sobre a obrigação de informação das TOS, sempre que as mesmas sejam atualizadas, e da manutenção de um histórico consultável, de preferência de forma centralizada (no *website* da ERSE por exemplo), com as taxas por município, respetivas datas de atualização e datas a partir das quais as mesmas produzem efeitos (para acautelar situações de aplicação da TOS com efeitos retroativos, como tem já sucedido).

Ainda sobre este tema, os municípios têm vindo a apresentar outras taxas adicionais à TOS, como sejam taxas de via pública e taxas de proteção civil sobre as quais conviria haver tratamento idêntico

Solicita-se à ERSE a definição de regras / procedimentos relativas à repercussão destas taxas.

#### **3.4.28. Interrupção do serviço prestado pelos operadores das redes**

Considerando que atualmente há muitos casos de clientes que são desligados sem conhecimento do distribuidor e que estes são contactados solicitando reposições urgentes do abastecimento de gás, sugere-se a alteração do Artigo 56.º de forma a prever a comunicação pelos ORD aos comercializadores dos clientes afetados por interrupções de fornecimento de gás realizadas por outros motivos que não por razões de interesse público (uma vez que para estes casos já se prevê a comunicação com uma antecedência mínima de 36h), nomeadamente:

- a) Casos fortuitos ou de força maior.
- b) Razões de serviço.
- c) Razões de segurança.

Esta comunicação deveria ser realizada pelo ORD em tempo útil, de forma a permitir aos comercializadores proatividade junto dos clientes, agilizando a sua religação.



### 3.5. Regulamento da Qualidade de Serviço

#### 3.5.1. Informação das interrupções aos clientes

O Artigo 17.º, número 5, estabelece que *“sempre que ocorra uma interrupção nas instalações dos clientes, os clientes afetados devem ser informados, na fatura emitida 45 dias após a ocorrência das interrupções, da data e hora da sua ocorrência, da sua duração e causa.”*

Considera-se que a informação relativa a interrupções é relevante para o cliente no momento em que as mesmas ocorram, não tendo qualquer valor acrescentado para o cliente ter esta informação *a posteriori* e impondo custos adicionais para os agentes, tanto mais que esta obrigação não existe no sector elétrico.

Assim, sugere-se eliminar o número 5, do Artigo 17.º.

#### 3.5.2. Metodologia de verificação das características do gás natural

Sugere-se a seguinte proposta de redação no Artigo 20.º:

*“1 – A verificação das características do gás natural deve ser feita nos seguintes pontos do SNGN:*

*(...)*

*d) Em pontos da rede de transporte ~~ou das redes de distribuição~~ onde se realize a mistura de gases com características diferentes.”*

#### 3.5.3. Frequência Leituras Contadores

Considera-se que o atual nível estabelecido para o cumprimento do indicador previsto no número 3 do Artigo 38.º, representa um custo que poderá ser otimizado sem perda percebida de qualidade para os clientes finais ou comercializadores, fazendo um ligeiro ajuste no valor de referência aceite, para 95%. Efetivamente o conjunto de situações com dificuldade de leitura é superior aos 2% aceites obrigando a empresa a incorrer em custos de repetição de tentativas de leitura extraordinária, com o mero intuito do cumprimento do objetivo estabelecido. Admite-se que um referencial de 95% seja por si um bom referencial, mais facilmente atingível, que não obrigará a incorrer em custos extraordinários na maior parte dos casos desnecessários por ineficazes.

Assim, sugere-se a seguinte proposta de redação no Artigo 38.º:

*“(...)*

*3- Em cada ano, os operadores das redes de distribuição devem assegurar a leitura dos contadores com um intervalo face à leitura anterior inferior ou igual a 64 dias em, pelo menos, ~~98%~~ 95% das leituras.”*

#### 3.5.4. Visita combinada

Sugere-se aumentar as opções de meios de comunicação possíveis para pré-aviso ao cliente, com a seguinte proposta de redação do Artigo 45.º, número 4:



“(…)

*b) Num intervalo de cinco horas, se o operador garantir ao cliente um pré-aviso com a antecedência de uma hora, por via telefónica ou outro meio a acordar entre o operador e o cliente, relativamente ao intervalo de 15 minutos em que é expectável o início da visita.”*

Adicionalmente, e para garantir a adequabilidade destes requisitos a horários razoáveis, sugere-se ainda a seguinte proposta de redação ao Artigo 45.º:

“(…)

*9 - Não é devido o pagamento da compensação prevista no artigo 51.º, se qualquer das partes efetuar a anulação do agendamento de visita combinada ou proceder à sua remarcação com a antecedência mínima de 12 horas relativamente ao início do intervalo de tempo anteriormente acordado.*

(…)

*11 - A contagem dos prazos referidos no ponto 9 suspende-se entre as 20h00 e as 08h00.*

*12 - O operador da rede de distribuição está obrigado a disponibilizar o serviço de visita combinada, nos dias úteis, entre as 08h00 e as 20h00, sem prejuízo de poderem ser estabelecidos pela empresa outros regimes mais favoráveis para o cliente.”*

### **3.5.5. Restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente**

O Artigo 46.º, número 2, estabelece os prazos para restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente.

Nas situações em que este restabelecimento decorra de um pedido de interrupção do comercializador, por falta de pagamento atempado pelo cliente, o restabelecimento estará associado à resolução desta situação pelo cliente e da verificação pelo comercializador.

Neste sentido, cumpre separar os prazos para restabelecimento entre:

- O prazo máximo a decorrer entre o efetivo pagamento por parte do cliente e o pedido de restabelecimento pelo comercializador, junto do ORD;
- O prazo máximo a decorrer entre o pedido de restabelecimento pelo comercializador e o efetivo restabelecimento do fornecimento, pelo ORD.

Da mesma forma, também o Artigo 46, numero 5, relativo ao direito a compensações decorrentes do incumprimento dos prazos anteriormente previstos, deve contemplar esta separação de responsabilidades.

Para este efeito, deve ser apurado de que parte existiu incumprimento e repartir a compensação em função do agente que tenha incumprido.



### 3.5.6. Pagamento de compensações ao cliente

O Artigo 50.º, número 1, estabelece que quando houver lugar ao pagamento de compensações aos clientes, a informação do direito de compensação e o respetivo pagamento devem ser efetuados, o mais tardar, na primeira fatura emitida após terem decorrido 45 dias contados a partir da data em que ocorreu o facto que fundamenta o direito à compensação.

À semelhança do que ocorre com o Artigo 17.º, esta redação pode incluir dois tipos de responsabilidade – a do operador de rede e a do comercializador – que considera-se deverem ser separadas, de forma a clarificar o papel e responsabilidade de cada um.

Neste sentido, sugere-se a seguinte proposta de redação no Artigo 50.º:

“(…)

*1 – Quando houver lugar ao pagamento de compensações aos clientes, a informação do direito de compensação e o respetivo pagamento devem ser efetuados, o mais tardar, na primeira fatura emitida após terem decorrido até 45 70 dias contados a partir da data em que ocorreu o facto que fundamenta o direito à compensação.*

*2 - No caso da compensação prevista no número anterior resultar de incumprimento por parte do operador da rede de distribuição, este deve enviar aos comercializadores informação detalhada sobre o incumprimento e a respetiva compensação, no prazo de 2 dias contados a partir da data em que ocorreu o facto que fundamenta o direito à compensação.*

*3 - Para efeitos do disposto no número anterior 1, o comercializador ou o comercializador de último recurso retalhista deve comunicar essa informação ao seu cliente e proceder ao crédito do valor da compensação sem que seja necessária qualquer solicitação por parte do cliente.*

*4 - Nas situações em que a compensação se deve a um incumprimento por parte do operador de rede, o comercializador ou o comercializador de último recurso retalhista têm direito de regresso sobre esse operador de rede.*

*5 - O disposto nos números anteriores não impede que seja acordado um regime de pagamento mais favorável ao cliente.”*

### 3.5.7. Clientes prioritários

Sugere-se a seguinte proposta de redação no Artigo 56.º:

*“1 - Para efeitos do presente regulamento, são considerados clientes prioritários ~~aqueles para quem a interrupção do fornecimento causa graves alterações no normal funcionamento das suas instalações, entre os quais:~~*

*(…)”*