



QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL

PARTE II

SERVIÇOS LOCAIS E REMOTOS

2025



FICHA TÉCNICA:

Título: Qualidade de Serviço Comercial dos Setores Elétrico e do Gás 2025

Edição: ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

ÍNDICE GERAL

1	INTRODUÇÃO.....	9
2	AGENDAMENTO DA ATIVAÇÃO E DESATIVAÇÃO DO FORNECIMENTO	13
2.1	Enquadramento.....	13
2.2	Caracterização	15
2.2.1	Ativação local de fornecimento - setor elétrico.....	15
2.2.2	Ativação local de fornecimento - setor do gás natural	17
2.2.3	Desativação local de fornecimento – setor elétrico	18
2.2.4	Desativação local de fornecimento – setor do gás natural.....	20
2.3	Conclusões e recomendações	21
3	VISITA COMBINADA.....	23
3.1	Enquadramento.....	23
3.2	Caracterização	23
3.2.1	Cumprimento do intervalo de tempo combinado – setor elétrico	24
3.2.2	Cumprimento do intervalo de tempo combinado – setor do gás natural	25
3.2.3	Cancelamentos e reagendamentos – setor elétrico	27
3.2.4	Cancelamentos e reagendamentos – setor do gás natural	27
3.3	Conclusões e recomendações	28
4	FREQUÊNCIA DA LEITURA LOCAL DE EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO.....	29
4.1	Enquadramento.....	29
4.2	Caracterização	30
4.2.1	Frequência de leitura local – setor elétrico	30
4.2.2	Frequência de leitura local – setor do gás	31
4.3	Conclusões e recomendações	31
5	RESPOSTA A SITUAÇÕES DE EMERGÊNCIA – SETOR DO GÁS.....	33
5.1	Enquadramento.....	33
5.2	Caracterização	33
5.3	Conclusões e recomendações	34
6	ASSISTÊNCIA TÉCNICA	35
6.1	Enquadramento.....	35
6.2	Caracterização	36
6.2.1	Setor elétrico	36
6.2.2	Setor do gás natural.....	38
6.3	Conclusões e recomendações	39
7	RESTABELECIMENTO APÓS INTERRUPÇÃO POR FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE E REPOSIÇÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA	41

7.1	Enquadramento.....	41
7.2	Caracterização	43
7.2.1	Reposição da potência contratada – setor elétrico	43
7.2.2	Restabelecimentos locais do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente	44
7.3	Conclusões e recomendações	50
8	DESEMPENHO NOS SERVIÇOS PRESTADOS REMOTAMENTE NO SETOR ELÉTRICO	51
8.1	Enquadramento.....	51
8.2	Caracterização	52
8.2.1	Ativação remota de fornecimento.....	52
8.2.2	Desativação remota de fornecimento	54
8.2.3	Restabelecimento remoto de fornecimento	55
8.3	Conclusões e recomendações	56
9	CLIENTES PRIORITÁRIOS	57
9.1	Enquadramento.....	57
9.2	Caracterização	57
9.3	Conclusões e recomendações	60

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1-1 – Proporção de equipamentos de medição em redes inteligentes (BTN) Portugal continental.....	15
Figura 2.2-1 – Disponibilidade de agendamento de ativações e solicitações para data posterior a três dias úteis (EE).....	16
Figura 2.2-2 – Disponibilidade de agendamento de ativações e solicitações para data posterior a três dias úteis (GN)	18
Figura 2.2-3 – Disponibilidade de agendamento de desativações e solicitações para data posterior a três dias úteis(EE).....	19
Figura 2.2-4 – Disponibilidade de agendamento de desativações e solicitações para data posterior a três dias úteis (GN).....	21
Figura 3.2-1– Percentagem de visitas combinadas iniciadas dentro do intervalo de tempo acordado	24
Figura 3.2-2 – Percentagem de visitas combinadas iniciadas dentro do intervalo de tempo acordado	26
Figura 3.2-3 – Percentagem de cancelamentos e reagendamentos.....	27
Figura 3.2-4 – Percentagem de cancelamentos e reagendamentos.....	28
Figura 4.2-1 – Frequência da leitura local setor elétrico (EE)	30
Figura 4.2-2 – Frequência da leitura local setor do gás (GN)	31
Figura 5.2-1 – Percentagem de situações de emergência com chegada ao local até 60 minutos.....	34
Figura 6.2-1 – Percentagem de assistências técnicas com chegada ao local dentro dos prazos previstos (EE)	36
Figura 6.2-2 – Percentagem de assistências técnicas com chegada ao local dentro dos prazos previstos (GN)	38
Figura 7.2-1 – Cumprimento de prazos na reposição da potência contratada após redução por facto imputável ao cliente	43
Figura 7.2-2 – Cumprimento de prazos no restabelecimento local após interrupção por facto imputável ao cliente (ORD com mais de 60 000 pontos de entrega).....	44
Figura 7.2-3 – Cumprimento de prazos no restabelecimento local após interrupção por facto imputável ao cliente (ORD com menos de 60 000 pontos de entrega)	45
Figura 7.2-4 – Cumprimento do prazo na comunicação ao ORD para restabelecimento do fornecimento (comercializadores com mais de 60 000 clientes).....	47
Figura 7.2-5 – Cumprimento do prazo na comunicação ao ORD para restabelecimento do fornecimento (comercializadores com menos de 60 000 clientes)	47
Figura 8.2-1 – Indicador do desempenho nos serviços prestados remotamente.....	52
Figura 8.2-2 – Proporção entre ativações e desativações locais e remotas.....	53
Figura 8.2-3 – Ativações remotas de fornecimento realizadas dentro dos prazos e tempo médio de realização.....	54

Figura 8.2-4 – Desativações remotas de fornecimento realizadas dentro dos prazos e tempo médio de realização	55
Figura 8.2-5 – Cumprimento de prazos no restabelecimento remoto após interrupção por facto imputável ao cliente	56
Figura 9.2-1 – Proporção das categorias de clientes prioritários (ORD do setor elétrico)	59
Figura 9.2-2 – Proporção das categorias de clientes prioritários (ORD do setor do gás)	59

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2.2-1 – Compensações pagas pelos ORD por indisponibilidade de agenda, agendamentos com disponibilidade de agenda e montantes pagos, em ativações do fornecimento (EE).....	17
Quadro 2.2-2 – Compensações pagas pelos ORD por indisponibilidade de agenda, agendamentos com disponibilidade de agenda e montantes pagos, em desativações do fornecimento (EE).....	20
Quadro 3.2-1 – Compensações pagas e recebidas pelos ORD por incumprimentos no âmbito de visita combinada (EE)	25
Quadro 3.2-2 – Compensações pagas e recebidas pelos ORD por incumprimentos no âmbito de visita combinada	26
Quadro 6.2-1 – Compensações pagas pelos ORD e pelos clientes no âmbito de assistências técnicas, e totais de deslocações para assistências técnicas (EE)	37
Quadro 6.2-2 – Compensações pagas pelos ORD e pelos clientes no âmbito de assistências técnicas, e totais de deslocações para assistências técnicas	39
Quadro 7.2-1 - Compensações pagas pelos ORD por incumprimentos no restabelecimento do fornecimento, e totais de restabelecimentos realizados	46
Quadro 7.2-2 – Compensações pagas pelos comercializadores por incumprimentos na comunicação aos ORD, e totais de comunicações realizadas	49
Quadro 9.2-1 – Total de clientes prioritários (ORD), por setor	58

1 INTRODUÇÃO

A qualidade de serviço comercial trata do relacionamento com o cliente, atividade predominante dos comercializadores, que são responsáveis pelos principais aspetos comerciais, designadamente a contratação e a faturação. Os operadores das redes de distribuição (ORD) interagem com os clientes em aspetos como as ligações à rede, leituras dos contadores e serviços prestados nas instalações dos clientes (p. ex. avarias, ativações e desativações de fornecimento, troca de contadores, alteração da potência contratada).

Durante a vigência de um contrato de fornecimento de eletricidade ou gás, são poucas as vezes em que é necessária uma visita do operador de rede à instalação do cliente. Excetua-se as recolhas locais de leituras do contador que são efetuadas com periodicidade bimestral no setor do gás e trimestral nas instalações elétricas ainda não integradas em rede inteligente.

As restantes visitas podem ser justificadas pela solicitação de um serviço (p. ex. alteração de potência contratada não efetuada remotamente), a necessidade de uma intervenção técnica não urgente (p. ex. alteração de um contador) ou a necessidade de uma intervenção técnica urgente (restabelecimento do fornecimento local, avarias ou emergências).

A expansão contínua das redes inteligentes no setor elétrico tem vindo a permitir que diversas deslocações sejam substituídas por operações realizadas remotamente, com vantagens significativas para o cliente, mas também para o operador de rede. Esta evolução conduziu a que o Regulamento da Qualidade Serviço (RQS), desde a sua última revisão, contenha indicadores e padrões gerais referentes ao desempenho dos ORD na prestação de serviços de modo remoto.

Neste sentido, e como existem algumas especificidades e diferenças de procedimentos entre os setores, sempre que necessário é feita uma análise separada para cada setor.

O presente relatório dedica-se à análise dos seguintes temas que envolvem deslocações à instalação do cliente ou a realização de operações remotas:

- Ativações de fornecimento,
- Desativações de fornecimento,
- Visitas combinadas,
- Leituras locais do equipamento de medição,

- Resposta a situações de emergência (setor do gás),
- Assistência técnica,
- Restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente.

Adicionalmente, é feito o enquadramento e caracterização do universo dos clientes prioritários.

O RQS estabelece que a ERSE publica anualmente a caracterização e avaliação global da qualidade de serviço do setor elétrico e do setor do gás, até 15 de outubro. Prevê ainda que esta publicação possa ser feita em documentos e momentos distintos. Assim, a ERSE optou por dividir esta matéria em dois documentos, permitindo assim um maior desenvolvimento de cada um dos temas. Este é o segundo documento, a que se junta uma síntese sobre a informação total.

Em resumo, os relatórios referentes à qualidade de serviço comercial, conjuntamente com o Relatório da Qualidade de Serviço Técnica, concretizam a obrigação de reporte da ERSE sobre qualidade de serviço prevista no artigo 122.º do RQS.

A informação que se apresenta resulta do trabalho que a ERSE realiza sobre esta temática, destacando-se as seguintes atividades:

- Análise da informação trimestral enviada pelas empresas,
- Análise dos relatórios da qualidade de serviço publicados pelas empresas,
- Reuniões com as empresas,
- Análise de pedidos de intervenção da ERSE e de reclamações, apresentados por consumidores,
- Ações de fiscalização, designadamente auditorias, inspeções e ações de cliente mistério.

No presente documento procura-se apresentar uma fotografia do ano de 2025, facilitando a comparação entre os agentes. Toda a informação de base utilizada, bem como informação histórica, encontra-se publicada pela ERSE num [portal interativo](#), permitindo análises distintas ou mais aprofundadas da informação apresentada neste relatório.

A informação disponibilizada tem como fonte as empresas que enviaram informação à ERSE, referente ao ano de 2025, abarcando cerca de 83% dos clientes. O esforço intenso de contactos, com comercializadores e operadores de rede, permitiu obter um retrato mais abrangente e preciso do que o do ano anterior, que representou 78% dos clientes.

Contudo, existiram entidades que não reportaram informação relativa a 2025: Cooproriz, Ibelectra, Junta de Freguesia de Cortes do Meio, Naturgy Iberia em Portugal, Oeneo Energy , Powerplus II e Ynerluz .

Não foram incluídas neste relatório as empresas que não tiveram atividade em 2025 ou que só tiveram durante uma parte muito reduzida do ano.

2 AGENDAMENTO DA ATIVAÇÃO E DESATIVAÇÃO DO FORNECIMENTO

2.1 ENQUADRAMENTO

A ativação e desativação do fornecimento de energia são momentos de especial relevância para o cliente, pois trata-se do início ou do fim do fornecimento de um serviço público essencial.

A ativação de fornecimento refere-se às operações necessárias, realizadas pelo operador de rede, para que um cliente passe a ser fornecido, na sequência da celebração de um contrato de fornecimento com um comercializador. Frequentemente este momento coincide com a data a partir da qual a instalação (seja uma habitação ou um estabelecimento comercial ou empresarial) passa a poder ser utilizada.

A desativação de fornecimento refere-se à realização pelo ORD das operações necessárias para o fim do fornecimento a uma instalação de utilização que esteja a ser abastecida, na sequência da cessação de um contrato de fornecimento com um comercializador, por iniciativa do cliente.

À semelhança da expectativa que existe de obter o fornecimento na ativação, na desativação é importante evitar os casos em que o cliente quer rescindir o contrato e se vê obrigado a continuar a ser cliente por falta de capacidade do ORD para desligar a instalação.

Em ambas as situações, o agendamento da visita combinada para a realização da ação deve ser feito junto do respetivo comercializador, que tem em consideração a disponibilidade do operador de rede para executar a operação.

No caso da eletricidade, estas duas operações podem ser realizadas remotamente, nas situações em que a instalação do cliente está integrada em rede inteligente, ou localmente, se tal não se verificar.

Em relação ao gás natural, é frequente uma ativação de fornecimento necessitar de uma inspeção à instalação de gás do cliente, obrigando à presença simultânea de uma entidade inspetora, do operador de rede de distribuição (ORD) e do cliente. Trata-se de uma conciliação complexa entre diversas entidades que, com frequência gera insatisfação e reclamações dos clientes. Esta coordenação pode ser feita pelo próprio cliente, por um comercializador ou pelo ORD, sendo a escolha do cliente. A ativação e desativação são realizadas localmente pelo ORD.

Nos casos em que estas operações são realizadas localmente, os operadores de redes de distribuição devem garantir disponibilidade de agenda que permita a marcação da visita combinada para ativação ou

desativação de fornecimento para um dos três dias úteis seguintes ao momento do agendamento pelo comercializador. Esta obrigação aplica-se a:

- Operações relativas a ativações de fornecimento a consumidores;
- Operações relativas a instalações em baixa tensão que são consideradas ações simples, ou seja, ações de reduzida complexidade técnica e de recursos, designadamente a religação ou desligação de órgãos de corte, ao nível da portinhola ou caixa de coluna, e a instalação ou remoção do contador;
- Situações em que o cliente não indicou uma data específica da sua preferência.

A disponibilidade de agenda é um compromisso entre a empresa e o cliente e que se traduz num indicador individual. O incumprimento por parte do operador de rede da disponibilidade de agenda confere ao cliente o direito a uma compensação no valor de 20 euros. O pagamento da compensação deve ser feito pelo comercializador, sem necessidade de o cliente o solicitar e, o mais tardar, na faturação seguinte após 45 dias da ocorrência da situação que o determina.

Estas operações, no setor elétrico, devem ser realizadas remotamente, sempre que possível. Estão estabelecidos os seguintes prazos para a execução da operação remota, em clientes em baixa tensão normal (BTN):

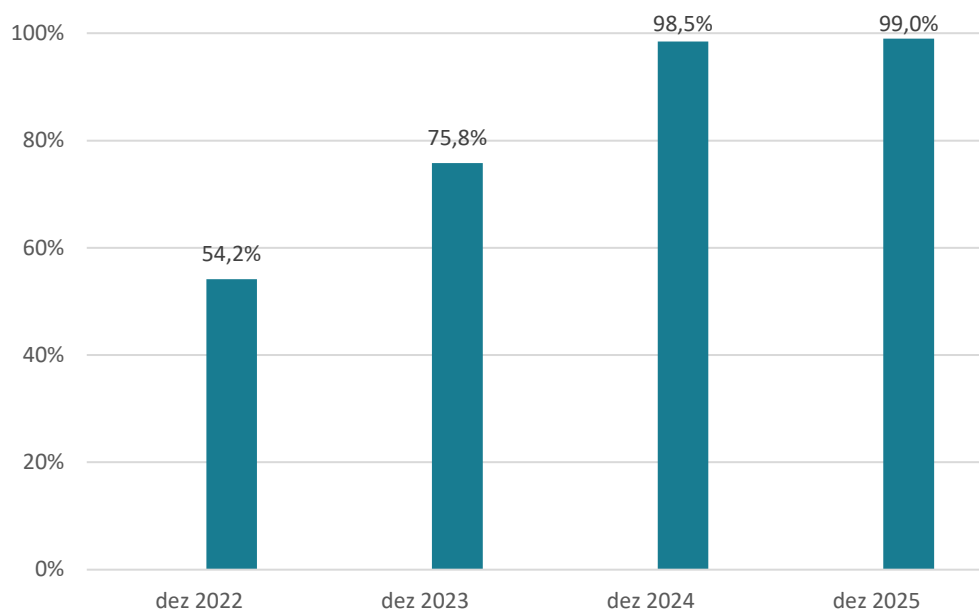
- 24 horas a partir da receção da solicitação do comercializador, caso o cliente não tenha indicado uma data preferencial;
- 24 horas a partir da hora e data preferencial indicada pelo cliente, ao comercializador;
- Caso o cliente solicite urgência na sua realização, deverá ser cumprido o prazo de três horas a partir da receção da solicitação do comercializador. Nestes casos há um pagamento adicional pela urgência.

Se a ativação ou desativação remotas não forem feitas nos prazos anteriores, o operador de rede deve, até 24 horas a partir do final do período estabelecido, informar o cliente, diretamente ou através do respetivo comercializador, de que pode marcar uma visita combinada para a ativação ou desativação, ou de que pode optar por nova tentativa remota. Este aspeto é analisado em capítulo próprio no relatório.

A implantação cada vez maior de redes de distribuição inteligentes, conforme se observa na Figura 2.2-1, para Portugal continental ¹, tem vindo a permitir realizar, progressivamente, mais operações remotas.

¹ Os dados apresentados referem-se à E-Redes.

Figura 2.1-1 – Proporção de equipamentos de medição em redes inteligentes (BTN)
Portugal continental



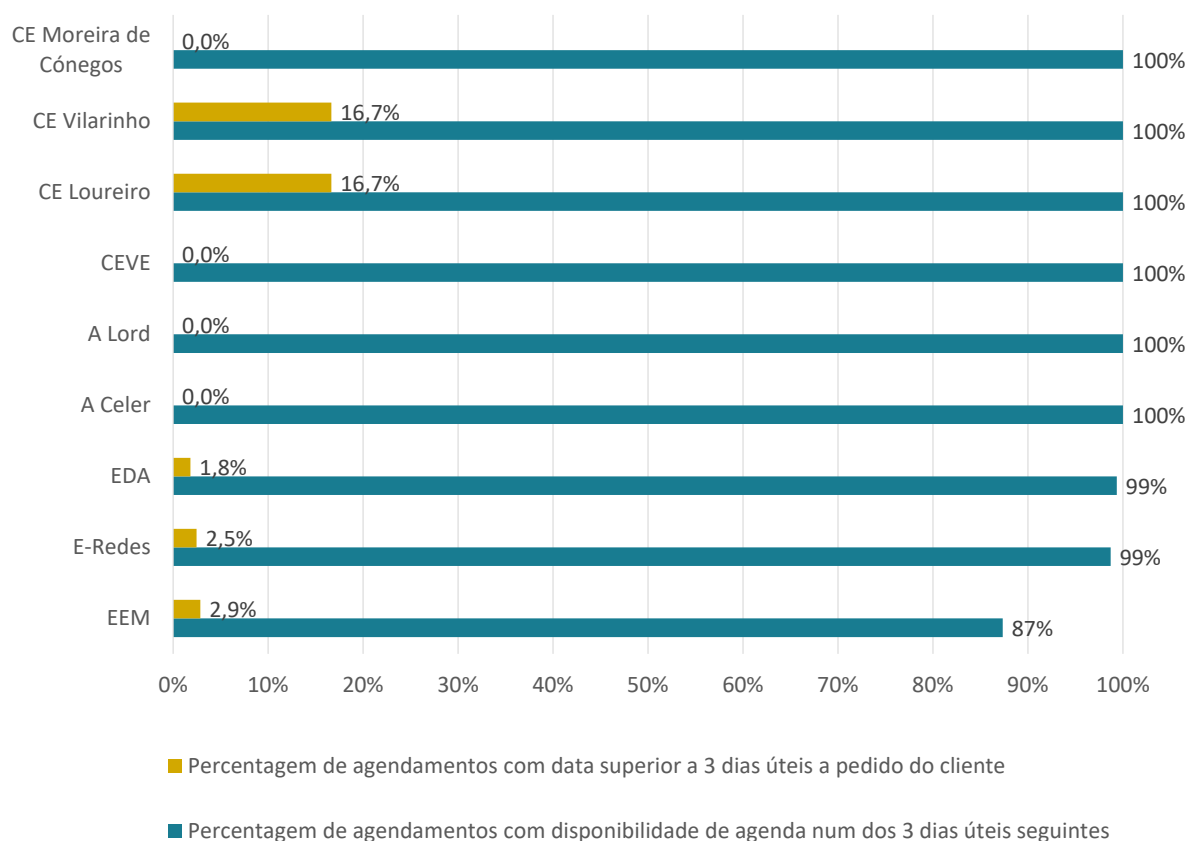
O desempenho dos operadores de redes de distribuição na realização do conjunto das ações remotas é aferido através de um indicador geral e respetivo padrão. Os aspetos referidos são analisados no capítulo 8.

2.2 CARACTERIZAÇÃO

2.2.1 ATIVAÇÃO LOCAL DE FORNECIMENTO - SETOR ELÉTRICO

A Figura 2.2-1 mostra as percentagens de agendamentos, no setor elétrico, para os quais o ORD teve disponibilidade de agenda num dos três dias úteis seguintes ao momento do agendamento, bem como a percentagem, face ao total de agendamentos, de solicitações para data posterior.

Figura 2.2-1 – Disponibilidade de agendamento de ativações e solicitações para data posterior a três dias úteis (EE)



No setor elétrico, em 2025, a disponibilidade de agenda para os três dias úteis seguintes à solicitação foi de 98,4% dos agendamentos de ativações de fornecimento para situações simples, uma melhoria relativamente a 2024 (96%).

A pedido do cliente, 2,5% dos agendamentos no setor elétrico foram marcados para uma data posterior aos três dias úteis (2% em 2024).

Como referido anteriormente, a indisponibilidade de agenda confere ao cliente o direito a uma compensação no valor fixo de 20 euros. O Quadro 2.2-2 apresenta o número de compensações pagas pelos ORD, em 2025, por indisponibilidade de agenda em ativações do fornecimento. De forma a fornecer uma ordem de grandeza dos incumprimentos (que dão origem às compensações) por empresa, face ao total de situações em que houve cumprimento da disponibilidade de agenda, apresentam-se também os totais de agendamentos com disponibilidade de agenda.

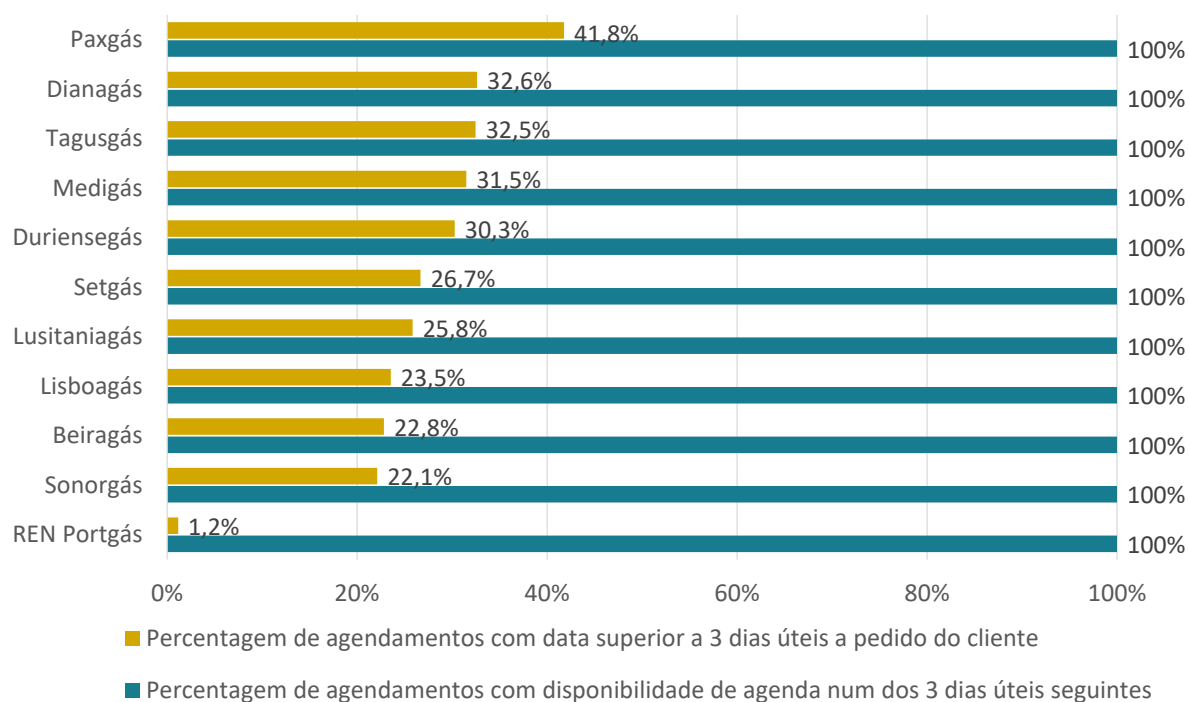
Quadro 2.2-1 – Compensações pagas pelos ORD por indisponibilidade de agenda, agendamentos com disponibilidade de agenda e montantes pagos, em ativações do fornecimento (EE)

ORD	Número de compensações pagas por indisponibilidade de agenda	Agendamentos com disponibilidade de agenda	Montantes pagos em compensações
CESSN	0		0 €
CE Vilarinho	0	12	0 €
CE Loureiro	0	16	0 €
A Lord	0	173	0 €
A Celer	0	277	0 €
CEVE	Sem informação	361	Sem informação
EDA	20	2 905	400 €
EEM	112	4 140	2 240 €
E-Redes	5783	169 582	115 660 €
CE Moreira de Cónegos	Sem informação	12	Sem informação
Total geral	5915	177 466	118 300 €

2.2.2 ATIVAÇÃO LOCAL DE FORNECIMENTO - SETOR DO GÁS NATURAL

A Figura 2.2-2 mostra as percentagens de agendamentos, no setor do gás, para os quais o ORD teve disponibilidade de agenda num dos três dias úteis seguintes ao momento do agendamento, bem como a percentagem de solicitações para data posterior, face ao total de agendamentos.

Figura 2.2-2 – Disponibilidade de agendamento de ativações e solicitações para data posterior a três dias úteis (GN)



No setor do gás, na maioria das ativações de fornecimento é necessária a intervenção de uma entidade inspetora que tem de estar presente para que a operação possa ser realizada. Por essa razão, é expectável que, neste setor, um maior número de clientes solicite data posterior a três dias úteis, por sua conveniência.

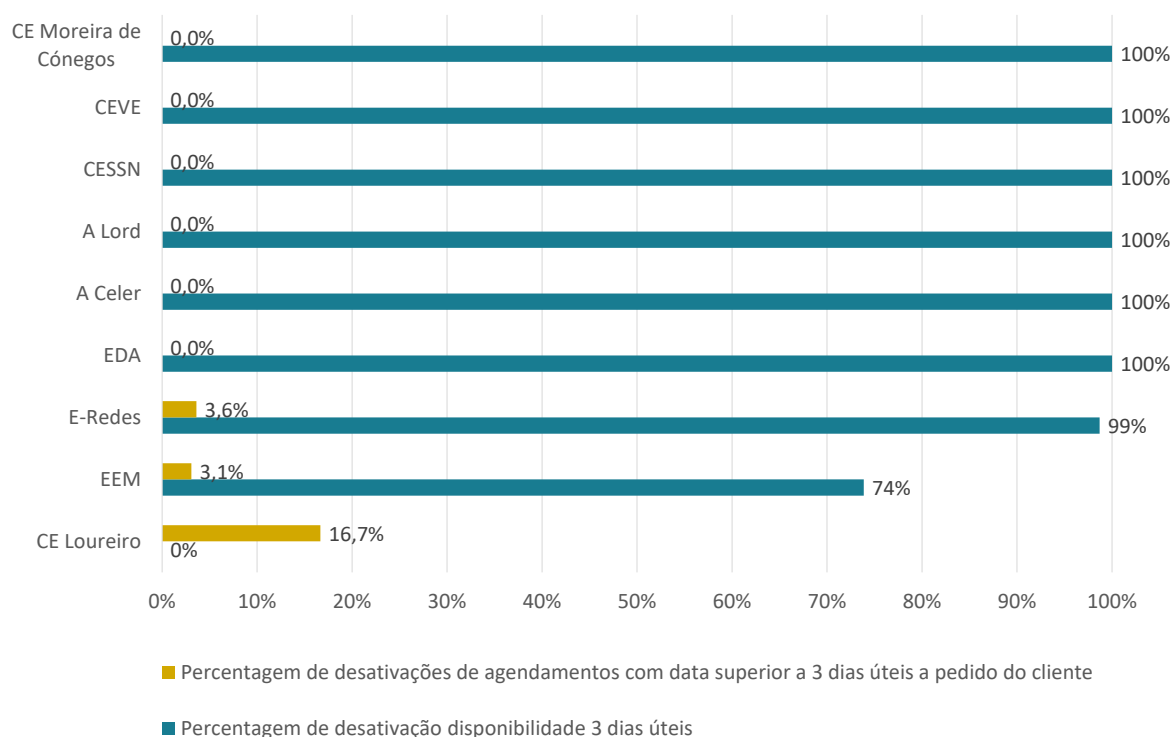
Em 2025, houve disponibilidade de agenda para os três dias úteis seguintes à solicitação em 100% das ocorrências, à semelhança do que aconteceu em 2024. A pedido do cliente, 20,2% dos agendamentos foram marcados para uma data posterior aos três dias úteis (28,6% em 2024).

No setor do gás não houve, em 2025, situações de indisponibilidade de agenda para a ativação de fornecimento, não tendo sido pagas compensações a clientes.

2.2.3 DESATIVAÇÃO LOCAL DE FORNECIMENTO – SETOR ELÉTRICO

Apresenta-se, na Figura 2.2-3, uma análise semelhante à realizada para as ativações de fornecimento, agora aplicada às desativações locais de fornecimento, no setor elétrico.

Figura 2.2-3 – Disponibilidade de agendamento de desativações e solicitações para data posterior a três dias úteis(EE)



No setor elétrico, em 2025, existiu disponibilidade de agenda em 97,2% dos agendamentos de desativações de fornecimento, uma melhoria relativamente ao ano anterior (94,2%).

Verificou-se que em 3,4% dos agendamentos das desativações, no setor elétrico, foram marcados para uma data posterior aos três dias úteis, a pedido do cliente (2,5% em 2024).

À semelhança do verificado na ativação, também na desativação de fornecimento a indisponibilidade de agenda confere ao cliente o direito a uma compensação no valor fixo de 20 euros. O Quadro 2.2-2 apresenta o número de compensações pagas pelos ORD, em 2025, por indisponibilidade de agenda.

Para fornecer uma ordem de grandeza dos incumprimentos (que dão origem às compensações) por empresa, face ao total de situações em que houve cumprimento da disponibilidade de agenda, apresentam-se também os totais de agendamentos com disponibilidade de agenda.

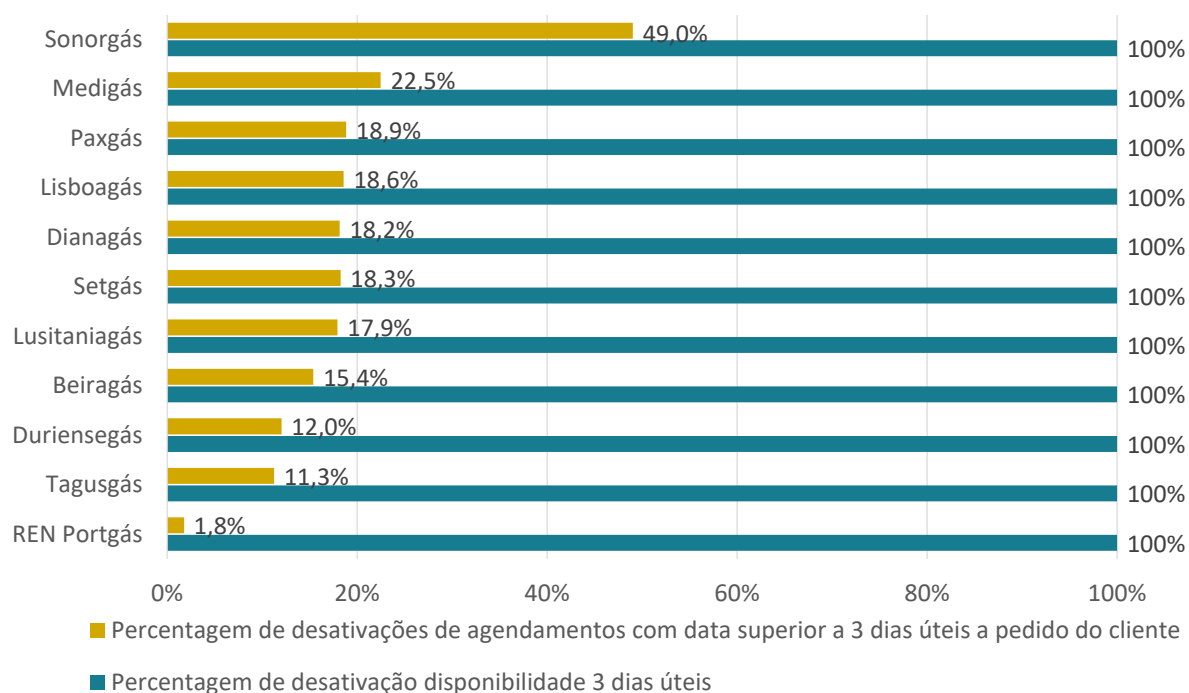
Quadro 2.2-2 – Compensações pagas pelos ORD por indisponibilidade de agenda, agendamentos com disponibilidade de agenda e montantes pagos, em desativações do fornecimento (EE)

ORD	Número de compensações pagas por indisponibilidade de agenda	Agendamentos com disponibilidade de agenda	Montantes pagos em compensações
CE Loureiro	0	0	0 €
CE Vilarinho	0	0	0 €
EDA	0	3	0 €
CESSN	0	59	0 €
A Lord	0	67	0 €
CEVE	Sem informação	170	Sem informação
A Celer	0	284	0 €
EEM	47	1 492	940 €
E-Redes	974	30 724	19 480 €
CE Moreira de Cónegos	Sem informação	13	Sem informação
Total geral	1021	32 799	20 420 €

2.2.4 DESATIVAÇÃO LOCAL DE FORNECIMENTO – SETOR DO GÁS NATURAL

De seguida é efetuada a análise das desativações de fornecimento no setor do gás, apresentando-se informação semelhante à já apresentada sobre o setor elétrico.

Figura 2.2-4 – Disponibilidade de agendamento de desativações e solicitações para data posterior a três dias úteis (GN)



No setor do gás, em 2025, existiu disponibilidade de agenda em 100% dos agendamentos de desativações à semelhança do que tinha acontecido em 2024.

Verificou-se que 14,7% dos agendamentos foram marcados para uma data posterior aos três dias úteis, a pedido do cliente (24,8% em 2024).

Tal como acontece na ativação de fornecimento, no setor do gás natural também não existiu indisponibilidade de agenda no que respeita a desativações do fornecimento.

2.3 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Todos os operadores de redes de distribuição apresentam elevadas percentagens de disponibilidade de agenda para realização das ativações e desativações de fornecimento nas situações em que o cliente solicita que o serviço seja realizado logo que possível. A redução, face a 2024, do número e montante de compensações pagas em 2025 reflete a melhoria na disponibilidade de agenda verificada nos operadores de rede no setor elétrico.

3 VISITA COMBINADA

3.1 ENQUADRAMENTO

Existem operações ou solicitações que obrigam a uma deslocação do operador da rede de distribuição à instalação do cliente. Nestas situações (das quais se excluem as assistências técnicas ou emergências, bem como a recolha de leituras feitas localmente que não sejam extraordinárias) é marcada uma visita combinada. Esta consiste numa deslocação do ORD à instalação do cliente numa data combinada com o cliente e com início num intervalo de tempo que não pode exceder 2h30m. O agendamento da visita combinada é feito por acordo entre o cliente e o respetivo comercializador, que, habitualmente, tem acesso à agenda do operador de rede de distribuição, fazendo diretamente a marcação da visita.

O cliente tem direito a uma compensação se o intervalo de tempo para início da visita não for cumprido. No caso de a visita não ser possível por ausência do cliente na instalação, o ORD tem direito a receber uma compensação.

Existe também a possibilidade de desmarcar ou reagendar a visita, quer pela empresa quer pelo cliente, por um canal que garanta a tomada de conhecimento imediata da outra parte, e até às 17h00 do dia útil anterior.

O cliente deve ser previamente informado de todos os encargos associados à visita combinada, bem como do direito a eventuais compensações. Nas situações de desmarcação ou reagendamento dentro do prazo, não existe direito a uma compensação.

No caso do setor elétrico, sempre que seja possível, a deslocação ao local deve ser substituída por uma operação efetuada remotamente. Como já foi referido no capítulo anterior, o desempenho dos operadores de rede na realização de operações remotas é aferido com um indicador geral, e respetivo padrão, para o conjunto dos serviços prestados remotamente. Esta matéria é tratada no capítulo 8.

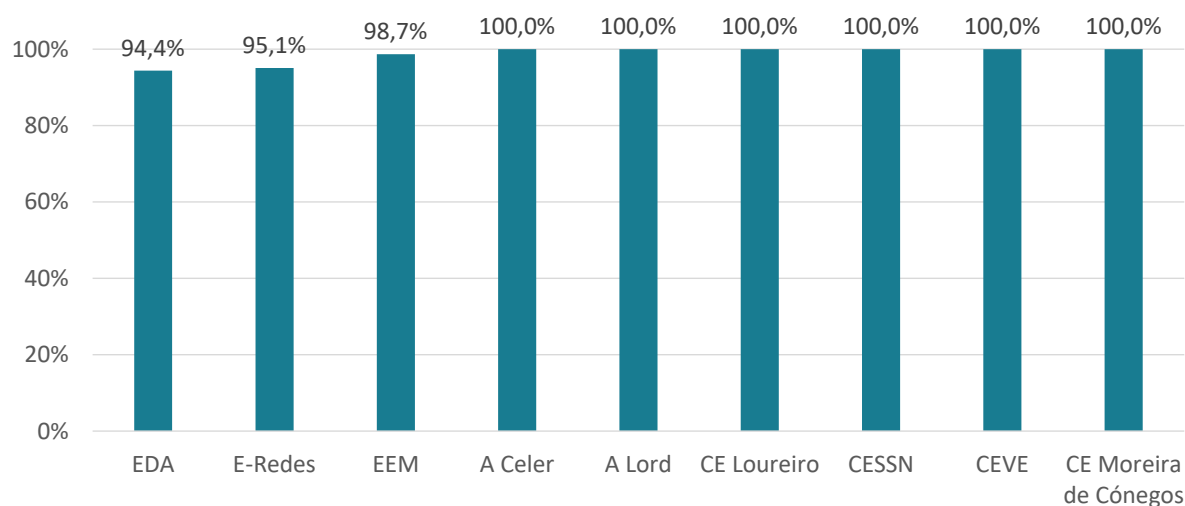
3.2 CARACTERIZAÇÃO

A análise relativa ao tema das visitas combinadas incide no cumprimento do intervalo de tempo combinado para o início da visita e nos cancelamentos e reagendamentos de visitas.

3.2.1 CUMPRIMENTO DO INTERVALO DE TEMPO COMBINADO – SETOR ELÉTRICO

Para analisar o desempenho dos ORD do setor elétrico no cumprimento dos intervalos de tempo, apresentam-se, na Figura 3.2-1, as percentagens de visitas combinadas iniciadas dentro do prazo acordado.

Figura 3.2-1– Percentagem de visitas combinadas iniciadas dentro do intervalo de tempo acordado



Na globalidade dos ORD, em 2025, em 95,2% das visitas combinadas foi cumprido o horário da visita combinada, valor semelhante ao verificado no ano anterior.

Como referido anteriormente, o incumprimento, pelo ORD, do intervalo de tempo acordado, confere ao cliente o direito a uma compensação no valor fixo de 20 euros. Se o cliente não estiver presente no momento (dentro do intervalo acordado) em que o ORD comparece, fica o cliente obrigado a pagar uma compensação no mesmo valor. Também o incumprimento, de qualquer das partes, do prazo mínimo para cancelamento ou reagendamento confere à outra parte o direito de compensação.

No Quadro 3.2-1 apresenta-se o número de compensações pagas e recebidas pelos ORD, no setor elétrico, em 2025 para estas situações. Para enquadrar a ordem de grandeza dos incumprimentos (que dão origem às compensações) por empresa, apresentam-se também os totais de visitas combinadas agendadas.

Quadro 3.2-1 – Compensações pagas e recebidas pelos ORD por incumprimentos no âmbito de visita combinada (EE)

ORD	Número de compensações pagas por incumprimentos no âmbito de visita combinada	Número de compensações recebidas por incumprimentos no âmbito de visita combinada	Visitas agendadas
CE Moreira de Cónegos	Sem informação	Sem informação	41
CE Loureiro	0	0	49
CESSN	0	0	57
A Lord	0	0	82
EDA	14	2	428
A Celer	0	0	277
CEVE	Sem informação	Sem informação	436
EEM	108	0	9 141
E-Redes	50 123	21 584	742 417
Total geral	50 245	21 586	752 887

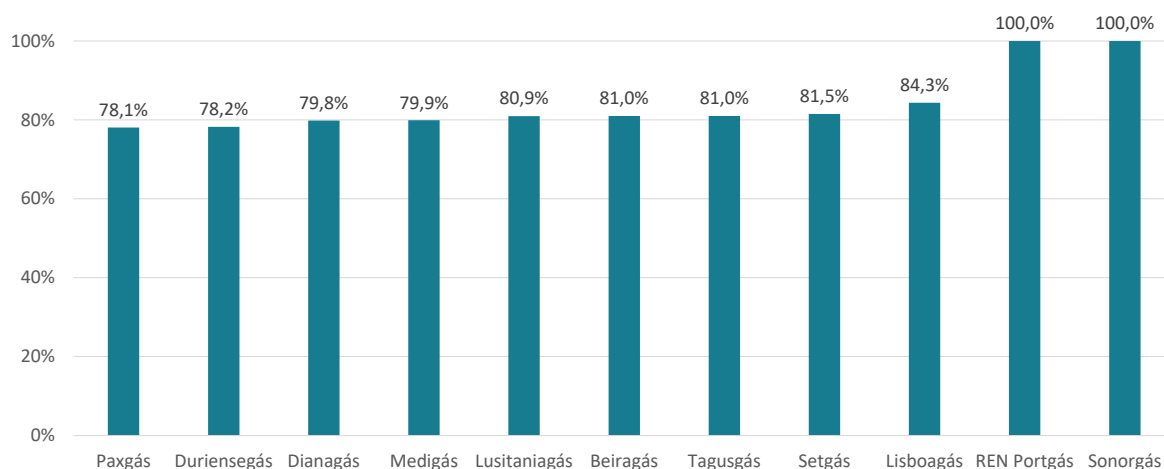
O total de compensações pagas no setor elétrico em 2025, no valor de 1 004 900 euros, diminuiu significativamente (-47%) face ao valor do ano anterior. Importa referir que o número de visita combinadas reduziu significativamente (-44%) porque as operações passaram a ser efetuadas de modo remoto.

A E-Redes reportou ter registado 18 situações de exclusão do pagamento de compensação, por incumprimento em contexto de visita combinada, no âmbito de eventos excecionais aprovados pela ERSE.

3.2.2 CUMPRIMENTO DO INTERVALO DE TEMPO COMBINADO – SETOR DO GÁS NATURAL

A figura seguinte permite verificar o cumprimento do intervalo de tempo acordado para uma visita combinada pelos ORD do gás natural.

Figura 3.2-2 – Percentagem de visitas combinadas iniciadas dentro do intervalo de tempo acordado



No conjunto dos ORD, em 2025, em 85,1% das visitas combinadas foi cumprido o horário da visita combinada. Este valor registou uma degradação significativa comparativamente com 2024 (98,7%), em especial nos ORD da Floene.

No quadro seguinte apresentam-se as compensações associadas à visita combinada no setor do gás.

Quadro 3.2-2 – Compensações pagas e recebidas pelos ORD por incumprimentos no âmbito de visita combinada

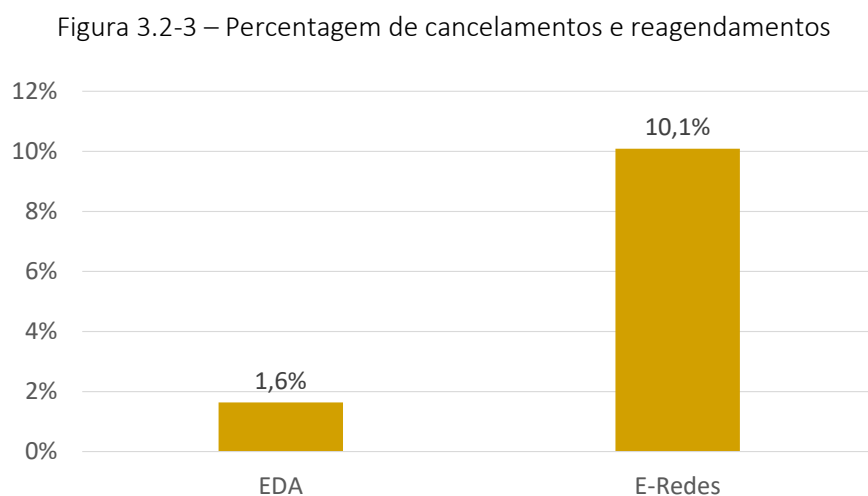
ORD	Número de compensações pagas por incumprimentos no âmbito de visita combinada	Número de compensações recebidas por incumprimentos no âmbito de visita combinada	Visitas agendadas
Paxgás	0	16	1 214
Dianagás	3	76	2 202
Medigás	56	195	5 677
Sonorgás	0	41	6 386
Duriensegás	12	109	6 745
Tagusgás	5	407	11 426
Beiragás	28	459	14 886
REN Portgás	45	243	34 570
Setgás	27	1 173	35 147
Lusitaniagás	59	8 591	43 858
Lisboagás	196	6 568	135 822
Total geral	431	17 878	297 933

O total de compensações pagas no setor do gás natural em 2025, no valor de 8 620 euros, aumentou face aos 6 200 euros do ano anterior.

3.2.3 CANCELAMENTOS E REAGENDAMENTOS – SETOR ELÉTRICO

Os dados sobre cancelamentos e reagendamentos de visitas combinadas, solicitados quer pelos clientes quer pelos ORD, complementam a caracterização da forma como o serviço de visita combinada decorre nos setores analisados.

A Figura 3.2-3 apresenta a proporção de cancelamentos e reagendamentos face ao total de visitas combinadas agendadas ², no setor elétrico.



Nota: as seguintes empresas não reportaram cancelamentos nem reagendamentos: EEM, A Celer, A Lord, CE Loureiro, CESSN, CEVE, CE Vilarinho e CE Moreira de Cónegos.

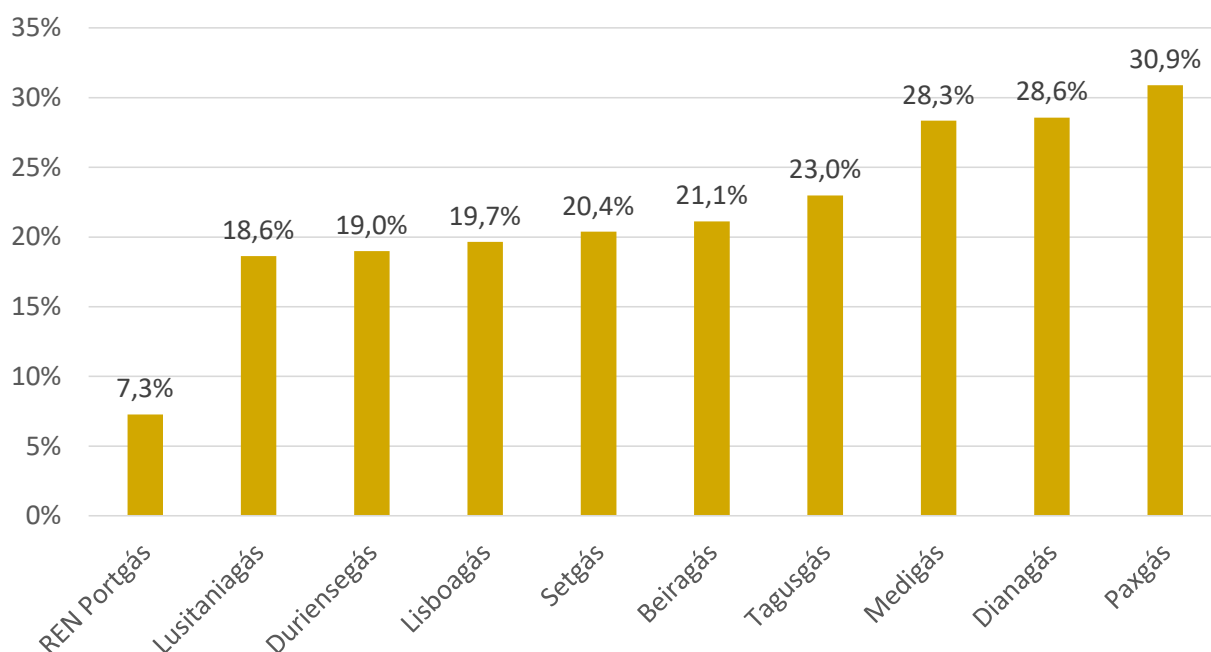
A percentagem de cancelamentos e reagendamentos, no setor elétrico, foi de 9,9%, uma diminuição face ao valor de 2024 (10,4%).

3.2.4 CANCELAMENTOS E REAGENDAMENTOS – SETOR DO GÁS NATURAL

Na figura seguinte apresenta-se a informação referente a cancelamentos e reagendamentos de visitas combinadas no setor do gás.

² Utilizou-se uma escala de 0% a 12% para facilitar a visualização.

Figura 3.2-4 – Percentagem de cancelamentos e reagendamentos



A percentagem de cancelamentos e reagendamentos foi, no setor do gás, de 18,2%, representando um aumento de quatro pontos percentuais relativamente a 2024.

3.3 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Os operadores de redes de distribuição demonstram um bom desempenho no cumprimento do prazo estabelecido para a visita combinada, podendo concluir-se que a grande maioria das visitas combinadas ocorre no intervalo previsto. Todavia, verificou-se uma degradação relativamente a 2024 nos operadores de rede da Floene.

A percentagem de cancelamentos e reagendamentos no setor do gás apresenta um aumento face ao ano anterior, ao contrário do verificado no setor elétrico, em que esta percentagem diminuiu ligeiramente.

4 FREQUÊNCIA DA LEITURA LOCAL DE EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

4.1 ENQUADRAMENTO

A frequência de leitura dos contadores é um tema que se reveste de grande relevância junto dos consumidores, pois a ausência de leitura conduz à faturação com recurso a estimativas, gerando dificuldade na compreensão da fatura e desconfiança relativamente aos valores faturados.

No setor elétrico, com a progressiva penetração das redes inteligentes, a leitura local de contadores tem vindo a perder relevância, uma vez que passa a existir leitura diária, minimizando assim a faturação com base em estimativas.

O desempenho dos ORD na recolha local de leituras é avaliado através de um indicador geral que tem em consideração o intervalo (número de dias) entre leituras de cada contador para o conjunto de contadores do ORD.

Para os ORD do setor elétrico, o indicador geral é calculado através do quociente entre o número de leituras locais com intervalo face à leitura local anterior inferior ou igual a 96 dias e o número total de leituras locais. Pretende-se ter como referência uma leitura trimestral. É aplicável a todos os equipamentos de medição em BTN, independentemente da acessibilidade (no interior da habitação, em espaço comum do edifício, visível da via pública, etc.), e toma em consideração quer as leituras efetuadas pelos ORD quer as comunicadas pelos clientes ou pelos comercializadores. Reforça-se que não são consideradas as leituras recolhidas por telecontagem, tema avaliado no âmbito das redes inteligentes.

Os ORD do setor elétrico devem garantir que, anualmente, o valor do indicador é igual ou superior ao padrão de 92%.

Para os ORD do setor do gás, o indicador geral é calculado através do quociente entre o número de leituras locais com intervalo face à leitura local anterior inferior ou igual a 64 dias e o número total de leituras locais. Pretende-se ter como referência uma leitura bimestral. Aplica-se aos equipamentos de medição de clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³(n) e considera quer as leituras efetuadas pelo ORD quer as leituras comunicadas pelos clientes ou pelos comercializadores.

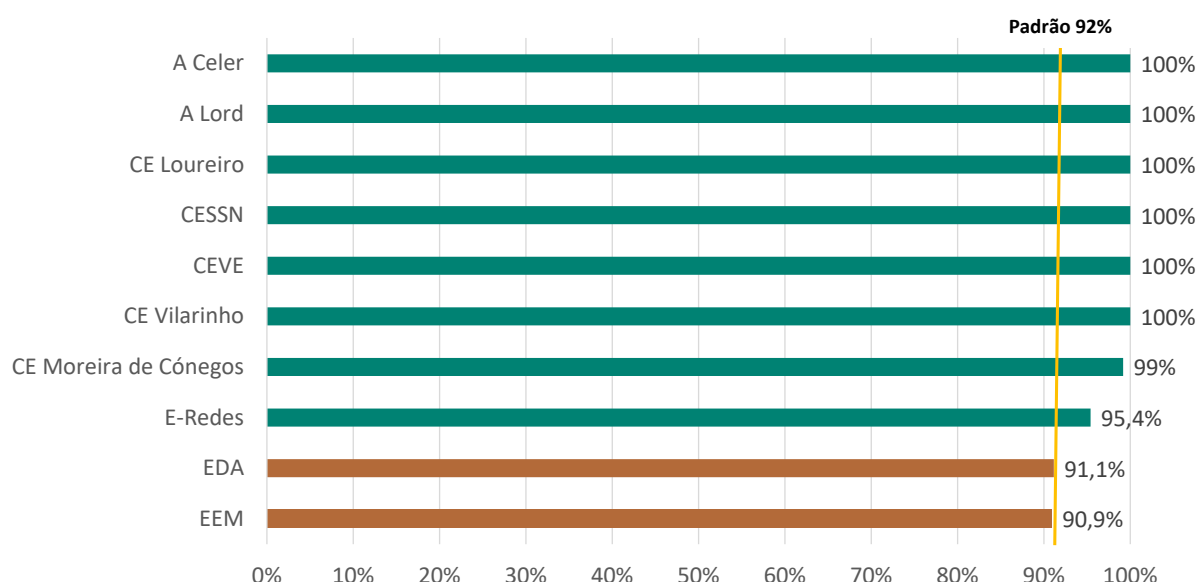
Os ORD do setor do gás com menos de 15% de contadores no interior da instalação do cliente devem garantir que, anualmente, o valor do indicador é igual ou superior ao padrão de 98%. Os restantes ORD do setor do gás devem garantir um valor anual do padrão de 96%.

4.2 CARACTERIZAÇÃO

4.2.1 FREQUÊNCIA DE LEITURA LOCAL – SETOR ELÉTRICO

A Figura 4.2-1 apresenta os valores do indicador geral para os ORD do setor elétrico.

Figura 4.2-1 – Frequência da leitura local setor elétrico (EE)



A EEM e a EDA registaram valores abaixo do padrão regulamentar do indicador relativo à frequência de leituras. Os restantes ORD apresentam um bom desempenho e cumprem o padrão.

A EEM refere no seu Relatório de Qualidade de Serviço que apesar de terem aumentado as leituras realizadas localmente pela empresa, a diminuição de leituras comunicadas pelos clientes³ teve um impacto negativo neste indicador. Esta descida do indicador deveu-se, em parte, à substituição por contadores inteligentes, sem que estejam, todavia, integrados em rede inteligente e, como tal, a comunicar remotamente a leitura diária.

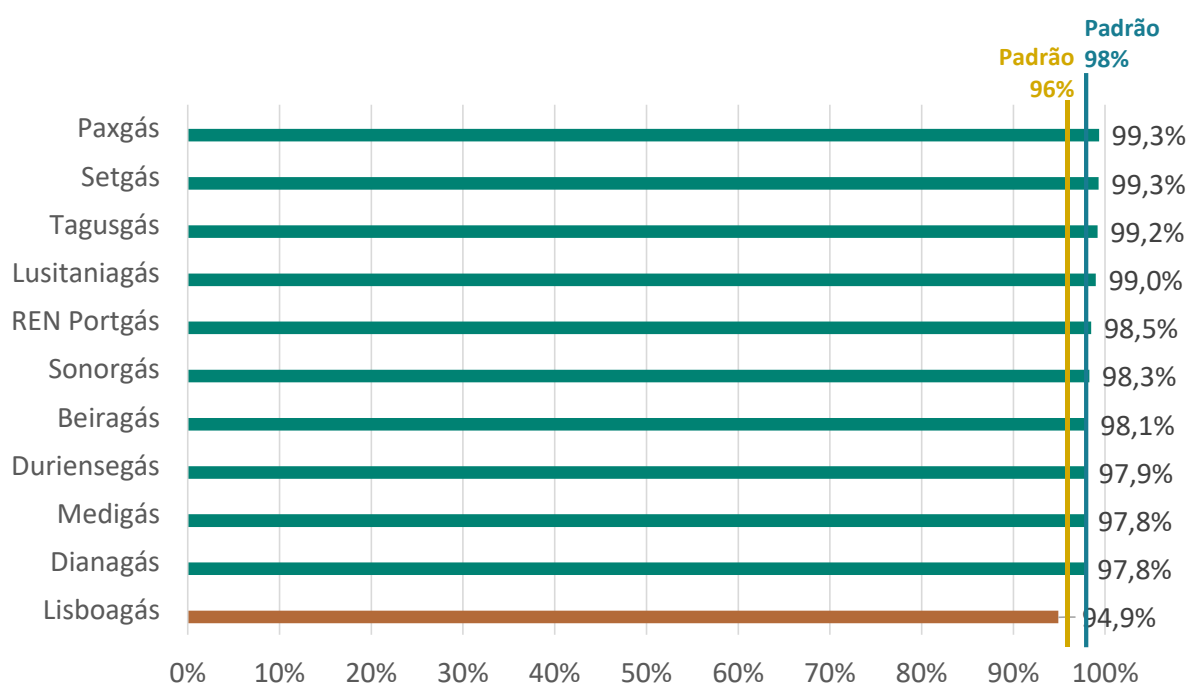
³ Diminuição de cerca 9% relativamente ao ano anterior.

A EDA justifica o desvio com as perturbações na recolha de leituras pelo sistema IVR e pela ausência de leitores, motivada por licenças de paternidade e outras situações justificadas, o que levou a um aumento do intervalo de registo de leitura superior aos 96 dias consecutivos. Segundo a empresa, estas ocorrências foram excecionais e já se encontram mitigadas através de ações de melhoria interna.

4.2.2 FREQUÊNCIA DE LEITURA LOCAL – SETOR DO GÁS

A Figura 4.2-2 apresenta os valores do indicador geral para os ORD do setor do gás.

Figura 4.2-2 – Frequência da leitura local setor do gás (GN)



À exceção da Lisboagás, todos os ORD cumprem o padrão aplicável. A Lisboagás, no seu relatório da qualidade de serviço, indica que a transição de sistemas informáticos condicionou o cumprimento deste indicador nos terceiro e quarto trimestres, ficando aquém do padrão regulamentar aplicável, que no caso da Lisboagás é de 96%.

4.3 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A maioria dos clientes de eletricidade e gás têm o seu contador lido com a frequência estipulada pelo RQS. São necessárias melhorias nas regiões autónomas, onde estão em curso operações de substituição de

contadores para integração em rede inteligente. No setor do gás, verificam-se dificuldades com o ORD LisboaGás, que não conseguiu atingir o padrão definido, esperando-se que, terminada a transição de sistemas informáticos, a situação fique solucionada no decurso de 2026.

5 RESPOSTA A SITUAÇÕES DE EMERGÊNCIA – SETOR DO GÁS

5.1 ENQUADRAMENTO

Entendem-se como situações de emergência aquelas em que pessoas ou bens se encontram em risco. Estas situações só se encontram definidas para o setor do gás.

A situação mais comum que origina chamadas para a linha de emergência é o cheiro a gás, que pode indiciar uma fuga.

Os operadores de redes de gás devem disponibilizar serviços de resposta a situações de emergência. Para além do tempo de espera no atendimento telefónico para reporte da situação ⁴, a resposta a situações de emergência é avaliada pelo tempo de chegada ao local, através de indicadores gerais.

No caso de emergências relativas à rede de transporte, o respetivo operador deve chegar ao local num tempo inferior ou igual a 90 minutos depois de receber uma comunicação, em pelo menos 80% das situações.

Para as redes de distribuição, os respetivos operadores devem demorar até 60 minutos a chegar ao local, pelo menos em 85% das situações.

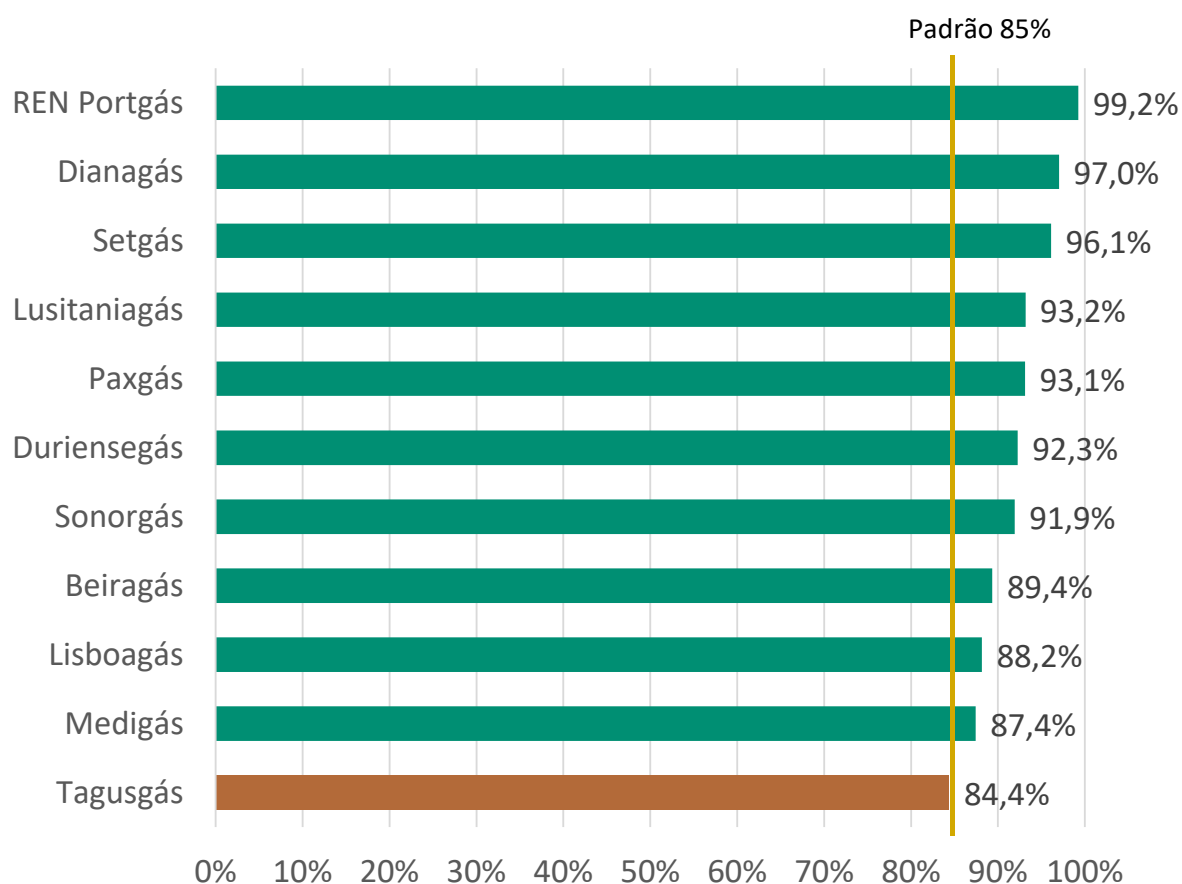
5.2 CARACTERIZAÇÃO

Em 2025, não se registaram situações de emergência na rede de transporte.

A Figura 5.2-1 apresenta o desempenho dos ORD no que respeita ao indicador geral de resposta a situações de emergência.

⁴ Tema analisado no “[Relatório da qualidade de serviço comercial dos setores elétrico e do gás – 2025. Meios de atendimento, pedidos de informação e reclamações](#)”

Figura 5.2-1 – Percentagem de situações de emergência com chegada ao local até 60 minutos



Globalmente, os ORD chegaram atempadamente aos locais de emergência em 93,1% das situações, uma diminuição de 1,4 pontos percentuais face a 2024.

5.3 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Em 2025, os ORD cumpriram o padrão aplicável, com exceção da Tagusgás que justifica a situação com a transição de sistemas informáticos.

6 ASSISTÊNCIA TÉCNICA

6.1 ENQUADRAMENTO

Entende-se por assistência técnica o serviço prestado na verificação das condições de fornecimento da instalação de um cliente na sequência de uma comunicação de avaria.

A verificação pode ser feita localmente ou, sempre que possível, remotamente. Por regra, a assistência técnica respeita a avarias na alimentação individual da instalação, uma vez que existem outros meios para despistar avarias na rede a montante (ex. monitorização da rede, incluindo com informação dos contadores em rede inteligente, junção de informações resultantes da comunicação de outros clientes).

A alimentação individual da instalação do cliente consiste na infraestrutura por onde transita em exclusivo a energia elétrica consumida pelo cliente, no caso do setor elétrico, ou o gás consumido pelo cliente, no caso do setor do gás, e que termina na origem da instalação de utilização.

As entidades que recebam a comunicação de avaria devem realizar procedimentos de despiste e informar o cliente sobre a atuação mais adequada à situação descrita, de forma a verificar se é possível a atuação remota, se é necessária a deslocação ou se a situação é passível de resolução pelo cliente, por exemplo, no caso de um disjuntor disparado.

Nos casos em que o ORD decida ser necessária a deslocação, deve dar essa informação ao cliente e a chegada à instalação do cliente deve ocorrer nos seguintes prazos, após comunicação ao operador de rede de distribuição:

- Duas horas para clientes prioritários;
- Quatro horas para os restantes clientes.

Se o ORD não cumprir estes prazos, deve pagar uma compensação ao cliente. Por outro lado, se a avaria não for da responsabilidade do ORD, este tem direito a uma compensação. Adicionalmente, a ausência do cliente na instalação no momento de chegada do ORD confere a este último o direito a uma compensação.

Quando a comunicação de avaria ocorra no período das 00h00 às 8h00, a contagem dos prazos inicia-se às 8h00, para os seguintes tipos de clientes:

- Clientes em baixa tensão normal que não sejam clientes prioritários, no setor elétrico;

- Consumidores que não sejam clientes prioritários, no setor do gás.

O ORD deve informar o cliente da hora limite a que poderá chegar à instalação do cliente e, se aplicável, da existência de um período de suspensão da contagem do tempo de chegada.

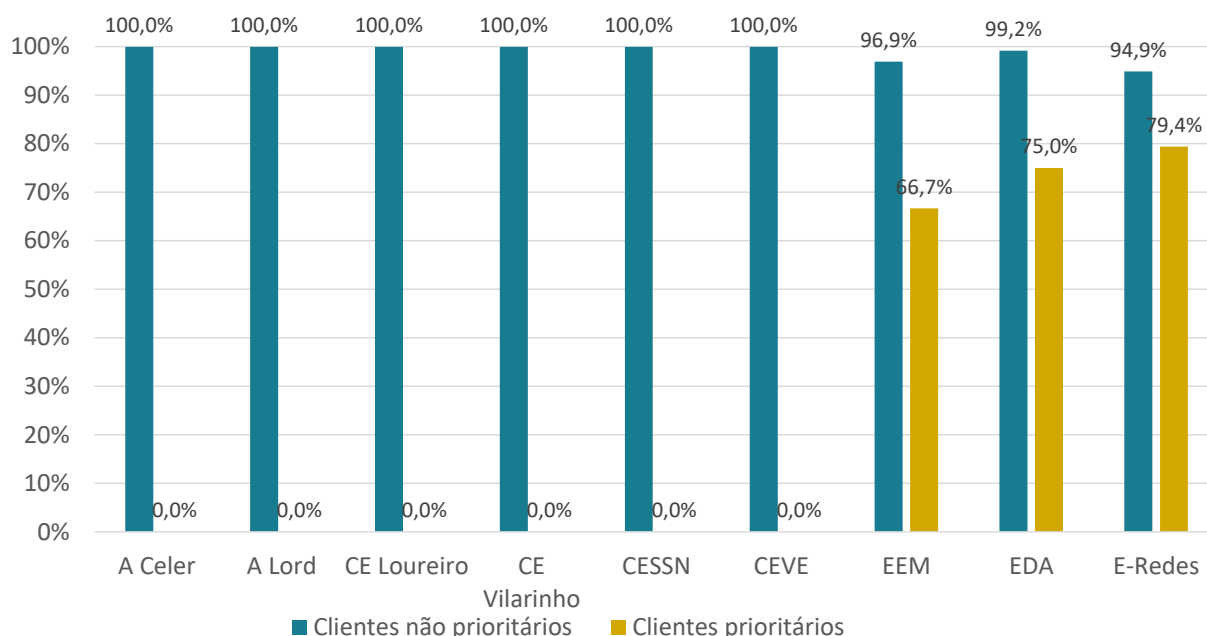
O cliente pode solicitar que a assistência técnica seja realizada fora dos prazos identificados, devendo, nessas situações, a assistência técnica passar a ser tratada como visita combinada.

6.2 CARACTERIZAÇÃO

6.2.1 SETOR ELÉTRICO

Apresenta-se na Figura uma caracterização do desempenho das empresas na prestação do serviço de assistência técnica a clientes prioritários e aos restantes clientes, através da percentagem de assistências técnicas com chegada ao local dentro dos prazos previstos.

Figura 6.2-1 – Percentagem de assistências técnicas com chegada ao local dentro dos prazos previstos (EE)



Nota: A Celer, A Lord, C.E. Loureiro, C.E. Vilarinho, CESSN e CEVE não registaram ocorrências de assistências técnicas a clientes prioritários.

Globalmente, o tempo médio de chegada aos locais, no setor elétrico, foi de 123 minutos, um aumento significativo quando comparado com o registado em 2024 (84,8 minutos).

A percentagem de comunicações de avaria que originaram deslocações foi de 24,1%, uma diminuição de 3,2 pontos percentuais em relação a 2024.

O RQS determina que sejam pagas compensações por incumprimentos de obrigações individuais quer aos clientes, quer aos operadores de rede. O pagamento das compensações aos clientes deve ser efetuado sem que estes tenham de o solicitar.

No caso da assistência técnica, tal como referido no início deste capítulo, os ORD devem pagar compensações aos clientes se não cumprirem os prazos previstos, e os clientes devem pagar compensações se a avaria não for da responsabilidade do ORD, ou se não estiverem presentes quando o ORD chega à instalação. O valor da compensação é fixo e é de 20 euros.

O Quadro 6.2-1 apresenta o número de compensações pagas, em 2025, no âmbito da assistência técnica, bem como os totais de deslocações realizadas.

Quadro 6.2-1 – Compensações pagas pelos ORD e pelos clientes no âmbito de assistências técnicas, e totais de deslocações para assistências técnicas (EE)

ORD	Número de compensações pagas pelo ORD	Número de compensações pagas pelo cliente	Deslocações para assistência técnica
CP de Valongo do Vouga	0	2	36
A Celer	0	0	91
A Lord	0	0	77
CE Loureiro	0	0	41
CE Vilarinho	0	0	41
CESSN	0	3	3
CEVE	Sem informação	Sem informação	37
EDA	15	677	2 863
EEM	75	193	2 933
E-Redes	9 477	56 749	209 930
Total Geral	9 567	57 622	216 016

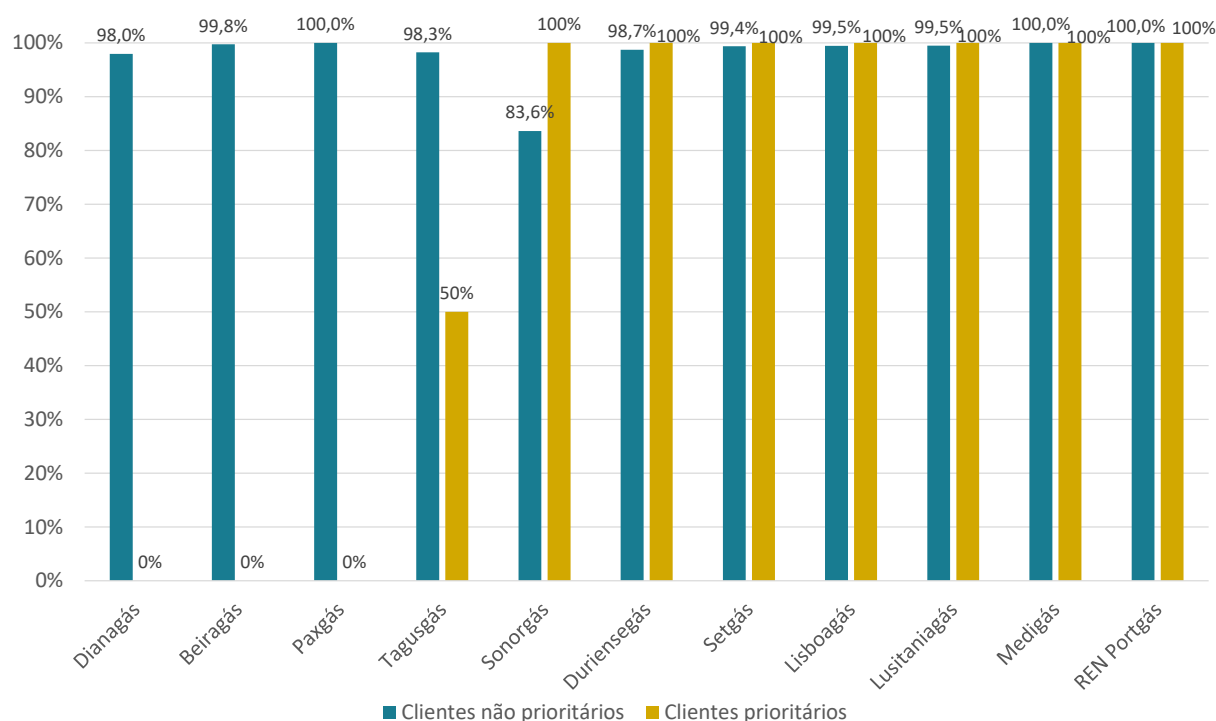
O total de compensações pagas pelos ORD no setor elétrico no âmbito das assistências técnicas, em 2025, foi de 191 340 euros, um aumento substancial face ao valor de 2024 (70 400 euros). Os clientes pagaram, em 2025, 1 152 440 euros, um aumento de 4% em relação ao valor do ano anterior. Verifica-se, também, que 26,7% das deslocações resultaram numa compensação paga pelo cliente ao ORD (30,6% em 2024).

A E-Redes reportou ter registado 1983 situações de exclusão do pagamento de compensação, por incumprimento de prazo em assistências técnicas, no âmbito de eventos excepcionais aprovados pela ERSE.

6.2.2 SETOR DO GÁS NATURAL

Na Figura 6.2-2 apresenta-se uma caracterização do desempenho dos ORD do gás na prestação do serviço de assistência técnica a clientes prioritários e aos restantes clientes.

Figura 6.2-2 – Percentagem de assistências técnicas com chegada ao local dentro dos prazos previstos (GN)



Nota: Os ORD Dianagás, Beiragás e Paxgás não registaram ocorrências de assistências técnicas a clientes prioritários.

Globalmente, o tempo médio de chegada aos locais, no setor do gás, foi de 70,4 minutos, um ligeiro aumento face aos 68,2 minutos de 2024. A percentagem de comunicações de avaria que originaram deslocações foi de 24,9%, uma diminuição de 6,6 pontos percentuais relativamente a 2024.

No Quadro 6.2-2 apresenta-se a informação referente ao pagamento de compensações aos clientes relativas a incumprimentos nas assistências técnicas.

Quadro 6.2-2 – Compensações pagas pelos ORD e pelos clientes no âmbito de assistências técnicas, e totais de deslocações para assistências técnicas

ORD	Número de compensações pagas pelo ORD	Número de compensações pagas pelo cliente	Deslocações para assistência técnica
Beiragás	2	0	294
Dianagás	1	30	39
Duriensegás	4	12	351
Lisboagás	13	881	2 725
Lusitaniagás	8	98	1 685
Medigás	1	42	135
Paxgás	0	0	18
REN Portgás	0	847	2 261
Setgás	4	5	505
Sonorgás	0	0	230
Tagusgás	4	36	197
Total Geral	37	1 951	8 440

Em 2025, o total de compensações pagas pelos ORD no setor do gás foi de 740 euros (620 euros em 2024). Os clientes pagaram, em 2025, 39 020 euros, uma redução substancial face ao valor de 2024: 67 000 euros. Conclui-se, igualmente, que 23,1% das deslocações resultaram numa compensação paga pelo cliente ao ORD (30,0% em 2024).

6.3 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Os operadores de redes de distribuição respondem a situações de assistência técnica dentro dos prazos regulamentares na grande maioria das situações. As comunicações de avarias que obrigam a deslocações mantêm-se reduzidas face ao total de comunicações reportado. O tempo médio de chegada ao local mantém-se, no setor do gás, inferior aos tempos máximos definidos regulamentarmente, o que evidencia não haver dificuldades no cumprimento do RQS nesta matéria. Por outro lado, no setor elétrico, o tempo médio aumentou substancialmente, mantendo-se, ainda, ao nível do exigido regulamentarmente.

Os ORD incorrem num número muito menor de incumprimentos do que os clientes. Este facto pode dever-se à própria natureza da atividade de assistência técnica, em que a maioria das avarias não são da responsabilidade do ORD, situando-se na instalação de utilização do cliente.

7 RESTABELECIMENTO APÓS INTERRUPÇÃO POR FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE E REPOSIÇÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA

7.1 ENQUADRAMENTO

As situações em que o fornecimento pode ser interrompido encontram-se tipificadas no Regulamento de Relações Comerciais (RRC) ⁵, incluindo-se os factos imputáveis ao cliente, sendo o mais comum a falta de pagamento das faturas.

O RRC prevê que a interrupção do fornecimento de eletricidade por falta de pagamento, solicitada pelo comercializador, apenas pode efetivar-se após a concretização da redução da potência contratada para 1,15 kVA por fase. Esta regra aplica-se aos clientes em BTN.

No setor elétrico, a reposição da potência contratada após redução ou o restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente deve ser realizado remotamente, quando as condições técnicas o permitam, designadamente para cliente integrados em redes inteligentes, ou através da deslocação do operador de rede de distribuição à instalação do cliente.

A diligência dos ORD e comercializadores no restabelecimento do fornecimento ou na reposição da potência contratada é avaliada por um indicador individual, que determina que, após o momento da regularização da situação que originou a redução ou a interrupção, o cliente tem direito a ter o seu fornecimento restabelecido, ou a potência contratada reposta, dentro de determinados prazos. O RQS fixa os seguintes prazos:

Setor Elétrico:

- Doze horas para clientes BTN;
- Oito horas para os restantes clientes;
- Quatro horas, caso o cliente solicite expressamente o serviço de restabelecimento urgente e pague o preço adicional estabelecido pela ERSE.

Setor do Gás:

⁵ [Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho.](#)

- Doze horas para consumidores;
- Oito horas para os restantes clientes;
- Quatro horas, caso o cliente solicite expressamente o serviço de restabelecimento urgente e pague o preço adicional estabelecido pela ERSE.

Os prazos respeitam as seguintes condições:

- A contagem suspende-se entre as 00h00 e as 8h00, exceto para clientes prioritários.
- Aplicam-se a situações em que o restabelecimento envolva ações simples por parte do ORD, caso contrário deverá a situação ser tratada como visita combinada.

Quando seja possível restabelecer remotamente o fornecimento, ou repor a potência contratada, o ORD deve fazê-lo, após solicitação do comercializador, nos seguintes prazos:

- Três horas para restabelecimentos urgentes;
- Seis horas para os restantes restabelecimentos.

Caso o ORD não consiga restabelecer remotamente o fornecimento (ou a potência contratada) nestes prazos, passam a aplicar-se os prazos e procedimentos previstos para o restabelecimento feito no local.

O RQS fixa ainda horários mínimos em que o serviço de restabelecimento do fornecimento deve ser disponibilizado pelos operadores de redes de distribuição, sem prejuízo de poderem ser acordados outros mais favoráveis para os clientes.

O incumprimento do prazo de restabelecimento do fornecimento ou de reposição da potência contratada confere ao cliente o direito de compensação no valor fixo de 20 euros. Os serviços de interrupção e restabelecimento têm custos para os clientes, sendo os respetivos preços estabelecidos pela ERSE.⁶

A solicitação de restabelecimento ocorre, na grande maioria das situações, junto do comercializador, na sequência do pagamento de valores em dívida. Por este motivo, o RQS prevê que os comercializadores

⁶ Em 2025, na BTN, os preços variavam entre os 3,46 euros (interrupção/restabelecimento remotos) e os 69,52 euros (interrupção/restabelecimento ao nível do ramal, em chegadas subterrâneas). O valor adicional para restabelecimento urgente variava entre os euros 3,46 (remoto) e os euros 40,91(local). No setor do gás, para 2025-2026, os preços variavam entre os 20,73 euros para a interrupção de fornecimento e os 36,97 euros para o restabelecimento fora dos dias úteis ou entre as 18h e as 24h. O adicional para restabelecimento urgente era de 11,96 euros.

comuniquem ao ORD respetivo a solicitação de restabelecimento num prazo máximo de 30 minutos. O incumprimento deste prazo confere ao cliente o direito de compensação no valor fixo de 20 euros.

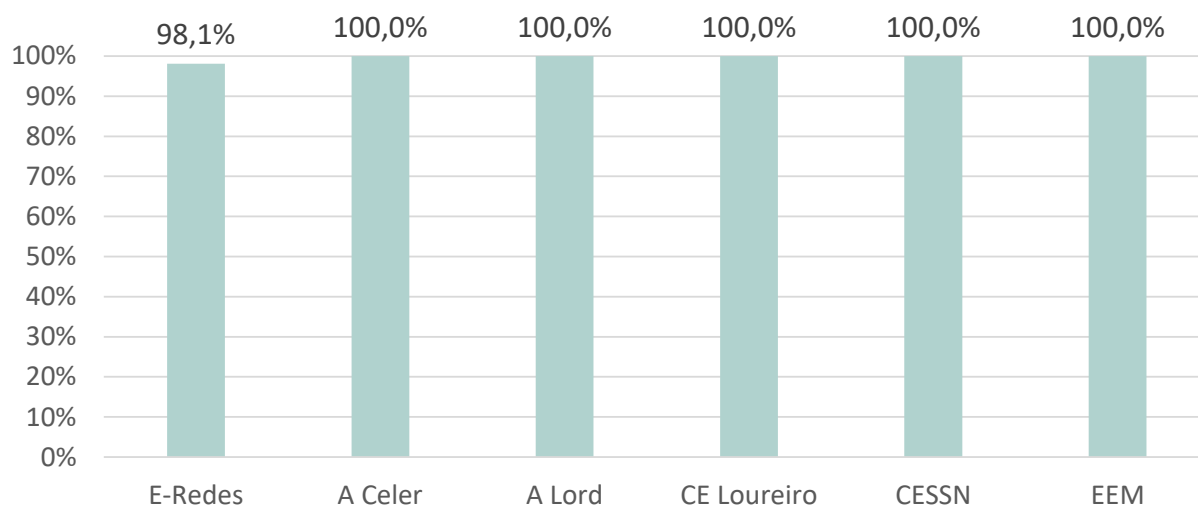
Face ao exposto, importa ainda referir que, se o RQS define obrigações individuais no restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente, define também que o desempenho dos operadores de redes de distribuição na realização do conjunto das ações remotas (que inclui o restabelecimento remoto) é aferido através de um indicador geral e respetivo padrão. Este aspeto é analisado no capítulo 8. Ainda assim, e para maior esclarecimento, apresentam-se, no presente capítulo, dados específicos sobre a reposição da potência contratada.

7.2 CARACTERIZAÇÃO

7.2.1 REPOSIÇÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA – SETOR ELÉTRICO

A Figura 7.2-1 apresenta as percentagens de cumprimento de prazos para a reposição (local ou remota) da potência contratada, pelos ORD que reportaram a realização deste tipo de operação.

Figura 7.2-1 – Cumprimento de prazos na reposição da potência contratada após redução por facto imputável ao cliente



No conjunto dos ORD, a potência contratada foi reposta atempadamente em 98,1% das situações, valor semelhante ao verificado em 2024 (98,3%).

7.2.2 RESTABELECIMENTOS LOCAIS DO FORNECIMENTO APÓS INTERRUPÇÃO POR FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE

ORD

O restabelecimento do fornecimento é uma operação relativamente simples, na grande maioria das situações, em ambos os setores, não existindo especificidades que aconselhem a uma análise separada.

A Figura 7.2-2 e a Figura 7.2-3 apresentam as percentagens de cumprimento de prazos pelos ORD, nos restabelecimentos locais, pelos ORD de maior dimensão e de menor dimensão, respetivamente.

Figura 7.2-2 – Cumprimento de prazos no restabelecimento local após interrupção por facto imputável ao cliente
(ORD com mais de 60 000 pontos de entrega)

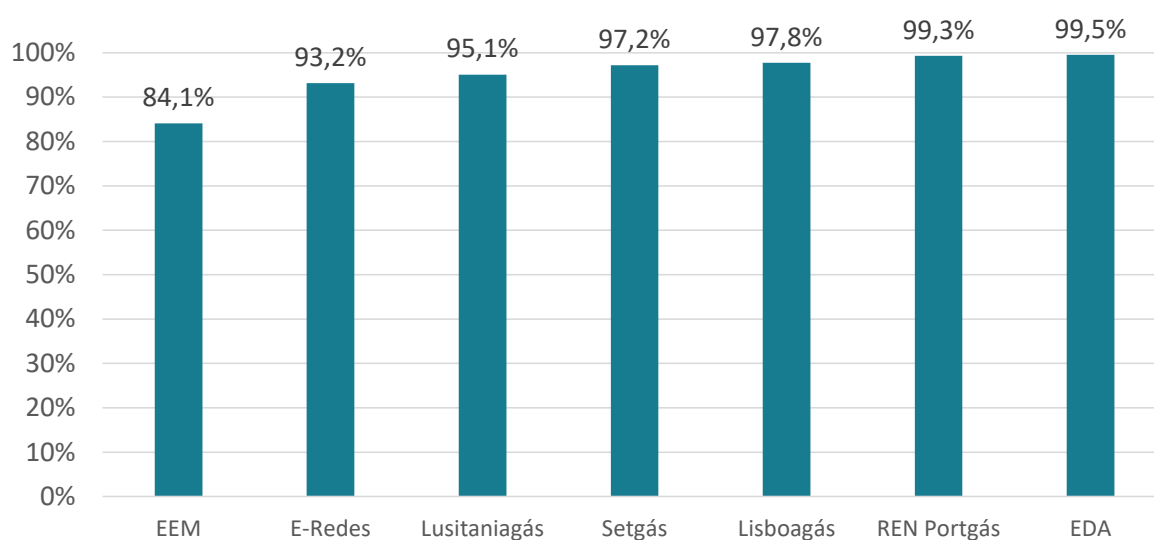
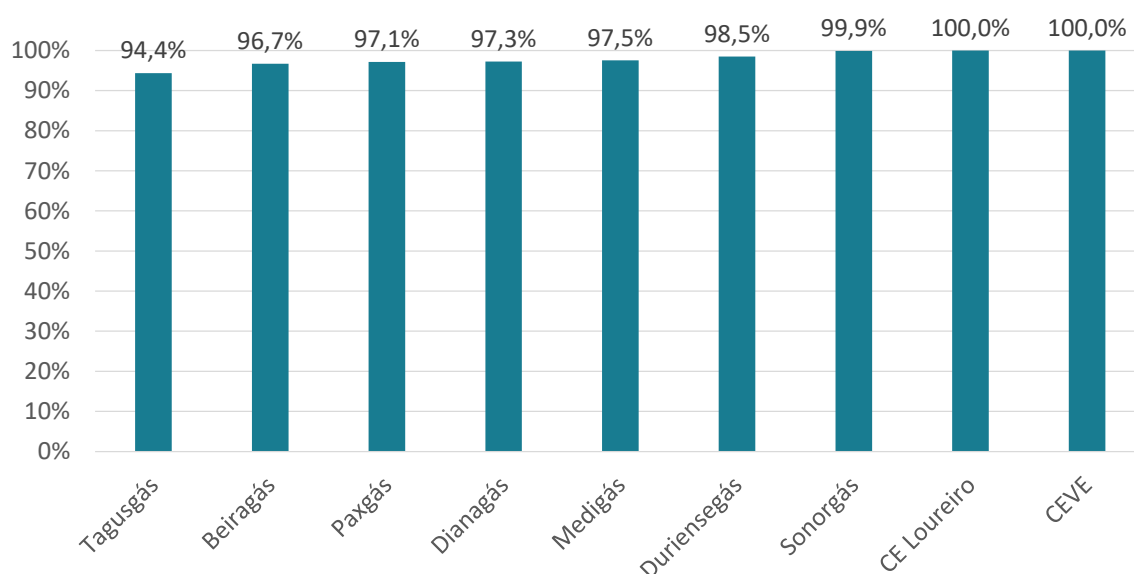


Figura 7.2-3 – Cumprimento de prazos no restabelecimento local após interrupção por facto imputável ao cliente
(ORD com menos de 60 000 pontos de entrega)



Globalmente, os restabelecimentos locais foram iniciados atempadamente, no setor elétrico, em 93,5% das situações (94,2% em 2024). No setor do gás, este valor foi de 97,7% (99,5% em 2024).

O Quadro 7.2-1 apresenta os totais, por ORD, de compensações pagas aos clientes por incumprimentos no âmbito do restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente. Para contextualização, apresentam-se igualmente os totais de restabelecimentos realizados pelos ORD.

Quadro 7.2-1 - Compensações pagas pelos ORD por incumprimentos no restabelecimento do fornecimento, e totais de restabelecimentos realizados

ORD	Compensações pagas por incumprimento no restabelecimento	Montantes pagos por incumprimento no restabelecimento	Restabelecimentos realizados	Restabelecimentos locais	Restabelecimentos remotos
A Celer	0	0 €	51	0	51
A Lord	0	0 €	18	2	16
Beiragás	0	0 €	906	906	0
CE Loureiro	0	0 €	1	1	0
CE Vilarinho	0	0 €	22	0	22
CESSN	0	0 €	0	0	0
Dianagás	0	0 €	73	73	0
Duriensegá	0	0 €	339	339	0
EDA	10	200 €	2 273	2 273	0
EEM	45	900 €	520	384	136
E-Redes	1 635	32 700 €	107 080	30 319	76 761
Lisboagás	0	0 €	13 562	13 562	0
Lusitaniagá	0	0 €	3 088	3 088	0
Medigás	0	0 €	244	244	0
Paxgás	0	0 €	175	175	0
REN Portgá	39	780 €	6 094	6 094	0
Setgás	0	0 €	3 930	3 930	0
Sonorgás	1	20 €	824	824	0
Tagusgás	0	0 €	514	514	0
Total	1 730	34 600 €	140 171	62 808	77 363

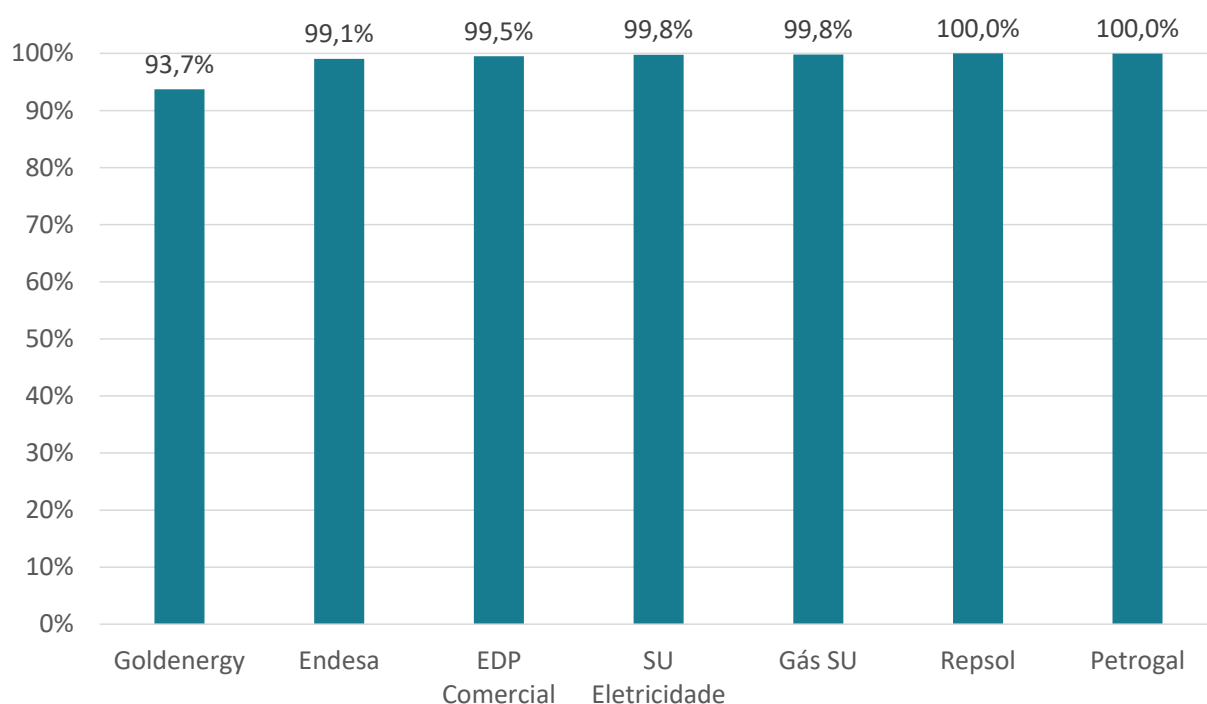
O montante total pago pelos ORD aos clientes, desceu de 47 620 euros em 2024 para 34 600 euros, em 2025.

COMERCIALIZADORES

O desempenho dos comercializadores é avaliado pelo cumprimento do prazo máximo de 30 minutos na comunicação ao ORD após solicitação de restabelecimento pelo cliente.

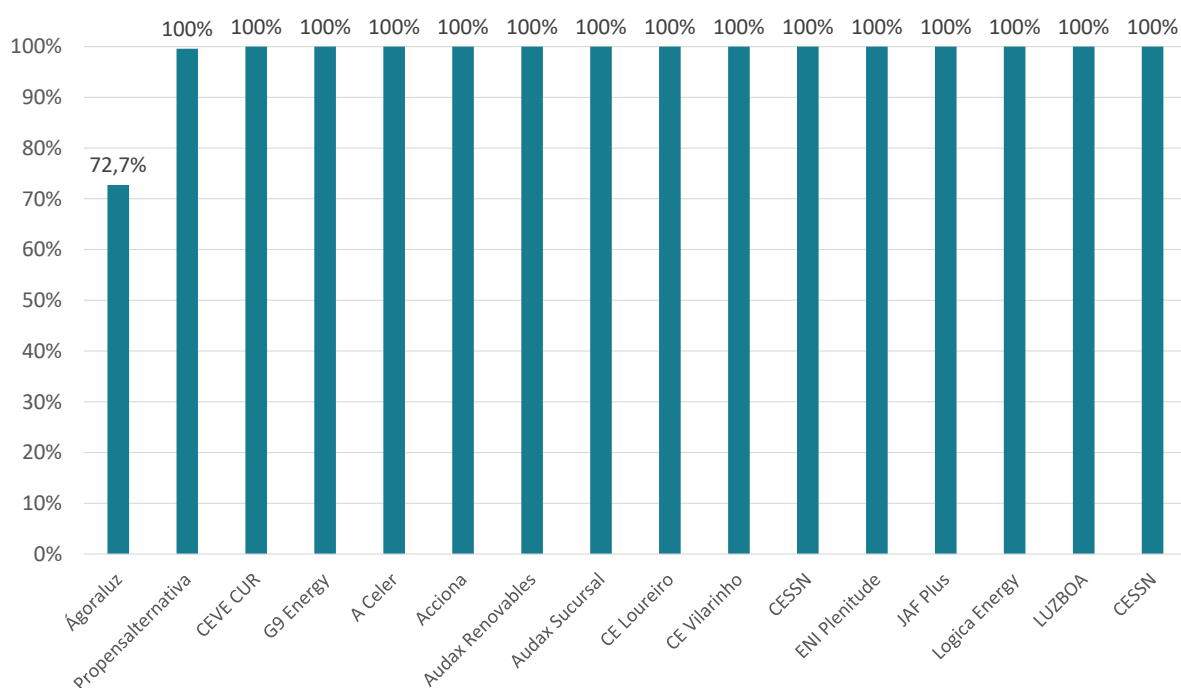
A Figura 7.2-4 (comercializadores com mais de 60 000 clientes) e a Figura 7.2-5 (comercializadores com menos de 60 000 clientes) apresentam as percentagens de comunicações ao ORD realizadas em menos de 30 minutos.

Figura 7.2-4 – Cumprimento do prazo na comunicação ao ORD para restabelecimento do fornecimento (comercializadores com mais de 60 000 clientes)



Nota: A Meo Energia não dispunha desta informação, mas informou já ter implementado o processo de medição do cumprimento do prazo das comunicações ao ORD.

Figura 7.2-5 – Cumprimento do prazo na comunicação ao ORD para restabelecimento do fornecimento (comercializadores com menos de 60 000 clientes)



No seu conjunto, os comercializadores comunicaram atempadamente com os ORD em 99,3% das situações, uma melhoria de 2,2 pontos percentuais, face a 2024.

O Quadro 7.2-2 apresenta, para cada comercializador, o número de compensações pagas por incumprimento do prazo de comunicação ao ORD, bem como o total de comunicações efetuadas. Não se incluem os CUR e CURR que atuam simultaneamente como ORD, dado que não se aplica a questão da comunicação do comercializador ao ORD (sendo uma única entidade).

Quadro 7.2-2 – Compensações pagas pelos comercializadores por incumprimentos na comunicação aos ORD, e totais de comunicações realizadas

Comercializadores	Número de compensações pagas por incumprimentos na comunicação aos ORD	Comunicações realizadas
Acciona	0	74
Ágoraluz	0	22
Alfa Energia	114	ND
Audax Renovables	0	556
Audax Sucursal	0	928
Axpo Energia - Gás	0	0
Capwatt	0	0
Capwatt - Gás	0	0
Clidomer	0	0
Dourogás	1	138
EDP Comercial	317	66 939
Elergone	0	0
Endesa	763	81 185
Enforcesco	ND	0
ENI Plenitude	0	4 962
EZU Energia	0	0
Fortia	0	0
G9 Energy	50	3 533
Gás SU	3	1 981
Goldenergy	0	12 730
Iberdrola	0	0
JAF Plus	0	20
Lisboagás	0	7 413
Logica Energy	0	405
Lusitaniagás	0	2 912
Luzboa	0	92
MEO Energia	0	0
Muon Electric	0	0
Nossa Energia	0	0
Petrogal	ND	67 898
Propensalternativa	12	471
Repsol	0	27 590
River Energy	0	0
Setgás	0	2 422
Start Campus Energy	0	0
SU Eletricidade	124	48 051
Suncore	0	0
Usenergy	40	0
Ynerluz	0	ND
Zug Power	0	0
Zug Power Sucursal	0	0
Total	1 424	330 322

7.3 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Tanto os operadores de redes de distribuição como os comercializadores evidenciam desempenhos globalmente positivos no cumprimento dos prazos regulamentares relativos à reposição da potência contratada e ao restabelecimento local do fornecimento.

8 DESEMPENHO NOS SERVIÇOS PRESTADOS REMOTAMENTE NO SETOR ELÉTRICO

8.1 ENQUADRAMENTO

No setor elétrico, sempre que possível, as intervenções nas instalações dos clientes devem ser realizadas de forma remota, isto é, evitando a deslocação do operador de rede.

O RQS prevê, para as situações em que as visitas combinadas são substituídas por atuações remotas, os seguintes prazos para os operadores de redes:

- Vinte e quatro horas, a contar da hora e data acordada com o cliente, caso o operador de rede considere não ser necessária a presença do cliente no local de consumo.
- Sessenta minutos, a contar da hora e data acordada com o cliente, caso o operador de rede considere ser necessária a presença do cliente no local de consumo durante a atuação remota na instalação.

As operações remotas referentes à ativação e desativação de fornecimento, bem como os restabelecimentos do fornecimento por facto imputável ao cliente, incluindo redução da potência contratada, são também abordados neste capítulo.

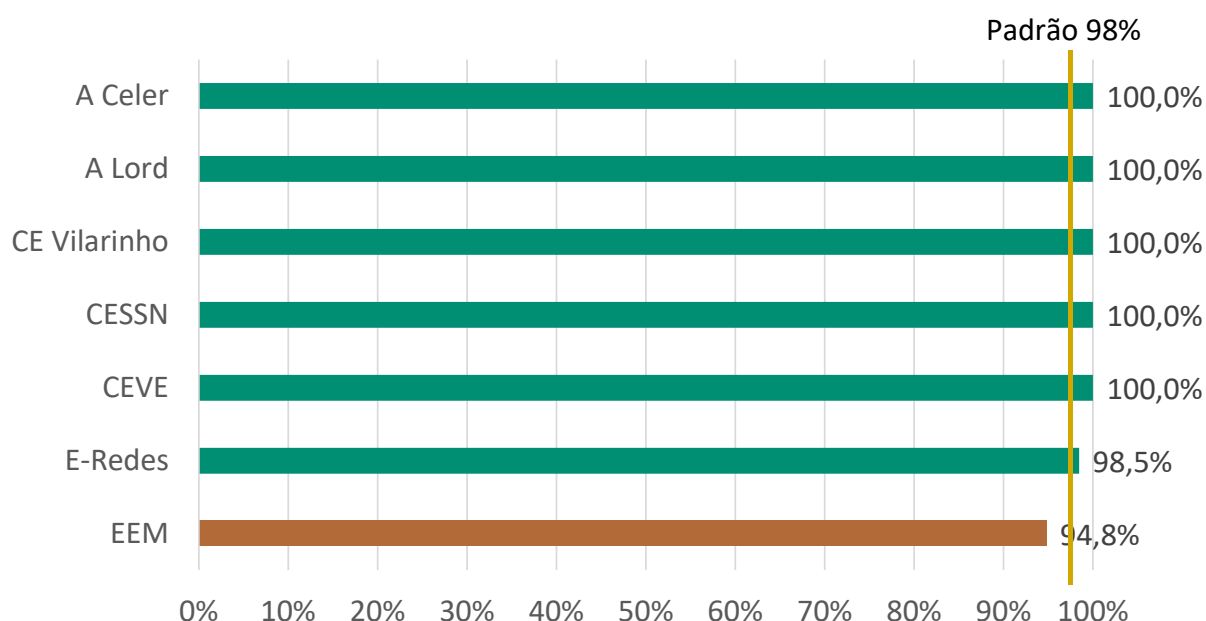
O RQS avalia o desempenho nos serviços prestados remotamente pelos operadores de redes de distribuição de energia elétrica de Portugal continental e das regiões autónomas dos Açores e da Madeira de modo global, englobando as seguintes operações realizadas remotamente: ativações de fornecimento, ações em substituição de visita combinada, desativações de fornecimento, reposição da potência contratada após redução de potência por facto imputável ao cliente e restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente. Trata-se, portanto, de uma avaliação para a globalidade dos serviços prestados remotamente, com exceção da leitura.

A avaliação é feita através de um indicador geral relativo ao cumprimento dos prazos para a realização dos referidos serviços remotos em instalações integradas em redes inteligentes. Este indicador é calculado através do quociente entre o número de serviços realizados remotamente dentro do prazo e o número total de serviços realizados remotamente. O padrão estabelecido para este indicador impõe que pelo menos 98% do total dos serviços remotos sejam efetuados dentro do prazo estipulado regulamentarmente, em cada ano.

8.2 CARACTERIZAÇÃO

A Figura 8.2-1 apresenta os valores do indicador para os ORD do setor elétrico que reportaram dados relativos a esta matéria.

Figura 8.2-1 – Indicador do desempenho nos serviços prestados remotamente



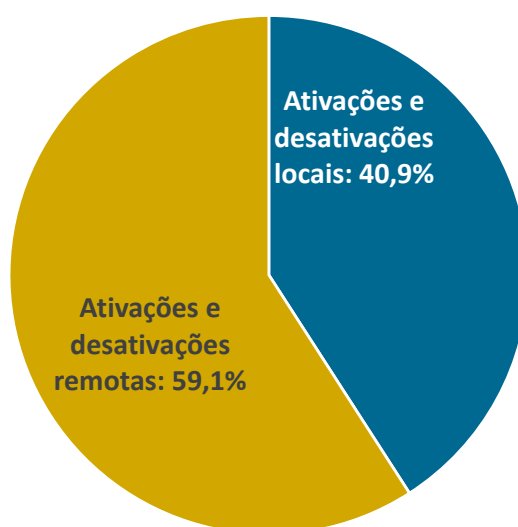
Nota: A EDA reportou “0” (zero) em todos os serviços prestados remotamente, uma vez que se encontra em início da implementação das redes inteligentes.

No seu conjunto, 98,5% dos serviços remotos foram prestados dentro dos prazos previstos.

8.2.1 ATIVAÇÃO REMOTA DE FORNECIMENTO

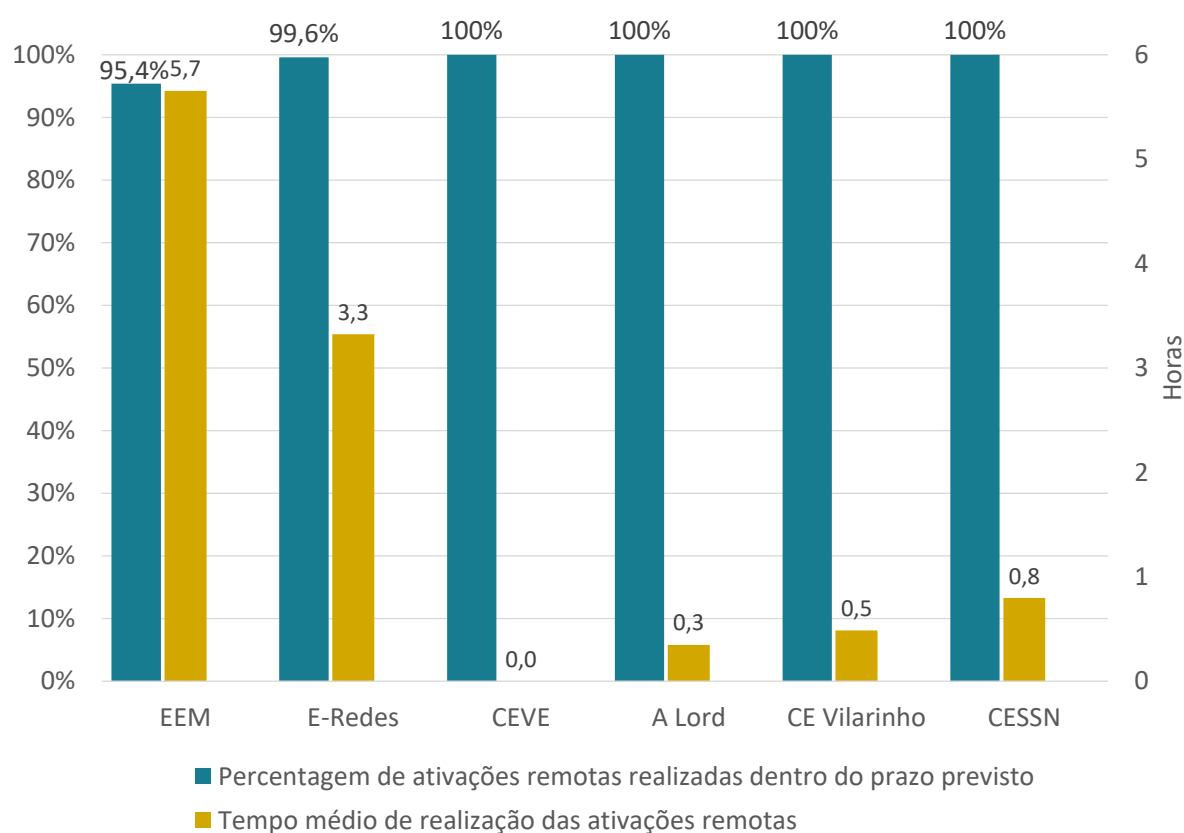
A ativação remota de fornecimento, com o alargamento das instalações ligadas em rede inteligente, em especial nas regiões autónomas, tem vindo a ganhar expressão. A Figura 8.2-2 ilustra o peso das ativações e desativações realizadas remotamente, no total de ativações e desativações realizadas (locais e remotas).

Figura 8.2-2 – Proporção entre ativações e desativações locais e remotas



A Figura 8.2-3 apresenta, para cada ORD que reportou realizar ativações remotas, as percentagens de ativações remotas realizadas dentro dos prazos previstos, bem como os tempos médios entre o início da contagem do prazo e a realização da ativação.

Figura 8.2-3 – Ativações remotas de fornecimento realizadas dentro dos prazos e tempo médio de realização



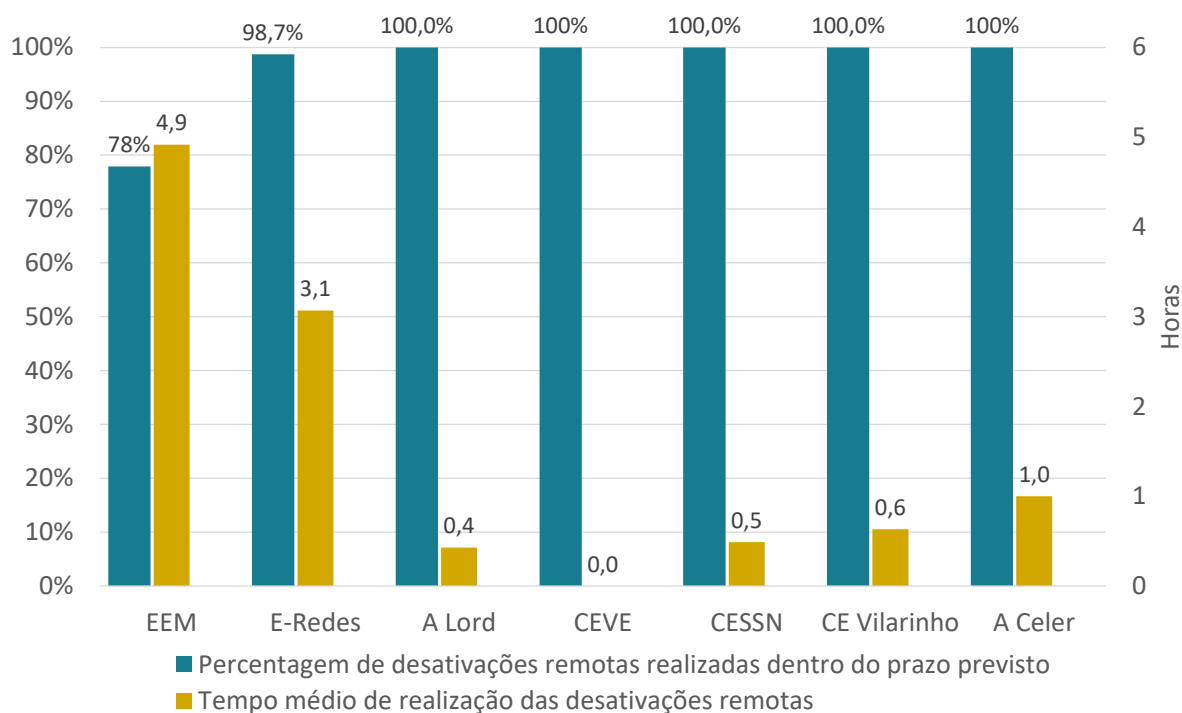
Nota: A CEVE reportou “0” (zero) como a soma dos tempos de realização das ativações remotas.

Globalmente, 99,6% das ativações remotas foram realizadas dentro do prazo regulamentar (99,5% em 2024).

8.2.2 DESATIVAÇÃO REMOTA DE FORNECIMENTO

A Figura 8.2-4 apresenta as percentagens de desativações remotas realizadas dentro dos prazos previstos, bem como os tempos médios entre o início da contagem do prazo e a realização da desativação, para os ORD que reportaram efetuar esta operação remota.

Figura 8.2-4 – Desativações remotas de fornecimento realizadas dentro dos prazos e tempo médio de realização

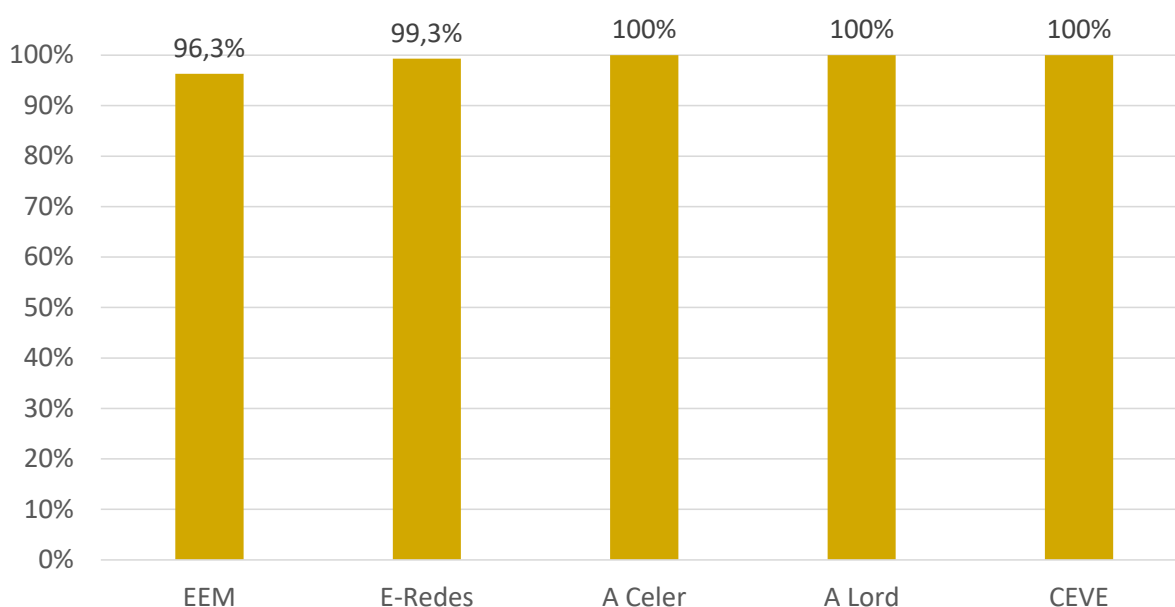


Globalmente, 98,7% das desativações remotas foram realizadas dentro do prazo regulamentar (98,9%, em 2024).

8.2.3 RESTABELECIMENTO REMOTO DE FORNECIMENTO

A Figura 8.2-5 apresenta as porcentagens de cumprimento de prazos para restabelecimentos do fornecimento efetuados remotamente, pelos ORD que reportaram a realização deste tipo de operações.

Figura 8.2-5 – Cumprimento de prazos no restabelecimento remoto após interrupção por facto imputável ao cliente



No conjunto dos ORD, o restabelecimento remoto foi realizado atempadamente em 99,3% das situações (99,4% em 2024).

8.3 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A grande maioria dos serviços remotos foram prestados dentro dos prazos previstos.

9 CLIENTES PRIORITÁRIOS

9.1 ENQUADRAMENTO

O RQS determina que se considerem prioritários:

- Clientes para os quais a sobrevivência ou a mobilidade dependam de equipamentos cujo funcionamento é assegurado pela rede elétrica. São também considerados prioritários os clientes que coabitem com pessoas nestas condições;
- Instalações de consumo que prestem serviços fundamentais para as quais a interrupção do fornecimento provoca graves alterações ao seu funcionamento.

As instalações explicitamente consideradas nesta categoria são as seguintes: hospitais; centros de saúde ou equiparados; forças de segurança e instalações de segurança nacional; bombeiros; proteção civil; equipamentos dedicados à segurança e gestão de tráfego marítimo ou aéreo; instalações penitenciárias; estabelecimentos de ensino básico (apenas no âmbito do setor do gás) e instalações destinadas ao abastecimento de gás de transportes públicos coletivos (apenas no âmbito do setor do gás).

Para que, em caso de avaria, seja possível o restabelecimento mais rápido ou o pré-aviso individualizado de interrupção de fornecimento (programado) para os clientes prioritários, é necessário que os comercializadores e ORD mantenham o registo atualizado e partilhado. Por conseguinte, e sem prejuízo de partir destes clientes a iniciativa de registo, o RQS determina que cabe aos ORD a identificação dos clientes prioritários. O RQS prevê ainda a consulta anual, pelos ORD, às diferentes entidades administrativas que possam deter informação atualizada que auxilie na identificação de clientes prioritários.

No ano de 2025, após o apagão ibérico, existiu um número elevado de entidades que solicitaram que fossem classificadas como clientes prioritários. Esta situação fará com que o tema seja objeto de reflexão em próxima revisão do Regulamento de Qualidade de Serviço.

9.2 CARACTERIZAÇÃO

O Quadro 9.2-1 apresenta o número de clientes prioritários, no final de 2025, para cada ORD.

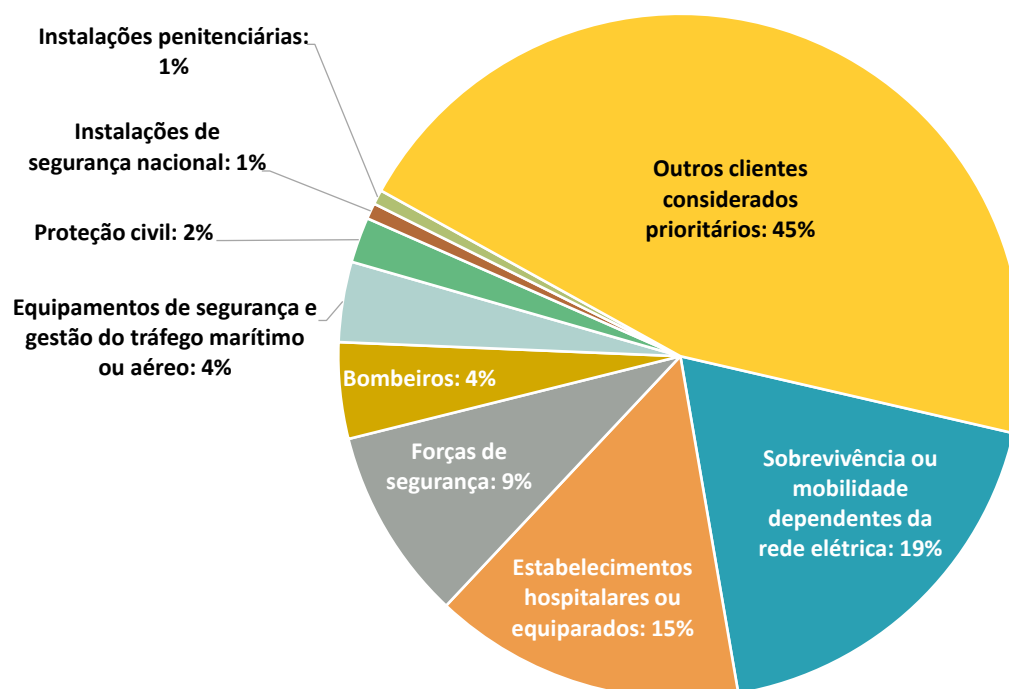
Quadro 9.2-1 – Total de clientes prioritários (ORD), por setor

ORD	Cientes prioritários Setor elétrico	Cientes prioritários Setor do gás
E-Redes	8746	
Lisboagás		924
Lusitaniagás		549
REN Portgás		508
EDA	363	
Beiragás		222
Sonorgás		169
EEM	181	
Duriensegás		150
Setgás		143
Tagusgás		69
Dianagás		19
Medigás		18
A Celer	5	
A Lord	3	
CEVE	6	
Paxgás		3
CE Loureiro	1	
CESSN	3	
Total	9308	2774

Verificou-se, no conjunto dos dois setores, um aumento significativo (+47%) do número de clientes prioritários registados comparativamente com o ano anterior, motivado pelo aumento verificado no setor elétrico.

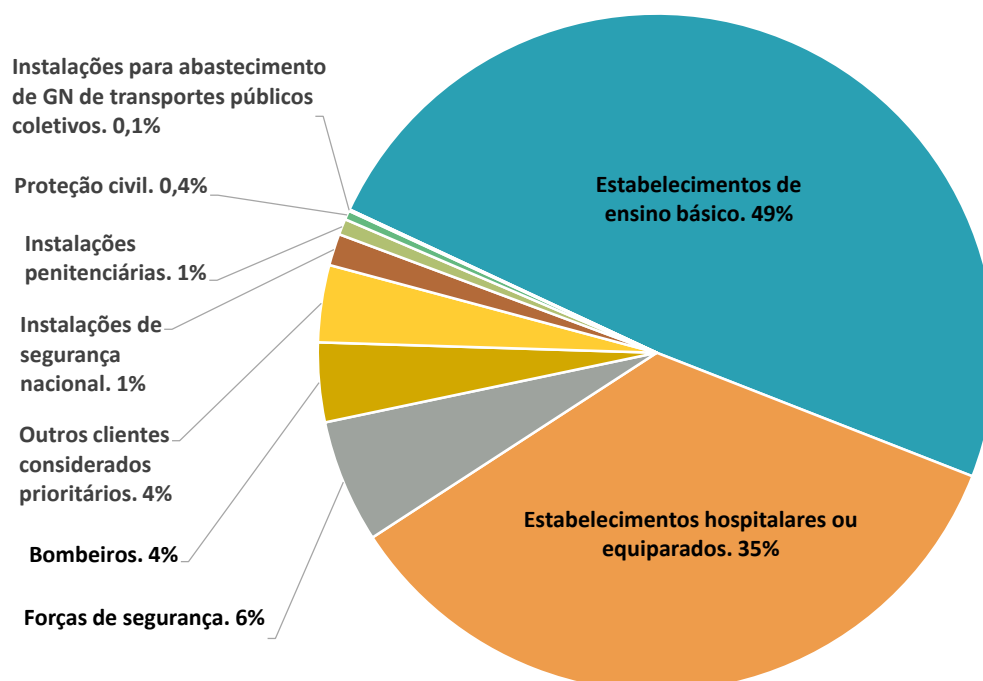
As figuras seguintes apresentam a distribuição de clientes prioritários por categorias para cada um dos setores.

Figura 9.2-1 – Proporção das categorias de clientes prioritários (ORD do setor elétrico)



A categoria “Outros clientes considerados prioritários” aumentou face a 2024, devido, sobretudo, à inclusão de entidades do setor dos serviços de águas.

Figura 9.2-2 – Proporção das categorias de clientes prioritários (ORD do setor do gás)



9.3 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Verificou-se, no conjunto dos dois setores, um aumento significativo do número de clientes prioritários registados, motivado pelo aumento verificado no setor elétrico, designadamente de entidades do setor dos serviços de águas.

Os operadores de redes de distribuição devem continuar a realizar as diligências necessárias para manter o registo de clientes prioritários atualizado, nomeadamente através dos procedimentos já definidos de atualização do registo dos clientes prioritários. Os clientes para os quais o fornecimento de energia elétrica ou gás natural é crítico devem tomar medidas para lidar com situações de contingência.



ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Rua Dom Cristóvão da Gama, 1 – 3.º
1400 - 113 Lisboa

+351 213 033 200
erse@erse.pt
www.erse.pt