
De: Fernando Manuel Rodrigues Ferreira
Enviado: segunda-feira, 15 de Julho de 2013 17:28
Para: rqseletricidade2013
Assunto: EDA - comentários, proposta e dúvidas à proposta de revisão do RQS, de julho de 2013
EDA_Comentários à Revisão do RQS_v3.pdf

Anexos:

Importância: Alta

Boa tarde,

Enviamos em anexo os comentários, propostas e dúvidas da EDA, relativos ao documento de revisão do Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico, de julho de 2013. Encontramo-nos ao vosso dispor, no sentido de prestar todos os esclarecimentos que considerem necessários, inerentes ao documento em anexo.

Com os melhores cumprimentos,

Fernando Ferreira



Comentários da EDA à proposta da ERSE de revisão do
Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico

Comentários da EDA à proposta da ERSE de revisão do Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico

Os comentários da EDA, à proposta de revisão do Regulamento da Qualidade do Setor Elétrico, centrar-se-ão sobre as sínteses de propostas que constam do documento justificativo. Após cada caixa de proposta apresentam-se os respetivos comentários.

1. Estabelecimento do conceito de "incidente de grande impacto" no âmbito da continuidade de serviço, com obrigação de reporte das respetivas causas e consequências, independentemente da sua origem.
2. Estabelecimento do conceito de "evento excepcional", o qual, depois de aprovado como tal pela ERSE, permite a exclusão do evento para efeitos de comparação com padrões gerais e individuais de continuidade de serviço e do pagamento de compensações por incumprimento dos padrões individuais.

1. Em 2012 verificaram-se 31 situações definidas como incidente de grande impacto, das quais 6 classificadas como fortuitas ou de força-maior, 1 por razões de segurança e as restantes por causas próprias.

2. Em 2012 foram registadas 124 ocorrências imprevistas cuja causa é alheia à EDA, das quais metade apenas afetou pontos de entrega da rede de baixa tensão.

"Incidente de grande impacto" - A proposta dos parâmetros Energia não fornecida ou não distribuída superior a 5 MWh nas ilhas de S. Miguel e Terceira e 1 MWh nas restantes ilhas, no caso da Região Autónoma dos Açores, não faz muito sentido em ilhas pequenas, como p.e. no Corvo, onde uma interrupção de 1MWh pode corresponder a cerca de 8 horas de interrupção geral, enquanto em outra ilha pode corresponder a uma linha apenas, desligada por 1 hora. Sugere-se que se analise, em alternativa, uma percentagem da carga ou do número de clientes interrompidos.

"Eventos excepcionais" - Da leitura do nº1 do art.º 8, presume-se que os casos fortuitos e de força maior poderão ser classificados como eventos excepcionais. Este artigo reveste-se de subjetividade, reforçada pelo disposto no procedimento nº 6 do MPQS. O documento justificativo da ERSE explica a necessidade de nos aproximarmos às melhores práticas internacionais, calculando os indicadores, para efeitos de comparação com os padrões, sem os

casos fortuitos e de força maior. Esta justificação não nos parece adequada, uma vez que não fará sentido penalizar o ORD por eventos que não são da sua responsabilidade.

Quando a ERSE refere no seu documento justificativo “...em linha com as melhores práticas internacionais”, quais as referências utilizadas como melhores práticas internacionais em ilhas e/ou sistemas isolados?

No MPQS, procedimento n.º 6, refere-se: “*Comprovativos obtidos junto das autoridades e entidades oficiais que demonstrem que o evento ocorreu devido a factos não imputáveis às entidades a quem este procedimento se aplica, e, bem assim, provas de que estes cumpriram com todas as normas técnicas e boas práticas aplicáveis.*”

Sugere-se que no MPQS seja claramente definido ou referenciado o conceito de “boas práticas aplicáveis”.

O procedimento n.º 6 refere: “*Este procedimento estabelece as normas complementares ao Artigo 9.º do RQS relativas à classificação dos eventos excecionais e aplica-se aos operadores das redes, aos comercializadores e aos comercializadores de último recurso.*”

Este ponto invoca o artigo 9º quando deveria invocar o 8º.

Relativamente aos prazos e conteúdo dos reportes de informação, dos procedimentos n.º5 e n.º 6, sugere-se a sua clarificação e uniformização, designadamente a definição de 20 dias úteis para a apresentação dos relatórios preliminares destes eventos e 20 dias úteis para os relatórios finais.

RQS Artigo 8º

Sugere-se a clarificação dos conceitos constantes das alíneas a), b) e c).

Quando se refere "uma significativa diminuição da qualidade de serviço prestada", importa clarificar o referencial em causa (em relação a cliente(s) afetados, em relação à ilha, em relação à Região).

5. Na RAA e na RAM as interrupções com origem no sistema produtor devem ser consideradas no cálculo dos indicadores gerais e individuais designadamente para efeitos de comparação com os respetivos padrões.

Comentários da EDA à proposta da ERSE de revisão do Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico

6. Atualização dos valores dos padrões gerais de continuidade de serviço para os níveis BT e MT.

8. Atualização dos valores dos padrões individuais de continuidade de serviço para os níveis BT e MT.

No atual Regulamento (Artº. 17) as interrupções com origem no sistema eletroprodutor já são consideradas ao nível dos indicadores individuais (Número de interrupções por PdE/ano e Duração total das interrupções-horas PdE/ano). Com a proposta da ERSE, as interrupções com origem no sistema eletroprodutor passam a ser também consideradas ao nível dos indicadores gerais de continuidade de serviço.

Se a partir de agora os indicadores gerais passam a incorporar as indisponibilidades com origem na Produção, como é que se justifica que os valores padrão sejam inferiores aos atuais?

Considerando o histórico de indicadores de continuidade de serviço observados na RAA, incluindo as interrupções com origem em centros produtores, parece-nos que os padrões agora propostos introduzem um grau de exigência, na generalidade, dificilmente alcançável.

Há 3 vertentes penalizadoras para a EDA no cumprimento dos novos padrões:

1. Passam a ser contabilizadas as interrupções com origem na produção;
2. Possibilidade dos casos fortuitos e de força maior não serem enquadrados como eventos excepcionais;
3. Redução dos valores padrão. Atendendo a que Região, pela sua localização geográfica, está sujeita a alguma imprevisibilidade nos resultados dos indicadores os novos padrões poderão ser difíceis de alcançar em anos de mau tempo prolongado.

A aproximação dos valores entre a zona A e as B e C não faz sentido quando os incidentes com origem na Produção são contabilizados na continuidade de serviço.

Os padrões gerais estabelecidos atualmente em vigor para as zonas B e C são consideravelmente superiores aos estabelecidos para a zona A; e devem ser assim mesmo, porque são essas zonas que estão normalmente associadas ao deslastre de linhas MT nos 1º e 2º escalões, para evitar uma interrupção geral no caso de evento com origem na produção.

Comentários da EDA à proposta da ERSE de revisão do Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico

13. Obrigatoriedade de divulgação dos resultados do plano de monitorização da qualidade de energia por ponto de rede monitorizado.

Todas as semanas monitorizadas devem ser publicadas ou só as selecionadas?

14. Aplicação do conceito de qualidade de energia no RQS.

Concorda-se com a evolução para um conceito de maior partilha de responsabilidade entre operadores e utilizadores da rede uma vez que os consumidores também são eles origem de perturbações nas redes elétricas. A este propósito solicita-se a clarificação dos seguintes pontos:

- Na p.14 do documento justificativo refere-se a evolução para "medição conjunta de onda de tensão e corrente".
- No MPQS – Procedimento 10 - medições da QE na sequência de reclamações dos clientes (p50), é referida a necessidade de monitorização do ponto de entrega (caixas de bornes seccionáveis dos secundários dos respetivos TTs).

Dúvidas: O procedimento não esclarece se poderá ser utilizado o enrolamento de medida do sistema de contagem para medições em clientes MT. Qual o procedimento a utilizar para um cliente BT?

16. Estabelecimento de um número mínimo de pontos de rede em que se monitoriza a qualidade de energia e, quando aplicável, a respetiva taxa de crescimento anual.

17. Definição da duração mínima que as medições da qualidade de energia devem respeitar nos diferentes níveis de tensão.

As alterações propostas serão integradas em procedimento específico do MPQS.

No procedimento n.º 9, propõe-se a supressão “AT/MT”, ficando apenas “Subestações”, pois é o que de facto tem sido subentendido até agora e pretende-se abranger também as subestações MT/MT.

A exigência de monitorizar, pelo menos, 2 PT por concelho pode não ter aplicação e induzir custos desnecessários: por exemplo, na ilha do Corvo, apenas existe 1 PT, que é alimentado por uma linha de MT subterrânea de 960 metros, diretamente da central térmica. Sendo efetuada a monitorização à saída da central, é redundante a monitorização do PT desta ilha.

Comentários da EDA à proposta da ERSE de revisão do Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico

Propõe-se, no mínimo, 90 dias na BT. Não é estabelecido máximo pelo que mantemos as medições durante um ano.

No MPQS - Procedimento n.9, pág.46 - Rede distribuição em BT - campanha periódica com duração mínima de 1 ano. Dúvida: MPQS, Procedimento n.9, pág.46 Rede de transporte e distribuição AT e MT - 6.1.2. - a subestação das Sete Cidades, por exemplo, também terá de ser monitorizada?

Sugere-se a alteração do artigo 27º da Proposta do Articulado, ponto 1 para:

1 - A verificação da qualidade de energia tem por objetivo permitir a caracterização nacional da qualidade de serviço técnica prestada e a identificação de eventuais áreas de melhoria, e será realizada através de ações de monitorização permanente e/ou campanhas periódicas, de acordo com os planos de monitorização da qualidade de energia estabelecidos em procedimento específico do MPQS.

Comentário relativamente ao ponto16.

Relativamente ao MPQS nº9, ponto 6.1.1 Monitorização permanente, sugere-se a seguinte alteração: de “50% das subestações AT/MT de cada ilha” para “50% das subestações de cada ilha, devendo ser efetuada a monitorização de pelo menos 20 subestações”

No ponto 6.1.3.- PLANO DE MONITORIZAÇÃO, sugere-se o seguinte texto final:

A entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA deve efetuar anualmente a monitorização da qualidade de energia conforme os pontos anteriores.

21. Substituição da atual metodologia para determinação da cava equivalente em eventos polifásicos pela metodologia proposta pela norma EN 61000-4-30.

- 1) Implica a necessidade de análise/adaptação da aplicação informática - QWebreport, existente na EDA.
- 2) Identifica-se a necessidade de clarificação dos conceitos de cava e interrupções.

No MPQS - procedimento 11 - definição de cava em incongruência com a definição de cava na EN50160: conceito de cava RQS (90-1%). Na proposta de articulado, artigo 15º, define-se também que o início da interrupção ocorre quando a tensão é inferior a 1% da tensão declarada em pelo menos uma fase.

Comentários da EDA à proposta da ERSE de revisão do Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico

Na NP 50160 define-se interrupção como a condição em que a tensão no ponto de entrega é inferior a 5% da tensão de referência em todas as fases.

MPQS - Procedimento 11 - 4 - Medição das características de tensão: "as medições serão efetuadas a partir das tensões simples ou caso tal não seja viável das tensões compostas". Situação EDA - tensões simples na BT, restantes tensões compostas, conforme "Guidelines of Good Practice on the Implementation and Use of Voltage Quality Monitoring Systems for Regulatory Purposes" p.29.

22. Alargar o âmbito de aplicação do plano de melhoria da qualidade de serviço à qualidade de energia.
23. Integração dos planos de melhoria da qualidade de serviço nos Planos de Desenvolvimento e Investimento das redes, incluindo a calendarização, orçamentação e estudo de análise custo-benefício.
24. Obrigação de apresentação de um relatório referente à execução do plano de melhoria, a integrar o relatório anual sobre a qualidade de serviço.

Devem ser ressalvadas as situações não conformes com impacto reduzido sobre os consumidores, como seja o Flicker, situação que ocorre na ilha do Corvo.

A proposta de Regulamento prevê a obrigatoriedade de submissão de um plano de melhoria da qualidade de serviço nas situações em que se identifique a existência de pontos de entrega ou zonas das redes, nos quais sejam sistematicamente ultrapassados os limites das características de qualidade da tensão, impostos pela norma NP EN 50160 para as redes em AT, MT e BT. Frequentemente, a tomada de conhecimento das situações enquadráveis no plano de melhoria resultam das reclamações dos clientes. Neste contexto, a presente proposta irá implicar o alargamento dos tempos de resposta, que atualmente são atendidos com pequenos investimentos no decurso do próprio ano da reclamação.

A preparação dos Planos de Desenvolvimento e Investimento tem um ciclo anual, pelo que importa clarificar como funcionarão os prazos para inclusão das pequenas intervenções de investimento destinadas a responder às reclamações dos clientes.

25. Clarificação das matérias a disponibilizar pelos operadores das redes de distribuição, comercializadores de último recurso e comercializadores.

Comentários da EDA à proposta da ERSE de revisão do Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico

26. Permitir que cada empresa escolha os meios que considera mais adequados para dar cumprimento às obrigações de divulgação, mantendo a gratuidade.

O envio à ERSE das publicações deixa de ser obrigatório?

50. Indicador geral aplicável ao ORD com prazo de resposta de 15 dias úteis para apresentação da informação, conforme conceito estabelecido no RRC, sem padrão.

É importante clarificar o âmbito de aplicação (apenas BTN ou BTN + BTE).

55. Clarificação da aplicação deste indicador individual aos comercializadores.

56. Uniformização do intervalo de tempo de 2h30 para o início da visita combinada, modalidade única em todo o território nacional.

57. Consagração da possibilidade de desmarcação da visita combinada com a antecedência mínima de 12h, por qualquer das partes interessadas.

Parece-nos que 12h é pouco tempo para um pré-aviso eficaz. Propomos uma antecedência de 24 horas.

58. Prazos máximos sem diferenciação entre zonas geográficas. Os prazos propostos são os seguintes:

- Pessoas, ou clientes que coabitem com pessoas, para as quais a sobrevivência ou a mobilidade dependam de equipamentos cujo funcionamento é assegurado pela rede elétrica – 3 horas;
- Clientes prioritários – 3 horas
- Restantes clientes – 4 horas

59. Uniformização do período de suspensão do início da contagem de prazos – das 8h às 24h em todo o território nacional.

A diminuição dos prazos de assistência e alteração das 23h para as 24h, irá implicar um aumento de custos. Propõe-se que, mantendo-se o período de atendimento, este seja efetuado para comunicações recebidas até às 23h.

Comentários da EDA à proposta da ERSE de revisão do Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico

60. Harmonização das regras em todo o território nacional.

61. O desempenho na leitura de contadores é avaliado através de um indicador individual, com padrão e compensação, que estabelece que os ORD devem garantir que cada leitura não dista mais que seis meses da imediatamente anterior para o mesmo local de consumo.

62. Clarificação do conceito de contador acessível, que inclui os contadores que se encontram nas áreas comuns de edifícios e aqueles que cuja leitura é feita de locais públicos.

63. Os contadores não acessíveis estão excluídos do cumprimento do padrão do indicador.

A passagem a indicador individual, com padrão (distância máxima de leituras = 6 meses) e pagamento de compensação, pressupõe que a empresa não tenha possibilidade de recorrer à 2ª tentativa de recolha de leitura de ciclo, pois se após a 2ª tentativa continuar a não conseguir obter a leitura, já entrará em incumprimento. Ou seja, qualquer diligência que for realizada após a 2ª tentativa já estará a ultrapassar esse limite dos 6 meses e terá que compensar o cliente.

Não teremos outra hipótese se não avançar com o *dunning* de leituras, logo após a primeira tentativa falhada de recolha de leituras, opção que conduz a custos de desenvolvimento aplicacional.

O aviso ao cliente de que foi tentada a leitura, através de mensagem na fatura de ciclo, poderá constituir-se como prova suficiente para evitar o pagamento de compensação?

Na última reunião de revisão do RQS, foi deixada no ar a possibilidade de não haver lugar a compensação desde que a empresa comprove as diligências tomadas de notificação ao cliente (entrega de Aviso de Leitura no Local de Consumo e/ou mensagem na fatura de ciclo), de acordo com o estipulado em RRC (art. 184ª nº 6 e 7).

Quanto à questão da acessibilidade, deverá manter-se como critério-chave apenas a acessibilidade da via pública. No caso dos Açores, não faz sentido incluir como medição acessível os contadores localizados em espaços coletivos de edifícios uma vez que, dada a reduzida dimensão dos condomínios (existem muitas situações com menos de 4 frações), não existe a figura de porteiro ou representante do condomínio que assegure o acesso aos prestadores de serviços de leitura.

Comentários da EDA à proposta da ERSE de revisão do Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico

64. Indicador individual com os seguintes prazos máximos para restabelecimento (após ter sido sanada a causa da interrupção):

- 12 horas para clientes em BTN;
- 8 horas para os restantes clientes;
- 4 horas caso seja pago o preço adicional para restabelecimento urgente, nos termos do RRC.

O atual RQS define como prazo máximo para o restabelecimento de energia as 17:00 do dia seguinte. O SAP ISU implementado na EDA, quando gera as ordens de serviço, apenas faz menção ao dia e não à hora de geração. Como por norma restabelecemos os clientes no próprio dia, ou na pior das hipóteses na manhã do dia seguinte, nunca ultrapassamos o prazo atualmente em vigor. A atual proposta implica desenvolvimento aplicativo do SAP ISU (Implementação de registador horário e extração de indicadores), o qual poderá não estar disponível antes de Janeiro de 2014, assim como acarreta custos com o referido desenvolvimento. Considerando a performance que já é assegurada pela EDA, que promove, por via de regra, a religação dos clientes BT no próprio dia, questiona-se a necessidade de incorrer em custos adicionais para aparentemente proteger os poucos clientes incumpridores à custa da esmagadora maioria de clientes cumpridores, que, em última análise, são pagos por todos os clientes.

65. Estabelecidos os seguintes horários para restabelecimento:

- Clientes BT - dias úteis, entre as 8h00 e as 24h00.
- Outros níveis de tensão – todos os dias, entre as 8h00 e as 24h00.

Por norma quem executa os restabelecimentos em S. Miguel e Terceira são os empreiteiros, nas restantes ilhas são executadas por pessoal próprio. Isto implica um aumento dos custos, seja por horas extras e folgas compensatórias, onde o serviço é executado por pessoal próprio, ou pelo aumento do preço do empreiteiro em S. Miguel e Terceira. Para evitar estes sobrecustos e os do ponto anterior, parece-nos preferível considerar como unidade de referência temporal 1 dia útil ao invés dos novos prazos, reservando para os outros clientes (MT, AT), a duração máxima de 8 horas. Aplica-se neste item o referido no ponto anterior.

69. Alargamento da obrigação de realização de auditorias aos comercializadores em regime de mercado.

70. Sistematização autónoma dos procedimentos de realização de auditorias.

Artigo 73º, alínea "g) Resultados das auditorias de verificação das disposições regulamentares relativas à qualidade de serviço", (acrescer) nos termos do ponto 4 do artigo 68º. Quer isto dizer que o RAQS só deve contemplar os resultados das auditorias, de 2 em 2 anos.

Outras observações e dúvidas

Artigo 74.º

Publicação dos relatórios da qualidade de serviço das empresas

1 - Os operadores das redes, os comercializadores de último recurso e os comercializadores devem, até 15 de maio, publicar na sua página de internet o relatório da qualidade de serviço relativo ao ano anterior e enviar um exemplar à ERSE e à DGEG, bem como à DRE da RAA e à DRCIE da RAM.

A EDA propõe que se mantenha o prazo atual de publicação do RAQS do ano n-1, ou seja, até 31 de maio do ano n. Qualquer antecipação do prazo significa um enorme acréscimo de trabalho e a alteração de rotinas de trabalho já implementadas, com eventual prejuízo na qualidade da informação a publicar.

Siglas e definições

As definições deveriam constar em apenas um dos documentos (RQS ou MPQS), ou, no mínimo, serem iguais.

A sigla de ponto de entrega deveria manter-se PdE, sendo que PE pode ser confundido com parque eólico.

Ocorrência – deveria ser um conjunto de eventos e/ou operações, ou, em alternativa, definir-se uma figura que agregue uma sucessão de eventos e/ou operações, quer se tratem de situações previstas ou imprevistas

PROCEDIMENTO N.º 1.

A ERSE pode proceder à alteração do MPQS, por sua iniciativa ou mediante proposta das entidades a quem este manual se aplica.

As empresas desenvolvem sistemas e processos para responder aos regulamentos bem como aos procedimentos em vigor, com custos associados, pelo que deve existir um período de vigência mínima.

PROCEDIMENTO N.º 3.

Ponto n.º 2

d) Comprovativo da inexistência da alimentação alternativa a partir de instalações existentes

Que tipologia de informação é pretendida neste ponto? Esquemas de rede?

e) Comprovativos das ações de comunicação ou divulgação prévias

A EDA utiliza distintas fontes de comunicação para informar/avisar os clientes de cortes nos fornecimentos de energia elétrica, nomeadamente jornais e rádio. Relativamente aos jornais é pacífica a constituição de uma justificação com a digitalização dos anúncios. Quando a informação for veiculada por rádio, por exemplo, como se processa esse comprovativo?

f) Comprovativo da situação invocada, designadamente nas situações de facto imputável ao cliente.

Sugere-se que sejam devidamente identificados os justificativos passíveis de serem aceites.

b) Comportamento dos sistemas de comando, controlo e proteção.

O que se pretende efetivamente com estes descritivos? São suficientes os descritivos de manobras atualmente efetuados na EDA?

PROCEDIMENTO N.º 4.

“O cálculo dos indicadores deve considerar todas as interrupções que afetem os PE do respetivo operador das redes, sendo somente excluídas aquelas que, com origem em instalação de cliente, não interrompam outros clientes.”

A EDA tem como procedimento, para situações em que se verifiquem interrupções cuja origem seja a instalação do cliente (não tendo origem em equipamento de contagem ou de controlo de potência de propriedade do operador de rede de distribuição) e afete outras instalações de clientes, a criação de dois registos distintos, um para o cliente cuja instalação origina as interrupções, classificando-o como fato imputável ao cliente, e um segundo onde são registadas as interrupções das restantes instalações, classificando-o como causas próprias. Este procedimento afigura-se como correto?

“Por outro lado, os incidentes ocorridos nas instalações dos clientes são considerados para efeito de cálculo dos indicadores de continuidade de serviço desde que tenham origem em avaria do equipamento de contagem ou de controlo de potência de propriedade do operador de rede de distribuição.”

Os problemas verificados ao nível de equipamento de contagem e/ou controlo de potência, cuja responsabilidade seja dos clientes, quer por via de tentativas de fraude, danos involuntários, más condições dos nichos, etc., devem ser classificados como factos imputáveis aos clientes?

A definição dos indicadores de continuidade mantém-se ambígua, sobretudo no que respeita aos denominadores das expressões apresentadas. Pretende-se que, para a RAA, os indicadores sejam apresentados para a Região, para a Região por zona, por ilha, por ilha e zona, por concelho, concelho e zona? É conveniente que seja explícita a definição do indicador, quando apresentado para cada uma destas tipologias. Seja o denominador o número de PdE, ou a potência instalada, estes valores referem-se a: ao valor da Região, da zona, da ilha e zona do concelho e zona?

Por exemplo, para o indicador MAIFI_MT diz-se que:

“k – quantidade total de pontos de entrega (PTC e PTD), globalmente ou na zona de qualidade de serviço considerada.”

Embora esta definição possa ser mais clara e específica, não se encontram definições semelhantes para os restantes indicadores. Aplica-se apenas a este?

A questão que se coloca é: pretende-se aferir a continuidade de serviço, por via de indicadores, mas relativos a que referencial? Ao todo? Da Região, ou da ilha?

Por outro lado, o indicador END é utilizado como referencial para a eventual classificação de uma ocorrência como sendo incidente de grande impacto, sem que seja definida de forma explícita como são obtidas as variáveis do cálculo deste indicador, nomeadamente o valor da ED e T. A energia distribuída a considerar no cálculo é referente ao mês em que se deu a ocorrência, ao dia da ocorrência, ao ano transato? T será, com certeza, esse período, em horas. Para o apuramento deste indicador utiliza-se outro indicador, o TIEPI. Deve-se considerar o indicador por zona de qualidade, por ilha ou da Região?

É necessário definir de forma clara os fatores intervenientes no cálculo dos indicadores. Se o cálculo da END de uma determinada ocorrência for efetuado com base na ED num mês, deve a END de um período mais largo, um trimestre ou um ano, ser a soma das END das várias ocorrências calculadas desta forma, ou deve-se recalculá-lo o indicador? A soma das partes não corresponde ao todo.

A apresentação do indicador END deve ser feita com que bases? Por ilha, por zona, para a Região? Os indicadores de qualidade de serviço devem ser representativos. A apresentação de um END por zona de qualidade de serviço, por exemplo, induz mais em erro do que representa a energia que não foi entregue aos clientes nessas zonas. O cálculo da END por zona terá, presume-se, como base o indicador TIEPI por zona e a ED total, visto não ser viável quantificar esta ED por zona de qualidade de serviço. Considerando que em zonas do tipo C e B a ED será inferior à energia entregue em zonas do tipo A, o resultado será um indicador absolutamente distorcido.

A ERSE mantém os indicadores da rede de transporte para a RAA. Tratam-se de 9 pequenos sistemas, onde apenas em três ilhas existe uma rede que se pode designar como RT, de pequena extensão, e em que apenas numa é em alta tensão. A sua configuração leva a que alguns dos 13 PdE existentes por vezes funcionem como PdE, outras funcionem como pontos recetores (ver esquema de rede de São Miguel – anexo I).

O comportamento destas RT pode ser aferido por via dos indicadores de MT e BT, pela desagregação dos indicadores pela sua origem, verificando-se que estas redes têm uma expressão quase nula nos indicadores finais.

Os indicadores para a RT na RAA não têm expressão, nem apresentam qualquer mais-valia, visto não serem comparáveis com outras redes.

Na reunião sobre a revisão do RQS, a ERSE apresentou como possibilidade a exclusão da obrigatoriedade de se calcularem estes indicadores na RAA, o que não é refletido no regulamento proposto.

RQS Artigo 15º

“5 - Considera-se um só incidente, a sucessão de ocorrências de corte e de reposição de consumos correlacionados elétrica e temporalmente, afetando um ou mais PE, desde que o período de continuidade do abastecimento de todos os pontos afetados não tenha duração superior a 10 minutos.”

Parece haver uma desarticulação (neste ponto e em outros do regulamento) com as definições em "sucessão de ocorrências de corte e de reposição". Segundo a definição de ocorrência: "acontecimento que afete as condições normais de funcionamento de uma rede elétrica" poder-se-á considerar o corte como uma ocorrência, no entanto, parece que a reposição se trata do oposto de ocorrência (reestabelecer o normal funcionamento). Tratar-se-á de uma operação:

"ação desencadeada localmente ou por telecomando que visa modificar o estado de um órgão ou sistema" ou ação de um "Operador Automático (OPA) – dispositivo eletrónico programável destinado a executar automaticamente operações de ligação ou desligação de uma instalação ou a sua reposição em serviço na sequência de um disparo parcial ou total da instalação"

Relativamente ao conteúdo deste ponto, como se deve proceder, na contabilização do número de interrupções, numa situação em que se verifiquem várias interrupções, provocadas pela mesma situação, correlacionados elétrica e temporalmente, em que a reposição seja faseada e em que, durante a reposição, se verifiquem novas ocorrências que afetem esses mesmos pontos de entrega? Por exemplo: um defeito provoca interrupções nos clientes A e B, os clientes A e B estiveram sem energia das 10:00 às 10:10, dando-se nova interrupção do cliente B às 10:19 e do cliente A às 10:21. Nestas circunstâncias deve-se considerar que o cliente B teve uma interrupção e que o cliente A teve 2 interrupções, que ambos tiveram 2 interrupções ou que ambos tiveram uma interrupção.

RQS Artigo 72º/ PROCEDIMENTO N.13

Solicitam-se esclarecimentos sobre o conteúdo do relatório e da informação a remeter à ERSE: Entre o procedimento n.º 13 e o artigo 72º RQS, não é absolutamente claro que as Regiões devam remeter/publicar a informação para a Região e por ilha, ou se devem, também, disponibilizar a informação por concelho. Em caso afirmativo, qual a metodologia a aplicar ao cálculo dos indicadores?

Apresentam-se diversos prazos para o reporte de informação. No 4º trimestre a informação trimestral pode ser enviada conjuntamente com a restante informação anual (30 de Março) tendo as empresas que publicar o relatório até 15 Maio, sendo alguma da informação a mesma que será publicada no relatório anual. Estes prazos deveriam ser coincidentes, mantendo-se o anterior prazo de final do mês de Maio.

O conteúdo a constar do relatório anual é pouco claro: que tipologia de indicadores deve ser apresentada (ilha/zona/Região), quais as desagregações necessárias (origens, causas, trimestral, anual), quantos anos devem constar nas evoluções a apresentar, etc.

