

Publicação de Perguntas e Respostas (nos termos do n.º 6 artigo 10.º do Programa de Procedimento):

1. Tendo sido colocado o mapa de apoio e caracterização dos lotes e pontos de ligação, questionamos como poderá ser realizada a ligação aos pontos de ligação?

R1 - A questão deverá ser colocada diretamente ao Gestor do SEPM.

2. É dada prioridade, a algum nível de tensão?

R2 – Não

3. É previsto alterar níveis de tensão no futuro na rede existente?

R4 – Não

4. No ponto 6 do anexo 1 do caderno de encargos, é apontado uma taxa máxima de produção de 10%, podem ser remunerados como serviços?

R4 – Não

5. É possível a venda de serviços através destes pontos de ligação?

R5 – Não

1. O ponto de ligação à RESPM atribuído no âmbito do procedimento corresponde obrigatoriamente a uma subestação ou pode corresponder a outro elemento da rede (ex.: derivação em linha outro ponto intermédio)?

R1 – O ponto efetivo de ligação à RESPM, será indicado pelo respetivo operador no Pedido de Informação Técnica. (Ver alínea h) n.º 1 artigo 13.º do Programa do Procedimento).

2. É admissível a utilização de linhas existentes da RESPM, caso tecnicamente viável, ou o procedimento pressupõe sempre a construção de uma ligação dedicada privada? Se sim, existe algum

regime de partilha de custos ou de reforços de rede que possam ser assumidos, total ou parcialmente, pelo operador da RESPM, ou todos os custos de ligação e reforço são sempre suportados pelo Titular do Direito?

R2 – A ligação do centro electroprodutor à RESPM é feita a expensas da entidade proprietária dessa instalação, quando para seu uso exclusivo.

3. A resposta ao pedido de informação técnica da Empresa de Eletricidade da Madeira como operador de rede condiciona o nosso prazo de obtenção de

título de reserva da capacidade. De que forma isso é considerado nos prazos

do concurso?

R3 – O que é exigido na alínea h) do n.º 1 do artigo 13.º, como documento da proposta, é o comprovativo do pedido de informação técnica e não a resposta ao pedido.

4. Relativamente aos prazos, é mencionado que a caução definitiva (20k€/MW) é válida durante 25 meses. Ora, se o projeto porventura for sujeito a avaliação de impacte ambiental (AIA), e esta pode demorar até 12 meses, o prazo para execução será de apenas 13 meses, essa leitura é correta?

R4 – Nos termos do artigo 10.º do Decreto Regulamentar Regional n.º 6/2023/M de 15/2, a instalação do centro electroprodutor é efetuada por entidade instaladora habilitada nos termos da legislação aplicável, no prazo de um ano após o registo prévio, podendo ser prorrogado pela DREN, em casos devidamente fundamentados pelo requerente.

5. Em caso de redução da potência licenciada por imposição de entidades públicas, a caução definitiva é ajustada proporcionalmente em função da potência efetivamente licenciada?

R5 - O valor da caução a prestar será de 20 000 €/MW (vinte mil euros por megawatt de potência de capacidade de injeção na RESPM adjudicado ao abrigo do Procedimento.

6. A tarifa adjudicada é um valor nominal fixo durante os 20 anos ou admite qualquer mecanismo de atualização ou revisão em caso de alteração legislativa ou regulatória futura que tenha impacto nos custos operacionais do promotor?

R6 - A tarifa resultante do desconto aplicado sobre a TRef de 70 €/MWh, mantém-se fixa e vigora pelo prazo de 20 anos, não prorrogável, contados a partir do início de fornecimento de energia elétrica à RESPM, findo os quais caduca. (Artigo 19.º do Decreto Regulamentar Regional n.º 6/2023/M de 15/2)

7. A taxa de rejeição de energia até 10% prevista no Anexo I é por limite temporário (por exemplo mensal) ou pontual? (exemplo, com 1MW, podemos ter a injeção limitada, em qualquer momento em 10% para 900kW, ou no mês podem rejeitar 10% da energia produzida, por exemplo durante 3 dias seguidos?)

R7 – A taxa de rejeição de energia (10%), prevista no Anexo I, tem como base o limite temporal de 1 ano.

8. É necessário evidenciar comprovativo do direito de uso de terrenos para implantação do centro electroprodutor e/ou das infraestruturas de ligação à RESPM? É previsto ou possível alterar posteriormente o terreno de implantação, sem mudar a subestação?

R8 - A prova de titularidade do terreno para implantação do centro electroprodutor, não é exigido no momento de apresentação da proposta.

9. Quem é responsável pelas obras necessárias na infraestrutura da RESPM para possibilitar a interligação da central e respetivos os custos que daí decorram?

R9 - A ligação do centro electroprodutor à RESPM é feita a expensas da entidade proprietária dessa instalação, quando para seu uso exclusivo.

10. Há lugar a pagamento de taxas anuais ao operador da RESPM?

R10 - Deverão contactar o gestor do SEPM para clarificar a situação.

1. Aos titulares dos Direitos será atribuída a reserva de capacidade de injeção de energia na RESPM em MVA que lhes for adjudicada. Qual o limite de injeção, em MVA, de reativa uma vez que apenas a ativa é remunerada?

R1 – A injeção de energia reativa por parte das instalações de produção, encontra-se definida no Regulamento da Rede de Transporte e de Distribuição de Energia Elétrica da Região Autónoma da Madeira (ver pontos 4.4.3 - 4.4.4 e 4.4.5), aprovado em anexo ao Decreto Regulamentar Regional n.º 8/2019/M, de 31 de outubro.

2. Solicita se que seja expressamente esclarecido se, para além das obrigações previstas no Caderno de Encargos, podem vir a constituir se outras obrigações a cargo do adjudicatário, resultantes do conteúdo da proposta adjudicada. Em caso afirmativo, requer se a identificação concreta, clara e exaustiva dessas obrigações adicionais, com indicação do respetivo fundamento, alcance, momento de exigibilidade e consequências em caso de incumprimento, para efeitos de adequada avaliação do risco e de conformação

das propostas.

R2 - Todas obrigações decorrentes do presente procedimento concorrencial, encontram-se definidas no Programa de Procedimento e Caderno de Encargos.

3. A proibição de proceder à não hibridização dos Centros Electroprodutores instalados é extensiva ao sobredimensionamento, nomeadamente o

necessário para cobrir a reativa?

R3 - A não hibridização dos centros electroprodutores, nada tem a ver com a injeção de reativa.

4. Onde se lê " Titular do direito" presume-se que se deva ler " O gestor/operador da RESPM".
Clarificar.

R4 – Mantem-se o titular do direito.

5. Explicitar quais, na ótica da Secretaria Regional de equipamentos e infraestruturas, são as licenças, autorizações, pareceres e atos administrativos obrigatórios para a exploração do Centro Electroprodutor e quais os custos estimados com as mesmas?

R5 – O licenciamento do centro electroprodutor encontra-se definido no Decreto Regulamentar Regional n.º 6/2023/M de 15/2, que aprovou o regime aplicável à produção de eletricidade em regime especial a partir de fontes de energias renováveis, baseada em uma só tecnologia de produção, com capacidade instalada igual ou inferior a 5MW.

6. Nestes termos, solicita-se o devido esclarecimento em que casos é que poderá haver uma “recusa” da parte da DREN ou do Operador da RESPM, visto estarmos perante um concurso público onde estão previamente definidos os requisitos a serem cumpridos pelos concorrentes, e que os mesmos elaboram as suas propostas com uma avaliação e alocação do risco com base nesses mesmos requisitos taxativos.

R6 – A recusa do pedido poderá ocorrer quando não se refira a uma subestação publicitada no Anexo I do Programa do Procedimento, ou exceda a capacidade total disponível da subestação pretendida.

7. Solicita-se esclarecimento técnico e jurídico quanto ao enquadramento da construção da ligação ao ponto de interligação da RESPM, designadamente se a mesma pode ser executada ao abrigo de regime associado a serviço público ou a utilidade pública, atendendo a que o procedimento é um concurso público destinado a assegurar o abastecimento e a integração na rede. Em particular, requer-se que seja indicado: Se a ligação é qualificada como infraestrutura de interesse público, para efeitos de licenciamento e servidões. Se existe possibilidade de constituição de servidões administrativas, declaração de utilidade pública. Qual o regime aplicável a acessos, atravessamentos, autorizações de terceiros e responsabilidades durante a construção, incluindo coordenação com o Operador da RESPM.

R7 – Apenas o Gestor do SEPM, enquanto entidade responsável pelas atividades em regime de serviço público, usufrui do direito de solicitar a posse administrativa e a constituição de servidões administrativas sobre os imóveis necessários ao estabelecimento de linhas de transporte/distribuição de energia elétrica (artigo 16.º do Decreto Legislativo Regional n.º 10/2023/M, de 19 de janeiro).

8. Em que momento é que terá o titular do Direito de fazer prova do seguro de responsabilidade civil e do seguro de acidentes de trabalho?

R8 - O titular do direito de produção deve fazer prova da existência da apólice aquando do pedido de vistoria, nos termos do n.º 2 do artigo 13.º do Decreto Regulamentar Regional n.º 6/2023/M de 15/2.

9. Que outros seguros prevê a legislação nesta matéria de produção de eletricidade além do seguro de responsabilidade civil e de acidentes de trabalho já mencionados nesta cláusula?

R9 – O mencionado artigo 13.º não prevê outro tipo de seguros.

10. Questiona-se se o Gestor da RESPM, na esfera das suas competências de operação e exploração da rede, assegura igualmente a cobertura de responsabilidade por danos que a rede, ou a sua operação, possa causar ao Centro Electroprodutor ou ao respetivo interface de ligação, incluindo equipamentos de proteção, medição, telecomando e demais componentes associados? Nomeadamente se dispõe de seguro de responsabilidade para tais eventos.

R10 – A questão deverá ser colocada diretamente ao Gestor do SEPM.

11. Neste ponto, estabelece se que o Centro Electroprodutor deve estar apto a produzir “eletricidade” correspondente à reserva de capacidade que lhe tiver sido atribuída. Atendendo a que o termo “eletricidade” é tecnicamente ambíguo, solicita se o devido esclarecimento quanto ao parâmetro efetivamente exigido, designadamente se o requisito se reporta a:

- Potência (MW): capacidade de disponibilização instantânea até ao valor de reserva, nomeadamente potência máxima/pico (ativa ou aparente), ou Energia (MWh): produção acumulada num período de referência, isto é, a integral da curva de geração ao longo de determinado horizonte temporal.

R11 – A capacidade de injeção de um centro electroprodutor é a potência máxima injetável por este na RESPM, referenciada no Título de Reserva de Capacidade.

12. Solicita se que seja esclarecido que essa redução não pode resultar de parecer, exigência, condicionamento ou interpretação superveniente imputável à Entidade Adjudicante do procedimento no âmbito do presente concurso, devendo limitar se a imposições externas, independentes e supervenientes emitidas por autoridades competentes.

R12 – Tem como objetivo impedir que o promotor por iniciativa própria, não efetue o registo prévio de uma potência inferior à adjudicada.

13. Caso tais imposições das entidades públicas apenas sejam conhecidas após o encerramento do procedimento e tenham impacto material na potência registável, solicita se que seja indicado o mecanismo aplicável, incluindo a possibilidade de anulação do concurso e subsequente lançamento de novo procedimento com condições atualizadas uniformes para todos os concorrentes.

R13 – Estamos perante situações de exceção à regra, pelo que a sua eventual ocorrência implicará a definição do mecanismo aplicável.

14. Confirmar que as situações aqui previstas apenas se aplicam quando a causa do(s) atraso(s) seja imputável ao Titular do Direito.

R14 – Confirma-se que apenas se aplicam quando os atrasos são imputáveis ao titular do direito.

15. Possível erro na referência da cláusula pois refere a própria cláusula.

R15 – No n.º 1 da Cláusula 7.^a, onde consta “estabelecidas na Cláusula 7.^a” deverá ler-se “estabelecidas na Cláusula 5.^a”

16. Por favor, clarificar que este direito e dever de injetar terá de ter em conta que:

Está condicionada à disponibilidade efetiva do Centro Electroprodutor e ao cumprimento dos requisitos técnicos no respetivo interface/ponto de interligação. É exercida sem prejuízo das interrupções, limitações ou rejeições de injeção que o Gestor da RESPM possa determinar por razões de operação e segurança da rede. Integra a indicação objetiva dos limites aplicáveis a tais intervenções (critérios, limites quantitativos e temporais, regras de prioridade e deveres de comunicação e registo). Inclui o regime correspondente de compensações/indemnizações pela energia não injetada quando aplicável, com identificação da metodologia de cálculo, parâmetros de referência, regras de medição e prazos de liquidação.

R16 – O direito/dever de injetar a totalidade da eletricidade produzida na RESPM está condicionado à disponibilidade efetiva do Centro Electroprodutor e ao cumprimento dos requisitos técnicos no respetivo interface/ponto de interligação, sem prejuízo das interrupções, limitações ou rejeições de injeção que o Gestor da RESPM possa determinar por razões de operação e segurança da rede.

17. Solicita-se explicação do seguinte entendimento do ponto 4 da clausula 8º: À energia (bruta) produzida deve deduzir se o consumo próprio (serviços auxiliares) para apurar a energia líquida disponível para injeção e/ou contabilização.

R17 – A energia produzida pelo centro electroprodutor, poderá alimentar os seus serviços auxiliares.

18. Neste ponto, o Caderno de Encargos prevê que a rampa de subida seja definida preferencialmente por set point dinâmico a estabelecer por despacho do Operador de Rede, não inferior a 10% por minuto. Tal redação suscita questões relevantes, pelo que se solicitam os seguintes esclarecimentos.

Alcance de “preferencialmente” Solicita se que seja clarificado o significado jurídico e procedimental do termo preferencialmente no contexto do procedimento, designadamente:

a) se constitui um requisito obrigatório, um critério de avaliação/valorização, ou mera orientação técnica sem impacto na adjudicação;

b) quais as consequências em fase de execução caso a solução proposta não opere por set point dinâmico;

c) como se compatibiliza tal “preferência” com a remissão para um despacho futuro do Operador de Rede, cujo conteúdo é desconhecido à data

de fecho do procedimento, e se tal despacho pode introduzir obrigações técnicas adicionais não previstas no Caderno de Encargos?

R18 – Tratando-se de um requisito técnico definido pelo Gestor do SEPM, deverão contactar o mesmo para clarificar a situação.

19. Impacto técnico e económico

Atento que a implementação de controlo por set point dinâmico pode exigir arquitetura de controlo, telecomando e equipamentos específicos, com impacto em CAPEX/OPEX, e sendo o principal critério de avaliação do procedimento o desconto à tarifa, solicita se que se esclareça:

a) quais os requisitos mínimos (interfaces, tempos de resposta, resolução, comunicação, redundância, testes e aceitação) e como serão

verificados.

b) se existem alternativas tecnicamente equivalentes (por exemplo, set point fixo com comandos programados).

R19 – Tratando-se de um requisito técnico definido pelo Gestor do SEPM, deverão contactar o mesmo para clarificar a situação.

20. Alcance técnico do requisito

Por fim, solicita se que seja esclarecido o alcance do requisito da rampa de subida “não inferior a 10% por minuto”, incluindo:

- a) a base de cálculo do “10%” (potência nominal, potência adjudicada, potência disponível, ou potência instantânea medida no ponto de interligação),
- b) se deve ser considerado um limite superior para a rampa de subida e, em caso afirmativo, qual o valor máximo admissível, (por razões de estabilidade da rede, coordenação de proteções, seletividade, limites térmicos, controle de tensão e frequência, e proteção de equipamentos no interface de ligação).

R20 – Tratando-se de um requisito técnico definido pelo Gestor do SEPM, deverão contactar o mesmo para clarificar a situação.

21. Neste ponto, o Caderno de Encargos estabelece que a instalação deve ser capaz de receber consignas de potência ativa e reativa diretamente do Operador de Despacho, em modo “tipo central virtual”. Solicitam se os seguintes esclarecimentos.

Limites e horizonte temporal das consignas

Solicita se que sejam definidos os limites admissíveis para consignas de potência ativa (P) e reativa (Q), designadamente:

- a) intervalos máximos e mínimos de P e Q no ponto de interligação, incluindo limites por fator de potência ou por curva P Q;
- b) limites de variação, rampas e tempos de resposta;
- c) horizonte temporal e duração máxima das consignas, e, quando aplicável, o correspondente impacto em energia (MWh) resultante de reduções de P.

R21 – Tratando-se de um requisito técnico definido pelo Gestor do SEPM, deverão contactar o mesmo para clarificar a situação.

22. Remuneração por serviços de rede e perda de receita

Sendo certo que a prestação de potência reativa consome margem de potência aparente (S) e pode reduzir a potência ativa disponível, solicita se que seja esclarecido:

- a) se a prestação de reativa por consigna configura serviço de sistema/serviço de rede;
- b) qual o regime de remuneração aplicável, incluindo a compensação pela reativa fornecida e, sobretudo, pela perda de produção ativa decorrente de consignas de Q;
- c) metodologia de cálculo, medição, validação e prazos de liquidação.

R22 – A injeção de energia reativa é um requisito imposto pelo Decreto Regulamentar Regional n.º 8/2019/M, de 31 de outubro, que aprovou o Regulamento da Rede de Transporte e de Distribuição de Energia Elétrica da Região Autónoma da Madeira. Mais se informa que a mesma não é remunerada.

23. Alcance operacional do modo “central virtual”

Solicita se que seja concretizado o alcance operacional do conceito “tipo central virtual”, indicando:

- a) funcionalidades exigidas (telecomando, telemedição, AGC ou equivalente, controlo de tensão, controlo de fator de potência, participação em regulação de frequência, etc.);
- b) requisitos de disponibilidade, redundância, cibersegurança e integração SCADA;
- c) testes de aceitação e critérios de conformidade.

R23 – Tratando-se de um requisito técnico definido pelo Gestor do SEPM, deverão contactar o mesmo para clarificar a situação.

24. Responsabilidade por consignas e danos

Por fim, solicita-se que seja esclarecido o regime de responsabilidade do Operador de Despacho quando sejam emitidas consignas que, direta ou indiretamente, resultem em danos, degradação acelerada, disparos de proteções, indisponibilidades ou incumprimento de limites técnicos da instalação, indicando:

- a) limites operacionais que o Centro electroprodutor pode recusar por segurança;
- b) deveres de coordenação e validação prévia das consignas;

R24 – Tratando-se de um requisito técnico definido pelo Gestor do SEPM, deverão contactar o mesmo para clarificar a situação.

25. Este ponto repete algumas dúvidas anteriores, pelo que se solicita esclarecimento, incluindo a forma de avaliação em sede do presente procedimento e as consequências de incumprimento em operação.

P_{max} e Q_{max}

Confirmar que a instalação deve comunicar P_{max} (MW) e Q_{max} (MVar) no ponto de interligação, com limites por MVA e ou curva P Q, rampas e tempos de resposta

- c) regime de apuramento de responsabilidade e ressarcimento, incluindo cobertura seguradora quando aplicável.

R25 – Tratando-se de um requisito técnico definido pelo Gestor do SEPM, deverão contactar o mesmo para clarificar a situação.

26. Avaliação no presente procedimento

Esclarecer como e com que critérios objetivos estas exigências (comunicação de P_{max} e Q_{max} , observabilidade e telecomando e capacidade de prestação de reativa) são consideradas na avaliação das propostas, indicando se constituem:

- a) requisito mínimo de admissibilidade
- b) condição de execução após adjudicação
- c) fator de valorização comparativa bem como quais os elementos probatórios exigidos (fichas técnicas, arquitetura SCADA, diagramas, estudos, declarações de conformidade, etc.).

R26 – Tratando-se de um requisito técnico definido pelo Gestor do SEPM, deverão contactar o mesmo para clarificar a situação.

27. Certificação de Pmax

Esclarecer como é apurada e certificada a Pmax comunicada (ensaio, condições de rede, ponto e método de medição, entidade validadora), se pode ser atualizada e como releva para eventuais compensações por serviços de rede e ou curtailment.

R27 – Tratando-se de um requisito técnico definido pelo Gestor do SEPM, deverão contactar o mesmo para clarificar a situação.

28. Reativa e serviços de rede

Clarificar se a potência reativa exigida abrange capacitativa e indutiva, e qual o regime de remuneração e ou compensação quando consignas de Q configurem serviços de rede e impliquem perda de P por limitação de potência aparente.

R28 – A potência reativa exigida, abrange capacitativa e indutiva, não havendo remuneração pela energia resultante.

29. Incumprimento em fase de operação, consequências legais e operacionais. Indicar de forma expressa, quais as consequências em caso de incumprimento desta cláusula após entrada em exploração, designadamente:

- a) consequências operacionais,

b) consequências contratuais e legais.

c) imputação de responsabilidade por danos a terceiros ou à rede, e regras de apuramento de responsabilidade quando o incumprimento resulte de falhas de telecomunicações, interoperabilidade ou comando remoto

d) regime de modo degradado, tratamento de indisponibilidades temporárias das comunicações, incluindo tolerâncias, duração admissível e requisitos mínimos de segurança e continuidade.

R29 – As entidades com instalações ligadas às redes elétricas do SEPM devem manter as suas instalações elétricas em bom estado de funcionamento e de conservação, de modo a não causarem perturbações ao bom funcionamento das redes elétricas do SEPM. O não cumprimento do acima referido poderá determinar a interrupção no fornecimento de energia

30. Neste ponto prevê-se que a unidade de produção disponha de uma unidade remota (RTU). Para além das funcionalidades já indicadas no Caderno de Encargos, designadamente nos pontos 5 a) e 5 b), solicita-se que sejam especificadas, de forma exaustiva e detalhada, as características técnicas mínimas exigidas para a RTU e respetiva integração, incluindo, nomeadamente:

Arquitetura e interfaces: sinais analógicos e digitais requeridos, I/O, protocolos e gateways, interoperabilidade com SCADA e sistemas do Operador.

Telemedição e telecomando: pontos obrigatórios, resolução, taxas de amostragem, carimbagem temporal, sincronização horária, qualidade de dados.

Desempenho: latência máxima admissível, tempos de resposta a consignas, disponibilidade anual, redundância (CPU, fontes, comunicações), tolerância a falhas e fail safe.

Comunicações: meios e topologias admitidas, redundância de links, requisitos de largura de banda, endereçamento, registos e alarmística.

Cibersegurança: autenticação, encriptação, gestão de acessos, hardening, registo de eventos, requisitos de conformidade e auditoria.

Ensaio e aceitação: FAT/SAT, testes de interoperabilidade, critérios de conformidade, documentação e responsabilidades de comissionamento.

Operação e manutenção: atualizações, suporte, peças de substituição, SLA, gestão de obsolescência e ciclo de vida. Adicionalmente, solicita-se que seja clarificado quem suporta os custos de CAPEX e OPEX associados à implementação, integração, telecomunicações, operação, manutenção e cibersegurança deste sistema, na medida em que o mesmo configura, na prática, uma extensão funcional do despacho/controlo da rede, devendo ser explicitado o eventual regime de imputação de custos e responsabilidades.

R30 – Tratando-se de um requisito técnico definido pelo Gestor do SEPM, deverão contactar o mesmo para clarificar a situação.

31. Solicita-se ainda que seja esclarecido se a RTU poderá, alternativamente, ser fornecida e disponibilizada pelo Operador de Despacho e ou pelo Gestor da RESPM, para ligação a uma interface local (pontos de sinal, gateways e infraestrutura mínima) disponibilizado pelo Centro Eletroprodutor. Solicita-se igualmente que seja clarificado o modelo de integração aplicável, designadamente:

- se existe, ou é exigida, uma camada de intermediação (middleware) entre os sistemas locais do Centro Eletroprodutor e os sistemas do Operador quem desenvolve, fornece e mantém esse middleware (incluindo licenças, parametrização, atualizações e cibersegurança) quem suporta o CAPEX e o OPEX dessa solução de intermediação (hardware, software, comunicações, operação, manutenção, suporte e SLA), bem como o regime de responsabilidades por falhas, indisponibilidades e não conformidades de integração.

R31 – Tratando-se de um requisito técnico definido pelo Gestor do SEPM, deverão contactar o mesmo para clarificar a situação.

32. No ponto 6.1, o Caderno de Encargos refere-se à redução deliberada da produção abaixo do que poderia ter sido produzido, por restrições

impostas pelo Operador de Rede. Sem prejuízo das questões já suscitadas anteriormente, solicita-se esclarecimento adicional, em particular quanto a: Certificação da energia rejeitada (curtailment): qual o método de apuramento e certificação da energia não produzida por restrição do Operador, incluindo a definição da linha de base do que “poderia ter sido produzido” (produção potencial), o ponto de medição relevante e a entidade competente para validação. Base temporal de cálculo: qual o período temporal adotado para cálculo e liquidação da energia rejeitada, especificando se o apuramento é efetuado por intervalo horário, diário, semanal, mensal ou anual, e como se tratam agregações, correções e reconciliações. Encargos operacionais e desgaste: como são tratados os custos operacionais adicionais e o eventual desgaste decorrente de sucessivas atuações de mecanismos de corte e controlo (rampas, set points, comandos de redução, disparos/atuações frequentes), e qual o regime aplicável de ressarcimento desses custos quando a causa seja imputável a restrições de rede. Solicita-se que estes aspetos sejam definidos de forma objetiva nas peças do procedimento, por terem impacto direto na modelação económico financeira e na comparabilidade das propostas.

R32 – Deverão contactar o Gestor do SEPM para clarificar a situação.

33. Na ausência de informação estatística objetiva e previamente publicitada quanto à taxa expectável e ao perfil temporal da rejeição, solicita-se validação do entendimento de que, para neutralizar o impacto de uma taxa de rejeição até 10% sem remuneração (ponto 6.2), a faturação deverá refletir esse diferencial por uma das seguintes vias equivalentes:

(i) Ajuste da energia faturável: a energia medida e efetivamente fornecida no ponto de interligação é acrescida de 10% para efeitos de faturação;

ou

(ii) Ajuste do preço unitário: o preço unitário aplicável à energia efetivamente fornecida é acrescido de 10%.

Solicita-se que seja confirmado qual dos mecanismos é o aplicável ou, em alternativa, qual o critério concreto definido para faturação e para a

alocação do risco associado à rejeição até 10%.

R33 – O valor definido para a tarifa de referência (70 € /MWh) indicado no âmbito do presente procedimento concorrencial, foi calculado com base em modelo LCOE (Levelized Cost of Energy), já incorporando uma taxa de rejeição (Curtailment) de 10%.

34. No ponto 6.3 prevê-se que, para rejeições superiores a 10%, excepcionalmente será implementado um mecanismo de compensação a definir por despacho de membro do Governo Regional competente. Não sendo conhecido, à data de fecho do procedimento, o conteúdo, parâmetros, metodologia e condições desse mecanismo, a remissão para despacho futuro excepcional introduz incerteza material e torna inviável a formulação de uma proposta economicamente responsável, em particular no que respeita à quantificação do risco de curtailment e à definição consciente do desconto à tarifa, que constitui critério central de avaliação. Nestes termos, solicitam-se os esclarecimentos indispensáveis para permitir ao proponente materializar o seu modelo de negócio e apresentar proposta devidamente fundamentada, designadamente: i) metodologia de cálculo da compensação, ii) base temporal de apuramento, iii) preço ou referência aplicável, iv) regras de certificação e validação da energia rejeitada, v) prazos e forma de pagamento, vi) limites, exclusões e condições de aplicação.

R34 – O modelo de mecanismo de compensação não se encontra presentemente definido.

35. Solicita-se que seja esclarecido como são tratados os aspetos operacionais relativamente a cada um dos centros electroprodutores abrangidos por uma proposta conjunta, designadamente no que respeita a curtailment determinado pelo Operador de Despacho, bem como a delimitação de direitos e obrigações, esclarecendo se estes se constituem e exercem individualmente por centro electroprodutor ou de forma agregada/conjugada no âmbito da proposta conjunta.

R35 – Conforme já referido em R33, o valor definido para a tarifa de referência (70 €/MWh) indicado no âmbito do presente procedimento concorrencial, foi calculado com base em modelo LCOE (Levelized Cost of Energy), já incorporando uma taxa de rejeição (Curtailment) de 10%.

36. Solicita-se que seja explicitado a que concreta “limitação” se refere o artigo 6.2 quando remete para o artigo 13, identificando de forma objetiva quais os elementos documentais e restrições aplicáveis às propostas conjuntas e as respetivas consequências em termos de admissibilidade e conformidade da proposta.

R36 – A limitação, constante do n.º 2 do artigo 13.º, refere-se ao volume de capacidade de injeção apresentado por proposta, a cada um dos lotes, que não pode ser inferior a 1 MW nem superior a 5 MW. A soma dos volumes de capacidade de injeção apresentados por cada concorrente aos diversos lotes em que apresente proposta não pode exceder 30 % da capacidade total de injeção na RESPM colocada no Procedimento (60 MW).

37. No caso dos agrupamentos todas as pessoas coletivas que compõem os agrupamentos terão de ter o objeto social definido no 6.13. ou basta que a sociedade constituída pelo agrupamento nos termos do 6.8. tenha este objeto social?

R37 – É condição suficiente que a sociedade constituída pelo agrupamento tenha como objeto social o exercício da atividade de produção de energia elétrica.

38. Solicita-se que sejam indicados expressamente quais os CAE's que se consideram estar abrangidos neste objeto social de produção de energia elétrica.

R38 – Não é da competência da DREN facultar este tipo de informação.

39. Esclarecer a quem pode ser adjudicada a capacidade remanescente, se apenas aos já concorrentes ou se será dada a possibilidade a novos interessados concorrerem.

R39 – A capacidade remanescente (capacidade não adjudicada) pode ser atribuída aos participantes existentes em fase complementar.

40. Confirmar que no caso de pessoa coletiva a assinatura digital através da autenticação.gov pelo seu representante legal com menção da sociedade que representa é suficiente, não sendo exigível o reconhecimento de assinaturas.

R40 – Todos e quaisquer documentos da autoria dos concorrentes carregados no Portal, nomeadamente os documentos da proposta que consistam em declarações dos concorrentes, deverão ser assinados eletronicamente, cumprindo os requisitos definidos no nº 3 artigo 9.º do Programa do Procedimento.

41. Onde se lê alínea f) cremos que se deverá ler alínea g). Por favor. Confirmar.

R41 – No n.º 3 do artigo 11.º, onde consta “alínea f) do nº1 do artigo 13.º” deverá ler-se “alínea g) do nº1 do artigo 13.º”

42. Qualquer entidade pode apresentar propostas ou apenas as entidades que tenham levantado as peças do presente procedimento no simplifica?

R42 – Qualquer entidade pode submeter a respetiva proposta no portal simplifica.

43. Confirmar que no momento da apresentação de propostas não será necessária a prova da titularidade ou sequer de legitimidade sobre o lote para o qual se concorre?

R43 - A prova de titularidade do terreno para implantação do centro electroprodutor, não é exigido no momento de apresentação da proposta. Mais se clarifica que a certidão permanente referida na alínea a) do n.º 1 do artigo 13.º é a certidão de teor comercial, no caso de se tratar de uma pessoa coletiva.

44. Solicita se que seja esclarecido se a inclusão deste requisito no presente procedimento concorrencial é intencional e aplicável nos exatos termos em que se encontra redigido, ou se resulta de lapso, por transposição de requisitos típicos de outros regimes e procedimentos de ligação, designadamente de autoconsumo (UPAC) ou de processos de natureza distinta.

R44 – O comprovativo do pedido de informação técnica com ponto de ligação e subestação associada, emitida pelo operador da RESPM, é um documento obrigatório na apresentação da proposta.

45. Esclarecer se esta limitação é aplicável por concorrente, ainda que exista entre os vários concorrentes uma relação de domínio ou de grupo, embora não estejam a concorrer em agrupamento.

R45 – Esta limitação é aplicável por concorrente.

46. Solicita se que seja esclarecido, como é aferida e comprovada essa maior capacidade, designadamente:

Se a “capacidade de injeção” corresponde à potência máxima (MW) no ponto de interligação, à energia (MWh) num período de referência, ou a outro indicador. Se a aferição é feita por referência à capacidade administrativa/contratada do ponto de ligação (título de reserva, registo prévio), ou por capacidade técnica efetiva do centro no ponto de interligação. Se é exigida simulação e qual o método admissível, incluindo a eventual utilização de software reconhecido (por exemplo, PVSyst ou equivalente), pressupostos, séries temporais, perdas, limites de rede e validação por terceiro.

Se é admissível considerar sobreequipamento (DC, AC, baterias) para maximizar injeção, e em que termos, incluindo eventuais impactos na prestação de reativa e na limitação por potência aparente. Se a capacidade considera ou não a prestação de potência reativa (capacitativa/indutiva) e como se trata o compromisso P / Q na determinação da “maior capacidade de injeção”.

Que documentação deve instruir a proposta para prova deste critério e como será feita a verificação e auditoria pela entidade avaliadora.

R46 – A capacidade de injeção refere-se à potência de ligação requerida (MW), como referido no Formulário da Proposta de Desconto (Anexo VII).

47. Solicita-se a confirmação do entendimento de que o concorrente apenas pode aceitar ou recusar a adjudicação se os termos da sua proposta forem integralmente respeitados, sem alterações materiais às condições oferecidas e aos pressupostos técnicos e económicos que a sustentam.

R47 – A recusa da capacidade de injeção atribuída, só poderá ser efetuada nos termos do artigo 17.º. Esta possibilidade só ocorre depois da ordenação das propostas previamente admitidas nos termos do artigo 15.º.

48. Confirmar que esta repartição da capacidade sobrança apenas poderá ser feita entre adjudicatários.

R48 – A capacidade sobrança pode ser adjudicada numa fase complementar, pelos participantes existentes.

49. Neste anexo estabelece-se, para efeitos de avaliação das propostas, a equivalência $kW = kVA$. Contudo, não estando asseguradas condições uniformes de curtailment para todos os proponentes, sendo admissíveis propostas conjuntas e prevendo-se a emissão de consignas de potência reativa a critério do operador do despacho, não se encontram garantidas condições de equidade na comparação entre propostas, uma vez que a prestação de reativa condiciona a potência ativa disponível por limitação de potência aparente e pode afetar de forma distinta a capacidade efetiva de injeção. Nestes termos, ressalva-se, uma vez mais, a necessidade de serem conhecidos a priori:

o regime de remuneração e ou compensação pela prestação de potência reativa, incluindo a compensação pela eventual perda de potência ativa associada; e a forma concreta de ressarcimento aplicável à rejeição superior a 10%, incluindo metodologia de cálculo.

R49 – Conforme já referido anteriormente, a injeção de energia reativa é um requisito imposto pelo Decreto Regulamentar Regional n.º 8/2019/M, de 31 de outubro, que aprovou o Regulamento da Rede de Transporte e de Distribuição de Energia Elétrica da Região Autónoma da Madeira, não sendo a

mesma remunerada. Mais se informa que, não existe nenhum mecanismo financeiro que compense o produtor, caso a taxa de rejeição de energia (Curtailment) seja superior a 10%.

50. Se atrasos causados por entidades públicas (DREN, EEM, Município)

contam como incumprimento do Titular, tendo em conta que o texto refere “causa imputável ao Titular”, mas não define o conceito. Mais se informa que, não existe nenhum mecanismo financeiro que compense o produtor, caso a taxa de rejeição de energia (Curtailment) seja superior a 10%.

R50 – Os atrasos causados por entidades públicas, não são imputáveis aos titulares do direito.

51. Pede-se confirmação sobre se a tarifa resultante do desconto aplicado sobre a TRef de 70 €/MWh se mantém fixa durante os 20 anos, ou se existe algum tipo de atualização anual (por exemplo, indexação à inflação). Solicita-se também informação sobre eventuais mecanismos de revisão extraordinária.

R51 – A tarifa resultante do desconto aplicado sobre a TRef de 70 €/MWh, mantém-se fixa e vigora pelo prazo de 20 anos, não prorrogável, contados a partir do início de fornecimento de energia elétrica à RESPM, findo os quais caduca. (Artigo 19.º do Decreto Regulamentar Regional n.º 6/2023/M de 15/2)