

Comentários da EDP à Proposta de Revisão de Regulamentos do Sector Eléctrico

Maio de 2007

Regulamento de Relações Comerciais

Regulamento Tarifário

Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações

Regulamento de Operação das Redes



Índice

1	Contexto.....	4
1.1	Considerações gerais	4
1.2	Âmbito e objecto dos comentários realizados	5
1.3	Organização do presente documento.....	6
2	Temas críticos para Julho de 2007	7
2.1	Remissões.....	7
2.2	Regulamento de Relações Comerciais.....	7
2.2.1	Entidades abrangidas.....	8
2.2.2	Relações comerciais a considerar	8
2.2.3	Cadeia de facturação	9
2.2.4	Compras pelo CUR	10
2.2.5	Entidade gestora dos CAE remanescentes	10
2.2.6	Leilões VPP para os CAE	10
2.2.7	Modelo de Garantia de Potência.....	11
2.2.8	Rotulagem da energia eléctrica	11
2.2.9	Informação sobre preços.....	11
2.2.10	Código de Conduta	12
2.2.11	Factura de energia eléctrica.....	12
2.2.12	Organização do RRC	13
2.3	Regulamento Tarifário.....	13
2.3.1	Tema com implicações directas no MIBEL	14
2.3.1.1	Custos com aquisição de energia eléctrica pelo Comercializador de Último Recurso	14
2.3.2	Temas de impacto geral.....	14
2.3.2.1	Ajustamentos tarifários.....	14
2.3.2.2	Garantia de potência na tarifa UGS	15
2.3.2.3	Terrenos do domínio público hídrico	15
2.3.2.4	Correcção de hidraulicidade.....	15
2.3.2.6	Remuneração da estrutura comercial do CUR	15
2.3.2.7	Reconhecimento de um limite para incobráveis no CUR.....	16
2.4	Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações	16
2.5	Regulamento de Operação das Redes.....	17
2.5.1	Objecto do ROR	17
2.5.2	Exploração.....	17
2.5.3	Gestão de Serviços de Sistema.....	18
2.5.3.1	Modelo de Gestão de Serviços de Sistema	18

2.5.3.2	Participação em Serviços de Sistema.....	19
3	Outros temas relevantes para o período posterior a 1 de Julho	20
3.1	Contratos de interruptibilidade e compensação do factor de potência.....	20
3.2	Telecontagem.....	21
3.3	Tarifas de acesso	21
3.4	Tarifas reguladas de último recurso.....	21
4	Comentários na Especialidade.....	21
4.1	Regulamento de Relações Comerciais.....	22
4.2	Regulamento Tarifário.....	39
4.3	Regulamento de Acesso a Redes e Interligação.....	45
4.4	Regulamento de Operação das Redes.....	46
5	Anexo: Proposta do modelo de Serviços de Sistema – Documento CRAI.....	55

1 Contexto

1.1 Considerações gerais

Na sequência da Consulta Pública lançada pela ERSE relativa à revisão do Regulamento das Relações Comerciais (RRC), do Regulamento Tarifário (RT), do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI) e do Regulamento de Operação da Rede (ROR), a EDP vem apresentar os comentários que se afiguram pertinentes, no contexto actual do enquadramento legislativo do sector eléctrico. Na sequência dos comentários apresentados, a EDP manifesta a sua disponibilidade para qualquer esclarecimento que a ERSE tome por conveniente ou necessário.

A proposta dos Regulamentos submetida a Consulta Pública apresenta-se como um aprofundamento da adequação da regulamentação do sector eléctrico às alterações que vêm sendo introduzidas no quadro legislativo com vista ao desenvolvimento do MIBEL e à liberalização total do mercado.

Importa salientar que a dinâmica verificada no desenvolvimento do quadro legislativo nacional e dos Acordos internacionais entretanto firmados no âmbito do MIBEL, lança grandes desafios à regulação e à regulamentação, nomeadamente quanto ao acompanhamento em tempo real da sua evolução, o que naturalmente obriga a revisão mais frequente dos textos normativos, ainda que de aspectos pontuais.

Porventura fruto da dinâmica referida, considera-se que, apesar dos Regulamentos ora em análise reflectirem quase na totalidade as orientações e determinações contidas nos Decretos-Lei 29/2006 e 172/2006, os novos desenvolvimentos (designadamente a nível do Acordo assinado a 8 de Março entre os Ministros da área da energia de Portugal e de Espanha, que estabeleceu um Plano de Compatibilização regulatória – de ora em diante referido como Plano de Compatibilização – e da legislação publicada mais recentemente ou já aprovada em sede de Conselho de Ministros) vêm introduzir um conjunto de alterações e de novas matérias que terão forçosamente de ser reflectidas a nível regulamentar, mas que, naturalmente, ainda não constam destas propostas.

Para além deste aspecto, os Regulamentos em Consulta remetem o detalhe de temas considerados relevantes para os respectivos Manuais de Procedimentos. Assim sendo, e sem prejuízo do trabalho meritório agora em apreciação, afigura-se que uma análise completa e circunstanciada só poderá ser desenvolvida de forma totalmente adequada quando conhecida a totalidade dos Manuais em questão. Com efeito, a interdependência dos vários Regulamentos e as especificações dos Manuais permitem obter uma visão global do funcionamento do sistema e aferir da sua coerência intrínseca.

Por outro lado, sem prejuízo da pertinência de várias sugestões que poderão ser desde já vertidas nos Regulamentos, importa relevar que existem matérias acordadas no âmbito do MIBEL que terão ainda de ser transpostas para a legislação nacional, por forma a fornecer as necessárias determinações e orientações, possibilitando, por essa via, a subsequente regulamentação.

1.2 Âmbito e objecto dos comentários realizados

No contexto geral expresso na secção anterior, a EDP apresenta neste documento os seus contributos em resposta à Consulta Pública lançada pela ERSE.

Seguindo uma abordagem pragmática, considera-se que a revisão regulamentar terá que ser realizada a “dois tempos”, na medida em que foi estabelecido um marco temporal muito próximo a nível de compromissos internacionais – 1 de Julho de 2007. Desta forma, até essa data deverão ser estabelecidas todas as regras legais e regulamentares necessárias ao funcionamento do mercado, podendo ser deixada para uma fase posterior a definição de alguns aspectos que, embora importantes e fazendo parte do desenho do funcionamento do mercado, não o colocam em causa de imediato.

Por este motivo, a EDP optou por dar maior ênfase, nos seus comentários, aos temas que considera carecerem de introdução ou alteração imprescindível a nível regulamentar, de forma a cumprir os objectivos delineados para 1 de Julho de 2007.

Não obstante, justificam-se outros comentários sobre alguns temas também considerados fundamentais, ainda que não determinantes para a data mencionada, e que serão certamente reapreciados numa revisão regulamentar posterior.

Realça-se ainda a urgência da verificação da compatibilidade das regras de funcionamento vertidas nos Manuais de Procedimentos e a sua exequibilidade, sendo, naturalmente, necessário prever disposições transitórias para o mercado funcionar na data preconizada.

Assim, considera-se essencial definir a nível regulamentar, até 1 de Julho e de forma exhaustiva, os seguintes temas:

- i. Actividade do Comercializador de Último Recurso (CUR), desde as formas possíveis e concretas de contratação até ao reconhecimento dos custos das actividades desenvolvidas;
- ii. Implicações resultantes do processo de cessação dos CAE;
- iii. Modelo de Garantia de Potência (GP) harmonizado com o do sistema espanhol e actualização das metodologias e estruturas tarifárias – ex.: repercussão da GP na tarifa de Uso Global de Sistema (UGS);
- iv. Concretização de um novo modelo de Serviços de Sistema (SS);
- v. Especificação dos leilões de capacidade virtual (VPP¹) a realizar para transacção de energia dos centros electroprodutores relativamente aos quais os CAE se mantenham a produzir efeitos;
- vi. Conformidade legal e harmonização ibérica da rotulagem da energia eléctrica no que respeita à informação referente a impactes ambientais;
- vii. Publicação na Internet da informação sobre os preços de referência aos clientes;
- viii. Harmonização ibérica dos códigos de conduta;
- ix. Revisão da informação obrigatória a incorporar na factura de energia eléctrica;
- x. Ajustamentos tarifários;
- xi. Prorrogação dos prazos das concessões dos centros electroprodutores², bem como o correspondente impacto nas amortizações; e alteração da remuneração dos terrenos afectos ao domínio público hídrico e à zona de protecção hídrica³;
- xii. Fundo de correcção de hidraulicidade.

¹ *Virtual Power Plant.*

² Legislação em fase de aprovação.

³ De acordo com o estabelecido na Portaria nº 481/2007, de 19 de Abril.

Por outro lado, considera-se que será necessária uma segunda fase de revisão de Regulamentos para acomodar certos temas que não colocam em causa o funcionamento do mercado a 1 de Julho e para os quais ainda se perspectivam desenvolvimentos legislativos definidores do modelo a seguir, com natural incidência a nível regulamentar nessa fase, designadamente:

- i. Definição do mecanismo de Interruptibilidade;
- ii. Actividade do Operador Logístico de Mudança de Comercializador;
- iii. Telecontagem: plano de substituição de contadores a apresentar até Outubro de 2007; proposta de especificações e funcionalidades para instalações de consumo do segmento doméstico e de pequenas empresas; repercussão tarifária do investimento;
- iv. Harmonização tarifária a nível ibérico:
 - a. Tarifas de acesso;
 - b. Tarifas de último recurso.

1.3 Organização do presente documento

Para além deste capítulo de Contexto, o presente documento divide-se em três grandes capítulos:

- Temas críticos para Julho: Capítulo descritivo dos temas mais prementes para o adequado funcionamento do mercado a 1 de Julho de 2007;
- Outros temas relevantes posteriormente a 1 de Julho: Capítulo descritivo geral de temas importantes para o mercado de electricidade, mas que não colocam em causa o seu correcto funcionamento nesta data. Estes temas requerem ainda revisão, especificação detalhada e discussão envolvendo os operadores e os agentes do mercado;
- Comentários na especialidade: Capítulo contendo o detalhe para cada um dos temas críticos para Julho, em particular, apresenta a proposta de redacção dos artigos dos Regulamentos e o racional subjacente.

2 Temas críticos para Julho de 2007

Neste Capítulo, identificam-se os temas mais críticos para o adequado funcionamento do mercado de electricidade em Julho de 2007. O detalhe destes temas e os comentários na especialidade encontram-se no Capítulo 4.

2.1 Remissões

Os Regulamentos em Consulta remetem o detalhe de alguns temas relevantes para os Manuais de Procedimentos (ainda não divulgados), atribuindo um grau de liberdade que permite alterar significativamente o sentido da redacção de disposições importantes dos Regulamentos em apreciação e, essencialmente, um conjunto relevante de detalhes de implementação de alguns modelos, que assim apresentam um elevado grau de incerteza interpretativa.

Deste modo, com o intuito de se obter uma visão global do funcionamento do sistema a nível regulamentar, garantir a sua coerência intrínseca e preparar, atempadamente, as modificações procedimentais que os agentes de mercado devem aplicar, considera-se imprescindível conhecer e comentar, num prazo mais breve possível, o conteúdo dos seguintes Manuais:

- i. Manual da Gestão de Interligação;
- ii. Manual do Gestor de Sistema;
- iii. Manual de Procedimentos do Acerto de Contas;
- iv. Manual de Procedimentos do Agente Comercial.

2.2 Regulamento de Relações Comerciais

O Regulamento de Relações Comerciais (RRC), que estabelece as regras aplicáveis às relações comerciais entre os vários sujeitos intervenientes no Sistema Eléctrico Nacional, foi revisto de modo a promover a sua adaptação e coerência ao contexto de desenvolvimento do quadro legislativo em vigor para o Sector Eléctrico.

Tendo como base a organização da presente proposta do RRC, relevam-se os seguintes temas críticos, desenvolvidos nas secções subsequentes:

- 1) Entidades abrangidas;
- 2) Relações comerciais;
- 3) Cadeia de facturação;
- 4) Compras pelo CUR;
- 5) Entidade gestora dos CAE remanescentes;
- 6) Leilões VPP⁴ para os CAE;
- 7) Referência ao Modelo de Garantia de Potência;
- 8) Rotulagem da energia eléctrica;
- 9) Informação sobre os preços;
- 10) Código de conduta;
- 11) Factura de energia eléctrica.

⁴ Virtual Power Plant

Embora exaustivo em determinados assuntos, o RRC, tal como o RT, o RARI e o ROR, remete o detalhe de alguns temas para Manuais de Procedimentos, nomeadamente a concretização do modelo de Serviços de Sistema (Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema), sobre o qual se impõe procedimentos relevantes para o adequado funcionamento do sistema eléctrico ibérico.

Por último, apresenta-se uma proposta de reordenamento da estrutura do documento RRC, que, do ponto de vista da EDP, proporciona uma visão mais direccionada numa matriz agentes/mercado, facilita a sua leitura e permite a confirmação da cobertura de todos os temas relevantes.

2.2.1 Entidades abrangidas

O artigo 2º do RRC, que define o respectivo âmbito de aplicação, dispõe:

“Estão abrangidas pelo âmbito de aplicação do RRC as seguintes entidades:

- *Os consumidores ou clientes.*
- *Os comercializadores.*
- *Os comercializadores de último recurso.*
- *O operador logístico de mudança de comercializador.*
- *Os operadores das redes de distribuição em BT.*
- *O operador das redes de distribuição em MT e AT.*
- *O operador da rede de transporte.*
- *O Agente Comercial.*
- *Os produtores em regime ordinário.*
- *Os co-geradores e as entidades por eles abastecidas.*
- *Os operadores de mercados.”*

Embora os Produtores em Regime Especial (PRE) tenham legislação específica para efeito da definição do regime jurídico das respectivas actividades, o RRC tem por objectivo regular as relações comerciais entre os agentes do SEN.

Como consequência, os PRE deveriam ser também considerados no âmbito da aplicação do RRC, nomeadamente pelas obrigações do CUR quanto à compra da energia eléctrica a estes PRE e pela criação de perfis para estas entidades, designadamente quando não disponham de equipamentos de medição com registo horário.

2.2.2 Relações comerciais a considerar

De acordo com o objectivo do RRC, é necessário garantir que as relações comerciais no mercado de energia eléctrica (cfr. figura seguinte) estão exaustivamente definidas e explícitas.

Embora se entenda que o peso de algumas relações comerciais lhes confere um tratamento privilegiado (e consequentemente uma redacção mais explícita), considera-se essencial a referência a actividades de relevo, como seja a venda de energia excedentária por parte do CUR nos mercados diário e intradiário.

Por outro lado, na definição de Agente de Mercado são implicitamente mencionadas algumas relações comerciais que, no decorrer do RRC, não são devidamente realçadas. Porém, considera-se que devem ser explicitamente referidas. Dessas relações identificam-se as seguintes: vendas por parte do Comercializador nos mercados organizados; transacções efectuadas pelos clientes ou seus representantes; e transacções realizadas pelos produtores em regime ordinário.

Relações a considerar no RRC

E mercados transversais

Mercado	Leilões			Reserva (Serviços Sistema)	Garantia Potência	IntERRUPTIBILIDADE	Acesso Redes
	OMIP	OMEL	CBFs OTC				
Prod. regime ordinário	↔	↔	↔	✓	✓		✓
Prod. Regime Especial (PRE)	Escoamento através do CUR						✓
REN • CAE • OS	↔	↔	↔	✓	✓	✓	✓
Distribuidor	Não pode adquirir energia eléctrica para efeitos de comercialização						✓
Comercializador	↔	↔	↔				
CUR	↔	↔	↔	Sem detalhe			
Clientes/ Represent.	↔	↔	↔			✓	✓

↔ Venda
↔ Compra

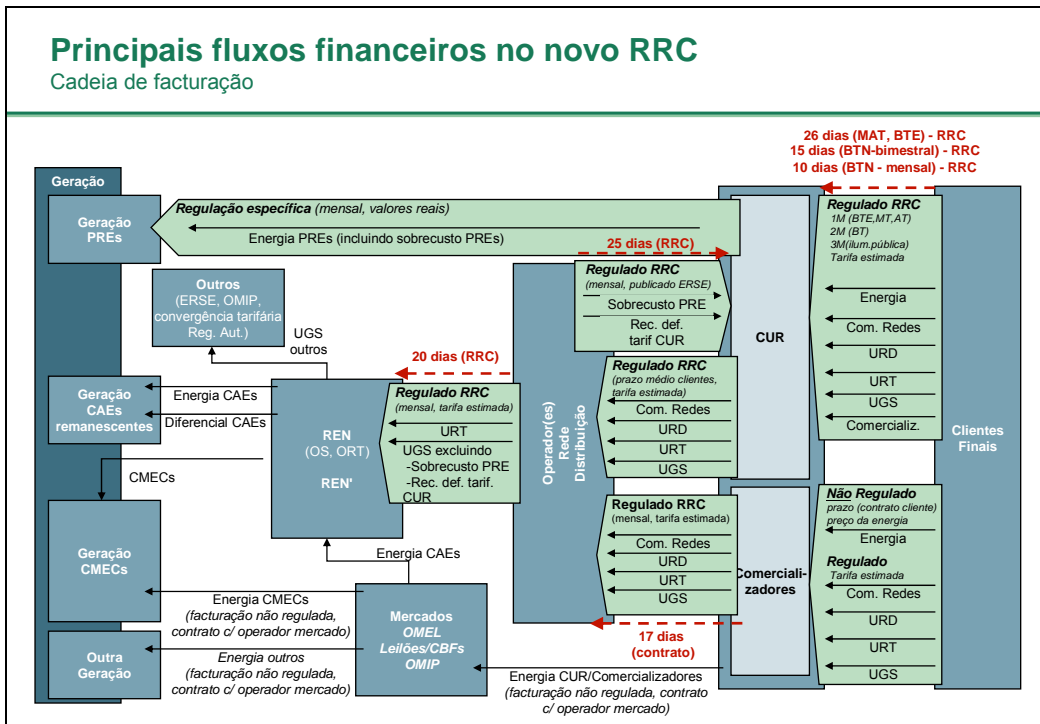
↔ Explícito no RRC
↔ Implícito na definição de agente de mercado

OMI

Remissão para ROR e Manuais de Procedimentos

2.2.3 Cadeia de facturação

Para efeitos de concretização das operações de titularização previstas, importa não só minimizar o risco de modo a obter a melhor taxa para a operação (o que beneficia os clientes), mas também garantir a integridade da cadeia de cobrança a fim de criar condições que assegurem o baixo risco de transacção. No quadro seguinte, evidencia-se os principais fluxos financeiros decorrentes dos relacionamentos entre os diferentes sujeitos de mercado:



Neste ponto, pretende-se enfatizar a necessidade de manutenção dos prazos actualmente definidos.

Adicionalmente, importa garantir a definição do prazo de pagamento resultante da relação comercial entre o CUR e o ORD, para o qual se propõe o mesmo prazo – 17 dias – definido no contrato entre os comercializadores e o ORD.

Pagamento dos CMEC

Com vista à concretização dos acordos de cessação antecipada dos CAE e introdução dos CMEC, o número 6 do Artigo 6º do DL 240/2004 remete para Regulamentos ERSE as garantias a prestar pelo Comercializador à REN, conforme se transcreve:

“Para assegurar o cumprimento das obrigações pecuniárias previstas no presente artigo, as entidades que desenvolvam a actividade de comercialização de energia eléctrica devem prestar, manter e, se necessário, substituir ou reforçar, a favor da entidade concessionária da RNT, garantia idónea, nas modalidades a definir por regulamento da ERSE que assegure permanentemente o integral cumprimento daquelas obrigações por um período não inferior a 60 dias.”

No entanto, a proposta do RRC em consulta não é explícita nesse ponto, sendo necessário reforçar a garantia de pagamento dos CMEC, por parte do Comercializador, conforme sugestão de aditamento de um novo número 3 do artigo 12º do RRC, cuja redacção se propõe no Capítulo de comentários na especialidade.

2.2.4 Compras pelo CUR

Na presente proposta de revisão do RRC, a disposição referente às modalidades genéricas de aquisição de energia eléctrica por parte do CUR deve ser revista à luz dos acordos ibéricos e da legislação em vigor e em desenvolvimento.

Deste modo, será necessário clarificar os seguintes pontos específicos que não se encontram explicitamente contemplados na presente redacção do RRC:

- Obrigação de compras no mercado a prazo de acordo com a Portaria nº 643/2006, de 26 de Junho;
- Obrigação de compras em leilões únicos de âmbito ibérico, a detalhar em Portaria ministerial;
- Revenda de energia excedentária em mercado diário ou intradiário;
- Reconhecimento dos custos de aquisição de energia eléctrica e dos correlacionados com a compra, como sejam os desvios, os custos de regulação, os custos decorrentes de restrições na interligação.

2.2.5 Entidade gestora dos CAE remanescentes

A proposta de Regulamento contempla a figura do Agente Comercial nos exactos moldes definidos no RRC em vigor: a actividade é exercida pela concessionária da RNT, como entidade independente relativamente às actividades de transporte e gestão global do sistema.

Em conformidade com o Plano de Compatibilização será necessário referir especificamente a nova entidade gestora dos CAE remanescentes e reformular o texto em conformidade.

2.2.6 Leilões VPP para os CAE

De acordo com os princípios do referido Plano de Compatibilização, parte da energia dos centros electroprodutores com CAE irá ser transaccionada em leilões de capacidade virtual –

VPP⁵. A proposta de RRC não faz referência explícita à venda de energia dos CAE nos leilões mencionados.

Adicionalmente, a proposta de RRC refere que o Agente Comercial vende energia ao CUR.

Propõe-se, assim, a adaptação da redacção de modo a considerar as seguintes modalidades de venda de energia por parte do Agente Comercial:

- Venda de energia em leilões de capacidade virtual – o primeiro leilão será realizado em Junho de 2007;
- Venda de energia em mercados organizados.

2.2.7 Modelo de Garantia de Potência

Na sequência do mencionado Plano de Compatibilização deverá ser implementado, de forma harmonizada entre os dois países, um mecanismo de Garantia de Potência.

No entanto, na proposta de RRC, a garantia de abastecimento apenas está referida no Capítulo XII referente à RAA⁶ e à RAM⁷.

Neste âmbito, e na sequência da Consulta Pública lançada pela ERSE sobre a Garantia de Abastecimento, a EDP contribuiu com os seus comentários no sentido de se instituir a harmonização ibérica do quadro normativo para a definição de mecanismos adequados de Garantia de Potência.

Com vista à formalização a nível regulamentar do mecanismo de Garantia de Potência a definir em legislação específica, considera-se importante que aquele mecanismo seja previsto desde já no RRC e no RT para a concretização da revisão tarifária no 2º semestre de 2007.

2.2.8 Rotulagem da energia eléctrica

A proposta de RRC preconiza que, nas facturas ou documentos que as acompanhem, os comercializadores informem sobre os impactes ambientais relativos aos fornecimentos de energia eléctrica efectuados no ano anterior, designadamente quanto à produção de resíduos radioactivos e emissões de CO₂, SO₂ e óxidos de azoto (NO_x).

Contudo, o Decreto-Lei 29/2006 apenas estabelece a obrigação de divulgação das fontes de consulta nas quais se baseiam as informações, facultadas ao público, sobre os impactes ambientais, ao nível das emissões de CO₂.

Tendo em vista a harmonização ibérica, nomeadamente ao nível do detalhe de informação a prestar aos clientes, sugere-se a alteração da redacção actual, limitando a informação às emissões de CO₂, em conformidade com a legislação em vigor.

Sugere-se ainda a harmonização das fontes da informação de impactes ambientais, cujos indicadores devem ser genéricos e disponibilizados por uma entidade credenciada para o efeito, de modo a evitar dissonâncias por via da fonte utilizada. Para alcançar este objectivo considera-se que o Conselho de Reguladores ibérico da electricidade e do gás devia debruçar-se sobre esta questão.

2.2.9 Informação sobre preços

A actual proposta de RRC estabelece que a ERSE divulga periodicamente, na sua página na Internet, informação sobre os preços de referência relativos aos fornecimentos totais dos comercializadores.

⁵ *Virtual Power Plant*

⁶ Região Autónoma dos Açores

⁷ Região Autónoma da Madeira

No entanto, o Decreto-Lei 172/2006 estatui esta obrigação apenas quanto aos preços de referência em BT, informação já actualmente enviada à ERSE e publicada na respectiva página da Internet.

No caso dos fornecimentos em segmentos diferentes da BTN, os preços de referência podem não ser comparáveis, pelo que se considera que a ERSE não deve publicitar comparações de preços na sua página de Internet nesses casos, devendo antes assegurar que a informação divulgada pelos comercializadores é transparente e não discriminatória.

Em suma, sugere-se a alteração da redacção de modo a estatuir que a ERSE apenas publique, na sua página da Internet, os preços de referência praticados pelos comercializadores aos clientes ligados em BTN. Adicionalmente, sugere-se uma harmonização ibérica em sintonia com o Conselho de Reguladores.

2.2.10 Código de Conduta

No momento presente, a EDP Distribuição, enquanto operador da rede de distribuição, tem em vigor um Código de Conduta, próprio e específico, em conformidade com o disposto no RRC em vigor.

Por seu turno, a EDP Serviço Universal, enquanto Comercializador de Último Recurso, elaborou o seu próprio Código de Conduta, recentemente enviado à ERSE.

Estes Códigos abarcam desde já um conjunto não despidendo de obrigações e regras de actuação, ainda que a conformidade da conduta das empresas em apreço com os referidos códigos tenha sido desde sempre uma realidade, mesmo noutros enquadramentos organizativos do sector e da empresa.

Não obstante se compreenda a motivação no sentido de uma ainda maior exigência e necessidade de comprovação da conformidade de actuação com as regras estabelecidas, importa não perder de vista a integração Ibérica do sector e a indispensabilidade de uma efectiva harmonização das regras de funcionamento para todos os agentes. Ou seja, considera-se crucial a existência de um padrão, para os agentes – operadores de rede e comercializadores de último recurso incluídos – de forma a garantir uma sã concorrência e um comportamento adequado de todos.

Deste modo e em conformidade, sugere-se a manutenção das regras sobre Código de Conduta constantes no RRC em vigor, até ao momento em que seja possível dar mais este passo no sentido de uma ainda maior exigência, conjuntamente com as entidades congéneres espanholas e aplicável em paridade no mercado ibérico.

2.2.11 Factura de energia eléctrica

No RRC em consulta, identificam-se dois temas que requerem acrescida atenção:

- Acertos de facturação no início e no fim do contrato – Artigo 191.º;
- Factura de energia eléctrica – Artigo 192.º.

Em relação aos Acertos de facturação, a metodologia proposta no número 3 do Artigo 191.º pressupõe que o dia do mês de início do último período de facturação coincida com o final do primeiro período de facturação. Propõe-se mudar a actual redacção de modo a que se considere uma distribuição diária uniforme.

Em relação à Factura, a redacção proposta para o número 4 do Artigo 192.º parece indicar que o CUR terá de prestar a mesma informação sistematicamente em todas as facturas. Considera-se, no entanto, que esta imposição, para além de não ser útil, pode relevar-se contraproducente, pois a mera repetição pode prejudicar a efectividade da mensagem.

Sendo essencial criar momentos relevantes para transmitir eficazmente a mensagem ao cliente (como são exemplo as alterações das tarifas e preços), propõe-se que a prestação dessa informação seja assegurada nesse momento.

Assim, sugere-se nova redacção do número 4 do mesmo preceito de modo a que:

- A informação relativa a preços, modalidades de facturação e pagamento, padrões de qualidade de serviço e procedimentos sobre resolução de conflitos seja disponibilizada pelo menos uma vez por ano;
- A informação relativa a tarifas e preços seja disponibilizada previamente à entrada em vigor de novo tarifário.

2.2.12 Organização do RRC

A actual organização do RRC dificulta o processo de seguimento da actuação natural dos agentes no mercado, potenciando falhas na sua redacção e interpretação.

Destacam-se os aspectos seguintes:

- Especificação dos mercados (Capítulo 11) após referência aos mesmos nas relações comerciais;
- Relacionamento comercial de sujeitos não ordenados segundo o processo de actuação no mercado, *v.g.* Agente comercial – Capítulo 6, após Operadores de rede;
- Referência a temas gerais (Capítulo 9) no meio dos Capítulos de relacionamento comercial – Capítulos 3-7, 10, 12.

Tendo em consideração o objecto e fundamento base do RRC, propõe-se a seguinte organização:

- 1) Princípios e disposições gerais;
- 2) Definição dos Sujeitos intervenientes do mercado;
- 3) Definição dos Mercados;
- 4) Definição das relações entre Sujeitos e Mercados, *por ordem de actuação no mercado*;
- 5) Outros temas relevantes;
- 6) Disposições transitórias e finais.

Esta proposta de reordenamento da estrutura do RRC permitirá garantir que as relações previstas no mercado estão devidamente abrangidas e que se estabelecem de modo coordenado.

2.3 Regulamento Tarifário

O Regulamento Tarifário (RT) estabelece:

- Os critérios e métodos para a formulação de tarifas e preços da energia eléctrica e dos serviços prestados pelas entidades do sector eléctrico.
- A definição das tarifas reguladas e da respectiva estrutura.
- O processo de cálculo e determinação das tarifas.
- A determinação dos proveitos permitidos das actividades reguladas.
- Os procedimentos a serem adoptados para a fixação das tarifas, respectiva alteração e publicação.
- As obrigações das entidades do sector eléctrico, nomeadamente em matéria de prestação de informação.
- As disposições específicas aplicáveis à convergência tarifária dos sistemas eléctricos públicos de Portugal continental e das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

O RT foi revisto no sentido de se promover a sua adaptação e coerência ao quadro legislativo do SEN em vigor e em desenvolvimento, nomeadamente tendo em consideração o Decreto-Lei 172/2006 e o Plano de Compatibilização.

No âmbito da revisão do RT foram identificados os seguintes temas críticos, detalhados nas secções subsequentes:

- 1) Custos com aquisição de energia eléctrica do Comercializador de Último Recurso;
- 2) Ajustamentos tarifários;
- 3) Garantia de Potência na Tarifa UGS;
- 4) Terrenos do domínio público hídrico;
- 5) Correção de hidraulicidade;
- 6) Remuneração da estrutura comercial do CUR;
- 7) Reconhecimento de um limite para incobráveis no CUR.

2.3.1 Tema com implicações directas no MIBEL

2.3.1.1 Custos com aquisição de energia eléctrica pelo Comercializador de Último Recurso

A proposta de RT prevê, como custos permitidos com a aquisição de energia eléctrica pelo CUR, os custos decorrentes de contratos bilaterais (CB), aceites pela ERSE, os custos de aquisição nos mercados organizados (MO) e os custos com a produção em regime especial, em conformidade com a legislação em vigor.

Da análise efectuada, parece-nos que os termos “CB” e “MO” carecem de maior clarificação e desenvolvimento sobretudo no que respeita às condições e procedimentos aplicáveis à aquisição de energia eléctrica nas modalidades acima mencionadas. Com efeito, estão previstas outras formas de aquisição em mercado, como seja através de leilões, prioritárias e a montante das aquisições no mercado organizado diário e intradiário.

No que se refere aos custos de aquisição de energia eléctrica incorridos pelo CUR, incluindo os resultantes de eventuais restrições nas interligações bem como os custos de energia de regulação debitados pelo Acerto de Contas ao CUR (desvios de previsões de aquisição de energia eléctrica), considera-se que devem ser reflectidos nas tarifas aplicadas pelo CUR e o seu reconhecimento deve ser expressamente consagrado no RRC.

Por último, de modo a garantir uma maior eficiência do sistema tarifário e para evitar o risco de práticas de arbitragem, considera-se que o Agente Comercial deve vender a energia que adquire aos produtores com CAE nos mercados organizados, a prazo e *spot*, evitando-se o recurso a contratos bilaterais com o CUR.

2.3.2 Temas de impacto geral

2.3.2.1 Ajustamentos tarifários

Ajustamentos tarifários provisórios para o ano t-1

À semelhança do regime estabelecido quanto aos custos da actividade de compra e venda de energia eléctrica pelo CUR, também em relação a todas as outras actividades justifica-se a previsão de ajustamentos tarifários provisórios para o ano “t-1”, por identidade de razão e relevância económica para os agentes do sector eléctrico, bem como para maior aderência à realidade do mercado e transmissão de sinais adequados aos consumidores.

Ajustamentos trimestrais

Em contexto de mercado devem ser repercutidas nas tarifas, tão frequentemente quanto possível, as variações dos preços dos mercados grossistas.

Neste âmbito, sugere-se que os ajustamentos da Tarifa de Energia (tal como definidos no número 11 do artigo 146º do RT, na versão do Despacho nº 9499-A/2003, de 14 de Maio), para os níveis de tensão MAT, AT e MT, sejam reintroduzidos, adaptados às novas condições de mercados, e o seu âmbito alargado de forma a englobar o nível de tensão BT. Desta forma, as tarifas terão maior aderência ao preço de mercado, transmitindo-se aos clientes, de uma forma mais eficaz, o sinal implícito nesse preço.

A periodicidade trimestral dos ajustamentos oferecerá aos agentes um mecanismo mais robusto, nomeadamente para fomentar decisões eficientes dos consumidores.

2.3.2.2 Garantia de potência na tarifa UGS

Tal como já se transmitiu na Consulta para o efeito, deverá existir um pagamento de Garantia de Potência (GP) aos produtores a repercutir na tarifa UGS, ou seja, todos os consumidores de energia eléctrica devem pagar um montante para a GP.

O pagamento de GP deverá ser incluído na parcela I da UGS, num termo de potência média em horas de ponta, a criar, que complementarizará o termo variável existente relativo aos custos de gestão do sistema. A incorporação num termo de potência média em horas de ponta justifica-se pelo facto da GP ter “razão de ser” nas horas mais solicitadas do diagrama de cargas. Por simetria, os clientes deverão também sentir o sinal tarifário naqueles períodos, muito identificados com a potência em horas de ponta.

2.3.2.3 Terrenos do domínio público hídrico

Extensão do domínio público hídrico

A parcela dos custos da actividade de gestão global do sistema, associada aos terrenos, é composta por uma componente de amortização e outra de remuneração. Com a prorrogação dos prazos das concessões dos centros electroprodutores, implícito no novo regime sobre as utilizações dos recursos hídricos e respectivos títulos (cujo diploma foi aprovado em Conselho de Ministros e está em fase de promulgação), o período de amortização aumenta.

Neste contexto, no cálculo do valor da amortização dos terrenos, deverá ter-se em conta este aumento do período de amortização.

Remuneração dos terrenos

Relativamente à remuneração dos terrenos, na proposta em análise do RT, o valor da renda associado à remuneração dos terrenos referente aos anos de 1999 a 2003 e a remuneração anual dos terrenos afectos ao domínio público hídrico e à zona de protecção hídrica, são calculados de acordo com a Portaria nº 96/2004, de 23 de Janeiro.

A Portaria nº 481/2007, de 19 de Abril, veio rever os termos em que se encontravam fixadas estas taxas, passando a ser considerada a taxa de variação média dos últimos 12 meses do índice de preços no consumidor, publicada pelo INE relativamente ao mês de Setembro do ano anterior ao de amortização legal dos referidos terrenos. Importa, assim, alterar o RT em conformidade e recalcular o valor do défice explicitado no Despacho das tarifas de 2007.

2.3.2.4 Correção de hidraulicidade

O mecanismo de correção de hidraulicidade em vigor, que visa cobrir o risco de variabilidade hidroeléctrica, assenta na constituição de um saldo da conta de correção de hidraulicidade, para o qual foi estabelecido um “nível de referência”, considerado suficiente para suportar os diferenciais de custos resultantes de situações hidrológicas desfavoráveis, por forma a minimizar as inerentes consequências na evolução tarifária.

A proposta do RT não prevê este mecanismo de correção de hidraulicidade. No entanto, considera-se que deve ser reinstituído o mecanismo, mas deverá ser contemplado na tarifa UGS, em linha com os mecanismos de revisibilidade previstos no regime dos CMEC.

2.3.2.6 Remuneração da estrutura comercial do CUR

A fórmula regulatória de remuneração da estrutura comercial do CUR baseada na remuneração dos activos imobilizados mantém-se inalterada nesta proposta.

A proposta de RT prevê que a remuneração do CUR se faça por duas vias:

- a) Remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica;
- b) Remuneração do activo fixo afecto à actividade de Comercialização.

Em termos conceptuais, a remuneração de uma actividade deve considerar a recuperação dos custos de funcionamento e o retorno do capital investido no negócio de acordo com os riscos do mesmo.

No caso da alínea **a)**, considera-se o critério adequado, dado tratar-se de uma actividade com risco reduzido – parte-se do princípio de que são reconhecidos todos os custos com a Compra e Venda de Energia Eléctrica, incluindo eventuais desvios previsionais e custos de restrições nas interligações, uma vez que o CUR tem que cumprir as obrigações de compra estabelecidas na legislação.

No caso da alínea **b)**, considerando que a Comercialização de Energia Eléctrica é um negócio de intermediação económica, pouco intensivo em activos fixos⁸, parece mais adequado estabelecer como critério a fixação de uma margem de comercialização sobre os custos eficientes reconhecidos pela ERSE – proveitos permitidos da actividade de Comercialização.

Esta margem poderá ser estabelecida por comparação com as margens de comercialização de empresas que se dedicam à actividade de comercialização de bens e serviços com características similares.

Por outro lado, sendo a base de cálculo totalmente controlável pela ERSE, fica assegurada a transparência do processo.

2.3.2.7 Reconhecimento de um limite para incobráveis no CUR

A recuperação dos valores facturados e não pagos pelos clientes constitui um risco típico das empresas de comercialização. Ao contrário de vários exemplos europeus, no sistema eléctrico português não têm sido aceites os custos com incobráveis ocorridos na actividade de comercialização.

Assim, propõe-se que seja definido um limite até ao qual serão reconhecidos os custos incorridos com incobráveis, assumindo o CUR o valor de incobráveis acima do referido limite, o que se traduz num incentivo para reduzir estes custos.

A titulo indicativo, e seguindo uma lógica de aproximação dos níveis de incobráveis reconhecidos noutros países europeus, sugere-se o valor de 0,3% do volume de facturação para o limite atrás proposto.

2.4 Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações

O RARI tem por objecto estabelecer as disposições relativas às condições segundo as quais se processa o acesso às redes e às interligações do sistema eléctrico em Portugal continental, na RAA e na RAM.

Embora se considere que o RARI se aproxima mais do Plano de Compatibilização, este regulamento remete o essencial para o Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Espanha – Portugal. Neste Manual destaca-se a importância do detalhe normativo, nomeadamente o estabelecimento dos âmbitos temporais considerados nos leilões e a distribuição de capacidade entre os diferentes processos e âmbitos temporais.

Neste sentido, será necessário garantir que o Manual da Gestão da Interligação contemple o acordado relativamente aos dois sistemas eléctricos ibéricos.

⁸ A actividade que o CUR exerce não se baseia na detenção de activos imobilizados significativos, ao contrário das actividades de distribuição e transporte, baseadas na exploração intensiva dos activos imobilizados que constituem as respectivas redes e para os quais, na ciência económica, se concebem sistemas remuneratórios condicentes, em função dos incentivos necessários ao investimento próprio dos sectores de infra-estruturas.

2.5 Regulamento de Operação das Redes

O ROR estabelece as condições de gestão dos fluxos da electricidade na Rede Nacional de Transporte (RNT) bem como as condições segundo as quais o operador da RNT monitoriza as indisponibilidades dos grandes centros electroprodutores e as cotas das grandes albufeiras.

Adicionalmente, o ROR garante o acesso dos operadores da rede à informação das características técnicas das instalações ligadas à RNT ou à Rede Nacional de Distribuição (RND) necessária à análise e aos estudos técnicos da sua competência.

Com o intuito de promover a sua coerência com o novo enquadramento legislativo do Sector Eléctrico, o ROR foi revisto pela ERSE com base numa proposta apresentada pelo operador da rede de transporte.

Contudo, a regulação de alguns temas de elevada relevância, de que é exemplo a Gestão de Serviços de Sistema, foi remetida para o Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema. Nessa medida, e dada a estreita interdependência entre o ROR e o referido Manual, reitera-se a importância da sua submissão, quanto antes, a consulta dos operadores e agentes de mercado.

No âmbito da análise da proposta do ROR foram identificados os seguintes temas críticos, detalhados nas secções subsequentes:

- i. Objecto do ROR
- ii. Exploração
- iii. Gestão de Serviços de Sistema

2.5.1 Objecto do ROR

A actual redacção do objecto do ROR não contempla todos os objectivos inerentes à Operação das Redes, faltando nomeadamente estabelecer as condições que permitam ao Gestor de Sistema realizar a verificação técnica da exploração e a adaptação em tempo real da produção ao consumo, mediante a contratação e mobilização de Serviços de Sistema.

2.5.2 Exploração

Funções do Acerto de Contas vs. Funções do Gestor de Sistema

Nos capítulos referentes à Programação de Exploração e Exploração em Tempo Real, existe uma sobreposição das funções propostas para o Acerto de Contas e para o Gestor de Sistema.

Considera-se que a comunicação de programas, quer de contratos bilaterais ou referentes a quantidades contratadas nos mercados organizados, não deve ser enviada ao Acerto de Contas, mas sim ao Gestor de Sistema. Com efeito, pretende-se que as comunicações operacionais sejam enviadas da forma mais fluida possível após cada sessão de mercado, obrigando ao funcionamento em regime de turnos, o que não é o caso do Acerto de Contas.

É também o caso de todas as ofertas de Serviços de Sistema ou de restrições, as quais devem igualmente ser enviadas directamente ao Gestor de Sistema, utilizando de preferência o mesmo tipo de meios informáticos.

De notar ainda que a comunicação de programas e quantidades contratadas se destina em tempo real a ser validada pelo Gestor de Sistema, não havendo nenhuma actuação concreta nesta fase para a função do Acerto de Contas.

Deste modo, propõe-se a alteração do ROR em linha com o exposto nos parágrafos anteriores e em concordância com o RRC.

Instruções de Despacho

É obrigação de cada produtor dar as suas instruções internas para que as centrais cumpram os programas contratados em mercado para cada hora do dia seguinte, competindo

exclusivamente ao Gestor de Sistema monitorizar o equilíbrio entre a produção e o consumo em tempo real, emitindo, em caso de necessidade, instruções de mobilização de reserva, que representam um acréscimo ou diminuição dos programas do produtor.

Propõe-se a alteração de “despacho” por “mobilização de reserva”, uma vez que o Gestor de Sistema não vai enviar instruções de despacho em resultado dos programas contratados em mercado.

2.5.3 Gestão de Serviços de Sistema

2.5.3.1 Modelo de Gestão de Serviços de Sistema

No ROR submetido a Consulta, o capítulo dedicado à gestão dos Serviços de Sistema (SS) prevê a contratação futura destes serviços através de mecanismos de mercado transparentes e não discriminatórios, que promovam a eficiência económica. Contudo, o ROR remete o detalhe do modelo e mecanismos de contratação para o Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema.

Em Portugal, os SS têm sido abastecidos pelas centrais com CAE, não existindo uma forma de contratação específica (regulada ou de mercado) para estes serviços. A remuneração de SS tem sido realizada de forma implícita, através da inclusão dos encargos do fornecimento de SS nos proveitos inerentes às centrais com CAE e respectiva contabilização na tarifa de UGS. Com a cessação antecipada dos CAE, a contratação de SS carece de um novo enquadramento, através de mecanismos de mercado harmonizados no âmbito do MIBEL.

Idealmente, o novo modelo de contratação dos SS deveria pressupor a criação de um mercado ibérico destes serviços. Desse modelo resultaria um preço único ibérico mais eficiente em consequência do alargamento do mercado e do maior grau de concorrência. Dadas as limitações à capacidade de interligação disponível entre Portugal e Espanha e a exigência de uma estreita articulação entre os Operadores de Sistema dos dois países para o seu adequado funcionamento, o modelo ideal não é passível de ser implementado no curto prazo.

Neste contexto, o modelo de contratação de SS proposto prevê a existência de dois mercados locais, um em Portugal e o outro em Espanha. Contudo, e uma vez que os mercados grossista e de investimento são únicos, de âmbito ibérico, é desejável a convergência a prazo para o modelo harmonizado, propondo-se a adopção de um modelo igual nos dois países tanto a nível de produtos – reserva secundária e terciária – como de mecanismo de mercado – leilão implícito. Adicionalmente, releva-se a importância de os dois mercados deverem permanecer alinhados.

Tendo o modelo de contratação proposto para os SS um cariz essencialmente local, é necessário definir para Portugal um mecanismo de formação de preços que garanta que nenhum operador assuma uma posição relevante no fornecimento destes serviços.

Em consonância com a recomendação da consultora económica CRA International⁹, propõe-se que os preços de mercado por produto em Portugal sejam limitados por um “soft cap” baseado no preço espanhol para o mesmo produto. Neste âmbito surgem três situações:

- Se o preço de mercado português for superior ao preço espanhol para o mesmo produto:
 - 1) Todas as ofertas superiores ao preço espanhol são compensadas numa lógica “pay as bid” baseada num algoritmo objectivo, transparente e previsível
 - 2) Todas as ofertas iguais ou inferiores ao preço do mercado espanhol são compensadas segundo esse preço
- Se o preço de mercado português for igual ou inferior ao preço do mercado espanhol para o mesmo produto:

⁹ Relatório em Anexo

- 3) Todas as ofertas são compensadas segundo uma lógica marginal, ao preço de mercado de Portugal

O facto de o modelo ter um algoritmo simples indexado ao preço espanhol dá-lhe previsibilidade de contratação, sendo este um aspecto chave para os novos entrantes.

Por outro lado, o modelo pressupõe que no cálculo da revisibilidade passe a considerar-se as vendas de SS da mesma maneira que as vendas no mercado grossista, criando incentivos evidentes à alocação eficiente dos recursos sob o mecanismo de CMEC.

Com este modelo de SS garante-se uma eficiência generalizada de alocação dos recursos entre o mercado grossista ibérico e os mercados de SS nacionais.

O modelo proposto permite um funcionamento de mercado harmonizado com Espanha, passível de implementação imediata.

2.5.3.2 Participação em Serviços de Sistema

De acordo com a proposta do ROR, que estabelece que a contratação dos serviços complementares deve ser baseada em mecanismos transparentes e não discriminatórios, propõe-se a inclusão dos Comercializadores, CUR e Clientes como participantes dos SS.

Neste sentido propõe-se que o âmbito dos Serviços Complementares seja alargado de forma a incluir a interruptibilidade, para além da interruptibilidade rápida, e a correcção de factor de potência.

Propõe-se, ainda, que os Comercializadores, CUR e Clientes possam propor medidas que contribuam para o fornecimento de SS e apresentar ofertas para esse fim.

3 Outros temas relevantes para o período posterior a 1 de Julho

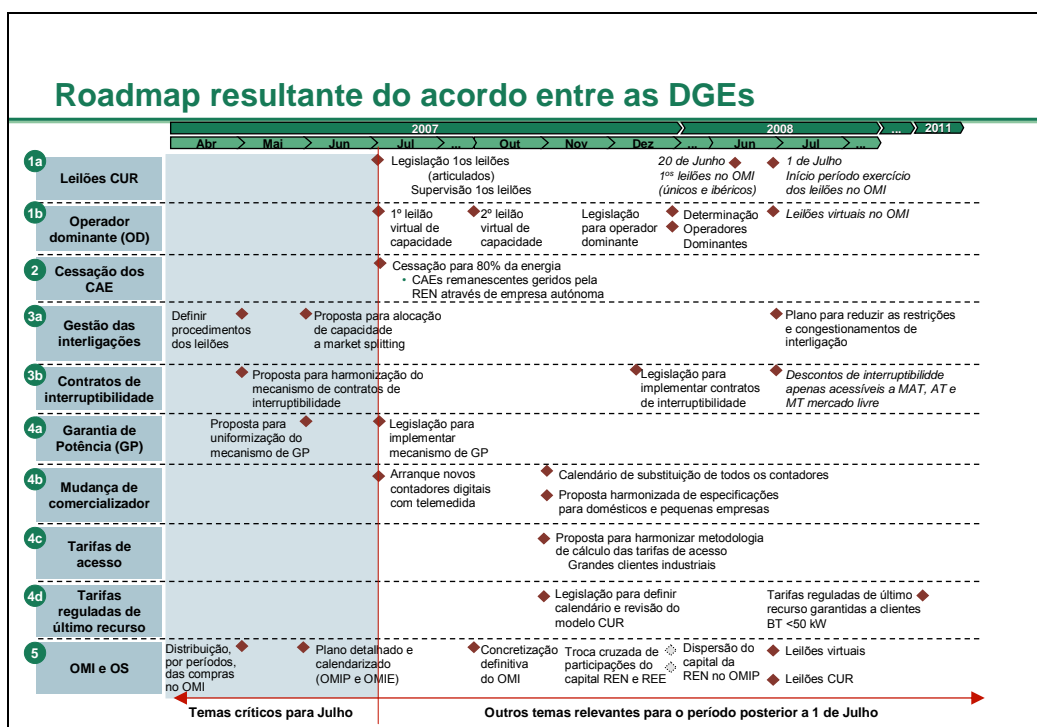
De modo a cumprir o calendário associado ao Plano de Compatibilização, são identificados outros temas que, embora não prioritários para Julho de 2007, deverão estar contemplados nos Regulamentos a rever após essa data.

Note-se que esses temas requerem uma discussão preliminar antes da sua regulamentação.

Dos temas a considerar destacam-se os seguintes:

- 1) Contratos de Interruptibilidade e compensação de factor de potência;
- 2) Telecontagem;
- 3) Harmonização da metodologia das tarifas de acesso;
- 4) Filosofia subjacente às tarifas reguladas de último recurso.

Na figura seguinte, e de forma esquematizada, apresenta-se o programa de acção resultante do Plano de Compatibilização.



3.1 Contratos de interruptibilidade e compensação do factor de potência

Em conformidade com o Plano de Compatibilização, está prevista a harmonização ibérica do mecanismo de interruptibilidade e compensação da energia reactiva nos dois sistemas. A proposta de harmonização deverá ser apresentada pelo Operador de Sistema e será implementada segundo calendário a definir por cada um dos Governos.

Neste âmbito, e na sequência do modelo de interruptibilidade a definir e aprovar, o RRC, RT e o ROR deverão ser redigidos em conformidade

O Plano de Compatibilização também especifica que a acessibilidade ao desconto de interruptibilidade só estará disponível aos clientes com níveis de tensão em MAT, AT e MT em mercado livre. Este ponto deverá, igualmente, ser reflectido nos Regulamentos da ERSE.

3.2 Telecontagem

No que respeita aos contadores e telecontagem, o Plano de Compatibilização, especifica:

- A partir de Julho 2007, os novos contadores serão digitais com telemedida;
- Será definido um plano harmonizado de substituição de todos os contadores a apresentar pelo Conselho de Reguladores até Outubro de 2007;
- Será definida uma proposta harmonizada de especificações e funcionalidades mínimas para o segmento doméstico e de pequenas empresas, a apresentar pelo Conselho de Reguladores até Outubro de 2007.

Em relação ao primeiro ponto, por ter uma data prevista de implementação mais próxima, salienta-se que o artigo 139º do RRC não especifica que os contadores devem passar a ser todos digitais com telemedida a partir de Julho de 2007:

- *“Os operadores das redes de distribuição podem instalar equipamentos de medição com características técnicas que permitam a sua integração em sistemas centralizados de telecontagem nos pontos de medição de clientes em BT.” (Artigo 139º)*

O próprio “Guia de medição, leitura e disponibilização de dados para Portugal continental” em vigor, ainda especifica que os contadores em BT podem ser electromecânicos e estáticos (ponto 9.1.3 do Guia), não havendo referência à obrigatoriedade de telecontagem.

Deste modo, a legislação em análise não se coaduna com o Plano de Compatibilização, sendo que será necessário clarificar e harmonizar em sede da revisão dos Regulamentos após Julho de 2007.

3.3 Tarifas de acesso

O referido Plano de Compatibilização prevê uma harmonização da metodologia para o cálculo das tarifas de acesso, cuja proposta deve ser apresentada pelo Conselho de Reguladores até Outubro de 2007.

Uma vez definida, discutida e aprovada essa mesma metodologia, os Regulamentos devem ser revistos em conformidade.

3.4 Tarifas reguladas de último recurso

Relativamente ao tema das tarifas reguladas, o Plano de Compatibilização menciona: ...“a partir de Janeiro de 2011, as tarifas reguladas de último recurso serão garantidas aos clientes com níveis de tensão BT inferiores a 50kW”.

Após adequada assimilação normativa do objectivo acordado quanto aos prazos e tarifas reguladas, os Regulamentos deverão ser alterados em conformidade.

4 Comentários na Especialidade

Este Capítulo apresenta os comentários, na especialidade, para cada Regulamento.

Para cada um dos Regulamentos são apresentados comentários gerais aos artigos (secções ou capítulos) sobre os quais se propõe uma alteração de redacção.

A **amarelo** encontram-se as principais alterações de redacção, sendo que a eliminação de palavras da redacção original é identificada **com a palavra cortada**.

4.1 Regulamento de Relações Comerciais

Artigo	Racional de alteração	Proposta de redacção
2º	<ul style="list-style-type: none"> Embora os Produtores em Regime Especial (PRE) tenham legislação específica para efeito da definição do regime jurídico das respectivas actividades, o Regulamento das Relações Comerciais tem por objectivo regular as relações comerciais entre os agentes do SEN. → Como consequência, os PRE deveriam ser também considerados no âmbito da aplicação do RRC, nomeadamente pelas obrigações do CUR quanto à compra da energia eléctrica a estes PRE e pela criação de perfis para estas entidades, designadamente quando não disponham de equipamentos de medição com registo horário. 	<p>Artigo 2.º</p> <p>Âmbito de aplicação</p> <p>Estão abrangidas pelo âmbito de aplicação do presente regulamento:</p> <p>1 - Em Portugal continental:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Os consumidores ou clientes. b) Os comercializadores. c) Os comercializadores de último recurso. d) O operador logístico de mudança de comercializador. e) Os operadores das redes de distribuição em BT. f) O operador das redes de distribuição em MT e AT. g) O operador da rede de transporte. h) O Agente Comercial. i) Os produtores em regime ordinário. j) Os produtores em regime especial. k) Os co-geradores e as entidades por eles abastecidas. l) Os operadores de mercados.
3º	<ul style="list-style-type: none"> → De modo a uniformizar a terminologia, sugere-se o uso genérico da designação “energia eléctrica” em vez de “electricidade”, excepto nas definições que constem de legislação. Nestas últimas deverá ser mantida a definição constante na legislação. 	<p>1 - o) RND – Rede Nacional de Distribuição de Electricidade</p> <p>1 - p) RNT – Rede Nacional de Transporte de Electricidade. Energia Eléctrica</p>

<ul style="list-style-type: none"> - RND – Rede Nacional de Distribuição de Electricidade - RNT – Rede Nacional de Transporte de Electricidade <p>(terminologia dos DL 29 e 172 / 2006)</p> <ul style="list-style-type: none"> • No RRC anterior à presente proposta, o cliente era considerado agente de mercado se fosse um agente de oferta: <ul style="list-style-type: none"> “Agente de mercado - entidade que transacciona energia eléctrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral, correspondendo a uma das seguintes entidades: (...) cliente (...) se forem detentores de estatuto de agente de ofertas.” “O cliente com estatuto de agente de ofertas é o cliente que pode <u>comprar</u> energia eléctrica directamente nos mercados organizados ou através de contratos bilaterais.” (Artigo 8º, alínea 5 do RRC anterior) <p>O RRC em Consulta Pública apenas considera a aquisição de energia:</p> <p>“Agente de mercado - entidade que transacciona energia eléctrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral, correspondendo a uma das seguintes entidades: (...) cliente (...) <u>se adquirirem</u> energia eléctrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral.”</p> <p>→ De modo a contemplar a compra e venda por parte do cliente, é necessário alterar a definição de agente de mercado na parte que o considera, não restringindo a transacção nos mercados e contratos bilaterais à aquisição de energia eléctrica.</p> <ul style="list-style-type: none"> • A designação de CUR para identificar “Contrato de Uso das Redes” traz alguns problemas: 	<p>2- a) Agente de mercado – entidade que transacciona energia eléctrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral, correspondendo a uma das seguintes entidades: produtor em regime ordinário, co-gerador, comercializador, comercializador de último recurso, agente comercial, cliente ou entidade abastecida por co-gerador estes dois últimos se adquirirem ou venderem energia eléctrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral.</p> <p>2- e) Contrato de uso das acesso às redes – contrato que tem por objecto as condições comerciais relacionadas com a retribuição a prestar pelos utilizadores das redes aos operadores das redes pelo uso das acesso às redes e às</p>
--	--

	<ul style="list-style-type: none"> - A sigla CUR confunde-se com a do Comercializador de Último Recurso; - A tarifa correspondente, “tarifa de acesso”, integra uma actividade que não é designada por “uso”, a “comercialização de redes”; - A expressão “uso das redes” pode-se confundir com “uso da rede de transporte” ou “uso da rede de distribuição”. <p>→ Sugere-se a alteração da designação de “Contrato de uso das redes (CUR)” para “Contrato de acesso às redes (CAR)”.</p> <ul style="list-style-type: none"> • A redacção da definição de “Transporte” não condiz com a redacção actual dos DL 29/2006 e 172/2006. <p>Embora se reconheça que faz sentido a eliminação do termo “comercializadores”, na medida em que os comercializadores não recebem energia, julga-se ser de privilegiar a redacção da lei.</p> <p>→ Propõe-se a re-introdução do termo “comercializadores”.</p>	<p>interligações, nos termos do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI).</p> <p>2- s) Transporte – veiculação de electricidade numa rede interligada de muito alta tensão e de alta tensão, para efeitos de recepção dos produtores e entrega a distribuidores, comercializadores ou a grandes clientes finais, mas sem incluir a comercialização.</p>
5º	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Alguns dos princípios enunciados não são de aplicação no relacionamento entre entidades mas sim entre estas e o SEN. ▪ A concorrência (alínea d)) não é um princípio mas obedece a princípios ou regras. 	<p>O relacionamento comercial entre as entidades que operam no SEN, entre estas entidades e os respectivos clientes, bem como com os demais sujeitos intervenientes, deve processar-se de modo a que sejam observados, quando aplicáveis, os seguintes princípios gerais:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Garantia de oferta de energia eléctrica em termos adequados às necessidades dos consumidores. b) Garantia das condições necessárias ao equilíbrio económico-financeiro das entidades que integram os sistemas eléctricos públicos. c) Igualdade de tratamento e de oportunidades. d) Concorrência, sem prejuízo do cumprimento das obrigações de serviço público. e) Imparcialidade nas decisões.

		<p>f) Liberdade de escolha do comercializador de energia eléctrica.</p> <p>g) Transparência das regras aplicáveis às relações comerciais.</p> <p>h) Direito à informação e salvaguarda da confidencialidade da informação comercial considerada sensível.</p> <p>i) Racionalidade e eficiência dos meios a utilizar, desde a produção ao consumo.</p>
7º	<ul style="list-style-type: none"> ▪ É reconhecida a qualidade de comercializador, quando em posse de licença ou de registo. → Introdução da frase “ou de registo” no número 1 ▪ Para garantir o estabelecido no ponto 6 do artigo 6º do DL nº 240/2004, de 27/12, quanto ao cumprimento das obrigações dos comercializadores e dos distribuidores, ou seja o pagamento da factura dos montantes relativos à parcela fixa e parcela de acerto apresentada pela entidade concessionária da RNT, para entrega ao produtor ou aos respectivos cessionários, deve ser introduzido um número 3 neste artigo 7º. 	<p>1 - Os comercializadores são entidades titulares de licença de comercialização ou de registo quando reconhecida a qualidade de comercializador ao abrigo de acordos internacionais em que o Estado português seja parte signatária, nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro e no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, cuja actividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de energia eléctrica, em nome próprio ou em representação de terceiros.</p> <p>...</p> <p>3 - Para assegurar o cumprimento das obrigações pecuniárias perante os operadores de rede, incluindo as previstas no artigo 6º do Decreto-Lei nº 240/2004, de 27 de Dezembro, os comercializadores devem prestar, manter e, se necessário, substituir ou reforçar, a favor das entidades concessionárias da RNT e da RND, garantia idónea, nas modalidades previstas no RARI, que assegure permanentemente o integral cumprimento daquelas obrigações por um período não inferior a 60 dias.</p>
8º	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Uma vez que o CUR já foi constituído, é necessário alterar o número 2 em conformidade. → Substituir: “a constituir pela EDP Distribuição - Energia, S.A.,” por “constituída pela EDP Distribuição – Energia, SA” → Identificar a EDP Serviço Universal como titular da licença de comercialização de último recurso. 	<p>2 - A licença prevista no número anterior é atribuída à sociedade EDP Serviço Universal, S.A., juridicamente independente das sociedades que exerçam as demais actividades, a constituir constituída pela EDP Distribuição - Energia, S.A., bem como às demais entidades concessionárias de distribuição de energia eléctrica em BT, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 344-B/82, de 1 de Setembro, dentro das suas áreas de concessão e enquanto durar o correspondente contrato.</p>

9º	<ul style="list-style-type: none"> → Por questões de redundância e por se desconhecer que actividades passam para o operador logístico, propõe-se eliminar a expressão “transitoriamente” do número 2. 	2 - Até à data de entrada em funcionamento do operador logístico de mudança de comercializador, nos termos de legislação específica, as atribuições referidas no número anterior são desenvolvidas transitoriamente pelas seguintes entidades:
10º	<ul style="list-style-type: none"> Na legislação (cfr. Base II do DL172/2006) a actividade de “Compra e venda do acesso à rede de transporte” não consta como uma actividade do ORD. O próprio Artigo 29º do DL 29/2006 determina que o ORT se relaciona directamente com os utilizadores das suas redes. Assim, entende-se que o ORD cobra o acesso à rede de transporte aos comercializadores (que o cobram aos clientes) <u>por conta do ORT, não como actividade própria.</u> Esta questão é relevante, pela necessidade de conformidade à lei e porque o ORD e, sobretudo, o CUR ficariam com o risco da cobrança, o qual não é reconhecido pela ERSE (que não aceita o custo dos incobráveis). → Propõe-se eliminar a actividade de “compra e venda” e acrescentar um número explicitando o papel do ORD como <i>intermediário</i> do ORT em conformidade com a lei. 	<p>2 - Os operadores das redes de distribuição desenvolvem actividades de Distribuição de Energia Eléctrica e de Comercialização de Redes e Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, nos termos previstos no Capítulo IV deste regulamento.</p> <p>3 – Acessoriamente, os operadores das redes de distribuição exercem, por conta do operador da rede de transporte, a actividade de Venda do Acesso à Rede de Transporte.</p>
28º	<ul style="list-style-type: none"> → Com a consagração explícita de um mecanismo de garantia de potência a nível legislativo, considera-se necessária a introdução da referência e este mecanismo, como atribuição do Gestor de Sistema, enquanto entidade que procede à gestão global do sistema 	h) Gestão do mecanismo de garantia de potência, nos termos dispostos na legislação em vigor;
31º Novo artigo¹⁰	<ul style="list-style-type: none"> Participação da oferta no mecanismo de garantia de potência → Com a consagração explícita de um mecanismo de garantia de 	<i>A redacção proposta é meramente indicativa e carece de ser finalizada de acordo com o que vier a ser disposto legalmente</i>

¹⁰ A inclusão deste artigo requer a renumeração de todos os artigos que lhe são posteriores.

	<p>potência a nível legislativo, considera-se necessário determinar regulamentarmente em que moldes é realizada a participação da oferta nesse mecanismo, designadamente a nível de direitos e obrigações.</p> <p>A redacção proposta é meramente indicativa e carece de ser finalizada de acordo com o que vier a ser disposto legalmente.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 31º</p> <p style="text-align: center;">Participação da oferta no mecanismo de garantia de potência</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Os produtores do SEN podem participar na gestão global do sistema através, designadamente, da disponibilidade de capacidade para satisfazer picos de procura. 2) A valorização económica da garantia de potência resulta da aplicação do modelo de garantia de potência, nos termos dispostos na legislação em vigor 3) Os produtores têm direito ao recebimento de um pagamento por garantia de potência, de acordo com a disponibilidade manifestada através das ofertas realizadas em mercado 4) Os produtores estão sujeitos à verificação da disponibilidade efectiva por parte da entidade gestora do sistema, correndo os custos de verificação por conta dessa entidade, excepto se se verificar que a disponibilidade manifestada não corresponde a disponibilidade efectiva 5) No caso de se verificar que a disponibilidade manifestada pelos produtores não corresponde a capacidade efectivamente à disposição do sistema, os produtores: <ol style="list-style-type: none"> a. Para além de suportarem os custos inerentes ao mecanismo de verificação, incorrem também no pagamento de penalidades, de acordo com o estabelecido na legislação em vigor b. Têm direito a solicitar uma repetição da verificação da disponibilidade no prazo máximo de [xx] minutos, sendo que se não se confirmar a indisponibilidade, não se aplicará o disposto na alínea anterior
<p>32º</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Manual de Procedimentos do Acerto de Contas <ul style="list-style-type: none"> - Considera-se que a comunicação de programas, quer de contratos bilaterais ou referentes a quantidades contratadas nos mercados organizados, não deve ser enviada ao Acerto de Contas, mas sim ao Gestor de Sistema. Com efeito, pretende- 	<p>Manual de Procedimentos do Acerto de Contas</p> <p>1 - O Manual de Procedimentos do Acerto de Contas estabelece as regras relativas, designadamente, às seguintes matérias:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Condições para a adesão ao Sistema de Acerto de Contas.

	<p>se que as comunicações operacionais sejam enviadas da forma mais fluida possível após cada sessão de mercado, obrigando ao funcionamento em regime de turnos, o que não é o caso do Acerto de Contas.</p> <ul style="list-style-type: none"> - É também o caso de todas as ofertas de Serviços de Sistema (SS) ou de restrições, as quais devem igualmente ser enviadas directamente ao Gestor de Sistema, utilizando de preferência o mesmo tipo de meios informáticos. - De notar ainda que a comunicação de programas e quantidades contratadas se destina em tempo real a ser validada pelo Gestor de Sistema, não havendo nenhuma actuação concreta nesta fase para a função do Acerto de Contas. <p>→ Assim propõe-se que as actividades atribuídas ao Acerto de Contas sejam exclusivamente de cálculo de liquidações eliminando as actuais alíneas b), c), f) e j)</p>	<ul style="list-style-type: none"> b) Formato e conteúdo da informação a receber pelo Acerto de Contas relativa às quantidades físicas contratadas em mercados organizados. e) Formato e conteúdo das comunicações de concretização de contratos bilaterais. b) Liquidação de desvios. c) Determinação das aquisições dos agentes de mercado. f) Relacionamento entre a função Acerto de Contas e os operadores de mercado. d) Modalidades e procedimentos de cálculo do valor das garantias a prestar pelos agentes de mercado que celebram contratos bilaterais. e) Tipificação das situações excepcionais e dos procedimentos a adoptar. f) Informação a transmitir pelo Acerto de Contas aos agentes de mercado e ao Agente Comercial. j) Informação a receber pelo Acerto de Contas dos agentes de mercado e do Agente Comercial. g) Informação a tornar pública pelo Acerto de Contas a respeito de factos susceptíveis de influenciar o regular funcionamento do mercado ou a formação dos preços. h) Descrição dos procedimentos associados à recolha, registo e divulgação da informação. i) Descrição funcional dos programas informáticos utilizados. j) Descrição do sistema de acerto de contas.
<p>38º</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ No momento presente, a EDP Distribuição, enquanto operador da rede de distribuição, tem em vigor um Código de Conduta, próprio e específico, em conformidade com o disposto no RRC em vigor. <p>Por seu turno, a EDP Serviço Universal, enquanto Comercializador de Último Recurso, elaborou o seu próprio Código de Conduta,</p>	<p>Independência no exercício das actividades dos operadores das redes de distribuição</p> <p>1 - Tendo em vista garantir a separação das actividades previstas no artigo anterior, os responsáveis pelas actividades devem dispor de independência no exercício das suas competências funcionais.</p>

	<p>recentemente enviado à ERSE.</p> <p>Estes Códigos abarcam desde já um conjunto não despidendo de obrigações e regras de actuação, ainda que a conformidade da conduta das empresas em apreço com os referidos códigos tenha sido desde sempre uma realidade, mesmo noutros enquadramentos organizativos do sector e da empresa.</p> <p>Não obstante se compreenda a motivação no sentido de uma ainda maior exigência e necessidade de comprovação da conformidade de actuação com as regras estabelecidas, importa não perder de vista a integração Ibérica do sector e a indispensabilidade de uma efectiva harmonização das regras de funcionamento para todos os agentes. Ou seja, considera-se crucial a existência de um padrão, para os agentes – operadores de rede e comercializadores de último recurso incluídos – de forma a garantir uma sã concorrência e um comportamento adequado de todos.</p> <p>→ Propõe-se a manutenção das regras sobre Código de Conduta constantes no RRC em vigor, até ao momento em que seja possível dar mais este passo no sentido de uma ainda maior exigência, conjuntamente com as entidades congéneres espanholas e aplicável em paridade no mercado ibérico</p>	<p>2 - Para efeitos do disposto no número anterior, os operadores das redes de distribuição devem elaborar um Código de Conduta com as regras a observar no exercício das suas actividades.</p> <p>3 - O Código de Conduta referido no número anterior deve estabelecer as regras a observar pelos responsáveis das actividades dos operadores das redes de distribuição, no que se refere à independência, imparcialidade, isenção e responsabilidade dos seus actos, designadamente no relacionamento entre eles e os responsáveis pela operação da rede de transporte, os produtores, os comercializadores regulados, os comercializadores, os agentes externos e os clientes.</p> <p>4 - No prazo de 60 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento, os operadores das redes de distribuição devem publicar, designadamente na sua página na internet, o Código de Conduta referido no n.º 2 e enviar um exemplar à ERSE.</p> <p>5 - Os operadores das redes de distribuição em BT que não sejam simultaneamente detentores de licença de distribuição vinculada em MT e AT estão isentos do cumprimento do disposto no n.º 2.</p>
42º	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Na legislação (Base II do DL172/2006) não consta a “Compra e venda do acesso à rede de transporte” como actividade do ORD <p>→ Em coerência com o referido quanto ao artigo 10º, o ORD não é um utilizador da RNT mas, tal como o ORT, coloca a sua rede à disposição dos utilizadores. Assim, apenas vende o acesso à RNT por conta do ORT, a quem entrega o valor cobrado.</p>	<p>Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte</p> <p>1 - A actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte corresponde à venda dos serviços de uso global do sistema e de uso da rede de transporte e aos comercializadores, comercializadores de último recurso e clientes que sejam agentes de mercado e à entrega ao operador da rede de transporte dos valores cobrados.</p> <p>2 - Os proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte são obtidos recuperados através da aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte, convertidas para o nível de tensão de entrega, às quantidades medidas nos pontos de medição relativos a clientes finais</p>

43°	<ul style="list-style-type: none"> → Artigo 43° n° 1 – incluir na actividade de comercialização de redes a “comercialização das ligações à rede”. 	<p>1 - A actividade de Comercialização de Redes consiste na comercialização do serviço de distribuição de energia eléctrica incluindo, nomeadamente, a comercialização das ligações às redes, a contratação, a leitura, a facturação, a cobrança dos serviços associados ao uso das redes de distribuição e a gestão do processo de mudança de comercializador, considerando nesta última função o disposto na alínea a) do n.º 2 do artigo 9.º.</p>
Capítulo IV, Secção IV	<ul style="list-style-type: none"> → Deve ser utilizada a expressão “entrega” em vez de “fornecimento”. 	<p>IV - Interrupção da entrega e da recepção de energia eléctrica</p>
47°	<ul style="list-style-type: none"> → Deve ser utilizada a expressão “entrega” em vez de “fornecimento”. 	<p>1 – O fornecimento A entrega de energia eléctrica pode ser interrompido pelos operadores das redes pelas seguintes razões:</p>
53°	<ul style="list-style-type: none"> → Deve ser utilizada a expressão “entrega” em vez de “fornecimento”. → Número 1 i) – A redacção proposta poderá permitir a interpretação de que cabe ao ORD averiguar se são verificadas as condições estabelecidas no n° 1 do artigo 197°. Ora a responsabilidade pela interrupção deve residir exclusivamente no CUR. Substituir “nas condições previstas” por “ao abrigo do disposto”. 	<p>1 – O fornecimento A entrega de energia eléctrica pode ser interrompida pelo operador de rede por facto imputável ao cliente nas seguintes situações:</p> <p>5- A interrupção do fornecimento da entrega nas situações previstas na alínea h) do n.º 1 não pode ocorrer antes de decorridos os prazos definidos na metodologia a adoptar na gestão do processo de mudança de comercializador aprovada pela ERSE, nos termos do Capítulo IX deste regulamento.</p> <p>6 - Do pré-aviso referido no presente artigo devem constar o motivo da interrupção , os meios ao dispor do cliente para evitar a interrupção, as condições de restabelecimento, bem como os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento devidos por facto imputável ao cliente.</p> <p>1- i) Quando solicitado pelos comercializadores de último recurso, nas situações previstas ao abrigo do disposto no n.º 1 do artigo 197.º.</p>
54°		<p style="text-align: center;">Preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento</p> <p>1 - Os comercializadores ou clientes que sejam agentes de mercado são responsáveis pelo pagamento ao operador de rede dos serviços de interrupção e de restabelecimento, sem prejuízo do direito de regresso dos</p>

	<ul style="list-style-type: none"> ▪ →Número 3 – “Os preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento <u>a pagar pelos clientes, pelos comercializadores e pelo comercializador de último recurso, sem prejuízo do disposto no número seguinte,</u> são publicados anualmente pela ERSE.” ▪ →nº 4 (novo) – “<u>Os preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento a pagar pelo comercializador de último recurso nas situações previstas na alínea i) do nº 1 do artigo anterior são estabelecidos por acordo.</u>” ▪ →nº 5 (antigo 4) – mantém-se 	<p>comercializadores sobre os seus clientes.</p> <p>2 - Os clientes em BT podem solicitar o restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos máximos estabelecidos no RQS para dar início à reparação de avarias na alimentação individual dos clientes, mediante o pagamento de uma quantia a fixar pela ERSE.</p> <p>3 - Os preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento a pagar pelos clientes, pelos comercializadores e pelo comercializador de último recurso são publicados anualmente pela ERSE, sem prejuízo do disposto no número seguinte.</p> <p>4 - Os preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento a pagar pelo comercializador de último recurso nas situações previstas na alínea i) do nº 1 do artigo anterior são estabelecidos por acordo.</p> <p>5 - Para efeitos do disposto nos números 2 e 3, os operadores das redes devem apresentar proposta fundamentada à ERSE, até 15 de Setembro de cada ano.</p>
55º	<ul style="list-style-type: none"> ▪ →Nº 1 – “... consiste na compra e <u>na</u> venda”. Compra e venda costuma ser associado a uma mesma actividade vista por cada um dos intervenientes 	<p>1 – O exercício da actividade de comercialização de energia eléctrica consiste na compra e na venda de energia eléctrica, para comercialização a clientes ou outros agentes de mercado.</p>
58º	<ul style="list-style-type: none"> ▪ No momento presente, a EDP Distribuição, enquanto operador da rede de distribuição, tem em vigor um Código de Conduta, próprio e específico, em conformidade com o disposto no RRC em vigor. <p>Por seu turno, a EDP Serviço Universal, enquanto Comercializador de Último Recurso, elaborou o seu próprio Código de Conduta, recentemente enviado à ERSE.</p> <p>Estes Códigos abarcam desde já um conjunto não despidendo de obrigações e regras de actuação, ainda que a conformidade da conduta das empresas em apreço com os referidos códigos tenha</p>	<p>Eliminar artigo</p>

	<p>sido desde sempre uma realidade, mesmo noutros enquadramentos organizativos do sector e da empresa.</p> <p>Não obstante se compreenda a motivação no sentido de uma ainda maior exigência e necessidade de comprovação da conformidade de actuação com as regras estabelecidas, importa não perder de vista a integração Ibérica do sector e a indispensabilidade de uma efectiva harmonização das regras de funcionamento para todos os agentes. Ou seja, considera-se crucial a existência de um padrão, para os agentes – operadores de rede e comercializadores de último recurso incluídos – de forma a garantir uma sã concorrência e um comportamento adequado de todos.</p> <p>→ Propõe-se a eliminação do presente artigo até ao momento em que seja possível dar mais este passo no sentido de uma ainda maior exigência, conjuntamente com as entidades congéneres espanholas e aplicável em paridade no mercado ibérico.</p> <p>Em todo o caso, no nº 2 a) não se compreende a razão da substituição do termo “podem”, constante do DL 129, por “devem”. (“Os responsáveis pela administração e pela gestão do CUR não devem integrar os órgãos sociais ou participar nas estruturas de empresas que exerçam quaisquer outras actividades do SEN”)</p>	
59º	<ul style="list-style-type: none"> ▪ → Introduzir a possibilidade de venda de energia eléctrica pelo CUR. ▪ → Em primeiro lugar, as compras pelo CUR devem estar em conformidade com o Plano de Compatibilização. ▪ Considera-se, ainda, que o CUR deve comprar a energia destinada ao abastecimento dos seus clientes em mercados organizados e leilões, não devendo celebrar quaisquer contratos bilaterais que impliquem decisões subjectivas de compra de energia, dado que as mesmas seriam susceptíveis de não serem aceites como custos reconhecidos para cálculo de tarifas. <p>Tal seria o caso dos contratos bilaterais com o Agente Comercial</p>	<p>Artigo 59º Compra e venda de energia eléctrica</p> <p>2 - Para efeitos do disposto no número anterior, o comercializador de último recurso:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Deve adquirir a energia eléctrica produzida pelos produtores em regime especial, considerando o disposto no artigo seguinte; b) Deve adquirir energia eléctrica ao Agente Comercial através de contratos bilaterais, tendo em conta a necessidade de otimizar a aquisição de energia eléctrica para abastecer os seus clientes. b) Deve adquirir energia eléctrica para abastecer os seus clientes através de mecanismos de mercado, nomeadamente através de

<p>relativo a energia das centrais que se mantêm com CAE, em que o CUR, ao dar preferência a este fornecimento, correria sempre o risco de lhe estar a ser vendida pelo Agente Comercial energia a preços superiores aos do mercado <i>spot</i>.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ → Deverá ser explicitada a possibilidade de o CUR revender energia excedentária adquirida em mercados organizados (tal como previsto no artigo 55º, número 7 do DL 172/2006) <ul style="list-style-type: none"> - Acrescentar alínea 7 e alterar restantes alíneas em consonância. ▪ → Os custos de aquisição de energia eléctrica incorridos pelo CUR devem ser reflectidos pela ERSE nas tarifas do próprio. 	<p>leilões, em condições determinadas por portaria do Ministro responsável pela área de energia e em quantidades definidas por despacho do DGEG;</p> <ul style="list-style-type: none"> c) Pode adquirir energia eléctrica para abastecer os seus clientes em mercados organizados; d) Pode adquirir electricidade através de contratos bilaterais com produtores ou comercializadores, a propor à ERSE. <p>7 - No âmbito da sua actividade de venda de energia eléctrica, o comercializador de último recurso que adquira electricidade em quantidade excedentária face às suas necessidades deve revendê-la no mercado diário ou intradiário.</p> <p>8 - Os comercializadores de último recurso exclusivamente em BT podem adquirir a totalidade da energia eléctrica necessária à satisfação dos consumos dos seus clientes de acordo com as seguintes alternativas:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Ao comercializador de último recurso, nos termos previstos no Artigo 64.º. b) Através da celebração de contratos bilaterais e da contratação de energia eléctrica em mercados organizados. <p>9 - São reconhecidos, ao comercializador de último recurso, os seguintes custos</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Custos de aquisição de energia eléctrica; b) Custos resultantes de eventuais restrições nas interligações e rendas de congestionamentos; c) Custos decorrentes de comissões de bolsa e de intermediação e custos de constituição de garantias; d) Custos de regulação imputados pelo Acerto de Contas. <p>10 - Os custos mencionados do número anterior deverão ser reflectidos pela ERSE nas tarifas do comercializador de último recurso.</p>
--	---

	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ponto 4. <u>Questões a esclarecer</u> <ul style="list-style-type: none"> - Qual a norma legal habilitante e em que casos a ERSE poderá definir limites máximos de preços temporários a introduzir nas ofertas de compra pelos comercializadores de último recurso nos mercados organizados? - Como é que este limite máximo aos preços é conciliável com o funcionamento do mercado? - O que acontece se, face ao limite imposto, o CUR não conseguir, por exemplo, cumprir o disposto na legislação e comprar a quantidade mínima obrigatória no mercado a prazo? 	<p>12 - As diferenças resultantes da revenda de energia em mercado mencionada no número 7 devem ser reflectidas na tarifa.</p>
<p>62º</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Considera-se que o CUR terá direito a recuperar todos os custos imputados pelo Acerto de Contas relativos a energia de regulação que lhe sejam imputados, por diferenças entre quantidades comunicadas e quantidades reais consumidas. <p>Com efeito o CUR acaba sempre por fazer o fecho das necessidades do consumo, e não pode ser responsabilizado por desvios de quantidades que não controla, devido a desvios resultantes das injeções dos PRE, das quantidades consumidas pelos Comercializadores, etc., para além dos desvios naturais por temperatura, luminosidade e outros eventos incontrolláveis.</p> <p>De notar que todos estes custos de desvios hoje em dia estão a fluir para as tarifas.</p> <p>→ Deste modo sugere-se acrescentar uma alínea e) Preços, quantidades e desagregação horária de energia de regulação, custos de restrições e outros conceitos imputados pelo Acerto de Contas em função da energia final adquirida nos mercados ou</p>	<p>e) Preços, quantidades e desagregação horária de energia de regulação, custos de restrições e outros conceitos imputados pelo Acerto de Contas em função da energia final adquirida nos mercados ou programada em contratos bilaterais.</p>

	<p>programada em contratos bilaterais.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ → Retirar a referência ao Agente Comercial na alínea b). 	<p>2 - b) Preços, quantidades e duração de cada um dos contratos bilaterais celebrados com o Agente Comercial, produtores de energia eléctrica ou outros comercializadores.</p>
65°	<ul style="list-style-type: none"> ▪ → Explicitar a venda de energia por parte do Comercializador 	<p>Compra e venda Aquisição de energia eléctrica</p> <p>1 - O comercializador é responsável pela aquisição de energia eléctrica para abastecer os consumos dos clientes agregados na sua carteira, bem como para a satisfação de contratos bilaterais em que actue como agente vendedor.</p> <p>2 - Para efeitos do número anterior, o comercializador pode adquirir energia eléctrica através das seguintes modalidades de contratação:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Contratação em mercados organizados, nos termos previstos na Secção I do Capítulo XI do presente regulamento. b) Contratação bilateral, nos termos previstos na Secção II do Capítulo XI do presente regulamento. <p>3) O comercializador pode vender energia eléctrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral nos termos previstos nas secções I e II do Capítulo XI, respectivamente.</p>
67°	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Na sequência da publicação do Decreto-Lei 172/2006, que estabelece a obrigação de informação sobre preços de comercialização de electricidade, já é enviada à ERSE informação de preços de referência aos clientes ligados em BTN, que a ERSE publica na sua página de Internet. → No caso dos fornecimentos em segmentos diferentes da BTN, os preços de referência podem não ser comparáveis, pelo que se 	<p>1 - Os comercializadores devem publicitar os preços que se propõem praticar, utilizando para o efeito os respectivos sites de Internet, podendo, adicionalmente, utilizar também outras as modalidades de atendimento e de informação aos clientes previstas no Regulamento da Qualidade de Serviço.</p> <p>2 - Os comercializadores devem enviar à ERSE, a seguinte informação sobre preços:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) A tabela de preços de referência que se propõem praticar, com a

	<p>considera que a ERSE não deve publicitar comparações de preços na sua página de Internet nesses casos, devendo antes assegurar que a informação divulgada pelos comercializadores é transparente e não discriminatória.</p> <p>→ Sugere-se a alteração da redacção de modo a estatuir que a ERSE apenas publique, na sua página da Internet, os preços de referência praticados pelos comercializadores aos clientes ligados em BTN. Adicionalmente, sugere-se uma harmonização ibérica em sintonia com o Conselho de Reguladores.</p>	<p>periodicidade anual.</p> <p>b) Os preços efectivamente praticados nos meses anteriores, com a periodicidade trimestral.</p> <p>3 - O conteúdo e a desagregação de informação a enviar pelos comercializadores é aprovada pela ERSE, na sequência de consulta aos comercializadores.</p> <p>4 - A ERSE divulga periodicamente informação sobre os preços de referência relativos aos fornecimentos em BTN dos comercializadores, designadamente na sua página na Internet, com vista a informar os clientes das diversas opções de preço disponíveis no mercado.</p>
68º		1 - b) Compra e venda de toda a energia eléctrica adquirida às das centrais com CAE.
72º	<ul style="list-style-type: none"> → O Agente comercial já não gere os contratos bilaterais com o CUR, pelo que a alínea b) deve ser eliminada 	<p>Artigo 72º Gestão de contratos</p> <p>A gestão de contratos, prevista na alínea a) do n.º 1 do Artigo 68.º, inclui:</p> <p>a) A gestão dos CAE.</p> <p>b) A gestão dos contratos bilaterais com o comercializador de último recurso.</p>
73º	<ul style="list-style-type: none"> Considera-se que o Agente Comercial deve vender a energia que adquire aos produtores com CAE nos mercados organizados, a prazo e spot, eliminando-se os contratos bilaterais com o CUR. <p>A existência destes contratos bilaterais iria constituir um mercado cativo do Agente Comercial, retirando essa parte da procura do CUR do acesso a outros agentes produtores, introduzindo ineficiência ao sistema em geral.</p> <p>→ Propõe-se se assim eliminar o número 2 e alterar a redacção do número 3.</p>	<p>Compra e venda de energia eléctrica</p> <p>1 - O Agente Comercial adquire energia eléctrica aos produtores com CAE.</p> <p>2 - O Agente Comercial vende a energia eléctrica que adquire aos produtores com CAE ao comercializador de último recurso através de contratos bilaterais, sem prejuízo do disposto no número seguinte.</p> <p>2- O Agente Comercial é obrigado a realizar ofertas de venda de energia eléctrica nos mercados organizados para a totalidade da energia eléctrica adquirida aos produtores com CAE, à excepção da parte fixada em Portaria, designadamente a vendida nos leilões de capacidade.</p>
178º	<ul style="list-style-type: none"> → Número 1 – A caução só pode ser devolvida (de forma automática – subentende-se que se pretende dizer “sem necessidade de ser solicitada pelo cliente”, mas a expressão não é 	<p>Restituição da caução</p> <p>1 - A caução deve ser obrigatoriamente restituída ao cliente, de forma</p>

	<p>feliz) no termo do contrato, ou seja, quando este cessa a produção dos seus efeitos, nomeadamente quanto à facturação e correspondente pagamento. Assim, deve ser eliminada a expressão “ou data de resolução”.</p>	<p>automática, no termo ou data de resolução do contrato de fornecimento.</p> <p>2 - A caução prestada nos termos do presente regulamento considera-se válida até ao termo ou resolução do contrato de fornecimento, qualquer que seja a entidade que nessa data assegure o serviço de fornecimento de energia eléctrica, ainda que não se trate daquela com quem o cliente contratou inicialmente o serviço, podendo o cliente exigir desse comercializador a restituição da caução.</p>
191º	<ul style="list-style-type: none"> A metodologia proposta só seria correcta se a data (dia do mês) de início do último período de facturação fosse a mesma que a do final do primeiro período de facturação, o que nem sempre se verifica, nomeadamente quando não exista telecontagem. <p>→ Propõe-se mudar a actual redacção de modo a que se considere uma distribuição diária uniforme.</p>	<p>3 – No final do contrato, os valores a considerar na última factura são calculados de acordo com o estabelecido nos números anteriores, considerando uma distribuição diária uniforme, considerando o número de dias que corresponde ao período a que diz respeito a última factura</p>
192º	<ul style="list-style-type: none"> A redacção proposta para o número 4 do Artigo 192.º parece indicar que o CUR terá de prestar a mesma informação sistematicamente em todas as facturas. <p>→ Considera-se que a informação geral deve ser transmitida (nas facturas ou acompanhando o seu envio aos clientes) quando se considere adequado e que a informação sobre tarifas e preços apenas quando haja alteração dos mesmos.</p>	<p>4 – No caso dos Os comercializadores de último recurso devem incluir na factura de energia eléctrica deve incluir, no seu conteúdo ou acompanhando o seu envio aos clientes, a informação referida no número anterior, pelo menos uma vez em cada ano civil, bem como, previamente à entrada em vigor de novo tarifário, a referente a tarifas e preços que inclua informação relativa aos custos de interesse económico geral e quantificação do seu impacte nas tarifas de Venda a Clientes Finais nos termos comunicados pela ERSE no despacho sobre tarifas.</p>
193º	<ul style="list-style-type: none"> Actualmente, o RRC em vigor define que os clientes devem receber informações transparentes, designadamente sobre os impactes ambientais relacionados com os fornecimentos de energia eléctrica. Esta disposição está, aliás, em linha com a própria Directiva 2003/54/CE, relativa ao mercado interno de electricidade, que estabelece a necessidade de, nas facturas ou em documentos informativos disponibilizados aos clientes, ser especificada a contribuição de cada fonte de energia para a estrutura global de combustíveis do fornecedor no ano anterior. <p>→ Entende-se a necessidade de imprimir ao novo RRC o detalhe que falta no que está em vigor, nomeadamente, na sequência do</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 193.º</p> <p style="text-align: center;">Rotulagem de energia eléctrica</p> <p>1 – b) Os impactes ambientais correspondentes aos fornecimentos de energia eléctrica efectuados no ano anterior, nomeadamente em termos de emissões de CO2, designadamente produção de resíduos radioactivos e emissões de CO2, SO2 e óxidos de azoto.</p> <p>2 - Para efeitos do disposto no número anterior, nos casos em que a energia eléctrica é adquirida num mercado organizado ou importada de um país que se situa fora da União Europeia, os comercializadores e os comercializadores de último recurso, na ausência de informação mais rigorosa, podem devem utilizar</p>

<p>disposto, quer na Directiva 2003/54/CE quer, mais recentemente, no Decreto-Lei 29/2006.</p> <p>Ainda que se compreenda o intuito de criar ainda mais níveis de informação a prestar ao cliente para o ajudar a escolher de forma mais consciente o seu comercializador, importa não esquecer a necessidade de harmonização das regras neste sector, no enquadramento da sua integração ibérica. É indispensável garantir alinhamento ibérico, nomeadamente ao nível do detalhe de informação a prestar e das respectivas fontes.</p> <p>→ Sugere-se a alteração da redacção actual, limitando a informação às emissões de CO₂, em conformidade com a legislação em vigor.</p> <p>→ Sugere-se ainda a harmonização das fontes da informação de impactes ambientais, cujos indicadores devem ser genéricos e disponibilizados por uma entidade credenciada para o efeito, de modo a evitar dissonâncias por via da fonte utilizada. Para alcançar este objectivo considera-se que o Conselho de Reguladores ibérico da electricidade e do gás devia debruçar-se sobre esta questão</p>	<p>indicadores disponibilizados pelos respectivos mercados.</p> <p>4— Os elementos a disponibilizar aos clientes, nos termos do disposto nos n.os 1 e 2, devem incluir informação sobre as consequências ambientais de energia eléctrica por eles utilizada, ao nível da poluição, pelo menos no que se refere às emissões de CO₂, e aos resíduos radioactivos.</p>
--	---

4.2 Regulamento Tarifário

Artigo	Comentários	Proposta de redacção
8º	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Na legislação (Base II do DL172/2006) não consta a “Compra e venda do acesso à rede de transporte” como actividade do ORD. Aliás, o art. 29º do DL 29/2006 determina que o ORT se relaciona directamente com os utilizadores das suas redes. → Assim, entende-se que o ORD cobra o acesso à rede de transporte aos comercializadores (que o cobram aos clientes) por conta do ORT, não como actividade própria. A questão não é menor, porque o ORD, e sobretudo o CUR, ficariam com o risco da cobrança que não é reconhecido pela ERSE uma vez que não aceita o custo dos incobráveis. <p>De todo o modo, importa assegurar a conformidade do regulamento à lei.</p>	<p>1- Para efeitos do presente Regulamento, o operador da rede de distribuição desenvolve, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, as seguintes actividades:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte. a) Distribuição de Energia Eléctrica. b) Comercialização de Redes. <p>2- Acessoriamente, o operador da rede de distribuição exerce, por conta do operador da rede de transporte, a actividade de Venda do Acesso à Rede de Transporte.</p>
15º	<ul style="list-style-type: none"> ▪ → O número 4 deste artigo deve identificar a quem são aplicadas as tarifas mencionadas, à semelhança do que é feito nos restantes números deste artigo. ▪ → No Quadro 1, relativamente aos proveitos dos operadores das redes de distribuição, onde aparece a referência “PRE” deve ler-se “Diferencial de custo PRE” 	<p>4 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT, de Uso da Rede de Distribuição em MT e de Uso de Rede de Distribuição em BT, a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição, devem proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.</p> <p>Quadro 1: Diferencial de custo PRE</p>
52º	<ul style="list-style-type: none"> ▪ → O pagamento de GP deverá ser incluído na parcela I da UGS, num termo de potência média em horas de ponta, a criar, que complementarmente o termo variável existente relativo aos custos de gestão do sistema. 	<p>1 a) A parcela I permite recuperar os custos de gestão de sistema e os custos com a Garantia de Potência</p>

<p>52° e 53°</p>	<p>A incorporação num termo de potência média em horas de ponta justifica-se pelo facto da GP ter “razão de ser” nas horas mais solicitadas do diagrama de cargas.</p> <p>Por simetria, os clientes deverão também sentir o sinal tarifário naqueles períodos, muito identificados com a potência em horas de ponta.</p> <p>▪ →Alterar Quadro 20 e 21 em conformidade</p>	<p>2- A tarifa de Uso Global do Sistema é composta pelos seguintes preços, nos termos do Quadro 20:</p> <p>a) Preços da energia activa da parcela I, definidos em Euros por kWh.</p> <p>b) Preços de potência média em horas de ponta da parcela I, definidos em Euros por kW, por mês;</p> <p>c) Preço de potência contratada da parcela II, definido em Euros por kW, por mês;</p> <p>d) Preços da energia activa da parcela II, definidos em Euros por kWh.</p> <p>Alterar Quadro 20 e 21 em conformidade</p>
<p>71°</p>	<p>▪ O diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE resulta da diferença entre os custos com a aquisição a estes produtores e os proveitos destes produtores com a venda da energia eléctrica. Nesta proposta de RT nada é indicado sobre estes proveitos.</p> <p>→Propõe-se que se calculem estes proveitos valorizando as quantidades vendidas, ao preço médio dos mercados organizados.</p>	<p>2 – O diferencial de custo ($\tilde{S} CAE_{CVEE}$) é calculado de acordo com a seguinte expressão:</p> $\tilde{S} CAE_{CVEE} = \tilde{C} CAE_{CVEE} - (W_{OMIE,t}^{CAE} \times Pm_{t}^{OMIE} + W_{OMIP,t}^{CAE} \times Pm_{t}^{OMIP} + W_{Leilão,t}^{CAE} \times Pm_{t}^{Leilão}) - PCAE_{CVEE,t}$ <p>Em que:</p> <p>$PCAE_{CVEE,t}$ = Proveitos com a venda da energia eléctrica dos produtores com contratos de aquisição de energia eléctrica, previsto para o ano t.</p> <p>$\tilde{C} CAE_{CVEE}$ - Custos de aquisição de energia eléctrica, aos produtores com contratos de aquisição de energia eléctrica, previsto para o ano t</p> <p>$W_{OMIE,t}^{CAE}$ - Quantidade de energia eléctrica prevista vender em mercados Spot, no ano t</p>

		<p>Pm^{OMIE}_t - Preço médio dos mercados Spot, previsto para o ano t</p> <p>$W^{CAE}_{OMIP,t}$ - Quantidade de energia eléctrica prevista vender em mercados a prazo, no ano t</p> <p>Pm^{OMIP}_t - Preço médio dos mercados a prazo, previsto para o ano t</p> <p>$W^{CAE}_{Leilão,t}$ - Quantidade de energia eléctrica prevista vender em leilões, no ano t</p> <p>$Pm^{Leilão}_t$ - Preço médio dos leilões, previsto para o ano t</p>
73º	<ul style="list-style-type: none"> ▪ → Propõem-se a inclusão dos encargos com contratos de Interruptibilidade no proveito permitido da actividade de Gestão Global do Sistema no ano t, e não como um ajustamento tarifário do ano t-2. ▪ → Propõem-se ainda a existência de um ajustamento tarifário provisório relativo a t-1, conforme proposto no ponto 2.3.2.1. 	<p>1 – Os custos de gestão do sistema, no ano t, são dados pela seguinte expressão:</p> $R_{GS,t}^T = Am_{GS,t} + Act_{GS,t} \times r_{GS,t}/100 + CSS_{GS,t} + CGS_{GS,t} + CGC_{GS,t} + Itr_{GS,t}^T - S_{GS,t} - \Delta R_{GS,t-1}^T - \Delta R_{GS,t-2}^T \quad (7)$ <p>Em que :</p> <p>...</p> <p>$Itr_{GS,t}^T$ – Encargos com contratos de Interruptibilidade, previstos no ano t</p> <p>...</p> <p>$\Delta R_{GS,t-1}^T$ – Valor estimado para o ajustamento dos custos de gestão do sistema no ano t-1 a incorporar no ano t</p> <p>...</p>

	<ul style="list-style-type: none"> → Nos dois primeiros anos de implementação deste Regulamento, ao valor dos contratos com Interruptibilidade do próprio ano, deve somar-se o valor verificado em t-2 (ainda não recuperado na tarifa) 	<p>4-...</p> <p>No primeiro ano de implementação do Regulamento Tarifário, $\Delta R_{GS,t-2}^T$ é calculado de acordo com o nº 10 do artigo 73º do Regulamento tarifário aprovado pelo despacho nº 9 499-A/2003 (2ª série) de 14 de Maio</p> <p>5 - Nos dois primeiros anos de implementação deste Regulamento, ao parâmetro $Itr_{GS,t}^T$ (encargos com contratos de Interruptibilidade, previstos no ano t) deve somar-se o valor dos encargos com os contratos de Interruptibilidade verificados em t-2</p>
74º	<ul style="list-style-type: none"> → O número 5 deste artigo trata a parcela de custos associada aos terrenos. É de referir que não é ainda contemplada a alteração proposta pela Portaria nº 481/2007, de 19 de Abril, referente à remuneração dos terrenos. → No número 5 alínea c) (expressão 15) não é definida a parcela $r_{Pol,t}^{Ter}$ → Com a prorrogação dos prazos das concessões dos centros electroprodutores, implícito no novo regime sobre as utilizações dos recursos hídricos e respectivos títulos (cujo diploma foi aprovado em Conselho de Ministros e está em fase de promulgação), o período de amortização aumenta. Pelo que as parcelas $AM_{PolIDPH}^{Ter}$ e AM_{PolZPH}^{Ter} devem ser calculadas em conformidade com o diploma referido. 	<p>5 a) O valor da renda associada à remuneração dos terrenos referente aos anos de 1999 a 2003 é calculada de acordo com a Portaria nº 481/2007, de 19 de Abril e por um período de 10 anos, com início em 2006 e actualizada anualmente com a taxa de juro Euribor a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano t-1, acrescida de meio ponto percentual, ao abrigo do Decreto-Lei nº 237-B/2006, de 18 de Dezembro</p> <p>5 b) e 5 c) $r_{Pol,t}^{Ter}$ = Taxa de variação média dos últimos 12 meses do índice de preços no consumidor, publicada pelo INE relativamente ao mês de Setembro do ano anterior ao de amortização legal dos terrenos em apreço.</p>
73º	<ul style="list-style-type: none"> → Considera-se que deve ser reinstituído o mecanismo que cubra o risco das alterações tarifárias, pela variabilidade hidroeléctrica. Este mecanismo deverá ser contemplado na tarifa UGS, na componente dos custos de gestão do sistema, tendo impacto nos clientes do mercado regulado e do mercado livre. 	<p>1 – Os custos de gestão do sistema, no ano t, são dados pela seguinte expressão:</p> $R_{GS,t}^T = Am_{GS,t} + Act_{GS,t} \times r_{GS,t} / 100 + CSS_{GS,t} + CGS_{GS,t} + CGC_{GS,t} + Itr_{GS,t}^T + CH_{t-1} - S_{GS,t} - \Delta R_{GS,t-1}^T - \Delta R_{GS,t-2}^T$

		<p>em que:</p> <p>...</p> <p>CH_{t-1} – Transferências de, ou para o Fundo de Correção de Hidraulicidade, estimadas para o ano t-1</p> <p>...</p>
<p>83º</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ → Os custos de aquisição de energia eléctrica incorridos pelo CUR, incluindo os resultantes de eventuais restrições nas interligações bem como os custos de energia de regulação debitados pelo Acerto de Contas ao CUR (desvios de previsões de aquisição de energia eléctrica), considera-se que devem ser reflectidos nas tarifas aplicadas pelo CUR e o seu reconhecimento deve ser expressamente consagrado no RRC ▪ → Os termos “CB” e “MO” carecem de maior clarificação e desenvolvimento sobretudo no que respeita às condições e procedimentos aplicáveis à aquisição de energia eléctrica nas modalidades acima mencionadas. ▪ → Considera-se que o Agente Comercial deve vender a energia que adquire aos produtores com CAE nos mercados organizados, a prazo e <i>spot</i>, evitando-se o recurso a contratos bilaterais com o CUR. 	<p>2 – Os custos $CEE_{C_{VEE,t}}^{CR}$ previstos na expressão (42) são dados por:</p> $CEE_{C_{VEE,t}}^{CR} = CB_{C_{VEE,t}}^{CR} + MO_{C_{VEE,t}}^{CR} + OC_{C_{VEE,t}}^{CR} + (W_{C_{VEE,t}}^{PRE,FER} + W_{C_{VEE,t}}^{PRE,FENR}) \times Pm_{PRO,t}$ <p>Em que :</p> <p>$CB_{C_{VEE,t}}^{CR}$ - Custos com aquisição de energia eléctrica através de contratos bilaterais aprovados pela ERSE ou através de contratos bilaterais com produtores ou comercializadores, em resultado dos leilões detalhados em Portaria específica ou de outros leilões realizados nos mercados a prazo.</p> <p>$MO_{C_{VEE,t}}^{CR}$ – Custo com a aquisição de energia eléctrica nos mercados organizados a prazo, diário e intradiário.</p> <p>$OC_{C_{VEE,t}}^{CR}$ – Outros custos, nomeadamente custos com interligações imputáveis aos clientes do CUR, custos de regulação imputados pelo Acerto de Contas, custos com comissões e garantias decorrentes da participação em mercados organizados e custos ou proveitos de vendas no mercado diário, da energia excedentária.</p>
<p>85º</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ A proposta de RT prevê que a remuneração do CUR se faça por duas vias: remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica; remuneração do activo fixo 	<p>1. Adopção de uma fórmula regulatória que se adequa a estas especificidades</p>

	<p>afecto à actividade de Comercialização.</p> <p>Em termos conceptuais, a remuneração de uma actividade deve considerar a recuperação dos custos de funcionamento e o retorno do capital investido no negócio de acordo com os riscos do mesmo.</p> <p>→ A comercialização de Energia Eléctrica é um negócio de intermediação económica, pouco intensivo em activos fixos, parece-nos mais adequado estabelecer como critério a fixação de uma margem de comercialização sobre os custos eficientes reconhecidos pela ERSE - proveitos permitidos da actividade de Comercialização.</p> <p>Esta margem poderá ser estabelecida por comparação com as margens de comercialização de empresas que se dedicam à actividade de comercialização de bens e serviços com características similares.</p> <p>Por outro lado, sendo a base de cálculo totalmente controlável pela ERSE fica assegurada a transparência do processo.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Adicionalmente a recuperação dos valores facturados e não pagos pelos clientes constitui um risco típico das empresas de comercialização. <p>→ Propõe-se que seja definido um limite – por exemplo de 0,3% da facturação – até ao qual serão reconhecidos os custos incorridos com incobráveis, assumindo o CUR o valor de incobráveis acima do referido limite, o que se traduz num incentivo para reduzir estes custos.</p>	<p>2. Os custos $C_{C,j,t}$ incluem a leitura, a contratação, o tratamento e disponibilização de dados, a facturação, a cobrança e a gestão de cobrança, os incobráveis até um limite de 0,3% da facturação, o atendimento presencial e telefónico.</p>
--	--	--

4.3 Regulamento de Acesso a Redes e Interligação

Artigo	Comentários	Proposta de redacção
Vários	→Substituir a designação de “Contrato de Uso das Redes” por “Contrato de Acesso às Redes” pelas razões já identificadas no RRC.	<i>Substituir a designação de “Contrato de Uso das Redes” por “Contrato de Acesso às Redes”</i>

4.4 Regulamento de Operação das Redes

Artigo	Comentários	Proposta de redacção
1º	<ul style="list-style-type: none"> ➔ No artigo de definição do objecto do regulamento falta mencionar que o mesmo deve ter como objectivo estabelecer as condições que permitam ao Gestor de Sistema realizar a verificação técnica da exploração e a adaptação em tempo real da produção ao consumo, mediante a contratação e mobilização de Serviços de Sistema. Propõe-se assim a introdução de uma nova alínea. 	<p style="text-align: center;">Objecto</p> <p>O presente Regulamento, editado ao abrigo do Artigo 77.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro e do Artigo 63º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, tem como objectivo estabelecer:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) As condições que permitam a gestão dos fluxos de electricidade na rede nacional de transporte (RNT), assegurando a sua inter operacionalidade com as redes a que esteja ligada, bem como os procedimentos destinados a garantir as suas concretização e verificação. b) As condições que permitam a validação dos programas de produção e a adaptação em tempo real da produção ao consumo, mediante a contratação e mobilização de serviços de sistema. c) As condições em que o operador da rede transporte monitoriza as indisponibilidades dos grandes centros electroprodutores e monitoriza as cotas das grandes albufeiras. d) As garantias do acesso dos operadores da rede à informação das características técnicas das instalações ligadas à RNT ou às redes de distribuição, que o habilite à realização de análises e estudos técnicos necessários para o desempenho das suas funções.
3º	<ul style="list-style-type: none"> ➔ De modo a uniformizar a terminologia, sugere-se o uso genérico da designação “energia eléctrica” em vez de “electricidade”, excepto nas definições que constem de legislação. Nestas últimas deverá ser mantida a definição constante na legislação. ➔ De modo a contemplar a compra e venda por parte do cliente, é necessário alterar a definição de agente de mercado na parte que o considera, não restringindo a transacção nos mercados e contratos bilaterais à aquisição de energia eléctrica. 	<p>1 - g) RNT - Rede Nacional de Transporte de Electricidade. Energia Eléctrica</p> <p>2- b) Agente de mercado - entidade que transacciona energia eléctrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral, correspondendo a uma das seguintes entidades: produtor em regime ordinário, co-gerador, comercializador, comercializador de último recurso, agente comercial, cliente ou entidade abastecida por co-gerador estes dois últimos se adquirirem ou venderem energia eléctrica nos mercados organizados ou por contratação</p>

	<ul style="list-style-type: none"> • A designação de CUR para identificar “Contrato de Uso das Redes” traz alguns problemas: <ul style="list-style-type: none"> - A sigla CUR confunde-se com a do Comercializador de Último Recurso; - A tarifa correspondente, “tarifa de acesso”, integra uma actividade que não é designada por “uso”, a “comercialização de redes”; - A expressão “uso das redes” pode-se confundir com “uso da rede de transporte” ou “uso da rede de distribuição”. <p>→ Sugere-se a alteração da designação de “Contrato de uso das redes (CUR)” para “Contrato de acesso às redes (CAR)”.</p> • A redacção da definição de “Transporte” não condiz com a redacção actual dos DL 29/2006 e 172/2006. Embora se reconheça que faz sentido a eliminação do termo “comercializadores”, na medida em que os comercializadores não recebem energia, julga-se ser de privilegiar a redacção da lei. → Propõe-se a re-introdução do termo “comercializadores”. 	<p>bilateral.</p> <p>2- g) Contrato de uso das acesso às redes – contrato que tem por objecto as condições comerciais relacionadas com a retribuição a prestar pelos utilizadores das redes aos operadores das redes pelo uso das acesso às redes e às interligações, nos termos do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI).</p> <p>2- y) Transporte – veiculação de electricidade numa rede interligada de muito alta tensão e de alta tensão, para efeitos de recepção dos produtores e entrega a distribuidores, comercializadores ou a grandes clientes finais, mas sem incluir a comercialização.</p>
5º	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Considera-se que a comunicação de programas, quer de contratos bilaterais ou referentes a quantidades contratadas nos mercados organizados, não deve ser enviada ao Acerto de Contas, mas sim ao Gestor de Sistema. Com efeito, pretende-se que as comunicações operacionais sejam enviadas da forma mais fluida possível após cada sessão de mercado, obrigando ao funcionamento em regime de turnos, o que não é o caso do Acerto de Contas. É também o caso de todas as ofertas de Serviços de Sistema (SS) ou de restrições, as quais devem igualmente ser enviadas directamente ao Gestor de Sistema, utilizando de preferência o mesmo tipo de meios informáticos. 	<p>c) Verificação técnica da operação do sistema eléctrico, após recebidas as informações do Acerto de Contas, relativas aos programas de produção e de consumo dos vários agentes de mercado.</p>

	<p>De notar ainda que a comunicação de programas e quantidades contratadas se destina em tempo real a ser validada pelo Gestor de Sistema, não havendo nenhuma actuação concreta nesta fase para a função do Acerto de Contas</p> <p>→ Assim propõe-se eliminar a referência ao Acerto de Contas na alínea c)</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ → Propõe-se ainda, a alteração da ordem das alíneas de acordo com a sequência de acção e adaptação das mesmas às acções do Gestor de Sistema. A liquidação é função do Acerto de Contas. 	<p>e) Identificação das necessidades de serviços de sistema.</p> <p>f) Gestão da e Contratação de serviços de sistema através de mecanismos eficientes, transparentes e competitivos para a reserva operacional do sistema e a compensação dos desvios de produção e de consumo de energia eléctrica, assegurando a respectiva liquidação. eléctrico.</p> <p>g) Mobilização Gestão dos serviços de sistema necessários ao balanço e operação em segurança do sistema</p>
<p>6º</p>	<ul style="list-style-type: none"> • → Propõe-se que sejam acrescentadas as actividades anteriormente atribuídas ao Acerto de Contas e que deverão ser atribuídas ao Gestor de sistema 	<p>1 - O Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema deve, designadamente, detalhar as seguintes matérias:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Programação de exploração e sua modificação. b) Critérios de segurança da exploração. c) Verificação técnica da programação. d) Informação necessária em tempo real para a gestão do sistema, incluindo a informação relativa às quantidades físicas contratadas em mercados organizados e as das comunicações de concretização de contratos bilaterais. e) Sistemas informáticos e de comunicação do Gestor de Sistema f) Comunicação de instruções de reserva despacho e respectivo conteúdo. g) Comunicação de declarações de disponibilidade e respectivo conteúdo. h) Pedidos de ensaios e de regimes especiais de exploração.

		<p>i) Comunicação entre o Gestor de Sistema e os Operadores de Mercado</p> <p>j) Comunicação entre o Gestor de Sistema e os produtores, ou outros agentes de mercado</p> <p>k) Comunicação entre o Gestor de Sistema e o operador da rede de distribuição em MT e AT, ou os utilizadores da rede.</p> <p>l) Comunicação entre o Gestor de Sistema e os operadores das redes com que a RNT está interligada.</p> <p>m) Caracterização das situações de carência de energia eléctrica ou de potência.</p> <p>n) Actuação em caso de alteração da frequência.</p> <p>o) Actuação em caso de alteração do estado de funcionamento dos grupos.</p> <p>p) Activação de contratos de interruptibilidade.</p> <p>q) Planos de deslastre de cargas.</p> <p>r) Planos de reposição do serviço.</p> <p>s) Plano de necessidade de serviços de sistema.</p> <p>t) Mecanismos de contratação de serviços de sistema.</p> <p>u) Verificação da garantia de abastecimento no curto e médio prazo</p> <p>v) Plano de indisponibilidades.</p> <p>w) Capacidade da interligação para fins comerciais.</p> <p>x) Informação das características técnicas das instalações ligadas à RNT ou às redes de distribuição que possibilitam a realização de análises e estudos necessários para o desempenho da gestão do sistema</p> <p>y) Descrição dos procedimentos associados à recolha, registo e divulgação da informação.</p>
--	--	--

7º	<ul style="list-style-type: none"> ➔ Introdução da função do Gestor de Sistema na recepção de informação dos operadores de mercados e dos agentes de mercado 	<p>1 - O operador da rede de transporte deve manter operacionais os sistemas informáticos e de comunicação afectos ao Gestor de Sistema, designadamente os que asseguram a exploração do sistema e a sua simulação, bem como a recepção de comunicações dos operadores de mercado e dos agentes de mercado.</p>
11º	<ul style="list-style-type: none"> O Agente comercial deve ser tratado como um produtor, vendendo em mercado ou através de contratos bilaterais, pelo que os meios de comunicação ao Gestor de Sistema não devem ser diferenciados ➔ Propõe-se a eliminação da alínea a) e a adaptação das restantes tendo em conta as funções do Gestor de Sistema 	<p>1 - O Gestor de Sistema deve publicar e elaborar o programa diário base de exploração, observando os níveis de segurança e qualidade de serviço regulamentares, tendo em conta os seguintes programas e contratos:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Programa de exploração diário e ordem de mérito elaborado pelo Agente Comercial. a) Programa de contratação de energia eléctrica, comunicado elaborado pelo Operador de Mercado. b) Contratos bilaterais físicos, comunicados pelos agentes de mercado recebidos pelo Acerto de Contas. c) Programa previsional de compras a Produtores em Regime Especial, elaborado pelo comercializador de último recurso.
14º	<ul style="list-style-type: none"> ➔ O Gestor de Sistema não elabora o programa, mas sim publica-lo 	<p>1 - Concluída a verificação técnica, o Gestor de Sistema deve elaborar e publicar o programa viável diário, que deve discriminar a energia eléctrica total e a energia eléctrica média a produzir pelos diversos grupos geradores ou centrais, bem como os valores de reserva secundária atribuídos, e a energia eléctrica importada ou exportada através das interligações, em cada hora.</p>
18º	<ul style="list-style-type: none"> ➔ As entidades abrangidas pelo ROR devem, para além do já referido no número 4, cumprir com os programas base de exploração. Este passo é antes da mobilização de reserva 	<p>4 - Todas as entidades abrangidas pela aplicação do presente regulamento devem participar na exploração do sistema, designadamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Cumprindo as disposições estabelecidas no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema. b) Operando e assegurando a manutenção das respectivas instalações. c) Cumprindo com os programas de exploração resultantes das suas ofertas em mercado ou através de contratos bilaterais, comunicados ao Gestor de Sistema d) Executando as instruções de mobilização de reserva despacho,

		<p>excepto em condições excepcionais em que considerem haver risco para a segurança de pessoas ou bens.</p> <p>e) Actuando, no âmbito das suas competências, na reposição de serviço em caso de incidente.</p>
22º	<ul style="list-style-type: none"> → Alteração de “despacho” por “mobilização de reserva”. uma vez que o Gestor de Sistema não vai enviar instruções de despacho em resultado dos programas contratados em mercado <p>É obrigação de cada produtor dar as suas instruções internas para que as centrais cumpram os programas contratados em mercado para cada hora do dia seguinte, competindo exclusivamente ao Gestor de Sistema monitorizar o equilíbrio entre a produção e o consumo em tempo real, emitindo, em caso de necessidade, instruções de mobilização de reserva, que representam um acréscimo ou diminuição dos programas do produtor</p>	<p>Instruções para mobilização de reserva de despacho</p> <p>1 - Para concretização do programa horário operativo estabelecido, o Gestor de Sistema deve emitir instruções de despacho.</p> <p>2 - As instruções de despacho podem ser classificadas nas seguintes categorias:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Instruções para mobilização de reserva terciária controle de potência activa. b) Instruções para regulação de tensão. c) Instruções para realização de manobras na RNT. d) Instruções para modificação das condições de operação de instalações ou suspensão da modificação. e) Instruções extraordinárias de despacho. <p>3 - O Gestor de Sistema deve emitir as instruções para mobilização de reserva de despacho com uma antecedência que permita a sua execução de acordo com o disposto no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema e, no caso dos grupos geradores, de acordo com os parâmetros dinâmicos declarados.</p> <p>4 - Os produtores sujeitos a despacho, devem, nos termos do presente Regulamento, dar cumprimento às instruções para mobilização de reserva de despacho emitidas pelo Gestor de Sistema.</p> <p>5 - O operador da rede de distribuição MT e AT, bem como os clientes ligados à RNT, devem executar, com a brevidade possível, as instruções para mobilização de reserva de despacho emitidas pelo Gestor de Sistema, designadamente as relativas ao deslastre de carga manual e à activação de contratos de interruptibilidade, nos termos previstos no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema.</p>

32°	<ul style="list-style-type: none"> → Propõe-se que os planos que integram as medidas específicas de actuação do Gestor de Sistema sejam sempre acordados com os produtores, cujos grupos participam no respectivo plano 	<p>1 - O Gestor de Sistema deve estabelecer planos que integrem medidas específicas de actuação, para além de dispositivos automáticos de reposição de serviço, com o objectivo de minimizar as consequências para os utilizadores do sistema eléctrico após a ocorrência de um incidente.</p> <p>2 - Os planos devem ser preferencialmente acordados com os produtores cujos grupos participam no respectivo plano.</p>
33°	<ul style="list-style-type: none"> De acordo com a proposta do ROR que estabelece que a contratação dos serviços complementares deve ser baseada em mecanismos transparentes e não discriminatórios propõe-se a inclusão dos Comercializadores, CUR e Clientes como participantes dos SS. → Neste sentido propõe-se que o âmbito dos Serviços Complementares seja alargado de forma a incluir a interruptibilidade, para além da interruptibilidade rápida, e a correcção de factor de potência. → Alteração do número 5 tornando clara a necessidade de caminhar no sentido de harmonização com o sistema ibérico 	<p>3 - Além dos serviços obrigatórios, podem ser disponibilizados serviços de sistema complementares, quer do lado da oferta quer do lado da procura. Do lado da oferta, referem-se como a compensação síncrona, compensação estática, reserva, interruptibilidade rápida, telerregulação, arranque autónomo, e telearranque. Do lado da procura, refere-se a interruptibilidade e uma adequada compensação do factor de potência.</p> <p>...</p> <p>5 - Para a contratação dos serviços de sistema complementares devem ser estabelecidos mecanismos de mercado transparentes, estáveis, e não discriminatórios e harmonizados a nível Ibérico no seio do MIBEL que promovam a eficiência económica.</p>
34°	<ul style="list-style-type: none"> Em mercado, a iniciativa de investimento deve caber aos produtores, não devendo haver uma norma que obrigue a efectuar os investimentos com base numa previsão centralizada das necessidades do sistema. → Assim, o plano deverá ter um carácter meramente informativo → Para além da ERSE, a DGEG também deverá tomar conhecimento formal 	<p>1 - Por forma a fazer o seguimento de detectar situações de insuficiência relativamente à suficiência do fornecimento e de determinados serviços de sistema, o Gestor de Sistema deve elaborar, até 31 de Março do primeiro ano de cada período de regulação, e um plano de necessidades de serviços de sistema, com carácter meramente informativo, a aprovar para conhecimento da ERSE e da DGEG.</p> <p>2 - O plano deve identificar as necessidades de cada um dos serviços de sistema passíveis de serem contratados, referindo claramente as prioridades por instalação ou localização e as</p>

		<p>características consideradas para cada serviço a contratar.</p> <p>3 – Caberá aos produtores em regime ordinário a decisão de investimento para fornecer serviços de sistema em regime de mercado.</p>
35°	<ul style="list-style-type: none"> → Alteração do número 4 tornando clara a necessidade de caminhar no sentido de harmonização com o sistema ibérico 	<p>4 - O Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema deve instituir os mecanismos de mercado para valorização da prestação dos serviços mencionados nos números anteriores, tendo em conta a harmonização a nível ibérico.</p>
36°	<ul style="list-style-type: none"> Tal como explicitado no artigo 34°, em mercado, a iniciativa de investimento deve caber aos produtores. <ul style="list-style-type: none"> → Este mecanismo deve seguir uma lógica de mercado com regras transparentes, estáveis, não discriminatórias e harmonizadas a nível ibérico De acordo com a actual proposta do ROR que estabelece que a contratação dos serviços complementares deve ser baseada em mecanismos transparentes e não discriminatórios propõe-se a inclusão dos Comercializadores, CUR e Clientes como participantes dos SS. → Neste sentido, propõe-se que os Comercializadores, CUR e Clientes possam, também eles, propor medidas que contribuam para o fornecimento de SS e apresentar ofertas para esse fim. 	<p>2 – Estes mecanismos devem também seguir uma lógica de mercado com regras transparentes, estáveis, não discriminatórias e harmonizadas a nível Ibérico. Na sequência da análise efectuada sobre o plano de necessidades de serviços de sistema, o Gestor de Sistema pode aceitar propostas de investimento de produtores em regime ordinário estabelecendo contratos bilaterais de fornecimento desses serviços.</p> <p>3 - O operador da rede de distribuição em MT e AT e os agentes de mercado detentores de instalações ligadas directamente à RNT podem também propor medidas que contribuam para o fornecimento de serviços de sistema, podendo estabelecer de igual forma contratos para esse fim.</p>

<p>37° Novo artigo¹¹</p>	<ul style="list-style-type: none"> → Entende-se que liquidação dos serviços sistema deve competir ao Acerto de Contas e não ao Gestor de Sistema, faltando uma cláusula sobre esta função 	<p>O operador da rede de transporte, no âmbito da sua função de Acerto de Contas, deve assegurar a recolha e processamento dos dados necessários, para proceder, por um lado ao pagamento dos serviços de sistema contratadas com os produtores e por outro à liquidação dos desvios à programação de todos os agentes de mercado que transaccionem energia eléctrica através de contratação bilateral ou nos mercados organizados</p>
<p>42°</p>	<ul style="list-style-type: none"> → O Gestor de Sistema recebe informação dos agentes e não do Acerto de Contas. 	<p>1 - O Gestor de Sistema deve dispor da informação proveniente dos agentes de mercado, do Agente Comercial, do Operador de Mercado e do Acerto de Contas que seja indispensável ao desempenho da sua função.</p>

¹¹ A inclusão deste artigo requer a renumeração de todos os artigos que lhe são posteriores.

5 Anexo: Proposta do modelo de Serviços de Sistema – Documento CRAI



INTERNATIONAL

Prepared For:

Energias de Portugal S.A.
Praças Marguês de Pombal, 12
1250-162 Lisbon, Portugal

Pricing of Ancillary Services in the Portuguese Market

Prepared By:

K. Wellenius and G. Federico
CRA International
5 Upper St Martin's Lane
London WC2H 9EA

Date: 28 March 2007

TABLE OF CONTENTS

1. INTRODUCTION.....	1
2. ANCILLARY SERVICES CONCEPTS AND PRACTICE	2
2.1. PRICING PRINCIPLES FOR ANCILLARY SERVICES	2
2.2. EFFICIENT PRICING AND INVESTMENT	4
2.3. ANCILLARY SERVICES MARKET DESIGN.....	4
2.3.1. Opportunity costs of ancillary services	5
2.3.2. Integration of markets.....	5
3. AN INTERIM MECHANISM FOR PORTUGAL	6
3.1. THE CURRENT SYSTEM FOR ANCILLARY SERVICE PROVISION IN PORTUGAL.....	6
3.2. CONSTRAINTS ON THE DESIGN OF AN ANCILLARY SERVICES MARKET IN PORTUGAL	7
3.3. PROPOSED INTERIM DESIGN FOR ANCILLARY SERVICES IN PORTUGAL	8
3.3.1. Adopt Product Definitions from Spanish Market Definition	8
3.3.2. Bid-Based Auction for Ancillary Services in Portugal	10
3.3.3. Constraining Portuguese Auction Prices	11
3.3.4. Generator compensation above the price cap.....	12
3.4. NEED TO REVISIT THE “REVISIBILITY” MECHANISM	14
APPENDIX A: PRICING CONCEPTS.....	16
APPENDIX B: EXAMPLE OF SECONDARY RESERVES MARKET OPERATIONS.....	19
APPENDIX C: THE STRANDED COST RECOVERY MECHANISM (CMEC)	21

Executive Summary

Electric power systems must balance the consumption and production of electricity on an instantaneous basis. Every change in load must be mirrored by a change in generation, requiring a very detailed level of market operations. Wholesale electricity markets do not achieve this level of detail, however, as they generally specify operating levels on an hourly basis. System disturbances require response on a much shorter timeframe: typically on the order of seconds for the initial response to a several minutes as fast-acting resources are restored to their pre-disruption state by bringing online slower-responding units.

System operators therefore are required to maintain available a set of generating units on reserve. These units must have the technical ability and the necessary communication infrastructure in place to respond quickly to dispatch instructions. Even though reserves generally are not actually needed to respond to events, their mere presence and readiness to respond provides valuable reliability-enhancing service to the grid.

At present Portugal lacks a mechanism for pricing such reserves, sometimes called “ancillary services.” This presents several problems, including failure to compensate generators for this service, lack of compatibility with the neighbouring electricity market in Spain, and failure to provide an appropriate price signal to potential investors about the value of new generation in Portugal.

In this paper we review the standard approaches to designing markets for ancillary services in other jurisdictions. The need to promote efficient choices between the mutually exclusive products of energy and reserve capacity are addressed, and some of the major design elements are discussed.

Any market for ancillary services in Portugal must, however, satisfy two overriding challenges. First, the timeframe for implementation is exceedingly short. As such, nothing but the simplest structure will be feasible for initial implementation. Second, the significant market position of EDP means that any market mechanism will likely need to be implemented together with price restrictions. We therefore also provide a discussion of potential mechanisms to constrain reserves prices in Portugal by reference to the verified operating costs of the regulated EDP units and by reference to prices for the same reserves products in Spain.

Finally, we propose a mechanism for pricing and dispatch of Secondary Reserves and Tertiary Energy for Portugal. This mechanism provides for a market-based auction to determine prices, up to a “soft price cap” set with reference to the Spanish prices for each product. Accepted offers above the soft price caps are subject to compensation limits, and are compensated on a “pay as bid” basis rather than setting the price for all accepted offers.

Once implemented, oversight must be exercised to monitor whether the limits on market pricing as well as the soft price cap compensation rules are working adequately to achieve the dual objectives of (a) signalling the value of ancillary services in Portugal; and (b) preventing uncompetitive outcomes. Additionally, it will be necessary to integrate the new market pricing of ancillary services with existing mechanisms of stranded cost recovery.

1. INTRODUCTION

CRA International has been asked by Energias de Portugal (EDP) to examine the options for ancillary services pricing in Portugal. This paper summarizes our preliminary conclusions and proposes an interim mechanism for use in Portugal.

1.1. IMPORTANCE OF THE PROBLEM

Portugal is unusual in that it currently has no pricing or compensation mechanism for ancillary services. This creates several problems, including:

- New entrant generators (and any others not covered by CMECs) will receive no payments for providing these services, which normally provide an important revenue stream. In Portugal, the situation is especially acute as no payments will be made to new generators in the country, while neighbouring Spain – which will have similar energy prices in many hours – makes a substantial set of payments as discussed below. This creates an incentive for new generators to locate in Spain instead of Portugal, even though Portugal is expected to need new generation first;
- An explicit ancillary services mechanism provides a means in which the most cost effective plants (from an economic perspective) will be used to provide needed reserves, lowering total system costs. For example, we understand that high cost oil-fired units are used in Portugal in some hours to provide reserves. Under a new system, more efficient suppliers might be selected, which would lower the total cost of supplying electricity in Portugal; and
- Finally, having these prices creates the incentive for generators to provide these needed reserves correctly. Without such a mechanism, only a completely centralized approach can be used to schedule production and reserves as generators will otherwise have incentives to deviate from their assigned schedule. A good ancillary services market design will help correct this problem.

As Portugal and Spain work together to create a fully integrated Iberian power market, there will eventually be a need to develop an improved Iberia-wide solution to ancillary services pricing. Until then, this paper develops an interim solution for ancillary services pricing in Portugal, which is presented in Section 3.

1.2. PRICING FOR ANCILLARY SERVICES IN EUROPEAN MARKETS

Most European markets, recognizing the importance of these services to system reliability and investment have explicit ancillary services prices or contractual mechanisms. For example:

- **Spain:** The Spanish market pays generators for providing secondary and tertiary reserves, as described in more detail in Section 3.1 below;
- **France:** In France, the network operator RTE enters into contracts with generators to provide ancillary services at prices set by the regulator;

- **Italy:** Ancillary services pricing in Italy is market-based, based on bids to the day-head market;
- **Germany:** The four major German transmission operators (E.ON, Vattenfall, EnBW and RWE) formed a combined tender process for ancillary services in 2001. Services are provided by competitive bid;
- **Ireland:** Service payments are made by the respective transmission system operators (TSOs) in both Northern Ireland and the Republic of Ireland to participating and certified generators. The prices for these services are set by the TSO. New pricing rules will come into force with the All-Island Single Electricity Market.

1.3. ORGANISATION OF THE REPORT

The remainder of this report is organized in three main sections, plus several appendices. Section 2 discusses the economic concepts of ancillary services pricing, while Section 3 describes the proposed interim mechanism for Portugal. The final main section presents our conclusions.

There are also three appendices, which give additional information on the problem. Appendix A contains a detailed example of ancillary services pricing, while Appendix B described pricing of secondary reserves. The final appendix provides a brief description of the CMEC stranded cost recovery mechanism proposed in Portugal.

2. ANCILLARY SERVICES CONCEPTS AND PRACTICE

2.1. PRICING PRINCIPLES FOR ANCILLARY SERVICES

Electric power systems must balance the consumption and production of electricity on an instantaneous basis. Every change in load must be mirrored by a change in generation, requiring a very detailed level of market operations. Wholesale electricity markets do not achieve this level of detail, however. For example, most wholesale energy markets – including Spain's - determine prices and quantities for an hour at a time. Additional mechanisms are required to achieve the finer adjustments necessary to balance the system on a second-to-second basis.

In addition to the need to fine-tune system production to follow system demand, the system operator must be able to recover from unexpected events, such as the failure of a generator or a transmission line. Such events can require a very significant re-dispatch of the system, which must occur quickly to prevent loss of service.

In order for the system operator to maintain the ability to operate the grid reliably, it requires what are often called “ancillary services” or “system services.” The Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE)¹ has defined these to include Secondary Reserves and Tertiary Reserves, referring to capacity that is “on standby” and ready to respond on short notice. The different levels (primary, secondary, and tertiary) of reserves refer to how fast the reserves can respond, and for how long the response can be sustained.

¹ UCTE is also referred to in Spanish regulations as “UCPTE,” from its Spanish language acronym.

To maintain appropriate levels of ancillary services, at least three requirements must be met:

- there must be sufficient generation with the technical capability to increase or reduce output quickly;
- flexible generators must have the proper economic incentive to “reserve” capacity in case it is needed; and
- generators providing reserves must have the proper economic incentive to produce electricity when needed by the system operator.

The first requirement is that there must be sufficient generation capacity that is technically capable of responding to very short notice instructions. Different types of generating technology have different degrees of flexibility. For example, a hydroelectric power plant is generally very flexible, with an ability to change its output both very quickly, and by a very large amount. A coal power plant, conversely, is generally much slower to increase or reduce its output.

The second requirement is that generators must have the correct economic incentives to “reserve” a portion of their capacity in case it is needed. For example, a 100 MW power plant that is producing 100 MW of output is unable to increase its production any more. It would not be able to help the system operator meet additional demand or replace the output of another generator that unexpectedly failed. If that same power plant produced only 90 MW, however, then it would be providing 10 MW of reserves that could be used if needed.

Reducing energy output, however, comes at a cost to the generator. This is called the opportunity cost, and recognizes the value of an activity that is foregone in order to do something else. In this case, the sale of energy is foregone in order for the generator to provide reserves. The opportunity cost depends on two factors: the price that the generator would have received for its sale of energy, and the cost the generator would have incurred in order to make the sale. The difference between the two is equal to the profit the generator *would have made* by selling energy. For example, if the market price of energy is €50/MWh and the generator’s variable operating cost is €35/MWh, then its profit from the sale of energy is €15/MWh. Every MWh that the generator does not produce is an economic loss of €15.

A rational generator would not reserve the capacity unless it was compensated for its opportunity cost of the lost energy sales. If there is no compensation for providing reserves, then generators will logically resist providing them, as they would always be better off producing (and being paid) for energy. Even if market rules require generators to provide reserves, or impose penalties for not doing so, there will always be an incentive to *not* provide reserves. Experience shows that it is better to create incentives for market participants to provide the needed services rather than attempt to require them to act against their own interest.

The third requirement is for economic incentives for the reserve capacity to produce energy if needed. As before, generators cannot be expected to act against their self interest. Hence, there must be appropriate compensation if reserves are called upon – “activated” – to provide electricity. A generator with a variable operating cost of €45/MWh, for example, will incur a loss if it is paid only €30/MWh for electricity it produces. In this case, it is necessary to ensure that the price paid for energy from activated reserves is at least €45/MWh in order to ensure compliance with the dispatch instructions of the system operator.

These principles are discussed in an extended example in Appendix A.

2.2. EFFICIENT PRICING AND INVESTMENT

The ability of plants to increase output on short notice helps protect the system against unexpected changes in load, generation, or transmission. It makes the system more reliable, reducing the probability of being unable to serve load. This increased reliability is of self-evident value to consumers, and yet, in the absence of a market for reserves, generators do not benefit from the value they provide to the system.

The introduction of a market for reserves has at least two important results. First, it provides an economic incentive for plants to be available and to provide reserves. Without reserves payments, some plants would remain off and the system would not meet the minimum standards for reliability. Second, plants providing reserves earn a profit from providing a valuable service to the system. This increased profit increases the overall return on the investment to the owners of plants, increasing the incentive to keep these plants in operation. Additionally, investors considering building a new power plant or expanding an existing one will have a stronger financial incentive to do so. It is axiomatic that socially valuable services that are not compensated will suffer from insufficient investment, to the detriment of all.

2.3. ANCILLARY SERVICES MARKET DESIGN

In an idealized world, neither reserves nor explicit pricing of ancillary services would be necessary. For example, if prices for energy were determined – and settled – on a near-instantaneous basis, an unexpected outage would suddenly increase the need for additional generation. This would sharply increase the energy price, which would be determined by a limited number of units that are actually capable of increasing output quickly. This high price would decline as slower-responding but lower-cost generation increases its output, displacing the more expensive resources that responded first. After a period of time, prices would be expected to return close to the level prior to the disturbance.² The temporary high prices would create an incentive for generators to incur the cost of maintaining a readiness to respond to very short-term needs for electricity.

At least three factors prevent this idealized outcome in practice. First, energy markets do not settle in continuous, infinitesimally small time intervals; hourly settlement is very common. Even the short settlement intervals seen in a few markets (e.g., PJM uses 5-minute settlement) are still too long to capture the cost of a response to a disturbance. Second, as a policy matter, most power systems are required to operate under established reliability standards that specify the type and quantity of reserves that must be maintained, rather than leaving reliability decisions up to the market. Electricity markets function primarily as a way to obtain the required services (energy and reserves) in a least-cost manner, rather than using them to determine the need for these services in the first place. Third, given that the cost of making generators available to respond to very short-term needs must be recovered during infrequent and very short periods, energy prices following a disturbance would need to reach extremely high levels to offer an incentive sufficient to attract the desired levels of reserves. Permitting such high prices requires a framework for distinguishing “legitimate” high prices from those resulting from strategic behaviour. An effective framework for making these distinctions has not yet been developed. For these reasons, among others, explicit market mechanisms have evolved

² The post-disturbance prices will reflect the loss of the generating resource(s) that suffered the unexpected outage, and hence will likely reflect the somewhat increased cost of the replacement resources.

so that the system operator can obtain and pay for the range of ancillary services required to satisfy applicable reliability standards.

2.3.1. Opportunity costs of ancillary services

Generally speaking, markets for ancillary services recognize that the cost of providing reserves is driven by the lost profits from being unable to sell energy. This opportunity cost increases with the market price of energy, and increases for plants with lower operating costs. Market designs vary with regard to how each generator's operating cost is considered in determining prices for reserves. In some designs, the opportunity cost is calculated by the market operator based on actual energy prices and the energy offer prices of each generator (as a proxy for the variable operating cost of each generator). In other market designs, generators submit offers to provide reserves separately from offers to provide energy. If the offers to provide reserves are to reflect the expected opportunity cost from the energy market, it is up to the generators to do so.

The advantage of the first model, in which energy offers are used to calculate opportunity costs explicitly, is that it calculates *actual* opportunity costs instead of relying on generators to submit bids that reflect *expected* opportunity costs. Expected opportunity costs require an expectation of energy prices. If energy prices are highly unpredictable, or if some market participants have greater information than others, then the expectations – and offers for reserves – may not be efficient.

A significant disadvantage of using only energy offers to calculate reserve prices is that it requires the submission of energy bids even by generators with no interest in selling energy into the spot market. In markets in which all unit commitment and dispatched is determined by the market operator, this may not be a problem. In energy markets that are intended to be balancing markets for relatively small volumes, however, the majority of generators will not submit offers for energy.³ For such generators, a market design utilizing explicit offers for ancillary services represents a more direct way of participating in the desired market.

2.3.2. Integration of markets

A second major design consideration is whether the reserves markets will clear simultaneously with the energy market, or if it will clear after the energy market has closed. A simultaneous market has several advantages. First, generators are not required to choose, *a priori*, between offering energy and offering reserves. Rationally, a generator will prefer to participate in the market offering the greatest profit. A generator accepted to sell energy, however, will not be able to provide reserves, even if it turns out, after the fact, that this would have been the better choice. Second, there are often operational requirements that make the ability of a generator to provide reserves conditional on its provision of energy. For example, a combined cycle gas turbine (CCGT) usually cannot operate below 40 percent of its maximum capacity. A CCGT must be operating to provide reserves, since it can increase its output much faster if it is already generating than if it has to turn on. In systems with significant thermal generation capacity, reserves are generally provided by many units providing a small amount of reserves rather than by a few units providing a large amount of reserves. If many units are providing both energy

³ In a low-volume balancing spot market, commitment decisions will generally be made by the generators themselves. Low cost plants will generate to meet their forward energy obligations, while higher-cost plants may participate in the market to determine if they are economical to operate. Consequently, the market will have energy offers only from self-committed units that are expected to be near the marginal cost of the system.

and reserves, a simultaneous clearing of energy and reserves markets provides the best chance of developing a least-cost strategy.

Finally, it should be noted that most systems require different classes of reserves with different response times. Hence a market for ancillary services will generally consist of several products. Some markets experienced the unusual result that prices for slower-response reserves were actually higher than for faster-response reserves. This was resolved by allowing faster-responding units to satisfy the need for the slower-responding classes of reserves. This partial substitutability should also be considered in the design of ancillary services markets.

3. AN INTERIM MECHANISM FOR PORTUGAL

Portugal does not currently have a market for ancillary services. This creates problems of a lack of price transparency, economic inefficiency, and misalignment of market design with Spain. There are significant impediments to developing a full ancillary services market in Portugal, however, including an accelerated timeframe and the large market position of EDP. We therefore propose and develop a hybrid market design employing an auction in which Portuguese generators compete to offer ancillary services, but limited by reference prices based on the Spanish markets. We believe this is a practical and reasonable interim mechanism, which we expect to be replaced as market integration with Spain increases. While imperfect, it represents a considerable improvement over having no explicit market for ancillary services at all.

3.1. THE CURRENT SYSTEM FOR ANCILLARY SERVICE PROVISION IN PORTUGAL

Portugal does not currently have a market for ancillary services. The system operator, REN, effectively procures ancillary services from generation plants currently under long-term PPAs, which include most of the country's capacity. The PPAs are due to be converted into stranded-cost recovery contracts shortly (CMEC) in concurrence with the introduction of MIBEL. While the decree setting up the CMECs considers the possibility of an explicit ancillary service payment, in practice no explicit mechanism has been developed to date.⁴

Our understanding is that, after the CMECs are introduced, REN would continue to procure ancillary services, but only from CMEC plants, and would not compensate them directly. The compensation would be indirect, using the stranded cost mechanism under the CMECs. The CMEC include a "revisibility" payment which is designed to compensate plants for any shortfall between the expected profits under the current PPAs, and market revenues (which may include ancillary service revenues).

The expected profits under the PPA effectively include an implicit payment for the provision of ancillary services (since REN has procured the services from plants under the PPAs to date). In the future, in the absence of an explicit market payment for ancillary services in Portugal, market revenues for CMEC plants would be *lower* than in a system with ancillary service payments. The lower market revenues would require revisibility payments to be *higher* to make CMEC plants financially whole. The market never sees a

⁴ See Appendix C for a description of the CMEC. More details on the CMEC can be found in a separate CRA paper ("The Competitive Effects of Acquisitions of Wind Power by EDP in Portugal", July 2005) available at www.autoridadedaconcorrenca.pt

transparent price for ancillary services, as the cost of providing them is obscured within the stranded cost payments.

This indirect system of paying for ancillary services under the CMCEs poses at least three important problems for the future.

First, it fails to provide transparent compensation to generators providing a service of undeniable value to customers: ensuring system reliability. This is not only inequitable, it also fails to signal the full value of investment in new generation in Portugal (which would be outside the CMEC), potentially making such investment less attractive than it should be.

Second, there is no framework for making cost-effective decisions about which units should provide reserves. A system where only plants under the CMECs are utilised to provide ancillary services will not ensure productive efficiency. Providing ancillary services at lowest cost requires permitting REN to select *any* generator to provide ancillary services, not just those under a CMEC.

Consider a simplified example in which plants 1-4 are CMEC plants, plant 5 is a non-CMEC plant, and plants 6-9 are also CMEC plants. If a total of eight plants are needed to maintain reliable operation, the lowest-cost way to achieve this is to use plants 1-8, which includes plant 5. However, if the system operator does not use plant 5 (because it is not under the CMEC arrangement), then it will need to use the more expensive plant 9, instead. The obvious result is that the selection of plants to provide Ancillary Services is not as efficient as possible, resulting in potentially higher costs for consumers.

Third, the lack of a market for ancillary services presents a misalignment between the emerging Portuguese electricity markets and that of Spain. Such alignment would be desirable as the two systems work toward developing an integrated Iberian electricity market. Physical integration – which already exists to a large degree – makes both demand and generation partly substitutable between the two grids. To the extent that the markets provide artificially different price signals, inefficient investment choices may result.

3.2. CONSTRAINTS ON THE DESIGN OF AN ANCILLARY SERVICES MARKET IN PORTUGAL

While developing an ancillary services market for Portugal would seem to be a logical step in the context of the introduction of CMECs and MIBEL, there are impediments to this, as well.

First, if such a market is to be introduced, it must be ready for implementation by July 2007, when MIBEL is scheduled to be introduced. This is an exceedingly compressed timetable, which can only be satisfied with a very simplified design. Not only must the software systems needed to administer the market be very simple, the concepts must also be sufficiently clear that the proposal can be embraced and accepted by policymakers and stakeholders.

A second important complication is the market size of EDP. The presence of a large participant in the generation market reduces the potential for competitive interaction between multiple firms and alternative providers of ancillary services in Portugal. An ancillary services market would need to be accompanied by regulatory provisions to ensure the competitiveness of the outcomes, as well as to lend public confidence that prices were fair. As such, the resulting prices would need to be constrained using regulatory measures, and would not be able to be set entirely on the basis of market mechanisms.

Finally, any ancillary services market design adopted for Portugal is likely to be eclipsed in the medium term by an integrated Iberian market. Integration with a broader market will significantly reduce concerns of market influence, addressing the second concern highlighted above. Additionally, the longer development time as well as the growing experience across Europe with electricity markets will undoubtedly lead to a more refined market design.

For these reasons, it is appropriate to consider a simplified interim ancillary services market for Portugal based on a combination of offers from Portuguese generators as well as price controls set in reference to prices in other markets, such as Spain, and verifiable operating costs. This is described below.

3.3. PROPOSED INTERIM DESIGN FOR ANCILLARY SERVICES IN PORTUGAL

A practical approach to introducing pricing of ancillary services in Portugal consists of a bid-based market permitted to determine prices within a defined range. It is necessary to limit the range of pricing outcomes to limit the potential for uncompetitive results. We propose to use the corresponding prices for the same ancillary services in Spain as a trigger point for regulatory oversight of prices. Given the transmission interconnection with Spain as well as a broadly similar mix of marginal generation technology, Spanish market outcomes present a reasonable and practical set of reference prices for Portugal.

Our interim proposal consists of four components:

1. Adopt the product definitions from the Spanish markets.
2. Develop a bid-based auction for Portuguese generators to offer to provide ancillary services.
3. Use Spanish ancillary services prices to limit the prices resulting from the Portuguese ancillary services auctions.
4. Develop specific compensation rules that apply when the Spanish market pricing limits are reached.

3.3.1. Adopt Product Definitions from Spanish Market Definition

It is reasonable to consider adopting the “servicios complementarios” product definitions currently used in Spain. Namely, Secondary Reserves (*Banda*), Secondary Energy, and Tertiary Energy. Generally, “reserves” refers to capacity that can be activated within a specified notice period. When activated, these reserves produce energy, which may or may not be compensated at the same price that is established in the energy spot market. In Spain, Secondary Reserves are defined as the additional output that can be dispatched with a response time of 100 seconds.⁵ If dispatched, the new output level must be sustained until the dispatched Secondary Reserves can be replaced by the dispatch of Tertiary Reserves, which have a specified maximum response time of 15 minutes.⁶ Secondary Energy (that is, energy dispatched from Secondary Reserves) is compensated at the same price as Tertiary Energy. In Spain, there is no explicit compensation for Tertiary Reserves, but all units not dispatched in the energy spot market and not

⁵ See Procedimiento de Operación 7.2., Anexo II Section 2.1.1.

⁶ See P.O. 7.3, Section 3.2.

providing Secondary Reserves must submit offers to provide Tertiary Energy. In effect, the compensation for providing Tertiary Reserves comes from the price paid for energy if dispatched.

These are not the only possible product definitions. For example, there could be an explicit market for Tertiary Reserves. Additionally, there is no reason why energy dispatched from Secondary Reserves must be paid the same price as energy dispatched from Tertiary Reserves. It is possible, and perhaps even likely, that the Spanish ancillary services market design will change. Indeed, a recent white paper has evaluated the Spanish markets for ancillary services and made specific proposals for improvement.⁷ However, given the compressed timetable and the stated desire for comparability with Spanish markets, it is advisable to accept these products “as is” and work to improve them over time.

The use of Spanish market prices to inform the appropriateness of prices in Portugal, discussed below, will be greatly facilitated by adopting comparable product definitions. Indeed, adopting different product definitions would likely undermine the applicability of Spanish prices to a Portuguese market design.

Summary of 2005 Spanish Market Results

In 2005, Spain required an average of 702 MW of incremental Secondary Reserves (*Banda a subir*), which corresponds to approximately 3% of its average electrical load.⁸ These reserves were dispatched for 1,081 GWh, representing a utilization factor of 17.5%. Additionally, Spain required an average of 505 MW of decremental Secondary Reserves (*Banda a bajar*), which was dispatched to repurchase 906 GWh of energy.

The average price for *Banda* in 2005 was €31.14/MW per hour, implying total annual payments for *Banda a subir* of €191 million, plus €138 million for *Banda a bajar*. When dispatched, the price for energy from Secondary Reserves was €65.12/MWh, implying total annual payments for incremental Secondary Energy of €70 million. This is partially offset by the fact that decremental Secondary Reserves were activated to repurchase 906 GWh of energy, at an average repurchase price of €39.03/MWh, for a total repurchase of €35 million.

Tertiary Reserves were activated to produce 2,394 GWh of energy, at an average price of €78.70/MWh, or a total payment of €188 million. Tertiary Reserves also were activated to repurchase 1,817 GWh of energy at an average price of €30.44/MWh, or a total repurchase cost of €55 million.

Overall, payments for *Banda* (incremental and decremental) accounted for 2.2% of the total wholesale cost of energy, while energy dispatch and repurchase from Secondary and Tertiary Reserves accounted for approximately 1%.⁹

⁷ See Pérez-Arriaga, Jose Ignacio, “Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España.” 30 June 2005.

⁸ See Red Eléctrica de España (REE) “El Sistema Eléctrico Español,” 2005, p. 54. Average electrical load calculated as total energy consumed (p. 50) divided by 8,760 hours.

⁹ *Id.* p. 48.

3.3.2. Bid-Based Auction for Ancillary Services in Portugal

The starting point for determining market-based prices for ancillary services in Portugal is to develop an auction framework through which technically qualified generators can submit offers to provide the needed ancillary services. This can be achieved by administering a market process similar to the one for the spot energy market. Generators would submit offers to provide Secondary Reserves (“Banda”) as well as Tertiary Energy, specifying the quantity they are willing to provide, and the price. A Portuguese auction for ancillary services will permit technically-qualified generating plants to compete to provide the needed product, with the auction prices reflecting the supply and demand conditions specific to Portugal.

Initially, the market for Secondary Reserves may need to be run after the spot energy market has concluded. As soon as practical, however, these markets should be conducted simultaneously to achieve lowest total cost.

Secondary Reserves Market Operations

Note that, in an efficient and competitive market, the offers for Secondary Reserves will reflect the expected opportunity costs in the energy spot market. It will therefore be easier for generators to determine their offers for Secondary Reserves if the energy spot prices are already known. Where energy spot prices are determined on a day-ahead basis, it should be possible to achieve this sequential market operation.

Starting from the results of the energy spot market, the output of available plants is adjusted in order to provide Secondary Reserves. This is done based on the merit order of Secondary Reserves bids, as these reflect the payment generators are willing to accept to provide Secondary Reserves rather than energy or, in the case of generators not already online, to start up and produce a minimum level of output in order to provide Secondary Reserves. The change energy output is made up by dispatching additional units based on their energy market bids. In the event of a tie, offers from online units are accepted first. This process continues until the required level of Secondary Reserves has been achieved. The price for Secondary Reserves is determined by the highest accepted offer. The energy market prices, however, do not change as a result of the Secondary Reserve market.

A detailed example of this procedure is described in Appendix B.

Tertiary Reserves Market Operations

Upon conclusion of the Secondary Reserves market, generators submit offers for Tertiary Energy. These offers must reflect capacity that is neither committed for energy or for Secondary reserves. As in Spain, generators may be obliged to offer any remaining generation capacity into the market for Tertiary Energy.

Since Tertiary Energy is only dispatched during actual operations, it is similar to a real-time market for energy. Payments are not “reservation” payments, as for Secondary Reserves, but only for energy actually dispatched in real time. Offers take the form of €/MWh, and generally should reflect variable operating costs.

It is likely that the required quantity of Tertiary Energy can be met with “leftover” capacity that is not economic in the energy and Secondary Reserves markets. If Tertiary Energy requirements grow substantially, however, it may become necessary for prices to reflect the opportunity cost of avoiding the energy and Secondary Reserves markets in order to make the plants available as Tertiary Energy. Such prices are likely to be very high, as they must also reflect the relatively low probability of actually being dispatched for Tertiary

Energy. For example, if a plant must forego €10/MWh of profit in the energy market in order to make the plant available as Tertiary Energy, and if it is only dispatched with 10% probability, then the prices for Tertiary Energy will need to be €100/MWh *when dispatched* in order to attract this plant.

3.3.3. Constraining Portuguese Auction Prices

Given the market power concerns that would be present in Portugal in a pure market-based ancillary service system, it is appropriate to limit the range of prices that are permitted to be established through the auction mechanism described in the previous section. Specifically, we propose to cap the market prices produced in the Portuguese auction with reference to the corresponding prices in the Spanish markets. If the Portuguese auction yields prices below those in Spain, then Portuguese customers will benefit from the lower prices. Prices in Portugal in excess of the prices for the same products in Spain should be subject to a higher standard of oversight, however.

Reference prices can prove useful when there are strong similarities between markets. Logically, markets with similar fundamentals should produce similar results. The important similarities include:

- similar patterns of demand (e.g. seasonal patterns, load factor, proportion of commercial, industrial and residential load)
- similar marginal production technology
- similar input fuel prices
- similar market rules

Note that it is not important that the total proportions of different generating technologies be similar. In a competitive market, it is the *marginal* production resource, whether for energy or for Secondary Reserves, that determines prices. The cost of infra-marginal generation determines the individual profitability of these plants, but it does not generally affect the market clearing prices.

There are broad similarities between the production mix in Portugal and Spain (e.g. in terms of the percentage of installed capacity accounted for by renewables and CCGT). Their geographic proximity also supports convergence of major fuel input prices. The presence of significant interconnection further ensures that the marginal energy production technology is frequently the same.¹⁰ Spanish market prices therefore provide a reasonable reference point to use in pricing ancillary services in Portugal, and constrain any potential exercise of market power. Specifically, we propose to permit the Portuguese ancillary services auctions to determine prices up to the price level for those same products in Spain. If the Portuguese auctions produce prices above the Spanish market prices, this will be a trigger for price restrictions.

¹⁰ During the course of 2006, the Spanish-Portuguese interconnection was not congested on average (i.e. average utilisation was well below available capacity). During Q4 2006, capacity on the interconnection was congested fewer than 12% of hours.

3.3.4. Generator compensation above the price cap

The use of the Spanish market prices as price caps limits the potential for uncompetitive prices in the Portuguese ancillary services auctions. However, it also prevents compensation to generators that legitimately have a cost that is higher than the price cap.

We therefore propose to use the Spanish ancillary market prices as a “soft price cap.” This means that a generator that submits an offer that exceeds the price cap can still be used to provide ancillary service, but it will not set the market price payable to all other generators. This limits the benefit to a large generator of raising market prices, as the only generator that receives the price above the price cap is the specific generator submitting the high offers.

Payment of a generator's offer price in excess of the soft price cap will be subject to regulatory oversight based on data or estimates of the marginal operating costs of the units making offers above the soft price caps. The compensation limits will be based on the verified operating costs that are already known for EDP's thermal units and on generic operating cost estimates, together with market prices for input fuels, for non-EDP thermal units. Hydro plants are presumed to have zero operating costs if they do not have long-term storage. Hydro plants with long-term storage are presumed to have a marginal operating cost equal to their highest accepted offer in the energy market.

These oversight principles are summarized in the following pricing rules whenever the price in the Portuguese ancillary services auctions exceeds the Spanish price for the same product:

- For thermal generators with a CMEC
 - Payment for Secondary Reserves limited to the difference between the energy price and the verified marginal operating cost for the plant.
 - Payment for Tertiary Energy limited to verified marginal operating cost for the plant.
- For thermal generators without a CMEC
 - Payment for Secondary Reserves limited to the difference between the energy price and the estimated marginal operating cost based on a generic cost formula appropriate to the type of generating plant submitting the offer.
 - Payment for Tertiary Energy limited to estimated marginal operating cost based on a generic cost formula appropriate to the type of generating plant submitting the offer.
- Hydroelectric generators without long-term storage:
 - Payment for Secondary Reserves limited to the price of energy.
 - Payment for Tertiary Energy will not exceed the soft price cap.
- Hydroelectric generators with long-term storage:
 - Payment for Secondary Reserves will equal the difference between the energy price and the hydro unit's highest accepted offer price in the energy market for that period.

- If the hydro unit had no offers accepted in the energy market, payment for Secondary Reserves is limited to the soft price cap.
- Payment for Tertiary Reserves will equal the highest accepted energy market offer from the hydro unit.
 - If no offers were accepted for the unit in the energy market, payment for Tertiary Reserves will equal the average accepted energy market offer from the unit over the last seven (7) days.

The rules for hydroelectric generation are more complex because, unlike a thermal plant, the marginal cost cannot be measured directly. A hydro plant with no storage capability faces a “use it or lose it” decision with respect to the water needed to produce electricity: it is either used for generation, or spilled. The marginal operating costs are therefore minimal. However, plants that lack storage are generally not capable of providing significant quantities of Secondary Reserves. Their output is dictated by the streamflow conditions, and hence they lack the ability to increase their output rapidly.

Hydro plants with significant storage can provide high levels of Secondary Reserves. Estimating their opportunity cost in the energy market, however, is considerably more complicated. To produce energy, a hydro plant with storage must choose between (a) using water to generate electricity now; and (b) conserving it to generate later, when prices might be higher. The value of the water depends significantly on current levels of storage, expectations about future rainfall, expectations about future demand, and expectations about the future cost of other sources of supply. These factors combine to determine the willingness of a storage-capable hydro operator to generate electricity now. This preference is then reflected in the offer price of energy.

If the energy offer is accepted, we propose to consider this as credible evidence of the marginal cost of operating the hydro facility. Consequently, the permitted payment for Secondary Reserves is equal to the difference between the energy market price and the hydro plant’s accepted offer price in the energy market (i.e., its opportunity cost for providing reserves instead of producing energy).

Alternatively, the value of water may be so high that the offers for energy are not accepted in the energy market. In that case, there is no opportunity cost incurred in providing Secondary Reserves. Since providing Secondary Reserves does not require the use of water, it incurs neither a direct cost nor an opportunity cost if the hydro unit was not originally selected in the energy market in the first place. We therefore propose not to permit hydro operators to receive a payment for Secondary Reserves in excess of the soft price cap.

For example, a hydro operator with significant storage may decide that it will generate only if the energy price is at least €50/MWh. If the energy price is, say, €40/MWh, it would prefer to conserve water and wait for more favourable opportunities in the future. The hydro operator can still provide Secondary Reserves, however. Since providing Secondary Reserves requires only the *potential* to generate electricity if needed, and not *actual* generation, then no water is used and there is no cost – direct or opportunity cost – in providing the service. If the hydro operator provides Secondary Reserves, it does face the possibility that it will be dispatched to provide Secondary Energy. If so, its compensation will be equal to the price for Tertiary Energy, as in Spain. The hydro operator would rationally demand a payment for Secondary Reserves equal to the shortfall, if any, between the expected Tertiary Energy price and its own value of water, multiplied by the probability of being required to generate Secondary Energy. In our example, consider that the hydro operator anticipates a Tertiary Energy price of €45/MWh, with a probability of 20% that it will be dispatched for Secondary Energy. The hydro operator would therefore be willing to provide Secondary Reserves if the payment

was at least $0.2 \times (\text{€}50/\text{MWh} - \text{€}45/\text{MWh}) = \text{€}1/\text{MW}$ per hour. In general, we would anticipate that the bids for Secondary Reserves from hydro operators with a water value higher than the Energy price (i.e., generators that are not in merit for the Energy market), will be relatively low due to the absence of significant opportunity costs. Therefore, Secondary Reserves compensation above the soft price cap should not be needed.

Compensation for Tertiary Energy also is based on the highest accepted energy market offer for the hydro unit. Again, this is because accepted offers are considered credible evidence of the marginal operating cost of the unit. It is possible that a hydro unit is required for Tertiary Energy that was not needed for the energy market dispatch. In that case, determining the appropriate credible marginal operating cost is more problematic. We propose to use the average accepted offer over the last seven days as a measure of the marginal operating cost for hydro units. The long-term storage capability should make changes in the value of stored water relatively gradual, so a seven day average should provide a reasonable estimate of the current value of the water.

3.4. NEED TO REVISIT THE “REVISIBILITY” MECHANISM

It is our understanding that, under the CMECs and the associated revisibility mechanism, total “notional” revenues are adjusted based on actual energy output of the specified generators. If a generator is used to provide Secondary Reserves instead of energy, it may appear that the generator produced an insufficient quantity of energy, and therefore would be entitled to less revenue than if it had produced only energy.

A minor modification to the mechanism to determine generator compensation and remuneration under the CMEC framework may be necessary to eliminate such an illogical and incorrect result. For example, adjustments to the “notional” revenues should not be based on actual *physical* production – which reflects adjustments to dispatch for ancillary services – but instead should be based on the energy market results *prior* to adjustments for ancillary services. Additional review and consultation will be necessary to confirm that this modification would have the desirable result. In any event, the CMECs and revisibility mechanism should not interfere with the economically efficient selection of generators to provide ancillary services.

4. CONCLUSIONS

The absence of a transparent pricing mechanism for ancillary services in Portugal has the potential to prevent efficient use of existing generation plants and to depress the returns realized from investment in new generation infrastructure. Neither is a desirable outcome.

A market for ancillary services, fully integrated with energy dispatch, is impractical for Portugal at present, however. First, there is insufficient time to develop and implement a refined design. Second, any market design is likely to be overtaken in the medium term through increased integration with Spain. Finally, there are concerns regarding the competitiveness of such a market given EDP’s size.

For these reasons, we propose a simplified auction mechanism, performed after the conclusion of the energy spot market, and subject to price controls. The auctions for Secondary Reserves and for Tertiary Reserves would be permitted to establish a Portuguese market price for these products up to a “soft price cap” equal to the Spanish market price for these products. Generators may provide ancillary services at a price above the soft cap, but will be compensated on a “pay as bid” basis; the clearing price payable to other generators will not exceed the soft cap. Additionally, compensation

above the price cap will be subject to regulatory oversight and controls, based on technical data and observed market behaviour.

While this does not amount to a developed and competitive market for ancillary services in Portugal, it does provide an initial price signal for the value of the services being provided, while imposing reasonable protections against uncompetitive outcomes. We expect this will serve as an interim mechanism, to be replaced by a more robust and competitive integrated Iberian market. In the meantime, the proposal is an improvement of the present system, in which the cost and value of ancillary services are masked within the complex stranded cost recovery mechanism (CMECs).

APPENDIX A: PRICING CONCEPTS

The objective of creating appropriate price signals is not simply to provide additional income to generators. Price signals create incentives for market participants to behave in specific ways. If prices are efficient, then each generator will adopt the behaviour that yields the highest value to them, and this will be the behaviour that is optimal for the system as a whole.

In the case of electricity markets, efficient prices are those that result in demand being met at lowest total cost.

These two concepts can be illustrated by the following example:

Consider a power system with ten 100 MW power plants. The variable operating cost of Plant 1 is €10/MWh; of Plant 2 is €20/MWh; of Plant 3 is €30/MWh ... etc. through Plant 10, whose variable operating cost is €100/MWh. Each plant has a minimum output of 10 MW. Additionally, each plant can provide reserves of up to 20 MW, as this is the maximum amount by which power output can be increased within a specified short period of time.¹¹

In an hour in which demand is 650 MW, it is obvious that the lowest cost manner of meeting demand is to use Plants 1-6 at full output (100 MW), and Plant 7 at 50 MW output. Any other solution would increase total costs. For example, if Plant 8 were dispatched instead of Plant 2, this would be a waste of resources, since Plant 8 costs €80/MWh to operate compared to Plant 2, which costs only €20/MWh. It would be illogical to use the more expensive Plant 8 when the less expensive Plant 2 was available.

In a market context, the least-cost dispatch of generation plants is achieved by offering a market price of energy of €70/MWh. Plants with a cost below €70/MWh (Plants 1-6) would find it profitable to generate electricity and receive the market price. Conversely, plants with a cost greater than €70/MWh (Plants 8-10) would lose money if they produced electricity, and consequently would not generate. Plant 7 would be indifferent between generating or not, since the market price exactly compensates it for its production cost; it yields neither profit nor loss. Since Plant 7 is indifferent to whether it produces or not, it has no reason to disobey the instruction to produce at only half of its output.¹²

Now consider if reserves equal to 10% of demand (i.e. 65 MW) were required by the system operator for reliable operation. First, we recognize that Plant 7, which is only producing 50MW out of a possible 100MW, is effectively already providing the full 20 MW of reserves it is capable of providing. If the plant were more flexible, it could provide up to 50 MW of reserves (the difference between its maximum and actual output), but technical parameters limit the reserves it provides to 20 MW. Second, we recognize that Plant 7 faces no opportunity cost in providing these reserves. It is not giving up any profit by generating less than its full output, since the energy price only covers its operating cost.

¹¹ Generating units generally specify a "ramp rate," referring to how quickly the output of the unit can be changed. Typically, nuclear and coal-burning units are less flexible, and can provide minimal quantities of reserves, if any. Combustion turbines and hydroelectric plants, on the other hand, are considerably more flexible and can provide large quantities of reserves. This example deals only with the need for reserves capable of increasing output.

¹² In practice, plants face different operating costs for different levels of output. Hence, the market price would determine not only *if* plants generate, but also *how much* they generate.

While Plant 7 provides 20 MW or reserves at no cost, an additional 45 MW of reserves is still required. This can either be provided by (a) reducing the output of plants already dispatched, thus creating more “room” to provide reserves; or (b) by turning on additional units, or both. The table below shows three possible solutions that meet energy demand of 650 MW and provide at least the 65 MW of required reserves, as well as the total production cost under each solution. It can be seen that Solution 2 is the least-cost alternative, using a combination of dispatching additional plants at their minimum levels of 10 MW and reducing the output of less expensive plants.

Table 1 : Example

Plant	\$/MWh	Solution 1			Solution 2			Solution 3		
		Energy	Reserves	Cost	Energy	Reserves	Cost	Energy	Reserves	Cost
1	10	100	-	\$1,000	100	-	\$1,000	100	-	\$1,000
2	20	100	-	\$2,000	100	-	\$2,000	100	-	\$2,000
3	30	100	-	\$3,000	100	-	\$3,000	100	-	\$3,000
4	40	100	-	\$4,000	100	-	\$4,000	100	-	\$4,000
5	50	100	-	\$5,000	100	-	\$5,000	95	5	\$4,750
6	60	100	-	\$6,000	95	5	\$5,700	80	20	\$4,800
7	70	20	20	\$1,400	35	20	\$2,450	65	20	\$4,550
8	80	10	20	\$800	10	20	\$800	10	20	\$800
9	90	10	20	\$900	10	20	\$900	-	-	-
10	100	10	20	\$1,000	-	-	-	-	-	-
		650	80	\$25,100	650	65	\$24,850	650	65	\$24,900

Having found the least-cost solution to the problem, the market prices for energy and reserves need to be determined. It can be seen that 1 MW of additional demand would be met by increasing the output of Plant 7 from 35 MW to 36 MW. Plant 6 would be less costly, but increasing its output from 95 MW to 96 MW would also reduce the reserves it provides from 5 MW to 4 MW. The other plants providing reserves are already providing the maximum possible amount (20 MW) and cannot make up this shortfall. Hence, an additional plant would need to be turned on, which would be more costly. Instead, the output of Plant 7 can be increased without reducing the amount of reserves provided. The increase in the total cost is €70/MWh, which is thus the price of energy.

A similar logic is applied to determining the price of reserves. If the total required reserves increased from 65 MW to 66 MW, the least-cost way to provide this would be to reduce the output of Plant 6 from 95 MW to 94 MW, thus increasing the reserves provided from that plant from 5 MW to 6 MW. This would save $1\text{MW} \times \text{€}60/\text{MWh} = \text{€}60$. To make up for the reduced output, Plant 7 would increase from 35 MW to 36 MW, at a cost of $1\text{MW} \times \text{€}70/\text{MWh} = \text{€}70$. The net impact on total cost is an increase of €10, hence the price of reserves is €10/MWh.

Note that these prices create the proper incentives for plant operations. For Plants 1-5, the energy price of €70/MWh represents operating profits of €20 to €60/MWh. Hence, any reduction in production would have a higher opportunity cost than the €10/MWh they would gain from selling reserves. Rationally, Plants 1-5 maximize their profits by maximizing their energy production at 100 MW. Plant 6 makes an operating profit of €10/MWh from selling energy, which is identical to the profit it makes from selling reserves. It therefore has no financial incentive to deviate from the instructed level of output. Plant 7, meanwhile, just covers its variable operating costs when it produces and sells energy, but it makes a profit of €10/MWh by selling reserves. It does not have an incentive to reduce its output, however, since it is already selling the maximum possible level of reserves it can (20 MW). It therefore has no incentive to deviate from its dispatch of 10 MW.¹³

13

The plant cannot operate below 10 MW, so it would have to turn off and lose all its revenue. Above 80MW, however, and its profitable sales of reserves would be reduced.

Plant 8 and 9, however, have variable operating costs higher than the price of energy. It is important to verify whether the revenues from selling reserves are sufficient to compensate for these losses. Plant 8, for example, faces an operating cost of €80/MWh for the 10 MW of minimum output. It receives the market price for energy (€70/MWh) for these 10 MW, and therefore incurs a loss of $€10/\text{MWh} \times 10 \text{ MW} = €100$ to remain at its minimum operating level. It also receives €10/MWh for its 20 MW of reserves, however. This revenue of €200 offsets the loss on the sale of energy, for a total profit of €100. Plant 9 makes a loss of €20/MWh on energy, or €200 total, but receives an equal amount for its sale of reserves. It is not making any money, but it is also not losing any money, and hence does not have an incentive to change its output. If it occurred that a plant that was part of the least-cost system dispatch was losing money, it would be necessary to make that plant whole through an uplift payment. While such non-market payments are generally undesirable, they are necessary to ensure there is no incentive to deviate from the least-cost dispatch.

APPENDIX B: EXAMPLE OF SECONDARY RESERVES MARKET OPERATIONS

Consider, as an example, the energy market dispatch shown below (a description of the example is found in Appendix A):

Plant	Energy Offer (€/MWh)	Energy Dispatch			Sec. Res. Offer (€/MWh-h)
		Output (MW)	Reserves (MW)	Cost of Accepted Energy Offers (€)	
1	€10	100	-	€1,000	€60
2	€20	100	-	€2,000	€50
3	€30	100	-	€3,000	€40
4	€40	100	-	€4,000	€30
5	€50	100	-	€5,000	€20
6	€60	100	-	€6,000	€10
7	€70	50	20	€3,500	€0
8	€80	-	-	€0	€5
9	€90	-	-	€0	€10
10	€100	-	-	€0	€15
		650	20	€24,500	
Energy Price->				€70 /MWh	

The least-cost dispatch for energy is based on dispatching the plants in increasing order of energy offer price. The highest accepted energy offer is €70/MWh, which sets the market price for energy.

With this dispatch and energy price known, the generators can determine their willingness to provide Secondary Reserves. For the units that were dispatched for energy (Plants 1-7), the offers are based on their opportunity costs, shown in the right-hand column, above. This ranges from €60/MWh (Plant 1), to €0/MWh for Plant 7, which was the marginal unit for energy.

For Plants 8-10, however, there is no opportunity cost since they were not dispatched for energy at all. To provide reserves, however, they would first need to turn on the plants and operate at their minimum operating level. In this example, the minimum output of each plant is 10 MW. Therefore, for Plant 8 to provide 20 MW of Secondary Reserves, it would need to incur a cost of 10 MW x €80/MWh = €800. It would receive the market price for energy, implying a revenue of 10 MW x €70/MWh = €700. The €100 shortfall equates to €5/MW of Secondary Reserves. In other words, for offline plants, the offers for Secondary Reserves would be expected to reflect the cost of operating at its minimum level of output (net of any energy market revenue), levelized over the quantity of reserves it would provide.

Determining dispatch of Secondary Reserves proceeds as follows. First, it is recognized that Plant 7 is already providing 20 MW of Secondary Reserves. The next lowest Secondary Reserves offer is from Plant 8 (€5/MW), so it is dispatched for 10 MW of energy, allowing it to provide the full 20 MW of Secondary Reserves. The 10 MW of additional energy, however, must be balanced by a reduction in output from another plant. It is most rational to reduce the output of the plant with the highest energy cost: Plant 7 (€70/MWh), from 50 MW down to 40 MW. The total Secondary Reserves procured after this step is 40 MW.

The next lowest offer for Secondary Reserves is a tie: both Plant 9 (offline) and Plant 6 have submitted offers of €10/MW. For this example, we will first accept the offer from the offline Plant 9. It is dispatched for 10 MW of energy, permitting it to provide 20 MW of reserves. The additional output is balanced by a 10 MW reduction from the plant with the

highest energy offer that is able to reduce its output. In this case that is Plant 7, whose output is reduced from 40 MW to 30 MW. The total Secondary Reserves procured after this step is 60 MW.

The next lowest offer for Secondary Reserves is from Plant 6 (€10/MW). Its output is reduced from 100 MW to 95 MW, creating room to offer 5 MW of reserves. The reduced output is balanced by additional output from the plant with the lowest energy offer that is able to increase its output. In this case, that is Plant 7, whose output is increased from 30 MW to 35 MW. The total Secondary Reserves procured after this step is 65 MW, satisfying the reserve requirement. The price for Secondary Reserves, determined by the highest accepted offer, is €10/MW. The final dispatch is shown below:

Plant	Energy Offer (€/MWh)	Sec. Res. Offer (€/MW-h)	Secondary Reserve Dispatch			
			Output (MW)	Reserves (MW)	Cost of Accepted A/S Offers (€)	Cost of Accepted Energy Offers (€)
1	€10	€60	100	-	€0	€1,000
2	€20	€50	100	-	€0	€2,000
3	€30	€40	100	-	€0	€3,000
4	€40	€30	100	-	€0	€4,000
5	€50	€20	100	-	€0	€5,000
6	€60	€10	95	5	€50	€5,700
7	€70	€0	35	20	€0	€2,450
8	€80	€5	10	20	€100	€800
9	€90	€10	10	20	€200	€900
10	€100	€15	-	-	€0	€0
			650	65	€350	€24,850

APPENDIX C: THE STRANDED COST RECOVERY MECHANISM (CMEC)

The PPA is soon to be abolished in Portugal to facilitate the introduction of a wider wholesale market to be integrated with the Spanish market in the context of MIBEL. The PPA will be replaced by a stranded cost recovery mechanism, known as the *Custo para a Manutenção do Equilíbrio Contratual* ("CMEC").

The CMEC will be paid to those plants currently contracted by REN that decide to terminate their PPA and participate in the liberalised wholesale market. The CMEC are designed to ensure that these plants will be able to earn the same level of profits in the market as they would have obtained under the PPA. The CMEC will therefore insulate generators from any variations in the wholesale market price. This feature of the CMEC implies that even after the removal of the PPA these plants will not face incentives to increase the market price (since a higher price will lead to a lower CMEC payment). Moreover the CMEC also include a "revisibility" mechanism that actually penalises *any* strategic behaviour, and implies that generators are insulated from fluctuations in the wholesale price *only if* they behave competitively in the market.

The formulae determining the CMEC payment are set out in Decree-Law 240/2004 of December 27 2004. This Decree contains two formulae to determine monthly CMEC compensation payments to each generator, payable in addition to the profits earned by these plants in the wholesale market:

A **fixed compensation** formula, establishing a constant stream of payments to the plant for the remaining duration of the PPA, under a given assumption of the level of market profits earned until the end of the contracts (see Annex I of the decree, Article 1).

The fixed compensation formula can be expressed as a fixed annualised payment (defined below as π^F) that is given by the difference between expected profits under the PPA (π^{PPA}) and a given value of expected market profits, based on an initial estimate of quantities and prices ($\pi_{\bar{q}, \bar{p}}$). That is:

$$\pi^F = \pi^{PPA} - \pi_{\bar{q}, \bar{p}} \quad (1)$$

A **revisibility** formula, determining a payment that adjusts for the differences between the energy market profits assumed in the fixed compensation formula, and a 'notional' level of market profits. The notional level of profits from the market is based on *actual* market prices and *simulated* output levels (see Annex I of the decree, Article 4). The simulated output levels are estimates made using Valoragua, a dispatch model owned by REN that simulates competitive outcomes in the Portuguese market (for given levels of demand, hydroelectric conditions, and Spanish wholesale prices).¹⁴

This revisibility formula basically computes the payments to be returned by (or paid to) the producers in each year of operation of the CMEC using a 'notional' level of profits from the market, based on actual market prices (p) and *competitive* outputs (q_c). The latter are computed by REN's dispatch model Valoragua. The "revisibility" payment is designed to compensate the producer for any shortfalls between estimated market profits in the fixed

14

We assume throughout this report that Valoragua will accurately simulate competitive outcomes in the market.

compensation formula and actual market profits, assuming the producer is behaving competitively. The “revisibility” payment π^R can therefore be simplified as:

$$\pi^R = \pi_{\bar{q}, \bar{p}} - \pi_{q_c, p} - k \quad (2)$$

where $\pi_{q_c, p}$ refers to ‘notional’ market profits (using competitive outputs and actual market prices); and k refers to other market payments (including ancillary service revenues and capacity payments).

The combined effect of the two CMEC formulae on a generator can be expressed as the following single formula, determining total profits for a producer under the CMEC (denoted as π^{CMEC}):

$$\pi^{CMEC} = \pi^{PPA} - (\pi_{q_c, p} - \pi_{q, p}) - k \quad (3)$$

This formula shows that the profits gained by a producer under the CMEC equal the profits that would have been earned under the PPA (denoted as π^{PPA}), *minus* the difference between the ‘notional’ level of market profits earned by producing “competitive” quantities at the prevailing market price (denoted $\pi_{q_c, p}$, where q_c represents the competitive quantity simulated using Valoragua) and *actual* energy market profits ($\pi_{q, p}$).

In cases where the producer behaves competitively so that the simulated and actual quantities coincide (implying that $\pi_{q_c, p} = \pi_{q, p}$), the second two terms in equation (1) cancel out, and the profits earned under the CMEC are the same as the revenues from the PPA (so that the producer is perfectly insulated from any variations in the market price). In case of deviations from competitive behaviours, producers are penalised, since the payment under the expression in (3) is lower.¹⁵

In the presence of explicit ancillary service revenues ($k > 0$), then the generator will receive a payment from the CMEC and from the energy market which would be lower than that realised under the PPA, with the shortfall being made up by the explicit ancillary service payment. If there are no ancillary service payments ($k = 0$), then the generator under the CMECs is not worse off, since the corresponding payment under the CMEC is higher, and equal to the expected profit flow under the PPA.

¹⁵ This effect is due to the fact that the notional level of market profits used in the CMEC formulae is always *higher* than actual market profits, if the quantity produced does not equal the competitive level. As equation (3) shows, this implies a net loss relative to the profits earned under the PPA in the case of strategic conduct.



INTERNATIONAL

Prepared For:

Energias de Portugal S.A.
Praças Marguês de Pombal, 12
1250-162 Lisbon, Portugal

Pricing of Ancillary Services in the Portuguese Market

Prepared By:

K. Wellenius and G. Federico
CRA International
5 Upper St Martin's Lane
London WC2H 9EA

Date: 28 March 2007

TABLE OF CONTENTS

1. INTRODUCTION.....	1
2. ANCILLARY SERVICES CONCEPTS AND PRACTICE	2
2.1. PRICING PRINCIPLES FOR ANCILLARY SERVICES	2
2.2. EFFICIENT PRICING AND INVESTMENT	4
2.3. ANCILLARY SERVICES MARKET DESIGN.....	4
2.3.1. Opportunity costs of ancillary services	5
2.3.2. Integration of markets.....	5
3. AN INTERIM MECHANISM FOR PORTUGAL	6
3.1. THE CURRENT SYSTEM FOR ANCILLARY SERVICE PROVISION IN PORTUGAL.....	6
3.2. CONSTRAINTS ON THE DESIGN OF AN ANCILLARY SERVICES MARKET IN PORTUGAL	7
3.3. PROPOSED INTERIM DESIGN FOR ANCILLARY SERVICES IN PORTUGAL	8
3.3.1. Adopt Product Definitions from Spanish Market Definition	8
3.3.2. Bid-Based Auction for Ancillary Services in Portugal	10
3.3.3. Constraining Portuguese Auction Prices	11
3.3.4. Generator compensation above the price cap.....	12
3.4. NEED TO REVISIT THE “REVISIBILITY” MECHANISM	14
APPENDIX A: PRICING CONCEPTS.....	16
APPENDIX B: EXAMPLE OF SECONDARY RESERVES MARKET OPERATIONS.....	19
APPENDIX C: THE STRANDED COST RECOVERY MECHANISM (CMEC)	21

Executive Summary

Electric power systems must balance the consumption and production of electricity on an instantaneous basis. Every change in load must be mirrored by a change in generation, requiring a very detailed level of market operations. Wholesale electricity markets do not achieve this level of detail, however, as they generally specify operating levels on an hourly basis. System disturbances require response on a much shorter timeframe: typically on the order of seconds for the initial response to a several minutes as fast-acting resources are restored to their pre-disruption state by bringing online slower-responding units.

System operators therefore are required to maintain available a set of generating units on reserve. These units must have the technical ability and the necessary communication infrastructure in place to respond quickly to dispatch instructions. Even though reserves generally are not actually needed to respond to events, their mere presence and readiness to respond provides valuable reliability-enhancing service to the grid.

At present Portugal lacks a mechanism for pricing such reserves, sometimes called “ancillary services.” This presents several problems, including failure to compensate generators for this service, lack of compatibility with the neighbouring electricity market in Spain, and failure to provide an appropriate price signal to potential investors about the value of new generation in Portugal.

In this paper we review the standard approaches to designing markets for ancillary services in other jurisdictions. The need to promote efficient choices between the mutually exclusive products of energy and reserve capacity are addressed, and some of the major design elements are discussed.

Any market for ancillary services in Portugal must, however, satisfy two overriding challenges. First, the timeframe for implementation is exceedingly short. As such, nothing but the simplest structure will be feasible for initial implementation. Second, the significant market position of EDP means that any market mechanism will likely need to be implemented together with price restrictions. We therefore also provide a discussion of potential mechanisms to constrain reserves prices in Portugal by reference to the verified operating costs of the regulated EDP units and by reference to prices for the same reserves products in Spain.

Finally, we propose a mechanism for pricing and dispatch of Secondary Reserves and Tertiary Energy for Portugal. This mechanism provides for a market-based auction to determine prices, up to a “soft price cap” set with reference to the Spanish prices for each product. Accepted offers above the soft price caps are subject to compensation limits, and are compensated on a “pay as bid” basis rather than setting the price for all accepted offers.

Once implemented, oversight must be exercised to monitor whether the limits on market pricing as well as the soft price cap compensation rules are working adequately to achieve the dual objectives of (a) signalling the value of ancillary services in Portugal; and (b) preventing uncompetitive outcomes. Additionally, it will be necessary to integrate the new market pricing of ancillary services with existing mechanisms of stranded cost recovery.

1. INTRODUCTION

CRA International has been asked by Energias de Portugal (EDP) to examine the options for ancillary services pricing in Portugal. This paper summarizes our preliminary conclusions and proposes an interim mechanism for use in Portugal.

1.1. IMPORTANCE OF THE PROBLEM

Portugal is unusual in that it currently has no pricing or compensation mechanism for ancillary services. This creates several problems, including:

- New entrant generators (and any others not covered by CMECs) will receive no payments for providing these services, which normally provide an important revenue stream. In Portugal, the situation is especially acute as no payments will be made to new generators in the country, while neighbouring Spain – which will have similar energy prices in many hours – makes a substantial set of payments as discussed below. This creates an incentive for new generators to locate in Spain instead of Portugal, even though Portugal is expected to need new generation first;
- An explicit ancillary services mechanism provides a means in which the most cost effective plants (from an economic perspective) will be used to provide needed reserves, lowering total system costs. For example, we understand that high cost oil-fired units are used in Portugal in some hours to provide reserves. Under a new system, more efficient suppliers might be selected, which would lower the total cost of supplying electricity in Portugal; and
- Finally, having these prices creates the incentive for generators to provide these needed reserves correctly. Without such a mechanism, only a completely centralized approach can be used to schedule production and reserves as generators will otherwise have incentives to deviate from their assigned schedule. A good ancillary services market design will help correct this problem.

As Portugal and Spain work together to create a fully integrated Iberian power market, there will eventually be a need to develop an improved Iberia-wide solution to ancillary services pricing. Until then, this paper develops an interim solution for ancillary services pricing in Portugal, which is presented in Section 3.

1.2. PRICING FOR ANCILLARY SERVICES IN EUROPEAN MARKETS

Most European markets, recognizing the importance of these services to system reliability and investment have explicit ancillary services prices or contractual mechanisms. For example:

- **Spain:** The Spanish market pays generators for providing secondary and tertiary reserves, as described in more detail in Section 3.1 below;
- **France:** In France, the network operator RTE enters into contracts with generators to provide ancillary services at prices set by the regulator;

- **Italy:** Ancillary services pricing in Italy is market-based, based on bids to the day-head market;
- **Germany:** The four major German transmission operators (E.ON, Vattenfall, EnBW and RWE) formed a combined tender process for ancillary services in 2001. Services are provided by competitive bid;
- **Ireland:** Service payments are made by the respective transmission system operators (TSOs) in both Northern Ireland and the Republic of Ireland to participating and certified generators. The prices for these services are set by the TSO. New pricing rules will come into force with the All-Island Single Electricity Market.

1.3. ORGANISATION OF THE REPORT

The remainder of this report is organized in three main sections, plus several appendices. Section 2 discusses the economic concepts of ancillary services pricing, while Section 3 describes the proposed interim mechanism for Portugal. The final main section presents our conclusions.

There are also three appendices, which give additional information on the problem. Appendix A contains a detailed example of ancillary services pricing, while Appendix B described pricing of secondary reserves. The final appendix provides a brief description of the CMEC stranded cost recovery mechanism proposed in Portugal.

2. ANCILLARY SERVICES CONCEPTS AND PRACTICE

2.1. PRICING PRINCIPLES FOR ANCILLARY SERVICES

Electric power systems must balance the consumption and production of electricity on an instantaneous basis. Every change in load must be mirrored by a change in generation, requiring a very detailed level of market operations. Wholesale electricity markets do not achieve this level of detail, however. For example, most wholesale energy markets – including Spain's - determine prices and quantities for an hour at a time. Additional mechanisms are required to achieve the finer adjustments necessary to balance the system on a second-to-second basis.

In addition to the need to fine-tune system production to follow system demand, the system operator must be able to recover from unexpected events, such as the failure of a generator or a transmission line. Such events can require a very significant re-dispatch of the system, which must occur quickly to prevent loss of service.

In order for the system operator to maintain the ability to operate the grid reliably, it requires what are often called “ancillary services” or “system services.” The Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE)¹ has defined these to include Secondary Reserves and Tertiary Reserves, referring to capacity that is “on standby” and ready to respond on short notice. The different levels (primary, secondary, and tertiary) of reserves refer to how fast the reserves can respond, and for how long the response can be sustained.

¹ UCTE is also referred to in Spanish regulations as “UCPTE,” from its Spanish language acronym.

To maintain appropriate levels of ancillary services, at least three requirements must be met:

- there must be sufficient generation with the technical capability to increase or reduce output quickly;
- flexible generators must have the proper economic incentive to “reserve” capacity in case it is needed; and
- generators providing reserves must have the proper economic incentive to produce electricity when needed by the system operator.

The first requirement is that there must be sufficient generation capacity that is technically capable of responding to very short notice instructions. Different types of generating technology have different degrees of flexibility. For example, a hydroelectric power plant is generally very flexible, with an ability to change its output both very quickly, and by a very large amount. A coal power plant, conversely, is generally much slower to increase or reduce its output.

The second requirement is that generators must have the correct economic incentives to “reserve” a portion of their capacity in case it is needed. For example, a 100 MW power plant that is producing 100 MW of output is unable to increase its production any more. It would not be able to help the system operator meet additional demand or replace the output of another generator that unexpectedly failed. If that same power plant produced only 90 MW, however, then it would be providing 10 MW of reserves that could be used if needed.

Reducing energy output, however, comes at a cost to the generator. This is called the opportunity cost, and recognizes the value of an activity that is foregone in order to do something else. In this case, the sale of energy is foregone in order for the generator to provide reserves. The opportunity cost depends on two factors: the price that the generator would have received for its sale of energy, and the cost the generator would have incurred in order to make the sale. The difference between the two is equal to the profit the generator *would have made* by selling energy. For example, if the market price of energy is €50/MWh and the generator’s variable operating cost is €35/MWh, then its profit from the sale of energy is €15/MWh. Every MWh that the generator does not produce is an economic loss of €15.

A rational generator would not reserve the capacity unless it was compensated for its opportunity cost of the lost energy sales. If there is no compensation for providing reserves, then generators will logically resist providing them, as they would always be better off producing (and being paid) for energy. Even if market rules require generators to provide reserves, or impose penalties for not doing so, there will always be an incentive to *not* provide reserves. Experience shows that it is better to create incentives for market participants to provide the needed services rather than attempt to require them to act against their own interest.

The third requirement is for economic incentives for the reserve capacity to produce energy if needed. As before, generators cannot be expected to act against their self interest. Hence, there must be appropriate compensation if reserves are called upon – “activated” – to provide electricity. A generator with a variable operating cost of €45/MWh, for example, will incur a loss if it is paid only €30/MWh for electricity it produces. In this case, it is necessary to ensure that the price paid for energy from activated reserves is at least €45/MWh in order to ensure compliance with the dispatch instructions of the system operator.

These principles are discussed in an extended example in Appendix A.

2.2. EFFICIENT PRICING AND INVESTMENT

The ability of plants to increase output on short notice helps protect the system against unexpected changes in load, generation, or transmission. It makes the system more reliable, reducing the probability of being unable to serve load. This increased reliability is of self-evident value to consumers, and yet, in the absence of a market for reserves, generators do not benefit from the value they provide to the system.

The introduction of a market for reserves has at least two important results. First, it provides an economic incentive for plants to be available and to provide reserves. Without reserves payments, some plants would remain off and the system would not meet the minimum standards for reliability. Second, plants providing reserves earn a profit from providing a valuable service to the system. This increased profit increases the overall return on the investment to the owners of plants, increasing the incentive to keep these plants in operation. Additionally, investors considering building a new power plant or expanding an existing one will have a stronger financial incentive to do so. It is axiomatic that socially valuable services that are not compensated will suffer from insufficient investment, to the detriment of all.

2.3. ANCILLARY SERVICES MARKET DESIGN

In an idealized world, neither reserves nor explicit pricing of ancillary services would be necessary. For example, if prices for energy were determined – and settled – on a near-instantaneous basis, an unexpected outage would suddenly increase the need for additional generation. This would sharply increase the energy price, which would be determined by a limited number of units that are actually capable of increasing output quickly. This high price would decline as slower-responding but lower-cost generation increases its output, displacing the more expensive resources that responded first. After a period of time, prices would be expected to return close to the level prior to the disturbance.² The temporary high prices would create an incentive for generators to incur the cost of maintaining a readiness to respond to very short-term needs for electricity.

At least three factors prevent this idealized outcome in practice. First, energy markets do not settle in continuous, infinitesimally small time intervals; hourly settlement is very common. Even the short settlement intervals seen in a few markets (e.g., PJM uses 5-minute settlement) are still too long to capture the cost of a response to a disturbance. Second, as a policy matter, most power systems are required to operate under established reliability standards that specify the type and quantity of reserves that must be maintained, rather than leaving reliability decisions up to the market. Electricity markets function primarily as a way to obtain the required services (energy and reserves) in a least-cost manner, rather than using them to determine the need for these services in the first place. Third, given that the cost of making generators available to respond to very short-term needs must be recovered during infrequent and very short periods, energy prices following a disturbance would need to reach extremely high levels to offer an incentive sufficient to attract the desired levels of reserves. Permitting such high prices requires a framework for distinguishing “legitimate” high prices from those resulting from strategic behaviour. An effective framework for making these distinctions has not yet been developed. For these reasons, among others, explicit market mechanisms have evolved

² The post-disturbance prices will reflect the loss of the generating resource(s) that suffered the unexpected outage, and hence will likely reflect the somewhat increased cost of the replacement resources.

so that the system operator can obtain and pay for the range of ancillary services required to satisfy applicable reliability standards.

2.3.1. Opportunity costs of ancillary services

Generally speaking, markets for ancillary services recognize that the cost of providing reserves is driven by the lost profits from being unable to sell energy. This opportunity cost increases with the market price of energy, and increases for plants with lower operating costs. Market designs vary with regard to how each generator's operating cost is considered in determining prices for reserves. In some designs, the opportunity cost is calculated by the market operator based on actual energy prices and the energy offer prices of each generator (as a proxy for the variable operating cost of each generator). In other market designs, generators submit offers to provide reserves separately from offers to provide energy. If the offers to provide reserves are to reflect the expected opportunity cost from the energy market, it is up to the generators to do so.

The advantage of the first model, in which energy offers are used to calculate opportunity costs explicitly, is that it calculates *actual* opportunity costs instead of relying on generators to submit bids that reflect *expected* opportunity costs. Expected opportunity costs require an expectation of energy prices. If energy prices are highly unpredictable, or if some market participants have greater information than others, then the expectations – and offers for reserves – may not be efficient.

A significant disadvantage of using only energy offers to calculate reserve prices is that it requires the submission of energy bids even by generators with no interest in selling energy into the spot market. In markets in which all unit commitment and dispatched is determined by the market operator, this may not be a problem. In energy markets that are intended to be balancing markets for relatively small volumes, however, the majority of generators will not submit offers for energy.³ For such generators, a market design utilizing explicit offers for ancillary services represents a more direct way of participating in the desired market.

2.3.2. Integration of markets

A second major design consideration is whether the reserves markets will clear simultaneously with the energy market, or if it will clear after the energy market has closed. A simultaneous market has several advantages. First, generators are not required to choose, *a priori*, between offering energy and offering reserves. Rationally, a generator will prefer to participate in the market offering the greatest profit. A generator accepted to sell energy, however, will not be able to provide reserves, even if it turns out, after the fact, that this would have been the better choice. Second, there are often operational requirements that make the ability of a generator to provide reserves conditional on its provision of energy. For example, a combined cycle gas turbine (CCGT) usually cannot operate below 40 percent of its maximum capacity. A CCGT must be operating to provide reserves, since it can increase its output much faster if it is already generating than if it has to turn on. In systems with significant thermal generation capacity, reserves are generally provided by many units providing a small amount of reserves rather than by a few units providing a large amount of reserves. If many units are providing both energy

³ In a low-volume balancing spot market, commitment decisions will generally be made by the generators themselves. Low cost plants will generate to meet their forward energy obligations, while higher-cost plants may participate in the market to determine if they are economical to operate. Consequently, the market will have energy offers only from self-committed units that are expected to be near the marginal cost of the system.

and reserves, a simultaneous clearing of energy and reserves markets provides the best chance of developing a least-cost strategy.

Finally, it should be noted that most systems require different classes of reserves with different response times. Hence a market for ancillary services will generally consist of several products. Some markets experienced the unusual result that prices for slower-response reserves were actually higher than for faster-response reserves. This was resolved by allowing faster-responding units to satisfy the need for the slower-responding classes of reserves. This partial substitutability should also be considered in the design of ancillary services markets.

3. AN INTERIM MECHANISM FOR PORTUGAL

Portugal does not currently have a market for ancillary services. This creates problems of a lack of price transparency, economic inefficiency, and misalignment of market design with Spain. There are significant impediments to developing a full ancillary services market in Portugal, however, including an accelerated timeframe and the large market position of EDP. We therefore propose and develop a hybrid market design employing an auction in which Portuguese generators compete to offer ancillary services, but limited by reference prices based on the Spanish markets. We believe this is a practical and reasonable interim mechanism, which we expect to be replaced as market integration with Spain increases. While imperfect, it represents a considerable improvement over having no explicit market for ancillary services at all.

3.1. THE CURRENT SYSTEM FOR ANCILLARY SERVICE PROVISION IN PORTUGAL

Portugal does not currently have a market for ancillary services. The system operator, REN, effectively procures ancillary services from generation plants currently under long-term PPAs, which include most of the country's capacity. The PPAs are due to be converted into stranded-cost recovery contracts shortly (CMEC) in concurrence with the introduction of MIBEL. While the decree setting up the CMECs considers the possibility of an explicit ancillary service payment, in practice no explicit mechanism has been developed to date.⁴

Our understanding is that, after the CMECs are introduced, REN would continue to procure ancillary services, but only from CMEC plants, and would not compensate them directly. The compensation would be indirect, using the stranded cost mechanism under the CMECs. The CMEC include a "revisibility" payment which is designed to compensate plants for any shortfall between the expected profits under the current PPAs, and market revenues (which may include ancillary service revenues).

The expected profits under the PPA effectively include an implicit payment for the provision of ancillary services (since REN has procured the services from plants under the PPAs to date). In the future, in the absence of an explicit market payment for ancillary services in Portugal, market revenues for CMEC plants would be *lower* than in a system with ancillary service payments. The lower market revenues would require revisibility payments to be *higher* to make CMEC plants financially whole. The market never sees a

⁴ See Appendix C for a description of the CMEC. More details on the CMEC can be found in a separate CRA paper ("The Competitive Effects of Acquisitions of Wind Power by EDP in Portugal", July 2005) available at www.autoridadedaconcorrenca.pt

transparent price for ancillary services, as the cost of providing them is obscured within the stranded cost payments.

This indirect system of paying for ancillary services under the CMCEs poses at least three important problems for the future.

First, it fails to provide transparent compensation to generators providing a service of undeniable value to customers: ensuring system reliability. This is not only inequitable, it also fails to signal the full value of investment in new generation in Portugal (which would be outside the CMEC), potentially making such investment less attractive than it should be.

Second, there is no framework for making cost-effective decisions about which units should provide reserves. A system where only plants under the CMECs are utilised to provide ancillary services will not ensure productive efficiency. Providing ancillary services at lowest cost requires permitting REN to select *any* generator to provide ancillary services, not just those under a CMEC.

Consider a simplified example in which plants 1-4 are CMEC plants, plant 5 is a non-CMEC plant, and plants 6-9 are also CMEC plants. If a total of eight plants are needed to maintain reliable operation, the lowest-cost way to achieve this is to use plants 1-8, which includes plant 5. However, if the system operator does not use plant 5 (because it is not under the CMEC arrangement), then it will need to use the more expensive plant 9, instead. The obvious result is that the selection of plants to provide Ancillary Services is not as efficient as possible, resulting in potentially higher costs for consumers.

Third, the lack of a market for ancillary services presents a misalignment between the emerging Portuguese electricity markets and that of Spain. Such alignment would be desirable as the two systems work toward developing an integrated Iberian electricity market. Physical integration – which already exists to a large degree – makes both demand and generation partly substitutable between the two grids. To the extent that the markets provide artificially different price signals, inefficient investment choices may result.

3.2. CONSTRAINTS ON THE DESIGN OF AN ANCILLARY SERVICES MARKET IN PORTUGAL

While developing an ancillary services market for Portugal would seem to be a logical step in the context of the introduction of CMECs and MIBEL, there are impediments to this, as well.

First, if such a market is to be introduced, it must be ready for implementation by July 2007, when MIBEL is scheduled to be introduced. This is an exceedingly compressed timetable, which can only be satisfied with a very simplified design. Not only must the software systems needed to administer the market be very simple, the concepts must also be sufficiently clear that the proposal can be embraced and accepted by policymakers and stakeholders.

A second important complication is the market size of EDP. The presence of a large participant in the generation market reduces the potential for competitive interaction between multiple firms and alternative providers of ancillary services in Portugal. An ancillary services market would need to be accompanied by regulatory provisions to ensure the competitiveness of the outcomes, as well as to lend public confidence that prices were fair. As such, the resulting prices would need to be constrained using regulatory measures, and would not be able to be set entirely on the basis of market mechanisms.

Finally, any ancillary services market design adopted for Portugal is likely to be eclipsed in the medium term by an integrated Iberian market. Integration with a broader market will significantly reduce concerns of market influence, addressing the second concern highlighted above. Additionally, the longer development time as well as the growing experience across Europe with electricity markets will undoubtedly lead to a more refined market design.

For these reasons, it is appropriate to consider a simplified interim ancillary services market for Portugal based on a combination of offers from Portuguese generators as well as price controls set in reference to prices in other markets, such as Spain, and verifiable operating costs. This is described below.

3.3. PROPOSED INTERIM DESIGN FOR ANCILLARY SERVICES IN PORTUGAL

A practical approach to introducing pricing of ancillary services in Portugal consists of a bid-based market permitted to determine prices within a defined range. It is necessary to limit the range of pricing outcomes to limit the potential for uncompetitive results. We propose to use the corresponding prices for the same ancillary services in Spain as a trigger point for regulatory oversight of prices. Given the transmission interconnection with Spain as well as a broadly similar mix of marginal generation technology, Spanish market outcomes present a reasonable and practical set of reference prices for Portugal.

Our interim proposal consists of four components:

1. Adopt the product definitions from the Spanish markets.
2. Develop a bid-based auction for Portuguese generators to offer to provide ancillary services.
3. Use Spanish ancillary services prices to limit the prices resulting from the Portuguese ancillary services auctions.
4. Develop specific compensation rules that apply when the Spanish market pricing limits are reached.

3.3.1. Adopt Product Definitions from Spanish Market Definition

It is reasonable to consider adopting the “servicios complementarios” product definitions currently used in Spain. Namely, Secondary Reserves (*Banda*), Secondary Energy, and Tertiary Energy. Generally, “reserves” refers to capacity that can be activated within a specified notice period. When activated, these reserves produce energy, which may or may not be compensated at the same price that is established in the energy spot market. In Spain, Secondary Reserves are defined as the additional output that can be dispatched with a response time of 100 seconds.⁵ If dispatched, the new output level must be sustained until the dispatched Secondary Reserves can be replaced by the dispatch of Tertiary Reserves, which have a specified maximum response time of 15 minutes.⁶ Secondary Energy (that is, energy dispatched from Secondary Reserves) is compensated at the same price as Tertiary Energy. In Spain, there is no explicit compensation for Tertiary Reserves, but all units not dispatched in the energy spot market and not

⁵ See Procedimiento de Operación 7.2., Anexo II Section 2.1.1.

⁶ See P.O. 7.3, Section 3.2.

providing Secondary Reserves must submit offers to provide Tertiary Energy. In effect, the compensation for providing Tertiary Reserves comes from the price paid for energy if dispatched.

These are not the only possible product definitions. For example, there could be an explicit market for Tertiary Reserves. Additionally, there is no reason why energy dispatched from Secondary Reserves must be paid the same price as energy dispatched from Tertiary Reserves. It is possible, and perhaps even likely, that the Spanish ancillary services market design will change. Indeed, a recent white paper has evaluated the Spanish markets for ancillary services and made specific proposals for improvement.⁷ However, given the compressed timetable and the stated desire for comparability with Spanish markets, it is advisable to accept these products “as is” and work to improve them over time.

The use of Spanish market prices to inform the appropriateness of prices in Portugal, discussed below, will be greatly facilitated by adopting comparable product definitions. Indeed, adopting different product definitions would likely undermine the applicability of Spanish prices to a Portuguese market design.

Summary of 2005 Spanish Market Results

In 2005, Spain required an average of 702 MW of incremental Secondary Reserves (*Banda a subir*), which corresponds to approximately 3% of its average electrical load.⁸ These reserves were dispatched for 1,081 GWh, representing a utilization factor of 17.5%. Additionally, Spain required an average of 505 MW of decremental Secondary Reserves (*Banda a bajar*), which was dispatched to repurchase 906 GWh of energy.

The average price for *Banda* in 2005 was €31.14/MW per hour, implying total annual payments for *Banda a subir* of €191 million, plus €138 million for *Banda a bajar*. When dispatched, the price for energy from Secondary Reserves was €65.12/MWh, implying total annual payments for incremental Secondary Energy of €70 million. This is partially offset by the fact that decremental Secondary Reserves were activated to repurchase 906 GWh of energy, at an average repurchase price of €39.03/MWh, for a total repurchase of €35 million.

Tertiary Reserves were activated to produce 2,394 GWh of energy, at an average price of €78.70/MWh, or a total payment of €188 million. Tertiary Reserves also were activated to repurchase 1,817 GWh of energy at an average price of €30.44/MWh, or a total repurchase cost of €55 million.

Overall, payments for *Banda* (incremental and decremental) accounted for 2.2% of the total wholesale cost of energy, while energy dispatch and repurchase from Secondary and Tertiary Reserves accounted for approximately 1%.⁹

⁷ See Pérez-Arriaga, Jose Ignacio, “Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España.” 30 June 2005.

⁸ See Red Eléctrica de España (REE) “El Sistema Eléctrico Español,” 2005, p. 54. Average electrical load calculated as total energy consumed (p. 50) divided by 8,760 hours.

⁹ *Id.* p. 48.

3.3.2. Bid-Based Auction for Ancillary Services in Portugal

The starting point for determining market-based prices for ancillary services in Portugal is to develop an auction framework through which technically qualified generators can submit offers to provide the needed ancillary services. This can be achieved by administering a market process similar to the one for the spot energy market. Generators would submit offers to provide Secondary Reserves (“Banda”) as well as Tertiary Energy, specifying the quantity they are willing to provide, and the price. A Portuguese auction for ancillary services will permit technically-qualified generating plants to compete to provide the needed product, with the auction prices reflecting the supply and demand conditions specific to Portugal.

Initially, the market for Secondary Reserves may need to be run after the spot energy market has concluded. As soon as practical, however, these markets should be conducted simultaneously to achieve lowest total cost.

Secondary Reserves Market Operations

Note that, in an efficient and competitive market, the offers for Secondary Reserves will reflect the expected opportunity costs in the energy spot market. It will therefore be easier for generators to determine their offers for Secondary Reserves if the energy spot prices are already known. Where energy spot prices are determined on a day-ahead basis, it should be possible to achieve this sequential market operation.

Starting from the results of the energy spot market, the output of available plants is adjusted in order to provide Secondary Reserves. This is done based on the merit order of Secondary Reserves bids, as these reflect the payment generators are willing to accept to provide Secondary Reserves rather than energy or, in the case of generators not already online, to start up and produce a minimum level of output in order to provide Secondary Reserves. The change energy output is made up by dispatching additional units based on their energy market bids. In the event of a tie, offers from online units are accepted first. This process continues until the required level of Secondary Reserves has been achieved. The price for Secondary Reserves is determined by the highest accepted offer. The energy market prices, however, do not change as a result of the Secondary Reserve market.

A detailed example of this procedure is described in Appendix B.

Tertiary Reserves Market Operations

Upon conclusion of the Secondary Reserves market, generators submit offers for Tertiary Energy. These offers must reflect capacity that is neither committed for energy or for Secondary reserves. As in Spain, generators may be obliged to offer any remaining generation capacity into the market for Tertiary Energy.

Since Tertiary Energy is only dispatched during actual operations, it is similar to a real-time market for energy. Payments are not “reservation” payments, as for Secondary Reserves, but only for energy actually dispatched in real time. Offers take the form of €/MWh, and generally should reflect variable operating costs.

It is likely that the required quantity of Tertiary Energy can be met with “leftover” capacity that is not economic in the energy and Secondary Reserves markets. If Tertiary Energy requirements grow substantially, however, it may become necessary for prices to reflect the opportunity cost of avoiding the energy and Secondary Reserves markets in order to make the plants available as Tertiary Energy. Such prices are likely to be very high, as they must also reflect the relatively low probability of actually being dispatched for Tertiary

Energy. For example, if a plant must forego €10/MWh of profit in the energy market in order to make the plant available as Tertiary Energy, and if it is only dispatched with 10% probability, then the prices for Tertiary Energy will need to be €100/MWh *when dispatched* in order to attract this plant.

3.3.3. Constraining Portuguese Auction Prices

Given the market power concerns that would be present in Portugal in a pure market-based ancillary service system, it is appropriate to limit the range of prices that are permitted to be established through the auction mechanism described in the previous section. Specifically, we propose to cap the market prices produced in the Portuguese auction with reference to the corresponding prices in the Spanish markets. If the Portuguese auction yields prices below those in Spain, then Portuguese customers will benefit from the lower prices. Prices in Portugal in excess of the prices for the same products in Spain should be subject to a higher standard of oversight, however.

Reference prices can prove useful when there are strong similarities between markets. Logically, markets with similar fundamentals should produce similar results. The important similarities include:

- similar patterns of demand (e.g. seasonal patterns, load factor, proportion of commercial, industrial and residential load)
- similar marginal production technology
- similar input fuel prices
- similar market rules

Note that it is not important that the total proportions of different generating technologies be similar. In a competitive market, it is the *marginal* production resource, whether for energy or for Secondary Reserves, that determines prices. The cost of infra-marginal generation determines the individual profitability of these plants, but it does not generally affect the market clearing prices.

There are broad similarities between the production mix in Portugal and Spain (e.g. in terms of the percentage of installed capacity accounted for by renewables and CCGT). Their geographic proximity also supports convergence of major fuel input prices. The presence of significant interconnection further ensures that the marginal energy production technology is frequently the same.¹⁰ Spanish market prices therefore provide a reasonable reference point to use in pricing ancillary services in Portugal, and constrain any potential exercise of market power. Specifically, we propose to permit the Portuguese ancillary services auctions to determine prices up to the price level for those same products in Spain. If the Portuguese auctions produce prices above the Spanish market prices, this will be a trigger for price restrictions.

¹⁰ During the course of 2006, the Spanish-Portuguese interconnection was not congested on average (i.e. average utilisation was well below available capacity). During Q4 2006, capacity on the interconnection was congested fewer than 12% of hours.

3.3.4. Generator compensation above the price cap

The use of the Spanish market prices as price caps limits the potential for uncompetitive prices in the Portuguese ancillary services auctions. However, it also prevents compensation to generators that legitimately have a cost that is higher than the price cap.

We therefore propose to use the Spanish ancillary market prices as a “soft price cap.” This means that a generator that submits an offer that exceeds the price cap can still be used to provide ancillary service, but it will not set the market price payable to all other generators. This limits the benefit to a large generator of raising market prices, as the only generator that receives the price above the price cap is the specific generator submitting the high offers.

Payment of a generator's offer price in excess of the soft price cap will be subject to regulatory oversight based on data or estimates of the marginal operating costs of the units making offers above the soft price caps. The compensation limits will be based on the verified operating costs that are already known for EDP's thermal units and on generic operating cost estimates, together with market prices for input fuels, for non-EDP thermal units. Hydro plants are presumed to have zero operating costs if they do not have long-term storage. Hydro plants with long-term storage are presumed to have a marginal operating cost equal to their highest accepted offer in the energy market.

These oversight principles are summarized in the following pricing rules whenever the price in the Portuguese ancillary services auctions exceeds the Spanish price for the same product:

- For thermal generators with a CMEC
 - Payment for Secondary Reserves limited to the difference between the energy price and the verified marginal operating cost for the plant.
 - Payment for Tertiary Energy limited to verified marginal operating cost for the plant.
- For thermal generators without a CMEC
 - Payment for Secondary Reserves limited to the difference between the energy price and the estimated marginal operating cost based on a generic cost formula appropriate to the type of generating plant submitting the offer.
 - Payment for Tertiary Energy limited to estimated marginal operating cost based on a generic cost formula appropriate to the type of generating plant submitting the offer.
- Hydroelectric generators without long-term storage:
 - Payment for Secondary Reserves limited to the price of energy.
 - Payment for Tertiary Energy will not exceed the soft price cap.
- Hydroelectric generators with long-term storage:
 - Payment for Secondary Reserves will equal the difference between the energy price and the hydro unit's highest accepted offer price in the energy market for that period.

- If the hydro unit had no offers accepted in the energy market, payment for Secondary Reserves is limited to the soft price cap.
- Payment for Tertiary Reserves will equal the highest accepted energy market offer from the hydro unit.
 - If no offers were accepted for the unit in the energy market, payment for Tertiary Reserves will equal the average accepted energy market offer from the unit over the last seven (7) days.

The rules for hydroelectric generation are more complex because, unlike a thermal plant, the marginal cost cannot be measured directly. A hydro plant with no storage capability faces a “use it or lose it” decision with respect to the water needed to produce electricity: it is either used for generation, or spilled. The marginal operating costs are therefore minimal. However, plants that lack storage are generally not capable of providing significant quantities of Secondary Reserves. Their output is dictated by the streamflow conditions, and hence they lack the ability to increase their output rapidly.

Hydro plants with significant storage can provide high levels of Secondary Reserves. Estimating their opportunity cost in the energy market, however, is considerably more complicated. To produce energy, a hydro plant with storage must choose between (a) using water to generate electricity now; and (b) conserving it to generate later, when prices might be higher. The value of the water depends significantly on current levels of storage, expectations about future rainfall, expectations about future demand, and expectations about the future cost of other sources of supply. These factors combine to determine the willingness of a storage-capable hydro operator to generate electricity now. This preference is then reflected in the offer price of energy.

If the energy offer is accepted, we propose to consider this as credible evidence of the marginal cost of operating the hydro facility. Consequently, the permitted payment for Secondary Reserves is equal to the difference between the energy market price and the hydro plant’s accepted offer price in the energy market (i.e., its opportunity cost for providing reserves instead of producing energy).

Alternatively, the value of water may be so high that the offers for energy are not accepted in the energy market. In that case, there is no opportunity cost incurred in providing Secondary Reserves. Since providing Secondary Reserves does not require the use of water, it incurs neither a direct cost nor an opportunity cost if the hydro unit was not originally selected in the energy market in the first place. We therefore propose not to permit hydro operators to receive a payment for Secondary Reserves in excess of the soft price cap.

For example, a hydro operator with significant storage may decide that it will generate only if the energy price is at least €50/MWh. If the energy price is, say, €40/MWh, it would prefer to conserve water and wait for more favourable opportunities in the future. The hydro operator can still provide Secondary Reserves, however. Since providing Secondary Reserves requires only the *potential* to generate electricity if needed, and not *actual* generation, then no water is used and there is no cost – direct or opportunity cost – in providing the service. If the hydro operator provides Secondary Reserves, it does face the possibility that it will be dispatched to provide Secondary Energy. If so, its compensation will be equal to the price for Tertiary Energy, as in Spain. The hydro operator would rationally demand a payment for Secondary Reserves equal to the shortfall, if any, between the expected Tertiary Energy price and its own value of water, multiplied by the probability of being required to generate Secondary Energy. In our example, consider that the hydro operator anticipates a Tertiary Energy price of €45/MWh, with a probability of 20% that it will be dispatched for Secondary Energy. The hydro operator would therefore be willing to provide Secondary Reserves if the payment

was at least $0.2 \times (\text{€}50/\text{MWh} - \text{€}45/\text{MWh}) = \text{€}1/\text{MW}$ per hour. In general, we would anticipate that the bids for Secondary Reserves from hydro operators with a water value higher than the Energy price (i.e., generators that are not in merit for the Energy market), will be relatively low due to the absence of significant opportunity costs. Therefore, Secondary Reserves compensation above the soft price cap should not be needed.

Compensation for Tertiary Energy also is based on the highest accepted energy market offer for the hydro unit. Again, this is because accepted offers are considered credible evidence of the marginal operating cost of the unit. It is possible that a hydro unit is required for Tertiary Energy that was not needed for the energy market dispatch. In that case, determining the appropriate credible marginal operating cost is more problematic. We propose to use the average accepted offer over the last seven days as a measure of the marginal operating cost for hydro units. The long-term storage capability should make changes in the value of stored water relatively gradual, so a seven day average should provide a reasonable estimate of the current value of the water.

3.4. NEED TO REVISIT THE “REVISIBILITY” MECHANISM

It is our understanding that, under the CMECs and the associated revisibility mechanism, total “notional” revenues are adjusted based on actual energy output of the specified generators. If a generator is used to provide Secondary Reserves instead of energy, it may appear that the generator produced an insufficient quantity of energy, and therefore would be entitled to less revenue than if it had produced only energy.

A minor modification to the mechanism to determine generator compensation and remuneration under the CMEC framework may be necessary to eliminate such an illogical and incorrect result. For example, adjustments to the “notional” revenues should not be based on actual *physical* production – which reflects adjustments to dispatch for ancillary services – but instead should be based on the energy market results *prior* to adjustments for ancillary services. Additional review and consultation will be necessary to confirm that this modification would have the desirable result. In any event, the CMECs and revisibility mechanism should not interfere with the economically efficient selection of generators to provide ancillary services.

4. CONCLUSIONS

The absence of a transparent pricing mechanism for ancillary services in Portugal has the potential to prevent efficient use of existing generation plants and to depress the returns realized from investment in new generation infrastructure. Neither is a desirable outcome.

A market for ancillary services, fully integrated with energy dispatch, is impractical for Portugal at present, however. First, there is insufficient time to develop and implement a refined design. Second, any market design is likely to be overtaken in the medium term through increased integration with Spain. Finally, there are concerns regarding the competitiveness of such a market given EDP’s size.

For these reasons, we propose a simplified auction mechanism, performed after the conclusion of the energy spot market, and subject to price controls. The auctions for Secondary Reserves and for Tertiary Reserves would be permitted to establish a Portuguese market price for these products up to a “soft price cap” equal to the Spanish market price for these products. Generators may provide ancillary services at a price above the soft cap, but will be compensated on a “pay as bid” basis; the clearing price payable to other generators will not exceed the soft cap. Additionally, compensation

above the price cap will be subject to regulatory oversight and controls, based on technical data and observed market behaviour.

While this does not amount to a developed and competitive market for ancillary services in Portugal, it does provide an initial price signal for the value of the services being provided, while imposing reasonable protections against uncompetitive outcomes. We expect this will serve as an interim mechanism, to be replaced by a more robust and competitive integrated Iberian market. In the meantime, the proposal is an improvement of the present system, in which the cost and value of ancillary services are masked within the complex stranded cost recovery mechanism (CMECs).

APPENDIX A: PRICING CONCEPTS

The objective of creating appropriate price signals is not simply to provide additional income to generators. Price signals create incentives for market participants to behave in specific ways. If prices are efficient, then each generator will adopt the behaviour that yields the highest value to them, and this will be the behaviour that is optimal for the system as a whole.

In the case of electricity markets, efficient prices are those that result in demand being met at lowest total cost.

These two concepts can be illustrated by the following example:

Consider a power system with ten 100 MW power plants. The variable operating cost of Plant 1 is €10/MWh; of Plant 2 is €20/MWh; of Plant 3 is €30/MWh ... etc. through Plant 10, whose variable operating cost is €100/MWh. Each plant has a minimum output of 10 MW. Additionally, each plant can provide reserves of up to 20 MW, as this is the maximum amount by which power output can be increased within a specified short period of time.¹¹

In an hour in which demand is 650 MW, it is obvious that the lowest cost manner of meeting demand is to use Plants 1-6 at full output (100 MW), and Plant 7 at 50 MW output. Any other solution would increase total costs. For example, if Plant 8 were dispatched instead of Plant 2, this would be a waste of resources, since Plant 8 costs €80/MWh to operate compared to Plant 2, which costs only €20/MWh. It would be illogical to use the more expensive Plant 8 when the less expensive Plant 2 was available.

In a market context, the least-cost dispatch of generation plants is achieved by offering a market price of energy of €70/MWh. Plants with a cost below €70/MWh (Plants 1-6) would find it profitable to generate electricity and receive the market price. Conversely, plants with a cost greater than €70/MWh (Plants 8-10) would lose money if they produced electricity, and consequently would not generate. Plant 7 would be indifferent between generating or not, since the market price exactly compensates it for its production cost; it yields neither profit nor loss. Since Plant 7 is indifferent to whether it produces or not, it has no reason to disobey the instruction to produce at only half of its output.¹²

Now consider if reserves equal to 10% of demand (i.e. 65 MW) were required by the system operator for reliable operation. First, we recognize that Plant 7, which is only producing 50MW out of a possible 100MW, is effectively already providing the full 20 MW of reserves it is capable of providing. If the plant were more flexible, it could provide up to 50 MW of reserves (the difference between its maximum and actual output), but technical parameters limit the reserves it provides to 20 MW. Second, we recognize that Plant 7 faces no opportunity cost in providing these reserves. It is not giving up any profit by generating less than its full output, since the energy price only covers its operating cost.

¹¹ Generating units generally specify a "ramp rate," referring to how quickly the output of the unit can be changed. Typically, nuclear and coal-burning units are less flexible, and can provide minimal quantities of reserves, if any. Combustion turbines and hydroelectric plants, on the other hand, are considerably more flexible and can provide large quantities of reserves. This example deals only with the need for reserves capable of increasing output.

¹² In practice, plants face different operating costs for different levels of output. Hence, the market price would determine not only *if* plants generate, but also *how much* they generate.

While Plant 7 provides 20 MW or reserves at no cost, an additional 45 MW of reserves is still required. This can either be provided by (a) reducing the output of plants already dispatched, thus creating more “room” to provide reserves; or (b) by turning on additional units, or both. The table below shows three possible solutions that meet energy demand of 650 MW and provide at least the 65 MW of required reserves, as well as the total production cost under each solution. It can be seen that Solution 2 is the least-cost alternative, using a combination of dispatching additional plants at their minimum levels of 10 MW and reducing the output of less expensive plants.

Table 1 : Example

Plant	\$/MWh	Solution 1			Solution 2			Solution 3		
		Energy	Reserves	Cost	Energy	Reserves	Cost	Energy	Reserves	Cost
1	10	100	-	\$1,000	100	-	\$1,000	100	-	\$1,000
2	20	100	-	\$2,000	100	-	\$2,000	100	-	\$2,000
3	30	100	-	\$3,000	100	-	\$3,000	100	-	\$3,000
4	40	100	-	\$4,000	100	-	\$4,000	100	-	\$4,000
5	50	100	-	\$5,000	100	-	\$5,000	95	5	\$4,750
6	60	100	-	\$6,000	95	5	\$5,700	80	20	\$4,800
7	70	20	20	\$1,400	35	20	\$2,450	65	20	\$4,550
8	80	10	20	\$800	10	20	\$800	10	20	\$800
9	90	10	20	\$900	10	20	\$900	-	-	-
10	100	10	20	\$1,000	-	-	-	-	-	-
		650	80	\$25,100	650	65	\$24,850	650	65	\$24,900

Having found the least-cost solution to the problem, the market prices for energy and reserves need to be determined. It can be seen that 1 MW of additional demand would be met by increasing the output of Plant 7 from 35 MW to 36 MW. Plant 6 would be less costly, but increasing its output from 95 MW to 96 MW would also reduce the reserves it provides from 5 MW to 4 MW. The other plants providing reserves are already providing the maximum possible amount (20 MW) and cannot make up this shortfall. Hence, an additional plant would need to be turned on, which would be more costly. Instead, the output of Plant 7 can be increased without reducing the amount of reserves provided. The increase in the total cost is €70/MWh, which is thus the price of energy.

A similar logic is applied to determining the price of reserves. If the total required reserves increased from 65 MW to 66 MW, the least-cost way to provide this would be to reduce the output of Plant 6 from 95 MW to 94 MW, thus increasing the reserves provided from that plant from 5 MW to 6 MW. This would save $1\text{MW} \times \text{€}60/\text{MWh} = \text{€}60$. To make up for the reduced output, Plant 7 would increase from 35 MW to 36 MW, at a cost of $1\text{MW} \times \text{€}70/\text{MWh} = \text{€}70$. The net impact on total cost is an increase of €10, hence the price of reserves is €10/MWh.

Note that these prices create the proper incentives for plant operations. For Plants 1-5, the energy price of €70/MWh represents operating profits of €20 to €60/MWh. Hence, any reduction in production would have a higher opportunity cost than the €10/MWh they would gain from selling reserves. Rationally, Plants 1-5 maximize their profits by maximizing their energy production at 100 MW. Plant 6 makes an operating profit of €10/MWh from selling energy, which is identical to the profit it makes from selling reserves. It therefore has no financial incentive to deviate from the instructed level of output. Plant 7, meanwhile, just covers its variable operating costs when it produces and sells energy, but it makes a profit of €10/MWh by selling reserves. It does not have an incentive to reduce its output, however, since it is already selling the maximum possible level of reserves it can (20 MW). It therefore has no incentive to deviate from its dispatch of 10 MW.¹³

13

The plant cannot operate below 10 MW, so it would have to turn off and lose all its revenue. Above 80MW, however, and its profitable sales of reserves would be reduced.

Plant 8 and 9, however, have variable operating costs higher than the price of energy. It is important to verify whether the revenues from selling reserves are sufficient to compensate for these losses. Plant 8, for example, faces an operating cost of €80/MWh for the 10 MW of minimum output. It receives the market price for energy (€70/MWh) for these 10 MW, and therefore incurs a loss of $€10/\text{MWh} \times 10 \text{ MW} = €100$ to remain at its minimum operating level. It also receives €10/MWh for its 20 MW of reserves, however. This revenue of €200 offsets the loss on the sale of energy, for a total profit of €100. Plant 9 makes a loss of €20/MWh on energy, or €200 total, but receives an equal amount for its sale of reserves. It is not making any money, but it is also not losing any money, and hence does not have an incentive to change its output. If it occurred that a plant that was part of the least-cost system dispatch was losing money, it would be necessary to make that plant whole through an uplift payment. While such non-market payments are generally undesirable, they are necessary to ensure there is no incentive to deviate from the least-cost dispatch.

APPENDIX B: EXAMPLE OF SECONDARY RESERVES MARKET OPERATIONS

Consider, as an example, the energy market dispatch shown below (a description of the example is found in Appendix A):

Plant	Energy Offer (€/MWh)	Energy Dispatch			Sec. Res. Offer (€/MW-h)
		Output (MW)	Reserves (MW)	Cost of Accepted Energy Offers (€)	
1	€10	100	-	€1,000	€60
2	€20	100	-	€2,000	€50
3	€30	100	-	€3,000	€40
4	€40	100	-	€4,000	€30
5	€50	100	-	€5,000	€20
6	€60	100	-	€6,000	€10
7	€70	50	20	€3,500	€0
8	€80	-	-	€0	€5
9	€90	-	-	€0	€10
10	€100	-	-	€0	€15
		650	20	€24,500	
Energy Price->				€70 /MWh	

The least-cost dispatch for energy is based on dispatching the plants in increasing order of energy offer price. The highest accepted energy offer is €70/MWh, which sets the market price for energy.

With this dispatch and energy price known, the generators can determine their willingness to provide Secondary Reserves. For the units that were dispatched for energy (Plants 1-7), the offers are based on their opportunity costs, shown in the right-hand column, above. This ranges from €60/MWh (Plant 1), to €0/MWh for Plant 7, which was the marginal unit for energy.

For Plants 8-10, however, there is no opportunity cost since they were not dispatched for energy at all. To provide reserves, however, they would first need to turn on the plants and operate at their minimum operating level. In this example, the minimum output of each plant is 10 MW. Therefore, for Plant 8 to provide 20 MW of Secondary Reserves, it would need to incur a cost of 10 MW x €80/MWh = €800. It would receive the market price for energy, implying a revenue of 10 MW x €70/MWh = €700. The €100 shortfall equates to €5/MW of Secondary Reserves. In other words, for offline plants, the offers for Secondary Reserves would be expected to reflect the cost of operating at its minimum level of output (net of any energy market revenue), levelized over the quantity of reserves it would provide.

Determining dispatch of Secondary Reserves proceeds as follows. First, it is recognized that Plant 7 is already providing 20 MW of Secondary Reserves. The next lowest Secondary Reserves offer is from Plant 8 (€5/MW), so it is dispatched for 10 MW of energy, allowing it to provide the full 20 MW of Secondary Reserves. The 10 MW of additional energy, however, must be balanced by a reduction in output from another plant. It is most rational to reduce the output of the plant with the highest energy cost: Plant 7 (€70/MWh), from 50 MW down to 40 MW. The total Secondary Reserves procured after this step is 40 MW.

The next lowest offer for Secondary Reserves is a tie: both Plant 9 (offline) and Plant 6 have submitted offers of €10/MW. For this example, we will first accept the offer from the offline Plant 9. It is dispatched for 10 MW of energy, permitting it to provide 20 MW of reserves. The additional output is balanced by a 10 MW reduction from the plant with the

highest energy offer that is able to reduce its output. In this case that is Plant 7, whose output is reduced from 40 MW to 30 MW. The total Secondary Reserves procured after this step is 60 MW.

The next lowest offer for Secondary Reserves is from Plant 6 (€10/MW). Its output is reduced from 100 MW to 95 MW, creating room to offer 5 MW of reserves. The reduced output is balanced by additional output from the plant with the lowest energy offer that is able to increase its output. In this case, that is Plant 7, whose output is increased from 30 MW to 35 MW. The total Secondary Reserves procured after this step is 65 MW, satisfying the reserve requirement. The price for Secondary Reserves, determined by the highest accepted offer, is €10/MW. The final dispatch is shown below:

Plant	Energy Offer (€/MWh)	Sec. Res. Offer (€/MW-h)	Secondary Reserve Dispatch			
			Output (MW)	Reserves (MW)	Cost of Accepted A/S Offers (€)	Cost of Accepted Energy Offers (€)
1	€10	€60	100	-	€0	€1,000
2	€20	€50	100	-	€0	€2,000
3	€30	€40	100	-	€0	€3,000
4	€40	€30	100	-	€0	€4,000
5	€50	€20	100	-	€0	€5,000
6	€60	€10	95	5	€50	€5,700
7	€70	€0	35	20	€0	€2,450
8	€80	€5	10	20	€100	€800
9	€90	€10	10	20	€200	€900
10	€100	€15	-	-	€0	€0
			650	65	€350	€24,850

APPENDIX C: THE STRANDED COST RECOVERY MECHANISM (CMEC)

The PPA is soon to be abolished in Portugal to facilitate the introduction of a wider wholesale market to be integrated with the Spanish market in the context of MIBEL. The PPA will be replaced by a stranded cost recovery mechanism, known as the *Custo para a Manutenção do Equilíbrio Contratual* ("CMEC").

The CMEC will be paid to those plants currently contracted by REN that decide to terminate their PPA and participate in the liberalised wholesale market. The CMEC are designed to ensure that these plants will be able to earn the same level of profits in the market as they would have obtained under the PPA. The CMEC will therefore insulate generators from any variations in the wholesale market price. This feature of the CMEC implies that even after the removal of the PPA these plants will not face incentives to increase the market price (since a higher price will lead to a lower CMEC payment). Moreover the CMEC also include a "revisibility" mechanism that actually penalises *any* strategic behaviour, and implies that generators are insulated from fluctuations in the wholesale price *only if* they behave competitively in the market.

The formulae determining the CMEC payment are set out in Decree-Law 240/2004 of December 27 2004. This Decree contains two formulae to determine monthly CMEC compensation payments to each generator, payable in addition to the profits earned by these plants in the wholesale market:

A **fixed compensation** formula, establishing a constant stream of payments to the plant for the remaining duration of the PPA, under a given assumption of the level of market profits earned until the end of the contracts (see Annex I of the decree, Article 1).

The fixed compensation formula can be expressed as a fixed annualised payment (defined below as π^F) that is given by the difference between expected profits under the PPA (π^{PPA}) and a given value of expected market profits, based on an initial estimate of quantities and prices ($\pi_{\bar{q}, \bar{p}}$). That is:

$$\pi^F = \pi^{PPA} - \pi_{\bar{q}, \bar{p}} \quad (1)$$

A **revisibility** formula, determining a payment that adjusts for the differences between the energy market profits assumed in the fixed compensation formula, and a 'notional' level of market profits. The notional level of profits from the market is based on *actual* market prices and *simulated* output levels (see Annex I of the decree, Article 4). The simulated output levels are estimates made using Valoragua, a dispatch model owned by REN that simulates competitive outcomes in the Portuguese market (for given levels of demand, hydroelectric conditions, and Spanish wholesale prices).¹⁴

This revisibility formula basically computes the payments to be returned by (or paid to) the producers in each year of operation of the CMEC using a 'notional' level of profits from the market, based on actual market prices (p) and *competitive* outputs (q_c). The latter are computed by REN's dispatch model Valoragua. The "revisibility" payment is designed to compensate the producer for any shortfalls between estimated market profits in the fixed

14

We assume throughout this report that Valoragua will accurately simulate competitive outcomes in the market.

compensation formula and actual market profits, assuming the producer is behaving competitively. The “revisibility” payment π^R can therefore be simplified as:

$$\pi^R = \pi_{\bar{q}, \bar{p}} - \pi_{q_c, p} - k \quad (2)$$

where $\pi_{q_c, p}$ refers to ‘notional’ market profits (using competitive outputs and actual market prices); and k refers to other market payments (including ancillary service revenues and capacity payments).

The combined effect of the two CMEC formulae on a generator can be expressed as the following single formula, determining total profits for a producer under the CMEC (denoted as π^{CMEC}):

$$\pi^{CMEC} = \pi^{PPA} - (\pi_{q_c, p} - \pi_{q, p}) - k \quad (3)$$

This formula shows that the profits gained by a producer under the CMEC equal the profits that would have been earned under the PPA (denoted as π^{PPA}), *minus* the difference between the ‘notional’ level of market profits earned by producing “competitive” quantities at the prevailing market price (denoted $\pi_{q_c, p}$, where q_c represents the competitive quantity simulated using Valoragua) and *actual* energy market profits ($\pi_{q, p}$).

In cases where the producer behaves competitively so that the simulated and actual quantities coincide (implying that $\pi_{q_c, p} = \pi_{q, p}$), the second two terms in equation (1) cancel out, and the profits earned under the CMEC are the same as the revenues from the PPA (so that the producer is perfectly insulated from any variations in the market price). In case of deviations from competitive behaviours, producers are penalised, since the payment under the expression in (3) is lower.¹⁵

In the presence of explicit ancillary service revenues ($k > 0$), then the generator will receive a payment from the CMEC and from the energy market which would be lower than that realised under the PPA, with the shortfall being made up by the explicit ancillary service payment. If there are no ancillary service payments ($k = 0$), then the generator under the CMECs is not worse off, since the corresponding payment under the CMEC is higher, and equal to the expected profit flow under the PPA.

¹⁵ This effect is due to the fact that the notional level of market profits used in the CMEC formulae is always *higher* than actual market profits, if the quantity produced does not equal the competitive level. As equation (3) shows, this implies a net loss relative to the profits earned under the PPA in the case of strategic conduct.