

Rio de Janeiro, 17 de agosto de 2017.

Para:

Ministério de Minas e Energia – MME

Assunto:

Contribuições da Petrobras para a Consulta Pública MME nº 33/2017

Prezado Senhor,

Inicialmente, cabe dizer que a Petrobras vê com grande entusiasmo a abertura da Consulta Pública 33/2017 pelo MME e a possibilidade de construção de uma solução estrutural para os problemas elencados nesta contribuição.

O Anexo 01 consolida as contribuições da Petrobras com relação à Nota Técnica nº 5/2017-AEREG/SE-MME e sua formatação segue a ordenação dos temas constante na referida Nota Técnica.

Entretanto, antes de entrar nas contribuições propriamente ditas, a Petrobras gostaria de realizar algumas considerações, conforme a seguir.

1 – Fornecimento de combustíveis nos sistemas isolados:

Atualmente há grandes incertezas relacionadas ao fornecimento de gás natural para o mercado do Estado do Amazonas, tendo em vista a ausência de capacidade de pagamento da Amazonas Distribuidora de Energia (AmE-D) e as lacunas e cortes no orçamento da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

Nesse ambiente, a Petrobras vem sofrendo inadimplências persistentes, sem qualquer perspectiva de melhoria.

A despeito de haver a previsão legal (§ 1-B do Artigo 13 da Lei 10.438/2002) para a utilização de até R\$3,5 bilhões do valor da bonificação pela outorga para pagamento das dívidas com combustível e de estar programado para o ano de 2017 um Leilão para Outorga de Concessões de Usinas Hidrelétricas (Portaria MME 133/2017), não há qualquer sinalização de que a Petrobras receberá alguma parte desses recursos.

Este contexto levou a Petrobras a adotar as medidas judiciais cabíveis que, em último caso, poderão resultar em suspensão do fornecimento de gás natural para a AmE-D, colocando em risco o suprimento de energia elétrica para Manaus, o que está longe de ser do nosso interesse. Não obstante, a existência de um ambiente judicializado e inseguro transmite um péssimo sinal para potenciais investidores no setor de gás natural no que tange o atendimento ao setor elétrico.

Portanto, é essencial que o MME se debruce sobre as contribuições aqui propostas e trabalhe na conversão destas em uma Medida Provisória que possa sanear de uma vez por todas os problemas relacionados ao fornecimento de combustíveis para os sistemas isolados e para a região de Manaus.

2 – Contratação de usinas termelétricas (UTES)

Da forma como foi estruturado o marco legal e regulatório do Setor Elétrico Brasileiro, o agente termelétrico possui dois ambientes para contratação de energia: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulado (ACR).

Pelas regras do atual modelo comercial do Setor Elétrico, estabelecidas pela Lei nº 10.848/2004, foram estabelecidos leilões separados para a contratação de energia existente e nova¹. Consequentemente, esses leilões proporcionaram à energia nova acesso exclusivo a contratos com maior duração, firmados com maior antecedência em relação à data de início de suprimento, e com preços mais altos.

Por outro lado, ao longo dos anos, foram observadas distorções de mercado que prejudicaram a remuneração para o ativo existente, como por exemplo:

- Pouca oferta de leilões de energia existente do Produto “por disponibilidade”;
- Preços insuficientes para manter a disponibilidade das usinas termelétricas existentes; e
- Desobrigação de recontração de energia existente para distribuidoras de energia que possuam sobras contratuais, com a publicação do Decreto nº 8.828/2016.

Visando equacionar as distorções levantadas anteriormente, a Petrobras propõe nesta Consulta Pública medidas de ajuste na contratação de energia no ACR, propondo a unificação dos leilões de energia nova e existente para usinas termelétricas, conforme ilustrado na figura abaixo:



O fim da segregação entre energia nova e energia existente é urgente pois, permanecendo a situação atual, podem ocorrer desmobilizações de usinas existentes, por falta de condições contratuais adequadas, o que implicaria na necessidade de contratação de usinas novas, aumentando a exposição a risco de desabastecimento do SIN (haja visto o elevado índice de frustração na execução de novos projetos), além de onerar o consumidor, uma vez que haverá necessidade de reinvestir em infraestrutura, o que para as usinas existentes não seria necessário (linhas de transmissão, gasodutos, etc).

¹ A Lei 10.848/2004 define “novos empreendimentos de geração” aqueles que, até o início do processo licitatório, não sejam “detentores de outorga de concessão, permissão ou autorização”, ou sejam parte de empreendimento existente que viesse a ser objeto de ampliação, neste caso restrito ao acréscimo de capacidade. Os demais empreendimentos eram considerados existentes.

Assim, da mesma forma como descrito no item 1, é essencial que o MME estude os problemas aqui apontados, de modo a buscar uma rápida solução via Medida Provisória.

Contando com a boa acolhida de V.Sa. para as contribuições aqui colocadas, a Petrobras agradece a atenção e se coloca à disposição para esclarecimentos adicionais.

Cordialmente,

Dean William Carmeis
Gerente de Assuntos Regulatórios e Relacionamento Externo
Diretoria de Refino e Gás Natural

Grupo 1 – Compromisso de reforma e elementos de coesão**1.1 – Autoprodução**

A PETROBRAS reconhece o avanço no tema autoprodução quando passa a ser considerado como autoprodutor o consumidor que participe de sociedade empresarial do titular de outorga.

Contudo, sugerimos uma pequena alteração nos agentes elegíveis à atuação como autoprodutor, de forma a deixar explícito que agentes de consumo pertencentes ao grupo econômico de agentes geradores possam usufruir dos benefícios da autoprodução de energia.

O objetivo é possibilitar que pessoas jurídicas que se relacionam societariamente (por exemplo, agentes com CNPJs distintos, sócios de um dado empreendimento de consumo (carga), e que também possuam individualmente empreendimentos de geração) utilizem nessa unidade de consumo a energia oriunda de seu parque gerador e se beneficiem dos incentivos para autoprodução.

Por exemplo: se o agente “A” é produtor de energia (PIE/Autoprodutor) e possui subsidiárias, estas poderiam receber a energia produzida pelo agente “A”. Desta forma, sugere-se a seguinte alteração na definição de autoprodutor proposta pelo MME:

Texto MME	Proposta Petrobras
<i>Lei 9.074/1995</i> <i>Art. 14-A</i> <i>(...)</i> <i>§2º Também é considerado autoprodutor o consumidor que:</i> <i>I - participe da sociedade empresarial titular da outorga, limitada à proporção da participação societária com direito a voto; e</i> <i>II - esteja sob controle societário comum, direto ou indireto, ou sejam controladoras, controladas ou coligadas às empresas do inciso I, limitada às proporções resultantes de participação societária com direito a voto.</i>	<i>Lei 9.074/1995</i> <i>Art. 14-A</i> <i>(...)</i> <i>§2º Também é considerado autoprodutor o consumidor que:</i> <i>I - participe da sociedade empresarial titular da outorga, limitada à proporção da participação societária com direito a voto; e</i> <i>ou</i> <i>II - esteja sob controle societário comum, direto ou indireto, ou sejam controladoras, controladas ou coligadas às empresas do inciso I, limitada às proporções resultantes de participação societária com direito a voto.</i>

Destaca-se a necessidade de aprimoramento das regras de comercialização, visto que com pessoas jurídicas que se relacionam societariamente, em atendimento a legislação societária e tributária, há necessidade da celebração de contrato bilateral, que, na apuração do consumo líquido, não deveria ser considerado como um contrato de compra, mas sim como energia autoproduzida.

Outro ponto que a Petrobras entende que deve ser revisto é a proposta apresentada pelo MME que exclui, para fins de abatimento de encargos setoriais, a forma de apuração pelo consumo líquido para as cargas inferiores a 3.000 kW. Essa restrição apresentada pelo MME elimina os benefícios da autoprodução para os consumidores de menores cargas. Um conjunto de cargas inferiores a 3.000 kW pode viabilizar autoproduções remotas assentadas em energias renováveis, tais como Pequenas Centrais Hidroelétricas - PCHs, Eólicas - EOL e Usinas Termelétricas - UTEs a biomassa. A imposição dessa restrição fere um conceito vigente há mais de 20 anos e pode trazer uma perturbação desnecessária para o setor.

Texto MME	Proposta Petrobras
<i>Lei 9.074/1995</i> <i>Art. 14-A</i> <i>(...)</i> <i>§4º O pagamento de encargos pelo autoprodutor, para as suas unidades consumidoras com carga mínima de 3.000 kW (três mil quilowatts), deverá ser apurado com base no consumo líquido.</i>	<i>Lei 9.074/1995</i> <i>Art. 14-A</i> <i>(...)</i> <i>§4º O pagamento de encargos pelo autoprodutor, para as suas unidades consumidoras com carga mínima de 3.000 kW (três mil quilowatts), deverá ser apurado com base no consumo líquido.</i>

Outro ponto que a Petrobras entende que pode ser aprimorado na apuração do consumo líquido é que este deve considerar a compra líquida do autoprodutor (total de compras descontado do total de vendas), no inciso II, do §5 do Art. 14-A da Lei 9.074/1995.

Texto MME	Proposta Petrobras
<i>Lei 9.074/1995</i> <i>Art. 14-A</i> <i>(...)</i> <i>§5º Considera-se consumo líquido do autoprodutor o máximo entre:</i> <i>I – o consumo total subtraído da energia elétrica autoproduzida; e</i> <i>II – a compra pelo autoprodutor de energia elétrica de terceiros até o limite do consumo total.</i>	<i>Lei 9.074/1995</i> <i>Art. 14-A</i> <i>(...)</i> <i>§5º Considera-se consumo líquido do autoprodutor o máximo entre:</i> <i>I – o consumo total subtraído da energia elétrica autoproduzida; e</i> <i>II – a compra líquida pelo autoprodutor de energia elétrica de terceiros até o limite do consumo total, sendo a compra líquida dada pela diferença entre o total de compras e o total de vendas de energia do autoprodutor para terceiros.</i>

Adicionalmente, a consideração da Garantia Física no lugar da energia gerada também é um avanço para os momentos de parada por manutenção e outras situações nas quais não há geração. Entretanto, a substituição da geração pela Garantia Física, para usinas com Energia Assegurada publicada, não incentiva esforço para maximizar a geração.

Assim, a Petrobras entende que na apuração da energia autoproduzida deve ser utilizado o maior valor entre a Garantia Física e a energia efetivamente gerada no mês.

Texto MME	Proposta Petrobras
<i>Lei 9.074/1995</i> <i>Art. 14-A</i> <i>(...)</i> <i>§6º A energia elétrica autoproduzida considerada para o cálculo do consumo líquido para fins de pagamento de encargos será equivalente, no máximo:</i> <i>I - à garantia física ou energia assegurada do empreendimento outorgado; e</i> <i>II - à geração verificada anual, caso o empreendimento outorgado não possua garantia física ou energia assegurada.</i>	<i>Lei 9.074/1995</i> <i>Art. 14-A</i> <i>(...)</i> <i>§6º A energia elétrica autoproduzida considerada para o cálculo do consumo líquido para fins de pagamento de encargos será equivalente, nao máximo entre:</i> <i>I - a garantia física ou energia assegurada do empreendimento outorgado, caso este empreendimento possua garantia física; e</i> <i>II - a geração mensal verificada anual, do empreendimento. caso o empreendimento outorgado não possua garantia física.</i>

1.2 – Redução dos Limites para Acesso ao Mercado Livre

A Petrobras reconhece o entendimento de que a ampliação do mercado livre exigirá responsabilidades do segmento de comercialização, o que motivou a colocação de obrigação de representação pelas unidades consumidoras com carga inferior a 1.000 kW. Entretanto esta mudança abrupta poderá causar prejuízos para os consumidores que já planejaram e adquiriram energia para migração no próximo ano, visando respeitar os compromissos contratuais assumidos com as respectivas distribuidoras locais.

Neste sentido, a contribuição da Petrobras é para que esta exigência de representação seja aplicada somente para consumidores que venham a migrar a partir de 2022, alinhando este prazo com a redução do requisito mínimo de carga de 500 kW indicado no §3º do Art. 16 da Lei 9.074 ora proposto.

Texto MME	Proposta Petrobras
<i>Lei 9.074/1995</i> <i>Art. 16.</i> <i>(...)</i> <i>§6º A partir de 1º de janeiro de 2018, no exercício da opção de que trata este art., os</i>	<i>Lei 9.074/1995</i> <i>Art. 16.</i> <i>(...)</i> <i>§6º A partir de 1º de janeiro de 2018, 2022, no exercício da opção de que trata este art.,</i>

<i>consumidores com carga inferior a 1000 kW deverão ser representados por um agente de comercialização perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.</i>	<i>os consumidores com carga inferior a 1000 kW deverão ser representados por um agente de comercialização perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.</i>
--	---

Esta mesma situação indicada acima se aplica à extinção da comunhão de fato e de direito aplicada aos consumidores especiais que já planejaram a sua migração, adquiriram energia para suprimento futuro, visando respeitar os compromissos contratuais assumidos junto às respectivas distribuidoras. Também para mitigar estas situações, a contribuição da Petrobras vem no sentido de sugerir que a extinção da comunhão de fato e de direito aplicada aos consumidores especiais seja postergada para o ano de 2022 para manter a aderência ao proposto na redação do Art. 16 da Lei 9.074/1995.

Texto MME	Proposta Petrobras
<i>Lei 9.427/1996</i> <i>Art. 26.</i> <i>(...)</i> <i>§5º-A A partir de 1º de janeiro de 2018, no exercício da opção de que trata este art., os consumidores com carga inferior a 1000 kW deverão ser representados por um agente de comercialização perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica –CCEE, de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.</i> <i>§5º-B A exigência de que trata o §5º-A não se aplica aos consumidores que realizarem a escolha prevista neste art. até 31 de dezembro de 2017.</i> <i>§5º-C Os consumidores que realizarem a escolha prevista neste art. até 31 de dezembro de 2017 poderão se reunir por comunhão de interesses de fato ou de direito para fins de atendimento ao limite estabelecido no caput.</i>	<i>Lei 9.427/1996</i> <i>Art. 26.</i> <i>(...)</i> <i>§5º-A A partir de 1º de janeiro de 2018 2022, no exercício da opção de que trata este art., os consumidores com carga inferior a 1000 kW deverão ser representados por um agente de comercialização perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica –CCEE, de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.</i> <i>§5º-B A exigência de que trata o §5º-A não se aplica aos consumidores que realizarem a escolha prevista neste art. até 31 de dezembro de 2017 2021.</i> <i>§5º-C Os consumidores que realizarem a escolha prevista neste art. até 31 de dezembro de 2017 2021 poderão se reunir por comunhão de interesses de fato ou de direito para fins de atendimento ao limite estabelecido no caput.</i>

O aumento no número de consumidores corrobora para diminuição dos riscos de liquidação do mercado, pois para um mercado com um número maior de participantes, haverá uma maior diluição dos valores a serem liquidados. Então, justifica-se manter a comunhão de fato e de direito aplicada aos consumidores especiais, mesmo após 2022, desde que estes estejam representados por um agente de comercialização.

Grupo 2 – Medidas de Destravamento

2.1 – Destravamento da Obrigação de Contratação

A não obrigatoriedade da contratação de 100% da energia aflora a necessidade do estabelecimento de estrutura de garantia financeira robusta.

Assim, a Petrobras entende que é primordial a escolha de instituições financeiras para estabelecer para cada agente o seu limite operacional para atuação no mercado, de forma a garantir as suas operações de compra e venda de energia.

Outro aspecto de extrema relevância é a criação de um Fundo Garantidor para as operações no Mercado de Curto Prazo (MCP), que objetiva absorver eventuais inadimplências.

Essas mudanças devem ser implantadas no art. 3º da Lei nº 9.427, de 1996, conforme sugestão a seguir:

Texto MME	Proposta Petrobras
<i>Lei 9.427/1996</i> <i>Art. 3º</i> <i>(...)</i>	<i>Lei 9.427/1996</i> <i>Art. 3º</i> <i>(...)</i> <i>XVII–A – Para garantia de atendimento ao mercado, de que trata o inciso XVII, a ANEEL estabelecerá regulação específica para:</i> <i>a) definir limites operacionais de atuação para cada um dos agentes em função das garantias financeiras apresentadas, as quais deverão ter como lastro apólices com bancos de primeira linha;</i> <i>b) criar um Fundo Garantidor para as Operações do Mercado de Curto Prazo, visando mitigar os efeitos de eventuais inadimplências no mercado.</i>

2.2 – Possibilidade de Redução de Custos de Transação na Transmissão

A proposta de centralização da liquidação dos contratos de transmissão deve agregar significativa redução dos custos sistêmicos. Dessa forma, a Petrobras apoia essa proposta.

Entretanto, além da centralização da liquidação, uma forma de simplificar o processo seria transformar os contratos de uso do sistema de transmissão (CUST) em contratos de adesão, sem a necessidade, portanto, de celebração de contratos individualizados. Toda a regulação

do acesso e a definição de direitos e obrigações seriam discutidas individualmente apenas nos CCTs.

Dessa forma, segue sugestão para alteração no Art. 9º da Lei 9.648/1998.

Redação vigente do ato legislativo	Proposta Petrobras
<i>Lei 9.648/1998</i> <i>Art. 9º</i> <i>(...)</i> <i>Parágrafo primeiro. (...).</i>	<i>Lei 9.648/1998</i> <i>Art. 9º</i> <i>(...)</i> <i>Parágrafo único primeiro. (...).</i> <i>Parágrafo segundo. Os contratos de uso dos sistemas de transmissão poderão ser contratos por adesão, sendo firmados apenas entre a centralizadora de contratos e o usuário.</i>

Cabe ainda ressaltar que será necessário envolver o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) objetivando a normatização fiscal da operação para não agregar custos adicionais, já que a redução dos custos sistêmicos é condição à centralização. Isso porque a centralização não será realizada se o benefício não implicar em resultado líquido positivo para o sistema.

2.3 – Acoplamento Máximo entre Preço e Operação

A Petrobras entende que a correta formação do preço de curto prazo é indispensável para o adequado funcionamento do mercado de energia elétrica. Assim, o processo de formação do preço de curto prazo deve ser coerente com as decisões operativas e com os critérios utilizados no planejamento da expansão.

O Marco Regulatório deve prever que usinas termelétricas com venda de lastro devem fixar um Custo Variável Unitário - CVU, que representará seu preço teto para as ofertas de preço, que podem ser semanais, diárias ou horárias. Nada impede que, em um determinado período, a usina declare um preço inferior ao seu preço teto (CVU utilizado para cálculo da Garantia Física).

Por outro lado, usinas sem contrato de venda de lastro, usinas *Merchant*, não tem compromisso de preço máximo e devem poder ofertar seu preço livremente.

Com relação às questões associadas às usinas *Merchant*, atualmente é competência da ANEEL² aprovar o CVU de usinas que não possuem mecanismo de reajuste de seus custos variáveis definido em contrato.

² Portaria ANEEL 4.163/2016

No passado, o agente gerador termelétrico informava diretamente ao ONS os CVUs de usinas *Merchant*, que eram então considerados no Programa Mensal de Operação - PMO. Contudo, através da Portaria ANEEL 798/2007 (cujas disposições constam atualmente na Portaria ANEEL 4.163/2016), a aprovação do CVU de usinas que não possuem contratos de comercialização de energia no Ambiente de Contratação Regulada - ACR passou a ser feita pela SRG/ANEEL.

Com isso, a SRG passou a auditar todos os componentes do CVU das UTEs descontratadas e, sucessivamente, vem impedindo o repasse de custos fixos no CVU, conforme pode ser verificado no processo administrativo ANEEL nº 48500.005532/2007-11.

Assim, uma solução para as UTEs *Merchant* seria excluir a prerrogativa³ da ANEEL aprovar CVUs, com o objetivo de retornar à situação de 2007, onde as UTEs declaravam diretamente ao ONS os seus CVUs no momento da realização dos PMOs, podendo ser incluída a remuneração que o empreendedor acreditar ser adequada, já que para as UTEs *Merchant* não existe outra forma de remunerar o ativo.

Dessa forma, para contemplar essa proposta Petrobras sugere alterações nas Leis 9.074/1995 e 9.648/1998, conforme abaixo:

Redação vigente do ato legislativo	Proposta Petrobras
Lei 9074/1995 Art 12. (...) Parágrafo único primeiro.	Lei 9.074/1995 Art 12. (...) Parágrafo único primeiro. Parágrafo segundo. Centrais termelétricas em regime de produção independente que não tenham venda de lastro ou energia elétrica possuem liberdade para declaração de seus preços semanalmente ao ONS, que os considerará na definição de despacho.
Lei 9.648/1998 Art. 13. (...) Parágrafo único.	Lei 9.648/1998 Art 13. (...) §1º Parágrafo único.

Art. 1º Delegar ao titular da Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG as seguintes competências:

V – aprovar o Custo Variável Unitário – CVU de centrais geradoras termelétricas que não possuem mecanismo de reajuste do custo variável fixado nos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR;

³ Excluir o inciso V do Artigo 1º da Portaria ANEEL 4.163, de 30/08/2016.

	<i>§2º. Centrais termelétricas sem contratos de venda de lastro ou energia não deverão ser consideradas nos modelos de planejamento e programação da operação do sistema elétrico.</i> <i>§3º. Para as centrais do §2º, é de livre declaração o seu preço de geração, o qual deverá ser usado pelo ONS na otimização do sistema e no despacho centralizado da geração.</i> <i>§4º. Para as centrais que não se enquadram no §2º, o preço de geração utilizado pelo ONS no despacho centralizado da geração, poderá ser livremente declarado pelo agente, porém, limitado ao CVU da central.</i>
--	--

Outro ponto relevante que deve ser analisado é a inadimplência na liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo (MCP). Os geradores termelétricos são usualmente credores no MCP quando o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) está em patamares elevados. Assim, a Petrobras solicita segregar a geração por Garantia Energética (GE) da liquidação do MCP e garantir que as usinas termelétricas despachadas recebam o seu respectivo CVU para a totalidade de sua geração nominada por GE. Para tanto, a Petrobras sugere alteração no Artigo 1º da Lei 10.848/2004, conforme mostrado abaixo.

Redação vigente do ato legislativo	Proposta Petrobras
Lei 10.848/2004 Art. 1º (...)	Lei 10.848/2004 Art. 1º (...) <i>§ 11. A liquidação financeira das usinas despachadas por garantia de segurança energética deve ser segregada do restante da liquidação.</i>

Também é importante uma análise mais atenta sobre o rateio das inadimplências no MCP da CCEE. Atualmente, esse rateio é realizado somente entre os credores da liquidação e, portanto, representa um critério desequilibrado na participação dos agentes nas liquidações, onerando consideravelmente um grupo de agentes que, conjunturalmente, apresentam créditos nas suas contabilizações. Os demais agentes ficam isentos desse ônus, mesmo possuindo grandes volumes comercializados na CCEE.

A Petrobras entende como necessária a alteração da legislação para constar que o rateio da inadimplência e dos não pagamentos seja feito entre todos os agentes de mercado, conforme apresentado na tabela a seguir.

Redação vigente do ato legislativo	Proposta Petrobras
Lei 10.848/2004 Art. 1º (...) § 6. (...)	Lei 10.848/2004 Art. 1º (...) § 6. (...) V – rateio das inadimplências e não pagamentos no mercado de curto prazo por todos os agentes do mercado na proporção de sua respectiva participação no mercado.

Destaca-se ainda que a consulta pública trata da contratação de serviços ancilares, que sempre foi anseio de usinas termelétricas, que não vêm obtendo remuneração adequada a seus atributos. Neste ponto, a Petrobras concorda com as sugestões propostas pelo MME.

2.4 – Redução de Custos de Transação na Geração

A proposta de centralização da compra de energia, independente do lastro, é uma forma que permite o estabelecimento de Tarifa de Energia (TE) única para todas as distribuidoras. É uma proposta que, sem dúvida, deve trazer uma significativa melhoria na gestão da aquisição de energia.

Dentre os principais ganhos podemos citar: (i) redução dos custos administrativos; (ii) mitigação dos riscos de inadimplência; (iii) redução da assimetria de custos de contratação de energia entre as distribuidoras; (iv) atenuação do risco de sobrecontratação e redução da sobrecontratação involuntária pela migração de consumidores cativos para o ambiente livre; etc.

Entretanto, a centralizadora deve ter mecanismos para honrar o pagamento dos contratos de venda de energia em caso de inadimplências das distribuidoras. Nesse sentido, a Petrobras sugere a inserção de um novo parágrafo no Artigo 2º da Lei 10.848/2004, conforme abaixo.

Redação vigente do ato legislativo	Proposta Petrobras
Lei 10.848/2004 Art. 2º (...)	Lei 10.848/2004 Art. 2º (...) §2º-H. A pessoa jurídica destinada a atuar como centralizadora de contratos será responsável por honrar os pagamentos junto aos geradores de energia em eventuais inadimplências das concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço

	<i>público de distribuição que estiver representando, devendo, para tanto, constituir um fundo garantidor, mediante regulação da ANEEL.</i>
--	---

A Petrobras entende ainda que são necessárias ações no âmbito do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) objetivando rediscutir a legislação tributária do ICMS de forma a contemplar a (i) redução dos custos tributários e (ii) segurança jurídica para os agentes nas operações com energia elétrica buscando uniformidade dos procedimentos a serem adotados por todos os Estados.

2.5 – Possibilidade de separação de lastro e energia

A ideia da contratação separada entre lastro e energia é que o Poder Concedente contrate lastro adequado para manter o equilíbrio entre a carga e a geração do sistema, promovendo as expansões por fonte e por tecnologia de acordo com as necessidades de energia e de segurança elétrica. Para manutenção da disponibilidade deste serviço, os agentes vendedores receberão uma receita fixa arrecadada de todos os consumidores do sistema via encargo tarifário, da mesma forma como ocorre com a energia de reserva.

Uma vez disponíveis ao Sistema, os agentes de geração podem tanto comercializar sua energia via contratos bilaterais quanto apenas liquidá-la ao PLD, que deverá estar aderente ao Custo Marginal de Operação (CMO) do sistema.

A proposta do MME prevê a inclusão do Art. 3º-C na Lei 10.848/2004. O parágrafo 7º do referido artigo lista os atributos a serem considerados na aquisição de lastro de novos empreendimentos. No entanto, a contribuição dos empreendimentos para o sistema independe de o mesmo ser novo ou existente. Portanto, os atributos devem ser considerados na contratação de lastro de qualquer empreendimento.

Neste sentido, a Petrobras sugere a alteração no citado Art. 3º-C na Lei 10.848/2004 de modo a excluir a menção a novos empreendimentos.

Texto MME	Proposta Petrobras
Lei 10.848/2004 Art. 3º-C (...) §7º Na contratação de novos empreendimentos para aquisição de lastro geração, na forma deste art., deverão ser considerados, conforme regulamentação, os atributos técnicos e físicos dos empreendimentos habilitados no certame, tais como:	Lei 10.848/2004 Art. 3º-C (...) §7º Na contratação de novos empreendimentos para aquisição de lastro geração, na forma deste art., deverão ser considerados, conforme regulamentação, os atributos técnicos e físicos dos empreendimentos habilitados no certame, tais como:

Adicionalmente, a Petrobras traz uma proposta de aprimoramento dos leilões, que considera basicamente, a segregação por tipo de fonte, concorrendo entre si empreendimentos novos e existentes (descontratados). A propósito, o tratamento a ser dado para as usinas existentes tem que ser exatamente o mesmo para as usinas novas, conforme detalhado nos itens a seguir.

2.5.1 Opções de contratação das termelétricas existentes e seus problemas

De forma simplificada, uma usina termelétrica a gás natural existente, interligada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), pode comercializar energia de 3 formas: (i) vendas no ambiente de contratação regulada (ACR), (ii) vendas no ambiente de contratação livre (ACL), ou (iii) através exclusivamente da receita de geração, (usinas *Merchant*).

Os modelos de remuneração serão apresentados na sequência, com vistas a identificar a capacidade atual do sistema elétrico em remunerar as usinas existentes e a cadeia do gás natural.

2.5.1.1 Usinas com venda no ACR

2.5.1.1.1 Leilões de Energia Existente

Apesar da definição de prazo de contratação em até quinze (15) anos, o modelo de contratação de energia existente baseia-se, na prática, em leilões de curto prazo (de 1 a 3 anos), sendo diretamente influenciado pela conjuntura energética do Sistema Interligado Brasileiro.

O custo de oportunidade do consumidor neste tipo de leilão está baseado na conjuntura energética no momento dos leilões, ou seja, a oportunidade de remuneração de forma coerente com a necessidade de remuneração dos custos (inclusive custo de capital) dos agentes se dá quando os preços de curto prazo (PLD) se encontram em patamares altos. Caso contrário, as usinas não têm incentivo econômico para ofertar sua disponibilidade nesses leilões.

Historicamente, os leilões de energia existente obtiveram oferta em poucas ocasiões, exatamente durante cenários onde havia uma percepção de altos custos de energia no curto prazo. Na Tabela 1 é apresentado o histórico de leilões de energia existente, com a definição dos prazos e produtos, do qual se conclui que em muitos destes leilões não houve sequer oferta no produto *por disponibilidade*, que é o mais adequado para UTEs. Observa-se ainda que, em muitos dos leilões onde o produto *por disponibilidade* foi permitido, não houve oferta de energia (ou apenas volumes irrisórios). As exceções foram os leilões realizados em 2014, ano em que a percepção do setor era de uma fragilidade na segurança energética do SIN, aliado a questões de exposição financeira das distribuidoras.

Tabela 1 – Histórico de Leilões de Energia Existente, seus Produtos e vendas para UTEs á gás natural. Fonte: CCEE e ANEEL.

Leilão	Data	Produto	Modalidade	Observação
1º LEE	2004	2005-08	Qde	
1º LEE	2004	2006-08	Qde	
1º LEE	2004	2007-08	Qde	
2º LEE	2005	2008-08	Qde	
2º LEE	2005	2009-08	Qde	
3º LEE	2005	2006-03	Qde	
4º LEE	2005	2009-08	Qde	
5º LEE	2006	2007-08	Qde	
6º LEE	2007	2008-05	Qde	Sem Negociação
7º LEE	2008	2009-05	Qde	Cancelado
8º LEE	2009	2010-Q05	Qde	
8º LEE	2009	2010-D05	Disp	Venda 1 MWmed - UTE Biomassa
9º LEE	2010	2011-Q03	Qde	
9º LEE	2010	2011-D03	Disp	Venda 1 MWmed - UTE Biomassa
10º LEE	2011	2012-Q03	Qde	
11º LEE	2013	2013-Q01	Qde	
12º LEE	2013	2014-Q01	Qde	
12º LEE	2013	2014-Q02	Qde	
12º LEE	2013	2014-Q03	Qde	
13º LEE	2014	2014-Qtd	Qde	
13º LEE	2014	2014-Dis	Disp	Venda 574 Mwmed - UTE Gás Natural Venda 1 MWmed - UTE Biomassa
14º LEE	2014	2015-Q03	Qde	
14º LEE	2014	2015-Q05	Qde	
14º LEE	2014	2015-D03	Disp	Venda 270 Mwmed - UTE Gás Natural
15º LEE	2015	2016-D01	Disp	Venda 114 Mwmed - UTE Gás Natural Venda 136 MWmed - UTE Biomassa
15º LEE	2015	2016-D03	Disp	Venda 24 MWmed - UTE Biomassa
15º LEE	2015	2016-D05	Disp	Sem Negociação
15º LEE	2015	2016-Q03	Qde	
16º LEE	2016	2017-Q02	Qde	

A título de exemplo, o leilão de energia existente realizado em 2015, com produtos *por disponibilidade* para duração de 1, 3 ou 5 anos, oferecia, no máximo, uma Receita Fixa (RF) de R\$ 22 /MWh para uma usina termelétrica a gás com determinadas características, no produto de 1 ano. O valor é insuficiente para cobrir os custos da usina. Para os produtos de 3 ou 5 anos, esta mesma usina possuía parâmetros de Fator K (soma do COP e CEC) acima do ICB teto, o que resultaria em uma receita negativa caso houvesse a venda no leilão, conforme pode ser visto na Figura 1.

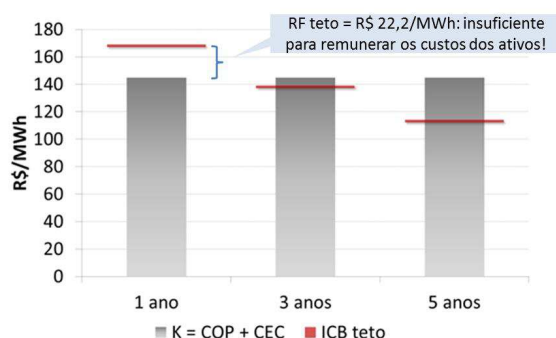


Figura 1 – Preço Teto e Fator “K”, A-1 de 2015. Referência UTE Mario Lago. Fonte: Petrobras.

Com base no exposto, nota-se que as oportunidades de remuneração de usinas existentes por essa modalidade são escassas e conjunturais.

2.5.1.1.2 Leilões de Energia Existente versus Leilões de Energia Nova

Além das questões apresentadas anteriormente, atualmente a recontratação de energia é feita através de leilões de energia existente e a expansão é realizada em um leilão dedicado a contratar empreendimentos novos (conforme destacado na Figura 2).

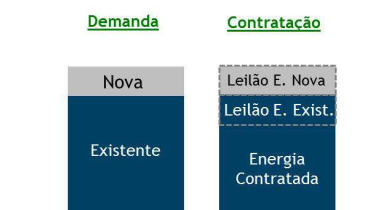


Figura 2 – Lógica de contratação atual via leilão

Esta modelagem provoca constantes distorções de preços entre os leilões, visto que os parâmetros utilizados para determinar a competitividade dos leilões são distintos entre os produtos, refletindo diferentes custos de oportunidade. Essa distinção penaliza fortemente os empreendimentos existentes e dificulta sua viabilidade econômica.

Outro fator tem penalizado os empreendimentos existentes em detrimento dos novos: trata-se da eliminação do limite inferior de recontratação⁴ em leilões de energia existente nos casos em que as distribuidoras tenham sobras contratuais, trazida pelo Decreto nº 8.828/2016.

O objetivo da eliminação desta restrição foi o de permitir que as distribuidoras reduzissem suas sobras, provocadas pela recente retração da demanda, através da descontração de energia existente.

O efeito da eliminação do limite inferior efetivamente elimina a sobrecontratação das distribuidoras. No entanto, como ela não elimina o excesso de oferta física do sistema, este excesso é transferido das distribuidoras para os geradores existentes, notadamente os agentes termelétricos.

2.5.1.2 Usinas com venda no ACL

As usinas termelétricas podem ainda optar por vender energia no Mercado Livre, através de contratos bilaterais (PPA – *power purchase agreement*). Neste modelo, as usinas auferem receitas valoradas ao preço do contrato e possuem (i) custos variáveis de geração, quando são despachadas, ou (ii) custos de liquidação no mercado de curto prazo ao PLD, quando não geram energia.

A diferença entre as receitas do PPA e os custos de geração/compra no mercado de curto prazo deveria ser suficiente para cobrir os demais custos do agente (custos fixos de O&M, custo do investimento, custo da infraestrutura de gás natural, entre outros). Porém, como a

⁴ Fixado anteriormente em 96% do Montante de reposição. O Montante de Reposição, grosso modo, representa os vencimentos contratuais de uma Distribuidora de energia elétrica.

competição no ACL se dá com outras fontes, sobretudo hidráulicas, com custos de operação bem mais baixos, o preço de venda do PPA tende a ser mais baixo do que o custo variável de geração de uma usina a gás, não sendo suficiente para cobrir, minimamente, os demais custos apresentados.

Além disso, a contratação de empreendimentos termelétricos no ACL traz grandes riscos para o vendedor, dado que o resultado é dependente tanto do valor do PLD, quanto dos custos variáveis de geração, estando este último diretamente ligado aos preços das *commodities* e à variação cambial. A alta volatilidade destes parâmetros pode inviabilizar a venda neste ambiente de contratação. De forma a ilustrar esse efeito, na Figura 3 este modelo é apresentado através de exemplos numéricos, indicando a sensibilidade deste modelo de negócio às condições de contorno (custo de combustível, preço teto do PLD).

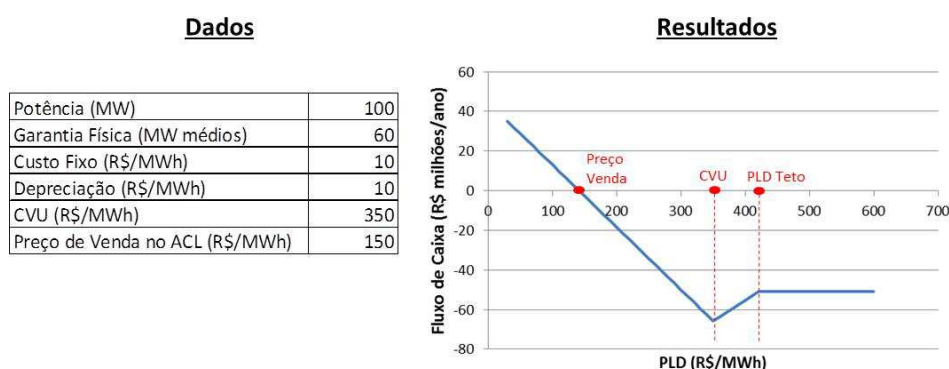


Figura 3 – Exercício – Fluxo de Caixa de uma usina no ACL.

Do exemplo da Figura 3, observa-se a exposição a risco que uma usina termelétrica teria a depender do PLD e do seu CVU, para faixas intermediárias de PLD. A situação é agravada quando o PLD teto pelo qual a usina poderia recuperar parte de seus custos é travado, o que demonstra que a venda de energia em PPAs é um modelo viável apenas em situações de PLD muito baixo.

Ainda dentro do ACL, as usinas podem optar pela venda no mercado de balanço, ao PLD acrescido de uma margem, percebendo como remuneração apenas uma margem, mas saindo da exposição ao risco do PLD. A Figura 4 apresenta o histórico de margens de balanço.



Figura 4 - Histórico de evolução das margens

Nota-se pelos valores médios históricos (em R\$/MWh) apresentados na Figura 4, que esse mercado de balanço não é suficiente para remunerar um empreendimento de geração.

2.5.1.3 Usinas *Merchant*

Neste modelo de negócio não há contratação da energia. A usina recebe pela energia efetivamente produzida, ao máximo valor entre o PLD e o seu CVU declarado. Durante os períodos em que os preços da energia encontram-se altos, a usina termelétrica produz energia e sua receita deve ser capaz de remunerar tanto seus custos variáveis quanto seus demais custos, devendo inclusive ser suficiente para cobrir os custos fixos durante os períodos de ociosidade.

Os riscos assumidos pelo agente gerador, associados à incerteza do despacho, são elevados. Além disso, outros fatores dificultam ainda mais a viabilidade deste modelo de negócio. O principal deles é o descolamento histórico entre o PLD e o real CMO, conforme pode ser visto na Figura 5, onde o CMO foi representado pelo CVU da usina mais cara despachada pelo sistema, excluídos os despachos localizados por razão elétrica. Esta distorção faz com que o agente termelétrico não receba a justa remuneração do Sistema. Caso o PLD refletisse o CMO real, a receita percebida pela usina *Merchant* seria muito maior.

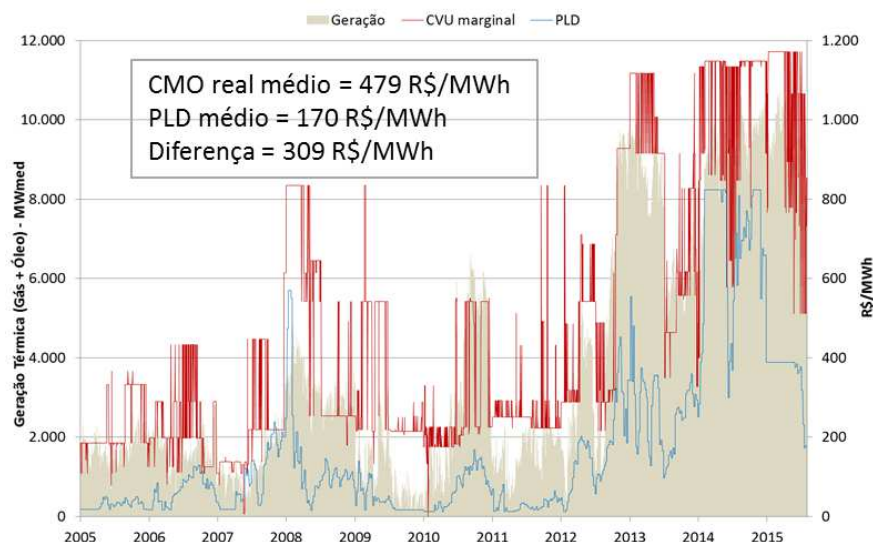


Figura 5: Descolamento histórico entre o PLD e o real Custo Marginal de Operação. Fonte: ONS/CCEE

A redução do teto do PLD, a partir de 2015, foi um evento recente que agravou ainda mais o deslocamento entre o PLD e o real CMO, destruindo ainda mais o valor para UTEs *Merchants*.

Outro fator que dificulta a viabilidade econômica das usinas *Merchants* é a falta de liberdade para a declaração do CVU. No atual modelo, quaisquer mudanças no CVU devem ser analisadas e aprovadas pela ANEEL. Além disso, o valor do CVU deve refletir apenas os custos variáveis de geração, não sendo possível, mesmo para uma usina sem contratos, remuneração de outros custos. Ao longo de 2016, pleitos de agentes geradores junto ao órgão regulador para declarar seu CVU de forma que contemple uma parcela de remuneração adicional aos custos variáveis não foram atendidos.

2.5.1.4 Demais Considerações

Em resumo, apresentado o panorama sobre as principais questões que afetam a remuneração das usinas termelétricas existentes, podemos apontar as principais dificuldades:

- a. O modelo de contratação vigente no mercado regulado, ao mesmo tempo em que cria condições para a expansão do sistema com usinas termelétricas novas, tende a inviabilizar a continuidade das usinas termelétricas existentes, visto que não apresenta o sinal correto para a viabilidade econômica desses projetos;
- b. Independente do modelo de negócio, o custo de oportunidade da energia, pelo qual a termelétrica existente compete (que deveria ser tal que remunerasse não somente o custo variável de sua geração, mas também seus custos fixos e de capital), converge para o PLD no curto prazo. Em um sistema com forte participação de fontes renováveis a custos baixos de geração, há grandes chances de que, em cenários de equilíbrio energético, não haja oportunidades de remuneração para usinas termelétricas;
- c. Atualmente os agentes termelétricos não podem declarar livremente seus CVU para o sistema, não permitindo remunerar seus custos totais no caso em que estão descontratados e são despachados;
- d. Mesmo em condições energéticas onde as termelétricas são necessárias, a redução do PLD em relação ao real CMO impacta fortemente a remuneração das termelétricas descontratadas.

Tais condições de remuneração e suas distorções vêm penalizando fortemente os empreendimentos termelétricos existentes, dificultando sua viabilidade econômica. Isso pode ser verificado pela recente suspensão pela ANEEL das autorizações para operação comercial de algumas termelétricas descontratadas.

2.5.2 Soluções propostas

Considerando o panorama das oportunidades de remuneração das termelétricas a gás natural, a Petrobras apresenta nesta seção algumas alternativas, que visam a permitir melhores condições para a viabilidade econômica dessas usinas, quais sejam:

- a. Unificação dos leilões de energia nova e existente para usinas termelétricas;
- b. Oferta de preço para usinas descontratadas e fora do “deck”⁵;

⁵ Usina não considerada nos modelos de programação e planejamento para o despacho energético, não impactando na formação do preço da energia elétrica.

- c. Adequação da “separação dos produtos lastro e energia” para as usinas termelétricas.

2.5.2.1 Unificação dos leilões de energia nova e existente para usinas termelétricas

Buscando alcançar a viabilidade econômica das usinas termelétricas existentes, uma das propostas seria permitir a junção entre os leilões de energia existente e energia nova. A competição dos empreendimentos ocorreria em um período antecipado, como um Leilão A-5, para suprimento futuro. Cabe lembrar que hoje já existe dispositivo legal para realização de leilão de energia existente com prazo antecipado em até cinco anos⁶.

Conceitualmente, caso uma usina existente não seja viável no SIN, a sua ausência será refletida em uma menor projeção de oferta de capacidade, e, portanto, será considerada como uma necessidade adicional a ser atendida por nova capacidade no sistema a ser contratado em leilão de energia nova. Assim, há uma relação direta entre a capacidade existente e a necessidade de nova, havendo comunicação, na prática, entre esses custos de oportunidade da nova e da existente, sob o ponto de vista do setor elétrico.

Os atributos da geração termelétrica a gás natural independem do fato da fonte de geração ser “nova” ou “existente”. Da mesma forma que o custo da infraestrutura do combustível para geração termelétrica não é diferenciado se uma usina é “nova” ou “existente”.

A competição para a entrega da energia deve ser realizada de forma que os atributos e critérios de eficiência determinem qual o melhor empreendimento para suprir o sistema, independentemente do tempo de existência do ativo, conforme ilustrado na Figura 6.



Figura 6 – Modelo proposto para contratação em leilão único

Mantendo-se as premissas de expansão, o planejador pode promover a competição de forma que empreendimentos obsoletos e de baixa eficiência sejam deslocados por usinas novas. Assim, o empreendedor que possui o chamado ativo “existente” deverá realizar

⁶ A Lei 13.360/2016 alterou o inciso II do §2º do Art. 2º da Lei 10.848/2004, que passou a vigorar com a seguinte redação:

§ 2º A contratação regulada de que trata o caput deste artigo deverá ser formalizada por meio de contratos bilaterais denominados Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, celebrados entre cada concessionária ou autorizada de geração e todas as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição, devendo ser observado o seguinte:

II - **para a energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, a entrega será iniciada no mesmo ano ou até no quinto ano subsequente ao da licitação**, com prazo de suprimento de no mínimo 1 (um) e no máximo 15 (quinze) anos; (Redação dada pela Lei nº 13.360, de 2016)

investimentos constantes para manter sua competitividade frente a projetos mais modernos.

Como a compra do combustível representa grande parte do custo do empreendimento, a energia nova torna-se mais vantajosa para o sistema quando o ganho de eficiência compensar o diferencial necessário entre o investimento da UTE nova em relação à velha. Para ilustrar essa afirmação, foi elaborado um exemplo de competitividade entre 4 usinas termelétricas a gás natural (1 nova e 3 existentes), com base nos parâmetros do LEN A-5/2016, com as seguintes premissas:

- Capex: 1.083 USD/kW capacidade instalada
- Financiamento: 15 anos
- Custo financiamento: 9,0% a.a. real
- Custos Fixos da usina: 20 R\$/MWh capacidade (não considera custos com infraestrutura de GN)
- Dados das usinas: Tabela 2

Tabela 2 – Dados de eficiência e CVU, por tipo de empreendimento

Usina	Heat Rate (MMBtu/MWh)	CVU (R\$/MWh)
Ciclo Combinado (novo)	6,1	218
Ciclo Combinado 1 (existente)	7,0	254
Ciclo Combinado 2 (existente)	8,2	294
Ciclo Aberto (existente)	9,1	324

Dado um custo de infraestrutura de gás natural, que está considerado na estrutura de custos tanto de uma usina nova quanto de uma existente, o resultado da competitividade entre as 4 usinas seria tal como apresentado na Figura 7.

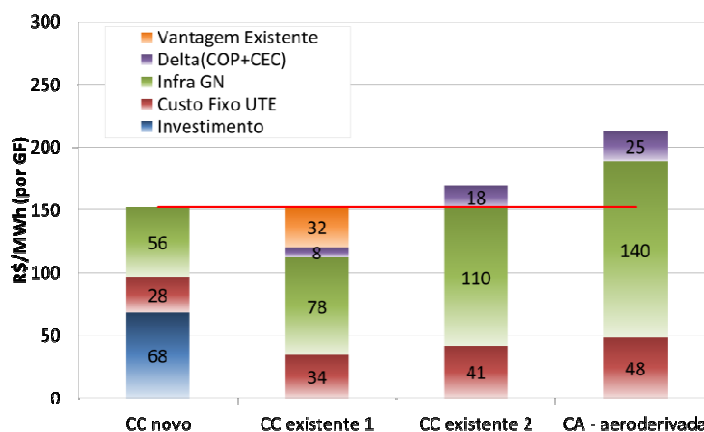


Figura 7 – Avaliação de competitividade de usinas. Fonte: Petrobras.

Nota-se que, nas mesmas condições de competitividade (usinas concorrendo no mesmo leilão, com o mesmo “custo de oportunidade” em termos de ICB teto, COP, CEC, CVU teto e parâmetros de indexação), as usinas existentes eficientes teriam, de fato, uma vantagem competitiva em relação a uma usina nova. Contudo, usinas menos eficientes (no exemplo as

usinas CC 2 e CA) não seriam econômicas no ponto de vista do setor, fazendo com que haja sentido econômico na contratação de novas usinas mais eficientes para substituí-las.

Cabe ressaltar que, no exemplo acima, não fazem parte da quantificação do benefício econômico de usinas de menor eficiência (ciclo simples) outros atributos característicos dessas usinas, tais como: flexibilidade para modulação, velocidade para partir e parar etc., e, portanto, não significa que essas usinas não tenham valor para o sistema, mas que apenas não são competitivas dentro da sistemática de leilões de energia em sua visão atual.

Nota-se ainda que a energia existente concorrerá com energia nova somente no limite onde o consumo de energia elétrica se mantém, pois caso a demanda aumente, invariavelmente será necessária a contratação de nova capacidade no sistema.

O modelo adotado para a separação de energia nova da existente guarda mais relação com os projetos hidráulicos, onde o investimento é a maior parte do custo global da energia daquela fonte. A maior parte do investimento está associado à construção das barragens, que por sua vez tem vida útil bem acima do horizonte dos leilões. Uma vez depreciados os custos desta parcela dos investimentos originais, o custo global da energia gerada nas hidrelétricas reduz significativamente.

O mesmo não ocorre no caso das termelétricas, onde o custo global da energia é composto em grande parte por combustíveis, e a parcela a amortizar dos investimentos originais é proporcionalmente menor quando comparado às hidráulicas.

Além disso, as usinas hidráulicas são regidas através do regime de concessão, em que deve haver reversão dos bens para a União após o término do horizonte da concessão. Já as usinas termelétricas são, em sua vasta maioria, produtores independentes de energia autorizados por conta e risco do empreendedor.

Há uma expectativa de que a unificação dos leilões também corrobore para uma menor necessidade de garantias de recebíveis de longo prazo para possibilitar o financiamento de novos projetos: a unificação criaria constantes oportunidades de comercialização ao longo da vida útil do empreendimento. A frequência dessas oportunidades, em conjunto com valores justos para a energia, consolidaria as referências de preço deste mercado, tornando-o mais robusto. Neste cenário, com o tempo, haveria uma melhor percepção por parte das instituições financeiras sobre a solidez do mercado de energia elétrica, reduzindo a necessidade de garantias de recebíveis para longos prazos para obtenção de financiamento.

Com a proposta de unificação dos leilões, entende-se que o período contratual dos novos empreendimentos deve ser maior do que o de ativos existentes. No entanto, isto não significa que o período contratual dos ativos existentes, considerando este novo modelo, seja reduzido, conforme praticado atualmente. Visto que a competição será unificada, para que um ativo existente mantenha sua eficiência e competitividade frente a empreendimentos mais modernos, deverão ser realizados constantes investimentos. De forma a buscar o retorno de tais investimentos, o prazo do recebível deve ser tal que remunere os investimentos realizados.

Para materializar a competição direta em Leilão por energia (invés de Leilões de Energia Existente e Energia Nova), a sugestão da Petrobras é para que sejam feitas as seguintes alterações na Lei 10.848/2004:

Redação vigente do ato legislativo	Proposta Petrobras
Lei 10.848/2004 Art. 2º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada, por meio de licitação, conforme regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, disporá sobre: § 2º A contratação regulada de que trata o caput deste artigo deverá ser formalizada por meio de contratos bilaterais denominados Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, celebrados entre cada concessionária ou autorizada de geração e todas as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição, devendo ser observado o seguinte: II - para a energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, a entrega será iniciada no mesmo ano ou até no quinto ano subsequente ao da licitação, com prazo de suprimento de no mínimo 1 (um) e no máximo 15 (quinze) anos; III - para a energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, a entrega será iniciada a partir do terceiro e até o sétimo ano subsequente ao da licitação, com prazo de suprimento de no mínimo 15 (quinze) e no máximo 35 (trinta e cinco) anos;	Lei 10.848/2004 Art. 2º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada, por meio de licitação, conforme regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, disporá sobre: § 2º A contratação regulada de que trata o caput deste artigo deverá ser formalizada por meio de contratos bilaterais denominados Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, celebrados entre cada concessionária ou autorizada de geração e todas as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição, devendo ser observado o seguinte: II - para a energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, a entrega será iniciada no mesmo ano ou até no quinto sétimo ano subsequente ao da licitação, com prazo de suprimento de no mínimo 1 (um) e no máximo 15 (quinze) 35 (trinta e cinco) anos; III - para a energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, a entrega será iniciada a partir do terceiro e até o sétimo ano subsequente ao da licitação, com prazo de suprimento de no mínimo 15 (quinze) e no máximo 35 (trinta e cinco) anos;
Art. 2º	Art. 2º

§ 5º Os processos licitatórios necessários para o atendimento ao disposto neste artigo deverão contemplar, dentre outros, tratamento para: I - energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes; II - energia proveniente de novos empreendimentos de geração; e III - fontes alternativas.	§ 5º Os processos licitatórios necessários para o atendimento ao disposto neste artigo deverão contemplar, dentre outros, tratamento para: I - energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração detentores, ou não, de outorga de geração existentes; e II - energia proveniente de novos empreendimentos de geração; e III - fontes alternativas.
Art. 2º § 6º Entendem-se como novos empreendimentos de geração aqueles que até o início de processo público licitatório para a expansão e comercialização da oferta de energia elétrica: I - não sejam detentores de outorga de concessão, permissão ou autorização; ou II - sejam parte de empreendimento existente que venha a ser objeto de ampliação, restrito ao acréscimo de capacidade. § 7º A licitação para a expansão da oferta de energia prevista no inciso II do § 5º deste artigo deverá ser específica para novos empreendimentos ou ampliações, sendo vedada a participação de empreendimentos de geração existentes, ressalvado o disposto no § 7º-A. § 7º-A. Poderão participar das licitações, para expansão da oferta de energia, os empreendimentos de geração que tenham obtido outorga de concessão licitada nos termos desta Lei ou de autorização, desde que atendam aos seguintes requisitos: I - não tenham entrado em operação comercial; ou	Art. 2º § 6º Entendem-se como novos empreendimentos de geração aqueles que até o início de processo público licitatório para a expansão e a comercialização da oferta de energia elétrica: I - não sejam detentores de outorga de concessão, permissão ou autorização; ou II - sejam parte de empreendimento existente que venha a ser objeto de ampliação, restrito ao acréscimo de capacidade. § 7º A licitação para a expansão da oferta de energia prevista no inciso II do § 5º deste artigo deverá ser específica para novos empreendimentos ou ampliações, sendo vedada a participação de empreendimentos de geração existentes, ressalvado o disposto no § 7º-A. § 7º-A. Poderão participar das licitações, para expansão da oferta de energia, os empreendimentos de geração que tenham obtido outorga de concessão licitada nos termos desta Lei ou de autorização, desde que atendam aos seguintes requisitos: I - não tenham entrado em operação comercial; ou

7º-B. O preço máximo de contratação da energia proveniente dos empreendimentos de geração de que trata o § 7º-A, licitados nos termos desta Lei, não poderá superar o preço médio por fonte resultante dos leilões de que tratam os incisos II e III do § 5º deste artigo e o § 1º do art. 3º-A, excetuando-se, no cálculo do preço médio, os leilões para contratação de energia proveniente de projetos de geração de que trata o inciso VI do art. 2º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.	7º-B. O preço máximo de contratação da energia proveniente dos empreendimentos de geração de que trata o § 7º-A, licitados nos termos desta Lei, não poderá superar o preço médio por fonte resultante dos leilões de que tratam os incisos II e III do § 5º deste artigo e o § 1º do art. 3º-A, excetuando-se, no cálculo do preço médio, os leilões para contratação de energia proveniente de projetos de geração de que trata o inciso VI do art. 2º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.
Art. 3º O Poder Concedente homologará a quantidade de energia elétrica a ser contratada para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional, bem como a relação dos novos empreendimentos de geração que integrarão, a título de referência, o processo licitatório de contratação de energia. § 2º No edital de licitação para novos empreendimentos de geração elétrica, poderá constar percentual mínimo de energia elétrica a ser destinada ao mercado regulado, podendo a energia remanescente ser destinada ao consumo próprio ou à comercialização para contratação livre.	Art. 3º O Poder Concedente homologará a quantidade de energia elétrica a ser contratada para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional, bem como a relação dos novos empreendimentos de geração que integrarão, a título de referência, o processo licitatório de contratação de energia. § 2º No edital de licitação para novos empreendimentos de geração elétrica, poderá constar percentual mínimo de energia elétrica a ser destinada ao mercado regulado, podendo a energia remanescente ser destinada ao consumo próprio ou à comercialização para contratação livre.

2.5.2.2 Oferta de preço para usinas descontratadas e fora do “deck” de planejamento de médio e longo prazos

O projeto vencedor de leilão, seja novo ou existente, terá como obrigação a permanência no sistema durante o período do contrato. Com isto, a usina vencedora é representada nos planos de operação, permitindo o cálculo correto do valor da água e do preço no mercado de curto prazo.

De acordo com o modelo de leilão proposto, poderá ocorrer o “deslocamento” do ativo termelétrico existente por um projeto mais eficiente, beneficiando assim o sistema elétrico como um todo. Assim sendo, o agente “deslocado” no certame possui duas alternativas imediatas: desmobilizar o ativo ou realizar melhorias para ganhos em eficiência, e assim buscar recolocar sua termelétrica em um leilão futuro. No entanto, entende-se que uma terceira opção pode ser benéfica, tanto para o empreendedor quanto para o sistema elétrico, principalmente quando comparado à desmobilização do ativo: uma usina existente, que não realizou venda em leilão, teria a opção de estar representada como indisponível nos

modelos de planejamento de médio e longo prazo do ONS e da EPE, porém, durante o processo de planejamento de curto prazo do ONS, essa usina poderia ofertar sua energia para o Sistema, por meio de oferta de preço, recebendo o PLD, no caso de despacho por mérito, ou o preço de energia ofertado, no caso de despacho por segurança energética ou razão elétrica (despachos fora da ordem de mérito).

Cabe ressaltar que a não contratação para entrega no ano A já é conhecida 5 anos antes, havendo a possibilidade de contratação de energia nova para compensar a falta da existente. Este fato, somado a total incerteza em relação ao cenário hidrológico 5 anos antes, impede que a termelétrica existente obtenha ganhos oportunistas no mercado de curto prazo.

Para ser viável tal modelo, devem ser implantadas as alterações propostas no item 2.3 desta contribuição, quais sejam: possibilidade de livre declaração de CVU e preços por usinas *Merchants*.

2.5.2.3 Adequação da “separação dos produtos lastro e energia” para as usinas termelétricas

Dentre as propostas da CP 033/2017, destaca-se a separação entre lastro e energia. No modelo vigente, a expectativa que baliza a decisão de contratação dos agentes é diretamente influenciada pela expectativa do preço da energia no curto prazo, considerando um parque gerador predominantemente hidráulico.

Do ponto de vista do gerador, o custo de oportunidade da energia deve ser suficiente para remunerar não somente os custos variáveis de produção da energia, como também os custos fixos necessários para a produção de energia. Portanto, quando a expectativa de preços de energia ultrapassa o custo marginal de expansão, haveria a decisão para a construção de novas usinas.

Este modelo vem sendo utilizado para promover a expansão do sistema elétrico brasileiro, estruturando-se sobre 2 pilares: (i) contratação para atendimento de toda demanda prevista e (ii) comprovação de lastro físico para todas as contratações.

Desta forma, lastro e energia são tratados como um só produto. A justificativa para a separação entre lastro e energia que está sendo discutida seria a resolução das seguintes questões:

- a. Contratação em separado do lastro garante a contribuição equilibrada do ACR e ACL para a segurança do sistema, pois historicamente o ACR contribuiu proporcionalmente mais para a expansão do sistema que o ACL.
- b. Contratos de suprimento de energia não estariam mais atrelados à exigência de lastro, aumentando a participação de agentes financeiros no setor, trazendo maior liquidez ao mercado.
- c. As distribuidoras passariam a ser empresas de “fio”, e as responsabilidades (e recompensas) da contratação passariam para as comercializadoras (próprias e de

terceiros) que não seriam atividades reguladas, o que mitigaria os riscos das distribuidoras, conforme foi experimentado em alguns momentos, como a exposição involuntária aos altos preços de curto prazo verificados em 2014, e a atual situação de sobra de contratação.

- d. Adicionalmente, a separação de lastro e contrato é um fator importante para a viabilização da liberalização do consumo.

Entende-se que a separação da contratação do lastro da energia possui o benefício da harmonização entre os interesses dos investidores em infraestrutura, os quais tendem a preferir contratos de longo prazo para amortizar seus investimentos, com os dos supridores de combustível, que geralmente veem em contratos flexíveis de longo prazo excessivo risco.

A necessidade de separação estrita entre energia “nova” e energia “existente” é causada em boa parte pela mistura dos conceitos de “lastro” e “energia” na contratação, decorrente da estrutura do modelo comercial vigente de forma a buscar um mecanismo de garantia da expansão. O desenho de modelo da segregação da contratação dos produtos “lastro” e “energia”, além de garantir a expansão da geração, permitiria que a competição da capacidade do sistema seja realizada em um único leilão, considerando fontes “novas” e “existentes”.

A partir dessa proposição, seria necessário avaliar sua adequação ao caso das termelétricas, em especial no caso das existentes, pois o sistema continua com grande participação da energia hidrelétrica na composição da energia total gerada e, portanto, há grandes chances de que questões caras às termelétricas não sejam tratadas da maneira mais adequada.

O modelo de comercialização de uma termelétrica deveria ser flexível, permitindo que cada agente estabeleça seu portfólio de contratos, em razão da sua relação risco e retorno.

Assim, a proposta deveria considerar a coexistência de venda total em leilões com repasse do CVU (risco para o consumidor), até a declaração de preço de energia pelo agente (conforme ilustrado na Figura 8).

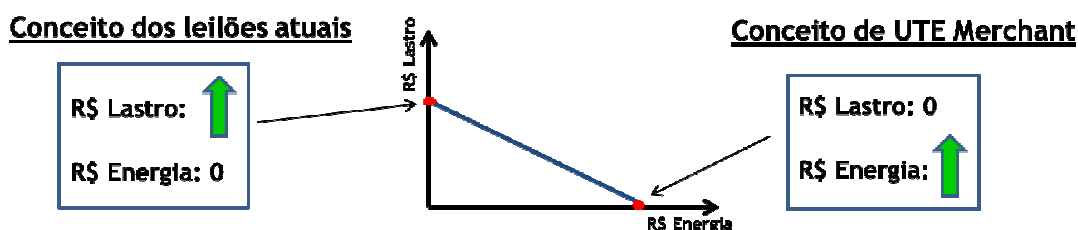


Figura 8 – Venda do produto energia vs venda do produto lastro

São características do modelo baseado somente através da venda de lastro:

- Menor risco para o gerador
- Receita fixa cobre custos fixos e remuneração do capital
- CVU cobre custos variáveis de operação

De forma análoga, são características do modelo baseado somente através da venda de energia:

- Maior risco para o gerador
- Não há receita fixa ou lastro calculado
- Usina declara o preço de energia
- Usina opta por adquirir gás natural no mercado spot, ou realiza um contrato bilateral (considerando a existência de um mercado de gás que tenha funcionamento análogo ao mercado de energia)

Atualmente o setor elétrico não apresenta incentivos para o modelo de usinas *Merchant*. Assim, a inclusão destas possibilidades nas discussões que estão ocorrendo no setor visa melhorar a oportunidade de usinas existentes permanecerem disponíveis no sistema.

Cabe lembrar que as características desejáveis para o modelo de remuneração pela energia não dependem de uma separação “formal” dos produtos lastro e energia. Atualmente, uma usina já poderia optar por não fazer jus à sua garantia física calculada, desde que tivesse liberdade para declarar seus custos em seu CVU.

Por fim, a Petrobras entende que não seria prudente que o Sistema abra mão da possibilidade de contratação de energia de reserva que pode ser útil e necessária para garantir a segurança energética em alguns cenários.

Nesse sentido, a sugestão da Petrobras é que a proposta do MME seja aperfeiçoada nos seguintes pontos:

Texto MME	Proposta Petrobras
<i>Lei 10.848/2004</i> <i>Art. 3º O Poder Concedente homologará o lastro de geração de cada empreendimento, definido como a sua contribuição ao provimento de confiabilidade sistêmica, e a quantidade de energia elétrica a serem contratadas para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional, bem como a relação dos novos empreendimentos de geração que integrarão, a título de referência, os processos licitatórios de contratação, conforme regulamento.</i>	<i>Lei 10.848/2004</i> <i>Art. 3º O Poder Concedente homologará o lastro de geração de cada empreendimento, definido como a sua contribuição ao provimento de confiabilidade sistêmica, e a quantidade de energia elétrica a serem contratadas para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional, bem como a relação dos novos empreendimentos de geração que integrarão, a título de referência, os processos licitatórios de contratação, conforme regulamento.</i>
<i>Lei 10.848/2004</i> <i>Art. 3º</i> <i>(....)</i> <i>§4º Será vedada a contratação da reserva de capacidade de que trata o §3º após a</i>	<i>Lei 10.848/2004</i> <i>Art. 3º</i> <i>(....)</i> <i>§4º Será vedada a contratação da reserva de capacidade de que trata o §3º após a</i>

<i>regulamentação e implementação da modalidade de contratação de lastro de geração prevista no art. 3º-C.</i>	<i>regulamentação e implementação da modalidade de contratação de lastro de geração prevista no art. 3º-C.</i>
<i>Lei 10.848/2004</i> Art. 3º-C (...) §6º O poder concedente deverá estabelecer regra explícita para definição da capacidade a ser contratada para o sistema, conforme regulamento.	<i>Lei 10.848/2004</i> Art. 3º-C (...) §6º O poder concedente deverá estabelecer regra explícita para definição da capacidade de geração por fonte energética a ser contratada para o sistema, conforme regulamento.
<i>Lei 10.848/2004</i> Art. 3º-C (...) §7º Na contratação de novos empreendimentos para aquisição de lastro geração, na forma deste art., deverão ser considerados, conforme regulamentação, os atributos técnicos e físicos dos empreendimentos habilitados no certame, tais como:	<i>Lei 10.848/2004</i> Art. 3º-C (...) §7º Na contratação de novos empreendimentos para aquisição de lastro geração, na forma deste art., deverão ser considerados, conforme regulamentação, os atributos técnicos e físicos dos empreendimentos habilitados no certame, tais como:

Grupo 3 – Alocação de Custos e Racionalização

3.1 – Riscos e Racionalização de Custos dos Contratos Regulados

A proposta define os Contratos por Quantidade de Energia como modalidade preferencial na contratação regulada. Cabe ressaltar que essa modalidade contratual não é adequada para as termelétricas, visto que transfere riscos excessivos aos geradores, conforme já detalhado no item 2.5.1.2 desta contribuição. Dessa forma, a modalidade de contratação de usinas termelétricas deveria ser sempre por Disponibilidade. Assim sendo, a Petrobras sugere que o texto apresentado pelo MME seja alterado, conforme os termos abaixo:

Texto MME	Proposta Petrobras
<i>Lei 10.848/2004</i> “Art. 2º §1º Na contratação regulada os riscos exposição ao mercado de curto prazo decorrente das decisões de despacho serão alocados conforme as seguintes modalidades: I – Contratos por Quantidade de Energia, nos quais o risco fica com os vendedores,	<i>Lei 10.848/2004</i> “Art. 2º §1º Na contratação regulada os riscos exposição ao mercado de curto prazo decorrente das decisões de despacho serão alocados conforme as seguintes modalidades: I – Contratos por Quantidade de Energia, nos quais o risco fica com os vendedores,

<i>devendo ser a modalidade preferencial de contratação;</i>	<i>devendo ser a modalidade preferencial de contratação;</i>
<i>II – Contratos por Disponibilidade de Energia, nos quais o risco fica com os compradores, com direito de repasse às tarifas dos consumidores finais.</i>	<i>II – Contratos por Disponibilidade de Energia, nos quais o risco fica com os compradores, com direito de repasse às tarifas dos consumidores finais.</i>

Outra medida proposta é a descontração voluntária, por parte do gerador, e eventual descomissionamento econômico de usinas termelétricas com custo variável unitário de operação superior ao preço teto do mercado de curto prazo. Para efetivar tal descomissionamento, é previsto que o gerador deverá quitar eventuais obrigações contratuais pendentes e penalidades.

Nesse contexto, a Petrobras reforça a importância da quitação de quaisquer obrigações contratuais pendentes para efetivação do descomissionamento, inclusive aquelas relacionadas aos contratos celebrados com os fornecedores de combustível. Para evitar qualquer divergência na interpretação sobre o que estaria incluso nas obrigações contratuais pendentes, a Petrobras entende ser importante a alteração do texto proposto do §4 do Art. 2º-D da Lei 10.848, de 2004, conforme exposto a seguir.

Texto MME	Proposta Petrobras
<i>Lei 10.848/2004</i>	<i>Lei 10.848/2004</i>
<i>Art. 2º-D (...)</i>	<i>Art. 2º-D (...)</i>
<i>§4º Para que a rescisão seja efetivada, os geradores deverão quitar eventuais obrigações contratuais pendentes e penalidades, dispensado o pagamento da multa rescisória dos CCEARs.</i>	<i>§4º Para que a rescisão seja efetivada, os geradores deverão quitar eventuais obrigações contratuais pendentes e penalidades, inclusive aquelas relacionadas ao fornecimento de combustível líquido e gás natural, dispensado o pagamento da multa rescisória dos CCEARs.</i>

Grupo 4 – Medidas de Sustentabilidade e Desjudicialização

4.1 – Equacionamento dos custos e pagamento das dívidas referentes ao fornecimento de combustíveis nos sistemas isolados

As alterações promovidas pela Medida Provisória 579/2012 (MP 579/2012), convertida na Lei 12.783 de 11 de janeiro de 2013, desorganizaram por um tempo o fluxo de recursos oriundos da Conta Consumo de Combustíveis (CCC) para reembolso do custo total de geração para as Distribuidoras do Sistema Isolado (tanto para combustíveis líquidos quanto para gás natural). Em função dessa situação, as empresas do sistema isolado acumularam grandes dívidas com o Sistema Petrobras (supridora de combustíveis).

Desse modo, em 31/12/2014, a Petrobras e as Distribuidoras da Eletrobras celebraram Contratos de Confissão de Dívidas (CCDs), com anuência e interveniência da Eletrobras. Importante frisar que a repactuação de tais dívidas foi devidamente autorizada pela Portaria Interministerial (Ministério de Minas e Energia e Ministério da Fazenda - MME/MF) n.º 652 de 10 de dezembro de 2014 (Portaria Interministerial MME/MF 652/2014).

Em março de 2015, foram celebrados Contratos de Penhor de Recebíveis, para substituição da garantia dos CCDs, nos quais as Distribuidoras da Eletrobras concederam em garantia à Petrobras os créditos decorrentes da CDE.

Registra-se, portanto, que os Contratos de Penhor de Recebíveis foram constituídos com base no reconhecimento de dívida entre o Fundo CDE, representado por sua gestora Eletrobras, e os credores da CCC (Distribuidoras da Eletrobras).

Assim, o fundo CDE deve prover recursos para o pagamento das dívidas com o suprimento de combustíveis e, além disso, esses recursos devem ser alocados diretamente aos fornecedores sem qualquer intermediação, para evitar problemas com inadimplências e postergações das Distribuidoras. Tal proposta evita qualquer desvio dos recursos para atividades distintas do destino definido em lei para isso.

Nesse sentido, a proposta da Petrobras para mitigar riscos futuros de endividamento com os fornecedores de combustíveis das geradoras que ora fazem jus ao repasse de recursos da conta CDE, bem como assegurar que as dívidas pretéritas sejam devidamente quitadas com os recursos da CDE é que sejam feitas alterações na Lei 10.438/2002 de forma a instituir como obrigação da CDE o pagamento das dívidas (tanto as existentes quanto aquelas que venham a ser reconhecidas) diretamente aos fornecedores de combustíveis sem qualquer intermediação.

Redação vigente do ato legislativo	Proposta Petrobras
<i>Lei 10.438/2002</i>	<i>Lei 10.438/2002</i>
<i>Art. 13. Fica criada a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE visando ao desenvolvimento energético dos Estados, além dos seguintes objetivos:</i>	<i>Art. 13. Fica criada a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE visando ao desenvolvimento energético dos Estados, além dos seguintes objetivos:</i>
<i>(...)</i>	<i>(...)</i>
<i>IX – prover recursos para o pagamento dos reembolsos das despesas com aquisição de combustível, incorridas até 30 de abril de 2016 pelas concessionárias titulares das concessões de que trata o art. 4º-A da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, comprovadas, porém não reembolsadas por força das exigências de eficiência econômica</i>	<i>IX – prover recursos para o pagamento dos reembolsos das despesas com aquisição de combustível, incorridas até 30 de abril de 2016 pelas concessionárias titulares das concessões de que trata o art. 4º-A da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009 e pelas prestadoras de serviço público de distribuição de energia elétrica designadas</i>

e energética de que trata o § 12 do art. 3º da referida Lei, incluindo atualizações monetárias, vedados o repasse às quotas e a utilização dos recursos de que trata o § 1º deste artigo;	para continuidade dos serviços referentes às concessões de que trata o referido dispositivo legal, bem como por produtores independentes de energia (PIEs) beneficiários, comprovadas, porém não reembolsadas por força das exigências de eficiência econômica e energética de que trata o § 12 do art. 3º da referida Lei, incluindo atualizações monetárias, vedados o repasse às quotas e a utilização dos recursos de que trata o § 1º deste artigo;
Lei 10.438/2002 Art. 13. (...)	Lei 10.438/2002 Art. 13. (...) XV – prover recursos necessários e suficientes para pagamento das dívidas existentes na data da publicação desta MP decorrentes da aquisição de combustível líquido e de gás natural dos agentes mencionados no inciso IX deste artigo com os fornecedores diretos e indiretos destes combustíveis;
Lei 10.438/2002 Art. 13. (...)	Lei 10.438/2002 Art. 13. (...) § 1º-D. Os pagamentos de que tratam os incisos XV e XVI do caput serão realizados diretamente aos fornecedores diretos e indiretos de combustíveis pelas parcelas de serviços e produtos agregados por cada agente no âmbito da cadeia de fornecimento.
Lei 10.438/2002 Art. 13. (...)	Lei 10.438/2002 Art. 13. (...) § 7º-A Os dispêndios para a finalidade de que trata os incisos XV e XVI deste artigo serão custeados pela CDE até o pagamento total das dívidas decorrentes da aquisição de combustíveis previstas no inciso XV deste

	<i>artigo, o fim dos contratos de fornecimento de combustíveis celebrados até a data de publicação da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, e/ou aquisição de combustível pelos agentes mencionados no inciso IX deste artigo para fins de geração de energia elétrica.</i>
--	--

Outro ponto que merece atenção é a questão do gasoduto Urucu-Coari-Manaus, usado para movimentar gás natural desde a província petrolífera de Urucu até a cidade de Manaus com o objetivo de geração de energia elétrica.

Esse empreendimento foi desenvolvido no âmbito de um grande compromisso envolvendo o Ministério de Minas e Energia, o Governo do Estado do Amazonas, a Petrobras e a Eletrobras, cujo objetivo era mudar a matriz de geração de energia na capital do Estado do Amazonas, melhorar as questões de emissões de poluentes, possibilitar o uso de termelétricas a gás natural mais modernas e eficientes e, por fim, reduzir o custo de geração percebido pelos consumidores.

Ocorre que, por diversos motivos, o volume total de gás natural não vem sendo consumido na geração de energia elétrica em Manaus e, por isso, a ANEEL glosa os reembolsos da CCC para a Distribuidora Amazonas Energia (AmE-D) que, conseqüentemente, não honra seus pagamentos com a Petrobras.

Essa situação de inadimplência leva a Petrobras a buscar medidas judiciais contra a AmE-D e, em algumas ocasiões, a suspensão do suprimento de gás natural.

Dado que o gasoduto Urucu-Coari-Manaus foi um projeto apoiado pelo Estado, o qual garante o suprimento energético de Manaus, a Petrobras entende que não faz sentido que a capacidade instalada desse gasoduto não seja plenamente utilizada, ao mesmo tempo em que também não faz sentido a Petrobras não receber pelos serviços e gás natural que disponibiliza à AmE-D.

Dessa forma, a proposta da Petrobras é que a CDE pague diretamente todos os custos fixos (incluindo tributos) do transporte do gás (Ship or Pay) no gasoduto Urucu-Coari-Manaus para a Companhia. Para tanto, são necessárias as seguintes alterações na Lei 10.438/2002.

Redação vigente do ato legislativo	Proposta Petrobras
<i>Lei 10.438/2002</i>	<i>Lei 10.438/2002</i>
<i>Art. 13.</i>	<i>Art. 13.</i>
<i>(...)</i>	<i>(...)</i>
	<i>XVI – prover recursos necessários e suficientes para pagamento da parcela de transporte e da margem de distribuição</i>

	<i>referente aos contratos de fornecimento de gás natural celebrados até a data de publicação da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009 pelos agentes mencionados no inciso IX deste artigo para fins de geração de energia elétrica; ou</i>
Lei 10.438/2002	Lei 10.438/2002
Art. 13.	Art. 13.
(...)	(...)
§ 5º A CDE será regulamentada pelo Poder Executivo e movimentada pela Eletrobras.	§ 5º A CDE será regulamentada pelo Poder Executivo e movimentada pela Eletrobras.

O pagamento direto pela CDE dos custos fixos do gasoduto Urucu-Coari-Manaus (Ship or Pay) para a Petrobras evitará que novas inadimplências das Distribuidoras aconteçam e reestabelecerá a garantia de suprimento energético para Manaus.

Uma vez equacionada a questão dos custos fixos do gasoduto, é necessário que a CCC garanta também os recursos necessários para o pagamento dos custos totais (incluindo tributos) dos combustíveis (líquidos e gás natural), diretamente ao supridor desses combustíveis. Para tanto, são necessárias algumas alterações na Lei 12.111/2009, conforme mostrado a seguir:

Redação vigente do ato legislativo	Proposta Petrobras
Lei 12.111/2009	Lei 12.111/2009
Art. 3º	Art. 3º
(...)	(...)
§ 1º No custo total de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados, de que trata o caput, deverão ser incluídos os custos fixos e variáveis relativos:	§1º No custo total de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados, de que trata o caput, deverão ser incluídos os custos fixos e variáveis relativos: (...) VI – aos custos totais referentes à aquisição de combustível líquido e aos contratos de fornecimento de gás natural, incluindo a reserva de capacidade de transporte dutoviário e a reserva de consumo mínimo, celebrados até a data de publicação desta Lei pelos agentes mencionados no inciso IX deste artigo para fins de geração de energia elétrica.
Lei 12.111/2009	Lei 12.111/2009
Art. 3º	Art. 3º
(...)	(...)
	§4º-A O reembolso relativo à aquisição de

	<i>combustível líquido e aos contratos de fornecimento de gás natural destinados às concessionárias titulares das concessões de que trata o art. 4º-A, às prestadoras de serviço público de distribuição de energia elétrica designadas para continuidade dos serviços referentes às concessões de que trata o art. 4º-A, assim como de produtores independentes de combustível beneficiários, será realizado diretamente ao fornecedor do combustível ou agente da cadeia de fornecimento, que deverá comprovar o fornecimento do combustível, ou serviços associados de transporte e distribuição, para a geração de energia elétrica, conforme regulação da Aneel.</i>
	Lei 12.111/2009 Art. 3º..... (...) <i>§5º-A O direito ao reembolso previsto no caput deste artigo permanecerá sendo feito ao agente definido nos § 4º -A durante toda a aquisição de combustível líquido e vigência dos contratos de fornecimento de gás natural, incluindo suas prorrogações, mantendo-se, inclusive, este reembolso após a data prevista de interligação ao SIN, neste caso condicionado ao atendimento do disposto no § 1º do art. 4º desta Lei.</i>
Lei 12.111/2009 Art. 4º-A. As concessionárias titulares das concessões de distribuição que prestam serviço em Estados da Federação cujas capitais não estavam interligadas ao SIN na data de 9 de dezembro de 2009 terão reconhecidos os custos com a compra de energia, para fins tarifários, e o custo total de geração, para fins de reembolso da CCC, necessários para atender a diferença entre a carga real e o mercado regulatório, sendo que:	Lei 12.111/2009 Art. 4º-A As concessionárias titulares das concessões de distribuição que prestam serviço em Estados da Federação cujas capitais não estavam interligadas ao SIN na data de 9 de dezembro de 2009 terão reconhecidos os custos com a compra de energia, para fins tarifários, e o custo total de geração, <i>incluindo todas as despesas com a aquisição de combustível líquido e gás natural e estabelecidas nos contratos de fornecimento de gás natural vigentes na data de publicação desta Lei</i>, para fins de reembolso da CCC, necessários para atender a diferença entre a carga real e o mercado regulatório, sendo que:

<i>Lei 12.111/2009</i> Art. 4º-A (...)	<i>Lei 12.111/2009</i> Art. 4º-A (...) §1º O reembolso relativo fornecimento de combustível líquido e aos contratos de gás natural destinados às concessionárias titulares das concessões de que trata o art. 4º-A e às prestadoras de serviço público de distribuição de energia elétrica designadas para continuidade dos serviços referentes às concessões de que trata o art. 4º-A, firmados e submetidos à anuência da Aneel até 30 de julho de 2009, data de publicação da Medida Provisória nº 466, de 29 de julho de 2009, será realizado diretamente ao fornecedor do combustível que deverá comprovar o fornecimento do combustível para a geração de energia elétrica, conforme regulação da Aneel.
--	--

Não obstante, há uma particularidade no sistema de Manaus com relação aos contratos e outorgas para produção de energia, tendo em vista que esses diplomas expiram antes do vencimento do contrato de gás. Assim, a Petrobras sugere uma pequena alteração adicional na Lei 12.111/2009 de forma a contemplar uma exceção que possibilite a prorrogação desses contratos, conforme os termos a seguir:

Redação vigente do ato legislativo	Proposta Petrobras
<i>Lei 12.111/2009</i> Art. 2º <i>Parágrafo único. O disposto no caput não se aplica aos casos de comprometimento do suprimento de energia elétrica, hipótese em que o aditamento somente será permitido para aumento de quantidade e de prazo, limitado a 36 (trinta e seis) meses, não prorrogáveis, conforme dispuser regulação da Aneel.</i>	<i>Lei 12.111/2009</i> Art. 2º <i>Parágrafo primeiro único. O disposto no caput não se aplica aos casos de comprometimento do suprimento de energia elétrica, hipótese em que o aditamento somente será permitido para aumento de quantidade e de prazo, limitado a 36 (trinta e seis) meses, não prorrogáveis, conforme dispuser regulação da Aneel.</i> <i>Parágrafo segundo. Excepcionalmente, a critério do Poder Concedente, os contratos dispostos no caput poderão ser prorrogados até 31/12/2030.</i>

4.2 Descotização e Privatização

A proposta do MME para esse tema visa modificar o modelo comercial de um conjunto de hidrelétricas com vencimento de concessão a partir de 2013, que a Lei nº 12.783/2013 previa sua transformação em cotas. A presente consulta prevê a “descotização” desses empreendimentos, bem como a não cotização das usinas com concessões vincendas.

Os ganhos obtidos com a “descotização” seriam repartidos em três: uma parte seria para o consumidor, via redução de encargos; uma segunda parte seria destinada à União; uma terceira parte ficaria com a Eletrobrás, para as privatizações até dezembro de 2019.

Considerando os eventuais recursos oriundos da “descotização” e os crônicos problemas de dívidas relacionadas ao suprimento de combustíveis na Região Norte do país, a Petrobras entende que direcionar os recursos recebidos prioritariamente para quitar os débitos existentes oriundos do suprimento de combustíveis é a melhor solução para o saneamento e redução de judicialização do setor elétrico.

Dessa forma, a Petrobras sugere alterações nas sugestões de aprimoramento feitas pelo MME na Lei 9.074/1995 para possibilitar que os recursos obtidos com eventuais privatizações sejam alocados na conta CDE para pagamento das dívidas e despesas com combustíveis nos sistemas isolados.

Texto MME	Proposta Petrobras
<i>Lei 9.074/1995</i> Art.28 (...) §5º A privatização de que trata o caput deverá considerar: I – o pagamento, no caso de concessão ou autorização de geração, de quota anual, em duodécimos, à Conta de Desenvolvimento Energético, de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, correspondente a um terço do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão. II - o pagamento de bonificação de outorga anual, em duodécimos, correspondente a: a) dois terços do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, no caso de concessão ou autorização de geração; b) ao benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, nos casos de concessão ou autorização de transmissão e distribuição.	<i>Lei 9.074/1995</i> Art.28 (...) §5º A privatização de que trata o caput deverá considerar: I – o pagamento, no caso de concessão ou autorização de geração, de quota anual, em duodécimos, à Conta de Desenvolvimento Energético, de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, correspondente a um terço do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão. II – o pagamento de bonificação de outorga anual, em duodécimos, correspondente a: a) dois terços do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, no caso de concessão ou autorização de geração; b) ao benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, nos casos de concessão ou autorização de transmissão e distribuição.

	§5º O benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão a ser firmado após a privatização de que trata o caput será totalmente destinado à Conta de Desenvolvimento Energético, de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, devendo ser observadas as seguintes condições: I – metade do valor será pago imediatamente após a privatização e será destinado ao objetivo previsto no inciso XV do Art. 13º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. II – a outra metade do valor será pago na forma de quota anual, em duodécimos.
Lei 9.074/1995 Art.28 (...) §8º Na privatização de pessoas jurídicas controladas direta ou indiretamente pela União alcançadas pelo §7º, desde que a transferência de controle seja realizada até 31 de dezembro de 2019, a bonificação de outorga mínima de que trata o inciso II do §5º será reduzida para: I - um terço do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, no caso de concessão ou autorização de geração; e II – dois terços do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, nos casos de concessão ou autorização de transmissão e distribuição.	Lei 9.074/1995 Art.28 (...) §8º Na privatização de pessoas jurídicas controladas direta ou indiretamente pela União alcançadas pelo §7º, também será aplicável a mesma destinação estabelecida no § 5º deste artigo. desde que a transferência de controle seja realizada até 31 de dezembro de 2019, a bonificação de outorga mínima de que trata o inciso II do §5º será reduzida para: I – um terço do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, no caso de concessão ou autorização de geração; e II – dois terços do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão, nos casos de concessão ou autorização de transmissão e distribuição

Adicionalmente, para possibilitar o fluxo de recursos da CDE para a Petrobras, de modo que as dívidas e as despesas com combustíveis sejam efetivamente quitadas pelo setor elétrico, devem ser feitas algumas alterações adicionais na Lei 10.438/2002.

Redação vigente do ato legislativo	Proposta Petrobras
Lei 10.438/2002 Art. 13. (...)	Lei 10.438/2002 Art. 13. (...)

§ 1º-A. É a União autorizada a destinar os recursos oriundos do pagamento de bonificação pela outorga de que trata o § 7º do art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, à CDE, exclusivamente para cobertura dos usos de que tratam os incisos IX e X do caput deste artigo.	§ 1º-A. É a União autorizada a destinar os recursos oriundos do pagamento de bonificação pela outorga de que trata o § 7º do art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, à CDE, exclusivamente para cobertura dos usos de que tratam os incisos IX, XV e XVI do caput deste artigo, devendo a CCEE e a ANEEL garantirem que a totalidade destes recursos sejam destinados para este fim.
Lei 10.438/2002 Art. 13 (...) § 1º-B. O pagamento de que trata o inciso IX do caput é limitado a R\$ 3.500.000.000,00 (três bilhões e quinhentos milhões de reais) até o exercício de 2017, sujeito à disponibilidade orçamentária e financeira.	Lei 10.438/2002 Art. 13 (...) § 1º-B. O pagamento de que trata o inciso IX do caput é limitado a R\$ 3.500.000.000,00 (três bilhões e quinhentos milhões de reais) até o exercício de 2017, sujeito à disponibilidade orçamentária e financeira.
Lei 10.438/2002 Art. 13 (...) § 1º-C. O ativo constituído de acordo com o inciso IX do caput é limitado à disponibilidade de recursos de que trata o § 1º-B, destinados a esse fim, vedados o repasse às quotas anuais e a utilização dos recursos de que trata o § 1º.	Lei 10.438/2002 Art. 13 (...) § 1º-C. O ativo constituído de acordo com o inciso IX do caput é limitado à disponibilidade de recursos de que trata o § 1º-B, destinados a esse fim, vedados o repasse às quotas anuais e a utilização dos recursos de que trata o § 1º.
Lei 10.438/2002 Art. 13. (...)	Lei 10.438/2002 Art. 13. (...) § 1º-F. A ANEEL deverá regulamentar a forma de comprovação do fornecimento de combustível pelos fornecedores diretos e indiretos.
Lei 10.438/2002 Art. 13. (...)	Lei 10.438/2002 Art. 13. (...) § 6º-A Os recursos da CDE poderão ser transferidos à Reserva Global de Reversão - RGR e à Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, para atender às finalidades dos

	<i>incisos III, IX, XV e XVI do caput.</i>
<i>Lei 10.438/2002</i>	<i>Lei 10.438/2002</i>
<i>Art. 13.</i>	<i>Art. 13.</i>
<i>(...)</i>	<i>(...)</i> <i>§15. Nos casos dos incisos XV e XVI, o Ministério de Minas e Energia deverá determinar a inclusão no orçamento anual da CDE de parcela equivalente às prestações mensais a serem pagas em decorrência do fornecimento de combustíveis líquidos e de contratos de fornecimento de gás natural celebrados até a data de publicação da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009 pelos agentes mencionados no inciso IX deste artigo, bem como de parcela para pagamento das obrigações vencidas e vincendas dos Contratos de Confissão de Dívidas firmados e outros débitos relativos ao fornecimento de combustíveis em decorrência dos mesmos contratos de fornecimento de combustíveis celebrados até a data de publicação da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009 pelos agentes mencionados no inciso IX do caput.</i>

Sem prejuízo da alocação de recursos das privatizações e bonificação de outorgas para pagamento das dívidas com a Petrobras referentes ao suprimento de combustível, outra possibilidade para pagamento de parte ou da totalidade dessa dívida seria a União, como acionista controlador da Eletrobras, ter a prerrogativa de indicar a transferência para a Petrobras de empreendimentos de geração outorgados às empresas do Sistema Eletrobras em troca do abatimento ou encerramento das dívidas relacionadas ao fornecimento de combustível.

Além disso, no ato de transferência da outorga, a União poderá prorrogá-la pelo prazo suficiente e necessário à geração de recebíveis que façam frente às dívidas do Sistema Eletrobras.

Para que isso seja possível, a Petrobras indica alteração no Artigo 26 da Lei 9.074/1995, conforme abaixo.

Redação vigente do ato legislativo	Proposta Petrobras
<i>Lei 9.074/1995</i>	<i>Lei 9.074/1995</i>
<i>Art. 26. Exceto para os serviços públicos de telecomunicações, é a União autorizada a:</i>	<i>Art. 26. Exceto para os serviços públicos de telecomunicações, é a União autorizada a:</i>

<i>I - promover cisões, fusões, incorporações ou transformações societárias dos concessionários de serviços públicos sob o seu controle direto ou indireto;</i>	<i>I - promover cisões, fusões, incorporações ou transformações societárias dos concessionários de serviços públicos sob o seu controle direto ou indireto;</i> (...) <i>IV – promover cisões, fusões, incorporações ou transformações societárias na Eletrobras e suas empresas subsidiárias, de forma a separar os ativos de geração de energia elétrica que serão transferidos para os credores com vistas ao pagamento das dívidas com suprimento de combustível das empresas do grupo.</i>
<i>Lei 9.074/1995</i> <i>Inserir Art. 28-A</i>	<i>Art. 28-A. Nos casos previstos no inciso IV do Art. 26, a Eletrobras poderá transferir os ativos de geração de energia elétrica para o credor das dívidas das empresas do Sistema Eletrobras com suprimento de combustível, mediante acordo entre as partes envolvidas.</i> <i>§1º As transferências dos ativos de geração de energia elétrica ocorrerão juntamente com novas outorgas emitidas pelo Poder Concedente em favor do credor.</i> <i>§2º A critério do Poder Concedente, as novas outorgas poderão ter prazo estendido com relação às outorgas iniciais para permitir o máximo abatimento das dívidas das empresas do Sistema Eletrobras para com os supridores de combustíveis.</i>

Além disso, no ato de transferência da outorga, a União poderá prorrogá-la pelo prazo suficiente e necessário à geração de recebíveis que façam frente às dívidas do Sistema Eletrobras.

4.3 Parcelamento de Débitos de Ações Pendentes de Resolução

A proposta do MME prevê a desjudicialização do pagamento das cotas de CDE e dos encargos de serviços de sistema (ESS) referente à Resolução CNPE nº 03/2013, com a possibilidade de parcelamento de débitos pendentes, sem aplicação de multa, mediante desistência de ações judiciais. Os débitos serão parcelados em até 120 vezes em prestações

mensais fixas corrigidos pela SELIC. A adesão ao parcelamento está limitada até 31 de dezembro de 2017.

Como o parcelamento da Resolução CNPE nº 03/2013 implica na desistência das ações e não na alteração retroativa das regras de pagamento das cotas de CDE e do ESS, a Petrobras sugere que o MME avalie a possibilidade de anular os efeitos das regras referentes a tais pagamentos de forma a não onerar os agentes geradores por uma regra que reconhecidamente não deveria ter sido implantada.

Assim, propõe-se alterar a Lei 10.848/2004 para que passe a prever que a alocação entre os consumidores do ESS referente ao despacho por segurança energética deve ser retroativa a 08/03/2013, data da publicação da Resolução CNPE 03/2013, conforme exposto a seguir.

Redação vigente do ato legislativo	Proposta Petrobras
<i>Lei 10.848/2004</i>	<i>Lei 10.848/2004</i>
<i>Art. 1º (...)</i>	<i>Art. 1º (...)</i>
<i>§ 10.</i>	<i>§ 10.</i>
<i>I - a geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado ou por razões de segurança energética, a ser alocada nos consumidores com possibilidade de diferenciação entre os submercados;</i>	<i>I - a geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado ou por razões de segurança energética, a ser alocada nos consumidores a partir de 08/03/2013, com possibilidade de diferenciação entre os submercados;</i>