

**PROPOSTA DE APRIMORAMENTO DO
MARCO LEGAL DO SETOR ELÉTRICO**

CONSULTA PÚBLICA 033/2017

CONTRIBUIÇÕES:



Referente à:
NOTA TÉCNICA Nº 5/2017/Aereg/SE
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

1 SUMARIO

1	SUMARIO	2
2	INTRODUÇÃO	4
3	COMPROMISSOS DE REFORMA E ELEMENTOS DE COESÃO	5
3.1	REDUÇÃO DOS LIMITES PARA ACESSO AO MERCADO LIVRE	5
3.1.1	Da cobrança unificada e a possibilidade do corte do consumidor livre inadimplente.	5
4	MEDIDAS DE DESTRAVAMENTO	6
4.1	DESTRAVAMENTO DA OBRIGAÇÃO DE CONTRATAÇÃO	6
4.1.1	Redução da obrigação de contratação de consumidores.	6
4.1.2	Da transição entre modelos.	7
4.2	POSSIBILIDADE DE REDUÇÃO DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA TRANSMISSÃO	8
4.3	POSSIBILIDADE DE REDUÇÃO DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA GERAÇÃO	9
4.4	REGRAS COMERCIAIS PARA MÁXIMO ACOPLAMENTO ENTRE FORMAÇÃO DE PREÇO E OPERAÇÃO E POSSIBILIDADE DE SEPARAÇÃO DE LASTRO E ENERGIA.....	9
4.4.1	Fundamentação.....	10
4.4.2	Proposta	12
4.4.3	Justificativas	13
4.4.4	Conclusão	19
5	ALOCÇÃO DE CUSTOS E RACIONALIZAÇÃO.....	20
5.1	PREVISÃO DE CARGA PELAS DISTRIBUIDORAS.....	20
5.2	SOBRECONTRATAÇÃO INVOLUNTÁRIA DECORRENTE DE MIGRAÇÃO DE CONSUMIDORES PARA O MERCADO LIVRE	20
5.3	DIRETRIZES E COMPROMISSOS PARA FIXAÇÃO DE TARIFA	21
5.4	SUBSÍDIO ÀS FONTES INCENTIVADAS	22
5.5	RISCOS DOS CONTRATOS REGULADOS	23
5.6	DESJUDICIALIZAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO	23
6	MEDIDAS DE SUSTENTABILIDADE E DESJUDICIALIZAÇÃO.....	25
6.1	DESCOTIZAÇÃO E PRIVATIZAÇÃO	25
6.1.1	Da destinação do benefício econômico da privatização	25

6.1.2	Da impossibilidade de prorrogação das concessões de que trata o art. 1º da Lei nº 12.783/2013	26
6.1.3	Motivações para prorrogação de usinas amortizadas	28
6.2	COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMA INSTÂNCIA	31
6.3	NOVOS NEGÓCIOS PARA AS DISTRIBUIDORAS	31
6.4	DA NECESSIDADE DE TRATAMENTO DAS UTE'S EXISTENTES.....	31

2 INTRODUÇÃO

Cumprimentamos o Ministério de Minas e Energia pela iniciativa de submeter à sociedade tema de grande relevância, demonstrando disposição para o debate com vistas à estruturação de medidas legais que viabilizem o futuro do Setor Elétrico Brasileiro.

É de suma importância que o setor de energia, essencial e estratégico para o desenvolvimento nacional, tenha, de fato e de direito, assegurado a estabilidade do arcabouço regulatório e legal, de modo a asseverar à sociedade, como um todo, a disponibilidade de energia e aos *players*, em especial, a redução dos riscos e a segurança jurídica necessária para viabilizar os imprescindíveis investimentos de longo prazo.

Manifestamos concordância com a necessidade de aprimoramento do atual modelo de mercado, regulação e boas práticas para superar os obstáculos da expansão sustentável do mercado livre de energia.

Entendemos necessário priorizar a busca por uma solução para o problema da judicialização do setor, de forma a retomar a estabilidade e credibilidade do arcabouço jurídico-regulatório.

Sobre a expansão do mercado livre de energia, concordamos que ela ocorra de maneira sustentável e produza os almejados benefícios para o setor e para a sociedade brasileira, que se configuram em maior eficiência produtiva e alocativa, em aumento da produtividade e competitividade, em redução dos custos de transação, em maior competitividade e em melhor alocação de riscos.

Por outro lado, apontamos a necessidade de se equacionar adequadamente a alocação de riscos e custos associados à expansão do sistema, para garantia da segurança do suprimento, e também para mitigar as incertezas associadas ao processo de ampliação do mercado livre, com respeito aos contratos vigentes, evitando, em qualquer hipótese, medidas unilaterais que alterem compulsoriamente relações já pactuadas.

Preocupa-nos também como se dará a transição e a convivência entre o “novo modelo” e o “modelo atual” nas suas diversas modalidades contratuais.

Feitas estas considerações, passamos às contribuições da Copel à CP 033-MME.

3 COMPROMISSOS DE REFORMA E ELEMENTOS DE COESÃO

3.1 REDUÇÃO DOS LIMITES PARA ACESSO AO MERCADO LIVRE

A Copel, entendendo a necessidade de o consumidor ter o direito e a possibilidade de escolha de seu fornecedor de energia elétrica, manifesta sua concordância com a proposta mencionada na NT de abertura do mercado até 2028.

Resta claro, no entanto, que a proposta de ampliação do mercado livre deverá estar concatenada com as demais alterações necessárias do novo marco regulatório, notadamente em relação à implantação de mecanismos de desconstrução da energia regulada.

Entendemos, embora essenciais para o sucesso do novo modelo, tais alterações poderão, durante período transitório, pressionar os preços de compra de energia em razão da alteração na precificação do risco pelos geradores e pelo repasse dos custos de sobrecontratação das distribuidoras. Neste sentido, há necessidade de concatenação das medidas a serem implementadas com a abertura deste mercado.

Propomos que a migração de consumidores ao ACL seja irrevogável e irretratável, no intuito de se evitar os movimentos oportunistas e que os novos consumidores, à medida que estejam enquadrados nas faixas limites para migração ao mercado livre, sejam compulsoriamente enquadrados à condição de consumidores livres.

3.1.1 Da cobrança unificada e a possibilidade do corte do consumidor livre inadimplente.

Atualmente, a contratação no mercado livre ocorre de forma separada. Contrata-se energia diretamente de geradores ou comercializadores e o uso dos sistemas de distribuição da

distribuidora local. Considerando a expansão do mercado livre proposta, torna-se imprescindível a existência de um comando legal que garanta a suspensão do fornecimento de energia do consumidor livre na hipótese do inadimplemento do contrato.

A contratação separada da energia e do uso dos sistemas de distribuição pelo consumidor livre impossibilita a gestão da inadimplência pelo gerador ou comercializador no ambiente livre.

Para mitigar este risco poderia se permitir ao gerador ou comercializador contratar diretamente com distribuidora o montante de uso dos sistemas de distribuição desse consumidor livre.

Dessa forma, a cobrança da energia e do montante de uso ocorreria de forma unificada, impedindo dessa forma a inadimplência de apenas um dos produtos.

Na medida do possível, o comando legal deve expressar a necessidade de vinculação do uso dos sistemas de distribuição à adimplência do contrato de compra e venda de energia do consumidor livre, ou vice versa.

Neste sentido propõe-se incluir novo inciso ao art. 2º da Lei nº 9.427/1996, delegando a seguinte atribuição à ANEEL:

Novo Inciso - Implementar mecanismo que permita a contratação dos sistemas de distribuição necessário ao atendimento de seu mercado, por agente gerador ou comercializador, de forma a possibilitar a suspensão do fornecimento em caso de inadimplemento do consumidor livre.

4 MEDIDAS DE DESTRAVAMENTO

4.1 DESTRAVAMENTO DA OBRIGAÇÃO DE CONTRATAÇÃO

4.1.1 Redução da obrigação de contratação de consumidores.

Conforme mencionado no preâmbulo destas contribuições, a Copel é favorável à expansão do mercado livre, desde que a mesma ocorra de maneira sustentável e produza os almejados benefícios para o setor elétrico e para a sociedade brasileira.

Para que se viabilize a expansão, uma das medidas necessárias está relacionada ao destravamento da obrigação de contratação, que possibilita ao Ministério de Minas e Energia reduzir a obrigação de contratação dos consumidores de modo a flexibilizar a comercialização de energia no ambiente livre.

Em relação à redução da obrigação de contratação de 100% da carga, ressalta-se ainda a necessidade de encadeamento desta medida em relação ao modelo de contratação com a previsão da separação entre lastro e energia, bem como a definição exata de quando e como esta redução da obrigação deve ocorrer. A redução desta obrigação sem este encadeamento poderia fragilizar a manutenção das iniciativas de expansão da oferta.

Assim, defendemos que a redução da obrigação de contratação de 100% da carga seja implantada de forma gradual, a uma taxa percentual anual, com carência para entrada em vigor de no mínimo um ano da aprovação da medida, de modo a que se possibilite, também, uma adequada gestão de riscos pelas Distribuidoras, além de se assegurar a sustentabilidade da medida.

4.1.2 Da transição entre modelos.

Uma preocupação, que acreditamos ser recorrente entre os agentes do Setor Elétrico, é a questão da transição entre os modelos. A Copel considera preocupante a convivência entre as formas de contratação legada e a proposta presente na Consulta Pública.

A dimensão das alterações é demasiadamente profunda, de tal forma que a manutenção dos contratos legados tal como estão, provocam a existência de dois preços de curto prazo diferentes, o PLD e o novo mercado de curto prazo destinado a liquidar exclusivamente o produto energia (caso prevaleça o mecanismo proposto na NT, de separação de contratação de lastro e energia). Por outro lado, a preocupação com as relações jurídicas já pactuadas deve existir.

Desta maneira, a avaliação das alternativas de transição deve ser discutida com parcimônia. Uma transição artificialmente acelerada pode causar problemas de difícil recuperação no médio prazo caso o modelo não seja implementado em sua integralidade. Durante a Consulta Pública, pudemos constatar uma série de alternativas que propõe a adoção parcial das propostas.

A eventual separação entre Lastro e Energia, por exemplo, caso venha a ocorrer, se não estiver acompanhada da liberalização da obrigação de contratação do produto Energia, pode ser um novo problema para a transição, sobretudo em um contexto no qual, em médio prazo, as distribuidoras perderão parte da carga que atendem para o mercado livre, acarretando a necessidade de “remendos” regulatórios, o que deve ser considerado na elaboração do processo de transição. Por outro lado, a adoção do novo modelo de forma lenta, não responde às expectativas dos agentes.

Assim, propomos que o processo de transição seja amplamente discutido com os agentes de forma clara e transparente, procurando equacionar as diversas variáveis que devem ser consideradas em transição de modelos profundamente distintos.

Lembramos que o setor sofreu profundas alterações a pouco menos de cinco anos, de modo que, alterar-se o marco legal em prazo tão exíguo exige que as mudanças sejam efetivamente implementadas e sejam percebidas como boas pelo setor, de modo a reduzir-se a incerteza em relação ao modelo, como também visando à melhora na percepção de risco pelos agentes.

4.2 POSSIBILIDADE DE REDUÇÃO DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA TRANSMISSÃO

A segunda proposta de destravamento apresentada no âmbito desta Consulta Pública é associada à redução de custos sistêmicos no gerenciamento de pagamentos e recebimentos das instalações de transmissão. A proposta traz a possibilidade de criação de uma liquidação centralizada da transmissão, desde que essa centralização resulte em redução de custos sistêmicos.

A Copel apoia a proposta por entender que esta medida representará efetivo ganho operacional aos agentes envolvidos, como também aos consumidores.

4.3 POSSIBILIDADE DE REDUÇÃO DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA GERAÇÃO

A Copel apoia integralmente a proposta de centralização de contratos, por entender que esta medida representará efetivo ganho operacional aos agentes envolvidos, como também aos consumidores.

Concordamos com o exposto na Nota Técnica, que a centralização, nos termos propostos, permitirá uma administração mais eficiente dos contratos legados, possibilitando compensações mais instantâneas de posições contratuais das quantidades demandadas pelas distribuidoras, sendo, portanto elemento importante para lidar com a ampliação do mercado livre.

Além disso, distribui melhor os efeitos de eventuais reduções das energias compulsórias ou da aplicação de mecanismos de alívio de sobrecontratação.

Concordamos, também, que a medida está alinhada com a redução da responsabilidade das distribuidoras na função de comercialização, por meio de menor exposição individual ao risco não gerenciável de preço, além da tendência de redução da participação da energia na receita total das distribuidoras, como efeito da ampliação do mercado livre, da redução de energias compulsórias e da neutralização de efeitos da migração por meio dos mecanismos de alívio.

4.4 REGRAS COMERCIAIS PARA MÁXIMO ACOPLAMENTO ENTRE FORMAÇÃO DE PREÇO E OPERAÇÃO E POSSIBILIDADE DE SEPARAÇÃO DE LASTRO E ENERGIA

4.4.1 Fundamentação

A proposição de separação entre lastro e energia, tal como explicitada, não encontra fundamentação econômica, pois a determinação das regras de cálculo e remuneração do lastro, assim como a composição e a regulamentação do novo ambiente de mercado para a energia, acontecerão apenas no futuro, o que torna impossível uma avaliação racional da proposta. Em outras palavras, aceitá-la tal como está pode ser considerada uma decisão análoga a assinar um documento em branco, em detrimento da lógica empresarial.

Além disso, recomenda-se atentar ao fato de que, nessa proposta, o preço da energia continuará sendo estabelecido por parâmetros não econômicos. Em outras palavras, a artificialidade da formação do preço total da energia, em razão do uso de modelos matemáticos e das interferências políticas na operação e na regulação, continuará a produzir sinais incorretos, tanto para a operação ótima dos recursos energéticos quanto para o cálculo econômico da expansão.

No intuito de evitar a artificialidade dos preços e a provável judicialização decorrente do descasamento entre preço e produção, o novo modelo do setor elétrico deve preconizar o equilíbrio entre oferta e demanda mediante leis de mercado. Isso inclui a própria necessidade de expansão, que será detectada na medida em que potenciais empreendedores observem oportunidades de negócio a partir do comportamento econômico do mercado.

Nesse contexto, o papel de órgãos reguladores e estratégicos será restrito a garantir que o equilíbrio econômico não seja afetado por práticas abusivas por parte de algum dos agentes, mediante a adoção de mecanismos mínimos que não afetem a atratividade de mercado.

Tome-se como exemplo os serviços ancilares ou aqueles relacionados à qualidade. Como preconiza a proposta, haveria um valor monetário a ser atribuído a esses serviços, estimado por regulação e não por necessidades do mercado, mediante sua incorporação à remuneração do lastro. Em contrapartida, deve-se considerar o princípio de que a correta sinalização econômica seria suficiente para incentivar a prestação dos mesmos serviços, sem necessidade de determinação de valores artificiais pelo poder concedente.

Com vistas a consolidar essa linha de pensamento, considerem-se os parâmetros de comportamento de carga, tais como demanda de pico e o risco de déficit de potência. Uma vez consolidada a adoção de variação horária do preço de energia, a adequada sinalização dada pelos preços da necessidade de potência tornará atrativa a oferta de energia nesses mesmos períodos.

Se houver risco momentâneo de não atendimento à demanda de pico, o preço com variação horária refletirá essa elevada demanda, que será encarada pelos agentes como uma oportunidade de negócio, levando o setor elétrico a se auto ajustar para que, em situação de equilíbrio, o risco de não atendimento à demanda de pico esteja alinhado aos demais riscos preconizados pelas políticas energéticas.

Do mesmo modo, a resposta da carga, redistribuindo ou reduzindo seu consumo, poderá produzir efeito análogo e complementar.

Outra consequência da artificialidade dos preços está na imprecisa dimensão dada ao risco de insuficiência no fornecimento de energia. Na precificação eletroenergética é fundamental que tais riscos, tanto operacionais quanto aqueles relacionados a falhas técnicas, sejam considerados e precificados.

Dentro da modelagem atual, os níveis de risco não são adequadamente representados. A adoção de certas heurísticas, tais como o emprego da curva de aversão ao risco, leva a uma operação mais segura, porém, ao mesmo tempo, impede uma adequada mensuração do nível de risco envolvido e de seus custos. Com isso, a precificação correta do binômio desempenho-risco fica prejudicada.

Segundo as melhores teorias e práticas econômicas, um modelo fundamentado na liberdade de escolha dos agentes consiste no mecanismo mais adequado para que se obtenham os incentivos necessários ao investimento na produtividade.

Portanto, confiar no equilíbrio econômico e mercadológico, em um ambiente de livre negociação entre agentes, inclusive consumidores, em detrimento de regras artificiais de formação de preço, levará

ulteriormente à evolução do setor e ao alcance dos níveis de qualidade e eficiência observados em outros países.

4.4.2 Proposta

A Copel está alinhada ao pensamento externado por diversos agentes do setor de que o modelo vigente chegou à exaustão. Além disso, compartilha a posição de que uma nova proposta de modelo baseada nos conceitos subjacentes ao modelo existente, a saber, o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), Garantia Física (ou similares como Lastro-Energia) e até mesmo o processo de formação de preços por modelos matemáticos, trará consigo um grande potencial de nova judicialização, manutenção das atuais sinalizações econômicas distorcidas e alocações inadequadas de riscos e ainda alta probabilidade de inadimplências.

A experiência internacional mostra que mercados de eletricidade baseados em oferta de preço são mais adequados para que se atinjam os objetivos propostos na Nota Técnica 5/2017/AEREG/SE. Neste sentido, ressalta-se que: (1) um processo de formação de preço economicamente fundamentado pode ser visto como um pilar para a estabilidade e perenidade do setor; (2) o despacho de geração por oferta de preço é o que existe de mais alinhado com tal fundamentação; e (3) neste ambiente a demanda deve receber diretamente as sinalizações dos preços ofertados podendo se tornar elástica com relação a tais sinalizações.

A Copel, portanto, defende que seja adotado este mecanismo – despacho de geração por oferta de preço (também conhecido como *Loose Pool*) - em substituição ao conjunto formado por MRE, Garantia Física e preços definidos por modelos.

Esta proposta preconiza, portanto, a eficiência da concorrência, a consequente qualidade de serviço, a preocupação com a produção de energia elétrica (produtividade), a inovação como catalisador do desenvolvimento da sociedade e o fim do intervencionismo governamental, responsável, entre outras ocorrências, pela desastrosa e caríssima operação do sistema elétrico brasileiro nos últimos anos, especialmente a partir de 2012.

Reitera-se, entretanto, que esta proposta, em função de sua natureza de livre negociação, equilibra os excedentes tanto do produtor quanto do consumidor, não beneficiando qualquer das partes, sejam elas de controle acionário privado ou estatal.

Cabe mencionar que, em geral, o *Loose Pool* é adotado em conjunto com produtos financeiros, com o objetivo de prover proteção às oscilações de preços, liquidez e confiabilidade à operação e ao ambiente de negócios. Com isso, sugerem-se a criação de bolsas de energia e a inserção de novos mecanismos financeiros ao arcabouço comercial já existente, a exemplo do que existe em outros países.

Entretanto, a atual situação do setor elétrico é muito grave e um processo de transição se faz necessário. Neste processo, os contratos em vigor devem ser mantidos ou remodelados de forma a manter a viabilidade econômica e as expectativas financeiras avaliadas no contexto ora alterado.

A Copel defende, portanto, que o Despacho por Oferta deva ser adotado a partir de janeiro de 2021 e que o período compreendido entre 2018 e 2021 deva ser utilizado para detalhamento das regras e regulamentações que irão vigorar a partir de 2021, bem como para a elaboração e implementação do processo de transição.

4.4.3 Justificativas

4.4.3.1 Qualidade e produtividade

Uma vez que a receita dos geradores passa a depender de sua produção, o interesse pela qualidade do fornecimento e sua eficiência torna-se crucial. As empresas passam a buscar a satisfação de seus clientes, em detrimento do cumprimento de regras ineficazes oriundas de processos de regulação, e os esforços concentram-se em questões de engenharia e administração, pois a sobrevivência da empresa depende de sua produção.

Hoje, as companhias de geração gastam maciços recursos em acompanhamento e tratamento da imensa e crescente legislação setorial, cuja ineficácia fomenta a reforma em discussão. Há enormes

dispêndios em judicialização, transformando negócios de engenharia em negócios advocatícios.

A quantidade de artifícios legais (e também nos modelos matemáticos e de preços) produz e mantém um ambiente de constante instabilidade regulatória, afastando investidores e consequentemente inviabilizando a modicidade tarifária.

As intervenções governamentais para sanar os sucessivos imbróglios legislativos levam a novos marcos regulatórios e a novas regras legislativas que inevitavelmente afastam os produtores da construção, operação e comercialização de usinas, e os conduzem às difíceis tarefas de decifrar, defender-se e antecipar todos os problemas presentes e futuros da sempre incompleta legislação.

Para ganhar eficiência e estabilidade reais, o setor produtivo de energia elétrica deve dedicar-se à produtividade e à competição.

4.4.3.2 Inovação

Em ambientes altamente regulados, a inovação deixa de ser uma ferramenta de negócio, pois não há liberdade e flexibilidade para explorar novas oportunidades ou novas estratégias.

Assim, para obter um diferencial sobre outras empresas, que é a chave para uma empresa ser bem-sucedida no ambiente de negócios, os agentes lançam mão de artifícios visando a contornar os limites estabelecidos pela regulação, em detrimento da busca pela qualidade e da busca por inovações que possam render mais e melhores frutos.

Em contrapartida, o modelo aqui proposto, baseado em concorrência entre agentes, estimula a inovação como forma de diferenciação e melhora da qualidade do serviço.

4.4.3.3 Redução do intervencionismo e estabilidade

Tal como está, o modelo proposto em consulta pública mantém alto grau de concentração de decisões no poder concedente. O cálculo do lastro será definido por regulação futura. Os preços serão determinados por modelos matemáticos.

O mecanismo de realocação de energia persistirá, o que significa manter a distância entre receita e resultados da produção, desestimulando a busca por eficiência. Este é um arcabouço com potencial para futuras intervenções governamentais.

Já o modelo baseado em ofertas de produção, consumo e preços elimina boa parte da regulação, aproxima a produção real da receita dos produtores, retira do poder concedente a prerrogativa de intervir e modificar os preços por intermédio de alterações legais e nos modelos computacionais, trazendo maior estabilidade e segurança ao mercado de energia elétrica.

4.4.3.4 Respostas a argumentos contrários comuns

Frequentemente se ouvem, entre agentes do setor elétrico, argumentos que procuram refutar o modelo de oferta de preços, tal como proposto aqui. Dentre eles, os que mais chamam a atenção são:

- O conflito de interesses entre diferentes agentes de uma mesma cascata;
- A possibilidade de concentração do poder de mercado;
- A carência de maturidade do mercado brasileiro para um modelo avançado;
- O sistema não está preparado para o despacho de geração por oferta;
- A carência de financiabilidade da expansão do setor elétrico

Assim, apresentam-se abaixo respostas lógicas para tais argumentos, no intuito de evidenciar não apenas a viabilidade como também as vantagens de adoção de um modelo de oferta de preços.

4.4.3.5 O conflito de interesses entre diferentes agentes de uma mesma cascata

No mecanismo de oferta de preços aqui proposto, a otimização ocorre por meio do sistema de mercado, em que as estratégias dos agentes são direcionadas de acordo com seu papel: Geradores poderão atender seus respectivos contratos de venda de energia com geração

própria, em geral quando o preço *spot* estiver elevado, ou com geração de outros, por meio de compra de energia ou exposição ao mercado de curto prazo, quando o preço estiver baixo.

A otimização da operação conjunta de usinas hidrelétricas em cascata é facilmente equacionada por meio de acordos operativos elaborados nas etapas do planejamento anual e mensal, a partir das quais estrutura-se a estratégia de oferta de preços e quantidades que ocorrerá em leilões para o dia seguinte, conforme o desenho do mecanismo *Loose Pool*. O Poder de Mercado neste contexto é mitigado, em grande parte, pela elasticidade da demanda.

4.4.3.6 A possibilidade de concentração do poder de mercado

Os mercados de energia que adotam o modelo de oferta de preços e que já se encontram em um bom nível de maturidade contam com mecanismos consolidados para o monitoramento e para a prevenção de ações resultantes da concentração do poder de mercado, provendo importantes subsídios para a implantação do modelo no setor elétrico brasileiro.

Um dos aspectos mais importantes a considerar neste contexto é que o modelo de oferta de preços retira do mercado o agente com maior capacidade de interferir no bom funcionamento do sistema elétrico e seus preços, a saber, o próprio governo federal. Tome-se como exemplo a intensa e malsucedida sequência de intervenções iniciada em 2012, com o desconto de energia de 18%, rapidamente ultrapassado por aumentos de tarifa nos anos seguintes.

4.4.3.7 A carência de maturidade do mercado brasileiro para um modelo avançado

O mercado de energia controlado pelo Estado já sofreu significativas intervenções que implicaram a adoção de soluções complexas por parte dos agentes. O modelo aqui proposto, baseado na oferta de preços, não trará maior complexidade do que aquela já vivenciada por todos os agentes para se adaptarem às exigências regulatórias, suas oscilações e suas intervenções baseadas em parâmetros artificiais.

O que se quer reiterar é que o setor elétrico brasileiro está apto a se adaptar a um modelo que, mesmo aparentemente complexo, certamente se mostrará mais simples do que o atual, pois, tendo por base um efetivo mecanismo de oferta de preços, manter-se-á isento de intervenções geradoras de turbulências e incertezas.

4.4.3.8 O Sistema não está preparado para o despacho de geração por oferta

Assim como o sistema não está preparado para o *Loose Pool*, também não está preparado para o *Tight Pool*, que é o modelo em vigor. Isto se deve ao fato de a operação verificada nos últimos quinze anos divergir daquela operação sinalizada pelos modelos computacionais oficialmente adotados para otimização e definição dos preços da energia no mercado de curto prazo.

Curiosamente, existe a obrigatoriedade da igualdade entre o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e o Custo Marginal da Operação (CMO), ambos calculados pelos modelos. Entretanto, não existe a obrigatoriedade da igualdade da operação real com a indicada pelos mesmos modelos. Isso corresponde a um erro conceitual, uma vez que, matematicamente, o CMO é o multiplicador de Lagrange relacionado à restrição de atendimento à demanda e, portanto, está totalmente atrelado à operação calculada.

Ao se operar de forma distinta do resultado do modelo, desvencilha-se automaticamente do preço por ele calculado. A obrigatoriedade da adoção do preço implica a obrigatoriedade da adoção da operação, a qual não existe. Não existe sequer a obrigatoriedade de se adotar uma operação de mesmo custo daquele determinado por modelo.

Este problema conceitual se torna ainda mais pronunciado ao se analisar o fundamento econômico no qual se baseia a obrigatoriedade da igualdade entre CMO e PLD.

A regulamentação que a instituiu se fundamenta no fato de que, num ambiente de competição perfeita (onde existe um maior equilíbrio entre os excedentes do produtor e do consumidor), o produtor é obrigado a trabalhar no ponto em que a quantidade

produzida corresponde à igualdade entre o seu custo marginal de produção e o preço de mercado.

Dessa maneira, estar-se-ia forçando o gerador a operar como se estivesse em um ambiente de competição perfeita, em contraponto ao suposto ambiente favorável à existência de poder de mercado. Entretanto, esta fundamentação econômica considera a elasticidade da carga com o preço, ou seja, CMO igual ao PLD emula um ambiente de competição perfeita quando a carga é elástica em relação ao preço.

Por outro lado, a carga é considerada determinística e inelástica nos modelos e, portanto, em um estágio qualquer, não responde ao preço dos estágios anteriores. Com isso, quanto maior a carga, maior o CMO e, obrigatoriamente, maior o PLD.

Esta distorção, além de não forçar os geradores a operarem em modo de competição perfeita, pode estar consolidando algum poder de mercado que, na verdade, deveria evitar. A retração da carga, apesar de economicamente fundamentada, como ocorreu em 2014, acabou por causar severos problemas financeiros aos agentes do setor, tendo em vista a consequente redução do GSF. Tais problemas levam ao aumento da inadimplência na CCEE e à judicialização total do setor.

Entre os países desenvolvidos que reestruturaram o setor de energia, nenhum deles utiliza modelos matemáticos para o cálculo de preços e a resposta da demanda é algo natural onde o mercado define os preços.

4.4.3.9 A carência de financiabilidade da expansão do setor elétrico

Um processo de sinalização de preço estável e fundamentado, como o aqui proposto, produzirá insumos consistentes e suficientes para que as análises de viabilidade econômica de empreendimentos sejam aderentes à realidade do setor, e ainda com o risco regulatório reduzido, como já observado em outros países.

A volatilidade dos preços naturais a sistemas hidrotérmicos pode ter seu risco mitigado por instrumentos financeiros de *hedge*, oferecidos pelos mesmos agentes que poderão atuar no financiamento de novos empreendimentos.

Um exemplo desse fenômeno pode se evidenciar na sinalização da redução da capacidade de regularização que o sistema sofreu nos últimos anos, que aumentou a volatilidade dos preços e contribuiu para o agravamento da atual crise. Neste contexto, projetos ofertam os atributos mais demandados pelo setor passam a ser mais economicamente atrativos, sem a necessidade da criação de mecanismos artificiais de remuneração, como o “lastro” separado da energia.

4.4.4 Conclusão

Esta é uma oportunidade única para o setor elétrico promover a evolução que a sociedade anseia, trazendo os benefícios que outros países já têm desde suas respectivas reestruturações ocorridas em sua maioria na década de 1990.

A tabela abaixo, originalmente apresentada por Luciano Macedo Freire, em 2010, no Encontro de Negócios entre os Agentes do Mercado de Livre Contratação de Energia (ENERLIVRE), promovido pela CCEE, comprova que a reestruturação do setor elétrico brasileiro, ocorrida contemporaneamente à de outros países, pecou ao não adotar preço por oferta e resposta da demanda, que é exatamente o que se propõe aqui.

É importante ressaltar que nenhum dos países listados na tabela abaixo tem passado pelos problemas vivenciados pelo setor elétrico brasileiro.

Comparativo de Mercados					
Mercado	Preço por oferta	Preço por Modelo	Preço por Região	Preço por barra	Resposta da Demanda
Brasil		✓	✓		
Nord Pool	✓		✓		✓
PJM	✓			✓	✓
WAWM	✓		✓		✓
NEM	✓		✓		✓

As informações da tabela demonstram que a estabilidade setorial alcançada pelos países listados respalda a fundamentação teórica econômica apresentada neste documento.

5 ALOCAÇÃO DE CUSTOS E RACIONALIZAÇÃO

5.1 PREVISÃO DE CARGA PELAS DISTRIBUIDORAS

No intuito de subsidiar o Poder Concedente no planejamento da expansão do sistema elétrico, a Copel entende que, com a expansão, a responsabilidade pela previsão de carga deverá ser obrigatoriamente estendida aos agentes do mercado livre, apartando das Distribuidoras esta obrigação, que ficaria responsável apenas pela projeção de seu mercado cativo.

O consumidor livre, ou o comercializador varejista ao qual estiver vinculado, deverão ficar responsáveis por informar sua própria carga ao poder concedente.

5.2 SOBRECONTRATAÇÃO INVOLUNTÁRIA DECORRENTE DE MIGRAÇÃO DE CONSUMIDORES PARA O MERCADO LIVRE

A Nota Técnica prevê que a sobrecontratação do mercado regulado oriunda da migração de consumidores para o ACL, seja mitigada pela venda centralizada de excedentes de energia em um mecanismo centralizado, sendo que resultado, positivo ou negativo, desta venda será compartilhado com todos os consumidores.

Concordamos integralmente com a solução proposta, entendendo que tal medida não apenas será eficaz na mitigação do risco de sobrecontratação decorrente da ampliação do mercado livre, como também oferece uma adequada sinalização econômica que contribuirá para homogeneizar tarifas dos ambiente livre e regulado.

Todavia, entendemos que no âmbito da Nota Técnica ainda caberá às distribuidoras a responsabilidade pela contratação da energia para

atendimento ao mercado regulado, o que de fato reflete-se na gestão do risco deste mercado, que – mesmo nos segmentos residencial e comercial -, provou não ser inelástico às variações econômicas. Por conta disto, propomos que as distribuidoras sejam remuneradas pelo gerenciamento deste risco.

5.3 DIRETRIZES E COMPROMISSOS PARA FIXAÇÃO DE TARIFA

Com relação a tarifa binômia a Copel propõe:

- Que todos os consumidores com geração distribuída devem estar enquadrados a partir de 2018, como forma de minimizar os subsídios incidentes ao setor, iniciar a implantação para um segmento definido de usuários, minimizar possíveis impactos tarifários a demais clientes e melhor gestão comercial;
- Estabelecer um cronograma às Distribuidoras para implantação da tarifa binômia para os demais consumidores BT, a critério de cada Distribuidora, proporcionando desta forma uma melhor capacitação financeira e estudos de uma adequada implantação comercial e técnica, assim como, evitar um sucateamento precoce dos equipamentos de medição existentes.

Neste contexto, propõe-se uma política gradativa de implantação da seguinte forma:

- Até 2024 todos os consumidores com carga Trifásica (cerca de 700 mil medidores – 16%);
- Até 2027 todos os consumidores com carga Bifásica e;
- Até 2030 os consumidores com carga monofásica com média de consumo anual superior a 150 kWh/mês, excluídos os consumidores cadastrados com benefício da tarifa social como forma de se evitar aumento do custo da energia a este segmento, em função dos custos diferenciados da tarifa horária.

Em caso de substituição de medidores, para adequação ao novo modelo tarifário, as distribuidoras deverão ter garantia de reconhecimento dos custos de desativação dos medidores obsoletos, bem como garantia de indenização dos equipamentos que não estão 100% depreciados.

5.4 SUBSÍDIO ÀS FONTES INCENTIVADAS

A Consulta propõe, a partir de 2018, o pagamento de prêmio de incentivo ao gerador em função de cada unidade de energia produzida, em substituição ao subsídio do fio que é aplicado hoje.

A Copel entende que o prêmio é uma forma mais coerente de subsídio, como é aplicado em diversos países, mas devem ser observadas algumas implicações por ocasião de sua implementação.

O primeiro aspecto é que, caso a medida seja implementada antes da desobrigação de aquisição de energia incentivada pelo consumidor especial, esses perderão o incentivo hoje percebido pelo desconto no fio e permanecerão condicionados à compra exclusiva de energia dos geradores incentivados.

Isso causará uma distorção de mercado, dando poder para que os geradores não repassem aos consumidores finais o incentivo a eles alocados.

A opção do gerador ao novo regime, implicando no fim do desconto para o consumidor, poderá gerar várias demandas judiciais com possibilidade de surgimento de novas liminares, travando o setor.

Além disso, a criação do bônus para o gerador não irá homogeneizar o produto (Convencional e Incentivada) pois permanecerá a reserva de mercado para as fontes incentivadas em relação ao consumidor especial. O efeito será ao contrário, um sobrelucro para o gerador que deverá receber o bônus e ainda terá o valor da sua energia precificado de forma diferente pelo mercado em função da oferta da fonte.

Por este motivo, propomos que a implementação do prêmio seja concatenada com o fim da obrigatoriedade de aquisição de energia especial.

Outro ponto de atenção é que, com prêmio alocado somente ao gerador, e calculado com base nos valores pagos tanto na TUSD/TUST-G quanto na TUSD/TUST-consumo na CDE em 2016, os geradores com contratos do ACR receberão um incentivo maior que o previsto no momento da contratação e sem previsão de ser repassado ao mercado,

o que deve acelerar fortemente a migração destes empreendimentos ao novo mecanismo.

Na visão da Copel, ainda, esta medida poderá impactar diretamente os consumidores por meio do aumento dos custos na CDE, direção contrária àquela proposta pelo Ministério.

5.5 RISCOS DOS CONTRATOS REGULADOS

A Copel concorda com a priorização da modalidade por quantidade na contratação de energia, por perceber que as características deste tipo de contrato resguardam o consumidor de riscos sobre os quais não têm gestão.

Todavia, de forma similar ao que está proposto para cenários de sobrecontratação, o risco de subcontratações causadas pela rescisão de contratos por disponibilidade cujo CVU seja superior ao PLD teto, deverão ser neutralizados para as distribuidoras.

5.6 DESJUDICIALIZAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO

Cumpre-nos inicialmente lembrar que a repactuação do risco hidrológico, objeto da Lei nº 13.203/2015, foi uma resposta do Poder Concedente a um problema que os geradores hidroelétricos vinham enfrentando nos últimos anos.

Este tema motivou inúmeras interações entre Agentes, Regulador e o Ministério de Minas e Energia, com o intuito de aperfeiçoar o mecanismo adotado para absorção dos riscos associados à produção de energia elétrica a partir de um modelo de despacho centralizado, sob o contexto da franca evolução da matriz elétrica com a perda relativa da participação hidroelétrica ao longo dos anos e seu impacto direto sobre o GSF.

Em relação à proposta contida na NT que instrui esta CP, é importante pontuar que a componente Geração Fora da Ordem de Mérito - GFOM, que foi reconhecida, através da publicação da Lei 13.203/2015, como uma das causadoras do deslocamento

hidroelétrico passível de ressarcimento, só foi regulamentada, ainda que parcialmente, em abril de 2017.

Vale comentar que a ANEEL ainda discute setorialmente a formação do montante elegível para ressarcimento, bem como que as regras de comercialização que suportarão este novo regulamento sequer foram objeto de audiência pública.

Ressaltamos que o reconhecimento do despacho termoeletrico fora do mérito (GFOM) por razões elétricas, assim como a energia importada, devem integrar o montante elegível para efeito de ressarcimento ao gerador hidrelétrico.

Com relação ao cálculo da parcela de ressarcimento dos anos de 2013, 2014 e meados de 2015, considerando que os valores de GFOM foram objeto de liquidação e desembolso pelos geradores, torna-se necessário que o cálculo do ressarcimento considere também o custo do dinheiro no tempo, utilizando custo de capital aderente com os riscos do Setor, observando-se as mesmas metodologias utilizadas quando da repactuação do ACR.

Neste sentido, a Copel sugere como pontos relevantes em relação à retroação do GFOM:

- a) Previsão para vedação da possibilidade de repactuação do risco hidrológico apenas para novas outorgas, a partir da publicação da Medida Provisória.
- b) A data limite para aplicação do cálculo do ressarcimento mediante extensão da outorga deve ser vinculada à publicação da regulamentação do GFOM e importação ocorrida em 27 de abril de 2017.
- c) As condições para cálculo da extensão do prazo de outorgas previstas no §3º tais como preços de referência, valores líquidos para cálculo da extensão e respectivas taxas de desconto aplicadas devem observar as mesmas metodologias utilizadas quando da repactuação no ACR.
- d) Toda geração termelétrica fora da ordem de mérito (CVU>CMO), tanto por razões energéticas ou restrições elétricas, subtraída da geração termelétrica despachada fora do mérito que seja considerada substituta da geração termelétrica despachada no mérito e que não tenha operado por indisponibilidade, conforme

classificação do Operador Nacional do Sistema (ONS), deve compor o montante elegível para ressarcimento.

A Copel sugere que o novo marco legal não pode condicionar a retroação do GFOM/Importação aos geradores do ACR à desistência da repactuação, tendo em vista que esta repactuação é um ato jurídico perfeito e que estes geradores nunca tiveram a possibilidade de ressarcimento do GFOM/Importação do período de 1º de janeiro de 2013 até 26 de abril de 2017.

Deve-se ressaltar também a não desistência em relação às condições futuras, considerando que as usinas não tem a possibilidade de transferir o risco como no caso das usinas que repactuaram o risco hidrológico.

6 MEDIDAS DE SUSTENTABILIDADE E DESJUDICIALIZAÇÃO

6.1 DESCOTIZAÇÃO E PRIVATIZAÇÃO

6.1.1 Da destinação do benefício econômico da privatização

O Ministério de Minas e Energia propõe, por meio da consulta pública, a descotização de usinas sob o regime de cotas de que trata o art. 1º da Lei nº 12.783/2013, mediante privatização.

Nesta proposta, considera-se para este fim o pagamento de cotas equivalentes a 1/3 e 2/3 do benefício econômico do novo contrato de concessão respectivamente à CDE ao Tesouro, esta parcela a título de Bonificação de Outorga.

De fato, a medida é relevante, considerando que o regime de cotas de garantia física aloca o custo e risco hidrológico apenas ao consumidor regulado.

Neste sentido, somos contrários à destinação do recurso das privatizações ao Tesouro.

A equiparação de uma usina amortizada a uma usina nova, para fins de privatização ou licitação, sem que a renda hidráulica seja alocada em sua totalidade à CDE, provocará uma distorção no preço da energia futuro.

É certo que o vencedor do certame repassará ao preço da energia o custo do financiamento da União, conduzindo o preço da energia a um valor superior ao Custo Marginal de Expansão – CME.

Na hipótese de alocação de 100% da renda hidráulica à CDE, teríamos a neutralidade tarifária mediante o abatimento do encargo de capacidade que será estendido a todos os consumidores. Aliás, a privatização ou licitação pelo maior Benefício de Outorga, maximiza o efeito tarifário ao consumidor, que terá que pagar novamente por uma usina amortizada.

Neste sentido, defendemos que a renda hidráulica das usinas amortizadas deva ser alocada integralmente no setor elétrico, na forma de bem comum, em benefício dos consumidores. A alocação desse recurso à União se demonstra contrário aos princípios de equidade na reorganização do setor elétrico.

“Deve-se evitar o uso do setor energético para suportar políticas públicas que não devem ser custeadas pela tarifa de energia elétrica”.¹

Considera-se, ainda, importante prever regras para descotização de usinas sob o regime de cotas de que trata o art. 1º da Lei nº 12.783/2013, que não mediante privatização, a critério do concessionário. Deste modo, seria possível a manutenção de regras isonômicas para todas concessões de geração.

6.1.2 Da impossibilidade de prorrogação das concessões de que trata o art. 1º da Lei nº 12.783/2013

A proposta de inclusão do artigo 8-A na Lei nº 12.783/2013, afasta qualquer possibilidade de prorrogação das usinas alcançadas pelo art. 1º.

¹ Item 2.4 da Consulta Pública MME nº 32/2017, que trata dos Princípios para a Reorganização do Setor Elétrico.

Nosso entendimento é o de que, mesmo na hipótese de ser implementado o mecanismo de separação entre lastro e energia, o instituto da prorrogação deve ser preservado mediante a correta alocação da renda das usinas amortizadas ao sistema elétrico e aos consumidores.

A prorrogação de usinas alcançada pelo art. 1º mediante pagamento de “Bônus de Prorrogação de Outorga”, em duodécimos, mediante conversão do regime de exploração para PIE, antecipa a arrecadação de recursos à CDE, proporciona alívio tarifário e contribui com a antecipação da implementação do novo mercado de lastro e energia, caso este venha a ser implementado.

Neste sentido, propomos:

- Alterar a proposta de redação constante da NT, em relação ao art. 8º-A da Lei nº 12.783/2013, para:

*“Art. 8º-A As concessões de que trata o art. 1º, que vençam a partir de 1º de janeiro de 2018, devem ser licitadas **ou prorrogadas nos termos do art.1-A.**”*

- Incluir o art. 1ºA da Lei 12.783/2013

Art. 1º-A A partir de 12 de setembro de 2012, as concessões de geração de energia hidrelétrica alcançadas pelo art. 19 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 (trinta) anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço e a modicidade tarifária.

§ 1º A prorrogação de que trata este artigo dependerá da aceitação expressa das seguintes condições pelas concessionárias:

I - pagamento de “Bônus de Prorrogação de Outorga” ou “Uso de Bem Público”, em duodécimos, informado pelo poder concedente;

II - recolhimento da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH), de que trata a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, a partir da prorrogação da outorga.

III - alteração do regime de exploração para produção independente, inclusive, quanto às condições de extinção da concessão ou autorização e de encampação das instalações, bem como da indenização porventura devida.

6.1.3 Motivações para prorrogação de usinas amortizadas

6.1.3.1 Redução da incerteza jurídica

Em 2012 houve uma grande discussão com a sociedade sobre a possibilidade da prorrogação das concessões de geração de energia hidrelétrica alcançadas pelo § 5º do art. 17 e art. 19 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

Nesta linha, foram prorrogadas diversas concessões de geração, transmissão e distribuição. Contudo, a proposta realizada no âmbito da CP 033 propõe o fim do instituto da prorrogação através da inclusão do art.8-A na lei 12.783/2013, nos seguintes termos:

“Art. 8º-A As concessões de que trata o art. 1º, que vençam a partir de 1º de janeiro de 2018, devem ser licitadas.

No entendimento da Copel, considerando-se a implementação do mecanismo de separação entre lastro e energia, a alocação da renda hidráulica (energia) da usina prorrogada bem como do custo pela disponibilidade (lastro) ao ACR não está devidamente alocado pelo regime de cotas.

Neste sentido, propomos alterar esta alocação (renda x custo) a todos consumidores, mantendo-se a possibilidade da prorrogação. Dessa forma, sinalizar-se-á a segurança jurídica do instituto da prorrogação amplamente discutida em 2012.

6.1.3.2 Isonomia em relação às concessões e autorizações entre 5 e 50 MW

No âmbito da CP 033 está sendo proposta a alteração da Lei nº 9.074/1995, no sentido de possibilitar a prorrogação de concessões e autorizações de usinas com capacidade entre 5 MW e 50 MW mediante condições, dentre elas, do pagamento pelo Uso de Bem Público – UBP.

Por isonomia e por verossimilhança as propostas apresentadas no âmbito da CP 033, relativo à privatização de usinas sob o controle do governo federal (pagamento de BO) e relativo à prorrogação de usinas até 50 MW (direito de prorrogar), a questão da prorrogação merece ser revista.

É fato também que, mantida a destinação de recursos das privatizações ou licitações à União, não há mais vantajosidade pela licitação (maior Benefício de Outorga) em relação à Prorrogação, pois o primeiro sempre será mais custoso ao consumidor final, portanto contrário à modicidade tarifária.

6.1.3.3 Liquidez ao mercado livre de energia

A prorrogação mediante conversão da exploração do regime de Serviço Público para Produtor Independente de Energia – PIE dará liquidez ao mercado de curto prazo de energia uma vez que o concessionário que tiver a sua usina prorrogada buscará a remuneração necessária para pagamento do “Benefício de Prorrogação de Outorga” mais os custos para Operar e Manter (O&M) a usina de forma a garantir o lastro de capacidade do empreendimento.

6.1.3.4 Antecipação de Recursos destinados à CDE. “Bônus de Prorrogação de Outorga”

A prorrogação permitiria a antecipação de aplicação de recurso a CDE a título de “Bônus de Prorrogação de Outorga”. Também é possível, porém não desejável, a antecipação do pagamento do Bônus para repasse ao Tesouro.

A utilização da renda de usinas amortizadas para financiar o Tesouro se demonstra contrária ao princípio de equidade de reorganização do setor.

“Deve-se evitar o uso do setor energético para suportar políticas públicas que não devem ser custeadas pela tarifa de energia elétrica”.²

A proposta de prorrogação apresentada, associada à alocação da renda hidráulica das usinas amortizadas em sua totalidade à CDE, está muito alinhada ao vetor de modicidade tarifária proposto pelo MME, que na sua visão de futuro, apontou a necessidade de:

“ Incentivos à eficiência nas decisões empresariais de agentes individuais como vetor de modicidade tarifária, segurança de suprimento e sustentabilidade socioambiental.”³

Seria admissível, inclusive, que na condição de prorrogação (caso vigore o mecanismo de separação entre lastro e energia), seja entregue um lastro a custo zero (na hipótese de inexistência de investimentos não amortizados a serem indenizados) ou mínimo/próximo de zero (suficiente a remunerar eventuais investimentos não amortizados), desde que o concessionário disponha da energia para comercialização com vistas à remuneração das componentes Bônus, O&M e risco hidrológico.

Essa possibilidade contribuiria para redução do “Missing Money”, situação que se agrava quando da alocação dos recursos provenientes de privatizações e licitações à União.

Por fim, a proposta aceleraria a entrada de novos geradores e comercializadores no novo modelo de separação de lastro e energia, considerando-se a hipótese de que este venha a ser implementado.

² Item 2.4 da Consulta Pública MME nº 32/2017, que trata dos Princípios para a Reorganização do Setor Elétrico.

³ Item 3.8 da NOTA TÉCNICA Nº 5/2017/Aereg/SE

6.2 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMA INSTÂNCIA

A Copel propõe que não seja negócio das Distribuidoras. A proposta é a participação de um comercializador varejista como forma de gerir os ônus e os bônus deste mercado, garantindo a neutralidade das atividades da Distribuidora.

6.3 NOVOS NEGÓCIOS PARA AS DISTRIBUIDORAS

A Copel propõe desbloquear às Distribuidoras, o risco de não reconhecimento da adoção de novas tecnologias, reconhecendo como investimento prudente às obras que promovam a máxima captura de benefícios tecnológicos à sociedade. As Distribuidoras devem ser destravadas de novos investimentos em tecnologia, sempre que os mesmos auferirem ganhos de produtividade ao setor.

Desta forma, abre-se a possibilidade de auferir novos ganhos. Captura de “outras receitas” para modicidade tarifária. Incorporação de novas tecnologias. Ganhos em produtividade.

Estas receitas auferidas com os novos arranjos de inovação tecnológica deverão ter um período de dez anos, contados a partir de seus registros contábeis, para compor efeitos à modicidade tarifária.

6.4 DA NECESSIDADE DE TRATAMENTO DAS UTE’S EXISTENTES

Um tema premente de solução dentro das regras do novo modelo são as termelétricas a gás natural. Estes empreendimentos têm desempenhado um papel cada vez mais relevante dentro do Setor Elétrico Brasileiro. Entretanto, as regras atuais de contratação levam a uma situação de inviabilidade para as UTE’s existentes na medida que seus contratos vão se encerrando.

Essa situação, caso não seja tratada dentro do novo modelo, poderá levar a um processo de desmobilização das usinas existentes que, numa situação limite, pode redundar na necessidade de construção de novas plantas para substituir as que forem desmobilizadas. Tal situação degradaria a segurança elétrica e

energética do SIN, além de comprometer fortemente a criação de um mercado competitivo de gás no país.

Os possíveis efeitos deste quadro, sem o devido tratamento no novo marco regulatório podem ser:

- a) A “queima” do parque termelétrico existente;
- b) Ociosidade dos ativos complementares aos empreendimentos existentes, tais como linhas de transmissão, gasodutos de transporte, entre outros;
- c) Maiores custos a serem pagos pelo consumidores para reconstrução de um novo parque gerador termelétrico, além da necessidade de superação de questões como construção dos novos empreendimentos, licenças ambientais, *funding*, etc.