

EMENDA SUBSTITUTIVA Nº - CM
(à MPV nº 688, de 2015)

Dê-se ao texto da Medida Provisória nº 688, de 18 de agosto de 2015, a seguinte redação:

CAPÍTULO I - DO ACESSO À ENERGIA

Art. 1º. A Energia deve ter seu suprimento garantido a todo cidadão brasileiro em quantidade, qualidade e continuidade para sua sobrevivência, sua saúde e sua segurança.

Art. 2º. A forma de suprimento energético prioritário à população brasileira é na fonte secundária de eletricidade e, se possível, conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), com tarifas módicas e equalizadas nacionalmente.

Art. 3º. Para atendimento de necessidades básicas de sobrevivência, cada brasileiro terá direito a uma quota mínima de energia não inferior a 10 kWh (dez quilowatts hora) mensais e a disponibilidade de demanda de 2 kW (dois quilowatts), conforme regulamento.

CAPÍTULO II - DO RISCO HIDROLÓGICO

Art. 4º. O risco hidrológico no Ambiente de Consumidores Cativos (ACC) deve ser suportado por prêmio de risco e por Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

§ 1º. O prêmio desse risco será demonstrado em sistema de bandeiras, alterado em conformidade com a situação hidrológica, por decisão conjunta do Conselho Nacional de Recursos



Hídricos (CNRH) e do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

§ 2º. O prêmio de risco será cobrado junto com a conta de energia elétrica, do qual será deduzido um valor fixo por cada usuário cadastrado na unidade acessante, não inferior a dez por cento da bandeira mais baixa, conforme regulamento.

§ 3º. O MRE visa, em longo prazo, compartilhar, entre seus integrantes, os riscos financeiros associados à geração de energia elétrica pelas usinas hidráulicas despachadas de modo centralizado, e a operação ótima individual não necessariamente corresponde à ótima operação global do sistema.

§ 4º. Os agentes de geração hidráulica arcarão com vinte por cento da energia contratada não gerada devido à escassez hídrica.

§ 5º. Até o limite de oitenta por cento da energia contratada não gerada devido à escassez hídrica poderá ser devolvida em até três anos.

§ 6º. A geração hidrelétrica superior à energia contratada será remunerada pelo preço médio ponderado entre todos os agentes de geração hidrelétrica do ACC.

§ 7º. Até o limite de oitenta por cento da energia contratada não gerada devido à escassez hídrica poderá ser compensada por energia gerada a partir de outra fonte primária renovável, pelos seguintes critérios:

I- Pelo custo de geração da referida fonte definido pelo MME, acrescido de remuneração mínima de doze por cento, porém não inferior à taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (Selic);

II- Pelo prazo de dois anos, prorrogável por decisão da Aneel mediante solicitação justificada do agente de geração.



Art. 5º. Para fazer frente às dificuldades operacionais ou de riscos ambientais do SIN é adicionado à tarifa de energia elétrica o Encargo de Serviço do Sistema (ESS), dividido em:

I- Encargo por restrição elétrica, que ocorre quando há alguma restrição operativa que afeta o atendimento da demanda em determinada área ou a estabilidade do sistema.

II- Encargo por segurança energética, que ocorre quando o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) determina a geração de usinas térmicas com vistas a garantir a segurança do suprimento energético nacional.

III- Encargo por ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco (CAR), que ocorre para ressarcir a geração de usinas termelétricas despachadas para garantir o suprimento energético quando o nível dos reservatórios está próximo de ultrapassar a CAR.

Art. 6º. Para fazer frente a serviços destinados a garantir a qualidade e a segurança energia elétrica gerada no SIN adiciona-se à tarifa de transmissão de energia elétrica o Encargo de Serviços Ancilares (ESA).

Art. 7º. O agente de geração hidrelétrica que instalar, por si ou em consórcio, plantas de geração de energia secundária em forma de eletricidade a partir de fonte primária renovável, denominada geração alternativa, terá seu prazo de outorga, de concessão, de permissão ou de autorização prorrogado por prazo proporcional ao da potência instalada em relação à sua potência instalada disponibilizada para o ACC.

§ 1º. Considera-se para efeito de energia gerada a energia salva em função da localização da planta de geração alternativa mais próxima do centro de carga, com os seguintes critérios.

I- Planta solar fotovoltaica, considerada somente se ocupar área onde houver outra finalidade e agregada a uma demanda, terá acréscimo de pelo menos trinta por cento na potência instalada, percentual



este garantido até que se atinjam dois mil megawatts de potência instalada no país, quando o esse acréscimo será declinante, conforme regulamento;

II- Plantas de pirólise, que utilizem resíduo sólido urbano já processado por agentes de reciclagem ou reutilização ou, ainda, capazes de utilizar o passivo ambiental de lixões como fonte primária, terão acréscimo de pelo menos vinte por cento na potência considerada até que se atinjam dois mil megawatts de potência instalada no país, quando esse acréscimo será declinante, conforme regulamento;

III- Plantas heliotérmica terão acréscimo de pelo menos vinte por cento na potência considerada até que se atinjam três mil megawatts de potência instalada no país, quando esse acréscimo será declinante, conforme regulamento;

IV- Repotenciação por meio de reforma ou aproveitamento de espaços existentes nas respectivas usinas;

V- Outras fontes primárias renováveis, conforme regulamento do MME.

§ 2º. Os agentes que implantarem plantas alternativas de conversão de energia primária renovável em energia secundária, em forma de energia elétrica, para efeito de prorrogação dos respectivos prazos de outorga, concessão, permissão ou autorização, serão responsáveis pelas linhas de conexão em qualquer nível de tensão, contudo receberão o apoio necessário para sua liberação ambiental e de propriedade da faixa de domínio.

§ 3º. Quando conectada em rede de distribuição deverá ser celebrado acordo com a respectiva outorgada, concessionária, permissionária ou autorizada de distribuição, podendo a Aneel arbitrar em caso de impasse.

CAPÍTULO III - DISPOSIÇÕES GERAIS

Art. 8º. Os valores recebidos pelas outorgadas, concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica não decorrente da prestação do serviço de distribuição serão recolhidos em



contas específicas do âmbito de geração e do âmbito de transmissão, abertas no Banco do Brasil ou na Caixa Econômica Federal.

§ 1º. Um Conselho Curador auditará e, se não houver empresa centralizadora da comercialização no ACC, gerirá essas contas, o qual será formado por:

I- Pelo Governo Federal serão indicados somente servidores de carreira com os respectivos suplentes:

- a) Um Analista de Infraestrutura;
- b) Um Analista de Finanças e Controle;
- c) Um Especialista de Políticas Públicas e Gestão Governamental; e
- d) Um Analista de Planejamento e Orçamento

II- A instituição financeira que detiver as contas indicará um membro.

§ 2º. Na falta de empresa ou órgão de comercialização no ACC, assinarão as ordens de pagamento um dos servidores do Governo Federal escolhido como coordenador-geral e um outro escolhido como coordenador de finanças.

§ 3º. Os membros desse Conselho Curador se reunirão ordinariamente mensalmente ou quando convocados pelo Secretário de Energia Elétrica do Ministério de Minas e Energia.

§ 4º. A participação nesse Conselho Curador poderá ter gratificação equivalente mínima ao de DAS 5, conforme regulamento.

§ 5º. Os saldos de aplicação, dos prêmios de risco, dos encargos de segurança dessas contas serão utilizados para pagamento de geração emergencial de energia elétrica ou para financiamento de fontes de geração por fonte primária de energia renovável no interesse da geração ou da transmissão, respectivamente.



Art. 9º. Cada cidadão terá direito a uma dedução fixa no prêmio de risco, nos encargos tarifários equivalentes a uma quota mínima de energia e a uma quota mínima de demanda, pelo que os cidadãos brasileiros serão vinculados às unidades acessantes por meio do Cadastro de Pessoa Física (CPF) do Ministério da Fazenda, conforme os critérios abaixo:

I- Cada cidadão brasileiro será cadastrado a uma única unidade acessante residencial.

II- Trabalhadores diretos das empresas contratados por tempo indeterminado propiciarão a uma única unidade acessante não residencial para abatimento do prêmio de seguro.

III- Internos por mais de sessenta dias transferirão sua quota de desconto para a unidade acessante na qual estiver internado.

Art. 10º. Agente de geração ou distribuição poderá requerer revisão tarifária extraordinária, mediante justificativa, a fim de que se estabeleça o equilíbrio econômico financeiro do respectivo contrato se não estiver prevista revisão periódica nos doze meses depois da entrada em vigor da lei de conversão afim.

Art. 11º. Na concessão de financiamentos pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), a taxas subsidiadas, no mínimo 10% (dez por cento) dos recursos deverão ser direcionados para financiar a instalação de sistemas de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis e para eficiência energética em equipamentos públicos de educação e saúde.

§ 1º Para os efeitos deste artigo, taxa subsidiada é aquela que, à época da contratação, seja inferior à taxa de captação do Tesouro Nacional para prazo equivalente.

§ 2º Os prazos de financiamento têm de ser suficiente para que se permita uma diferença positiva entre o custeio com energia elétrica e o necessário para pagamento do empréstimo não inferior a 20% (vinte por cento).



§ 3º A liberação dos recursos não à aprovação do Tesouro Nacional e sim a uma comissão formada por funcionários de carreira dos ministérios de Minas e Energia, da Educação e da Saúde, responsáveis pela aprovação dos projetos.

Art. 12º. As Concessões de Geração e Transmissão que se encerrem até 2020 ficam prorrogadas até 31 de outubro de 2021.

Art. 13º. A Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 2º

.....

XI - definir diretrizes para comercialização e uso de biodiesel e estabelecer, em caráter autorizativo, quantidade superior ao percentual de adição obrigatória fixado em lei específica; e

XII - estabelecer os parâmetros técnicos e econômicos das licitações de concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, de que trata o art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. ” (NR)

Art. 14º. A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art.2º

.....

§ 1º Na contratação no Ambiente de Consumidores Cativos (CAA), os riscos hidrológicos serão assumidos parcialmente pelos geradores, em percentual definido em Lei, e pelos consumidores por meio de prêmios de risco e encargos setoriais acrescidos às tarifas aos:

I - Contratos de quantidade de energia;

II - Contratos de disponibilidade de energia; e

III – Contratos de transmissão de energia. “ (NR)

Art. 15º. A Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, passa a vigorar com as seguintes alterações:



“Art.8º

§ 6º A licitação de que trata o caput poderá utilizar os critérios estabelecidos nos incisos I e II do caput do art. 15 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, ou a combinação dos dois critérios.

§ 7º O pagamento pela outorga da concessão, a que se refere o inciso II do caput art. 15 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, será denominado, para fins da licitação de que trata o caput, bonificação pela outorga, concessão, permissão.

§ 8º A partir de data a ser estabelecida pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), a parcela da garantia física que não for destinada ao Ambiente de Consumidores Cativos (ACC) será de livre disposição do vencedor da licitação, não se aplicando a essa parcela o disposto no § 1º ao § 3º do art. 1º.

§ 9º Exclusivamente na parcela da garantia física destinada ao ACC, os riscos hidrológicos, considerado o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), serão de responsabilidade dos consumidores finais atendidos no âmbito SIN.

§ 10. Caberá ao Ministério de Minas e Energia, ouvido o Ministério da Fazenda, entre outras competências, propor ao CNPE os seguintes parâmetros técnicos e econômicos:

I - valores de bonificação de concessões a serem licitadas; e

II - prazo e forma de pagamento, observada a data de que trata o § 8º.

§ 11. Observado o disposto no § 3º, a parcela da garantia física destinada ao ACC dos empreendimentos de geração licitados nos termos deste artigo, observado o limite mínimo de oitenta por cento destinados ao ACC. “ (NR)

“Art.15

§ 10. A tarifa ou receita de que trata o caput deverá considerar, quando couber, a parcela de retorno da bonificação pela concessão, permissão ou autorização de que tratam os § 7º. e § 10. do art. 8º., observada, para concessões de geração, a proporcionalidade da garantia física destinada ao ACC.” (NR)



Art. 16º. Esta Medida Provisória entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, 24 de agosto de 2015;

194º da Independência e 127º da República.

JUSTIFICATIVA

A energia elétrica é uma atividade de oferecimento de utilidade ou comodidade material destinada à satisfação da coletividade em geral, que o Estado Brasileiro assumiu como pertinente a seus deveres e que presta por si mesmo ou por quem lhe faça as vezes, sob um regime de direito público, portanto a legislação que lhe regule deve ser inteligível para todos.

A Medida Provisória nº 688/2015, à qual apresento este substitutivo, além de carecer de clareza para o entendimento das pessoas, é confusa quanto aos efeitos que venham a advir, a exemplo de outras MPV's mais recentes que não surtiram o efeito desejado, como a Medida Provisória nº 466, de 2009 (convertida Lei nº 12.111/2009), ou, pior ainda, trouxe danos irreparáveis aos consumidores cativos de energia elétrica e às empresas brasileiras de geração (e respectivos empregados), que se deu depois da emissão da Medida Provisória nº 579, de 2012 (convertida Lei nº 12.783/2013), que muito se assemelham às emitidas no final do Século XX, que ao do sistema cooperativo e planejado, que funcionava muito bem, para dar lugar a um sistema concorrencial e mercantil, que transferiu grandes somas de recursos para conglomerados financeiros transnacionais sem a contrapartida na oferta de energia para a população, submetendo essa a um racionamento de energia no ano de 2001.

Tomada aquela decisão de sucateamento do setor para depois privatizar, todos os benefícios e vantagens do sistema elétrico brasileiro – o funcionamento em rede, a base hídrica, o horizonte de longo prazo, o papel ativo das linhas de transmissão, o fornecimento de energia



barata – pois o modelo não se ajustava bem à lógica de operação do capital privado, que impunha romper a sinergia do sistema e alterar sua base técnica para multiplicar as usinas térmicas.

O primeiro e maior impacto veio em 2001, quando tivemos que fazer profundo esforço de racionamento no consumo de energia elétrica, com prejuízos irreparáveis à economia do Brasil e pesados custos financeiros aos consumidores que ultrapassassem suas quotas de consumo, sem contar os formidáveis ganhos indevidos das distribuidoras, os quais nunca foram apurados. Eram indevidos porque no modelo de transição era previsto um Mercado Atacadista de Energia (MAE), no qual as distribuidoras tinham a liberdade para contratar com quem quisessem para garantir o fornecimento de energia elétrica. Tal liberdade se tornou um grande fracasso porque, ao garantir o repasse integral para a tarifa, as distribuidoras compravam com vista ao seu interesse e não do seu cliente: exemplos gritantes foram as subcontratações feitas pela Light e Celpe, distribuidoras nos Estados do Rio de Janeiro e Pernambuco, respectivamente.

Para solucionar tal problema e vencer o déficit de geração e de transmissão foram introduzidas alterações ao modelo em 2002, o que deu um avanço importante para se voltar a ter um sistema elétrico confiável.

Com as mudanças introduzidas em 2002, principalmente o instituto dos leilões, com destaque para os leilões de energia, houve uma melhora, porém ficou pendente a resolução dos ganhos indevidos das distribuidoras, mesmo com a introdução da “Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” (CVA)”, que é a parte da receita anual requerida da concessionária de distribuição referente aos custos não gerenciáveis.

A Parcela A é chamada de custos não-gerenciáveis, seja porque seus valores e quantidades, bem como sua variação no tempo, independem de controle da concessionária ou porque se referem aos encargos e tributos legalmente fixados, enquanto a Parcela B é chamada de custos gerenciáveis, porque a concessionária tem plena capacidade de



administrá-los diretamente, visto que é composta por itens, tais como: despesas de operação e manutenção (pessoal, material, serviços de terceiros, despesas gerais), quotas de depreciação e remuneração de capital, incluindo, também, os investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), Eficiência Energética e tributos.

Para os itens da Parcela A foi criada uma conta contábil específica, denominada “Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” – CVA”, e subcontas a ela relacionadas, para efeito de controle e registro dos respectivos valores e suporte dos cálculos do reajuste da tarifa de fornecimento de energia elétrica, cuja variação não foi contemplada na tarifa.

Os itens atuais que compõem essa conta (CVA) são os seguintes:

- ✓ Quota de recolhimento à Conta de Consumo de Combustíveis (CCC): Destinada a subsidiar a geração térmica principalmente da Região Norte (sistemas isolados);
- ✓ Quota de recolhimento à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE): Destinada ao desenvolvimento energético a partir de fontes alternativas; promover a universalização do serviço de energia e subsidiar as tarifas da subclasse residencial Baixa Renda;
- ✓ Tarifa de Uso das Instalações de Transmissão Integrantes da Rede Básica (RB): Receita devida às empresas de Transmissão pelo uso da Rede Básica (sistema interligado nacional composto pelas linhas de transmissão que transportam energia elétrica em tensão igual ou superior a 230 kV);
- ✓ Custo de Aquisição de Energia Elétrica (Energ): Variações das condições de compras de energia elétrica efetuadas pela distribuidora. Este item, após 29 de novembro de 2004, passou a incluir, também, o item Tarifa de Repasse de Potência Proveniente de Itaipu Binacional (EI);



✓ Tarifa de Transporte de Energia Elétrica Proveniente de Itaipu (TI): variação nos valores da tarifa de transporte de energia elétrica proveniente da Usina Itaipu Binacional até as interconexões com a Rede Básica;

✓ Quotas de energia e custeio do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), que tem a finalidade de subsidiar as fontes alternativas de energia;

✓ Encargos do Serviço de Sistema (ESS): Subsidiar a manutenção da confiabilidade e estabilidade do Sistema Elétrico Interligado Nacional;

✓ Conta de Compensação de Variação de Valores da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH): trata-se de um percentual que as concessionárias de geração pagam pela utilização de recursos hídricos, sendo a arrecadação e a distribuição dos recursos aos beneficiários (Estados, Municípios e órgãos da administração direta da União) gerenciados pela Aneel.

O fracasso se apurou em 2009, o Tribunal de Contas da União (TCU), órgão auxiliar do Congresso, apurou uma cobrança irregular das distribuidoras da ordem de R\$ 1 bilhão por ano. Esse assunto foi tratado na CPI das Tarifas de Energia Elétrica, da Câmara dos Deputados, que recomendou em seu relatório final que a Aneel exigisse das distribuidoras, que são entidades privadas, a devolução do que foi cobrado irregularmente dos consumidores. A Aneel revisou os contratos com as 63 empresas distribuidoras, com um novo sistema de reajuste das tarifas, tentando evitar novas cobranças indevidas. Mas decidiu não cobrar a devolução do que já foi pago indevidamente pelos consumidores, cerca de R\$ 7 bilhões no período. Em valores corrigidos, a quantia pode alcançar a cifra de R\$ 12 bilhões. Para a Aneel, as regras do novo contrato não poderiam retroagir por falta de “amparo jurídico”.



Apesar de toda essa movimentação, o Brasil entrou novamente em recessão hídrica, agravada pela adoção do modelo de usinas a fio d'água, que ao não terem reserva, obrigam o acionamento de usinas termelétricas, cujos preços são dez vezes maiores. Na tentativa de contrapor esses preços, obrigou-se a uma redução dos preços das energias geradas por usinas hidrelétricas por meio da edição da MPV nº 579/2012. Esse documento, elaborado por uma equipe de iluminados, não se sabe se do Ministério de Minas e Energia ou do Ministério da Fazenda, trouxe confusão ao setor, na verdade se criou uma grande anomalia: Levantamento feito pelo Centro Brasileiro de Infraestrutura e pela Consultoria PSR, a pedido do jornal Folha de São Paulo, mostram que houve um prejuízo de 105 bilhões de reais desde a publicação da Medida Provisória nº 579, em setembro de 2012, que determinou a renovação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia.

A perda bilionária causada pela MPV nº 579/2012 se deu pelo desequilíbrio entre receitas e despesas das distribuidoras, pela baixa geração de energia por usinas hidrelétricas e pelas indenizações pagas às empresas que aceitaram renovar as concessões de usinas e linhas de transmissão por meio da referida MPV. Estimativas indicam que em 2013 o Ministério de Minas e Energia gastou R\$ 20 bilhões entre repasses às distribuidoras (R\$ 10 bilhões) e indenizações (outros R\$ 10 bilhões) às empresas que aceitaram renovar concessões por meio da medida, enquanto em 2014, os gastos subiram para R\$ 54,9 bilhões, dos quais R\$ 21,8 bilhões para custear o aumento do PLD, que deveriam, em tese, ser absorvidos pelas distribuidoras. Outros R\$ 10 bilhões foram gastos com indenizações. Além disso, outro prejuízo de R\$ 23,1 bilhões apareceu em 2015: o de geradores de energia que não conseguiram gerar eletricidade suficiente para honrar seus contratos.

Estudos ainda incluem na conta uma projeção de perdas de R\$ 30,5 bilhões para 2106, sendo que o uso permanente de usinas térmicas custará R\$ 8,5 bilhões e outros R\$ 22 bilhões poderão ser gastos em mais indenizações.



Resultado, não houve outra solução que a de repassar para os consumidores a conta, com reajustes que ultrapassaram em muito o desconto de primeira hora dado às tarifas pela MPV nº 579/2012.

Antes dessa MPV nº 579/2012, tivemos a edição da MPV nº 466, de 2009 (convertida Lei nº 12.111/2009), denominada Lei dos Sistemas Isolados, que seria para criar ambiente propício ao atendimento com energia elétrica às pessoas residentes em áreas remotas e de sistemas isolados totalmente dependentes de óleo diesel como fonte primária para gerar a energia secundária em forma de eletricidade. Se não causou perdas em relação ao que existia, foi um total fiasco nos seus objetivos de suprir de energia elétrica populações isoladas sem a dependência cara e poluente do diesel. Essa foi mais uma MPV forjada às escondidas, e sendo MPV não propicia o amplo debate democrático no Congresso Nacional, em decorrência do seu curto prazo.

Diante dos desastres, fiascos e incompletude de medidas provisórias anteriores, que, regra geral, mudaram para pior o Setor elétrico Brasileiro, sinto-me na obrigação de apresentar alternativa a essa MPV nº 688/2015, que me parece outro grande engodo, que não trará vantagens ao povo brasileiro, isso se não agravar ainda mais a situação.

No lugar de determinar uma redução artificial das tarifas de geração como contrapartida dessa redução de receita, deveríamos ter proposto que a renovação de concessões seja condicionada a investimentos no aumento da capacidade de geração por meio de repotenciação de usinas ou pela geração de energia secundária alternativa a partir de outras fontes primárias renováveis, como heliotérmicas, pirólise de biomassa ou lixo e fomento à instalação de geração distribuída fotovoltaica.

O Brasil poderia ganhar a capacidade de produzir mais 11.000 MW de potência elétrica sem construir uma única nova usina, apenas reformando e aproveitando espaços já existentes em hidrelétricas já instaladas, como mostra a dissertação de mestrado “Potencial de repotenciação de usinas hidrelétricas no Brasil e sua viabilização”, defendida pela engenheira Elisa de Podestá Gomes, na Faculdade de



Engenharia Mecânica (FEM) da Unicamp. Esse número se aproxima da potência instalada total prevista para a Usina de Belo Monte, no Rio Xingu, de 11.233 MW.

“Repotenciação” é uma reforma da estrutura de geração energética de uma usina hidrelétrica, com a substituição de tecnologias ultrapassadas por alternativas modernas. “Quando uma usina opera há muitos anos, mais de 20, 30, 40 anos em funcionamento, seus componentes se desgastam”, explicou Elisa ao Jornal da Unicamp. Depois de algum tempo, é preciso trocar os principais componentes da usina, e pelo fato de a tecnologia atual ser mais desenvolvida do que quando a usina foi construída, em vez de apenas fazer uma manutenção, é possível aprimorar seu desempenho. “O objetivo é sempre conseguir condições melhores. Tornar a usina melhor do que é, em questões técnicas e na produção de potência ou energia para o Sistema Interligado Nacional”.

O processo de repotenciação é mais barato que a construção de mais usinas, já que não envolve novas obras de construção civil. Além disso, tem menos impacto ambiental e social, uma vez que toda a fase traumática de instalação da estrutura – a formação do lago, o deslocamento de populações – já ocorreu no passado. “A repotenciação é, sem dúvida, uma das melhores e mais econômicas formas de aumentar a capacidade de geração em um curto espaço de tempo sem impactos ambientais significativos”, diz a dissertação.

Para realizar sua análise, Elisa selecionou 43 usinas hidrelétricas brasileiras com mais de 30 anos e com 15 MW ou superior. Essas usinas representam quase 20% de toda a potência instalada no país. Ela simula três tipos de repotenciação: mínima, leve e pesada. A primeira apenas recupera a capacidade original da usina, enquanto que a última envolve a troca de componentes essenciais da unidade, modernizando, com o consequente aumento da capacidade instalada no Brasil em mais de 6.000 MW.

Outros 5.000 MW poderiam ser ganhos, afirma o trabalho, com o aproveitamento dos “poços” de usinas existentes: “poço”, no caso, é o nome dado ao espaço deixado na estrutura da usina para a



instalação de equipamentos geradores de energia que, por vários motivos, nunca chegaram. “Eram obras de concessionárias estatais, que depois de alguns anos não tinham dinheiro para completar a obra.” Na dissertação de Elisa estão identificadas 12 usinas com “poços” por todo o Brasil, do Paraná ao Pará.

Usinas heliotérmicas são ideais para serem instaladas em regiões de baixa densidade energética e com alta incidência solar, como as longínquas regiões nordestinas, que não têm interesse de construir redes de distribuição pela pequena quantidade de consumidores. Contudo, a falta de redes ou redes com baixa capacidade de fornecimento de energia elétrica de qualidade impede o crescimento ao mesmo tempo em que não se instalam redes adequadas porque não se tem demanda garantida, tornando um círculo vicioso sem solução.

A instalação de usinas de pirólise possibilitará a solução definitiva para o problema dos resíduos sólidos no Brasil. O sistema de pirólise permite a instalação de plantas pequenas, capazes de atender municípios de menos de 10 mil habitantes. Estima-se que é possível instalar mais de 3.000MW de potência a partir do gás gerado em reatores de pirólise, dando uma solução sustentável ao problema do resíduo sólido urbano.

Por fim, a instalação de geração distribuída em telhados ou cobrindo equipamentos existentes possibilita que adicionemos potência suficiente para eliminar a geração térmica regular a partir de hidrocarbonetos, como por sinal é a proposta do Projeto de Lei do Senado nº 201/2015.

Além dessas medidas incentivadoras da agregação de plantas de geração alternativas e da repotenciação de usinas hidrelétricas existentes, sugiro também que a comercialização da energia seja desatrelada do serviço de distribuição, pelo imediato recolhimento dos valores recebidos pelas distribuidoras que fazem parte da Parcela A da receita anual requerida, revisando-se os contratos de distribuição para que as concessionárias ganhem somente pelos serviços para os quais foram



contratadas, mediante concessão, proposta que defendo no Projeto de Lei do Senado nº 489/2015.

Proponho também que agreguemos vantagens manifestas aos usuários, garantindo-lhes acesso a quantidades mínimas de energia para sua sobrevivência, saúde e segurança, por meio de quotas mínimas, que são transferíveis para as instituições que mantenham algum cidadão internado.

É preciso avaliar notas técnicas abalizadoras dessas medidas provisórias que vêm alterando o Setor Elétrico Brasileiro, visto que, ao que tudo indica, não há a participação de servidores de carreira na elaboração. Isso é muito grave dado que em grande parte dos ministérios os cargos são todos ocupados por pessoal requisitado da administração indireta.

Especificamente no Ministério de Minas e Energia são raros os cargos de coordenadores-gerais, DAS 4, que são ocupados por servidores. Evidente que esses requisitados trabalharão em prol de suas empresas, que detêm concessões de geração, transmissão e distribuição, de modo que numa questão lógica, vão defender os interesses de suas empresas, para não dizer o seus próprios, tendo em vista que recebem participação nos lucros. Dessa forma, não seria arriscado que os verdadeiros fatores dessa MP, assim como as anteriores, não têm idoneidade para propor tais alterações no regramento do Setor Elétrico Brasileiro. Assim, propus também o PLS nº 491/2015, que impede a cessão de empregados de empresas públicas para atuarem na Administração Direta, por entender que há flanco conflito de interesses.

A grave crise energética brasileira impôs às concessionárias de geração e distribuição pesadas perdas que tem impactado na saúde financeira das empresas, provocando eminente risco de não cumprimento de obrigações que podem impedi-las de pleitear a renovação da concessão.

Como isso poderá trazer mais prejuízos aos consumidores de energia e dos empregados dessas empresas, com uma



possível demissão em massa, é de extrema importância que demos uma oportunidade para a recuperação e assim, cumprindo as exigências, possam nesta data requerer a prorrogação com exequibilidade.

Chamo a atenção, ainda, à grave crise energética brasileira que tem imposto aumento nos custos da energia elétrica, que sendo insumo imprescindível à prestação dos serviços públicos de educação e saúde.

O investimento em geração própria de energia elétrica e a efficientização do consumo de energia, com contraprestação para amortização inferior ao custeio do consumo de energia possibilita o incremento no custeio de outros itens necessários à prestação dos serviços de saúde e de educação pelo Estado.

Nos termos do Relatório Gerencial Trimestral dos Recursos do Tesouro Nacional, relativo ao 3º trimestre de 2014, emitido pelo BNDES em outubro/2014, no período compreendido entre janeiro de 2009 e setembro de 2014 foram aplicados pelo Banco, com recursos do Tesouro Nacional, R\$ 517,6 bilhões, beneficiando mais de um milhão de operações de financiamento (1.313.880) em todo o Brasil.

Dez por cento desse valor seriam suficientes para instalar mais de 1.500MW, que além de reduzir o custo com energia elétrica e assim proporcionar saúde e educação de melhor qualidade aos brasileiros, daria uma folga ao sistema elétrico nacional em geração distribuída, numa quantidade suficiente para evitar os apagões de meio-dia, horário de grande consumo de energia elétrica devido ao uso intenso de condicionadores de ar, os quais podem também ser instalados nas respectivas escolas, visto que não haveria aumento do consumo de energia elétrica, possibilitando assim também aumento no conforto dos alunos, refletindo de imediato no desempenho escolar.

Não tenho a ousadia de que o projeto seja autossuficiente, pois não é, dado que medidas provisórias são de tramitação célere, que não permite que se elaborem emendas perfeitas, mas entendo que traz inovações necessárias e de interesse da população, coisa que a



proposta vinda do Governo não faz. Trata-se de mais uma tentativa de acerto, penso, que trará prejuízos que não consigo vislumbrar.

Está é a proposta que submeto.

Sala da Comissão,

Senador HÉLIO JOSÉ



SF/15829.03341-73