



**XXII SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0  
13 a 16 de Outubro de 2013  
Brasília - DF

**GRUPO XVI**

**GRUPO DE ESTUDO DE ASPECTOS EMPRESARIAIS E DE GESTÃO CORPORATIVA (GEC)**

**NOVA REGULAMENTAÇÃO DAS CONCESSÕES VINCENDAS E SEUS IMPACTOS NA REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO**

**J.C.O.Mello(\*)  
THYMOS ENERGIA**

**R.Savoia  
THYMOS ENERGIA**

**S.Grynwald  
THYMOS ENERGIA**

**T.M.Prandini  
THYMOS ENERGIA**

**RESUMO**

Este artigo visa avaliar o futuro da regulação brasileira para concessionárias brasileiras com a nova regulamentação das concessões vincendas. O objetivo é discutir de forma orientada vários pontos de reflexão no setor elétrico: (i) convivência dos ambientes livre (ACL) e regulado (ACR); (ii) princípios da nova receita das transmissoras e geradoras e suas obrigações; (iii) Perfil de investimentos na expansão do setor; (iv) aspectos do modelo de financiamento da expansão com perda de receita existente de importantes concessionárias. O artigo aborda os pontos acima levantados e fornece numericamente os efeitos da nova regulamentação das concessões vincendas no setor elétrico.

**PALAVRAS-CHAVE**

Palavra-Chave: Concessões Vincendas; Ativos de Geração e Transmissão; Regulação.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Ao longo do Século XX, as empresas estatais e verticalizadas dominavam o mercado brasileiro de energia elétrica, e tal estrutura começou a ser mudada a partir da década de 90, período marcado pela falta de investimentos, quando o governo brasileiro decidiu seguir a tendência internacional de desverticalização e reestruturação do setor elétrico, em busca da competitividade em todos os segmentos. Neste contexto apenas a Transmissão e Distribuição passaram a ser reguladas e a Geração e Comercialização começaram a operar apenas com uma regulação parcial de suas atividades.

Em 1993, começa a desqualificação tarifária vigente e contratos de suprimento entre geradores e distribuidores graças à reforma do setor elétrico brasileiro com a Lei nº 8.631. Já em 1995, a Lei nº 9.074 cria o Produtor Independente e o conceito de Consumidor Livre. Esta reestruturação passou parte da responsabilidade de manutenção, operação e investimento para a iniciativa privada e o governo manteve seu papel político na regulamentação do setor ao criar novas instituições, como a ANEEL, o ONS e o MAE, e alterar funções de outros órgãos já existentes. Durante os anos de 2003 e 2004, o Governo Federal, buscando promover a contínua evolução do mercado, lançou as bases de um novo modelo para o setor através da Lei nº 10.848 e pelo Decreto nº 5.163, que criaram a EPE, CMSE e a CCEE, este substituindo o antigo MAE.

A evolução das concessões de geração no âmbito do setor elétrico desde a lei de 9.074 de 1995 foi uma das maiores mudanças de práticas e conceitos. Os destaques desta evolução podem ser resumidos em marcos importantes neste ambiente – as leis 9.074/95 e a 10.848/04. Estas mudanças envolveram adaptações e maturação das concessionárias para estar em sincronia com realidade empresarial do setor elétrico. A principal diferença para as corporações foi a mudança de um regime tarifário para a competição por preços.

(\*) Endereço: Avenida Nações Unidas, 11.633 – sala 192 - CEP 04.578-000 São Paulo, SP – Brasil  
Tel: (+55 11) 3192-9100 – Email: jmello@thymosenergia.com.br

Em resumo, antes da lei 9.074 de 1995 é possível destacar os seguintes pontos: (i) Concessões de serviço público; (ii) Área de concessão para os projetos; (iii) GCPS definia a ordem de mérito; (iv) Processo político de prioridade; (v) Licenciamento ambiental indefinido; (vi) Repasse de custos de serviço – CAPEX + OPEX - aprovado pelo DNAEE com taxa de retorno fixada e parcela de reinvestimento; (vii) Equilíbrio da concessão garantido. Após julho de 1995 com a edição da lei 9.074 foram alterados os seguintes pontos: (i) Concessões de Produção Independente de Energia - PIE; (ii) Licitação com Outorga Onerosa; (iii) CCPE sugeria e ANEEL licitava; (iv) ANEEL em nome do poder concedente decidia a ordem das licitações; (v) Todo Licenciamento Ambiental por conta do investidor – licitação com EIA/RIMA; (vi) Equilíbrio da concessão por conta e risco do concessionário. A lei 10.848 de 2004 trouxe os seguintes pontos principais para o setor: (i) Manteve as Novas Concessões para PIE; (ii) Novas Outorgas com Licitação por Menor Preço para o ACR sujeito a uma parcela mínima; (iii) EPE indica, MME aprova e ANEEL licita; (iv) LP entregue ao investidor.

A recente regulamentação (leis e decretos) das concessões vencidas de setembro de 2012 (MP 579) e da Lei nº 12.783 de janeiro de 2013, provocam profundas alterações no processo regulatório nacional. Na nova regulamentação, que alcançou aquelas concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica que foram outorgadas, antes da publicação da Lei nº 8.987, de 1995, e não licitadas. Pela Constituição Federal de 1988, a concessão era outorgada quando houvesse requerente idôneo, e quando não houvesse, era facultado ao Governo Federal realizar concorrências públicas para a exploração de serviços de energia elétrica. Essas concessões tinham seus prazos vencidos a partir de 2015, pois a Lei nº 9.074, de 1995, permitiu a prorrogação pelo prazo de até 20 anos, a contar de 8 de julho de 1995, para aquelas que estavam vencidas. Para aquelas que ainda não estavam vencidas, o prazo seria contado a partir do término da concessão. As empresas que foram privatizadas durante o governo do presidente Fernando Henrique Cardoso receberam a prorrogação de 30 anos. As ações incorporadas na nova regulamentação para a prorrogação das concessões de geração e de transmissão colocam algumas novas condições importantes para o futuro do setor elétrico, dentre elas:

- As hidrelétricas se submetem à remuneração por tarifa pelo serviço calculada pela ANEEL e à comercialização de energia elétrica em regime de cotas para o ACR
- As térmicas com regime de concessão de serviço público serão convertidas como energia de reserva em processo a ser definido
- A transmissão se submete à remuneração por receita calculada pela ANEEL
- A distribuição foi renovada sem novos condicionantes econômicos

A prorrogação se concretiza no momento da aceitação destes condicionantes pelo concessionário atual. A prorrogação poderá ser feita pelo prazo máximo de 30 anos. No que tange a prorrogação das concessões, a nova regulamentação reduz a receita de Geradores e Transmissores cujos contratos de concessão venciam até 2017. A nova receita final das concessionárias prorrogadas não contempla mais os custos de capital (remuneração e depreciação) e levam em consideração os apenas custos de operação e manutenção, encargos, tributos e, no caso da geração, o pagamento pelo uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição. Desta forma, as concessionárias prorrogadas estarão vivendo num novo modelo da tarifa pelo custo do serviço.

As cotas de energia das usinas prorrogadas calculadas pela ANEEL passam a fazer parte do “mix” de compra de energia das distribuidoras (ACR). O consumidor cativo perceberá uma redução na sua tarifa de energia (TE). No mercado livre (ACL) o efeito é subsidiário pela redução da TE no ACR, dado que a competição da geração restante pelo mercado livre fará com os preços de novos contratos tenham uma tendência de baixa. Não obstante existirá ainda existe um volume considerável de energia existente para negociações futuras no ACL.

Na transmissão a receita anual permitida (RAP) total da Rede Básica do SIN é reduzida com a redução da RAP do conjunto denominado “Rede Existente em 1999 (RBSE)” que serão consideradas como já amortizadas e não foram submetidas a revisões tarifárias após 1999.

A redução da RAP da transmissão prorrogada leva a um efeito de redução da TUST de todos consumidores. Já o efeito no preço de energia depende do vencimento dos atuais contratos de compra de energia dos consumidores livres. Na renovação destes contratos a partir de 2013 se espera uma de redução de preços no ACL devido influência da redução da tarifa de energia (TE) das distribuidoras. O ACL e ACR possuem vasos comunicantes que buscam sincronizar os preços de energia dos consumidores. A resposta do ACL é mais rápida do que no ACR por suas características mais flexíveis. Não se espera um retorno maciço ao ACR devido as possíveis condições conjunturais mais competitivas. A migração ao ACL incorpora oportunidades únicas, inclusive preços mais competitivos negociados livremente, que mantém a atração pelo ACL.

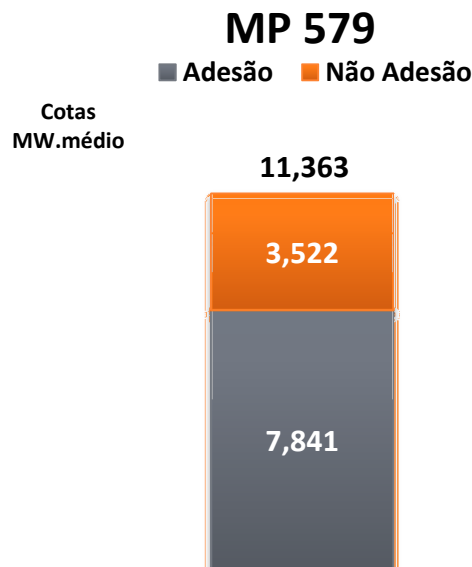
## 2.0 - A NOVA REGULAMENTAÇÃO DAS CONCESSÕES VINCENDAS

A Presidência da República publicou em 14.01.13 a Lei nº 12.783, que transformou em Lei a MP 579/12 de 11.09.2012. O foco da lei são as normas para a renovação das concessões de geração, transmissão e distribuição. A prorrogação das concessões poderá ser feita pelo prazo máximo de 30 anos, uma única vez.

## 2.1 Geração

As concessões vincendas alcançadas pela Lei nº 12.783/13 fazem parte de um conjunto de ativos de geração que estavam no limite no número de renovações com vencimento previsto até 2017. O espírito da lei foi de antecipar, de forma opcional, os efeitos da renovação a partir de 2013, tendo como contrapartida a renovação por mais 30 anos sem a necessidade de um novo processo de licitação da concessão vincenda. A meta janeiro de 2013 estava em sincronia com o término da 1ª tranche dos contratos de energia existente<sup>1</sup> de alguns dos geradores com concessões vincendas com as distribuidoras. A antecipação da renovação buscou resolver estes dois eventos ao mesmo tempo.

Apenas um conjunto de concessões aderiu à renovação das concessões nos termos da MP 579 (depois transformada na Lei nº 12.783/13), quais sejam: CEEE-GT; CHESF; ELETRONORTE; EMAE; FURNAS e outras concessões menores. Algumas outras não aderiram ao processo de renovação e as principais foram: CEMIG; CELESC; CESP e COPEL, e serão submetidas a uma nova licitação no término da concessão<sup>2</sup>. A Figura 1 ilustra o total de cotas envolvidas na MP579. Ressalta-se que estes valores já estão reduzidos de 5%, considerados como margem para perdas e risco hidrológico do MRE, que passa a ser dos compradores das cotas. Ou seja, para efeito de balanço no portfólio das distribuidoras os valores da Figura 1 são os considerados, mas para pagamento aos vendedores são acrescentados 5% ao volume.



**Figura 1 – Cotas dos Geradores Hidrelétricos e Adesão da MP579**

Os condicionantes de prorrogação da concessão da MP 579 implicam que o concessionário seja remunerado apenas pelo custo caixa (O&M, encargos, impostos, etc.) da concessão sem nenhuma remuneração pelo ativo, e alguma como prestadora de serviços:

- Os custos serão verificados pela ANEEL com foco apenas nos recursos para a concessão (tipo empresa de referência);
- Custo dos encargos e impostos inerentes à atividade;

Os valores das cotas de geração são variáveis para cada tipo de usina, sejam estas com e sem reservatórios, de grande e menor escala, conectadas ou não na rede básica, dentre outros atributos. A **Tabela 1** ao lado apresenta o valor médio das cotas de geração que estão sendo consideradas no portfólio das distribuidoras para repasse ao mercado cativo. Percebe-se que o valor médio é bastante reduzido, quando comparado ao valor de venda dos contratos de energia existente (~ R\$ 97/MWh).

**Tabela 1 - Valor Médio das Cotas de Geração**

| Cota             | R\$/MWh      |
|------------------|--------------|
| O&M              | 26,63        |
| Encargos         | 4,61         |
| Transporte       | 1,57         |
| Custo Caixa      | 32,81        |
| Impostos (9,25%) | 3,34         |
| <b>Total</b>     | <b>36,15</b> |

<sup>1</sup> O total de energia existente com vencimento de 2012 até 2016 era de 19.703 MW.médio, sendo a 1ª tranche que o vencimento era dezembro de 2012 de 9.054 MW.médio.

<sup>2</sup> Cada uma das concessionárias possuem alegações distintas para não aderir. A CEMIG possui contratos de concessão específicos para 3 concessões – São Simão, Jaguará e Miranda - com prazos de 50 anos e entende ter direito a mais uma prorrogação, que ainda não foi exercida. As demais alegaram riscos de desequilíbrios econômico-financeiros, pois estão comprometidas com outros contratos até o final da concessão.

**Tabela 2 – Redução das Receitas dos Geradores (MR\$ /ano)**

| Empresas              | Receita 2012 - Anterior R\$MM | Nova Receita 2013 R\$MM | Redução R\$MM    |
|-----------------------|-------------------------------|-------------------------|------------------|
| Todos - Adesão MP 579 | 6.218,03                      | 672,29                  | <b>-5.545,74</b> |
| ELETOBRÁS             | 5.378,76                      | 537,11                  | <b>-4.841,65</b> |
| CHESF                 | 3.804,84                      | 324,53                  | <b>-3.480,31</b> |
| FURNAS                | 1.553,47                      | 204,87                  | <b>-1.348,60</b> |
| ELETRONORTE           | 20,45                         | 7,71                    | <b>-12,74</b>    |

Notar na **Tabela 1** inclui todos os custos associados, porém da prestação de serviços do gerador a média é de apenas R\$ 26,63/MWh. Quando se compara a um valor médio de venda anterior de R\$ 97 menos R\$ 11/MWh (impostos, conexão e encargos) igual a R\$ 86/MWh, se encontram os valores a menor apresentados na **Tabela 2** na receita anual nos geradores que aderiram a renovação de concessão (MP579).

Do total de redução estimada da receita daqueles que aderiram a MP579 de cerca de R\$ 5,5 Bilhões, das empresas do grupo Eletrobrás a concentração da perda anual de receita é de cerca de R\$ 4,8 Bilhões.

Um atenuante para a perda de receita é a indenização pelos ativos não totalmente depreciados. A reversão dos ativos com base no valor novo de reposição VNR foi de cerca de R\$ 6 Bilhões, para aqueles concessionários que aderiram à renovação nos termos da MP579 e com ativos não totalmente depreciados, e será feita com parte do saldo acumulado da RGR. A prática de adoção do VNR foi defendida pelo poder concedente, como uma forma de evitar o uso dos valores contábeis regulatórios que estavam distorcidos. Do total da indenização 98% são destinados para CHESF (86%) e FURNAS (12%) com ativos não depreciados.

As térmicas com concessões vincendas incluídas na MP 579 possuem capacidade instalada de 1.572 MW, e serão convertidas em energia de reserva com procedimento a ser definido. As principais empresas afetadas são CGTEE, EMAE e Furnas. Provavelmente serão cobertos os custos fixos de O&M não incluindo nenhuma remuneração pelo ativo já depreciado. A parcela variável do O&M e os custos de combustíveis serão repassados aos consumidores no momento do despacho. A perda de receita anual esperada com este novo procedimento é da ordem de R\$ 900 milhões, sendo R\$ 620 milhões associados ao grupo Eletrobrás.

## 2.2 Transmissão

A adesão das transmissoras para renovação foi completa, dado que, o governo (poder concedente) reviu vários conceitos do pagamento pela base de ativos não depreciados<sup>3</sup>. O pagamento da reversão destes ativos a princípio não se transforma em custo para o consumidor, e sim da RGR acumulada e de outros aportes de longo prazo. A **Tabela 3** abaixo apresenta os valores de indenização aprovados para as concessionárias de transmissão. Notar que existe uma parcela que ainda será aprovada (ativos antes de Maio de 2000) da ordem de R\$ 10 Bilhões.

**Tabela 3 – Indenização das Concessionárias de Transmissão**

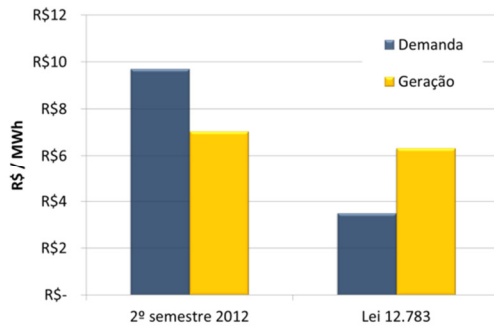
| Concessionárias                           | Indenização R\$MM |
|---|-------------------|
| Federais                                  | <b>8.133,03</b>   |
| CHESF                                     | 1.587,16          |
| ELETRONORTE                               | 1.682,27          |
| ELETROSUL                                 | 1.985,57          |
| FURNAS                                    | 2.878,03          |
| Estaduais                                 | <b>1.939,19</b>   |
| CEEE                                      | 661,09            |
| CELG                                      | 98,74             |
| CEMIG                                     | 285,44            |
| COPEL                                     | 893,92            |
| Privada                                   | <b>2.891,29</b>   |
| CTEEP                                     | 2.891,29          |
| Total                                     | <b>12.963,51</b>  |
| Estimativa - Ativos antes de maio de 2000 | 10.000,00         |
| Total de Indenização                      | <b>22.963,51</b>  |

<sup>3</sup> A decisão do governo de permitir a indenização de investimentos feitos por empresas de transmissão de energia até maio de 2000 aumentou a adesão à renovação das concessões. A medida provisória 591 permite que o governo pague às concessionárias de transmissão afetadas pela renovação o valor relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, no prazo de trinta anos corrigido pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

A ANEEL através da Resolução Homologatória nº 1.398/12 definiu a nova receitas anual (RAP) das transmissoras e abrange em caráter extraordinário apenas a TUST para o 1º semestre de 2013. As novas atualizações anuais periódicas a partir de Julho de 2013 já irão incorporar os mesmos conceitos da renovação das concessões e adicionar os novos empreendimentos. A resolução aplica as reduções na nova RAP de forma distinta para os segmentos de geração e consumo. O valor total da redução na RAP é de R\$ 4,5 Bilhões é rateado com R\$ 1,1 Bilhão para todos os usuários (G/D) e R\$ 3,4 Bilhões apenas para o consumo (D). A Fonte de referência não encontrada, apresenta os valores da nova RAP após a aplicação da redução com a renovação das concessões. A redução total na RAP com a Lei nº 12.783/13 foi de R\$ 4,4 Bilhões na RAP da rede básica e de R\$ 1 Bilhão na RAP da fronteira e DIT.

**Tabela 4- Novos Valores da RAP com a Renovação das Concessões**

| LEI 12.783/13 | RAP TUST RB (R\$ MM) |         |       | RAP TUST FR/DIT (R\$ MM) |
|---------------|----------------------|---------|-------|--------------------------|
|               | Geração              | Consumo | TOTAL | TOTAL                    |
| ANTES - 2012  | 5519                 | 6250    | 11769 | 1660                     |
| DEPOIS - 2013 | 4998                 | 2309    | 7307  | 642                      |
| VARIAÇÃO      | 521                  | 3941    | 4462  | 1018                     |



**Figura 2 – Novas Tarifas Médias de Transmissão**

Os valores médios da tarifa de transmissão da **Figura 2** ao lado indicam padrões médios de utilização da transmissão.

Com os procedimentos adotados pela ANEEL para consolidar uma RAP menor dedicada ao consumo, a redução nas tarifas de transmissão no segmento consumo é mais significativa (-64%) do que na geração (-10%).

Estes benefícios na transmissão são estendidos para todos os usuários do SIN, sejam eles cativos (ACR) ou livres (ACL).

Da redução total da RAP (RB+FR+DIT) de R\$ 5,4 Bilhões a contribuição do grupo Eletrobrás é de aproximadamente 70%, ou seja, R\$ 3,8 Bilhões por ano.

### 2.3 Distribuição

Nas concessionárias de distribuição com concessão vincenda não foram aplicados condicionantes econômicos para a renovação, e sim critérios de qualidade e operacionais para o concessionário, como de praxe nos contratos de concessão existentes. Nas concessões de distribuição não é necessário a aplicação de condicionantes na renovação, pois as distribuidoras passam a cada 4 ou 5 anos pelo processo de revisão tarifária, que não deixa de ser um auditoria completa na performance econômica e financeira da concessionária.

### 3.0 - ESTUDO DE CASO – GRUPO ELETROBRÁS

As empresas do grupo Eletrobrás foram as mais afetadas no processo de renovação das concessões. A adesão ao processo voluntário de renovação foi integral. Nas empresas de geração do grupo Eletrobrás, as mais afetadas pelos novos condicionantes econômicos são CHESF, FURNAS, CGTEE e ELETRONORTE, nesta ordem. No caso da CHESF o volume de ativos envolvidos na renovação era bastante significativo. Nas empresas de transmissão do grupo Eletrobrás, as mais afetadas pelos novos condicionantes econômicos são CHESF, FURNAS, ELETROSUL e ELETRONORTE, nesta ordem.

Segundo o Plano Diretor divulgado em março de 2013 do Grupo Eletrobrás, até 2017, o Grupo investirá R\$ 52 Bilhões sendo 83% deste valor dedicados a geração e o restante em transmissão. A Tabela 5 ilustra o cronograma anual de investimento.

**Tabela 5 – Cronograma de Investimento**

| Investimento (R\$ Bilhões) | 2013        | 2014       | 2015       | 2016        | 2017       | Total       |
|----------------------------|-------------|------------|------------|-------------|------------|-------------|
| Geração                    | 10,9        | 4,0        | 4,0        | 16,1        | 8,1        | 43,2        |
| Transmissão                | 5,4         | 2,8        | 0,6        | -           | -          | 8,8         |
| <b>Total</b>               | <b>16,3</b> | <b>6,8</b> | <b>4,6</b> | <b>16,1</b> | <b>8,1</b> | <b>52,0</b> |

Considerando uma estrutura de capital típica de 30% de Patrimônio Próprio e 70% de capital de terceiros, caberia ao Grupo Eletrobrás investimento em torno de R\$ 15 Bilhões a fim de executar as projeções do Plano Diretor. Notar que os investimentos previstos são obras já licitadas e no qual o Grupo se sagrou vencedor.

Segundo as demonstrações financeiras do quarto trimestre de 2012, o Grupo Eletrobrás possui R\$ 4,4 Bilhões em caixa e somado a compensação pela renovação das concessões de R\$ 14 Bilhões, atingiria R\$ 18 Bilhões.

Este valor de R\$ 18 Bilhões seria suficiente para arcar com o investimento estimado, entretanto, há uma projeção de queda nas receitas anuais da companhia em R\$ 9,2 Bilhões, ou seja 27% do total de R\$ 34 Bilhões.

A fim de compensar a queda de receitas o Grupo precisará reduzir as despesas operacionais. O grupo possui despesas operacionais que somam R\$ 32 Bilhões, ou seja, a empresa teria que cortar em torno de 29% destes custos para compensar a queda das receitas e desta forma, manter o plano de expansão.

Além do desafio em cortes operacionais o Grupo Eletrobrás, em parte de seus empreendimentos, se tornaria prestadora de serviços de operação e manutenção.

### 3.1 Abalos na Visão Desenvolvimentista

O Grupo Eletrobrás desde o seu princípio foi criado como uma alavanca da política de desenvolvimento do setor elétrico nacional. A atuação do Grupo eminentemente no setor de geração e transmissão sempre foi uma referência. Com a privatização e desverticalização de segmentos de G/T/D do modelo brasileiro, outros agentes privados apareceram, entretanto o papel do Grupo Eletrobrás se manteve de fundamental importância para a expansão do setor.

Nos leilões de transmissão e geração da última década a participação do Grupo Eletrobrás foi fundamental. A participação acionária acumulada do Grupo de todos os empreendimentos é algo maior que 50%. A questão do momento é como participar da nova expansão com as novas receitas das concessões renovadas. A princípio se percebem os seguintes efeitos e mudanças:

- A competitividade do Grupo Eletrobrás fica abalada com as restrições de capital próprio e o eventual custo do capital de terceiros para financiar a participação no “equity”;
- As metas de taxas de retorno serão mais agressivas para garantir a atratividade da aplicação do capital do Grupo;
- A receita foi bastante reduzida, o que afeta o risco do grupo para o mercado financeiro, o que pode elevar o custo do capital para alavancagem de novos investimentos.

A consequência destes efeitos para a participação do Grupo em novos empreendimentos é que a política de aceitar preços mais baixos e deságios mais altos fica comprometida. Ou seja, se um dos agentes importantes da expansão do setor se encontra nesta situação, o resultado final para o setor são preços mais altos nos próximos leilões de geração e transmissão. Este com certeza é um abalo na visão desenvolvimentista do Grupo Eletrobrás.

### 3.2 Uma Visão de Futuro

A recuperação do Grupo Eletrobrás é uma questão de tempo. Pelo perfil de ativos existentes e em construção, em conjunto com mais alguma ajuda do controlador é possível uma recuperação num prazo de 5 anos. As políticas da corporação devem focar a reestruturação de médio prazo e tomar as medidas cabíveis para o balanço adequado de receitas e despesas, e continuar investindo com maior parcimônia e seletividade.

Evidentemente, conhecendo as regras de renovação das concessões que estarão a vencer, a recuperação do Grupo Eletrobrás passa por uma nova estratégia de um novo portfólio de balanceado de ativos novos e existentes. Isto leva a uma necessidade permanente de novos investimentos com a participação do Grupo. Esta estratégia passa por um processo de novos investimentos sustentáveis para o Grupo para sua perpetuar a sua longevidade como um importante agente de setor elétrico nacional.

#### 4.0 - CONCLUSÃO

Este artigo avaliou o futuro do setor elétrico brasileiro para as concessionárias brasileiras com a nova regulamentação das concessões vincendas, principalmente para a geração e transmissão. Uma descrição dos impactos oriundos da Lei nº 12.783/13 (proveniente da MP 579/12) são apontados e avaliados no trabalho.

O resultado da Lei nº 12.783/13 é uma redução significativa nas tarifas no ACR em 2013, com a inserção de cotas com custo mais baixo no portfólio das distribuidoras. Ressalta-se que, o balanço energia existente / nova muda bastante no futuro e o impacto das cotas das hidrelétricas vai diminuir. A redução na tarifa de energia (TE) das distribuidoras causa um desafio competitivo ao ACL. O mercado livre continua ativo, porém com tendência de baixa nos preços e os geradores e comercializadores precisarão ser mais competitivos. A redução de encargos e da TUST são benefícios diretos para o ACL.

Um estudo de caso do Grupo Eletrobrás é apresentado com uma avaliação dos impactos no Grupo e para o setor elétrico nacional. A avaliação comporta uma análise das receitas, despesas e investimentos do Grupo nos próximos anos, bem como possíveis estratégias do Grupo Eletrobrás com base em seu plano de negócios.

#### 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] “Contribuição aos estudos para cálculo do valor da indenização das usinas hidrelétricas, de responsabilidade do MME, referente às concessões de geração elegíveis à antecipação dos efeitos da prorrogação das concessões nos termos da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012”, Nota Técnica ANEEL nº 0388/2012-SER/ANEEL, Outubro de 2012.
- [2] “Contribuição ao processo de definição do Valor Novo de Reposição das instalações de Transmissão autorizadas pela ANEEL, visando subsidiar o poder concedente nos termos do art. 11 do Decreto nº 7805, de 14 setembro de 2012”, Nota Técnica ANEEL nº 0396/2012-SER/ANEEL, Outubro de 2012.
- [3] “Portaria Interministerial nº 580/MME/MF”, Novembro de 2012.
- [4] “Portaria Interministerial nº 602/MME/MF”, Novembro de 2012.
- [5] “Cálculo do Valor Novo de Reposição – VNR de Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica - Metodologia, Critérios e Premissas Básicas”, EPE-DEE-RE-092/2012-r1, Outubro de 2012.
- [6] “Medida Provisória nº 591”, Novembro 2012.
- [7] “Medida Provisória nº 579”, Setembro 2012.
- [8] “Lei nº 12.783”, Janeiro 2013.

#### 6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

**João Carlos Mello** – é presidente da Thymos Energia. Sua atuação principal se concentra na área de novos projetos de energia, produtos para o mercado, análise regulatória, gestão de clientes de energia no mercado, estudos eletro-energéticos, suporte a novos investidores, regulamentação de novas modalidades de geração de energia, dentre outras atividades no comando da Thymos Energia.

**Ricardo Savoia** - é diretor e sócio da Thymos Energia e se envolve regularmente em estudos de regulamentação para as políticas do setor, além de preparar cenários de projeções de oferta e demanda de energia no médio e longo prazo, projeções de tarifas e preços da energia.

**Sami Grynwald** – é sócio consultor da Thymos Energia, onde atua realizando análises de viabilidade econômico-financeiras de projetos de infraestrutura no setor de energia, como geração, e transmissão além de desenvolver análises de due diligence em processos de fusões e aquisições.

**Thais Mélega Prandini** a engenheira Thais Prandini é graduada em engenharia de produção mecânica pela Escola de Engenharia Mauá, é diretora executiva e sócia da Thymos Energia e atua na área de viabilidade econômica e financeira de projetos, planejamento estratégico para contratação de energia, as estratégias de leilão entre outras atividades no vasto leque de apoio econômico e financeiro de sua capacitação