

# Uma Proposta de Reformatação de Contratos de Venda de Energia no Brasil

Gláucia Fernandes<sup>a,\*</sup>, Leonardo Gomes<sup>a</sup>, Luiz Brandão<sup>a</sup>

<sup>a</sup>*Pontifical Catholic University of Rio de Janeiro*

---

## Abstract

Currently, Brazil is going through a crisis in the power sector. Most of national production comes from hydropower generation and these plants are facing a financial crisis. In order to solve this problem, this article proposes a short-term solution, but it can be seen as a structural solution for the sector. This article presents a financial model where it is suggested a contractual reformulation of hydraulic power sale. This solution aims to unlink hydroelectric production of the system physical guarantee and, therefore, it cancels the losses of these plants, while the national system cost does not change. The results show that this contractual option has value.

### *Keywords:*

Power Industry, Brazil, Hydro crisis, Contract Reformulation

*JEL codes:* Q28, Q25

## Resumo

Atualmente o Brasil está passando por uma crise no setor de energia elétrica. A maior parte da produção nacional é oriunda da geração das usinas hidrelétricas e estas usinas estão enfrentando uma crise financeira. A fim de solucionar esse problema, este artigo propõe uma solução de curto prazo, mas que pode ser encarada como uma solução estruturante para o setor. Este artigo apresenta um modelo financeiro em que é sugerido uma reformulação contratual da venda de energia hídrica. Essa solução tem por objetivo desvincular a produção das geradoras hidrelétricas da garantia física do sistema e, portanto, anular o prejuízos dessas usinas, ao passo que o custo do sistema nacional não sofre alterações. Os resultados mostram que essa opção contratual tem valor.

### *Palavras-chave:*

Setor Elétrico, Brasil, Crise Hídrica, Reformulação de Contrato

---

\*Corresponding author at: Pontifical Catholic University of Rio de Janeiro, Brazil, Marquês de São Vicente, 225 - Gávea, Rio de Janeiro, 22451-900, Tel.: +55 21 21389358.

*Email addresses:* [glaucia.fernandes@iag.puc-rio.br](mailto:glaucia.fernandes@iag.puc-rio.br) (Gláucia Fernandes), [leonardo.lima@iag.puc-rio.br](mailto:leonardo.lima@iag.puc-rio.br) (Leonardo Gomes), [brandao@iag.puc-rio.br](mailto:brandao@iag.puc-rio.br) (Luiz Brandão)

## 1. Introdução

O Brasil tem hoje, nas hidrelétricas, sua principal fonte de energia, aproximadamente 90% (ANEEL, 2015a) da energia consumida no país é gerada por esse tipo de usina, o restante é proveniente de usinas termelétricas, eólicas, entre outras. Apesar do alto custo para a instalação de uma usina hidrelétrica, o preço do seu combustível (a água) é zero. É uma fonte de energia renovável e não emite poluentes, contribuindo assim na luta contra o aquecimento global. E para um país como o Brasil, cortado por imensos rios, torna-se uma fonte de energia vantajosa e altamente sustentável.

Apesar de ser uma fonte renovável e não emitir poluentes, a geração hídrica é comprometida em situações de forte e continuada estiagem. Assim, para assegurar um nível de produção mínimo, cada usina tem um lastro ou garantia física, o qual estabelece a máxima produção de energia que pode ser mantida continuamente pelas usinas hidroelétricas ao longo dos anos, admitindo um certo risco (5%) de não atendimento à carga. Os contratos de venda de energia só podem ser feitos até o limite da garantia física das usinas. No Brasil, as hidrelétricas tem toda a garantia física contratada.

Uma outra característica do setor energético brasileiro, é o fato da operação do parque gerador ser centralizada e realizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). O ONS é quem determina a ordem de despacho e a quantidade de geração das usinas, não cabendo as mesmas essa decisão. As usinas são despachadas com o objetivo de minimizar os custos operacionais e visando o menor custo marginal possível, tendo-se em vista as afluições hidrológicas, o armazenamento de água dos reservatórios, os preços ofertados pelas usinas térmicas e as restrições operacionais.

Portanto, apesar das hidrelétricas terem toda garantia física contratada, as mesmas estão sujeitas ao despacho centralizado pelo ONS e, por isso, não tem controle sobre seu nível de geração, independentemente de seus compromissos de venda de energia. Assim, em período de seca prolongados as hidrelétricas além de gerarem abaixo da produção por motivos naturais, são deslocadas da matriz de geração devido à uma questão operacional, isto é, o ONS opta por utilizar outras fontes de geração (usinas térmicas) para poupar água pro futuro. Além disso, as hidrelétricas podem ter sua geração reduzida por outras externalidade, como a redução da vazão dos rios e o aumento dos leilões de energia de fontes renováveis.

Como mencionado anteriormente, as hidrelétricas estão integralmente comprometidas até o limite da garantia física, assim, todas essas externalidades tem um impacto financeiro negativo sobre essas geradoras. Como essas usinas são obrigadas a cumprirem com o contrato, o tamanho do deslocamento deve ser compensando no mercado de curto prazo, ao preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Como o PLD é o valor da água, e tem uma relação inversa com a produção hídrica, o prejuízo financeiro dessas usinas pode ser significativo. Além disso, como as hidrelétricas representam a principal fonte de geração do país, esse prejuízo pode afetar todo o sistema elétrico.

Atualmente, o Brasil tem vivido um histórico de estiagem e, devido à composição e operação do setor, as hidrelétricas estão sofrendo prejuízos financeiros. Algumas empresas geradoras tem se recusado a arcar com o ônus financeiro acarretado por este modelo, e em alguns casos recorrendo a liminares judiciais para ficarem livres da dívida. Como o

valor acumulado da dívida está elevado, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), órgão responsável pela contabilização, não está contabilizado o prejuízo, devido ao número de insolvências. Assim, urge-se uma solução para esse problema a fim de evitar o agravamento desta situação no futuro.

Nesse contexto, este trabalho propõe uma solução através de uma reformulação dos contratos de venda de energia hidrelétrica de forma que uma parte da geração passe a ser contratada na modalidade disponibilidade, desvinculando essa parte da garantia física, ao passo que a mesma passa a ser vista como um sobressalente da produção. Esse modelo tem por objetivo redistribuir as contas de geração do sistema nacional, de forma a equilibrar o consumo e a produção de energia e desafogar financeiramente as usinas hidrelétricas. Além disso, essa solução é inovadora e original por ser desenhada especificamente para a situação do sistema brasileiro, onde ocorre uma forte preponderância hídrica.

O restante desse artigo é estruturado como segue. A seção 2 apresenta uma revisão sobre os principais pontos estudados nesse artigo, assim como um levantamento das principais soluções sugeridas até o momento. A seção 3 mostra a operação atual do setor energético brasileiro. Na seção 4 é descrito o modelo sugerido neste artigo, enquanto na seção 5 é feita uma ilustração do mesmo. A Seção 6 conclui o artigo.

## 2. Revisão Literatura

O Brasil situa-se entre o grupo de países em que a produção de eletricidade é proveniente, na sua maior parte, de usinas hidroelétricas devido à abundância natural de recursos hídricos (Goldemberg & Moreira, 2005). Essa fato faz com que o Brasil tenha uma forte dependência das chuvas, que podem varia de acordo com a região do país. Dadas as grandes dimensões territoriais do Brasil, existem diferenças hidrológicas significativas entre as regiões, ou seja, os períodos secos e úmidos não são coincidentes e, portanto, demandam um fluxo permanente de energia elétrica entre essas regiões.

Nesse sentido, em 1988 foi criado um sistema de compartilhamento de riscos hidrológicos entre as usinas hidrelétricas, o qual foi denominado Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). O nível de geração de energia esperado pelas usinas hidrelétricas, e o volume máximo que elas são autorizadas a comercializar, é chamado de “Garantia Física”, correspondendo ao limite máximo de energia que uma fonte geradora pode assegurar a um risco de 5% (Kemna, 1993). O objetivo do MRE é transferir o excedente de energia das hidrelétricas que geraram além de suas garantias físicas para as que geraram abaixo. Dessa forma, mesmo que uma hidrelétrica gere abaixo de sua garantia física, ela receberá uma alocação de energia de outras hidrelétricas, que tenham gerado excedentes de produção em relação a garantia física do SIN.

Para verificar a quantidade de energia produzida em relação à garantia física das usinas pertencentes ao MRE, foi criado o Fator de Ajuste da Garantia Física, ou *Generation Scaling Factor* (GSF), que mede a relação entre o nível de geração hidráulica realizado e a garantia física. Caso a geração das hidrelétrica fique acima da garantia física, tem-se excedente de energia e o GSF fica acima de 1. Por outro lado, em períodos de baixa pluviometria, se as hidrelétricas em seu conjunto produzirem energia abaixo de suas garantias físicas, o GSF

fica inferior a 1. Neste caso, as usinas deficitárias são obrigadas a recorrer ao mercado de energia de curto prazo, valorado ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), para honrar seus contratos de fornecimento de energia.

Ressalta-se que as usinas, em geral, só podem comercializar até o limite da sua garantia física. Enquanto o cálculo da garantia física para uma hidroelétrica é proporcional à sua produção na pior seca observada no registro de vazões, no caso das termelétricas, a garantia física é limitada pela disponibilidade máxima de geração contínua de cada usina no período crítico, dependendo do seu custo variável unitário e de sua inflexibilidade. De acordo com [Camargo & Almeida \(2009\)](#), quanto maior este custo, maior a diferença entre a Garantia Física da usina e sua disponibilidade máxima de geração.

Com respeito às usinas hidrelétricas, toda a sua garantia física é vendida em leilões de energia. Esses leilões são realizados no mercado regulado na modalidade quantidade. Ou seja, essas usinas são contratadas para operarem continuamente.

Assim, se o GSF das hidrelétricas for inferior a unidade, as mesmas são deslocadas no MRE fazendo com que o prejuízo financeiro, devido a compra de energia no mercado de curto prazo, possa ser significativo, como está acontecendo atualmente. No entanto, além do deslocamento no MRE devido à produção abaixo da garantia física, as geradoras hidrelétricas estão sendo deslocadas por outros motivos. Devido a forte seca, o Operador Nacional do Sistema (ONS) precisou tomar medidas para preservar a capacidade de geração hídrica futura, assim, as termelétricas foram despachadas fora da ordem de mérito para compensar a queda de geração hidráulica e atender a carga total de energia e isso reduziu a geração hídrica. Também, o ONS reduziu a vazão mínima dos rios, o que impactou num encolhimento da geração hídrica. Além disso, a redução da carga de energia, devido à baixa produção da economia, e o aumento da geração de energia de reserva, com o aumento de leilões de fontes alternativas, contribuíram para o deslocamento das hidrelétricas no MRE. Assim, além de não produzirem o que acordaram em contrato por motivos climáticos, parte da produção hídrica está sendo deslocada por essas externalidades não previstas.

Portanto, o deslocamento das hidrelétricas no MRE é amplificado por essas externalidades e isso tem consequências na contabilização financeira das mesmas. Como essas usinas são obrigadas contratualmente a entregar uma quantidade fixa de energia, elas precisam comprar energia no mercado à vista, cotado a PLD, na proporção do deslocamento do MRE. Assim, as hidrelétricas se tornam as principais financiadoras dessas externalidades.

Atualmente, o acúmulo de consecutivos deslocamentos no MRE acarretou em prejuízos financeiros na ordem de bilhões de reais ao ano para essas usinas. Esse fato fez com que a CCEE paralisasse a contabilização financeira do sistema elétrico brasileiro, uma vez que muitas empresas estão inadimplentes e o prejuízo estava acumulado.

Nesse contexto, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) tem discutido soluções a fim de resolver essa situação. Dentre as propostas sugeridas, por exemplo, estaria a previsão de uma conta corrente de energia, de modo que o consumidor arcaria com o GSF em momentos de déficit de geração hídrica e seria compensado no mesmo montante de energia em cenários de geração acima da garantia física. No entanto, esse mecanismo seria desfavorável ao consumidor, na medida em que o GSF menor de com 1 está relacionado a preços altos de PLD, enquanto que o excesso de energia está associado a períodos de PLD

baixo. Ou seja, a proposta prevê uma equivalência em energia sem considerar que o valor da energia varia no tempo em função, justamente, das condições hidrológicas (ANEEL, 2015b).

Outra solução sugerida pela agência seria que os consumidores de energia se responsabilizariam por compensar o efeito suportado pelos geradores hidrelétricos em decorrência da substituição da geração de suas usinas pela das usinas termelétricas despachadas fora da ordem de mérito. Da mesma forma que antes, essa proposta deixa a entender que os custos devem ser suportados pelos consumidores de energia, beneficiários da agregação de segurança proporcionada pela geração termelétrica fora da ordem de mérito de custo (ANEEL, 2015b).

Como pode ser observado, em ambas as propostas a ANEEL se entende que o consumidor deve custear as exposições dos geradores hidrelétricos no mercado de curto prazo, contudo, essas soluções são imediatistas e não estruturantes. Ou seja, essas soluções de curto prazo resolvem a questão dos prejuízos atuais, mas não resolvem o problema do deslocamento no MRE sofrido pelas hidrelétricas, as quais podem continuar a incorrer em prejuízos devido as externalidades impostas pelo ONS.

Nesse sentido, esse artigo propõe uma solução de curto prazo, mas que pode se tornar uma solução estruturante. Pretende-se desvincular a geração hídrica do conceito de garantia física através da reformulação contratual dos leilões de energia hídrica. Assim, o GSF se torna fixo em 1 e o custo do deslocamento do MRE é redirecionado ao consumidor, o qual, segundo a ANEEL, deve ser o responsável pela exposição dos geradores no mercado à vista.

### 3. Contexto Atual de Operação e Contratação

Atualmente a demanda por carga ( $C$ ) de energia do SIN é atendida pela oferta de geração das usinas hidrelétricas ( $G_{hid}$ ), termelétricas ( $G_{ter}$ ), geração de quantidade existente ( $G_q$ ) e geração de energia de reserva ( $G_r$ ), respeitando as peculiaridades das mesmas. Dessa forma, a geração do SIN pode ser representada pela equação 1:

$$G_{SIN} = G_r + G_q + G_{ter} + G_{hid} \quad (1)$$

Onde a geração de reserva corresponde ao total da energia de reserva, a geração de quantidade se refere à energia de quantidade contratada. A geração térmica está associada ao valor do PLD, isto é, se o PLD for menor que o custo variável, então não haverá esse tipo de geração; caso contrário, as térmicas serão acionadas por ordem de mérito. A geração hídrica é o resultado da diferença entre a carga e as demais gerações.

É importante destacar que a participação de cada usina na geração total do SIN é definida pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), o qual considera a quantidade de energia contratada, a garantia física e o custo variável das termelétricas para fazer o despacho das usinas. Assim, as hidrelétricas ficam sujeitas às ordens do ONS, podendo, em alguns casos produzir abaixo da garantia física ( $G_{Fhid}$ ). Em outras palavras, isso significa que nesse caso, o MRE é deslocado para baixo e que as hidrelétricas incorrerão em prejuízos financeiros, uma vez que terão de comprar energia no mercado de curto prazo para cumprir com seus contratos.

A magnitude do deslocamento das hidrelétricas no MRE é determinada pelo GSF (Generation Scaling Factor), o qual corresponde à razão da geração hídrica pela garantia física total e pode ser obtida pela equação 2.

$$GSF = \frac{G_{hid}}{GF_{hid}} \quad (2)$$

Caso a geração hídrica ultrapasse a garantia física, gera-se um excesso de energia, o qual é denominado de energia excedente ou energia secundária (ES). A ES é redistribuída proporcionalmente à participação fracionaria de cada usina no MRE. O cálculo da ES é dado pela equação 3.

$$ES = \begin{cases} G_{hid}, & \text{se } GSF > 1 \\ 0, & \text{se } GSF \leq 1 \end{cases} \quad (3)$$

O balanço do MRE para fins de contabilização financeira é feito CCEE, que considera o resultado das hidrelétricas ( $RES_{hid}$ ) a partir do cálculo da equação 4 abaixo.

$$RES_{hid} = (GSF - 1) \cdot GF_{hid} \cdot PLD \quad (4)$$

Onde PLD é o Preço de liquidação das Diferenças. Dessa forma, observa-se que toda vez que o GSF for inferior a 1, as hidrelétricas sofrerão prejuízos financeiros. Por outro lado, se a geração for superior à garantia física, as mesmas obterão resultados positivos. Portanto, a operação do sistema elétrico pelo ONS tem consequências diretas sobre o caixa das hidrelétricas e para o custo final do consumidor.

Com relação à contabilização do custo da geração do SIN para o consumidor ( $C_{cons}$ ), este é dada pelo somatório do custo da hidrelétrica ( $C_{hid}$ ), custo quantidade existente ( $C_q$ ), custo fixo das termelétricas ( $CF_{ter}$ ), custo variável das termelétricas ( $CV_{ter}$ ) e liquidação da CCEE ( $RES_{cons}$ ).

$$C_{cons} = C_{hid} + C_q + CF_{ter} + CV_{ter} + RES_{cons} \quad (5)$$

$$C_{hid} = EC_{hid} \cdot PC_{hid} \quad (6)$$

$$C_q = EC_q \cdot PC_q \quad (7)$$

$$CF_{ter} = EC_{ter} \cdot PC_{ter} \quad (8)$$

$$CV_{ter} = \begin{cases} 0, & \text{se } PLD < CVU_1^{ter} \\ \sum_{j=1}^J (CI_1^{ter} \cdot CVU_1^{ter}), & \text{se } PLD > CVU_1^{ter} \leq 1 \end{cases} \quad (9)$$

$$RES_{cons} = (EC_{hid} + EC_q + G_{ter} - C) \cdot PLD \quad (10)$$

Onde  $j = 1, \dots, J$  representa a quantidade de blocos de térmicas no sistema.

O resultado do custo total de geração ( $C_{total}$ ) de energia do SIN é dado pela equação 11 que mostra o somatório do custo para o consumidor com o resultado das hidrelétricas.

$$C_{total} = C_{cons} + RES_{hid} \quad (11)$$

#### 4. Descrição do modelo

Atualmente a energia hídrica é integralmente comercializada na modalidade de contratação por quantidade, ficando exposta à operação do ONS e sujeita a deslocamentos no MRE devido a fatores como risco hidrológico, despacho térmico fora da ordem de mérito, energia de reserva, entre outros. Dessa forma, o modelo proposto tem por objetivo a separação dos contratos das hidrelétricas em duas modalidades: quantidade e disponibilidade.

Seguindo essa lógica, uma parte da produção hídrica é gerada de forma constante e corresponde à geração firme de energia ( $GFirm_{hid}$ ), enquanto outra parte da produção é reservada para períodos de valor alto de PLD e corresponde à geração por disponibilidade de energia ( $GDisp_{hid}$ ). Essa forma de contratação foi estruturada de maneira a desvincular a geração das hidrelétricas da garantia física, isto é, do GSF. Assim, essas usinas deixam de liquidar a sua energia gerada na CCEE, e em troca recebem um valor fixo (prêmio) pela produção.

Além disso, a partir dessa reformulação contratual, o ONS ganha flexibilidade operacional de despacho de energia, podendo optar tanto pela geração térmica como hídrica, de acordo com o preço do mercado de curto prazo (PLD) no instante da tomada de decisão. Essa flexibilidade equivale a uma opção real de troca, ou *switch* de operação. Como esta opção é exercida em momentos específicos do tempo, ela é caracterizada como uma opção real do tipo Européia (para maiores detalhes ver [Bastian-Pinto et al. \(2009\)](#)).

A opção de troca será exercida sempre que PLD for maior ou igual que o custo variável unitário (CVU) das térmicas. Caso o CVU seja menor que o PLD, o ONS pode optar por acionar as térmicas em vez de gerar energia hídrica. Assim, o exercício da opção é feito seguindo a lógica da equação 12.

$$op.switch = \begin{cases} GDisp_{hid} > 0 \text{ e } G_{ter} = 0, & \text{se } PLD < CVU_{ter}^1 \\ GDisp_{hid}^* > 0 \text{ e } G_{ter} = \sum_{j=1}^J G_j^{ter}, & \text{se } PLD \geq CVU_{ter}^1 \end{cases} \quad (12)$$

Em que  $GDisp_{hid}^* < GDisp_{hid} > 0$ .

Nota-se que, assim como anteriormente, a geração hídrica sempre será acionada enquanto a geração térmica vai depender do valor do CVU em relação ao valor do PLD. No entanto, o acionamento das térmicas, na nova modelagem, faz com que uma parte da geração hídrica seja poupada para o próximo período e que essa redução não desloque o MRE.

##### 4.1. Modelagem Considerando Disponibilidade das Hidrelétricas

A reformatação do contrato das hidrelétricas para que uma parte seja comercializada na modalidade disponibilidade requer algumas modificações no modelo atual do Sistema Elétrico Brasileiro.

Inicialmente, como agora existem duas modalidades de energia hídrica contratada, a energia firme ( $ECF_{hid}$ ) e a energia por disponibilidade ( $ECD_{hid}$ ), o cálculo da geração do SIN requer uma alteração na sua formulação, como mostram as equações 13 e 14.

$$G_{SIN} = G_r + G_q + G_{ter} + G_{hid}^* \quad (13)$$

$$G_{hid}^* = GFirm_{hid} + GDisp_{hid} \quad (14)$$

Observa-se que a modificação foi feita sobre a geração hídrica, a qual passou a ser composta pelo somatório da geração firme ( $GFirm_{hid}$ ) com a geração por disponibilidade ( $GDisp_{hid}$ ) das hidrelétricas, onde a geração firme é calculada a partir da vazão mínima dos rios que resultaria na energia firme ( $EF_{hid}$ ). A diferença entre a energia firme e a garantia física é a parte disponível.

A partir dessa modificação, a geração hídrica deixa de ser vinculada à garantia física e, portanto, o GSF passa a ser constante em 1, ou seja:

$$GSF^* = 100\% \quad (15)$$

Nesse caso, a liquidação das hidrelétricas na CCEE passa a ser nula, pois não existe mais o desnível da geração em relação à garantia física do sistema. Esse resultado é facilmente observado a partir da equação 16 abaixo.

$$RES_{hid} = (GSF^* - 1) \cdot GF_{hid} \cdot PLD \quad (16)$$

Por fim, além das hidrelétricas, o consumidor também tem o seu custo alterado. A contabilização dos custos do consumidor ( $C_{cons}$ ) passa a ser calculada a partir da equação 17.

$$C_{cons} = C_{hid}^* + C_q + CF_{ter} + CV_{ter} + RES_{cons}^* \quad (17)$$

$$C_{hid}^* = ECF_{hid} \cdot PCF_{hid} + ECD_{hid} \cdot PCD_{hid} \quad (18)$$

$$RES_{cons}^* = (ECF_{hid} + EC_q + G_{ter} + GD_{hid} - C) \cdot PLD \quad (19)$$

Observa-se, nesse caso, que a modificação do cálculo do custo do consumidor foi feita sobre o custo da hidrelétrica ( $C_{hid}^*$ ) e liquidação na CCEE ( $RES_{cons}^*$ ), os quais passaram a considerar a contagem da energia firme e da energia por disponibilidade contratada.

## 5. Ilustração do modelo

A fim de ilustrar o modelo descrito anteriormente, este projeto apresentará alguns exemplos numéricos considerando, para efeitos de simplificação, valores arbitrários mas cuja ordem de grandeza é próxima da realidade do SIN.

Primeiramente, serão apresentadas as premissas do modelo. Em segundo lugar, será feita uma abordagem mais intuitiva a partir de três cenários básicos de PLD. Na sequência será apresentado o resultado do modelo para um conjunto de simulações de PLD.

### 5.1. Premissas do modelo

Para fins de ilustração do modelo anteriormente apresentado, consideraremos as premissas apresentadas na Tabela 1 para representar a demanda e oferta de geração de energia do SIN.

Tabela 1: Contexto Atual de Operação e Contratação

<b>Sigla</b>	<b>Variáveis</b>	<b>Modalidade</b>	<b>Potência</b>		
<b>Demanda de energia do SIN</b>					
C		Carga		65	MWmed
<b>Contrato de geração de Energia</b>					
$EC_q$		Energia de quantidade	Quantidade	3	MWmed
$EC_{ter}$		Energia das termos	Disponibilidade	12	MWmed
$EC_{hid}$		Energia (total) das hidros	Quantidade	50	MWmed
$ECF_{hid}$		Energia firme das hidros	Quantidade	40	MWmed
$ECD_{hid}$		Energia de disp. das hidros	Disponibilidade	40	MWmed
$EC_{total}$		Energia (total) contratada		65	MWmed
<b>Folga do sistema</b>					
ER		Energia de reserva	Reserva	2.5	MWmed

Foi considerado que a carga do SIN está em torno de 65 GWmed mensal, o que está coerente com os valores divulgados (ONS, 2015). Além disso, foi assumido que essa carga é atendida através da geração das hidrelétricas (UHE), termelétricas (UTE) e quantidade existentes (como Angra I e II) e que a maior proporção da geração é devido as UHEs. Cabe observar que a energia contratada das hidrelétricas é mostrada já com a divisão entre energia contratada firme ou por quantidade e energia contratada na modalidade disponibilidade em consonância com o modelo proposto. Também podemos observar na Tabela 1 que a geração da energia de reserva não entra na contagem da energia contratada para atender a carga; pelo contrário, entra como uma garantia de maior segurança de geração do sistema, resultando num excesso de energia constantemente gerado.

Outro ponto importante a ser levantado é o fato das energias contratadas não corresponderem às capacidades instaladas das usinas. Em outras palavras, cada usina só pode comercializar em contrato até o limite de sua garantia física. Assim, a Tabela 2 mostra a relação entre a capacidade instalada das usinas e a garantia física das mesmas, utilizadas nesse projeto.

Neste caso a garantia física das hidrelétricas foi considerada como a metade da capacidade instalada, enquanto a garantia física das termelétricas foi dividida em dois grupos/blocos de termelétricas de acordo com o custo variável unitário de cada bloco. A capacidade total instalada das térmicas é o somatório da capacidade total de cada bloco. No presente projeto será respeitada a ordem de mérito do despacho das térmicas.

Tabela 2: Relação entre Geração e Garantia Física

Siglas	Descrição	Potência	
<b>Hidrelétricas</b>			
$CI_{hid}$	Capacidade instalada (total) das hidros	100	Mwmed
$GF_{hid}$	Garantia física (total) das hidros	50	Mwmed
<b>Termelétricas</b>			
$CI_{ter}$	Capacidade (total) instalada	18	Mwmed
<b>Bloco 1 de Termelétricas CVU1 = 150 R\$/MWh</b>			
$CI_{ter}^1$	Capacidade instalada do bloco 1 das termos	10	Mwmed
$GF_{ter}^1$	Garantia física do bloco 1 das termos	7	Mwmed
<b>Bloco 2 de Termelétricas CVU2 = 400 R\$/MWh</b>			
$CI_{ter}^2$	Capacidade instalada do bloco 2 das termos	8	Mwmed
$GF_{ter}^2$	Garantia física do bloco 2 das termos	5	Mwmed

Por fim, a Tabela 3 mostra as premissas de preços dos contratos de energia. Nesta tabela os preços para os contratos envolvendo a energia hídrica foram, a princípio, mantidos equivalentes. Os preços do contrato da energia de quantidade existente e das termelétricas seguiram a lógica de valores próximos aos praticados no mercado.

Tabela 3: Preços de Contratos de Energia

Siglas	Descrição	Modalidade	Potência	
$PC_q$	Preço de quantidade existente	Quantidade	130	R\$/MWh
$PC_{ter}$	Preço das termos	Disponibilidade	70	R\$/MWh
$PC_{hid}$	Preço das hidros	Quantidade	130	R\$/MWh
$PCF_{hid}$	Preço firme das hidros	Quantidade	130	R\$/MWh
$PCD_{hid}$	Preço de disponibilidade das hidros	Disponibilidade	130	R\$/MWh

### 5.2. Caso com poucos cenários

A fim de testar o modelo proposto, primeiramente assumimos três cenários para o PDL: 30, 150 e 400 R\$/MWh, respectivamente. A partir desses valores será feita uma comparação entre os cálculos atualmente praticados para a contabilização dos resultados das hidrelétricas e do consumidor e os cálculos a partir da reformatação contratual sugerida neste projeto.

A Tabela 6 apresenta os resultados das avaliações anuais do sistema elétrico de energia do Brasil, considerando os cálculos feitos atualmente pelo sistema e os cálculos a partir da nova abordagem. Para o cálculo exposto, foram consideradas as premissas anteriormente apresentadas e as equações mostradas nas seções anteriores.

Tabela 6 – Resultados obtidos para poucos cenários

O lado esquerdo da Tabela 6 apresenta a situação atual do SIN, enquanto a parte direita mostra, para os mesmos parâmetros, a modelagem proposta. A parte hachurada em cinza

claro na tabela diz respeito à modificação sugerida de contratação da energia hídrica na forma de energia firme por quantidade e energia por disponibilidade.

Observa-se que com relação à geração total do SIN, a mesma permaneceu inalterada, isto é, a demanda total por carga é integralmente atendida nos dois modelos. A diferença está na forma de contratação da energia hídrica, que no modelo proposto (no lado direito) foi separada em duas partes (firme e disponibilidade).

Um resultado importante do modelo está relacionado à contabilização financeira das hidrelétricas junto à CCEE. Enquanto no modelo atual as hidrelétricas arcam com o prejuízo de terem sido deslocadas no MRE ( $GSF < 1$ ) devido à introdução no sistema da energia de reserva, no modelo atual não existe mais esse problema, pois o resultado das hidros passa a ser nulo em qualquer cenário. Para entender melhor esse resultado ver Tabela 7.

#### Tabela 7 - Resultado do Deslocamento das Hidros devido ER

De acordo com a tabela 7, se não houvesse energia de reserva (lado esquerdo da tabela) as hidrelétricas teriam o GSF abaixo de 1 somente no cenário de PLD muito alto. No entanto, com a geração contínua da energia de reserva o GSF é deslocado mesmo para casos de PLD intermediário (primeira parte do lado direito da tabela). Isto é, além do despacho por ordem de mérito das térmicas, o MRE está sendo deslocado devido à geração da energia de reserva, fazendo com que a geração hídrica permaneça abaixo da geração total do SIN para cenários de PLD intermediários e elevados. No modelo proposto (segunda parte do lado direito da tabela) o GSF deixa de ser um problema, pois a geração firme é sempre garantida e o GSF permanece inalterado em 1.

Outro resultado importante desse modelo diz respeito ao custo da operação do SIN para o consumidor. Nesse caso, duas modificações foram realizadas. Primeiro o custo da geração hídrica foi separado em um custo devido à parte de geração firme e outro custo devido à parte de geração por disponibilidade. A soma desses custos é o custo hídrico total. A segunda modificação foi feita sobre o resultado da CCEE, o qual passou a considerar a geração por disponibilidade das hidrelétricas. Enquanto no modelo atual a contabilização do resultado da CCEE do consumidor só tinha como parte estocástica a geração térmica, no modelo proposto além da geração térmica, a geração por disponibilidade das UHEs passou a ser estocástico.

Essa alteração fez com que o resultado da CCEE se tornasse equivalente ao custo da energia de reserva, ou seja, a geração da energia de reserva multiplicado pelo PLD, em cálculo anual, dá exatamente o resultado da CCEE. Portanto, o custo do consumidor em cenários de PLD baixo é menor no cenário proposto que no atual. No entanto, em cenários de PLD mais alto, esse custo aumenta em proporção à quantidade de energia das hidrelétricas que são deslocadas pela energia de reserva.

Por fim, o último resultado a ser analisado é o custo total do SIN, o qual corresponde à soma do resultado das UHEs na CCEE com o resultado do consumidor na CCEE. A Partir desse resultado, conforme indicado na Tabela 8, foi atribuída probabilidade de ocorrência para cada valor de PLD e se obteve o valor esperado em cada sistema (atual e proposto).

Tabela 8 - Resultados para o valor esperado do sistema

É importante notar que o valor esperado em ambos os modelos apresentados foi exatamente o mesmo. Isso significa que o modelo proposto não alterou o custo total do sistema, mas procurou realocar de forma estrutural os custos de geração de energia de reserva de forma a desvincular os prejuízos financeiros das hidrelétricas oriundos desse tipo de geração.

### 5.3. Caso com simulações de preço

Foi visto que o modelo proposto, aplicado a alguns cenários de PLD, atendeu ao objetivo pretendido no presente projeto, que era a reformatação dos contratos de venda de uma parte da energia hídrica na modalidade de disponibilidade. Agora, numa segunda fase de teste do modelo, será realizada a mesma análise feita anteriormente na seção 5.2, entretanto, com um número maior de cenários de PLD.

Para tanto, foram utilizados dados de simulações mensais de PLD, para os anos de 2016 a 2019, gerados pelo Newave. Segundo CCEE (2015), o Newave é um modelo de otimização para o planejamento de até 5 anos, com discretização mensal, e que tem por objetivo determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada estágio que minimiza o valor esperado o custo da operação para o todo o período em análise. A Figura 1 mostra a média mensal dos valores de PLD para os meses de planejamento e as estatísticas descritivas da série.

Figura 1 – Média mensal das simulações de PLD

A partir dessas simulações, assim como previamente, apresentamos os resultados para os vários cenários de PLD nas tabelas (9, 10, 11 e 12) abaixo. Note que, devido a uma questão de espaço, nestas tabelas só foram apresentadas as médias das simulações para cada mês, assim como os principais resultados da Tabela 6.

Tabela 9 – Resultado dos modelos para o ano de 2016

As tabelas 9, 10, 11 e 12 apresentam o resultado do modelo para o cenário base, caso com toda a energia hídrica comercializada na modalidade quantidade, e para o modelo proposto, caso com parte da geração das UHEs sob a modalidade disponibilidade, para os anos de 2016 a 2019. O Painel A corresponde aos primeiros resultados, e o Painel B diz respeito ao segundo caso.

De forma geral, observa-se que os resultados obtidos na seção anterior para poucos cenários se repete nas simulações mensais do sistema. Primeiro, a reformatação do contrato da venda de energia hídrica não alterou a quantidade de energia que é contratada pelo SIN, a qual se manteve a mesma em todos os meses dos anos. Em outras palavras, geração hídrica ( $G_{hid}$ ) do cenário base é equivalente a soma da geração firme hídrica ( $GFirm_{hid}$ ) e da geração por disponibilidade hídrica ( $GDisp_{hid}$ ) do modelo proposto.

Em segundo lugar, o GSF, com a nova abordagem, se manteve unitário em todos os casos e o resultado das hidrelétricas na CCEE foi nulo. Isso significa que o modelo atendeu ao

objetivo de desvincular a geração das hidrelétricas à garantia física das mesmas, de forma a evitar que estas sofram prejuízos financeiros pelo seu deslocamento no MRE devido à externalidade da geração da energia de reserva.

É importante destacar nesse ponto que em todas as tabelas o GSF do cenário básico manteve-se acima da unidade, isto é, as UHEs tiveram, na média, excesso de geração, produzindo energia secundária. No entanto, isso é um resultado médio, o que implica que em alguns cenários o resultado do GSF foi inferior a 1.

Em terceiro lugar, com relação aos custos do consumidor, observa-se que com respeito ao custo da geração hídrica, o mesmo se manteve proporcional em ambos os modelos, ou seja, o custo da geração hídrica ( $C_{hid}$ ) corresponde a soma do custo firme das hidros ( $CF_{hid}$ ) e do custo por disponibilidade hídrica ( $CD_{hid}$ ). Já com respeito à Liquidação na CCEE, o resultado foi equivalente à média do pagamento da energia de reserva produzida ao longo do mês.

Por fim, o custo total do sistema, que é a soma do custo do consumidor com o resultados das UHEs na CCEE se manteve inalterado entre as abordagens apresentadas. Isso mostra, mais uma vez, que o modelo proposto não alterou o custo do SIN, e sim redistribuiu os custos de acordo com o consumo. Portanto, notamos até aqui uma coerência do que foi proposto com o aumento dos cenários de PLD e com a análise correndo um período mensal. Num próximo passo fazemos uma comparação dos modelos, mas sob a ótica anual. Os resultados dessa análise são apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 – Média dos modelos para a longo dos anos

Os resultados observados para as tabelas mensais 9 a 12 são confirmados na tabela 13 para os anos do período de planejamento do SIN. O GSF deixou de ser um problema em todos os anos, levando ao fato das hidrelétricas obterem um resultado nulo junto a CCEE e o custo total do SIN não foi alterado. Com relação ao custo total do SIN, a Tabela 14 mostra o valor esperado para o sistema.

Tabela 14 - Resultados para o valor esperado do sistema

Nessa tabela só foram apresentados os valores esperados, ao longo dos anos, para o modelo proposto, uma vez que o mesmo é igual ao do cenário base.

#### 5.4. Análise dos resultados

Observa-se que o Brasil está passando por um período prolongado de seca e esse fato tem gerado numa crise no sistema elétrico, uma vez que a principal fonte de geração do país é a energia hídrica. Nesse sentido o governo tem tomado medidas a fim de contornar o problema, tais como a geração da energia de reserva, redução das vazões dos rios e geração térmica fora da ordem de mérito.

Todas essas medidas, que podem ser consideradas externalidades à geração hídrica, têm acarretado no aumento do prejuízo das hidrelétricas, as quais têm sido deslocadas no MRE na proporção dessas externalidades. Como as hidrelétricas são obrigadas a cumprir seus

contratos, elas se tornaram as principais financiadoras das decisões governamentais ligadas ao sistema elétrico de energia. No entanto, quem deveria pagar essa conta são os consumidores, os quais são os beneficiadores daquelas medidas.

Assim, esse projeto de PD tem por objetivo a correção dessa distorção financeira e, para isso, propõe um modelo de reformatação contratual dos leilões de energia hídrica, de forma que uma parte da geração total das UHEs seja comercializada na modalidade de disponibilidade. Essa reformatação dos contratos de geração fornece uma flexibilidade operacional ao ONS para poder optar entre o despacho da energia hídrica ou térmica a cada período do tempo, dependendo do preço do PLD no instante de tomada de decisão. Essa flexibilidade se caracteriza por ser uma opção real de troca (switch) de operação do tipo americana.

O modelo proposto insere a separação da energia firme e da energia de disponibilidade hídrica no modelo atual de operação do sistema. Essa mudança faz com que a geração das hidros se desvincule da garantia física das mesmas e, dessa forma, as hidrelétricas não sofrem com o deslocamento no MRE na hora de contabilização na CCEE.

Como efeito do modelo, o resultado do Consumidor na CCEE é alterado pelo tamanho do resultado da liquidação das hidros na CCEE, uma vez que a liquidação do consumidor na CCEE passa a ser o valor do consumo da energia de reserva. Além disso, a alteração contratual sugerida pelo modelo não altera o valor esperado do custo do SIN, que permanece o mesmo em ambos os modelos (atual e proposto).

## 6. Considerações Finais

O setor elétrico brasileiro está passando por uma crise devido à vários fatores como a composição da matriz energética (forte dependência das hidrelétricas), a geração de energia de reserva e outras externalidades oriundas do gerenciamento do setor. Dessa forma, este trabalho desenvolveu um modelo financeiro de reformatação contratual de venda de energia hídrica, de forma a contornar esse problema, ao passo que manteve o equilíbrio nas contas do sistema.

O modelo proposto se baseou na ideia da separação da venda da energia gerada pelas hidrelétricas em duas modalidades (quantidade e disponibilidade), em vez da modalidade única de quantidade, conforme é feito atualmente. Assim, uma parte da geração hídrica é desvinculada da obrigação contratual de geração, resultado na estabilidade das contas desses geradores.

Os resultados do modelo mostram que a reformatação contratual é benéfica para as hidrelétricas, uma vez que a contabilização financeira das mesmas junto a CCEE deixa de ter valor esperado negativo. Por outro lado, o modelo mostra um repasse integral dos custos das hidrelétricas para o consumidor. Isso ocorre, pois a energia de reserva passou a ser contabilizada pelos consumidores juntos a CCEE. É importante lembrar, que o consumo da energia de reserva é feita pelo consumidor e este é quem deve ser o responsável pelo pagamento do serviço utilizado. Assim, apesar do aumento do custo do consumidor, entende-se que o equilíbrio das contas foi realizado. Com relação ao custo do sistema, nada foi alterado.

Por fim, conclui-se que este trabalho pôs luz sobre o problema que um setor importante da economia brasileira está enfrentando e, diferentemente das medidas tomadas pela ANEEL, surge com uma solução estruturante para a crise financeira do sistema. Este trabalho, entretanto, não analisou outras formas de estruturação do setor, assim, sugere-se que em trabalhos futuros seja feita uma comparação dos resultados obtidos neste trabalho e outro considerando a geração térmica na base do sistema.

## Agradecimento

Nós gostaríamos de agradecer a empresa Queiroz Galvão Energia Renováveis (QGER) pelo suporte para o desenvolvimento desse trabalho.

## Referências

- ANEEL (2015a). Agência nacional de energia elétrica, banco de informações de geração (big). <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>.
- ANEEL (2015b). Agência nacional de energia elétrica, nota técnica no 038/2015-srg-srm/aneel. [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/032/documento/nt\\_038\\_-\\_srg\\_srm\\_deslocamento\\_do\\_mre-srm\\_final-18-5-2015-r2.pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/032/documento/nt_038_-_srg_srm_deslocamento_do_mre-srm_final-18-5-2015-r2.pdf).
- Bastian-Pinto, C., Brandão, L., & Hahn, W. J. (2009). Flexibility as a source of value in the production of alternative fuels: The ethanol case. *Energy Economics*, 31, 411–422.
- Camargo, I. M. d. T., & Almeida, L. H. B. (2009). A contratação de energia de reserva no atual modelo do setor elétrico brasileiro: da teoria à prática. *Revista Brasileira de Energia*, 15, 7–31.
- CCEE (2015). Câmara de comercialização de energia elétrica. <http://www.ccee.org.br/>.
- Goldemberg, J., & Moreira, J. R. (2005). Política energética no Brasil. *Estudos Avançados*, 19, 215–228.
- Kemna, A. G. (1993). Case studies on real options. *financial Management*, (pp. 259–270).
- ONS (2015). Operador nacional do sistema. <http://www.ons.org.br/>.