

## Grupo de Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos-GPL

### Mecanismo de Opção de Confiabilidade: uma alternativa de mercado para adequação de suprimento no SIN

PEDRO PRESCOTT(1); PAULO ANDRÉ SEHN DA SILVA(1); DANIEL PINA(1); FERNANDO PAPPAS(1);  
ABIAPE(1);

#### RESUMO

Considerando a necessidade de modernização do Setor Elétrico Brasileiro e os efeitos colaterais dos mecanismos de adequação de suprimento vigentes no Brasil, este artigo sugere um desenho de mecanismo que alinha incentivos dos geradores para a confiabilidade do sistema. Neste desenho com premissas e parâmetros aderentes à matriz brasileira, os geradores passam a ofertar num leilão centralizado opções de confiabilidade acionadas apenas na situação de escassez do sistema cuja contraparte contratual são os consumidores. Propõe-se neste artigo um modelo racional de oferta dos geradores em leilão que considera os incentivos para participação de geradores existentes e novos, com ou sem contrato vinculante. Para emular efeitos da adoção de um mecanismo de opção de confiabilidade no Brasil, projetam-se curvas de oferta por fonte e a curva resultante no SIN baseadas em dados históricos de geração e de preço *spot*.

#### PALAVRAS-CHAVE

Mecanismos de Opção de Confiabilidade, Adequação do Suprimento, Expansão de Geração, Mercado de Energia Elétrica.

#### 1.0 - INTRODUÇÃO

De acordo com a teoria econômica, num ambiente de concorrência perfeita, a adequação do suprimento ocorre naturalmente por meio do sinal de preço do mercado de curto prazo, o qual, por si só, seria suficiente para indicar a necessidade de investimentos que maximizem o bem estar social. A adequação do suprimento ocorre naturalmente por meio do sinal de preço do mercado de curto prazo (1). Momentos de escassez de geração causam grandes elevações de preços no mercado de curto prazo, incentivando a entrada de novos agentes. Essa característica gera os chamados ciclos de investimentos (2)(3)(4). Esses mercados, em que o preço de energia elétrica é o único indutor de investimentos são denominados *energy-only markets*, reconhecidos por não adotar mecanismos auxiliares para adequação do suprimento.

Contudo, a fim de evitar esses períodos de grande elevação de preços aos consumidores, muitos mercados buscam mecanismos para coordenar a expansão da geração e remunerar os custos de geração. Por exemplo, tem crescido na Europa a quantidade de mecanismos de adequação de suprimento motivados pelo crescimento de renováveis na matriz (5). Adicionalmente, muitos mercados, na prática, apresentam falhas de mercado que restringem a maximização do bem-estar social e justificam certo nível de regulação.

No Brasil, embora a desverticalização do setor tenha sido iniciada no RESEB, o mercado de energia elétrica continua fortemente regulado para o qual são adotados mecanismos de adequação de suprimento. O principal deles baseia-se na exigência de o consumo estar 100% contratado e lastreado na garantia física das usinas. Grande parte da contratação hoje é viabilizada por meio de leilões com contratos de longo prazo, garantindo a remuneração do investimento aos geradores. Entretanto, observa-se que ao longo dos últimos anos, períodos de escassez de energia elétrica denunciam a imperfeição desse mecanismo. A principal crítica é que a definição da garantia física, calculada por meio de premissas de expectativas de cenários hidrológicos, não tem garantido a segurança esperada pelo regulador tal como constatado nas crises dos anos de 2008 e 2015.

Como reforço, também são adotados os seguintes mecanismos de adequação de suprimento no SIN: aversão a risco nos modelos de formação de preço; despacho termelétrico adicional à ordem de mérito por segurança

energética; e leilões de energia de reserva. Há distorções causadas pelos dois últimos. O despacho por segurança energética é uma medida heterodoxa não considerada nos modelos oficiais e visa cobrir a lacuna entre demanda e oferta com usinas caras e pouco eficientes. Já os leilões de reserva acrescentam energia sem agregar garantia física ao sistema. Ademais, dos 4,7 GW médios viabilizados via leilões de energia de reserva 72% correspondem a fontes intermitentes e, portanto, agregam pouca confiabilidade no atendimento à carga. Em termos de custo, no ano de 2017, os leilões de energia de reserva e o despacho por segurança energética, resultaram em encargo de mais de um bilhão de reais.

O Brasil ainda enfrenta desafios na adequação de suprimento. A crítica é que os mecanismos adotados hoje causam distorções nos sinais do mercado e oneraram consumidores no curto e no médio prazo. As discussões recentes no SEB – separação de lastro e energia, formação de preço por oferta e abertura do mercado livre – apontam a necessidade de modernização exigindo um mecanismo de adequação de suprimento alinhado com essas mudanças.

Com o intuito de aprimorar a expansão do SEB, o presente artigo sugere a implantação de um mecanismo chamado de opção de confiabilidade (2)(6)(7). Esse mecanismo tem como base a comercialização de um produto financeiro baseado diretamente na confiabilidade do sistema, ou seja, que assegure a adequação de suprimento nos períodos de criticidade. A metodologia incentiva novos investimentos por meio da estabilização da receita dos geradores e, ao mesmo tempo, estabelece proteção de preço aos consumidores.

## 2.0 - MECANISMO DE OPÇÃO DE CONFIABILIDADE

O mecanismo de opção de confiabilidade consiste na combinação de uma opção financeira a um preço *strike* alto, lastreada em energia firme com aplicação de penalidade física no caso de não entrega de energia (7). A Figura 1 ilustra o funcionamento do mecanismo.

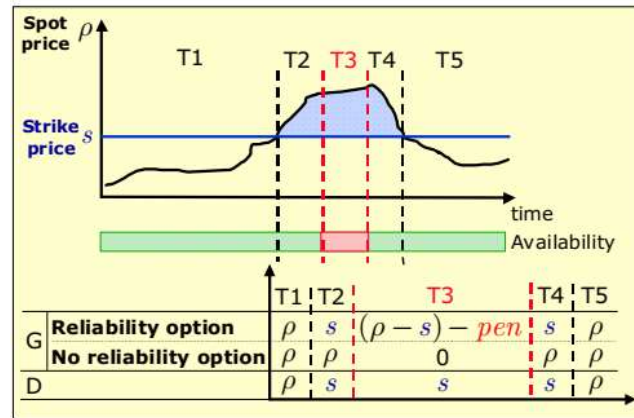


Figura 1 – Referência de Opção de Confiabilidade, reliability option (retirada de (8)).

Quando o preço *spot* ( $\rho$ ) é inferior ao preço *strike* ( $s$ ) — situações T1 e T5 — o mercado funciona normalmente sem qualquer obrigação entre as partes vendedora e compradora. Porém, quando o preço *spot* supera o preço *strike* ( $s$ ) — situações T2, T3 e T4 — a parte compradora exerce sua opção de compra e recebe do vendedor qualquer diferença positiva entre o preço *spot* ( $\rho$ ) e o preço *strike* ( $s$ ) para cada MWmed contratado. Em troca disso, a parte vendedora recebe um prêmio *fee* que é fixo durante a vigência do contrato.

Nas situações de escassez do sistema ( $\rho > s$ ), o mecanismo prevê dupla penalização caso a parte vendedora não entregue energia contratada — situação T3. Primeiramente, a parte vendedora pagará a diferença entre o preço *spot* e o preço *strike* ( $\rho - s$ ) sem, no entanto, receber nenhuma receita de venda ao preço *spot* ( $s$ ), denominada penalidade financeira. Segundamente, o gerador arcará com penalidade física (*pen*) pela energia não entregue. Essas penalidades combinadas representam forte incentivo para que a parte vendedora esteja compromissada com a energia nos momentos de escassez.

## 2.1 Benefícios do mecanismo

A parte vendedora (gerador) receberá um *fee*, receita fixa, em troca da renúncia do lucro variável ( $p - s$ ), quando o preço *spot* for superior ao *strike*. Logo, a opção de confiabilidade estabiliza uma fração de receita da parte vendedora reduzindo o risco de ela não recuperar os custos fixos de geração.

Para parte compradora (consumidor), o mecanismo de opção de confiabilidade funciona como um seguro, ao custo do *fee*, que a protege de preços mais altos que o *strike*. Assim, o preço *strike* funciona com uma espécie de “preço-teto” para a parte compradora.

Por fim, entre os benefícios do mecanismo de opção de confiabilidade, elencam-se:

- Funciona em equilíbrio com o mercado de energia, minimizando distorções causadas ao último.
- Mitiga o abuso do poder de mercado já que uma elevação intencional de preços *spot* acima do *strike* não resulta em aumento do lucro para o gerador, pois a participação do gerador no mecanismo o desincentiva a retrain sua oferta para aumentar o preço.

## 3.0 - DESENHO DO MECANISMO DE OPÇÃO DE CONFIABILIDADE PARA O BRASIL

As principais premissas e critérios escolhidos em consonância com as características do SIN do mecanismo de opção de confiabilidade são discutidos a seguir.

### 3.1 Situação de escassez

A definição da situação de escassez é o primeiro passo no desenho do mecanismo. Neste trabalho, propõe-se que ela seja definida quando o preço *spot* sem teto – melhor termômetro da situação escassez do sistema – superar o preço *strike*. Na Figura 2 é apresentado o comportamento histórico do preço *spot* (Custo Marginal de Operação) no SEB de 2009 a 2018 (9), sendo possível observar períodos de elevados preços decorrentes da escassez de oferta. A média dos preços nesse período foi de 328 R\$/MWh, variando de 0 a 2.500 R\$/MWh.

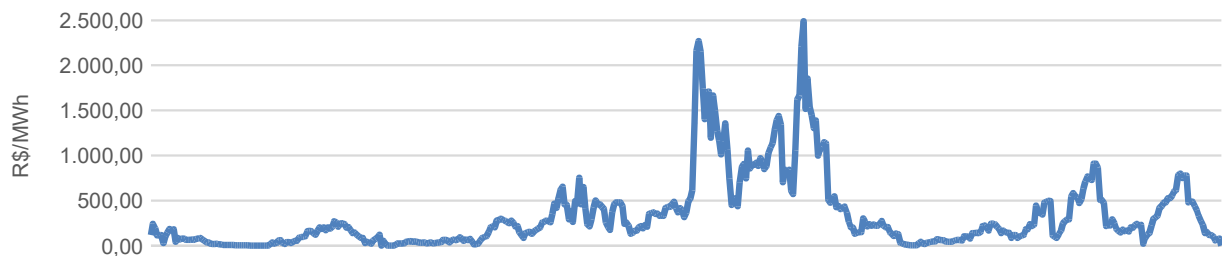


Figura 2 – Preço Spot (CMO) no submercado SE/CO no período de 2009 a 2018, em termos reais (base mar/19).

### 3.2 Preço *strike*

A capacidade instalada do parque termelétrico corresponde a aproximadamente 23% do SIN cuja disponibilidade termelétrica em função do custo variável das usinas é mostrada na Figura 3.

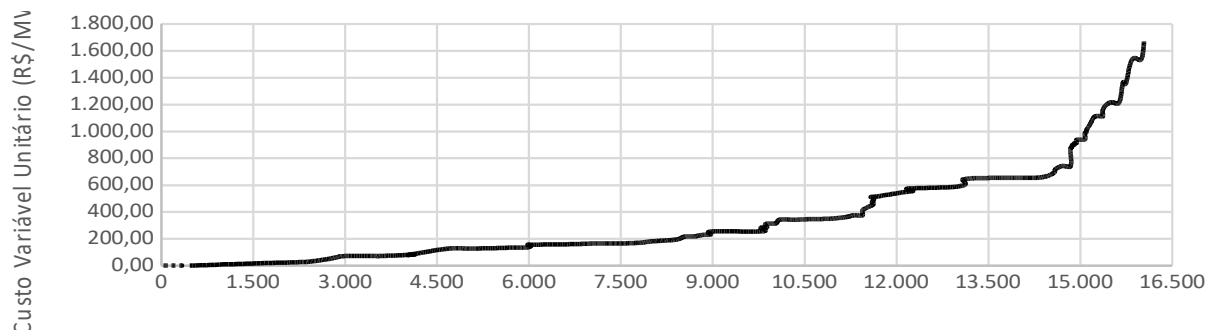


Figura 3 – Disponibilidade termelétrica acumulada no SIN conforme PMO de março de 2019.

A Tabela 1 ilustra o custo variável unitário das usinas existentes no SIN. Os dois combustíveis mais caros da lista são óleo combustível com CVU médio de 709,89 R\$/MWh e diesel com 1.133,00 R\$/MWh.

Tabela 1 – Termelétricas no SIN. Fonte: PMO de março de 2019.

Combustível primário	CVU médio ponderado (R\$/MWh)
Nuclear	23,67
Carvão	172,81
Gás Natural	264,50
Óleo Combustível	709,89
Diesel	1.133,00

Nota-se que a disponibilidade com custo variável superior a 700 R\$/MWh é de cerca de 1.500 MW. O montante corresponde a menos de 3% da carga do SIN. Como esse preço é alto o suficiente para não distorcer o mercado na faixa de preços normais, representa um bom indicativo de escassez. Por isso, foi escolhido neste estudo para o preço *strike* no SIN.

O preço-teto, cuja função primordial é proteger o consumidor de preços muito altos (no SEB utiliza-se o PLD teto), passa a ser desnecessário com o mecanismo de opção de confiabilidade. Nesse caso, o preço *strike* desempenha esse papel. Por isso, escolheu-se neste estudo a não adoção de um preço-teto no sistema.

### 3.3 Usinas existente e nova

As características das usinas participantes no mecanismo interferem na sua oferta. Destaca-se que a oferta do agente é uma composição de fatores que dependem tanto da disponibilidade da usina quanto da necessidade de recuperação de custos fixos e variáveis via mercado. Dessa forma, é importante separar as usinas em dois grupos: as novas, em que se avalia a recuperação de investimentos, custos fixos e variáveis; e as existentes, em que se avalia somente custos variáveis e fixos.

Naturalmente, usinas novas enfrentam mais incertezas que as usinas existentes no mercado, especialmente em relação ao valor do investimento, ao tempo de construção e aos custos depois da sua construção. Para mitigar incertezas e incentivar a expansão no sistema, reguladores de vários países realizam leilões com duração do contrato mais alongada para usinas novas do que para as existentes.

### 3.4 Leilão

O leilão deve ser modelado com as seguintes características:

- Um leilão centralizado proporciona maior liquidez ao produto confiabilidade e mitiga a assimetria de informação. Por essa razão, sugere-se neste artigo a adoção de leilão centralizado para comercialização do produto confiabilidade.
- Quanto ao prazo de contratação, sugere-se segmentá-lo em dois tipos. Para usinas existentes, sugere-se o prazo de contratação de um ano com leilões realizados anualmente; já para as usinas novas,

sugere-se um prazo de contratação compatível com o prazo de financiamento e a vida útil das usinas, com o início da vigência do contrato igual ou superior ao tempo de construção.

- Os consumidores são aqueles que se beneficiam da confiabilidade do sistema. Assim, a parte compradora do mecanismo escolhida neste artigo é composta por consumidores no ACR e ACL. Esse é o mesmo conjunto hoje responsável pelo pagamento dos encargos de reserva e segurança energética (mecanismos de adequação de suprimento vigentes).

### 3.5 Parte vendedora

A parte vendedora do mecanismo depende da firmeza da entrega de energia na situação de escassez, por isso, sugere-se que as ofertas no mecanismo sejam lastreadas em geração. A confiabilidade de geração depende de alguns fatores, tais como: i) despachabilidade; ii) disponibilidade de unidades geradoras; e iii) firmeza do combustível primário. A despachabilidade é um atributo que confere maior grau de confiabilidade na geração, entretanto, as usinas não despacháveis (eólicas, por exemplo) proveem certo nível de confiabilidade. A disponibilidade de unidades geradoras depende da tecnologia empregada e da sua manutenção. A firmeza do combustível primário da usina é geralmente considerada total no caso de combustíveis fósseis, porém, ela é variável para fontes renováveis.

No intuito de evitar ofertas desarrazoadas por parte de geradores, sugere-se neste artigo que o regulador estabeleça limites máximos de oferta considerando as características das fontes.

### 3.6 Penalidade física

O principal objetivo da penalidade física é reforçar a aversão a risco de geradores e desencorajar as ofertas com fraco suporte de geração (2). O estabelecimento da penalidade depende do equilíbrio buscado pelo regulador entre liquidez do produto confiabilidade e a confiabilidade da geração. Neste trabalho, adotou-se uma penalidade no valor de duas vezes o preço *strike*.

## 4.0 - MODELAGEM DAS OFERTAS

Esta seção tece considerações sobre a modelagem das ofertas dos geradores na participação do mecanismo de opção de confiabilidade.

### 4.1 Despesas

É natural que os geradores busquem maximizar seu lucro. Considerando que sua participação no mecanismo é opcional, ou seja, ele pode vender energia ao preço *spot* e/ou de contratos bilaterais sem firmar compromisso com o mecanismo. A não obrigatoriedade de participação faz com que o gerador só apresente ofertas que sejam vantajosas economicamente para ele, isto é, espera-se racionalmente que a oferta do gerador seja aquela em que o Valor Presente Líquido (VPL) do fluxo de caixa incremental, composto pelas despesas financeira e com penalidade e pela receita do *fee*, seja no mínimo igual a zero. Em teoria, supondo-se a condição de competição perfeita e a inexistência de abuso de poder de mercado, os geradores apresentam ofertas em que o VPL tende a zero. As equações relevantes para a construção da modelagem da oferta são desenvolvidas a seguir.

4.1.1 Despesa Financeira  $\int_{p>s}^{\infty} (\rho - s) dt \times qtd$

Onde:

qtd - quantidade ofertada pelo gerador no mecanismo.

$\rho$  - preço *spot*.

s - *strike price*.

4.1.2 Despesa por Penalidade, quando a geração for inferior à quantidade contratada:

$$\text{Despesa Penalidade} = \int_{p > s \text{ e } ger < qtd} ((qtd - ger) \times pen) dt$$

Onde:

pen – penalidade paga pelo gerador quando a geração for inferior à qtd.

Essas duas despesas devem ser compensadas economicamente pela receita do gerador obtida pelo *fee* ofertado no mecanismo, a saber:  $Receita Fee = qtd \times fee$ , onde o *fee* é o prêmio ofertado pelo gerador para determinada quantidade.

Logo, no caso de usinas que recuperam seus custos no mercado, seja por meio da venda aos preços *spot* ou de contratos firmados, espera-se que o lucro do gerador no mecanismo seja superior a zero, isto é:

$$Lucro = Receita Fee - Desp. Fin. - Desp. Pen. \geq 0$$

#### 4.2 Despesa com custos não recuperados

É razoável supor que algumas usinas não consigam recuperar seus custos com a simples venda de energia no mercado. A situação é mais comum em usinas com elevado custo variável que não estejam vinculadas a um contrato no qual este costuma garantir a recuperação de custos fixos. Vale notar que existe no SIN um conjunto de termelétricas movidas a óleo combustível e a diesel com capacidade instalada de 2,5 GW cujo contrato CCEAR vencerá até 2026; esse pode ser um caso concreto de usinas que não recuperem seus custos no mercado.

Usinas nas situações existente e sem contrato vinculante podem optar por permanecer no sistema ou por serem descomissionadas. Logo, enfrentam custo de oportunidade distinto das usinas que recuperam seus custos no mercado. A participação delas no mecanismo está associada à continuidade no sistema, portanto, devem considerar em suas ofertas um componente adicional de custo denominado Custo Não Recuperado no Mercado (CNRM). Esse custo pode ocorrer de duas maneiras: i)  $CNRM_{OPEX}$ , em que apenas a operação e a manutenção (OPEX) são consideradas como custo; ii)  $CNRM_{OPEX/CAPEX}$ , em que o investimento (CAPEX) também é considerado como custo, conforme equações abaixo.

$$CNRM_{OPEX} = M \acute{a}ximo(0; OPEX - Receita Mercado)$$

$$CNRM_{OPEX/CAPEX} = M \acute{a}ximo(0; (CAPEX + OPEX) - Receita Mercado)$$

Onde:

Receita Mercado – aquela obtida pela venda da energia aos preços *spot* de contratos não vinculantes.

No cálculo do  $CNRM_{OPEX}$ , avalia-se se a receita obtida no mercado está recuperando o custo OPEX da usina. Caso contrário, o custo remanescente deve ser considerado na oferta do leilão. Vale notar que, para esse tipo de usina, o investimento (CAPEX) é um custo afundado, por isso ele não deve ser considerado racionalmente pelo gerador na participação no mecanismo. Logo, o lucro de usina existente e sem contrato desconta o  $CNRM_{OPEX}$ , conforme equação a seguir:

$$Lucro_{OPEX} = Receita Fee - Desp. Fin. - Desp. Pen. - CNRM_{OPEX} \geq 0$$

Já o  $CNRM_{CAPEX/OPEX}$  é um custo que deve ser considerado por usinas novas. Nesse caso, o lucro é modelado da seguinte forma:

$$Lucro_{OPEX/CAPEX} = Receita Fee - Desp. Fin. - Desp. Pen. - CNRM_{OPEX/CAPEX} \geq 0$$

Nota-se que, quando aplicável, a inclusão do OPEX e/ou do CAPEX aumenta despesas consideradas para a usina. Logo, para usinas com  $CNRM > 0$ , a oferta de *fee* deve ser superior ao das demais usinas.

#### 4.3 Oferta

Remodelando equações supracitadas para obter oferta *fee*, obtêm-se equações para os três tipos de situação como segue:



#### 4.3.1 Usinas existentes com $CNRM_{OPEX} < 0$ :

$$fee_{existente} \geq \int_{s>p}^{plc} (\rho - s) dt + \int_{s>p \text{ e } ger < qtd}^{plc} ((qtd - ger) \times pen) dt$$

Onde:

plc – é o período de vigência do contrato do produto confiabilidade.

#### 4.3.2 Usinas existentes e sem contrato vinculante cujo $CNRM_{OPEX} \geq 0$ :

$$fee_{existente \text{ s/ cont.}} \geq \int_{s>p}^{plc} (\rho - s) dt + \int_{s>p \text{ e } ger < qtd}^{plc} ((qtd - ger) \times pen) dt + i \cdot CNRM_{OPEX}$$

#### 4.3.3 Usinas novas com $CNRM_{CAPEX/OPEX} \geq 0$ :

$$fee_{nova} \geq \int_{s>p}^{plc} (\rho - s) dt + \int_{s>p \text{ e } ger < qtd}^{plc} ((qtd - ger) \times pen) dt + i \cdot CNRM_{OPEX/CAPEX}$$

### 4.4 Efeito de incertezas

Em adição à Seção 4.3 cabe considerar que os investidores e geradores em geral são avessos ao risco de prejuízos e buscam se proteger contra deles. Existem basicamente dois tipos de riscos para o gerador: os relacionados à produção de energia e aqueles relacionados ao preço no mercado.

#### 4.4.1 Incerteza em relação à geração

Para o gerador, uma produção de energia aquém da quantidade contratada durante situação de escassez resulta em prejuízos decorrentes da aplicação de penalidades financeira e física supracitadas. Portanto, necessariamente, usinas com geração menos confiável devem ser mais cautelosas em relação à quantidade ofertada no mecanismo.

#### 4.4.2 Incerteza em relação ao preço

Para um gerador *merchant* – não possui contrato vinculante – existe a chance de auferir lucro com preço alto como existe o risco de prejuízo com preço baixo. Portanto, a incerteza em relação ao preço do mercado é um *driver* relevante para viabilidade econômica e financeira da usina.

### 4.5 Hedge de preço

Ressalta-se que o gerador com energia firme pode se ancorar no mecanismo de confiabilidade como uma segunda fonte de recursos, além daqueles obtidos no mercado. A participação no mecanismo pode funcionar como *hedge* para cenários de preço do mercado. Isso fica claro ao se analisar um cenário com preço baixo em que a situação de escassez não se configura e, portanto, o *fee* representará uma receita adicional ao mercado. Desse modo, o mecanismo de confiabilidade facilita o financiamento e incentiva a expansão da geração ao estabilizar a receita do gerador a despeito da incerteza do preço *spot*.

#### 4.5.1 Exemplo de modelagem de oferta sob incertezas

Como exercício para entender o efeito das incertezas supracitadas, pode-se simplificar a decisão do gerador com as seguintes características: há três cenários de geração de mesma probabilidade; são projetados também três cenários para o preço *spot*. Supondo-se que a geração independa do preço *spot*, existem nove cenários com a mesma probabilidade de ocorrência relacionados na Tabela 2. A situação de escassez (preço < 700 R\$/MWh) é configurada apenas nos cenários 3, 6 e 9.

Tabela 2 – Cenários de geração e de preço *spot*.

Cenári	Geração (MW/	Preço	Cenário	Geração	Preço <i>Spot</i>	Cenário	Geração	Preço <i>Spot</i>
--------	--------------	-------	---------	---------	-------------------	---------	---------	-------------------

o	Mwinst.)	Spot (R\$/MWh)		(MW/Mwinst.)	(R\$/MWh)		(MW/Mwinst.)	(R\$/MWh)
1	0,20	100,00	4	0,35	100,00	7	0,50	100,00
2		400,00	5		400,00	8		400,00
3		800,00	6		800,00	9		800,00

As referidas despesas dependem da quantidade ofertada pelo gerador. Supondo-se que, além de anular tais despesas, o gerador requeira, em virtude da aversão a risco, majora a receita projetada em 10% para compensar os cenários de despesa superior à receita do cenário “média”. O efeito da compensação das despesas adicionadas ao prêmio de risco é mostrado na Tabela 3. Obtém-se que a receita do gerador, a ser obtida com a oferta *fee*, deve ser igual ou superior a R\$ 10,28.

Tabela 3 – Componentes da oferta do *fee* para o cenário de quantidade igual a 0,25 MW/MWinst.

Cenário	Financeira	Penalidade	Prêmio de Risco	Total
1	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00
3	25,00	17,50	3,22	42,50
4	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00
6	25,00	0,00	1,47	25,00
7	0,00	0,00	0,00	0,00
8	0,00	0,00	0,00	0,00
9	25,00	0,00	1,47	25,00
Média	8,33	1,94	0,69	10,28

Ao ampliar esse exercício para diferentes quantidades e organizar o *fee* em tranches de quantidade obtém-se a oferta da Figura 4 que segmenta os componentes prêmio de risco, despesas financeira e despesas por penalidade. Observa-se que caso o gerador oferte quantidade de até 0,20 MW/MWinst., a oferta do *fee* é estimada em 35,56 R\$/MW (flat). Para uma quantidade superior a 0,20, há um crescimento nas componentes penalidade, que deixa de ser não nula, e prêmio de risco. A oferta do último tranche (quantidade de 0,45 a 0,50) tem uma oferta de *fee* estimada em 185 R\$/MWh.

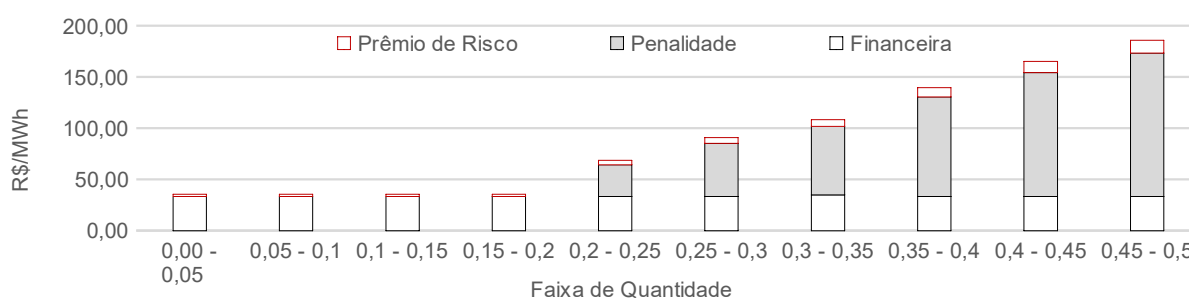


Figura 4 – Componentes para oferta do *fee* por tranches de quantidade.

## 5.0 - ESTUDO DE CASO

Além das definições na Seção 3 e da modelagem da oferta na Seção 4, destacam-se as seguintes premissas adotadas neste estudo de caso:

- Foram adotados dados verificados de 2009 a 2018 no SIN em busca de cenários realistas de preço e geração. Cada um dos anos foi considerado um cenário de mesma probabilidade.
- Nesse período, a aplicação de penalidade pela não entrega ocorre apenas nos momentos em que as usinas foram despachadas na ordem de mérito. A premissa visa não distorcer as regras válidas nesse período.



- Para usinas termelétricas com custo variável não-nulo considerou-se que a geração delas segue a ordem de mérito de custo.

### 5.1 Cenário base

Além do comportamento do preço *spot* mostrado na Figura 2, foram consideradas as produções registradas de 2009 a 2018 para hidrelétricas e eólicas (9), em relação às suas capacidades instaladas, conforme ilustrado na Figura 5.

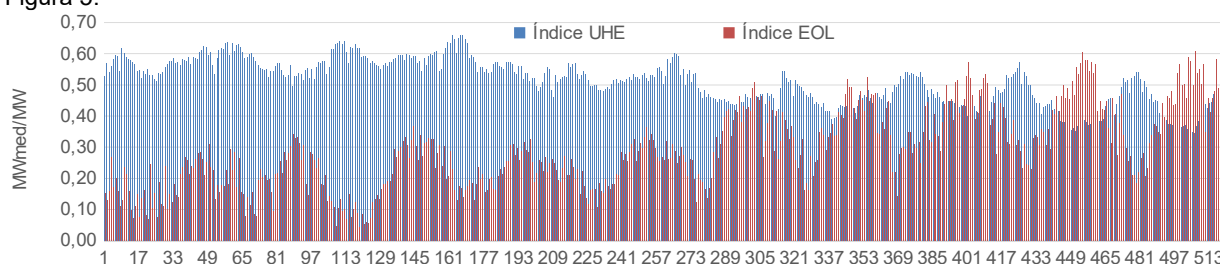


Figura 5 – Geração verificada, em MWmed/MWinstalado, das UHE e das EOL no SIN no período de 2009 a 2018.

### 5.2 Ofertas individuais

As ofertas individuais por fonte de geração encontram-se projetadas na Figura 6. Em relação a elas, nota-se:

- O preço depende da quantidade ofertada no mecanismo. Observa-se que ele fica estável em 71 R\$/MWh para quantidade até cerca de 0,20 MW/MWinst. para EOL e até 0,45 MW/MWinst. para UHE. Já para as termelétricas, esse patamar de preço permanece para quantidades superiores a essas (Figura 6, b).
- Mostra-se que as fontes despacháveis e com garantia de disponibilidade do combustível apresentam maior firmeza na geração, conferindo-lhes vantagem na participação do mecanismo.
- A imposição de limites para oferta deve considerar o tipo de fonte da usina, como registrado nos gráficos.
- As fontes óleo combustível e diesel são as únicas com  $CNRM_{OPEX/CAPEX}$  não nulo estimados nesse histórico (10), por isso, as ofertas de usinas novas iniciam em patamar de 93 R\$/MWh para óleo combustível e de 109 R\$/MWh para diesel.

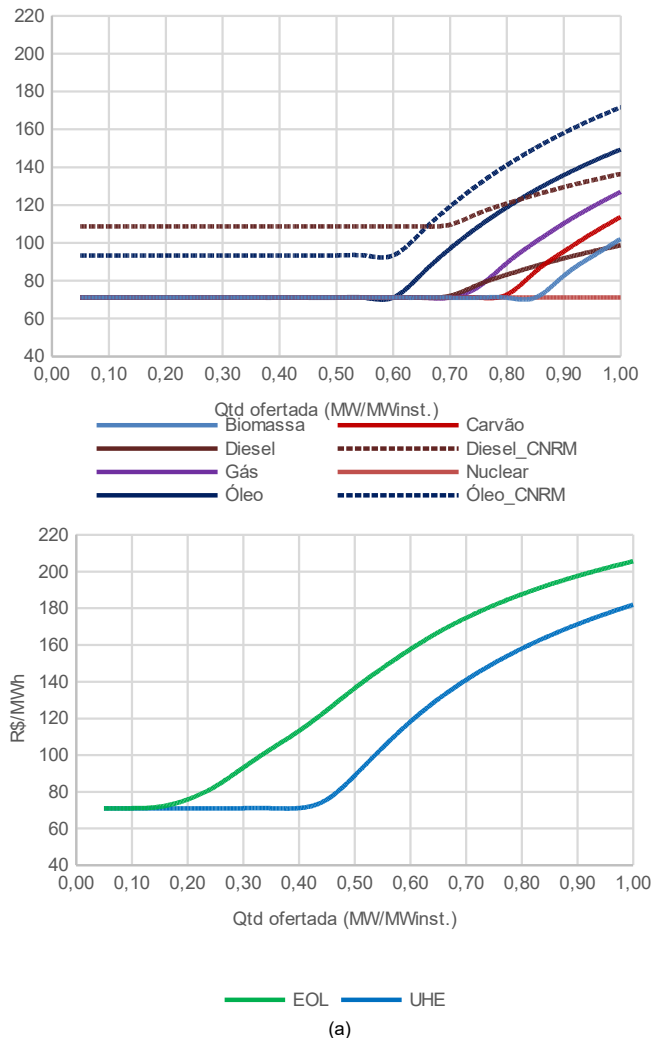


Figura 6 – Curvas de oferta do *fee* de usinas por fonte em relação à capacidade instalada – dados de 2009-2018.

### 5.3 Oferta de energia existente

A curva de oferta das usinas existentes no SIN está emulada na Figura 7. Em relação a ela destacam-se:

- Para a carga média do SIN ocorrida em 2018 (65 MWmed) o *fee* projetado é de aproximadamente 42 R\$/MWh.
- A escolha das quantidades a serem contratadas nos leilões para usina existente ou usina nova deve considerar as curvas de oferta das figuras 6 e 7. A partir de determinada quantidade, as ofertas para usinas existentes se elevam sem agregar confiabilidade ao sistema.
- Os cenários de preço exercem papel crucial nas ofertas projetadas por este estudo. Ressalta-se que o valor inicial das ofertas responde basicamente aos cenários em que o preço *spot* é superior ao preço *strike*.

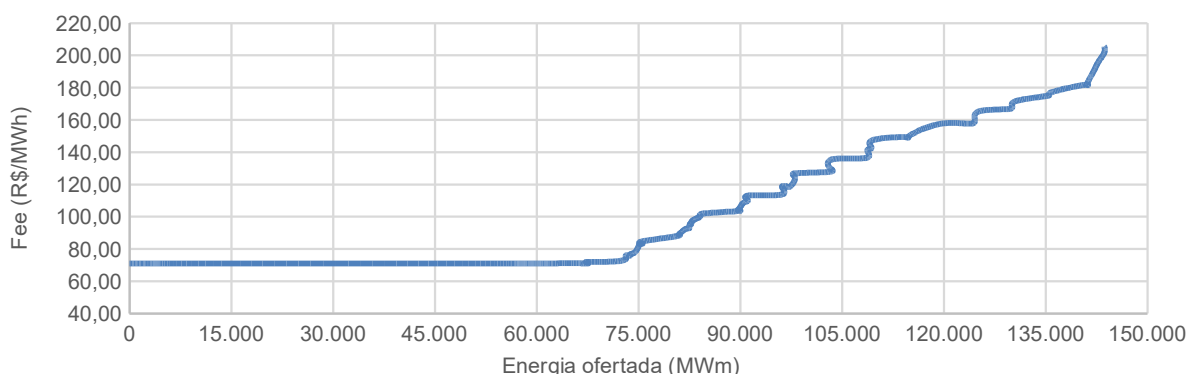


Figura 7 – Curva de oferta de *fee* para usinas existentes no SIN em relação a quantidade – histórico 2009-2018.

Para as ofertas projetadas nas figuras 6 e 7, foram utilizados dados registrados de dez anos para composição dos cenários de geração e preço. Todavia, caberá em última análise aos geradores participantes do mecanismo avaliar os seus cenários críveis de preço e geração.

## 6.0 - CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou um modelo alternativo para viabilizar a expansão adequada da matriz brasileira baseado no mecanismo de opção de confiabilidade. A modelagem simplificada de ofertas dos geradores para as diversas fontes simulou a participação dos agentes nesse mecanismo, além de estimar uma curva agregada de oferta para as usinas existentes. Em relação ao mecanismo proposto vale ressaltar:

- O mecanismo de opção de confiabilidade fornece meios para o planejador assegurar a adequação de suprimento do sistema no médio e longo prazo.
- A remuneração do gerador (*fee*) depende do equilíbrio entre oferta e demanda pelo produto. Essa sistemática garante a busca da eficiência no provimento de confiabilidade do sistema e a transparência no processo.
- Do ponto de vista do consumidor, o mecanismo funciona como seguro de proteção contra preços elevados.
- Para o gerador, o mecanismo pode representar um incentivo para expansão usado no financiamento da usina e com um *hedge* contra incerteza de preços.
- A receita do gerador no mecanismo serve como uma espécie de remuneração do lastro da usina, uma vez que valoriza a energia firme das usinas.
- A possibilidade de oferta de preço pelos geradores, aventada nas discussões para modernização do SEB, encontra no mecanismo de opção de confiabilidade uma proteção contra eventual abuso de poder de mercado.
- Com o amadurecimento do mercado pelo produto confiabilidade, uma maior descentralização do mecanismo poderá ser estudada como futuro aprimoramento.

## 7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) CARARNANIS M. **Investments decisions and long-term planning under electricity spot pricing**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-110, No. 12. Dezembro, 1982.
- (2) VÁZQUEZ, C., RIVIER, M., PÉREZ-ARRIAGA, I.J., 2002. **A Market Approach to Long-Term Security of Supply**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 17, no. 2.
- (3) BESSER, J.G., FARR, J.G., TIERNEY, S.F., 2002. **The Political Economy of Long-Term Generation Adequacy: Why an ICAP Mechanism is Needed as Part of Standard Market Design**. The Electricity Journal, vol. 15, August-September.
- (4) DE VRIES, L.J., 2003. **The Instability of Competitive Energy-Only Electricity Markets**. Research Symposium on European Electricity Markets, The Hague, Netherlands.
- (5) ERBACH, G., **EP Briefing of May 2017 on Capacity mechanisms for electricity** (European Parliamentary Research Service, May 2017).

(6) BIDWELL, M., 2005. **Reliability Options: A Market-Oriented Approach Long-Term Adequacy**. The Electricity Journal, vol. 18, June.

(7) MASTROPIETO, P. **Regulatory Design of Capacity Remuneration Mechanisms in Regional and LowCarbon Electric Power Markets**. Tese (doutorado em Engenharia Mecânica). TUDelft. 2016.

(8) VÁZQUEZ, C., BATLLE, R., PÉREZ-ARRIAGA, I.J., **Security of supply in the Dutch electricity market: the role of reliability options**. Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), Universidad Pontificia Comillas, 2003. Madrid.

(9) ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Histórico da Operação**. Disponível em <http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>. Acesso em: 23/03/2019.

(10) EPE – Empresa de Pesquisa Energética, **Estudos para a Expansão da Geração do SEB**. No EPE-DEE-RE-55/2018 – r0. 10 de agosto de 2018.

## 8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Pedro Prescott é bacharel em Engenharia Elétrica pela Universidade de Brasília (2008), possui MBA em Finanças pelo IBMEC – Brasília (2014) e especialização em regulação de energia pela Florence School of Regulation – FSR (2018). Atualmente trabalha como especialista em energia na ABIAPÉ.



Daniel Pina é formado em Economia pela Universidade de Brasília (UnB 2014) e está cursando pós-graduação em Investimento e Risco. Atualmente trabalha como diretor de economia na ABIAPÉ.



Fernando Pappas é bacharel em Engenharia Elétrica pela Universidade de Brasília (2018), tendo apresentado trabalho de conclusão de curso estudando a resposta pelo lado da demanda em um contexto de preços horários de energia elétrica. Trabalha na ABIAPÉ.



Paulo André Sehn da Silva é formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Pampa (Unipampa, 2011) e mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC, 2014). Atualmente trabalha como especialista em energia na ABIAPÉ.