

TRABALHO DE CONCLUSÃO
DE CURSO**A CRITICIDADE NO REGIME DE OPERAÇÃO DAS
USINAS TERMELÉTRICAS A ÓLEO DO SUBSISTEMA
NORDESTE E A SOLUÇÃO PARA O REEQUILÍBRIO
ECONÔMICO-FINANCEIRO**

Elaborado por:

Camila Fernanda Freitas Accioly**Trabalho de Conclusão de Curso de
MBA do Setor Elétrico*****Prof. Orientador:*****Andriei José Beber, Dr.****Curitiba/ 2017**

CAMILA FERNANDA FREITAS ACCIOLY

A CRITICIDADE NO REGIME DE OPERAÇÃO DAS USINAS TERMELÉTRICAS A ÓLEO DO SUBSISTEMA NORDESTE E A SOLUÇÃO PARA O REEQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Camila Fernanda Freitas Accioly

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso MBA do Setor Elétrico de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management como pré-requisito para a obtenção do título de Especialista da TURMA 01/2015;

Curitiba/PR
2017

O Trabalho de Conclusão de Curso

A CRITICIDADE NO REGIME DE OPERAÇÃO DAS USINAS TERMELÉTRICAS A ÓLEO DO SUBSISTEMA NORDESTE E A SOLUÇÃO PARA O REEQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO

elaborado por Camila Fernanda Freitas Accioly e aprovado pela Coordenação Acadêmica foi aceito como pré-requisito para a obtenção do MBA do Setor Elétrico Curso de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do Programa FGV Management.

Data da aprovação: _____ de _____ de _____

Coordenador Acadêmico
Prof. Fabiano Simões Coelho, Ph.D.

Professor orientador
Prof. Andriei José Beber, Dr.

*Aos meus pais, Carmem e
Diógenes, ao meu esposo Luiz
e ao meu irmão Gabriel.*

Agradecimentos

Primeiramente agradeço a Deus pelas inúmeras bênçãos e graças em todos os dias da minha vida.

À minha mãe, minha fonte de inspiração, um verdadeiro ídolo, exemplo de inteligência, integridade e dedicação, obrigada por sempre acreditar em mim e me incentivar nos estudos.

Ao meu querido esposo, Luiz, por toda a paciência nesses quase dois anos de MBA, pela ausência nas viagens de Recife à Curitiba, pela ausência nos aniversários, por todo o apoio e incentivo.

À Suape Energia por todo o investimento e por viabilizar, dia após dia, que eu cresça como profissional e pessoa.

Ao Glauco Campos, meu ex diretor presidente e eterno líder, por ter vislumbrado um potencial, acreditado e investido em mim.

À Suzana Wolf, minha gerente, por todo apoio e parceria.

Ao Pedro Amaral, Gustavo Dolabella, Charles Araújo e Leandro Cunha pelas ótimas discussões sobre os temas regulatórios que me fizeram ampliar o leque de aprendizados.

Por fim, agradeço a toda a minha família e amigos pessoais por compreenderem as minhas ausências nos momentos em que estava dedicada ao MBA, seja viajando, seja estudando e faltei às festividades e encontros.

Foi por um bem maior, foi pela realização de um sonho.

TERMO DE COMPROMISSO

A aluna **Camila Fernanda Freitas Accioly**, abaixo-assinado, do Curso MBA Setor Elétrico do Programa FGV Management, realizado nas dependências da instituição conveniada Instituto Superior de Administração e Economia - ISAE, no período de junho/2014 a abril/2017, declara que o conteúdo do trabalho de conclusão de curso intitulado “*A criticidade no regime de operação das usinas termelétricas a óleo do subsistema nordeste e a solução para o reequilíbrio econômico-financeiro*” é autêntico, original, e de sua autoria exclusiva.

_____, _____ de _____ de _____

(assinatura)

Camila Fernanda Freitas Accioly

 Sumário

1	INTRODUÇÃO – ELEMENTOS INICIAIS	9
1.1	DOS AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO E DOS CCEAR	10
1.2	DAS RAZÕES PARA O ELEVADO DESPACHO	15
1.2.1	Volume útil e Energia Armazenada no Nordeste	16
1.2.2	Das fontes eólicas	17
1.2.3	Da alteração regulatória	21
1.2.4	Do significativo aumento da geração termelétrica	22
2	DO ESTUDO DE CASO	23
2.1	Do elevado número de horas de despacho	23
2.2	Da geração intermitente (“modulação”).....	26
2.3	Dos encargos de serviços de sistema decorrentes da operação fora da ordem de mérito	28
2.4	Das consequências	28
3	DO PROCESSO ADMINISTRATIVO E DA PROPOSTA DA ANEEL	33
3.1	Das proposições da ANEEL	33
3.1.1	Da manutenção do Índice de Custo Benefício – ICB	34
3.1.2	Da Modulação	35
3.2	Dos contrapontos às proposições da ANEEL	37
3.3	Das proposições para equilíbrio dos custos operativos no despacho na ordem de mérito	41
3.3.1	Do CVU diferenciado por tipo de operação	41
3.3.2	Do <i>Overhaul</i>	41
3.3.3	Proposição para equilíbrio dos custos operativos no despacho fora da ordem de mérito.....	49
3.3.3.1	Do panorama internacional	49
3.3.3.2	Leilão para despacho fora do mérito	52
4	CONCLUSÃO	54
5	REFERÊNCIAS	56

RESUMO

As usinas termelétricas movidas a óleo vencedoras, localizadas no subsistema Nordeste, dos Leilões de Energia Nova A-3 e A-5 de 2007 foram contratadas na modalidade por disponibilidade, para geração em momentos pontuais, de forma complementar, em momentos de escassez hídrica. Ocorre que desde outubro/2012 as termelétricas passaram a ser despachadas constantemente para atendimento à segurança energética, a fim de evitar o deplecionamento dos reservatórios. Ademais, após a inserção maciça de fontes intermitentes, em especial, as eólicas, as termelétricas do Nordeste também têm sido despachadas com a finalidade de compensar variações da geração intermitente, agregando além da segurança energética, segurança elétrica. Ocorre que esses tipos de operações – alto índice de despacho e operação modulada - não foram previstos, tampouco precificados no momento de realização dos leilões, pelas razões adiante expostas, o que vem acarretando um custo excessivo para a geração termelétrica. A continuidade dessa situação poderá ocasionar, no limite, a inviabilidade econômica dos empreendimentos, sendo necessária a imediata revisão dos preços do CVU, de modo a conferir aos empreendimentos o respectivo reequilíbrio econômico-financeiro.

1 INTRODUÇÃO – ELEMENTOS INICIAIS

O “novo” modelo do setor elétrico surgiu logo após o grande apagão de 2002, tendo como principais objetivos a: (i) segurança no abastecimento, (ii) modicidade tarifária e (iii) universalização dos serviços de energia elétrica.

A fim de atender tais premissas, quatro grandes medidas foram adotadas, a saber: (i) criação de dois ambientes de contratação e consequente modificação do modo de contratação de energia por parte das distribuidoras; (ii) retomada do planejamento do setor; (iii) criação de programas efetivos de universalização e (iv) reorganização institucional.

A diversificação da matriz energética foi uma das decisões do planejamento, com a finalidade de realizar um *mix* no portfólio de fontes eletroenergéticas através da inserção de fontes térmicas, eólicas, solares, etc.

Em 2007 foram contratadas diversas termelétricas no subsistema Nordeste, operadas com óleo combustível e óleo combustível. Estas termelétricas foram contratadas na modalidade por “disponibilidade”, ou seja, deveriam gerar apenas em momentos pontuais e de criticidade do Sistema Interligado Nacional.

Ocorre que desde outubro/2012 as termelétricas movidas a combustíveis fósseis no Nordeste vêm sendo despachadas de forma extrínseca ao que foram contratadas – alto nível de despacho e com intermitência elevada, sendo submetidas à condições operacionais sub-ótimas que estão ocasionando custos excessivos, antecipação e majoração das manutenções, aumento no número de taxas de indisponibilidades, entre outros.

Estas situações, por serem imprevisíveis à época do leilão, não foram precificadas pelos empreendedores ao formularem os lances para o leilão e tal onerosidade, poderá, no limite, ocasionar a inviabilidade econômica dos empreendimentos.

Assim, o presente trabalho aborda (i) a Contratação das térmicas através dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica por Disponibilidade; (ii) o aumento no nível de despacho decorrente da crise hídrica no Nordeste; (iii) a intermitência dos despachos ocasionada pela inserção de fontes eólicas; (iv) o sobrecusto em decorrência do *modus operandi* atual que não foi precificado quando da ocasião do leilão e o conseqüente aumento nas taxas de indisponibilidade ; (v) o processo administração para reequilíbrio econômico-financeiro junto à ANEEL; (vi) a Consulta Pública 014/2016; (vii) alternativas para resolução do problema.

1.1 DOS AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO E DOS CCEAR

Com a instituição do Novo Modelo do Setor Elétrico, em 2004, o Governo Federal, por meio do Decreto nº 5.163/2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, determinou que todo consumidor deve estar 100% coberto por um contrato de suprimento. Para atender tal demanda, o mercado foi segmentado em Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Os ambientes de contratação regulada e livre são definidos no §2º, do Decreto 5.163/2004, *in verbis*:

“Art. 1º A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores no Sistema Interligado Nacional - SIN, dar-se-á nos Ambientes de Contratação Regulada ou Livre, nos termos da legislação, deste Decreto e de atos complementares

(...)

§ 2º Para fins de comercialização de energia elétrica, entende-se como:

I - Ambiente de Contratação Regulada - ACR o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de

distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos;
II - Ambiente de Contratação Livre - ACL o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos
(...)”

Conforme lições de Eduardo Nery (Nery, 2012), o “ACR é o ambiente de contratação das empresas distribuidoras de energia que adquirem energia elétrica para atender às necessidades de seus consumidores cativos – consumidores que não têm o direito de escolher o fornecedor de energia e que compram energia diretamente do distribuidor ao qual estão conectados, pagando as tarifas reguladas pela ANEEL”.

O ACL, por sua vez, é o ambiente de contratação dos consumidores ditos livres e especiais, que podem adquirir energia de “qualquer” fornecedor, observadas as regras para consumidores especiais, e os comercializadores que podem comprar energia de qualquer fornecedor e vendê-las a qualquer comprador, exceto os do mercado cativo.

O presente trabalho enfoca no Ambiente de Contratação Regulada, uma vez que, as usinas termelétricas objeto do presente estudo foram contratadas nesse ambiente.

Conforme determinação da Lei 10.848/2004, regulamentada pelo Decreto nº 5.163/2004, os agentes de distribuição deverão adquirir por meio dos leilões realizados no ACR, energia elétrica proveniente de empreendedores de geração existentes e novos empreendimentos de geração. Os leilões podem ser de energia nova ou existente.

Os leilões de energia existente têm por objeto a venda de energia de usinas já construídas, ou seja, com o valor de construção já plenamente amortizado. São leilões que visam suprir carga já existente das distribuidoras, tendo usualmente prazo de contrato de 8 anos.

Os leilões de energia nova destinam-se a cobrir carga nova das distribuidoras e usualmente são leilões do tipo A-5 ou A-3. A Lei 13.360/2016 ampliou a possibilidade de realização de leilão para até a-7, ou seja, com início de suprimento de energia em até 07 anos após o leilão. Os contratos decorrentes destes leilões têm vigência de 15 (quinze) anos para energia proveniente de empreendimentos termelétricos e 30 (trinta) anos para energia proveniente de empreendimentos hidrelétricos.

Ao sagrar-se vencedor do certamente licitatório, o agente vendedor celebra um Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR que pode ser do tipo Quantidade (CCEAR-Q) ou Disponibilidade (CCEAR-Q).

A Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) sobre Contratos por Quantidade e por Disponibilidade assim define os CCEAR-Q e CCEAR -D:

Os contratos resultantes dos leilões podem ser de duas modalidades diferentes: por quantidade ou por disponibilidade.

Os contratos por quantidade preveem o fornecimento de um montante fixo de energia a um determinado preço. Nesta modalidade, geralmente utilizada para a contratação de energia hidráulica, os geradores estão sujeitos a riscos de sobras ou déficits de energia, liquidados ao PLD, sendo que esses riscos são minimizados pelo chamado Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Esse mecanismo realoca montantes de energia gerados entre as usinas participantes, reduzindo o risco de exposição de agentes individuais.

Os contratos por disponibilidade, por sua vez, são destinados à contratação de usinas termelétricas, e preveem uma remuneração fixa ao agente gerador, independente do que for efetivamente gerado. Nesses contratos, a parcela fixa é destinada à cobertura dos custos fixos

para a disponibilização da usina ao sistema, que pode ou não ser despachada por conta das condições hidrológicas do sistema interligado. Todavia, quando essas usinas são despachadas, as distribuidoras devem pagar os custos variáveis relativos ao uso do combustível, que serão repassados aos consumidores no momento do reajuste tarifário. O objetivo dos contratos por disponibilidade é garantir a segurança do sistema hidrotérmico. Caso as condições hidrológicas sejam desfavoráveis, como em períodos excessivamente secos, essas usinas podem ser solicitadas a despachar sua energia, reduzindo o risco do déficit de oferta do sistema como um todo. Ao contrário, quando as condições hidrológicas são favoráveis, essas usinas são deixadas em estado de espera.

Conforme ensinamento de Maurício Tomalsquim (Tomalsquim, 2015), “Nos leilões de energia nova, as ofertas por contratos de quantidade são feitas por meio de um preço para a energia (R\$/MWh) enquanto que a oferta pelo contrato por disponibilidade é feita somente para cobertura dos custos fixos (Receita Fixa, em R\$/ano).”

A fim de comparar as distintas ofertas dos contratos por disponibilidade e por quantidade é realizada a estimativa do valor esperado do custo médio da energia contratada por disponibilidade.

A estimativa é calculada pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE durante o leilão, com base numa regra de pontuação que estima o custo esperado total (R\$/ano) resultante de oferta sob o ponto de vista do consumidor (expectativa de despacho da térmica), sendo dividida pelo benefício esperado desta oferta para o consumidor (garantia em MWh/ano).

O resultado dessa expressão é definido como ICB – Índice de Custo Benefício, conforme fórmula abaixo:

$$ICB = \frac{\text{custos fixos} + E(\text{custos de operação}) + E(\text{custo economia de curto prazo})}{\text{garantia_física}}$$

Ocorre que uma variante de peso é a expectativa de despacho considerada para a termelétrica. Isto porque na composição do seu preço o empreendedor considera uma estimativa de geração e conseqüentemente das manutenções para compor seu preço, conforme mais adiante será mostrado.

Desta forma, se o despacho é superior à estimativa, o custo efetivo para geração termelétrica é afetado, haja vista que são necessárias mais manutenções – sejam planejadas ou corretivas, aumento de mão de obra, etc.

As tabelas abaixo apresentam as termelétricas contratadas, na modalidade disponibilidade, nos leilões A-3 e A-5/2007:

Vendedor	Empreendimento	Combustível	Tipo	Submercado	Energia Contratada (lotes)	ICB (R\$/MWh)	Receita Fixa (R\$/ano)
BORBOREMA	Campina Grande	Oleo Combustivel B1 Especial	NET	NE	119	132,83	64.889.490,36
GLOBAL	Global I	Oleo Combustivel B1	NET	NE	105	135,90	60.094.603,39
GLOBAL	Global II	Oleo Combustivel B1	NET	NE	109	135,90	62.343.626,38
SOBRAL	Nova Olinda	Oleo Combustivel B1 Especial	NET	N	120	136,00	68.213.340,92
SOBRAL	Tocantinopolis	Oleo Combustivel B1 Especial	NET	N	120	135,90	68.108.220,92
SOUTHBAHIA	Itapebi	Oleo Combustivel B1	NET	NE	103	133,60	56.650.527,18
SOUTHBAHIA	Monte Pascoal	Oleo Combustivel B1	NET	NE	104	132,80	56.724.258,06
TERMOCABO	Termocabo	Oleo Combustivel B1	OEC	NE	38	134,80	21.292.232,30
TERMOMANAUS	Termonordeste	Oleo Combustivel B1	NET	NE	123	135,97	70.255.263,00
TERMOMANAUS	Termoparaiba	Oleo Combustivel B1	NET	NE	123	135,92	70.189.043,00
THERMES	Maracanaú I	Oleo Combustivel B1	NET	NE	119	133,13	65.360.961,86
WBR	Viana	Oleo Combustivel B1 Especial	NET	SE	121	133,21	63.500.000,00
Total					1304		

Legenda:

NET - Novo Empreendimento Termo
OEC - Outro Empreendimento que já iniciou operação em teste

Tabela 1 – Resultado do Leilão A-3 2007. Fonte: CCEE

Vendedor	Empreendimento	Combustível	Tipo	Submercado	Energia Contratada (lotes)	ICB (R\$/MWh)	Receita Fixa (R\$/ano)
DIFERENCIAL	Termomaranhao	carvao	NET	N	315	128,95	220.677.302,63
FURNAS	Santa Cruz Nova - unidades 1 e 2	gas natural	OEC	SE	351	129,34	180.599.281,78
MPX	MPX	carvao	NET	NE	615	125,95	417.424.380,63
SUAPE II	Suape II	oleo combustivel	NET	NE	265	131,49	141.700.000,00
THERMES	Maracanaú II	oleo combustivel	NET	NE	51	130,95	27.209.796,68
Total					1597		

Tabela 2 – Resultado do Leilão A-5 2007. Fonte: CCEE

Ocorre que o panorama planejado à época dos leilões (baixa geração) não se confirmou e são vários os fatores que explicam o elevado acionamento térmico no Nordeste, dentre os quais se destacam:

- a) Situação de suprimento do sistema;
- b) Crise hídrica causada principalmente pela redução das vazões e também pelo fator de “fricção”;
- c) Aumento da participação nas fontes intermitentes no Sistema Interligado Nacional, em especial no subsistema Nordeste;
- d) Mudança nas normas regulatórias que indicam o despacho termelétrico.

1.2 DAS RAZÕES PARA O ELEVADO DESPACHO

Precipuamente, vale destacar que o Setor Elétrico Brasileiro até o final da década de 90 possuía mais de 80% (oitenta por cento) da sua capacidade instalada proveniente de fontes hidráulicas, com reservatórios. Sendo assim, o modelo setorial brasileiro foi baseado na flexibilidade operativa das hídricas (remuneradas através dos serviços ancilares) e o foco das contratações nos leilões era o atendimento energético, sem destaque para o atendimento à demanda de ponta.

A flexibilidade operativa das hídricas, responsáveis por modular a carga ao longo do dia, garantindo um PLD constante ao longo das semanas, permitiu a inserção de fontes alternativas e intermitentes, tais como eólicas e solares, bem como a criação de regulamentação para reservatório virtual de gás natural, geração substituta, despacho antecipado de termelétricas a GNL, etc.

Ocorre que essa flexibilidade operativa tem sido afetada por questões de restrições socioambientais, que não permitem mais a construção de UHE com reservatórios, mas tão somente a fio d'água, assim como questões ambientais, como a baixa vazão do Rio São Francisco.

1.2.1 Volume útil e Energia Armazenada no Nordeste

Conforme apresentado no Gráfico 1, construído com base em dados extraídos do site Oficial do ONS, Sobradinho, o principal reservatório do Nordeste, vem passando por uma das piores secas da sua história, chegando no ano de 2016 a menos de 6% (seis por cento) de sua capacidade útil, o que tem ocasionado elevado despacho termelétrico:

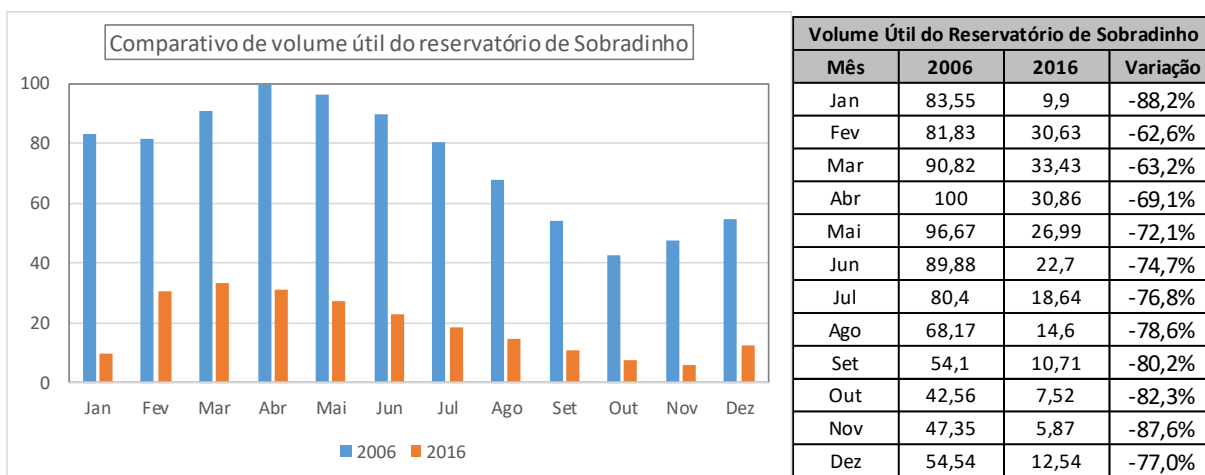


Gráfico 1 – Volume Útil de Sobradinho. Fonte: ONS

A condição hidrológica adversa, com vazões e precipitações abaixo da média e afluições menores que a defluência mínima no período seco dos últimos três anos (vazão afluente menor que a necessidade mínima de regularização do rio) tem gerado grave desequilíbrio na situação de suprimento do Nordeste, causando esvaziamento dos reservatórios e déficit de geração hidrelétrica em função da restrição de defluência mínima.

A defluência mínima do rio vem sendo regularmente flexibilizada e reduzida pela Agência Nacional de Águas, mediante solicitação do ONS, chegando a 600m³/s e admitindo-se até 570m³/s de vazão instantânea (a cada medição) até 30 de novembro de 2017, conforme Resolução ANA 742/2017. Em condições normais, o patamar de vazão mínima defluente é de 1.300 m³/s.

Conforme se verifica do Gráfico 2, a Energia Armazenada tem atingido níveis muito baixos:

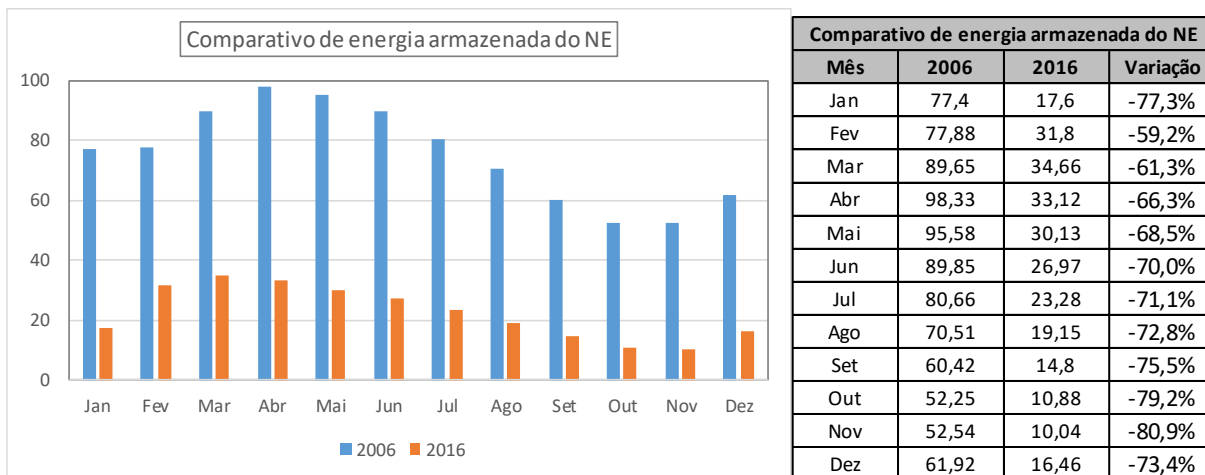


Gráfico 2 – Energia Armazenada - NE. Fonte: ONS

Os problemas supramencionados – ausência de UHE com reservatórios - e o problema crônico do Rio São Francisco têm gerado um desequilíbrio na situação de suprimento do Nordeste, causando esvaziamento dos reservatórios e déficit de geração hidrelétrica em função da restrição de defluência mínima.

A fim de compensar o déficit de geração hidrelétrica no Nordeste, as termelétricas, desde 2012, têm sido despachadas constantemente. O despacho tem se dado de duas formas: (i) de modo contínuo/na base, geração por longo período; (ii) a partir da maciça inserção das fontes intermitentes – eólicas – a geração tem sido realizada de forma intermitente, apenas por algumas horas e nos patamares de carga pesada e média, ou seja, despacho para fins de modulação de carga, função historicamente desenvolvida pelas hídricas, como já mencionado acima.

1.2.2 Das fontes eólicas

Conforme Gráfico 3, extraído do Relatório Informações Gerenciais da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, as eólicas representavam em dezembro/2016 5,7% das fontes geradoras no Brasil, sendo 10GW de potência instalada, com a perspectiva de ~15GW para os próximos 5 anos:

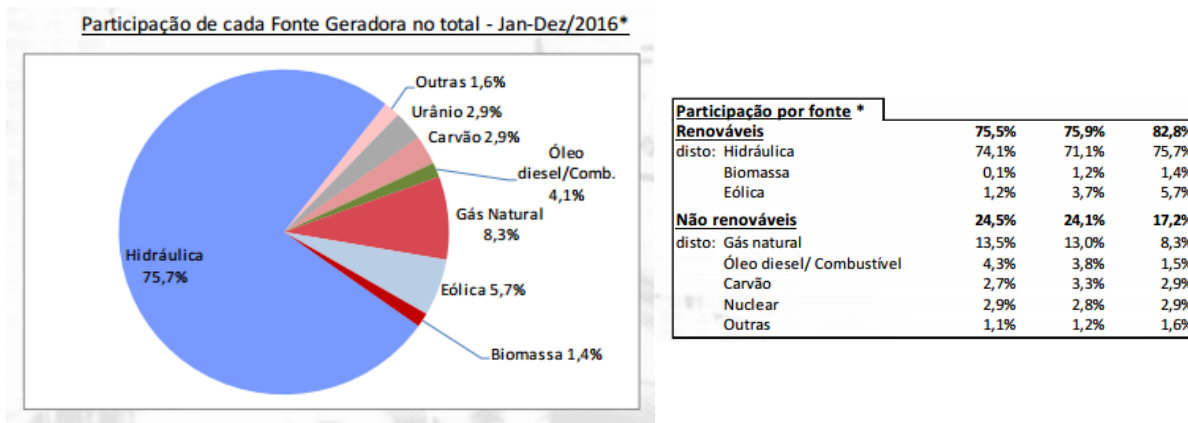


Gráfico 3 – Participação de cada fonte geradora no SIN. Fonte: ANEEL

No Nordeste, o impacto é ainda mais significativo, visto que a participação eólica no Nordeste subiu de 1% em 2007 para 27% em 2016, conforme representado no Gráfico 4:

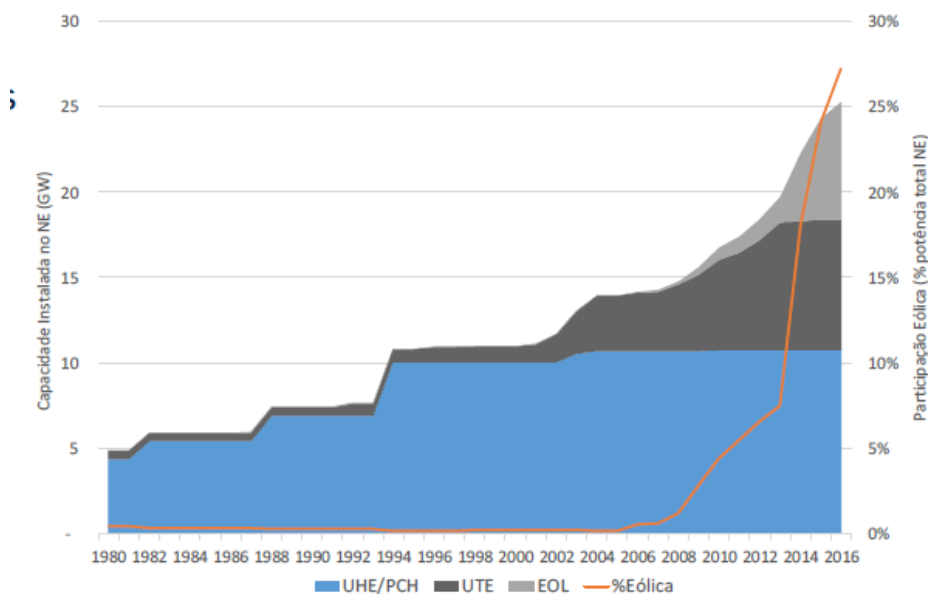


Gráfico 4 – Potência Instalada das Eólicas no Nordeste: Fonte: Consultoria PSR

Os gráficos 5 e 6, extraídos do site do ONS apresentam a evolução da geração eólica no SIN:

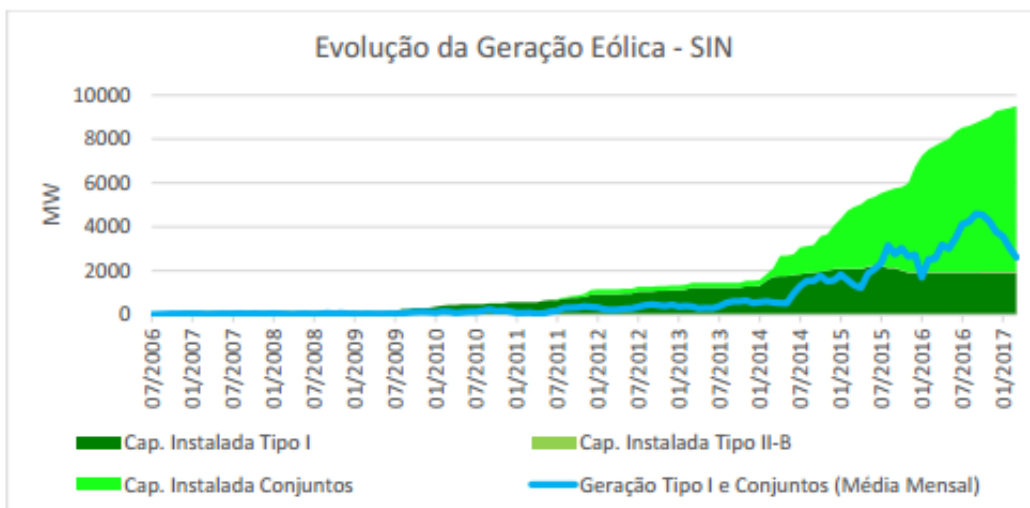


Gráfico 5 – Evolução da capacidade instalada de usinas eólica e geração eólica verificada no SIN. Fonte: ONS

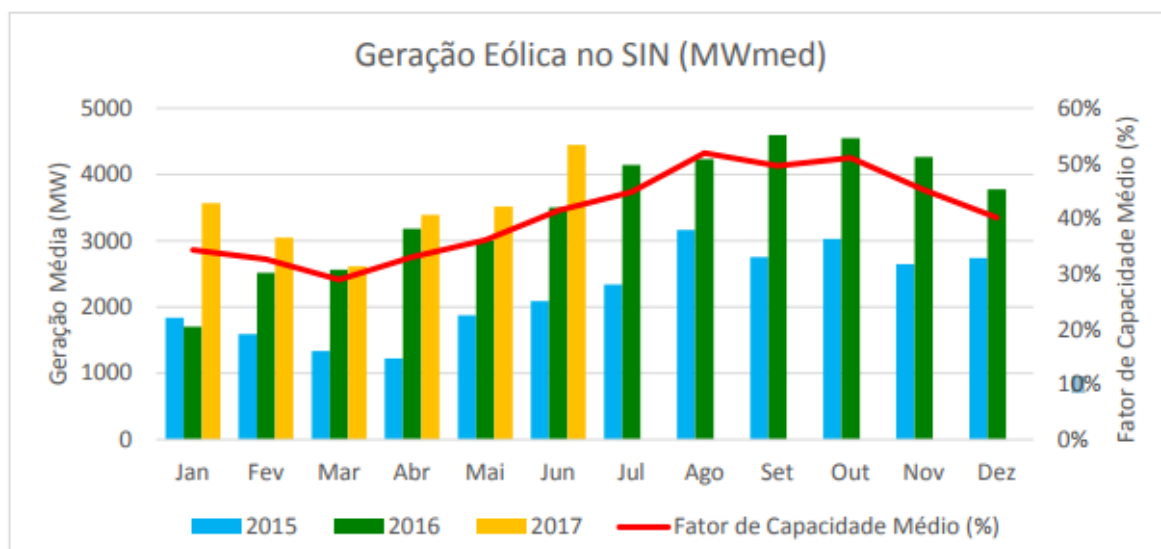


Gráfico 6 – Geração eólica do SIN nos últimos 3 anos em periodicidade mensal e fator de capacidade médio a cada mês. Fonte: ONS

Especificamente no Nordeste, objeto deste trabalho, percebe-se uma substancial evolução da geração eólica neste subsistema (Gráfico 7):

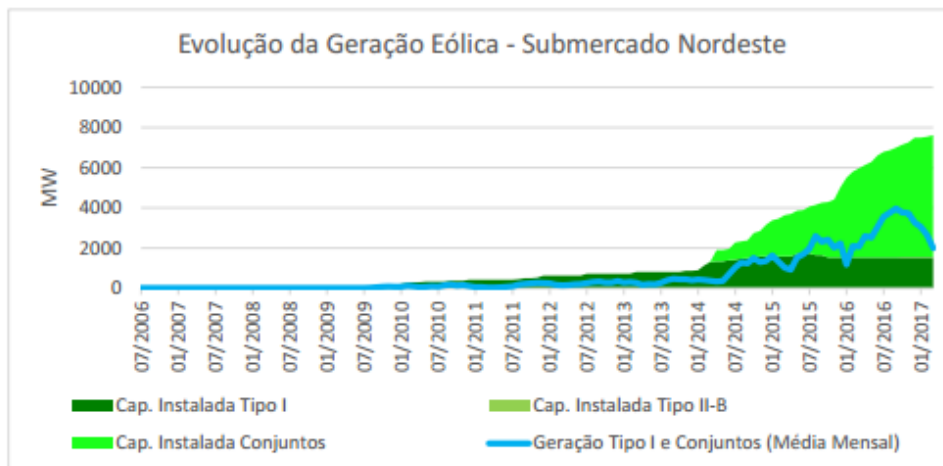


Figura 11 - Evolução da capacidade instalada de usinas eólicas e geração eólica verificada no Submercado Nordeste.

Gráfico 7: Evolução da capacidade instalada de usinas eólicas e geração eólica verificadas no submercado Nordeste. Fonte: ONS

O fator de capacidade, calculado como a relação entre geração média e a potência instalada, tem um alto índice de variação, conforme se verifica no Gráfico 8:

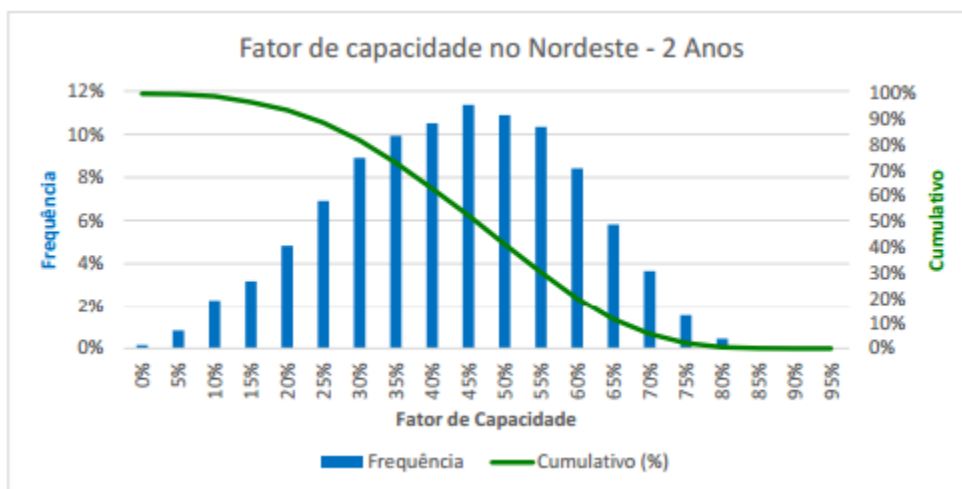


Gráfico 8: Histograma e curva de permanência do fator de capacidade das usinas eólicas do Nordeste, considerando dados médios horários dos últimos 2 anos.

Ocorre que, a inserção de fontes intermitentes, juntamente com a situação de escassez hídrica tem ocasionado inúmeros problemas para as termelétricas, tanto do ponto de vista financeiro, como do ponto de vista operacional, que serão detalhados adiante.

Além dos fatores já mencionados de (i) crise hídrica causada principalmente pela redução das vazões e também pelo fator de “fricção” não considerados nos modelos de operação que estão reduzindo a eficiência da produção hidrelétrica real com simulada (é necessário utilizar mais água para produzir 1MWh efetivamente que o calculado nos modelos de simulação operativa), que afetam a situação de suprimento do sistema; e; (ii) aumento da participação nas fontes intermitentes no Sistema Interligado Nacional, em especial no subsistema Nordeste, o excesso de despacho **termelétrico também é oriundo das profundas alterações nas normas regulatórias posteriores ao leilão dessas térmicas.**

1.2.3 Da alteração regulatória

Um dos principais motivadores dessa mudança foi a publicação da Resolução CNPE nº 08 em 20 de dezembro de 2007, que criou duas novas modalidades de despacho: a) por razões de suprimento energético; e b) por acionamento por ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco – CAR:

“Art. 2º. Extraordinariamente, com vistas à garantia do suprimento energético, o ONS poderá despachar recursos energéticos fora **da ordem de mérito econômico** ou mudar o sentido do intercâmbio entre submercados, por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico –CMSE.” (GRIFO DA AUTORA)

Em que pese a Resolução CNPE nº 08/2007 ter sido revogada pela Resolução CNPE nº 03, de 06 de março de 2013, as novas modalidades de despacho foram mantidas, conforme disposto no Art. 2º do CNPE 03/2013:

“Art. 2o Por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, extraordinariamente e com o objetivo de garantir o suprimento energético, o ONS poderá, adicionalmente ao indicado pelos programas computacionais, despachar

recursos energéticos ou mudar o sentido do intercâmbio entre submercados.”

Esses despachos por razão de segurança energética, decididos pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, estranhos aos modelos computacionais, ampliam sobremaneira o distanciamento entre o que foi estabelecido nas premissas do leilão e a atual realidade operativa das usinas

1.2.4 Do significativo aumento da geração termelétrica

Os motivos supraexpostos ocasionaram um significativo aumento da geração termelétrica. A fim de demonstrar tal afirmativa, colocamos o Gráfico 9 abaixo, extraídos de dados do site do Operador Nacional do Sistema (ONS) que demonstram a disparidade entre o nível de despacho termelétrico no período compreendido entre 2007 (ano de realização dos leilões das termelétricas objeto do presente trabalho) com 2016.

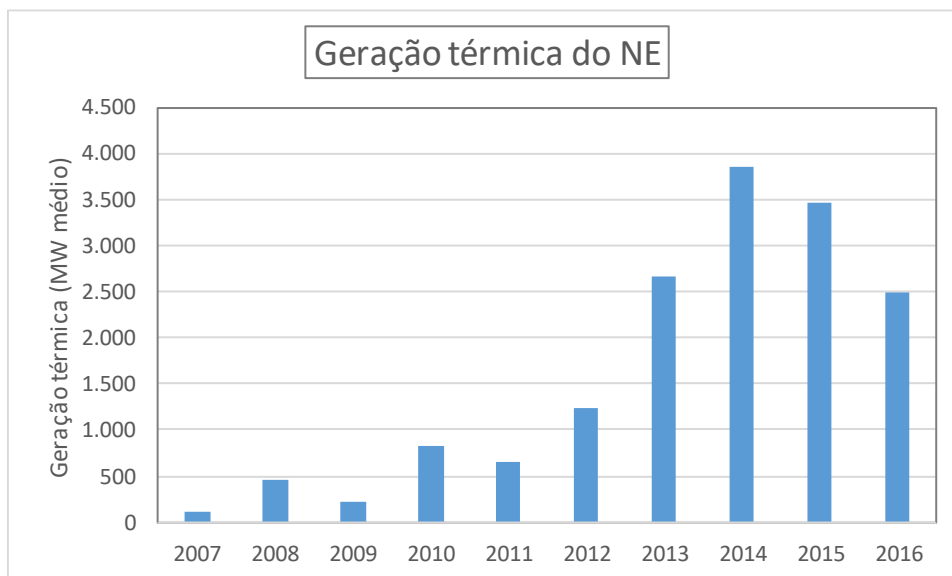


Gráfico 9: Geração Térmica do NE

2 DO ESTUDO DE CASO

Para fins de ilustração dos problemas acarretados pelos motivos supraexpostos, apresentaremos os resultados da Termelétrica “X”, potência instalada de 380MW e vencedora do leilão A-5 2007, cuja operação comercial iniciou em janeiro/2013.

2.1 Do elevado número de horas de despacho

Os despachos podem ser classificados pelo ONS conforme definição abaixo:

- a) Ordem de mérito: quando o Custo Marginal de Operação Do Sistema – CMO supera o custo variável de operação da usina – CVU;
- b) Inflexibilidade: geração necessidade do agente;
- c) Restrição Elétrica: quando equipamentos do sistema elétrico estão indisponíveis, demandando uma geração localizada de maneira conjuntural;
- d) Energia de Reposição: geração termelétrica para compensar eventuais gerações hidráulicas para exportação;
- e) Garantia Energética: por necessidade energética sistêmica, a partir de decisão do Conselho de Monitoramento do Sistema Elétrico – CMSE.;
- f) Exportação: geração destinada ao mercado internacional

Ocorre que em 2007, à época de realização dos leilões, apenas poderiam ser previstos, com base nos modelos computacionais e regras vigentes, os despachos na ordem de mérito. Ademais, os despachos por inflexibilidade e por exportação, apesar de não serem previstos, são considerados passíveis de controle do empreendedor, visto que só ocorrem por sua solicitação.

Desta forma, os volumes que teriam sido gerados, conforme premissas vigentes à época do leilão em 2007, para a termelétrica X estão dispostos na Tabela 3, cujos dados são considerados até outubro/2016:

CATEGORIA DO DESPACHO	2013	2014	2015	2016*
Ordem de mérito [GWh/ano]	5,8	1916,9	721,6	526,0
Inflexibilidade [GWh/ano]	5,9	4,2	5,7	9,6
Total [GWh/ano]	11,7	1921,1	727,3	535,6

Tabela 3: Estimativa de despachos conforme parâmetros do leilão. Fonte: PSR

A tabela abaixo apresenta o acionamento total efetivo da Termelétrica X em GW/ano, considerando as seis modalidades de despacho supradescritas:

CATEGORIA DO DESPACHO	2013	2014	2015	2016*
Ordem de mérito	5,8	1916,9	721,6	526,0
Inflexibilidade	5,9	4,2	5,7	9,6
Restrição elétrica	572,4	203,8	3,4	109,4
Geração fora de mérito	0,0	13,5	0,0	0,0
Garantia energética	659,3	185,5	950,3	421,4
Total [GWh/ano]	1243,4	2323,9	1681,0	1066,4

Tabela 4: Geração efetiva da Termelétrica X. Fonte: PSR

A Tabela 5 e o Gráfico 10 apresentam a diferença, em GWh por ano, entre a geração estimada conforme premissas do leilão e a geração efetiva da Termelétrica X nos anos de 2013, 2014, 2015 e 2016 (até outubro).

CATEGORIA DO DESPACHO	2013	2014	2015	2016*
Acionamento com premissas do leilão	11,7	1921,1	727,3	535,6
Acionamento total efetivo	1243,3	2323,9	1681	1066,5
Diferença [GWh/ano]	1231,6	402,8	953,7	530,9

Tabela 5: Diferença entre o despacho estimado no leilão e a geração efetiva: Fonte: PSR

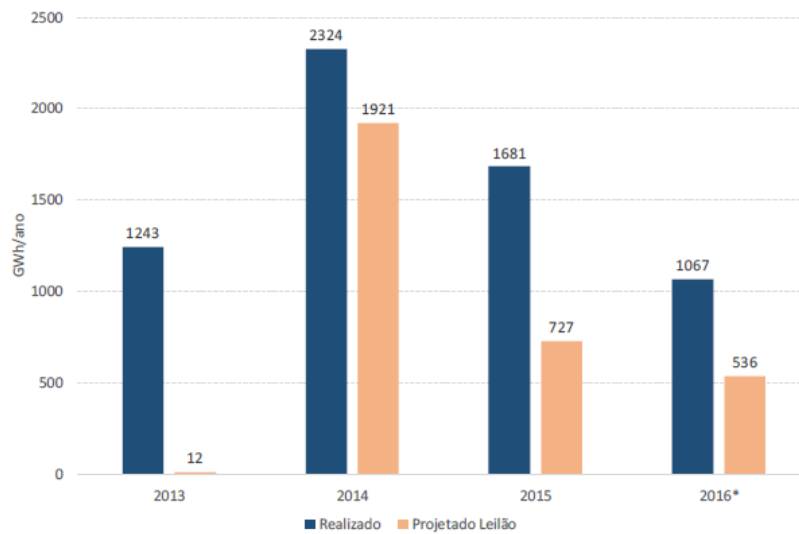


Gráfico 10: Diferença em GWh entre o despacho estimado e o efetivo. Fonte: PSR

Por sua vez, o Gráfico 11, apresenta a comparação (em número de horas acumuladas por ano) entre o acionamento total projetado na época do leilão e o efetivamente realizado. O número de horas de geração foi calculado pela razão entre a geração anual em GWh e a potência instalada da Usina.

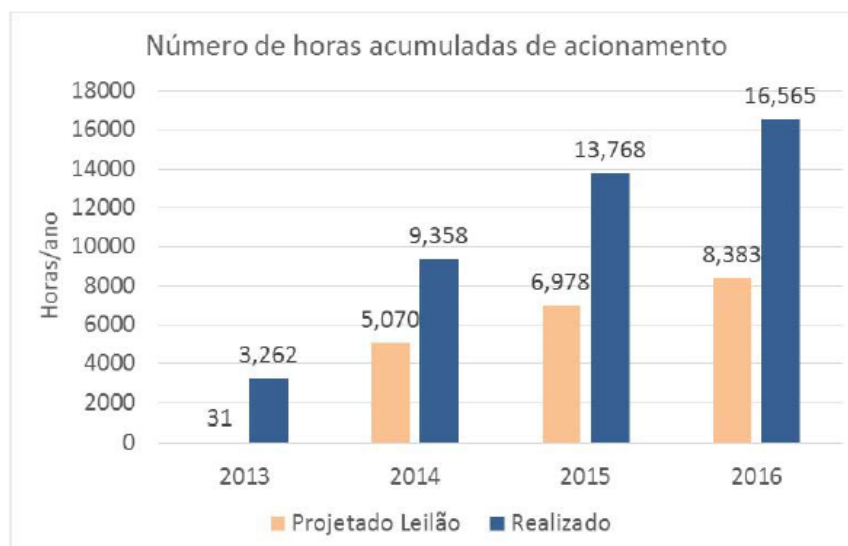


Gráfico 11: Diferença em GWh entre o despacho estimado e o efetivo. Fonte: PSR

Em outubro de 2016, ou seja, com menos de 04 anos desde o início da operação comercial da Termelétrica X, o número de horas de geração acumulada já correspondia ao dobro do estimado no certame licitatório, o que ocasionou a necessidade de manutenções adicionais (e mais onerosas) não incluídas no custo ofertado no Leilão.

Conforme verifica-se nos gráficos e tabelas ora colocados, os despachos fora da ordem de mérito – seja por garantia energética, seja por restrição elétrica - ampliaram sobremaneira o distanciamento entre o que foi estabelecido com base nas premissas do leilão (geração na ordem de mérito) e a atual realidade operativa. A geração excepcional (e extrínseca às modalidades previstas no leilão) corresponde a 49% (quarenta e nove por cento) da geração do período!

2.2 Da geração intermitente (“modulação”)

Além do problema ocasionado pelo excesso de geração não previsto e, conseqüentemente, não estimado quando da precificação no leilão, o regime de despacho das termelétricas localizadas no Nordeste vem se dando com elevado grau de modulação, ou seja, com excessivo quantitativo de acionamentos e desligamentos em um curto espaço de tempo.

Tal situação onera sobremaneira os custos de operação das usinas pelas razões a seguir mencionadas:

- a) Nas rampas de ligamento e desligamento as UTE's apresentam um consumo específico de combustível elevado em mais de 20% (vinte por cento) se comparado ao consumo em regime normal de operação;
 - b) Algumas usinas movidas a óleo combustível utilizam óleo diesel para partida, sendo o custo desse óleo muito superior ao combustível (OCB1) usado para cálculo e reajuste do CVU;
-

- c) os períodos de ligamento e desligamento, em curto espaço de tempo, aceleram sobremaneira o desgaste dos motores (em especial dos geradores), antecipando as grandes manutenções, aumentando o número de manutenções corretivas e, conseqüentemente ampliando a indisponibilidade das usinas.

A fim de comprovar a elevada geração intermitente, apresenta-se abaixo gráfico da geração da Termelétrica X nos meses de julho/2015 e agosto/2016:

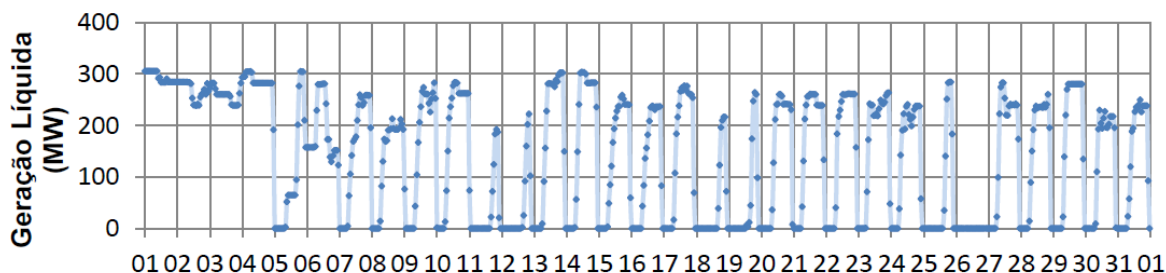


Gráfico 12: Geração Termelétrica X no mês de julho/2015.

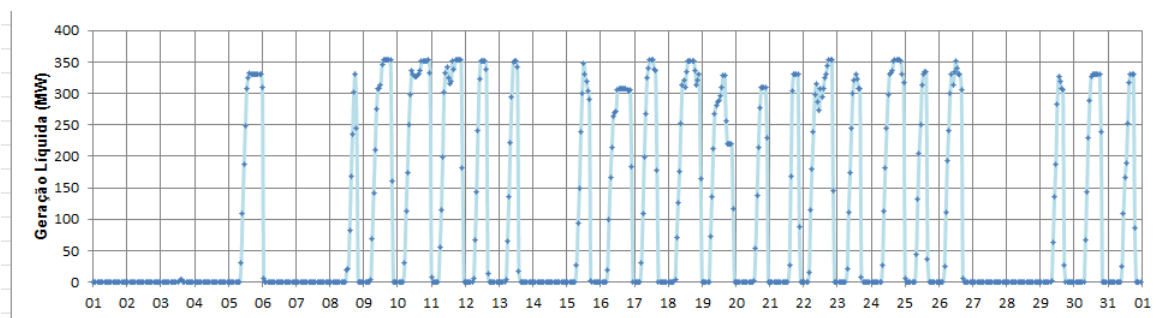


Gráfico 13: Geração Termelétrica X no mês de agosto/2016.

Saliente-se que esse tipo de operação – intermitente – também não fora prevista, tampouco precificada à época do leilão. Isto porque os CVU's dessas usinas foram calculados considerando que, nos momentos que fossem despachadas, permaneceriam acionadas gerando ininterruptamente por, pelo menos, uma semana, janela temporal do planejamento do ONS (semana operativa de sábado a sexta).

2.3 Dos encargos de serviços de sistema decorrentes da operação fora da ordem de mérito

Os custos decorrentes da operação fora da ordem de mérito ocasionaram o pagamento de milhões de reais referente ao Encargo de Serviço de Sistema (valor necessário para cobrir a diferença entre o PLD e o CVU das usinas).

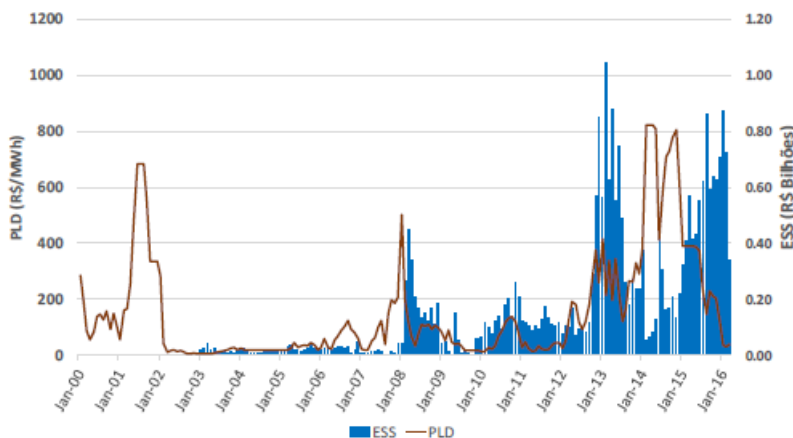


Gráfico 14: Encargos de Serviços de Sistema. Fonte: PSR

2.4 Das consequências

O produto do acionamento das Usinas Termelétricas no Nordeste em modalidades extrínsecas às precificadas no leilão têm acarretado a antecipação, em proporções inimagináveis, das grandes manutenções (*overhauls*), a realização de manutenções corretivas e aumento nas taxas de indisponibilidade.

Cumpra ratificar que, à época de realização dos leilões pela ANEEL, momento em que foram apresentados os dados para habilitação nos leilões, a Empresa de Pesquisa Energética estipulou a frequência de acionamento das UTE's, considerando (i) matriz hidrotérmica do sistema; (ii) natureza das termelétricas.

Com base nessas premissas de despacho os empreendedores ofertaram seus preços, que incluem os custos fixos e os custos variáveis.

Dentro destes custos estão as grandes manutenções, também chamadas de *overhauls*, que possuem escopo, periodicidade e preço diferentes a depender do horímetro das máquinas. Ocorre que, em função das novas modalidades de despacho (para fins de modulação de carga e por mais horas que o inicialmente estimado), as termelétricas foram obrigadas a realizar os *overhauls* que somente se realizaram ao final dos 15 (quinze) anos do CCEAR, ocasionando uma majoração dos seus custos.

Mesmo que se considerasse que o despacho real poderia ter certo desvio em relação à previsão originária, jamais poder-se-ia prever que o despacho total previsto para 15 (quinze) anos fosse antecipado em aproximadamente 12 (doze) anos. Isto porque, em decorrência do horímetro avançado, as termelétricas localizadas no subsistema Nordeste se viram obrigadas a realizar as manutenções que apenas seriam realizadas ao final dos CCEAR's .

Neste sentido, o Grupo de Estudos do Setor Elétrico – GESEL, da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, em estudo elaborado em coautoria com o Dr. Nelson Hubner, ex-Diretor-Geral da ANEEL concluiu que:

*“O despacho termoelétrico intenso e prolongado como o que o SEB está enfrentando desde outubro de 2012 era um evento de probabilidade pouco provável nos cenários utilizados nos leilões que contrataram os empreendimentos hoje em operação. **Contudo, em muitos projetos o tempo de acionamento das UTE já superou neste período de 2012 a 2014 a projeção original de acionamento para todo o contrato de 15 anos.** Esta situação de anormalidade em relação ao despacho representa um problema para os geradores na medida em que as usinas enfrentam restrições técnicas de operação e manutenção, tornando a produção dentro dos níveis de disponibilidade declarada um grande desafio técnico e financeiro.” (GRIFO DA AUTORA)*

Logo, resta nítido o impacto financeiro negativo no fluxo de caixa dos empreendedores termelétricos, situação agravada pela flutuação cambial, na medida em que os custos de importação e o preço das peças sobressalentes dos equipamentos de geração são adquiridos em dólar e/ou em euro.

É sabido que os CCEAR's por Disponibilidade que as termelétricas celebraram quando sagraram-se vencedoras dos leilões estabelecem que o gerador fará jus a uma Receita Fixa e uma Receita Variável.

Conforme artigo 2º da Portaria MME 042/2007 a Receita Fixa deverá remunerar a operação dos empreendimentos termelétricos, excluindo-se os custos variáveis incorridos quando do despacho acima da inflexibilidade:

“ Art. 2º. A Receita Fixa - RF, resultante do Leilão e constante do CCEAR, deve remunerar a operação dos empreendimentos termelétricos, excluindo-se os custos variáveis incorridos quando do despacho da termelétrica acima da inflexibilidade, e será decomposta nas seguintes rubricas

I - parcela vinculada ao custo do combustível na geração de energia inflexível - RFComb;

e II - parcela vinculada aos demais itens - RFDemais.

(...)”

Por sua vez, a Receita Variável, equivalente ao CVU da Usina, deve englobar todos os custos operacionais do empreendimento, exceto os já englobados na RF, tais como custo de combustível e demais custos incorridos na geração da energia, conforme artigo 3º da Portaria MME 042/2007:

"Art. 3º O Custo Variável Unitário - CVU de geração, que engloba todos os custos operacionais do empreendimento, exceto aqueles considerados na formação da Receita Fixa, será decomposto nas seguintes parcelas:

I - Custo do Combustível - Ccomb destinado à geração de energia flexível em R\$/MWh;

e II - Demais Custos Variáveis - CO&M, incorridos na geração de energia flexível, em R\$/MWh.

§ 1º O Custo do Combustível será obtido pela aplicação da seguinte fórmula geral: onde:

M = mês em que ocorrer o despacho de geração da parte flexível da termelétrica; PV = Preço Médio de Referência do Combustível vinculado ao CVU; e

V = Taxa de Câmbio Média da venda do dólar dos Estados Unidos da América divulgada pelo BACEN do mês "M-1", em R\$/US\$;

e i = Fator de Conversão, informado pelo agente, que constará do CCEAR e permanecerá invariável por toda a vigência do contrato, usado na transformação do preço do combustível em R\$/MWh.

(...)"

Ocorre que os custos referentes aos *overhauls* não são constantes ao longo da vida da usina, sendo majorados conforme o horímetro das unidades geradoras avança. Logo, tendo em vista que não era possível que os empreendedores à época do certame licitatório previssem um aumento tão expressivo da geração, por consequência, também não foi possível incluir os custos referentes à maior frequência e onerosidade das manutenções, contidas na rubrica do CO&M.

Além dos custos acima mencionados, os geradores termelétricos também têm seus índices de indisponibilidade (TEIF e IP) majorados em razão da operação intermitente e geração muito acima da expectativa do leilão.

Isto porque, um maior número de partidas em curto período de tempo provoca envelhecimento precoce e mau funcionamento dos equipamentos, gerando, por conseguinte, aumento das manutenções não programadas nas unidades geradoras. Os índices de indisponibilidade de referência declarados no leilão consideraram o tipo de operação aplicada àquela época e devem, pois, ser redeclarados para esta nova realidade operativa.

3 DO PROCESSO ADMINISTRATIVO E DA PROPOSTA DA ANEEL

Em decorrência da situação econômico-financeira-operacional ora apresentada que os geradores termelétricos do Nordeste se encontram, pleitos de reequilíbrio econômico-financeiro dos Contratos vem sendo protocolados na ANEEL desde 2014, individualmente ou por meio de associação de geradores, visando ajuste nas regras de remuneração alegando alterações das premissas contratuais, decisivas para formação do preço (CVU) declarado nos leilões.

Entretanto, apenas em 2016 houve a efetiva instauração do processo administrativo nº 48500.003095/2016-84, cujo requerimento foi formulado pela Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica – APINE e Associação Brasileira dos Geradores Termelétricos – ABRAGET.

Em resposta aos pleitos formulados pelas associações representativas dos agentes termelétricos, a ANEEL publicou a Nota Técnica nº 158/2016, datada de 23 de dezembro de 2016 que culminou na abertura da Consulta Pública nº 014/2016.

3.1 Das proposições da ANEEL

Na referida Nota Técnica, a ANEEL argumenta que CVU já engloba todos os custos operacionais do empreendimento, exceto aqueles considerados na Receita Fixa, o que, veremos adiante, não é totalmente assertivo.

Esclarece ainda que o CVU é segregado em (i) parcelas de custo de combustível (CCOMB) destinado à geração de energia flexível em R\$/MWh; e (ii) Demais custos Variáveis – O&M, incorridos na geração flexível, em R\$/MWh. E que a própria Portaria estabelece que os valores de conversão do fator i e demais custos variáveis de CO&M vinculam o respectivo agente de geração, conforme disciplina estabelecida pela ANEEL, para o despacho otimizado na operação do SIN pelo ONS, no prazo do CCEAR (15 anos).

A ANEEL reconhece que ao analisar os argumentos da Associação/geradoras verificou que a modulação frequente realizada pelo ONS gera um consumo atípico de combustíveis, fazendo com que o fator de conversão “i” declarado pelo agente quando da participação do leilão não está aderente à prática de despacho de geração termelétrica. Reconhece ainda que as usinas com moto-geradores não operam em condições ótimas quando seu carregamento está abaixo de 80%, demandando consumo específico maior nas condições de partida do sistema, bem como ao realizar as rampas ao invés de operar com a potência estabilizada. A condição de aumento no custo da geração é agravada quando a partida é realizada com óleo diesel. Assim, quanto maior a quantidade de partidas, maior a quantidade desse tipo de combustível a ser adquirido

Após o reconhecimento da problemática vivenciada pelas termelétricas, principalmente no subsistema Nordeste, em decorrência da baixa vazão do Rio São Francisco e das fontes intermitentes (eólicas), a ANEEL propôs as seguintes metodologias:

3.1.1 Da manutenção do Índice de Custo Benefício – ICB

O ICB é utilizado para ordenação econômica de empreendimentos de geração termelétrica na contratação por disponibilidade de energia elétrica. Dessa forma, a fim de escolher a melhor opção de contratação no leilão, a EPE sinaliza que o ICB é quanto deverá custar a energia a ser fornecida pela UTE aos agentes compradores, *in casu*, distribuidora, constante na Equação 01:

$$ICB = \frac{RF}{8760 \cdot QL} + \frac{COP + CEC}{8760 \cdot GF}$$

Equação 01: Índice de Custo Benefício

RF é a Receita Fixa requerida pelo empreendedor, relativa à quantidade de lotes (QL) ofertada para o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), em R\$/ano;

QL é a Quantidade de Lotes ofertada para o ACR limitada a Garantia Física (GF);

Valor Esperado do Custo de Operação (COP) (R\$/ano) é função do nível de inflexibilidade no despacho da usina (contratos de combustível “take or pay”) e do custo variável de O&M, declarados pelo empreendedor, os quais determinam sua condição de despacho em função também dos Custos Marginais de Operação (CMO) futuros observados no SIN. Trata-se, portanto, de uma variável aleatória cujo valor esperado é calculado com base em uma amostra de valores de CMO divulgados pela EPE.

Valor Esperado do Custo Econômico de Curto Prazo (CEC) (em R\$/ano) resulta das diferenças mensais apuradas entre o despacho efetivo da usina e sua Garantia Física. Esta parcela corresponde ao valor acumulado das liquidações no mercado de curto prazo, feitas com base no CMO e estes estarão limitados ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) mínimo e máximo, conforme valores vigentes estabelecidos pela ANEEL. Seu valor também é função do nível de inflexibilidade no despacho da usina e do custo variável de O&M, declarados pelo empreendedor. Trata-se, portanto, de uma variável aleatória cujo valor esperado é calculado com base na mesma amostra de valores de CMO utilizada no cálculo da parcela COP.

Assim, a fim de viabilizar as grandes manutenções (*overhaul*), a ANEEL sugere que os agentes redeclarem o Valor Esperado do Custo de Operação – COP mediante transferência dos custos de *overhaul* previstos na Receita Fixa – RF do ICB para o COP, mantendo constante o ICB da respectiva UTE e conseqüentemente a ordem de vencedores do leilão, conforme Equação 02:

$$ICB = \frac{RF - RFOH}{8760 \cdot QL} + \frac{COP + RFOH \cdot GF / QL + CEC}{8760 \cdot GF}$$

Equação 02: Transferência dos custos de *overhaul* da Receita Fixa para o COP que forma a Receita Variável

Como verifica-se, a proposta da ANEEL visa transferir da receita fixa para a receita variável argumentando que o incremento no COP seria acrescentado ao CVU da usina termelétrica, de modo que os custos de *overhaul* passariam a ser cobertos pela receita variável adicional. Essa receita adicional para cobertura dos custos de *overhaul* passariam a ser função do despacho comandado pelo ONS. Logo, se o Operador despachasse a termelétrica por curtos períodos, o gerador receberia uma receita mais baixa para realização das manutenções, vez que a expectativa de realização desse *overhaul* é mais raro.

De outra forma, caso o ONS viesse a despachar a usina termelétrica por longos períodos, o gerador receberia uma receita mais elevada para realização do *overhaul*, já que estes seriam mais frequentes.

3.1.2 Da Modulação

Em relação à modulação e a fim de compensar os custos excedentes deste tipo de operação, a ANEEL supõe que o gerador teria considerado, em seus projetos de

usinas termelétricas, períodos durante os quais o ONS demandaria geração despachada fora da ordem de mérito e que nestes momentos poderia ser despachado conforme a necessidade de frequência e potência do SIN. Assim, supõe que os geradores consideraram, de algum modo, em suas respectivas matrizes de probabilidade de despacho esperada cada tipo de operação de ser demandada pelo ONS, tais como, partida, operação modulada, operação carga parcial e operação em plena carga.

Como exemplo, a ANEEL apresenta a Matriz de despacho abaixo:

Tipo de Operação	Probabilidade	Custo (R\$/MWh)
Partida	5%	510,00
Operação Modulada	5%	508,00
Operação em carga parcial flat	10%	505,00
Operação a carga plena	80%	498,25
Custo Final		500,00

Tabela 6: Matriz de despacho

A Tabela 2 constante na Nota Técnica, ora reproduzida, por sua vez, apresenta, exemplificativamente, a hipotética matriz de despacho realizada:

Tipo de Operação	Frequência Real	Custos (R\$/MWh)
Partida	15%	510,00
Operação Modulada	20%	508,00
Operação em carga parcial flat	30%	505,00
Operação a carga plena	35%	498,25
Custo Final		503,99

Tabela 7: Reprodução da Tabela 02 da Nota Técnica da ANEEL

A proposição da Agência consiste em abrir oportunidade para os geradores declararem os custos, conforme o tipo de operação (custos de partida, operação modulada, operação em carga parcial flat, carga plena...), uma vez que os custos e frequência da operação considerados quando do certame licitatório não coincidem com a frequência de despacho efetivada pelo ONS.

A Agência enfatiza que essa metodologia incentiva o gerador a declarar custos reais de custo, uma vez que caso o agente gerador sobre dimensione um ou mais valores de custos, automaticamente o valor do custo correspondente à operação a carga plena seria reduzido.

A fim de efetivar tal metodologia, a ANEEL propôs que seja realizada a contabilização no âmbito do Mercado de Curto Prazo e o ONS apure, para cada hora do mês, o tipo de operação realizado e informe à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, que por seu turno, deverá contabilizar a energia horária pelo CVU particionado referente a cada um dos tipos de despacho indicado pelo ONS.

3.2 Dos contrapontos às proposições da ANEEL

Ocorre que, em que pese ser positivo o reconhecimento da ANEEL para a problemática das termelétricas localizadas no Nordeste, a proposta apresentada não tem como ser implementada, pelas razões adiante expostas.

De início cumpre destacar que, diferentemente do afirmado pela ANEEL, o CVU informado no leilão não consegue englobar todos os custos de geração. Isto porque a parcela CO&M constante no CVU declarado é função de uma estimativa de despacho, haja vista que (i) os custos de manutenção são influenciados pelo número de partidas da máquina (ii) as grandes manutenções (*overhauls*) possuem custos não constantes ao longo da vida útil da usina; eles são crescentes a medida que a usina envelhece. Desta maneira, antes de participar dos leilões, os investidores devem fazer uma estimativa do despacho da usina ao longo dos 15 anos de contrato, com o objetivo de transformar os custos em R\$, que são função da operação da operação futura da usina, em um único R\$/MWh que será reajustado por IPCA ao longo do contrato.

Ademais, a afirmativa de que o CVU é vinculado e deve atender todo o despacho centralizado comandado pelo ONS apenas pode ser admitido como verdadeiro a quando se trata de geração na ordem de mérito.

Isto porque, conforme informado acima, o despacho fora da ordem de mérito foi instituído pela CNPE 08, de 20 de dezembro de 2007, ou seja, momento posterior ao leilão.

Ratificando o supraexposto, ou seja, que o CVU declarado no leilão de 2007 não cobre a geração fora da ordem de mérito, a própria ANEEL passou a prever expressamente nos editais do leilões a partir de 2011 que o CVU deveria cobrir o despacho por segurança energética ou restrição elétrica, conforme Cláusula 5.9 do CCEAR, *in verbis*:

“5.9. Ao longo de toda a vigência do CONTRATO, o VENDEDOR se sujeitará ao despacho do ONS com base no CVU definido na Cláusula 8ª, inclusive os despachos realizados fora da ordem de mérito por razões elétricas ou energéticas, sendo vedado ao VENDEDOR declarar um custo de geração superior àquele estabelecido no CONTRATO.”

Logo, apenas para os licitantes a partir do leilão de 2011 que há expressa previsão que o CVU deve remunerar inclusive os despachos fora da ordem de mérito, uma vez que, o estabelecimento dessa regra permitiu que os empreendedores pudessem incluir nos seus custos este tipo de geração.

Este tipo de exigência não pode ser imposto aos licitantes de 2007, haja vista que (i) não havia geração fora da ordem de mérito quando da participação do certamente licitatório; (ii) a Resolução CNPE 08/2007 é de 20 de dezembro de 2007, portanto posterior aos certames licitatórios e (iii) não havia previsão contratual de que o CVU deveria englobar esses custos, sendo portanto todos os custos decorrentes da geração fora da ordem de mérito classificados como excedentes e não previsíveis.

Em relação à proposta de manutenção do ICB não há embasamento legal para aprovação dessa metodologia. Isto porque, o ICB considera o custo de operação referente apenas à operação na ordem de mérito.

Logo, a mitigação dos efeitos financeiros decorrentes geração fora da ordem de mérito, referentes à *overhaul*, não podem ser tratados com esse tipo de estratégia, vez que são extrínsecos ao Contrato originário.

Como já exposto, esse tipo de geração não fora previsto à época do leilão, não sendo, portanto, incorporado no preço da geração variável da Usina estabelecido em 2007, desta feita a proposição da ANEEL para manutenção da metodologia de manutenção do ICB é contraditória, pois não estariam sendo tratados parâmetros iguais, mas extrínsecos ao leilão.

Ademais, a receita fixa visa remunerar o investimento, tendo ainda a maior parte dos geradores sua RF comprometida com financiamentos bancários, sendo impedidos contratualmente de dispor desse recurso.

Registre-se ainda que a ANEEL parte do pressuposto que os geradores alocaram na Receita Fixa os custos de *overhaul*, o que não se mostra como verdadeiro. Isto porque os geradores consideraram os *overhauls* (valorados conforme estimativa de despacho com base nos parâmetros de COP e CEC divulgados pela EPE) na receita variável.

Admitir que os geradores consideraram o *overhaul* na receita fixa seria aceitar que os geradores poderiam se locupletar com uma receita que somente seria devida se houvesse geração, uma vez que as grandes manutenções são realizadas conforme horímetro das máquinas. Esta hipótese contraria frontalmente uma dos princípios basilares do Novo Modelo do Setor Elétrico, qual seja, modicidade tarifária porquanto estaria alocando indevidamente ao consumidor um custo que é advindo da geração/horímetro.

No mais, a proposta apresentada pela ANEEL não poderia ser *aplicada aos geradores que alocaram os custos de overhaul no custo variável unitário*. Para estes geradores a solução proposta pela ANEEL será *inócua*. Esta proposta na realidade é apenas um artifício para realocar custos entre a parcela fixa e o CVU, buscando manter o ICB.

Há ainda a fragilidade de não reconhecimento que os custos das grandes manutenções (*overhaul*) possuem natureza não-linear (custos discretos e crescentes com volume de despacho).

Em relação à proposta referente à modulação, insta esclarecer que diferentemente do afirmado pela ANEEL não é razoável supor que os geradores estimaram quando da participação do leilão a geração fora da ordem de mérito e o despacho conforme frequência e potência (e não energia) demandado pelo ONS.

Como já exposto reiteradamente, quando da participação do leilão, não existia a previsão de despacho fora da ordem de mérito, tampouco o despacho intermitente/modulado, seja por inexistência de embasamento legal/regulatório, seja pela inexistência desse tipo de operação no dia a dia das demais usinas.

A estimativa, como afirmado anteriormente, era que as térmicas, contratadas por disponibilidade, na modalidade “*stand-by*” apenas seriam acionadas em momentos pontuais e quando acionadas seriam mantidas por pelo menos 1 semana ligadas, conforme supra apresentado.

Desta feita, seria impossível para o empreendedor prever que após 5 (cinco) anos da realização do leilão, a operação seria modulada, uma geração por potência e não por energia.

Desta forma, em que pese a proposta da ANEEL referente à modulação quantificando um valor de CVU para cada tipo de operação (partida, plena carga, carga parcial, etc) se mostre acertada deve ser estendida para qualquer tipo de despacho – seja na ordem de mérito ou fora da ordem de mérito – porquanto a operação modulada é **extrínseca** ao leilão e não foi quantificada quando da participação do certamente concorrencial

Feitas as devidas considerações acerca das proposições da ANEEL, a seguir apresentam-se proposições para equilíbrio dos custos operativos das termelétricas

localizadas no Nordeste, tanto para o despacho na Ordem de Mérito, como para o despacho fora da ordem de mérito.

3.3 Das proposições para equilíbrio dos custos operativos no despacho na ordem de mérito

Considerando que as termelétricas já ultrapassaram a estimativa de número de horas de geração e, que os custos decorrentes deste excesso de geração não estão cobertos pelos CVU's ora vigentes, sugere-se que para o despacho na ordem de mérito sejam implementadas as duas proposições que são complementares e não excludentes: CVU diferenciado por tipo de operação e reequilíbrio dos custos de *overhaul*.

3.3.1 Do CVU diferenciado por tipo de operação

Conforme mencionado no item anterior, propõe-se a aplicação da proposta da ANEEL referente à declaração dos custos com base na matriz de despacho esperada (partida, plena carga, carga parcial, etc), a fim de remunerar os diversos tipo de operação ocorridos na ordem de mérito.

3.3.2 Do *Overhaul*

A proposta para o ajuste no CVU a ser utilizado para a definição do despacho por ordem de mérito possui os seguintes princípios:

- Reconhecimento que os custos de *overhaul* são não-lineares e função do número de horas de operação da usina;
- Manutenção do ICB original do leilão, considerando as premissas de despacho utilizadas na época do leilão para o cálculo do COP e CEC.

Propõe-se que o custo variável de O&M seja separado em dois custos:

$$CVU_{O\&M} = CVU_{O\&M,overhaul} + CVU_{O\&M,outros}$$

Equação 3: Composição CVU O&M

A parcela referente ao overhaul, por sua vez, é uma função do número de horas de operação, calculada com base na tabela de custo de grandes manutenções dos contratos de O&M.

$$CVU_{O\&M,overhaul} = \mathcal{F}(t)$$

Equação 4: CVU_{O&M} overhaul

Propõe-se que as horas de despacho t^* para cálculo do CVU estrutural do leilão sejam obtidas a partir da premissa conservadora do fator de despacho utilizado para o cálculo do COP e CEC. O custo variável de O&M referente a outras despesas é obtido por diferença, de maneira a garantir que o CVU original e ICB são mantidos.

$$CVU_{O\&M,outros} = CVU_{O\&M} - CVU_{O\&M,overhaul}^{t^*}$$

Equação 5: CVU_{O&M} – demais despesas

Com esta proposta, garante-se que o ICB reflete os custos esperados para o consumidor, se o despacho por ordem de mérito for igual à estimativa utilizada no cálculo do COP e CEC. Com isso os dois princípios almeçados pela ANEEL são atingidos:

- O equilíbrio entre os pagamentos e os recebimentos na época do leilão está garantido, em média;
- A ordem de vencedores no leilão é mantida.

Cabe ressaltar que desvios no custo para os consumidores causados pela diferença entre o despacho real e o estimado são fatos já existentes e consumados na metodologia atual do leilão, tendo em vista que o COP e o CEC são apenas estimativas do valor esperado dos custos para o consumidor. Os custos incorridos pelos consumidores são resultado do despacho efetivo por ordem de mérito.

Propõe-se que o reajuste do CVU ocorra em julho de cada ano (mesmo procedimento utilizado para apuração das taxas de falha e manutenção), com base no despacho verificado de julho do ano anterior até junho do próprio ano, e que o novo valor passe a valer a partir de janeiro do ano subsequente.

Primeiro reajuste do CVU ocorrerá após o número de horas de despacho atingir t^* , ou seja, o número de horas utilizado para o cálculo do $CVU_{O\&M,overhaul}^{t^*}$.

$$CVU_{O\&M,overhaul}^{t=a} = \mathcal{F}(t = a), \text{ onde } a > t^*$$

Equação 6: Reajuste CVU após o atingimento do número de horas t^*

Como o reajuste ocorrerá após a ultrapassagem de t^* , haverá descasamento entre os custos incorridos e CVU durante o ano, conforme fórmula a seguir:

$$\text{Descasamento} = (CVU_{O\&M,overhaul}^{t=a} - CVU_{O\&M,overhaul}^{t^*}) * g(t = a)$$

Onde $g(t=a)$ é a geração acumulada da usina até o instante $t=a$.

Equação 7: Reajuste CVU

Para a consecução do equilíbrio econômico do gerador, propõe-se que a diferença seja paga em duodécimos no ano seguinte juntamente com a receita fixa da usina no ano subsequente, conforme a seguinte sistemática:

- Propõe-se que os geradores declarem seus custos de *overhaul* em função do número de horas acumuladas de geração;
- Cada curva seria aproximada por uma função logarítmica, conforme a figura abaixo;
- O ajuste das curvas considera os custos de *overhaul* até 60.000 horas;
- Os valores devem possuir data base homogênea, já considerando todos os impostos e encargos setoriais.

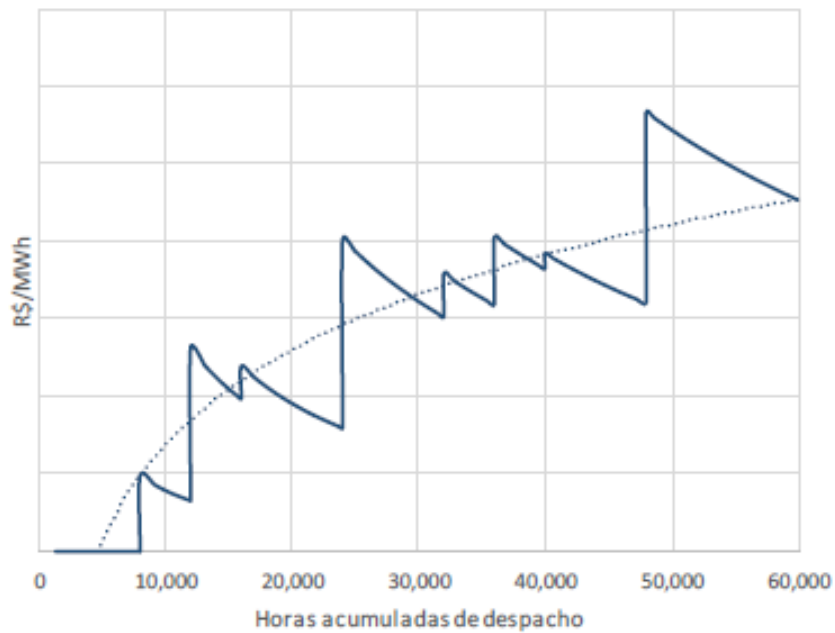


Gráfico 15: Horas acumuladas de geração e curva de tendência. Fonte: Contribuições CP 014/2016 - ABRAGET

Propõe-se ainda que a função $\mathcal{F}(t)$ seja calculada por tecnologia (motor, turbina, etc), com base na média das curvas ajustadas conforme declaração de cada agente.

Apenas a título exemplificativo, apresentamos a figura abaixo que apresenta as curvas informadas por 09 (nove) usinas que utilizam motores e o valor médio apurado:

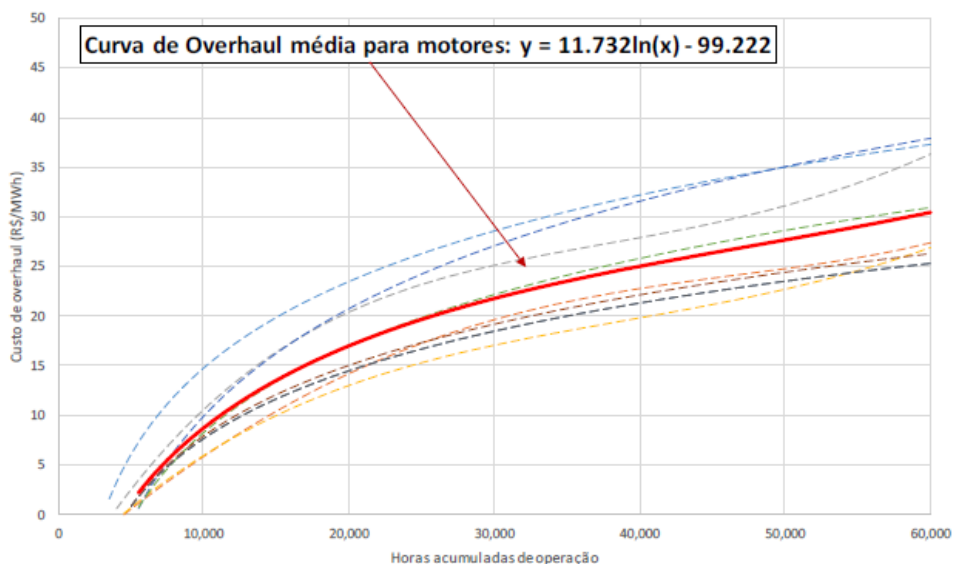


Gráfico 16: Curva de *overhaul média para motores*. . Fonte: Contribuições CP 014/2016 - ABRAGET

Conforme mencionado anteriormente, propõe-se que o fator de despacho seja calculado considerando a mesma matriz de CMO's utilizada para o cálculo do COP e CEC do leilão, utilizando o percentil de 75%. Desta maneira garante-se a manutenção das premissas de custo utilizada na época do leilão.

Para o cálculo do custo de *overhaul* a variável de interesse é o despacho acumulado ao longo do período contratual. Neste caso, é importante simular a operação da usina ao longo de todo o período contratual.

Para as usinas que venceram os leilões de 2007 e 2008, foi utilizada a matriz de CMO's do PDE preparado pela EPE; e para simular a operação ao longo dos 15 anos sugere-se utilizar os últimos 05 anos ao longo de todo o horizonte.

Ao repetir o que ocorre durante os 05 (cinco) anos em todo o horizonte, secas quinquenais são mantidas por 15 anos, o que não é coerente com padrão de vazões ocorridos efetivamente. Para melhor representar o padrão de despacho a cada cinco anos as séries devem ser rotacionadas, conforme proposição abaixo:

- A “série 1” do 1º ao 5º ano passa a “série 2” do 6º ao 10º ano e “série 3” do 11º ao 15º ano
- A “série 2000” do 1º ao 5º ano passa a “série 1” do 6º ao 10º ano e “série 3” do 11º ao 15º ano

Apenas a título ilustrativo, apresentamos o fator de despacho do Leilão A-3 2007, considerando as seguintes premissas:

- (i) No leilão A-3 de 2007 a matriz de CMOs utilizada foi do PDE 2006-2015;
 - (ii) O fator de despacho foi calculado considerando os valores de CMO de 2011 – 2015, utilizando a metodologia descrita anteriormente para obter 15 anos de CMO's;
 - (iii) A figura abaixo apresenta o despacho típico de uma usina deste leilão –
Despacho médio: 7%. Percentil 75%: 10%
-

- (iv) Apesar de o COP/CEC utilizar a média de geração, propõe-se que seja utilizado o percentil de 75%, vez que representa uma premissa intermediária entre a neutralidade ao risco e a severa aversão ao risco.

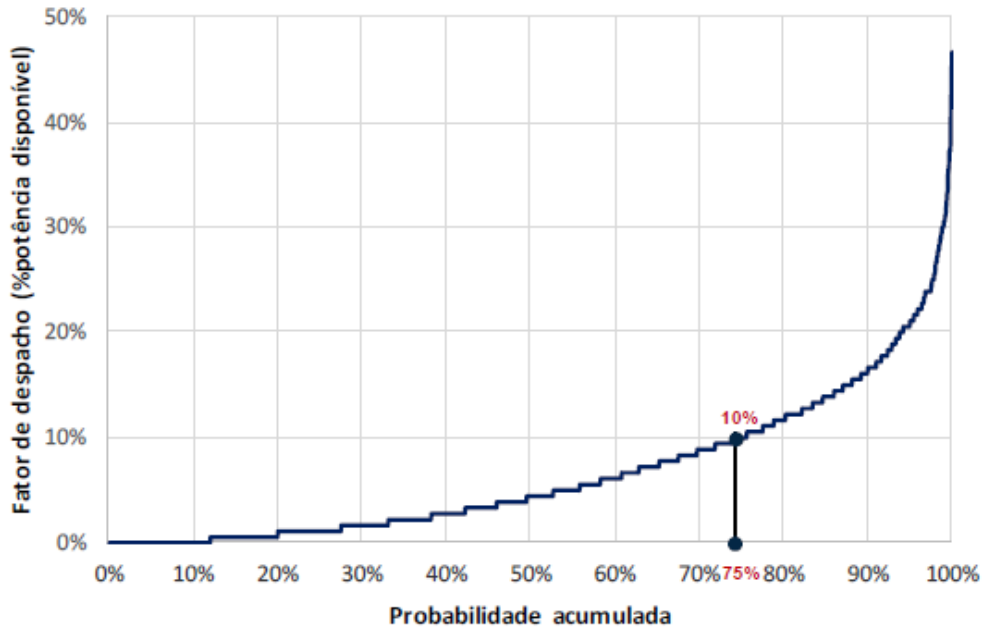


Gráfico 17: Probabilidade acumulada de despacho. Fonte: Contribuições CP 014/2016 - ABRAGET

Como resultado, o descasamento entre custo declarado e teórico é sentido a partir das 13.000 horas de operação e, ao atingir as 20.000 horas, o prejuízo acumulado atingirá 101 mil R\$/MW.

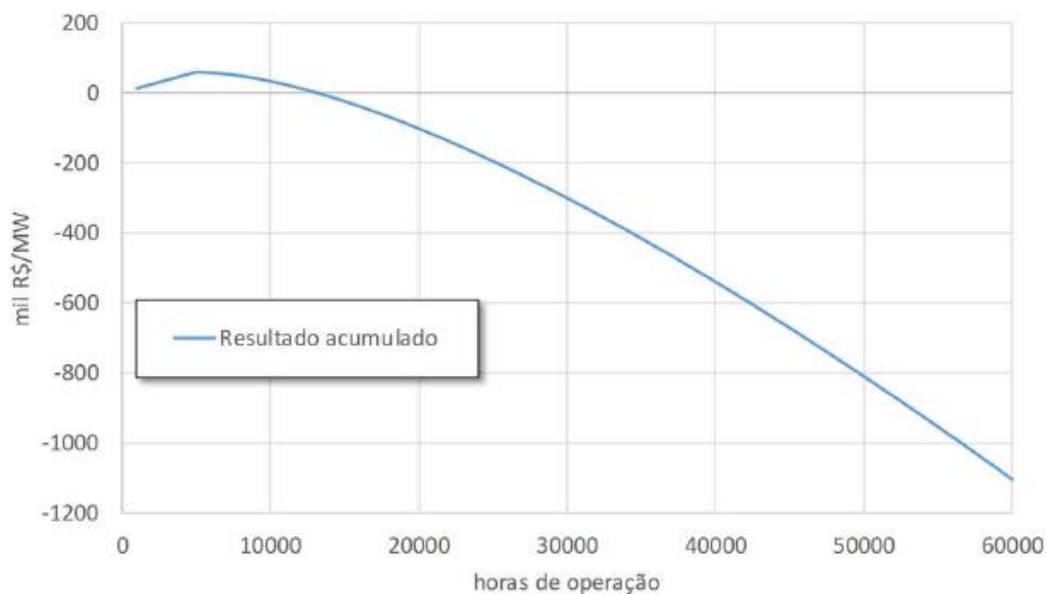


Gráfico 18: Resultado acumulado Fonte: Contribuições CP 014/2016 - ABRAGET

Desta forma, propõe-se que o primeiro reajuste de CVU ocorra após a usina completar o número de horas de operação t^* considerado para o cálculo do $CVU_{O\&M\ overhaul}$. Considerando, hipoteticamente, que uma usina despache 3.000 horas por ano, o $CVU_{O\&M}$ inicial da usina seria de 12 R\$/MWh e com 20.000 horas de operação o $CVU_{O\&M\ overhaul}$ aumentaria para 16 R\$/MWh.

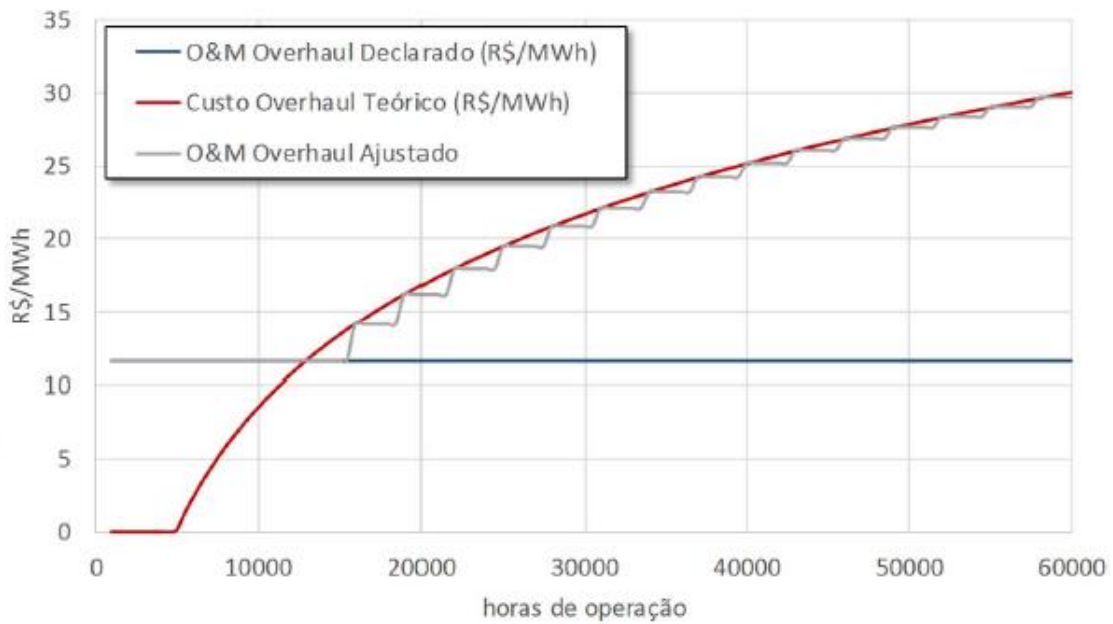


Gráfico 19: O&M overhaul declarado, teórico e ajustado. Fonte: Contribuições CP 014/2016 - ABRAGET

No caso hipotético ora apresentado, ao recalculer o reajuste anual do CVU e o ressarcimento anual devido ao descasamento intra-anual verifica-se que a usina passaria a ter fluxo de caixa equilibrado a partir de $t^* = 13.000$ horas:

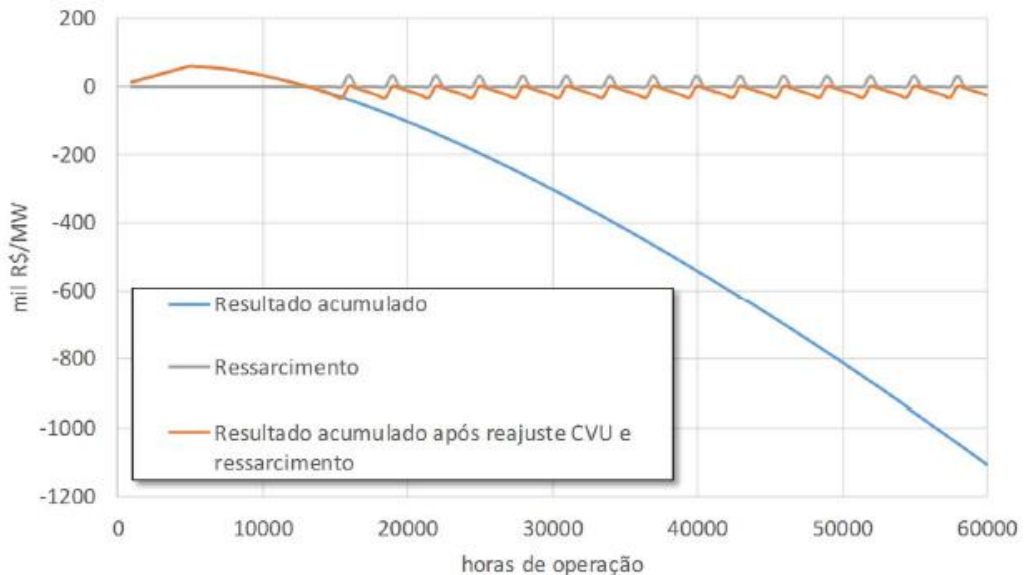


Gráfico 20: Resultado acumulado, ressarcimento e resultado após reajuste do CVU e ressarcimento. Fonte: Contribuições CP 014/2016 - ABRAGET

Em resumo, propõe-se apenas uma correção da parcela do O&M referente aos *overhauls* levando em conta a elevação do número de horas de operação em comparação com a estimativa de despacho na época do leilão, obtida a partir da premissa conservadora do fator de despacho utilizado para o cálculo do COP e CEC (percentil 75%).

A correção da parcela do O&M referente ao *overhaul* deve levar em consideração as particularidades e custos das diferentes tecnologias utilizadas em cada uma das usinas (motores, turbinas, ciclo rankine, etc.).

3.3.3 Proposição para equilíbrio dos custos operativos no despacho fora da ordem de mérito

3.3.3.1 Do panorama internacional

Conforme disposto nas Contribuições da ABRAGET na CP 014/2016, os geradores que vendem energia nos leilões de energia do Brasil se comprometem com a entrega de três produtos: lastro de potência (potência associada), lastro de energia (garantia física) e energia.

O produto energia é vendido nos contratos por disponibilidade apenas quando as termelétricas são despachadas por ordem de mérito, ou seja, quando $CMO > CVU$.

Enquanto o CMO for menor que o CVU, o produto energia pertence ao gerador, desta forma, o gerador termelétrico pode se declarar inflexível quando estiver despachado fora da ordem de mérito. A energia gerada será liquidada ao PLD, não sendo o consumidor onerado, vez que não pagará o CVU ao gerador.

Em termos práticos, a possibilidade de se declarar inflexível e receber PLD, é uma permissão concedida ao gerador que reduza seu CVU para geração fora da ordem de mérito. Entretanto, em que pese a possibilidade de declarar um CVU menor (haja vista que receberá PLD), o aumento do CVU a critério do gerador não é permitido, devendo ser seguida as regras de reajuste do CVU vigentes.

As razões para vedação do aumento de CVU a critério do gerador são: (i) a garantia física da usina foi calculada com o valor de CVU declarado no leilão; e (ii) o planejamento da operação (cálculo do valor da água) considera o valor do CVU declarado no leilão (com sua respectiva regra de reajuste).

Em que pese os esclarecimentos supra, nos casos de despacho fora da ordem de mérito emanados pelo ONS, seja por razões elétricas ou segurança energética, a regra acima não deve prosperar, vez que **os geradores estão prestando um serviço adicional ao produto vendido no leilão.**

Por ser um serviço adicional, não precificado quando da participação do certame licitatório, os geradores devem ser remunerados por isso.

A fim de verificar uma opção viável para resolução dessa problemática e efetivar a devidaremuneração aos geradores termelétricos que estão prestando um serviço extrínseco ao contrato, sugere-se a adoção dos mecanismos usualmente aplicados no exterior.

Conforme estudo regulatório elaborado pela PSR para contribuição na CP 014/2016, o problema de *unit commitment* (UC) para programação da operação ótima no curto prazo possui as seguintes características:

- Considera todas as restrições operativas e custos relativos à ciclagem e modulação de produção de unidades geradoras – notavelmente, unidades termoelétricas – e aos limites à variação de sua potência, e aos custos associados a estes fenômenos; e
- Tem como objetivo identificar, com antecedência suficiente para permitir que as manobras de partida e parada possam ser executadas de forma oportuna e eficiente, os geradores que estarão sincronizados e capazes de produzir energia a cada intervalo de despacho, de forma a minimizar os custos operativos sistêmicos.

Tipicamente as restrições de *unit commitment* (UC) são: mínimos tempos de partida (*start-up*) e parada (*shut-down*) e custos associados, custos de operação a vazio (unidades sincronizadas e sem carga), mínimos tempos durante os quais as unidades

ou plantas devem permanecer desligadas após parada ou ligadas após partidas e máximas taxas de incremento ou decréscimo da potência.

Como parte da solução do problema de UC, é obtida a informação sobre os custos incorridos pelos geradores devido às manobras (custos de operações de partida e parada, custos de operação a vazio, etc.). Com base nessas informações repassadas pelos geradores, é realizada a determinação das receitas necessárias para a cobertura destes custos, e de encargos a serem cobrados de consumidores para a coleta de tais receitas.

As decisões sobre a realização de manobras são predominantemente discretas, (partir ou não uma unidade geradora) e a incorporação implícita dos impactos destas decisões sobre os preços de energia não é trivial sob uma abordagem marginal de formação de preços, motivo pelo qual a opção de recuperação de custos se dá através dos encargos.

A PSR esclarece ainda que *“nos mercados americanos as restrições operativas e custos relacionados na formação de preços são amplamente utilizados, incluindo os mercados de CAISO, PJM, NYISO, NE-ISO (New England), ERCOT (Texas) e outros”*. Nesses mercados são também utilizados mecanismos de ofertas complexas, onde os geradores participam de um leilão ofertando preço e quantidade de energia, e todos os preços/custos relacionados ao problema de UC.

No caso do mercado da Colômbia, em que pese as ofertas de preços e quantidades de energia serem diárias, as ofertas de preços de partida e parada são informadas trimestralmente, sendo este um mecanismo para mitigar possíveis alterações sucessivas de preços.

Assim, ao programar o despacho e rodar os mecanismos para formação de preço, o mercado da Colômbia considera os custos de partida e parada informada pelos geradores termelétricos, sendo os custos associados a este despacho cobertos também por encargos.

A PSR esclarece ainda que, assim como na Colômbia, o Peru considera os custos de partida na programação e despacho das termelétricas, sendo os geradores ressarcidos por meio de encargos.

3.3.3.2 Leilão para despacho fora do mérito

Diferentemente do que ocorre nos países como Colômbia e Peru, no Brasil o despacho das usinas termelétricas é realizado sem considerar as restrições e custos/preços para partidas e paradas dos geradores termelétricos.

Dessa forma, a fim de equacionar a questão dos custos não recuperados dos geradores termelétricos, propõe-se que os agentes façam ofertas de preço para o despacho fora da ordem de mérito, tais como a experiência internacional relatada acima. Estas ofertas seriam multi-produto, contendo o preço pela geração acima do despacho por mérito, preço de partida, preço de parada, preço pela rampa, e demais custos.

De posse destas ofertas de preço, o ONS resolveria o problema de UC para definir quais os geradores seriam despachados para atender a necessidade de oferta termelétrica fora da ordem de mérito. Com sistemática semelhante ao processo de exportação de energia para a Argentina/Uruguai de origem termelétrica não despachada por mérito. O processo seguiria os seguintes passos:

1. Despacho por ordem de mérito definido pelos modelos computacionais do PMO;
 2. Montante total de despacho fora da ordem de mérito definido pelo ONS, conforme diretriz do CMSE;
 3. Geradores não despachados por mérito fazem ofertas para leilão de despacho fora da ordem de mérito, as ofertas incluem preços relativos à ciclagem e modulação de produção de unidades geradoras e aos limites à variação de sua potência;
 4. De forma transitória, o leilão pode ser feito através de informação de preço único, tal como já ocorre com o CVU Exportação.
-

5. ONS resolve problema de UC para definir quais os geradores irão despachar fora da ordem de mérito em cada hora do dia seguinte;
 6. Geradores despachados fora da ordem de mérito recebem os preços ofertados.
-

4 CONCLUSÃO

Diante de todo o exposto, a ocorrência de diversos fatores, tais como (i) situação de suprimento do sistema; (ii) crise hídrica causada principalmente pela redução das vazões e também pelo fator de “fricção”; (iii) aumento da participação nas fontes intermitentes no Sistema Interligado Nacional, em especial no subsistema Nordeste; (iv) mudança nas normas regulatórias em momento superveniente à realização do leilão de 2007 vêm alterando significativamente o regime de operação das termelétricas a óleo no Nordeste ocasionando vultosos prejuízos aos empreendedores.

Tanto o elevado nível de despacho, que ocasiona a antecipação das manutenções que somente ocorreriam ao final dos 15 (quinze) anos de CCEAR's, como a operação do tipo intermitente – liga e desliga -, para fins de complementação de carga, tem acarretando um sobrecusto excessivo aos empreendedores termelétricos, além do aumento nos níveis de taxas de indisponibilidades.

Desta forma, mister se faz a adoção de providências urgentes, a fim de reequilibrar os custos adicionais que não foram precificados à época do leilão, dado que o regime de operação planejado em 2007 é paradoxalmente diferente do ora praticado sob risco de, no limite, inviabilizar a própria continuidade dos empreendimentos.

Destaca-se que a questão do desequilíbrio de custos decorre de alguns fenômenos, a saber: (i) os custos de naturezas distintas que compõe o CVU (custo de partida, custo de despacho na base, carga parcial, etc), e (ii) a natureza não-linear nos custos de *overhaul*.

Assim, em que pese o reconhecimento pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL da problemática vivenciada pelos geradores termelétricos do Nordeste através da Nota Técnica nº 158/2016-SRG/ANEEL, que culminou a abertura da Consulta Pública 014/2016, entende-se que as proposições formuladas pelo agente regulador não conseguem resolver a situação econômico-financeira-operacional dos empreendedores.

Isto porque as propostas apresentadas pela ANEEL condicionam o gerador a manter o ICB – índice relacionado a operação na ordem de mérito – apesar de considerável parcela da geração estar ocorrendo fora da ordem de mérito, bem como sugerem a realocação dos custos da receita fixa para variável, sendo que a RF já está, na maior parte dos empreendimentos, vinculadas a financiamentos.

Isto posto, o presente trabalho, consubstanciado nos estudos desenvolvidos juntamente ao Grupo de Trabalho de geradores termelétricos da ABRAGET, com apoio da Consultoria PSR, propõe a adoção das proposições abaixo:

- a) *Ordem de mérito: despacho intermitente, propõe-se a aplicação do mecanismo sugerido pela ANEEL, com a declaração de custos associados à partida e geração plena. Para os overhauls, propõe-se a criação do CVUO&M,overhaul que será reajustado anualmente de acordo com o número de horas de despacho acumulado (metodologia proposta mantém o ICB original do leilão).*
 - b) Para o despacho fora da ordem de mérito, seja por razão elétrica ou garantia energética, propõe-se a realização de leilões para a definição do despacho fora da ordem de mérito, onde os geradores fazem oferta de preço pela energia, custos de partida e parada, entre outros.
-

5 REFERÊNCIAS

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno: **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. Editora Sinergia, Rio de Janeiro, 2015.

NERY, Eduardo: **Mercados e regulação de energia elétrica**. Editora Interciência. Rio de Janeiro, 2012.

www.aneel.gov.br

www.ccee.org.br

www.ons.com.br

www.psr-inc.com.br

www.epe.gov.br

www.maxwell.vrac.puc-rio.br/12130/12130_4.PDF

Processo Administrativo ANEEL nº 48500.003095/2016.

Contribuições Associação Brasileira dos Geradores Termelétricos - ABRAGET à CP 014/2016

Grupo de Estudos do Setor Elétrico – GESEL. Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ.

Relatório Técnico Cepel nº DTE-990/2008

Nota Técnica nº 158 /2016-SRG/ANEEL, de 23/12/2016.

Portaria nº 042/2007

Estudos realizados pela PSR Consultoria
