



Usinas Termoelétricas e a Crise no Setor Elétrico Brasileiro pela COVID 19

Julho / 2020

Conteúdo

Apresentação	4
Resumo	6
Contexto	7
Retirada Antecipada de Capacidade de Geração	9
As UTEs a Carvão Mineral Nacional	11
A CDE e a Retirada de Capacidade Instalada	13
Conclusões	14
Questões Correlatas	15
O Reemprego dos Trabalhadores da Mineração de Carvão	15
Sistema de Transmissão	16
O Descomissionamento de Usinas Térmicas e Minerações de Carvão	17
Lista de Acrônimos	17
Legislação Pertinente (Treichos)	18



APRESENTAÇÃO

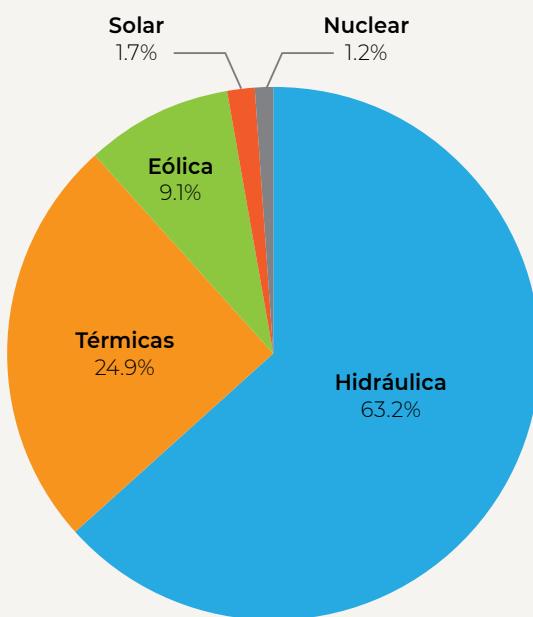
O setor de energia no Brasil (e no mundo) foi duramente atingido pelo impacto da COVID-19. A quarentena – indispensável para reduzir a expansão exponencial da população afetada – levou à paralização de parte da atividade produtiva, resultando em milhões de novos desempregados, na redução dramática do transporte e consequentemente do consumo de energia.

Uma das evidências obvias deste impacto é a violenta queda do custo do barril de petróleo e a reorganização deste setor que abandonou seus planos de expansão até que a atividade econômica se recupere, o que não ocorrerá antes de 5 a 7 anos.

Esta é uma crise sem precedentes – exceto pela grande depressão dos anos 30, quase 100 anos atrás – mas também uma oportunidade para reorganizar o setor em bases mais resilientes e mais alinhados com os objetivos de um desenvolvimento sustentável, entre os quais a redução das emissões de gases de efeito estufa e outros poluentes de caráter local. Entre eles tem prioridade o abandono da geração de eletricidade utilizando carvão na região Sul do país, onde estão as plantas mais antigas dessa fonte.

A matriz de geração de eletricidade no Brasil é predominantemente hidroelétrica (63,2%), seguida por térmicas (24,9%), eólica (9,1%), solar (1,7%) e nuclear (1,2%).

Matriz de Geração Elétrica Brasileira, 172,7 GW - Junho de 2020



Fonte: ANEEL (2020)

TABELA 1 | Número e a potência instalada das usinas que usam energia fóssil. Junho 2020.

Fontes	Número de Usinas	Potência (MW)	%
Derivados de Petróleo	2.292	9.912,8	33,8
Carvão mineral	23	3.596,8	12,3
Gás natural	166	15.692,9	53,4
Outros fósseis	4	166,0	0,5
Total	2.485	29.368,5	100,0

Fonte: ANEEL (2020)

As usinas que usam carvão mineral representam cerca de 12% da capacidade instalada em geração térmica, sendo particularmente poluentes.

O PDE 2029 elaborado antes da crise do COVID-19 já previa a desativação de térmicas a carvão, juntamente a outras movidas a combustíveis fósseis, por razões técnicas, econômicas e contratuais. As térmicas movidas a óleo diesel, óleo combustível e gás natural não tem motivos para serem acionadas no quadro atual de sobreoferta. Entretanto, as de carvão continuam gerando para o sistema interligado nacional (SIN).

O que se propõe no relatório anexo é a antecipação da desativação destas usinas geradoras e da mineração do carvão que atualmente as abastece. A desativação antecipada é também proposta para outras usinas a combustíveis fósseis, já previstas para

serem retiradas do sistema elétrico ao longo da presente década.

A manutenção em produção destas usinas consumiu R\$0,7 bilhão em 2019 em subsídios a título de “queima de carvão nacional”. Esses subsídios anuais foram iniciados em 1973 e incorporados à CDE (conta de desenvolvimento energético) em 2002, sempre em valores atualizados de mais de R\$1 bilhão por ano, que tem sido reiterados há décadas e cuja eliminação vem sendo adiada, apesar da baixa eficiência das usinas e dos problemas ambientais causados por elas.

Portanto, o uso desses recursos da CDE para a antecipação do seu fechamento, abre espaço para outros empreendimentos que utilizarão a mão de obra afetada pela desativação (cerca de 6 mil trabalhadores), incluindo o descomissionamento das áreas degradadas pela mineração e sua remediação.

Professor José Goldemberg

Universidade de São Paulo

Roberto Kishinami

Instituto Clima e Sociedade

Julho de 2020

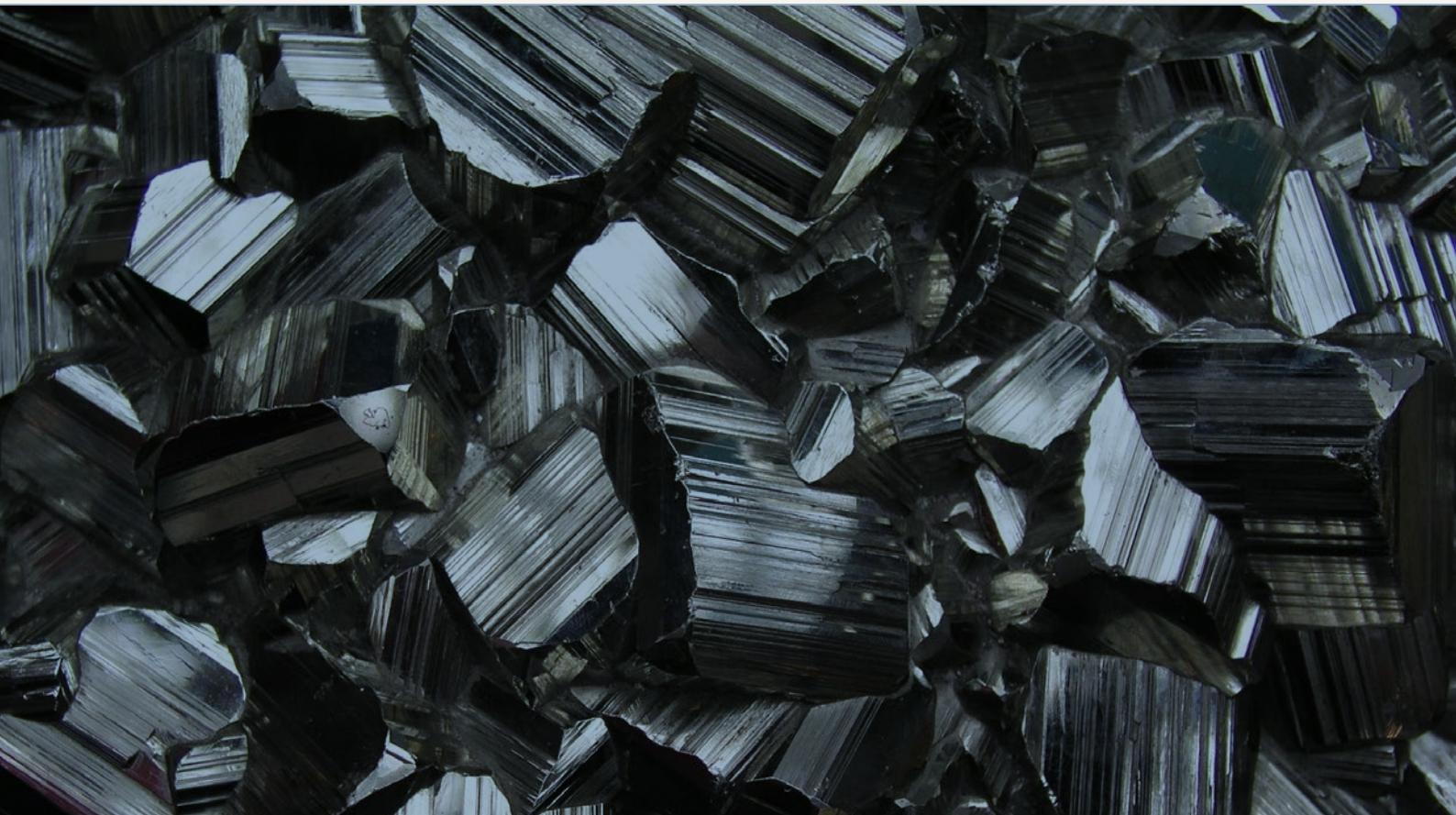
RESUMO

Há uma sobreoferta estrutural de energia contratada no SIN, que vai durar até 2024, no cenário otimista de recuperação da economia após a COVID19. A sobreoferta já existia em 2019¹, mas foi magnificada pela brutal queda na demanda provocada pela pandemia, como em todo mundo.

Ao mesmo tempo, há um grupo de usinas geradoras indicadas no PDE 2029, somando 15,5 GW, para serem retiradas do SIN, por razões contratuais, técnicas e econômicas². A antecipação de seu desligamento do SIN³ contribuiria para o reequilíbrio do mercado de energia elétrica.

Dentro desse grupo de usinas, aquelas situadas em PR, SC e RS e movidas a carvão, oferecem circunstâncias únicas, por contarem com subsídios via CDE, que podem ser redirecionados para algumas das despesas decorrentes desse desligamento antecipado.

A antecipação daria, ao mesmo tempo, uma solução para a sobreoferta, uma contribuição importante para a retomada econômica pós COVID19⁴ e, não menos importante, uma redução significativa das emissões poluentes do setor, incluindo o dióxido de carbono.



¹Panorama da Comercialização de Energia Elétrica, CCEE, 8 de abril de 2020, Rui Altieri.

²PDE 2027, EPE/MME, 2028; PDE 2029, EPE/MME, 2020.

³Com os devidos ajustes no planejamento e operação do setor. Empréstimos e uso de reservas (dos consumidores) como proposto na MP950/2020 não resolvem a origem da crise.

⁴Em todo mundo, as medidas de saída da crise buscam desenhar um futuro resiliente e de baixo carbono. O Brasil tem uma oportunidade ímpar com a antecipação da retirada de térmicas fosseis do SIN.

CONTEXTO

A pandemia COVID19 mudou radicalmente o cenário econômico em que se baseou o planejamento energético para a presente década. Além de emergir rapidamente, levando a economia mundial à recessão em três meses, a COVID19 mostra uma persistência que exigirá, no Brasil, praticamente meia década para que a atividade econômica retorne, em termos reais, aos mesmos níveis do final de 2010⁵.

Traduzida essa queda de atividade econômica em demanda de eletricidade, o resultado é um excesso na capacidade de geração, que afeta tanto os mercados livre como cativo. Esse excedente já existia em menor proporção antes da pandemia, e ampliou-se para cerca de 12% da demanda contratada ao final de 2020, segundo o presidente da CCEE, Rui Altieri, em seguidas apresentações. Se a atividade econômica for retomada ao ritmo médio de 2% a.a., ao final do segundo semestre de 2020, a demanda de energia poderá

retornar aos níveis de dezembro de 2019 ao início de 2024⁶. O reequilíbrio entre demanda e oferta ocorreria, então, depois dessa data.

Em toda indústria, a sobreoferta leva a cortes na produção, uma vez esgotada a capacidade de estocagem de produtos⁷. No caso da energia elétrica, a recomposição dos reservatórios de hidroelétricas, durante os próximos 8 meses, é medida de curto prazo. Uma alternativa seria deixar “dormentes” usinas geradoras⁸. Ocorre que na regulação brasileira elas continuariam a custar para o consumidor, o que não seria uma solução aceitável. Há, entretanto, uma alternativa melhor para reequilibrar a oferta e demanda de eletricidade.

Essa alternativa é indicada no PDE 2029 que lista, ao longo da década, usinas que serão retiradas do sistema gerador por diferentes motivos. A tabela abaixo é uma reprodução do PDE 2029.

Retirada de Capacidade Instalada Termelétrica do sistema por fato motivador

Fato Motivador	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Acum. 2029
Término de CCEAR (UTE GN)	0	0	554	0	736	1.475	1.133	500	178	0	4.576
Término de CCEAR (UTE OD/OC)	0	0	0	191	983	1.484	207	381	201	0	3.447
Fim dos Subsídios da CDE (UTE CARVÃO)	0	0	0	0	0	0	0	0	1.277	0	1.227
Fim dos Subsídios PPT (UTE GN)	0	249	213	120	1.687	572	0	0	0	0	2.941
Fim da Vida Útil da Usina	0	0	0	0	1.278	640	869	534	0	0	3.321
TOTAL	0	249	867	311	4.684	4.171	2.209	1.415	1.606	0	15.512

Fonte: PDE 2029, EPE/MME, 2019.

⁵O Banco Mundial prevê uma queda de 8% do PIB em 2020, comparado a 2019. A OCDE, uma queda entre 7% a 9% dependendo de como evolui a pandemia no país.

⁶PSR, Kearney, FMI, BNEF.

⁷Dependendo do grau de verticalização a estocagem pode chegar às matérias primas, como na indústria do petróleo e gás.

⁸É a situação de fato, hoje. As usinas contratadas em regime de disponibilidade não são acionadas, mas recebem mensalmente o equivalente aos seus custos fixos.

Segundo indicações do PDE 2029, até o final da presente década seriam retirados 15,5 GW de potência instalada em térmicas. O documento admite a possibilidade de retrofit, com aumento de eficiência, ou substituição por novas plantas em ciclo combinado com uso de gás natural liquefeito (GNL). Essa segunda possibilidade é claramente favorecida e, na comparação entre janeiro de 2030 e janeiro de 2020, pelo PDE 2029 haveria um crescimento de 31 GW em térmicas a gás natural, dentro de 60 GW de expansão total do parque gerador de eletricidade. Com a queda da atividade econômica e da demanda de energia, pela pandemia, essa expansão já está sendo revista no PDE 2030⁹.

A sobreoferta atual de energia elétrica é tóxica para o setor. Em primeiro lugar, mesmo com o socorro inicial, via empréstimo sindicalizado e uso de

reservas dos consumidores nos caixas das distribuidoras¹⁰, o mercado continuará sobrecontratado em níveis muito acima do equilíbrio oferta - demanda.

A consequência é uma queda dos preços no mercado livre, atraindo maior número¹¹ de consumidores para esse mercado, engrossados pelo cronograma de “libertação” de consumidores cativos. As distribuidoras por seu lado, reduzirão o volume de energia contratada, por perda de consumidores cativos¹², pressionando ainda mais os preços no mercado livre, criando uma espiral descendente. No mercado cativo, o reflexo será um aumento das tarifas pelo fato de custos, fixos e variáveis, serem divididos para uma base menor de consumidores. Além disso, o custo do socorro ao setor elétrico será pago através das contas mensais de eletricidade¹³, muito provavelmente ainda na vigência da pandemia.

⁹Segundo a EPE, o PDE 2030, em elaboração, deverá ir a consulta pública ao longo do segundo semestre de 2020.

¹⁰A chamada “conta COVID” é a repetição do remédio usado no governo Dilma em 2015, de empréstimo via CCEE. Aquela crise foi causada por apagão na oferta hidráulica. Hoje, a crise é causada por queda na demanda.

¹¹Atualmente são em torno de 11 mil unidades, num universo total de 83 milhões de unidades consumidoras (2019), e respondem por 30% do consumo total de eletricidade

¹²Na regulação vigente, a perda de consumidores é uma das situações em que a distribuidora pode reduzir o volume inicialmente contratado em leilões⁵O Banco Mundial prevê uma queda de 8% do PIB em 2020, comparado a 2019. A OCDE, uma queda entre 7% a 9% dependendo de como evolui a pandemia no país.

¹³O empréstimo bancário sindicalizado liderado pelo BNDES é um reforço ao capital de giro, o que é normalmente responsabilidade dos acionistas.

RETIRADA ANTECIPADA DE CAPACIDADE DE GERAÇÃO

A retirada antecipada e definitiva das usinas listadas no PDE 2029 é a medida mitigadora de menor custo e maior efetividade para o setor elétrico e os seus consumidores, tanto do mercado livre como regulado. Dentre as alternativas possíveis, a melhor é que essa mitigação se dê pela liquidação antecipada dos Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) e envolvem diretamente dois agentes do setor elétrico. No lado comprador estão distribuidoras que, em nome dos seus consumidores cativos, contrataram a energia das UTEs que compõem o lado vendedor.

O valor de recompra dos CCEARs não é seu valor “de face”¹⁴, uma vez que representam algo que não vai ser vendido (ou comprado) no contexto de sobreoferta. A base de negociação é a figura do lucro cessante. Obviamente, o lucro da operação de geração elétrica é, nesse contexto, uma fração da receita fixa. No caso das usinas contratadas por disponibilidade, são explícitas tanto nos demonstrativos dos resultados dos leilões divulgados pela CCEE¹⁵, como nos balanços financeiros anuais das empresas controladoras.

Essa recompra dos CCEARs, seguida de “queima”, é vantajosa por eliminar a exposição das distribuidoras à sobrecontratação, em valor menor ao PLD¹⁶ e pagamento diferido pelos anos subsequentes¹⁷, preservando o caixa pressionado pela queda da demanda de eletricidade. Para os vendedores, a liquidação antecipada é interessante se o valor descontado dos recebíveis é ainda lucrativo face aos custos de administração de uma atividade em extinção.

A liquidação antecipada de remanescente de contratos por distribuidoras não está prevista na regulação atual¹⁸, mas tem seu caminho claramente traçado na política energética vigente. O MME a autoriza, com base em decreto ou outro diploma adequado, a ANEEL regula e supervisiona o processo e a CCEE é o local de liquidação. A EPE e ONS balizam tecnicamente o processo.

Os leilões reversos são a prática predominante de compra e venda de energia no setor elétrico brasileiro. Fornecem transparéncia e os agentes do setor já tem familiaridade com o processo. Em qualquer forma, as distribuidoras tomadoras desses

¹⁴A CCEE disponibiliza os contratos, com os montantes de energia vendida, a fonte primária de energia, o início e fim do fornecimento, o preço na data do leilão que é atualizado anualmente pelo IPCA entre outras informações.

¹⁵Cálculo preliminar com base em dados divulgados pela CCEE mostram que para um lucro ao acionista de 12% sobre a receita fixa e uma taxa de desconto de 6% a.a., o valor presente líquido do remanescente a pagar de 2022 a 2027 é da ordem de R\$1,5 bilhão. Esse é um valor agregado e não inclui as UTEs a carvão nacional. As avaliações devem ser feitas para cada empresa ou instalação, identificando-se eventuais passivos regulatórios e empresariais que impactam no cálculo do real lucro cessante.

¹⁶Na situação em que não há entrega física da energia, esse é o valor para a liquidação mensal dos CCEARs.

¹⁷Como em toda operação de compra e venda, há um financiamento e arbitragem a realizar, no recebimento imediato pelos vendedores e pagamento futuro pelos compradores.

¹⁸Os mecanismos existentes não preveem “queima” de CCEARs. O MCS (Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits) e MVE (Mecanismo de Vendas de Excedentes Anual), provêm alívio limitado e temporário de caixa, mas não resolvem a sobreoferta estrutural. O diferimento de obrigações contratuais “empurra” a sobrecarga financeira, enquanto os leilões de excedente nas distribuidoras “engordam” o mercado livre com energia mais barata.

CCEARs participariam por adesão da recompra dos saldos remanescentes. O processo seria simplificado se esses compradores se fizessem representar por uma terceira parte na recompra de CCEARs¹⁹. Ela seria constituída como plena procuradora das distribuidoras para, ao adquirir saldos de contratos dessas usinas, custodiá-los e exercer

direitos e obrigações decorrentes da liquidação antecipada dos CCEARs.

No grupo de instalações listadas na tabela anterior, reproduzida do PDE 2029, as usinas a carvão no Sul do Brasil representam uma oportunidade distinta para a recompra de CCEARs, por várias razões convergentes, como mostrado a seguir.

AS UTEs A CARVÃO MINERAL NACIONAL

As térmicas a carvão nos Estados PR, SC e RS pertencem a três grupos econômicos: a COPEL, ENGIE/Tractebel e CGTEE/

Eletrobras. A tabela abaixo reproduz o exposto no PDE 2027, complementado pela sigla do proprietário²⁰.

TABELA 2 | Térmicas a Carvão Nacional.

Usina	Potência (MW)	Eficiência (%)	Entrada em Operação	Proprietário
P. Medici A ⁽¹⁾	125	25	1974	CGTEE/ Eletrobras
P. Medici B ⁽¹⁾	320	25	1985	CGTEE/ Eletrobras
Charqueadas ⁽²⁾	72	20	1962	Diamante/ Engie
S. Jerônimo ⁽³⁾	20	14	1953	CGTEE/ Eletrobras
Figueira ⁽⁴⁾	20	15	1963	COPEL
Candiota 3	350	35	2011	CGTEE/ Eletrobras
J. Lacerda I e II	232	27	1965	Diamante/ Engie
J. Lacerda III	262	29	1979	Diamante/ Engie
J. Lacerda IV	363	35	1997	Diamante/ Engie
TOTAL	1.765	29		

Fonte: PDE 2027, EPE/MME 2018.

Notas ⁽¹⁾ UTE em processo de desativação

⁽²⁾ UTE desativada em 2016

⁽³⁾ UTE desativada em 2013

⁽⁴⁾ UTE em fase de modernização

Como a tabela mostra, parte dessas térmicas já está fechada ou em desativação, restando 1.227 MW em operação: 20 MW da COPEL, 350 MW da CGTEE/Eletrobras e 857 MW da ENGIE/Tractebel.

A Usina Candiota 3 da CGTEE/Eletrobras (350 MW) tem CCEARs vendidos em leilão ANEEL de 2005, com fornecimento inicial

em 2010 e término em dezembro de 2024, no montante de 292 MW médios, ao preço atualizado de R\$ 262,18/ MWh (maio de 2020), recebendo ainda receita fixa de R\$22,08 milhões/ano. O Informe aos Investidores do 1º Tri de 2020 da holding Eletrobras²¹, mostra que Candiota 3 gerou 1.668 GWh, em 2019²², e que encerrou aquele ano com um prejuízo acumulado de - R\$242,4 milhões.

²⁰O PDE 2027 explicita que todas usam tecnologia subcrítica. Isso refere-se à temperatura em que é formado o vapor: subcrítica, até 374 °C e 221,2 bar (ponto crítico da água); supercrítica, até 538–566 °C; ultra – supercrítica, até 760 °C e 340 bar. A eficiência do processo é proporcional à sua temperatura ou pressão máxima.

²¹<https://eletrobras.com.br/pl/Paginas/Central-de-Resultados.aspx>

²²O CCEAR prevê uma média de 2.560 MWh/ano, o que resultaria num fator de capacidade médio da planta de 83%, contra os 54% verificados em 2019.

O Complexo Termoelétrico Jorge Lacerda (857 MW), cuja autorização expira em setembro de 2028²³, por outro lado, obteve receita de R\$ 620,3 milhões em 2019 e lucro líquido de R\$ 72,6 milhões, de acordo com o Informe aos Investidores da Engie²⁴, referente ao primeiro trimestre de 2020.

Os dados disponíveis mostram que a antecipação da retirada dessas usinas do SIN é factível. Mostram também que o tempo para tomada de decisão e negociação é crítico. De um lado, quanto antes é decidida a retirada, mais rápida é a recomposição do equilíbrio oferta – demanda no setor. De outro lado, quanto mais a demora em tomar a decisão,

menores são os valores financeiros e de energia/capacidade em negociação²⁵.

Da perspectiva dos consumidores cátivos, essa decisão é também urgente pelo fato da queima do carvão nacional receber um subsídio, estabelecido em lei, que até 2028 representa uma transferência anual de R\$710 milhões (2019). Esse valor é recolhido nas contas mensais de eletricidade e compõe a CDE (Conta de Desenvolvimento Energético). O melhor uso para esse recurso é, no contexto de sobreoferta de energia e aumento da tarifa²⁶, usar parcela dela para pagar pela retirada antecipada dessas usinas²⁷.

²³Essas plantas não têm CCEAR. Provavelmente, operam por contratos bilaterais com distribuidoras, ou como backup de outras usinas do grupo Engie, como UHEs que tem CCEARs.
²⁴<https://www.engie.com.br/investidores/>

²⁵Os mecanismos existentes para redução da sobrecontratação das distribuidoras, MCSD (Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits) e MVE (Mecanismo de Vendas de Excedentes Anual) não resolvem a sobreoferta. O deferimento de obrigações contratuais "empurra" a sobrecarga financeira, enquanto os leilões de excedente nas distribuidoras "engordam" o mercado livre com energia mais barata, tornando-o mais atraente.

²⁶Enquanto durar a sobreoferta, persiste o risco de novos empréstimos serem tomados pelas distribuidoras, na sequência da "primeira tranche" de R\$16,2 bilhões.

²⁷As empresas mineradoras de carvão também terão de ser indenizadas, com base no mesmo conceito de "lucro cessante". Hoje não é possível quantificar esse item, pela indisponibilidade de dados.

A CDE E A RETIRADA DE CAPACIDADE INSTALADA

O peso da CDE nas tarifas de eletricidade já era grande antes da crise pela pandemia²⁸. Desde sua criação em 2002²⁹ sofreu mudanças e, hoje, representa um emaranhado de subsídios cruzados e alívio social. Um item presente em sua origem é o subsídio à queima do carvão nacional, que já era objeto desse favorecimento pelo Tesouro Nacional desde 1973³⁰. Nesses quase cinquenta anos, não houve significativo aumento de

eficiência e produtividade dessas usinas. O custo total de retirada das térmicas remanescentes é menor que o montante de valores da CDE até o fim desse subsídio. Mesmo no melhor e hipotético cenário do subsídio cair linearmente dos atuais R\$ 690 milhões para zero até o final de 2028, pagaríamos um total de R\$2,8 bilhões. De outro lado, o lucro líquido dessas térmicas no período não ultrapassaria R\$0,7 bilhões.



²⁸R\$20,2 bilhões no total em 2020.

²⁹Vide "IMPACTOS DOS SUBSÍDIOS CUSTEADOS PELA CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO" Rutelly Marques da Silva, Textos para Discussão 167, Fevereiro/2015, NÚCLEO DE ESTUDOS E PESQUISAS, Senado Federal

³⁰Iniciado com a Lei Federal 5.899/1973, atualizada pela lei 10.438/2002 e pela lei 12.783/2013. Esse subsídio, já dado no passado, sempre ultrapassou R\$1 bilhão/ano em valores atualizados.

CONCLUSÕES

O setor elétrico brasileiro está em uma situação de sobreoferta na capacidade de geração, estimada entre 12% e 15% ao final de 2020. As previsões são de que esse quadro será normalizado apenas em 2024, no lado da potência, e 2025 em energia. A retirada antecipada de térmicas, já programadas para desligamento do SIN até 2028, é a medida mais custo efetiva para o setor e seus consumidores. Além disso, é a única medida que abre espaço, no curto prazo, para a realização de novos leilões de expansão da oferta de energia.

As térmicas a óleo combustível, óleo diesel e gás natural, que somam 14,3 GW, tem baixíssima probabilidade de serem acionadas durante os próximos anos, por todos os motivos. Os dados disponíveis na CCEE apontam para um valor em torno de R\$100/kW instalado a ser pago pela retirada dessas usinas. As térmicas a

carvão nacional, por seu lado, apresentam ainda maior custo oportunidade, pelo fato de serem subsidiadas em R\$710 milhões/ano (2019), sem que resultem em ganhos significativos para seus acionistas.

Finalmente, cabe observar que a retirada antecipada das usinas anteriormente mencionadas não pressiona a tarifa aos consumidores. Pode, inclusive, representar um alívio, ao contrário do socorro bancário pela chamada “Conta Covid”, uma vez que a recompra dos CCEARs reduz a sobrecontratação, eliminando futuros pagamentos que são desnecessários do ponto de vista do fornecimento de energia pelas distribuidoras.

O benefício é ainda maior no caso das térmicas a carvão, por também eliminar uma parcela da CDE, que é um dos fatores de crescimento das tarifas nos últimos anos.

QUESTÕES CORRELATAS

O REEMPREGO DOS TRABALHADORES DA MINERAÇÃO DE CARVÃO

A geração termoelétrica a carvão nacional é um desses casos em que “o rabo abana o cachorro”, pois é, antes de tudo, uma forma de dar uso ao carvão existente em jazidas ao Sul do Brasil. O modelo de negócio dessas térmicas foi iniciado no governo Garrastazu Médici através da Lei Federal 5.899/1973, e desde então, os consumidores cativos pagam 100% do valor da compra do carvão, que é queimado pelas geradoras para gerar eletricidade.

Sem esse subsídio pago pelos consumidores, o negócio não é viável, pois se a compra do combustível fosse paga pelo gerador, mesmo que ele usasse tecnologia de maior rendimento (e maior custo de capital) o custo total da energia gerada seria próximo daquela gerada por centrais nucleares, de R\$480/MWh em dezembro de 2019. Numa comparação que incluísse as externalidades, essas tecnologias ficariam muito próximas já que a queima do carvão emite gases e partículas poluentes de todos os tipos: fuligem, formadores de chuva ácida, arsênio, chumbo, mercúrio e de efeito estufa.

Hoje, o mundo todo fecha térmicas a carvão à taxa de aprox. 10 GW/ano, principalmente pela poluição local e global que provocam. Para a geração de eletricidade isso não é um problema dado o barateamento das fontes de maior conteúdo tecnológico, como a solar fotovoltaica, a eólica e as baterias para armazenamento. Mas o principal impacto é sobre os empregos na mineração do carvão.

No Brasil, a mineração de carvão, em SC e no RS, tem suas peculiaridades. No RS o minério ocorre em pequena profundidade e o método extractivo utiliza máquinas (scrapers) que “rasparam e colhem” o carvão em trincheiras. Esse método emprega poucas pessoas por tonelada de minério extraído. No município de Candiota /RS, onde se encontra a principal extração no Estado, o número de trabalhadores envolvidos é em torno de 600 pessoas. Em SC, por sua vez, a mineração é atividade profunda, com minas que chegam a 900 m de profundidade. Nesse Estado o número de trabalhadores diretamente empregados é de aproximadamente 5.500 pessoas³².

³²Dados dos sindicatos das empresas de mineração de carvão em SC e RS.

Na desativação da mineração o apoio aos trabalhadores, para sua recolocação ou aposentadoria, deve articular as diferentes organizações que tem algum papel no processo. Além das organizações sindicais, as entidades do Sistema S tem responsabilidades, uma vez que são por eles financiadas. Além delas, os organismos estatais para o trabalho também terão de contribuir. Nessa miríade de entidades estatais e para estatais é essencial que sejam os próprios trabalhadores a definir o que, como e até quando alcançar seus objetivos.

O encerramento da mineração de carvão, no Brasil, já esteve várias vezes em pauta no Congresso Nacional. A última, na conversão da MP579/2012 em lei 12.783/2013, quando se accordou que o subsídio durará até dezembro de 2027.

Desde então, não há mostras de que as empresas de geração e mineração tenham planejado o encerramento de suas atividades. Independente do que ocorra com elas, é urgente que os trabalhadores se mobilizem para a transição que, inevitavelmente, ocorrerá.

Uma das medidas a estudar é a discriminação do uso dos recursos da CDE – R\$710 milhões em 2019 – na parcela que cobre os custos com recursos humanos das empresas de mineração. Essa discriminação permitirá que, mesmo com o fechamento antecipado das atividades de mineração, essa parcela da CDE continue a pagar esses trabalhadores, pelo prazo suficiente para a sua recolocação em outra atividade produtiva. Esse é, na retirada antecipada das usinas do SIN, o melhor investimento com recursos que já existem no setor elétrico³³.

SISTEMA DE TRANSMISSÃO

As usinas termoelétricas são operadas em conformidade com os limites físicos das redes locais de transmissão. Paralelamente à decisão em antecipar a retirada das usinas anteriormente mencionadas, será necessário rever parte dos projetos eletroenergéticos em andamento nas respectivas malhas de transmissão.

Nos mercados do NE e SE há poucas e pequenas implicações, mas particularmente no RS o mercado tem sofrido problemas recorrentes de sub-tensão (PDE 2029). Por isso, os reforços em transmissão listados no PDE2029 aumentam a capacidade de atendimento aos centros de carga, desde as regiões com usinas eólicas e com

termoelétricas. Parte da capacidade de transmissão existente ficaria ociosa com o descomissionamento das térmicas a carvão antigas em Candiota/RS. Entretanto, a região dos municípios de Bagé, Candiota, Hulha Negra e Pinheiro Machado, no RS, tem áreas com potencial eólico entre 600 W/m² e 900 W/m² nas medições a 100 m de altura³⁴.

Os mercados das regiões litorâneas do RS e SC, por sua vez, carecem de complemento de potência, que não é atendido por termoelétricas a carvão, dada a sua inflexibilidade. Nesse caso, a térmica a gás natural, em construção ao norte de SC, desempenhará melhor esse papel, para o que os reforços em transmissão também têm um papel importante.

³³Um dos diversos usos da CDE previstos na lei 10.438/2002 são “programas de desenvolvimento e qualificação de mão de obra técnica, no segmento de instalação de equipamentos de energia fotovoltaica.” (Art. 13, parágr. 11), mostrando que abriga o reemprego no setor elétrico como objetivo.

³⁴Global Wind Atlas, World Bank Group, 2020. <https://globalwindatlas.info/> Uma primeira medida deverá ser a implantação de torres de medição certificadas, para dar suporte a projetos eólicos na região.

O DESCOMMISSIONAMENTO DE USINAS TÉRMICAS E MINERAÇÕES DE CARVÃO

O descomissionamento de minerações e UTEs é atividade já prevista, nas legislações e regulações pertinentes, como obrigação contratual dos empreendedores. O pior resultado ao final das operações por esgotamento da vida útil seria o simples abandono

das instalações e cavas, para que “a natureza” retome as áreas. Para evitar essa possibilidade é preciso que os órgãos responsáveis, ANEEL no caso da geração elétrica e a ANM na mineração, exijam a atualização dos planos de descomissionamento.

Listade Acrônimos

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANM	Agência Nacional de Mineração
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CGTEE	Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
COVID 19	Coronavirus Disease, a pandemia que eclodiu ao final de 2019
CVU	Custo Variável Unitário
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PDE	Plano Decenal de Expansão da Energia
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PPT	Programa Prioritário de Termoelétricas
SIN	Sistema Interligado Nacional
UTEs	Usinas Termoelétricas

Legislação Pertinente (Trechos)

LEI N° 10.438, DE 26 DE ABRIL DE 2002

Art. 13. Fica criada a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE visando ao desenvolvimento energético dos Estados, além dos seguintes objetivos: (Redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013). (Vide Decreto nº 9.022, de 2017)

V - promover a competitividade da energia produzida a partir da fonte carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, destinando-se à cobertura do custo de combustível de empreendimentos termelétricos em operação até 6 de fevereiro de 1998, e de usinas enquadradas no § 2º do art. 11 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998; e .(Redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013).

§ 7º Os dispêndios para a finalidade de que trata o inciso V do caput serão custeados pela CDE até 2027. (Redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013)

§ 4º O repasse da CDE a que se refere o inciso V do caput observará o limite de até 100% (cem por cento) do valor do combustível ao seu correspondente produtor, incluído o valor do combustível secundário necessário para assegurar a operação da usina, mantida a obrigatoriedade de compra mínima de combustível estipulada nos contratos vigentes na data de publicação desta Lei, a partir de 1º de janeiro de 2004, destinado às usinas termelétricas a carvão mineral nacional, desde que estas participem da otimização dos sistemas elétricos interligados, compensando-se os valores a serem recebidos a título da sistemática de rateio de ônus e vantagens para as usinas termelétricas de que tratam os §§ 1º e 2º do art. 11 da Lei nº 9.648, de 1998, podendo a Aneel ajustar o percentual do reembolso ao gerador, segundo critérios que considerem sua rentabilidade competitiva e preservem o atual nível de produção da indústria produtora do combustível. (Redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013)

§ 4º-A. A partir de 1º de janeiro de 2017, o valor anual destinado para garantir a compra mínima de que trata o § 4º deste artigo: (Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016)

I - será limitado a valor máximo, estipulado a partir do valor médio desembolsado nos anos de 2013, 2014 e 2015, corrigido pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), ou outro que o substituir; (Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016)

II - deverá descontar, para cada beneficiário, o estoque de carvão mineral custeado pela CDE e não consumido no ano anterior. (Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016)

§ 11. Os recursos da CDE poderão ser destinados a programas de desenvolvimento e qualificação de mão de obra técnica, no segmento de instalação de equipamentos de energia fotovoltaica. (Incluído pela Lei nº 12.783, de 2013)

Art. 24. O art. 2º da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, passa a vigorar com a seguinte redação:

"Art. 2º As concessionárias de geração e empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 1% (um por cento) de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, excluindo-se, por isenção, as empresas que gerem energia exclusivamente a partir de instalações eólica, solar, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração qualificada, observado o seguinte:
....." (NR)

LEI N° 9.648, DE 27 DE MAIO DE 1998

Art. 11. As usinas termelétricas, situadas nas regiões abrangidas pelos sistemas elétricos interligados, que iniciarem sua operação a partir de 6 de fevereiro de 1998, não farão jus aos benefícios da sistemática de rateio de ônus e vantagens decorrentes do consumo de combustíveis fósseis para a geração de energia elétrica, prevista no **inciso III do art. 13 da Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973.**

§ 1º É mantida temporariamente a aplicação da sistemática de rateio de ônus e vantagens, referida neste artigo, para as usinas termelétricas situadas nas regiões abrangidas pelos sistemas elétricos interligados, em operação em 6 de fevereiro de 1998, na forma a ser regulamentada pela Aneel, observando-se os seguintes prazos e demais condições de transição: (Redação dada pela Lei nº 10.438, de 2002)

a) no período de 1998 a 2002, a sistemática de rateio de ônus e vantagens referida neste artigo, será aplicada integralmente para as usinas termelétricas objeto deste parágrafo;

b) no período contínuo de três anos subseqüente ao término do prazo referido na alínea anterior, o reembolso do custo do consumo dos combustíveis utilizados pelas usinas de que trata este parágrafo, será reduzido até sua extinção, conforme percentuais fixados pela ANEEL;

www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9648compilada.htm



Publicado por

iCS – Instituto Clima e Sociedade

Rua General Dionísio, 14 – Humaitá – Rio de Janeiro / RJ
CEP 22271-050
Fone: (21) 3197-6580
ics@climaesociedade.org
www.climaesociedade.org

IDECA – Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor

Rua Dr. Costa Júnior, 543 – Água Branca – São Paulo / SP,
CEP 05002-000
Fone: (11) 3874-2150
www.idec.org.br

Equipe

Supervisão e Revisão: Prof. José Goldemberg - Universidade de São Paulo
Coordenação: Roberto Kishinami (Coordenador do Portfólio de Energia do iCS).
Colaboração: Cláuber B. Leite (IDECA), Munir Y. Soares (MYS Consultoria), Ricardo A. G. Lima (Tempo Presente).

Design

Renato Barros - RB Design

Citar como:

Usinas Termoelétricas e Crise do Setor Elétrico Brasileiro pela COVID 19,
iCS – IDECA, 2020.