



GRUPO DE ESTUDO DE GERAÇÃO TÉRMICA - GGT

TÉRMICAS A ÓLEO: QUAL O SEU PAPEL NO PERÍODO DE TRANSIÇÃO ELETROENERGÉTICA?

**CESAR CERQUEIRA LIMA DE ARAÚJO (1); FELIPE ALENCAR DE SOUZA SEIXAS DAMASCENO (2);
ESMERALDO MACEDO SANTOS (3); LORENÇO CARDOSO GUIMARÃES (4)**

RESUMO

Com histórico de geração diferente do previsto em sua concepção, as termoeletricas a óleo atuam como verdadeiros coringas para o setor elétrico, assumindo diferentes papéis ao longo dos contratos. Contudo, mesmo com despacho contínuo desde outubro de 2020, o debate sobre o futuro destas usinas, cujos contratos findam a partir de 2023, ainda é incipiente. Este trabalho apresenta o levantamento histórico dos papéis já assumidos por estas usinas, indicando que suas características operacionais a habilitam para atuar como alternativa no período de transição eletroenergética. Além disso, são apresentadas soluções técnico-regulatórias que possibilitem a manutenção destes empreendimentos disponíveis, sem que incorra em ônus econômico ao consumidor.

PALAVRAS-CHAVE: Termoeletrica; Energia; Óleo; Planejamento.

1.0 INTRODUÇÃO

Desde 2005, quando passaram a ser contratadas em maior volume, as termelétricas movidas a combustíveis fósseis líquidos vêm assumindo diferentes papéis. Estes empreendimentos, oriundos dos primeiros Leilões de Energia Nova, surgiram quando o Brasil ainda vivia reflexos da Crise do Apagão¹, sendo concebidos com um propósito bem definido: atuar em regime de *back-up* em eventuais falhas no Sistema Interligado Nacional (SIN), isto é, sempre que a geração hídrica fosse insuficiente para garantir o suprimento elétrico, as térmicas seriam despachadas para compensar o déficit de eletricidade.

Com base nesta premissa, e a partir dos documentos acessórios aos leilões, especificamente em estudos indicativos apresentados pela Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE) sobre o cenário esperado do Custo Marginal da Operação (CMO), foi possível estimar que ao longo dos 15 anos de vigência de seus Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), as termelétricas a óleo teriam um despacho não superior a 15% do tempo [1]. Contudo, entre 2014 e 2015, um novo papel passou a ser desempenhado por estes agentes, quando foi registrada uma redução expressiva do nível de armazenamento dos reservatórios hídricos e as usinas térmicas, cujo arranjo original previa a realização de despachos pontuais, passaram a operar continuamente (como pode ser observado na Figura 1).

¹ Maior crise de abastecimento de energia elétrica que assolou o Brasil. O evento, conhecido como “Crise do Apagão”, foi tido como um divisor de águas para o setor, resultando em mudanças estruturais, sobretudo que exigiram a diversificação da matriz elétrica brasileira.

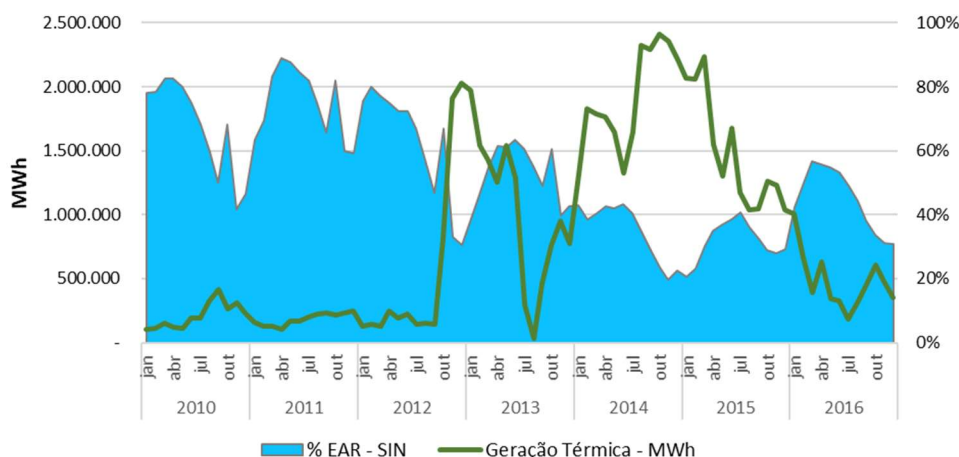


Figura 1 - Geração Térmica a Óleo Combustível e Óleo Diesel (MWh) x % de Energia Armazenada Máxima. Fonte: Elaborado pelo autor, a partir de dados de [2]

Com o período úmido de 2016 apresentando níveis de armazenamento hídrico mais elevado, observou-se uma redução da geração térmica em relação aos dois anos anteriores, ainda que os despachos mantivessem acima da perspectiva inicial dos CCEAR. Foi então que se observou o terceiro papel assumido pelas termelétricas, de Recuperação de Potência Operativa, reconhecido somente em 2018 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através do registro na Nota Técnica nº 067/2018-SRG/ANEEL [3], indicando que na ocasião os despachos térmicos foram classificados como Segurança Energética pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) em razão da classificação correta inexistir em 2016:

[...] a partir de 1º de junho de 2016, os despachos para recuperação e reserva operativa foram classificados como Segurança Energética pelo ONS por determinação do CMSE na sua 169ª Reunião de 1º de junho de 2016. Além disso, sabe-se que, nesse período, houve despacho por Segurança Energética somente por esse motivo (com exceção a uma semana de novembro/2017).

Entretanto, somente a partir da publicação da Resolução Normativa nº 822, de 26 de junho de 2018, foi concedido às térmicas o direito de assinar um contrato suplementar para venda de energia, atribuindo uma tarifa complementar aos contratos originais para compensar gastos adicionais com a operação e manutenção de seus ativos na prestação de um serviço que não era previsto até então.

Somente em meados de 2019 a geração termelétrica voltou a reduzir o seu contributo para o fechamento do balanço eletroenergético, sobretudo na região Nordeste, que apresentava bons níveis de armazenamento em seus reservatórios hídricos e contava com a massiva penetração da fonte eólica (Figura 2). Neste contexto de redução da geração térmica, aliado a recorrente pauta da sobrecontratação de energia pelas Distribuidoras, a manutenção dos CCEAR destes agentes térmicos passou a ser questionável.

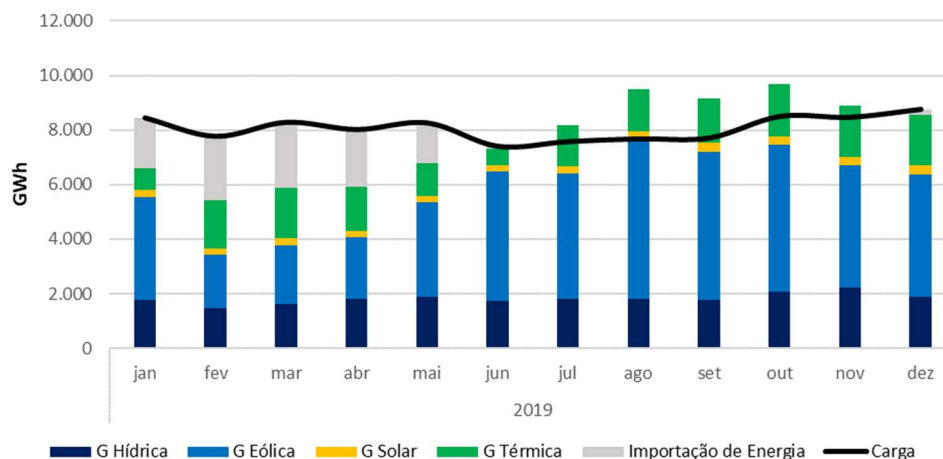


Figura 2 - Balanço Eletroenergético da Região Nordeste em 2019. Fonte: Elaborado pelo autor, a partir de dados de [2]

Restando poucos anos para findar os CCEAR, o setor elétrico ainda parece ter dúvidas do real papel das térmicas a óleo, afinal, apesar da expectativa inicial de realizar poucos despachos e atuar como um *back-up*, o que se observou foram empreendimentos que vem atuando como um verdadeiro coringa para o sistema, moldando o seu perfil operativo às adversidades que foram encontradas desde a sua concepção. Graças a resiliência operativa decorrente de suas características técnicas, esses empreendimentos se tornaram singulares para o sistema, sendo a única fonte a congregar atributos como disponibilidade, flexibilidade, capacidade de estocagem de combustível, etc.

Reforçando a importância para o sistema, o enredo voltou a se repetir a partir de outubro de 2020. Em meio a uma crise sanitária sem precedentes (Pandemia do Covid-19), com o consumo de energia do país regredindo para níveis registrados em 2019 – a destacar que em maio de 2020 a redução da carga alcançou um patamar médio mensal que não era observado desde 2014 –, o parque termoeletrico precisou ser acionado em sua totalidade para garantir o suprimento eletroenergético. Nesta oportunidade, apesar da retração da carga, o acionamento térmico foi necessário para suprir o baixo nível dos reservatórios hídricos, que registraram as piores afluências do histórico de 91 anos.

Neste contexto, com a proximidade do término dos atuais CCEAR e, consequentemente, fim da amortização do investimento feito por esses ativos, não há uma definição sobre o futuro desses empreendimentos. O que fazer após o término dos seus contratos? Em um momento que se fala muito da transição energética, quando o setor passa por debates polêmicos, como o da separação de lastro e energia, e ainda sem dispor de um mercado de gás natural consolidado, é primordial que o sistema disponha de uma matriz diversificada e confiável, que garanta que esta transição possa acontecer sem risco de déficit ao consumidor. O despacho observado a partir de 2020 apenas ratifica que estas térmicas não são “dispensáveis” e abre espaço para outro debate, afinal porquê não as manter disponíveis à operação do Sistema Interligado Nacional (SIN)? O debate é amplo, mas a alternativa se mostra viável uma vez que os custos fixos das usinas seriam reduzidos significativamente, remanescendo apenas o valor para o custeio do O&M e pagamento dos encargos setoriais, que independem da geração. Assim sendo, este trabalho tem por objetivo apresentar as alternativas técnico-regulatórias que possibilitam a manutenção/aproveitamento desses empreendimentos pelo Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), contribuindo como solução para o período de transição do sistema elétrico, beneficiando não apenas a operação do sistema, como também evitando uma elevação da tarifa que será observada pelo consumidor.

2.0 CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS

Corriqueiramente criticadas, sobretudo, pelo elevado valor do seu Custo Variável Unitário (CVU)² e pela poluição ambiental decorrente da queima do seu combustível para geração de energia, as térmicas a óleo diesel e óleo combustível não tem a sua imagem associada a algo essencial para o consumidor. No entanto, a mística acerca desses empreendimentos cai quando a análise de suas características operativas é exposta.

² Valor expresso em Reais por Megawatt-hora (R\$/MWh), necessário para cobrir todos os custos operacionais do Empreendimento Termelétrico.

2.1 ELEVADO CUSTO DE GERAÇÃO

Muito embora haja o questionamento sobre o elevado custo operativo das térmicas a óleo, cabe esclarecer que a maior parcela do seu CVU é destinada ao custeio do combustível utilizado para a geração, sem que isto incorra necessariamente em ganho financeiro aos empreendimentos. Por outro lado, por dispor de um arranjo mais simples, a sua receita fixa é consideravelmente inferior, se comparada a outros empreendimentos de mesmo porte, o que reforça o papel que inicialmente lhe foi concebido, para atuar como uma usina de *back-up*, funcionando como um “seguro” para o setor elétrico. Assim, conceitualmente, o sistema a remuneraria para estar sempre disponível, sendo apenas acionada em casos excepcionais, o que foi bem diferente do registrado em seu histórico.

2.2 APELO AMBIENTAL

Outro aspecto amplamente questionado é o contributo das térmicas movidas a combustíveis fósseis líquidos na emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE), no entanto há de convir que a maior parte destas usinas está há pelo menos 10 anos em operação, o que indica que vêm atendendo aos requisitos legais e condicionantes ambientais presentes em suas licenças de operação.

Ademais, precedem ao despacho das térmicas a óleo outras termelétricas potencialmente poluidoras, como as movidas a carvão mineral, que em função do seu CVU reduzido têm despachos mais frequentes e intensos, e usinas a gás natural, cujos leilões de energia nova permitem que tenham até 30% de inflexibilidade contratual. Neste contexto, as térmicas a óleo, que correspondem a menos de 5% da potência instalada de todo o SIN [5], dada a sua importância operativa e sendo o último recurso a ser acionado pelo ONS, torna a sua contribuição na emissão de GEE irrelevante.

2.3 VIDA ÚTIL

Próximo ao término dos 15 anos de vigência dos atuais CCEAR, é inerente o questionamento acerca da vida útil dos empreendimentos. Contudo, em conformidade com os manuais dos fabricantes, têm-se uma expectativa média de 30 anos de vida útil para os principais equipamentos destas usinas, desde que respeitado o cronograma de manutenções periódicas. Há de se pontuar que a tecnologia básica empregada a estes equipamentos é bem madura, tendo mudado pouco desde a implantação dos empreendimentos, com as principais evoluções associadas aos sistemas de comando, controle e proteção.

2.4 VANTAGENS TÉCNICAS

Para o pleno funcionamento do SEB, isto é, para garantir o suprimento eletroenergético, há de se prezar pelo equilíbrio da matriz de geração, tendo cada fonte um papel distinto e relevante. No caso das térmicas a óleo, algumas características associadas a esta fonte as tornam singulares, a listar:

- Combustível
Ampla disponibilidade no território nacional, com facilidade para o seu transporte e armazenamento;
- Sinal Locacional
Grande parte dos empreendimentos existentes encontram-se próximos ao centro de carga, o que reduz as perdas sistêmicas;
- Flexibilidade Operativa
Em razão de suas características técnica, em geral composta por motores a combustão interna, as térmicas a óleo têm flexibilidade para a geração nos mais diversos perfis operativos, podendo ser acionadas para aumentar ou diminuir sua geração rapidamente;
- Disponibilidade
Apresenta condições técnicas para atender aos despachos do ONS, dispondo de equipamentos em condições de operar sempre que necessário, com segurança e confiabilidade.

Estas características atribuem a esses agentes papel relevante para operação do SIN, como destacado pela ANEEL na conclusão da Nota Técnica nº 45/2021-SFG/ANEEL, que trata do Fechamento da Campanha 2020 de Fiscalização de Desempenho Operacional das Usinas Termoelétricas com Despacho Centralizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico:

78. O diagnóstico geral da presente campanha indica que, por se tratarem de usinas despachadas centralizadamente e que possuem CVU elevado, é recomendado ter campanhas de fiscalização semelhantes frequentemente, compatível com a força de trabalho da SFG. Além disso, **a contribuição sistêmica que tais usinas exercem no SIN, fazendo com que o modelo hidrotérmico funcione na prática e de acordo com o horizonte de planejamento do setor elétrico de curto, médio e longo prazo, visa garantir o suprimento de energia elétrica para seus consumidores.** (grifo nosso)

3.0 OPORTUNIDADES REGULATÓRIAS

Na ótica regulatória, não há restrições para a manutenção da operação dos empreendimentos térmicos mesmo após o término dos seus CCEAR, para isto basta que as suas licenças e outorgas estejam vigentes. No entanto, o custo para deixar esses empreendimentos disponíveis ao SIN é elevado, sendo inviável mantê-los ativos sem que haja um novo contrato de venda de energia.

Nesta condição, diante da impossibilidade de prorrogar os atuais contratos, restaria a estes agentes que a sua energia fosse vendida no ambiente de comercialização livre, porém, o elevado custo associado à geração impede que estes empreendimentos sejam competitivos neste mercado. Desta forma, diante desta conjuntura, a expectativa é que com o término dos seus CCEAR, estas usinas iniciem o processo de desativação e desmobilização dos seus ativos.

3.1 REGULAMENTAÇÃO DA CONTRATAÇÃO DE RESERVA DE CAPACIDADE

A partir da publicação da Lei n.º 14.120, de 1º de março de 2021, e do Decreto 10.707, de 28 de maio de 2021, um novo cenário pôde ser vislumbrado pelas térmicas a óleo para o período pós-CCEAR, com a regulamentação de uma modalidade de contratação, na qual os atributos inerentes a estes empreendimentos possibilitariam ser competitivos no leilão para a contratação de reserva de capacidade na forma de potência.

Há de se destacar que a alternativa regulatória em epígrafe casa perfeitamente com a solução de curto prazo proposta pelo Grupo de Trabalho do Setor Elétrico, instituído pela Portaria n.º 187, de 4 de abril de 2019 do Ministério de Minas e Energia (MME), para a separação de lastro e energia em seu relatório:

Destaca-se, todavia, que uma alteração na formação de preços possivelmente afetará como se balanceará o custeio dos investimentos em expansão (e sua financiabilidade) com contratação de lastro e energia nos ambientes livre e regulado. Neste sentido, **pode ser necessária uma solução de curto prazo para contratação de tecnologias que forneçam os recursos necessários, em especial considerando um horizonte em que possa haver escassez de potência.**

[...]

De qualquer forma, a identificação dos critérios de suprimento permite evoluir na discussão sobre a separação do lastro e da energia, haja vista que o **lastro deve corresponder às necessidades sistêmicas refletidas nos critérios que devem ser suficientes para sinalizar a necessária garantia do suprimento do sistema.**

[...]

Compete ao Poder Concedente garantir o suprimento de energia elétrica para que todos os consumidores sejam atendidos a qualquer momento, mesmo em períodos críticos. Para isto, em termos de diagnóstico, identificaram-se dois principais fatores que apontam para a necessidade da contratação separada de lastro e energia e consequente alteração do atual mecanismo de adequação do suprimento.

O primeiro fator é **a mudança na matriz energética brasileira e consequente restrição do sistema não apenas em energia, mas também em capacidade (potência)**, conforme aponta o grupo temático de Critérios de Suprimento.

Neste interim, o contexto se mostra favorável às térmicas a óleo, que poderão assumir através do Leilão de Reserva de Capacidade (LRC) a atribuição de uma fonte de transição, enquanto o mercado de gás natural e a separação entre lastro e energia não se consolidam, além de, enfim, atuarem em regime de *back-up* em eventuais falhas no suprimento eletroenergético do SIN.

3.2 BENEFÍCIO ECONÔMICO DAS TÉRMICAS A ÓLEO

Na hipótese de as usinas existentes movidas a combustíveis fósseis líquidos sagrarem-se vencedores do LRC, o benefício não seria apenas dos empreendedores, mas também dos consumidores. Muito embora o custo variável de geração destes ativos seja elevado, todo o seu custo de implantação já terá sido amortizado previamente ao início do novo contrato, possibilitando que sua receita fixa, maior balizador da competitividade do leilão, seja significativamente reduzida.

A destacar que, segundo o Informe Técnico n.º EPE-DEE-IT-111/2021-r0 publicado pela EPE no âmbito do LRC 2021 [10], a análise de competição é feita a partir do menor preço da potência (P_{pot}), conforme apresentado na equação 1, a seguir:

$$P_{pot} = \frac{RF_{pot}}{P_{d,max}} + (f \times CVU) \quad (1)$$

Onde:

- RF_{pot} = Receita fixa do produto potência, em R\$/ano;
- $P_{d,max}$ = Disponibilidade máxima de potência, em MW;
- f = Fator único para todos os empreendimentos que adota as características operativas consideradas no planejamento para o atendimento ao produto Potência = 120 horas/ano; e
- P_{pot} = Preço da potência, em R\$/MW/ano.

Assim sendo, com o fator 'f' fixado em 120 horas/ano (ou 1,37% do ano) para o LRC 2021, observa-se que o CVU terá pouca influência sobre o resultado da equação, reforçando que o valor da Receita Fixa será determinante para o resultado do leilão. Salientando que a Receita Fixa do produto Potência, conforme Informe Técnico, deve abranger a remuneração de todos os custos fixos anuais, o que inclui dentre outros o:

- Custo e remuneração de investimento (taxa interna de retorno);
- Custo de conexão ao Sistema de Transmissão e de Distribuição (CCT/D);
- Custo de uso do Sistema de Transmissão e de Distribuição (CUST/D);
- Custos fixos de operação e manutenção - O&M;
- Custos de seguro e garantias do empreendimento e compromissos financeiros do agente gerador;
- Tributos e encargos diretos e indiretos; e
- Custos decorrentes da obrigação de disponibilidade permanente para despacho a critério do Operador Nacional do Sistema - ONS, incluindo custos de armazenamento de combustível.

4.0 CONCLUSÃO

Concluindo, dado o histórico operativo, pode-se afirmar que as termelétricas movidas a óleo combustível e óleo diesel estão aptas a assumirem o papel de coadjuvantes no período de transição eletroenergética, isto graças as características operativas destes empreendimentos, permitindo que o seu despacho tenha a flexibilidade requerida pelo ONS e contribua para o suprimento de energia nos períodos mais críticos.

Porém, para que este papel seja desempenhado, é preciso que haja uma sinergia entre os entes setoriais afim de possibilitar que as térmicas a óleo existentes participem de mecanismos competitivos, a exemplo do LRC. Para isto, é de suma importância que novas barreiras não sejam criadas, atendo a habilitação dos empreendimentos nos leilões ao cumprimento de parâmetros técnicos e que a competição seja determinada por aquele que ofereça o menor preço.

5.0 AGRADECIMENTOS

Agradecimentos ao Grupo Global Participações de Energia (GPE), que permitiu a apresentação e a execução deste trabalho a partir dos recursos do Programa de P&D da Companhia Energética Candeias (CEC), Companhia Energética Potiguar (CEP) e Companhia Energética Manauara (CEM), regulado pela Agência Nacional de Energia

Elétrica (ANEEL), através do projeto “Expansão da Capacidade do Atendimento de Ponta no SIN como suporte à implementação de Fontes Renováveis Intermitentes: Uma Abordagem Integrada Técnico, Econômica e Regulatória” registrado sob o código ANEEL nº PD-06961-0008/2018.

6.0 REFERÊNCIAS

- [1] EPE (2021). *Empresa de Pesquisa Energética*. Acesso em 02 de Novembro de 2021, disponível em Leilões de Energia: <https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes>
- [2] ONS (2021). *Operador Nacional do Sistema Elétrico*. Acesso em 01 de Novembro de 2021, disponível em Histórico da Operação: <http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados-gerais>, acessado em 01 de novembro de 2021
- [3] ANEEL (2018). *Agência Nacional de Energia Elétrica*. Acesso em 02 de Novembro de 2021, disponível em Nota Técnica nº 067/2018-SRG/ANEEL, de 19/06/2018: <https://www.aneel.gov.br/consulta-processual>
- [4] ANEEL (2021a). *Agência Nacional de Energia Elétrica*. Acesso em 10 de Novembro de 2021, disponível em Nota Técnica nº 45/2021-SFG/ANEEL, de 19/05/2021: <https://www.aneel.gov.br/consulta-processual>
- [5] ANEEL (2021b). *Agência Nacional de Energia Elétrica*. Acesso em 17 de Novembro de 2021, disponível em Sistema de Informações de Geração da ANEEL – SIGA: <https://www.aneel.gov.br/siga>
- [6] BRASIL (2021a). *Altera a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, e o Decreto-Lei nº 1.383, de 26 de dezembro de 1974; transfere para a União as ações de titularidade da Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) representativas do capital social da Indústrias Nucleares do Brasil S.A. (INB) e da Nuclebrás Equipamentos Pesados S.A. (Nuclep); e dá outras providências*. Acesso em 05 de Novembro de 2021, disponível em Lei Federal nº 14.120, de 01/03/2021: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/l14120.htm
- [7] BRASIL (2021b). *Regulamenta a contratação de reserva de capacidade, na forma de potência, de que tratam os art. 3º e art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e altera o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e o Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004*. Acesso em 05 de Novembro de 2021, disponível em Decreto Federal nº 10.707, de 28/05/2021: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/Decreto/D10707.htm
- [8] BRASIL (2019). *Instituir Grupo de Trabalho que desenvolva propostas de Modernização do Setor Elétrico*. Acesso em 05 de Novembro de 2021, disponível em Portaria MME nº 187, de 04/04/2019: https://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/70268736
- [9] BRASIL (2019). *Relatório do Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico*. Acesso em 05 de Novembro de 2021, disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/arquivos/pasta-geral-publicada/relatorio-do-gt-modernizacao-do-setor-eletrico.pdf>
- [10] EPE (2021). *Definição do parâmetro f do Produto Potência - Leilão de Reserva de Capacidade de 2021*. Acesso em 16 de Novembro de 2021, disponível em Informe Técnico nº EPE-DEE-IT-111/2021-r0, de 24/09/2021: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-623/EPE-DEE-IT-111-2021-r0%20-%20Defini%C3%A7%C3%A3o%20do%20Par%C3%A2metro%20f%20do%20Produto%20Pot%C3%Aancia.pdf>

DADOS BIOGRÁFICOS

(1) CESAR CERQUEIRA LIMA DE ARAÚJO. Possui graduação em Engenharia Elétrica (2012), Mestrado em Energia (2019) e MBA em Gestão Empresarial (2022), cursados pela UNIFACS - Universidade Salvador, e MBA em Gestão de Projetos (2015) na FGV - Fundação Getúlio Vargas. Atualmente é Coordenador de Regulação na GPE - Global Participações em Energia, empresa em que atua há 07 anos.

(2) FELIPE ALENCAR DE SOUZA SEIXAS DAMASCENO. Possui graduação em Engenharia Elétrica (2014) cursado no Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia (IFBA), MBA em Gestão de Projetos (2017) cursado no ESALQ/USP e MBA do Setor Elétrico (2021) cursado na Fundação Getúlio Vargas (FGV). Atualmente é Engenheiro Pleno na Companhia Energética Candeias (CEC), empresa do grupo Global Participações em Energia (GPE), empresa em que atua há 08 anos.

(3) ESMERALDO MACEDO SANTOS. Possui graduação em CST - Executivo Empresarial (1996), Administração (2000) e Mestrado Acadêmico em Engenharia de Produção (2002), pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN. Atuou na cátedra das Ciências da Administração e da engenharia da produção na UFRN, Unifacex e FAL por 13 anos, e atualmente executa atividades como Coordenador do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico na Global Participações em Energia – GPE. Como atividade independente, presta consultoria por demanda pela E3I Consultores na área de investimentos em PD&I regulado pela Aneel, ANP e Anatel.

(4) LORENÇO CARDOSO GUIMARÃES. Graduando em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal da Bahia (UFBA). Atualmente trabalha como estagiário na área de Regulação e P&D da GPE - Global Participações em Energia.