



Grupo de Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos-GPL

Paradoxos, Riscos e Requisitos da Nova Matriz de Energia Elétrica Brasileira

MARIO JORGE DAHER(1); ALEX NUNES DE ALMEIDA(1); MARIA APARECIDA MARTINEZ(1); VITOR SILVA DUARTE(1); ONS(1);

RESUMO

O objetivo deste trabalho é apresentar uma “radiografia” da nova Matriz de Energia Elétrica, agora com a presença crescente das novas renováveis, juntamente com a inflexibilidade significativa da geração a fio d’água das grandes usinas da Amazônia, trazendo as razões pelas quais as avaliações de médio prazo, embora de forma consistente com o Equilíbrio Estrutural postulado pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE (Resolução CNPE 01/2004) e pelo modelo mercantil vigente (100% da carga estimada de cada distribuidora deve estar contratada no horizonte de cinco anos), apresentam resultados de desempenho muitas vezes preocupantes e porque não dizer paradoxais.

PALAVRAS-CHAVE

Matriz de Energia Elétrica Brasileira, Grau de regularização, Sazonalidade, Oferta Térmica, Geração Compulsória

1.0 - INTRODUÇÃO

A hidroeletricidade era a única opção energética que o Brasil dispunha em meados da Década de 60, no século passado, para fazer frente ao seu desenvolvimento econômico-social. O Consórcio CANAMBRA – Canadá, América e Brasil, permitiu, não só dar início ao pioneiro processo detalhado de inventário do Potencial Hidroelétrico Brasileiro, como trouxe a experiência do uso de ferramentas matemáticas de simulação da operação de sistemas hidrotérmicos. Também, nessa época, o Setor Elétrico Brasileiro aprendeu os primeiros passos no processo sistematizado de estudos de planejamento da expansão.

Durante muitos anos a Matriz de Energia Elétrica Brasileira teve a predominância da hidroeletricidade, com a participação modesta de fontes térmicas, como carvão nacional, usinas a óleo, nucleares e, mais recentemente as usinas a gás natural. Enfrentamos, na forma de vanguarda, os impactos ambientais advindos com a construção de grandes reservatórios de regularização, idealizados para mitigar o significativo fenômeno da volatilidade e da sazonalidade das nossas afluências. Construimos uma das maiores capacidades de armazenamento de energia primária no Mundo (cerca de 290 GWmês), mas tivemos que ceder ao agora protagonismo das Novas Renováveis, como as usinas eólicas e as usinas fotovoltaicas.

Essas novas fontes, pela sua natureza de grande imprevisibilidade, variabilidade e intermitência *inter* e *intra-day* na produção, demandam do planejamento e da programação da operação do Sistema Interligado Nacional – SIN grandes desafios no sentido de garantir a qualidade, a confiabilidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica ao consumidor final. Além disso, as condicionantes ambientais existentes nas duas últimas décadas praticamente inviabilizaram a construção de novos aproveitamentos com reservatórios de regularização com capacidade de armazenamento relevantes, fazendo com que praticamente toda a expansão hidroelétrica se desse através de usinas a fio d’água, muitas delas com elevada potência instalada mas com disponibilidade caracterizada por acentuada sazonalidade, ou seja, grandes diferenças de produção entre as estações secas e chuvosas, por

conta dos regimes hidrológicos dos rios em que essas usinas foram construídas. Esse é o caso das usinas da Amazônia, como a UHE Belo Monte e as UHEs Santo Antônio e Jirau.

Nesse trabalho, os autores apresentam uma “radiografia” da nova Matriz de Energia Elétrica, agora com a presença crescente das novas renováveis, juntamente com a inflexibilidade significativa da geração a fio d’água das grandes usinas da Amazônia. Agora podemos dizer que nossa Matriz passou de Hidrotérmica para Termorenovável.

No trabalho são apresentadas as razões pelas quais a expansão da nossa Matriz, embora de forma consistente com o Equilíbrio Estrutural postulado pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE (Resolução CNPE 01/2004) e pelo modelo mercantil vigente (100% da carga estimada de cada distribuidora deve estar contratada no horizonte de cinco anos), apresenta resultados de avaliação de desempenho muitas vezes preocupantes e porque não dizer paradoxais, como custos marginais de operação elevados, riscos de déficit próximos a zero mas acentuados destques no curto prazo dos reservatórios ao final de cada estação seca, ficando evidente uma dependência, cada vez maior, das estações chuvosas subsequentes, ou seja, uma Matriz que mostra que embora o Equilíbrio Estrutural seja uma condição necessária atendida, pode não ser suficiente para o Equilíbrio Conjuntural. Também são apresentadas as visões dos autores quanto aos requisitos de planejamento da operação que devem ser contemplados nos próximos leilões de energia nova e até mesmo na eventual descontração/renovação de fontes com custo de operação elevados cujos contratos no CCEAR estão por terminar

2.0 - CARACTERÍSTICAS DA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

Neste item serão discutidas características relevantes da matriz de energia elétrica do SIN, destacando-se as principais transformações vivenciadas nos últimos anos. As informações aqui apresentadas foram extraídas de Plano da Operação Energética 2019/2023 – PEN 2019(1).

2.1 Expansão da Oferta de Geração Elétrica 2019/2023

O programa de expansão da oferta de geração adotado pelo ONS no PEN 2019 tem, como referência, os cronogramas de obras definidos pelo MME/CMSE/DMSE para o Programa Mensal de Operação – PMO de maio de 2019 sendo composto de usinas cujas concessões foram obtidas através de leilões de menor preço da energia a ser disponibilizada ao SIN (LEN A-3, LEN A-5, LFA, LER e outros), conforme modelo institucional vigente, cujos cronogramas são acompanhados mensalmente pelo CMSE/DMSE e de usinas cujas concessões são apenas autorizadas, sem processo licitatório, cujos cronogramas são acompanhados apenas pela ANEEL (PCHs, biomassa, eólicas, solares ou outras fontes).

Na configuração adotada em (1), a expansão da oferta 2019/2023 corresponde a 40 leilões de energia, tendo sido outorgados 80.285 MW de capacidade instalada em 1.231 novas usinas, sendo 32 usinas hidroelétricas, 143 PCHs, 96 usinas térmicas convencionais, 115 usinas a biomassa, 702 usinas eólicas e 143 usinas fotovoltaicas. Na Tabela 1 é apresentada a evolução desta matriz, classificada por fonte, desde o início de 2019 até o final de 2023.

TABELA 1 – Evolução da matriz de energia elétrica do SIN – 2019/2023

TIPO	01/jan/2019		31/dez/2023		Crescimento 2019-2023	
	MW	%	MW	%	MW	%
Hidráulica ⁽¹⁾	109.212	67,6	114.585	64,4	5.373	4,9
Nuclear	1.990	1,2	1.990	1,1	-	-
Gás/GNL	12.821	7,9	17.861	10,0	5.040	39,3
Carvão	2.672	1,7	3.017	1,7	345	12,9
Óleo Combustível/Diesel	4.614	2,9	4.900	2,8	286	6,2
Biomassa	13.353	8,3	13.781	7,7	428	3,2
Outras ⁽²⁾	779	0,5	1.000	0,6	221	28,4
Eólica	14.305	8,9	17.281	9,7	2.976	20,8
Solar	1.780	1,1	3.626	2,0	1.846	103,7
Total	161.526	100,0	178.041	100,0	16.515	10,2

Da tabela anterior, observa-se que a hidroeletricidade continuará como a principal fonte de geração de energia, embora sua participação no total da potência instalada do SIN deva ser reduzida de 67,6% em dezembro de 2018 para 64,4% em dezembro de 2023. A participação das fontes eólica e solar, todavia, aumentarão 20,8% e 103,7%, respectivamente, nos próximos 5 anos. A fonte eólica evolui de 14.305 MW (8,9%) para 17.281 MW (9,7%) e a fonte solar de 1.780 MW (1,1%) para 3.626 MW (2,0%). A fonte termoeletrica registra um pequeno acréscimo no seu percentual de participação.

Este cenário de expansão da matriz de geração de energia elétrica vem exigindo, nos últimos anos e, principalmente, nos próximos, mudanças de paradigma no planejamento e na programação da operação do SIN. Alguns rebatimentos dessa nova configuração são apresentados a seguir.

2.2 Redução do Grau de Regularização (GR)

Embora a hidroeletricidade continue sendo predominante até 2023, o acréscimo desse tipo de fonte se dará por usinas com baixo ou nenhum grau de regularização anual ou plurianual (usinas com pequeno ou nenhum reservatório de regularização). Esse fato se deve ou às restrições de natureza ambiental, com requisitos de ações mitigadoras cada vez mais rigorosos/onerosos, e/ou a própria inviabilidade econômica de formação de reservatórios em regiões como a Amazônia, por exemplo, caracterizada por potenciais hidrelétricos de baixa queda e vazões significativas na estação chuvosa, o que exigiria investimentos antieconômicos para a construção de reservatórios de regularização.

A Figura 1, ilustra a consequência deste fato, quando se compara a evolução da energia armazenada máxima do SIN – EARM_{MAX} (292.304 MWmês, praticamente constante), com seu grau de regularização, definido como sendo a quantidade de meses de estoque de energia e calculado como a relação entre a EARM_{MAX} e a carga a ser atendida, esta abatida da geração não despachável pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, tais como a geração térmica inflexível, a geração à biomassa, a geração das pequenas centrais hidrelétricas – PCHs e a geração das usinas eólicas e solares, por serem fontes cuja representação nos estudos de planejamento da operação se faz através de abatimento sobre a carga projetada.

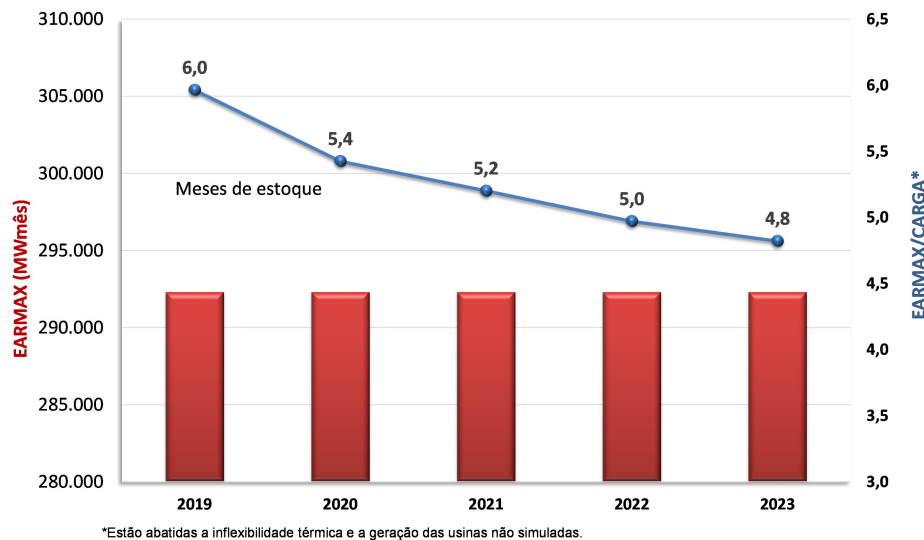


FIGURA 1 - Evolução da Energia Armazenada Máxima e Grau de Regularização do SIN

Observa-se, da figura anterior, que o grau de regularização do SIN deverá passar de 6,0 meses de estoque em 2019 para 4,8 meses em 2023, valor este com tendência de redução gradativa para os próximos anos, na medida em que o crescimento da carga não seja acompanhado pela agregação de novas usinas com reservatório de regularização e/ou por montantes equivalentes proporcionados por outras fontes complementares inflexíveis. No passado, a GR do SIN já atingiu valores de até cerca de nove meses.

Cabe comentar que quanto menor o GR de um sistema com acentuada sazonalidade das vazões naturais afluentes aos reservatórios, maior será a dependência de períodos chuvosos subsequentes para o seu reenchimento a cada ciclo hidrológico anual e maior será o seu esvaziamento a cada final de estação seca, aumentando a necessidade de fontes complementares nesses períodos e/ou mecanismos operativos de segurança específicos para a garantia de atendimento ao mercado, impactando diretamente no custo final da energia produzida, em favor da segurança operativa.

A título apenas de exemplo, avaliou-se então qual seria o montante de energia a ser agregado ao SIN no quinquênio 2019-2023 de tal modo que fosse mantido, ao longo dos próximos cinco anos, o mesmo GR de 2019 (6,0 meses). Os montantes necessários estão apresentados na Figura 2, onde se observa que para manutenção deste GR de 6,0 meses, através de uma expansão inflexível (abatida diretamente da carga, por não serem simuladas) seria necessário a instalação de 4,9 GWmed em 2020 a 11,6 GWmed em 2023. Caso o GR (6,0 meses) fosse mantido pelo acréscimo de energia armazenável (barra vermelha do gráfico), seria exigida a instalação de 29,0 GWmed em 2020 (9,9% EARM_{MAX}), atingindo o montante de 69,3 GWmed (23,7% EARM_{MAX}) em 2023.

Esse exercício serve para ratificar a tese de que as restrições à construção de reservatórios de regularização tornam as fontes complementares cada vez mais importantes para atenuar a redução gradativa do GR do SIN.

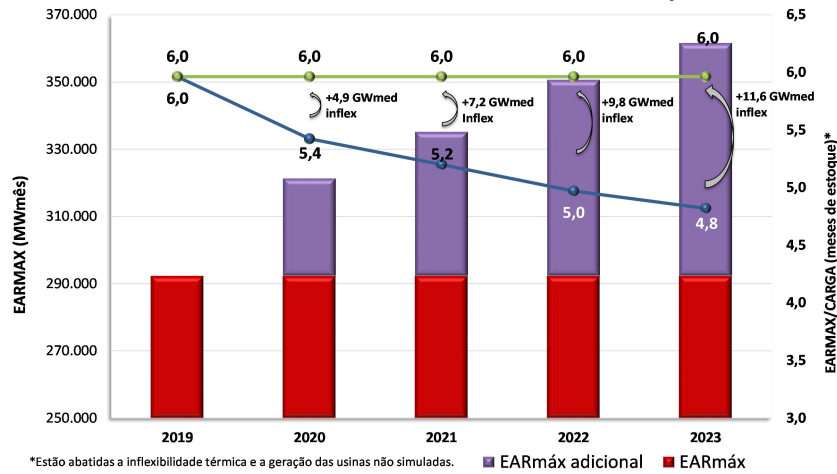


FIGURA 2 - Expansão Adicional para Manter o GR do SIN de 2019

Não obstante, fato importante é a “inflexibilidade da Amazônia”, ou seja, durante a estação chuvosa as usinas do Madeira, Teles Pires e a UHE Belo Monte terão suas produções compulsoriamente transferidas para os centros de consumo, o que de certa forma permitirá o reenchimento dos reservatórios de regularização do SIN, trazendo assim um efeito de crescimento virtual do GD. Esse efeito poderia elevar o estoque de regularização para cerca de 8 meses em 2023.

2.2.1 Um Novo Período Crítico no SIN?

O período crítico pode ser definido como “um período que tem início no último estágio (mês) em que o sistema se encontra completamente cheio e tem fim no último estágio (mês) em que o sistema encontrava-se vazio ou quase vazio, sem déficit de armazenamento e sem reenchimentos intermediários” (2). Em outras palavras, em uma simulação para cálculo de energia firme de um sistema hidroelétrico, o período crítico é o intervalo de tempo em que o sistema passa da situação de máximo a mínimo armazenamento, sem reenchimentos intermediários, respeitando algumas tolerâncias pré-estabelecidas.

O período crítico atualmente utilizado no setor elétrico no processo de cálculo dos certificados de garantia física de usinas hidroelétricas, pela EPE, compreende o período de junho de 1949 a novembro de 1956 (3). Este período crítico foi estabelecido na década de 1990, pela área de planejamento da expansão da Eletrobrás, considerando todas as usinas cadastradas à época, inclusive aquelas previstas para o longo prazo, muitas das quais não se viabilizaram, principalmente, por restrições de natureza ambiental.

Anualmente, o Operador avalia o período crítico do SIN e de seus subsistemas. Para a configuração de mais longo prazo analisada pelo ONS, atualmente dezembro de 2023, o período crítico encontrado abrange o horizonte de junho de 1948 a novembro de 1955, como ilustrado na Figura 3. Em ciclos anteriores, o período crítico usual era junho de 1951 a novembro 1955.

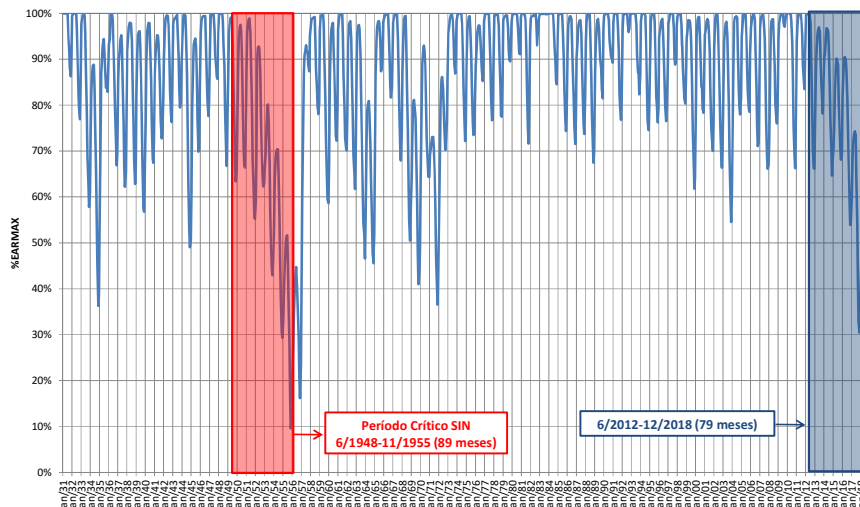


FIGURA 3 - Evolução da Energia Armazenada do SIN no cálculo do Período Crítico do SIN

Verifica-se, na figura anterior, que nos anos finais do histórico de vazões afluentes há um deplecionamento acentuado do SIN, à similaridade do que ocorre num período crítico histórico, ou seja, tudo indica que o SIN estaria em um novo período crítico face ao longo horizonte de meses (79) a partir do qual saiu do armazenamento máximo e não houve mais reenchimento pleno do armazenamento equivalente do SIN (de junho/2012 a junho/2019).

Notadamente o período crítico do SIN sempre foi influenciado pelo subsistema Sudeste/Centro-Oeste, devido à grande participação que os reservatórios de regularização desse subsistema possuem na capacidade total de armazenamento do SIN, embora algumas outras bacias tenham comportamentos diversos como aquelas localizadas na região Sul do país e, mais recentemente, a bacia do rio São Francisco, no subsistema Nordeste, que vem atravessando uma situação de criticidade hídrica, o que certamente influenciou o deplecionamento observado nos últimos anos das simulações realizadas e apresentadas na figura anterior, explicando, dessa forma, as condições hidroenergéticas reais vivenciadas desde junho de 2012, quando os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste não mais tiveram seus reservatórios equivalentes reenchidos em cada estação chuvosa subsequente. Fica, portanto, a expectativa: estaríamos em um novo Período Crítico nas proporções do “49/56”? Mas certamente essa situação explica os acentuados deplecionamentos verificados entre 2012 a 2019.

2.3 Sazonalidade e Complementariedade da Oferta

A expansão da hidroeletricidade na Amazônia, com características de grande capacidade de produção na estação chuvosa, sem reservatório de acumulação, e baixa produção na estação seca, ocasiona uma acentuada sazonalidade da oferta, à semelhança da usina de Tucuruí, em operação, no rio Tocantins.

As usinas do Complexo Madeira, Santo Antão Antônio e Jirau, e as UHE Teles Pires e São Manoel já operam com motorização completa. A UHE Belo Monte teve sua primeira máquina operada em 2016 e previsão de completar sua motorização em 2020. As usinas de Colider e Sinop, localizadas no rio Teles Pires, têm previsão para completar motorização ainda em 2019, além das usinas futuras previstas nos estudos de longo-prazo do MME/EPE.

Esses projetos estão localizados longe dos grandes centros de carga, exigindo extensos sistemas de transmissão para o transporte de grandes blocos de energia nas estações chuvosas e pequenos montantes durante as estações secas, aumentando, sobremaneira, a complexidade operativa do SIN em termos de segurança eletroenergética.

Conforme análise desenvolvida pelo ONS em estudos específicos da integração dessas usinas da região Norte, observa-se que no segundo semestre de cada ano, quando a geração das usinas a fio d'água da região Amazônica encontra-se em patamares bastante reduzidos, a geração térmica flexível e a geração de usinas não simuladas individualmente (inflexíveis) apresentam-se em patamares mais elevados, compensando, juntamente com o deplecionamento dos reservatórios do SIN, a redução da geração hidráulica. Essa operação confirma o papel importante das fontes alternativas complementares na segurança operativa do SIN.

Cabe destacar que a oferta significativa de energia elétrica de origem hidráulica com perfil altamente sazonal e abundante proveniente das usinas da região Amazônica resulta também em modificações dos perfis atuais da operação do SIN, com uma tendência de se atingir níveis cada vez mais baixos de armazenamento ao final de cada estação seca.

Com relação ao perfil de geração das fontes como biomassa e eólicas, que apresentam maior disponibilidade exatamente nas estações secas do SIN, sendo, portanto, complementares à oferta hídrica, ou seja, fontes que desempenham o papel de verdadeiros “reservatórios virtuais”.

As fontes eólicas, embora sejam tratadas de forma “inflexível”, que, nos modelos de otimização energética, tem sua previsão de geração abatidas diretamente da carga, apresentam características marcantes de variabilidade e intermitência *inter* e *intra-day*, em função do perfil dos ventos, o que traz desafios importantes, em termos operativos, sendo necessário o provisionamento de geração fora da ordem de mérito (Garantia Energética) em “D-1” e/ou reserva operativa suficiente no “Dia D”.

Com relação às fontes a biomassa, embora, em geral, não estejam disponíveis durante o ano inteiro, ficam sujeitas às safras agrícolas (principalmente bagaço de cana), sendo, no entanto, influenciadas pelas condições climáticas a cada estação. No caso do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, por exemplo, uma usina a biomassa movida a bagaço de cana de açúcar tem disponibilidade de combustível em aproximadamente sete meses do ano, durante o período de safra, de maio a novembro.

Mais recentemente, há a inserção da energia fotovoltaica na matriz elétrica brasileira, com a evolução da capacidade instalada desta fonte dos atuais 1.780 MW para 3.626 MW em 2023, o que representa uma participação de 2,0% da matriz elétrica. Embora esta fonte seja representada, assim como as eólicas, de forma “inflexível”, abatida diretamente da carga, sua crescente expansão demandará uma representação mais fidedigna com o seu perfil de geração, que possui diferença relevante de valores entre os patamares leve, médio e pesado.

A Figura 4 ilustra a complementaridade anual teórica (em PU) das diversas fontes, ou seja, a diversidade de produção ao longo de um mesmo ano permite mitigar o efeito da sazonalidade da oferta hídrica, compensando a perda gradual de regularização, desde que suas ofertas sejam firmes e em montantes equivalentes à redução da oferta hídrica, ou seja, é extremamente importante a avaliação dessas disponibilidades para efeito de planejamento da operação.

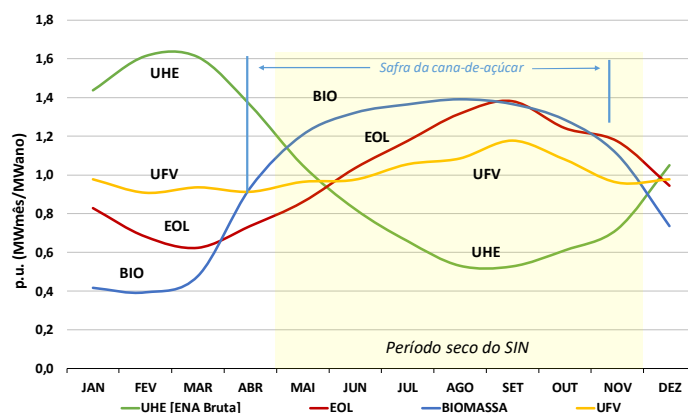


FIGURA 4 - Complementaridade Anual das Diversas Fontes de Geração

Desta forma, depreende-se que as usinas térmicas convencionais, flexíveis ou não, também desempenham papel importante na segurança operativa do SIN, na medida em que possam ser acionadas para garantir os estoques de segurança durante o período seco. Vale também lembrar que esse período é coincidente com períodos de temperaturas mais altas no hemisfério Norte, o que permite uma complementaridade de oferta de geração com o GNL, e vice-versa.

2.4 Custo e relevância da oferta térmica

A necessidade de atendimento a uma carga crescente, associada à redução gradativa do Grau de Regularização SIN e à tendência de oferta hidroelétrica abundante nas estações chuvosas (como, por exemplo, a oferta da Amazônia, com sazonalidade acentuada), obriga a complementação da geração hidroelétrica na estação seca de cada ano, seja por usinas térmicas convencionais e/ou pelas fontes alternativas (eólicas/biomassa/solar). Assim, o parque térmico e as fontes alternativas passam a ter, cada vez mais, o papel de “reservatório virtual” do SIN.

Conforme já mencionado, as usinas termelétricas convencionais, flexíveis ou não, passam a desempenhar um papel importante na segurança do SIN. O montante de geração térmica disponível e seu custo para despacho são fatores determinantes no novo perfil da oferta no SIN. A Figura 5 apresenta a distribuição, por fonte, dos Custos Variáveis Unitários – CVUs do parque termoeletrico previsto para entrar em operação até 2023.

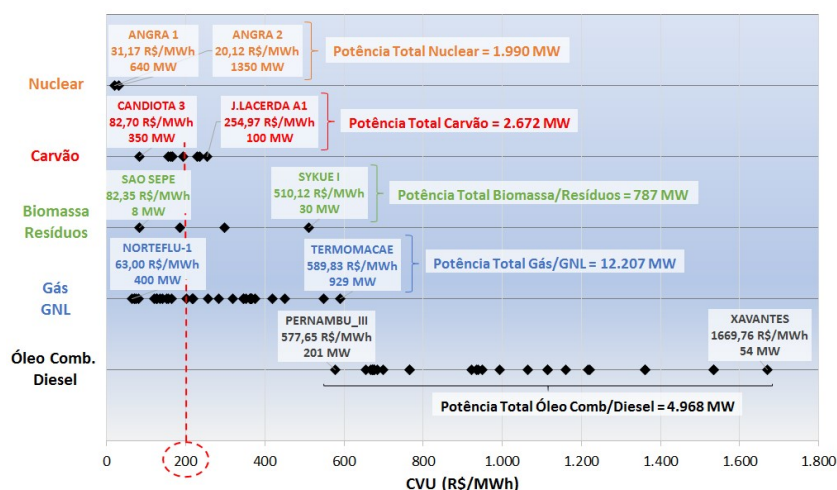


FIGURA 5 - Distribuição dos Custos Variáveis Unitários por Fonte

Da anterior pode-se observar, além da interseção entre os custos das diversas fontes, uma elevada dispersão - UTEs com custos para despacho variando de 11 (Carvão) e 16 (Biomassa) até 54 (óleo combustível e diesel) vezes superior ao da térmica mais barata (nuclear).

A Figura 6 ilustra que a faixa de CVU em que há o maior incremento de geração térmica está entre 100,00 R\$/MWh e 250,00 R\$/MWh, onde é acrescido um montante de aproximadamente 6.100 MW de potência. Para os CVU mais elevados, na faixa de 800,00 R\$/MWh a 1.700,00 R\$/MWh, não há um incremento de potência significativo, o que acaba colaborando para a volatilidade dos CMOs quando do despacho de geração térmica nessa faixa de disponibilidade, o que inclusive explica a alteração de bandeiras tarifárias entre PMOs ao longo de cada ano.

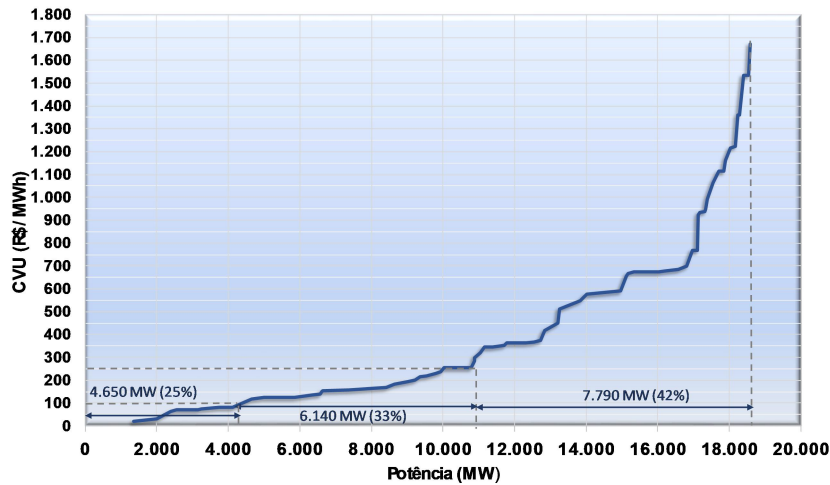


FIGURA 6 - Potência Térmica do SIN (MWmed) x CVU (R\$/MWh)

A Figura 7, a seguir, ilustra, de forma bastante simplificada a influência dos custos operativos das térmicas (CVU) no processo de otimização. Na realidade pode-se dizer que existem três tipos de térmicas: as inflexíveis, cuja geração é abatida da carga, e as inflexíveis, algumas de CVU competitivos, que são despachadas por ordem de mérito e algumas (cerca de 42% da capacidade instalada) com CVUs bastante elevados (acima de 250 R\$/MWh, por exemplo), que são despachadas por ordem de mérito apenas em cenários hidrológicos desfavoráveis, trazendo sinais econômicos através da Função de Custo Futuro que acabam por induzir a um maior esvaziamento dos reservatórios de regularização.

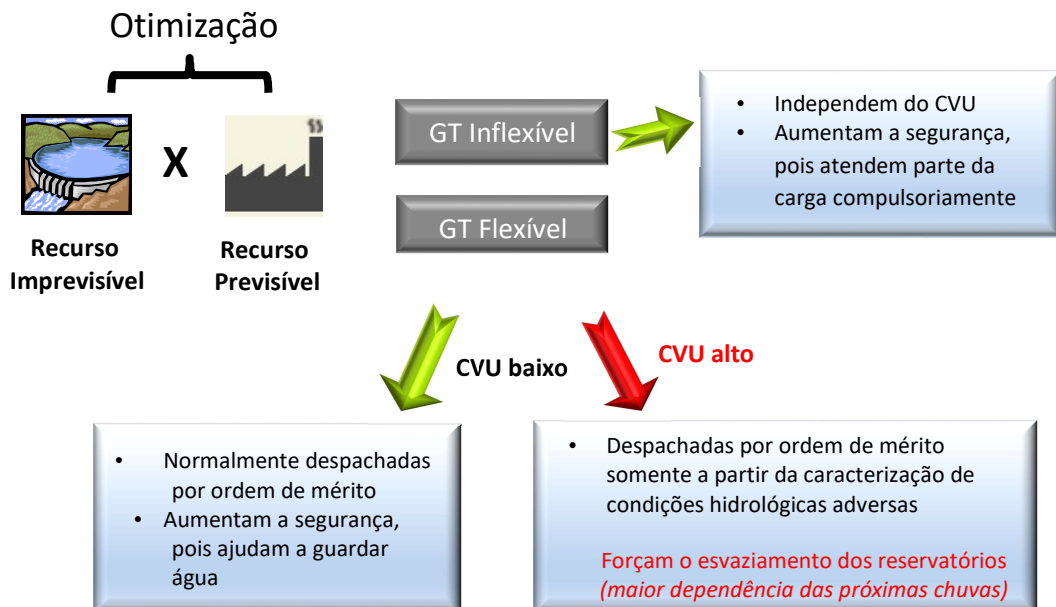


FIGURA 7 – Influência dos custos operativos das térmicas (CVU) no processo de otimização

Essa realidade operativa atual do SIN sugere que ações de planejamento possam ser indicadas no sentido de substituir as usinas mais caras por novos empreendimentos de custos operativos mais competitivos e impõe a construção de novas modalidades de “leilões de substituição” de usinas térmicas que terão seus contratos findos a partir de 2022.

2.5 Alocação da Geração Compulsória de Energia na Curva de Carga do SIN

Nos modelos de otimização, toda geração representada de forma inflexível é abatida da carga global projetada, resultando em uma carga líquida a ser atendida pelas demais fontes flexíveis no processo de otimização, conforme ilustrado na Figura 8.

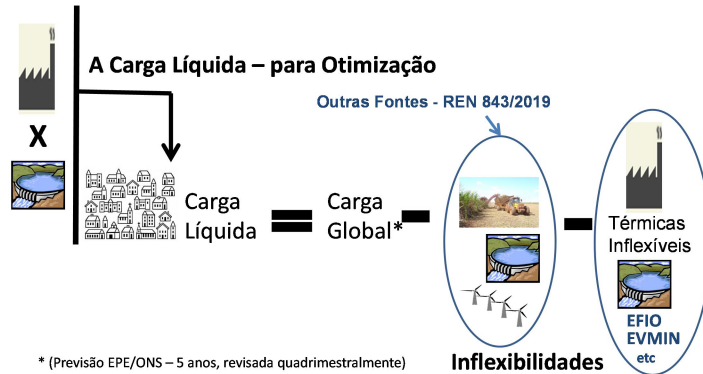


FIGURA 8 - A Representação da Geração Não Controlável

A Figura 9 apresenta uma estimativa das parcelas inflexíveis (térmica, não simuladas e hidráulica), em percentual da carga global, para os anos de 2019 e 2023. Nesta figura, entende-se por Carga Líquida a Carga Bruta prevista abatida da inflexibilidade térmica, da inflexibilidade hidroelétrica (defluência mínima obrigatória, geração a fio d'água, etc) e da previsão de geração de usinas eólicas, fotovoltaicas e a biomassa. Observa-se que a parcela de geração inflexível corresponde a um valor de 75% da carga global em 2019 e 70% da carga global em 2023, restando, desta forma, apenas 25% e 30%, respectivamente, da projeção global de carga para a operação otimizada entre as UHEs e as UTEs flexíveis, o que pode explicar porque no horizonte de médio prazo do PEN 2019 (2021 a 2023) os riscos de déficit são extremamente baixos, assim como o valor esperado dos custos marginais de operação, indicando assim o Equilíbrio Estrutural

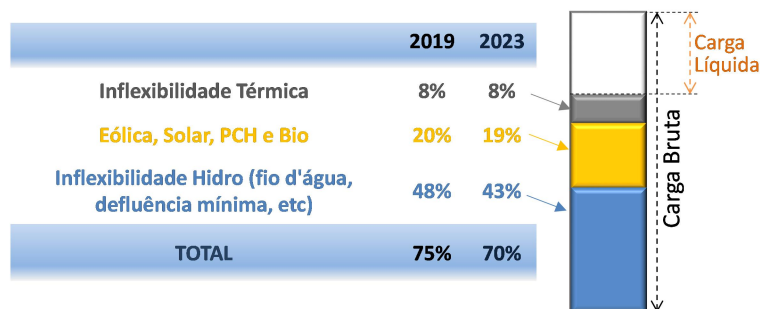


FIGURA 9 – Carga Global/Carga Líquida do SIN em 2019 e 2023

3.0 - CONCLUSÃO

Em termos de evolução da matriz de energia elétrica, ao se manter a atual tendência da expansão hidroelétrica, calcada em usinas com baixa ou nenhuma regularização plurianual, o papel das termoelétricas flexíveis ou de baixa inflexibilidade, com custos de operação moderados e com menores incertezas de suprimento de combustível (GN/GNL/Carvão) passa a ser fundamental na seleção dos projetos a serem ofertados nos próximos leilões de energia nova. Não obstante, as fontes alternativas complementares na estação seca, como eólicas, fotovoltaicas e biomassa, também apresentam papel importante na segurança operativa do SIN, pois exercem o papel de "reservatórios virtuais" do SIN.

Com o critério econômico usual de mínimo custo total de operação e a disponibilidade significativa de térmica com CVUs mais elevados leva a um atraso no despacho térmico, submetendo os subsistemas a acentuados deplecionamentos ao final de cada estação seca, gerando CMOs elevados e exigindo atenção do ONS para eventuais ações heterodoxas, o que muitas vezes indica uma situação paradoxal entre o Equilíbrio Estrutural e o Equilíbrio Conjuntural.

A alta parcela de inflexibilidade, que corresponde a um valor de 75% da carga global em 2019 e 70% da carga global em 2023, pode ser um dos motivos para a obtenção de riscos de déficits estruturais bastante reduzidos nas avaliações de médio prazo.

4.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Plano da Operação Energética 2019/2023 – PEN 2019*. Relatório Técnico ONS DPL-REL-0182/2019.
- (2) Centro de Pesquisa de Energia Elétrica - CEPEL. Manual de Referência do Modelo SUIISHI
- (3) Ministério de Minas e Energia – MME – Portaria 303/2014, de 18 de novembro de 2004

5.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Mario Jorge Daher

Engenheiro Eletricista pela PUC/RJ, Mestre em Ciências pela UNICAMP em Pesquisa Operacional com Pós-Graduação em Operação de Sistemas Hidrotérmicos pela UNICAMP, MBA Executivo pela COPPEAD e MBA em Desenvolvimento Gerencial no Setor Elétrico, pelo IAG- PUC/RJ (CAISE). e Gerente Executivo de Planejamento Energético, na Diretoria de Planejamento do ONS, área responsável pelos estudos de carga, metodologias e modelos hidroenergéticos e estudos de planejamento da operação energética de médio prazo, tendo exercido, anteriormente, a função de Gerente Executivo de Planejamento da Operação Eletroenergética do Sistema Interligado Nacional – SIN.



Alex Nunes de Almeida (*in memoriam*)

Possui graduação pela UFPA em Engenharia Elétrica (1986), mestrado em Engenharia Elétrica pela COPPE/UF RJ (1990) e MBA em Desenvolvimento Gerencial no Setor Elétrico, pelo IAG- PUC/RJ (2006). Trabalhou como engenheiro de sistemas de potência especialista no Operador Nacional do Sistema Elétrico, atuando, principalmente, nas áreas de planejamento da operação energética e estudos energéticos.



Maria Aparecida Martinez

Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Veiga de Almeida, e pós-graduação pela PUC/RJ - IAG Master em Desenvolvimento Gerencial – CAISE. Atuou como engenheira na Light (1989/2001), nas áreas de Planejamento da Operação e Mercado Atacadista de Energia. Desde 2001, trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, onde atualmente ocupa o cargo de Gerente de Estudos Energéticos.



Vitor Silva Duarte

Possui graduação (1999) e mestrado (2002) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora, doutorado em Engenharia Elétrica pela COPPE/UF RJ (2012) e MBA em Desenvolvimento Gerencial no Setor Elétrico, pelo IAG- PUC/RJ (2017). Trabalha como engenheiro de sistemas de potência sênior no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, atuando, principalmente, nas áreas de planejamento da operação energética e estudos energéticos.