

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP

AValiação dos Impactos da Introdução da Resposta Demanda na Programação Diária da Operação do Sistema Hidrotérmico Brasileiro

ROSANE BESSA DA SILVEIRA SANTOS(1); BRUNO SOARES MOREIRA CESAR BORBA(1); ANDRÉ LUIZ DINIZ(2)

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE(1); CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA CEPEL(2)

RESUMO

Estudou-se a consideração da Resposta da Demanda (RD) como recurso despachável na Programação Diária da Operação do sistema hidrotérmico brasileiro, simulando as RDs como térmicas fictícias no modelo de otimização DESSEM, a partir de casos reais divulgados pelo ONS, sendo escolhidos os meses de outubro e novembro de 2020. Quando comparados os resultados dos casos reais e daqueles simulados no estudo mostrou-se que, quando o modelo DESSEM decidiu pelo acionamento da RD, houve redução do custo total de operação do sistema e dos custos marginais de operação dos subsistemas, além da contribuição na preservação dos estoques dos reservatórios hidráulicos proveniente de redistribuição do despacho hidrotérmico.

PALAVRAS-CHAVE

Resposta da demanda, gerenciamento pelo lado da demanda, dessem, custo total de operação, custo marginal de operação.

1 - INTRODUÇÃO

A matriz elétrica brasileira é composta, em sua maioria, por geração hídrica e térmica. Contudo, ao longo dos anos houve um aumento expressivo das fontes intermitentes e não despacháveis de geração, com amplo destaque para a geração eólica. Segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [1], a participação desta geração na matriz elétrica brasileira em 2020 é de 9,6%, com cerca de 16,5 GW de potência instalada, sendo sua projeção de crescimento para o ano de 2024 de aproximadamente 30 GW, representando um aumento de 82% em sua capacidade instalada [2]. Devido à forte expansão desta geração na matriz elétrica brasileira e à diminuição da representatividade das usinas de regularização, torna-se oportuna a implementação de outros mecanismos para auxiliar no equilíbrio entre geração e carga, trazendo maior confiabilidade ao sistema eletroenergético.

É neste contexto que o Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) e seus mecanismos de Resposta da Demanda (RD) podem se tornar importantes instrumentos no planejamento e operação do sistema elétrico brasileiro. Em alguns países como EUA, Espanha e França [3] [4], o GLD é amplamente utilizado e tem contribuído para o aumento da segurança energética e expansão mais adequada do sistema elétrico. No Brasil, até o momento existem poucos programas de incentivo à diminuição da demanda e, os que existem, implicam em pouco impacto na redução de consumo.

O Brasil está passando por um novo marco de modernização do setor elétrico. Desta forma, é importante viabilizar a utilização de mecanismos de RD, que podem proporcionar uma redução de consumo mais significativa, diminuindo assim a geração necessária para atendimento à carga e, consequentemente, reduzindo os custos operacionais de geração, uma vez que o acionamento de usinas de custo mais elevado, normalmente aquelas para atendimento à demanda de pico, poderá ser reduzida. Além disso, a utilização da RD como provedor de diminuição global de consumo pode sinalizar uma postergação na expansão da oferta, possibilitando um avanço mais sustentável do equilíbrio entre oferta e demanda.

Apesar de inúmeros benefícios, as fontes de geração renovável, como as usinas eólicas, apresentam grande oscilação em sua produção, podendo variar consideravelmente em um intervalo de uma hora. Desta maneira, o operador do sistema muitas vezes necessita despachar térmicas mais caras em algumas horas do dia, para fazer a regulação do atendimento à carga frente às variabilidades de geração intermitente. Neste sentido, a RD surge também como alternativa para reduzir esses despachos térmicos, promovendo uma mudança no comportamento normal da carga, através de reduções nas tarifas de energia ou por meio de incentivos financeiros, para que haja diminuição da demanda em determinados períodos em que o preço da energia está mais alto ou quando o sistema elétrico se encontra mais fragilizado [5].

1.1 Motivação e objetivo do estudo

A consideração da RD como um recurso despachável, sob o ponto de vista da programação da operação do SIN, ainda não foi implantada para o planejamento da operação e formação de preços no Brasil. Portanto, este trabalho tem como objetivo considerar a RD como recurso despachável no problema de Programação Diária da Operação (PDO), através de sua representação no modelo utilizado oficialmente no Brasil para a otimização de despacho e cálculo de preços para o dia-seguinte (DESSEM). Busca-se analisar os impactos da RD e sua relevância no sentido de otimizar o despacho, suavizar os picos de preço e reduzir o custo total de operação do sistema, de maneira que seja possível apontar caminhos para uma melhor e mais abrangente adoção de mecanismos de RD no Brasil. Foram realizadas simulações no modelo DESSEM usando como base casos reais disponibilizados pelo ONS, em 2020, onde as RDs foram representadas como usinas térmicas fictícias, com sua redução de demanda e remuneração correspondendo à geração da térmica fictícia e seu valor de Custo Variável Unitário (CVU), respectivamente. Restrições de *unit commitment* também foram consideradas para as RDs, de forma a caracterizar de forma mais realista estes mecanismos. Ademais, a figura do agregador de carga foi representada no DESSEM através de restrições adicionais, devido à sua reconhecida importância para o estímulo e promoção segura dos mecanismos de RD em contexto mundial.

2 - O GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA

A utilização de mecanismos de GLD vem conquistando um papel importante em diversos mercados de eletricidade pelo mundo, buscando garantir o atendimento à demanda de eletricidade com confiabilidade, flexibilidade, economia e de forma ambientalmente sustentável. O *Electric Power Research Institute* (EPRI) define o GLD como “o planejamento, implementação e monitoramento de atividades de unidades consumidoras, desenvolvidas para influenciar o uso da eletricidade que produzirão mudanças no perfil da carga, ou seja, proporcionará mudanças no padrão, período e magnitude do consumo”. O GLD também tem por objetivo deslocar o período de consumo de energia e fazer com que o consumidor diminua sua demanda em momentos de horário de ponta, onde normalmente o preço da energia é mais elevado [6], e pode ser dividido em duas categorias: Eficiência Energética (EE) e Resposta da Demanda (RD). O principal objetivo da EE é a redução no consumo de energia realizando as mesmas tarefas. Já a RD está relacionada à mudança no padrão de consumo, levando a um deslocamento da carga ou redução da mesma, através de incentivos de mercado [7].

2.1 Conceitos de Programas de Resposta da Demanda

A *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) descreve a RD como a mudança na utilização da eletricidade pelos consumidores, dado o seu padrão normal de consumo, em resposta às mudanças no preço da energia durante o dia ou por incentivo através de pagamentos destinados a induzir um menor uso da energia em momentos de preços mais elevados, ou quando a confiabilidade do sistema se encontra prejudicada. De maneira geral, a RD pode ser dividida em dois tipos: não despachável e despachável, que também podem ser conhecidas como programas de RD baseados em precificação na tarifa e baseados em incentivo financeiro, respectivamente. No modo não despachável, o operador do sistema não possui controle sobre a carga, sendo que a mesma varia seu consumo de forma autônoma, baseada nos preços vivenciados por ela, obtendo como benefício o desconto ou crédito na cobrança de energia elétrica. Por outro lado, a RD despachável pode oferecer ao operador uma alteração em seu consumo, em troca de benefícios ou incentivos financeiros, participando de forma mais ativa no mercado de eletricidade. A RD tem como resultado a longo prazo uma formação de preços mais eficiente, aumentando a competitividade do mercado, além de diminuição de investimentos adicionais em capacidade de geração e reserva de potência operativa [8].

Uma revisão bibliográfica de mecanismos de RD utilizados mundialmente e no Brasil pode ser encontrada em [9], onde os programas de RD baseados em preços são exemplificados e a RD baseada em incentivos, que foi objeto deste estudo, é mais amplamente discutido.

A RD baseada em incentivos (despachável) oferece aos consumidores incentivo financeiro para redução da demanda. De forma simplificada, os consumidores diminuem seu consumo em relação à uma *baseline* determinada previamente, e são penalizados caso não consigam atender aos critérios de despacho anteriormente definidos. Este tipo de RD normalmente é controlável, através de monitoramento e verificação de atendimento à sua operação em tempo real e possuem adoção de forma voluntária por parte dos consumidores. A RD baseada em incentivos proporciona ao consumidor uma ação mais ativa ao negociar parcelas de seu consumo ou potência que estarão sujeitas à interrupção ou diminuição.

Como exemplo de programa de RD baseado em incentivos no Brasil, iniciou-se em 2017 o projeto piloto de RD, em vigência até o momento através da Resolução Normativa ANEEL n° 792/2017. Este mecanismo visa substituir térmicas despachadas fora da ordem de mérito por ofertas de redução de demanda cujo custo seja inferior ao valor de CVU da térmica despachada, auxiliando na redução de encargos do sistema. Após algumas alterações

realizadas no projeto, visando uma maior participação de agentes consumidores, ainda assim é observada pouca participação deste grupo, tendo somente um despacho realizado em novembro de 2018.

3 – O PROBLEMA DE PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO COM RESPOSTA DA DEMANDA

Utilizado a partir de janeiro de 2020 pelo ONS para o despacho da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) e desde janeiro de 2021 para a formação do preço horário de energia no Brasil, o modelo de otimização DESSEM [10], [11] tem como objetivo determinar a programação diária da operação de sistemas hidrotérmo-eólicos, em um horizonte de uma semana e discretização de até meia-hora, considerando de forma detalhada as características físicas e restrições operativas de usinas hidrelétricas em cascata, restrições de *unit commitment* térmico, uma modelagem DC da rede elétrica com restrições de segurança e a representação explícita de fontes intermitentes (usinas eólicas, solares) como recursos adicionais despacháveis. O modelo atua de forma coordenada com os modelos de otimização NEWAVE [12] e DECOMP [13]. Em seguida, serão destacadas as formulações matemáticas relacionadas à inclusão da modelagem de RD no problema, de maneira que maiores informações sobre modelo DESSEM podem ser verificadas em [10] [11] (e referências nesses trabalhos) e o estudo apresentado pode ser encontrado de forma completa em [9].

3.1 Formulação original do problema

A função objetivo do modelo é dada por (1), onde nt é o número total de unidades geradoras térmicas, cada uma com geração gt_i^t e com um custo variável de combustível de ct_i^t . NCI e NCE são os números de contratos de importação e exportação, respectivamente, com ofertas no formato quantidade *versus* preço dados pelos pares (ct_i^t, Eim_i^t) e (ce_i^t, Eex_i^t) .

(1)

$$\text{Min } Z = \sum_{t=1}^T \left[\sum_{i=1}^{nt} (cst_i^t + ct_i^t gt_i^t) + \sum_{i=1}^{NCI} ci_i^t Eim_i^t - \sum_{i=1}^{NCE} ce_i^t Eex_i^t \right] + \alpha_{FCF} (V_i^T + R_i^T)$$

O custo futuro α_{FCF} é função do vetor de armazenamento V_i^t dos reservatórios e pela quantidade de água em curso nos rios R_i^T [14] ao final do horizonte de estudo, e dada por uma função multivariada e linear por partes (2), onde $NCUT_{FCF}$ é o número de cortes da função de custo futuro, fornecida pelo modelo de curto prazo. Para cada corte k π_{FCF, V_i^k} é o termo relacionado ao armazenamento de cada reservatório i e π_{FCF_0} é o termo independente.

(2)

$$\alpha_{FCF} \geq \pi_{FCF_0} + \sum_{i=1}^{NH} \pi_{FCF, V_i^k} (V_i^t + R_i^t), \quad k = 1, NCUT_{FCF}$$

As restrições de balanço de carga consistem no atendimento à demanda D_k^t para cada barra da rede elétrica k , no período t , composto pela soma de todas as cargas na barra. Em (3), GH_i^t , gt_i^t e Ge_i^t são as variáveis relacionadas à cada usina i de geração hidráulica, térmica e eólica, respectivamente. A geração das usinas não simuladas centralizadamente (Gso_i^t) é conhecida. Qb_i^t é o bombeamento da usina elevatória i no período t e $Cons_i$ o seu consumo específico. Os contratos de importação e exportação de energia são representados por Eim_i^t e Eex_i^t , respectivamente. Os fluxos nas linhas referentes a todas as barras vizinhas a k , representado pelo conjunto Ω_{Sl_k} são identificados por f_{ik}^t e f_{ki}^t . Por fim, os conjuntos Ω_{SH_k} , Ω_{ST_k} , Ω_{SE_k} , Ω_{SEB_k} , Ω_{SO_k} , Ω_{SCI_k} , Ω_{SCE_k} correspondem ao conjunto de usinas hidráulicas, unidades térmicas, usinas eólicas, estações de bombeamento, usinas não simuladas e contratos de importação e exportação de energia associados à barra k , respectivamente [10]. Ressalta-se que, para fins de cálculo de preço (após a resolução do problema), são definidos subsistemas compostos por conjuntos de barras, e os fluxos nas linhas entre esses subconjuntos compõem os intercâmbios entre subsistemas.

(3)

$$\begin{aligned} & \sum_{i \in \Omega_{SH_k}} GH_i^t + \sum_{i \in \Omega_{ST_k}} gt_i^t + \sum_{i \in \Omega_{SE_k}} Ge_i^t - \sum_{i \in \Omega_{SEB_k}} Cons_i Qb_i^t - \sum_{i \in \Omega_{SCE_k}} Eex_i^t + \sum_{i \in \Omega_{SCI_k}} Eim_i^t + \sum_{i \in \Omega_{Sl_k}} (f_{ik}^t - f_{ki}^t) \\ & = D_k^t - \sum_{i \in \Omega_{SO_k}} Gso_i^t \end{aligned}$$

A representação do fluxo entre barras do sistema é fornecida através do modelo linearizado em potência ativa ou fluxo DC, que é baseado no forte acoplamento entre a potência ativa e ângulo das tensões. Restrições de limites

de fluxo e somatório de fluxos nas linhas, bem como restrições de segurança dinâmica, cujos limites dependem da condição do sistema, são igualmente consideradas no problema e descritas com mais detalhes em [10], [11], [15].

Na modelagem do *unit commitment* térmico, o status das unidades geradoras é representado pela variável de decisão u_i^t e consideram-se as restrições de geração mínima/máxima enquanto ligada (4), o tempo mínimo ligada (Ton_i)/desligada ($Toff_i$) (5) e (6), além de outras restrições associadas às termoeletricas operadas em ciclo combinado, transição entre unidades equivalentes, etc. [11].

$$(4) \quad \underline{gt}_i \cdot u_i^t \leq gt_i^t \leq \overline{gt}_i \cdot u_i^t$$

$$(5) \quad \sum_{k=t}^{t+Ton_i-1} u_i^k \geq Ton_i \cdot (u_i^t - u_i^{t-1})$$

$$(6) \quad \sum_{k=t}^{t+Toff_i-1} (1 - u_i^k) \geq Toff_i \cdot (u_i^{t-1} - u_i^t)$$

Algumas restrições associadas a problemas de transmissão, sobrecarga, controle de tensão ou suporte de reativo podem ser representadas através das Restrições Elétricas Especiais (RE), uma vez que informações sobre potência reativa e tensões nas barras não são representados na modelagem DC. Em (7) cada restrição k é representada através de limites inferiores \underline{RE}_i^t e superiores \overline{RE}_i^t , em cada período t , para a soma ponderada de injeções de potências GH_j^t , GT_j^t , $Int_{sfr(j),sto(j)}^t$, Eci_j^t , Ece_j^t , de um subconjunto de usinas hidráulicas, térmicas, intercâmbios do sistema e contratos de importação e exportação de energia, respectivamente.

$$(7) \quad \underline{RE}_i^t \leq \sum_{j \in REH_i} k_{RE,H_i^j} GH_j^t + \sum_{j \in RET_i} k_{RE,T_i^j} GT_j^t + \sum_{j \in REI_i} k_{RE,I_i^j} Int_{sfr(j),sto(j)}^t + \sum_{j \in RECI_i} k_{RE,CI_i^j} Eci_j^t + \sum_{j \in RECE_i} k_{RE,CE_i^j} Ece_j^t \leq \overline{RE}_i^t$$

onde $i = 1, \dots, NRE$; $t = 1, \dots, T$.

Finalmente, diversas outras restrições são consideradas no modelo, tais como: (i) balanço hídrico para usinas em cascata, considerando usinas elevatórias e tempo de viagem da água com curva de propagação [14]; (ii) produtividade variável com a altura de queda de montante e jusante, através de uma função de produção linear por partes do armazenamento, turbinamento e vertimento [16]; (iii) evaporação como uma função linear do volume armazenado; (iv) controle de cota em seções de rio; (v) restrições operativas de defluência, armazenamento e geração das usinas hidráulicas, entre outros. Uma descrição mais completa do problema pode ser encontrada em [10], [11].

A resolução do problema de PDO pelo modelo DESSEM é realizado por programação linear inteira-mista (MILP), utilizando o algoritmo *Branch and Cut* embutido no solver CPLEX para solução do problema [17], com aplicação adicional de técnicas avançadas para redução do tempo computacional para resolução do problema, descritas em [10], [11]. Um dos resultados mais importantes do modelo é o Custo Marginal das Barras do SIN (CMB), a partir do qual são calculados os custos marginais de cada submercado (CMO), como média ponderada dos CMBs nas barras que pertencem a cada submercado. Detalhes deste cálculo são apresentados em [10], [11].

4 – LEVANTAMENTO DAS CARACTERÍSTICAS E REPRESENTAÇÃO DA RD NO DESSEM

O mapeamento de potencial de RD para aplicação de curto/médio prazo necessita de uma escolha do tipo de consumidor que já se encontraria apto a participar do mercado de RD. Entende-se como “apto” o fato do consumidor possuir ou ter a seu alcance as tecnologias, ferramentas e conhecimentos adequados, de forma que a sua redução de consumo seja mensurável e viável do ponto de vista econômico e operacional. O mercado livre de energia mostra um contínuo crescimento ao longo dos anos, com previsão de adesão ainda maior conforme a liberalização do mercado de energia for ocorrendo, proveniente de ações da modernização do setor elétrico, destacando-se como um importante ponto de partida para levantamento de potenciais reduções de demanda no país. Desta forma, foi considerado o mapeamento de RD no Brasil focado no mercado livre.

Baseado no estudo realizado em [9] o potencial de RD a ser considerado no trabalho será de 1.800 MW, e corresponde a cerca de 10% do consumo médio das indústrias no mercado livre no país. Este montante foi dividido entre os submercados Sudeste/CO, Sul, Nordeste e Norte conforme percentual de consumo no mercado livre verificado em cada região [18], representando 60%, 18%, 12% e 10%, respectivamente.

Para as ofertas de redução de consumo, é importante que a figura do agregador de cargas seja considerada, uma vez que o mesmo é uma ferramenta valiosa para a promoção de mecanismos de RD, podendo representar um grande número de consumidores, facilitando e atraindo a sua participação neste mecanismo. No estudo realizado, as ofertas de RD para cada subsistema serão consideradas como oferecidas por agregadores de carga, porém,

poderiam também ser realizadas diretamente pelo consumidor, sem prejuízo para o entendimento dos resultados. Desta maneira, foram distribuídas 15 ofertas de redução de consumo por subsistema, totalizando 60 ofertas “individuais” de RD, sendo considerados 4 agregadores de carga, um para cada região, cada um administrando 15 RDs “individuais”. Cada uma das 60 ofertas de redução de consumo foi conectada a uma barra do subsistema. Foram escolhidas 15 RDs por submercado de modo a possibilitar uma distribuição mais ampla das RDs pelas barras dos subsistemas e, além disso, para que os montantes máximos de redução de consumo por RD representassem um número mais realista, sem valores muito elevados. Já a escolha das barras buscou identificar, a partir de grandes consumidores livres cadastrados na CCEE [19], a região elétrica mais próxima na qual o consumidor está localizado.

Com relação ao custo de cada oferta de RD, alguns estudos foram realizados de modo a obter um valor estimado no qual o consumidor estaria propenso a receber por sua redução de consumo, como em [20] [21]. Já em relação ao projeto piloto de RD, um único despacho foi realizado pelo operador do sistema, em novembro de 2018, sendo o valor da oferta realizada pelo consumidor Braskem de R\$ 350,00/MWh [22]. Desta forma, baseado nas informações apresentadas, foi escolhido o valor de R\$ 350,00/MWh para o custo associado a cada oferta de RD, para todos os subsistemas.

No que se refere ao período diário em que as ofertas de RD poderiam ser utilizadas, serão considerados os horários de 13h às 20h, exceto aos sábados, domingos e feriados. Esse período foi escolhido devido o CMO médio por patamar, durante o ano de 2020, apresentar uma tendência de aumento e estabilização em valores mais elevados em torno do patamar 27 (13 horas), e uma tendência de diminuição aproximadamente no patamar 40 (20 horas).

Para a simulação das RDs no modelo DESSEM, estes componentes foram modelados como térmicas fictícias, ou seja, seus parâmetros foram incluídos no modelo DESSEM como se fossem usinas e unidades geradoras térmicas, bem como suas restrições de *unit commitment*. A remuneração de cada RD foi considerada através do parâmetro “CVU” das usinas térmicas. Deste modo, ao se “acionar” uma RD por ordem de mérito, os resultados de injeção de potência ativa ou geração da usina/unidade geradora devem ser compreendidos como uma redução de carga no sistema/barra na qual a RD está conectada.

De forma a permitir que o modelo DESSEM realize a melhor escolha na distribuição de acionamento de RDs, cada oferta de RD poderá gerar no máximo 108 MW, 31,5 MW, 22,5 MW e 18 MW, para os subsistemas Sudeste/CO, Sul, Nordeste e Norte, respectivamente. Foi então necessária a aplicação de restrições de acionamento máximo para o conjunto de RDs, por subsistema, sendo estas restrições tratadas no modelo DESSEM como Restrições Elétricas Especiais (RE), conforme Tabela 1, limitando o acionamento das RDs, por submercado, para que não ultrapassassem os montantes de 1.080 MW (Sudeste/CO), 315 MW (Sul), 225 MW (Nordeste) e 180 MW (Norte). Restrições de geração mínima, tempo mínimo ligado (Ton) e tempo mínimo desligado (Toff) foram igualmente considerados, de forma a representar algumas restrições que de fato podem ser consideradas em um despacho e oferta reais de RD, como as restrições já estabelecidas no projeto piloto de RD. A Tabela 1 também apresenta um resumo dos valores de restrições de *unit commitment* estabelecidos para cada RD por subsistema.

Tab. 1 – Valores de acionamento máximo e restrições das RDs por subsistema

Subsistema	Acionamento máx. por RD (MW)	Acionam. Máx. por conjunto de 15 RDs (MW)	Ger.Máx / Ger. Mín (MW)	Ton / Toff
Sudeste/CO	108	1.080	108 / 5	1h / 1h
Sul	31,5	315	31,5 / 5	1h / 1h
Nordeste	22,5	225	22,5 / 5	1h / 1h
Norte	18	180	18 / 5	1h / 1h

5 – ESTUDO DE CASO E RESULTADOS

Diariamente divulgados pelo ONS, os *decks* de entrada e saída do modelo DESSEM serão utilizados da seguinte forma no estudo de caso: nos *decks* de entrada as premissas indicadas no Capítulo 4 serão incorporadas para a simulação das RDs e os resultados indicados nos *decks* de saída do ONS, intitulados como resultados do “caso base”, serão utilizados para realizar um comparativo com os resultados obtidos através da simulação da RD na programação diária da operação.

Foram simulados os casos base de todos os dias dos meses de outubro e novembro de 2020, exceto os dias em que as ofertas de RD não poderiam ser consideradas (sábados, domingo e feriados). As análises irão se concentrar nos dias em que houve o acionamento das RDs e, para que seja possível demonstrar as principais contribuições do trabalho, foram escolhidos alguns resultados para serem destacados neste artigo, de maneira que o estudo completo pode ser encontrado em [9].

5.1 Simulações: Outubro e Novembro de 2020

Nos dias em que houve o acionamento de RDs em outubro, o CMB foi consideravelmente atenuado, principalmente nos dias 01, 02 e 07 de outubro, para os subsistemas Sudeste/CO e Sul. Para uma síntese dos resultados será mostrado apenas o gráfico do Sudeste/CO no mês de outubro. A Figura 1 apresenta os valores do caso base de CMB das barras nas quais as RDs do Sudeste/CO foram conectadas. Destacam-se os altos valores verificados no dia 01/10, chegando a um CMB de R\$ 2.577,20/MWh no patamar semi-horário 30 para a barra 477. Os resultados de amortecimento do CMB para este subsistema são mostrados também na Figura 1, destacando-se o alto amortecimento ocorrido no dia 01/10 em virtude do acionamento de ofertas de RD, no qual o CMB de todas as barras ficou abaixo de R\$ 600/MWh. Para os subsistemas Norte e Nordeste as diferenças nos CMBs foram mais tênues, de forma que as principais diferenças observadas se encontraram nas regiões Sudeste/CO e Sul.

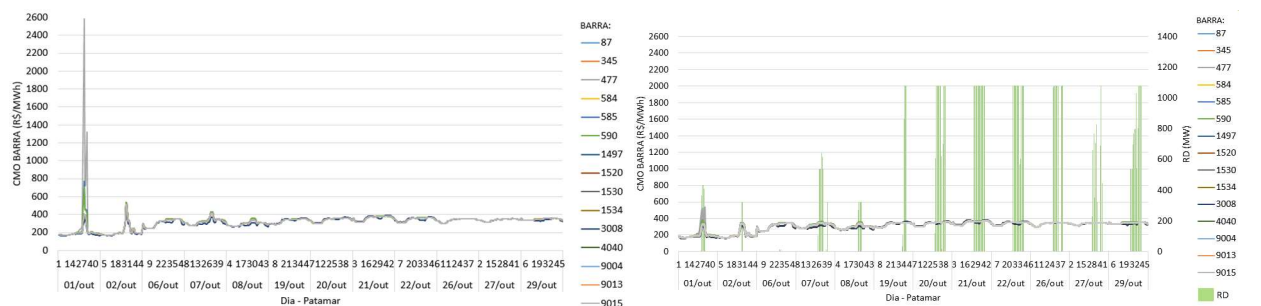


Fig. 1 – Valores de CMB no caso base (à esquerda) e valores de CMB com o acionamento de RDs (à direita) para o Sudeste/CO

Para as simulações de novembro o CMB do caso base apresentou valores elevados, com picos acentuados nos subsistemas Sudeste/CO e Sul. Já os valores de CMB para os subsistemas Nordeste e Norte, apesar de apresentarem valores menores se comparados aos do subsistema Sudeste/CO e Sul, tiveram alguns picos semi-horários observados no caso base. Igualmente ao ocorrido no mês de outubro, o acionamento das RDs contribuiu para a diminuição dos valores de CMB, com destaque para reduções observadas acima de R\$ 500/MWh nos CMBs de algumas barras, ocorridas no patamar 34 do dia 17 de novembro.

O comportamento do CMO em todos os subsistemas, para as simulações de outubro e novembro, se mostrou com perfil de atenuação nos dias em que houve o acionamento de RD. Em virtude da composição do CMO ser mais abrangente, sendo ponderadas as cargas em todas as barras conectadas a cada subsistema, as reduções foram mais tênues se comparados aos valores observados para o CMB, porém, não menos relevantes. Principalmente no Sudeste/CO e Nordeste, as diferenças foram mais perceptíveis naqueles dias em que o CMO mostrou valores de pico em alguns patamares diários, em linha com os resultados apresentados para o CMB. Como exemplo, as Figuras 2 e 3 apresentam os valores de CMO para o Sudeste/CO e Nordeste, respectivamente, para as simulações de novembro, sendo possível verificar as diferenças entre os valores do caso base (em azul) para o caso com RD (em vermelho) e os respectivos valores de acionamento de RDs para cada subsistema (em cinza).

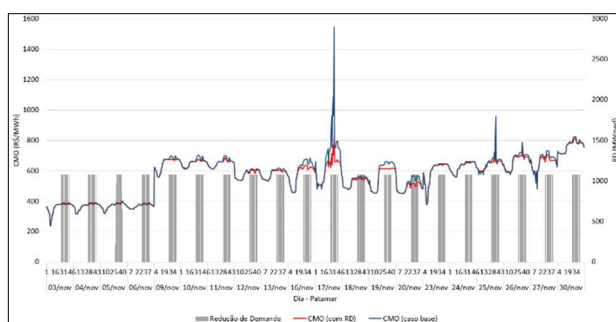


Fig.2 - CMO e acionamento de RDs (Sudeste/CO)

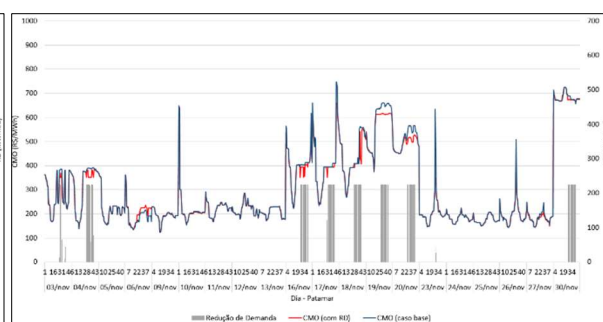


Fig.3 - CMO e acionamento de RDs (Nordeste)

Os valores de CMO dos casos simulados de outubro tenderam a se concentrar abaixo de R\$ 350,00/MWh se comparados ao caso base, conforme Tabela 2, reduzindo as ocorrências de valores de CMO acima do custo das ofertas de RD. Já para a simulação de novembro, os CMOs do caso base de todos os submercados se mostraram mais elevados em comparação ao mês de outubro. Com isso, um maior acionamento de RDs foi observado, sendo que nos subsistemas Sudeste/CO e Sul em todos os dias simulados houve atuação das ofertas de RD, o que ocorreu apenas em determinados dias para os subsistemas Nordeste e Norte. A dispersão dos CMOs dos subsistemas Sudeste/CO e Sul se apresentou conforme Tabela 3 para o mês de novembro, no qual o acionamento das RDs contribuiu para a redução de geração mais cara para atendimento à demanda e não teve efeito na contribuição marginal para suprimento da carga nestes submercados. Nos subsistemas Nordeste e Norte, ainda que tenha havido pouco acionamento de RDs se comparado aos demais submercados, houve o deslocamento de

valores de CMO para abaixo do custo das ofertas de RD, embora com proporção menor se comparado ao mês de outubro.

Tab. 2 – Dispersão dos valores de CMO – Out/2020

Outubro 2020 – CMO (R\$/MWh)				
Subsist.	Cenário	CMO≤150	150<CMO≤350	CMO>350
SE/CO	Caso base	0%	71%	29%
	Com RD	0%	77%	23%
S	Caso base	0%	71%	29%
	Com RD	0%	76%	24%
NE	Caso base	30%	66%	4%
	Com RD	30%	68%	2%
N	Caso base	1%	94%	5%
	Com RD	1%	95%	4%

Tab. 3 – Dispersão dos valores de CMO – Nov/2020

Novembro 2020 – CMO (R\$/MWh)				
Subsist.	Cenário	CMO≤150	150<CMO≤350	CMO>350
SE/CO	Caso base	0%	4%	96%
	Com RD	0%	4%	96%
S	Caso base	0%	4%	96%
	Com RD	0%	4%	96%
NE	Caso base	3%	64%	33%
	Com RD	2%	66%	32%
N	Caso base	0%	57%	43%
	Com RD	0%	58%	42%

Ao se estabelecer que o acionamento das RDs possui o mesmo efeito que uma redução de consumo na barra na qual a mesma encontra-se conectada e, consequentemente, uma redução da carga no subsistema, é esperado que haja uma redução no despacho das usinas cuja geração é indicada pelo modelo de otimização para o atendimento à demanda diária, sendo representadas pelas usinas hidráulicas e térmicas.

O comportamento do despacho térmico se mostrou diferente para cada subsistema, com um resultado total para o SIN no mês de outubro de aumento do despacho térmico, conforme Tabela 4, em um valor aproximado de 7,6 GWh. No mês de novembro, conforme mostrado na Tabela 5, a geração térmica foi reduzida na maior parte dos subsistemas, com destaque para o Sudeste/CO. O Nordeste e Norte também mostraram uma tendência de redução na média do mês de novembro. Por outro lado, o Sul apresentou um aumento desta geração, proveniente de somente um dia com montantes de geração térmica acima dos valores verificados no caso base. Os resultados distintos de geração térmica para cada dia e entre subsistemas está fortemente ligado às restrições de *unit commitment* que são consideradas para o despacho térmico, levando o modelo de otimização a considerar se despacha ou não uma usina térmica conforme seus custos de geração e restrições de *unit commitment*, para não aumentar o custo de operação.

Tab. 4 – Diferença de geração térmica em relação ao caso base

Outubro 2020		
Subsistema	Ger.Term. (MWh)	Ger.Term. (MWmed)
SE/CO	-247,77	-0,43
S	-18,37	-0,03
NE	8.070,13	14,01
N	-205,20	-0,36
SIN	7.598,79	13,19

Tab. 5 – Diferença de geração térmica em relação ao caso base

Novembro 2020		
Subsistema	Ger.Term. (MWh)	Ger.Term. (MWmed)
SE/CO	-61.335,55	-63,89
S	3.991,8	4,16
NE	-6.343,90	-6,61
N	-2.255,93	-2,35
SIN	-65.943,58	-68,69

A geração proveniente de usinas hidráulicas no mês de outubro foi reduzida em todos os subsistemas, de acordo com os valores mostrados na Tabela 6, chegando a um valor total para o SIN de aproximados 115,5 GWh de redução. Já a Tabela 7, mostra os valores de redução médio desta geração considerando todos os dias simulados em novembro, cujo valor para o SIN foi redução média de, aproximadamente, 380 MWmed. Em todos os subsistemas o despacho hidráulico foi em média menor se comparado aos valores do caso base. A tendência final de diminuição de geração hidráulica do SIN pode contribuir para uma redução no custo futuro da operação, uma vez que os estoques das usinas hidráulicas seriam preservados, sendo um importante resultado para a consolidação deste estudo, no que concerne o resultado do custo total da operação que será analisado mais adiante.

Tab. 6 – Diferença de geração hidro em relação ao caso base

Outubro 2020		
Subsistema	Ger.Hidr. (MWh)	Ger.Hidr. (MWmed)
SE/CO	-62.424,14	-108,38
S	-43.095,04	-74,82
NE	-417,92	-0,73
N	-9.563,78	-16,60
SIN	-115.500,88	-200,52

Tab. 7 – Diferença de geração hidro em relação ao caso base

Novembro 2020		
Subsistema	Ger.Hidr. (MWh)	Ger.Hidr. (MWmed)
SE/CO	-163.801,05	-170,63
S	-163.998,71	-170,63
NE	-10.080,61	-10,50
N	-25.982,58	-27,07
SIN	-363.862,95	-379,02

É importante frisar que, diferente das unidades geradoras térmicas, as restrições de *unit commitment* hidráulico ainda não estão sendo consideradas pelo DESSEM, de forma que o despacho realizado pelo modelo de otimização pode ser bastante alterado em ambiente de pós-DESSSEM, definidos pelo operador do sistema junto aos agentes de geração. Porém, isto não prejudica a análise dos resultados, uma vez que o estudo é comparado com os dados de saída do modelo DESSEM e não com os dados modificados em conjunto entre operador do sistema e agentes térmicos e hidráulicos, fora do modelo de otimização.

Os valores de custo total de operação comparados aos custos do caso base, de outubro, são mostrados na Figura 4. O sentido negativo indica redução do custo total de operação se comparado ao mesmo parâmetro do caso base,

tendo como motivo a redução do custo presente ou do custo futuro, ou mesmo de ambos. Com relação aos resultados de novembro, o acionamento das RDs também proporcionou redução no custo total de operação, com a maior diferença observada no dia 30 de novembro, de redução de R\$ 9.739.000, conforme mostra a Figura 4. É possível notar que em todos os dias o custo total de operação obtido com as simulações de RD foi menor ou igual aos custos totais de operação obtidos no caso base. O custo de operação total é formado pelas parcelas de custo presente e futuro, representando os custos associados à toda operação no SIN até o fim do horizonte de estudo de médio prazo.



Fig. 4 – Diferença entre custos totais de operação – Caso com RD versus caso base (outubro à esquerda e novembro à direita)

O resultado geral dos custos de operação para os meses de outubro e novembro é apresentado na Tabela 8. Este resultado indica que na média, o acionamento das RDs ajudou na redução do custo total de operação, resultado da redistribuição do despacho das usinas hidráulicas e térmicas no problema de PDO. A partir destes resultados é possível analisar também que a decisão do modelo de otimização, em geral, de reduzir a geração hidráulica e aumentar a geração térmica, em termos de representatividade para o SIN, acarretou em um custo presente maior, devido aos prováveis custos mais elevados de usinas térmicas que foram despachadas para atendimento à demanda, e um custo futuro menor, indicando uma maior preservação dos estoques de água nos reservatórios das usinas hidráulicas.

Tab. 8 – Média dos custos presente, futuro e total (10^6 R\$)

Outubro 2020				Novembro 2020			
Cenário	Custo presente	Custo futuro	Custo total	Cenário	Custo presente	Custo futuro	Custo total
Caso base	45,74	44.941,73	45.054,14	Caso base	179,68	50.326,56	50.506,25
Com RD	47,19	44.940,21	45.054,07	Com RD	182,01	50.321,43	50.503,43
Δ	1,46	-1,53	-0,07	Δ	2,32	-5,14	-2,81

Estes resultados mostram que, nos períodos em que o atendimento à demanda requer o acionamento de recursos mais caros de geração, a redução da carga promove diminuição no custo total de operação, baseada na otimização realizada pelo DESSEM. A decisão do modelo nem sempre pode ser de redução em ambos os custos, presente e futuro, porém, com os resultados de diminuição no custo total de operação, se comparados ao caso base, pode-se afirmar que o modelo otimizou o despacho de forma satisfatória, ao atender à função objetivo do problema de PDO.

6 - CONCLUSÃO

O estudo realizado se propôs a mostrar o impacto que a consideração da RD como recurso despachável representaria na programação diária da operação (PDO) do sistema hidrotérmico brasileiro. O modelo de otimização DESSEM foi utilizado nas simulações do estudo e são empregados pelo ONS e CCEE para estabelecer o custo marginal de operação e preço da energia no mercado de curto prazo, respectivamente, a partir do resultado do despacho ótimo do SIN. Este modelo é amplamente utilizado e validado pelo setor elétrico como ferramenta para os estudos de planejamento da operação no curtíssimo prazo.

Com a incorporação e consequente acionamento das RDs pelo modelo de otimização, nos períodos em que o DESSEM optou pelo seu despacho, observaram-se reduções acima de R\$ 200/MWh no CMB, especialmente quando estes custos se mostraram elevados no patamar semi-horário do caso base. Ademais, o mês de outubro ficou caracterizado por um deslocamento no CMO a valores iguais ou abaixo de R\$ 350/MWh, indicando que em alguns patamares a RD contribuiu para que o atendimento à demanda ocorresse com recursos cujo custo se limitava ao valor das ofertas das RDs. Já para o mês de novembro, a atenuação dos valores de CMO ocorreu de forma a evitar geração mais cara, com pouco deslocamento dos valores de CMO abaixo ou igual aos das ofertas de RD. A partir das análises dos resultados dos valores de CMB e CMO para os dois meses simulados, foi possível concluir que a principal contribuição do acionamento das RDs se mostrou na atenuação dos valores de pico, tanto de CMB quanto CMO, que ocorreram nos patamares em que o acionamento da RD era permitido e cujo requisito energético para atendimento à demanda se mostrou mais caro. Portanto, pode-se afirmar que as RDs permitiram uma redução nos custos de operação, “diminuindo” a curva de carga nos períodos de maior demanda.

Adicionalmente, foi verificado o comportamento do despacho hidrotérmico frente à representação da RD no problema de PDO. No somatório de todos os dias simulados, em ambos os meses, os montantes de geração hidráulica foram reduzidos se comparados aos do caso base, porém, com o despacho térmico variando com aumentos ou reduções em determinados submercados. Finalmente, observou-se que o custo total de operação do sistema foi minimizado, em sua maior parte, pela redução no custo futuro, em função do resultado das simulações terem indicado a diminuição do despacho hidráulico se comparado ao caso base, representando uma maior preservação dos estoques de água nos reservatórios hidráulicos. A redução no custo total de operação mostrou que, ao se incorporar as RDs como recurso despachável na PDO, o modelo de otimização irá optar pela redução de consumo caso esta decisão promova uma diminuição no custo total de operação do sistema.

Como conclusão do estudo, mostrou-se a viabilidade da representação da RD como recurso despachável no modelo DESSEM, formando preço juntos aos geradores térmicos e hidráulicos do SIN, contribuindo para a minimização no custo total de operação, reduzindo os custos marginais de pico em determinados patamares diários e contribuindo na preservação dos estoques hidráulicos, o que colabora para o aumento da segurança energética e melhor otimização dos recursos despacháveis no SIN.

REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL. Informações de Geração. Acesso em 10 de dez. 2020. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/siga>>.
- [2] ABEEólica. Energia eólica: Os bons ventos do Brasil. p.1-2, 2020. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2018/07/Infoventopt.pdf>>.
- [3] FERC - Federal Energy Regulatory Commission. Demand Response and Advanced Metering. Spring 200, 2019.
- [4] Smart Energy Demand Coalition - SEDC. Explicit Demand Response in Europe - Mapping the Markets. 2017. Disponível em: <<http://www.smart.eu/wp-content/uploads/2017/04/SEDC-Explicit-Demand-Response-in-Europe-Mapping-the-Markets-2017.pdf>>.
- [5] U.S. Dept. of Energy (DOE), Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them. 2006.
- [6] SOUSA, H. W. A. Utilização de programas de reação da demanda como alternativa à necessidade de geração termelétrica complementar para garantia do suprimento de energia elétrica. Tese de Mestrado, Universidade de Brasília, 2013.
- [7] ZHANG, Q.; GROSSMANN, I. E. Enterprise-wide optimization for industrial demand side management: Fundamentals, advances, and perspectives. Chemical Engineering Research and Design, Elsevier, v. 116, p. 114_131, 2016.
- [8] COOKE, D. Empowering customer choice in electricity markets. OECD, 2011.
- [9] SANTOS, R.B.S. Estudo da Representação da Resposta da Demanda na Programação Diária da Operação e seus Impactos na Otimização do Despacho e Custos de Operação. Tese de Mestrado. Universidade Federal Fluminense – UFF/RJ, 2021.
- [10] CEPEL. Manual de Metodologia - Modelo DESSEM. Julho, 2020.
- [11] SANTOS, T.; DINIZ, A.; SABOIA, C.; CABRAL, R.; CERQUEIRA, L. Hourly pricing and day-ahead dispatch setting in brazil: The dessem model. Electric Power Systems Research, Elsevier, v. 189, p. 106709, 2020.
- [12] MACEIRAL, M.; PENNA, D.; DINIZ, A.; PINTO, R.; MELO, A.; VASCONCELLOS, C.; CRUZ, C. Twenty years of application of stochastic dual dynamic programming in official and agent studies in brazil-main features and improvements on the newwave model. In: IEEE 2018 power systems computation conference (PSCC), Dublin, 2018. p. 1_7.
- [13] DINIZ, A. L.; COSTA, F. D. S.; MACEIRA, M. E.; SANTOS, T. N. dos; SANTOS, L. C. B. D.; CABRAL, R. N. Short/mid-term hydrothermal dispatch and spot pricing for large-scale systems-the case of brazil. In: IEEE. 2018 Power Systems Computation Conference (PSCC), Dublin, 2018. p. 1-7.
- [14] DINIZ, A. L.; SOUZA, T. M. Short-term hydrothermal dispatch with river-level and routing constraints. IEEE Transactions on Power Systems, IEEE, v. 29, n. 5, p.2427_2435, 2014.
- [15] T. N. Santos, A. L. Diniz, "A Dynamic Piecewise Linear Model for DC Transmission Losses in Optimal Scheduling Problems", IEEE Transactions on Power Systems, v.26, n.2, pp. 508-519, May 2011.
- [16] A.L. Diniz, M.E.P. Maceira, "A four-dimensional model of hydro generation for the short-term hydrothermal dispatch problem considering head and spillage effects", IEEE Trans. Power Syst., v. 23, n.3, pp. 1298-1308, Aug. 2008.
- [17] SABOIA, C. H. M.; DINIZ, A. L. A local branching approach for network-constrained thermal unit commitment problem under uncertainty. In: IEEE. 2016 Power Systems Computation Conference (PSCC), Genova, 2016. p. 1_7.
- [18] CCEE. InfoMercado Mensal. Acesso em 27 de dez. 2020. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/>>.
- [19] CCEE. InfoMercado - Dados individuais - 2020. Acesso em 04 de jan. 2021. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_653528>.
- [20] EPE. Caderno de Parâmetros de Custos de Geração e Transmissão. 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>>.
- [21] ANEEL. Nota técnica 054/2019-SRG/ANEEL - Proposta de Audiência Pública para Revisão do programa de Resposta da Demanda. 2019.
- [22] ONS / CCEE. ONS NT 0061/2019 - NT CCEE 0045/2019 - Nota técnica – Segundo Relatório de Análise do Programa Piloto de Resposta da Demanda. 2019. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_649052>.

DADOS BIOGRÁFICOS



Engenheira Eletricista, Bacharel em Engenharia Elétrica pelo Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca (CEFET/RJ) em 2012, Especialista em Geração de Energia Elétrica pela Universidade Católica de Petrópolis (UCP/RJ) em 2018 e Mestre em Engenharia Elétrica na Universidade Federal Fluminense (UFF/RJ) em 2021. Possui experiência em apuração da geração, apuração dos montantes de uso do sistema de transmissão, regulação do setor elétrico e gerenciamento pelo lado da demanda. Atualmente trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico, na área de Apuração da Geração.

(2) ANDRÉ LUIZ DINIZ

Possui graduação em Engenharia Civil (1997), mestrado em Engenharia de Transportes (2000) e doutorado em Otimização pelo Programa de Engenharia de Sistemas e Computação (2007), todos pela UFRJ/COPPE. Em 2014 realizou pós-doutorado no Weierstrass Institute for Applied Analysis and Stochastics. É pesquisador e chefe do Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente do CEPEL e professor adjunto do departamento de estatística da UERJ. Tem grande experiência em programação matemática e otimização, especialmente aplicados ao planejamento e operação de Sistemas de Energia Elétrica. É autor/co-autor de mais de 100 artigos em revistas e congressos nacionais e internacionais.

(3) BRUNO SOARES MOREIRA CESAR BORBA

Bruno Soares Moreira Cesar Borba é professor associado do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal Fluminense, Niterói – Brasil. É graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), e recebeu os títulos de Mestre e Doutor em Planejamento Energético pela UFRJ (2008 e 2012). Atua nas áreas de planejamento energético e energia renováveis, realizando vários trabalhos sobre cenários energéticos de longo prazo.