

Minimização de Custos Operativos e de Encargos de Serviços Ancilares no Sistema Elétrico Brasileiro

Carla J. Espindula*. Augusto C. Rueda-Medina**.

*Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, ES – BRA
(e-mail: carla.espindula@aluno.ufes.br).

** Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, ES – BRA
(e-mail: augusto.rueda@ufes.br).

Abstract: To minimize the costs of operating the transmission system and to create a fair analysis of the remuneration of ancillary services (SA), this article presents an optimization scheme for the energy market considering operating costs to satisfy demand and the losses of the active power of the electrical power system, together with the costs of the SA of operating power reserve and synchronous compensation. The optimization problem of the Brazilian electricity market was solved and the model, developed in this article, is based on the rules and operating procedures of the Operador Nacional do Sistema Elétrico and the Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. A new market model is proposed for the Brazilian system, in which the remuneration for the generation of reactive power is more precisely structured and attractive to the market. To demonstrate the effectiveness of the proposed new structure, the IEEE 30 transmission system is used for testing and analysis in the AMPL software, using the KNITRO solver. Finally, it can be demonstrated that the system operator is most benefited by the market model proposed in this work, due to the reduction of operating and reserve costs and the better pricing of reactive power costs.

Resumo: A fim de minimizar os custos da operação do sistema de transmissão e de criar uma análise justa de remuneração dos serviços ancilares (SA), neste artigo, apresenta-se um esquema de otimização do mercado de energia considerando os custos de operação para satisfazer a demanda e as perdas de potência ativa do sistema elétrico de potência, junto aos custos dos SA de reserva de potência operativa e compensação síncrona. Foi resolvido o problema de otimização do mercado brasileiro de energia elétrica e o modelo, desenvolvido neste artigo, é baseado nas regras e procedimentos de operação do Operador Nacional do Sistema Elétrico e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Propõe-se uma nova modelagem de mercado para o sistema brasileiro, na qual a remuneração da geração de potência reativa seja estruturada de forma mais precisa e atrativa para o mercado. Para demonstrar a eficácia da nova estrutura proposta, o sistema de transmissão IEEE 30 é empregado para teste e análise no *software* AMPL, utilizando o *solver* KNITRO. Por fim, pode-se demonstrar que o operador do sistema é mais beneficiado com o modelo de mercado proposto neste trabalho, devido à redução dos custos de operação e reserva e a melhor precificação dos custos de potência reativa.

Keywords: ancillary service; energy market; optimization; AMPL; operative reserve; synchronous compensation.

Palavras-chaves: serviço ancilar; mercado de energia; otimização; AMPL; reserva operativa; compensação síncrona.

LISTA DE SÍMBOLOS

Ω_T	Conjunto do tempo de simulação.	$P_{L,t}, Q_{L,t}$	Potência ativa e reativa demandadas na barra i , na hora t .
Ω_B	Conjunto do barramento do sistema.	$V_{i,t}, V_{i,t}^{min}, V_{i,t}^{max}$	Tensão instantânea, mínima e máxima, respectivamente, na barra i e na hora t .
$P_{i,t}, R_{i,t}, Q_{i,t}$	Potência ativa de demanda e perdas de operação, potência ativa de reserva e potência reativa geradas na barra i , na hora t .	$R_{req,t}$	Potência ativa de reserva total requerida na hora t .
$P_{inj,t}, Q_{inj,t}$	Potência ativa e reativa injetadas na barra i , na hora t .	$\mu_i^{dec}, \mu_i^{cres}$	Taxa operacional da rampa decrescente e crescente do gerador localizado na barra i .

Δt	Varição de tempo entre dois pontos de operação.
$R_{i,t}^{max}$	Reserva de potência ativa máxima do gerador na barra i , na hora t .
η	Tempo de resposta especificado pelo operador do sistema.
$ENC_CS_{i,t}$	Encargo de compensação síncrona pago a usina geradora na barra i , na hora t .
$ENC_reserva_{i,t}$	Encargo de reserva operativa pago a usina geradora na barra i , na hora t .
TSA	Tarifa de Serviços Ancilares anual.
$PRECO_res_{i,t}$	Preço para valoração do encargo referente ao despacho de reserva na geração na barra i , na hora t .
$PRECO_of_res_{i,t}$	Preço ofertado a usina geradora, localizada na barra i , para despacho de reserva de potência, na hora t .
$PLD_{i,t}$	Preço de liquidação das diferenças horário, estipulado para usina geradora na barra i , no tempo t .
$INC_{i,t}$	Custo declarado de geração, para usina geradora na barra i , no tempo t .
$Custo_1, Custo_2$	Valores dos custos totais dos dois sistemas otimizados.
$\Psi a/b/c/d_t$	Relação preço/potência reativa gerados para as regiões 1,2,4,5, respectivamente, na hora t .
Ψ_{P_t}	Relação preço/potência ativa, gerados na hora t .
$Qa/b/c/d_{i,t}$	Potência reativa produzida nas regiões 1,2,4,5, respectivamente, na barra i , na hora t .
$Qrefp_{i,t}, Qref_{i,t}$	Potência reativa referencial menor e maior que zero, respectivamente, na barra i , na hora t .

1. INTRODUÇÃO

A geração de energia elétrica no Brasil é predominantemente centralizada, e, para controlar sua vasta estrutura, há o chamado Sistema Interligado Nacional (SIN), que liga, através de linhas de transmissão, quase todas as grandes centrais geradoras do país a centros de distribuição de norte a sul. A interação entre os agentes participantes da geração é baseada em princípios econômicos de mercados competitivos de acesso aberto. Inicialmente, a remuneração da produção do sistema estava relacionada somente com a quantidade de potência ativa gerada, perdida e fornecida pelo sistema (Simabuku et al. 2005). Porém, a fim de fomentar mais a concorrência do mercado e melhorar a qualidade, confiabilidade e segurança do sistema, surgiu a necessidade

de desenvolver métodos de remuneração de mercado mais eficientes.

O controle de frequência e de tensão do sistema de transmissão, por exemplo, são necessários para os sistemas e, se não forem executados de forma correta, podem levar à instabilidade e até colapso do sistema. Dada a importância desses controles e suas peculiaridades, a remuneração dos serviços ancilares (SA) deve ser feita separada dos custos de operação. É importante a existência de uma análise robusta que englobe os custos de oportunidade e de operação dos SA, a fim de valorizar tanto a capacidade de reserva das usinas geradoras, quanto o desempenho, em tempo real, do despacho (Chen et al. 2015). O artigo de Rebours et al. (2007) examina os SA de controle de frequência e tensão de oito sistemas de energia de diferentes países. Ele discute as características econômicas essenciais levadas em consideração para o projeto de mercado para SA. Segundo esse artigo, os SA de controle de frequência geralmente são remunerados por pagamento de capacidade e de utilização, e os SA de controle de tensão geralmente são remunerados usando pagamentos fixos e por disponibilidade. Pagamentos por custo de oportunidade ou frequência de chamadas raramente são usados. Os custos dos SA variam muito entre os países, dependendo principalmente da tecnologia usada para prestar o serviço e da política do operador do sistema.

Na literatura, muitos trabalhos desenvolveram otimização de SA com diferentes abordagens do mercado de energia. Os problemas de reservas para regulação de frequência e contingência são, geralmente, analisados para instantes de tempo de uma hora, ou para períodos mais curtos de cinco minutos. Chen et al. (2011) utiliza recursos de armazenamento de energia de curto prazo para regular o despacho dos SA com reserva, em tempo real, e leva em consideração a resposta à demanda para melhor desenvolver o sistema de precificação do mercado. Outro exemplo de regulação em curto prazo, desenvolvida por Liao et al. (2018), é a estratégia de dimensionamento e operação ideal para um sistema de armazenamento de energia em baterias, que participa do mercado de SA, integrando o gerador virtual síncrono para fornecer serviço de regulação instantânea de frequência. Esse método não apenas gera benefícios econômicos, mas também aumenta efetivamente a robustez da rede e acomoda ainda mais recursos de energia renovável no sistema elétrico de transmissão (Banshwar et al. 2017). Há, ainda, trabalhos capazes de reunir todas essas tecnologias emergentes (energia renovável, armazenamento de energia e resposta à demanda) para criar estruturas de mercado de SA com análise simultânea em múltiplos critérios (Chen et al. 2017). Existem estudos desenvolvidos sobre a utilização de micro-redes para geração de SA, como Wang et al. (2017), e sobre como fornecer e agregar esses serviços à rede principal (Zhou et al. 2018). Os estudos com as micro-redes se tornam cada vez mais interessantes, visto o iminente crescimento do mercado de veículos elétricos e a crescente preocupação com a instabilidade do sistema elétrico. O trabalho de Alipour et al. (2016) aborda o problema de programação ideal de veículos elétricos tipo plug-in no mercado de eletricidade, considerando as incertezas de preços de mercado, disponibilidade de veículos e a capacidade de utilizá-los no mercado de reservas.

A Resolução da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nº697, de 16 de dezembro de 2015, estabeleceu os procedimentos relacionados à prestação e à remuneração de SA realizados pelos agentes geradores do SIN (ANEEL 2015). Dentre as atribuições do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) estão a contratação e a administração dos SA necessários para a operação do SIN. Em decorrência dessas atribuições e da regulamentação da ANEEL, o ONS deve estabelecer os critérios relativos aos arranjos comerciais dos SA prestados pelos agentes de geração para a celebração e administração dos Contratos de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA) para a apuração dos SA (ONS 2019). Os custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para atendimento da demanda por energia no SIN, e que não estão incluídos no preço pago pela energia gerada, para cada semana de geração e patamar de carga, são denominados encargos. Dentro dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS) são apurados, mensalmente, os valores a serem pagos pela prestação dos SA, além de outras remunerações (CCEE 2019). No Módulo 9 das regras de comercialização da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), encontram-se as equações que relacionam a produção de energia com os valores pagos, atualmente, no sistema elétrico brasileiro.

Até o presente momento, os autores não encontraram trabalhos que envolvessem a modelagem da estrutura centralizada de geração do mercado brasileiro com a otimização dos SA. Com isso, vista a necessidade de analisar os custos do sistema elétrico de potência e os SA separadamente, neste artigo, apresenta-se a resolução do problema de mercado de energia no sistema elétrico brasileiro considerando a remuneração dos serviços ancilares de compensação síncrona (CS) e reserva de potência, através de um esquema de otimização, em conjunto com os custos de operação para geração de potência ativa demandada e de perdas do sistema. Adicionalmente, neste artigo, é apresentada uma proposta de remuneração diferente, baseada nos mercados nacional e internacional, na qual a remuneração da geração de potência reativa seja estruturada de forma mais precisa e atrativa para o mercado de energia elétrica. Para verificar a viabilidade das duas modelagens e compará-las, foram realizadas simulações com o sistema de teste modificado IEEE 30, disponível em PSTCA (2019), no *software* AMPL, e concluiu-se que o modelo de mercado proposto pode ser considerado um esquema de remuneração melhor a ser implementado no sistema brasileiro, em comparação com o sistema atual. Isso ocorre porque o operador do sistema é mais beneficiado devido à redução dos custos de operação e o mercado de energia elétrica passa a ter uma precificação dos custos de potência reativa mais transparente e competitiva.

Este artigo está organizado da seguinte forma: no Capítulo 2, encontram-se a definição de SA e suas classificações; no Capítulo 3, é descrita a modelagem do mercado de energia brasileiro, e, também, o novo modelo de remuneração proposto neste artigo; no Capítulo 4, são mostrados os resultados e as análises das simulações feitas no sistema de teste IEEE 30; finalmente, no Capítulo 5, as conclusões e sugestões de trabalhos futuros são apresentadas.

2. SERVIÇOS ANCILARES

Na Fig.1 é apresentado um diagrama para resumir a estrutura de controle dos SA no Brasil, de acordo com o Procedimento de Rede 14 (ONS 2019). Toda a parte de monitoramento de dados na operação relativa aos SA é feita pelo ONS, que também é responsável por estabelecer a programação de geração e os CPSA com os agentes participantes do SIN. A ANEEL é responsável por estabelecer a receita anual de geração da operação, homologar custos e taxas vinculadas à geração do sistema. Já a CCEE é o órgão responsável por avaliar e estipular as regras utilizadas para pagamento de encargos pelos serviços prestados e não contabilizados pela ANEEL. Todas as equações que relacionam a geração de SA e a remuneração relacionada a eles estão no Módulo 9 das Regras de Comercialização da CCEE (2019).

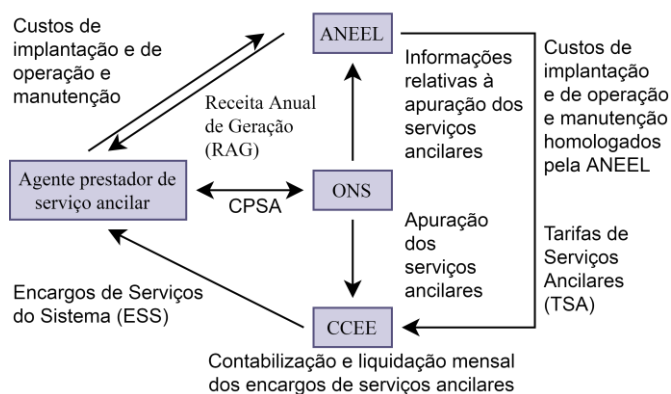


Fig.1 Procedimento de Rede 14: O processo de administração dos SA (ONS 2019 - modificado).

De acordo com a classificação dos tipos de SA, disponível em ONS (2019), o controle primário de frequência e a reserva de potência primária são responsáveis por regular a velocidade das unidades geradoras, limitando a variação da frequência quando houver ocorrência de alterações no sistema que provoquem desequilíbrios entre carga e geração; o controle secundário de frequência e a reserva de potência secundária são realizados por unidades geradoras participantes do Controle Automático de Geração (CAG), e objetivam restabelecer a frequência do sistema ao seu valor nominal e manter e/ou restabelecer os limites de intercâmbio de potência ativa aos valores programados durante a operação do sistema em tempo real; o suporte reativo é destinado ao controle de tensão da rede, a fim de manter o nível de tensão dentro dos limites de operação da rede, através da injeção ou absorção de potência reativa; o autorrestabelecimento (também conhecido como *black start*) é a capacidade que uma usina geradora tem de sair de uma condição de parada total para uma condição de operação; e o Sistema de Proteção Especial (SEP) serve para a realização da proteção do sistema via usinas geradoras com equipamentos adequados para tal função.

3. MODELAGEM DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

Nesse capítulo, é apresentada a formulação correspondente à modelagem do sistema elétrico de potência, para fins de otimização da operação e da prestação dos SA das geradoras. O Módulo 9 das Regras de Comercialização da CCEE (2019)

é composto por uma sequência de etapas de cálculos usados para apurar os montantes de encargos entre os agentes da CCEE. Com isso, a modelagem e as restrições do mercado brasileiro são baseadas nos cálculos deste documento. De forma complementar ao primeiro modelo, é proposta uma nova forma para remuneração de potência reativa fundamentada em modelos internacionais.

As principais variáveis a serem resolvidas em cada instante de tempo na otimização são: a tensão e a corrente em cada barra e ramo; a injeção de potência ativa e reativa realizada por cada gerador para atender a CS, a reserva de potência ativa, a demanda e as perdas da operação; as variáveis relacionadas aos encargos que constituem a função objetivo; e para o modelo proposto, as variáveis relacionadas ao ponto de operação do gerador que determinaram o preço que será utilizado para o cálculo do encargo de CS.

3.1 Modelo Brasileiro

Admitem-se, como suposições iniciais, que as cargas demandadas pelo sistema são representadas como potência ativa e reativa constantes a cada hora t de operação; a rede está balanceada e é representada por um equivalente monofásico; as perdas referentes aos ramos ij são representadas diretamente no balanço do fluxo de potência injetado nas barras; as grandezas averiguadas pelo ONS coincidem com o que está sendo gerado nas usinas, sem existência de ruído e perdas até a medição.

Para esquematizar o modelo matemático de remuneração do sistema elétrico brasileiro, considera-se um sistema totalmente interligado, como o SIN, com a presença de geradores síncronos convencionais localizados em algumas barras desse sistema, que injetam potência ativa e potência reativa. O modelo consiste parte na forma de remuneração das potências fornecidas pelas usinas geradoras ao sistema e parte nas condições e limitações de operação do sistema. As seguintes subseções detalham as restrições e a função objetivo a ser resolvida na otimização deste modelo.

3.1.1 Restrições de Balanço de Potência

Considerando que o sistema elétrico de potência está equilibrado, o balanço de potência ativa e reativa é realizado entre todas as barras do sistema, conforme representado em (1) e (2). São observadas, para cada barra e instante de tempo, todas as potências geradas, potências demandas e todo fluxo de potência injetado e perdido; sendo assim determina-se que o resíduo de potência calculado é zero.

$$P_{i,t} - P_{L_{i,t}} - P_{inj_{i,t}} = 0 \quad (1)$$

$$Q_{i,t} - Q_{L_{i,t}} - Q_{inj_{i,t}} = 0 \quad (2)$$

3.1.2 Restrição de Reserva Requerida

Em relação às restrições relacionadas ao serviço ancilar de reserva de potência ativa, prestados no mercado de energia, certa quantidade de reserva é requerida pelo sistema a cada tempo t . Logo, em (3), representa-se a condição na qual é somada a potência de reserva de todos os geradores

conectados ao sistema, a fim de atender à reserva total requerida para cada momento.

$$\sum_{\substack{i \in \Omega_B \\ t \in \Omega_T}} R_{i,t} = R_{req_t} \quad (3)$$

3.1.3 Restrição de Rampa de Operação

A restrição em (4) representa a capacidade de cada gerador em passar de um ponto de operação para outro, quando a quantidade de potência ativa demandada muda entre instantes de tempo consecutivos. Assim, considerando essa variação, cada gerador possui uma taxa característica de variação crescente e decrescente, e esses limites devem ser considerados para determinar a capacidade de operação de cada gerador.

$$\mu_i^{dec} \Delta t \leq (P_{i,t} + R_{i,t}) - (P_{i,t-1} + R_{i,t-1}) \leq \mu_i^{cres} \Delta t \quad (4)$$

3.1.4 Restrição de Resposta no Tempo

Para cada instante de tempo t , a reserva deve estar disponível para restaurar a estabilidade do sistema dentro de um tempo de resposta especificado pelo operador. Em (5), são quantificados esses limites, em termos das rampas crescentes de cada gerador, e, como esses limites não podem ser maiores que a máxima potência reservada de cada gerador, é também considerado o limite de serviço de reserva.

$$0 \leq R_{i,t} \leq \min\{\eta \cdot \mu_i^{cres}, R_{i,t}^{max}\} \quad (5)$$

3.1.5 Restrição de Limites de Tensão

São considerados, em (6), os limites de tensão, para cada barramento e instante de tempo.

$$V_{i,t}^{min} \leq V_{i,t} \leq V_{i,t}^{max} \quad (6)$$

3.1.6 Restrição de Encargo de CS

A determinação do encargo de CS da usina geradora refere-se à remuneração do fornecimento ou absorção de potência reativa. Utiliza-se (7) para o cálculo desse encargo, onde o parâmetro Tarifa de Serviços Ancilares (TSA) é um valor definido anualmente pela ANEEL.

$$ENC_{CS_{i,t}} = |Q_{i,t}| TSA \quad (7)$$

3.1.7 Restrição de Encargo de Reserva Operativa

O encargo de reserva operativa, em (8), é determinado pela geração realizada no fornecimento desse serviço ao sistema, valorado pela diferença entre o preço determinado para essa potência ativa, com base no critério de atendimento satisfatório ao despacho, e o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) verificado no momento da geração. Para determinar se o despacho foi satisfatório, segundo critérios estipulados pelo ONS, é observado se a proporção da geração realizada foi superior às indisponibilidades forçada e programada de cada usina. Sendo assim, utiliza-se a relação em (9) para a determinação do preço de despacho para manutenção de reserva potência.

$$ENC_reserva_{i,t} = |R_{i,t}| \max(0, PRECO_{res_{i,t}} - PLD_{i,t}) \quad (8)$$

$$PRECO_{res_{i,t}} = \begin{cases} \text{Satisfatório: } PRECO_of_res_{i,t} \\ \text{Não Satisfatório: } INC_{i,t} \end{cases} \quad (9)$$

3.1.8 Restrições de Limites de Operação dos Geradores

Geradores capazes de injetar no sistema tanto potência ativa quanto reativa, possuem restrições de capacidade de geração segundo suas curvas de capacidade. As principais características da curva do gerador síncrono são apresentadas na Fig. 2. É possível observar que o gerador é limitado fisicamente devido à corrente necessária para subexcitação do gerador e ao limite de corrente do rotor e do estator. A fim de facilitar a modelagem da curva de capacidade e agilizar a implementação computacional, são utilizadas, neste artigo, como restrições operativas dos geradores, as equações lineares desenvolvidas por Rueda-Medina (2013). Essas equações utilizam seis pontos extremos, representados por círculos de cor preta na Fig. 2, para criar as cinco retas limitantes de operação.

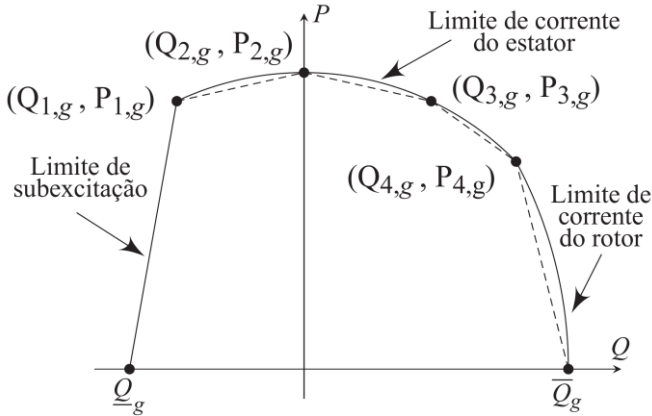


Fig. 2 Curva de capacidade da máquina síncrona: Pontos usados para linearização dos limites operativos do gerador (Rueda-Medina 2013).

3.1.9 Função Objetivo 1

Com a finalidade de minimizar os custos totais, no modelo brasileiro, utiliza-se a função objetivo definida em (10), composta, basicamente, pela somatória dos custos de operação e encargos de CS e reserva.

$$\text{Min } \text{Custo}_1 = \sum_{i \in \Omega_B} \sum_{t \in \Omega_T} (\Psi_{P_t} P_{i,t} + ENC_CS_{i,t} + ENC_reserva_{i,t}) \quad (10)$$

3.2 Modelo Proposto

A remuneração dos SA de CS no sistema brasileiro é representada em (7), por uma função que considera uma taxa anual e o valor absoluto de potência reativa utilizada no sistema. Existem metodologias no mercado de energia internacional que exercem esse tipo de remuneração analisando intervalos de tempo menores (horas ou até minutos) e o nível de potência reativa gerada em relação ao ponto de operação anterior de cada usina. Essas estruturas tornam o mercado mais transparente na remuneração,

competitivo nas ofertas e horizontal para os clientes e os fornecedores. Visto isso, esse artigo propõe um novo modelo de operação e remuneração para o sistema elétrico de potência. O modelo proposto é composto por todas as restrições do modelo brasileiro, com exceção da restrição apresentada na Subseção 3.1.6, e pela restrição adicionada na Subseção 3.2.1. Para minimizar os custos do sistema, uma nova função objetivo foi elaborada, a qual é apresentada na Subseção 3.2.2.

3.2.1 Restrições de Mercado de Suporte de Potência Reativa

Conforme visto em (7), a estrutura de mercado brasileira remunera a geração de potência reativa para CS de forma simples através de uma função linear, com uma taxa anual definida pela ANEEL. A fim de criar um mercado competitivo para a remuneração dos SA, os trabalhos feitos por Zhong et al. (2002) e El-Samahy et al. (2008) constroem uma estrutura de licitação para o pagamento por suporte de potência reativa e restrições para esse tipo de mercado. Nessa estrutura, os custos variáveis da potência reativa gerada na operação são divididos em custos por perdas (CP) e custos por perda de oportunidade (CPO), que são constituídos, respectivamente, pelos custos das perdas da mudança do ponto de geração e pelos custos da redução de geração de potência ativa. Baseando-se na curva de capacidade do gerador síncrono convencional, ou de um gerador de indução duplamente alimentado, os trabalhos citados propõem uma curva de precificação de potência reativa que apresenta cinco regiões operacionais, como se observa na Fig. 3.

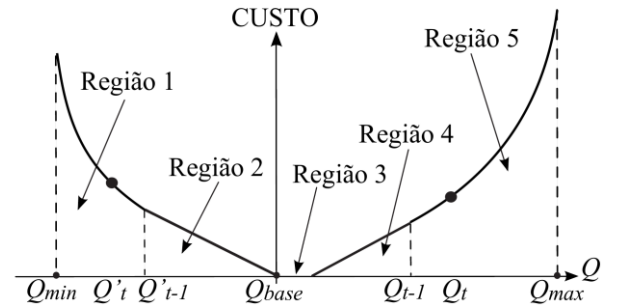


Fig. 3 Curva de custo e ponto de operação: Proposta de mercado para remuneração por suporte de potência reativa (Zhong et al. 2002 - modificado).

É observado na Fig.3 que tendo como referência o ponto de geração no instante anterior (Q_{t-1} ou Q_{t-1}') e conhecendo o ponto de operação atual (Q_t ou Q_t'), determina-se o custo da potência reativa da seguinte forma: se o novo ponto estiver nas regiões 1 ou 5, o pagamento será por CPO; se estiver nas regiões 2 ou 4, o pagamento será por CP; e, se estiver na região 3, não haverá remuneração por potência reativa.

3.2.2 Função Objetivo 2

Baseando-se em (10) e na remuneração de potência reativa advinda dos cálculos das integrais sob a curva da Fig. 3, apresentados em Zhong et al. (2002), define-se, em (11), a função objetivo do modelo proposto.

$$\begin{aligned} \text{Min Cust}_2 = & \sum_{i \in \Omega_B} (\Psi_{P_t} P_{i,t} + \text{ENC_reserva}_{i,t} + \\ & \left(\frac{1}{2} \Psi_{a_t} (Q_{a_{i,t}} - Q_{ref_{p_{i,t}}})^2 - \Psi_{b_t} Q_{ref_{p_{i,t}}} \right) - \Psi_{b_t} Q_{b_{i,t}} + \\ & \Psi_{c_t} Q_{c_{i,t}} + \left(\frac{1}{2} \Psi_{d_t} (Q_{d_{i,t}} - Q_{ref_{f_{i,t}}})^2 + \Psi_{d_t} Q_{ref_{f_{i,t}}} \right) \end{aligned} \quad (11)$$

4. TESTES E ANÁLISE DE RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados o sistema de teste utilizado para implementar a proposta deste trabalho, assim como os resultados obtidos e sua correspondente análise. Para resolver os problemas de otimização formulados neste artigo, foi empregado o *software* de linguagem matemática AMPL, vista sua boa capacidade computacional e a facilidade de implementação do modelo devido a sua sintaxe similar à notação matemática (AMPL 2019). Como o modelo é não linear, devido às restrições de balanço de potência, o *solver* utilizado foi o KNITRO, que é um pacote comercial empregado na resolução, em larga escala, de problemas de otimização não linear, através dos métodos de pontos interiores (Waltz et al. 2003). Além disso, o KNITRO resolve também problemas lineares, quadráticos, regressão de mínimos quadrados, entre outros.

O sistema de transmissão usado para teste foi o modelo padrão de testes IEEE 30, cuja representação encontra-se na Fig.4. Na ilustração, as setas indicam em qual barra há demanda de potência ativa ou reativa no sistema e 14 geradores são alocados em lugares com maiores demandas ou em barras com conexões estrategicamente mais propícias para fornecimento a outras barras da rede.

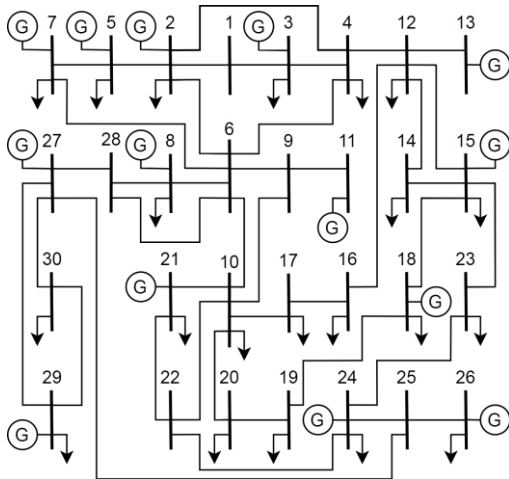


Fig. 4 Sistema de teste IEEE 30: Sistema de transmissão, com as cargas representadas por setas e os geradores por G.

As simulações foram configuradas para intervalos de tempo de uma hora, durante 24h de operação. A cada hora, as demandas de potência ativa e reativa das cargas variavam, conforme observado na Fig. 5. O tempo de cada simulação durou cerca de 40 minutos, para testar este intervalo de operação.

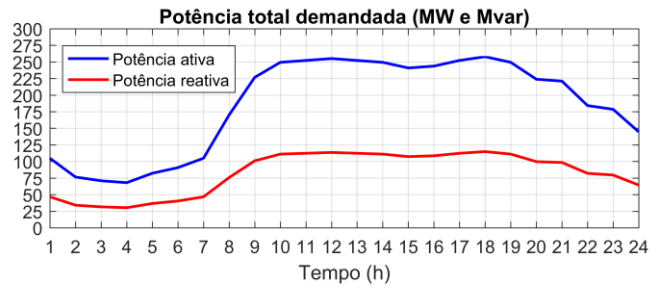


Fig. 5 Curva de demanda: Variação das cargas.

De acordo com a programação e os dados inseridos nas simulações do modelo de mercado brasileiro e do modelo proposto, são representados os custos, em reais, dos valores das funções objetivo (10) e (11), e dos encargos de reserva operativa e de CS nas Figs. 6, 7 e 8, respectivamente.

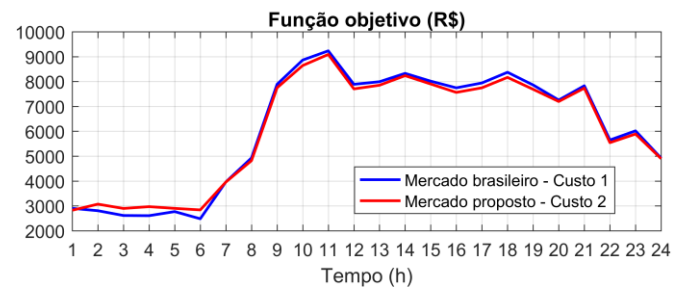


Fig. 6 Função objetivo: Resultados dos custos totais do sistema.

Pode-se observar na Fig. 6 e na Fig. 7 que os custos da simulação foram menores para o modelo do mercado brasileiro até às 7h, e foram menores para o modelo do mercado proposta durante o resto do dia. O comportamento foi similar para os custos de CS apresentados na Fig. 8.

As soluções globais do processo de otimização foram encontradas com sucesso e todas as soluções convergiram. Sendo assim, na simulação, todos os critérios e limites de operação foram atendidos para o sistema elétrico e para o problema de mercado. Encontram-se, na Tabela 1, os estados dos custos de potência reativa, referentes aos pontos de operação de cada gerador, durante o tempo de simulação, para CS usando o modelo proposto.

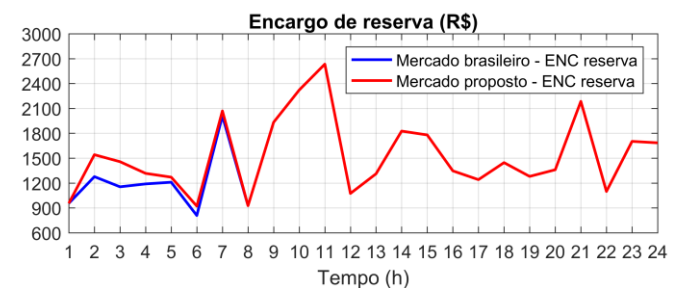


Fig. 7 Encargo de reserva de potência operativa: Resultados dos custos de reserva de potência ativa.

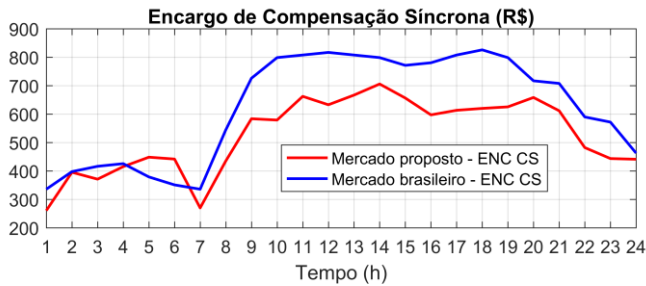


Fig. 8 Encargo de CS: Resultados dos custos de geração de potência reativa.

Tabela 1. Descrição das configurações de operação dos 14 geradores, para o modelo proposto

Hora	Barra com presença de gerador													
	2	3	5	7	8	11	13	15	18	21	24	26	27	29
1	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
2	D	C	D	D	D	C	D	D	D	D	D	D	D	D
3	D	A	D	D	D	D	C	D	D	C	D	C	D	D
4	D	A	D	D	D	D	C	D	D	D	D	C	D	D
5	D	C	D	D	C	C	D	C	C	C	C	D	D	C
6	D	D	C	D	D	D	C	D	D	D	D	D	D	D
7	C	C	A	C	C	C	A	C	A	C	C	C	C	C
8	D	D	A	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
9	D	D	A	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
10	D	D	A	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
11	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
12	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
13	D	D	C	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
14	D	D	C	D	D	D	C	C	D	D	D	D	C	D
15	D	D	D	D	D	D	C	D	D	D	D	D	D	D
16	D	C	D	D	D	D	A	D	D	D	D	C	D	D
17	D	D	C	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
18	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D
19	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
20	D	D	D	D	D	D	C	D	C	D	C	D	D	D
21	D	D	D	D	D	D	C	D	C	D	A	C	D	D
22	D	A	C	D	D	D	C	D	A	D	A	C	D	D
23	C	A	C	C	C	C	C	C	A	C	A	C	C	C
24	D	C	D	D	C	D	C	D	D	D	C	C	C	C

Os pontos de operação de cada gerador dependem da curva de custo representada na Fig. 3, sendo A, B, C e D as representações para os pontos nas regiões 1, 2, 4 e 5, respectivamente. Os custos dos pontos A e D são CPO e os custos de B e C são CP. Durante a simulação, a maioria dos geradores tiveram encargos de potência reativa compensados por D, enquanto nenhum gerador operou em B. Esse resultado é influenciado diretamente pelas escolhas iniciais de diferença de demanda (e de mudança entre os pontos de operação) ao passar das horas. De acordo com a proposta, as remunerações por CPO são mais altas do que por CP, e, mesmo com isso, os encargos de potência reativa tiveram custos menores nesse modelo. Sendo assim, além desse modelo representar bem as mudanças na operação, a remuneração dessa forma para esse encargo, foi mais benéfica e barata para o operador do sistema.

A diferença do comportamento dos resultados advindos da simulação, apresentados nos gráficos das Figs. 6, 7 e 8, dada

antes e após o horário das 7h, deve-se ao problema de parametrização e nível de sensibilidade do modelo. Conforme observado na Fig. 5, é pequena a diferença em módulo da demanda por potência ativa e reativa do sistema antes às 7h, e esse fato tanto não é condizente com a realidade, quanto tende a tornar a CS síncrona mais cara no modelo proposto. Para demonstrar essa sensibilidade da parametrização do modelo, realizaram-se novas simulações, de acordo com uma nova demanda apresentada na Fig. 9, e os novos resultados, que convergiram com sucesso, são representados na Fig. 10.

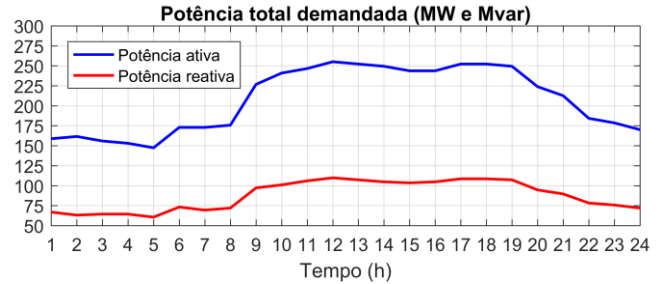


Fig. 9 Nova curva de demanda: novos parâmetros de variação das cargas.

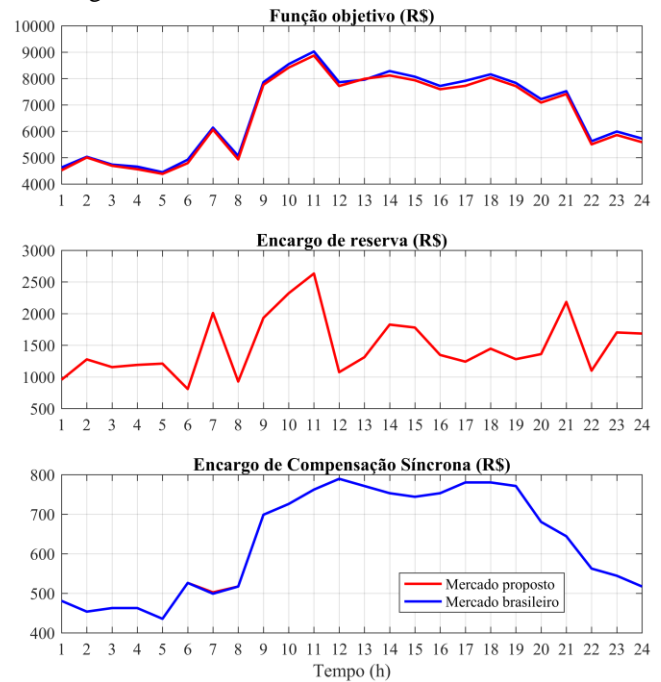


Fig. 10 Resultados para nova curva de demanda: Resultados dos custos totais, de reserva de potência ativa e dos encargos pagos por geração de potência reativa, respectivamente.

Nesse novo resultado, os custos totais foram sempre menores para o modelo proposto, já os custos de CS e reserva foram os mesmos nos dois modelos. Por fim, as configurações de operação dos geradores no modelo proposto, para essa nova característica de demanda, foram similares às da Tabela 1, com os geradores tendo a maioria da remuneração de CS compensados por D.

5. CONCLUSÕES

Baseando-se no funcionamento da remuneração dos encargos de SA no Brasil e nas formas de remuneração de potência reativa realizadas em pesquisas e por operadores do sistema

de outros países, neste trabalho, propôs-se uma modelagem de mercado de energia. Os resultados dos custos de operação e dos encargos de SA do sistema, advindos da simulação da rede de transmissão IEEE 30, foram executados com êxito e atenderam a todas as condições e restrições no modelo proposto neste artigo e no modelo implementado de acordo com informações coletadas das entidades encarregadas do funcionamento do mercado de energia brasileiro.

De acordo com os resultados, o operador do sistema é mais beneficiado com o modelo de mercado proposto, já que esse trouxe os menores custos totais para a operação e remuneração do sistema. E isso ocorreu mesmo com a complexidade da parametrização do modelo e para a mesma remuneração de reserva e CS. Além disso, com o modelo proposto, a precificação dos custos de geração de potência reativa é realizada de forma mais atraente para o mercado, pois ela cobre melhor os custos de acordo com o momento de geração. Isso fomenta o mercado de energia e SA e o torna cada vez mais competitivo, acessível e transparente.

Visto esse trabalho e outras referências do assunto, torna-se interessante, para trabalhos futuros, realizar essa simulação em intervalos de tempo menores, como 5 ou 15 minutos, a fim de analisar de forma mais precisa as variações do sistema durante a operação. Ademais, visto que o modelo é sensível à parametrização, pode-se explorar outras técnicas de otimização, tais como, por exemplo, as metaheurísticas.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

REFERÊNCIAS

- A Mathematical Programming Language (AMPL). Commercial Software. Disponível em: <https://ampl.com/>. Acesso em: 21 abr. 2020.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). (2015). Resolução Normativa N°697, de 16 de dezembro de 2015. Disponível em: http://biblioteca.aneel.gov.br/asp/textos_main.asp?codigo=168394&desc=ti&servidor=1&iBanner=&iIdioma=0. Acesso em: 22 abr. 2020.
- Alipour, M., Mohammadi-ivatloo, B., Moradi-Dalvand, M. and Zare, K. (2016). Stochastic scheduling of aggregators of plug-in electric vehicles for participation in energy and ancillary service markets. *Energy*, 118.
- Banshwar, A., Sharma, N., Sood, Y. and Shrivastava, R. (2017). Renewable energy sources as a new participant in ancillary service markets. *Energy Strategy Reviews*, 18, 106-120.
- CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). (2019). Módulo 9 – Encargos. *Regras de Comercialização*, Versão 2019.4.0.
- Chen, Y., Hu, M. and Zhou, Zi. (2017). A Data-Driven Analytical Approach to Enable Optimal Emerging Technologies Integration in the Co-Optimized Electricity and Ancillary Service Markets. *Energy*, 122.
- Chen, Y., Keyser, M., Tackett, M. and Ma, X. (2011). Incorporating Short-Term Stored Energy Resource Into Midwest ISO Energy and Ancillary Service Market. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 26, 829 - 838.
- Chen, Y., Leonard, R., Keyser, M. and Gardner, J. (2015). Development of Performance-Based Two-Part Regulating Reserve Compensation on MISO Energy and Ancillary Service Market. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 30, 142-155.
- El-Samahy, I., Bhattacharya, K., Caizares, C., Anjos, M. and Pan, J. (2008). A Procurement Market Model for Reactive Power Services Considering System Security. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 23, 137 - 149.
- Liao, J., Chen, P. and Yang, H. (2018). Optimal sizing and operating strategies for VSG based BESS in ancillary service market. *E3S Web of Conferences*, 69.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). (2019). Administração dos serviços ancilares. *Procedimento de Rede*, Módulo 14. Revisão 2019.08.
- Power Systems Test Case Archive (PSTCA). 30 Bus Power Flow Test Case. Disponível em: https://labs.ece.uw.edu/pstca/pf30/pg_tca30bus.htm. Acesso em: 25 nov. 2019.
- Rebours, Y.G., Kirschen, D.S., Trotignon, M., and Rossignol, S. (2007). A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services – Part II: Economic Features. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 22.
- Rueda-Medina, A.C., Franco, J.F., Rider, M.J., Padilha-Feltrin, A., and Romero, R. (2013). A mixed-integer linear programming approach for optimal type, size and allocation of distributed generation in radial distribution systems. *Electric Power Systems Research*, Vol. 97, pages 133-143. *Journal Elsevier*.
- Simabuku, R. T., and Silva, R.G.A. (2005). A regulamentação dos serviços ancilares de geração no sistema elétrico interligado nacional. *Grupo IX – Grupo de operação dos sistemas elétricos (GOP)*. XVIII SNPTTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Curitiba – PR.
- Waltz, R. A., Morales, J. L., Orban, D. and Nocedal, J. (2003). KNITRO user's manual. Technical Report OTC 2003/05. Optimization Technology Center, Northwestern University, Evanston, IL, USA.
- Wang, J., Zhong, H., Tang, W., Rajagopal, R., Xia, Q., Kang, C. and Wang, Y. (2017). Optimal Bidding Strategy for Microgrids in Joint Energy and Ancillary Service Markets Considering Flexible Ramping Products. *Applied Energy*, 205.
- Zhong, J. and Bhattacharya, K. (2002). Toward a competitive market for reactive power. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 17.
- Zhou, Y., Wei, Z., Sun, G., Cheung, K., Zang, H. and Chen, S. (2018). A robust optimization approach for integrated community energy system in energy and ancillary service markets. *Energy*, 148, 1-15.