São José dos Campos - SP
LV SBPO
LV Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional
São José dos Campos, SP - 6 a 9 de novembro de 2023

DESLIGAMENTO ÓTIMO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO USANDO UM MODELO DE PROGRAMAÇÃO CÔNICA DE SEGUNDA ORDEM INTEIRA MISTA

Eduard D. Espinoza
Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista, Câmpus de Ilha Solteira
Av. Brasil, 56, Centro, Ilha Solteira – SP, 15385-000
eduard.espinoza@unesp.br

Lucas T. Faria, Leonardo H. Macedo
Departamento de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Câmpus de Rosana
Av. dos Barrageiros, 1881, Distrito de Primavera, Rosana – SP, 19274-000
lucas.teles@unesp.br, leohfmp@ieee.org

RESUMO

O objetivo deste trabalho é desenvolver um modelo de programação cônica de segunda ordem inteira mista (PCSOIM) para o problema de desligamento ótimo de linhas de transmissão, visando reduzir os custos de geração em sistemas de energia elétrica. O modelo foi aplicado em três sistemas teste de diferentes complexidades: os sistemas IEEE de 14 barras, IEEE de 30 barras e IEEE de118 barras. Para todos os sistemas foram obtidas as soluções ótimas, permitindo a redução de custos de geração e das perdas. Os resultados sugerem que o modelo de PCSOIM pode ser útil para tomada de decisões no setor energético e melhorar a eficiência energética.

PALAVRAS-CHAVE. Desligamento de linhas de transmissão. Programação cônica de segunda ordem inteira mista. Redução de custos de geração.

EN&PG – PO na Área de Energia, Petróleo e Gás

ABSTRACT

The objective of this work is to develop a mixed-integer second-order cone programming (MISOCP) model for the optimal transmission switching problem, aiming to reduce generation costs in electric power systems. The model was applied to three test systems of different complexities: the IEEE 14-bus, IEEE 30-bus, and IEEE 118-bus systems. For all systems, the optimal solutions were obtained, allowing the reduction of generation costs and losses. The results suggest that the MISOCP model can be useful for decision making in the energy sector and to improve energy efficiency.

KEYWORDS. Mixed-integer second-order cone programming. Reduction of generation costs. Transmission switching.

EN&PG – OR in the Area of Energy, Oil, and Gas

DOI: 10.59254/sbpo-2023-175197
http://live-proceedings.pantheonsite.io/p/175197

Nomenclatura

Índices:	
i , j	Índice para barras
ij, ji	Índice para corredores
l	Índice para linhas
Conjuntos:	
Ω_b	Conjunto de barras
Ω_l	Conjunto de corredores
Parâmetros:	
$C2_i$	Coeficiente quadrático de custo de geração na barra i
Cl_i	Coeficiente linear de custo de geração na barra i
$C0_i$	Coeficiente constante de custo de geração na barra i
C^s	Custo de desligamento de linhas de transmissão
P_i^d, Q_i^d	Demanda de potência ativa e reativa na barra i
B_{ij}^{shl}	Susceptância de uma linha no corredor ij
G_i^{sh}, B_i^{sh}	Condutância e susceptância shunt conectada à barra i
X_{ij}	Reatância de uma linha no corredor ij
Z_{ij}	Impedância de uma linha no corredor ij
R_{ij}	Resistência de uma linha do corredor ij
$\underline{P}_i^g$, $\overline{P}_i^g$	Geração ativa mínima e máxima na barra i
$\underline{Q}_i^g$, $\overline{Q}_i^g$	Geração reativa mínima e máxima na barra i
$SMAX_{ij}$	Capacidade máxima de potência no corredor ij
reg_{ij}	Regulação do transformador no corredor ij
$\overline{nt}_{ij}$	Número máximo de passos de tap do transformador no corredor ij
V_{min}, V_{max}	Magnitudes de tensão mínima e máxima
V_{nom}	Tensão nominal do sistema
M	Constante suficientemente grande
Variáveis:	
θ_i	Ângulo da tensão na barra i
P_{ij}, Q_{ij}	Fluxo de potência ativa e reativa no corredor ij
P_i^g, Q_i^g	Potência ativa e reativa gerada na barra i
I_{ij}^{sqr}	Quadrado da corrente no corredor ij
V_i^{sqr}, $\tilde{V}_i^{sqr}$	Quadrado da tensão e quadrado da tensão regulada na barra i
$V_{ij,k}^c$	Variável auxiliar para o valor da tensão na restrição disjuntiva
$t_{ij,k}$	Variável binária, onde $k \in 1..2\overline{nt}_{ij}$, do tap do transformador entre as barras i e j
sw_{ij}	Variável binária que indica o estado da linha do corredor ij

DOI: 10.59254/sbpo-2023-175197
http://live-proceedings.pantheonsite.io/p/175197

1. Introdução

A otimização da operação de sistemas de transmissão é um tema fundamental no planejamento e operação de sistemas elétricos. Um dos desafios atuais neste campo é a seleção ótima de linhas de transmissão (LTs) candidatas a serem desconectadas, conhecido como problema de desligamento ótimo de linhas de transmissão, do inglês *optimal transmission switching* (OTS). A desconexão adequada de LTs pode melhorar a eficiência e a confiabilidade do sistema elétrico, reduzir os custos de geração e melhorar a qualidade do serviço [Fisher et al., 2008]. Para atingir esse objetivo, é necessário o desenvolvimento de modelos matemáticos e técnicas de otimização avançadas que permitam garantir a factibilidade da solução encontrada.

Na literatura, diversos modelos matemáticos foram propostos para abordar o problema de OTS, incluindo o modelo DC formulado como um problema de programação linear inteira mista (PLIM) baseado no fluxo de potência de corrente contínua. Esse modelo é amplamente utilizado devido à sua simplicidade e eficiência computacional.

O primeiro trabalho a considerar o OTS para minimizar os custos de geração foi apresentado por [Fisher et al., 2008], enquanto [Flores et al., 2021] ampliou a pesquisa via modelos matemáticos alternativos e esclarecimento do *paradoxo de Braess*. Em [Hedman et al. ,2009], a proposta de [Fisher et al., 2008] foi ampliada para incluir o critério de segurança N–1 ao problema OTS. Ademais, outros estudos foram realizados para abordar o problema OTS em diferentes situações, como variações sazonais da demanda [Jabarnejad et al., 2015], expansão de sub-redes conectadas com linhas fixas no sistema [Fattahi et al., 2019] e integração de energia renovável [An et al., 2020]. Outros trabalhos focam no planejamento da expansão da transmissão [Hu et al., 2021], instalação de comutadores em sistemas de transmissão [Fang e Sansavini, 2017], análise de mercados de reserva de energia [Aazami et al., 2015], formulações multiobjetivo para minimizar os custos de geração e maximizar a confiabilidade probabilística [Zhang e Wang, 2014] e modelos robustos para o problema OTS [Chandra et al., 2020].

No entanto, o modelo DC tem limitações, pois ele ignora variáveis importantes, como variações nas magnitudes de tensão e potência reativa [Fisher et al., 2008]. Estudos como [Barrows et al., 2014] demonstram que os resultados obtidos pelo modelo DC reduziram drasticamente os custos em comparação com o modelo AC e que as soluções do modelo DC geralmente são infactíveis quando a operação AC da rede é considerada. Ademais, caso for desejável reduzir o número de linhas candidatas ao desligamento no problema OTS, se as linhas candidatas não forem escolhidas adequadamente, o potencial de redução de custos é reduzido drasticamente [Chandra et al., 2020].

Por outro lado, o modelo AC é representado como um modelo de programação não linear inteira mista (PNLIM), o que aumenta a complexidade computacional. Estudos foram apresentados para reduzir o custo de despacho econômico através do controle da topologia de transmissão, e muitos outros benefícios foram explorados, como controle da estabilidade de tensão [Wang e Chiang, 2020], gerenciamento de congestionamentos [Zhao e Singh, 2018] e melhoria da confiabilidade da rede [Yadav e Mahajan, 2019].

Para lidar com a carga computacional causada pela característica discreta do problema e não linearidade, foram avaliados algoritmos heurísticos para reduzir o tempo de solução, incluindo busca dispersa [Garcia et al., 2022], comutação de linhas de transmissão e divisão de barras [Heidarifar et al., 2021], decomposição de Benders [Khanabadi et al., 2013] e computação paralela [Papavasiliou et al., 2013].

O objetivo principal deste trabalho é apresentar um modelo de programação cônica de segunda ordem inteira mista (PCSOIM) convexa para minimizar os custos de geração no sistema elétrico. Em particular, serão consideradas as restrições de fluxo de potência, controle de tensão e topologia da rede de transmissão. Além disso, são apresentados resultados numéricos para três sistemas teste para se demonstrar a eficiência do modelo proposto.

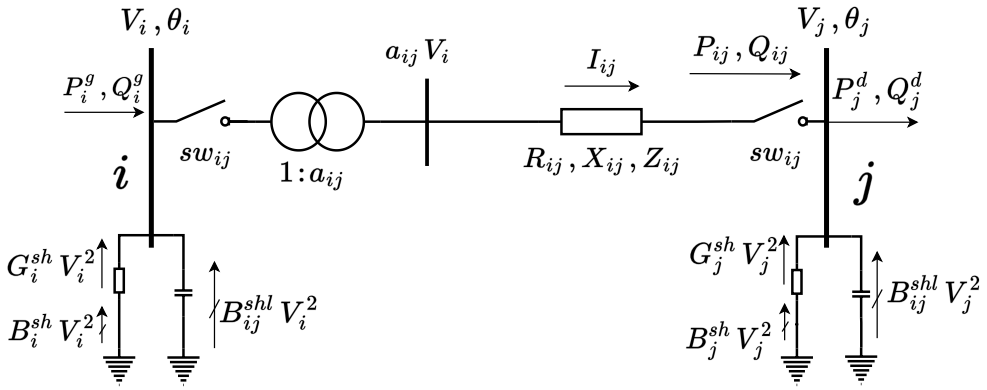
A estrutura deste trabalho consiste em três seções principais. Na Seção 2 é apresentada a formulação do modelo proposto. Na Seção 3 são mostrados os casos de estudo e os resultados dos testes realizados. Na Seção 4 são apresentadas as conclusões obtidas neste trabalho.

DOI: 10.59254/sbpo-2023-175197
http://live-proceedings.pantheonsite.io/p/175197

2. Formulação do Problema de Desligamento Ótimo de Linhas de Transmissão

O modelo de fluxo de carga AC é uma representação matemática detalhada da operação de um sistema elétrico de potência em regime permanente, que utiliza as equações de Kirchhoff para descrever a lei de conservação da energia e as equações de continuidade de corrente em cada nó da rede [Monticelli, 1983]. Para entender melhor o modelo OTS proposto, é útil elaborar a derivação dessas equações. Por exemplo, na Figura 1 é mostrada uma LT com um transformador em fase. A partir da Figura 1, são derivadas as equações que descrevem a relação entre as correntes e as tensões nos nós conectados à linha. Além disso, são obtidas equações que descrevem o fluxo de potência ativa e reativa, o que é importante para analisar o comportamento da rede elétrica.

Figura 1: Linha de transmissão no caminho ij.



A tensão na barra i é $\vec{V}_i$ (primário do transformador) e a tensão no secundário do transformador é igual a $a_{ij}\vec{V}_i$; assim, a queda de tensão é calculada conforme (1).

$$a_{ij}\vec{V}_i - \vec{V}_j = \vec{I}_{ij}\left(R_{ij} + jX_{ij}\right) \qquad \forall ij \in \Omega_l \qquad (1)$$

Da Figura 1, a corrente $\vec{I}_{ij}$ que chega na barra j pode ser calculada conforme (2).

$$\vec{I}_{ij} = \left(\frac{P_{ij} + jQ_{ij}}{V_j}\right)^* \qquad \forall ij \in \Omega_l \qquad (2)$$

A partir de (1) e (2), é obtida (3).

$$\left(a_{ij}\vec{V}_i - \vec{V}_j\right)\vec{V}_j^* = \left(P_{ij} + jQ_{ij}\right)\left(R_{ij} + jX_{ij}\right) \qquad \forall ij \in \Omega_l \qquad (3)$$

Considerando $V_i e^{j\theta_i} = V_i(\cos\theta_i + j\text{sen}\,\theta_i)$, $V_j e^{j\theta_j} = V_j\left(\cos\theta_j + j\text{sen}\,\theta_j\right)$ e $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$, onde V_i e θ_i são a magnitude da tensão e o ângulo de fase na barra i. Assim, (3) pode ser escrita de acordo com (4).

$$a_{ij}V_iV_j\left(\cos\theta_{ij} + j\text{sen}\,\theta_{ij}\right) - V_j^2 = \left(P_{ij} + jQ_{ij}\right)\left(R_{ij} + jX_{ij}\right) \qquad \forall ij \in \Omega_l \qquad (4)$$

Identificando a parte real e imaginária em (4), são obtidas (5) e (6).

$$a_{ij}V_iV_j\cos\theta_{ij} = V_j^2 + R_{ij}P_{ij} + X_{ij}Q_{ij} \qquad \forall ij \in \Omega_l \qquad (5)$$

DOI: 10.59254/sbpo-2023-175197
http://live-proceedings.pantheonsite.io/p/175197

$$a_{ij}V_iV_j \operatorname{sen}\theta_{ij} = R_{ij}P_{ij} - X_{ij}Q_{ij} \qquad \forall ij \in \Omega_l \qquad (6)$$

Somando os quadrados em (5) e (6) e usando a identidade trigonométrica $\operatorname{sen}^2\theta_{ij} + \cos^2\theta_{ij} = 1$, obtém-se (7).

$$a_{ij}^2V_i^2 - V_j^2 = 2\left(R_{ij}P_{ij} + X_{ij}Q_{ij}\right) + Z_{ij}^2I_{ij}^2 \qquad \forall ij \in \Omega_l \qquad (7)$$

As equações (5)–(7) são a base para o modelo de PCSOIM proposto. A precisão do modelo de fluxo de potência é crucial na tomada de decisões operacionais da rede, especialmente para um problema como o OTS que lida com questões de congestão e mudanças no estado da linha. Observa-se que, nas equações de fluxo de carga, as magnitudes de corrente nos ramos e as tensões nas barras aparecem na forma de V_i^2 e I_{ij}^2, respectivamente. Portanto, é conveniente realizar mudanças de variáveis.

$$V_i^{sqr} = V_i^2, \qquad V_i^{sqr} \geq 0 \qquad (8)$$

$$I_{ij}^{sqr} = I_{ij}^2, \qquad I_{ij}^{sqr} \geq 0 \qquad (9)$$

Assumindo que a diferença angular entre barras consecutivas é pequena, admite-se a aproximação em (10).

$$\operatorname{sen}\left(\theta_i - \theta_j\right) \cong \theta_i - \theta_j \qquad (10)$$

A posição do *tap* do transformador é ajustada de acordo com o número inteiro de passos, representado por nt_{ij}, conforme (11), onde reg_{ij} é a regulação total do transformador no ramo ij e $\overline{nt}_{ij}$é um número inteiro de passos que indica a posição do *tap*.

$$a_{ij} = 1 + reg_{ij}\left(\frac{nt_{ij}}{\overline{nt}_{ij}}\right) \qquad (11)$$

Ao substituir (8), (9) e (11) em (7), é obtida uma expressão não linear, como mostrado em (12). Para linearizar (12), é feita uma mudança no termo $\left(1 + reg_{ij}\left(nt_{ij}/\overline{nt}_{ij}\right)\right)^2 V_i^{sqr}$, o qual é substituído por uma variável auxiliar $\tilde{V}_i^{sqr}$, que representa a magnitude da tensão regulada no transformador, como mostrado em (27). Além disso, a variável inteira quadrada nt_{ij}^2 é transformada em uma variável binária $t_{ij,k}$, onde $k \in 1 \ldots \overline{nt}_{ij}$ que representa a posição do *tap* do transformador conectado entre as barras i e j. Finalmente, o termo $nt_{ij}^2V_i^{sqr}$é substituído pela variável auxiliar $V_{ij,k}^c$, como mostrado nas expressões linearizadas (27)–(30).

$$\left(1 + reg_{ij}\left(\frac{nt_{ij}}{\overline{nt}_{ij}}\right)\right)^2 V_i^{sqr} - V_j^{sqr} = 2\left(R_{ij}P_{ij} + X_{ij}Q_{ij}\right) + Z_{ij}^2I_{ij}^2 \qquad \forall ij \in \Omega_l \qquad (12)$$

2.1. Modelo de PCSOIM para o Desligamento Ótimo de Linhas de Transmissão

O modelo proposto para OTS neste estudo é formulado como um problema de PCSOIM. O modelo completo é apresentado em (13)–(31). A função objetivo (13) tem como objetivo minimizar o custo total de geração, e uma função de custo quadrático é usada em vez de uma função de custo linear para permitir um cálculo mais preciso da redução de custos. Os parâmetros $C2_i$, Cl_i e $C0_i$ são os custos de despacho de cada gerador, enquanto C^s é um parâmetro que representa a

DOI: 10.59254/sbpo-2023-175197
http://live-proceedings.pantheonsite.io/p/175197

redução de custo de geração considerada aceitável para desconectar uma LT. É importante destacar que esse parâmetro não deve ser zero, já que sua função é incentivar a manutenção da LT conectada caso seja importante para o funcionamento do sistema.

$$\text{minimizar } v = \sum_{i \in \Omega_b} \left(C2_i \left(P_i^g\right)^2 + Cl_i\left(P_i^g\right) + C0_i \right) + C^s \sum_{ij \in \Omega_l} \left(1 - sw_{ij}\right) \tag{13}$$

Sujeito a:

$$P_i^g - P_i^d + \sum_{ji \in \Omega_l} P_{ji} - \sum_{ij \in \Omega_l} \left(P_{ij} + I_{ij}^{sqr} R_{ij} \right) - V_i^{sqr} G_i^{sh} = 0 \qquad \forall i \in \Omega_b \tag{14}$$

$$Q_i^g - Q_i^d + \sum_{ji \in \Omega_l} \left(Q_{ji} + B_{ji}^{shl} V_i^{sqr} \right) - \sum_{ij \in \Omega_l} \left(Q_{ij} - B_{ij}^{shl} V_i^{sqr} + X_{ij} I_{ij}^{sqr} \right) + V_i^{sqr} B_i^{sh} = 0 \quad \forall i \in \Omega_b \tag{15}$$

$$\tilde{V}_i^{sqr} - V_j^{sqr} - 2\left(R_{ij} P_{ij} + X_{ij} Q_{ji}\right) - Z_i^2 I_{ij}^{sqr} + \left(1 - sw_{ij}\right) M \geq 0 \qquad \forall ij \in \Omega_l \tag{16}$$

$$\tilde{V}_i^{sqr} - V_j^{sqr} - 2\left(R_{ij} P_{ij} + X_{ij} Q_{ji}\right) - Z_i^2 I_{ij}^{sqr} - \left(1 - sw_{ij}\right) M \leq 0 \qquad \forall ij \in \Omega_l \tag{17}$$

$$V_{nom}^2 \left(\theta_i - \theta_j\right) - \left(X_{ij} P_{ij} - Q_{ji} R_{ij}\right) + \left(1 - sw_{ij}\right) M \geq 0 \qquad \forall ij \in \Omega_l \tag{18}$$

$$V_{nom}^2 \left(\theta_i - \theta_j\right) - \left(X_{ij} P_{ij} - Q_{ji} R_{ij}\right) - \left(1 - sw_{ij}\right) M \leq 0 \qquad \forall ij \in \Omega_l \tag{19}$$

$$V_{nom}^2 I_{ij}^{sqr} \geq P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \qquad \forall ij \in \Omega_l \tag{20}$$

$$0 \leq I_{ij}^{sqr} \leq sw_{ij} \left(SMAX_{ij}\right)^2 / V_{min}^2 \qquad \forall ij \in \Omega_l \tag{21}$$

$$-sw_{ij} SMAX_{ij} \leq P_{ij} \leq sw_{ij} SMAX_{ij} \qquad \forall ij \in \Omega_l \tag{22}$$

$$-sw_{ij} SMAX_{ij} \leq Q_{ij} \leq sw_{ij} SMAX_{ij} \qquad \forall ij \in \Omega_l \tag{23}$$

$$\underline{P}_i^g \leq P_i^g \leq \overline{P}_i^g \qquad \forall i \in \Omega_b \tag{24}$$

DOI: 10.59254/sbpo-2023-175197
http://live-proceedings.pantheonsite.io/p/175197

$$\underline{Q}_i^g \leq Q_i^g \leq \overline{Q}_i^g \qquad \forall i \in \Omega_b \qquad (25)$$

$$V_{min}^2 \leq V_i^{sqr} \leq V_{max}^2 \qquad \forall i \in \Omega_b \qquad (26)$$

As restrições (14) e (15) correspondem à lei das correntes de Kirchhoff e representam o equilíbrio de potência ativa e reativa em cada barra, respectivamente. Por outro lado, as restrições (16) e (17) referem-se à queda de tensão e são formuladas a partir de (7), utilizando a formulação big-M, que é comumente utilizada na literatura sobre OTS. Nessas restrições, a variável $\tilde{V}_i^{sqr}$ refere-se à tensão regulada pelos transformadores, enquanto a variável binária sw_{ij} indica o estado da linha (conectada ou desconectada). Em (18) e (19) é feito o cálculo da abertura angular no ramo ij, formulados a partir da equação (6). Por outro lado, (20) é uma expressão cônica de segunda ordem devido à soma de quadrados do fluxo de potência ativa e reativa, (22) e (23) impõem que o fluxo de potência nas linhas desconectadas seja zero. As restrições (24) e (25) são os limites de geração de potência ativa e reativa para as barras de geração e (26) é o limite de magnitude de tensão nas barras.

As restrições (27)–(30) representam a linearização da tensão regulada do transformador em fase conectado entre as barras i e j.

$$\tilde{V}_i^{sqr} = V_i^{sqr}\left(1 - reg_{ij}\right)^2 + \sum_{k=0}^{2\overline{nt}_{ij}} \left[\frac{reg_{ij}}{\overline{nt}_{ij}}\left(\frac{reg_{ij}}{\overline{nt}_{ij}}(2k-1) + 2\left(1 - reg_{ij}\right)\right) V_{ij,k}^C\right] \qquad \forall ij \in \Omega_l \qquad (27)$$

$$V_{min}^2\left(1 - t_{ij,k}\right) \leq V_i^{sqr} - V_{ij,k}^C \leq V_{max}^2\left(1 - t_{ij,k}\right) \qquad \forall ij \in \Omega_l, \forall k = 1 \ldots \overline{nt}_{ij} \qquad (28)$$

$$t_{ij,k} V_{min}^2 \leq V_{ij,k}^C \leq V_{max}^2 t_{ij,k} \qquad \forall ij \in \Omega_l, \forall k = 1 \ldots \overline{nt}_{ij} \qquad (29)$$

$$t_{ij,k} \leq t_{ij,k-1} \qquad \forall ij \in \Omega_l, \forall k = 2 \ldots \overline{nt}_{ij} \qquad (30)$$

$$t_{ij,k}, sw_{ij} \in \{0,1\} \qquad \forall ij \in \Omega_l, \forall k = 1 \ldots \overline{nt}_{ij} \qquad (31)$$

A restrição (27) calcula a magnitude da tensão regulada. As restrições disjuntivas (28) e (29) definem o valor da variável auxiliar $V_{ij,k}^C$ em função do valor de $t_{ij,k}$. A restrição (30) garante a sequência da posição do tap $t_{ij,k}$ dentro do conjunto $k = 2 \ldots \overline{nt}_{ij}$. Finalmente, a restrição (31) define a natureza binária da posição do *tap* $t_{ij,k}$ e o estado da linha sw_{ij}.

3. Testes e Resultados

A validação do modelo proposto foi realizada via simulações em três sistemas testes: sistema de 14 barras, IEEE14, sistema de 30 barras, IEEE30 e o sistema de 118 barras, IEEE118. O modelo foi implementado na linguagem de modelagem matemática AMPL e resolvido em um computador com processador Intel Core i7 de 3,2 GHz e 32 GB de RAM, utilizando o *solver* CPLEX.

DOI: 10.59254/sbpo-2023-175197
http://live-proceedings.pantheonsite.io/p/175197

O impacto do OTS nos sistemas foi avaliado por meio da análise de variáveis chave: despacho de geração, o custo total de geração, perdas do sistema e o perfil de tensão. Para realizar este estudo, foram realizados testes em três cenários diferentes. Em primeiro lugar, o fluxo de potência ótimo foi executado usando o modelo AC no Matpower (OPF-AC). Em seguida, o sistema foi avaliado com todas as linhas conectadas usando o modelo de PCSOIM permitindo-se controle de tensão (PRÉ-OTS). Finalmente, o OTS foi aplicado usando o modelo desenvolvido (PÓS-OTS), o que permitiu demonstrar o impacto da técnica no sistema elétrico.

3.1 Sistema Teste IEEE de 14 Barras

O custo total de geração e as perdas de potência ativa e reativa para os três cenários analisados são apresentados na Tabela 1. No caso do modelo proposto (PÓS-OTS), identificou-se que a desconexão da linha 13 é a solução ótima e que acarreta redução de 0,03% e de 0,01% no custo total de geração em comparação aos resultados obtidos para o modelo AC no Matpower (OPF-AC) e pelo modelo cônico (PRÉ-OTS), respectivamente. Em relação às perdas de potência ativa, obteve-se uma redução de 1,08% e de 0,54% em relação aos resultados do Matpower (OPF-AC) e modelo cônico (PRÉ-OTS), respectivamente.

O modelo proposto (PÓS-OTS) apresentou acréscimo das perdas reativas de 4,67% em relação ao resultado obtido no Matpower (OPF-AC) e uma redução das perdas reativas de 0,75% em relação ao modelo cônico (PRÉ-OTS).

Tabela 1 – Resultados das simulações para o sistema teste IEEE de 14 barras.

Parâmetros	OPF-AC	PRÉ-OTS	PÓS-OTS
Custo Total [10^3×US$/h]	8,082	8,081	8,080
Perdas de Potência Ativa [MW]	9,290	9,240	9,190
Perdas de Potência Reativa [MVAr]	39,160	41,300	40,990

*OPF-AC: Modelo AC no Matpower; PRÉ-OTS: Modelo de PCSOIM com todas as linhas conectadas; PÓS-OTS: Modelo proposto.

3.2 Sistema Teste IEEE de 30 Barras

Na Tabela 2 são apresentados os resultados obtidos para o sistema de 30 barras IEEE30. A solução ótima para o modelo matemático proposto consiste me desligar apenas a linha 33, o que permite uma economia de 0,79%, 0,16% no custo total de geração em relação ao modelo AC simulado no Matpower (OPF-AC) e em relação ao modelo cônico (PRÉ-OTS), respectivamente. Além disso, foi observada uma redução nas perdas de potência ativa de 29,97% e 1,95% e nas perdas reativas de 35,70% e 5,24% para o modelo proposto em comparação ao modelo AC simulado no Matpower (OPF-AC) e em relação ao modelo cônico (PRÉ-OTS), respectivamente.

Tabela 1 – Resultados das simulações para o sistema teste IEEE de 30 barras.

Parâmetros	OPF-AC	PRÉ-OTS	PÓS-OTS
Custo Total [US$/h]	577,690	574,014	573,116
Perdas de Potência Ativa [MW]	2,870	2,050	2,010
Perdas de Potência Reativa [MVAr]	12,940	8,780	8,320

*OPF-AC: Modelo AC no Matpower; PRÉ-OTS: Modelo de PCSOIM com todas as linhas conectadas; PÓS-OTS: Modelo proposto.

DOI: 10.59254/sbpo-2023-175197
http://live-proceedings.pantheonsite.io/p/175197

3.3 Sistema Teste IEEE de 118 Barras

A solução ótima para o modelo proposto resulta na desconexão de 17 (dezessete) linhas indicadas na Tabela 4. A desconexão dessas linhas resulta em uma economia no custo total de geração de 0,17% e 0,15% para o modelo proposto (PÓS-OTS) em comparação ao modelo AC simulado no Matpower (OPF-AC) e ao modelo cônico (PRÉ-OTS), respectivamente. Além disso, conforme Tabela 3, houve redução das perdas ativas em 5,51% e 5,12% para o modelo propostos em comparação ao modelo AC simulado no Matpower e ao modelo cônico, respectivamente.

O modelo proposto (PÓS-OTS) apresenta acréscimo das perdas reativas de 18,72% e de 3,63% em relação ao resultado obtido no Matpower (OPF-AC) e em relação ao modelo cônico (PRÉ-OTS), respectivamente.

Tabela 3 – Resultados das simulações para o sistema teste IEEE de 118 barras.

Parâmetros	OPF-AC	PRÉ-OTS	PÓS-OTS
Custo Total [10^3×US$/h]	129,661	129,640	129,443
Perdas de Potência Ativa [MW]	77,401	77,090	73,140
Perdas de Potência Reativa [MVAr]	483,520	553,930	574,040

*OPF-AC: Modelo AC no Matpower; PRÉ-OTS: Modelo de PCSOIM com todas as linhas conectadas; PÓS-OTS: Modelo proposto.

Tabela 4 – Linhas desconectadas para os sistemas teste IEEE 14, 30 e 118 barras.

Sistema Teste	Linhas Desligadas	Nº de Linhas Desligadas
IEEE14	13	1
IEEE30	33	1
IEEE118	18, 19, 20, 32, 73, 77, 78, 79, 91, 95, 102, 105, 106,109, 112, 126, 173	17

4. Conclusões

Este trabalho propôs um modelo de programação cônica de segunda ordem inteira mista (PCSOIM) para resolver o problema de desligamento ótimo de linhas de transmissão em sistemas de energia elétrica. O modelo foi aplicado em três sistemas teste de diferentes complexidades, demonstrando sua eficácia na redução dos custos de geração.

Os resultados obtidos indicam que o modelo de PCSOIM é uma ferramenta promissora para auxiliar a tomada de decisões no setor energético, permitindo melhorias significativas na eficiência energética ao se reduzir as perdas de potência ativa.

Além disso, a aplicação do modelo em sistemas de diferentes tamanhos e complexidades reforça sua versatilidade e capacidade de adaptação a diferentes contextos. Isso sugere que o modelo de PCSOIM pode ser amplamente utilizado em estudos de otimização de sistemas de energia elétrica, proporcionando benefícios tanto para as empresas do setor quanto para os consumidores finais. Trabalhos futuros podem explorar a aplicação do modelo de PCSOIM em outros desafios do setor energético, como a integração de energias renováveis.

5. Agradecimentos

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001 e da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), proc. 2015/21972-6 e 2018/20355-1.

DOI: 10.59254/sbpo-2023-175197
http://live-proceedings.pantheonsite.io/p/175197

Referências

Aazami, R., Haghifam, M. R., Soltanian, F., & Moradkhani, M. (2015). A comprehensive strategy for transmission switching action in simultaneous clearing of energy and spinning reserve markets. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, *64*, 408–418. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.07.032

An, Q., Wang, J., Li, G., & Zhou, M. (2020). Role of optimal transmission switching in accommodating renewable energy in deep peak regulation-enabled power systems. *Global Energy Interconnection*, *3*(6), 577–584. https://doi.org/10.1016/j.gloei.2021.01.010

Barrows, C., Blumsack, S., & Hines, P. (2014). Correcting optimal transmission switching for AC power flows. *2014 IEEE PES General Meeting Conference & Exposition*, 1–5. https://doi.org/10.1109/PESGM.2014.6939876

Chandra, S., Yasasvi, P. N., Mohapatra, A., & Srivastava, S. C. (2020). Optimal transmission switching with injection uncertainties. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, *2020*, 1–5. https://doi.org/10.1109/PESGM41954.2020.9281842

Fang, Y., & Sansavini, G. (2017). Optimizing power system investments and resilience against attacks. *Reliability Engineering & System Safety*, *159*, 161–173. https://doi.org/10.1016/j.ress.2016.10.028

Fattahi, S., Lavaei, J., & Atamturk, A. (2019). A bound strengthening method for optimal transmission switching in power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, *34*(1), 280–291. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2867999

Fisher, E. B., O'Neill, R. P., & Ferris, M. C. (2008). Optimal transmission switching. *IEEE Transactions on Power Systems*, *23*(3), 1346–1355. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2008.922256

Flores, M., Macedo, L. H., & Romero, R. (2021). Alternative mathematical models for the optimal transmission switching problem. *IEEE Systems Journal*, *15*(1), 1245–1255. https://doi.org/10.1109/JSYST.2020.3000978

Garcia, A. M., Macedo, L. H., & Romero, R. (2022). *Specialized scatter search algorithm for optimal transmission switching with voltage control*.

Hedman, K. W., O'Neill, R. P., Fisher, E. B., & Oren, S. S. (2009). Optimal transmission switching with contingency analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, *24*(3), 1577–1586. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2020530

Heidarifar, M., Andrianesis, P., Ruiz, P., Caramanis, M. C., & Paschalidis, I. Ch. (2021). An optimal transmission line switching and bus splitting heuristic incorporating AC and N–1 contingency constraints. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, *133*, 107278. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107278

Hu, Y., Wang, M., Lian, X., Liu, S., & Zhang, Q. (2021). A reduced disjunctive model for transmission expansion planning considering unit commitment and optimal transmission switching. *2021 IEEE International Conference on Electrical Engineering and Mechatronics Technology, ICEEMT 2021*, 623–627. https://doi.org/10.1109/ICEEMT52412.2021.9601896

Jabarnejad, M., Wang, J., & Valenzuela, J. (2015). A decomposition approach for solving seasonal transmission switching. *IEEE Transactions on Power Systems*, *30*(3), 1203–1211. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2343944

Khanabadi, M., Ghasemi, H., & Doostizadeh, M. (2013). Optimal transmission switching considering voltage security and N–1 contingency analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, *28*(1), 542–550. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2207464

Monticelli, A. J. (1983). *Fluxo de carga em redes de energia elétrica.*

Papavasiliou, A., Oren, S. S., Yang, Z., Balasubramanian, P., & Hedman, K. (2013). An application of high-performance computing to transmission switching. *2013 IREP Symposium Bulk Power System Dynamics and Control - IX Optimization, Security and Control of the Emerging Power Grid*, 1–6. https://doi.org/10.1109/IREP.2013.6629392

DOI: 10.59254/sbpo-2023-175197
http://live-proceedings.pantheonsite.io/p/175197

Wang, L., & Chiang, H.-D. (2020). Group-based line switching for enhancing contingency-constrained static voltage stability. *IEEE Transactions on Power Systems*, *35*(2), 1489–1498. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2944205

Yadav, A. K., & Mahajan, V. (2019). Reliability improvement of power system network with optimal transmission switching. *2019 IEEE 1st International Conference on Energy, Systems and Information Processing (ICESIP)*, 1–6. https://doi.org/10.1109/ICESIP46348.2019.8938283

Zhang, C., & Wang, J. (2014). Optimal transmission switching considering probabilistic reliability. *IEEE Transactions on Power Systems*, *29*(2), 974–975. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2287999

Zhao, S., & Singh, C. (2018). A hybrid method for reliability evaluation of line switching operations. *Electric Power Systems Research*, *163*, 365–374. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.07.001

DOI: 10.59254/sbpo-2023-175197
http://live-proceedings.pantheonsite.io/p/175197