

# Otimização por Enxame de Partículas Aplicada à Alocação Ótima de TCSC em Linhas de Transmissão Congestionadas

Glaucus R. S. Lima \* Paulo S. dos Santos \*\*

\* Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PPEE  
Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF  
Juiz de Fora, Brasil  
(e-mail: glaucus.lima@estudante.ufjf.br)

\*\* Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção - PPGE  
Universidade Federal de Ouro Preto - UFOP  
João Monlevade, Brasil  
(e-mail: paulo.servulo@aluno.ufop.edu.br)

---

**Abstract:** The power flow dynamics resulting from transmission lines charging has the potential to create nodal congestion points, resulting in a power distribution that does not meet the requirements of economic optimality. In this context, the allocation of Thyristor Controlled Series Compensator (TCSC) plays a key role in mitigating these congestions. However, the number of possible options for allocating the compensator in a large power system presents a large-scale combinatorial problem. This study seeks to investigate the strategic allocation of TCSC in congested transmission lines through the application of a metaheuristic PSO (Particle Swarm Optimization), so that the Security Constrained Optimal Power Flow (FCPS) is guaranteed both in normal operation conditions and in simple network contingencies. Tests performed on the IEEE-30 and IEEE-300 systems demonstrate the effectiveness of the proposed approach.

**Resumo:** A dinâmica de fluxo de potência resultante do carregamento das linhas de transmissão tem potencial de criar pontos nodais de congestionamento, resultando em uma distribuição de potência que não satisfaz os requisitos de otimalidade econômica. Neste contexto, a alocação do Compensador Série Controlado a Tiristor (TCSC) desempenha papel fundamental na mitigação desses congestionamentos. No entanto, a quantidade de opções possíveis para alocar o compensador em um sistema de grande porte representa um problema combinatório de grande escala. Neste viés, este trabalho busca investigar a alocação do TCSC em linhas de transmissão congestionadas por meio da aplicação da meta-heurística PSO (Otimização por Enxame de Partículas), de forma que o Fluxo de Potência Ótimo com Restrição de Segurança (FCPS) seja garantido tanto em condição de operação normal de rede, quanto em contingências simples. Testes realizados nos sistemas IEEE-30 e IEEE-300 demonstram a eficácia da abordagem proposta.

*Keywords:* Congestions; Allocation; TCSC; PSO; FCPS.

*Palavras-chaves:* Congestionamentos; Alocação; TCSC; PSO; FCPS.

---

## 1. INTRODUÇÃO

O gerenciamento dos congestionamentos é uma das principais tarefas no campo da operação e controle dos sistemas de energia, uma vez que o sobrecarregamento pode causar violações e impõe custos adicionais (referentes ao despacho de unidades geradoras menos eficientes) aos clientes dos sistemas de potência. Para manter o sistema operando em condições seguras, as seguintes ações de controle são comumente adotadas: redespacho da geração; ajustes de dispositivos de compensação; chaveamento corretivo e corte de cargas.

Quando o redespacho da geração não consegue resolver o problema de congestionamento, uma solução eficiente

é o posicionamento de dispositivos FACTS (Sistemas de Transmissão Flexíveis em Corrente Alternada), como é o caso do TCSC, em pontos adequados da rede a fim de redistribuir o fluxo de potência por caminhos definidos.

O primeiro trabalho que integra a alocação de TCSC ao problema do FCPS foi publicado por Somasundaram e Muthuselvan (2010). Por meio da aplicação combinada das funções de *distribuição de probabilidade Gaussiana* e *Cauchy* incorporadas à PSO, foi criado um algoritmo para solução do FCPS que incluísse a presença do TCSC e do *Controlador de Fluxo de Potência Unificado* (UPFC) ao modelo. O algoritmo foi testado no sistema IEEE-30 e mostrou ser eficiente.

É proposta em Moslemi e Shayanfar (2011) uma forma de gerenciamento dos congestionamentos em linhas de transmissão. Os autores afirmam que o posicionamento estratégico de dispositivos TCSCs na rede é uma solução eficiente para o alívio de sobrecargas. É destacado que, embora a localização desses dispositivos possua algumas abordagens eficientes, a maioria negligencia problemas de estabilidade durante o processo de otimização. Assim sendo, os autores consideraram o impacto do posicionamento do TCSC na margem da estabilidade transitória durante a condução da otimização, por meio da aplicação da *Margem de Energia Transitória Corrigida* (CTEM). A abordagem foi testada no sistema New England 39 Barras e mostrou ser eficaz.

Foram sugeridos por Sundar e Ravikumar (2012) dois índices capazes de indicar a melhor localização de TCSC em linhas de transmissão. Os chamados *Índice de Capacidade Térmica* (TCI) e *Índice de Capacidade de Contingência* (ICC) foram utilizados para avaliar o desempenho dos Sistemas Elétricos de Potência (SEPs), garantindo assim, um FPORS tanto em condição normal de rede, quanto em contingenciamento mais severo. Após a identificação do local para instalação do TCSC, a configuração ideal do dispositivo é determinada. A abordagem foi testada nos sistemas de 6 barras, IEEE-14 e IEEE-118.

Baseando-se no *Teorema do Fluxo Máximo – Corte Mínimo*, Long et al. (2013) sugeriram que o *Algoritmo de Corte Mínimo* fosse utilizado para a localização estratégica do TCSC em sistemas de potência com linhas sobrecarregadas a fim de garantir um FPO que fosse capaz de melhorar o desempenho do sistema sem violar sua segurança. As restrições de segurança foram adicionadas ao problema do FPO a partir da análise da contingência mais severa. O método foi testado e validado nos sistemas de seis barras, e nos sistemas IEEE-14, IEEE-30 e IEEE-118 modificados. Os resultados mostraram que o método proposto possui bom desempenho.

Visando o gerenciamento de congestionamentos em STEE, mais uma vez foi utilizado o *Algoritmo de Corte Mínimo* na alocação ideal de TCSCs. Em seu trabalho, Viet et al. (2018) afirmam que o congestionamento pode ser aliviado, ou mesmo eliminado por meio da melhoria da capacidade de transferência da rede, o que pode ser garantido introduzindo dispositivos FACTS no sistema. Resultados de simulações dos sistemas IEEE-14 e IEEE-30 modificados mostraram a eficiência do algoritmo para o descongestionamento desses sistemas.

Com o objetivo de maximizar a capacidade de carga dos sistemas elétricos, foi proposta por Kamel et al. (2019) uma nova forma de alocação ótima de FACTS em STEEs. Mesclando o *Fluxo de Potência Continuado* (FPC) com uma técnica de otimização baseada em mecanismos de orientação de mariposas durante voos noturnos, *Improved Moth-Flame Optimization* (IMFO), foram alocados um TCSC e um UPFC no sistema IEEE-30. Resultados de simulações mostraram a eficácia e o poder do algoritmo para maximizar a capacidade de carga do sistema de energia.

Valendo-se de uma abordagem multiobjetiva, Kamel et al. (2021) aplicaram mais uma vez o FPC mesclado com a IMFO na alocação ótima de TCSCs. Resultados de simu-

lações realizadas no sistema IEEE-30, tanto em operação normal de rede quanto em contingência simples, revelaram a eficiência do algoritmo proposto para a redução do corte de carga, o atendimento contínuo de energia aos clientes e a prevenção de colapso de tensão.

### 1.1 Fluxo de Potência Ótimo com Restrição de Segurança

O FPORS é um problema de otimização não-linear, não-convexo de grande porte, com variáveis contínuas e discretas, no qual a rede elétrica é modelada por um conjunto de restrições físicas, operacionais e de segurança a serem atendidas na busca do melhor ponto de operação do sistema elétrico. A partir de uma lista de contingências, pode-se simular a ocorrência de cada uma e, ao final do processamento, fornecer ao operador quais medidas devem ser tomadas para aumentar o nível de segurança do sistema (Long et al., 2013; Ferreira, 2018).

Diversas técnicas de otimização foram propostas na literatura para a resolução do problema de FPORS. De maneira geral, tais técnicas podem ser agrupadas em duas classes: *Programação Matemática* e *Meta-heurísticas*. A primeira classe relaciona dois modelos clássicos: *Programação Linear* (PL) e *Programação Não-Linear* (PNL). A segunda classe é composta por quatro métodos principais: *Recozimento Simulado* (SA), *Algoritmo Evolutivo* (AE), *Busca Tabu* (TS) e a PSO. Quanto ao AE, o mais utilizado é o *Algoritmo Genético* (AG) (Amorim e Mantovani, 2006).

Levando em conta a importância de se manter a segurança dos STEEs, é apresentada a seguir uma forma de se garantir o FPORS em redes congestionadas por meio da alocação ótima de TCSC.

### 1.2 Incorporação do TCSC em Linhas de Transmissão

Proposto em 1986 por Vithayathil, o TCSC é uma impedância reativa que tem a capacidade de alterar a impedância da linha de transmissão na qual se encontra, por meio do controle do disparo dos tiristores (Hingorani e Gyugyi, 2000).

O esquema básico deste compensador inclui um *Reator Controlado a Tiristor* (TCR) em paralelo com um banco de capacitores fixos, conforme apresentado na Figura 1.

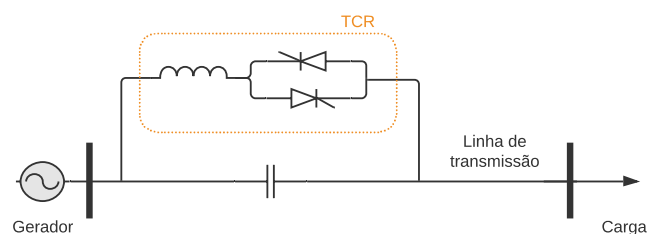


Figura 1. Esquema básico do TCSC.

O princípio de operação do TCSC está relacionado à contínua variação de sua reatância capacitiva por meio da diminuição ou aumento do período de condução dos tiristores (ajustado pelo controle do ângulo de disparo  $\alpha$ ), o que implica na redução ou aumento da corrente fundamental que flui no TCR (Hingorani e Gyugyi, 2000).

No que se refere à frequência fundamental, o TCSC é uma reatância indutiva controlável dada pela reatância do TCR,  $x_L(\alpha)$ , em paralelo com um capacitor fixo, isto é,

$$x_{TCSC} = \frac{x_C x_L(\alpha)}{x_L(\alpha) - x_C}. \quad (1)$$

Segundo Lima (2020), a reatância equivalente do TCSC pode ser reescrita como

$$x_{TCSC} = \frac{\pi x_C x_L}{x_C [2(\pi - \alpha) + \sin(2\alpha)] - \pi x_L} \quad (2)$$

onde  $x_L$  é a impedância do reator;  $x_C$  é a impedância do capacitor fixo e  $\alpha$  corresponde ao ângulo de atraso medido a partir do pico da tensão no capacitor.

### 1.3 Modelagem do TCSC em Linhas de Transmissão

O controle do fluxo de potência nas linhas de transmissão com o TCSC é alcançado graças ao incremento ou à redução da impedância total da linha. Em regime permanente, o dispositivo é considerado uma impedância série controlável. Caso essa impedância seja parametrizada, a reatância efetiva,  $x_{ef}$ , de uma linha  $k$ - $m$  qualquer com a compensação série é dada por

$$x_{ef} = x_{km} - x_{TCSC} \quad (3)$$

onde a impedância do dispositivo pode ser alterada por meio do *parâmetro de compensação*  $L$  multiplicado pelo valor real da impedância da linha. Assim sendo, a nova impedância da linha  $k$ - $m$  passa a ser dada por

$$x_{ef} = (1 - L)x_{km}. \quad (4)$$

Neste viés, o fluxo de potência ativa em uma linha de transmissão com TCSC alocado pode ser calculado a partir da relação

$$P_{km} = \frac{1}{(1 - L)x_{km}} [V_k V_m \sin(\theta_{km})]. \quad (5)$$

De acordo com (5), o grau de compensação série  $L$  está diretamente relacionado com o valor da potência ativa que flui entre as barras  $k$ - $m$ . Conseqüente, o aumento de  $L$  proporciona um acréscimo no fluxo de potência ativa circulante na linha.

Embora seja razoavelmente fácil modelar este compensador, sua alocação com o objetivo de obter o maior benefício possível em uma linha de transmissão é um problema de planejamento importante e, ao mesmo tempo, complexo. Se um SEP de grande porte for analisado, por exemplo, a quantidade de opções possíveis para alocar o TCSC torna-se um problema combinatório muito grande (Viet et al., 2018).

### 1.4 Otimização por Enxame de Partículas

Vislumbrada por Kennedy e Eberhart (1995), a PSO é uma meta-heurística evolucionária que surgiu com a intenção de simular a graciosa coreografia de um conjunto de pássaros em voo com seu movimento localmente aleatório, mas globalmente determinado.

Diferentemente de outras técnicas de computação evolutiva que utilizam operadores genéticos, a PSO faz uso de partículas movendo-se em um espaço de busca  $n$ -dimensional, sendo cada uma delas uma solução potencial para o problema. Neste método, existe uma população de indivíduos ou partículas que juntos formam a nuvem (ou enxame) de partículas e evoluem através da cooperação. Assim como as outras abordagens de inteligência coletiva, a PSO está baseada em uma população de indivíduos capazes de interagir entre si (comportamento cognitivo) e com o meio ambiente (comportamento social) durante a busca de um melhor “mérito” (Kennedy e Eberhart, 1995).

### 1.5 Algoritmo PSO

Cada partícula  $k$  possui uma velocidade aleatória para percorrer o espaço de soluções do problema. Uma partícula irá se mover em uma determinada direção que é função da posição atual da partícula  $x_t^k$ , de uma velocidade  $v_t^k$ , da posição da partícula que levou ao seu melhor desempenho até o presente momento ( $P_{best_t}^k$ ), e do melhor desempenho global do sistema até o presente momento ( $G_{best_t}$ ) (Wang et al., 2018). Assim sendo, a velocidade da partícula será dada por

$$v_{t+1}^k = wv_t^k + \varphi_1 r_1 (P_{best_t}^k - x_t^k) + \varphi_2 r_2 (G_{best_t} - x_t^k) \quad (6)$$

em que  $\varphi_1$  e  $\varphi_2$  são constantes de aceleração referentes ao melhor individual e global, respectivamente;  $r_1$  e  $r_2$  são números randômicos extraídos do intervalo  $[0,1]$  e  $w$  é o peso inercial referente ao movimento das partículas.

Uma vez que a velocidade da partícula é calculada, sua posição  $k$  na próxima iteração é estabelecida como uma influência aditiva da posição antiga e da velocidade calculada, sendo expressa por

$$x_{t+1}^k = x_t^k + v_{t+1}^k. \quad (7)$$

Neste contexto, a Figura 2 representa o esquema de iteração das partículas  $k$  a cada iteração  $t$ .

Para limitar a velocidade de uma partícula para que o sistema não extrapole o espaço de busca, são impostos limites ( $v_{max}$  e  $v_{min}$ ) para seus valores em cada dimensão  $n$  do espaço de busca da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \text{se } v_t^k > v_{max}, \text{ então } v_t^k &= v_{max}; \\ \text{se } v_t^k < v_{min}, \text{ então } v_t^k &= v_{min}. \end{aligned}$$

O algoritmo PSO é repetido até que um critério de parada é atingido ou as mudanças nas velocidades das partículas estejam perto de zero.

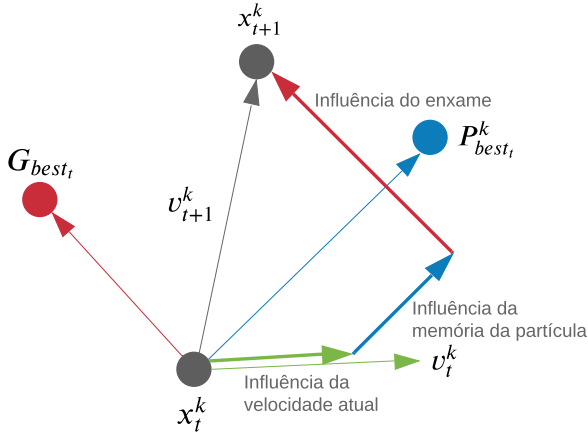


Figura 2. Esquema de iteração das partículas.

Inserido neste contexto, o presente trabalho busca contribuir na análise e no tratamento de uma ferramenta computacional de controle e otimização de Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica (STEEs) congestionados, a fim de se desenvolver estratégias operacionais econômicas e seguras, de forma a garantir o FPORS por meio da aplicação da meta-heurística PSO.

## 2. METODOLOGIA

Inicialmente, busca-se selecionar as contingências mais críticas de um sistema elétrico (não apenas a falta mais severa, mas também a mais provável). Em um segundo momento, é proposta uma heurística para alocação ótima de um único TCSC em linhas de transmissão congestionadas como forma de se garantir o FPORS.

### 2.1 Seleção de Contingências N-1

A fim de introduzir restrições de segurança ao problema de FPO, faz-se necessário identificar a contingência mais severa e a mais provável que um SEP pode sofrer em decorrência da interrupção de uma de suas linhas de transmissão.

A contingência mais severa será analisada a partir de um híbrido de dois Índices de Desempenho. O Índice de Híbrido de uma linha  $i$ , assim nomeado, será dado por

$$PI_{hibrido_i} = 0,70 \sum_{l=1}^{N_l} \left( \frac{P_{flow_{l,i}}}{P_l^{max}} \right)^{0,6916} + 0,30 \left( \sum_{j=1}^{N_b} \left( \frac{V_j^{min}}{V_{j,i}} \right)^{8,3407} + \sum_{j=1}^{N_b} \left( \frac{V_{j,i}}{V_j^{max}} \right)^{8,3407} \right) \quad (8)$$

onde  $P_{flow_{l,i}}$  é fluxo na linha  $l$  com a linha  $i$  interrompida;  $N_l$  corresponde ao número de linhas do sistema;  $P_l^{max}$  é o fluxo máximo na linha  $l$ ;  $V_{j,i}$  é a tensão no barramento  $j$  com a linha  $i$  interrompida;  $N_b$  é o número de barras do sistema;  $V_j^{max}$  é a tensão máxima no barramento  $j$  e  $V_j^{min}$  é a tensão mínima no barramento  $j$ .

Já a contingência mais provável será triada por meio do Índice  $\zeta$ , obtido a partir de dados históricos da linha de transmissão e de sua severidade, a partir da relação

$$\zeta_i = PI_{hibrido_i} \lambda_i e^{-\lambda_i}, \quad \forall \lambda_i > 0 \quad (9)$$

em que  $\lambda_i$  corresponde à taxa anual de ocorrência da contingência  $i$ .

Assim sendo, o Índice  $\zeta$  proposto pode ser entendido como uma relação entre a probabilidade de ocorrência de um evento  $i$  e a consequência (severidade) dos eventos a ele associados.

### 2.2 Heurística para Alocação de TCSC

1. Avaliar presença de congestionamentos no STEE via software MatPower. Se SIM, ir ao passo 2. Se NÃO, ir ao passo 5;
2. Redespachar geração e avaliar se o congestionamento foi resolvido. Se SIM, ir ao passo 5. Se NÃO, ir ao passo 3;
3. Aplicar meta-heurística PSO:
  - i. limitar o grau de compensação  $L$  (entre 20% a 70% da impedância da linha de alocação);
  - ii. escolher linha que descongestionou o STEE (tanto em operação normal de rede, quanto em contingências mais severa e mais provável) e que obteve o menor custo na geração de potência ativa;
4. Retornar:
  - i. linha única de alocação;
  - ii. valores de  $L$ ;
5. Finalizar heurística.

## 3. RESULTADOS

Neste trabalho, optou-se por minimizar o custo da geração de potência ativa de STEEs na função objetivo do FPO. Esta função de custo possui característica não-linear e não-convexa, o que torna o problema de FPORS ainda mais complexo e de difícil solução. A formulação completa do problema do FPORS aqui implementado pode ser encontrada em Lima (2020).

Para a obtenção do FPORS com e sem limites térmicos das linhas, foi utilizado o módulo de software MatPower 5.1, onde foi considerado o carregamento nominal em todas as linhas dos STEEs testados.

O contingenciamento N-1 de escolha foi a interrupção de uma das linhas do sistema. Optou-se pela contingência mais severa e pela mais provável, determinada a partir de sua característica estocástica.

Para verificar a abordagem proposta e ilustrar os impactos causados pela alocação de TCSC, três cenários de testes foram investigados, como pode ser observado na Tabela 1.

A simulação do Cenário 1 apresenta dupla função: identificar as linhas mais vulneráveis do STEE e encontrar o valor ideal (hipotético) para a função objetivo do problema de otimização desconsiderando os limites térmicos das linhas. Quanto ao Cenário 2, busca-se atender as cargas com o redespacho da geração, levando em consideração a restrição térmica das linhas, o que resulta em uma solução

mais onerosa do que a obtida no cenário anterior, mas ainda menos custosa do que instalar um TCSC. Caso a rede continue sobrecarregada mesmo após o redespacho da geração, buscar-se-á no Cenário 3 uma tentativa de compensação série que seja capaz de descongestionar o STEE a um preço ótimo de geração, via aplicação da meta-heurística PSO.

Tabela 1. Descrição dos cenários simulados.

Cenário	Descrição
1	FPO sem compensação Limite de fluxo ignorado
2	FPO sem compensação Limite de fluxo considerado
3	FPO com alocação de TCSC Limite de fluxo considerado

Neste trabalho, a localização ótima, única e fixa do TCSC no sistema congestionado obedeceu a três situações distintas (chamadas aqui de etapas): **Etapa A - operação normal de rede; Etapa B - contingenciamento mais severo e Etapa C - contingenciamento mais provável.**

### 3.1 Sistemas de Teste

Dois STEEs conhecidos da literatura foram utilizados para simulação. Tais sistemas, descritos de forma breve na Tabela 2, são apresentados em detalhes em <<https://github.com/Glaucus-Rivera-Santos-Lima>>.

Tabela 2. Informações dos sistemas de teste.

Características	IEEE-30	IEEE-300
Tensão base (kV)	135	138
Potência base (MVA)	100	100
Potência ativa total (MW)	189,2	23.525,8
Potência reativa total (MVar)	107,2	7.788
Ordem de grandeza da alocação	$10^{206}$	$10^{2.104}$

### 3.2 Configurações da Meta-heurística

A quantidade de opções para alocação do TCSC em STEEs aumenta proporcionalmente com o tamanho da rede, isto pode ser observado na última coluna da Tabela 2, onde é apresentada a ordem de grandeza do problema de alocação dos sistemas simulados. Desta forma, a utilização de métodos de otimização se faz necessário na escolha do melhor ponto de instalação do compensador, de forma que o custo da geração de potência ativa seja a mínima possível.

A meta-heurística utilizada neste trabalho necessita do ajuste de parâmetros para que o ótimo global seja alcançado a um menor custo computacional. A Tabela 3 apresenta os parâmetros utilizados nas simulações.

Tabela 3. Parâmetros utilizados na meta-heurística PSO.  $\varphi_1 = \varphi_2 = 2,05$ ;  $w_{inicial} = 0,9$  e  $w_{final} = 0,4$  em todas as simulações.

Sistema	Número de partículas	Número de iterações
IEEE-30	50	45
IEEE-300	100	150

Quanto à triagem das contingências, as faltas mais severa e mais provável do Sistema IEEE-30 ocorrem nas *Linhas 6*

e na *21*, respectivamente. Já no Sistema IEEE-300, a falta mais severa ocorre na *Linha 1* e a mais provável na *Linha 82*.

O resumo dos principais resultados obtidos nas simulações é apresentado nas Tabelas 4, 5 e 6.

### 3.3 Solução do Sistema IEEE-30

Quando o TCSC não foi alocado e os limites das linhas não foram considerados (Cenário 1A), com o sistema em operação normal de rede, o custo total da geração de potência ativa obtida é de  $1.773,62$  \$/hr, como pode ser observado na Tabela 4. Entretanto, a *Linha 29* é congestionada.

O Cenário 2A, por meio do redespacho da geração, busca descongestionar o STEE, no entanto, o sistema é mais uma vez sobrecarregado na *Linha 29*. Conseqüentemente, a rede não pode ser operada, pois sua segurança foi violada.

Quando é introduzida a contingência mais severa à simulação (*Linha 6*), e os limites térmicos são desconsiderados (Cenário 1B), a *Linha 29* é novamente sobrecarregada, agora a um custo de  $1.778,03$  \$/hr, como pode ser observado na Tabela 4. Realizando o redespacho da geração, de modo que as cargas possam ser atendidas pela combinação mais barata dos geradores, a *Linha 29* continua sendo sobrecarregada.

Ao ser introduzida à simulação a contingência mais provável (*Linha 21*), tanto no Cenário 1C, quanto no 2C, o congestionamento da *Linha 29* é mantido.

Como o congestionamento persiste após todas as tentativas de redespacho econômico, deve-se buscar um local de alocação única de TCSC que seja capaz de descongestionar o STEE nas três situações analisadas, objetivando, ainda, a minimização do custo da geração de potência ativa.

A meta-heurística PSO foi aplicada ao problema de otimização. A solução ótima encontrada foi alocar o TCSC na *Linha 10*. Como consequência, o sistema IEEE-30 agora pode ser operado de forma segura, sem que haja congestionamento na *Linha 29*, como pode ser observado na Figura 3.

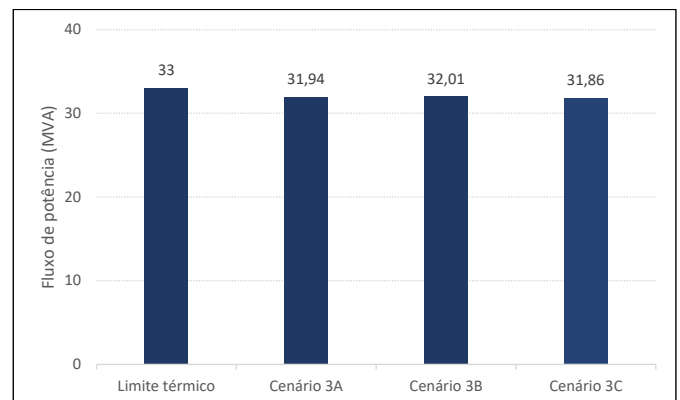


Figura 3. Perfil do FPORS da linha descongestionada (29) no Sistema IEEE-30 após alocação de TCSC.

O FPORS da linha de alocação é apresentado na Figura 4, e o valores dos custos da geração de potência ativa

Tabela 4. Resultados das simulações dos STEEs em condição normal de rede.

Cenário	Dados	IEEE-30	IEEE-300
1A	Custo da geração de potência ativa (\$/h)	1.773,62	719.725,11
	Ocorre congestionamento?	Sim	Sim
	Linha(s) sobrecarregada(s)	29	158
2A	Ocorre congestionamento?	Sim	Sim
	Linha(s) sobrecarregada(s)	29	158
3A	Custo da geração de potência ativa (\$/h)	1.698,06	719.699,31
	Configuração do compensador	L = 56%	L = 70%
	Linha de alocação do TCSC	10	142
	Congestionamento resolvido após alocação?	Sim	Sim

Tabela 5. Resultados das simulações dos STEEs com contingência mais severa.

Cenário	Dados	IEEE-30	IEEE-300
1B	Custo da geração de potência ativa (\$/h)	1.778,03	719.756,36
	Ocorre congestionamento?	Sim	Sim
	Linha(s) sobrecarregada(s)	29	158
2B	Ocorre congestionamento?	Sim	Sim
	Linha(s) sobrecarregada(s)	29	158
3B	Custo da geração de potência ativa (\$/h)	1.706,62	719.730,21
	Configuração do compensador	L = 67%	L = 70%
	Linha de alocação do TCSC	10	142
	Congestionamento resolvido após alocação?	Sim	Sim

Tabela 6. Resultados das simulações dos STEEs com contingência mais provável.

Cenário	Dados	IEEE-30	IEEE-300
1C	Custo da geração de potência ativa (\$/h)	1.773,71	719.741,47
	Ocorre congestionamento?	Sim	Sim
	Linha(s) sobrecarregada(s)	29	158
2C	Ocorre congestionamento?	Sim	Sim
	Linha(s) sobrecarregada(s)	29	158
3C	Custo da geração de potência ativa (\$/h)	1.698,27	719.724,24
	Configuração do compensador	L = 52%	L = 58%
	Linha de alocação do TCSC	10	142
	Congestionamento resolvido após alocação?	Sim	Sim

e da configuração do compensador são apresentados nas Tabelas 4 a 6.

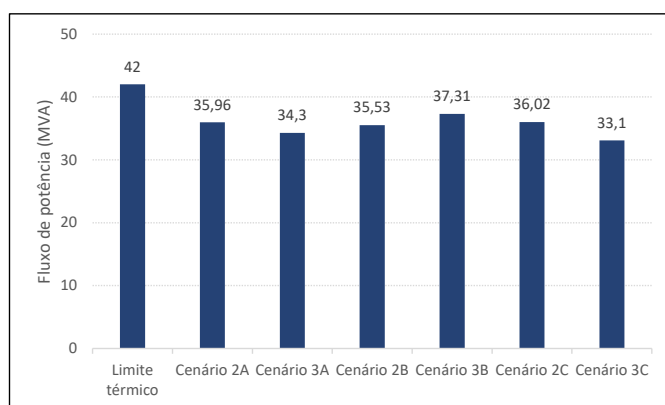


Figura 4. Perfil do FPORS da linha de alocação (10) no Sistema IEEE-30.

Como o fluxo de potência ótimo foi garantido tanto em condições normais de rede, quanto em contingenciamento mais severo e mais provável, pode-se dizer que o sistema em análise é robusto frente às contingências simples de rede analisadas.

Quando o custo da geração de potência ativa de um STEE em operação normal de rede é comparado com o custo da geração em contingência simples, percebe-se que as faltas induzem o despacho de geradores menos eficientes, aumentando assim os custos operativos. Quanto aos dois tipos de falta, a de maior severidade foi a que mais onerou a operação do Sistema IEEE-30.

Ademais, a alocação do TCSC no ponto ótimo da rede redirecionou o fluxo excedente da linha congestionada para regiões com capacidade ociosa de carregamento. Como consequência, o fluxo na linhas de alocação foi aumentado, como era esperado.

### 3.4 Sistema IEEE-300

Operando o Sistema IEEE-300 sem considerar os limites térmicos de suas linhas (Cenário 1A), a *Linha 158* é sobrecarregada a um custo de *719.725,11 \$/hr*, como pode ser observado na Tabela 4. Quando o redespacho é realizado, considerando agora os limites térmicos das linhas (Cenário 2A), o sistema é novamente congestionado na *Linha 158* e não pode ser operado de forma segura.

Introduzindo a contingência mais severa (*Linha 1*) (Cenário 1B), o custo da geração de potência ativa é aumentado para *719.756,36 \$/hr*. Entretanto, como pode ser obser-

vado na Tabela 5, o sistema é mais uma vez sobrecarregado na *Linha 158*. Realizando o redespacho da geração no Cenário 2B, o sistema não é descongestionado, o que torna impraticável sua operação segura.

Por fim, ao ser adicionada a contingência mais provável (*Linha 82*) (Cenário 1C), a rede é congestionada na *Linha 158* mais uma vez, agora a um custo de 719.741,47 \$/hr, conforme descrito na Tabela 6. Realizando o redespacho da geração, o sistema mantém o congestionamento, e o FPORS não converge.

Objetivando a operação segura do sistema a um custo mínimo de geração de potência ativa, aplica-se a meta-heurística PSO a fim de encontrar um ponto ótimo para alocação de um único TCSC que seja capaz de descongestionar o STEE frente às três etapas avaliadas.

Segundo o método de otimização utilizado, o local ideal para compensação dar-se-á na *Linha 142*, como pode ser observado nas Tabelas 4 a 6. A Figura 5 apresenta o perfil de FPORS desta linha em relação às etapas simuladas.

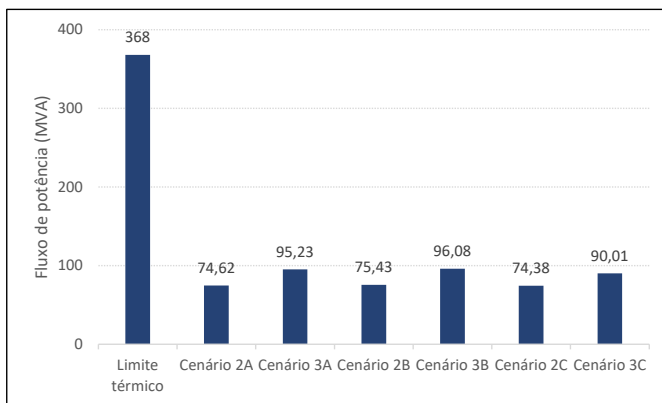


Figura 5. Perfil do FPORS da linha de alocação (142) no Sistema IEEE-300.

O perfil de FPORS da linha descongestionada (*Linha 158*) é apresentado na Figura 6. Mais uma vez, percebe-se que uma maior quantidade de fluxo é demandada com o sistema em contingência, principalmente quando a falta simulada é a mais severa.

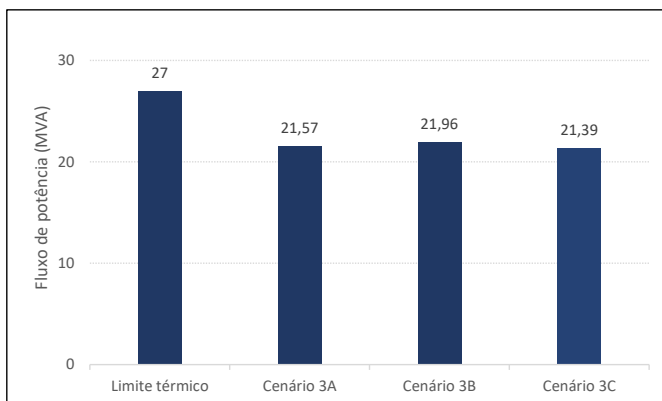


Figura 6. Perfil do FPORS da linha descongestionada (158) no Sistema IEEE-300 após alocação de TCSC.

#### 4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho foi desenvolvida e aplicada uma heurística para alocação de TCSC em dois STEEs congestionados (IEEE-30 e IEEE-300) com a finalidade de lhes garantir um FPORS tanto em condições operacionais normais, quanto em contingências simples de rede. Dois índices foram empregados na escolha de contingências, por meio dos quais as restrições de segurança foram incorporadas ao problema de otimização do fluxo de potência. O *Índice de Híbrido* foi utilizado para classificar a contingência mais severa da rede, e o *Índice  $\zeta$* , produto entre a severidade de uma contingência e sua chance de ocorrência, foi proposto para classificar a falta mais provável.

Os sistemas de teste escolhidos apresentam pontos de congestionamento tanto em operação normal, quanto em contingências simples de rede. A alocação e posterior configuração do módulo TCSC foi necessária em todas as etapas, visto que o redespacho da geração não descongestionou os sistemas. Para os sistemas simulados, a heurística proposta obteve uma configuração factível para o compensador que atendessem simultaneamente às três etapas simuladas.

Em um primeiro momento, pode-se dizer que heurística de alocação aqui apresentada não faz sentido quando se trata de planejamento, onde as redes são projetadas pautadas em segurança, confiabilidade e robustez. Entretanto, quando se pensa em planejamento corretivo, o método de alocação analisado neste trabalho pode ser aplicado em linhas existentes. Nestas, ao invés de se investir recursos maiores em construção ou reconfiguração de redes existentes, que demandaria tempo e investimentos milionários, busca-se instalar um equipamento para que se garanta a segurança do sistema sem a necessidade de grandes modificações.

Dado o exposto, fica evidente que o elevado carregamento das linhas de transmissão interfere na sua operação segura. Neste viés, reitera-se a necessidade do desenvolvimento de ferramentas computacionais de análise, controle e otimização de sistemas de potência a fim de se desenvolver estratégias operacionais não apenas econômicas, mas também seguras, como é o caso da heurística proposta neste trabalho.

#### REFERÊNCIAS

- Amorim, E.A. e Mantovani, J.R.F. (2006). Análise das técnicas de solução clássicas e metaheurísticas para o problema de fluxo de potência Ótimo. *XVIII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*.
- Ferreira, E.C. (2018). *Fluxo de Potência Ótimo Multiobjetivo com Restrições de Segurança e Variáveis Discretas*. Doutorado em engenharia elétrica, Universidade de São Paulo.
- Hingorani, N.G. e Gyugyi, L. (2000). *Understanding FACTS*. IEEE Press, New York.
- Kamel, S., Sayed, F., Taher, M.A., e Jurado, F. (2021). Enhancing power system loadability and optimal load shedding based on tsc allocation using improved moth flame optimization algorithm. *Electrical Engineering*, 103.
- Kamel, S., Taher, M.A., Jurado, F., e Ahmed, M.H. (2019). Maximization of power system loadability by optimal

- facts allocation. In *2019 International Conference on Computer, Control, Electrical, and Electronics Engineering (ICCCEEE)*, 1–5.
- Kennedy, J. e Eberhart, R. (1995). Particle swarm optimization. *Proceedings of ICNN'95 - International Conference on Neural Networks, Perth, WA, Australia*, 4, 1942–1948.
- Lima, G.R.S. (2020). *Alocação de TCSC em Linhas de Transmissão Congestionadas como Forma de se Garantir o FPORS em Condição de Contingências N-1*. Graduação em engenharia elétrica, Universidade Federal de Ouro Preto.
- Long, D.T., Yao, J.G., e Anh, T.V. (2013). A new method for secured optimal power flow under normal and network contingencies via optimal location of tcsc. *Elsevier*, 1(52), 68–80.
- Moslemi, R. e Shayanfar, H.A. (2011). Optimal location for series facts devices to transient stability constrained congestion management. *10th International Conference on Environment and Electrical Engineering*.
- Somasundaram, P. e Muthuselvan, N.B. (2010). Security constrained optimal power flow with facts devices using modified particle swarm optimization. *1st International Conference on Swarm, Evolutionary, and Memetic Computing*.
- Sundar, K.S. e Ravikumar, H.M. (2012). Selection of tcsc location for secured optimal power flow under normal and network contingencies. *Elsevier*, 1(34), 29–37.
- Viet, N.H.Q., Long, D.T., La, V.V., e Anh, T.V. (2018). Optimal location of tcsc for social welfare maximization in deregulated electricity market. *International Journal of Applied Engineering Research*, 13(7), 4842–4850.
- Wang, D., d. Tan, e Liu, L. (2018). Particle swarm optimization algorithm: an overview. *Soft Comput*, (22), 387–408.