

OPERAÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM MODELOS DE CARGA DEPENDENTES DE TENSÃO

Felipe Prado Araujo¹, Jose Henrique Galeti¹, Marcel Chuma Cerbantes²

¹Instituto Federal de Mato Grosso do Sul – Três Lagoas-MS

²China Three Gorges Corp – Ilha Solteira-SP

felipeprado020020@gmail.com, jose.galeti@ifms.edu.br, marcel.cerbantes@ctgbr.com.br

Resumo

Modelos de carga dependentes de tensão representam o comportamento realístico dos consumidores, sendo uma alternativa aos modelos PQ tradicionais. No entanto, estes modelos introduzem não linearidades adicionais no problema de fluxo de potência ótimo, aumentando a complexidade computacional do problema. No contexto dos sistemas de distribuição modernos, a crescente integração de recursos energéticos distribuídos (DER) em redes de distribuição, tais como painéis fotovoltaicos (PV) e sistemas de armazenamento de energia (baterias), também tem contribuído com o aumento da complexidade operacional destes sistemas.

Nesse contexto, neste trabalho é proposto o desenvolvimento de um modelo de otimização eficiente para operação em redes de distribuição de energia elétrica considerando modelos de cargas dependentes de tensão e a integração geração PV-baterias. Tem-se como objetivo otimizar as operações de carga/descarga das baterias para minimizar as perdas ativas da rede, ou seja, aumentar sua eficiência operacional. O modelo matemático resultante é caracterizado como um modelo de otimização multiperíodo não linear não convexo inteiro misto. Propõe-se a programação cônica de segunda ordem (SOCP) para relaxação/solução do problema. A metodologia proposta é testada em um alimentador radial de 4 barras.

Palavras-chave: Baterias, Painéis Fotovoltaicos, SOCP.

Introdução

Nos últimos anos, tem-se observado um aumento crescente da integração de recursos energéticos distribuídos (DER) nas redes de distribuição, principalmente, com o desenvolvimento da geração solar (painéis fotovoltaicos - PV) e dos dispositivos de armazenamento de energia (baterias). O aumento da penetração destes dispositivos tem desafiado as empresas distribuidoras no desenvolvimento de estratégias de operação eficientes do ponto de vista técnico-econômico, o que tem atraído o interesse de pesquisadores para estudar o problema de planejamento de redes de distribuição recentemente.

Neste trabalho, propõe-se um modelo cônico de segunda ordem (SOCP) para o planejamento da operação de curto prazo de redes de distribuição de média tensão com elevada penetração de DER, tais como a integração de painéis PV e

baterias estacionárias. As principais contribuições deste trabalho são:

1. A proposta de um modelo de otimização para análise dos impactos de DER na eficiência operacional de redes de distribuição de energia, considerando o atual contexto em que inúmeros incentivos estão sendo disponibilizados para implementação de fontes de energia renováveis (particularmente, painéis PV) e de sistemas de armazenamento de energia (baterias), visando o desenvolvimento de sistemas elétricos modernos, sustentáveis e flexíveis.
2. A análise da efetividade da otimização das operações de carga e descarga das baterias na eficiência operacional da rede (i.e, redução das perdas ativas) considerando diferentes cenários de consumo e radiação solar.
3. O problema resultante é caracterizado como um modelo de otimização matemática multiperíodo não linear não convexo inteiro misto. Propõe-se a utilização de programação cônica de segunda ordem (SOCP) para relaxação/solução exata do problema via solvers de otimização comerciais.
4. Propõe-se a linearização do modelo de carga dependente de tensão via Série de Taylor de primeira ordem, que pode ser considerada uma aproximação adequada neste caso, para garantia de otimalidade das soluções do problema proposto.

O modelo é testado em uma rede de distribuição radial e resolvido via solver comercial, ou seja, CPLEX.

Metodologia

O problema proposto para operação de curto prazo de redes de distribuição com cargas dependentes de tensão e considerando elevada penetração de geração solar integrada com bancos de baterias é formulado como um programa de otimização matemática multiperíodo não linear não convexo inteiro misto, conforme modelo a seguir:

$$\text{Minimizar } \left\{ \sum_{(i,j) \in E} r_{ij} |J_{ij,t}|^2 \right\}$$

s.a.

- Fluxo de potência
- Modelos de Carga Dependentes de Tensão
- Limites de tensão

- Limites de corrente
- Operação de painéis PV
- Operação de baterias estacionária,

em que E é o conjunto dos ramos da rede; r_{ij} é a resistência do ramo (i, j) ; e $J_{ij,t}$ é a corrente do ramo (i, j) no tempo t . O termo $r_{ij}/J_{ij,t}^2$ representa as perdas ativas no ramo. As equações de fluxo de potência são reformuladas, transformando o problema proposto em um problema de programação cônica de segunda ordem (SOCP); o qual é solucionado via solver de otimização linear comercial (CPLEX). Um modelo de carga dependente de tensão realístico (exponencial) é utilizado para modelagem de cargas residenciais, comerciais e industriais.

Resultados e Discussão

Os testes são realizados em uma rede de distribuição radial de 4 barras composta de: i) 3 barras com cargas; ii) 1 painel fotovoltaico de 500 kVA; iii) 1 bateria de 100 kWh com eficiência de carga/descarga de 77%, estado de carga mínimo/máximo de 15/95%, estado de carga inicial em 40% e taxas máxima/mínima de carga/descarga de 25/2,5 kW; e iv) uma subestação (SE) com tensão de fornecimento regulada; conforme ilustrado na Figura 1.

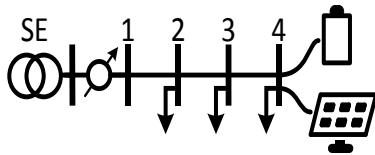


Figura 1. Diagrama unifilar do sistema de 4 barras.

Para fins ilustrativos, o modelo proposto é testado em quatro casos diferentes de perfil carga:

- **Caso 1:** 50% residencial, 25% comercial, 25% industrial;
- **Caso 2:** 25% residencial, 50% comercial, 25% industrial;
- **Caso 3:** 25% residencial, 25% comercial, 50% industrial;
- **Caso 4:** 100% potência constante (PQ).

Os casos são analisados em um horizonte de planejamento diário horário (24-h), considerando diferentes cenários de demanda e radiação solar, ou seja, para as quatro estações do ano (primavera, verão, outono e inverno).

Na Tabela 1 são apresentadas as perdas ativas da rede nos casos 1, 2, 3 e 4. Observa-se que além das operações de carga/descarga das baterias, a utilização de modelos de carga dependentes de tensão (modelos de carga realísticos) resultam em menores perdas em relação aos resultados encontrados para modelos de carga PQ convencionais, independentemente do perfil de carga analisado. De fato, as menores perdas foram obtidas nos caso 2, em que as cargas são predominantemente comerciais. Além disso, pode-se observar que os menores níveis de perdas são obtidas na primavera e verão, as quais possuem os maiores níveis de radiação solar e, portanto, maior contribuição de alívio do

alimentador principal por parte dos painéis solares. Por outro lado, o inverno e verão são as estações de menor eficiência da rede (maior nível de perdas por efeito Joule) devido ao maior consumo de energia por parte dos consumidores e menores níveis de incidência de radiação solar.

Tabela 1. Perdas ativas diárias da rede

Estação do Ano	Caso 1 (kWh)	Caso 2 (kWh)	Caso 3 (kWh)	Caso 4 (kWh)
Primavera	178,82	178,77	178,87	187,39
Verão	229,05	228,96	229,20	241,29
Outono	275,75	275,68	275,98	291,07
Inverno	367,88	367,78	368,32	390,40

Na Tabela 2 são apresentados os impactos da utilização de modelos de carga dependentes de tensão realísticos (casos 1, 2 e 3) nas perdas ativas da rede em relação aos modelos PQ tradicionais (caso 4). Observa-se que as perdas são reduzidas da ordem de 5% em todos os casos simulados. Na melhor situação (caso 2 no inverno), uma redução de 5,79% nas perdas totais é obtida. De forma similar, a menor redução de 4,55% é obtida no caso 3 na primavera.

Tabela 2. Diferença percentual (%) das perdas ativas da rede nos casos 1, 2 e 3 em comparação ao caso 4 (modelo de carga PQ)

Estação do Ano	DIFERENÇA (%)		
	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Primavera	-4,57%	-4,60%	-4,55%
Verão	-5,07%	-5,11%	-5,01%
Outono	-5,26%	-5,29%	-5,18%
Inverno	-5,77%	-5,79%	-5,66%

Nas Figuras 2 a 13, são apresentados os resultados de tensão para os quatro casos de perfil de carga em cada estação do ano, incluindo: i) os menores valores de tensão observados e ii) a máxima variação percentual da tensão dos casos 1, 2, e 3 com relação ao caso 4.

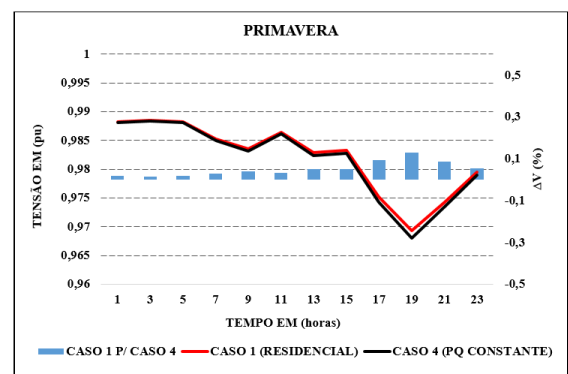


Figura 2. Resultados de tensão para o caso 1 na primavera.

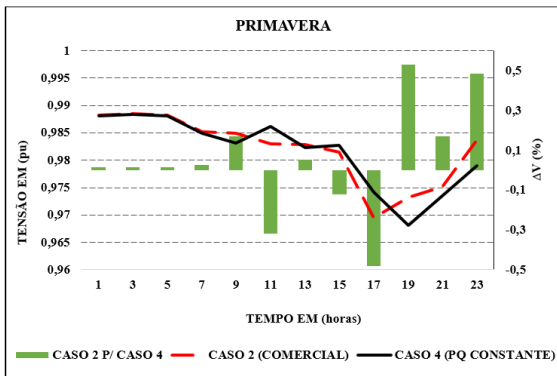


Figura 3. Resultados de tensão para o caso 2 na primavera.

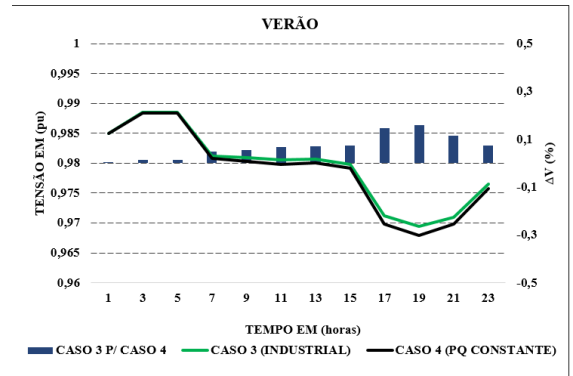


Figura 7. Resultados de tensão para o caso 3 no verão.

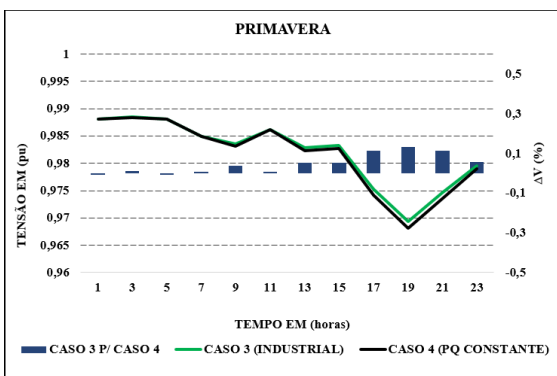


Figura 4. Resultados de tensão para o caso 3 na primavera.

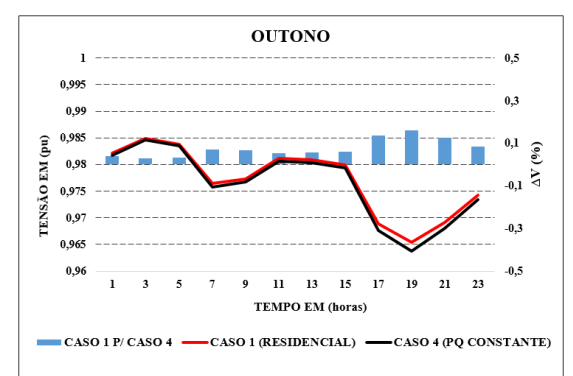


Figura 8. Resultados de tensão para o caso 1 no outono.

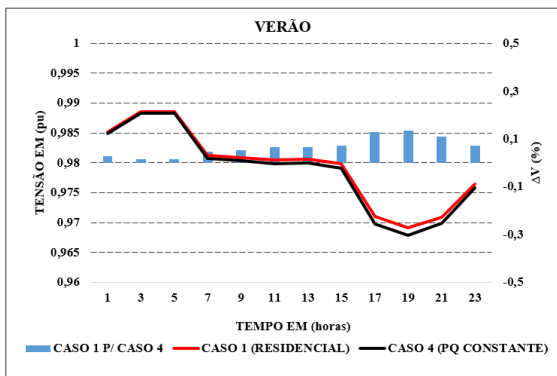


Figura 5. Resultados de tensão para o caso 1 no verão.

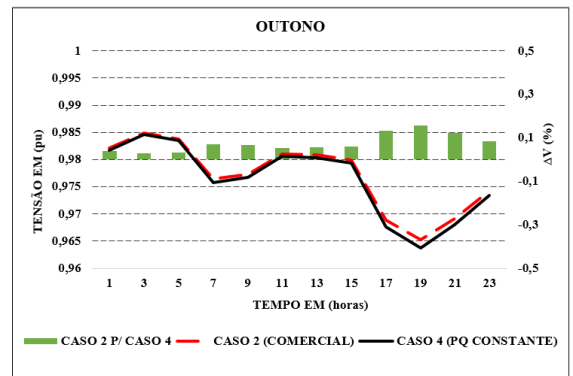


Figura 9. Resultados de tensão para o caso 2 no outono.

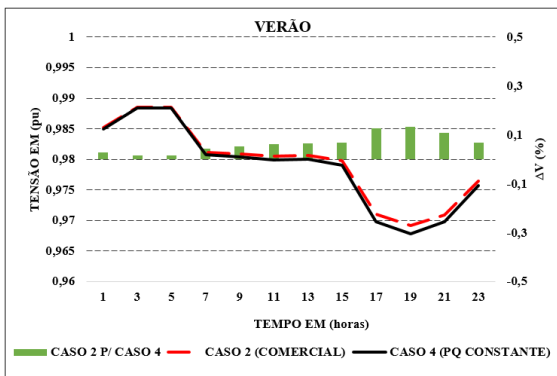


Figura 6. Resultados de tensão para o caso 2 no verão.

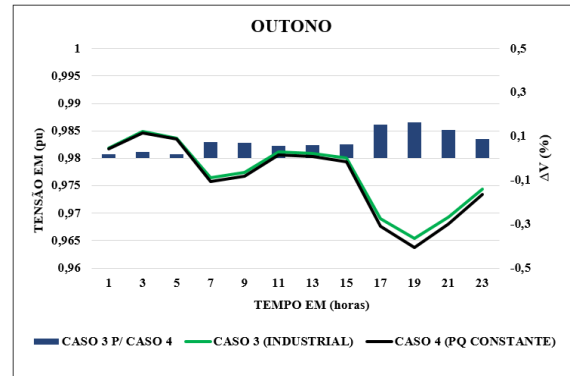


Figura 10. Resultados de tensão para o caso 3 no outono.

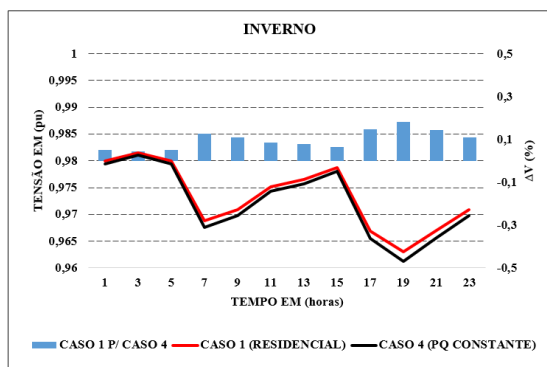


Figura 11. Resultados de tensão para o caso 1 no inverno.

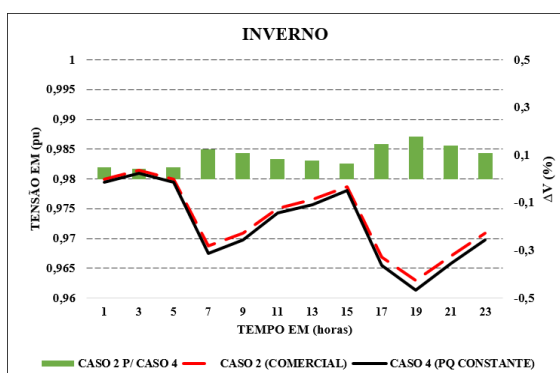


Figura 12. Resultados de tensão para o caso 2 no inverno.

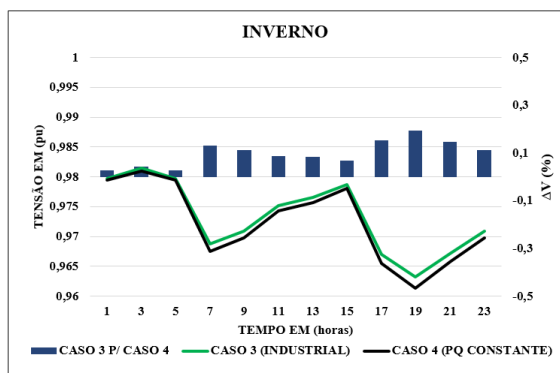


Figura 13. Resultados de tensão para o caso 3 no inverno.

Considerações Finais

Os resultados mostram que a integração de baterias e painéis PV considerando modelos de carga dependentes de tensão proporcionam uma melhoria na eficiência operacional da rede em todos os casos e cenários estudados. As menores perdas são observadas quando há maior duração/intensidade da radiação solar proporcionado nas estações de primavera e verão. Finalmente, pode-se notar que o perfil de tensão é melhorado na maioria dos casos analisados com a utilização de modelos de cargas dependentes de tensão.

Agradecimentos

Ao CNPq pelo apoio financeiro (Edital nº 035/2017 ID 68) e ao Instituto Federal de Mato Grosso do Sul – Três Lagoas-MS.

Referências

ENSLIN, J. H. R. Integration of photovoltaic solar power – The quest towards dispatchability, **IEEE Instrumentation & Measurement Magazine**, v. 17, n. 2, p. 21-26, 2014.

CERBANTES, M. C.; FERNÁNDEZ-BLANCO, R.; ORTEGA-VAZQUEZ, M. A.; MANTOVANI, J. R. S. Short-term operation of a distribution company: A pseudo-dynamic tabu search-based optimisation. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 12, n. 12, p. 2995-3004, 2018.

DELGADO, M. A. J. **Otimização de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Radiais Usando Programação Cônica de Segunda Ordem Inteira Mista**, Tese de doutorado, Programa de Pós-graduação em engenharia elétrica, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira – Unesp, 2015.

AMPL. CPLEX for AMPL. Disponível em: <<https://tinyurl.com/yabuq5lc>>. Acesso em: 15 Junho 2019.