

Otimização de Índices de Desempenho Aplicado ao Sistema Elétrico do Espírito Santo^{*}

Felipe N. C. Sobral Júnior^{*} Augusto C. Rueda Medina^{**}

^{*} Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo, ES, (e-mail: felipe.sobral@aluno.ufes.br).

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

Abstract: This paper seeks to evaluate the impact of the optimization of a performance index on the other indexes of a system when an expansion in the generation park through wind and photovoltaic sources is considered. Therefore, the solution of four optimization problems must be obtained considering the characteristics of these sources. The electrical system of the state of Espírito Santo is used as a base case and three different expansions are suggested in its generation park. The following indexes should be optimized: The total amount of active power loss in the transmission lines, the cost of generating active power, the static voltage stability and the opportunity cost. The voltage stability margins obtained through the PV and QV curves are also considered for the analysis. It is concluded that the minimization of the total active power loss of the system as the most viable solution considering also the value of the other indexes.

Resumo: Neste documento busca-se avaliar o impacto da otimização de um índice de desempenho nos demais índices de um sistema quando considerado uma expansão no parque gerado através de fontes eólicas e fotovoltaicas. Deve-se obter, portanto, a solução de quatro problemas de otimização considerando as características destas fontes. O sistema elétrico do estado do Espírito Santo é utilizado como caso base e são sugeridas três diferentes expansões no seu parque gerador. Devem ser otimizados: O valor total de perda de potência ativa nas linhas de transmissão, o custo de geração de potência ativa, a estabilidade estática de tensão e o custo de oportunidade. Também são consideradas para a análise as margens de estabilidade de tensão obtidas através das curvas PV e QV. Conclui-se que a minimização da perda de potência ativa total do sistema como a solução mais viável considerando também o valor dos demais índices.

Keywords: optimization; power systems; performance indexes; distributed generation; renewable generation.

Palavras-chaves: otimização; sistemas de potência; índices de desempenho; geração distribuída; geração renovável.

1. INTRODUÇÃO

As gerações fotovoltaica e eólica têm se tornado cada vez mais relevantes nos sistemas elétricos do mundo: De acordo com REN21 (2020), o ano de 2019 teve um aumento de 200GW na capacidade instalada de energia renováveis no mundo quando comparado a 2018. Quase 120GW apenas em energia solar fotovoltaica e outros 60GW em energia eólica. Durante o mesmo período no Brasil essas fontes cresceram aproximadamente 2,12GW (ABSOLAR, 2020) e 0,744GW (ABEEOLICA, 2019), respectivamente.

Portando, se faz necessário que haja um entendimento claro a respeito da interação que suas características únicas terão com o sistema já existente. Especialmente quando se leva em consideração que a energia solar fotovoltaica tem um grande potencial para geração distribuída, isto é,

para uso em grande escala em potência pequenas cada vez mais próximo do consumidor. Esse entendimento então, é essencial para que exista uma transição confortável para uma matriz de energia elétrica cada vez mais limpa, renovável e diversificada sem que haja maiores impactos nos hábitos da população consumidora.

O fato da geração de energia elétrica estar cada vez mais próxima do consumidor garante que o caminho percorrido por ela até chegar ao seu destino seja menor, diminuindo as perdas de energia nas linhas de transmissão. No entanto, a injeção de potência ativa em um ponto tão próximo do seu consumo pode causar aumento dos níveis de tensão, mudando o perfil de tensão do sistema como todo. Isto pode ser desvantajoso caso esses valores se aproximem dos limites impostos pela regulação do setor elétrico local (Vargas et al., 2018). Além destes impactos, é relevante citar a adaptação que deverá ocorrer no sistema de proteção, devido a potencial necessidade de lidar com um fluxo de

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

potência reverso ao que fora planejado (Meddeb et al., 2018; Dai, 2010).

Diante dos impactos citados e outros apontados na literatura (Walling et al., 2008; Palmintier and Webster, 2016; Davda and Parekh, 2012), têm-se buscado a melhor forma de operar o sistema elétrico quando consideradas a inclusão dessas fontes neste novo modelo distribuído de geração. Para isso, análises focadas em índices de desempenho específicos foram realizadas (Cortez do Prado et al., 2016; Reis et al., 2009; Rueda-Medina et al., 2010). Como por exemplo, o nível de perdas do sistema ou o custo de geração (Aghaebrabimi et al., 2009; Albadi et al., 2018). Além disso, também são realizados estudos que buscam criar novas métricas ou atualizar outras já existentes para a nova realidade (Modarresi et al., 2016; Denysiuk and Derevianko, 2017). Por fim, também é importante citar os estudos que buscam métodos matemáticos que agilizam os processos de otimização destes índices (Chang and Cong Chinh, 2020; Xiong et al., 2019).

O objetivo de determinar o melhor ponto de operação do sistema elétrico depende de decidir qual índice de desempenho será otimizado, isto é, depende do objetivo que se deseja atingir. Dito isso, como falado anteriormente, inúmeros índices estão a disposição. Este trabalho se destaca pela utilização do sistema do estado do Espírito Santo para as análises realizadas. Nele, busca-se otimizar quatro índices de desempenho do sistema: Perdas de potência ativa, custo de geração ativa, estabilidade estática de tensão e o custo de oportunidade. Na análise dos resultados, também estão inclusos as margens de estabilidade obtidas através das curvas PV e QV. Espera-se fornecer diferentes pontos de operação possíveis para o sistema e então determinar o impacto e custo-benefício da otimização de um índice de desempenho específico em detrimento de outro.

2. SISTEMA ELÉTRICO DO ESPÍRITO SANTO

O sistema objeto de estudo compreende o sistema equivalente do estado do Espírito Santo, originalmente modelado no formato ANAREDE (Figura 1). As cores vermelha e verde representam os valores de tensão base das barras, sendo estes 138kV e 69kV respectivamente. A potência ativa total demandada pelo sistema é de 2355,6MW.

As barras referência do sistema estão representadas com uma espessura maior que as demais - todas tem tensão base de 138kV, por isso estão vermelhas também. As barras PV possuem um retângulo preto que possui em seu interior o símbolo de gerador ao lado do número que identifica a barra. Todas as demais barras se tratam de barras PQ.

As barras PQ no interior de um retângulo preto que possuem seu número ao lado são as barras escolhidas para abrigarem a geração sugerida na expansão, explicada na Seção 3. A Tabela 1 traz a quantidade de cada tipo de barra do sistema. 140 linhas de transmissão e 17 transformadores interligam as barras em questão.

3. EXPANSÃO DA CAPACIDADE GERAÇÃO

Neste trabalho serão analisados três estágios de expansão de geração diferentes para sistema, proporcionais à carga demandada: Expansão de 5% da carga atual, 15% e 25%.

Tabela 1. Quantidades de barras por tipo.

Tipo de Barra	Quantidade
PQ	89
PV	19
REF	6
TOTAL	114

Desse modo, após um leve arredondamento determina-se os valores de 120 MW, 350MW e 590 MW para cada uma das expansões respectivamente.

A distribuição da potência a ser acrescentada realizou-se de acordo com o potencial de cada região, identificado com auxílio dos Atlas Eólico (do Amarante, 2009) e Atlas Solar (ASPE, 2013) do Espírito Santo. Desse modo, concentrou-se a geração eólica nas barras da região norte, canto direito da Figura 1. Que tem a barra 100, representando a subestação em Linhares, como barra referência. Enquanto para geração solar concentrou-se nas barras da região sul, canto esquerdo da Figura 1, tendo a barra 9 como barra referência da região que representa a subestação na região de Cachoeiro do Itapemirim. Desse modo, as barras 25, 71 e 30 foram escolhidas para abrigar usinas fotovoltaicas e as barras 81, 96, 41 e 29 para usinas eólicas.

A divisão da potência a ser acrescentada entre as duas fontes se deu de forma que 75% do total de cada expansão sugerida seria realizada através de fontes eólicas e os 25% através de fonte solar fotovoltaica. As barras escolhidas para a expansão estão identificadas na Figura 1 e os valores a serem acrescentados em cada uma das mesmas é exibido na Tabela 2.

Tabela 2. Acréscimo de capacidade instalada.

Barras	Pdg[MW]	Barras	Pdg[MW]	Barras	Pdg[MW]
Expansão 5%		Expansão 15%		Expansão 25%	
25	15	25	30	25	60
71	15	71	30	71	30
81	30	30	27,5	30	57,5
96	30	81	90	81	130
41	30	96	90	96	130
		41	82,5	41	130
				29	52,5

4. ÍNDICES ANALISADOS

4.1 Perdas de potência ativa (P_{perdas})

É possível reduzir a perda de potência ativa do sistema realizando um gerenciamento inteligente dos geradores que suprem as cargas. Em outras palavras, é possível diminuí-la alterando os valores das tensões e ângulos das barras, controlando assim, o fluxo de potência das linhas de transmissão.

Então, para se obter o valor da perda de potência ativa de uma linha de transmissão entre duas barras k e m de um sistema, faz-se necessário o cálculo do fluxo de potência entre essas barras. As equações 1 e 2 são utilizadas para tal.

$$P_{km} = (a_{km} \cdot V_k)^2 \cdot g_{km} - (a_{km} \cdot V_k) \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - (a_{km} \cdot V_k) \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \sin(\theta_{km} + \varphi_{km}) \quad (1)$$

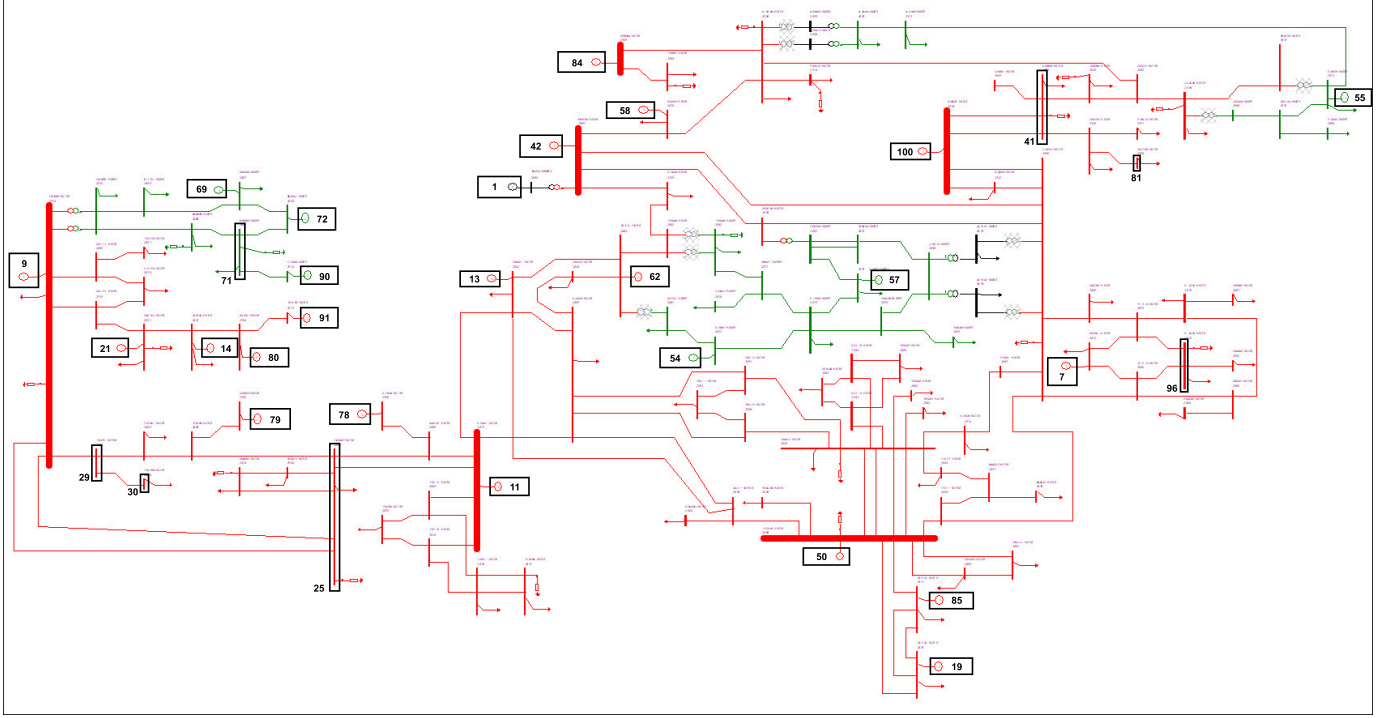


Figura 1. Sistema elétrico do estado do Espírito Santo.

$$P_{mk} = V_m^2 \cdot g_{km} - (a_{km} \cdot V_k) \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) + (a_{km} \cdot V_k) \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \sin(\theta_{km} + \varphi_{km}) \quad (2)$$

V_k e V_m representam o valor das tensões nas barras. Enquanto que θ_{km} corresponde a diferença ($\theta_k - \theta_m$) entre os ângulos das mesmas. Os demais valores são parâmetros da linha de transmissão (ou transformador) que une as barras em questão: g_{km} e b_{km} dizem respeito ao inverso da resistência ($1/R_{km}$) e reatância da linha ($1/X_{km}$) enquanto que a_{km} e φ_{km} são os valores de tap e defasamento do transformador. Para os cálculos realizados neste trabalho, foram considerados $a_{km} = 1$ e $\varphi_{km} = 0$. Desse modo, desde que o problema do fluxo de potência tenha solução convergente, é possível calcular o valor da perda de potência ativa entre duas barras k e m (Equação 3).

$$P_{perdas_{km}} = g_{km} \cdot (V_k^2 + V_m^2 - 2 \cdot V_k \cdot V_m \cdot \cos(\theta_{km})) \quad (3)$$

Com devido controle de tensão e ângulo das barras, é possível manipular este valor dentro da área de convergência do problema do fluxo de potência.

4.2 Custo de geração (C)

Ter conhecimento dos custos de geração é de suma importância para o operador do sistema. Na verdade, é parte do dever do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) garantir a operação do sistema visando o menor custo possível enquanto mantém os demais parâmetros dentro das normas estabelecidas nos procedimentos de rede.

Com intuito de quantificar o preço de diferentes fontes de geração de energia do sistema analisado (Figura 1), sugere-

se os valores exibidos na Tabela 3, tendo como base o custo dessas fontes nos últimos leilões de energia realizados.

Tabela 3. Custos de cada tipo de geração.

Tipo	Custo [pu/MW]
CGH (Central Geradora Hidrelétrica)	1,5
UHE (Usina Hidrelétrica)	1
EOL (Usina de Energia Eólica)	0,6
UFV (Usina Fotovoltaica)	0,5
UTE (Usina Termelétrica)	1,2
SE (Subestação)	2

É importante notar que os custos referidos a subestação (SE) são referentes a energia gerada das barras referência do sistema, que neste caso representam a fronteira do sistema do estado do Espírito Santo com o sistema externo.

De posse dos valores para cada tipo de geração, identifica-se então o tipo para cada gerador já apresentado anteriormente, incluindo os que fazem parte da expansão citados na Tabela 2. Essas informações completas são exibidas na Tabela 4.

Por fim, o custo de geração para cada barra k com geração é calculado através da Equação 4.

$$C_k = P_{G_k} \cdot c_{p_k} \quad (4)$$

4.3 Índice de estabilidade estática de tensão (L)

O índice de estabilidade estática de tensão diz respeito a quão próximo do colapso a linha de transmissão entre as barras k e m está. Existem inúmeras leituras para este índice, como citado na Seção 1 (Modarresi et al., 2016). Neste trabalho escolheu-se fazer uso do índice descrito na Equação 5 (Rueda-Medina et al., 2010).

Tabela 4. Tipos de geração, de gerador e custo.

Barra	Fonte	Gerador	Custo [pu/MW]
1	UHE	SG	1
7	UTE	SG	1,2
9	SE	SE	2
91	CGH	SG	1,5
13	UTE	SG	1,2
14	CGH	SG	1,5
19	UTE	SG	1,2
21	CGH	SG	1,5
25	UFV	FV	0,5
29	EOL	DFIG	0,6
30	UFV	FV	0,5
41	EOL	DFIG	0,6
42	SE	SE	2
50	SE	SE	2
54	CGH	SG	1,5
55	UTE	SG	1,2
57	CGH	SG	1,5
58	CGH	SG	1,5
62	CGH	SG	1,5
69	CGH	SG	1,5
71	UFV	FV	0,5
72	UHE	SG	1
78	CGH	SG	1,5
79	CGH	SG	1,5
80	CGH	SG	1,5
81	EOL	DFIG	0,6
84	SE	SE	2
85	UTE	SG	1,2
90	CGH	SG	1,5
91	CGH	SG	1,5
96	EOL	DFIG	0,6
100	SE	SE	2

$$L_{km} = \frac{4}{V_k^4} \cdot (x_{km} \cdot P_{mk} - R_{km} \cdot Q_{mk})^2 + (X_{km} \cdot Q_{mk} + R_{km} \cdot P_{mk}) \cdot V_k^2 \quad (5)$$

Neste caso, para que a linha não esteja em colapso o valor de L_{km} deve ser menor que 1. Assim, tendo calculado todos o índices L_{km} para todas as linhas de transmissão, o maior deles é extraído e tomado como o índice de estabilidade estática de tensão do sistema. Dessa forma, segue a equação 6.

$$L = \max (L_{km}) \quad (6)$$

4.4 Custo de oportunidade (C_{op})

O custo de oportunidade, como descrito por Rueda-Medina et al. (2010), ocorre quando é necessário que o gerador reduza sua geração ativa para atender a um requisito de potência reativa requerido pelo operador do sistema. Nesse caso, o custo de oportunidade repõe ao gerador o ganho que teria se não precisasse reduzir sua geração ativa.

O cálculo deste índice é baseado nas curvas de capacidade dos geradores, que terão formatos diferentes a depender do tipo de gerador sugerido para cada barra. Neste trabalho, foram geradores síncronos (SG) para UHEs, CGHs e UTEs, Geradores de indução duplamente alimentados (DFIG) para EOL e uma curva específica para os geradores fotovoltaicos.

Sendo assim, para um determinação ponto de operação inicial ($P_{Gi_{IN}}, Q_{Gi_{IN}}$), deverá existir custo de oportunidade para um gerador se no ponto de operação final

($P_{Gi_{FI}}, Q_{Gi_{FI}}$) a potência do ponto inicial for menor que a do ponto final. Isto é, se $P_{Gi_{FI}} > P_{Gi_{IN}}$. O cálculo portando se dá como descrito na Equação 7.

$$C_{opk} = c_{pk} \cdot \frac{P_{Gk_{IN}} - P_{Gk_{FI}}}{Q_{Gk_{FI}} - Q_{Gk_{IN}}} \quad (7)$$

Sendo c_{pk} o custo da unidade do MW.

4.5 Margem de estabilidade de tensão - Curva PV

A curva PV determina o comportamento do nível de tensão das barras estudadas quando submetidas a um aumento de carga contínuo (reativa e/ou ativa). Para cada aumento de carga, o problema do fluxo de potência é resolvido e os valores de tensão armazenados. Esse procedimento é continuado até que não haja mais convergência.

O ponto onde o problema deixa de convergir é chamado de ponto crítico e a diferença entre o carregamento final e o inicial é chamada de margem de estabilidade de tensão, que representa o carregamento máximo do sistema antes que ele colapse.

O formato da curva PV é característico, e está representado na Figura 2 junto com a indicação da margem de estabilidade.

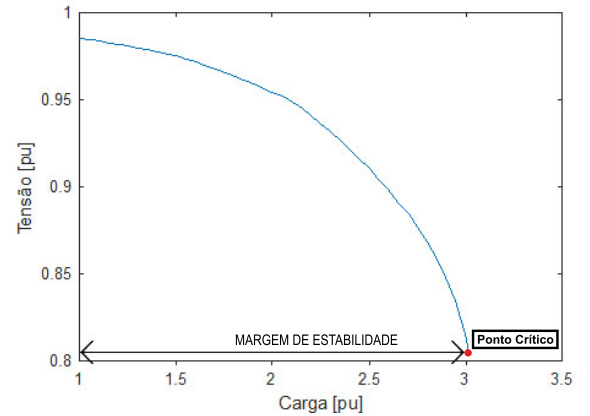


Figura 2. Exemplo de Curva PV

Neste trabalho se fez uso do programa ANAREDE para obter o valor da margem de estabilidade de tensão. O incremento de potência se deu apenas na potência ativa e a passos de 5% da potência atual de cada barra e para facilitar a visualização, toma-se como base de carga a carga total do sistema. Na Figura 2, por exemplo, o sistema atingiu o ponto crítico com aproximadamente três vezes a carga do ponto inicial.

4.6 Margem de estabilidade tensão - Curva QV

A curva QV demonstra o comportamento da tensão da barra em questão quando esta tem sua injeção de potência reativa variada. Para computar a curva QV de uma barra específica, primeiro transforma-se a mesma em uma barra PV (se ainda não for uma) e então varia-se o nível de tensão. Em seguida, o fluxo de potência é resolvido e os valores de injeção reativa são armazenados para cada etapa.

O formato da curva QV também é característico e sua margem está exibida na Figura 3. É importante notar que caso a curva não toque no eixo das abscissas nenhuma vez, significa que não há ponto de operação convergente para aquela barra.

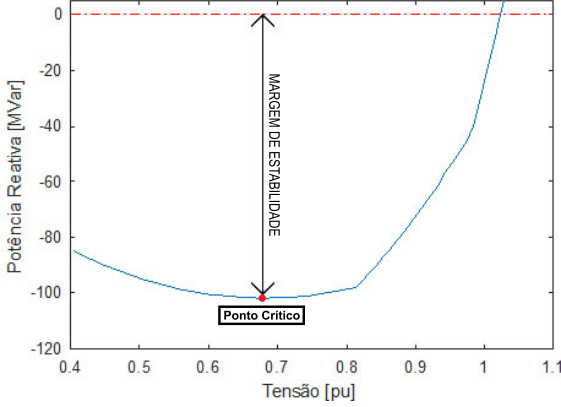


Figura 3. Exemplo de Curva QV

5. FORMULAÇÃO DOS PROBLEMAS DE OTIMIZAÇÃO

Ao todo quatro problemas de otimização deverão ser resolvidos separadamente, então os valores de cada índice deverão ser extraídos da cada uma das soluções. As funções objetivo são: Minimizar perdas (Equação 8), minimizar custo de geração ativa (Equação 9), minimizar o maior índice de estabilidade estática de tensão (Equação 10) e minimizar os custos de oportunidade (Equação 11).

$$f_1 = \min \sum_{\substack{k \in n_{in}, \\ m \in n_{fi}}} P_{perdas_{km}} \quad (8)$$

$$f_2 = \min \sum_{i \in ng} C_i \quad (9)$$

$$f_3 = \min L \quad (10)$$

$$f_4 = \min \sum_{i \in ng} C_{op_k} \quad (11)$$

Sendo n_{in} e n_{fi} os números das barras de entrada e saída, respectivamente. Enquanto que n_g corresponde ao número de geradores total. As funções objetivo das Equações 8 a 11 deverão estar submetidas as restrições de igualdade descritas pelas Equações 12 e 13.

$$P_k^{calc} - P_k^{spec} = 0; \quad \forall k \in N \quad (12)$$

$$Q_k^{calc} - Q_k^{spec} = 0; \quad \forall k \in N \quad (13)$$

P_k^{calc} e P_k^{spec} correspondem as potências ativas calculadas e especificadas, respectivamente. Igualmente para as potências reativas Q_k^{calc} e Q_k^{spec} . Enquanto que N representa o número total de barras do sistema. As definições de P_k^{calc} e Q_k^{calc} são exibidas nas Equações 14 e 15.

$$P_i^{calc} = |V_i| \cdot \sum_{j=1}^n |V_j| \cdot G_{ij} \cdot \cos(\theta_{ij}) + |V_j| \cdot B_{ij} \cdot \sin(\theta_{ij}) \quad (14)$$

$$Q_i^{calc} = |V_i| \cdot \sum_{j=1}^n |V_j| \cdot G_{ij} \cdot \sin(\theta_{ij}) - |V_j| \cdot B_{ij} \cdot \cos(\theta_{ij}) \quad (15)$$

As restrições de desigualdade correspondem aos limites de potência ativa e reativa dos geradores, definidos de acordo com suas curvas de capacidade (Figura 4). Estas restrições estão representadas nas Equações 16 a 23 a seguir.

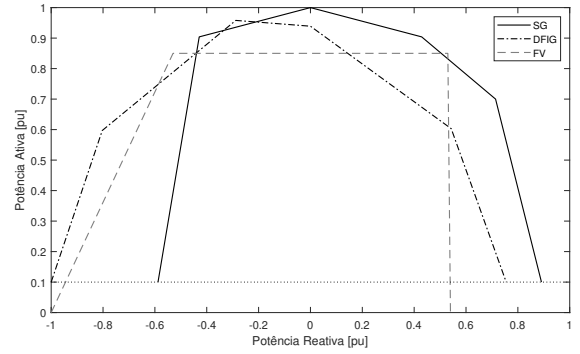


Figura 4. Curvas de capacidade.

$$P_{G_i} \geq P_{G_i}^{min}; \forall i \in ng \quad (16)$$

$$P_{G_i} \leq V_i \cdot I_{ai}^{max}; \forall i \in ng \quad (17)$$

$$Q_{G_i} \geq -\sqrt{(V_i \cdot I_{ai}^{max})^2 - P_{G_i}^2}; \forall i \in ng \quad (18)$$

$$Q_{G_i} \leq \sqrt{(V_i \cdot I_{ai}^{max})^2 - P_{G_i}^2}; \forall i \in ng \quad (19)$$

$$Q_{G_i} \geq \frac{P_{G_i}}{\tan \delta_{i_{max}}} - \frac{V_i^2}{X_{Si}}; \forall i \in ng \quad (20)$$

$$Q_{G_i} \leq \frac{\sqrt{(V_{G_i} \cdot E_{q_{i_{max}}})^2 - (X_{Si} \cdot P_{G_i})^2}}{X_{Si}} - \frac{V_{G_i}^2}{X_{Si}}; \forall i \in ng \quad (21)$$

Sendo P_{G_i} e Q_{G_i} correspondem a geração de potência ativa e reativa do gerador i pertencente ao grupo de geradores ng . V_{G_i} e I_{ai}^{max} se tratam da tensão nominal nos terminais do gerador e sua corrente máxima de armadura. $\delta_{i_{max}}$ corresponde ao ângulo máximo entre a tensão dos terminais e o eixo de quadratura do gerador e X_{Si} à reatância síncrona do mesmo. Por fim, $E_{q_{i_{max}}}$ diz respeito a tensão máxima interna do gerador.

Também são considerados os limites operacionais de tensão e carregamento das linhas de transmissão existentes. Neste caso, limitou-se o carregamento das linhas de transmissão a 80% do seu valor máximo.

$$V_{i_{min}} \leq V_i \leq V_{i_{max}}; \forall i \in nb \quad (22)$$

$$P_{km} \leq 0,8.P_{km_{max}}; \forall k, m \in nb \quad (23)$$

O problema de otimização foi então resolvido para cada uma das funções objetivo (Equação 8 a 11) e os índices explanados na seção 4 armazenados.

6. SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Tomou-se como caso base o sistema da Figura 1 sem as expansões sugeridas na seção 3. A solução dos problemas de otimização sugeridos foi obtida através da utilização dos *solvers* MINOS e KNITRO, com uso da linguagem AMPL. Os valores dos índices fornecidos pela solução dos problemas de otimização das Equações 8 a 11 são exibidos na Tabela 5 junto das margens de potência ativa encontradas através do método da curva PV.

É importante ressaltar a coluna pertencente ao índice L refere-se ao maior índice encontrado no sistema, como indicado na Equação 6. Além disso, o custo de oportunidade no Caso Base é nulo pois o mesmo é utilizado como referência para o cálculo dos demais.

Tabela 5. Soluções dos problemas de otimização.

	P_{perdas} [MW]	C [pu]	L	C_{op} [pu]	Margem PV [pu]
Caso Base	26,50	4014,70	0,2420	0	2,88
Expansão 5%					
$f1$	11,58	4067,38	0,1553	33,66	3,15
$f2$	27,00	3614,49	0,4406	20,28	3,35
$f3$	49,76	4112,05	0,0982	46,13	2,82
$f4$	66,71	4132,88	0,4834	12,89	3,23
Expansão 15%					
$f1$	11,00	3898,88	0,1546	326,23	3,23
$f2$	35,31	3333,32	0,4392	35,58	3,66
$f3$	59,83	3932,24	0,1091	35,21	3,45
$f4$	74,05	4048,75	0,3825	7,72	3,38
Expansão 25%					
$f1$	10,70	3791,09	0,1545	58,70	3,23
$f2$	47,13	3058,34	0,4462	43,20	3,80
$f3$	42,65	3958,67	0,0981	103,60	3,38
$f4$	73,79	4314,65	0,2528	7,06	3,25

Além disso, as linhas com os maiores valores de L identificados na Tabela 5 são exibidas na Tabela 6. Enquanto que a Tabela 7 traz o tempo de execução de cada problema para cada um dos *solvers* utilizados.

De acordo com a Tabela 5, é possível notar uma melhora nos índices minimizados de acordo com o aumento do nível da expansão. Isto é, a perda de potência ativa obtida da solução do problema $f1$ é a menor na expansão 25% quando comparada com as demais, assim como o custo de geração minimizado no problema $f2$ e o custo de oportunidade no problema $f4$. A única exceção compreende na solução do problema $f3$ na expansão 15%, que possui o maior valor de L identificado dentre as três. Além disso, também é possível notar um aumento gradativo na margem de estabilidade PV.

Vale destacar, a redução expressiva do custo de geração (C). Há uma redução de aproximadamente 23,8% em relação ao caso base. Esta configuração no entanto, amplia

Tabela 6. Linhas com maiores indicadores L .

Caso	$Barra_k - Barra_m$
Base	70 - 71
Expansão 5%	
$f1$	55 - 102
$f2$	70 - 71
$f3$	44 - 88 / 41 - 101 / 32 - 59
$f4$	35 - 100
Expansão 15%	
$f1$	55 - 102
$f2$	70 - 71
$f3$	42 - 35 / 32 - 59
$f4$	35 - 100
Expansão 25%	
$f1$	55 - 102
$f2$	70 - 71
$f3$	41 - 101 / 44 - 88
$f4$	92 - 81

Tabela 7. Tempo de execução.

Objetivo	Tempo de Execução	
	MINOS	KNITRO
Expansão 25%		
$f1$	0,46	0,10
$f2$	2,77	5,51
$f3$	3,06	7,21
$f4$	2,81	0,32
Expansão 15%		
$f1$	1,53	0,10
$f2$	4,17	7,32
$f3$	2,33	6,67
$f4$	1,39	3,64
Expansão 25%		
$f1$	1,56	0,21
$f2$	4,82	3,33
$f3$	1,78	5,02
$f4$	2,29	1,83

a perda de potência ativa em pouco mais de 77% e o índice de estabilidade estática de tensão em aproximadamente 85% em relação ao caso base. A solução do problema $f2$ também é a solução mais instável segundo o índice L nas expansões de 15% e 25%, sendo a segunda mais instável na expansão de 5% e também é mais instável que o caso base em todas as expansões. A linha de transmissão 70-71 configura como a linha com maior índice L nesses casos (A barra 70 é a primeira vizinha a esquerda da barra 71, identificada na Figure 1).

As soluções mais estáveis segundo o índice L possuem altos índices de perda de potência ativa, chegando a aumentar em mais de 125% do obtido no caso base para a expansão de 15%. Por outro lado, apenas na primeira expansão o custo manteve-se acima do caso base, estando bem próximo do valor base nas outras duas.

A solução do problema $f4$ se mostrou a mais inconveniente com os demais índices das três, configurando os maiores valores de perda de potência ativa e também de custo de operação. Além disso, mostrou ser mais instável que o caso base em todas as expansões. Apesar de possuir o menor custo de oportunidade com relação aos demais problemas da mesma expansão, os demais índices não se mostram muito favoráveis.

A Figura 5 traz o perfil de tensão para a solução de cada problema para cada expansão comparado com o caso base e a Tabela 8, os valores de tensão média.

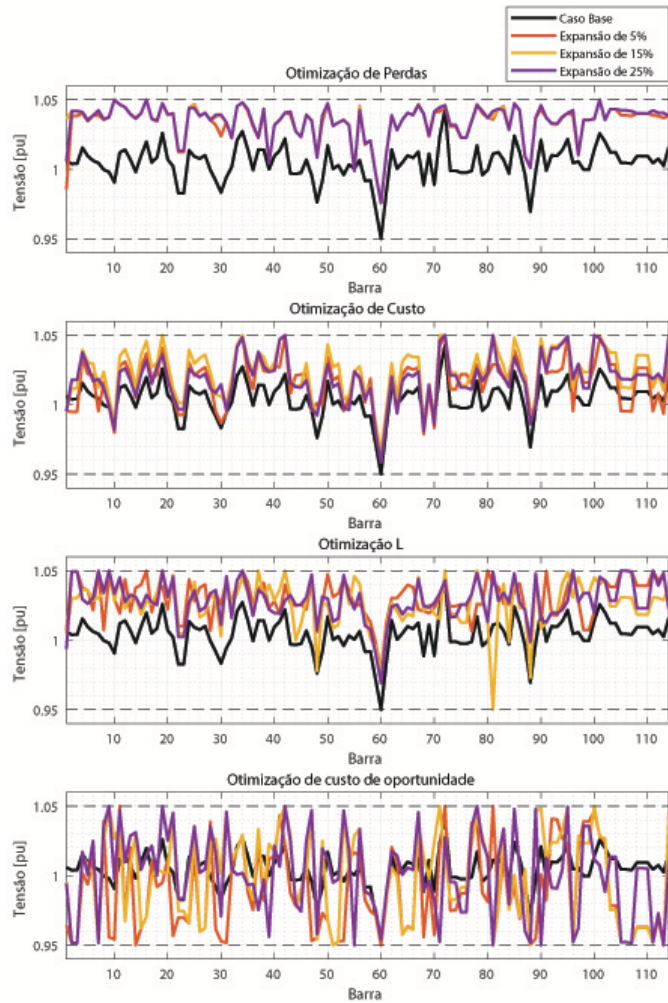


Figura 5. Perfil de tensão.

Tabela 8. Tensão média.

Caso	Expansão 5%	Expansão 15%	Expansão 25%
<i>f1</i>	1,0337	1,0349	1,0346
<i>f2</i>	1,0166	1,0240	1,0188
<i>f3</i>	1,0305	1,0259	1,0286
<i>f4</i>	0,9892	0,9997	1,0015

Quando analisado o perfil de tensão das soluções, nota-se que as soluções *f2* e *f3* apresentam certas diferenças na forma de suas curvas, possuindo algumas discrepâncias, principalmente a partir da barra de número 100, que correspondem a barras na região metropolitana e norte do estado. Regiões com alta concentração de carga e que recebeu a maior expansão estudada, respectivamente. O problema *f1* segue o formato da curva do caso base, mas está deslocado para cima, por isso possui o maior valor médio.

A solução do problema *f4* não mostrou seguir um padrão como as demais, contendo barras tanto no limite superior de tensão como no inferior, o que acabou lhe garantindo um valor médio baixo.

A Tabela 9 os valores de margem de estabilidade obtidas através da curva QV para o sistema. Esses valores foram encontrados na barra 114, que configura como a primeira vizinha à esquerda superior da barra 41.

Tabela 9. Menor Margem QV do sistema - Barra 114.

Caso	Margem QV [Mvar]		
Base	-96,9839		
-	Expansão 5%	Expansão 15%	Expansão 25%
<i>f1</i>	-114,9298	-117,0274	-118,3835
<i>f2</i>	-109,615	-123,5707	-124,7242
<i>f3</i>	-109,1294	-118,9882	-111,8479
<i>f4</i>	-116,6898	-124,1229	-100,3845

Em todos os casos houve aumento da margem de estabilidade do sistema com relação ao caso base. Porém, destaca-se que na expansão de 25% o menor aumento ocorreu na solução do problema *f4*, que havia configurado como maior aumento nas demais expansões.

A fim de avaliar a mudança média na mesma margem de estabilidade, construiu-se a Tabela 10. Nela são exibidas a variação média percentual de todas as barras em relação ao caso base.

Tabela 10. Variação média percentual da Margem QV

Caso	Expansão 5%	Expansão 15%	Expansão 25%
<i>f1</i>	24,72%	60,45%	53,26%
<i>f2</i>	32,40%	50,36%	16,93%
<i>f3</i>	22,82%	52,56%	15,88%
<i>f4</i>	44,89%	50,09%	48,03%

Nota-se que, todas as variações são positivas. Isto é, em média, houve aumento da margem de estabilidade das barras. As menores variações se concentraram na expansão de 5% e as maiores na expansão de 15%. Destacando-se como maiores variações positivas a solução do problema *f1* para as expansões de 15% e 25%.

7. CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

O trabalho tinha como objetivo analisar o comportamento e relação entre os índices estudados para servir de base para a solução de um problema multi-objetivo no mesmo sistema. A conclusões estão portanto, destacadas:

- A otimização do custo de geração penaliza gravemente a estabilidade estática de tensão do sistema, aumentando sempre a instabilidade do mesmo. Deve-se ter atenção para que o valor de L não atinja níveis próximos de 1, o que configuraria instabilidade da linha em questão. Este porém é o ponto que possui a maior Margem de estabilidade PV.
- A otimização do custo de oportunidade mostrou possuir os maiores valores identificados dos demais índices, e se considerado seu benefício com relação ao custo de geração, ele não se mostra como uma opção viável. Uma vez que a redução de custo obtida com sua minimização não é tão relevante quanto a minimização do custo de geração.
- A minimização do índice de perda ativa do sistema se mostrou como a alternativa mais viável dos quatro, reduzindo não apenas a perda total do sistema, mas

também o custo de geração, principalmente na expansão de 25%, e o índice L em todas as expansões. Destaque no entanto para o alto custo de oportunidade da solução obtida na expansão de 15%, que quando somado ao custo de geração ultrapassa o custo identificado no caso base.

Estas considerações deverão servir como base para um trabalho futuro que objetiva solucionar um problema de otimização multi-objetivo considerando os índices aqui estudados para o mesmo sistema. O custo de oportunidade deverá ser integrado ao custo de geração e também ao custo da perda do sistema para formar um custo único de operação. Também deverá ser considerado um índice que mensura o perfil de tensão do sistema, a fim de evitar variações como as obtidas para a solução do problema f_4 .

Além disso, a fim de agregar valor a análise e aproximar-se ainda mais do caso real, deverá ser considerada a intermitência das fontes solar e eólica.

AGRADECIMENTOS

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

REFERÊNCIAS

- ABEEOLICA (2019). Boletim anual de geração eólica 2019 - associação brasileira de energia eólica.
- ABSOLAR (2020). Energia solar fotovoltaica no brasil - infográfico associação brasileira de energia solar fotovoltaica.
- Aghaebrahimi, M.R., Amiri, M., and Zahiri, S.H. (2009). An immune-based optimization method for distributed generation placement in order to minimize power losses. In *2009 International Conference on Sustainable Power Generation and Supply*, 1–6.
- Albadi, M., Hosseinzadeh, N., and Al-Badi, A. (2018). Effect of considering transmission losses in economic dispatch – a case study of oman’s main interconnected system. *The Journal of Engineering Research [TJER]*, 15, 1. doi:10.24200/tjer.voll5iss1pp1-13.
- ASPE (2013). Energia solar no espírito santo - tecnologias, aplicações e oportunidades - vitória, es : Aspe.
- Chang, G.W. and Cong Chinh, N. (2020). Coyote optimization algorithm-based approach for strategic planning of photovoltaic distributed generation. *IEEE Access*, 8, 36180–36190.
- Cortez do Prado, C., Bernardon, D.P., Pires, C.L., Martins, C.C., and Lucchese, F.C. (2016). Analysis of distributed generation impact on the voltage stability margin. In *2016 51st International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, 1–6.
- Dai, F.T. (2010). Impacts of distributed generation on protection and autoreclosing of distribution networks. In *10th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2010). Managing the Change*, 1–5.
- Davda, A.T. and Parekh, B.R. (2012). System impact analysis of renewable distributed generation on an existing radial distribution network. In *2012 IEEE Electrical Power and Energy Conference*, 128–132.
- Denysiuk, S. and Derevianko, D. (2017). A novel method of complex reliability assessment in microgrids with distributed generation. In *2017 International Conference on Modern Electrical and Energy Systems (MEES)*, 212–215.
- do Amarante, O.A.C. (2009). Atlas eólico: Espírito santo / odilon a. camargo do amarante, fabiano de jesus lima da silva, paulo emiliano piá de andrade - vitória, es : Aspe.
- Meddeb, A., Sahbeni, N., Jmii, H., and Chebbi, S. (2018). Impact of distributed generation on the protection system in tunisian distribution network. In *2018 15th International Multi-Conference on Systems, Signals Devices (SSD)*, 514–520.
- Modarresi, J., Gholipour, E., and Khodabakhshian, A. (2016). A comprehensive review of the voltage stability indices. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 63, 1 – 12. doi:https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.010.
- Palmitier, B.S. and Webster, M.D. (2016). Impact of operational flexibility on electricity generation planning with renewable and carbon targets. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 7(2), 672–684.
- Reis, C., Andrade, A., and Maciel, F.P. (2009). Voltage stability analysis of electrical power system. In *2009 International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives*, 244–248.
- REN21 (2020). Renewables 2020 global status report. 46–51.
- Rueda-Medina, A.C., Domínguez-Navarro, J.A., and Padilha-Feltrin, A. (2010). Reactive power support pricing of distributed generators with primary energy source uncertainty. In *2010 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T D-LA)*, 104–109.
- Vargas, M.C., Mendes, M.A., and Batista, O.E. (2018). Impacts of high pv penetration on voltage profile of distribution feeders under brazilian electricity regulation. In *2018 13th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)*, 38–44.
- Walling, R.A., Saint, R., Dugan, R.C., Burke, J., and Kojovic, L.A. (2008). Summary of distributed resources impact on power delivery systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 23(3), 1636–1644.
- Xiong, X., Wu, W., Li, N., Yang, L., Zhang, J., and Wei, Z. (2019). Risk-based multi-objective optimization of distributed generation based on gpso-bfa algorithm. *IEEE Access*, 7, 30563–30572.