

Análise de Influência da Proteção sobre Equivalentes de Redes Ativas de Distribuição

Jéferson Pedrilho * Matheus Nascimento * Ahda Grilo-Pavani **
Rodrigo Ramos * Tatiane Fernandes ***

* Universidade de São Paulo, SP, (e-mails: jefersonpedrilho@usp.br,
rmatheus@usp.br, rramos@usp.br)

** Universidade Federal do ABC, SP,
(e-mail: ahda.pavani@ufabc.edu.br)

*** Universidade Federal de São Carlos, SP, (e-mail:
tatianefernandes@ufscar.br).

Abstract: Equivalent models have been employed for simulations of active distribution networks (ADNs), enabling efficient simulations without requiring detailed knowledge about the specific ADN under analysis. However, the effects of protection schemes of Distributed Energy Resources (DERs) are often neglected in the parameterization of these models. This paper discusses the influence of the mandatory protection of these schemes on the efficacy of gray-box equivalent models in replicating real system dynamics that include mandatory disconnection of DERs. A two-step approach is initially developed to parameterize the ADN dynamic equivalent, neglecting protection schemes. The approach categorizes parameters into sensitivity-based subgroups and then employs Particle Swarm Optimization to estimate them. Results demonstrate the efficiency of this approach in accurately representing the network response. However, some features of the perturbation that initiate the dynamic response (for example, severe voltage sags) reduce this accuracy. This illustrates the need to consider protection models during the parameterization of the equivalent model and, as a proof-of-concept, is the main contribution of this work.

Resumo: Modelos equivalentes têm sido utilizados para simulações de redes de distribuição ativa (RDAs), permitindo simulações computacionalmente eficientes sem demandar um conhecimento detalhado sobre a RDA em análise. Contudo, os efeitos dos esquemas de proteção de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) frequentemente são negligenciados na parametrização desses equivalentes. Este artigo avalia o impacto dos esquemas de proteção na capacidade dos modelos equivalentes do tipo *gray-box* em reproduzir o comportamento dinâmico de um sistema quando a desconexão mandatória de REDs é necessária. Com essa finalidade, inicialmente, é desenvolvida uma abordagem de duas etapas para parametrizar o equivalente dinâmico da RDA, desconsiderando os esquemas de proteção. Nesta abordagem, os parâmetros são divididos em subgrupos de acordo com o índice de sensibilidade e, em seguida, são estimados pelo método de Enxame de Partículas. Os resultados demonstram que o modelo equivalente sintonizado é capaz de representar com precisão a resposta dinâmica da rede próximo ao seu ponto de operação. No entanto, há uma redução significativa dessa precisão conforme as características da perturbação que causa a resposta dinâmica do sistema. Isso ressalta a necessidade de considerar modelos de proteção durante a parametrização do modelo equivalente e, como prova de conceito, é a principal contribuição deste trabalho.

Keywords: Equivalent Models; Metaheuristic techniques; Active Distribution Network; Microgrids; Protection Schemes.

Palavras-chaves: Modelos Equivalente; Técnicas Meta-heurísticas; Rede de Distribuição Ativa; Microrredes; Esquemas de Proteção.

1. INTRODUÇÃO

O avanço no debate sobre a importância da diversificação das fontes de energia e seus impactos nas esferas social, ambiental e econômica tem aumentado a integração dos

Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) nos sistemas de distribuição. Neste contexto, observa-se uma transformação no sistema de distribuição, com um movimento em direção às gerações descentralizadas e à operação desses sistemas como microrredes (MRs) (Espín-Sarzosa et al. (2024)). Consequentemente, os modelos tradicionais de carga concentrada empregados para representar estruturas de distribuição em sistemas elétricos interconectados podem não representar adequadamente as características

* 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), #2018/20104-9.

complexas de uma rede de distribuição composta por várias MRs.

No estudo da estabilidade, o uso de modelos completos para representar MRs em redes interconectadas apresenta alguns desafios devido ao alto custo computacional e à falta de informações detalhadas sobre a arquitetura, controladores e parâmetros das MRs (Ramos et al., 2022; J.V.Milanovic and S.M.Zali, 2013). Nesse sentido, modelos equivalentes de rede, especialmente baseados na abordagem *gray-box*, surgem como uma alternativa viável para representar RDAs e MRs em simulações dinâmicas RMS (Espín-Sarzosa et al., 2024; Rabuzin et al., 2022). Nesta abordagem, utiliza-se uma estrutura de modelo composta por componentes típicos do sistema de potência, os quais são definidos sem exigir um conhecimento detalhado da arquitetura da MR. Com base em medidas do sistema em estudo (incluindo dados amostrados obtidos na simulação do modelo completo), os parâmetros desse modelo equivalente são estimados (Espín-Sarzosa et al., 2024).

Diferentes estruturas de modelos equivalentes *gray-box* e técnicas para estimar seus parâmetros, principalmente, baseados em análise de sensibilidade e métodos meta-heurísticos, têm sido relatados na literatura (J.V.Milanovic and S.M.Zali, 2013; G.Chespiere et al., 2018, 2020; Zaker et al., 2019; F.Conte et al., 2019). Por exemplo, Ramos et al. (2022) propõem um modelo equivalente dinâmico composto por um gerador síncrono (GS), uma carga composta e um gerador conectado a inversor (GCI) para representar MRs operando em média tensão. Nesse trabalho, inicialmente, aplica-se análise de sensibilidade para determinar quais parâmetros do modelo equivalente dinâmico podem ser estimados a partir dos sinais medidos no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) e para quais parâmetros valores típicos devem ser adotados. Os parâmetros selecionados são estimados por um método meta-heurístico, o Diferencial Evolutivo (DE).

Apesar do uso de um modelo equivalente gerar uma redução significativa na complexidade da representação de uma MR em um sistema interconectado, obter um conjunto de parâmetros capaz de reproduzir o comportamento da MR mesmo quando sujeita a eventos distintos permanece um desafio e, conseqüentemente, ainda existem algumas questões em aberto na literatura. Especificamente, a capacidade dos modelos equivalentes de representar a rede em simulações dinâmicas RMS quando os esquemas de proteção estão em operação é uma questão de pesquisa ainda não respondida (Espín-Sarzosa et al., 2024).

Com objetivo de contribuir na resposta dessa pergunta, este artigo realiza uma investigação inicial para avaliar a resposta do modelo equivalente quando a desconexão obrigatória dos REDs é necessária. Para isso, os parâmetros do modelo equivalente proposto em Ramos et al. (2022) são inicialmente estimados para exemplificar o procedimento de parametrização atualmente adotado na literatura. Em seguida, o desempenho do modelo equivalente com os parâmetros já ajustados é avaliado em um procedimento de validação, verificando a capacidade de representação desse modelo quando é necessária a atuação do esquema de proteção de tensão no sistema em análise.

No procedimento de parametrização, a abordagem desenvolvida neste artigo aplica a função de sensibilidade de

trajetória (FST) para avaliar a influência dos parâmetros do modelo equivalente na resposta do sistema. Diferente do método aplicado em Ramos et al. (2022), a FST não é apenas utilizada para selecionar os parâmetros a serem estimados, ela é também crucial para identificar em qual porção da resposta do sistema cada parâmetro deve ser estimado. Após isso, o algoritmo PSO estima os conjuntos de parâmetros selecionados dentro de suas respectivas janelas de dados.

Ressalta-se que o algoritmo PSO possui uma implementação simples (poucos parâmetros para ajustar), com um amplo uso na literatura para estimar os parâmetros de modelos equivalentes de RDAs (G.Chespiere et al., 2018; J.V.Milanovic and S.M.Zali, 2013). Além disso, como apontado por Zaini et al. (2023), essa técnica possui características de robustez, rápida convergência e menor influência das condições iniciais em sua resposta. Portanto, essa técnica meta-heurística é empregada neste trabalho.

Este trabalho está organizado da seguinte forma. A Seção 2 descreve a abordagem desenvolvida para estimar os parâmetros do modelo equivalente. Os resultados obtidos com o modelo equivalente dinâmico já ajustado são apresentados na Seção 3, inclusive, o procedimento de validação. Por fim, as conclusões sobre a abordagem de estimação e sua eficácia em representar a rede com a integração de esquemas de proteção são discutidas na Seção 4.

2. METODOLOGIA

A partir da RDA de interesse e do seu respectivo modelo equivalente dinâmico, a abordagem desenvolvida nesse trabalho estima os parâmetros desse modelo equivalente através dos sinais de potência ativa e reativa medidos no PAC em resposta a uma perturbação, sem incorporação do esquema de proteção (procedimento que normalmente é utilizado).

2.1 Estrutura do Modelo Equivalente Dinâmico

O modelo equivalente proposto em (Ramos et al., 2022) para uma MR de média tensão (ou uma RDA) consiste em uma unidade de geração síncrona, um modelo composto de carga e um gerador conectado por inversor operando em paralelo, conectado no PAC, conforme ilustrado na Figura 1. As equações diferenciais que descrevem cada componente do modelo equivalente são detalhadas em (Ramos et al., 2022). Já os parâmetros, cujos valores são estimados neste trabalho, são destacados em sequência.

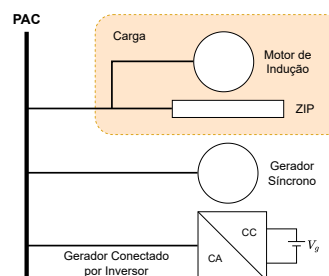


Figura 1. Modelo Equivalente da MR (RDA) (Ramos et al., 2022).

Carga - é composto por uma carga estática ZIP (que é a combinação de impedância, corrente e potência constante) em paralelo com um motor de indução (MI) (P.Kundur (1994)). Os parâmetros a serem estimados para o modelo de carga incluem: $[P_Z, Q_Z]$, $[P_I, Q_I]$, e $[P_P, Q_P]$, os quais se referem aos componentes de potência ativa e reativa (P, Q) para impedância, corrente e potência constante, respectivamente. No que diz respeito ao MI, os parâmetros de destaque são X_{MI} , H_{MI} , e S_{MI} , que definem a reatância mútua, constante de inércia e potência aparente do MI.

GCI - é composto por uma fonte de tensão V_g conectada ao PAC através de um inversor. Neste modelo, os parâmetros são: os ganhos proporcional e integral do controlador (K_{PVDC} e K_{IVDC}), e a potência aparente nominal do conversor de fonte de tensão (S_{GCI}).

GS - é representado por um modelo de quarta ordem (P.Kundur, 1994). Neste modelo, τ'_{do} e τ'_q são as constantes de tempo dos circuitos de excitação em eixo direto e em quadratura, respectivamente; x_d e x_q correspondem às reatâncias síncronas dos eixos direto e em quadratura, respectivamente; x'_d e x'_q correspondem às reatâncias transitórias dos eixos direto e em quadratura, respectivamente; H e R são a constante de inércia e a resistência do gerador. Assume-se que o GS está equipado com um Regulador de Tensão Automático (RTA) (versão simplificada do modelo STA1 do IEEE), cujos principais parâmetros são o ganho K_a e sua constante de tempo T_a .

Portanto, o modelo equivalente é composto por um conjunto de 21 parâmetros que precisam ser estimados para representar adequadamente a resposta do sistema em análise (Ramos et al., 2022).

2.2 Análise de Sensibilidade de Trajetória

A sensibilidade dos parâmetros do modelo equivalente é avaliada em relação às variáveis de saída do sistema: a potência ativa P e a potência reativa Q medidas no PAC. Através desta análise, é possível dividir os parâmetros em subgrupos com base em sua relevância nos períodos pré e pós-falta da resposta do modelo.

Para quantificar essa influência, a sensibilidade de cada j -ésimo sinal de saída (y_j) do modelo equivalente em relação aos seus respectivos parâmetros pode ser calculada utilizando a função (Gerald et al., 2020):

$$E_{\theta_i}^{y_j} = \frac{1}{N_a} \sum_{k=1}^{N_a} \left[\frac{\partial y_j(k)}{\partial \theta_i} \right]^2 \quad (1)$$

em que θ_i é o i -ésimo elemento do vetor de parâmetros θ , e N_a refere-se ao número de amostras na janela analisada.

2.3 Estimção de Parâmetros via Algoritmo PSO

A estimção de cada vetor de parâmetros θ selecionado através da análise de sensibilidade é realizada para minimizar o erro ϵ como uma função do vetor de parâmetros θ entre as potências de saída estimadas \hat{P} e \hat{Q} do modelo equivalente dinâmico e as medições no PAC do sistema completo (P e Q). Isso é realizado considerando que a

função objetivo (Erro Médio Quadrático - MSE) é dada por:

$$MSE = \epsilon(\theta) = \frac{1}{N_{amostras}} \sum_{j=1}^{N_{amostras}} \left(\hat{P}_j(\theta) - P_j \right)^2 + \frac{1}{N_{amostras}} \sum_{j=1}^{N_{amostras}} \left(\hat{Q}_j(\theta) - Q_j \right)^2 \quad (2)$$

em que $N_{amostras}$ é o número de amostras na janela analisada, o vetor θ é limitado por θ_{max} e θ_{min} , definindo um espaço de busca para cada parâmetro a ser utilizado pelo algoritmo PSO. Mais detalhes sobre este algoritmo e seus parâmetros podem ser vistos em (Zaini et al. (2023)).

2.4 Validação do Modelo

A etapa de validação envolve aplicar uma nova falta ao sistema de teste e ao modelo equivalente dinâmico para determinar se o modelo é capaz de representar adequadamente a resposta do sistema quando a natureza da perturbação aplicada é diferente da adotada na parametrização. Além disso, neste trabalho, o efeito da adição de esquemas de proteção é avaliado, em particular, o requisito de desconexão mandatória é aplicado quando a variação da tensão no barramento atinge o limite estabelecido por norma.

Como o operador do sistema de distribuição requer configurações específicas, a faixa de requisitos de desligamento de tensão permitidos estabelecidos na Norma IEEE 1547-2018 (IEEE Standards Association, 2018) é considerada neste trabalho. Este esquema de proteção é implementado tanto no sistema de teste quanto no modelo equivalente com parâmetros ajustados, permitindo comparação entre as respostas dos dois modelos.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Para verificar a capacidade de representação do modelo equivalente com a inserção de esquemas de proteção, o mesmo sistema de distribuição usado em Ramos et al. (2022) foi adotado (Figura 2). As fontes de energia da RDA são compostas por dois geradores síncronos, dois geradores eólicos e por painéis fotovoltaicos.

A fronteira entre o sistema de subtransmissão e a RDA em análise é dada pelo barramento 1 (ou seja, o PAC). Portanto, as medições de P e Q realizadas neste barramento são usadas para obter o modelo dinâmico equivalente para esta RDA. Os esquemas de proteção são aplicados apenas para validar o modelo após a estimção dos parâmetros.

O equivalente dinâmico é implementado no *software* Matlab/Simulink. Nesta simulação, o GS é representado por modelo trifásico de sétima ordem (P.Kundur, 1994). No entanto, apenas os parâmetros do modelo de quarta ordem (conforme definido no modelo proposto por (Ramos et al., 2022) são analisados pela abordagem. Essa mesma diferença também é observada para o MI, que é representado por um modelo de espaço de estados de sexta ordem na simulação. Além disso, o GS é equipado com um regulador

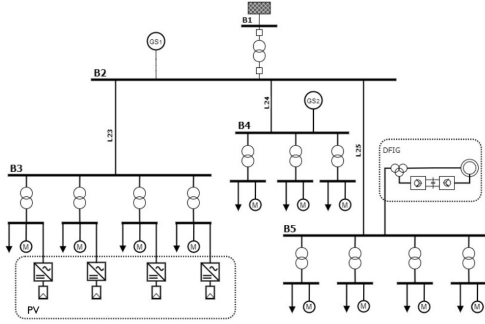


Figura 2. Sistema teste detalhado em (Espín-Sarzosa et al., 2024).

de velocidade (RV), cujos parâmetros são ajustados iguais ao RV usado pelo maior GS do sistema de teste.

Para estimular a resposta transitória da rede (sistema completo e equivalente), um curto-circuito trifásico foi aplicado entre o PAC e a subestação do sistema teste, no instante $t = 10$ s, com um intervalo de duração de 500 ms e uma resistência de falta de 2Ω . As respostas de potência \hat{P} e \hat{Q} do sistema no PAC são registradas.

3.1 Análise de Sensibilidade dos Parâmetros

A partir da resposta do modelo equivalente ao curto-circuito trifásico aplicado, o índice de sensibilidade de cada parâmetro do modelo dinâmico equivalente é calculado em relação a cada saída, no período pré-distúrbio T_1 (9 a 9,99s), e por duas janelas de dados amostradas nos períodos pós-distúrbio T_2 (10 a 10,5s) e T_3 (10,5 a 14s). Para avaliar a influência dos parâmetros em cada uma dessas janelas de dados (T_1 , T_2 e T_3), utiliza-se a soma da função quadrática calculada para cada sinal de saída ($E_{\theta_i}^{\hat{P}+\hat{Q}}$). Os resultados dessa análise, considerando uma variação de 1% aplicada aos parâmetros em análise, são apresentados na Tabela 1.

Examinando cada linha da Tabela 1, avalia-se de o índice de sensibilidade alcançado pelo parâmetro em análise em relação a cada período, de forma comparativa (T_1 , T_2 e T_3). Os períodos em que o parâmetro em análise na linha apresenta alta influência são destacados em negrito.

Note que o parâmetro S_{GCI} atinge um patamar semelhante de influência nos três intervalos de tempo, portanto o três períodos são destacados na Tabela 1. O mesmo ocorre para os parâmetros: S_{MI} , P_P , P_I , P_Z e Q_Z . Além disso, os parâmetros x_q , τ'_{do} , τ'_q , H e X_{MI} alcançam respectivamente um maior índice de sensibilidade no período pós-falta (T_2 , T_3) do que no período pré-falta. Para esse conjunto de parâmetros, esses dois períodos estão em destaque na Tabela 1.

Com base nesta análise de sensibilidade, os parâmetros são divididos nos seguintes subgrupos:

$$\theta_1 = [x_q, \tau'_{do}, \tau'_q, H, S_{GCI}, S_{MI}, X_{MI}, P_P, P_I, P_Z, Q_P, Q_I, Q_Z],$$

$$\theta_2 = [x_d, x'_d, T_a, K_P, K_I, H_{MI}], \theta_3 = [x'_q, K_a]$$

Tabela 1. Função quadrática para cada parâmetro θ_i .

Sistema	Parâmetro θ_i	Período T_1 $E_{\theta_i}^{\hat{P}+\hat{Q}}$	Período T_2 $E_{\theta_i}^{\hat{P}+\hat{Q}}$	Período T_3 $E_{\theta_i}^{\hat{P}+\hat{Q}}$
GS	x_d	$5,95 \times 10^{-2}$	3,08	$9,02 \times 10^{-1}$
	x'_d	$6,39 \times 10^{-7}$	$1,53 \times 10^1$	$8,53 \times 10^{-1}$
	x_q	$8,07 \times 10^{-5}$	$1,04 \times 10^{-1}$	$1,28 \times 10^{-1}$
	x'_q	$9,56 \times 10^{-8}$	$6,31 \times 10^{-1}$	1,23
	τ'_{do}	$2,08 \times 10^{-6}$	$4,05 \times 10^{-2}$	$2,70 \times 10^{-2}$
	τ'_q	$4,61 \times 10^{-9}$	$2,52 \times 10^{-3}$	$6,82 \times 10^{-3}$
	H	$2,29 \times 10^{-8}$	$1,97 \times 10^1$	$2,11 \times 10^1$
RTA	K_a	$5,56 \times 10^{-2}$	$3,99 \times 10^{-2}$	$3,82 \times 10^{-1}$
	T_a	$9,79 \times 10^{-13}$	$1,30 \times 10^{-5}$	$1,19 \times 10^{-6}$
GCI	S_{GCI}	8,81	7,84	8,78
	K_P	$2,25 \times 10^{-18}$	$1,01 \times 10^{-3}$	$4,55 \times 10^{-5}$
	K_I	$1,99 \times 10^{-14}$	$3,61 \times 10^{-3}$	$2,76 \times 10^{-4}$
MI	S_{MI}	$4,10 \times 10^{-2}$	$4,53 \times 10^{-2}$	$4,29 \times 10^{-2}$
	H_{MI}	$2,80 \times 10^{-14}$	$5,34 \times 10^{-3}$	$6,54 \times 10^{-4}$
	X_{MI}	$8,72 \times 10^{-5}$	$2,93 \times 10^{-4}$	$4,04 \times 10^{-4}$
ZIP	P_P	4,02	3,51	4,01
	P_I	4,89	2,40	4,92
	P_Z	5,95	1,69	6,04
	Q_P	$7,39 \times 10^{-3}$	$1,65 \times 10^{-1}$	$3,46 \times 10^{-2}$
	Q_I	$9,00 \times 10^{-3}$	$6,76 \times 10^{-2}$	$4,14 \times 10^{-2}$
	Q_Z	$1,10 \times 10^{-2}$	$3,79 \times 10^{-2}$	$5,07 \times 10^{-2}$

em que os parâmetros cujo maior índice de sensibilidade foi alcançado apenas em T_2 são armazenados em θ_2 e, θ_3 abrange os parâmetros em que a alta sensibilidade é observada apenas em T_3 . Os demais parâmetros que influenciam em dois ou mais períodos são armazenados no vetor θ_1 .

Os demais parâmetros do modelo equivalente no Simulink/MATLAB permanecem em seus valores de referência, os quais são importados do sistema teste completo.

3.2 Estimação dos Parâmetros

Com base na análise de sensibilidade, o vetor θ_1 é estimado em toda a janela de análise (9 a 14s), enquanto θ_2 e θ_3 são analisados em T_2 (10 a 10,5s) e T_3 (10,5 a 14s), respectivamente.

O algoritmo PSO é inicializado com uma população de 80 indivíduos, utilizando parâmetros de aprendizagem pessoal (c_1) e social (c_2) fixos definidos em 1, 5. Esses valores foram estabelecidos com base em testes empíricos. Para evitar soluções ótimas locais, como mencionado em (Zaini et al., 2023), um parâmetro de inércia adaptativa (ω) descrito em (Bansal et al., 2011) é implementado, com valores de ω variando entre 0,1 e 1,1. O critério de parada é definido por um máximo de 100 iterações. O espaço de busca delimitado em Ramos et al. (2022) é aplicado para os parâmetros relacionados à potência, enquanto para os demais parâmetros o espaço de busca é definido de acordo com intervalo dos seus respectivos valores típicos, os quais são também detalhados em Ramos et al. (2022).

Para cada indivíduo estimado, o MSE relacionado à potência ativa (MSE_P), à potência reativa (MSE_Q) e à soma desses dois (MSE_{P+Q}) para toda a janela (9 a 14 s) é calculado. Começando com a estimativa do vetor θ_1 , o valor resultante de MSE_{P+Q} é 0,9813. Esse conjunto estimado de parâmetros θ_1 é, então, utilizado nas fases subsequentes para estimar os vetores θ_2 e θ_3 .

Após a estimativa do vetor θ_2 obtém-se um MSE_{P+Q} de 0,8677, o que representa uma redução de 11,58% em relação ao passo anterior. Por fim, a partir desses vetores sintonizados (θ_1 e θ_2), o vetor θ_3 é estimado. O melhor indivíduo obtido é apresentado na Tabela 2, reduzindo o MSE_{P+Q} para 0,860.

Tabela 2. Parâmetros estimados para o modelo equivalente.

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
x_d	2,425 pu	K_a	158,57	P_Z	1,864 MW
x'_d	0,3024 pu	T_a	0,008 s	Q_P	0,789 MVar
x_g	1,956 pu	S_{MI}	0,7295 MVA	Q_I	1,557 MVar
x'_g	1,0 pu	H_{MI}	5,0 s	Q_Z	1,759 MVar
τ_{do}	5,427 pu	X_{MI}	2,701 pu	S_{CCI}	3,6 MVA
τ_q	0,5 pu	P_P	2,406 MW	K_p	1,568
H	3,02 s	P_I	1,792 MW	K_i	468,15

Uma vez que o sistema de teste empregado é semelhante ao utilizado em Ramos et al. (2022), os valores de MSE obtidos pelo melhor indivíduo em cada trabalho são comparados na Tabela 3. A partir desta tabela, é possível observar uma redução no MSE_{P+Q} de 1,038 para 0,860 (aproximadamente 17,15%), indicando que o PSO forneceu resultados melhores em comparação com o DE¹, sob o mesmo conjunto de parâmetros do modelo e condição de operação da rede.

Tabela 3. Comparação do MSE obtido pelo método utilizado em Ramos et al. (2022) e a abordagem proposta.

Indivíduo	MSE_P	MSE_Q	MSE_{P+Q}
Método usado em Ramos et al. (2022)	0,7290	0,2460	1,038
Abordagem proposta	0,6467	0,2134	0,860

Na Figura 3, é possível observar a resposta do modelo equivalente dinâmico com os parâmetros estimados pelo método proposto, a resposta do sistema de teste e o resultado obtido por Ramos et al. (2022). É perceptível que o método proposto, com a estimação de parâmetros em três períodos diferentes, é o que melhor se aproxima da resposta do sistema de teste completo. Portanto, este conjunto de parâmetros sintonizados pelo método aplicado nesse trabalho será usado para a validação do modelo.

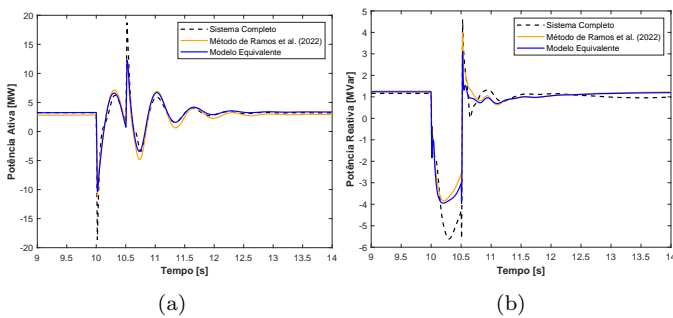


Figura 3. Comparação entre a resposta da (a) potência ativa e (b) potência reativa do modelo equivalente dinâmico, o sistema completo e o método empregado em Ramos et al. (2022).

¹ Em Ramos et al. (2022), o algoritmo DE é aplicado na etapa de estimação de parâmetros.

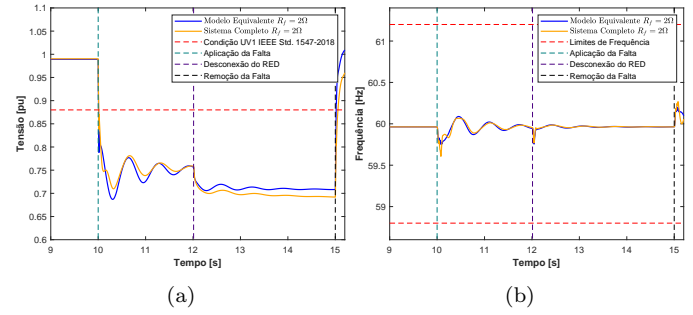


Figura 4. A resposta da (a) tensão e (b) frequência do modelo equivalente ajustado e o sistema completo considerando $R_f = 2\Omega$.

3.3 Validação

O requisito de desligamento por subtensão definido na Norma IEEE 1547-2018 (IEEE Standards Association (2018)) é levado em consideração para avaliar o impacto dos esquemas de proteção na resposta do modelo equivalente. Neste cenário, se a tensão no barramento onde um RED está conectado permanecer abaixo de 0,88 pu por mais de 2 segundos, o RED é automaticamente desconectado.

Com esse objetivo, dois novos distúrbios são aplicados no sistema completo e no modelo equivalente. As faltas, ambas curtos-circuitos trifásicos, ocorrem entre o PAC e a subestação em $t = 10$ s com uma duração de $\Delta t = 5$ s. As resistências de falta são $R_f = 3\Omega$ e $R_f = 2\Omega$, respectivamente. Em resposta a essas faltas, o requisito de tensão é violado, levando à desconexão do gerador eólico e do sistema fotovoltaico. Na Figura 4-(a), o sinal de tensão medido no PAC considerando $R_f = 2\Omega$ é apresentado, ilustrando a condição de subtensão descrita. Para ambos os distúrbios aplicados, os requisitos de LVRT (*Low Voltage Ride Through*) são respeitados. Além disso, a resposta de frequência (Figura 4-(b)) não viola a faixa de operação obrigatória também definida pela norma IEEE 1547-2018.

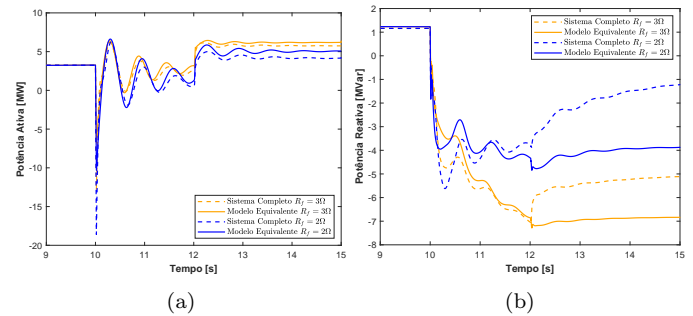


Figura 5. Comparação entre a resposta da (a) potência ativa e (b) potência reativa do modelo equivalente ajustado e o sistema completo considerando a inserção de esquema de proteção.

A comparação entre as respostas do sistema completo e do modelo equivalente resultante para essas duas faltas é ilustrada na Figura 5. A Tabela 4 exibe o MSE entre as saídas de potência do sistema completo e do modelo equivalente dinâmico para ambas as faltas aplicadas. Em

Tabela 4. MSE obtido na resposta de cada falta.

Falta	MSE_P	MSE_Q	MSE_{P+Q}
$R_f = 3\Omega \Delta t = 5s$	0,2135	0,8156	1,0292
$R_f = 2\Omega \Delta t = 5s$	0,4963	1,8549	2,3512

ambas as situações, o modelo equivalente ajustado não consegue reproduzir com precisão a resposta de potência reativa. Essa diferença entre as respostas do sistema completo e o modelo equivalente torna-se mais evidente conforme a resistência de falta diminui.

4. CONCLUSÃO

Este estudo investigou a influência dos esquemas de proteção mandatórios na parametrização de um modelo equivalente de RDA usado para simulações dinâmicas RMS. Os resultados obtidos mostram que o conjunto de parâmetros estimados (sem considerar o efeito da proteção) pode reproduzir satisfatoriamente o comportamento dinâmico da RDA em torno do seu ponto de equilíbrio.

No entanto, no processo de validação do modelo equivalente sintonizado, é evidente que a capacidade do modelo *gray-box* em reproduzir a dinâmica do sistema real durante a desconexão obrigatória fica comprometida. Em particular, para uma falta externa, à medida que a queda de tensão se torna mais severa, a resposta do modelo equivalente da RDA perde significativamente em precisão. Portanto, a principal contribuição deste trabalho é destacar a necessidade de incorporar esquemas de proteção nas etapas de estimação de parâmetros, para aprimorar a capacidade dos modelos equivalentes da RDA de representar com precisão seu sistema correspondente.

Os próximos passos desta pesquisa envolvem a representação de outros tipos de proteção (principalmente aquelas baseadas em RoCoF) e a parametrização usando respostas dinâmicas envolvendo fenômenos de subfrequência, pois essas condições são as mais frequentemente negligenciadas na construção de modelos equivalentes de RDA. Além disso, explorar as configurações de proteção como parâmetros a serem ajustados e investigar modelos equivalentes de RED alternativos aplicados em *software* comercial também são direções futuras dessa pesquisa.

REFERÊNCIAS

Bansal, J.C., Singh, P.K., Saraswat, M., Verma, A., Jadon, S.S., and Abraham, A. (2011). Inertia weight strategies in particle swarm optimization. In *2011 Third World Congress on Nature and Biologically Inspired Computing*, 633–640.

Espín-Sarzosa, D., Palma-Behnke, R., Cañizares, C.A., Annakkage, U., Elizondo, M., Espina, E., Du, W., Kabanlan, M., Meegahapola, L., Mendoza-Araya, P.A., Nasr, E., Pavani, A., Ramos, R., Ropp, M., Schneider, K.P., Simpson-Porco, J.W., Strunz, K., Taranto, G., Tuffner, F., and Reilly, J.T. (2024). Microgrid modeling for stability analysis. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 15(3), 2459–2479.

F.Conte, F.D'Agostino, and F.Silvestro (2019). Operational constrained nonlinear modeling and identification of active distribution networks. *Electr. Power Syst. Res.*, 168, 92–104.

G.Chespierre, G.Denis, P.Panciatici, and Cutsem, T. (2018). Aggregated dynamic equivalent of a distribution system hosting inverter-based generators. *Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 1–7.

G.Chespierre, G.Denis, P.Panciatici, and Cutsem, T. (2020). An active distribution network equivalent derived from large-disturbance simulations with uncertainty. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 11(6), 4749–4759.

Geraldi, E.L., Fernandes, T.C., Piardi, A.B., Grilo, A.P., and Ramos, R.A. (2020). Parameter estimation of a synchronous generator model under unbalanced operating conditions. *Electric Power Systems Research*, 187, 106487.

IEEE Standards Association (2018). *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*. New York, NY.

J.V.Milanovic and S.M.Zali (2013). Validation of equivalent dynamic model of active distribution network cell. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3), 2101–2110.

P.Kundur (1994). *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, New York.

Rabuzin, T., Eriksson, R., and Nordström, L. (2022). Model structure selection and validation for dynamic equivalent modeling of distribution networks. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 13(2), 1347–1356.

Ramos, R.R., Grilo-Pavani, A.P., Piardi, A.B., and Fernandes, T.C.C. (2022). Method to build equivalent models of microgrids for rms dynamic simulation of power systems. In *11th Bulk Power Systems Dynamics and Control Symposium*. Banff, Canada.

Zaini, F.A., Sulaima, M.F., Razak, I.A.W.A., Zulkafli, N.I., and Mokhlis, H. (2023). A review on the applications of pso-based algorithm in demand side management: Challenges and opportunities. *IEEE Access*, 11, 53373–53400.

Zaker, B., Gharehpetian, G.B., and Karrari, M. (2019). A novel measurement-based dynamic equivalent model of grid-connected microgrids. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 15(4), 2032–2043.