

Bloqueio de atuação do ERAC na desenergização de sistemas de distribuição através da taxa de variação de potência

Kaynan Maresch* Gustavo Marchesan**
Ghendy Cardoso Jr.***

*CEESP-LAPES, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, Brasil,
(e-mail: kaynan_maresch@hotmail.com).

** CEESP-LAPES, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, Brasil,
(e-mail: gutomarchesan@gmail.com).

*** CEESP-LAPES, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, Brasil,
(e-mail: ghendy@ufsm.br).

Abstract: The Regional Load Shedding (ERAC) consists of disconnecting loads, previously established, in critical situations when the electrical system are not supply the demand. Conventionally, a frequency relay and a timed voltage restriction are used, however, in 2015, the National System Operator (ONS) established that the timings must be decreased, in order to guarantee greater security to the electrical system. After this change, improper actions by ERAC were identified. It was found that the improper action occurs due to the influence of induction motors that maintain the voltage during some electrical cycles in the distribution network. This work presents a method of blocking improper action of ERAC based on the derivatives of the active and reactive powers. The method was evaluated using 9-bus system and presented 86.84% of correct hits. The remaining 13.16% cases correspond to the improper blocking of ERAC and refer to cases that ERAC should have been blocked, but it was not.

Resumo: O Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) consiste no desligamento de cargas, previamente estabelecidas, em situações críticas em que o sistema elétrico de potência não é capaz de suprir toda a demanda. Convencionalmente é usado um relé de frequência e uma restrição temporizada de tensão, entretanto, em 2015 o Operador Nacional do Sistema (ONS) estabeleceu que as temporizações fossem diminuídas, de modo a garantir uma maior segurança ao sistema elétrico. Após esta mudança foram identificadas atuações indevidas do ERAC. Constatou-se que a atuação indevida ocorre pela influencia de motores de indução que mantém a tensão durante alguns ciclos elétricos na rede de distribuição. Esse trabalho apresenta um método de bloqueio da atuação do ERAC baseado nas derivadas das potências ativas e reativas. O método foi avaliado através do sistema 9 barras e apresentou 86,84% de acertos. Os casos restantes 13,16% correspondem ao bloqueio indevido do ERAC e se refere a casos que o ERAC deveria ter sido bloqueado, mas não foi.

Keywords: Load shedding; Induction motor; Improper action; Contingency; Power-derivate.

Palavras-chaves: ERAC; Motor de indução; Atuação indevida; Contingência; Derivada da potência.

1. INTRODUÇÃO

Os agentes de distribuição ligados à rede básica são responsáveis por elaborar os Planos de Corte Manual de Carga (PCMC), esses planos são encaminhados ao Operador Nacional do Sistema (ONS), que é responsável por monitorar a frequência e estabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN). O ONS elabora o plano de gerenciamento de carga, que é o conjunto de documentos operativos que compõe o Manual de Procedimentos de Operação (MPO), o manual dita as ações de gerenciamento de carga ao qual o ERAC faz parte (ONS. 2010).

O ONS estipula o quanto de carga deve ser cortado em uma situação de contingência, esse valor é repassado ao Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS) que coordena os Centros Regionais de Operação do Sistema (COSR), os centros regionais por sua vez repassam aos agentes de

distribuição da rede básica, onde estes são os responsáveis por priorizar quais cargas vão ser cortadas, atendendo as exigências do ONS.

O ERAC é responsável pelo desligamento de blocos de carga, de modo a manter a frequência em valores operacionais, ele atua por meio de relés de taxa de variação de frequência ($\Delta f/\Delta t$), medida em uma janela de frequência, e/ou por meio de relés de frequência absoluta (ONS. 2010), os relés desligam automaticamente as cargas previamente selecionadas, sempre que os níveis estabelecidos forem alcançados e a temporização ultrapassada, caso exista, veja tabela 1.

Em 2015 o ONS estabeleceu que a temporização intencional dos relés de subfrequência (absoluta e janelada) fossem retiradas, de modo a eliminar atrasos na atuação do ERAC e melhorar o desempenho do SIN (Silveira. 2018). Previamente

era utilizada pela RGE Sul, uma temporização de 150ms e uma restrição de 60% da tensão nominal, após essa notificação foram retiradas as temporizações e mantida a restrição por tensão.

Tabela 1. Ajustes de subfrequência do ERAC

Estágio ERAC	f (Hz)
1	58,5
2	58,2
3	57,9
4	57,6
5	57,3

Ocorre que após essa mudança foram identificadas atuações indevidas do ERAC por subfrequência sem que ocorressem perturbações no SIN (Silveira. 2018).

Após o estudo feito por Silveira (2018), se constatou que o ERAC atua de forma indevida, quando, na ocorrência de uma falta ou desenergização que leve a uma perturbação local, motores de indução presentes nos alimentadores de distribuição mantém a tensão durante alguns ciclos, de forma que as parametrizações dos ajustes de atuação são alcançadas e a atuação ocorre.

A atuação indevida do ERAC é um grande problema para as concessionárias de energia elétrica, pois o rearme dos disjuntores de distribuição são, em geral, feitos de maneira manual. Este procedimento demorado leva a uma diminuição nos indicadores de continuidade da concessionária. Nesse artigo é proposto um método para o bloqueio do ERAC em decorrência de desenergização de redes de distribuição com motores assíncronos.

2. O ALÍVIO DE CARGA

O corte de carga, conhecido como ERAC ocorre quando o sistema elétrico não é capaz de suprir toda a demanda exigida, então são cortados blocos de carga de menor prioridade, de forma a se manter a estabilidade e evitar a perda de todo o sistema elétrico de potência. O corte pode ocorrer de maneira automática ou manual de uma linha de transmissão (LT) ou de circuitos de distribuição.

Existem três tipos de alívios de carga, o corte indireto, que ocorre pela redução intencional do nível de tensão nos barramentos, diminuindo a potência demandada, o corte direto, manual ou automático e o remanejamento de carga, que ocorre com a transferência entre instalações. O método proposto atua sobre o corte direto automático de carga, ERAC.

3.1 Situações em que ocorrem as ações de controle de carga

As ações de controle de carga podem ser divididas em duas situações. A primeira, onde o ERAC não atua, se trata de contingências na própria rede de distribuição primária, pela perda de alimentadores ou parte deles, o corte só ocorre quando se esgotam todas as possibilidades de remanejamento de carga priorizando manter a maior quantidade de carga possível.

Quando o ERAC atua, diante de uma redução na disponibilidade do sistema elétrico de potência (geração e/ou transmissão), que ocorre devido a falhas, contingências e racionamento de energia. Esse contingenciamento leva ao corte de carga nos sistemas de distribuição.

3.2 Classificação quanto a duração das ações de controle de carga

As ações podem ser transitórias, urgentes ou programáveis. As urgentes ocorrem de forma automática para se evitar um colapso do sistema durante transitórios, como o ERAC, que atua sem a interferência humana.

As ações urgentes podem ser automáticas ou manuais corretivos, ocorrem quando é constatada a eminência da violação de qualquer grandeza operativa do sistema. As programáveis são ações manuais preventivas de contingenciamento de carga.

Neste trabalho é proposto o bloqueio da atuação do ERAC em casos de eventos que não se caracterizam por um problema de estabilidade do sistema elétrico, mas sim de um problema local.

3.3 Fatores que influenciam a queda de frequência

São três principais fatores que influenciam a queda de frequência em um sistema interligado são (Kundur. 1994):

- Magnitude do aumento de carga – ΔL
- Constante de amortecimento da carga – D
- Constante de inércia (inércia total das máquinas girantes) – M

Com esses três fatores se pode escrever a expressão que dita o a variação de frequência (1).

$$\Delta f = -\Delta L(1 - e^{\frac{1}{T}})K \quad (1)$$

$$K = \frac{1}{D} \quad (2)$$

$$T = \frac{M}{D} \quad (3)$$

Além disso pode-se citar:

- Respostas dos controles
- Respostas do ERAC

Considerando apenas os três primeiros fatores pode-se verificar em (1), que a frequência possui um decaimento exponencial. A taxa de decaimento depende da inércia e amortecimento, ditada pelo tipo variação de máquina e carga, respectivamente. Na Fig.1 é apresentado o comportamento da frequência para diferentes variações de carga.

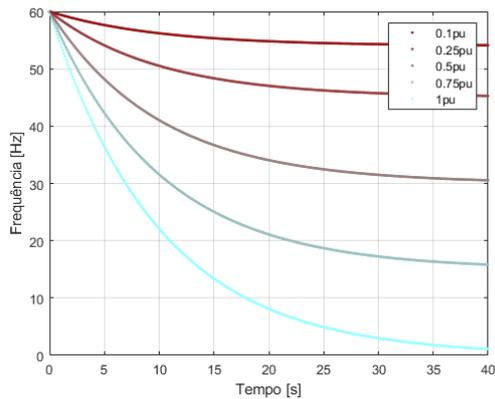


Fig. 1: Decaimento da frequência para um amortecimento unitário e uma inércia de 10s.

Portanto, se observa que a resposta rápida dos sistemas de proteção, ou seja, o ERAC, é de extrema importância para garantir a segurança do sistema elétrico. Visando manter a estabilidade do sistema, evitando o desligamento em cascata de grandes porções do sistema elétrico pela rápida queda de frequência, aumentado assim a qualidade e confiabilidade do fornecimento de energia elétrica.

4. SISTEMA TESTE E SIMULAÇÕES

O sistema teste proposto por Anderson e Fouad (2003) é composto por nove barras, três geradores e três cargas. O sistema permite a simulação da queda de frequência por falta de geração e outras perturbações. Foram adicionados ao sistema teste originais quatro alimentadores de distribuição. O alimentador um é composto por duas cargas e uma máquina assíncrona, o alimentador dois por uma máquina assíncrona, o alimentador três por uma carga e o alimentador quatro por uma carga, uma máquina assíncrona e um gerador distribuído (GD) síncrono, conforme ilustrado em (2).

Os parâmetros do sistema 9 barras sem as modificações são encontradas em Anderson e Fouad (2003). Os parâmetros dos elementos adicionados são apresentados nas tabelas de 1 a 6.

Tabela 1. Parâmetros das linhas de distribuição.

Fases	Comp. (Km)	V (KV)	Z_1		Z_0	
			x	r	x	r
3F	2	23,1	0,1068	0,2534	0,4272	1,0136

Tabela 2. Parâmetros dos transformadores.

T	Ali	P (MVA)	V (KV)	Ligação	Impedância sequência positiva e negativa	
					x	r
T4		15	230/23,1	D/Y	0,0898	0,0045
T5	1	3	23,1/4,16	D/Y	0,0600	0,0181

T6	2	0,5	23,1/0,44	D/Y	0,0465	0,0182
T7	4	3	23,1/4,16	D/Y	0,0593	0,0086

Tabela 3. Parâmetros motor M1.

Potência	900KW	X_s	0,01
Tensão	4,16KV	X_m	0,01
Fator de potência	0,95	X_r	0,40
Frequência	60Hz	R_s	0,05
Par de polos	4	R_r	0,008
Ligação	Delta	Corrente de rotor bloqueado	5,8

Tabela 4. Parâmetros motor M2.

Potência	400KW	X_s	0,01
Tensão	0,44KV	X_m	0,01
Fator de potência	0,84	X_r	0,36
Frequência	60Hz	R_s	0,031
Par de polos	3	R_r	0,0092
Ligação	Delta	Corrente de rotor bloqueado	6,3

Tabela 5. Parâmetros motor M4.

Potência	355KW	X_s	0,01
Tensão	4,16KV	X_m	0,01
Fator de potência	0,82	X_r	0,4106
Frequência	60Hz	R_s	0,0335
Par de polos	4	R_r	0,0101
Ligação	Delta	Corrente de rotor bloqueado	5,6

Tabela 6. Parâmetros GD 4, com fator de potência de 0,8.

Tipo	P (MVA)	V (KV)	Z_s		Z_0		Z_2	
			x_d	x_q	x_0	r_0	x_2	r_2
Síncrono	4,9	23,1	1,5	0,75	0,1	0	0,2	0

Foram realizados dois tipos de eventos distintos com a mesma configuração do sistema elétrico:

- Casos onde o ERAC deve atuar. Foi efetuada a abertura do gerador G2;

- Casos onde a atuação do ERAC deve ser bloqueada, utilizou-se a abertura do transformador (T4) que conecta os alimentadores à barra 7.

As configurações e casos simulados são apresentados nas tabelas 7 a 10.

Na tabela 10, é apresentada a configuração do sistema de distribuição para as simulações de entrada da carga 1.2, realizada em degrau. As variações de carga testadas foram de 0.1, 0.5, 1, 1.5, 2, 2.5, 3, 3.5, 4, 5, 6 e 7 MW. Observa-se que nestes casos, apesar de haver grande variação de potência a atuação do ERAC não deve ser bloqueada, pois não se trata de uma desenergização.

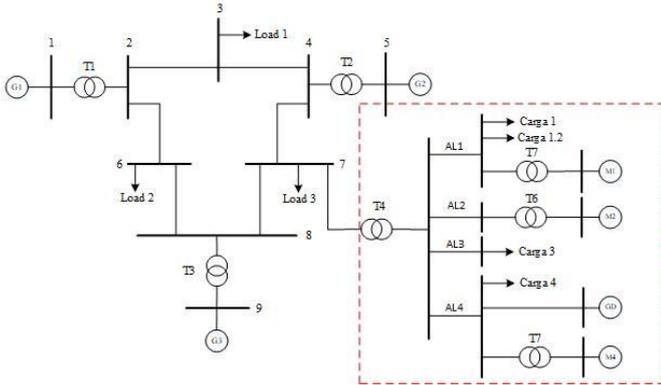


Fig. 2: Sistema teste 9 barras modificado. (ANDERSON; FOUAD, 2003, p. 38).

Tabela 7. Configuração do Sistema para uma variação da GD 4 de 0.1, 0.5; 1, 1.5, 2, 2.5; 3, 3.5 e 4MW.

Alimentador	Elemento	P(MW)	Q(MVar)
1	Carga 1	1	0
	Carga 1.2	0	0
	Motor 1	0.9	-
2	Motor 2	0.4	-
3	Carga 3	2	0.1
4	Carga 4	1	0.1
	Motor 4	0.4	-
	GD 4	Variável	Variável

Tabela 8. Configuração do Sistema para uma variação da Carga 3 de 0.1, 0.5, 1, 1.5, 2, 2.5 e 3MW; 0.5, 1, 1.5 e 2MVar; -0.5, -1, -1.5 e -2MVar.

Alimentador	Elemento	P(MW)	Q(MVar)
1	Carga 1	3	0.2
	Carga 1.2	0	0
	Motor 1	0.9	-
2	Motor 2	0.4	-
3	Carga 3	Variável	Variável
4	Carga 4	4	0.1
	Motor 4	0.3	-
	GD 4	1	FP0.98

Tabela 9. Configuração do Sistema para uma variação da GD 4 de 0.1, 0.5; 1, 1.5, 2, 2.5; 3, 3.5 e 4MW.

Alimentador	Elemento	P(MW)	Q(MVar)
1	Carga 1	7	1
	Carga 1.2	0	0
	Motor 1	0.9	-
2	Motor 2	0.44	-
3	Carga 3	9	-0.1
4	Carga 4	10	1
	Motor 4	0.3	-
	GD 4	Variável	Variável

Tabela 10. Configuração do Sistema para uma variação da Carga 1.2.

Alimentador	Elemento	P(MW)	Q(MVar)
1	Carga 1	7	1
	Carga 1.2	Variável	Variável
	Motor 1	0.9	-
2	Motor 2	0.44	-
3	Carga 3	9	0.5
4	Carga 4	10	1
	Motor 4	0.3	-
	GD 4	4	FP0.98

5. MÉTODO PROPOSTO

Em operação normal, as potências ativas e reativas fluem no sentido da subestação para a carga, durante um evento em que ocorre a abertura de uma linha que liga a subestação ao sistema interligado, ocorre a rápida variação de potência que é percebida pelos relés de proteção dos alimentadores. Como os dois tipos de eventos podem levar variações de potência, é estabelecido um limiar que os diferencia.

O algoritmo das derivadas das potências inicia quando a taxa de variação da frequência – *Rate of Change of Frequency (ROCOF)* – ultrapassa o valor do ajuste, essa condição é usada para se evitar a operação indevida do método quando o sistema de distribuição sofre desligamentos de grandes cargas e aberturas monopolares.

Atingindo o ajuste do ROCOF, é calculada para cada alimentador, a média das potências ativa (\bar{P}_i) e reativa (\bar{Q}_i) referente ao último ciclo (4 e 5).

$$\bar{P}_i = \text{média}(P_{\text{alimentador } i}(u - N : u)) \quad (4)$$

$$\bar{Q}_i = \text{média}(Q_{\text{alimentador } i}(u - N : u)) \quad (5)$$

Sendo, P e Q as potências ativas e reativas, respectivamente, i é o alimentador, u representa a mostra de tempo, N é o número de amostras da janela (um ciclo) e F_s a frequência de amostragem.

Após o cálculo das médias, são calculadas as derivadas para a potência ativa (6) e reativa (7).

$$\dot{P}_i = (\bar{P}_i(u) - \bar{P}_i(u - 1)) F_s \quad (6)$$

$$\dot{Q}_i = (\bar{Q}_i(u) - \bar{Q}_i(u - 1)) F_s \quad (7)$$

Para o método funcionar para diferentes potências de operação, é calculado o valor normalizado da derivada pela sua magnitude (8 e 9).

$$PP_i = \left| \frac{\dot{P}_i}{P_i} \right| \quad (8)$$

$$QQ_i = \left| \frac{\dot{Q}_i}{Q_i} \right| \quad (9)$$

A partir dos valores encontrados em (8) e (9), foram testadas duas abordagens entre as condições de derivada de potência ativa e reativa, a lógica *E* e a lógica *OU* (Fig.3). Por fim, verificou-se qual destas lógicas obtém maior assertividade. Para o bloqueio do ERAC na lógica *E*, os valores de PP_i e QQ_i devem atingir os limiares e na lógica *OU* quando qualquer um dos dois atingir o limiar, o ERAC é bloqueado.

Na Fig. 3 *AJf* se refere ao ajuste do *ROCOF* e *AJP* e *AJQ* aos ajustes de PP_i e QQ_i , respectivamente.

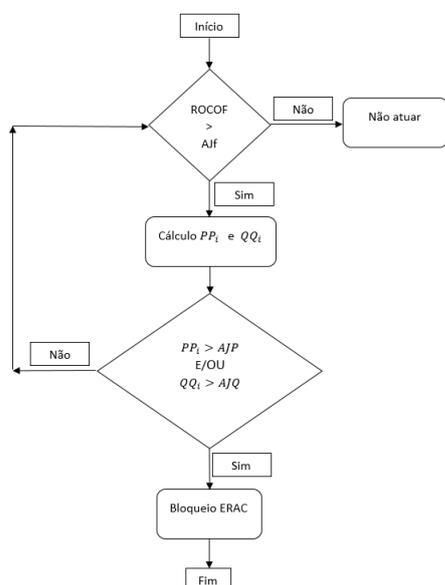


Fig. 3: Fluxograma do algoritmo proposto.

Para ajustar o algoritmo, foram executadas várias simulações com diferentes combinações de valores de *AJP* e *AJQ*. As simulações consistem na aplicação de todo o banco de sinais aos ajustes testados, conforme descrito na tabela 11.

Tabela 11: Descrição do banco de sinais, com um total de 76 sinais, 32 de bloqueio e 44 de não bloqueio.

Tipo sinal	Configuração aplicada	Evento
Não bloqueio	Tabela 7	Abertura gerador G2
	Tabela 8	
	Tabela 9	
Bloqueio	Tabela 7	Abertura trafo que conecta barra 7 aos alimentadores de distribuição
	Tabela 8	
	Tabela 9	
	Tabela 10	Chaveamento carga 1.2

Os acertos são calculados de maneira individual para cada alimentador, pois cada qual possui sua variação de potência distinta. As percentagens de acertos para lógica *E* são apresentadas na Fig. 4 e para a lógica *OU* na Fig. 5.

O método possui alta taxa de acertos, sendo os melhores ajustes encontrados apresentados na tabela 12.

Tabela 12: Ajustes com maior taxa de acertos.

Lógica	<i>AJP</i>	<i>AJQ</i>	Acertos
<i>E</i>	40	60	86,84%
<i>OU</i>	60	150	86,18%

6. CONCLUSÃO

Neste trabalho é proposto um método de bloqueio da atuação indevida do ERAC baseado na análise das derivadas das potências ativas e reativas que percorrem cada alimentador de distribuição. Nota-se que altos valores das derivadas podem indicar que existem motores de indução presentes no alimentador, que continuam a fornecer potência mesmo após à abertura de linhas a montante.

Nas simulações realizadas, foram estabelecidas condições extremas de cargas nos alimentadores, muitas das quais não condizem ao funcionamento normal de um alimentador de distribuição, buscado dessa forma conhecer em quais situações o método das derivadas das potências falharia.

Como comprovado através das simulações, o método proposto apresenta uma taxa alta de acertos, sendo de mais de 86% para as duas lógicas testadas, nota-se que a taxa de acerto se mantém praticamente constante para pequenas mudanças no ajuste.

AGRADECIMENTOS

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

REFERÊNCIAS

- Silveira, M.S. (2018). A influência da frenagem de motores no processo de deserginização da rede e na atuação indevida das proteções do ERAC. *SENDI-XXII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica*.
- Kundur, P. (1994). *Power Stability and Control*, Chapter 11.1.7. EPRI Editors, Palo Alto, CA, U.S.A.
- ONS. (2010). Gerenciamento de Carga. *Procedimentos de Rede*, Submódulo (10.10).
- Anderson, P.M., Fouad, A. A., (2003). *Power System Control and Stability*, IEE Press (eds), New York, U.S.A.

