

Análise de atuação indevida do ERAC em desenergização de subestação, influenciada pela desaceleração de motores e proposta de lógica utilizando a função ANSI 81U com dois estágios de tensão de bloqueio e temporização

A. Borges*, **A. Peres de Moraes,****
G. Cardoso, Jr.***, **G. Marchesan****.**

**Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria,
(e-mail: abadrianoborges@gmail.com).*

***Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria,
(e-mail: adriano@ctism.ufsm.br).*

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

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

Abstract: The stability of the SEP is a major concern for System Operators worldwide. Several actions and controls are taken when a major disturbance occurs, with the aim of finding a new balance point, minimizing the disconnection of loads and avoiding generalized blackouts. One of the most important controls is the Under Frequency Load Shedding (UFLS), in Brazil called the Regional Load Relief Scheme (ERAC). This function has already avoided several blackouts with selective load cuts by underfrequency, bringing the system to the load-generation balance. ERAC's performance is important for the stability of the National Interconnected System (SIN), however, the improper performance of this function generates problems for concessionaires, such as customer dissatisfaction and fines imposed by the National Electric Energy Agency - ANEEL. Following this reasoning, this paper analyzes some improper actions of the ERAC system influenced by the deceleration of induction motors, which occurred in the area of the RGE utilities. Next, with the aid of the DigSILENT software, the characteristic of the voltage wave that appears due to the influence of the motors is checked and discussed what should be the ideal settings for the underfrequency relays. This analysis was aided by the ANATEM software, by oscillographic records of actual actions by the SIN and undue actions by the RGE concessionaire underfrequency relays. Finally, a new ERAC schemes is proposed, obtained from two settings for the blocking voltage. As result, there is the blocking of the ANSI 81U function during engine the deceleration and the guarantee of the correct performance of the ERAC when it is requested.

Resumo: A estabilidade do SEP é um assunto que preocupa muito os Operadores do Sistema em todo o mundo. Várias ações e controles são executadas frente a uma grande perturbação, com o objetivo de encontrar um novo ponto de equilíbrio, minimizando o desligamento de cargas e evitando blecautes generalizados. Um dos mais importantes controles é o Under Frequency Load Shedding (UFLS), no Brasil denominado Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC). Esta função já evitou vários blecautes com cortes de carga seletivas por subfrequência, levando o sistema ao equilíbrio carga-geração. Se por um lado a atuação do ERAC é importante para a estabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN), por outro, a atuação indevida desta função gera problemas às concessionárias, com a insatisfação dos clientes e multas aplicadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Seguindo este raciocínio, este artigo analisa algumas atuações indevidas do sistema ERAC influenciadas pela desaceleração de motores de indução, ocorridas na área da concessionária RGE. Em seguida é verificada, com o auxílio do software DigSILENT, a característica da onda da tensão que surge por influência da contribuição dos motores e discutidos quais devem ser os ajustes ideais para os relés de subfrequência. Esta análise foi auxiliada pelo software ANATEM, por registros oscilográficos de atuações reais do SIN e de atuações indevidas dos relés de subfrequência de alimentadores da concessionária RGE. Por fim, é proposto um novo esquema para o ERAC, obtido a partir de dois ajustes para a tensão de bloqueio. Como resultado, tem-se o bloqueio da função ANSI 81U durante a desaceleração de motores e a garantia da atuação correta do ERAC quando este for requisitado.

Keywords: Erac, Regional load relief scheme; Uderfrequency; Frequency relays; SIN.

Palavras-chaves: Erac; Esquema Regional de Alívio de Carga; Subfrequência; Relés de frequência; SIN.

1. INTRODUÇÃO

A capacidade de geração do sistema elétrico deve atender a sua carga. Mas, se ocorrer repentina diminuição na capacidade de produção do sistema elétrico, através do desligamento de gerador ou de linha, poderá ocorrer severo desequilíbrio entre geração e carga [6]. Caso o montante de carga seja maior que a capacidade de geração, a frequência do sistema elétrico tende a diminuir. Para que não ocorra colapso no sistema, como desligamento em cascata de geração e conseqüente blecaute, os órgãos que controlam o sistema elétrico em diversos países do mundo determinam a implantação de um sistema capaz de aliviar a carga no momento de subfrequência (*Under Frequency Load Shedding* – UFLS). Este conjunto de possíveis ações corretivas têm o objetivo de fazer com que o sistema de potência encontre um novo ponto de operação aceitável, isto é, equilíbrio de potência entre carga e geração e a manutenção da frequência do sistema dentro de limites aceitáveis. Segundo o módulo 8 dos procedimentos de distribuição – Prodist, o sistema de distribuição e as instalações de geração conectadas a ele devem, em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz [1].

No Brasil, o Operador Nacional do Sistema (ONS) é o responsável por monitorar a frequência elétrica e definir o processo de rejeição de carga, com o objetivo de manter a estabilidade do SIN. Por determinação do ONS, o montante de carga a ser desligada pelo ERAC em caso de perturbação obedece a estágios seletivos de corte. Na fig. 1 são apresentados os estágios de desligamento de cargas da região Sul em função da frequência elétrica. Cabe aos agentes de operação, no caso das concessionárias e grandes clientes, parametrizarem os seus dispositivos para que estes desliguem as cargas automaticamente quando ultrapassados os limites de frequência. Estes estágios buscam um corte mínimo de carga que seja capaz de providenciar uma rápida recuperação da frequência.

ERAC SUL		
Estágio	F (Hz)	Corte de carga %
1	58,5	7,5
2	58,2	7,5
3	57,9	10
4	57,6	15
5	57,3	15

Fig. 1 Estágios do ERAC para a região Sul.

A atuação do ERAC já evitou vários blecautes, como por exemplo, o evento de 16 outubro de 2016. Esta perturbação foi causada pelo desligamento do Elo de corrente contínua Foz do Iguaçu/Ibiúna, causando déficit de geração nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Nessas regiões a frequência atingiu o valor de 58,41 Hz, provocando a atuação do primeiro estágio do ERAC e interrompendo 3212 MW de carga [7].

É de suma importância que os relés de frequência estejam configurados corretamente, a fim de garantir a correta atuação. Caso estes falhem, poderão contribuir para um blecaute generalizado. Por outro lado, a atuação indevida destes dispositivos acarretará em desligamentos de carga, insatisfação dos clientes e multa aplicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) às concessionárias.

Nesse sentido, este artigo visa analisar as operações indevidas dos relés de subfrequência na área da concessionária RGE, influenciadas pela desaceleração de motores em desenergizações de subestações. Como resultado da pesquisa são sugeridos dois ajustes para os relés de subfrequência, com o intuito de evitar as atuações indevidas, mas garantir a correta atuação em caso real de distúrbios no SIN. O estudo foi baseado em registros oscilográficos de relés instalados em alimentadores e linhas de transmissão das concessionárias RGE e CEEE, bem como, em simulações computacionais nos softwares ANATEM e DigSILENT. Este artigo está dividido em 07 seções. Na Seção 2 são apresentadas duas perturbações no SIN com atuação correta do ERAC. Na seção 3 são apresentadas as operações indevidas do ERAC que ocorreram na área da concessionária RGE, objeto de análise. Na seção 4 é analisada a característica da onda de tensão na desenergização de subestação, influenciada por motores de indução com auxílio do software DigSILENT. Na seção 5 são verificados os parâmetros dos relés de frequência. Na seção 6 são analisados os resultados das simulações com o auxílio do software ANATEM. Na seção 7 é proposto dois ajustes para os relés de subfrequência.

2. PERTURBAÇÕES NO SIN COM A ATUAÇÃO CORRETA DO ERAC

Em 16 de outubro de 2016 houve a atuação do primeiro estágio do ERAC, decorrente do desligamento do Elo de corrente contínua FOZ do Iguaçu/Ibiúna causando déficit de geração nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul. A fig. 2 mostra a frequência medida pelo relé instalado na Subestação Lajeado1, onde houve desligamento de carga. Conforme o ONS houve corte de 3212 MW de carga, sendo que em 33 minutos após a perturbação, 100% da carga já estava recomposta.

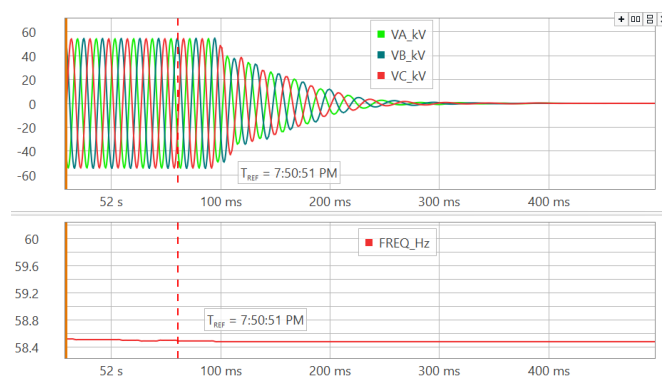


Fig. 2 Atuação do relé ANSI 81U na subestação Lajeado 1.

Outra importante perturbação registrada no SIN ocorreu dia 21 de março de 2018 após o desligamento e bloqueio do Bipolo 1 do Elo de Transmissão em Corrente Contínua

Xingu/Estreito. Como consequência, ocorreu a abertura de diversas linhas de transmissão, isolando as regiões Norte e Nordeste do restante do SIN, provocando um colapso no fornecimento de energia a estas regiões, com reflexos para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul [4]. O desequilíbrio entre carga – geração nos subsistemas Sul e Sudeste e Centro-Oeste levou a frequência ao valor mínimo de 58,44 Hz, e consequente atuação do ERAC. O montante de carga desligada pela atuação dos relés de frequência foi de aproximadamente 3864 MW. A fig. 03 mostra a tensão e frequência registrada nas barras de 230kV das subestações Campo Bom e Cidade Industrial no momento da perturbação.

Analisando os relatórios do ONS sobre os dois eventos mencionados acima, verifica-se que a atuação do ERAC foi precedida de outros eventos como abertura de circuitos pelos relés de impedância, oscilação de potência, relés de subtensão e sobretensão, ou seja, o ERAC foi a última barreira entre o Colapso e o equilíbrio entre carga-geração em alguns subsistemas. Nota-se também que o valor da tensão nas barras analisadas estava em torno de 97% da nominal, uma vez que o problema de subtensão e/ou sobretensão foi resolvido no momento da abertura das interligações e linhas.

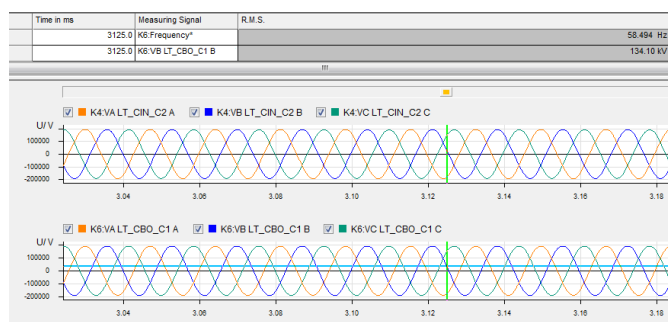


Fig. 3 Registro oscilográfico das tensões em linhas de 230kV da região Sul na perturbação do dia 21 de março de 2018.

3. OPERAÇÕES INDEVIDAS DO ERAC

Em [3] é analisado o efeito do afundamento da tensão na atuação indevida do relé de frequência e por conseguinte no desligamento total de uma planta petroquímica. Conforme o autor, após um curto-circuito em uma linha de 500kV, houve um afundamento nas tensões registradas nos relés instalados em subestação a jusante. Na realidade, não houve variação da frequência no sistema, decorrente do desequilíbrio de carga-geração ou outro problema de estabilidade de potência. O que se pôde verificar neste caso foi um salto de tensão durante a perturbação. Como o relé utiliza a tensão para estimar a frequência do sistema, devido a esse salto na tensão, a frequência calculada foi de 54 Hz, levando o relé a operar, desligando totalmente a carga.

Eventos semelhantes ao citado por [3], isto é, atuações indevidas por subfrequência, foram registrados na concessionária RGE a partir de 2016, quando após determinação do ONS foi retirada a temporização intencional desta função. Essas atuações aconteceram após curto-circuito e posterior desligamento de linhas fontes das subestações afetadas. A seguir serão analisadas algumas atuações

indevidas do relé 81 com desligamento de cargas na área da concessionária RGE.

3.1 Sapucaia do Sul em 04/05/2016

O primeiro evento com atuação indevida do ERAC foi na Subestação Sapucaia do Sul (SE SPC) no dia 04/05/2016. Esta SE está configurada para desligar todos os seis alimentadores da barra de 23kV em 57,6 Hz.

Na análise do evento observa-se que não houve subfrequência no SIN, mas um defeito transitório na linha que supre esta subestação. A fig. 4 é uma oscilografia de um alimentador que mostra uma subtensão na fase B seguida de um decaimento da amplitude e frequência nas três fases. Este evento foi causado por curto-circuito monofásico e consequente abertura do disjuntor da linha que alimenta esta subestação.

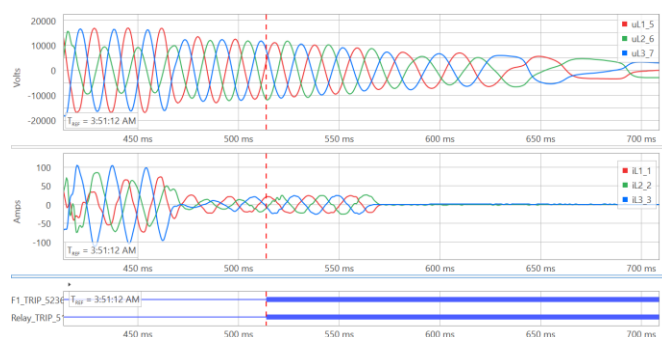


Fig. 4 Oscilografia da tensão (parte superior) e corrente (parte inferior) de um alimentador da SE SPC.

3.2 São Sebastião do Caí em 29/09/2016

O evento na Subestação São Sebastião do Caí (SE SSC) aconteceu em 29/09/2016. Esta subestação está programada para atuar no quinto estágio do ERAC (57,3 Hz). Então, após estimarem a frequência de 54Hz, os relés desta instalação enviaram comando de abertura para os disjuntores de todos os alimentadores da barra de 23kV. Este evento aconteceu após um curto-circuito monofásico transitório na linha de 138kV (POA-SSC) que supre esta subestação, conforme fig. 5. Devido a subfrequência medida pelos relés, os disjuntores dos alimentadores foram desligados simultaneamente. A linha POA-SSC religou com êxito enquanto que os alimentadores da SE SSC ficaram desligados até o contato do centro de operação da RGE com a ONS. Após ser informado que não teve perturbação no SIN, o centro de operação religou os alimentadores remotamente.

Observa-se que após a oscilação produzida pelo curto-circuito e posterior desligamento da linha POA-SSC, a tensão da barra de 23kV da SE SSC1 não zera instantaneamente. Verifica-se que a tensão começa a diminuir gradativamente em amplitude e frequência, fig. 6. Aproximadamente 60ms após a atuação do relé 81 (parte inferior da fig. 6), o disjuntor abre (correntes zeradas), mas a tensão cai gradativamente.

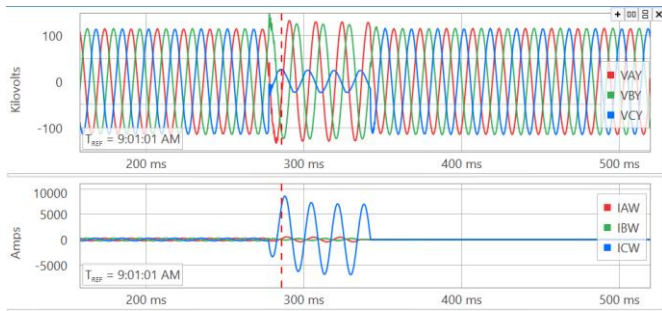


Fig. 5 Oscilografia de curto-circuito Linha POA-SSC.

Neste evento, como já mencionado, houve a atuação da função 81 em todos os alimentadores, devido ao decaimento da frequência no barramento de 23kV após a desenergização da fonte.

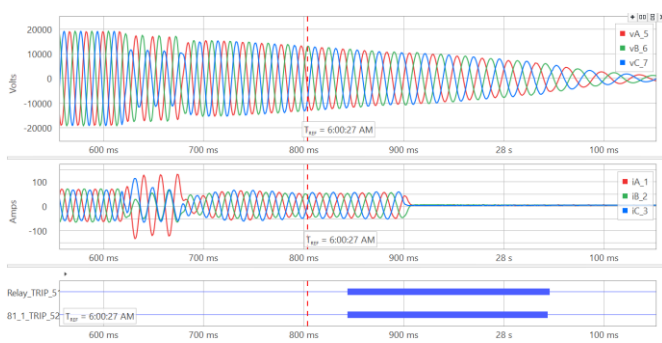


Fig. 6 Oscilografia do alimentador 7 da SE SSC em desenergização da fonte.

3.3 Subestação Formigueiro e linha Formigueiro-São Sepé em 04/10/2018

Além dos dois eventos mencionados anteriormente, foi registrado pelo menos mais um evento na área da RGE. Este evento aconteceu em 04/10/2018 após curto-circuito na linha Santa Maria 3 - Formigueiro (KMR-FOA). Após o desligamento da fonte (por defeito transitório) os relés do transformador de força da subestação Formigueiro estimaram a frequência em 58,20 Hz. Estando abaixo de seu *pickup*, operaram desligando o disjuntor do transformador. Além desse desligamento, a linha Formigueiro – São Sepé (FOA-SSP) também foi desligada após o relé de subfrequência desta linha estimar a frequência em 55,7Hz, fig.7.

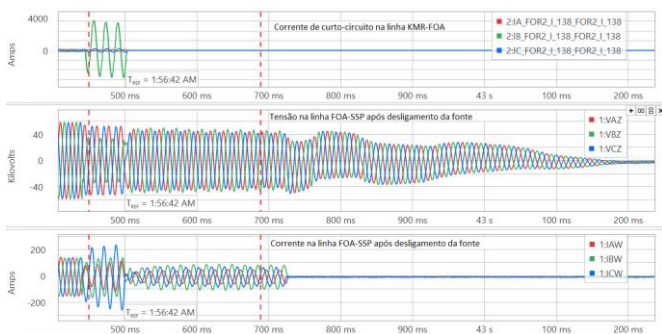


Fig. 7 Oscilografia de curto-circuito na linha KMR-FOA. Tensão e corrente na linha FOA-SSP.

4. A CARACTERÍSTICA DA ONDA DE TENSÃO NA DESENERGIZAÇÃO DE SUBESTAÇÕES INFLUENCIADA POR MOTORES DE INDUÇÃO

Um fato importante que se observa nas oscilografias das atuações indevidas dos relés de subfrequência é a característica da onda de tensão. Após o desligamento da fonte, a tensão não cai instantaneamente a zero nos barramentos de 23kV. A fig. 8 mostra na parte superior as correntes da linha POA-SSC (curto-circuito na fase C). No centro mostra a tensão do AL7 e na parte inferior as correntes do AL7 de São Sebastião do Caí. Pode-se notar que após o desligamento do disjuntor da linha (correntes zeradas – parte superior), ainda continuam a existir correntes de carga no alimentador 7 (AL7), até o momento da abertura deste disjuntor por atuação da função ANSI 81U. Ainda, observa-se por mais de 240ms a presença de tensão no barramento de 23kV da subestação. Neste momento todos os alimentadores já estavam desligados, portanto esta tensão residual é oriunda da barra de 138kV das subestações a jusante (Bom Princípio e Montenegro). A fig. 9 mostra a tensão na Barra de 138kV de Portão (parte superior) e na barra de 23kV de São Sebastião do Caí (parte inferior). Após o desligamento da linha POA-SSC e eliminação do defeito, a tensão retorna para o valor nominal na Barra de 138kV de POA, enquanto em São Sebastião do Caí, mesmo após o desligamento da fonte (linha POA-SSC), a tensão não zera instantaneamente, mas cai lentamente em magnitude e frequência na barra de 23kV.

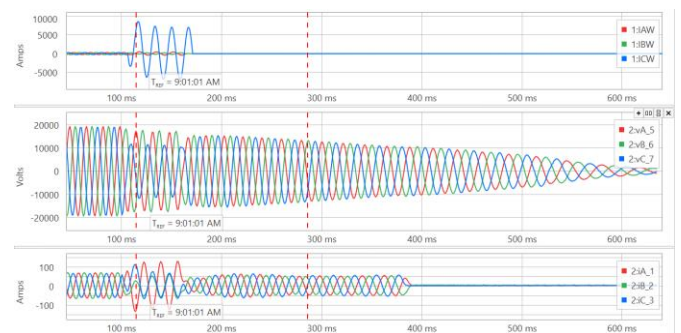


Fig. 8 Oscilografia de curto-circuito linha POA-SSC (parte superior). Tensão e corrente AL7 da SE SSC (parte central e inferior).

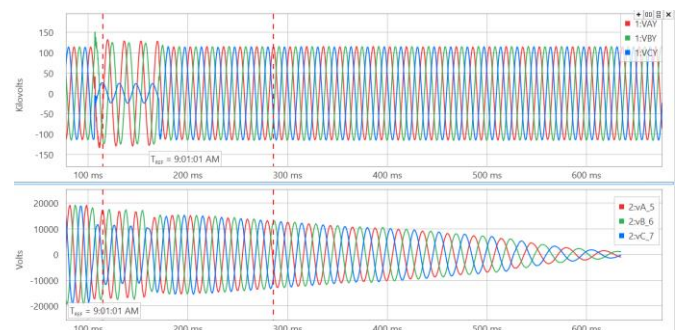


Fig. 9 Oscilografia da tensão linha POA-SSC (parte superior) e tensão da barra de 23kV de SSC.

Conforme [5], os motores de indução podem operar como um gerador durante um curto-circuito. Caso o curto-circuito ocorra próximo dos terminais do motor de indução, a tensão

das bobinas do estator deixa de existir, consequentemente deixando de existir, praticamente de maneira instantânea a excitação do motor. Deste modo, o motor de indução de grande porte se comporta como um gerador elétrico e contribui com corrente elétrica de curto-circuito até 2 ciclos.

Negligenciar a contribuição do motor de indução para a corrente de curto-circuito inicial pode levar a erros na escolha dos equipamentos e na configuração dos relés. Esses erros podem levar a uma diminuição na confiabilidade do relé de proteção de todo o sistema. Isso mostra que a ocorrência de um curto-circuito nos terminais de um motor de indução é relevante tanto para a operação do próprio motor, quanto para a rede supridora [8].

Em [8] é analisado o comportamento do motor de indução durante curto-circuito, bem como, após a sua desconexão da rede. Observa-se a mesma característica registrada nos eventos citados anteriormente, ou seja, a tensão não zera de forma instantânea, fig. 10.

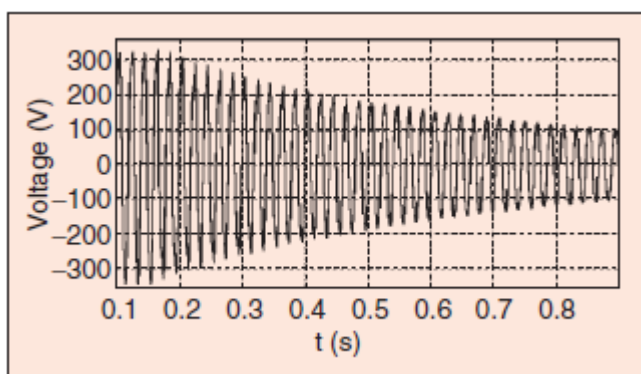


Fig. 10 Tensão medida na Fase A do motor de indução 26kW após a desconexão da rede (motor com carga constante) [8].

4.1 Simulações de desaceleração de motor de indução no DigSILENT

A fim de comprovar o comportamento dos motores de indução em desenergização da fonte supridora e sua influência na operação indevida dos relés de subfrequência, foi recriado o cenário do evento da subestação São Sebastião do Caí utilizando o programa DigSILENT. Esta simulação considerou o sistema de subtransmissão radial em 138kV, cuja fonte é a subestação Scharlau. Este sistema possui 04 subestações sendo elas: Portão, São Sebastião do Caí, Bom Princípio e Montenegro. A subestação de São Sebastião do Caí possui um Transformador de 37,5 MVA, assim como Bom Princípio e Portão. Em Montenegro, a potência do transformador é de 50MVA, conforme a fig. 11.

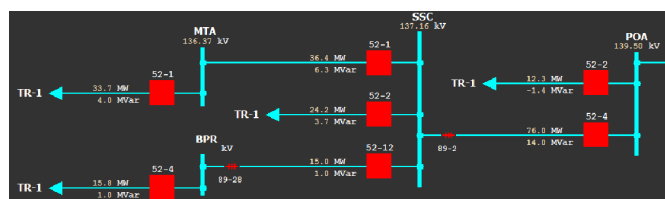


Fig. 11 Esquema considerado na simulação do DigSILENT.

Em seguida, foi simulado um curto-circuito monofásico na linha Portão – São Sebastião do Caí (POA-SSC), com abertura do disjuntor. Verifica-se que a tensão zera assim que a fonte é desligada, fig. 12.

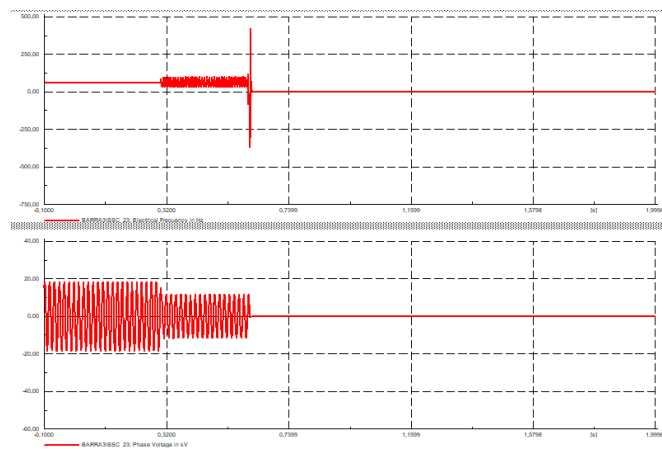


Fig. 12 DigSILENT – Tensão e frequência medida no barramento de 23kV da SE SSC – sem motores.

Num segundo momento a simulação foi refeita considerando a presença de vários motores de indução, de 3500rpm, 2 pólos e potência de 200CV cada, nos barramentos de 23kV das subestações São Sebastião do Caí, Montenegro e Bom Princípio. A fig. 13 mostra a influência da desaceleração de motores na forma de onda da tensão. É possível observar a tensão diminuindo em amplitude e frequência gradativamente. É possível verificar também que na segunda simulação a frequência não zera instantaneamente assim que é desligada a fonte.

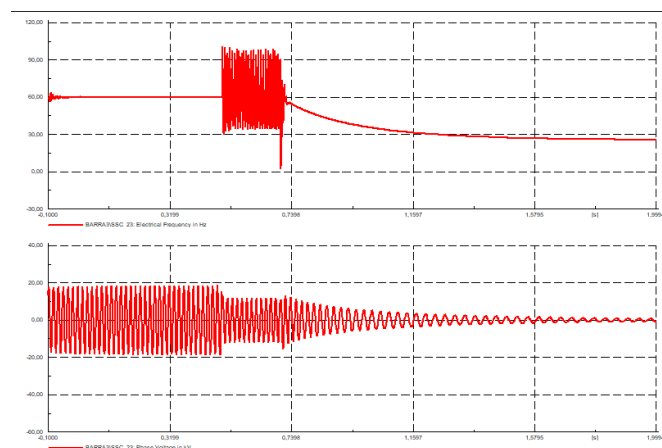


Fig. 13 DigSILENT - Tensão e frequência medida no barramento de 23kV da SE SSC – com desaceleração de motores.

4.1 Desaceleração de motores de indução em desligamento de ventiladores de transformador de força

Ainda na comprovação da influência dos motores de indução durante a desenergização de subestações, para os relés de subfrequência, foi realizado um teste prático. Este ensaio consistiu na utilização de relé digital SEL451 instalado no circuito da ventilação forçada de um transformador de força.

O dispositivo foi parametrizado para obter oscilografia por subtensão, isto é, quando fosse desligado o circuito dos ventiladores. Como se pode notar na parte superior da fig. 14, o primeiro teste foi realizado com os relés térmicos dos ventiladores desligados o tempo todo. Ou seja, foi desligado o circuito de comando da ventilação e coletada a oscilografia. Já na parte inferior da fig. 14, os ventiladores estavam ligados e em dado momento foi desligado o circuito de comando e coletada a oscilografia. Nota-se que neste segundo teste a tensão não zera instantaneamente, mas diminui gradativamente tanto em magnitude, quanto em frequência.

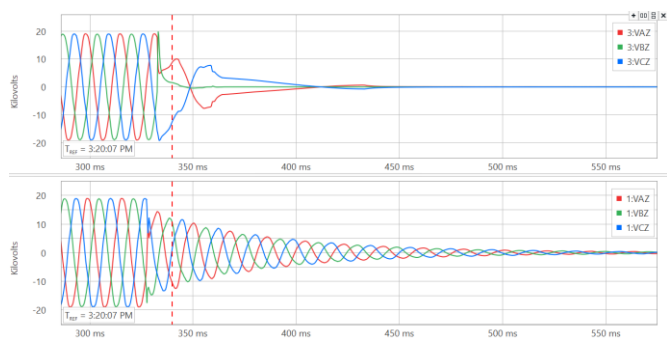


Fig. 14 Oscilografia de desligamento do circuito de ventilação.

5. PARÂMETROS DOS RELÉS DE FREQUÊNCIA

Os pesquisadores Widrevitz e Armington foram alguns dos precursores no estudo de algoritmos para a aplicação em relés digitais, com o objetivo de estimar a frequência e avaliar sua variação em função do excesso ou falta de geração [2]. São vários os algoritmos utilizados nos relés comerciais para a estimação da frequência, como por exemplo: método de ajuste de pontos para um sinal senoidal puro, método dos mínimos quadrados, método de prony com janela de hamming, método de detecção da passagem do sinal por zero, método baseado na transformada discreta de Fourier de Jacobsen, entre outros. O que todos esses algoritmos têm em comum é a utilização da onda de tensão para a estimação da frequência.

Basicamente, independente do algoritmo utilizado para estimar a frequência, três variáveis devem ser ajustadas nos relés de frequência comerciais, sendo elas: frequência de atuação, tempo de retardo e tensão de bloqueio. Portanto, para que haja a atuação do relé de subfrequência, as três variáveis devem ser satisfeitas. Por exemplo, a frequência estimada deve estar igual ou abaixo da ajustada e a tensão medida pelo relé deve ser maior que a tensão de bloqueio ajustada. Sendo assim, o relé começa a contar o tempo de retardo e atua.

6. SIMULAÇÕES NO ANATEM

Conforme análise dos eventos apresentados, pode se observar que o tempo de retardo e a tensão de bloqueio são duas variáveis tão importantes quanto o ajuste da frequência que o relé irá operar. Se o valor da tensão de bloqueio estiver próximo da nominal, poderá bloquear indevidamente a atuação do ERAC, em caso de instabilidade do SIN. Caso esteja muito abaixo da nominal poderá viabilizar a operação

indevida do ERAC, em desenergizações. A temporização intencional, assim como a tensão de bloqueio, é uma variável que também deve ser bem ajustada. Isto é, se o tempo de retardo for muito grande, poderá contribuir para um colapso no sistema, uma vez que propõe ao sistema uma rejeição de carga muito lenta, podendo fazer com que as proteções das geradoras atuem primeiro. Mas, no caso de não existir a temporização poderá ocorrer desarmes indevidos durante oscilação de tensão no sistema, seja por curto-circuito próximo da instalação do relé ou em desenergização da fonte como visto na seção 3. Na tabela 1 é possível verificar os valores das tensões no momento que o relé enviou comando de abertura (*trip*) por subfrequência nos casos de atuação indevida já mencionados, bem como, os ajustes de frequência de atuação e tempo de retardo. Nota-se que as tensões na barra de 13.8kV de Formigueiro estão menores comparados aos outros 03 eventos. Isso é devido a temporização do relé em 150ms, ou seja, o relé já estava com frequência abaixo da ajustada por mais de 150ms.

Tabela 1. Valor da tensão e ajustes dos relés de frequência nas atuações indevidas (tensão em kV)

TR Formigueiro	TRIGUER			AJUSTES RELÉ DE SUBFREQUÊNCIA		
	V _A	V _B	V _C	FREQ (Hz)	V BLOQ (% nominal)	TEMPO RETARDO
	4.27	3.87	3.68	58,2	36%	150ms
	54%	49%	46%			
LT FOR-CAÇAPAVA	TRIGUER			AJUSTES RELÉ DE SUBFREQUÊNCIA		
	V _A	V _B	V _C	FREQ	V BLOQ (% nominal)	TEMPO RETARDO
	30,6	32,57	28,75	58,2	63%	40ms
	77%	82%	72%			
SAPUCAIA	TRIGUER			AJUSTES RELÉ DE SUBFREQUÊNCIA		
	V _A	V _B	V _C	FREQ (Hz)	V BLOQ (% nominal)	TEMPO RETARDO
	8.03	7.91	8.48	57,6	60%	0
	60%	60%	64%			
S. SEBASTIÃO DO CAÍ	TRIGUER			AJUSTES RELÉ DE SUBFREQUÊNCIA		
	V _A	V _B	V _C	FREQ (Hz)	V BLOQ (% nominal)	TEMPO RETARDO
	8.14	9.35	10.5	57,3	60%	0
	61%	70%	79%			

Então, qual seria o valor da tensão de bloqueio ideal para ajustar os relés de subfrequência? É válido lembrar que ao mesmo tempo que a concessionária deve seguir as medidas solicitadas pelo ONS de garantir o alívio de carga em perturbações com subfrequência no SIN, ela deve seguir as normativas da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL - quanto qualidade de energia elétrica, sendo a descontinuidade uma variável importante a ser monitorada.

Com o auxílio do software ANATEM foi possível simular algumas perturbações no SIN, como saída de grandes blocos de cargas, abertura de linhas e desligamento de geração. Estas simulações foram necessárias para as análises do comportamento da tensão e frequência e desta forma verificar qual melhor ajuste para a tensão de bloqueio. É possível verificar nas simulações realizadas a atuação dos relés de subtensão, relés de oscilação de potência e os relés de impedância atuando antes do relé de subfrequência. Esta mesma sequência de eventos é observada nos relatórios do ONS em perturbações no SIN. Por exemplo, na simulação de desligamento da barra de Ivaiporã, fig. 15, o que se nota é que nos primeiros 450ms, a tensão cai a 0.88PU, neste momento ainda não existe subfrequência suficiente no sistema para sensibilizar o primeiro estágio do ERAC. Desta forma, antes do colapso de tensão, o relé de impedância atua aliviando mais de 3000 MVA do sistema. Outras simulações

foram realizadas e o comportamento é semelhante. Ou seja, em grandes perturbações como as citadas na seção 2, ocorre a abertura de circuitos e interligações entre os subsistemas pelos relés de subtenção, oscilação de potência e impedância.

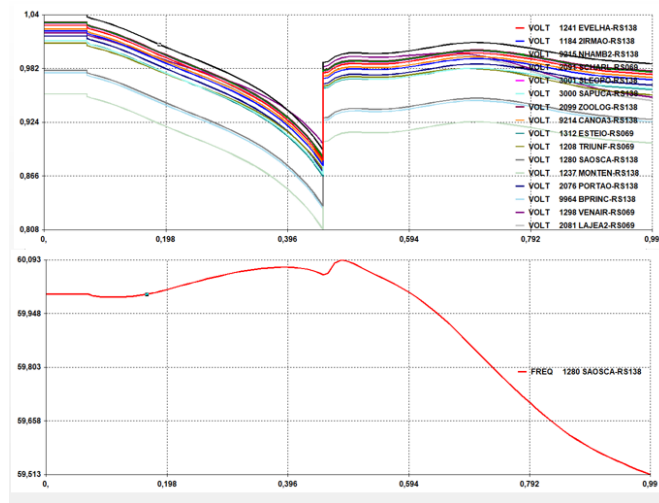


Fig. 15 Tensão e frequência nas barras de distribuição da RGE quando desligados os circuitos de Ivaiporã-Itaberá.

Uma vez isolados do restante do SIN, os subsistemas que não conseguem suprir a própria carga ainda têm, para evitar o blecaute, o sistema ERAC. Nos 02 casos de perturbações no SIN citados anteriormente, ocorreu a atuação do ERAC no subsistema Sul. Ou seja, com a carga sendo maior que a geração, a frequência começa a declinar sensibilizando os relés de subfrequência. Este alívio de carga foi suficiente para levar o subsistema novamente ao equilíbrio carga-geração.

7. ESQUEMA PROPOSTO PARA O ERAC

Com base nesta pesquisa pôde-se perceber que o ajuste ideal para atender a solicitação do ONS em relação ao Sistema regional de alívio de carga e ao mesmo tempo evitar atuação indevida, deverá possuir dois estágios de operação. Isto é, no primeiro estágio (relé de subfrequência_1) a tensão de bloqueio deverá ser em torno de 90% da tensão nominal, com temporização adicional de 40ms. Já o segundo estágio (relé de subfrequência_2) deverá ter o ajuste da tensão de bloqueio em torno de 78% da nominal, com tempo adicional de 150ms, fig. 17. Desta forma, para os distúrbios semelhantes aos ocorridos em 2016 e 2018, nos quais realmente existiram subfrequência no sistema, atuará o relé de subfrequência_1. Na análise das oscilografias de algumas barras de 138kV e 230kV, bem como de algumas atuações do ERAC em alimentadores, foi verificada tensão superior à 90% da nominal nas perturbações de 2016 e 2018, citadas na seção 2.

Por outro lado, caso ocorra alguma perturbação no SIN com a tensão abaixo de 90% (não foi simulado todos os cenários de perturbações possíveis de ocorrer), o relé de subfrequência_1 ficará bloqueado, mas o relé de subfrequência_2 estará contando tempo de 150ms para atuar. Caso a tensão diminua abaixo de 78% da nominal durante a contagem do tempo de retardo, a atuação deste relé será bloqueada, indicando a

influência dos motores de indução na forma de onda da tensão.

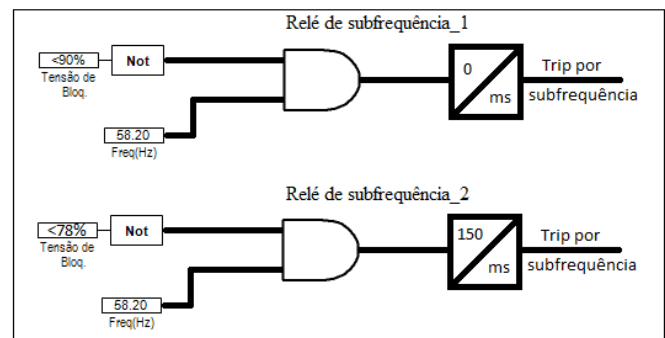


Fig. 16 Ajustes propostos para os relés de subfrequência.

Ao observar os valores da Tabela 1, constata-se que os ajustes propostos evitarão os desligamentos indevidos pela atuação do relé 81. Com a utilização de uma Mala de testes esta constatação ficou mais evidente, pois quando inserido os dois estágios de ajustes propostos em relé SEL451 e injetado com a mala as mesmas oscilografias coletadas em Sapucaia e São Sebastião do caí, o relé não operou. Mas, quando injetada as oscilografias das atuações reais do ERAC, houve a atuação do relé. Além do mais, seguindo as Normativas do Prodist, em que nenhuma barra da concessionária opera com tensão abaixo de 10% da nominal, acredita-se que os ajustes propostos irão atender o objetivo.

REFERÊNCIAS

- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. (2016). Procedimentos de Distribuição – PRODIST – Módulo 8: Qualidade da Energia. Revisão 7.
- B. C. Widrevitz and R. E. Armington. (1977). A digital rate-of-change underfrequency protective relay for power systems. *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-96, no. 3, pp. 1707–1714.
- H. Bronzeado, S. Zimath, and J. Coser. (2008). Effect of voltage dips on frequency relays: Case study of power quality improvements in a petrochemical plant. *In Harmonics and Quality of Power, 2008. ICHQP 2008. 13th International Conference*. P. 1–5.
- <http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20180506-analiseocorrenciaenorteordeste.aspx>.
- Kinderman, Geraldo. *Curto-circuito. 2ª edição*, P. 67-68. Porto Alegre: Sagra Luzzatto.
- Omar Y R, Abidin I Z, Yusof S, et al. (2010). Under frequency load shedding (UFLS): principles and implementation. *International Conference on Power and Energy. Kuala Lumpur, Malaysia: IEEE*.
- ONS-049/2016. Informe preliminar de interrupção de Energia no Sistema Interligado Nacional.
- Z. Maljkovic, M. Cettolo, M. Pavlica. (1999). Induction motor's contribution to short circuit current. *International Conference on Electric Machines and Drives, IEMD'99*, pp. 354-356.
- Zin A A M, Hafiz H M, Wong W K. (2004). Static and dynamic under-frequency load shedding: a comparison. *International Conference on Power System Technology. Singapore: IEEE*.