

APLICAÇÕES DO SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL: DETECÇÃO E LOCALIZAÇÃO DE FALTAS

MATEUS M. COELHO, SÉRGIO CORDEIRO, ALAN OLIVEIRA

INTRODUÇÃO

Segundo [Zhou et. al. 2007], as PMUs que estão sendo instaladas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) fazem parte de dois Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (SMFSs) independentes: o e o Sistema de Oscilografia de Longa Duração (SOLD). O objetivo do primeiro é:

conduzir “estudos e desenvolvimento, no futuro próximo, de medições fasoriais em tempo real no Sistema Elétrico Brasileiro, para aumentar o nível sistêmico da segurança operacional, seja através da mitigação de grandes perturbações ou através do alívio de uma variada gama de restrições operacionais. Além disso, o objetivo é também aumentar os atuais limites de intercâmbio de energia presentes entre as áreas e regiões do Sistema, devido à maior precisão oferecida pelas novas medições e, assim, reduzir futuros reforços e custos de expansão necessários ao sistema elétrico.”.

. O objetivo do segundo é

capturar e registrar a dinâmica de longo prazo do sistema para análise pós-evento, para melhorar o modelo do sistema e avaliação (e melhora de desempenho) dos sistemas especiais de proteção.

O identificou dois grupos de aplicações: *off-line* e *on-line*(isto é, em tempo real). As primeiras consistem em monitoramento do sistema para obtenção de informações úteis para os engenheiros; por exemplo, análises de perturbações pós-evento. Quanto às aplicações *on-line*, estão subdivididas

em três subgrupos: aplicações de monitoramento, aplicações de controle para grandes áreas e aplicações de proteção para grandes áreas. As aplicações no subgrupo de monitoração devem ser de “loop aberto”,

enquanto as aplicações nos subgrupos de proteção e controle de grandes áreas devem realizar ações de loop fechado. Deste modo, existe uma diferença significativa de requisitos para monitoramento em tempo real e para proteção / controle em tempo real. Como os requisitos de comunicação e de aquisição/processamento de dados para proteção e controle de tempo real são muito exigentes, o plano de colocação inicial do SMFS do ONS é focado na monitoração em tempo real [...].

Assim, as aplicações da medição de sincrofasores para controle em malha fechada não foram contempladas por nenhum projeto até o momento, porque os requisitos dessas aplicações são muito sofisticados. No entanto,

Algumas aplicações de proteção e controle off-line e on-line de tempo real também estão descritas e incluídas para (1) fornecer uma imagem global de outras possíveis aplicações e suas potenciais implementações no futuro, independente do fato de se elas atendem ou não as necessidades imediatas do ONS, e também para (2) estimar seus requisitos de sistema.

Ou seja, existem aplicações de PMUs em proteção também no modo *off-line*. Podemos, então, dividir as aplicações de um SMFS, do ponto de vista da proteção, em dois grandes grupos: aquelas em que as medições de sincrofasores servem para estudo do sistema elétrico com vistas a encontrar formas de aumentar sua resiliência, que chamaremos aqui de **aplicações indiretas**; e aquelas em que as medições servem para comandar, habilitar, desabilitar ou fornecer dados para um subsistema de proteção, que chamaremos aqui de **aplicações diretas**. São características das aplicações indiretas:

- são realizadas *off-line*;
- consistem em monitoramento do sistema para obtenção de informações úteis para os engenheiros;

Por outro lado, as características das aplicações diretas são o inverso:

- são realizadas *on-line*, ou seja, em tempo real;
- fornecem informações úteis para os dispositivos de proteção ou para os operadores;
- servem para aprimorar os esquemas de proteção que não precisam operar em velocidade ultra-rápida; por exemplo, proteção de backup e contra sincronismo, perda de campo, subfrequência e subtensão;

Tanto as aplicações diretas quanto as indiretas têm o objetivo de evitar perturbações de grande porte, como blecautes, por exemplo, em um sistema de potência. Um sistema composto por aplicações desse tipo é chamado WASP: Proteção do Sistema em Grandes Áreas (*Wide Area System Protection*).

Partindo-se da premissa de que qualquer ação dos operadores do sistema pode vir a ser automatizada no futuro, conclui-se que não há muita diferença conceitual entre uma aplicação direta que comanda um dispositivo de proteção e uma outra que apenas sinaliza ao operador que uma determinada ação deva ser tomada. Em vista disso, apresentamos a seguir uma lista de aplicações diretas e suas principais características, sem preocupação com o fato de se a malha de controle será fechada por um operador ou por um dispositivo inteligente. Quanto às aplicações indiretas, não serão consideradas neste trabalho, uma vez que sua sistematização é difícil: todo dispositivo que coleta dados sobre o sistema elétrico acaba se encaixando nessa categoria.

LLLM: MONITORAÇÃO DO LIMITE DE CARREGAMENTO DE LINHA (*Line Loading Limit Monitoring*)

Segundo [Zhou et. al. 2007],

As capacidades de carregamento de linhas de transmissão aéreas variam dependendo das condições climáticas prevalecentes (vento e temperatura ambiente). Acredita-se que muitas linhas de transmissão aéreas tenham sido projetadas considerando critérios excessivamente conservadores, podendo, portanto, ter capacidade em excesso sob certas condições climáticas. [...] A capacidade da linha tipicamente é limitada pelo desempenho do condutor a altas temperaturas e pelas normas de segurança que especificam as mínimas distâncias ao chão liberadas no entorno da mesma.

A aplicação LLLM usará medições fasoriais sincronizadas, fasores de tensão em ambos os lados de determinada linha e o fasor de corrente de linha para determinar a real impedância dos condutores da linha, e então estimar a temperatura média do condutor da linha, a partir da resistência da linha medida. A resistência da linha pode mudar devido a condições de ambiente e de carregamento.

Trata-se, portanto, do uso dos sincrofasores para se estimar a resistência da linha, a partir desta e da corrente, a dissipação de calor e, finalmente, a temperatura. A vantagem do uso dos sincrofasores nessa aplicação é que não é necessário instalar sensores de temperatura nas linhas. O ganho esperado é o aumento da capacidade de despacho de potência para linhas onde o limite de carregamento teórico seja hoje causa de congestões do sistema.

São limitações da técnica:

(1) Como as linhas de transmissão cruzam diferentes terrenos, altitudes, e sistemas climáticos, uma limitação do método acima é que a saída do método representa apenas a temperatura média ao longo do comprimento do condutor, mas não a temperatura do ponto mais quente ao longo da linha. (2) A situação pode ser ainda mais complicada devido ao fluxo desigual de corrente entre as fases de uma linha trifásica. (3) Outra limitação é que a temperatura estimada para a linha sendo monitorada por um par de PMU em seus terminais será impactada por quaisquer derivações de linha ou subestações entre as extremidades. (4) A proteção de sobrecarga de uma linha é tipicamente baseada na corrente mais alta que a mesma permite transportar. Descobrir dinamicamente a capacidade de carregamento da linha e tentar usar o limite completo sob certas condições de sistema e de tempo exigiria coordenação da LLLM com os relés de proteção de sobrecarga da linha.

Evidentemente, um modelo térmico e climático mais sofisticado do que o descrito inicialmente pode ajudar a contornar os problemas (1) e (3). Para resolver o problema (2), basta usar os fasores trifásicos em lugar de apenas os fasores de sequência positiva. Quanto ao problema (4), ele não existe na prática, uma vez que em geral o deligamento por sobrecarga cabe ao operador do sistema, estando os relés de proteção configurados de forma bastante permissiva.

Os requisitos de hardware para essa aplicação são relativamente modestos:

- Locação de uma PMU em cada lado da linha.
- Fasores de tensão de cada barramento e corrente de linha (sequência positiva ou trifásicos).
- Taxa mínima de aquisição de dados: uma amostra por segundo.
- Latência máxima: da ordem de segundos.

Quanto ao software, não é considerado complexo. Além disso, o modelo térmico e climático pode ir sendo aprimorado paulatinamente com o tempo.

ERAC

Segundo [Zhou et. al. 2007], os sistemas RAS/ERAC/SIPS têm seus critérios operacionais determinados a partir de estudos off-line, baseados no cenário de pior caso. Assim, não operam de forma otimizada para as condições reais do sistema elétrico. Além do mais, estas condições, em casos excepcionais, podem ser ainda piores do que o indicado pela análise teórica, o que faz com que o esquema de proteção projetado falhe. A medição fasorial sincronizada pode ser usada para corrigir essas falhas.

Além da proteção contra sobrecarga mencionada anteriormente,

Um esquema de relé de sincronismo baseado em PMU ou outros esquemas de proteção avançados para grandes áreas, combinados com funções de proteção de sistema para corte de carga ou para desligamento de gerador poderia aumentar substancialmente o limite de transmissão de uma linha sob condições de emergência ou sob condições operacionais pós-contingência, onde o limite de transferência da linha seria severamente reduzido. [...] A habilidade de se saber com precisão o estado do sistema e as mudanças dinâmicas de um sistema de potência permitirão uma determinação mais confiável de se o sistema será estável ou não, e permitirá que se tomem as medidas mais apropriadas.

Em resumo, a contribuição da medição fasorial a esses esquemas de proteção consiste em que passará a ser possível:

- determinar com maior precisão e antecedência se uma emergência acontecerá;
- determinar se, para fazer frente à emergência, será suficiente adicionar geradores ou se será necessário desligar cargas, ou mesmo geradores
- determinar os geradores que se deve adicionar ou desligar para obter o melhor resultado;
- determinar a quantidade exata de cargas a ser desligada, se for o caso;

Os requisitos de hardware para essa aplicação são relativamente modestos:

- Locação de uma PMU em cada barramento onde forem requeridas medições e controles para a aplicação OLCA: Análise de Contingência On-Line (*Online Contingency Analysis*);
- Fasores de tensão de cada barramento e corrente de linha (sequência positiva).
- Taxa mínima de aquisição de dados: dez amostras por segundo.
- Latência máxima: 200 ms.

Quanto ao software, é considerado bastante complexo. Além disso, depende da preexistência das funções OLCA e EVSA: Avaliação Avançada de Estabilidade de Tensão (*Enhanced Voltage Stability Assessment*).

PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE SINCRONISMO

[Farantatos 2012] e [Leal 2013] descrevem um esquema de proteção contra perda de sincronismo baseado em sincrofadores, comparando-a com a proteção convencional, realizada por relés digitais.

A proteção convencional é executada por relés do tipo OSB ou OST. Trata-se de relés de distância que monitoram a impedância da linha e tomam decisões com base nos valores instantâneos do módulo e do ângulo em uma fase escolhida. Por

exemplo, a figura 1 ilustra o funcionamento de um relé com característica quadrilateral; o paralelogramo é a região de disparo, que corresponde a um ângulo limite para a impedância da linha enxergada pelo relé.

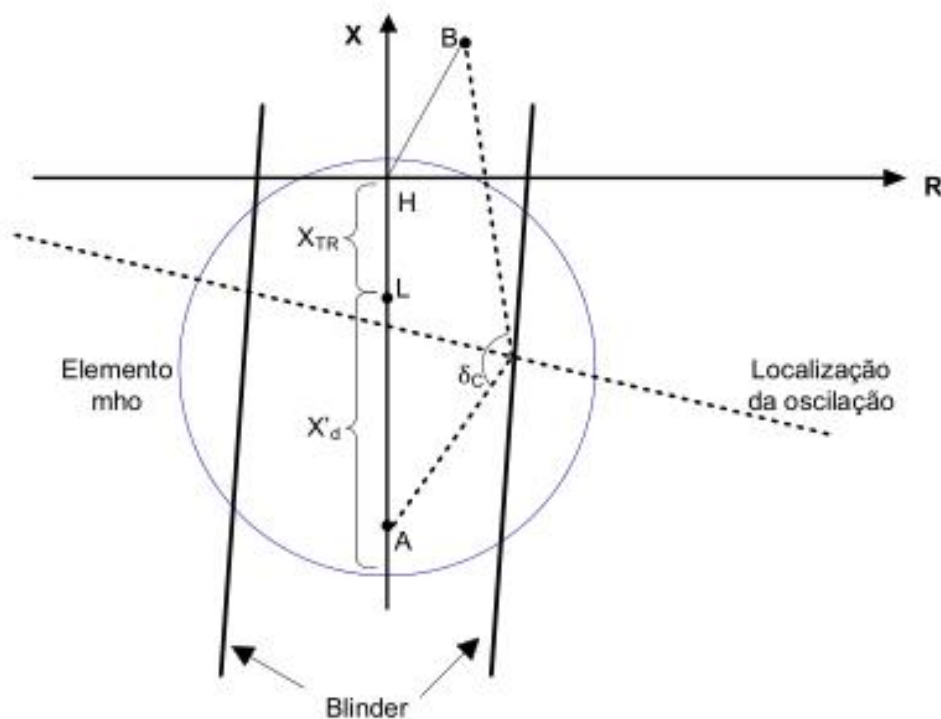


Figura 1 – Proteção por relé de distância digital [Leal 2013].

Para evitar disparos supérfluos em faltas temporárias, usualmente se introduz um retardo. A figura 2 ilustra dois casos (a e b) de faltas temporárias, em que a impedância atinge um valor crítico mas rapidamente volta à condição normal, não causando o disparo da proteção; e um caso (c) em que a impedância cruza ambas as fronteiras sem voltar à condição normal, o que provoca a atuação do relé. A vantagem desse esquema é que o ajuste da proteção de sincronismo pode ser feita de forma independente do ajuste das demais funções de proteção do relé. A desvantagem é que o retardo introduzido na atuação, em uma condição de falta real, pode provocar danos ao sistema. Além disso, o ajuste dessa proteção requer numerosos ensaios e/ou simulações da falta para se obterem os parâmetros ótimos.

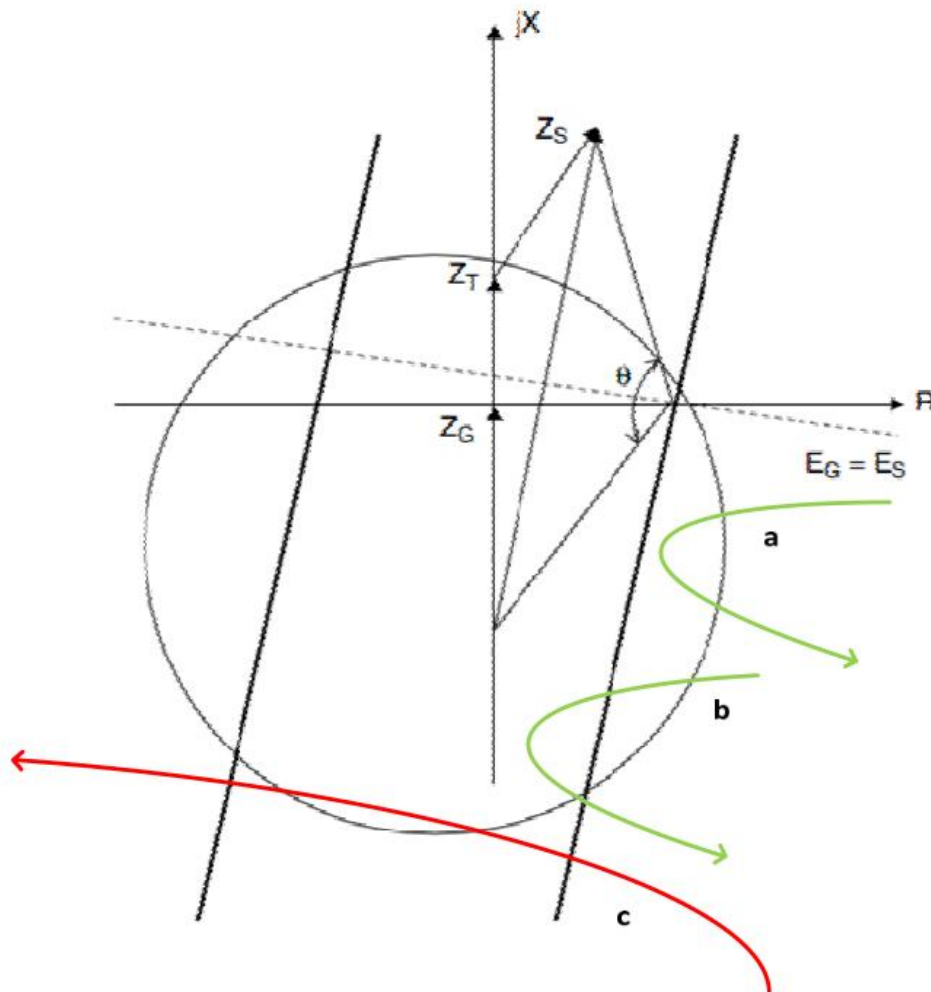


Figura 2 – Trajetória da impedância em 3 casos hipotéticos [Farantatos 2012].

Outros esquemas em uso são: emprego de mais de um paralelogramo e medição da taxa de variação da impedância; técnicas avançadas como a transformada de wavelet, redes neurais e lógica nebulosa (*fuzzy*) vêm sendo investigadas mas ainda não encontraram aceitação prática.

Mais informações sobre a proteção digital contra perda de sincronismo podem ser encontradas em [Berdy 2002 1, Berdy 2002 2, Tziouvaras e Hou 2013].

A proteção mediante sincrofasores se baseia no acompanhamento em tempo real das funções energia total e energia potencial de cada gerador. O disparo ocorre assim que se constata que o valor da segunda jamais igualará o valor da primeira, como mostrado na figura 3: no momento indicado, já se sabe que a energia total está acima do limite alcançável pela energia potencial (linha vermelha), por isso

o gerador não vai conseguir manter o sincronismo com os demais. Neste caso, portanto, o esquema de proteção pode atuar antes da falta ocorrer, poupando os componentes do sistema.

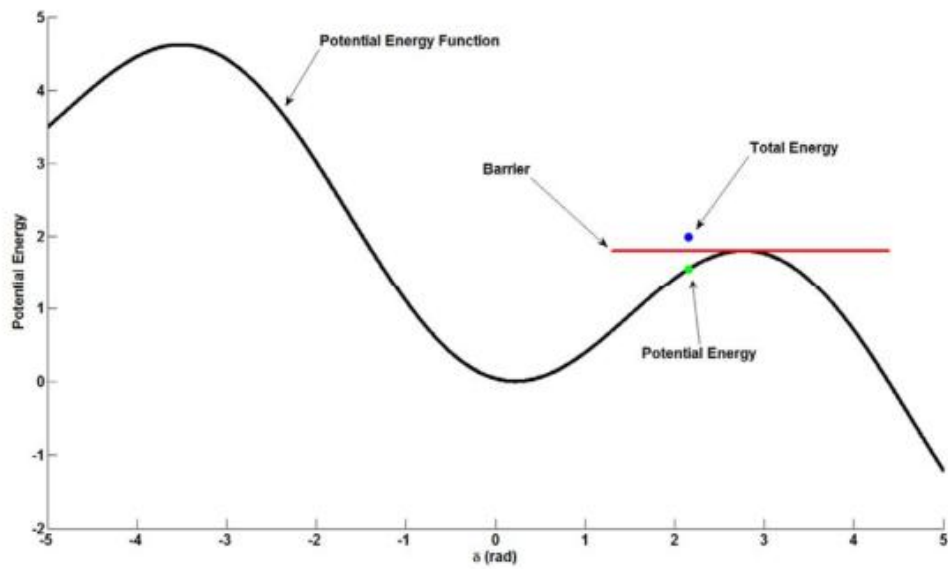


Figura 3 – Evolução da energia no tempo (caso de falta real) [Farantatos 2012].

A figura 4 ilustra a situação em que a proteção não deve atuar, pois o sistema conseguirá recobrar a estabilidade (energia total abaixo do máximo alcançável pela energia potencial).

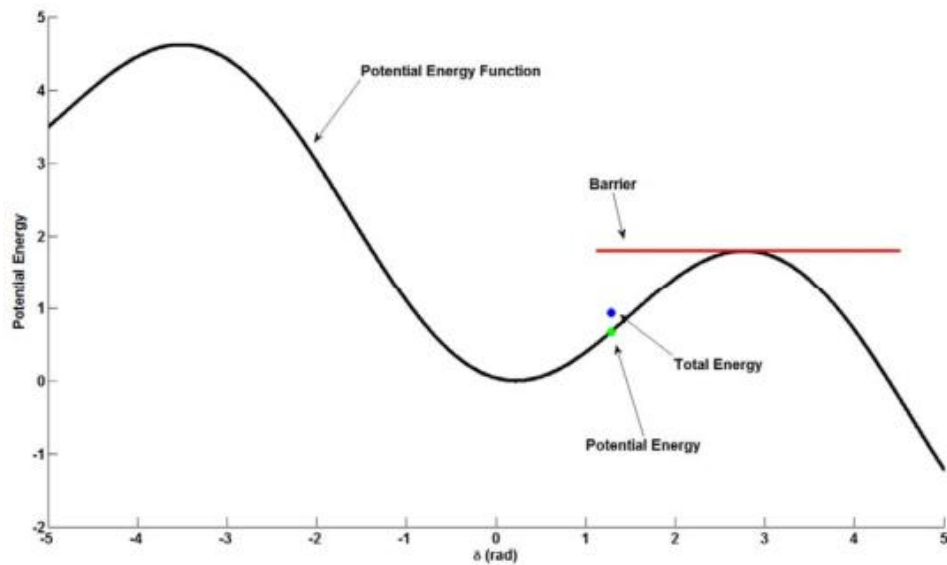


Figura 4 – Evolução da energia no tempo (caso estável) [Farantatos 2012].

A figura 5 mostra a atuação do algoritmo tradicional, que precisa aguardar a ultrapassagem da barreira e que, por isso, atua mais lentamente. Note-se que a figura apresenta um defeito no traçado, pois a linha preta deveria passar pelos pontos indicados, e o ponto onde o ângulo δ é igual a π radianos deveria estar localizado na crista e mais elevado que os demais.

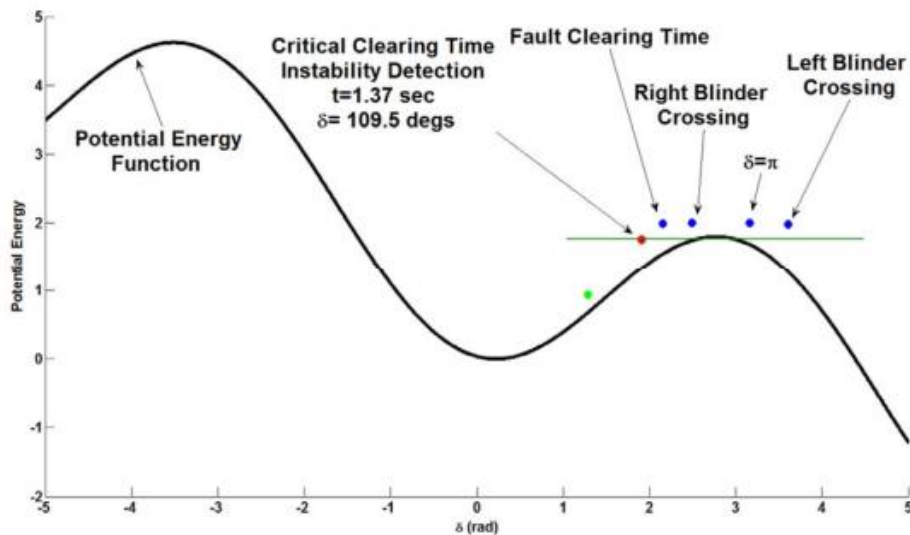


Figura 5 – Evolução da energia no tempo (atuação da proteção convencional) [Farantatos 2012].

Note-se que esta é uma aplicação que utiliza os dados obtidos por uma única PMU local, não sendo, portanto, uma proteção no âmbito de grandes áreas. Essa característica faz com que a latência na aquisição dos dados seja aquela introduzida por uma única PMU.

Os requisitos de hardware para essa aplicação são os seguintes:

- Locação de uma PMU no barramento de cada gerador
- Fasores de tensão e corrente do barramento
- Taxa mínima de aquisição de dados: 60 amostras por segundo.
- Latência máxima: da ordem de milissegundos.

Quanto ao software, é considerado bastante complexo. Além disso, depende da preexistência das funções OLCA e EVSA: Avaliação Avançada de Estabilidade de Tensão (*Enhanced Voltage Stability Assesment*).

IDENTIFICAÇÃO E CLASSIFICAÇÃO CENTRALIZADA DE FALTAS

[Moustafa e Masoud 2011] descrevem como dados obtidos de diversas PMUs podem ser enviados a um processador central que executa um algoritmo para identificar e classificar faltas. O estudo utilizou o simulador Simulink para criar uma malha complexa e multiplamente conectada, difícil de tratar por meios convencionais (ver figura 6). O algoritmo proposto analisa a variação da tensão e o fluxo de potência de forma a identificar uma condição de falta, e componentes simétricas de corrente para classificá-la.

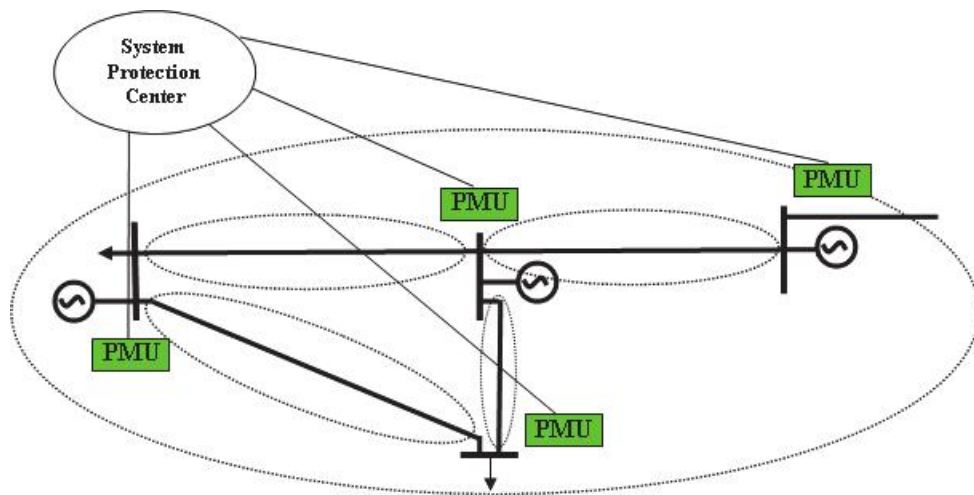


Figura 6 – Sistema para proteção centralizado [Moustafa e Masoud 2011].

O sistema proposto executaria e coordenaria a proteção primária e também a de retaguarda em todas as linhas e barramentos.

Os requisitos de hardware para essa aplicação, no entanto, são severos:

- Locação de uma PMU em cada barramento
- Fasores de tensão e corrente do barramento
- Taxa mínima de aquisição de dados: 120 amostras por segundo.
- Latência máxima: da ordem de milissegundos.

REFERÊNCIAS

- [Berdy 2002 1] J. BERDY, **Out-Of-Step Protection For Generators**. Disponível em <http://store.gedigitalenergy.com/FAQ/Documents/CEB/GER-3179.pdf>, acesso em 23/04/2015.
- [Berdy 2002 2] J. BERDY, **Application of Out-Of-Step Blocking and Tripping Relays**. Disponível em <http://store.gedigitalenergy.com/faq/Documents/Alps/GER-3180.pdf>, acesso em 12/05/2015.
- [Farantatos 2012] E. FARANTATOS, **A Predictive Out-of-Step Protection Scheme Based on PMU-Enabled Distributed Dynamic State Estimation**. Disponível em https://smartech.gatech.edu/bitstream/handle/1853/45863/farantatos_evangelos_201212_phd.pdf, acesso em 22/04/2015.
- [Moustafa e Masoud 2011] M. MOUSTAFA e M. MASOUD, **A Novel Wide Area Protection Classification Technique for Interconnected Power Grids Based on MATLAB Simulation**. Disponível em <http://www.intechopen.com/books/scientific-and-engineering-applications-using-matlab/a-novel-wide-area-protection-classification-technique-for-interconnected-power-grids-based-on-matlab>, acesso em 08/04/2015.
- [Leal 2013] M. LEAL, **Proteção Contra Perda de Sincronismo Utilizando Sincrofasores – Aplicação no Sistema Acre - Rondônia**. Disponível em <http://www.pee.ufrj.br/teses/textocompleto/2013062701.pdf>, acesso em 12/05/2015.
- [Santos 2010] A. SANTOS, **Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada. Aplicações na Restauração do Sistema Elétrico de Potência**. Disponível em <http://www.ppgee.ufmg.br/defesas/15M.PDF>, acesso em 11/05/2015.
- [Tziouvaras e Hou 2013] D. TZIOUVARAS e HOU Daqing, **Out-Of-Step Protection Fundamentals And Advancements**. Disponível em <https://www.selinc.com/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=2811>, acesso em 22/04/2015.
- [Zhou et. al. 2007] ZHOU et. al., **Projeto ESTAL: Utilização de Fasores no Sistema Interligado Nacional do ONS. Relatório 3: Aplicações das PMU e seus Requisitos**. Disponível em <http://www.ons.org.br/publicacao/ASC/Medicao%20Fasorial/Projeto%2011.11%20-%20Plano%20de%20A%E7%E3o%20do%20ONS%20-%20uso%20no%20TR%20de%20sincrofasores/Documents%20produzidos%20pela%20KEMA/Relat%F3rio%203/ONS%20ESTAL%20-%20SMFS%20-%20Relat%F3rio%203.pdf>, acesso em 16/04/2015.