

Comparativo Entre os Sistemas de Aquisição de Dados do SCADA e as Unidades de Medição Fasorial Sincronizada no Controle Secundário de Tensão

EULLER DIAS DA SILVA*. MATEUS ARAÚJO COLARES *.
HEITOR ALVES BARATA**. JOSÉ R. SICCHAR*** WERBESTON DOUGLAS DE OLIVEIRA*

*Universidade Federal do Amapá (email wdoliveira@unifap.br)

**Universidade Federal do Pará

*** Dep. Eng. Controle e Automação, EST, Universidade do Estado do Amazonas, AM, (e-mail: jvilchez@uea.edu.br)

Abstract: This work aims to present an analysis of the comparison of two data acquisition systems, the Synchronized Phasor Measurement Unit (PMU) and the Supervision and Data Acquisition System (SCADA), in the operation of secondary voltage control in a system 11-bus test, verifying how it responds to the units' processing time, observing the network parameters and their influence on the voltage stability. The adjustments regarding the delay time and the form of acquisition of SCADA and PMU for the appropriate simulations were submitted to events to visualize the behavior in contexts such as line opening and load increase. Contributions to the study that allowed better observations of the behavior of the system.

Resumo: Este trabalho tem por objetivo apresentar uma análise da comparação de dois sistemas de aquisição de dados, a Unidade de Medição Fasorial Sincronizada – PMU (do inglês Phasor Measurement Unit) e o Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados – SCADA (do inglês Supervisory Control and Data Acquisition), na operação do controle secundário de tensão (CST) em um sistema teste de 11 barras, verificando como este responde ao tempo de processamento das unidades, observando os parâmetros de rede e sua influência na estabilidade de tensão. Os ajustes em relação ao tempo de atraso e a forma de aquisição do SCADA e da PMU para as devidas simulações foram submetidas a eventos para a visualização do comportamento diante de contextos como abertura de linha e aumento de carga. Contribuições ao estudo que permitiram melhores observações do comportamento do sistema.

Keywords: PMU; SCADA; data acquisition systems; delay time; secondary voltage control; voltage stability.

Palavras-chaves: PMU; SCADA; sistemas de aquisição de dados; tempo de atraso; controle secundário de tensão; estabilidade de tensão.

1. INTRODUÇÃO

Na operação dos sistemas, há vários níveis de controles e diversos dispositivos que são usados para atender os requisitos mínimos de padrões com relação à constância de frequência, tensão e nível de confiabilidade, na busca de uma operação satisfatória. Com a expansão e interconexões dos sistemas, o que antes era composto por controles locais e isolados, agora necessita de estratégias para o devido gerenciamento de várias zonas controláveis.

Essas questões levaram a estudos e desenvolvimento de tecnologias, onde em cada subsistema (Geração, Transmissão e Distribuição) há dispositivos de atuação e medição que permitem a supervisão e controle para operação. Seu gerenciamento é feito de forma que os controles da planta sejam supervisionados pelos controladores do sistema nos centros operacionais, caracterizando um sistema altamente distribuído e que depende de muitos sinais de controle e telemetria (KUNDUR, 1994).

Verificou-se pela literatura existente que o sistema elétrico brasileiro é controlado por meio do que chamamos de Sistemas de Controle de Supervisão e Aquisição de Dados, o SCADA (do inglês Supervisory Control and Data Acquisition), que informam o status do sistema e cuidam de todo esse gerenciamento, usando dados das unidades terminais remotas - RTUS (do inglês remote terminal units), relés de proteção e transdutores para fornecer informações (SEL, 2016).

O SCADA é um sistema conhecido no uso industrial, assim como no setor elétrico, contudo aplicação deste recurso em seus processos é posto em discussão quando avalia-se outro dispositivo no mercado, neste caso, os sincrofasores ou conhecido como PMU (do inglês Phasor measurement unit), que é parte do sistema de medição fasorial sincronizada. Onde artigos e projetos vêm descrevendo particularidades e contribuições dos fasores sincronizados para melhor precisão e velocidade nas supervisões e controles (SEL, 2016).

As medidas de SCADA e PMUs tendo sido utilizadas separadamente ou em conjunto para estimação de estados, onde se objetiva a melhoria do tratamento de dados espúrios e

aplicações para estimações dinâmicas (KOVALENKO, 2020; ALJAZAERI, 2022).

Este trabalho possibilita uma melhor compreensão a respeito da estabilidade de tensão e em como o controle e latência de diferentes tecnologias podem influenciar neste aspecto, observando como a contribuição da velocidade de atualização e maior taxa de amostragem, onde como o caso em estudo de acordo com Lima (2015), a PMU leva vantagem com uma faixa de 10 a 60 frames por segundo e o SCADA de 2 a 5 frames por segundo, fatores que influenciam diretamente no tempo de intervenção do operador no sistema, pois quanto mais consistente e rápida a informação, mais próximo do tempo real e estado da rede o sistema responde.

Dessa maneira, neste trabalho estuda-se de que forma o tipo de aquisição pode influenciar na resposta para operação do sistema, análise feita por meio de simulações, comparando o tempo das informações provenientes de cada tecnologia, dentro do controle secundário de tensão. Verificando assim se há diferenças consideráveis entre as execuções do modelo com essa diferença de tempo para o respectivo controle e analisando seus possíveis efeitos na estabilidade de tensão na operação dos sistemas elétricos de potência.

2. ESTRUTURA DO CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO

O sistema de controle hierárquico possibilita, a partir do controle secundário de tensão, o reconhecimento das contribuições dos diferentes atores no auxílio de tensão, bem como o controle simples e automático das tensões da rede global de transmissão. Sabe-se também que as medidas de controle levam em consideração que o problema de tensão é um problema predominante local, logo o controle está ligado principalmente às reservas locais, sendo elas as capacidades unitárias, compensadores síncronos, capacitores/reatores em derivação, SVCs e também os OLTCs, usados na coordenação automática necessária de energia reativa. (TARANTO et al, 1999; CORSI, 2000). Considera-se o fato da necessidade de uma boa comunicação entre esses “agentes”, visto que nesse processo a coordenação de cada área requer trocas de dados e sinais de controle entre o despachante local e as usinas locais / subestações. E de acordo com a dinâmica do sistema de potência, o controle de tensão pode aumentar seu desempenho e eficácia na proporção que mais dados são trocados em tempo real. (CORSI, 2000). Destacam-se duas etapas para o desenvolvimento do controle secundário:

2.1 Particionamento e Seleção de Barra Piloto

Como primeira etapa, visando a atuação do controle secundário no contexto das áreas e sua gestão operacional, é tido a divisão em zonas e a escolha de uma barra do sistema que represente de forma mais abrangente o comportamento das tensões de uma área, a barra piloto. Sendo este um passo relevante na elaboração do controle. Onde, a partir do monitoramento do comportamento desta barra piloto, diferentes ações são tomadas pelos elementos de controle a fim de manter tensões adequadas na região desta barra (SANTOS, 2018).

De início vale considerar alguns critérios para essa aplicação. Deve-se considerar que dada a zona de controle, a tensão da barra piloto deve condizer com as alterações de todas as tensões das barras ao qual faz parte. E que na área controlada, deva possuir reserva suficiente de potência reativa, capaz de suprir pelo controle dos dispositivos as variações de tensão. As ações de controle de uma dada área não devem influenciar nas ações de controle de outros. Ou seja, são desacopladas do ponto de vista da tensão da área “vizinha”.

Sendo a barra piloto a que vai representar o comportamento dos barramentos da área, visando o controle satisfatório é visto a importância da devida escolha. Assim, métodos para escolha da barra piloto foram elaborados e abordados em diversos trabalhos como. Assim é visto algumas das maneiras de obter uma referência satisfatória para uso no controle secundário de tensão.

Sobre a metodologia abordada neste trabalho, usa-se a barra de referência, como conceito visto da barra piloto, sobre acompanhar as variações das demais barras da área, assim, testou-se por meio de simulações via software Anatem do CEPTEL tendo assim uma representante do retrato da tensão da área.

2.2 Execução de Controle de Nível Secundário

Fora visto que para o controle CST a rede é primeiro particionada em zonas, onde há a escolha do barramento que representa a zona, a barra piloto. E nesta segunda etapa temos a execução das instruções de controle. O CST calcula os sinais de controle de acordo com as medições das barras piloto, e envia esses novos parâmetros para os controladores de nível primário, que controlam os dispositivos de compensação. Ou seja, tendo o fim de automaticamente ajustar a potência reativa de certas unidades geradoras para controlar a tensão neste barramento representativo da rede, a barra piloto. A malha de controle para este fim é vista abaixo, figura 1:

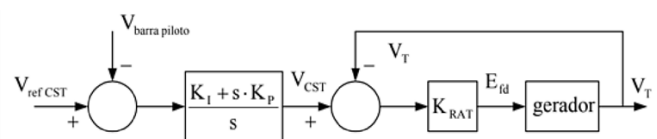


Fig. 1 - Malha de Controle de tensão.

Na figura 1 tem-se a execução das instruções de controle pela ação do sistema que mede a tensão instantânea $V_{BarraPiloto}$ da zona, comparando-a com o valor de tensão $V_{Ref\ CST}$, referência dada pelo CTT, onde é aplicado no controle Proporcional-Integral (PI) do regulador da zona (a execução da regulação secundária), tendo como resposta um sinal de referência para o CPT. Em resumo, a atuação do controle secundário altera a referência do RAT (Atuação do CTP) nas unidades geradoras a fim de melhorar o perfil de tensão da zona, tendo como referência a barra que melhor representa o comportamento tensão na “vizinhança”.

Essa ação faz-se útil, pois apesar de já possuírem reguladores próprios de tensão nos barramentos locais aos quais dispositivos compensadores de potência reativa estão

conectados, em outros barramentos, devido a variações de carga ou contingências, as tensões podem se desviar de seus valores desejados; com essa estratégia, esses compensadores além de suas responsabilidades de controle local, também devem contribuir para a manutenção vizinha, ou seja, contribuindo diretamente para com controle de tensão e estabilidade a longo prazo (MORATTAB, 2018).

Tem-se também o arranjo que leva em conta a repartição de reativos, usada por Almeida (2004) e Barata (2014). A malha é descrita por:

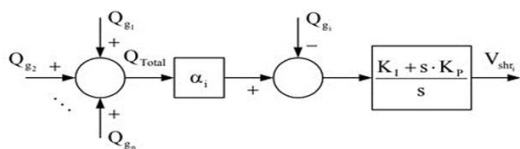


Fig. 2 - Malha de Controle de Repartição de Reativo

A malha de controle da figura 2 possibilita a gestão das reservas reativas da área através do fator de participação “ α ”. O fator de participação é um meio que permite, dentre uma mesma área de controle, o fornecimento balanceado de potência reativa proporcional à capacidade de cada gerador síncrono. O processo se dá quando a geração de potência reativa total é particionada pelo fator de participação de cada máquina, descrita por α_i , comparando o sinal com a potência reativa gerada pela máquina “i”, obtendo um sinal de erro tratado por um controlador PI, assim tendo o sinal para compartilhamento de reativo. E tendo a junção das duas malhas de controle, têm-se o seguinte esquema:

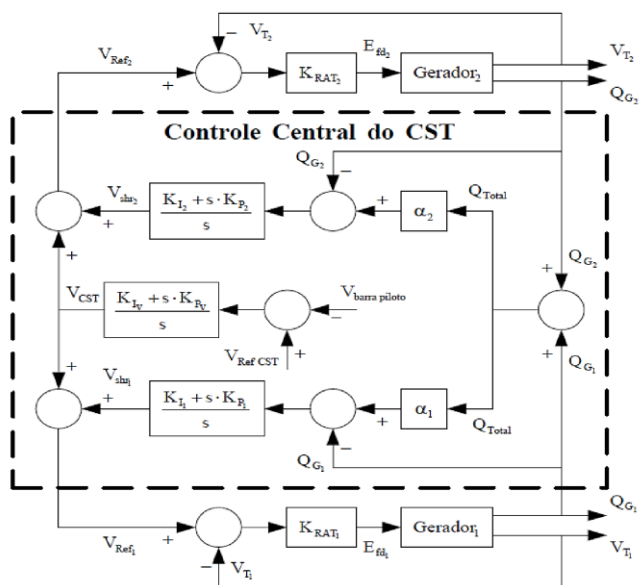


Fig. 3 - Controle de Tensão e Repartição de Potência Reativa.

A malha da figura 3 é a junção dos dois controles, a malha de controle de tensão com a malha de repartição de reativos, representado para dois geradores. Podemos ver que os sinais, V_{shr} e V_{cst} , se somam tornando a contribuição dos sinais uma nova referência mais eficiente para o controle primário. Nota-se que alguns dos parâmetros, contando com a barra piloto, devem ser definidos para execução do projeto, como os fatores

de partição, a tensão de referência e também os ganhos KP e KI do controle PI (BARATA, 2014).

2.3 Sistemas de Medição

O SCADA (do inglês “Supervisory Control And Data Acquisition”) é um sistema de supervisão à distância utilizado em processos industriais, e comumente usado nas funções de operação e controle (REGINATO, 2007).

As estações de Controle e Aquisição de Dados (SCADA) possuem software e hardware em uma arquitetura distribuída. A capacidade de processamento é distribuída entre vários computadores e servidores que se comunicam entre si por meio de uma LAN dedicada em tempo real no centro de controle. O SCADA é normalmente utilizado para controlar dados geograficamente distantes, onde a aquisição e o controle centralizado são essenciais para o trabalho do sistema. São empregados onde requer distribuição e compartilhamento de dados, como água, oleodutos, gasodutos, redes de energia elétrica e sistemas de transporte ferroviário (MEIER, et al 2006; IEEE, 2007).

Essa tecnologia tem seus dados provenientes de um conjunto de telemidas redundantes, digitais e analógicas. Dentro de um tempo periódico, tais dados são recebidos e processados através de ferramentas computacionais, um exemplo é o Estimador de Estados, útil para se definir o valor das tensões complexas e como se encontra o sistema em tempo real. Contudo o tempo gasto no processamento das medidas, que torna o processo incapaz de mostrar o estado real do sistema, tendo apenas uma estimativa baseada na redundância das informações medidas, num tempo diferente do estado real (EHRENSPERGER, 2004).

Essa problemática da imprecisão em relação ao estado real da rede se dá na razão que o sistema SCADA faz seu processo de leitura por meio de uma varredura nos dispositivos que coletam as informações (unidades terminais remotas, relés de proteção e transdutores). Em um número elevado de dispositivos, a varredura completa pode levar de 2 a 10 segundos. (SEL, 2016).

O SCADA possui uma restituição dos dados dos dispositivos além de assíncrono, acaba por ser relativamente lento. Ressaltamos também a forma assíncrona da coleta de dados impossibilita uma leitura da diferença angular entre duas barras do sistema. Além de possuir uma taxa baixa de transmissão de dados, limitando a capacidade de considerar perturbações de curta duração na rede. Outro dado nos mostra que, em média, os fluxos de potência e as magnitudes de tensão são medidos de forma assíncrona, a cada 2 a 3 segundos (SEL, 2016).

O sistema de medição fasorial sincronizada consiste em Unidades de Medição Fasorial - PMUs, alocadas em determinadas partes do circuito para monitoramento, na qual seus dados são enviados baseados numa referência de tempo comum usando o sistema de posicionamento global - GPS, recebidos e armazenados no concentrador de dados fasoriais referido como Phasor Data Concentrator - PDC, que é uma

unidade responsável organizar de maneira coerente as medidas fasoriais enviadas disponibilizando para devidas operações.

A tecnologia se baseia nos fasores sincronizados. São obtidos quando estes fasores são calculados a partir de amostras de dados medidas diante de uma referência comum de tempo. Ou seja, em dado instante comum, são medidos os fasores em diferentes espaços, tornando estas medições sincronizadas. Estudos foram feitos em busca desse sincronismo, e a partir da implementação do GPS, foi achado os requisitos para sincronizar as medições do sistema com alta precisão, contendo um erro no pulso de sincronização da ordem de $0,2\mu s$, que numa frequência de 60 Hz produz uma defasagem de apenas $0,00432^\circ$, erro este que satisfaz os requisitos exigidos para os sistemas de medição (EHRENSPERGER, 2004; IEEE.1, 2011; BERNARDES, 2013)

Usa-se como referência o tempo UTC (do inglês Coordinated Universal Time; tempo universal coordenado), que representa a hora do dia no meridiano (tempo de 1 PPS - pulso por segundo). Esses fasores sincronizados por possuírem uma referência temporal para os ângulos, garantem uma devida análise comparativa das defasagens de todas as grandezas elétricas envolvidas (IEEE.1, 2011; LIMA, 2015).

A PMU é composta por um sistema de aquisição de dados, formado por filtros anti-aliasing, um oscilador responsável por determinar a frequência de amostragem, um módulo de conversão Analógico-Digital (AD), e por um microprocessador que realiza o processamento matemático das amostras. Cada PMU deve estar associada a um receptor de sinal de GPS, o qual provê o sincronismo a partir do sinal PPS e envia dados de tempo para a PMU. (LIMA, 2015)

3. EXPERIMENTOS COMPUTACIONAIS

Para isso, usa-se os programas computacionais do CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica da Eletronorte) como o Anarede, Anatem e auxiliares como EditCepel e PlotCepel. O Anarede (Análise de Redes Elétricas) viabiliza a análise dos sistemas elétricos de potência em estado de regime permanente, neste serão dispostas as condições iniciais do sistema teste, onde vão prover as condições iniciais para a execução dinâmica. O Anatem (Análise de Transitórios Eletromecânicos) faz as simulações no domínio do tempo de sistemas elétricos de potência com as condições iniciais dadas pelo Anarede.

E como forma de observar as devidas comparações, um dos caminhos adotados no projeto será de simular os três modelos: o sistema ideal, sendo o controle secundário sem o tempo de atraso elaborado por Barata (2014), o sistema com CST referente ao atraso SCADA e o CST com o tempo de atraso referente a PMU.

3.1 Sistema Teste

Para isso, temos o sistema com base no caso do Power System Stability and Control – Prabha Kundur de 11 barras, apresentado na figura 4.

Neste item tem-se a elaboração de como a relação entre variável de atraso, sua alocação e processamento de sinal no controle poderia ser aplicada de forma coerente com sistemas reais. Através da leitura, verificou-se particularidades do Anatem, e usando do arquivo dos controles definidos pelo usuário (CDUs), especificamente no bloco do CST, fora feito a edição para a representação do tempo de cada unidade de medição e outras funções sobre o processamento do sinal, a qual a primeiro momento acreditava-se que a simulação ocorreria somente com o atraso da variável, mas que fez-se necessário outro incremento para ter uma representação assertiva. Desta forma, têm-se a combinação de dois ajustes para se obter o efeito representativo desejado, sendo os dois incrementos um atraso direto na variável, mais uma função que modifica a forma do sinal. A seguir veremos como foram alocados.

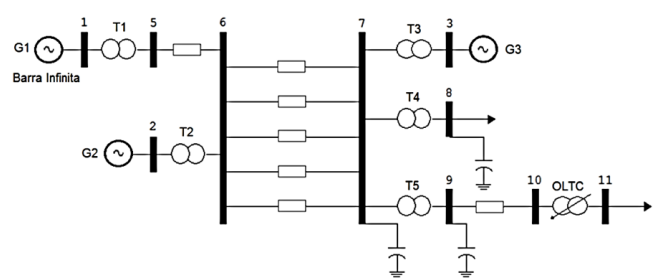


Fig. 4 - Diagrama unifilar do sistema Kundur 11 barras

Entendendo que em um caso real de controle, a variável medida leva um tempo natural de processamento (tratamento, método análise, envio, reparação, etc.), assim foi pensado uma variável que represente um atraso dentro no CDU do controle secundário, e debatendo a filosofia desse processo, a melhor explicação é que esse atraso deveria ser aplicado especificamente na variável de entrada do valor de tensão da Barra Piloto no CST (sinal este que é comparado com V_{Ref} que é referência da tensão para a barra piloto). A interpretação se dá para emular o tempo de latência do dado medido até o controle, de leitura até entrada para o controle no CST. O que torna mais realístico o estudo quando ocorrer a execução do controle.

A lógica é tida na noção que o controle já trabalha com uma entrada de tensão a ser processada pelo CST, V_{piloto} , que corresponde à barra piloto. A filosofia estudada propõe que esse valor de tensão seja “atrasado” para representar o tempo de processamento das unidades de medição, ou seja, V_{piloto} tem uma componente adicional para representar esse tempo, sendo $V_{piloto+atraso}$, um adicional não em magnitude, mas um tempo para início de sua leitura pelo CST.

Assim, o que diz respeito à PMU, sabendo que 100ms pode ser uma boa estimativa de atraso para o controle, segundo Dotta (2009), e com a referência no manual de procedimentos da operação da ONS que adota como requisito uma latência menor que 500ms (ONS, 2018), e dando uma margem com base no IEEE.C37.118.2 (processamento maior do PDC, reparo de erros, etc.), fixamos nesse margem, com 500ms de tempo de atraso; e para o SCADA, considerando que em média as medições assíncronas ocorrem no sistema a cada 2 a 3 segundos, outro dado levantado por (SEL, 2016) que diz que

numa varredura completa pode chegar a uma faixa de 2s a 10s, assim, diante dessas abordagens fora adotado 5s de tempo de atraso SCADA para o experimento, fazendo das duas informações úteis dentro do trabalho. Na tabela 1 elencamos os valores para PMU e o SCADA.

Tabela 1 – Tempos referentes às unidades: SCADA e PMU

UNIDADE	SCADA	PMU
TEMPO DE ATRASO (Segundos)	5.0	0.50

Como forma de testar a metodologia aplicada após feitos os ajustes e definições da variável atrasada, foi possível iniciar as simulações. Assim tendo os seguintes eventos para teste da abordagem: aumento de carga e Abertura de linha: Aumento gradual de carga em 5% até 100s, início no instante 1s, com a abertura de linha no trecho dos barramentos 6 e 7 no instante 20s.

4. Resultados e Discussões

Neste evento, fora pensado uma perturbação em meio a operação do aumento de carga, onde há a abertura de um trecho da linha, uma junção de eventos anteriores como forma de acentuar o sinistro na rede. Os parâmetros são conhecidos, há um aumento gradual de carga nos instantes 1 a 100s em 5%, onde em meio ao aumento de carga, no instante 20s há a abertura do trecho de linha dos barramentos 6-7. O sistema, que já trabalha com a finalidade de manter o nível dada as pequenas variações de carga, neste caso sofre a perda de uma linha que influencia diretamente na demanda de que supre o sistema neste contexto. Tem-se o exemplo fazendo a comparação aos três modelos, CST H, CST SCADA e CST PMU, verificando o sinal de tensão da Barra 8 na figura 5.

A princípio, vale pontuar que o modelo CST H neste exemplo parte da adaptação de dois eventos anteriores de Barata (2014), onde houve o ajuste no Anatem para simular a abertura de linha e também o aumento de carga, alterando apenas o momento da abertura de linha, permanecendo os demais parâmetros de rede e controles; observa-se que os modelos de CST SCADA e CST PMU seguem a coerência ao comparar os sinais simulados em CST H.

Nota-se neste evento que as ações já são mais contundentes, verifica-se que a tensão vem tendo uma leve queda ao teor que aumenta a carga, mas mais acentuada no caso SCADA, e no decorrer disso aos 20s de simulação há a abertura de linha, causando um sinistro de maior peso para o sistema que tenta se readequir. Há a restauração visando os níveis aceitáveis de tensão, o caso CST PMU se readequa de forma mais suave e encontra um valor de regime, o CST SCADA por sua vez tem maiores distorções, onde o sinal faz ultrapassagem dos níveis e vai tentando se adequar, tendo assim visíveis oscilações; contudo a simulação ainda está no processo de aumento de carga, e na medida que a demanda aumenta, o sistema vai usando suas reservas de reativos para manter a tensão, o que leva ao acionamento do OLTC como suporte aos níveis de

tensão, onde no caso CST SCADA ocorre primeiro e depois de alguns segundos ela ocorre no CST PMU. É visto quedas e retomadas no sinal de tensão por conta da mudança de TAP, que por estar alocado na Barra 11, drena parte da energia da rede afundando naquele instante a tensão nos barramentos vizinhos, como observado na Barra 8.

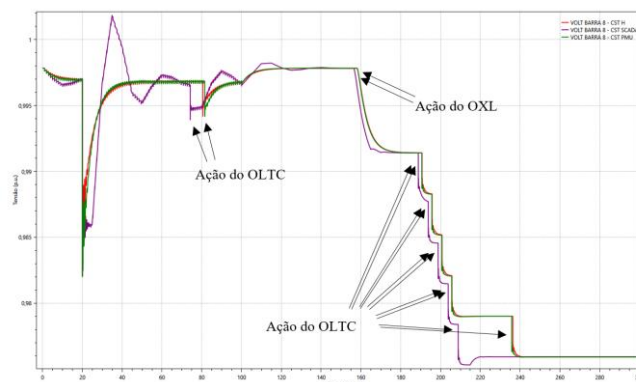


Fig. 5 - Tensão Barra 8. Comparativo entre os modelos de CST.

A seguir, na figura 6, vê-se a comparação entre os dois modelos em destaque, CST SCADA e CST PMU com suas devidas observações.

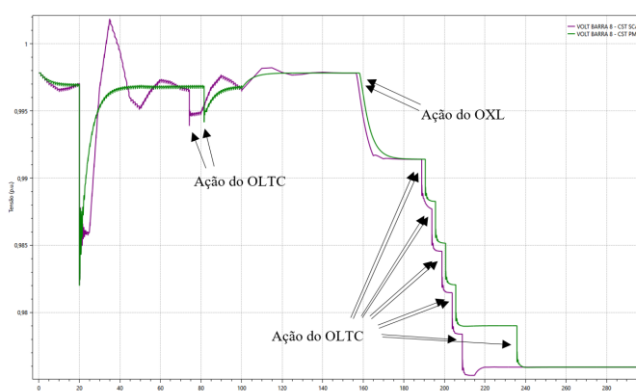


Fig. 6 - Tensão Barra 8. Comparativo entre o CST SCADA e CST PMU.

Observa-se que para os dois modelos (SCADA e PMU) após o restabelecimento e manutenção dos níveis de tensão, dado o quadro mais crítico (sem a linha 6-7), os geradores continuam a injetar mais energia no sistema, o que proporcionalmente tem maior acréscimo em G2, atingindo seu limite atuando o seu OXL (com pouca diferença no tempo entre os modelos), provocando um profundo afundamento da tensão já que a excitação é cortada em G2. As quedas verificadas após essa atuação na simulação são a tentativa do OLTC em segurar a tensão no barramento vizinho, drenando energia reativa; vale constar que o último tap acionado tem deslocamento maior, sendo o CST PMU acionado posteriormente por segurar mais tempo o nível de tensão em relação ao modelo de CST SCADA.

Abaixo, na figura 7, vê-se como está a tensão relacionada à barra 11, a imagem destaca a influência direta dos dispositivos da rede.

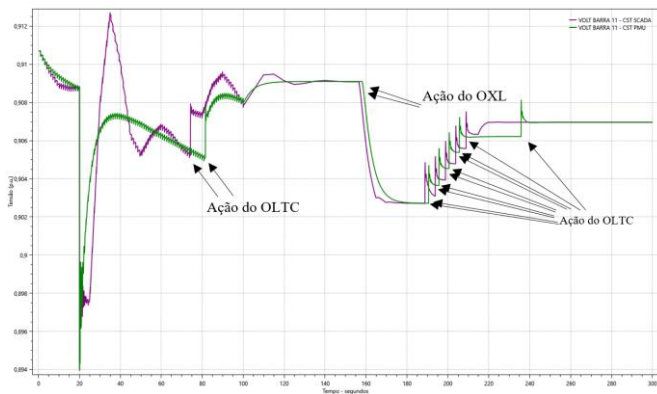


Fig. 7 - Tensão Barra 11. Comparativo entre o CST SCADA e CST PMU.

É visto a princípio como o sinal de tensão começa como o caso do barramento 8, aumento de carga e uma queda de tensão, desta vez mais acentuada. Com a abertura de linha outras problemáticas são vistas, e focando nos modelos CST H e CST PMU, as considerações já vistas permanecem, como o caso do SCADA com maiores distorções em relação a leitura da rede assim tendo um controle menos preciso, gerando oscilações e ultrapassagens de sinal; o problema se agrava, onde apesar do sistema se readequar com a tensão recuperando níveis logo após o surto (abertura de linha), a queda de tensão persiste e está mais acentuada, sensibilizando o OLTC alocado próximo a este barramento 11. É visto o salto em degrau pós ação do transformador, o que eleva a tensão no trecho, mas em tempos diferentes, sendo o CST PMU posterior na atuação do tap. No caso dos limites dos geradores, quando ocorre a atuação do OXL em G2, pouca diferença se vê no tempo entre os dois sistemas; contudo é perceptível quando há o afundamento da tensão e o OLTC atua para tentar recuperar a tensão, onde o tap final acionado tem um tempo diferente na relação SCADA-PMU e o sistema em CST PMU demora mais para acioná-lo, conforme visto na figura 8.

Vê-se a comparação entre o CST SCADA e CST PMU, como já mencionado anteriormente, com diferenças maiores na atuação no primeiro tap e no último, o que mais a frente será averiguado se dão grandes margens em relação a estabilidade.

E falando sobre estabilidade, no que tange o gerenciamento de reativos, visto que a boa reserva e gestão da energia reativa permite melhores níveis de estabilidade, se vê que os geradores, no que diz respeito à geração de potência reativa, tiveram uma demanda superior. Percebe-se com a crescente demanda e sinistros elevaram a geração. O fato de haver uma repartição de reativos não foi o bastante para manter um balanço satisfatório, o que fez com que o limite do G2 (que supre a maior parte) fosse atingido, sendo atuado o OXL. Na figura 9 faz-se a menção dos modelos e como se apresenta a potência reativa, tendo CST H, CST SCADA e CST PMU.

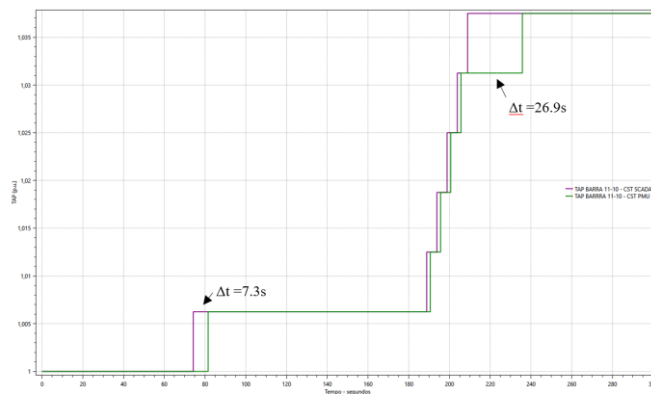


Fig. 8 - TAP Barra 11-10. Comparativo entre o CST SCADA e CST PMU

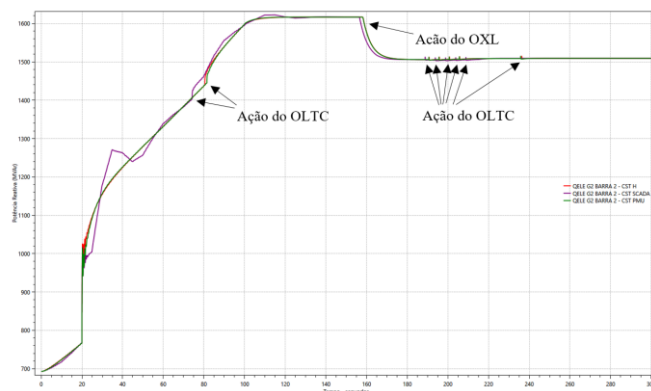


Fig. 9 - Potência Reativa G2. Comparativo entre os modelos de CST.

Dos detalhes observáveis, o principal é a queda da geração de reativos próximo do tempo de 160s de simulação, a qual o OXL no G2 atua. Na comparação entre o modelo CST SCADA e CST PMU, as diferenças são tímidas, nota-se distorções após a abertura da linha, contudo a rede se readéqua e mantém a geração subindo afim de suprir a solicitação, como pode-se ver na figura 63.

Para a geração de reativos em G3, há uma similaridade inicial com o G2, na comparação entre o CST SCADA e CST PMU, onde após a abertura de linha vir acompanhada de uma distorção no sinal do modelo que usa do CST SCADA. Persiste a crescente demanda, contudo há um detalhe importante, sabendo que a geração de reativos está associada ao coeficiente de repartição, que tenta balancear a geração de reativos entre os geradores de forma proporcional às suas capacidades, é visto que ao passo que G2 atinge seus limites atuando o OXL, neste instante há um tímido aumento na geração de G3 afim de compensar G2, mas por conta desse balanço entre os geradores, o sistema nessa readequação acaba por um momento baixando a geração em G3; e conforme atua novamente o OLTC, faz-se com que a demanda aumente novamente em G3, onde ainda há disponibilidade de reativos, onde pode-se ver na figura 10.

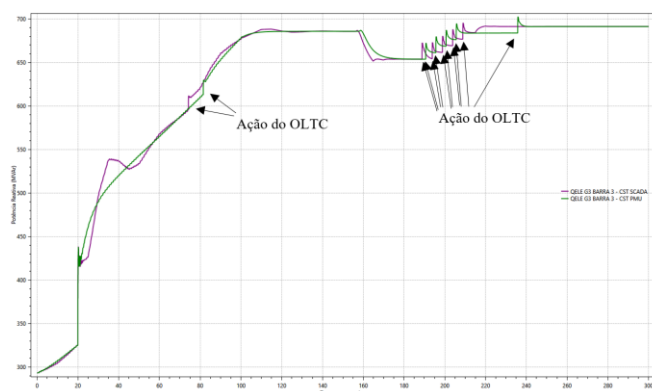


Fig. 10 – Potência Reativa G3. Comparativo entre o CST SCADA e CST PMU.

6. CONCLUSÕES

Neste trabalho fora proposto o estudo referente a comparação das unidades de aquisição de dados, PMU e SCADA, no controle secundário de tensão, onde a questão levantada é se o tempo de atraso relativo às unidades de aquisição tem impacto nessa hierarquia de controle e na estabilidade de tensão. Como verificado no capítulo anterior, os resultados mostraram distorções predominantes no modelo SCADA no momento transitório, por conta do tempo de atraso superior em relação a PMU, contudo sem diferenças consideráveis em relação ao regime permanente que o sistema alcança nos dois modelos. Como visto, a atuação hierarquizada ao mandar o sinal que vem em forma de contribuição para os controles primários não parece ter uma influência contundente pelo atraso inerente aos tipos de tecnologia aplicadas, detalhe é que a melhora de perfil de tensão e reativos está ligado ao Controle Secundário de Tensão, contudo as diferenças entre o modelo Ideal elaborado por Barata (2014), CST SCADA e CST PMU não foram determinantes para disposição de energia reativa para o sistema, tendo diferenças em momentos transitórios. Desta maneira, conclui-se que o sistema funciona bem apesar das diferenças no atraso, sem contundentes distorções ou efeitos significativos na estabilidade nesse estudo prévio, contudo é notável que o sistema possui melhor desempenho no momento transitório quando o atraso é minimizado. Maiores estudos permitirão saber a que ponto se perde tal eficiência e também como o melhor desempenho observado pode ser vantajoso em outros aspectos da rede.

REFERÊNCIAS

- ALJAZAERI A. and P. Toman, "A Review of the Use of Phasor Measurement Units in Power System State Estimation," 2022 22nd International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE), Kouty nad Desnou, Czech Republic, 2022, pp. 1-6, doi: 10.1109/EPE54603.2022.9814130.
- ALMEIDA, Leonardo Pinto de. Análise de Desempenho do Controle Automático de Geração e do Controle Secundário de Tensão. 2004. 166 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.
- BARATA, Heitor A. Controle Secundário de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência. 2014. 120 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal do Pará, Belém, 2014.
- BERNADES, Bernard C. Avaliação da Margem de Estabilidade de Tensão do Sistema Elétrico do Tramoeste usando dados reais de Sincrofasores de Tensão e Corrente. 2013. 87 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Pará, Belém, 2013.
- CORSI, S. The Secondary Voltage Regulation in Italy. Power Engineering Society Summer Meeting, Seattle, Washington, 2000.
- DOTTA, D. Controle Hierárquico usando sinais de Medição Fasorial Sincronizada. 2009. 134 f. Dissertação (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade de Santa Catarina, Florianópolis, 2009.
- EHRENSPERGER, J. G. Sistemas De Medição Fasorial Sincronizada: Análise do Estado da Arte e Aplicações no Monitoramento de Sistemas de Energia Elétrica. 2004. 96 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2004.
- IEEE. Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems, IEEE Std, C37.118.1, 2011.
- LIMA, Amanda de A. S. Estudo Teórico-Experimental Da Tecnologia De Medição Fasorial Sincronizada, In: Congresso Técnico Científico da Engenharia e da Agronomia - CONTECC, Fortaleza-CE, 2015.
- MEIER, Alexandra V. Electric power systems: a conceptual introduction. Hoboken: John Wiley & Sons, Inc. 2006
- MORATTAB, Arvin. Decentralized Multi-Agent Coordinated Secondary Voltage Control Of Power Systems. 2018. 175 f. Tese (Grau de Doctor Of Philosophy) – École De Technologie Supérieure - Université Du Québec, Montreal, 2018.
- KOVALENKO, P. Y., V. I. Mukhin, M. D. Senyuk and D. D. Kornilova, "Review of Methods for Power Systems State Estimation and Data Validation Based on Synchrophasor Measurements," 2020 IEEE 61th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), Riga, Latvia, 2020, pp. 1-5, doi: 10.1109/RTUCON51174.2020.9316480.
- KUNDUR, P.. Power System Stability and Control. New York: Mcgraw - Hill, 1994.
- REGINATO, R. Sistemas SCADA e Sistemas Supervisórios. Material de aula. Julho de 2007: Universidade do Oeste do Paraná – Unioeste. Disponível em: <http://foz.unioeste.br/~romeu/CIP/2_Aula_scada.pdf>. Acesso em: 30 Mai 2019.