



**GRUPO - IV**

**GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMA DE POTÊNCIA - GAT**

**CONTRIBUIÇÃO DE GERADORES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO NA ESTABILIDADE DE TENSÃO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA**

**Heitor Alves Barata\***  
**UFPA**  
**Werboston Douglas de Oliveira**  
**UFPA**

**Vanderson Carvalho de Souza**  
**UFPA**  
**João Paulo Abreu Vieira**  
**UFPA**

**RESUMO**

Neste trabalho é apresentada a contribuição para a estabilidade de tensão em redes de transmissão oriunda da massiva inserção de geradores fotovoltaicos (GFVs) nas redes de distribuição. A proteção do GFV e os modelos dinâmicos do limitador de sobrecorrente de excitação (OEL) de geradores síncronos e do transformador com comutação de tap sob carga (OLTC) são considerados nos estudos. Simulações no domínio do tempo foram realizadas para diferentes perfis de injeção de potência ativa da GFV. Além disso, é realizada uma comparação entre o modo de operação do inversor com controle de fator de potência e com controle Volt-Var.

**PALAVRAS-CHAVE**

Geração Fotovoltaica, Geração Distribuída, Redes de Distribuição, Estabilidade de Tensão

**1.0 - INTRODUÇÃO**

A inserção de geradores fotovoltaicos (GFVs) nas redes de distribuição para auxiliar no suprimento da crescente demanda de energia, em geral, instalados em telhados de residências, tem apresentado um crescimento significativo na última década em vários países. No Brasil, o aumento do número de conexões deve-se, principalmente, as regulamentações estabelecidas pelas concessionárias de energia com o apoio da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com destaque para a resolução Normativa nº 482/2012 com revisão em novembro de 2015, além de isenção de ICMS sobre a energia injetada pelo consumidor na rede e do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), lançado pelo Ministério de Minas e Energia.

Estes geradores distribuídos possuem a característica de geração descentralizada, localizados próximos à carga. O uso desta categoria de geração apresenta várias vantagens, tais como elevação da eficiência energética, redução dos custos devido à expansão de alimentadores, redução das perdas na transmissão e na distribuição da energia elétrica, além de sua flexibilidade de implementação em função do seu pequeno porte.

Além disso, a elevada penetração de sistemas fotovoltaicos nas redes de distribuição e seu modo de operação podem resultar em impactos significativos na estabilidade de tensão das redes de transmissão. A estabilidade de tensão refere-se à habilidade de um sistema de potência em permanecer com tensões estacionárias em todas as barras do sistema após ser submetido a um distúrbio para uma dada condição de operação inicial (1). A estabilidade depende da capacidade de manter/restaurar o equilíbrio entre a demanda e o suprimento de potência no sistema. Assim, as forças que impulsionam o sistema para uma instabilidade são, geralmente, as cargas.

Os sistemas fotovoltaicos são dimensionados para o atendimento de cargas, então a conexão de geradores fotovoltaicos distribuídos pode acarretar impactos que podem causar benefícios e/ou malefícios do ponto de vista

(\*) Rua Augusto Correa, nº 01 – CEAMAZON/UFPA Laboratório de Modelagem e Simulação de Sistemas Elétricos – CEP 66.075-100 Belém, PA – Brasil

Tel: (+55 91) 983029122 – Email: heitorbarata@hotmail.com

da estabilidade de tensão. Assim, a realização de estudos dos impactos causados nos sistemas de potência pela conexão massiva de geradores fotovoltaicos nas redes de distribuição é de extrema importância para o planejamento da operação.

Dentro deste contexto, este trabalho visa mostrar o impacto de geradores distribuídos fotovoltaicos conectados diretamente nas redes de distribuição na estabilidade de tensão de longo prazo usando simulação completa no domínio do tempo.

## 2.0 - MODELO DINÂMICO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

### 2.1 Modelo para estudos de fluxo de carga

Neste trabalho, utilizou-se o programa de análise de redes (ANAREDE) para a realização das simulações e estudos referentes ao fluxo de carga. Os geradores fotovoltaicos são modelados como barra do tipo PQ com injeção de potência ativa na rede. Os resultados do fluxo de carga servem de condições iniciais para os cálculos e estudos dinâmicos.

### 2.2 Modelo para estudos dinâmicos

O modelo dinâmico do gerador fotovoltaico é baseado no modelo PVD1 da WECC (Western Electricity Coordinating Council) (2) e está ilustrado na Figura 1. O modelo é recomendado para geradores fotovoltaicos de pequeno porte conectados ao sistema de distribuição ou para um equivalente de múltiplos geradores fotovoltaicos conectados a barra de alta/média tensão. O regulador de tensão e a dinâmica CC são negligenciados por efeito de simplicidade (3). O modelo reflete prioridade de potência ativa, com comando de corrente ativa ( $I_{pcmd}$ ) limitado pela capacidade do inversor ( $I_{max}$ ). Os limites do comando de potência reativa ( $I_{qcmd}$ ) são calculados a partir da curva de capacidade em função do valor de  $I_{pcmd}$ .  $T_g$  (~20ms) e  $T_m$  (~50ms) são as constantes de tempo da corrente do inversor e da medição de tensão, respectivamente. As variáveis  $F_{fh}$ ,  $F_{fl}$ ,  $F_{vh}$  e  $F_{vl}$  são os sinais relacionados a proteção de sobre frequência, subfrequência, sobre tensão e subtensão, respectivamente.

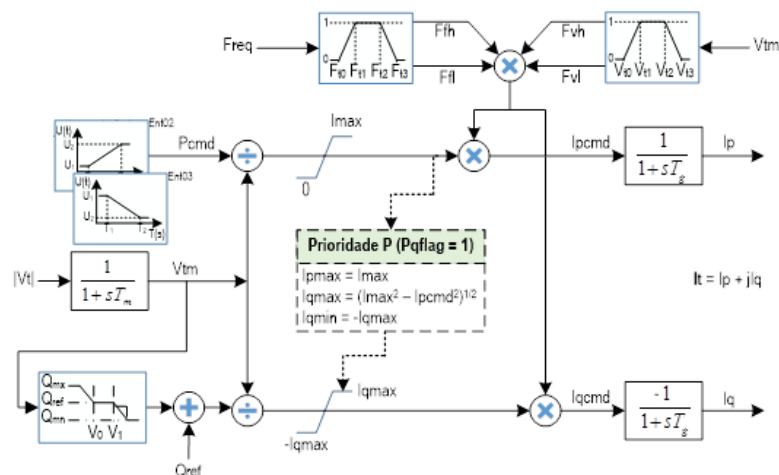


FIGURA 1 - Modelo dinâmico do gerador fotovoltaico.

A modelagem da representação dinâmica do gerador fotovoltaico foi implementada no software de análise de transientes eletromecânicos (ANATEM), do CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), via CDU (Controle Definido pelo Usuário).

### 2.3 Funções de controle e proteção

Fundamentalmente o modelo PVD1 é uma simples injeção de corrente com funcionalidades para controle de potência ativa, controle de potência reativa e proteção.

#### 2.3.1 Controle de potência ativa

O subsistema de controle de potência ativa deve prover injeção de corrente ativa no sistema, onde a mesma está sujeita a limites, com possibilidade de o usuário escolher entre prioridade de corrente ativa ou reativa. O comando de corrente ativa deve ser originado a partir de uma referência de potência ativa e a tensão terminal do inversor determinada determinada na solução da rede. A referência de potência ativa deve ser a potência inicial da solução do fluxo de carga. Neste trabalho foram considerados dois diferentes perfis de injeção de potência ativa da GFV:

- a. Potência crescente em rampa até 92% da capacidade nominal do inversor (Ent02): considerando um período do dia em que a irradiação solar cresce (ao meio dia ou 12h);
- b. Potência decrescente em rampa até 10% da capacidade nominal do inversor (Ent03): considerando um período do dia em que a irradiação solar diminui (módulo fotovoltaico coberto por nuvens).

### 2.3.2 Controle de potência reativa

O controle de potência reativa, assim como o controle de potência ativa, deve prover um comando de corrente reativa para o sistema, respeitando os limites do inversor. O modelo PVD1 apresenta uma função avançada para o inversor: o controle volt-var. A função volt-var é utilizada na tentativa de melhorar a tensão terminal no ponto de conexão do gerador fotovoltaico. Tal controle segue a curva apresentada na Figura 2.

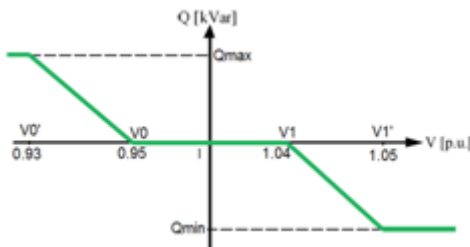


FIGURA 2 – Curva que representa o controle Volt-Var do inversor.

Abaixo da tensão  $V0'$ , o inversor fornece 100% da potência reativa disponível no inversor. Entre  $V0'$  e  $V0$ , o inversor fornece potência reativa segundo uma reta decrescente, a zona morta é definida entre  $V0$  e  $V1$ . A partir da tensão  $V1$ , segue o mesmo raciocínio descrito abaixo da tensão  $V0$ , porém nesta região o inversor absorve potência reativa. Ver Figura 2. A potência reativa máxima ( $Q_{max}$ ) depende da potência ativa injetada pelo gerador fotovoltaico e da potência nominal do inversor ( $S$ ), variando segundo a equação:

$$Q_{max} = \sqrt{S^2 - P_{inj}^2}$$

$$Q_{min} = -Q_{max}$$

Outro modo de operação do inversor utilizado neste trabalho é o modo de controle de fator de potência unitário, ou seja, o inversor não fornece potência reativa à rede. Para tal controle os valores de  $Q_{max}$  e  $Q_{min}$  foram fixados em zero.

### 2.3.3 Funções de proteção

O modelo da WECC considera funções que preveem a desconexão parcial ou total do gerador fotovoltaico em casos de sub ou sobre tensão e/ou sub ou sobre frequência, através da diminuição das correntes injetadas pelo modelo. Não é considerado a temporização da proteção. Os ajustes da proteção podem ser observados na Tabela 1.

Tabela 1 – Ajustes da proteção do gerador fotovoltaico.

Proteção	Tensão (p.u.)	Frequência (Hz)
Desconexão total	$V < 0,8$	$f < 56,5$
Desconexão parcial	$0,8 \leq V \leq 0,9$	$56,5 \leq f \leq 59,5$
Não atua	$0,9 < V < 1,1$	$59,5 < f < 60,5$
Desconexão parcial	$1,1 \leq V \leq 1,2$	$60,5 \leq f \leq 66$
Desconexão total	$V > 1,2$	$f > 66$

## 3.0 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO

### 3.1 Descrição do sistema teste

O sistema de potência teste utilizado nas simulações deste trabalho é uma combinação de um sistema de transmissão com múltiplos sistemas de distribuição. O diagrama unifilar do sistema pode ser observado na Figura 3, enquanto que, na Figura 4, mostra-se o diagrama unifilar do sistema de distribuição. Para fins de estudo foram realizadas modificações nos sistemas originais apresentados nas referências (4) e (5).

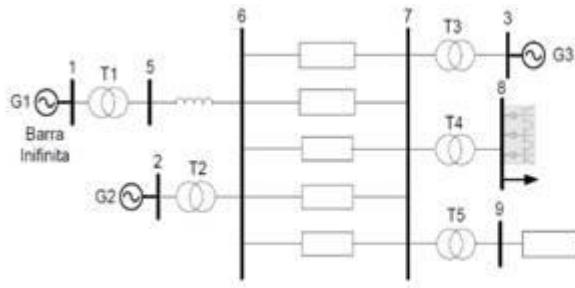


FIGURA 3 - Sistema teste.

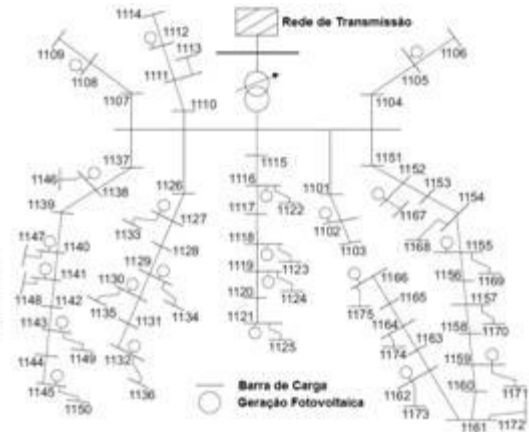


FIGURA 4 - Sistema de distribuição.

O sistema de transmissão é composto por 11 barras, sendo três barras de geração e duas de carga. Duas gerações síncronas convencionais são modeladas (G2 e G3). G1 é uma barra infinita. Ambas unidades geradoras possuem regulador automático de tensão e limitador de sobrecorrente. O OLTC está conectado entre as barras 10 e 11. Já o sistema de distribuição possui 22 geradores fotovoltaicos distribuídos e 75 barras de carga dispersas ao longo de oito alimentadores.

5% (cinco por cento) do total de carga do sistema de transmissão foi distribuída ao longo de seis sistemas de distribuição conectados nas barras 8 e 11. No total são 452 barras de carga. Tais cargas foram modeladas como corrente constante para a potência ativa e impedância constante para potência reativa. Então foram investigados os impactos dos diferentes modos de controle do inversor e diferentes perfis de injeção de potência ativa na estabilidade de tensão de longo-prazo do sistema de transmissão. Os estudos com geradores distribuídos fotovoltaicos são realizados considerando o aumento progressivo de carga a partir de um ponto de operação até um ponto em que ocorre o colapso de tensão.

Considerou-se, também, um nível de penetração da geração fotovoltaica de 5,95%. O nível de penetração é a relação entre a soma das capacidades (em MW) dos geradores fotovoltaicos e a carga total do sistema. As curvas PV foram obtidas por meio de simulações que consideram a dinâmica dos equipamentos da rede. Além disso, é levado em conta dois perfis de injeção de potência ativa pelo GFV: um de potência crescente em rampa até 92% da capacidade nominal do inversor (simulando sol ao meio dia ou 12h) e outro perfil onde a potência decresce em rampa até 10% da capacidade nominal do inversor (simulando o módulo estar coberto por nuvens).

Todos os resultados foram obtidos a partir de estudos de fluxo de carga e simulações completas no domínio do tempo realizadas nos softwares ANAREDE (6) e ANATEM (7), ferramentas amplamente utilizadas para a realização de estudos de expansão e operação do sistema elétrico brasileiro.

### 3.2 Comparação do modo de controle FP=1 e Volt-Var considerando a potência injetada crescente em rampa

A Figura 5 ilustra a curva PV da barra 8, enquanto que, a Figura 6 mostra o perfil de tensão nesta mesma barra, levando em conta o modo de controle de fator de potência unitário (FP=1) e o modo Volt-Var. Nota-se que a utilização do Volt-Var resulta em um ganho na margem de estabilidade de tensão do sistema, uma vez que, o "nariz" da curva PV é expandido, aumentando o ponto de máximo carregamento do sistema.

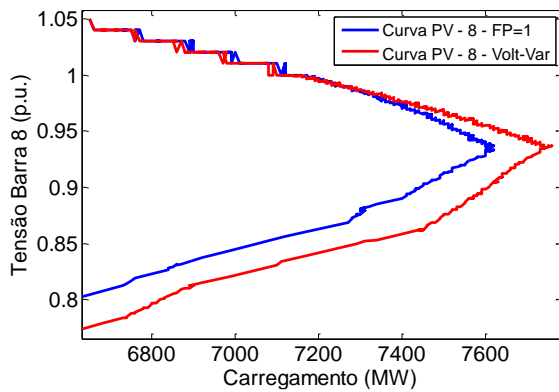


FIGURA 5 – Curva PV para a barra 8 considerando diferentes modos de controle da GFV.

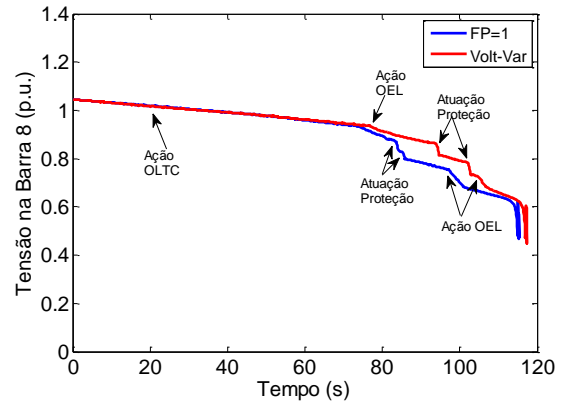


FIGURA 6 – Tensão da barra 8 considerando diferentes modos de controle da GFV.

O ganho na margem de estabilidade de tensão pode ser comprovado através do cálculo da margem de estabilidade de tensão (MET) a partir do carregamento inicial ( $P_0$ ) e do carregamento máximo ( $P_{m\acute{a}x}$ ), conforme mostra a Tabela 1.

Tabela 1 – MET considerando diferentes modos de controle e injeção de potência ativa crescente.

Modo de Controle	$P_0$ (MW)	$P_{m\acute{a}x}$ (MW)	MET(%)
FP	6650	7620	14,58
Volt-Var	6650	7760	16,70

O aumento sucessivo da carga contribui para a diminuição das tensões nas barras, sensibilizando o OLTC. O OLTC atua na tentativa de restaurar o nível de tensão, entretanto, as mudanças de tap não conseguem elevar a tensão na barra controlada, aumentando as perdas ativas e reativas. A comutação do tap traz efeitos positivos para barra controlada, entretanto drena potência reativa da barra não controlada, bem como do resto do sistema, aumentando a demanda por potência reativa, levando os reguladores de tensão das máquinas síncronas a atuar, aumentando as correntes de excitação na tentativa de elevar as tensões nas barras dos geradores síncronos.

Com o progressivo aumento das correntes de campo das unidades geradoras síncronas, a proteção atua, o OEL atua. O gerador reduz a injeção de potência reativa na rede, perdendo o controle de tensão, causando uma grande queda de tensão no sistema. O OEL atua de acordo com a capacidade de cada gerador síncrono e em função da corrente de plena carga. No caso das barras em que há geração fotovoltaica, a queda sistêmica de tensão também provoca a atuação da proteção de subtensão dos geradores fotovoltaicos distribuídos.

Assim, com a atuação do OLTC, que comuta tap e drena reativo do sistema, com a atuação dos OELs que limitam a corrente de campo e a potência reativa injetada de cada gerador síncrono, a tensão do sistema é lentamente reduzida até chegar ao ponto de colapso de tensão, em que ocorre uma queda brusca e progressiva do nível de tensão. Então, observa-se que o instante que ocorre o colapso de tensão foi postergado no caso em que o modo de controle de potência reativa é o Volt-Var em comparação com modo de controle de fator de potência unitário. Com o uso do Volt-Var o colapso de tensão ocorre em aproximadamente 118 segundos, enquanto que com o uso do fator de potência unitário em aproximadamente 115 segundos.

O ganho na margem de estabilidade de tensão do sistema, a melhoria do perfil de tensão e o atraso do instante em que ocorre o colapso são devidos troca de potência reativa do inversor com a rede. Com a queda de tensão e a atuação do controle Volt-Var, há geração de potência reativa por parte do inversor, contribuindo para um menor exigência de potência reativa do sistema de transmissão, influenciando a operação de equipamentos como OLTC e principalmente do OEL. Equipamentos de grande influencia na estabilidade de tensão de sistemas de potência. A Figura 7 ilustra a corrente de campo da unidade síncronas geradora G2, evidenciando a atuação do OEL. Enquanto que, a Figura 8 mostra a soma total da potência reativa gerada considerando cada um dos modos de controle da potência reativa do gerador fotovoltaico.

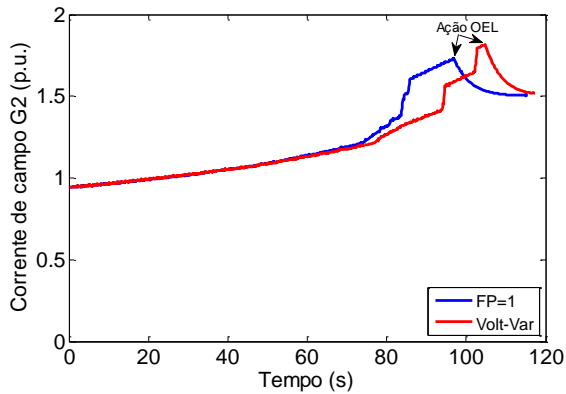


FIGURA 7 – Corrente de campo da máquina síncrona G2.

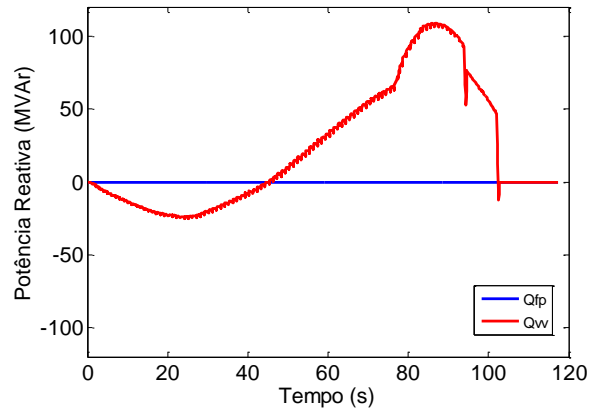


FIGURA 8 – Potência reativa total gerada e limites de potência reativa para a GFV crescendo em rampa.

Nota-se que, com o uso do controle Volt-Var, há uma pequena absorção de potência reativa até aproximadamente 40 s, uma vez que, nesse intervalo de tempo as barras em que estão conectados os geradores fotovoltaicos apresentam níveis de tensão entre 0,95 e 1,04 p.u., logo não há controle de tensão.

O efeito sistêmico de colapso de tensão também pode ser observado nos níveis de tensão do sistema de distribuição. A Figura 9 ilustra o perfil de tensão de todas as barras de um sistema de distribuição conectado a barra 8 considerando a operação do gerador fotovoltaico no modo fator de potência unitário, enquanto que, a Figura 10, mostra a tensão nas mesmas barras com a utilização do Volt-Var.

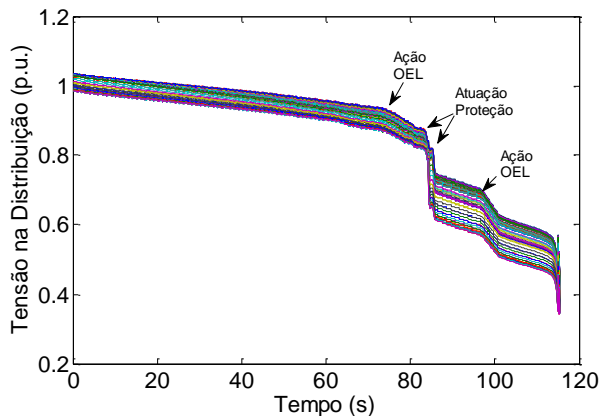


FIGURA 9 – Tensões na distribuição considerando o modo de controle de fator de potência unitário.

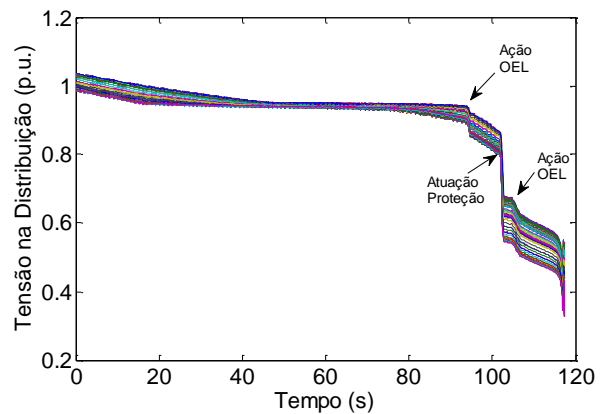


FIGURA 10 – Tensões na distribuição considerando o modo de controle volt-var.

Observa-se que a utilização do controle Volt-Var contribui para atrasar o instante de atuação da proteção dos geradores fotovoltaicos, uma vez que, contribui para elevar o perfil de tensão com a injeção de potência ativa e gerenciamento de potência reativa.

### 3.3 Comparação do modo de controle FP=1 e Volt-Var considerando a potência injetada decrescente em rampa

As Figuras 11 e 12 ilustram a curva PV para a barra de carga 11 e o perfil de tensão desta barra comparando os diferentes modos de controle, respectivamente. Com o controle FP=1, o colapso de tensão ocorre em aproximadamente 115 segundos, enquanto que, com o volt-var ocorre em aproximadamente 130 segundos.

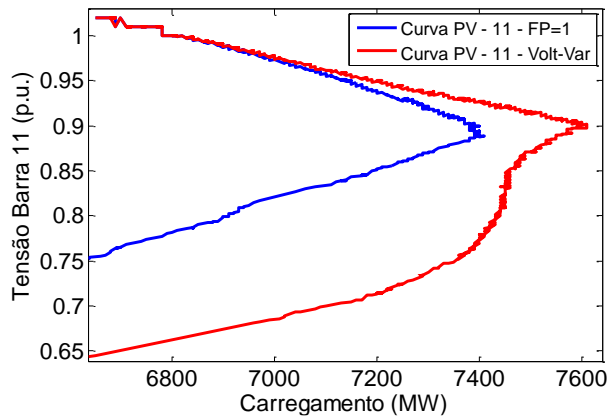


FIGURA 11 – Curva PV para a barra 11 considerando diferentes modos de controle da GFV.

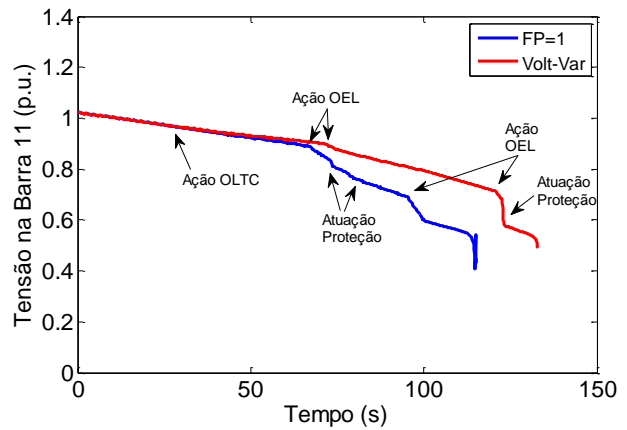


FIGURA 12 – Tensão da barra 11 considerando diferentes modos de controle da GFV.

Observa-se também, assim como no caso anterior, uma expansão do nariz da curva PV, contudo como a injeção de potência ativa decresce inicialmente, há uma expansão do limite máximo de potência reativa, contribuindo para um maior suporte de potência reativa por parte do gerador fotovoltaico. Evidencia-se tal melhoria pelo cálculo da margem de estabilidade de tensão, conforme ilustra a Tabela 2.

Tabela 2 – MET considerando diferentes modos de controle e injeção de potência ativa decrescente.

Modo de Controle	$P_0$ (MW)	$P_{m\acute{a}x}$ (MW)	MET(%)
FP	6650	7410	11,42
Volt-Var	6650	7610	14,43

A contribuição para a estabilidade de tensão também pode ser evidenciada a partir das correntes de campo das unidades de geração síncrona. A Figura 13 mostra a corrente de campo do gerador G2 considerando os dois modos de operação do gerador fotovoltaico. Quanto antes atuar o OEL pior para a estabilidade de tensão, uma vez que a máquina perde o controle de tensão, diminuindo o suporte de potência reativa. Já a figura 14, ilustra o somatório da potência reativa gerada dos 132 geradores fotovoltaicos considerando os dois modos de operação.

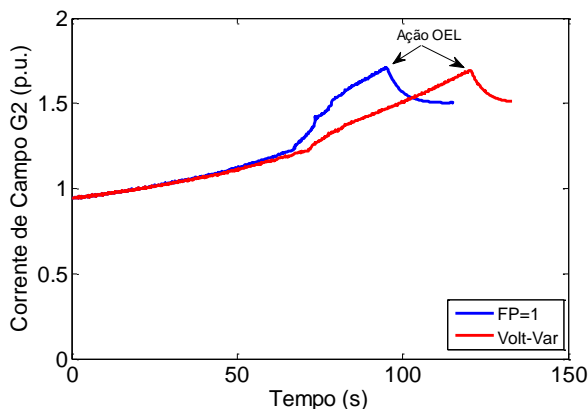


FIGURA 13 – Corrente de campo do gerador síncrono G2.

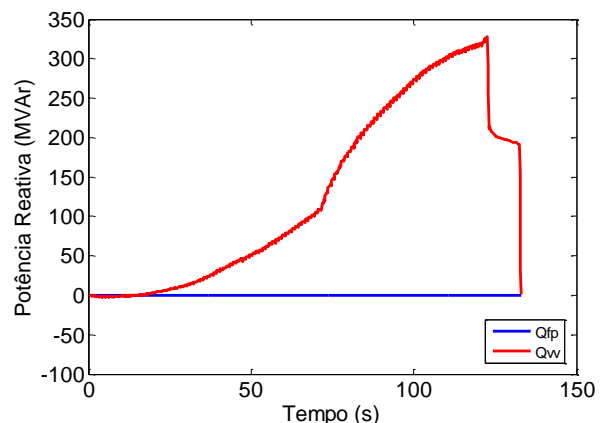


FIGURA 14 – Potência reativa total gerada e limites de potência reativa para a GFV decrescendo em rampa.

A redução em rampa da potência ativa injetada pelos geradores fotovoltaicos amplia a capacidade de geração de potência reativa, resultando em uma injeção de potência reativa total maior, comparado ao caso ilustrado na Figura 8. O montante maior de potência reativa, contribui para um maior "alívio" do sistema de transmissão. Nota-se, também, que o crescimento de carga e a injeção decrescente de potência ativa pelo gerador fotovoltaico contribuem para a diminuição mais rápida do perfil de tensão quando comparado ao caso estudado anteriormente. Tais níveis de tensão, explicam a menor absorção de potência reativa quando o controle Volt-Var é utilizado em relação ao caso em que a potência injetada pelo GFV cresce em rampa.



Os efeitos dos diferentes modos de controle da geração fotovoltaica aliado a uma injeção decrescente de potência ativa também são mostrados no perfil de tensão dos sistemas de distribuição, conforme ilustra as Figuras 15 e 16. O controle de tensão proporcionado pelo Volt-Var e a injeção de potência reativa favorecem valores de tensões mais elevados nas barras quando comparados ao caso em que os geradores fotovoltaicos não injetam potência reativa na rede.

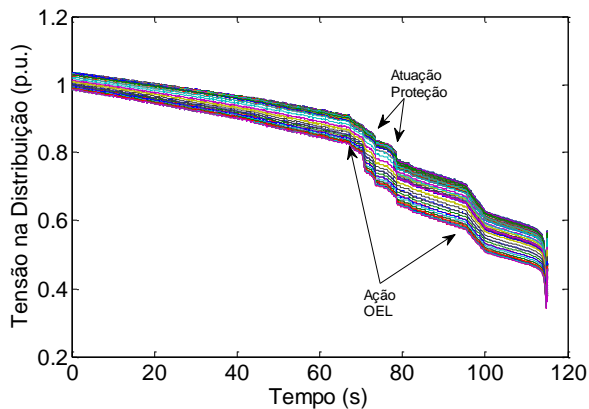


FIGURA 15 – Perfil de tensão na distribuição considerando o controle FP=1.

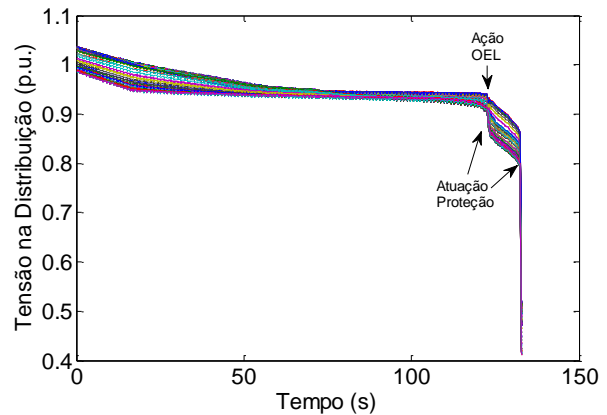


FIGURA 16 – Perfil de tensão na distribuição considerando o controle Volt-Var.

Tal melhoria no perfil de tensão impacta diretamente na atuação da proteção de subtensão dos geradores distribuídos. A proteção do gerador fotovoltaico tem grande importância tanto do ponto de vista da segurança e manutenção da operação segura do equipamento quanto nos impactos causados à rede elétrica.

Considerando apenas a atuação da proteção do gerador fotovoltaico, a desconexão parcial do gerador fotovoltaico tem o efeito equivalente a um aumento de carga em rampa, uma vez que, o sinal de comando de injeção de potências ativa e reativa é gradualmente reduzido à medida que a tensão diminui, diminuindo a potência fornecida ao sistema, reduzindo a demanda de carga atendida. A desconexão total do gerador fotovoltaico tem um efeito mais severo comparado a desconexão parcial no que diz respeito a estabilidade de tensão. O corte total do gerador fotovoltaico acontece instantaneamente no momento em que a tensão for inferior a 0,8 p.u. (para o caso de subtensão), tal desconexão instantânea tem consequências similares a um aumento de carga em degrau, provocando uma súbita queda de tensão na barra em que está conectada, contribuindo para o deterioramento do perfil de tensão na área e instabilidade de tensão.

#### 4.0 - CONCLUSÃO

Este artigo apresentou o impacto positivo de geradores fotovoltaicos conectados em redes de distribuição na estabilidade de tensão de longo-prazo levando em conta dois modos de controle da potência reativa dos geradores fotovoltaicos.

A modelagem dinâmica completa de um sistema teste foi considerada, incluindo uma rede de transmissão com geradores síncronos, OELs, OLTC e múltiplas redes de distribuição detalhadas com massiva conexão da GFV e seus controles e proteções associados. Em muitos trabalhos essa modelagem detalhada não é considerada, apesar de estar muito relacionada com a estabilidade de tensão. Adotou-se neste trabalho que os geradores fotovoltaicos operam com fator de potência unitário e com uma função avançada denominada Volt-Var.

A partir da variação da geração fotovoltaica, aumento ou decréscimo em rampa da potência injetada, devido a intermitência da fonte primária, os resultados de simulações no domínio do tempo mostraram que o controle de tensão e injeção de potência reativa por parte do inversor do gerador fotovoltaico proporciona um aumento da margem de estabilidade de tensão comparado ao caso em que o inversor mantém o fator de potência unitário. Evidenciando a importância do controle de tensão por parte da geração distribuída, principalmente quando o nível de penetração for elevado, uma vez que, resulta em um ganho do ponto de vista da estabilidade de tensão de sistemas de potência, além de exigir menos do sistema de transmissão, influenciando as ações das proteções dos geradores síncronos, transformadores que comutam tap sob carga e da proteção dos geradores fotovoltaicos a nível de distribuição.

#### 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, Definition and Classification of Power System Stability, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 2, May 2004, pp. 1387-1401.



(2) WECC Renewable Energy Modeling Task Force, "WECC Solar Plant Dynamic Modeling Guidelines," April 2014. [Online]. Available: [www.wecc.biz/Reliability/WECC Solar Plant Dynamic Modeling Guidelines.pdf](http://www.wecc.biz/Reliability/WECC%20Solar%20Plant%20Dynamic%20Modeling%20Guidelines.pdf).

(3) WECC REMTF. (Sep. 2012). Generic Solar Photovoltaic System Dynamic Simulation Model Specification. [Online]. Available: <http://www.wecc.biz/>, accessed Jan. 2014.

(4) Kundur, P., Power System Control and Stability. 1 ed. USA, EPRI-Power System Engineering Series McGraw-Hill Inc., 1994.

(5) United Kingdom Generic Distribution Network (UKGDS). [Online]. Available: <http://sedg.ac.uk>.

(6) CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, ANAREDE: Programa de Análise de Redes, Manual do Usuário, V09.07.02, Abril 2011.

(7) CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, ANATEM: Análise de Transitórios Eletromecânicos, Manual do Usuário, V10.04.05, Dezembro 2010.

## 6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



**Heitor Alves Barata.** Nasceu em Belém/PA, em 1991. Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Pará (2015). Atualmente é mestrando no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) da Universidade Federal do Pará. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, Controle Coordenado de Tensão, Estabilidade de Tensão, Modelagem e Simulação Dinâmica, Geração Distribuída (Sistemas Fotovoltaicos). Atua como pesquisador no Laboratório de Modelagem e Simulação de Sistemas Elétricos de Potência do Centro de Excelência em Eficiência Energética da Amazônia (CEAMAZON).



**Vanderson Carvalho de Souza.** Nasceu em Cametá/PA, em 1989. Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Pará (2015). Atualmente é engenheiro na Diretoria de Engenharia e Infraestrutura (DINF) do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Pará (IFPA) e aluno de mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Pará. Seus interesses em pesquisa estão focados em modelagem e simulação da geração distribuída em sistemas de energia elétrica.



**Werboston Douglas de Oliveira.** Possui graduação e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Pará (2011) e (2013), respectivamente, com ênfase em Sistemas de Energia Elétrica. Atualmente doutorando em Sistema de Energia pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) da Universidade Federal do Pará. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Geração da Energia Elétrica, Segurança de Sistemas Elétricos, Mineração de Dados aplicados em Sistemas de Potência, atuando como pesquisador no Laboratório de Modelagem e Simulação de Sistemas Elétricos de Potência do Centro de Excelência em Eficiência Energética da Amazônia (CEAMAZON) e professor na Universidade Federal do Amapá.



**João Paulo Abreu Vieira.** Possui graduação (2004), mestrado (2006) e doutorado (2009) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Pará. Atualmente é professor adjunto IV da Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pará. Seus interesses em pesquisa estão focados em estabilidade, controle e segurança de sistemas de potência, geração distribuída e integração de fontes renováveis em sistemas de energia elétrica. É membro do IEEE PES.