

JEFERSON LOURENÇO MODESTO

# SISTEMA DE POTÊNCIA COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA CENTRALIZADA: ANÁLISE DE ESTABILIDADE ORIENTADA POR CONVERSOR

CUIABÁ – MT MAIO, 2023

# JEFERSON LOURENÇO MODESTO

# SISTEMA DE POTÊNCIA COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA CENTRALIZADA: ANÁLISE DE ESTABILIDADE ORIENTADA POR CONVERSOR

Trabalho Final de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Mato Grosso, como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Carlos Enrique Portugal Poma

CUIABÁ – MT MAIO, 2023

### Dados Internacionais de Catalogação na Fonte.



Ficha catalográfica elaborada automaticamente de acordo com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Permitida a reprodução parcial ou total, desde que citada a fonte.

SEI/UFMT - 5833912 - Despacho

### UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO

# DESPACHO

# Processo nº 23108.037295/2023-71 Interessado: JEFERSON LOURENÇO MODESTO

# FOLHA DE APROVAÇÃO

# TÍTULO DA MONOGRAFIA:

# SISTEMA DE POTÊNCIA COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA CENTRALIZADA: ANÁLISE DE ESTABILIDADE ORIENTADA POR CONVERSOR

### ALUNO: JEFERSON LOURENÇO MODESTO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Arquitetura, Engenharia e Tecnologia da Universidade Federal de Mato Grosso, como requisito para a obtenção de grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 30 de maio de 2023.

Nota: 10,0

# **BANCA EXAMINADORA:**

# Prof. Dr. Carlos Enrique Portugal Poma - Orientador

Prof. Dr. Raul Vitor Arantes Monteiro - Examinador(a)

# Prof. Dr. Saulo Roberto Sodré dos Reis - Examinador(a)



Documento assinado eletronicamente por **JEFERSON LOURENÇO MODESTO**, **Usuário Externo**, em 05/06/2023, às 12:56, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.



Documento assinado eletronicamente por SAULO ROBERTO SODRE DOS REIS, Docente da Universidade Federal de Mato Grosso, em 06/06/2023, às 10:13, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.



Documento assinado eletronicamente por **RAUL VITOR ARANTES MONTEIRO**, **Docente da Universidade Federal de Mato Grosso**, em 06/06/2023, às 14:47, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do <u>Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020</u>.



Documento assinado eletronicamente por **CARLOS ENRIQUE PORTUGAL POMA**, **Docente da Universidade Federal de Mato Grosso**, em 06/06/2023, às 22:42, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do <u>Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020</u>.



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site <u>http://sei.ufmt.br/sei/controlador\_externo.php?</u> <u>acao=documento\_conferir&id\_orgao\_acesso\_externo=0</u>, informando o código verificador **5833912** e o código CRC **B83F90A9**.

Referência: Processo nº 23108.037295/2023-71

SEI nº 5833912

Aos meus pais, exemplos inspiradores de perseverança e força de vontade Dedico

### AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente aos meus pais queridos e amados, Maria e Jamil, por toda a dedicação, amor e suporte incessante durante toda a formação acadêmica e de vida. Uma grande parcela dessa conquista se deve a vocês.

Aos meus irmãos Vanessa, Leandro e Vitor, pelo apreço e apoio. Também não poderia de deixar de registrar meus sinceros carinhos aos meus sobrinhos Lucas Gabriel e Dominick.

As minhas queridas tias, Darcina e Delcina, que sou profundamente grato por todo o apoio, dedicação e incentivo na minha jornada acadêmica e de vida, e por nunca duvidarem da minha capacidade.

Ao meu orientador, professor doutor Carlos Portugal pela disponibilidade, confiança e orientação durante todo o período de pesquisa, sempre buscou superar os desafios que surgiram ao longo da pesquisa.

Ao professor doutor Glauco Taranto, pela grande ajuda com materiais de apoio que foi crucial para finalizar este trabalho.

Aos meus bons amigos Rafael Moreira, João Fabris, Emmanuel, Vicente, Fernando, João Victor, Andreiv, Ana Assis e a todos os demais aqui não citados pela troca de conhecimento e pela amizade desde o início dessa jornada.

À amiga Anny Karolynne meu profundo obrigado por todo o carinho e companheirismo.

À UFMT, em especial aos professores do Departamento de Engenharia Elétrica, pela formação de excelente qualidade que foi proporcionada.

Por fim, a todos vocês, o meu mais sincero, muito obrigado!

### **RESUMO**

A energia solar fotovoltaica tem se tornado popular devido à crescente demanda por fontes de energia limpa e sustentável. No entanto, a integração de usinas fotovoltaicas (UFV) à rede elétrica pode gerar desafios de estabilidade devido à necessidade de conversão de energia por meio de dispositivos eletrônicos de potência. A estabilidade orientada por conversor pode ser fortemente afetada devido aos parâmetros estabelecidos aos controladores do modelo do inversor. Tal fato, pode ocasionar problemas como ressonância modal que afeta diretamente a interação dinâmica do sistema elétrico de potência (SEP), e pode ameaçar a estabilidade geral. Para isso, são realizados testes com diferentes níveis de injeção de energia fotovoltaica em um sistema de duas áreas e avaliados os impactos nos modos de oscilação eletromecânica (MOE) do sistema. Para evitar problemas prejudiciais ao sistema, a estratégia de otimização de parâmetros de controlador é implementada ao modelo dinâmico do inversor da UFV. Com isso, a estabilidade do sistema é fortificada, tendo a melhora no amortecimento de -4,9% para 8%, mitigando os efeitos prejudiciais da interação modal no ponto de acoplamento comum (PAC).

Palavras-chave: Estabilidade Orientada por Conversor, Interação Dinâmica, Modo de Oscilação Eletromecânica, Ressonância Modal, Usinas Fotovoltaicas.

### ABSTRACT

Photovoltaic solar energy has become popular due to the growing demand for clean and sustainable energy sources. However, the integration of photovoltaic plants to the electrical grid can generate stability challenges due to its energy conversion capability through power electronic devices. Converter-driven stability can be heavily affected due to parameters set to inverter-based generators. This fact can cause problems such as modal resonance that directly affects the dynamic interaction of the electric power system, and can threaten the general stability. For this, tests are carried out with different levels of photovoltaic energy injection in a two-area system and the impacts on the electromechanical oscillation modes of the system are evaluated. To avoid harmful problems to the system, controller parameter optimization strategy is implemented to the dynamic model of the photovoltaic plants inverter. From these results, we better understand the phenomena of converter-oriented stability and the effects of modal interaction at the point of common coupling.

Keywords: Converter-Driven Stability, Dynamic Interaction, Electromechanical Oscillation Modes, Photovoltaic Plants.

# LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Fig. 1. Esquema simplificado de uma UFV. Fonte: [4]17
Fig. 2. Faixas de operação de central geradora em regime de frequênica não nominal.
Fonte:[5]
Fig. 3 - Faixa de geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão da central
geradora. Fonte:[5]17
Fig. 4. Requisito para atendimento ao fator de potência na faixa operativa de tensão no ponto
de conexão. Fonte: [5]
Fig. 5 - Tensão nos terminais dos inversores da central geradora. Fonte: [5]18
Fig. 6. Estrutural Geral do modelo GE. Fonte: [8]18
Fig. 7. Sistema teste apresentado por Kundur interagindo com uma UFV19
Fig. 8. Deslocamento dos modos eletromecânicos com o aumento da geração fotovoltaica
(UFV)
Fig. 9. Ângulo do gerador G1 nos cinco casos de estudo. (a) Caso 1; (b) Caso 2; (c) Caso 3;
(d) Caso 4 e (e) Caso 5
Fig. 10. Fluxo de Potência Ativa entre a área 1 e área 2. (a) Caso 1; (b) Caso 2; (c) Caso 3;
(d) Caso 4 e (e) Caso 5
Fig. 11. Deslocamento do Modo Interárea antes e depois da otimização do Caso 0 para o
Caso 5
Fig. 12. Comparação da simulação dos resultados no Caso 5 antes/depois da otimização dos
parâmetros. (a) Ângulo do Rotor do Gerador G1; (b) Fluxo de Potência Ativa da Área 1 para
Área 2

# LISTA DE TABELAS

TABELA I - Aumento e Redução Gradativa da UFV e G2 Respectivamente	20
TABELA II - Modo de Operação da UFV	20
TABELA III - Modo Interárea	20
TABELA IV - Modos A1	20
TABELA V - Modos A2	21
TABELA VI - Modo MOF	21
TABELA VII - Parâmetros de Controle da UFV Otimizado	22

# LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANATEM	Análise de Transitórios Eletromecânicos
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CDU	Controladores Definidos pelo Usuário
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
FRT	Fault Ride Through
FP	Fator de Potência
GE	General Electric
HVDC	Corrente Contínua em Alta Tensão
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
MOE	Modo de Oscilação Eletromecânica
MOF	Modo De Oscilações Eletromecânico Da Usina Fotovoltaico
MPPT	Maximum Power Point Tracking
OSS	Oscilações Subsíncronas
ONS	Operador Nacional do Sistema
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PacDyn	Análise e Controle de Oscilações Eletromecânicas em Sistemas de
	Potência
PI	Propocional Integral
PLL	Phase-Locked Loop
PWM	Pulse Width Modulation
RSS	Ressonância Subsíncrona
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
TPP	Técnica De Posicionamento De Polos
UFV	Usina Fotovoltaica
WECC	Western Electricity Coordinating Council

# LISTA DE SÍMBOLOS

$Q_{ord}$	Sinal externo de potência reativa
P <sub>ord</sub>	Referência de potência ativa
I <sub>qcmd</sub>	Comando de corrente reativa
I <sub>pcmd</sub>	Comando de corrente ativa
$I_q$	Corrente Reativa de saída do inversor
I <sub>d</sub>	Corrente Ativa de saída do inversor
dq	Coordenadas de referência girante
αβ	Coordenada de referência estacionária
I <sub>imag</sub>	Corrente imaginária
I <sub>real</sub>	Corrente real
P <sub>ref</sub>	Referência de potência ativa
V <sub>ref</sub>	Referência de tensão
f <sub>ref</sub>	Referência de frequência
FP <sub>ref</sub>	Referencia de fluxo de potência ativa e reativa
V <sub>term</sub>	Tensão terminal
$Q_{inv}$	Potencia reativa do inversor
λ	Autovalor ou raízes da equação característica
σ	Parte real de $\lambda$
ω	Frequência natural e parte imaginária de $\lambda$

# SUMÁRIO

I. INTRODUÇÃO15
II. PRINCÍPIOS TÉCNICOS DE USINAS FOTOVOLTAICAS16
A. Distinções Fundamentais entre Geradores Convencionais e Inversores
B. Topologia de um Gerador Fotovoltaicao17
C. Requisitos Mínimos para Conexão de UFVs ao SIN17
III. MODELAGEM DINÂMICA DE GERADORES FOTOVOLTAICO18
IV. METODOLOGIA DE ESTRATÉGIA DE OTIMIZAÇÃO19
V. ESTUDO DE CASO
A. Análise de Estabilidade Orientada por Conversor Considerando Diferentes Níveis de
Penetração de Energia Fotovoltaica
B. Otimização dos Parâmetros de Controle para a Melhora da Estabilidade Orientada po
Conversor
VI. CONCLUSÕES23
APÊNDICE A25

# SISTEMA DE POTÊNCIA COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA CENTRALIZADA: ANÁLISE DE ESTABILIDADE ORIENTADA POR CONVERSOR

#### Jeferson Lourenço Modesto

Universidade Federal de Mato Grosso, Departamento de Engenharia Elétrica, Cuiabá - MT, jeferson.modesto@sou.ufmt.br

Resumo - A energia solar fotovoltaica tem se tornado popular devido à crescente demanda por fontes de energia limpa e sustentável. No entanto, a integração de usinas fotovoltaicas (UFV) à rede elétrica pode gerar desafios de estabilidade devido à necessidade de conversão de energia por meio de dispositivos eletrônicos de potência. A estabilidade orientada por conversor pode ser fortemente afetada devido aos parâmetros estabelecidos aos controladores do modelo do inversor. Tal fato, pode ocasionar problemas como ressonância modal que afeta diretamente a interação dinâmica do sistema elétrico de potência (SEP), e pode ameaçar a estabilidade geral. Para isso, são realizados testes com diferentes níveis de injecão de energia fotovoltaica em um sistema de duas áreas e avaliados os impactos nos modos de oscilação eletromecânica (MOE) do sistema. Para evitar problemas prejudiciais ao sistema, a estratégia de otimização de parâmetros de controlador é implementada ao modelo dinâmico do inversor da UFV. Com isso, a estabilidade do sistema é fortificada, tendo a melhora no amortecimento de -4,9% para 8%, mitigando os efeitos prejudiciais da interação modal no ponto de acoplamento comum (PAC).

*Palavras-Chave* – Estabilidade Orientada por Conversor, Interação Dinâmica, Modo de Oscilação Eletromecânica, Ressonância Modal, Usinas Fotovoltaicas.

### POWER SYSTEM WITH UTILITY-SCALE SOLAR PHOTOVOLTAIC POWER PLANTS: CONVERTER-ORIENTED STABILITY ANALYSIS

Abstract - Photovoltaic solar energy has become popular due to the growing demand for clean and sustainable energy sources. However, the integration of photovoltaic plants to the electrical grid can generate stability challenges due to its energy conversion capability through power electronic devices. Converterdriven stability can be heavily affected due to parameters set to inverter-based generators. This fact can cause problems such as modal resonance that directly affects the dynamic interaction of the electric power system, and can threaten the general stability. For this, tests are carried out with different levels of photovoltaic energy injection in a two-area system and the impacts on the electromechanical oscillation modes of the system are evaluated. To avoid harmful problems to the system, controller parameter optimization strategy is implemented to the dynamic model of the photovoltaic plants inverter. From these results, we better understand the phenomena of converter-oriented stability and the effects of modal interaction at the point of common coupling.

*Keywords* - Converter-Driven Stability, Dynamic Interaction, Electromechanical Oscillation Modes, Photovoltaic Plants.

#### I. INTRODUÇÃO

Com o avanço tecnológico nas últimas décadas e a crescente demanda energética, possibilitou o aumento da inclusão de fontes de energias renováveis na matriz elétrica, sendo a energia solar uma das principais [1]. Com isso, a integração de conversores eletrônicos de potência à rede elétrica ocasionou mudanças importantes nas características dos SEP, tal avanço proporcionará alta flexibilidade, controle total, sustentabilidade e eficiência aprimorada para futuras redes elétricas, em contrapartida, ocasiona novos desafios à estabilidade do SEP, devido à sua natureza intermitente e à necessidade de conversão de energia por meio de dispositivos de eletrônica de potência [2]. Resultados de novos estudos publicado no Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE), indicam, que, além dos impactos nos problemas clássicos de estabilidade do sistema de potência (estabilidade angular, estabilidade da tensão e estabilidade da frequência), duas novas classes de estabilidade também são introduzidas, denominada "resonance stability" e "converter-driven stability" [3][4]. A última classe mencionada, a qual será explorada no presente trabalho, designa-se como Estabilidade Orientada por Conversor. Neste contexto, as centrais geradoras fotovoltaicas, ou UFV, possuem seu grande peso na interação com o SEP [1], e nesse trabalho, sendo inseridas na rede elétrica baseados em modelos de inversores General Electric (GE) associada a uma variedade de opcões de controle [5].

Os desafios enfrentados pela estabilidade do SEP devido ao aumento da participação de fontes de energia renovável no mix de geração de energia resultam do comportamento dinâmico distintivo dos inversores em relação aos geradores síncronos convencionais [6]. Caracteristicamente, na interação do modelo GE com a rede elétrica pode levar a oscilações instáveis do SEP em uma ampla faixa de frequência, caso houver acoplamento cruzado tanto com a dinâmica eletromecânica das máquinas quanto com os transientes eletromagnéticos da rede [7]. Estudos de ressonância subsíncrona (RSS) foram observado no ERCORT [8], apagão de Londres no Reino Unido [9], província de Hebei, no norte da China [10], e oscilações subsíncronas (OSS) foi observado em estudos na província Xinjiang da China [11], também, foram estudados problemas de instabilidade harmônica em UFV [12][13].

Oscilações de baixa frequência em um sistema com UFV podem ocorrer pela interação dinâmica entre a interligação dos componentes de controle do inversor com outros componentes do sistema, como reguladores de tensão de resposta rápida [14][15]. As ocorrências de oscilações são devido à falta de amortecimento dos MOE do sistema elétrico [16]. Em [17], é apresentado que os parâmetros do controlador do conversor é também um fator que afeta as oscilações de baixa frequência em uma rede fraca. Na pesquisa [18], apresentaram no trabalho que a impedância do sistema e os parâmetros do *Phase-Locked Loop* (PLL) afetam o comportamento dinâmico e os limites de estabilidade dos conversores em linhas HVDC.

Observa-se que os impactos das UFVs na estabilidade do sistema de potência podem ser tanto benéficos quanto prejudiciais. Os beneficios são atribuídos principalmente à dinâmica de controle mais ágil e à regulação de saída mais precisa dos inversores, o que resulta em melhor flexibilidade e controlabilidade. Por outro lado, os impactos negativos decorrem da redução da inércia do sistema e do projeto inadequado do controle do inversor, tornando complexas as interações modais no sistema de transmissão e distribuição [19].

Ao contrário dos geradores síncronos convencionais, as centrais fotovoltaicas exercem uma influência substancial na estabilidade orientada por conversor do SEP. Como resultado, existem estudos dedicados à investigação da influência dos parâmetros dos controladores na realocação dos autovalores no plano complexo [20]. Com base na modelagem dinâmica e análise de geradores convencionais e UFV, constatou-se que o impacto na estabilidade do sistema de energia é reduzido quando a penetração de energia solar é baixa [3]. Todavia, à medida que a penetração aumenta, a estabilidade pode ser comprometida.

Conforme apresentado, a redução do amortecimento do MOE do SEP pode ocorrer em níveis crescentes de penetração de fontes de energia renovável [14]. Em sistemas de geração fotovoltaica múltiplos interligados à rede, o comportamento de acoplamento entre PLLs e conversores próximos pode tornar o sistema mais vulnerável, podendo inclusive comprometer a estabilidade orientada por conversor [21][22].

O objetivo deste estudo consiste em examinar os impactos decorrentes da interação de uma usina fotovoltaica em um sistema de energia elétrica de pequeno porte, composto por duas áreas interligadas [23]. Para tanto, foram realizados testes com diferentes níveis de penetração de energia fotovoltaica, a fim de avaliar o impacto na estabilidade orientada por conversor. A partir dos resultados obtidos, busca-se uma melhor compreensão dos fenômenos envolvidos, bem como o estabelecimento de configurações de parâmetros para garantir a confiabilidade e a segurança do SEP. E por fim, verificar que a modelagem correta dos controles internos do modelo dinâmico do gerador baseado em inversor utilizado para teste impacta diretamente na estabilidade orientada por conversor do sistema elétrico.

### II. PRINCÍPIOS TÉCNICOS DE USINAS FOTOVOLTAICAS

Nesta seção, são apresentados três tópicos de relevância para o estudo de estabilidade orientada por conversor através da penetração de UFV no sistema elétrico: As principais divergências entre máquinas convencionais e inversores, as quais se tornam imprescindível compreender para explanar os possíveis impactos que a elevada penetração de UFVs pode acarretar ao sistema elétrico; A topologia de um sistema de geração solar fotovoltaica; e, para finalizar, as descrições dos requisitos mínimos de conexões exigidos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para a inserção de UFVs ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

### A. Distinções Fundamentais entre Geradores

### Convencionais e Inversores

Na atualidade, os sistemas de grande porte são dominados por geradores síncronos, que são tipicamente utilizados em usinas hidrelétricas, nucleares e térmicas. Todavia, a fonte solar conecta-se à rede elétrica por meio de equipamentos denominados inversores. Com o aumento da penetração dessa fonte, é possível que equipamentos de eletrônica de potência se tornem dominantes nas redes elétricas no futuro. Portanto, compreender as principais diferenças entre inversores e máquinas convencionais é fundamental [24][25].

1) Princípio de Funcionamento - Geradores convencionais são conectados diretamente à rede elétrica e possuem dinâmica elétrica governada pelas leis físicas dos fluxos magnéticos das máquinas rotativas, respondendo naturalmente aos estímulos da rede. Já a geração fotovoltaica utiliza inversores e microprocessadores para interface com a rede elétrica, resultando em uma dinâmica regida por sinais digitais [25].

2) Inércia - A rede elétrica tem como uma de suas principais características a inércia do sistema, relacionada à energia cinética das massas girantes. Na presença de perturbações, geradores síncronos utilizam essa inércia para estabilizar a variação de frequência diante de perturbações. Já inversores e geradores fotovoltaicos não possuem massa rotativa e, ao serem conectados ao sistema, reduzem a inércia equivalente do mesmo [24].

3) Corrente de Falta - Máquinas rotativas possuem características predominantemente indutivas e, durante uma falta, a corrente pode atingir um valor muito maior do que seu valor nominal. Já os inversores, que são baseados em chaves semicondutoras, possuem dispositivos eletrônicos sensíveis que só podem conduzir correntes ligeiramente superiores à nominal. Os inversores não reagem a faltas fisicamente, mas sim via algoritmos de detecção implementados em *software*. A corrente de falta do inversor precisa ser programada e pode ser configurada para cessar a injeção de corrente ou continuar a fornecer corrente [25].

4) Fault Ride Through (FRT) - FRT refere-se à capacidade de um sistema de geração de energia de permanecer conectado à rede elétrica durante condições de falha na rede elétrica, como uma queda de tensão ou interrupção de curto-circuito. No caso, geradores síncronos respondem pelas perturbações pelas suas características físicas. Enquanto, os inversores precisam estar programados

para detectar e responder à falta com ativação do seu modo de operação FRT [25].

5) Perda de Sincronismo - Em um episódio de instabilidade angular, os geradores síncronos não conseguem evitar a perda de sincronismo, enquanto inversores mantêm o sincronismo com o auxílio de algoritmos PLL para capturar o ângulo de tensão e produzir potência ativa e reativa em forma fasorial, o que pode afetar sua resposta durante distúrbios do sistema. Além disso, inversores podem perder sincronismo devido à queda de tensão, mas não apresentam problemas de estabilidade transitória [25].

#### B. Topologia de um Gerador Fotovoltaicao

Com as grandes variedades de aplicações especificas de inversores, existem variedades de topologias no mercado, que podem mudar de acordo com as características de funcionamento. No entanto, mesmo utilizando fontes de energia primária diferentes para cada inversor correspondente, a estrutura do circuito permanece substancialmente a mesma. A respeito de inversores fotovoltaico, possui duas famílias típicas de inversores: Topologia ponte H e Topologia de ponto neutro grampeado [25].

Como o objetivo do trabalho não é apresentar todas as derivações de topologias de inversores, é apresentado na Fig. 1 o esquema principal de uma usina fotovoltaica como exemplo representativo.

A planta fotovoltaica consiste nos seguintes elementos [25]:

1) Arranjo Fotovoltaico - O agrupamento de módulos fotovoltaicos conectado em série forma as *strings*, que por sua vez podem ser conectados em paralelo.

2) Conversor CC/CC - Com o uso destinado a nivelação de tensão à um nível adequado nos terminais no barramento de corrente contínua (CC).

3) Elo CC - Elo de conexão com o inversor trifásico.

4) Inversor CC/CA – Realiza a conversão de energia CC em energia CA, com o filtro de saída indicado como LCL logo em seguida, para reduzir as distorções harmônicas.



Fig. 1. Esquema simplificado de uma UFV. Fonte: [26].

Com todos esses dispositivos, as UFVs possuem seus controles, que tem a função de coordenar os inversores acoplados em cada *string*, que são diversos geradores fotovoltaicos agrupados, para que a geração centralizada tenha o comportamento de um único grande gerador, com isso possibilitando regular as saídas de potência da usina. As usinas fotovoltaicas possuem estratégias de controle como: o controle central de planta; o *Maximum Power Point Tracking* (MPPT); o *Pulse Width Modulation* (PWM); o controle de elo CC; o controle de corrente CA; o *Phaselocked-loop* (PLL); a proteção anti-ilhamento [26].

#### C. Requisitos Mínimos para Conexão de UFVs ao SIN

A ONS estabelece os requisitos mínimos para a conexão de centrais fotovoltaicos ao SIN, com o objetivo de manter os padrões de desempenho do sistema elétrico brasileiro. No módulo 2, Submódulo 2.10, dos Procedimentos de Rede pode-se encontrar todos as regras e requisitos técnicos necessários [27]. Dentre os requisitos, a seguir foram destacados os principais requisitos técnicos mínimos para a integração de UFVs ao SIN.

1) Em Operação em Regime de Frequência não Nominal - Nesse regime, o inversor deve ter o desligamento instantâneo para operação inferior à 56 Hz, e acima de 63 Hz. Na operação abaixo de 58,5 Hz o tempo mínimo para conexão permitida é de 20s, já no valor acima de 62,5 Hz, a desconexão é permitida com tempo mínimo de 10s, sendo a de desligamento temporização de proteção por sobrefrequência é definida com base em avaliação do desempenho dinâmico. Na faixa, entre 58,2 Hz e 62,5 Hz a operação é contínua. Na Fig. 2 é detalhado as faixas de operação de frequência e o tempo da UFV conectada ao SIN.



Fig. 2. Faixas de operação de central geradora em regime de frequênica não nominal. Fonte: [27].

2) Geração/Absorção de Potência Reativa – No regime permanente, a UFV deve propiciar os recursos necessário para operar com fator de potência indutivo ou capacitivo em qualquer ponto da área indicada na Fig. 3, na conexão da central geradora fotovoltaica à rede elétrica.



Fig. 3 - Faixa de geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão da central geradora. Fonte: [27].

3) Modos de Controle - A central geradora fotovoltaica deve ser capaz em três modos de controle: Controle de

Tensão; Controle de Potência Reativa e Controle de Fator de Potência. A UFV deve controlar a tensão no barramento coletor para manter o perfil de tensão do sistema na faixa normal de operação (0,9-1,1 p.u.) ou de emergência.

4) Atendimento do Fator de Potência em Regime de Tensão não Nominal - A potência reativa injetada em regime permanente deve estar na faixa de tensão da Fig. 4. O fator de potência é mantido em 0,95 para a faixa de 0,950-1,050 p.u. Na faixa de 1,050-1,100 p.u. e 0,900-0,950 p.u., há flexibilidade na geração/absorção de potência reativa.



Fig. 4. Requisito para atendimento ao fator de potência na faixa operativa de tensão no ponto de conexão. Fonte: [27].

5) Operação em Regime Permanente de Tensão Nominal - No ponto de acoplamento comum PAC da UFV às instalações sob responsabilidade de agente de transmissão ou de distribuição, decorrente de perturbações, a central geradora fotovoltaica deve continuar operando se as tensões nos terminais dos inversores estiverem dentro da faixa indicada na Fig. 5.



6) Potência Ativa de Saída - A UFV deve recuperar 85% da potência pré-falta em até 4 segundos após a recuperação da tensão nominal. Não é permitida a redução de potência durante a operação normal de tensão e frequência (0,90-1,10 p.u. e 58,5-60,0 Hz, respectivamente). Em operação na faixa de frequência de 57-58,5 Hz, é permitida a redução de até 10%.

### III. MODELAGEM DINÂMICA DE GERADORES FOTOVOLTAICO

Conforme demostrado na seção II, as características dinâmicas dos inversores diferem significativamente daquelas dos geradores síncronos. Portanto, a modelagem desses dispositivos com ênfase no fluxo de energia e dinâmica é crucial para realizar simulações e estudar a estabilidade do sistema de potência em situações de alta penetração de potência.

O modelo GE da UFV implementado neste trabalho com inversores LV5 foi escolhido a partir da base de dados de transitórios eletromecânicos do ONS e pode ser visualizado no APÊNDICE A [5]. Cabe ressaltar a relevância da semelhança entre o modelo GE com o modelo genérico oficial do *Western Electricity Coordinating Council* (WECC) [28]. O WECC é uma organização norte americana responsável por promover a confiabilidade e a segurança do sistema de energia na *Western Interconnection*. A modelagem do modelo WECC é incluindo em vários *softwares* comercias tais como Siemens PTI PSS®E, GE PSLF, PowerWorld Simulator e o PowerTech Labs TSAT<sup>TM</sup> [29].

Uma perspectiva geral e simplificada do modelo dinâmico da UFV pode ser visualizada na Fig. 6, a qual principais: compreende três módulos Controle Supervisório, responsável por emular o controlador central da planta UFV e que representa o nível mais alto de controle; Controle Elétrico, o qual reproduz os controles rápidos de variáveis locais do inversor; e, por fim, o módulo do inversor em si. No esquema representado, cada variável de entrada (em vermelho) está associada a um modo de operação customizável por meio de flags (em azul). Nesse contexto, o controle supervisório da planta realiza a interpretação das variáveis a serem controladas, que são então convertidas em sinais de referência de potência ativa e reativa para os inversores ( $Q_{ord} \in P_{ord}$ ). Na sequência, o controle elétrico do inversor calcula os comandos de corrente ( $I_{qcmd}$  e  $I_{pcmd}$ ) para a lógica de disparo dos dispositivos de chaveamento de eletrônica de potência. Posteriormente, as correntes de saídas do inversor  $(I_q e I_d)$ são submetidas a uma transformação de coordenadas de referência girante (dq) para a estacionária  $(\alpha\beta)$ . Isso é essencial para que a UFV, implementada via Controladores Definidos pelo Usuário (CDU), seja compatível com a modelagem da rede realizada no Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos (ANATEM). Por fim, as variáveis I<sub>imag</sub> e I<sub>real</sub> são exportadas para a rede como sinais de controle de fonte de corrente shunt, por meio do código de execução DFNT do ANATEM



Fig. 6. Estrutural Geral do modelo GE. Fonte: [30].

O modelo GE possibilita configurar diversos modos de operação da UFV. Resumidamente, é possível habilitar o controle de fator de potência  $(PF_{flag} = 1)$ , de tensão  $(VAR_{flag} = 1)$  ou ainda de potência reativa  $(VAR_{flag} = 0)$ . Também, possibilita o controle de potência ativa ( $F_{flag}$  = 0) ou de frequência ( $F_{flag} = 1$ ). Além do mais, com a configuração do modo lógica de limitação de corrente do priorizar tanto a corrente ativa inversor pode  $(P_{priority}, PQ_{flag} = 1)$  quanto a corrente reativa  $(Q_{priority}, PQ_{flag} = 0)$  [30]. Ademais, o modelo GE fornece duas alternativa para processar o sinal  $Q_{ord}$ , mediante a escolha da variável TypeMD, na qual, TypeMD < 3 desconsidera os controladores, resultando no sinal de comando Igcmd diretamente da divisão de Qord por  $V_{term}$ , enquanto que  $TypeMD \ge 3$  o sinal passa por dois controladores Proporcional Integral (PI) em série para o controle da potência reativa do inversor  $Q_{inv}$ , seguido do controle da tensão terminal V<sub>term</sub>, que por fim resulta no sinal de comando  $I_{acmd}$  [30].

### IV. METODOLOGIA DE ESTRATÉGIA DE OTIMIZAÇÃO

A interação da UFV com a rede elétrica, introduz um novo modo de oscilações eletromecânico da usina fotovoltaico (MOF) que pode interagir com os modos de oscilações eletromecânicos dos geradores localizados próximos [22]. Com isso, existem metodologias para coordenar e melhorar diretamente as interações dinâmicas entre UFV e a rede elétrica, com a estratégia de melhorar a estabilidade otimizando os quadros de controle convencional já existente. De acordo com a teoria de superposição modal em [31], a interação modal no PAC pode ser classificada em 3 tipos de categorias:

*1) Interação Modal Fraca* – Interpreta-se por interação modal fraca o tipo de interação dinâmica entre a UFV e a rede elétrica em que o nível de acoplamento é insignificante, sendo, portanto, negligenciável no estudo da estabilidade orientada por conversor.

2) Neutralização Modal – Implica que a UFV está interagindo de forma construtiva com a rede elétrica, resultando em uma melhora geral da estabilidade do sistema.

3) Ressonância Modal – Implica no agravamento da taxa de amortecimento do sistema, devido ao movimento contrário a cada um dos modos de oscilações adjacentes, resultando no aumento da oscilação eletromecânica.

Para que haja a interação benéfica entre a UFV e o SEP, a técnica de posicionamento de autovalores (TPA) é implementado para avaliar quantitativamente o efeito da interação modal. O MOE é caracterizado por autovalores complexos conjugados, representado pela formula  $\lambda = \sigma \pm j\omega$ , onde  $\sigma \in \omega$  são, respectivamente, o índice de amortecimento dos modos de oscilações observáveis do sistema e a frequência de oscilações amortecida do modo eletromecânico [31]. Dessa maneira, denote  $\lambda' = \sigma' \pm j\omega'$  como o modo de oscilação sem a interação da UFV com o SEP, e  $\lambda^{"} = \sigma^{"} \pm j\omega^{"}$  como o modo de oscilação considerando a interação dinâmica dos controles da UFV. Portanto, o impacto da interação dinâmica da UFV pode ser definido matematicamente por  $PTA = \Delta \lambda = \lambda^{"} - \lambda'$ .

A parte real de PTA, ou seja, Re(PTA) está relacionado ao amortecimento do sistema. Portanto, Re(PTA)<0 indica uma oscilação amortecida na interação dinâmica sendo benéfico para estabilidade orientado por conversor. Em contra partida, se Re(PTA)>0, significa uma oscilação com amplitude crescente na interação dinâmica deteriorando o amortecimento do sistema e caracteriza a instabilidade do sistema. Para enfrentar essa circunstância, foi estabelecida uma estratégia de otimização dos parâmetros de controle da UFV. O ponto crucial dessa otimização, conforme expressão (1), consiste em obter o maior deslocamento possível dos polos para o semiplano complexo esquerdo.

Calcular pelo mínimo  $Re(PTA) = real(\Delta \lambda_{MOE})$  (1) Onde:

Minizar Re(PTA) – Parte real de PTA

 $real(\Delta \lambda_{MOE})$  – Deslocamento do autovalor das interações de MOEs

É importante salientar que a otimização da interação modal não deve comprometer a dinâmica da UFV em um grau significativo. Uma vez que o ajuste dos parâmetros é realizado no controlador da UFV, é necessário e viável garantir uma margem de amortecimento adequada para o sistema. Neste estudo, foram realizados testes em cenários onde a interação dinâmica da UFV com o SEP é crítica, isto é, em níveis elevados de injeção de potência da UFV e com condições de ressonância modal. Os PLLs foram identificados como componentes-chave para otimizar a interação multimodal entre os MOEs.

### V. ESTUDO DE CASO

O estudo é realizado em um sistema clássico de Duas Áreas, composta por 11 barras, 8 linhas, 4 transformadores e 4 usinas de geradores síncronos (G1, G2, G3 e G4), na qual, cada usina possui 4 unidades geradoras de 225MVA, totalizando 900MVA. Na barra 7 e 9, está localizada as cargas correspondendo a (967 + j100) MVA e (1.767 + j100) MVA, respectivamente. Tal sistema, foi utilizado para inserir uma usina fotovoltaico, mais especificamente na barra 6, como ilustrado na Fig. 7. Os geradores convencionais são compostos por reguladores de tensão,



Fig. 7. Sistema teste apresentado por Kundur interagindo com uma UFV.

PSS e regulador de velocidade. Ademais, como as 4 usinas estão despachando 700MW, totalizando 2.800MW e há diferença entre as cargas, cerca de 400MW fluem da área 1 para a área 2.

A fim de analisar o impacto na estabilidade orientada por conversor da interação entre a UFV e a rede elétrica, foi simulado diferentes níveis de penetração de energia, logo, cinco casos de condições foram montados, como mostra na TABELA I. Nota-se, que o montante de geração fotovoltaico parte de zero até 700MW, simultaneamente há a redução gradativa do número de unidades geradores da usina convencional G2, até acarretar no seu desligamento total. Como a troca de geração é interna no barramento 6, o fluxo de potência ativa entre 1 e 2 não é afetado em nenhum cenário.

TABELA I - Aumento e Redução Gradativa da UFV e G2 Respectivamente

UFV		G2		
Caso	Geração (MW)	Geração (MW)	Unidades Geradoras	
1	0	700	4	
2	175	525	3	
3	350	350	2	
4	525	175	1	
5	700	0	0	

No presente trabalho, a dinâmica da UFV é representada utilizando o modelo GE abordado no tópico III. A usina solar é configurada para o controle da potência reativa com a estratégia de  $Q_{priority}$ . A TABELA II apresenta as *flags* necessárias para operar a UFV neste modo.

TABELA	. II -	Modo	de (	Operação	da	UFV
--------	--------	------	------	----------	----	-----

Flag	
VARflag	0
PFflag	0
PQflag	0
TypeMD	3

A interação modal entre a UFV e a rede elétrica pode ser categorizada fraca ou forte. Como apresentado na Seção IV, em casos de interação fraca, o impacto dessa interação modal pode ser ignorado, considerando a central fotovoltaica como uma fonte de energia constante. No entanto, em casos de fortes interação, a interação modal entre a UFV e a rede elétrica pode ter um impacto significativo na estabilidade orientada por conversor e, portanto, será abordada nas análises subsequentes. O estudo incluiu simulações para analisar a rápida interação do sistema de controle da UFV com uma pequena perturbação no regulador de tensão da geração convencional do G1 com o auxílio dos programas do CEPEL Análise e controle do amortecimento de oscilações em sistemas de potência (PacDyn) e ANATEM. Para mitigar o efeito prejudicial pela forte interação entre os sistemas, foi adotado o método de otimização de parâmetros.

A. Análise de Estabilidade Orientada por Conversor Considerando Diferentes Níveis de Penetração de Energia Fotovoltaica

A partir do PacDyn é possível linearizar os pontos de operação e calcular os 58 autovalores correspondente ao caso em questão. Na TABELA III apresenta uma lista dos modos eletromecânicos interárea nos 5 níveis de penetração da UFV, e conforme demonstrado, verifica-se um aumento na intensidade da interação modal com o aumento da penetração de energia solar. Isso ocorre pelo fato da interação modal entre a UFV e a rede elétrica ser negativa, caracterizando uma ressonância modal.

	TABELA III - N	<b>Iodo Interár</b>	ea
UFV Geração (MW)	Autovalor	Freq. (Hz)	Amort. (%)
Caso 1	$-0,341 \pm j3,48$	0,55	9,7
Caso 2	$\textbf{-0,}208 \pm \textbf{j3,}56$	0,56	5,8
Caso 3	$\textbf{-0,0902} \pm \textbf{j3,56}$	0,56	2,5
Caso 4	$0,\!071 \pm j3,\!63$	0,57	-1,9
Caso 5	$0,\!187\pm j3,\!77$	0,6	-4,9

Como mostra na TABELA III, a parte real do modo interárea (real  $(\lambda_{MI})$ ) vai aumentando conforme penetração de potência ativa da UFV aumenta, consequentemente, o modo eletromecânico interárea desloca-se para a metade direita do semiplano complexo tornando-se instável. Principalmente devido ao impacto da interação modal entre os sistemas.

Vale destacar, que a interação do sistema UFV não só afetou o modo interárea, mas também estabeleceu interação com outros modos eletromecânicos, tais como o modo A1 e o modo A2, que podem ser interpretados como os modos locais da área 1 e modos locais da área 2, respectivamente. Na TABELA IV, pode-se analisar um aumento no amortecimento do modo A1, na qual, de 16,2% aumentou para 21,8%. Em outras palavras, o efeito da interação modal no modo A1 foi positivo. Além disto, quando a UFV substitui totalmente a geração de G2, o modo A1 desaparece. Apesar disso, grande atenção deve ser dada a essa interação modal, especialmente nos casos de ressonância modal prejudicial. Isso também prova que a dinâmica da UFV pode penetrar profundamente na dinâmica eletromecânica local. Implicando ainda que a interação entre a UFV e a rede elétrica pode ser multimodal. Na TABELA V, é possível notar que o modo A2 não altera seus autovalores entre os casos 1 a 5, ou seja, não é afetado, pois não houve redespacho dos geradores G3 e G4.

**TABELA IV - Modos A1** 

Autovalor	Freq. (Hz)	Amort. (%)
$-1,1603 \pm j7,05$	1,12	16,2
$\textbf{-1,}293\pm j7,\!17$	1,14	17,7
$-1,471 \pm j7,36$	1,17	19,58
$-1,7107 \pm j7,62$	1,24	21,8
-	-	-
	Autovalor $-1,1603 \pm j7,05$ $-1,293 \pm j7,17$ $-1,471 \pm j7,36$ $-1,7107 \pm j7,62$	Autovalor         Freq. (Hz)           -1,1603 ± j7,05         1,12           -1,293 ± j7,17         1,14           -1,471 ± j7,36         1,17           -1,7107 ± j7,62         1,24

UFV Geração (MW)	Autovalor	Freq. (Hz)	Amort. (%)		
Caso 1	$\textbf{-0,933} \pm \textbf{j6,18}$	0,98	14,9		
Caso 2	$\textbf{-0,933} \pm \textbf{j6,18}$	0,98	14,9		
Caso 3	$\textbf{-0,935} \pm \textbf{j6,18}$	0,98	14,9		
Caso 4	$\textbf{-0,936} \pm \textbf{j6,19}$	0,98	14,9		
Caso 5	$\textbf{-0,936} \pm \textbf{j6,19}$	0,98	14,9		

TABELA V - Modos A2

A interação modal também afeta os modos de oscilações da UFV. Verificou-se que o modelo da UFV incorpora 18 autovalores ao sistema, dos quais 6 são modos complexo conjugados. É importante destacar que esses 3 pares de modo oscilatórios são altamente influenciados pelos ajustes dos reguladores PI das malhas de controle de tensão e potência reativas [30]. No trabalho, investigamos um modo eletromecânico de oscilação da usina fotovoltaica, que é denotado como MOF. Foi listado apenas o modo mais ativo, já que os outros possui uma interação muito limitada com a dinâmica eletromecânica e, portanto, podem ser ignorados. Na TABELA VI é apresentado os resultados da análise modal de MOF.

TABELA VI - Modo MOF

UFV Geração (MW)	Autovalor	Freq. (Hz)	Amort. (%)
Caso 1	-	-	-
Caso 2	$\textbf{-0,}203\pm j1,\!14$	0,18	17,46
Caso 3	$-0,218 \pm j1,12$	0,17	19,1
Caso 4	$-0,314 \pm j1,00$	0,15	29,9
Caso 5	$-0,470 \pm j0,88$	0,14	46,7

A partir da TABELA VI, constata-se que a análise modal de MOF apresentou melhorias com o aumento do amortecimento entre os casos, ao passo que as frequências de oscilação apresentaram uma leve redução. Desse modo, à medida que a penetração da UFV aumenta, a interação entre o sistema e a rede torna-se mais forte, podendo assim afetar a dinâmica do sistema.

Para visualizar os deslocamentos dos modos eletromecânicos e demostrar o efeito da interação modal discutido acima, os quatro principais modos interativos de



oscilações (ou seja, A1, A2, MOF e Interárea) são ilustrados na Fig. 8. As setas auxiliam na identificação da direção dos modos eletromecânicos à medida que há maior geração fotovoltaica e, evidentemente menor geração convencional. Ademais, visando aprimorar a representação dos autovalores dos modos no gráfico, foram incluídas faixas de amortecimento de 5%, 10%, 15% e 20%

Assim sendo, pode-se concluir facilmente, por meio da Fig. 8, que embora os modos A1 e MOF tenham apresentado melhorias, o modo interárea foi prejudicado e gradualmente deslocou-se para o semiplano complexo direito, onde a instabilidade é evidente.

Para verificar os resultados das análises modais e ilustrar visualmente o efeito na estabilidade orientado por conversor, foram realizadas simulações no domínio do tempo com o auxílio do ANATEM. As condições de simulação foram definidas como: Após 100ms um degrau de -1% é introduzido na entrada do regulador de tensão da geração convencional de G1. Desse modo, foi representado o ângulo do rotor de G1 e o fluxo de potência ativa entre a área 1 e área 2. O amortecimento da TABELA III são marcados nos resultados da simulação.

Através da Fig. 9 e Fig. 10, é claramente notável que a interação dinâmica entre a UFV e a rede elétrica afeta negativamente o sistema elétrico, impactando drasticamente a estabilidade orientada por conversor, tornando a rede instável.



Fig. 9. Ângulo do gerador G1 nos cinco casos de estudo. (a) Caso 1; (b) Caso 2; (c) Caso 3; (d) Caso 4 e (e) Caso 5.



Fig. 10. Fluxo de Potencia Ativa entre a area 1 e area 2. (a) Caso 1; (b) Caso 2; (c) Caso 3; (d) Caso 4 e (e) Caso 5.

B. Otimização dos Parâmetros de Controle para a Melhora da Estabilidade Orientada por Conversor.

Aplicando o método de otimização de parâmetros demostrado na Seção IV foi implementado para atenuar o efeito prejudicial da ressonância modal e aumentar a estabilidade orientado por conversor. Ao ajustar os parâmetros do controle da UFV, podem não apenas ser realocados, como também induzir interações modais favoráveis com a rede elétrica. Desse modo, eliminando a forte ressonância multimodal. Portanto, os parâmetros de controle da UFV é o grande responsável por gerar grandes ressonância modal. Dessa maneira, a estratégia de otimização de parâmetro foi utilizada para adequar da melhor maneira possível a interação modal. Com isso, na TABELA VII podemos conferir os parâmetros Kiv1 do regulador PI modificado e os resultados da análise modal.

TABELA VII - Parâmetros de Controle da UFV Otimizado

Otimizado		
Тіро	Parâmetro de Controle Inicial	Parâmetro de Controle Modificado
Parâmetro de Controle Associado	Kiv1 = 5	Kiv1 = 50
Modo Interárea	$0,187 \pm j3,77$	$-0,323 \pm j4,03$
(Freq., Amort.)	(0,601 Hz, -4,9%)	(0,64 Hz, 8%)
Modo A1 (Freq., Amort.)	-	-
Modo A2	$-0,936 \pm j6,19$	$-0,9307 \pm j6,18$
(Freq., Amort.)	(0,98 Hz, 14,9%)	(0,98 Hz, 14,8%)
Modo MOF	$-0,4703 \pm j0,88$	$-21,737 \pm j4,68$
(Freq., Amort.)	(0,14 Hz, 46,7%)	(0,74 Hz, 97,7%)



Fig. 11. Deslocamento do Modo Interárea antes e depois da otimização do Caso 0 para o Caso 5.

Na Fig. 11, podemos identificar o deslocamento do modo eletromecânico interárea à medida que há maior geração fotovoltaico gradativamente, geração е menor convencional. As setas auxiliam na identificação do deslocamento antes e depois da otimização do parâmetro de controle da UFV, na qual, a verde representa pós otimização e vermelha antes da otimização. Fazendo as comparações, no sistema otimizado há uma leve inclinação no movimento do modo interáreo na direção do semiplano complexo direito, que por sua vez, acontece fortemente antes da otimização. O amortecimento tem um aumento de -4,9% para 8%, que é uma melhoria bastante notável. E vale ressaltar, que tal alteração é trazida apenas pelo ajuste do parâmetro com a estratégia de otimização, enquanto a condição de operação permanece a mesma, que do ponto de vista econômico, é vantajoso pois não envolve nenhum controle ou dispositivo adicional.

Na Fig. 12 é apresentado e comparado o ângulo do rotor do gerador G1 e o fluxo de potência entre a área 1 e área 2 em função do tempo, antes e depois da otimização do parâmetro do controle da UFV. A interação do sistema apresentou uma significativa melhora no desempenho dinâmico. Estes resultados estão de acordo com a indicação do amortecimento do modo interárea na TABELA VII. Por conseguinte, a estratégica de otimização multimodal e multiparamétrica implementada foi considerada eficaz para aumentar a estabilidade orientada por conversor.



em:



Fig. 12. Comparação da simulação dos resultados no Caso 5 antes/depois da otimização dos parâmetros. (a) Ângulo do Rotor do Gerador G1; (b) Fluxo de Potência Ativa da Área 1 para Área 2.

#### VI. CONCLUSÕES

A inserção de uma usina fotovoltaica em um sistema elétrico de duas áreas, seguida de uma análise da estabilidade orientada por conversor, demostrou os efeitos da penetração da usina fotovoltaica em diferentes níveis de potência ativa. Com isso, problemas de estabilidade surgem da interação modal entre os controladores dos sistemas fotovoltaicos e os componentes da rede elétrica. As condições de ressonância modal prejudiciais foram analisadas para demonstrar as possíveis instabilidades causadas pelo conversor.

A interação do modelo GE com a rede elétrica afetou o modo interárea, adicionando novos modos oscilatórios no sistema. Em condições extremas, ocorreu ressonância modal, afetando o amortecimento no modo crítico e impactando a estabilidade orientada por conversor. A diferença de amortecimento entre os casos é significativa, de 9,7% para -4,9%. No último caso, a usina fotovoltaica substitui completamente o gerador G2, que está sendo gradualmente reduzido com o aumento da penetração fotovoltaica.

Para mitigar o problema, otimizaram-se os parâmetros dos controladores da usina fotovoltaica (UFV). Isso resultou em uma melhoria significativa na interação modal entre os subsistemas (usina fotovoltaica e SEP) em um cenário de alta penetração da usina, aumentando o amortecimento do modo interárea de -4,9% para 8% no cenário de injeção equivalente. Isso fortaleceu a estabilidade orientada por conversor, como comprovado pelos resultados da simulação em domínio do tempo, mostrando o sincronismo do gerador G1 e um fluxo de potência estável da área 1 para a área 2.

### REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

 H. M. F. da Silva, F. J. C. Araújo, "Energia Solar Fotovoltaica No Brasil: Uma Revisão Bibliográfica". *Revista Ibero-Americana de Humanidades, Ciências e Educação*, [S. l.], v. 8, n. 3, p. 859–869, 2022. DOI: 10.51891/rease.v8i3.4654. Acedido em 18 de Abril de 2023.

https://periodicorease.pro.br/rease/article/view/4654.

- [2] R. Shah, N. Mithulananthan, R.C. Bansal, V.K. Ramachandaramurthy, "A review of key power system stability challenges for large-scale PV integration", *in Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 41, 2015, Pages 1423-1436, ISSN 1364-0321, doi: <u>https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.09.027</u>.
- [3] S. Eftekharnejad, V. Vittal, G. T. Heydt, B. Keel and J. Loehr, "Impact of increased penetration of photovoltaic generation on power systems," *in IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 893-901, May 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2216294.
- [4] P. Kundur et al., "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions," *in IEEE Transactions* on Power Systems, vol. 19, no. 3, pp. 1387-1401, Aug. 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2004.825981.
- [5] ONS, "Base de Dados de transitórios eletromecânicos para o programa ANATEM - Versão outubro/2020". Acedido em 18 de Abril de 2023, em: https://sintegre.ons.org.br.
- [6] N. Hatziargyriou, J. Milanović, C. Rahmann, V. Ajjarapu, C. Cañizares, I. Erlich, D. Hill, I. Hiskens, I. Kamwa, B. Pal, "Stability Definitions and Characterization of Dynamic Behavior in Systems with High Penetration of Power Electronic Interfaced Technologies"; Technical Report No. PES-TR77; *in IEEE: Piscataway*, NJ, USA, 2020; p. 42.
- [7] N. Hatziargyriou et al., "Definition and classification of power system stability revisited & extended" in *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 36, no. 4, pp. 3271–3281, Jul. 2021.
- [8] J. Adams, V. A. Pappu, A. Dixit, "Ercot experience screening for Sub-Synchronous Control Interaction in the vicinity of series capacitor banks," 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, USA, 2012, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM.2012.6345409.
- [9] J. Luo, S. Bu, C. Y. Chung, "Design and Comparison of Auxiliary Resonance Controllers for Mitigating Modal Resonance of Power Systems Integrated With Wind Generation," *in IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, pp. 3372-3383, July 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2021.3051252.
- [10]H. Liu, X. Xie, X. Gao, H. Liu, Y. Li, "Stability Analysis of SSR in Multiple Wind Farms Connected to Series-Compensated Systems Using Impedance Network Model," *in IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 3118-3128, May 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2764159.
- [11]Y. Zhan, X. Xie, H. Liu, H. Liu, Y. Li, "Frequency-Domain Modal Analysis of the Oscillatory Stability of Power Systems With High-Penetration Renewables," *in IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10, no. 3, pp. 1534-1543, July 2019, doi: 10.1109/TSTE.2019.2900348.
- [12]C. Li, "Unstable Operation of Photovoltaic Inverter From Field Experiences," *in IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, no. 2, pp. 1013-1015, April 2018, doi: 10.1109/TPWRD.2017.2656020.

- [13]J. H. R. Enslin, P. J. M. Heskes, "Harmonic interaction between a large number of distributed power inverters and the distribution network," *in IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, no. 6, pp. 1586-1593, Nov. 2004, doi: 10.1109/TPEL.2004.836615.
- [14]J. Luo, Y. Zou, S. Bu, U. Karaagac, "Converter-Driven Stability Analysis of Power Systems Integrated with Hybrid Renewable Energy Sources". *Energies 2021*, 14, 4290. <u>https://doi.org/10.3390/en14144290</u>.
- [15]N. Hatziargyriou et al., "Definition and classification of power system stability revisited & extended" in IEEE Trans. Power Syst., vol. 36, no. 4, pp. 3271–3281, Jul. 2021.
- [16]W. Du, J. Bi, H. Wang, "Damping Degradation of Power System Low-Frequency Electromechanical Oscillations Caused by Open-Loop Modal Resonance," *in IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 5, pp. 5072-5081, Sept. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2805187.
- [17]L. Fan, "Modeling Type-4 Wind in Weak Grids," *in IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10, no. 2, pp. 853-864, April 2019, doi: 10.1109/TSTE.2018.2849849.
- [18]J. Z. Zhou, H. Ding, S. Fan, Y. Zhang, A. M. Gole, "Impact of Short-Circuit Ratio and Phase-Locked-Loop Parameters on the Small-Signal Behavior of a VSC-HVDC Converter" in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 5, pp. 2287-2296, Oct. 2014, doi: 10.1109/TPWRD.2014.2330518.
- [19]L. Kong, Y. Xue, L. Qiao and F. Wang, "Review of Small-Signal Converter-Driven Stability Issues in Power Systems," *in IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, vol. 9, pp. 29-41, 2022, doi: 10.1109/OAJPE.2021.3137468.
- [20]D. Gautam, V. Vittal, T. Harbour, "Impact of Increased Penetration of DFIG-Based Wind Turbine Generators on Transient and Small Signal Stability of Power Systems," *in IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 3, pp. 1426-1434, Aug. 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2021234.
- [21]Li Wang, Tzu-Ching Lin, "Dynamic stability and transient responses of multiple grid-connected PV systems," 2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, Chicago, IL, 2008, pp. 1-6, doi: 10.1109/TDC.2008.4517299.
- [22]Y. Teng, X. Zhang, C. Fan, X. Chen, R. Zhang, "Resonance Risk in Infirm-interconnected Grid Considering Photovoltaic Devices," 2018 International Conference on Power System Technology (POWERCON), Guangzhou, China, 2018, pp. 1004-1011, doi: 10.1109/POWERCON.2018.8602336.
- [23]P. Kundur, Power system stability and control, p. 813 -816, v. 7. McGraw-hill New York, 1994.
- [24]B. Kroposki et al., "Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy," *in IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 15, no. 2, pp. 61-73, March-April 2017, doi: 10.1109/MPE.2016.2637122.
- [25]CIGRÉ, CIRED. Modelling of Inverter-Based Generation for Power System Dynamic Studies, Relatório Técnico ISBN 978-2-85873-429-0, Task Force C4/C6/CIRED, Paris, França, maio 2018.

- [26]G. S. Oliveira, "Sistema de Potência com Geração Fotovoltaica Centralizada: Análise de Estabilidade a Pequenas Perturbações e Projeto de Controle", *Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina*, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2020.
- [27]ONS. Módulo 2 Critérios e Requisitos: Submódulo 2.10 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão. Acedido em 05 de Abril de 2023, em: <u>https://www.ons.org.br/paginas/sobre-oons/procedimentos-de-rede/vigentes</u>.
- [28]Western Electricity Coordinating Council. WECC PV Power Plant Dynamic Modeling Guide: Renewable Energy Modeling Task Force. [S.l.], abr. 2014.
- [29]Electric Power Research Institute. Model User Guide for Generic Renewable Energy System Models. ID: 3002014083, Califórnia, jul. 2018.
- [30]D. Hauser, "Impacto de Centrais Geradoras Fotovoltaicas na Estabilidade a Pequenas e Grandes Perturbações, UFRG/COPPE, XVI, 106 p., Rio de Janeiro, 2019.
- [31]Jianqiang Luo, Siqi Bu, Fei Teng, "An optimal modal coordination strategy based on modal superposition theory to mitigate low frequency oscillation in FCWG penetrated power systems", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 120, 2020, 105975, ISSN 0142-0615, doi: <u>https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.105975</u>.
- [32]R. Kuiava, "Projeto de Controladores para o Amortecimento de Oscilações em Sistemas Elétricos com Geração Distribuida", *Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo*, São Carlos, 2010.

### APÊNDICE A

### CDU do Modelo Dinâmico GE

A seguir, é apresentado o código em linguagem CDU do ANATEM referente ao modelo dinâmico de uma usina fotovoltaica equipada com inversores LV5 da GE.

```
ACDU
(ncdu) ( nome cdu )
92600 SOLAR_GELV5E
(-----
( Bases
(-----
DEFPAR #BSIS
            100.0 System Base MVA
            1.10 Generator Base MVA
DEFPAR #BGER
DEFPAR #NCONV
            1.00 Number of Inverters
(-----
( Reactive Power Control
(-----
DEFPAR #Tp
             0.02
(-----
( Reactive Control
(-----
DEFPAR #Kqi
            0.1
(-----
( Frequency Control
(-----
DEFPAR #Tpf
             0.05
DEFPAR #Kpg
             0.10
DEFPAR #Kig
             0.05
DEFPAR #Tg
             0.10
DEFPAR #Femax
             999.
DEFPAR #Femin
            -999.
DEFPAR #Pmin
            -999.
DEFPAR #Pmax
            999.
DEFPAR #fdb1
            0.00
DEFPAR #fdb2
             0.00
DEFPAR #Ddn
             18.0
DEFPAR #Dup
             0.0
( Fflag = 0.0 Power Constant
( Fflag = 1.0 Frequency Control
(
DEFPAR #Fflag
             0.00
(-----
( Constante Power Factor
(-----
(EFPAR (nome) ( valor )DEFPAR #FPmin0.8DEFPAR #FPmax1.0
(-----
( Constante Reactive
(-----
( PFAFL = 0.0 Constante Reactive
( PFAFL = 1.0 Constante Power Factor
DEFPAR #PFAFL
            1.00
(-----
```

( Reactive Power Control (-----------( ( VARFL = 0.0 Constante Reactive ( VARFL = 1.0 Remote Control (EFPAR (nome) ( valor ) DEFPAR #VARFL 0.00 -1.00 DEFPAR #Qmin DEFPAR #Qmax 1.00 (-----( Calculo de Iq - Type 3 (-----DEFPAR #Kpq1 0.00 DEFPAR #Kiq1 0.33 DEFPAR #VRFmn 0.899 DEFPAR #VRFmx 1.101 DEFPAR #Kpv1 0.00 DEFPAR #Kiv1 50.0 ( (-----( Calculo de Iq - Type 1 and Type 2-BDEW (-----DEFPAR #Trv2 0.02 DEFPAR #dbd1 -0.10 DEFPAR #dbd2 0.10 DEFPAR #Kqv 2.00 1.30 DEFPAR #Iqhl2 DEFPAR #Iqll2 -1.05 0.005 DEFPAR #Tiq (-----( Remote Control (-----DEFPAR #Tfv 0.15 DEFPAR #Tv 0.05 DEFPAR #Kiv 5.00 DEFPAR #Kpv 18.0 DEFPAR #FN 1.00 DEFPAR #Vermn -0.1 DEFPAR #Vermx 0.1 DEFPAR #TRV 0.02 DEFPAR #Zc 0.00 DEFPAR #Tlpqd 5.00 DEFPAR #Kqd 0.04 DEFPAR #LOCM 5205 (-----( Constante Power Factor (-----0.002 DEFPAR #Tqcmd (-----( P, Q Priority (-----DEFPAR #PQflg 0.0 (-----( Limits (-----1.06 DEFPAR #ICMAX (-----( Voltage Detect for Hide Through Control

(-----DEFPAR #Timed 0.300 Time Delay DEFPAR #Trv3 0.128 Id Filter Time Constant DEFPAR #Vthrd 0.87 LVRT in Threshold 0.90 LVRT out Threshold DEFPAR #Vthru DEFPAR #Vhvri 1.13 HVRT in Threshold DEFPAR #Vhvro 1.10 HVRT out Threshold 1.00 1.0 LIGA VRT 0.0 DESLIGA VRT DEFPAR #LDVRT ( ( Type = 0.0 Com Potência Reativa ( Type = 1.0 Zero (EFPAR (nome) ( valor ) DEFPAR #Type 1.00 (-----( Medição de Potência Ativa (-----(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax) (-----( Medição de Potência Reativa (-----(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax) (-----( Remote Control (-----0001 IMPORT\*VOLT Vrem #LOCM 0002 IMPORT IIMFNT Ι 0003 GANHO Ι IZC #Zc Vreg 0004 SOMA Vrem -IZC Vreg 0005 LEDLAG Vreg1 1.0 Vreg 0.0 1.0 **#TRV** 0006 IMPORT QTFNT QgenPU 0007 FRACAO QgenPU Qelec1 #BSIS 0.0 #BGER Qelec1 Qelec 1.000 0.0 #NCONV 0008 FRACAO 0009 LEDLAG 1.0 0.0 1.0 Qelec Qmed #Tlpqd #Kqd 0010 GANHO Qmed Vqd 0011 ENTRAD Vref1 0012 SOMA Vref1 Verr1 -Vreg1 Verr1 -Vqd Verr1 0013 LIMITA Verr1 VerrL Vermn Vermx 0014 FRACAO VerrL Qc1 #FN 1.0 0015 PROINT Qc1 X015 #Kiv 0. 1. Qmn Qmx #Kpv 0.0 0016 LEDLAG X016 #Tv Qc1 1.0 0017 SOMA X015 Qc X016 Qc 0018 LIMITA Qc Qclim Qmn Qmx 0019 LEDLAG 1.0 #Tfv Qclim Qord 1.0 (-----( Constante Power Factor (-----(0020 ENTRAD Qpf 0020 ENTRAD FPot 0021 LIMITA FPot X021 FPmin FPmax 0022 FUNCAO ACOS X021 X022 0023 FUNCAO TAN X022 TANphi 0024 MULTPL TANphi Qpf X028 Qpf 0025 SAIDA Qpf

(nb)i(tipo)o(stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax) 0026 ENTRAD Zero1 0027 COMPAR .GT. Zero1 X027 Pelec X027 0028 SELET2 Pelec X028 UM X028 X027 X028 9028 SAIDA X028 defval Zero1 0.1 (-----( Constante Reactive (-----Qref 0030 ENTRAD (-----( Reactive Power Control Mode (-----0040 ENTRAD PFAFLG Qref Qord1 Qpf Qord1 0041 SELET2 PFAFLG Qord1 ( 0043 ENTRAD VARFLG 0044 SELET2 Qord1 Qcmd Qcmd Qord VARFLG Qcmd (nb)i(tipo)o(stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax) 0045 LEDLAGQcmd0046 SAIDAQcmd1 Qcmd1 1.0 0.0 1.0 #Tqcmd Qmn Qmx (-----( Calculo de Iq - Type 3 (-----Qcmd1 Qerr1 0050 SOMA -Qelec Qerr1 Qerr1 Qerr 9050 SELET2 ZERO Qerr SET5 Qerr ( 0051 GANHO Qerr X051 #Kpq1 0052 PROINT #Kiq1 0. 1. Qerr X052 VRFmin VRFmax 0053 SOMA X051 X053 X052 X053 0054 LIMITA **VRFmin VRFmax** X053 Vcmd 0055 IMPORT VOLT Vterm 0056 SOMA Vcmd Verrx -Vterm Verrx 9056 SELET2 Verrx Verr ZERO Verr SET5 Verr ( 0057 GANHO Verr X057 #Kpv1 0058 PROINT Iqmin Iqmax Verr X058 #Kiv1 0. 1. X057 X059 0059 SOMA X058 X059 0060 LIMITA X059 Iqcmdz Iqmin Iqmax (-----( Calculo de Iq - Type 1 and Type 2-BDEW (-----1050 ENTRAD Vref 1052 LEDLAG Vterm Vtflt 1.0 1.0 #Trv2

Vref Verr3 1053 SOMA -Vtflt Verr3 1054 FUNCAO DEADB1 Verr3 dvolt #dbd1 #dbd2 1.0 1.0 1055 GANHO dvolt Iqv #Kqv 1056 LIMITA Iqvlim Iqll2 Iqhl2 Iqv ( Vtflt VtfltL ZZ1 INF 1058 LIMITA ( Qcmd1 X1059 1059 DIVSAO VtfltL X1059 X1059 X1060 1.0 0.0 1.0 1060 LEDLAG #Tiq 1061 SOMA Iqvlim Iqcmd2 X1060 Iqcmd2 IqminL IqmaxL 1062 LIMITA Iqcmd2 Iqcmd3 0063 SAIDA Iqcmd3 (-----( Seleção do Modelo 1/2 ou 3 (-----Iqcmd3 Iq\_1 1070 SELET2 Iqcmdz Iq 1 TypeM Iq\_1 1071 ENTRAD TypeMD **1072 FUNCAO RETA** TypeMD TypeM 1.0 -2.0 1073 SAIDA Iqcmd DEFVAL TypeMD 3.0 (-----( Seleção de Iq (-----0070 GANHO Iqcmd Iq1 -1. Iq1 Iq2 0071 MULTPL Trip\_d Iq2 Iq2 Iq3 #BGER 0.0 #BS #NCONV 0.0 1.0 0072 FRACAO Iq2 Iq3 Iq3 Iq #BGER 0.0 #BSIS 0.0 0073 FRACAO (-----( Frequency Control (-----0080 IMPORT FREQ FREQ 0081 ENTRAD Fref -FREQ ferr1 0082 SOMA Fref ferr1 0083 FUNCAO DEADB1 ferr1 dfreq #fdb1 #fdb2 1.0 1.0 0084 GANHO dfreq X084 #Ddn 0085 LIMITA X084 X085 MINF zero 0086 GANHO dfreq X086 #Dup 0087 LIMITA X086 X087 ZERO INF 0088 SOMA X085 ferr X087 ferr Pref 0089 ENTRAD 0090 IMPORT PTFNT PGENPU 0091 FRACAO PGENPU PGEN1 #BSIS 0.0 #BGER PGEN1 PGEN 0.0 #NCONV 0092 FRACAO 1.0 1.0 0093 LEDLAG Pgen Pelec 1.0 #Tpf 0094 SOMA -Pelec X094 Pref X094 X094 ferr 0095 LIMITA X094 F1 femin femax F1 #Kpg 0096 GANHO X096 0097 PROINT F1 X097 #Kig 0. 1. Pmin Pmax X096 0098 SOMA X098

X097 X098 0099 LIMITA X098 X099 Pmin Pmax 0100 LEDLAG X099 Pord1 1.0 1.0 #Tg ( 0101 ENTRAD FFlag 0102 SELET2 Pref Porder Pord1 Porder FFlag Porder (-----( Calculo de Id (-----(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax) 0103 LIMITA Vterm Vtlim ZZ1 INF 0104 DIVSAO Porder X0104 Vtlim X0104 X0104 Ipcmd 0105 LIMITA Zero IPmax (EFVAL (stip) (vdef) ( d1 ) ( d2 ) DEFVAL var Ipcmd X0104 (-----( Voltage Detect for Hide Through Control (-----( ( ----- Logica de atuação para Subtensão -----( 1110 FUNCAO HISTE1 Vterm X1110 #Vthru 2.0 1.0 #Vthrd 0.0 ----- Logica de atuação para Sobretensão para sobretensão -----( 1111 FUNCAO HISTE1 Vterm X1111 #Vhvri 1.0 1.0 #Vhvro 0.0 1112 LOGIC .NOT. X1111 X1112 1113 LOGIC .OR. X1110 SET X1112 SET (-----( Id - During and After Fault (-----1120 ENTRAD UM 1121 LOGIC .NOT. SET SETNEG 1122 LOGIC FFLOP1 RSET X1122 SET X1122 X1122 SETRP 1123 LOGIC .AND. SETNEG SETRP 1124 LOGIC .NOT. SETRP X1124 1125 INTRES ZERO INF UM X1125 1.0 X1124 X1125 ZERO X1125 1126 COMPAR .GT. X1125 RSET Timed RSET 1127 ENTRAD Timed ( **1128 FRACAO** Pref X1128 10. 0.0 3.0 1129 INTRES X1128 Pramp 1.0 ZERO Ipmax SET2 Pramp ZERO Pramp 1130 LEDLAG 1.0 1.0 #Trv2 Pramp Iramp SET2 1131 LOGIC .OR. SET SETRP SET2 1132 COMPAR .GT. Ipcmd SET3

```
Iramp SET3
1133 LOGIC .AND.
            SETNEG SET4
            SET3
               SET4
1134 ENTRAD
                Туре
1135 MULTPL
            Туре
                SETQ
            SET
                SETQ
1136 LOGIC .AND. LDVRT SET5
            SET3
                SET5
8880 SAIDA
            SET4
8881 SAIDA
           SETQ
8882 SAIDA
           SET2
(-----
( Voltage Detect for Hide Through Control
(-----
(EFVAL (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL
        Timed #Timed
DEFVAL
        X1125 0.0
DEFVAL VAR
        Pramp Ipmax
        X1122 0.0
DEFVAL
        Type #Type
DEFVAL
(
(-----
( Calculo de Iq - During anf After Fault
(-----
            Qref X1150 10. 0.0 3.0
1150 FRACAO
1151 INTRES
           X1150 Qramp
                      1.0
                                    Iqmin Iqmax
            SET2
                Qramp
            ZERO
                Qramp
1152 LEDLAG
           Qramp Iqramp
                      1.0
                              1.0 #Trv2
1153 SAIDA
           Iqramp
DEFVAL VAR Qramp Qref
(-----
( Seleção de Iq - Type 2 and 3
(-----
            Iq_1
                Iq_0
1160 SELET2
            ZERO
               Iq_0
            SETQ
                Iq_0
1161 SELET2
            Iq_0
                Iq_2
            Iqramp Iq_2
                Iq_2
            SET3
1162 SELET2
            Iqcmdz Iqcmd
            Iq_2
                Iqcmd
            LDVRT Iqcmd
1163 saida
            Iq_1
(-----
( Seleção de Ip
(-----
0108 SELET2
            Ipcmd Id_0
            Iramp Id 0
            SET3
                Id 0
0109 SELET2
            Ipcmd Id 1
                Id_1
            Id 0
            LDVRT Id_1
0110 MULTPL
            Id_1
                Id1
            Trip_d Id1
0111 FRACAO
            Id1
                Id2
                    #BGER 0.0 #BSIS 0.0
                    #NCONV 0.0 1.0
0112 FRACAO
            Id2
                Id
DEFVAL var
        Id1
             Ipcmd
                LDVRT
0113 ENTRAD
```

DEFVAL LDVRT #LDVRT (-----( Limits - Type 3 (-----0200 ENTRAD ICmax 0201 FUNCAO X\*\*2 Iqcmd X0201 0202 FUNCAO X\*\*2 ICmax X0202 -X0201 X0203 0203 SOMA X0202 X0203 X0203 X0204 0204 LIMITA ZERO INF 0205 FUNCAO SQRT X0204 IPmax1 ( 0206 FUNCAO X\*\*2 Ipcmd X0206 0207 SOMA -X0206 X0207 X0202 X0207 0208 LIMITA X0207 X0208 ZERO INF 0209 FUNCAO SQRT X0208 IQmax1 (-----( P, Q Priority (-----**0210 SELET2** Ipmax1 IPmax ICmax IPmax PQflag IPmax **0211 SELET2** ICmax Iqmax IQmax1 Iqmax PQflag Iqmax 0212 GANHO Iqmax Iqmin -1.0 ( 0213 ENTRAD PQflag (-----( Limits - Type 1 and 2 (-----(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax) 1210 ENTRAD Iqhl 1211 ENTRAD ImaxTD 1212 ENTRAD 1214 LIMITA Iphl Vterm X1214 ZERO UM 1215 FUNCAO RETA X1214 Igmxv -0.6 1.6 1216 MIN Iqhl X1216 Iqmxv X1216 (-----( Q Priority - Type 1 and 2 (-----1220 MIN X1216 IqmxQ ImaxTD IqmxQ 1221 GANHO IqmxQ IqmnQ -1. 1222 FUNCAO X\*\*2 Iqcmd X1222 1223 FUNCAO X\*\*2 ImaxTD X1223 1224 SOMA -X1222 X1224 X1223 X1224 1225 FUNCAO SQRT X1224 X1225 X1225 IpmxQ 1226 MIN Iphl IpmxQ (-----( P Priority - Type 1 and 2 (-----Iphl IpmxP 1230 MIN ImaxTD IpmxP (

32

```
1231 FUNCAO X**2
             Ipcmd X1231
1232 FUNCAO X**2
             ImaxTD X1232
1233 SOMA
             -X1231 X1233
             X1232 X1233
1234 FUNCAO SQRT
             X1233 X1234
1235 MIN
             X1234 IqmxP
             X1216
                  IqmxP
1236 GANHO
             IqmxP IqmnP
                        -1.
(-----
 P, Q Priority - Type 1 and 2
(
(-----
(nb)i(tipo)o(stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
1240 SELET2
             IpmxQ IPmaxL
             IpmxP IPmaxL
             PQflag IPmaxL
1241 SELET2
             IqmxQ IqmaxL
             IqmxP IqmaxL
             PQflag IqmaxL
1242 SELET2
             IqmnQ IqminL
             IqmnP
                  IqminL
             PQflaL IqminL
1243 ENTRAD
                  PQflaL
(
(nb)i(tipo)o(stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
1244 saida
             IPmaxL
1245 saida
             IqmaxL
1246 saida
             IqminL
(
DEFVAL
          UM
               1.0
          Iqhl 0.83
DEFVAL
DEFVAL
          ImaxTD 1.19
DEFVAL
          Iphl 1.12
DEFVAL
          PQflaL 0.00
(
(-----
( Transformada
(------
0320 IMPORT ANGL
                  TET
                  СТ
0321 FUNCAO COS
             TET
0322 FUNCAO SIN
             TET
                  ST
0323 MULTPL
                  Id_CT
             Id
             СТ
                  Id_CT
0324 MULTPL
             Id
                  Id_ST
             ST
                  Id ST
0325 MULTPL
             Ιq
                  IQ_ST
             ST
                  IQ_ST
0326 MULTPL
                  IQ_CT
             Ιq
                  IQ_CT
             СТ
             Id CT Ireal
0327 SOMA
             -IQ ST Ireal
0328 SOMA
             Id_ST
                  Iimag
             IQ_CT Iimag
0330 EXPORT IIRFNT Ireal
0331 EXPORT IIIFNT Iimag
1000 ENTRAD
                  Zero
(-----
( Part 1 - Undervoltage Protection Logic - (V<0.200)
(-----
```

```
2000 ENTRAD
                 TminV1
2002 ENTRAD
                 VminV1
2003 COMPAR .LT. VTERM X2003
           VminV1 X2003
2004 LOGIC .NOT. X2003 X2004
           X2003 X2005 1.
2005 INTRES
                                     Zero INF
            X2004 X2005
            Zero X2005
            X2005 X2006
2006 COMPAR .GT.
            TminV1 X2006
(-----
( Part 2 - Undervoltage Protection Logic - (0.200 <= V <= 0.850)
(-----
(EFPAR (nome) ( valor
                    )
DEFPAR #P1 0.76923077
DEFPAR #P2 0.34615385
2010 FUNCAO RETA VTERM TminV2 #P1 #P2
                 VminV2
2012 ENTRAD
2013 COMPAR .LE. VTERM X2013
            VminV2 X2013
2014 LOGIC .NOT. X2013 X2014
2015 INTRES X2013 X2015 1.
                                      Zero
                                           INF
            X2014 X2015
            Zero X2015
2016 COMPAR .GT. X2015 X2016
            TminV2 X2016
(-----
( Part 3 - Undervoltage Protection Logic - (V<0.900)
(-----
         TminV3
2020 ENTRAD
2022 ENTRAD
                 VminV3
2023 COMPAR .LT. VTERM X2023
            VminV3 X2023
2024 LOGIC .NOT. X2023 X2024
2025 INTRES
           X2023 X2025 1.
                                      Zero INF
            X2024 X2025
            Zero X2025
2026 COMPAR .GT. X2025 X2026
            TminV3 X2026
(-----
( Part 1 - Overvoltage Protection Logic (V>1.200)
(-----
2030 ENTRAD
                 TmaxV1
2032 ENTRAD
                 VmaxV1
2033 COMPAR .GT. VTERM X2033
            VmaxV1 X2033
2034 LOGIC .NOT. X2033 X2034
2035 INTRES
            X2033 X2035 1.
                                     Zero INF
            X2034 X2035
            Zero X2035
2036 COMPAR .GT. X2035 X2036
            TmaxV1 X2036
(-----
( Part 2 - Overvoltage Protection Logic (V>1.100)
(-----
2040 ENTRAD
                 TmaxV2
2042 ENTRAD
                 VmaxV2
2043 COMPAR .GT. VTERM X2043
            VmaxV2 X2043
```

```
2044 LOGIC .NOT. X2043 X2044
2045 INTRES
          X2043 X2045 1.
                                Zero INF
          X2044 X2045
          Zero X2045
2046 COMPAR .GT. X2045 X2046
          TmaxV2 X2046
(-----
( Logic Performance
(-----
4000 SOMA
          X2006 SHOLD
          X2016 SHOLD
          X2026 SHOLD
          x2036 SHOLD
          X2046 SHOLD
(
4001 S/HOLD Zero TRIP
          SHOLD TRIP
          TRIP TRIP_d 0.15
4002 atraso
4003 SAIDA TRIP_d
(-----
(
(EFVAL (stip) (vdef) ( d1 ) ( d2 )
DEFVAL VAR Porder Pgen
(
DEFVALZZ10.01DEFVALINF9999DEFVALMINF-9999DEFVALZero0.0
(
DEFVAL PQflag #PQflg
DEFVAL ICmax #ICMAX
(
(-----
(
( Frequency Control
(
(-----
(EFVAL (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL VAR Fref Freq
DEFVAL VAR Pref Pelec
    femax #femax
femin #femin
DEFVAL
DEFVAL
DEFVAL
DEFVAL
      Pmin #Pmin
DEFVAL Pmax #Pmax
DEFVAL VAR X097 Pelec
DEFVAL Fflag #Fflag
(-----
( Constante Power Factor
(-----
DEFVAL VAR Qpf Qelec
    FPmax #FPmax
FPmin #FPmin
DEFVAL
DEFVAL
(-----
( Constante Reactive
(-----
DEFVAL VAR Qref Qelec
DEFVAL PFAFLG #PFAFL
(-----
( Reactive Power Control Mode
```

```
(------
DEFVAL VARFLG #VARFL
DEFVAL
      Qmn #Qmin
DEFVAL
       Qmx #Qmax
(-----
( Calculo de Iq - Type 3
(-----
DEFVAL VAR X052 Vterm
DEFVAL
      VRFmin #VRFmn
DEFVAL
      VRFmax #VRFmx
DEFVAL VAR X058 Iqcmd
(
(-----
( Calculo de Iq - Type 1 and Type 2-BDEW
(-----
     Iqlız #---
Iqhl2 #Iqhl2
DEFVAL
DEFVAL
DEFVAL VAR Iqcmd2 Iqcmd
(-----
( Remote Control
(-----
DEFVAL VAR Qord Qelec
DEFVAL Vermn #Vermn
DEFVAL
      Vermx #Vermx
(
(-----
( Protection
(-----
(
DEFVAL
      VminV1 .200
DEFVAL
      VminV2 .850
DEFVAL
      VminV3 .900
(
DEFVAL TminV1 0.001
DEFVAL TminV3 5.000
(
   VmaxV1 1.201
DEFVAL
DEFVAL
      VmaxV2 1.101
(
DEFVAL
      TmaxV1 0.001
      TmaxV2 2.500
DEFVAL
(
      TRIP
DEFVAL
           1.00
DEFVAL VAR
      Vref
           Vterm
(
FIMCDU
(
999999
(
FIM
```