

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Luiz Felipe Pflieger

Requisitos de desempenho dinâmico do controle de tensão no SIN:
estudo de caso de uma usina fotovoltaica

Florianópolis

2023

Luiz Felipe Pflieger

Requisitos de desempenho dinâmico do controle de tensão no SIN:

estudo de caso de uma usina fotovoltaica

Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, Dr.

Florianópolis

2023

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Pfleger, Luiz Felipe

Requisitos de desempenho dinâmico do controle de tensão
no SIN : estudo de caso de uma usina fotovoltaica / Luiz
Felipe Pfeleger ; orientador, Antonio Felipe da Cunha de
Aquino, 2023.

96 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2023.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Usina solar fotovoltaica. 3.
Modelagem matemática. 4. Controle de tensão. 5. Requisitos
dinâmicos. I. Aquino, Antonio Felipe da Cunha de. II.
Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em
Engenharia Elétrica. III. Título.

Luiz Felipe Pfleger

Requisitos de desempenho dinâmico do controle de tensão no SIN:

estudo de caso de uma usina fotovoltaica

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 06 de dezembro de 2023.

Prof. Miguel Moreto, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Telles Brunelli Lazzarin, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Eng. Eletric. André Nascimento Cavalcanti de Albuquerque, Me.
Operador Nacional do Sistema Elétrico

Este trabalho é dedicado aos meus queridos pais e ao meu irmão.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar minha profunda gratidão aos meus pais pelo incentivo e apoio dedicados à minha educação ao longo de toda a minha vida.

Ao meu irmão, meus amigos e colegas de graduação, que proporcionaram companhia e apoio valiosos durante toda esta jornada.

A todos os meus professores ao longo da minha trajetória acadêmica, em especial aos professores André Luís Kirsten, Nelson Sadowski e Laurent Didier Bernard, que contribuíram significativamente para a minha formação durante o período em que estive envolvido no PET EEL e GRUCAD. Um agradecimento especial ao meu orientador, Antonio Felipe da Cunha de Aquino, por todo o apoio e ensinamentos transmitidos durante o desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus colegas da Reivax, agradeço pelos ensinamentos proporcionados e pela introdução à área de modelagem.

RESUMO

O aumento do consumo energético e a busca por fontes de energia mais limpas são razões que impulsionam a expansão da matriz energética, especialmente em relação às fontes de energia renováveis. Com a presença cada vez mais significativa dessas fontes de geração de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), garantir uma resposta dinâmica satisfatória do controle de tensão é fundamental para assegurar a estabilidade do sistema. O objetivo deste trabalho consiste em estudar as medidas necessárias para cumprir os requisitos de desempenho dinâmico do controle de tensão estabelecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), por meio de um estudo de caso em uma usina solar fotovoltaica. A metodologia empregada inclui a elaboração de um modelo matemático do controle de planta, com base no modelo de inversor fornecido pelo fabricante, e na representação dos atrasos inerentes à integração dos elementos que compõem a planta fotovoltaica, que são de especial interesse para o desempenho dinâmico do controle de tensão da planta. O modelo matemático é desenvolvido nos softwares de simulação Anatem e ATP, capazes de reproduzir a dinâmica da planta em transitórios eletromecânicos e eletromagnéticos, respectivamente. A partir do modelo desenvolvido foram realizadas simulações computacionais no programa Anatem, tendo como foco a resposta dinâmica do controle de planta. Os resultados indicam que a viabilidade para atender a esses requisitos está condicionada à redução dos atrasos existentes na malha de controle e à adequada parametrização do controle da planta.

Palavras-chave: Usina solar fotovoltaica. Modelagem matemática. Controle de tensão. Requisitos dinâmicos.

ABSTRACT

The increase in energy consumption and the quest for cleaner energy sources are reasons driving the expansion of the energy matrix, especially concerning renewable energy sources. With the increasingly significant presence of these energy generation sources in the Brazilian Interconnected Power System (BIPS), ensuring a satisfactory dynamic response in voltage control is fundamental to guarantee system stability. The objective of this work is to study the necessary measures to meet the dynamic performance requirements of voltage control established by the Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), the Brazilian system operator, through a case study in a solar photovoltaic plant. The employed methodology includes the development of a mathematical model of plant control, based on the inverter model provided by the manufacturer and the representation of inherent delays in the integration of elements that make up the photovoltaic plant, which are of particular interest for the dynamic performance of the plant's voltage control. The mathematical model is developed in simulation software Anatem and ATP, capable of reproducing the dynamics of the plant in electromechanical and electromagnetic transients, respectively. Simulations were conducted using the Anatem program, focusing on the dynamic response of plant control. The results indicate that the feasibility to meet these requirements is contingent upon reducing existing delays in the control loop and adequately parameterizing the plant control.

Keywords: Solar photovoltaic plant. Mathematical modeling. Voltage control. Dynamic requirements.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Parque Solar Ituverava.	26
Figura 2 – Consumo Final Energético por setor.	27
Figura 3 – Parcela da capacidade cumulativa de energia por tecnologia, 2010-2027.	28
Figura 4 – Topologia típica de uma usina solar fotovoltaica.	32
Figura 5 – Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica.	33
Figura 6 – Curva I-V e P-V para um módulo fotovoltaico.	33
Figura 7 – Topologia típica de inversor trifásico de planta fotovoltaica.	35
Figura 8 – Faixa de operação no ponto de conexão.	36
Figura 9 – Diagrama de um <i>Power Plant Controller</i>	37
Figura 10 – Perfil do controle de tensão de uma usina solar fotovoltaica.	39
Figura 11 – Diagrama de blocos da estrutura geral de controle.	40
Figura 12 – Diagrama de blocos do modelo de controle de planta da WECC.	41
Figura 13 – Diagrama de blocos do modelo de controle elétrico da WECC.	43
Figura 14 – Diagrama de blocos do modelo de conversor da WECC.	45
Figura 15 – Amostragem presente no Sistema de Medição para Faturamento.	46
Figura 16 – Fluxograma dos atrasos presentes na estrutura de controle.	48
Figura 17 – Diagrama esquemático das associações entre modelos e caso de simulação.	51
Figura 18 – Representação da rede elétrica no <i>software</i> ANAREDE.	52
Figura 19 – Esquemático do modelo equivalente ATP.	53
Figura 20 – Diagrama de blocos da malha de controle da UFV considerando atrasos.	54
Figura 21 – Resposta em frequência da impedância de sequência positiva.	55
Figura 22 – Resposta em frequência da impedância de sequência zero.	55
Figura 23 – Modelo ANATEM – Degrau de potência ativa – Potência ativa.	57
Figura 24 – Modelo ATP – Degrau de potência ativa – Potência ativa.	57
Figura 25 – Modelo ANATEM – Degrau de potência reativa – Potência reativa.	58
Figura 26 – Modelo ATP – Degrau de potência reativa – Potência reativa.	58
Figura 27 – Modelo ANATEM – Degrau de potência reativa – Tensão terminal.	59
Figura 28 – Modelo ATP – Degrau de potência reativa – Tensão terminal.	59
Figura 29 – Modelo ANATEM – Degrau de tensão – Tensão terminal.	60
Figura 30 – Modelo ATP – Degrau de tensão – Tensão terminal.	60
Figura 31 – Modelo ANATEM – Degrau de tensão – Potência reativa.	61
Figura 32 – Modelo ATP – Degrau de tensão – Potência reativa.	61

Figura 33 – Modelo ANATEM – Degrau de fator de potência – Potência reativa.	62
Figura 34 – Modelo ATP – Degrau de fator de potência – Potência reativa.....	62
Figura 35 – Modelo ANATEM – Degrau de fator de potência – Tensão terminal.....	63
Figura 36 – Modelo ATP – Degrau de fator de potência – Tensão terminal.	63
Figura 37 – Tempo de resposta do controle de tensão da central geradora.....	65
Figura 38 – Requisitos de desempenho dinâmico do controle de tensão.	66
Figura 39 – Resposta dinâmica requerida para a potência reativa.	67
Figura 40 – Resposta dinâmica do inversor trifásico – Degrau de potência reativa.	69
Figura 41 – Influência do período de amostragem do sistema de medição.....	71
Figura 42 – Influência do atraso de comunicação.	72
Figura 43 – Parametrização, amostragem do sistema de medição e atraso de comunicação...	75
Figura 44 – Parametrização e amostragem do sistema de medição.	76
Figura 45 – Parametrização e atraso de comunicação.....	77
Figura 46 – Parametrização para caso idealizado.....	78
Figura 47 – Priorização do ganho proporcional e estatismo de tensão de 2%.	81
Figura 48 – Priorização do ganho integral e estatismo de tensão de 2%.....	82
Figura 49 – Priorização do ganho proporcional e estatismo de tensão de 5%.	83
Figura 50 – Priorização do ganho integral e estatismo de tensão de 5%.....	84

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Malhas de controle do inversor fotovoltaico.	35
Quadro 2 – Modos de controle de potência ativa.	38
Quadro 3 – Modos de controle de potência reativa.	39
Quadro 4 – Ensaios referentes à modelagem de uma UFV.	56

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Influência do período de amostragem do sistema de medição.	71
Tabela 2 – Influência do atraso de comunicação.....	72
Tabela 3 – Parametrização, amostragem do sistema de medição e atraso de comunicação.....	75
Tabela 4 – Parametrização e amostragem do sistema de medição.....	76
Tabela 5 – Parametrização e atraso de comunicação.	77
Tabela 6 – Parametrização para caso idealizado.	78
Tabela 7 – Priorização do ganho proporcional e estatismo de tensão de 2%.....	81
Tabela 8 – Priorização do ganho integral e estatismo de tensão de 2%.....	82
Tabela 9 – Priorização do ganho proporcional e estatismo de tensão de 5%.....	83
Tabela 10 – Priorização do ganho integral e estatismo de tensão de 5%.....	84

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AEMC	<i>Australian Energy Market Commission</i>
AEMO	<i>Australian Energy Market Operator</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
CDU	Controladores Definidos pelo Usuário
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GFL	<i>Grid Following</i>
GFM	<i>Grid Forming</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
MOSFET	<i>Metal-Oxide-Semiconductor Field-Effect Transistor</i>
MPPT	<i>Maximum power point tracking</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PI	Proporcional-Integral
PLL	<i>Phase Locked Loop</i>
PPC	<i>Power Plant Controller</i>
RTE	<i>Réseau de Transport d'Électricité</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SCR	<i>Short circuit ratio</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMF	Sistema de Medição para Faturamento
SCR	<i>Short circuit ratio</i>
STATCOM	<i>Static synchronous compensator</i>
UFV	Usina solar fotovoltaica
WECC	<i>Western Electricity Coordinating Council</i>

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	25
1.1.	CONTEXTO.....	25
1.2.	JUSTIFICATIVA	28
1.3.	OBJETIVO	30
1.3.1.	Objetivo geral.....	30
1.3.2.	Objetivos específicos.....	30
2.	ASPECTOS GERAIS DE UMA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	31
2.1.	ESTRUTURA GERAL	31
2.2.	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	32
2.3.	INVERSORES TRIFÁSICOS TIPO GRID FOLLOWING	34
2.4.	COMPENSAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA	36
2.5.	CONTROLE DE PLANTA.....	37
3.	CONTROLE DE UMA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA	40
3.1.	ESTRUTURA GERAL DA MALHA DE CONTROLE	40
3.1.1.	Controle de planta	41
3.1.2.	Controle do inversor.....	42
3.1.3.	Lógicas de controle e proteção do conversor	44
3.2.	ATRASOS PRESENTES NA ESTRUTURA DE CONTROLE	45
4.	MODELAGEM DE UMA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	49
4.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	49
4.2.	MODELAGEM ANATEM	50
4.3.	MODELAGEM ATP.....	52
4.4.	MODELAGEM DOS ATRASOS DA ESTRUTURA DE CONTROLE	53
4.5.	VALIDAÇÃO DA REDE ELÉTRICA EQUIVALENTE.....	54
4.6.	VALIDAÇÃO DOS MODELOS MATEMÁTICOS DA PLANTA	56
4.6.1.	Degrau de potência ativa.....	57

4.6.2.	Degrau de potência reativa	58
4.6.3.	Degrau de tensão.....	60
4.6.4.	Degrau de fator de potência.....	62
5.	DESEMPENHO DO CONTROLE DINÂMICO DE TENSÃO	64
5.1.	REQUISITOS DE DESEMPENHO DINÂMICO	64
5.1.1.	Requisitos para conexão às instalações de transmissão do SIN	65
5.1.2.	National Grid Electricity Transmission	66
5.1.3.	Réseau de Transport d'Électricité	67
5.1.4.	Australian Energy Market Operator.....	67
5.2.	RESPOSTA DINÂMICA DO INVERSOR TRIFÁSICO	68
5.3.	EFEITO DOS ATRASOS NO CONTROLE DE TENSÃO	69
5.3.1.	Análise da influência do período de amostragem do sistema de medição	71
5.3.2.	Análise da influência do atraso de comunicação	72
5.3.3.	Conclusões	73
5.4.	EFEITO DA PARAMETRIZAÇÃO DO CONTROLE DE PLANTA.....	73
5.4.1.	Análise considerando amostragem do sistema de medição e atraso de comunicação.....	75
5.4.2.	Análise considerando amostragem do sistema de medição	76
5.4.3.	Análise considerando atraso de comunicação.....	77
5.4.4.	Análise de caso idealizado	78
5.4.5.	Conclusões	79
5.5.	EFEITO DA RELAÇÃO DE CURTO-CIRCUITO.....	79
5.5.1.	Priorização do ganho proporcional e estatismo de tensão de 2%	81
5.5.2.	Priorização do ganho integral e estatismo de tensão de 2%.....	82
5.5.3.	Priorização do ganho proporcional e estatismo de tensão de 5%	83
5.5.4.	Priorização do ganho integral e estatismo de tensão de 5%.....	84
5.5.5.	Conclusões	85

6.	CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS.....	86
	BIBLIOGRAFIA	88
	APENDICE A – MODELO ANATEM DO CONTROLE DE PLANTA.....	91

1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo são apresentados o contexto geral, as justificativas e os objetivos do trabalho de conclusão de curso.

1.1. CONTEXTO

Um sistema elétrico de potência abrange uma variedade de componentes responsáveis pela geração, transmissão, distribuição e consumo de eletricidade. Dentro desse sistema, várias fontes de energia são utilizadas para fornecer eletricidade a residências, empresas, indústrias e outras instituições. Essas fontes incluem usinas hidrelétricas, termoelétricas, eólicas, solares, nucleares, entre outras. A geração de energia pode ser dividida em duas principais categorias: geração distribuída e geração centralizada.

A geração distribuída refere-se à produção de energia elétrica em pequena escala e próxima ao consumidor final. Ela pode servir uma única estrutura, como uma casa ou empresa, ou pode fazer parte de uma microrrede. Quando esta fonte de energia elétrica está conectada à rede de distribuição, ela contribui com o fornecimento de energia limpa aos demais consumidores e reduz as perdas ao longo das linhas de transmissão e distribuição. Essa abordagem de geração de energia tem ganhado destaque nos últimos anos por conta de diversos fatores, que incluem a preocupação com o meio ambiente, avanços tecnológicos na geração de energia, e benefícios para os consumidores. No Brasil, os painéis fotovoltaicos representam 98,9% de toda a potência instalada na microgeração e minigeração distribuída (ABSOLAR, 2023).

Por outro lado, a geração centralizada refere-se à geração de eletricidade em larga escala através de instalações centralizadas, localizadas geograficamente longe do consumidor final. A energia gerada é transportada aos usuários através de uma rede de linhas de transmissão de alta tensão. Dentre as vantagens desta forma de geração de energia, as unidades geradoras centralizadas são projetadas para operar em grande escala, possibilitando menores custos na produção de eletricidade. Além disto, a geração centralizada permite a exploração de diferentes fontes energéticas, devido ao seu formato. Por fim, isto garante maior confiabilidade ao sistema elétrico, pois pode assegurar o fornecimento de energia de forma contínua aos seus consumidores. A Figura 1 apresenta um exemplo de geração de energia centralizada.

Figura 1 – Parque Solar Ituverava.



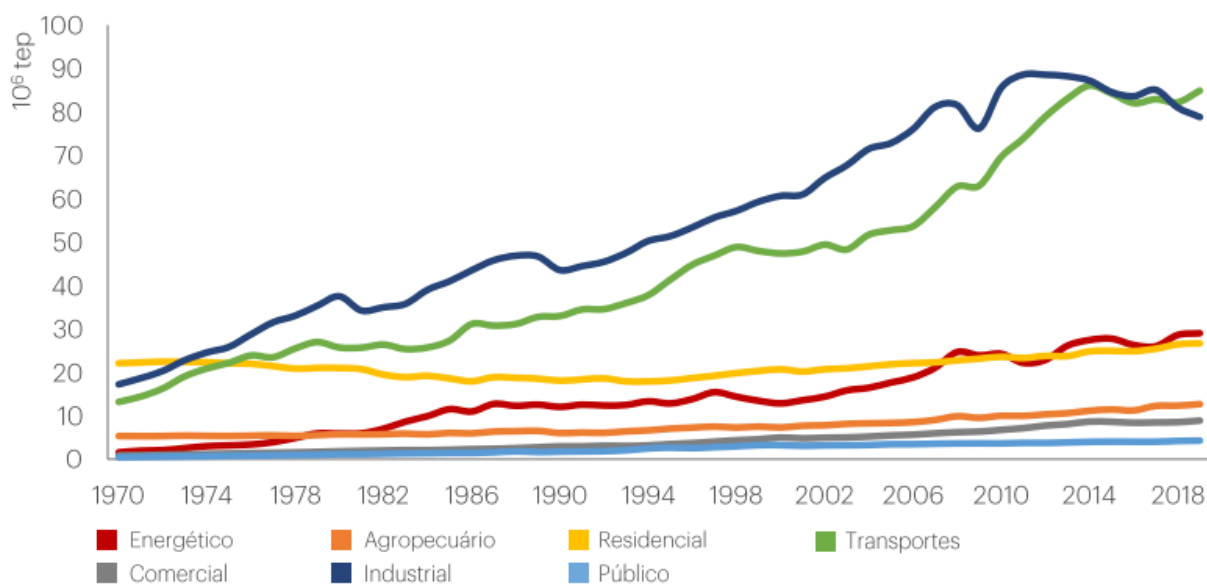
Fonte: Coletado de Enel Green Power¹.

O aumento do consumo energético ao longo dos anos é uma das principais razões pela busca da expansão da matriz energética, em especial, das fontes de energia renováveis. Segundo o relatório de Balanço Energético Nacional dos últimos 50 anos, apresentado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), observa-se o crescimento do consumo energético nacional entre 1970 e 2018. Dentre as causas, destaca-se o aumento do consumo energético dos meios de transportes e do setor industrial, conforme ilustra a Figura 2. Nesse sentido, a busca por novas fontes de energia visa assegurar que esse aumento da demanda energética seja acompanhado pelo aumento da oferta de energia, em especial, a energia elétrica.

Dada a preocupação com questões ligadas ao aquecimento global e a emissão de CO₂, uma atenção especial está sendo dada às fontes de energia mais limpas. Embora ainda sejam bastante utilizados, os combustíveis fósseis são reconhecidos pela sua alta emissão de CO₂ à atmosfera, que é uma das causas das mudanças climáticas recentes. As usinas termelétricas também se enquadram neste aspecto, e por esta razão são frequentemente evitadas. Por esta razão, usinas eólicas e fotovoltaicas estão cada vez mais presentes no sistema elétrico, pois já existem comprovações científicas que o seu uso contribui com a atenuação da emissão de CO₂ (SAIDI, 2020).

¹ Disponível em: <<https://www.enelgreenpower.com/pt/nossos-projetos/operativos/parque-solar-ituverava>>. Acesso em: 20 Novembro 2023.

Figura 2 – Consumo Final Energético por setor.



Fonte: (EPE).

A crise energética que a Europa sofreu devido à invasão russa da Ucrânia também impulsionou o investimento nas fontes de energia renováveis. As interrupções no fornecimento de combustíveis fósseis levaram muitos países a fortalecer suas políticas de apoio às energias renováveis, visando garantir sua segurança energética. Além disso, o aumento dos preços dos combustíveis fósseis garantiu um cenário mais competitivo às novas fontes de energia, como a geração solar fotovoltaica e eólica (IEA).

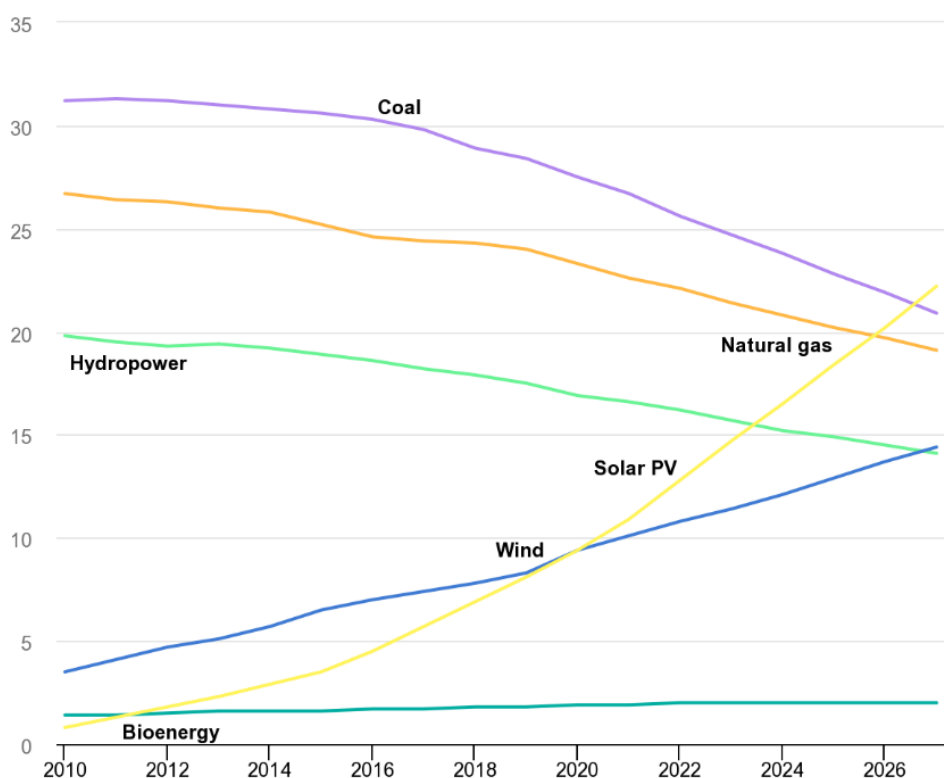
A redução dos custos de fontes de energia eólicas e fotovoltaicas também justifica o crescente presença destas fontes na matriz elétrica. Os recentes avanços tecnológicos no desenvolvimento de inversores contribuiu para que fontes energéticas baseadas em inversores ficassem mais baratas, impulsionando o investimento nesta nova forma de geração de energia elétrica (IEEE POWER & ENERGY SOCIETY, 2021).

Segundo dados da *International Energy Agency*, 14,7% de toda a capacidade instalada de geração de energia provém da energia solar fotovoltaica. Os estudos indicam que até 2027 este número aumente até 22,2%, ultrapassando energias fósseis como o gás natural e o carvão, conforme Figura 3. Desta forma, esta fonte de energia deve se tornar a mais utilizada no mundo.

No Brasil, a energia solar fotovoltaica é responsável por 34228 MW de capacidade instalada, correspondendo a 15,6% da matriz elétrica. Trata-se da segunda maior fonte de energia elétrica utilizada, atrás apenas da matriz hídrica (ABSOLAR, 2023). Restringindo-se somente à geração centralizada, atualmente a capacidade instalada é de 10556 MW,

representando 5,0% da capacidade total instalada no SIN. A expectativa é que este número aumente para 18994 MW em 2027, correspondendo à 8,1% da capacidade total instalada naquele ano (ONS, 2023).

Figura 3 – Parcela da capacidade cumulativa de energia por tecnologia, 2010-2027.



Fonte: (IEA).

1.2. JUSTIFICATIVA

A estabilidade de tensão de um sistema de potência é definida pela sua capacidade em manter níveis aceitáveis de tensão em todas as suas barras sob condições operacionais, mesmo após alguma perturbação (HATZIARGYRIOU, 2021). Dentre as possíveis perturbações, pode-se citar as variações na demanda de carga, falhas em componentes do sistema e distúrbios transitórios.

Quando ocorrem perturbações no sistema elétrico, a tensão elétrica pode cair abaixo dos valores aceitáveis, causando danos em equipamentos elétricos e podendo interromper o fornecimento de energia elétrica. Neste sentido, a estabilidade de tensão é uma preocupação importante na operação do sistema elétrico.

A regulação de tensão é crucial para garantir a estabilidade de tensão em sistemas elétricos de potência. Garantir um bom desempenho no seu controle é fundamental para o funcionamento adequado do sistema elétrico, evitando problemas como oscilações na tensão, quedas de tensão e até mesmo desligamentos de emergência que afetam o fornecimento de energia elétrica para os consumidores.

Um exemplo a ser citado é a interrupção de energia ocorrida no SIN no dia 15 de agosto de 2023. A perturbação teve como consequência o desligamento de mais de 22 GW de energia em 25 estados do Brasil e no Distrito Federal. Segundo o ONS, o evento zero da ocorrência foi o desligamento da linha de transmissão Quixadá – Fortaleza II 500 kV. O Relatório de Análise de Perturbação publicado pelo ONS aponta que as centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas próximas à esta linha de transmissão não apresentaram o desempenho esperado com relação ao controle de tensão, desencadeando desligamentos sucessivos motivados pela degradação do perfil de tensão da rede. A causa deste desempenho do controle de tensão diferente do previsto em simulações tem sua origem nos modelos matemáticos informados pelos agentes ao ONS, sobretudo de centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas, que demonstram em simulações comportamento dinâmico diferente ao que é observado em campo (ONS, 2023).

Nesta perspectiva, pode-se concluir que centrais geradoras cujo o desempenho dinâmico do controle de tensão seja satisfatório contribuem para que os níveis de tensão das barras do sistema atinjam uma faixa de valores aceitáveis em um curto intervalo de tempo, na ocorrência de algum distúrbio. Desta forma, o sistema de potência está menos sujeito a problemas de estabilidade de tensão.

Além disto, a representação matemática fidedigna das diferentes unidades geradoras conectadas ao sistema é crucial para garantir um planejamento da operação do sistema mais seguro. Em eventos como aquele da perturbação de 15 de agosto, a importância do desenvolvimento adequado dos modelos matemáticos de centrais geradoras ganha destaque, tal que outros distúrbios decorrentes da modelagem matemática inadequada não se repitam.

A importância do desempenho dinâmico da tensão também se reflete na estabilidade angular do sistema elétrico. No SIN, devido à existência de linhas de transmissão que percorrem grandes distâncias, a estabilidade angular é de suma importância, para manter o sistema elétrico em sincronismo. Como a estabilidade angular é afetada pelo perfil de tensão do sistema, dispositivos que agregam o controle dinâmico da tensão contribuem positivamente para a estabilidade angular do sistema.

Entre as ações do ONS visando a melhoria da resposta dinâmica das usinas eólicas e fotovoltaicas, o ONS submeteu para uma consulta pública uma minuta do Submódulo 2.10

(ONS, 2022), que trata dos requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão. Nesta minuta, foram propostos requisitos de desempenho dinâmico no controle de centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas. As propostas do ONS foram aprovadas pela Aneel e a versão revisada do Submódulo 2.10 passou a valer a partir de 01 de novembro de 2023.

1.3. OBJETIVO

1.3.1. Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho é estudar as medidas necessárias para o cumprimento dos requisitos de desempenho dinâmico do controle de tensão exigidos pelo ONS, através de um estudo de caso em uma usina solar fotovoltaica.

1.3.2. Objetivos específicos

Os objetivos específicos deste trabalho de conclusão de curso são:

- Descrição detalhada dos atrasos existentes na estrutura de controle da usina fotovoltaica de estudo;
- Modelagem matemática de uma planta fotovoltaica, com confrontação entre resultados de simulação e registros de campo;
- Investigação através de simulações computacionais sobre os elementos responsáveis pelo comprometimento do desempenho dinâmico da tensão;
- Pesquisa relativa a critérios de desempenho dinâmico aplicados por operadores de sistemas de potência de grande porte.

2. ASPECTOS GERAIS DE UMA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA

Neste capítulo são descritos os principais elementos de uma usina solar fotovoltaica, tais como os módulos fotovoltaicos, os inversores trifásicos, os elementos de compensação de potência reativa, o controle de planta e o SCADA.

2.1. ESTRUTURA GERAL

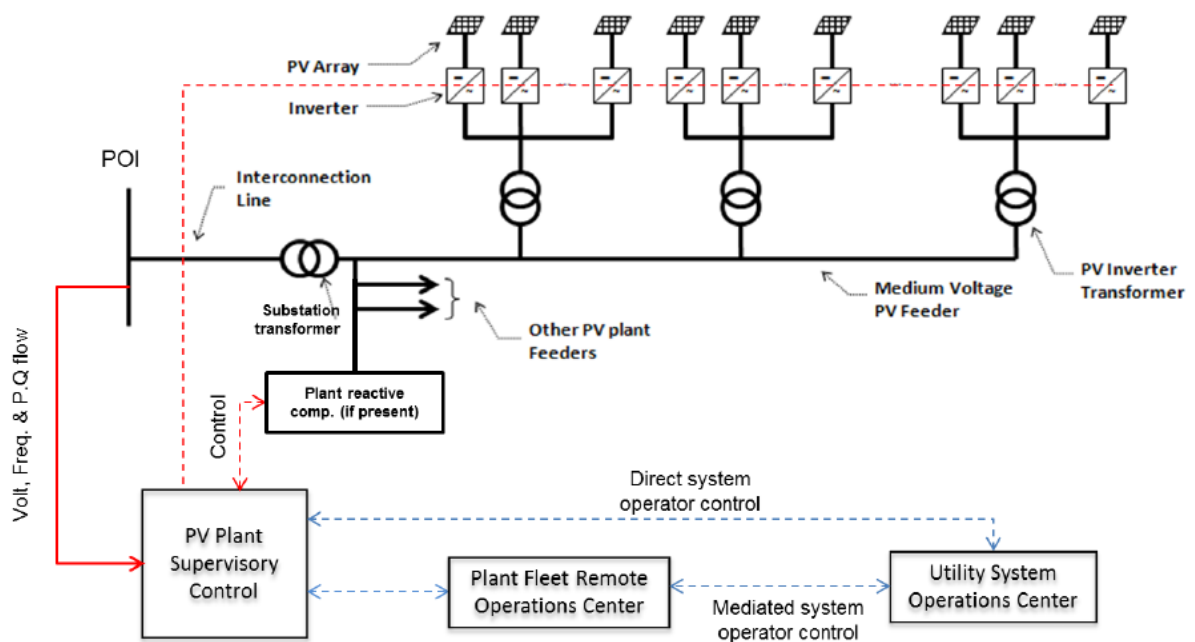
Em uma usina solar fotovoltaica (UFV), diferentes elementos são existentes para a realização das funções, como conversão da energia solar fotovoltaica em energia elétrica, processamento da energia, dispositivos de controle e sistemas para supervisão da planta. Dentre os elementos encontrados em uma estrutura típica de UFV, destacam-se:

- **Módulos fotovoltaicos:** São dispositivos que convertem a energia solar fotovoltaica em energia elétrica. Eles são compostos de células solares feitas de materiais semicondutores, geralmente de silício, que absorvem a luz solar e produzem corrente elétrica;
- **Inversores trifásicos:** São conversores eletrônicos responsáveis por fazer a interface entre os sistemas fotovoltaicos e a rede elétrica coletora. Eles realizam a conversão da corrente contínua, provinda dos sistemas fotovoltaicos, em corrente alternada, utilizada no sistema elétrico;
- **Transformadores de média tensão:** Os inversores trifásicos operam tipicamente na faixa de tensão de 600 V, que é considerado um nível de baixa tensão. Os transformadores de média tensão elevam a tensão para a faixa de 34,5 kV, valor típico utilizado na rede elétrica coletora;
- **Transformador elevador:** É responsável para conectar a usina fotovoltaica à rede básica de transmissão. Elevam a tensão da subestação coletora, que em geral é de 34,5 kV, para níveis de tensão da rede de transmissão, que variam de 138 kV até 765 kV;
- **Compensação de potência reativa:** Centrais geradores devem possuir capacidade de operação dentro de uma faixa de valores de potência reativa no ponto de conexão da central. Em alguns casos, elementos de compensação de potência reativa podem estar presentes em uma usina solar fotovoltaica, de forma a complementar a capacidade de compensação dos inversores;

- **Controle de planta:** Desempenha o papel de controle de geração da central geradora, geralmente no barramento da subestação coletora. Realiza o controle secundário da usina, transmitindo sinais de comando aos inversores trifásicos;
- **SCADA:** O *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA) é um sistema baseado em software que tem como finalidade supervisionar e controlar equipamentos de uma determinada aplicação. Para centrais fotovoltaicas, o SCADA pode enviar os *sets points* ao PPC, acompanhar a geração de cada inversor da planta fotovoltaica, conectar e desconectar equipamentos, dentre outras funções.

A Figura 4 apresenta uma topologia típica de uma usina solar fotovoltaica, contendo seus principais componentes.

Figura 4 – Topologia típica de uma usina solar fotovoltaica.



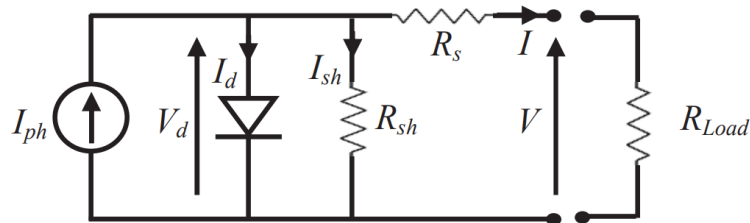
Fonte: (WECC, 2019).

2.2. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Os módulos fotovoltaicos são componentes fundamentais na geração de energia solar, consistindo em conjuntos de células fotovoltaicas que convertem a luz solar em eletricidade. Esses módulos desempenham um papel central em sistemas de energia solar, capturando a luz solar e transformando-a em corrente elétrica para alimentar diversas aplicações. Em uma usina

fotovoltaica, grandes conjuntos de módulos fotovoltaicos são conectados entre si, cuja finalidade é gerar energia elétrica a partir da incidência solar, e fornecê-la ao sistema elétrico de potência.

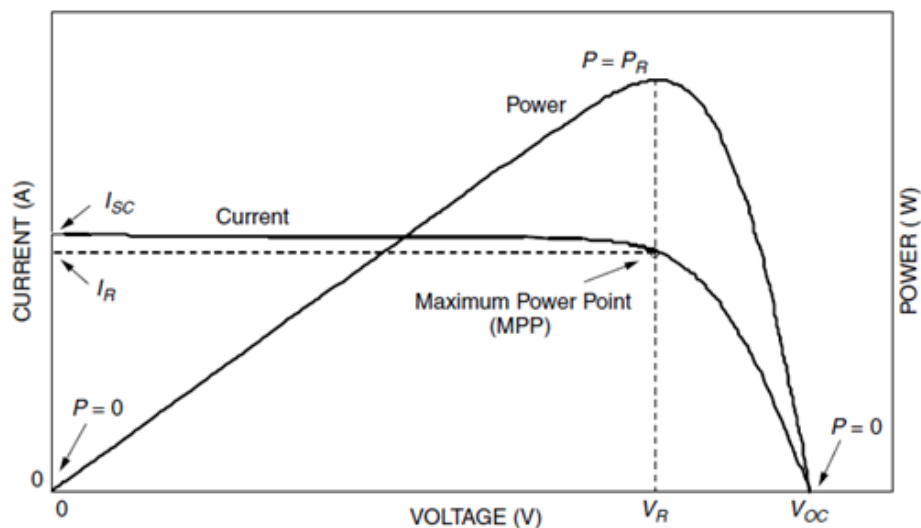
Figura 5 – Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica.



Fonte: (BERIBER, 2013).

Em uma célula fotovoltaica, fatores como a incidência solar, temperatura, perdas de corrente devido a caminhos de derivação e a resistência de carga impactam diretamente sobre a potência elétrica fornecida ao sistema elétrico. Para análises teóricas, que envolvem o projeto de circuitos eletrônicos que operam com sistemas fotovoltaicos, é necessário representar todos estes efeitos encontrados na prática. A Figura 5 apresenta um circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica.

Figura 6 – Curva I-V e P-V para um módulo fotovoltaico.



Fonte: Coletado de NIU - Virtual Renewable Energy Laboratory².

² Disponível em: <<https://renewablelab.niu.edu/experiments/MaximumPowerPointTracking>>. Acesso em: 20 Novembro 2023.

A potência gerada por uma célula fotovoltaica não é linear e varia com a intensidade da incidência solar e a temperatura. A relação entre a tensão, a corrente e a potência em uma célula fotovoltaica é caracterizada por uma curva não-linear, que está ilustrada na Figura 6. Para extrair o máximo do recurso solar disponível a cada instante, é necessário rastrear o ponto de máxima potência, na qual faz o uso de dispositivos eletrônicos que contenham uma malha de controle MPPT.

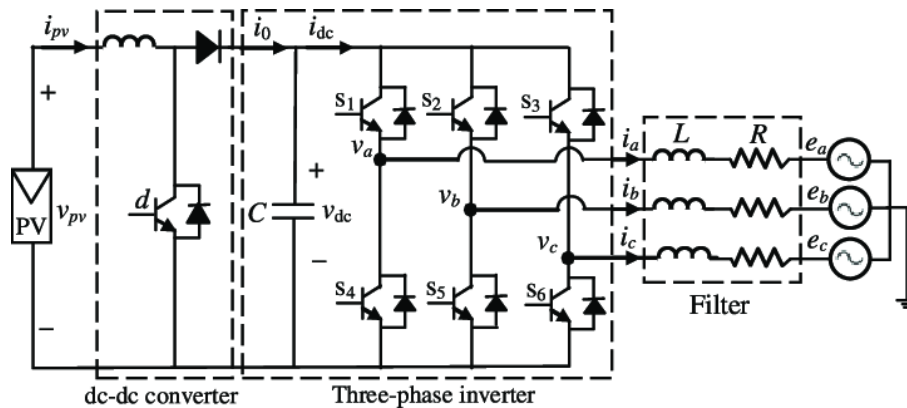
2.3. INVERSORES TRIFÁSICOS TIPO GRID FOLLOWING

Os módulos fotovoltaicos convertem a energia solar em eletricidade na forma de corrente contínua (CC). O inversor trifásico fotovoltaico é um conversor capaz de converter a corrente contínua provinda dos painéis fotovoltaicos em corrente alternada (CA), que é a forma de energia utilizada na maioria das redes elétricas. Pelas suas características de funcionamento, os inversores fotovoltaicos podem ser classificados em dois tipos distintos. Os inversores do tipo *Grid Following* (GFL) controlam as correntes injetadas na rede elétrica de forma a obter os valores de potência ativa e reativa desejados. Para tanto, são necessários circuitos de sincronismo (*Phase Locked Loop*) que forneçam ao sistema de controle dos inversores uma referência obtida com base nas tensões medidas na rede elétrica CA. Por estas razões, eles são mais suscetíveis a variações da rede elétrica, e seu controle em condições transitórias pode ser um desafio. Eles diferem dos inversores do tipo *Grid Forming* (GFM), que possuem a capacidade de operar de forma autônoma, ou seja, são capazes de estabelecer e manter tensões equilibradas na rede, mesmo na ausência de máquinas síncronas. Atualmente, os inversores do tipo *Grid Following* estão presentes na maioria das usinas fotovoltaicas, a citar, na planta de estudo deste trabalho (IEEE POWER & ENERGY SOCIETY, 2021).

A Figura 7 apresenta uma topologia típica de inversor trifásico para uma planta fotovoltaica. O princípio de funcionamento do inversor baseia-se no chaveamento dos transistores, que são acionados em uma sequência controlada, originando uma forma de onda em que a frequência fundamental é a frequência da rede elétrica a cada instante. Esses transistores podem ser MOSFETs, IGBTs ou outros dispositivos semicondutores de potência. A forma de onda gerada possui harmônicos de 60 Hz e também da frequência de chaveamento dos transistores. Para garantir melhor qualidade de energia, são inseridos filtros no terminal CA do inversor, tal que a forma de onda de saída seja o mais próximo possível de uma onda senoidal pura. Com relação ao barramento CC do inversor fotovoltaico, um conversor CC-CC comumente encontra-se conectado a este terminal. Dentre suas funcionalidades, ele permite a

estratégia de otimização da geração de energia, através da malha de controle MPPT. Além disto, ele é fundamental para o controle do nível de tensão do barramento CC, que está sujeito a variações conforme a incidência solar.

Figura 7 – Topologia típica de inversor trifásico de planta fotovoltaica.



Fonte: (MERABET, 2017).

No controle do inversor, diferentes malhas de controle estão presentes. O Quadro 1 apresenta os controles existentes em um inversor do tipo *Grid Following*.

Quadro 1 – Malhas de controle do inversor fotovoltaico.

Controle de Fonte CC	Controla a tensão do elo CC do inversor, garantindo valores adequados para bom funcionamento do inversor.
Controle de Corrente	É responsável pela injeção de corrente ativa e de corrente reativa do inversor à rede elétrica.
Controle PLL	Esta malha é responsável pelo controle de sincronismo entre o inversor e a rede elétrica.
Controle MPPT	Monitora de forma contínua as variáveis elétricas dos módulos fotovoltaicos, rastreando o ponto de máxima potência elétrica para uma determinada insolação.

Fonte: (CIGRÉ, 2018).

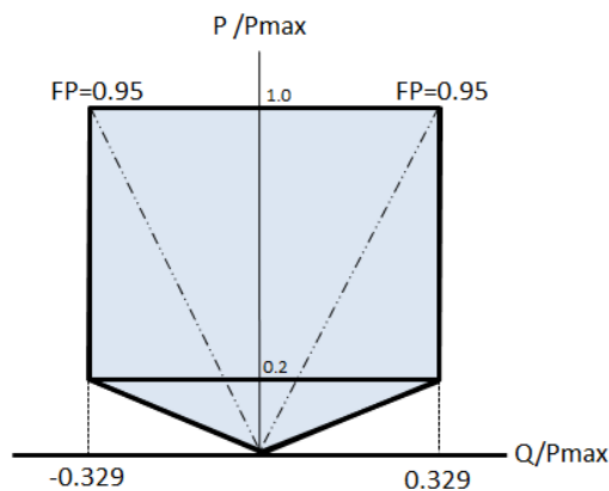
O inversor fotovoltaico desempenha um papel fundamental na conversão da energia elétrica gerada pelos painéis fotovoltaicos para a forma final, utilizada pela rede elétrica. Entretanto, para que o inversor fotovoltaico atue, é necessário que a incidência solar não seja nula. Caso contrário, o inversor é desligado. Nestes casos, alguns inversores podem conter uma

malha de controle dedicada a tais situações, conhecida como *Q at night*. Desta forma, o inversor tem a capacidade de contribuir no controle de tensão durante a noite (LULBADDA, 2022). Destaca-se que a operação noturna pressupõe que as perdas associadas à operação da planta fotovoltaica sejam supridas pelo sistema elétrico. Neste sentido, tal recurso vem sendo considerado como um potencial serviço ancilar para o SIN. O ressarcimento pelos custos e remuneração é objeto de discussões no Brasil e no mundo.

2.4. COMPENSAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA

Para que a usina solar fotovoltaica possa conectar-se às instalações de transmissão do sistema elétrico brasileiro, é necessário que ela atenda aos requisitos técnico mínimos indicados nos Procedimentos de Rede (ONS, 2023). Dentre os requisitos, ela deve mostrar a capacidade de operar sob diferentes pontos de operação de geração de potência ativa e de potência reativa. A Figura 8 apresenta a faixa de operação em que a central geradora deve demonstrar ao ONS sua capacidade de operação.

Figura 8 – Faixa de operação no ponto de conexão.



Fonte: (ONS, 2023).

Quando a central geradora não possui capacidade de operação em algum ponto desta faixa utilizando somente o controle de potência reativa dos inversores, o agente deve buscar alternativas de cumprir com este requisito. Dentre as alternativas possíveis, a instalação de bancos de capacitores, ou de bancos de reatores, são as mais utilizadas na prática. Os elementos *shunt* podem ser conectados ou removidos da rede coletora da UFV por ação do controle de

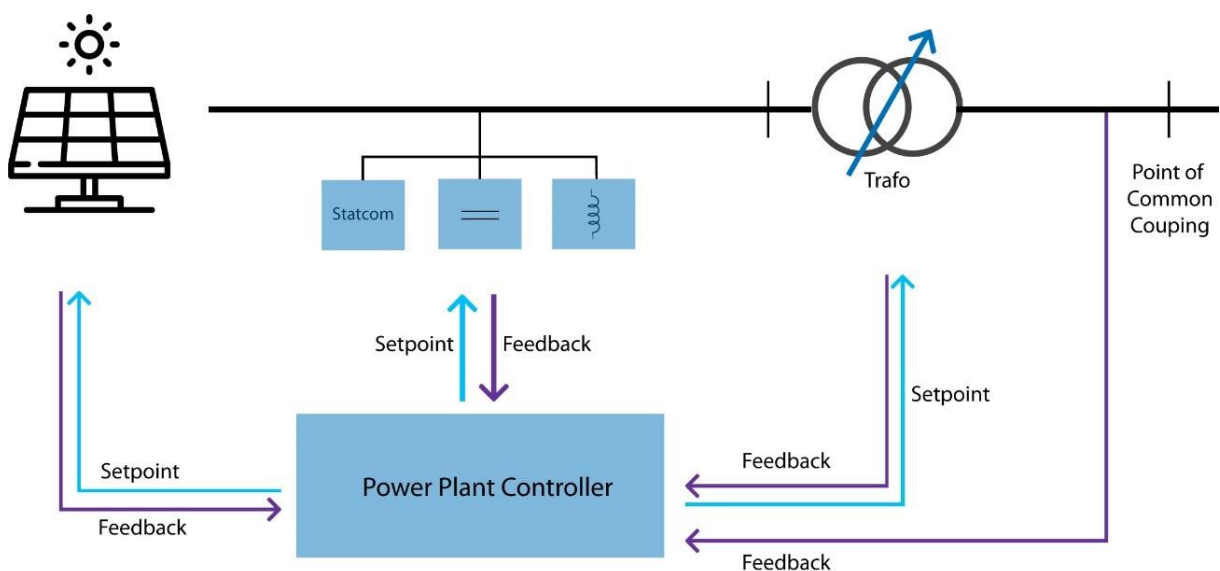
planta, ou através do controle manual, tal que a central geradora tenha a capacidade de operar em regime permanente em todos os pontos estabelecidos da Figura 8.

O compensador síncrono estático, conhecido como STATCOM, controla a tensão no seu terminal através do controle da potência reativa injetada ou absorvida no sistema elétrico de potência. Apesar de não existirem muitos STATCOMs instalados no Brasil atualmente, eles também podem ser incluídos em uma usina solar fotovoltaica para a compensação de potência reativa da planta (BULLICH-MASSAGUÉ, 2016). Logo, trata-se de uma estratégia alternativa para o cumprimento dos Procedimentos de Rede.

2.5. CONTROLE DE PLANTA

Em uma usina solar fotovoltaica, o controle secundário da geração é feito através de um controle de planta, ou *Power Plant Controller* (PPC). São feitas medidas de tensão, potência ativa, potência reativa e frequência no ponto de controle da usina, e enviadas ao PPC. Este controlador processa estas variáveis, e envia sinais de referência aos inversores conectados aos painéis fotovoltaicos, ao controle de tape do transformador de conexão da planta e ao controlador de elementos *shunt* conectados à rede interna da usina, conforme ilustra a Figura 9.

Figura 9 – Diagrama de um *Power Plant Controller*.



Fonte: Coletado de Reivax³.

³ Disponível em: <<https://www.reivax.com/pt/solucoes/power-plant-controller-solar/>>. Acesso em: 20 Novembro 2023.

Em sua estrutura de controle, duas malhas podem ser consideradas, sendo o controle de potência ativa e o controle de potência reativa. O controle de potência ativa é responsável pelo despacho de potência ativa, podendo em certas condições contribuir no controle de frequência, igualmente feito em usinas hidrelétricas e termoeletricas. O controle de potência reativa é responsável pela potência reativa fornecida ao sistema elétrico, podendo também controlar a tensão terminal no ponto de conexão da UFV ao sistema elétrico ou o fator de potência da usina.

O controle de potência ativa de uma usina solar fotovoltaica pode ser feito por dois modos distintos, descritos no Quadro 2.

Quadro 2 – Modos de controle de potência ativa.

Controle de potência ativa	O controle de planta atua de modo a atender a potência ativa especificada, desde que a incidência solar forneça potência elétrica suficiente para atender à especificação. Esta malha de controle pode ser entendida como um limitador de máxima potência. Pode ser especialmente necessário por questões contratuais, quando há limitações no sistema de transmissão ou outras necessidades do sistema.
Controle de frequência	O controle de potência ativa pode englobar um <i>droop</i> de frequência, que é exigido para centrais eólicas e fotovoltaicas desde novembro de 2023 (ONS, 2023). Neste caso, pode atuar sem restrição em casos de sobrefrequência. Quando há subfrequência, o aumento da potência elétrica fornecida ao sistema fica restrito à incidência solar. Entretanto, não é exigido reserva prévia para que a central geradora contribua em situações de subfrequência.

Fonte: Elaborado pelo autor.

No controle de potência ativa, busca-se de modo geral aproveitar todo o recurso solar disponível. Deste modo, aplica-se o *set point* da malha de potência ativa em seu valor máximo, e em conjunto, os MPPTs rastreiam o ponto de máxima potência.

Com relação ao controle de potência reativa, o ONS estabelece que a central geradora deve ser capaz de operar em três modos distintos, conforme Quadro 3.

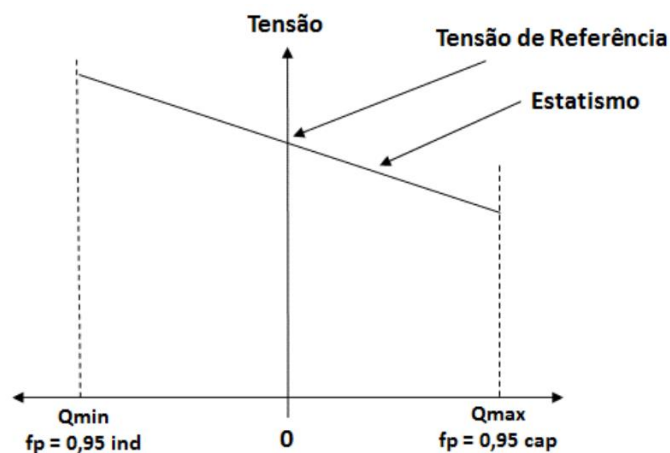
Quadro 3 – Modos de controle de potência reativa.

Controle de potência reativa	O controle de planta atua de modo a atender a potência reativa especificada.
Controle de tensão em uma barra remota	A tensão em uma barra remota da UFV é controlada, em geral sendo um dos barramentos da subestação coletora. Este modo de controle pode englobar também um <i>droop</i> de potência reativa, importante quando há mais de uma central geradora controlando o mesmo barramento.
Controle de fator de potência	A referência de potência reativa é calculada a partir da potência ativa gerada e da referência de fator de potência, dada pela expressão $Q_{REF} = P \tan(\cos^{-1}(FP_{REF}))$.

Fonte: Elaborado pelo autor.

O modo de controle de potência reativa estabelecido como padrão pelo ONS é o controle de tensão em uma barra remota, com estatismo ajustável numa faixa entre 0 e 7%, com valor padrão de 2%, na base da potência reativa nominal da central geradora. O perfil de controle de tensão de uma UFV é indicado na Figura 10.

Figura 10 – Perfil do controle de tensão de uma usina solar fotovoltaica.



Fonte: (ONS, 2023).

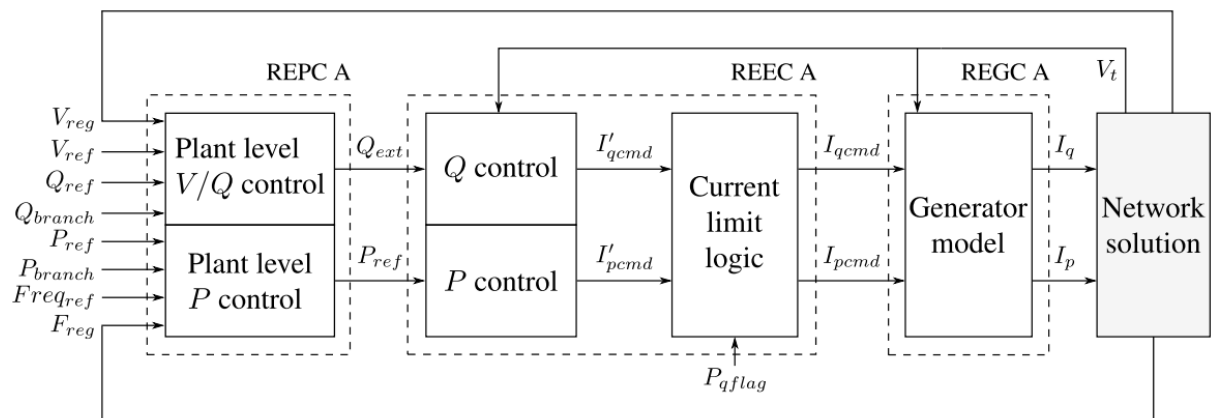
3. CONTROLE DE UMA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA

Neste capítulo, será analisada uma estrutura de controle genérica de uma usina solar fotovoltaica. As principais malhas de controle do *Power Plant Controller* e do inversor serão analisadas, a fim de compreender os aspectos dinâmicos do controle de geração, lógicas de controle e integração com a rede elétrica. O modelo padrão para plantas fotovoltaicas desenvolvido pela *Western Electricity Coordinating Council* (WECC), discutido no artigo da referência (MACHLEV, 2020), será utilizado como base neste estudo. Além disto, serão detalhados os atrasos presentes na estrutura de controle, que são relativos ao funcionamento e a integração entre os componentes da planta fotovoltaica.

3.1. ESTRUTURA GERAL DA MALHA DE CONTROLE

Em uma usina solar fotovoltaica genérica, duas malhas de controle são preponderantes: a malha de controle primário, ditada pelo controlador do inversor; e a malha de controle secundário, ditada pelo controle de planta da unidade geradora. Em regime normal de operação, o controle de planta coordena a geração do parque fotovoltaico, no qual é responsável por enviar *set points* de potência ativa e potência reativa aos inversores, e garantir que os níveis de tensão e de potência ativa no ponto de conexão da UFGV estejam conforme o valor solicitado pelo operador do sistema elétrico. Os inversores, por sua vez, atuam para fornecer a potência ativa e potência reativa ao sistema, restritos à incidência solar disponível a cada instante sobre os painéis fotovoltaicos. A Figura 11 apresenta um diagrama de blocos exemplificando as conexões entre as diferentes malhas de controle presentes em uma UFGV e a rede elétrica.

Figura 11 – Diagrama de blocos da estrutura geral de controle.



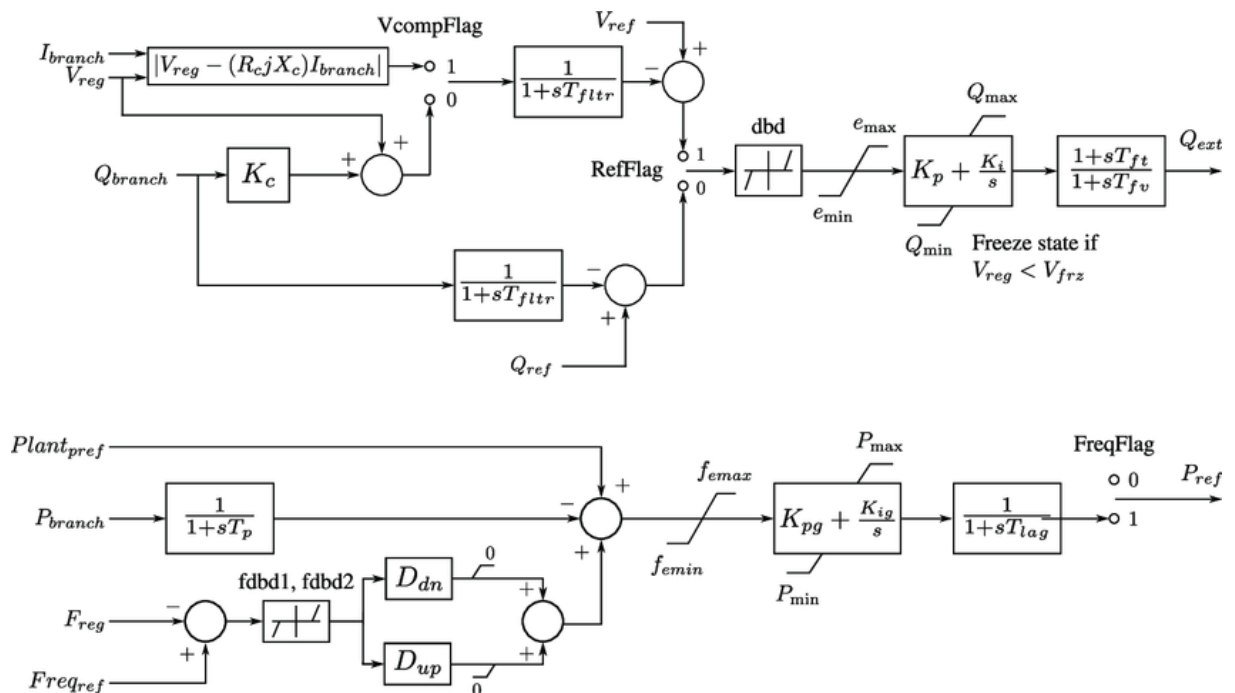
Fonte: (MACHLEV, 2020).

3.1.1. Controle de planta

Conforme descrito no Quadro 2 e Quadro 3, duas malhas de controle estão presentes no controlador de planta, sendo comumente referenciadas como malha de controle de potência ativa e malha de controle de potência reativa. As duas malhas de controle podem ser tratadas de forma isolada devido ao baixo acoplamento entre a potência ativa e potência reativa. A Figura 12 apresenta um modelo de controle de planta proposto pelo WECC.

Na malha de controle de potência reativa, diferentes possibilidades de referência podem estar incluídas. Na Figura 12, observa-se que esta estrutura de controle de potência reativa, o controle da tensão com um *droop* de potência reativa, ou até mesmo o controle de tensão com uma compensação de corrente, permitindo controlar a tensão elétrica com maior grau de penetração na rede elétrica. Estas diferentes possibilidades de controle definem a forma em que a usina solar fotovoltaica irá se comportar no sistema elétrico.

Figura 12 – Diagrama de blocos do modelo de controle de planta da WECC.



Fonte: (MACHLEV, 2020).

Como destacado no Quadro 3, o *Power Plant Controller* pode apresentar uma malha de controle de fator de potência. Neste caso, a referência de potência reativa do controlador de planta é calculada conforme o valor de potência ativa medido e a referência de fator de potência.

O controle de planta pode contemplar também uma lógica de congelamento de estado do controlador proporcional-integral da malha de controle de potência reativa em casos de subtensão ou sobretensão. Nestes casos, o inversor trifásico é controlado por uma malha de controle de injeção de corrente reativa, ignorando o comando de *set point* de potência reativa do controle de planta. Esta lógica de congelamento de estado do controlador PI é de suma importância, visto que quando o inversor retorne ao estado operativo normal, ele não receba um sinal de referência de potência reativa saturado.

Por outro lado, a malha de controle de potência ativa busca assegurar que a potência ativa fornecida ao sistema no ponto de conexão atinja um valor de referência, desde que se tenha recurso solar disponível. Neste caso, o controlador proporcional-integral também pode ser utilizado, permitindo também a aplicação de outras estruturas de controle, como o controle *feedforward* (LOBO, 2023).

Existe a possibilidade da usina solar fotovoltaica de contribuir no controle de frequência através de uma realimentação que inclui o desvio de frequência. Para isso, uma zona morta pode ser aplicada tal que o controle não atue em pequenos desvios de frequência, que fazem parte da natureza do sistema elétrico. O ajuste do *droop* de frequência pode ser diferente do que é observado em usinas hidrelétricas e termelétricas. Em uma UFV, comumente busca-se aproveitar todo o recurso solar disponível, de modo que o controlador fique impossibilitado de aumentar a potência ativa gerada em situações de subfrequência. Por outro lado, em situações de sobrefrequência, o *Power Plant Controller* pode contribuir no controle de frequência, reduzindo a geração de potência ativa de acordo com o ajuste do estatismo de frequência. A hipótese da combinação de sistemas de armazenamento com usinas fotovoltaicas permite agregar contribuição também no regime de subfrequência. Tal possibilidade vem sendo discutida no contexto da transição energética e dos serviços ancilares.

3.1.2. Controle do inversor

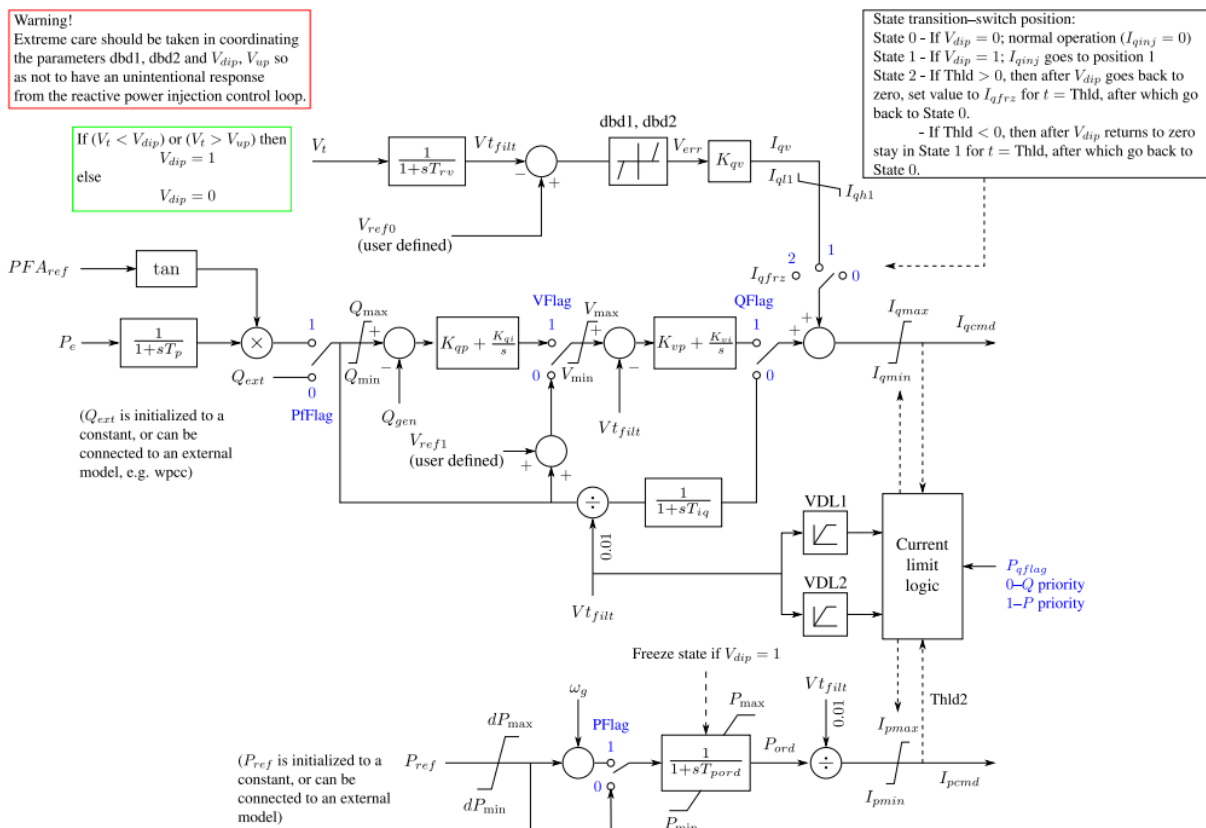
Igualmente ao controle de planta, o controle do inversor contempla duas malhas distintas e independentes, sendo a malha de controle de potência ativa e a malha de controle de potência reativa. A Figura 13 apresenta as malhas de controle internas do controlador do inversor.

A malha de controle de potência ativa é responsável por enviar o comando de corrente ativa ao conversor. De forma similar ao controle de planta, o controle do inversor atua para zerar o erro entre a referência de potência ativa e seu valor medido. Na Figura 13, a referência de potência ativa atravessa apenas um bloco passa-baixa com constante de tempo pequena, sem

envolver nenhuma malha de controle interna. Desta forma, o controle de potência ativa é realizado integralmente pelo controle de planta.

Observa-se que a malha de controle de potência reativa do controle do inversor também possui semelhanças com a respectiva malha do controle de planta. Os três modos de controle se encontram presentes no controle elétrico: potência reativa, tensão e fator de potência. Além disto, observa-se que há uma malha em que o *set point* de potência reativa não envolve nenhuma destas três malhas de controle, passando apenas por um bloco passa-baixa com constante de tempo pequena, deixando a responsabilidade desta malha de controle totalmente ao controle de planta. No entanto, trata-se de uma simplificação da representação do modelo do inversor, não sendo comum na prática.

Figura 13 – Diagrama de blocos do modelo de controle elétrico da WECC.



Fonte: (MACHLEV, 2020).

Quando a tensão elétrica sobre o inversor está fora de uma faixa operativa, a malha de controle de potência reativa comuta para uma malha de injeção de corrente reativa. A injeção de corrente reativa é dada em função do nível de tensão em que o inversor está submetido, cuja parametrização depende das especificidades de cada operador de sistema elétrico. Quanto aos

estados dos controladores PI da malha de controle de potência reativa, eles permanecem inalterados durante esta condição de falta, tal que eles não estejam saturados quando o inversor retornar ao regime normal de operação.

O controle do inversor permite que os comandos de corrente ativa e corrente reativa atuem de forma independente para atender os *set points* de potência ativa e de potência reativa.

Desta forma, a corrente elétrica no inversor é dada por $\sqrt{i_{pcmd}^2 + i_{qcmd}^2}$. Quando esta relação ultrapassa o valor máximo de corrente do conversor, uma lógica de limitação de corrente atua na limitação destes comandos. Esta limitação é dada respeitando a prioridade do inversor, isto é, se estiver configurado para *Q priority*, ele irá limitar primeiro o comando de corrente ativa, priorizando a injeção de potência reativa. Analogamente, se estiver configurado para *P priority*, ele irá limitar primeiro o comando de corrente reativa, priorizando a injeção de potência ativa.

A limitação dos comandos de corrente ativa e corrente reativa também pode ser dada em função da tensão em que o inversor está submetido. Neste caso, uma relação entre a tensão do inversor e os sinais de comando é estabelecida, e a lógica de limitação de corrente atua para limitar estes sinais.

3.1.3. Lógicas de controle e proteção do conversor

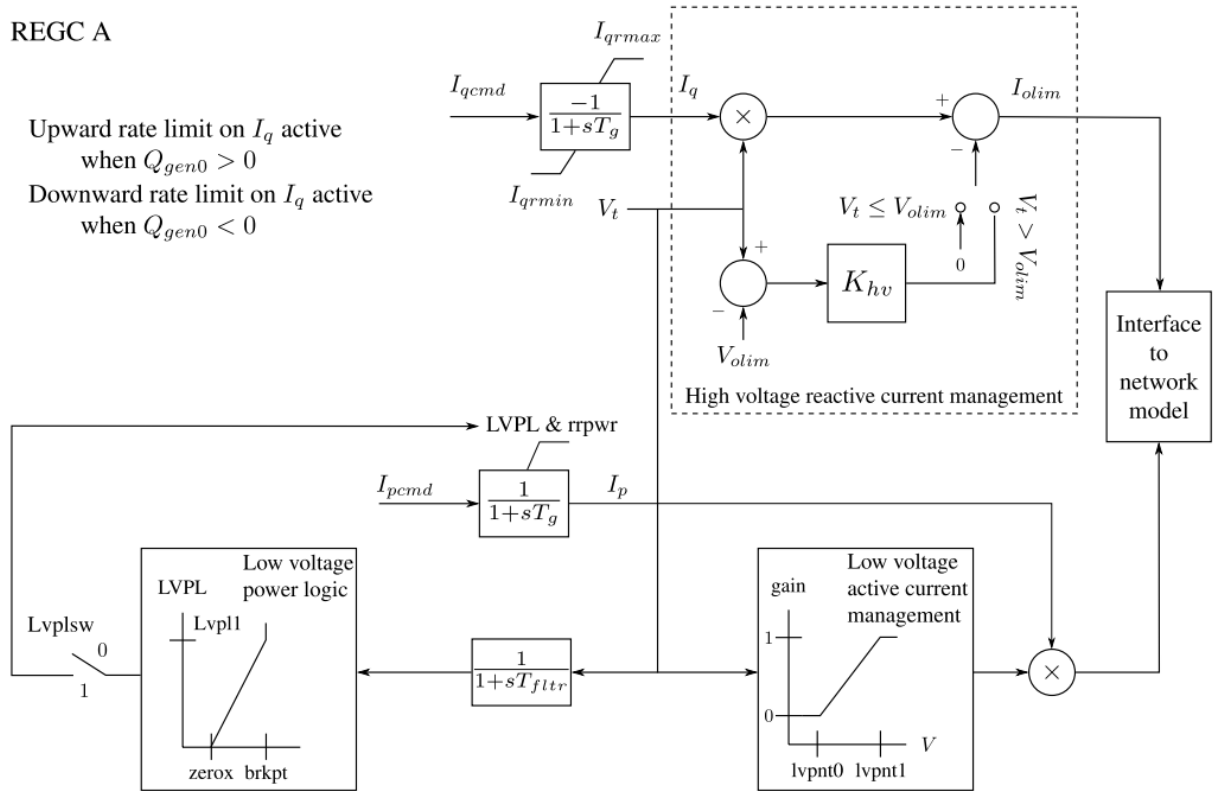
As principais malhas de controle do PPC e do inversor trifásico foram apresentadas. No entanto, existem lógicas de controle e proteção do conversor que ainda não foram apresentadas, que estão presentes de forma simplificada na Figura 14.

O controle de rampa de um inversor fotovoltaico é uma característica que gerencia a taxa na qual a potência elétrica fornecida ao sistema aumenta ou diminui. Normalmente, os inversores fotovoltaicos estão vinculados a um rastreador de máxima potência. Assim, conforme a incidência solar varia, o inversor estaria sujeito a picos repentinos de injeção de potência no sistema. O controle em rampa é uma alternativa que permite suavizar as variações de potência ativa, garantindo um controle mais estável. A malha de controle de potência reativa do inversor pode contemplar também uma malha de controle de rampa, conforme a Figura 14.

Além das malhas de controle, o inversor contempla malhas de proteção, que visam garantir a segurança do equipamento e prevenir danos em situações de distúrbios severos. Destas malhas de proteção, destacam-se as proteções de subtensão, sobretensão, subfrequência e sobrefrequência. Tanto para a tensão quanto para a frequência, o operador do sistema elétrico pode definir faixas de suportabilidade do equipamento para diferentes valores de tensão e de

frequência, especificando tempos mínimos nos quais o equipamento deve ser capaz de operar conectado ao sistema. Após este período de tempo, é permitida a desconexão do equipamento, garantindo sua integridade.

Figura 14 – Diagrama de blocos do modelo de conversor da WECC.



Fonte: (MACHLEV, 2020).

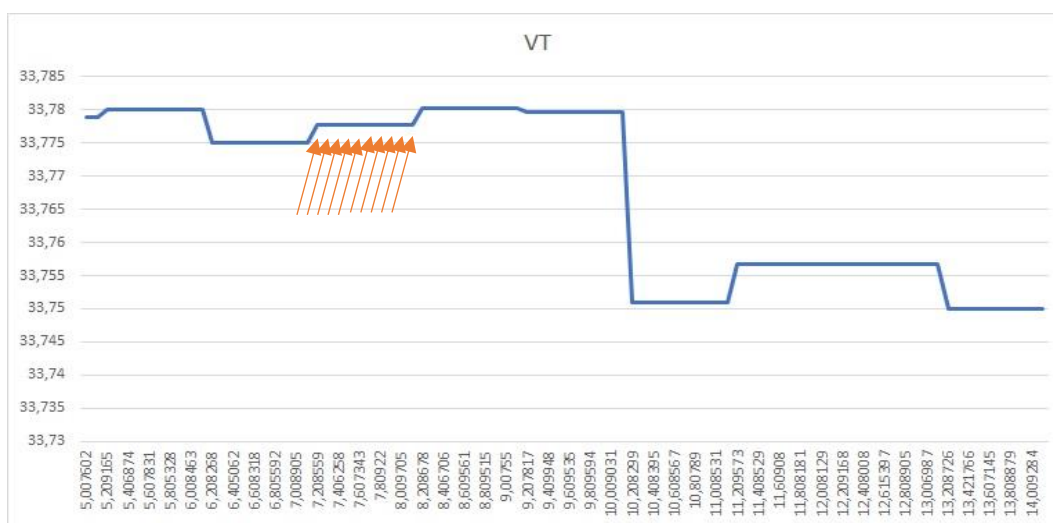
3.2. ATRASOS PRESENTES NA ESTRUTURA DE CONTROLE

No controle de geração de uma usina fotovoltaica, é fundamental considerar as diferentes malhas de controle presentes tanto no controle de planta, quanto no controle do inversor. Entretanto, também é necessário considerar as demais dinâmicas que surgem na integração destes componentes, bem como dos instrumentos de medição utilizados. Estas dinâmicas podem introduzir atrasos na malha de controle, que afetam tanto no ajuste dos controladores, quanto na modelagem matemática deste sistema de controle.

Com relação ao sistema de medição, uma das estratégias utilizadas atualmente no SIN é o uso do Sistema de Medição para Faturamento (SMF) para aquisição das variáveis elétricas no ponto de controle do PPC. No registro de medição ilustrado na Figura 15, fica evidente a existência de um *sample and hold* de 1000 ms. Tipicamente, os períodos de amostragem do

sistema de medição podem variar entre 8 ms até 1000 ms, a depender do equipamento utilizado, sendo o segundo valor mais frequente no SIN (LOBO, 2023). Este aspecto afeta a resposta dinâmica do controle de planta, pois os valores de medição enviados a este controlador permanecem inalterados durante um intervalo de tempo, inserindo um atraso no tempo de atuação do controlador, até que eles valores sejam atualizados.

Figura 15 – Amostragem presente no Sistema de Medição para Faturamento.



Fonte: (LOBO, 2023).

No enlace de comunicação entre o controle de planta, inversores fotovoltaicos e demais componentes da usina fotovoltaica, trafegam diferentes sinais cuja finalidade é o controle e monitoramento da geração do parque. Dentre estas informações, destacam-se os sinais de comando do PPC aos inversores, troca de informações entre os inversores e os *trackers*, monitoramento dos inversores, dados de estações meteorológicas, dentre outros sinais. Portanto, o envio dos sinais de comando do PPC aos inversores é limitado por uma taxa de transmissão, análogo a um *sample and hold*, que durante o comissionamento costuma variar entre 500 ms e 2000 ms (LOBO, 2023). Dentre os fatores limitantes desta taxa, cita-se as características dos inversores de cada fabricante, número de inversores do parque e quantidade de informações que trafegam sobre o enlace de comunicação. Salienta-se que a atualização dos sinais de comando do controle de planta enviados aos inversores não é feita de forma simultânea para cada inversor, ou seja, a taxa de envio dos sinais de comando de potência ativa e de potência reativa é a mesma para cada inversor, porém os instantes de envio são diferentes.

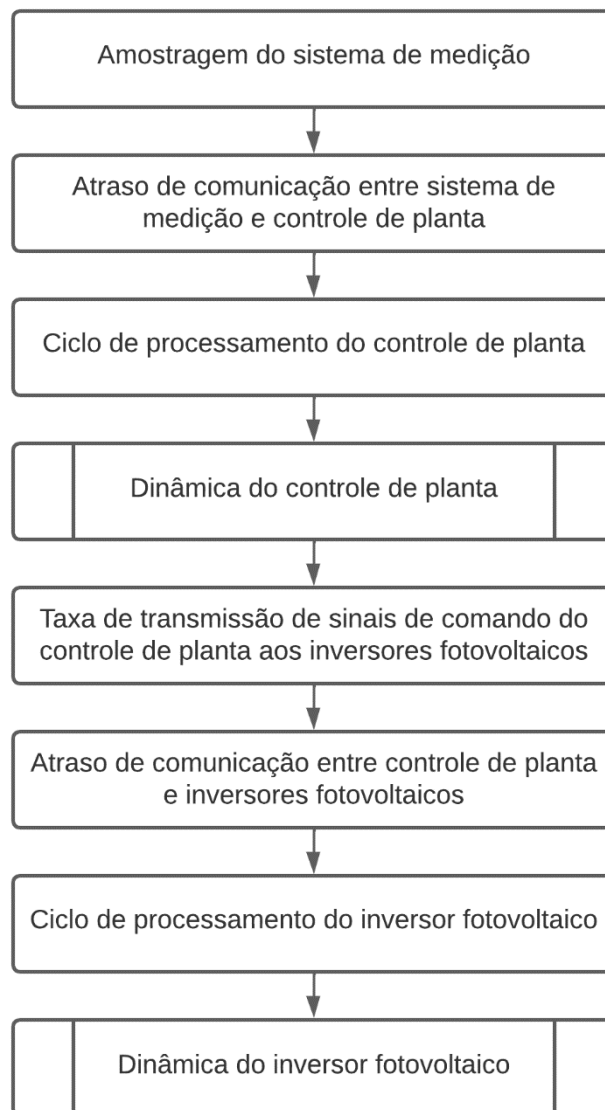
Existem trabalhos que indicam que o protocolo de comunicação introduz um atraso substancial na transmissão de sinais de comando entre o controle de planta e os inversores

fotovoltaicos. Em (ZHOU, 2023), cita-se que o protocolo de comunicação *Modbus RS485* pode introduzir um atraso de comunicação, que varia de 8,3 ms até 266,7 ms, no qual fatores como tamanho da mensagem transmitida, tipo de cabeamento para comunicação, distância entre os componentes e o número de informações que trafegam na rede de comunicação podem impactar neste atraso. Quando múltiplos inversores e outros equipamentos estão conectados a um mesmo barramento, o tempo de transmissão aumenta significativamente, podendo inclusive alcançar valores da ordem de 8 a 15 segundos. De forma similar, o protocolo de comunicação pode introduzir atrasos na comunicação entre o sistema de medição e o controle de planta. Desta forma, tais atrasos precisam ser considerados durante o comissionamento do PPC, bem como na modelagem da planta fotovoltaica.

O desempenho dos processadores dos componentes envolvidos no controle de usina fotovoltaica também pode introduzir um atraso na malha de controle da planta. Por exemplo, o controle de planta pode inserir um atraso na resposta do parque frente a perturbações, visto que seu ciclo de processamento que pode variar entre 50 e 150 milissegundos. Entretanto, ressalta-se que a exigência de maior velocidade de processamento pode implicar na sobrecarga deste componente.

A Figura 16 sintetiza de forma sequencial todos os atrasos presentes na estrutura de controle, desde a medição de variáveis no ponto de controle do PPC até os inversores.

Figura 16 – Fluxograma dos atrasos presentes na estrutura de controle.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4. MODELAGEM DE UMA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA

Neste capítulo são apresentados os *softwares* de simulação utilizados para a modelagem da planta fotovoltaica, a metodologia empregada na modelagem e a validação dos modelos matemáticos da planta desenvolvidos neste trabalho através da confrontação entre registros de campo e resultados de simulações. Os modelos matemáticos do inversor trifásico utilizados neste trabalho foram disponibilizados pelo fabricante.

4.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Os dados da usina solar fotovoltaica em estudo neste trabalho foram fornecidos pela Reivax S/A Automação e Controle. A usina tem potência instalada de 125 MW, sendo formada por 40 inversores de potência nominal de 3125 kW. A central geradora é conectada à Rede Básica no nível de 500 kV, através de uma linha de transmissão de aproximadamente 50 quilômetros.

Em estudos elétricos que envolvem a operação e planejamento do sistema elétrico, deve ser considerado a estabilidade dinâmica do sistema em casos de alguma contingência, ou simplesmente pela variação de uma condição de operação ou de carga. Deste modo, se faz necessário o uso de modelos dinâmicos que representem fielmente as unidades geradoras conectadas ao sistema elétrico, tal que seja possível avaliar sua influência dinâmica sobre o mesmo. Além disto, as centrais geradoras fotovoltaicas estão cada vez mais presentes na matriz elétrica brasileira, conforme abordado no Capítulo 1. Assim, o desenvolvimento de um modelo adequado para estas unidades geradoras traz resultados mais realísticos durante os estudos elétricos, permitindo também a otimização e a operação segura do sistema.

No desenvolvimento de modelos matemáticos de unidades geradoras, é necessário fazer a distinção entre modelos *built-in* e modelos personalizados de uma planta. A modelagem matemática através de modelos *built-in* consiste no ajuste de parâmetros de funções pré-definidas e padronizadas. Desta forma, busca-se um conjunto de parâmetros tal que o desempenho dinâmico do modelo seja o mais próximo possível dos resultados de campo (WECC, 2019). Por outro lado, os modelos personalizados permitem detalhar matematicamente as mesmas lógicas e estruturas de controle que foram implementadas em campo, sendo assim um modelo mais fidedigno à realidade. Neste trabalho, serão utilizados modelos personalizados para a representação dinâmica dos elementos presentes.

Com respeito à modelagem matemática de usinas fotovoltaicas, existem diversos elementos que devem ser modelados, dentre os quais citam-se o PPC, os inversores, os elementos *shunt* e comandos de tape de transformadores. A rede elétrica da planta também deve ser considerada, pois ela impacta tanto durante o dia, nas condições de fluxo de potência e níveis de tensão sobre os inversores e a barra controlada, quanto durante a noite, com respeito ao efeito capacitivo e aumento da tensão nas barras próximas à UFV.

Em estudos elétricos envolvendo a estabilidade transitória, o período em análise costuma estar na faixa de até 10 segundos, podendo estender-se até dezenas de segundos quando há interesse em dinâmicas mais lentas. Desta forma, para fins de simplificação, a irradiação solar é considerada constante. Assim, a dinâmica do MPPT pode ser desconsiderada para a modelagem.

4.2. MODELAGEM ANATEM

O *software* ANATEM é um programa computacional utilizado para simulações dinâmicas no domínio do tempo, visando a análise não-linear de transitórios eletromecânicos de sistemas elétricos de potência, em especial os períodos de estabilidade transitória e dinâmica (CEPEL).

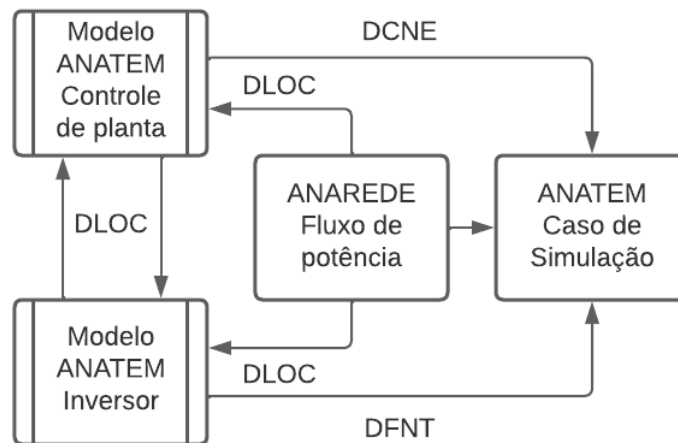
A modelagem matemática de uma usina solar fotovoltaica no *software* ANATEM permite estabelecer um modelo dinâmico da central geradora capaz de representá-la em estudos envolvendo a estabilidade transitória do sistema elétrico. Além disso, permite uma avaliação da contribuição da usina fotovoltaica nos eventos de transitórios eletromecânicos do sistema, oferecendo uma compreensão mais aprofundada do seu impacto e integração na rede elétrica.

A modelagem ANATEM de uma usina solar fotovoltaica deve contemplar a representação das malhas de controle existentes tanto no controle de planta quanto no inversor trifásico. Os modelos podem ser desenvolvidos no formato Controladores Definidos pelo Usuário (CDU), os quais serão validados com ensaios de campo e posteriormente utilizado pra estudos sistêmicos cuja finalidade será representar a dinâmica da UFV frente a transitórios.

No *software* ANATEM, a representação dos inversores na rede elétrica pode ser feita através de uma fonte de corrente *shunt* controlada, através do comando DFNT. Desta forma, pode-se especificar os parâmetros do modelo, tais quais a barra em que a fonte de corrente *shunt* controlada está conectada, o número de inversores do parque, a contribuição da geração de potência ativa e reativa na barra especificada, potência de base, dentre outros. O comando DCNE define o modelo CDU do *Power Plant Controller* como um controlador não-específico,

que controlará o modelo CDU do inversor fotovoltaico. Por fim, o comando DLOC permite através de localizadores remotos a transmissão de variáveis entre dois CDUs. Ele é utilizado para definir a comunicação entre o controle de planta e os inversores. A Figura 17 ilustra as associações entre modelos ANATEM e arquivos de simulação através dos comandos indicados.

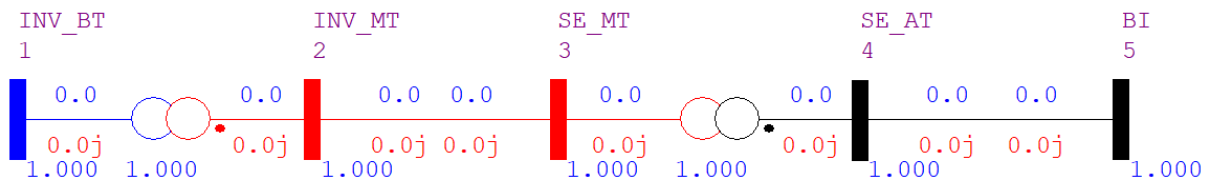
Figura 17 – Diagrama esquemático das associações entre modelos e caso de simulação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A representação da rede elétrica no *software* ANAREDE (CEPEL) utilizada para a validação do modelo matemático é conhecida na literatura como *Single Machine Infinite Bus*, que está representada na Figura 18. Consiste em uma representação equivalente do sistema elétrico através de uma barra infinita conectada com uma impedância equivalente. Para este trabalho, o valor da reatância equivalente será calculado segundo a relação $X_E = \frac{\Delta V}{\Delta Q}$ (em pu), em que as variações de tensão e de potência reativa são obtidas dos registros de campo. Outra alternativa seria partir de informações de nível de curto-circuito na barra, com base em estudos de curto-circuito do ONS. Ressalta-se, contudo, que esta estratégia conduz a resultados não conservadores, uma vez que os casos base de curto-circuito representam, em geral, uma condição com todos os geradores do SIN em serviço. A tensão do equivalente de *Thévenin* é calculada através das condições de fluxo de potência, conhecidos o ponto de operação da usina fotovoltaica e a reatância equivalente da rede elétrica. Além disto, é necessário considerar as características elétricas da rede coletora do parque. A metodologia utilizada para o cálculo da rede elétrica equivalente da planta fotovoltaica segue os preceitos descritos na seção 4.5.

Figura 18 – Representação da rede elétrica no *software* ANAREDE.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3. MODELAGEM ATP

O *software Alternative Transients Program* (ATP) é uma ferramenta de simulação computacional que foi projetada para a análise de transitórios eletromagnéticos em sistemas de potência. Ele é utilizado para modelar e simular redes elétricas de alta tensão para diferentes condições transitórias.

A modelagem ATP de uma usina solar fotovoltaica visa estabelecer um modelo matemático capaz de representar sua dinâmica em transitórios eletromagnéticos. Para isso, é necessário considerar os modelos de cada componente da planta fotovoltaica, e seus respectivos parâmetros.

Através de um modelo adequado para a simulação de transitórios eletromagnéticos no parque fotovoltaico, é possível conduzir uma gama de estudos, como a análise da energização de transformadores de alta tensão, investigações sobre o chaveamento de componentes, a simulação de faltas simétricas e assimétricas, a avaliação do funcionamento e resposta de sistemas de proteção, e a análise de distúrbios de natureza eletromagnética que podem ocorrer no sistema. Além disso, o modelo ATP pode ser utilizado para estudar fenômenos de sobretensão ou sobrecorrente que podem surgir durante a operação da usina solar fotovoltaica.

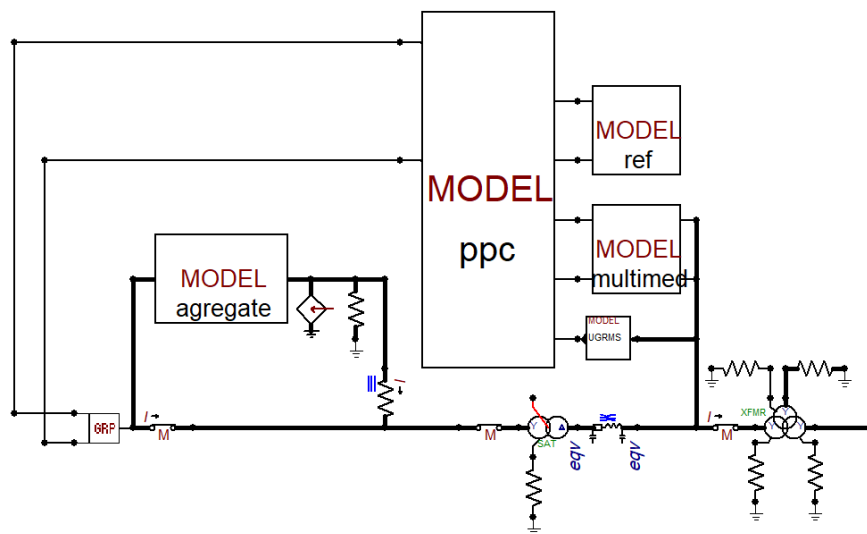
Dentre os componentes a serem modelados, destacam-se os transformadores da rede de média tensão, o transformador elevador, os cabos condutores de média tensão, os sistemas de proteção, dentre outros. Além disso, o controle de planta e os inversores fotovoltaicos devem ser modelados, cujo modelo matemático é disponibilizado por seus fabricantes.

Na modelagem ATP, é necessário considerar o impacto da rede elétrica próxima à usina na dinâmica das malhas de controle. Desta forma, são escolhidas algumas barras próximas à usina fotovoltaica das quais tenham influência mínima sobre o comportamento transitório do parque. A representação equivalente da rede é feita através de impedâncias de curto-circuito, cuja representação equivalente pode ser obtida através do *software* ANAFAS (CEPEL). Para a

modelagem, utiliza-se a base de dados mais recente tal que sejam utilizados os parâmetros elétricos mais atualizados no cálculo da rede equivalente.

Para este trabalho, além de ser desenvolvido um modelo ATP para a planta fotovoltaica completa, foi desenvolvido um modelo ATP considerando uma representação equivalente da rede coletora da planta fotovoltaica, calculada através dos procedimentos indicados na seção 4.5. O diagrama esquemático do modelo equivalente em ATP está representado na Figura 19.

Figura 19 – Esquemático do modelo equivalente ATP.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.4. MODELAGEM DOS ATRASOS DA ESTRUTURA DE CONTROLE

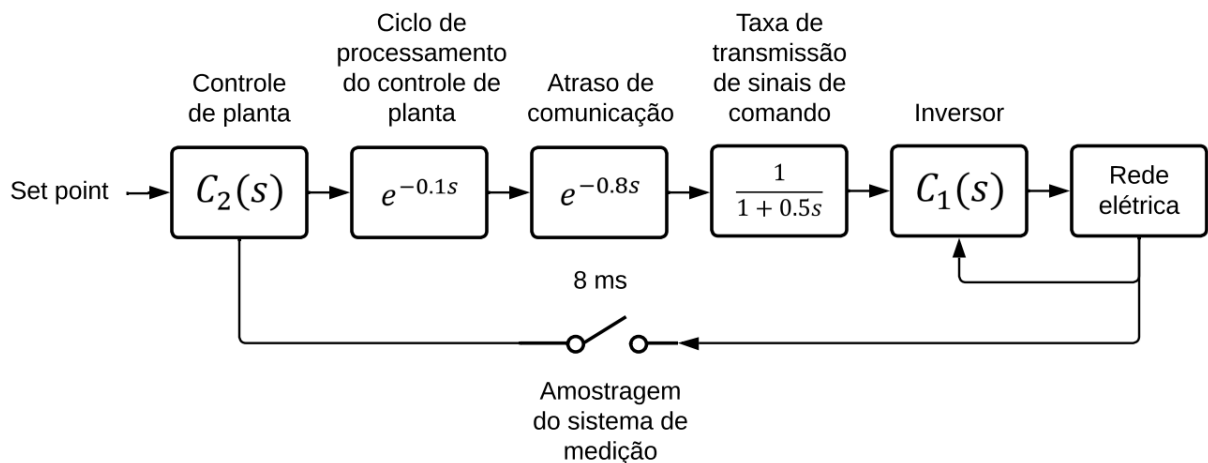
Além da modelagem matemática de todos os equipamentos envolvidos no controle de uma usina solar fotovoltaica, é crucial a modelagem dos atrasos envolvidos na malha de controle, pois eles impactam diretamente sobre a dinâmica da planta frente à uma perturbação, por exemplo. Entretanto, a modelagem destes atrasos pode ser desafiadora, devido aos inúmeros atrasos que cada equipamento possui, bem como os atrasos que surgem na integração de todos os componentes.

Neste trabalho, o sistema de medição do ponto de controle do parque é modelado por um *sample and hold*, cujo período de amostragem identificado em campo é de 8 ms. O ciclo de processamento do PPC foi modelado através de um *delay* de 100 ms, que corresponde ao valor utilizado em campo. A taxa de envio de sinais de comando por parte do controle de planta aos inversores fotovoltaicos utilizada é de 500 ms. Entretanto, destaca-se que a atualização dos sinais de comando não é feita simultaneamente a todos inversores. Para uma representação mais

fidedigna desta dinâmica, neste trabalho ela é modelada através de um filtro passa-baixa com constante de tempo de 500 ms. Por fim, o atraso de comunicação foi identificado a partir de registros de campo, no qual indicam um atraso médio de 800 milissegundos.

A Figura 20 apresenta a malha de controle da usina fotovoltaica de estudo, com os atrasos considerados na modelagem matemática da planta.

Figura 20 – Diagrama de blocos da malha de controle da UFV considerando atrasos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

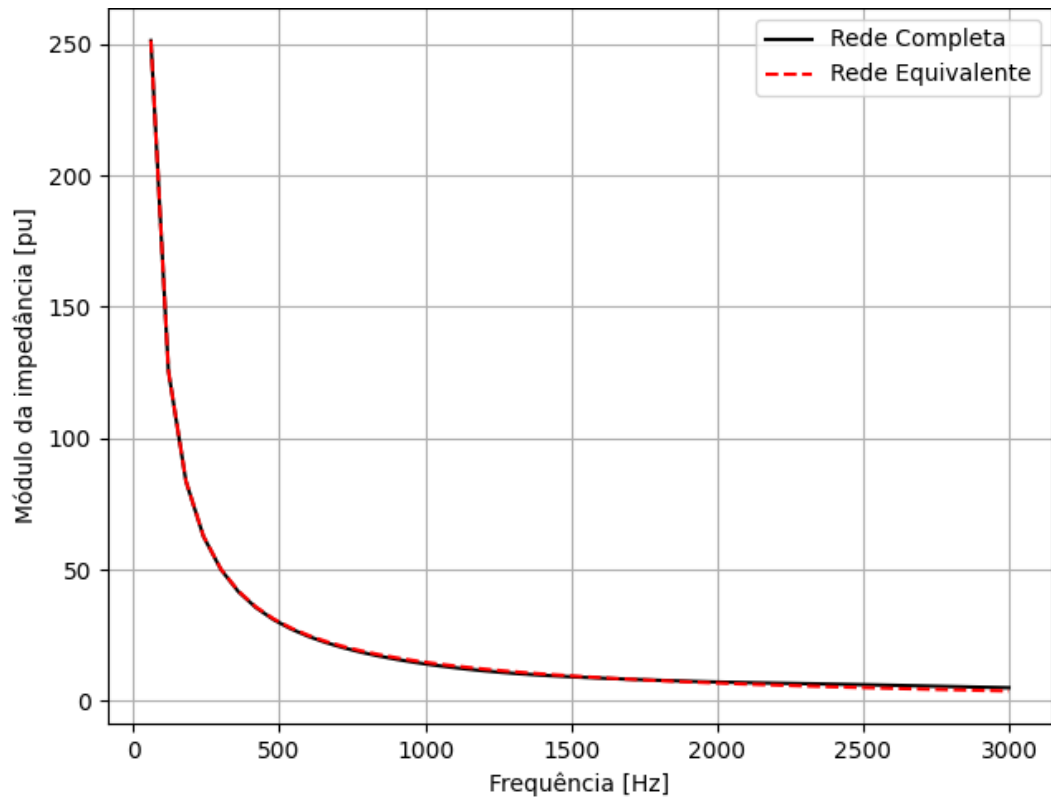
4.5. VALIDAÇÃO DA REDE ELÉTRICA EQUIVALENTE

Para estudos sistêmicos, o uso de um modelo detalhado de uma planta fotovoltaica pode ter um custo computacional elevado durante as simulações. Ao utilizar-se um modelo equivalente, obtém-se resultados de estudos semelhantes se comparado com o modelo original, com um custo computacional menor.

A metodologia empregada para a simplificação da rede completa baseia-se no artigo da referência (MULJADI, 2006). Para isso, assume-se que as injeções de corrente de cada inversor são iguais em magnitude e fase, e a potência reativa gerada pela capacitância das linhas é baseada na condição de que as tensões em todas as barras da planta são de 1 pu.

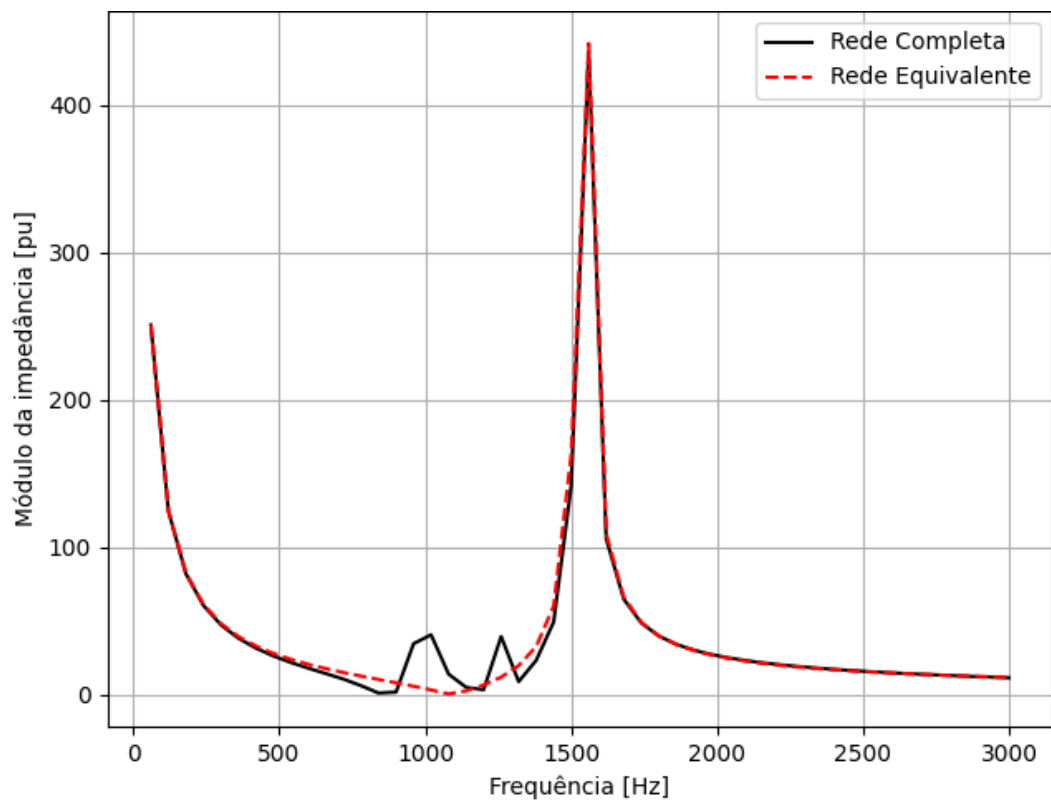
Desenvolvido o modelo equivalente, é necessário verificar o atendimento às diretrizes de representação equivalente da rede elétrica (ONS, 2022). Com respeito à resposta em frequência da impedância de sequência positiva e sequência zero da rede de média tensão, comparam-se as respostas em frequência considerando a rede completa e o modelo equivalente. Constata-se da Figura 21 e da Figura 22 que os resultados são similares.

Figura 21 – Resposta em frequência da impedância de sequência positiva.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 22 – Resposta em frequência da impedância de sequência zero.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.6. VALIDAÇÃO DOS MODELOS MATEMÁTICOS DA PLANTA

Após o comissionamento do *Power Plant Controller*, em campo realizam-se os ensaios de modelagem, que serão necessários para validar os modelos computacionais desenvolvidos. A descrição de cada ensaio está dada no Quadro 4.

Quadro 4 – Ensaio referentes à modelagem de uma UFV.

Ensaio de potência ativa	Aplica-se um degrau na referência de potência ativa do PPC, e após a estabilização retorna-se ao valor original.
Ensaio de potência reativa	Com a malha de controle de potência reativa operando no modo de controle de potência reativa, aplica-se um degrau na referência de potência reativa do PPC, e após a estabilização retorna-se ao valor original.
Ensaio de tensão	Com a malha de controle de potência reativa operando no modo de controle de tensão em barra remota, aplica-se um degrau na referência de tensão do PPC, e após a estabilização retorna-se ao valor original.
Ensaio de fator de potência	Com a malha de controle de potência reativa operando no modo de controle de fator de potência, aplica-se um degrau na referência de fator de potência do PPC, e após a estabilização retorna-se ao valor original.

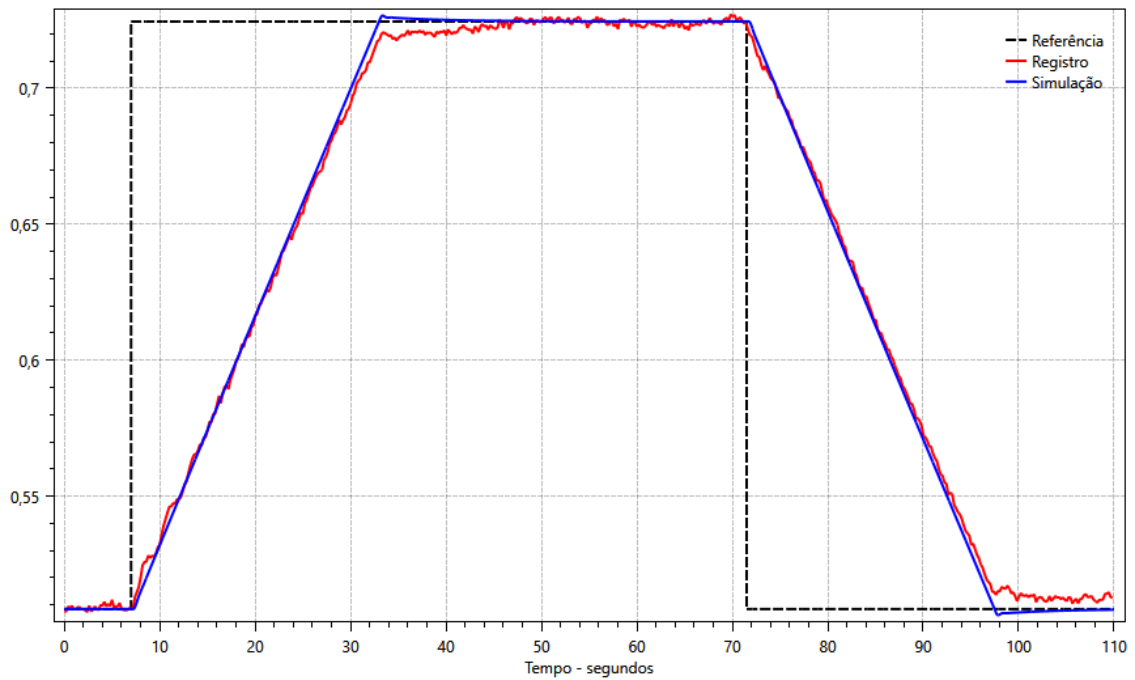
Fonte: Elaborado pelo autor.

Os modelos computacionais que serão validados são o modelo ANATEM, e os modelos ATP da planta completa e da planta equivalente. Para a validação dos modelos, os resultados de simulação serão confrontados com os ensaios de campo. Destaca-se que para todos os ensaios de campo presentes neste trabalho, existe um limitador de taxa de variação que é aplicado nos sinais de referência do controle de planta. A relação de curto-circuito é de aproximadamente 7,5 para todos os casos analisados.

4.6.1. Degrau de potência ativa

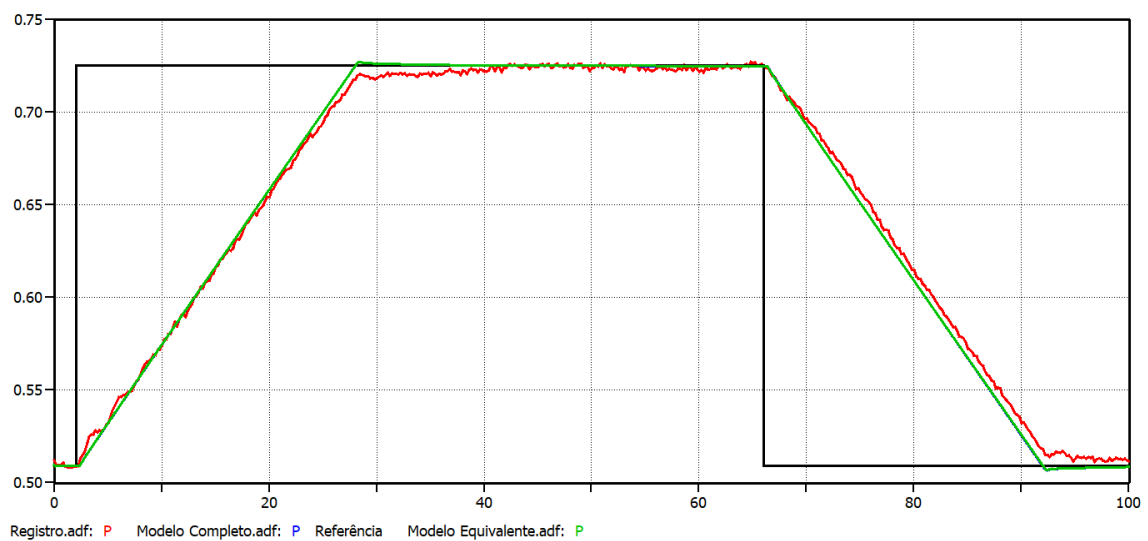
Os resultados de validação da malha de controle de potência ativa estão apresentados nas figuras a seguir. Observa-se uma boa aderência entre a simulação dinâmica e os registros de campo, comprovando representação adequada dos modelos ANATEM e ATP.

Figura 23 – Modelo ANATEM – Degrau de potência ativa – Potência ativa.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 24 – Modelo ATP – Degrau de potência ativa – Potência ativa.

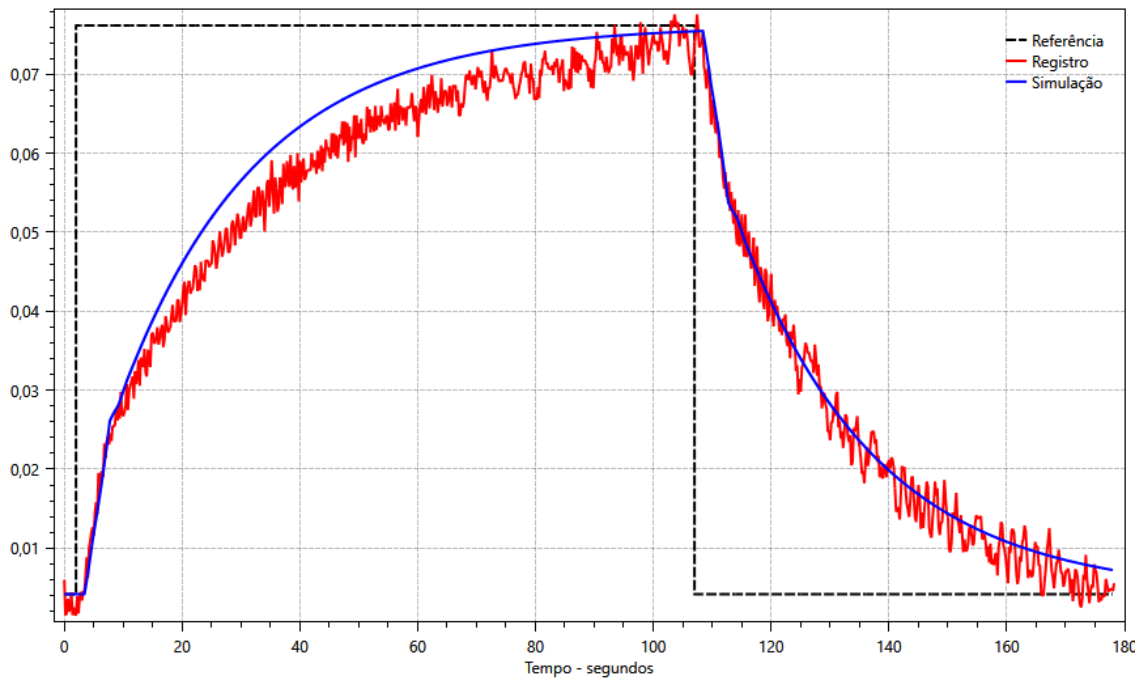


Fonte: Elaborado pelo autor.

4.6.2. Degrau de potência reativa

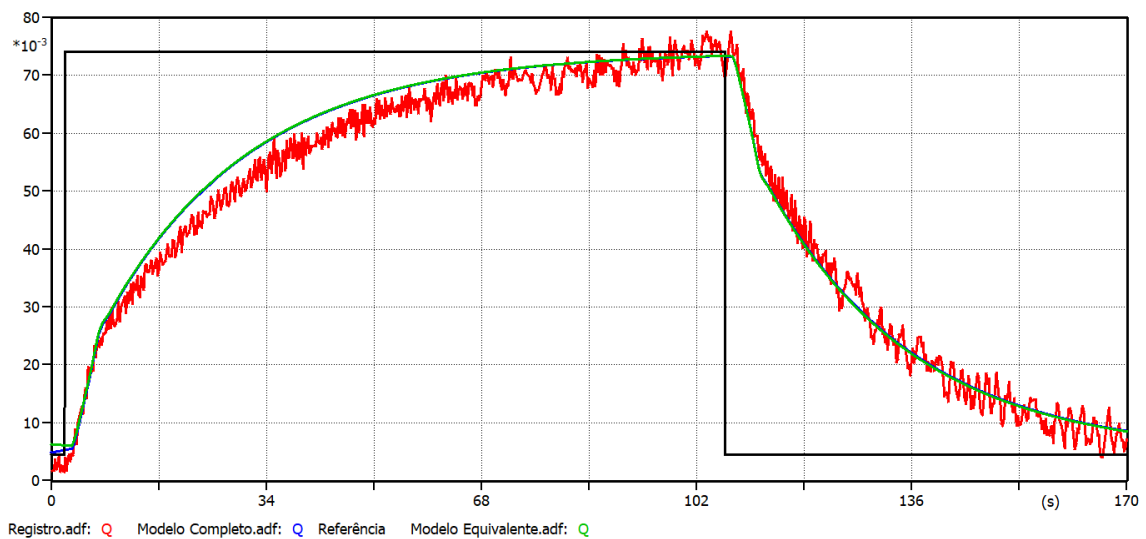
Os resultados de validação da malha de controle de potência reativa estão apresentados nas figuras a seguir. Observa-se uma boa aderência entre a simulação dinâmica e os registros de campo, comprovando representação adequada dos modelos ANATEM e ATP.

Figura 25 – Modelo ANATEM – Degrau de potência reativa – Potência reativa.



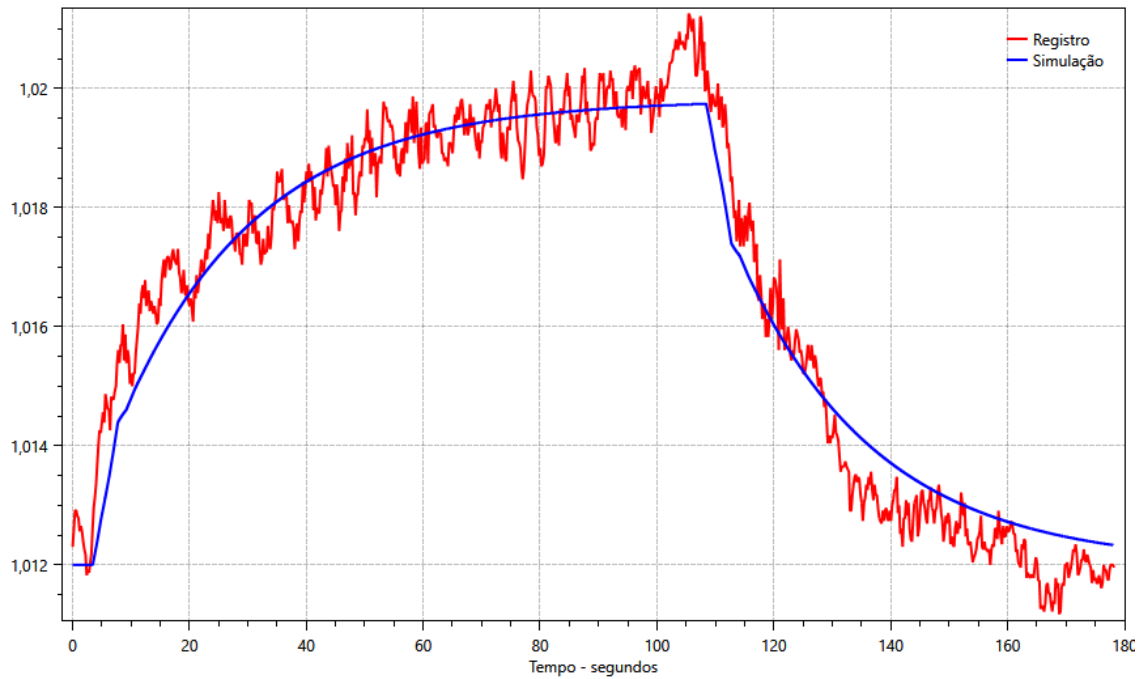
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 26 – Modelo ATP – Degrau de potência reativa – Potência reativa.



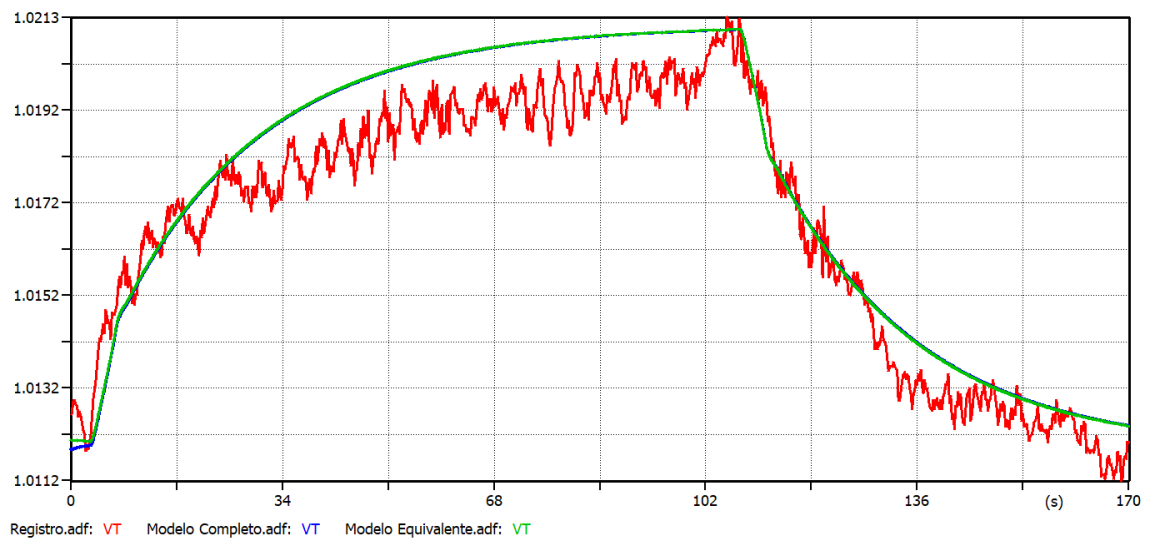
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 27 – Modelo ANATEM – Degrau de potência reativa – Tensão terminal.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 28 – Modelo ATP – Degrau de potência reativa – Tensão terminal.

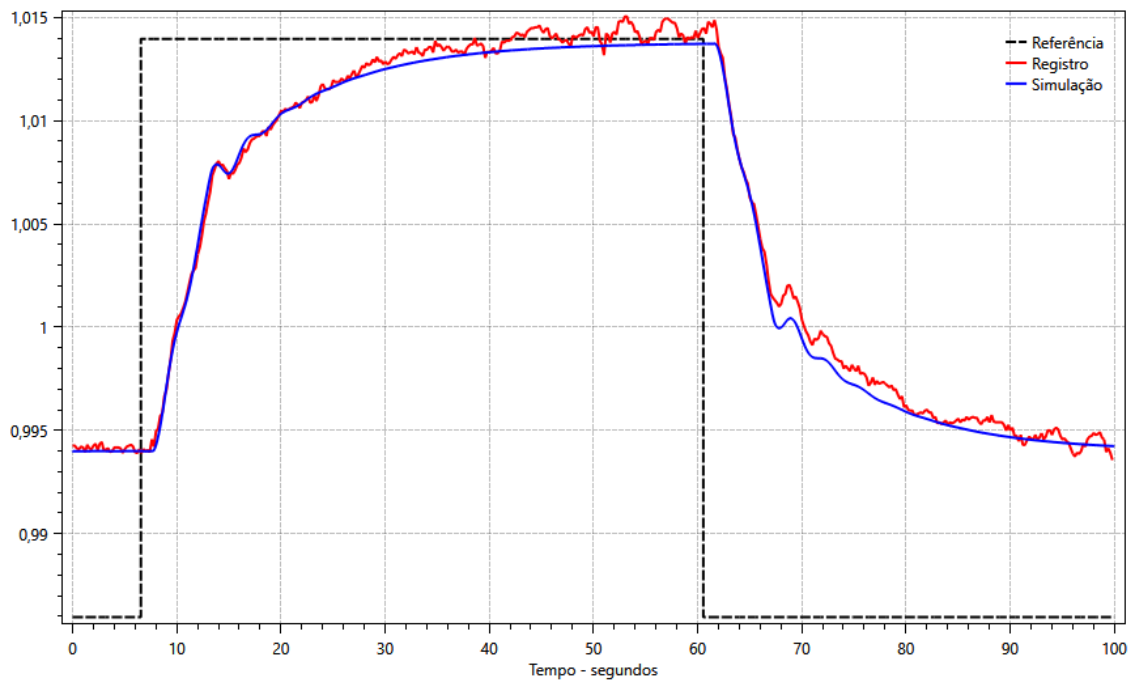


Fonte: Elaborado pelo autor.

4.6.3. Degrau de tensão

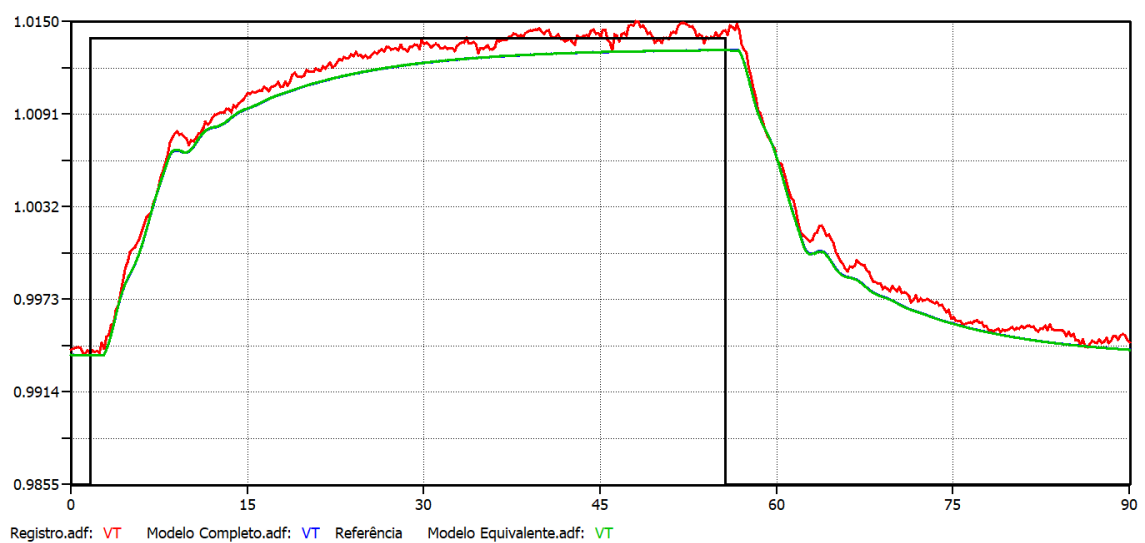
Os resultados de validação da malha de controle de tensão estão apresentados nas figuras a seguir. Observa-se uma boa aderência entre a simulação dinâmica e os registros de campo, comprovando representação adequada dos modelos ANATEM e ATP.

Figura 29 – Modelo ANATEM – Degrau de tensão – Tensão terminal.



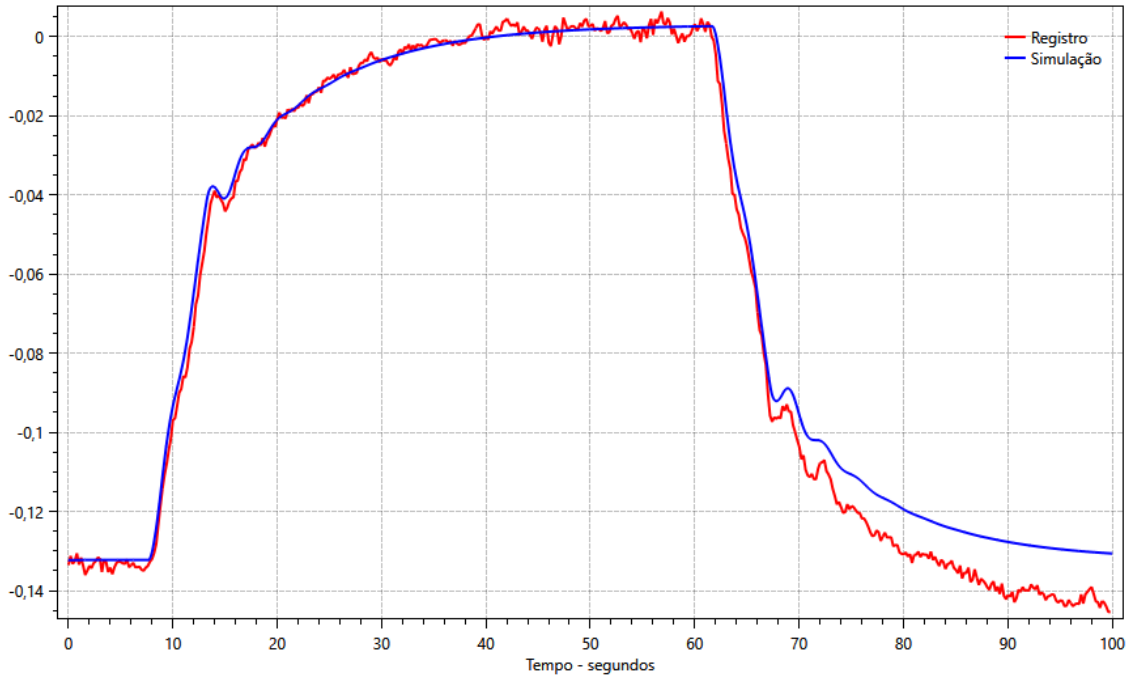
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 30 – Modelo ATP – Degrau de tensão – Tensão terminal.



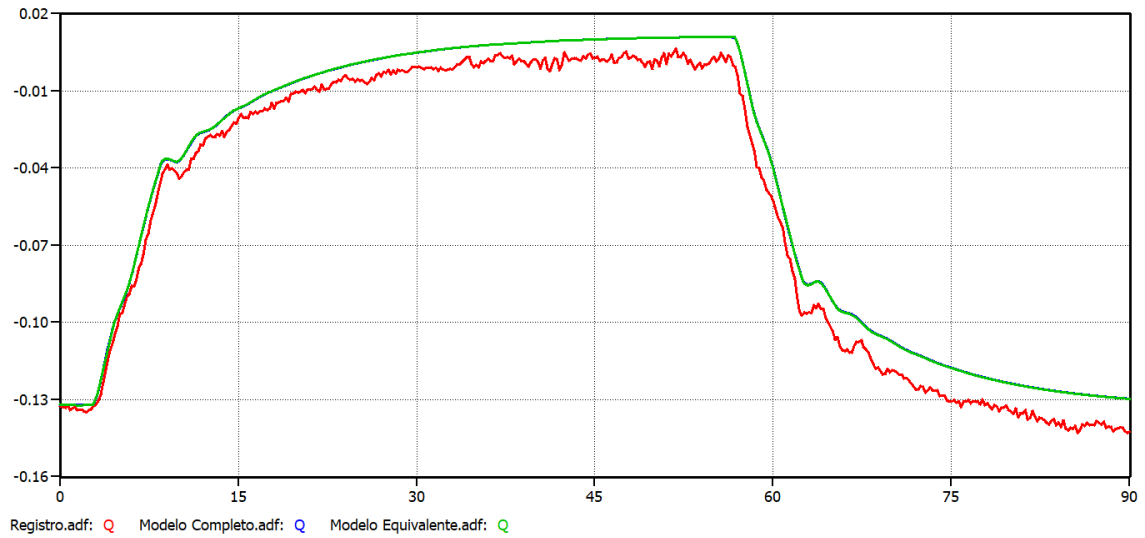
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 31 – Modelo ANATEM – Degrau de tensão – Potência reativa.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 32 – Modelo ATP – Degrau de tensão – Potência reativa.

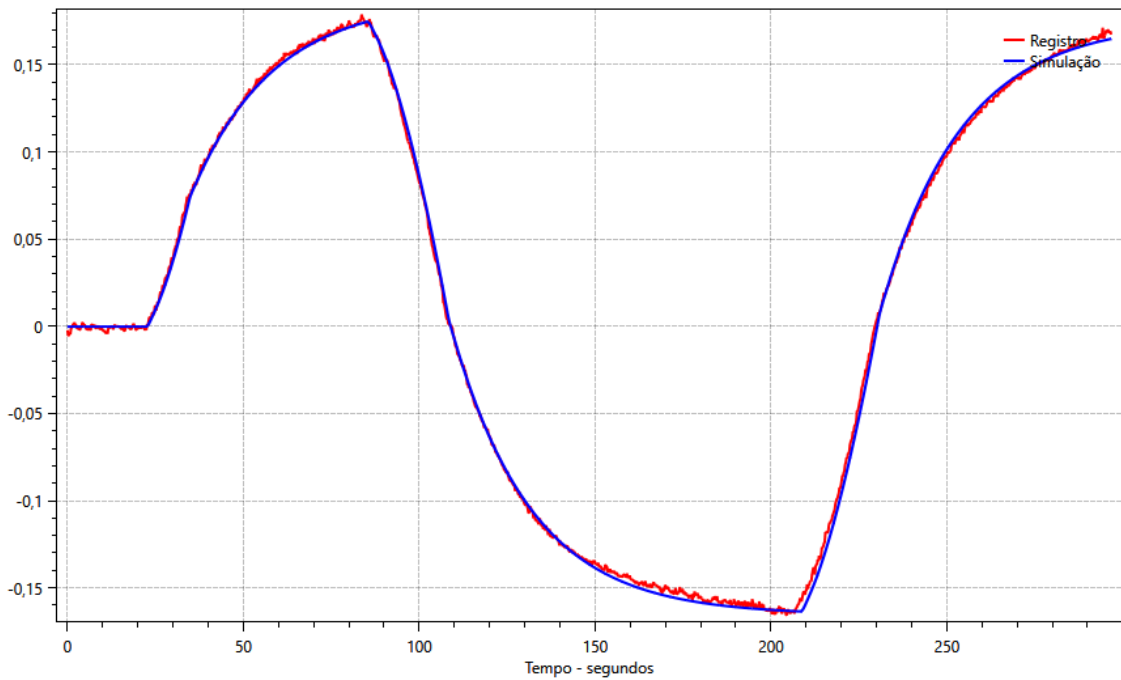


Fonte: Elaborado pelo autor.

4.6.4. Degrau de fator de potência

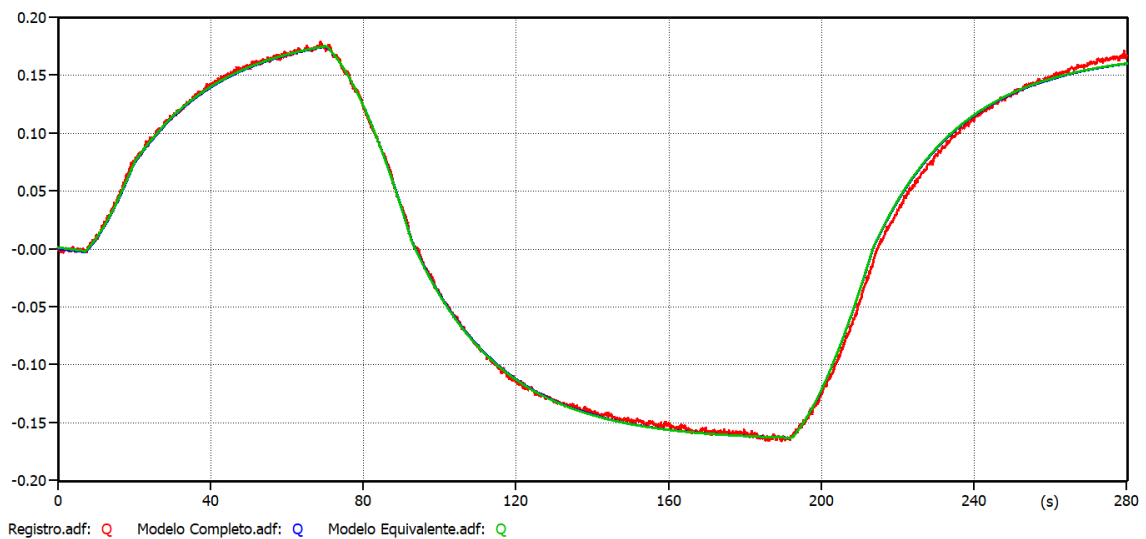
Os resultados de validação da malha de controle de fator de potência estão apresentados nas figuras a seguir. Observa-se uma boa aderência entre a simulação dinâmica e os registros de campo, comprovando representação adequada dos modelos ANATEM e ATP.

Figura 33 – Modelo ANATEM – Degrau de fator de potência – Potência reativa.



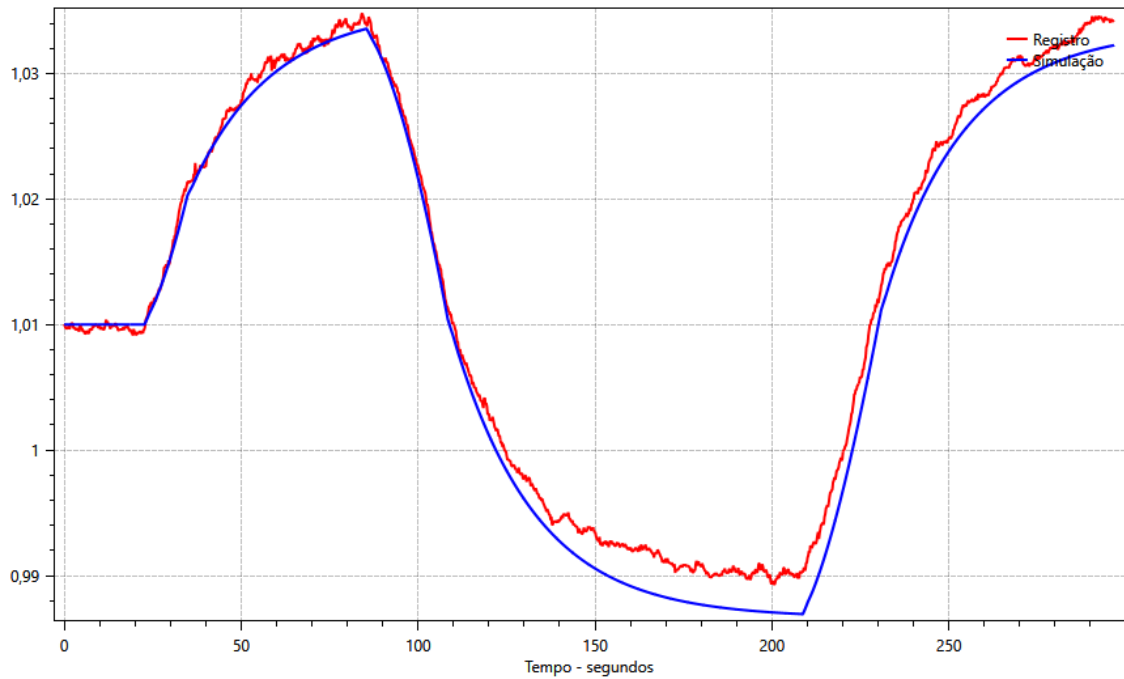
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 34 – Modelo ATP – Degrau de fator de potência – Potência reativa.



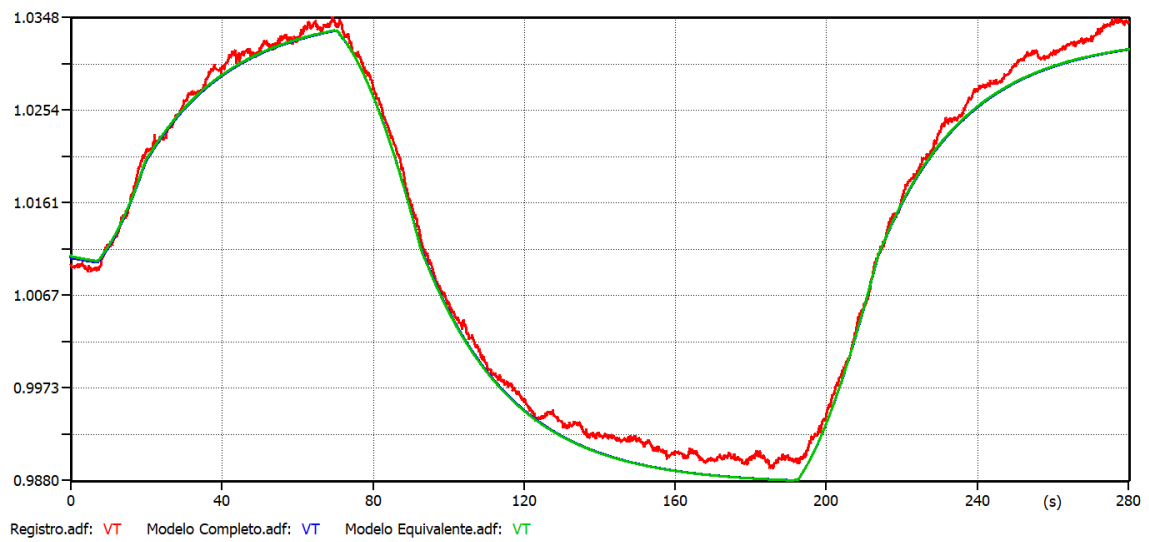
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 35 – Modelo ANATEM – Degrau de fator de potência – Tensão terminal.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 36 – Modelo ATP – Degrau de fator de potência – Tensão terminal.



Fonte: Elaborado pelo autor.

5. DESEMPENHO DO CONTROLE DINÂMICO DE TENSÃO

Neste capítulo, serão estudados os aspectos relativos ao desempenho dinâmico do controle de tensão de uma usina solar fotovoltaica, visando o atendimento de requisitos exigidos pelo ONS (ONS, 2023).

Primeiramente, serão apresentados os requisitos de desempenho dinâmico do controle de tensão que constam do Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede. A seguir, serão apresentados critérios de desempenho dinâmico equivalentes, já estabelecidos por outros operadores de sistemas de potência. Desta forma, poderão ser feitas comparações entre os requisitos exigidos por diferentes operadores e identificadas as especificidades correspondentes a cada sistema.

A dinâmica do controle de tensão da usina solar fotovoltaica será estudada de forma a evidenciar a influência de cada elemento que o compõe. Inicialmente, serão feitas análises acerca da resposta dinâmica do inversor, pois trata-se do dispositivo responsável pelo controle primário do parque. Logo após, serão feitas simulações a fim de identificar a influência dos atrasos existentes na malha de controle de tensão nos fenômenos transitórios. Por fim, uma atenção especial será dada à parametrização do controlador de planta, visto que um ajuste apropriado deste controlador permite um desempenho dinâmico satisfatório no atendimento de requisitos de controle de tensão.

Observado todos os elementos internos à usina fotovoltaica, um estudo será realizado considerando variações da rede elétrica na qual ela está conectada, em especial, a relação de curto-circuito vista pela central geradora. Uma vez que os atrasos existentes na malha de controle combinados com uma rede elétrica com baixo SCR promovem oscilações de tensão, serão estudadas alternativas para contornar tais situações. Para isto, serão descritas algumas estratégias para definir uma parametrização do controle de planta mais robusta, no sentido de viabilizar o atendimento dos requisitos de desempenho dinâmico para diferentes condições da rede elétrica.

5.1. REQUISITOS DE DESEMPENHO DINÂMICO

Os requisitos de desempenho dinâmico do controle de tensão são requisitos mínimos que a central geradora deve atender para que ela opere conectada ao sistema elétrico. Tipicamente, definem tempos máximos para que a potência reativa ou a tensão da usina atinjam determinados patamares especificados. Nesta seção, serão apresentados os requisitos exigidos

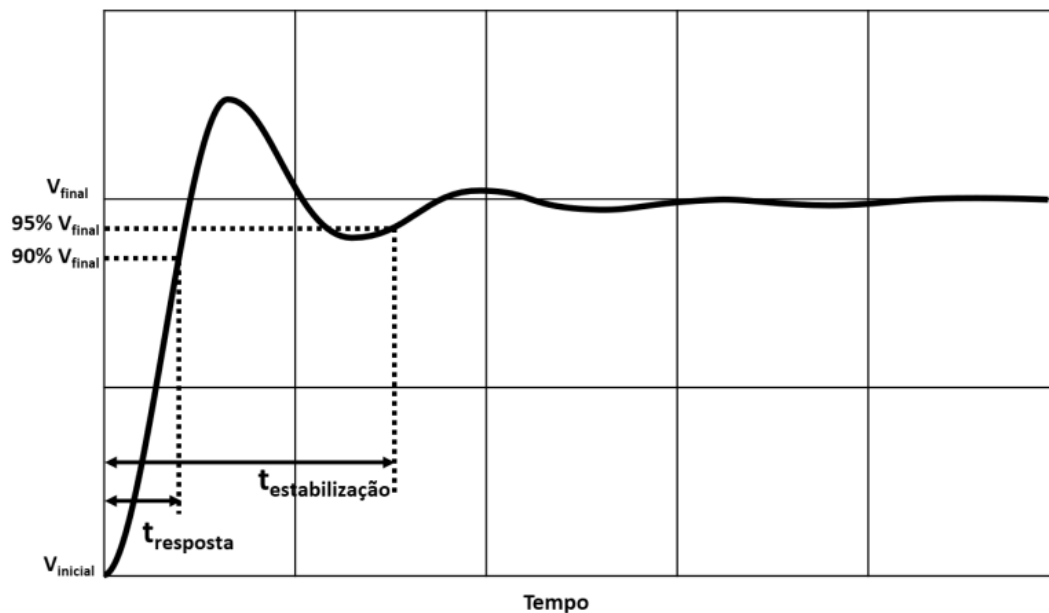
pelo ONS, no que se refere a plantas eólicas e fotovoltaicas. Igualmente, será feita uma pesquisa relativa sobre critérios equivalentes estabelecidos por outros operadores de sistema elétrico.

5.1.1. Requisitos para conexão às instalações de transmissão do SIN

No Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede (ONS, 2023), o ONS propôs um conjunto de requisitos de desempenho dinâmico do controle de tensão de centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas. Como a sua presença destas fontes energéticas no sistema elétrico é cada vez mais significativa, uma resposta dinâmica satisfatória é fundamental para assegurar a estabilidade do sistema. Os requisitos propostos visam garantir um desempenho mínimo satisfatório para o controle de tensão destas centrais geradoras.

A Figura 37 e a Figura 38 apresentam os requisitos relativos ao desempenho dinâmico exigidos no Submódulo 2.10.

Figura 37 – Tempo de resposta do controle de tensão da central geradora.



Fonte: (ONS, 2023).

Figura 38 – Requisitos de desempenho dinâmico do controle de tensão.

Parâmetro		Valor padrão	Valor mínimo	Valor máximo
Tempo de reação	É o tempo necessário para início da resposta do controle de tensão após a variação em degrau na tensão do barramento de referência do controle.	0,2 s	-	0,2 s
Tempo de resposta	É o tempo necessário para que a potência reativa atinja 90% do valor final, para uma variação de tensão que implique em excursão de potência reativa de um valor inicial até o valor máximo ou até valor mínimo da central indicados Figura 6.	10 s	-	10 s
Tempo de estabilização	É o tempo necessário para a potência reativa no ponto de conexão permanecer acima de 95% e abaixo de 105% de seu valor final.	20 s	-	20 s

Fonte: (ONS, 2023).

5.1.2. National Grid Electricity Transmission

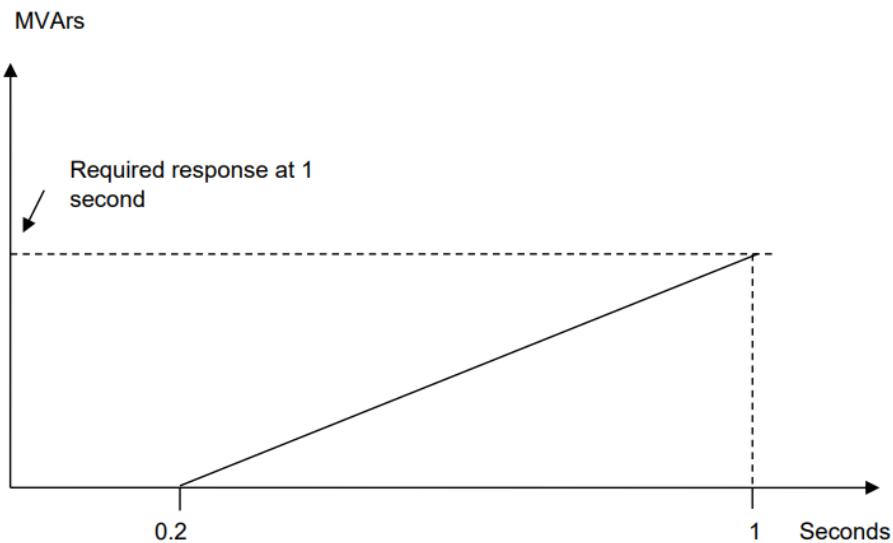
O *National Grid Electricity Transmission* é uma organização que opera e gerencia as linhas de transmissão de alta-tensão que abrangem a Inglaterra e o País de Gales. No que se refere ao controle transitório de tensão, o *National Grid Electricity Transmission* estabelece em seu código de rede os critérios dinâmicos que o controle de tensão das centrais geradoras não-síncronas, conectadas ao sistema de transmissão por inversores trifásicos, deve cumprir.

Para uma aplicação de degrau na referência de tensão, com a central geradora conectada ao sistema, a resposta dinâmica da potência reativa deve iniciar em, no máximo, 0,2 segundos após a aplicação do degrau. A variação da potência reativa deve ser linear, garantindo que os Mvar.s fornecidos em qualquer momento sejam ao menos conforme mostrado na Figura 39.

O controle de tensão deve garantir que 90% da mudança na potência reativa da planta seja alcançada dentro de 1 segundo. A variação aplicada deve ser suficiente para provocar uma mudança da potência reativa do seu valor zero até o máximo de injeção ou do zero até o máximo de absorção de potência reativa.

Após atingir 90% do valor final, o controle deve permitir a estabilização em até 2 segundos. Passado este período, o valor pico a pico de qualquer oscilação deve ser inferior a 5% da variação provocada na potência reativa (NATIONAL GRID ELECTRICITY TRANSMISSION, 2017).

Figura 39 – Resposta dinâmica requerida para a potência reativa.



Fonte: (NATIONAL GRID ELECTRICITY TRANSMISSION, 2017).

5.1.3. Réseau de Transport d'Électricité

O *Réseau de Transport d'Électricité*, também conhecido como RTE, é a operadora do sistema de transmissão de eletricidade da França. O RTE mantém e desenvolve a rede elétrica de alta tensão (63 kV a 400 kV), que conta com mais de 100 mil quilômetros de linhas de transmissão aéreas, e mais de 6 mil linhas de transmissão subterrâneas. Trata-se da rede de transmissão mais extensa da Europa.

No Capítulo 4 de sua documentação técnica de referência, o *Réseau de Transport d'Électricité* estabelece critérios para quaisquer instalações que contenham um equipamento de regulação primária de tensão. No que diz respeito aos critérios dinâmicos do controle de tensão, a dinâmica da regulação deve ser tal que, dada uma aplicação de degrau na referência de tensão do regulador, o valor da tensão alcance em menos de 10 segundos o seu valor de estabilização, permitindo que este valor esteja entre dentro de uma faixa de $\pm 5\%$ do seu valor final. Além disto, a precisão do regulador deve ser inferior à 0,2% do valor de referência de tensão (RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ, 2014).

5.1.4. Australian Energy Market Operator

Na Austrália, o *Australian Energy Market Operator* (AEMO) é responsável pela operação, monitoramento e segurança do sistema elétrico e do mercado de energia na Austrália.

No entanto, a criação e modificação de regras e regulamentos que envolvem o setor elétrico e o setor de gás é de responsabilidade da *Australian Energy Market Commission* (AEMC). A AEMC é responsável pela atualização do *National Electricity Rules*, que é um conjunto de regras que o AEMO aplica aos agentes do setor elétrico.

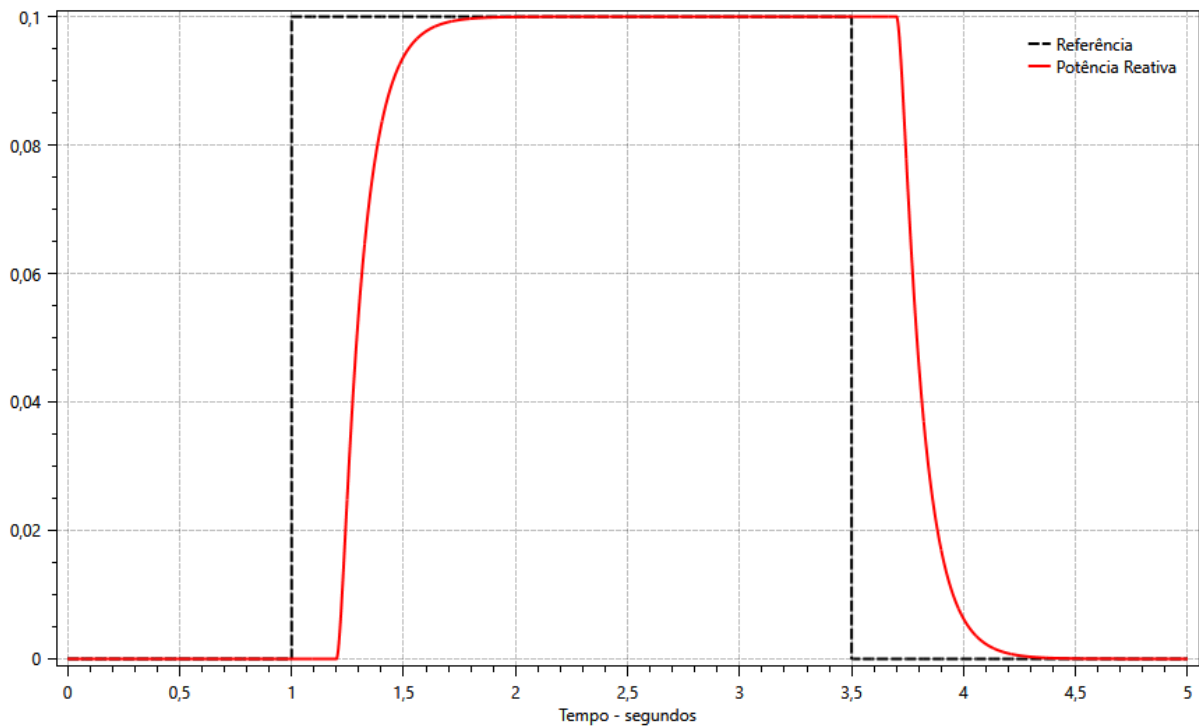
Em relação aos critérios de desempenho do controle de tensão de unidades geradoras não-síncronas, o Capítulo 5 do *National Electricity Rules* indica que o controle de tensão de uma unidade geradora deve apresentar um tempo de resposta de potência reativa inferior a 2 segundos para uma mudança de 5% na referência de tensão. Além disso, o tempo de estabilização é de 5 segundos para uma perturbação de 5% na tensão, desde que a perturbação não acione nenhum dispositivo de limitação. Em situações envolvendo limitações, o período de estabilização é de 7,5 segundos para uma perturbação de 5% na tensão (AUSTRALIAN ENERGY MARKET COMMISSION, 2023).

5.2. RESPOSTA DINÂMICA DO INVERSOR TRIFÁSICO

Em uma usina solar fotovoltaica, o inversor trifásico é responsável pelo controle primário do parque. Portanto, sua dinâmica é de suma importância, pois é ela quem rege nos fenômenos transitórios mais rápidos. Em usinas solares fotovoltaicas em que o *Power Plant Controller* já está comissionado, os inversores trifásicos do parque costumam permanecer em modo de controle de potência reativa, recebendo o *set point* de potência reativa do controle de planta. Por outro lado, o *Power Plant Controller* pode ser configurado no modo de controle de tensão em barra remota, sendo responsável pela resposta dinâmica da tensão, seja para uma variação de tensão no ponto de conexão da UFV ao sistema, ou para uma variação na referência de tensão do controle de planta. Desta forma, é válido verificar o desempenho dinâmico do inversor no modo de controle de potência reativa, para compreender a dinâmica do controle de tensão da unidade geradora. Este resultado foi obtido com base no modelo de inversor fornecido pelo fabricante do equipamento.

A Figura 40 apresenta a resposta dinâmica do inversor trifásico utilizado neste estudo após a aplicação e remoção do degrau no *set point* de potência reativa. O inversor opera com 0,5 pu de potência ativa e 0,0 pu de potência reativa, em sua base de potência. A tensão na barra em que o inversor está conectado é de 1,0 pu. A SCR vista pelo inversor é igual a 10.

Figura 40 – Resposta dinâmica do inversor trifásico – Degrau de potência reativa.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Observa-se que após a aplicação de um degrau na referência de potência reativa do inversor, de acordo com o modelo recebido do fabricante há um atraso até o instante em que ele começa a atuar. Entretanto, a resposta transitória dos inversores é consideravelmente rápida, visto que a grandeza de controle atinge 90% do seu valor final em menos de 500 milissegundos, para uma excursão de 0,10 pu de potência reativa. Quando desconsiderado este atraso, a potência reativa atinge 90% do seu valor final em menos de 300 ms. Portanto, a menos de atrasos internos do inversor, ele não é um fator impeditivo para respostas transitórias do controle de tensão do parque na ordem de segundos.

5.3. EFEITO DOS ATRASOS NO CONTROLE DE TENSÃO

Analisada a dinâmica do inversor trifásico, será feito um estudo sob o ponto de vista dos atrasos decorrentes da integração entre os componentes. Dois atrasos em especial serão analisados, sendo o período de amostragem do sistema de medição, e o atraso de comunicação entre o controle de planta e os inversores fotovoltaicos. A razão de escolha de estudo destes atrasos é que eles são comumente mais significativos que os demais atrasos presentes na malha de controle. O objetivo desta seção é entender a influência destes atrasos na resposta transitória

do parque no que diz respeito à tensão. Para todos os casos avaliados, o ajuste do controle de planta será mantido igual aos valores de comissionamento. Sua influência será compreendida mais adiante.

Em todas as simulações, a usina fotovoltaica opera com 1 pu de tensão, 0,5 pu de potência ativa e 0,0 pu de potência reativa, em sua base de potência. O ganho proporcional é de 0,40, enquanto que o ganho integral é de 0,08. O estatismo de tensão está ajustado em 2%, valor de comissionamento. A relação de curto-circuito considerada em todas as simulações é de 7,5. As respostas dinâmicas são analisadas para a aplicação de um degrau de 6% na referência de tensão do controle de planta, que provoca uma excursão da potência reativa até o valor máximo da central, indicado na Figura 8. O tempo de reação, tempo de resposta e tempo de estabilização foram determinados conforme as considerações da Figura 38.

5.3.1. Análise da influência do período de amostragem do sistema de medição

Nas usinas fotovoltaicas, a medição de grandezas elétricas no ponto de controle do *Power Plant Controller* é tipicamente feita através do Sistema de Medição para Faturamento, cujo período de amostragem é de 1 segundo. Na planta fotovoltaica de estudo, foi utilizado um medidor cujo período de amostragem é de 8 ms. Nesta primeira análise, será variado este período de amostragem, mantendo os demais atrasos iguais aos valores da Figura 20.

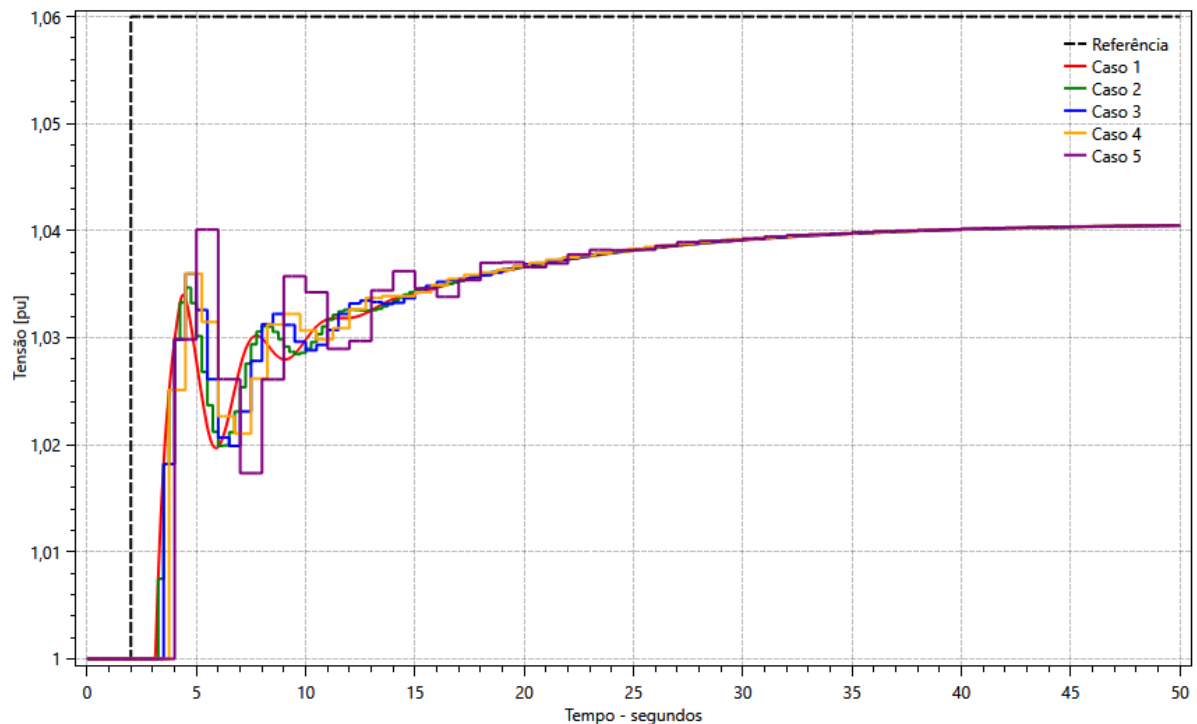
A Tabela 1 apresenta os períodos de amostragem considerados neste estudo, enquanto que a Figura 41 apresenta a resposta dinâmica da tensão para os casos considerados.

Tabela 1 – Influência do período de amostragem do sistema de medição.

Caso	Período de amostragem	Tempo de reação	Tempo de resposta	Tempo de estabilização
1	8 ms	1,120 s	18,34 s	25,74 s
2	250 ms	1,250 s	18,25 s	25,50 s
3	500 ms	1,500 s	18,00 s	25,50 s
4	750 ms	1,750 s	18,25 s	25,00 s
5	1000 ms	2,000 s	3,00 s	25,00 s

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 41 – Influência do período de amostragem do sistema de medição.



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.3.2. Análise da influência do atraso de comunicação

No controle de uma usina solar fotovoltaica, o atraso de comunicação entre o controle de planta e os inversores fotovoltaicos é significativo, e deve ser considerado em todas as análises. Na planta fotovoltaica sob análise, o valor identificado foi de 800 ms. Neste estudo de caso, este atraso será variado para outros valores, identificando o seu impacto no comportamento transitório. Os demais atrasos foram mantidos iguais aos valores da Figura 20.

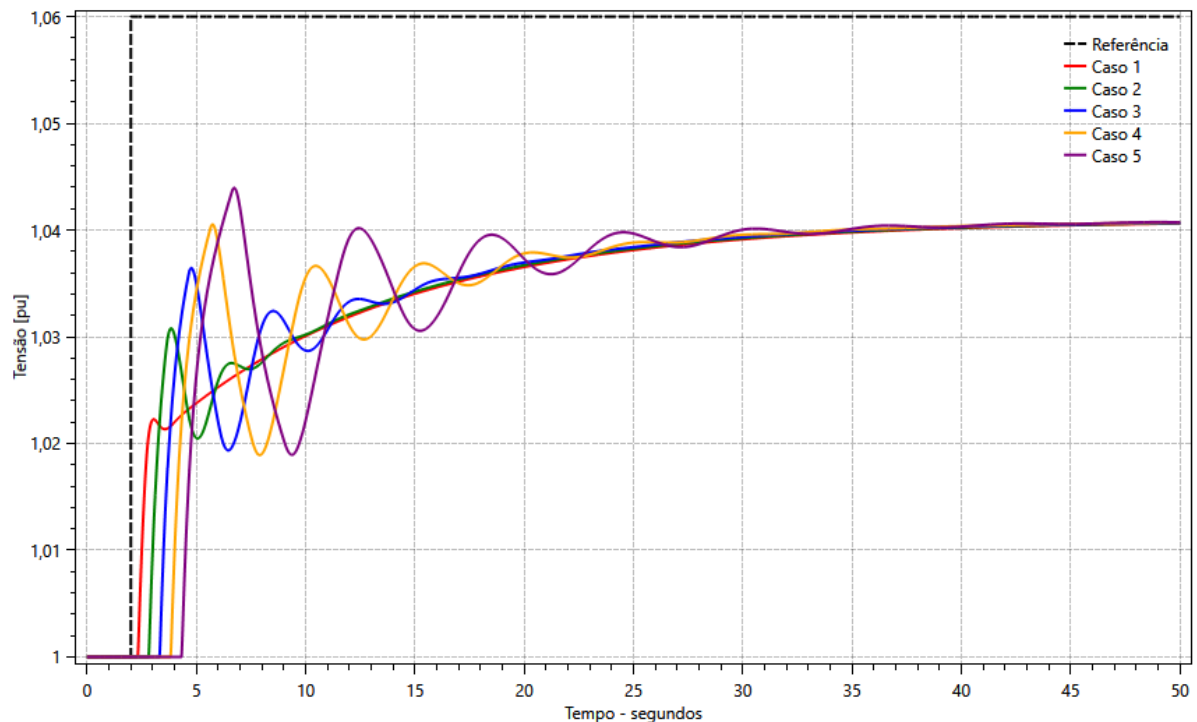
A Tabela 2 apresenta os atrasos de comunicação considerados neste estudo, enquanto que a Figura 42 apresenta a resposta dinâmica da tensão para os casos considerados.

Tabela 2 – Influência do atraso de comunicação.

Caso	Atraso de comunicação	Tempo de reação	Tempo de resposta	Tempo de estabilização
1	0 ms	0,320 s	19,11 s	26,81 s
2	500 ms	0,816 s	18,65 s	26,15 s
3	1000 ms	1,320 s	18,00 s	25,44 s
4	1500 ms	1,816 s	3,26 s	25,58 s
5	2000 ms	2,320 s	3,76 s	26,35 s

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 42 – Influência do atraso de comunicação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.3.3. Conclusões

Com respeito à influência do período de amostragem do sistema de medição, da Tabela 1 observa-se que quanto maior for o período de amostragem, maior será o tempo de reação do parque frente à uma perturbação. Apesar do tempo de resposta ser significativamente maior nos quatro primeiros casos, o tempo até a estabilização é aproximadamente igual em todos os casos. Portanto, a principal constatação por parte de requisitos de desempenho dinâmico é que o período de amostragem do sistema de medição influencia diretamente no tempo de reação do parque para distúrbios que não coloquem o inversor no modo de controle de injeção de corrente reativa sob defeito.

Por parte do atraso de comunicação entre controle de planta e inversores, da Tabela 2 observa-se também que o aumento deste atraso há um impacto direto no tempo de reação do parque. Para os demais requisitos, observa-se um aspecto similar ao caso anterior, isto é, tempo de resposta distintos, porém o tempo de estabilização é similar para todos os casos estudados.

Observa-se para ambos os casos que o aumento do atraso na malha de controle contribui no aumento da magnitude das oscilações para uma perturbação de tensão, que podem degradar a estabilidade de tensão do sistema. Além disto, o aumento do atraso acarreta no aumento do período destas oscilações, e conseqüentemente na redução da frequência de oscilação da tensão. Através de simulações computacionais, observou-se que a frequência destas oscilações estão na faixa entre 0,1 – 0,4 Hz. Dentre os fatores que afetam esta frequência de oscilação, destacam-se a soma total dos atrasos da malha de controle e o estatismo de tensão.

5.4. EFEITO DA PARAMETRIZAÇÃO DO CONTROLE DE PLANTA

Nas seções 5.2 e 5.3, foram feitos estudos acerca da influência do inversor trifásico e dos atrasos existentes na malha de controle de planta na resposta dinâmica da tensão do parque. Constatou-se que o tempo de reação do parque frente à uma perturbação é afetada diretamente pelos atrasos existentes. Por outro lado, a modificação desses atrasos, embora contribua para uma resposta menos oscilatória, não apresentou indícios de melhoria no tempo de resposta e no tempo de estabilização.

Nesta seção, será feito um estudo acerca da parametrização da malha de controle de tensão do *Power Plant Controller*, no qual será observado que isto impacta diretamente sobre o comportamento transitório da tensão. A malha de controle de tensão do PPC modelada neste trabalho consiste em um controlador proporcional-integral, com o ganho proporcional e ganho

integral ajustáveis. Diferentes casos serão abordados, explorando o impacto de cada parametrização quando diferentes configurações de atraso são consideradas para a planta de estudo. O objetivo final será demonstrar através de simulações computacionais a possibilidade de atendimento aos requisitos de tempo de resposta e tempo de estabilização, para a faixa de valores de atraso consideradas neste trabalho.

Em todas as simulações, a usina fotovoltaica opera com 1 pu de tensão, 0,5 pu de potência ativa e 0,0 pu de potência reativa, em sua base de potência. O ganho proporcional e o ganho integral serão alterados, e será indicado em cada caso o valor utilizado. O estatismo de tensão está ajustado em 2%, valor de comissionamento. A relação de curto-circuito considerada em todas as simulações é de 7,5. As respostas dinâmicas são analisadas para a aplicação e retirada de um degrau de 6% na referência de tensão do controle de planta, que provoca uma excursão da potência reativa até o valor máximo da central, indicado na Figura 8. O tempo de reação, tempo de resposta e tempo de estabilização foram determinados conforme as considerações da Figura 38.

5.4.1. Análise considerando amostragem do sistema de medição e atraso de comunicação

Neste estudo de caso, é analisada a parametrização da malha de controle de tensão do PPC considerando a amostragem do sistema de medição e o atraso de comunicação. O período de amostragem do sistema de medição considerado é de 1000 milissegundos, enquanto que o atraso de comunicação considerado é de 800 ms. Os demais atrasos existentes na malha de controle serão iguais aos valores da Figura 20.

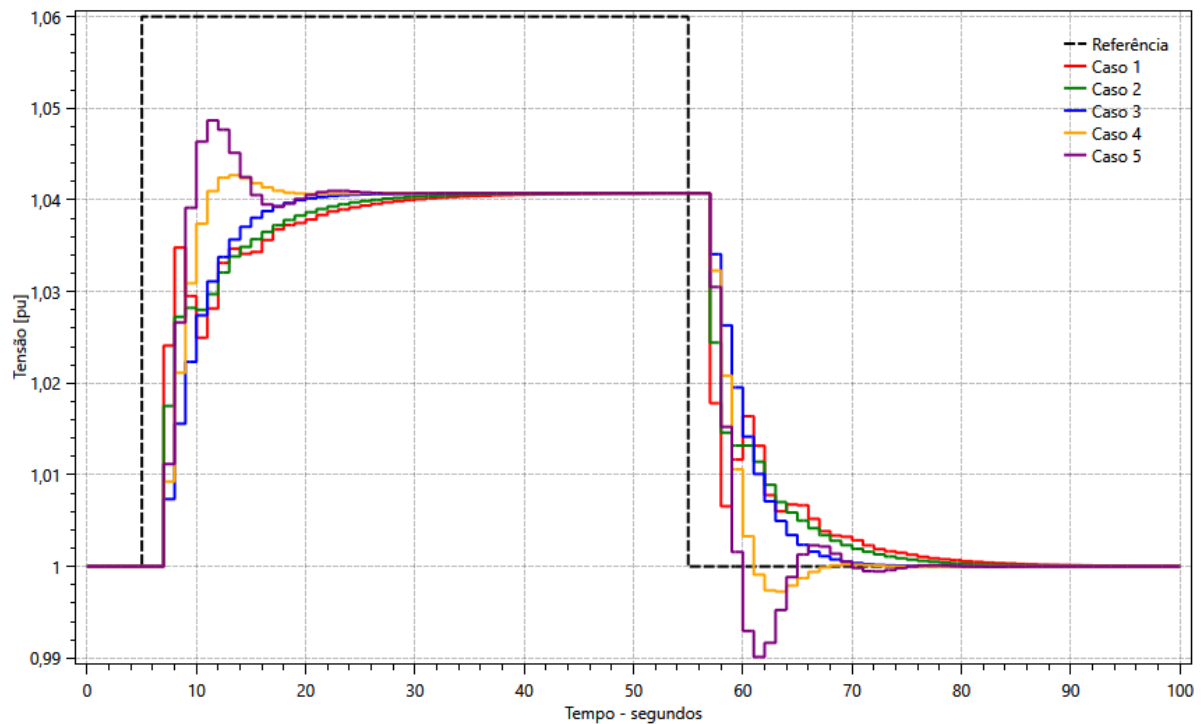
A Tabela 3 apresenta as parametrizações do controlador PI consideradas neste estudo, enquanto que a Figura 43 apresenta a resposta dinâmica da tensão para os casos considerados.

Tabela 3 – Parametrização, amostragem do sistema de medição e atraso de comunicação.

Caso	Ganho proporcional	Ganho integral	Tempo de reação	Tempo de resposta	Tempo de estabilização
1	0,30	0,10	2,000 s	12,00 s	17,00 s
2	0,20	0,10	2,000 s	12,00 s	16,00 s
3	0,05	0,10	2,000 s	9,00 s	11,00 s
4	0,05	0,15	2,000 s	5,00 s	9,00 s
5	0,05	0,20	2,000 s	4,00 s	9,00 s

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 43 – Parametrização, amostragem do sistema de medição e atraso de comunicação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.4.2. Análise considerando amostragem do sistema de medição

Neste estudo de caso, é analisada a parametrização da malha de controle de tensão do *Power Plant Controller* considerando somente a amostragem do sistema de medição. O período de amostragem do sistema de medição considerado é de 1000 ms. O atraso de comunicação será considerado igual a 5 ms, tal que sua influência sobre o comportamento transitório seja mínima. Os demais atrasos existentes serão iguais aos valores da Figura 20.

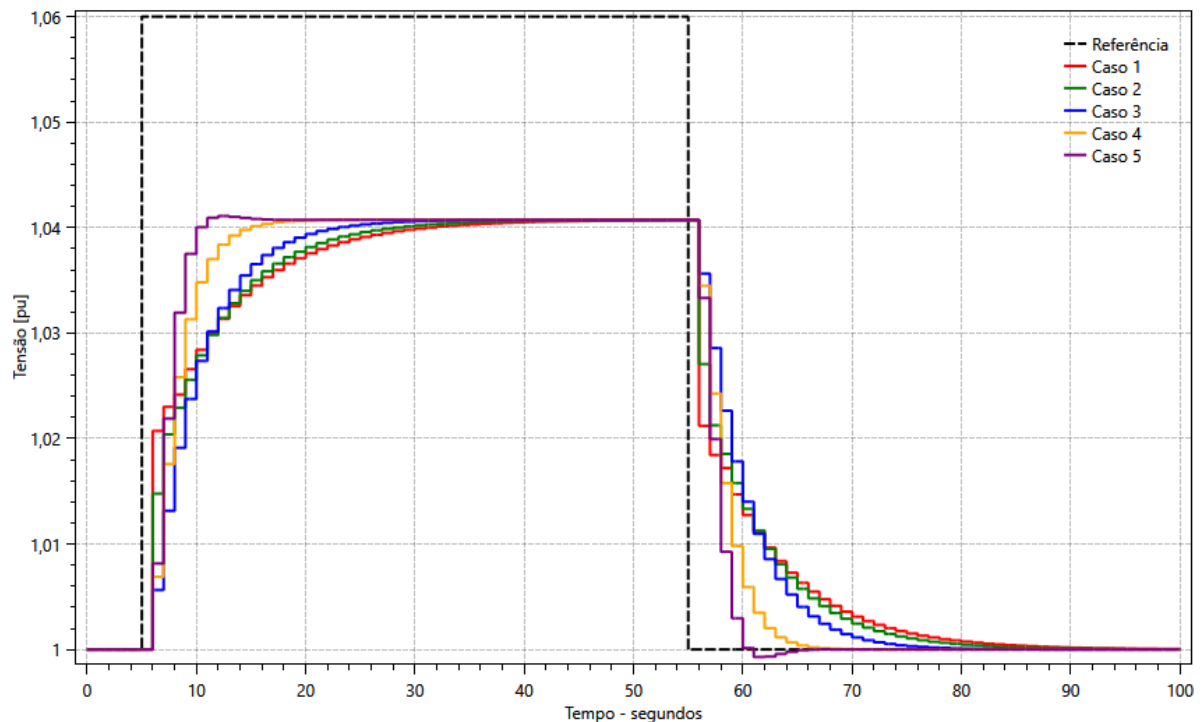
A Tabela 4 apresenta as parametrizações do controlador PI consideradas neste estudo, enquanto que a Figura 44 apresenta a resposta dinâmica da tensão para os casos considerados.

Tabela 4 – Parametrização e amostragem do sistema de medição.

Caso	Ganho proporcional	Ganho integral	Tempo de reação	Tempo de resposta	Tempo de estabilização
1	0,30	0,10	1,000 s	14,00 s	19,00 s
2	0,20	0,10	1,000 s	13,00 s	17,00 s
3	0,05	0,10	1,000 s	11,00 s	14,00 s
4	0,05	0,15	1,000 s	6,00 s	8,00 s
5	0,05	0,20	1,000 s	4,00 s	5,00 s

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 44 – Parametrização e amostragem do sistema de medição.



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.4.3. Análise considerando atraso de comunicação

Neste estudo de caso, é analisada a parametrização da malha de controle de tensão do *Power Plant Controller* considerando somente o atraso de comunicação, cujo valor considerado é de 800 ms. O período de amostragem do sistema de medição considerado será de 8 ms, tal que sua influência sobre o comportamento transitório seja mínima. Os demais atrasos existentes na malha de controle serão iguais aos valores da Figura 20.

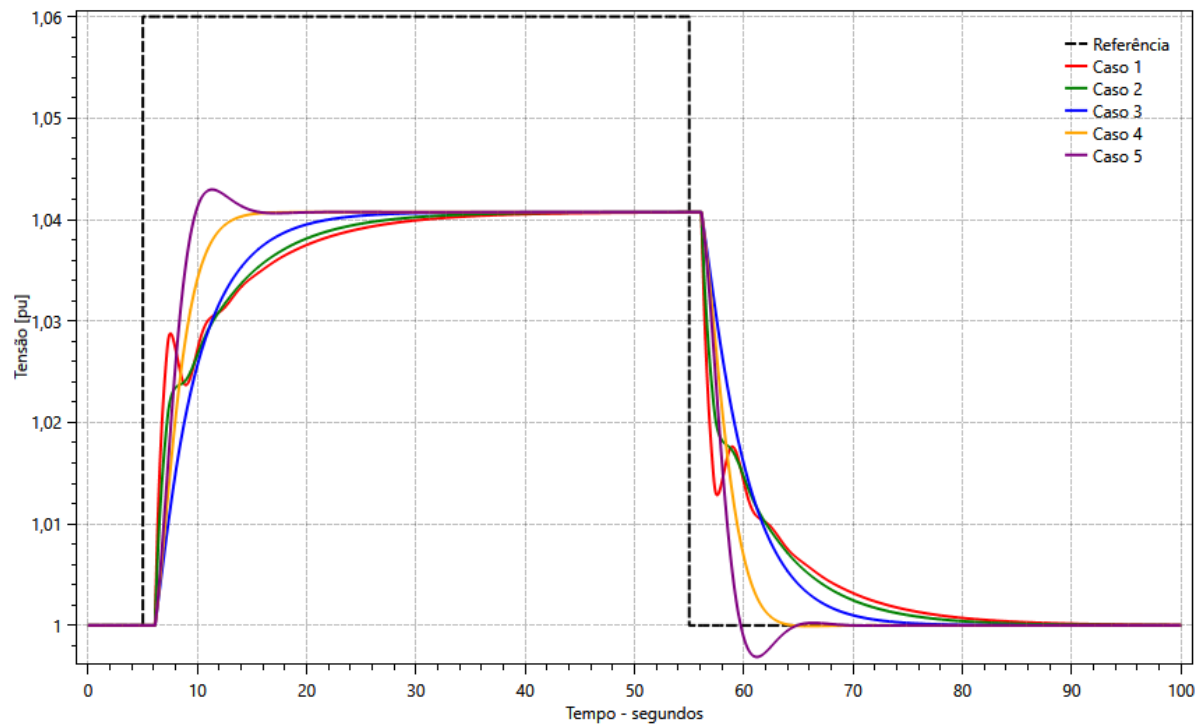
A Tabela 5 apresenta as parametrizações do controlador PI consideradas neste estudo, enquanto que a Figura 45 apresenta a resposta dinâmica da tensão para os casos considerados.

Tabela 5 – Parametrização e atraso de comunicação.

Caso	Ganho proporcional	Ganho integral	Tempo de reação	Tempo de resposta	Tempo de estabilização
1	0,30	0,10	1,120 s	13,47 s	18,47 s
2	0,20	0,10	1,120 s	12,38 s	16,55 s
3	0,05	0,10	1,120 s	10,17 s	12,92 s
4	0,05	0,15	1,120 s	5,75 s	6,77 s
5	0,05	0,20	1,120 s	4,06 s	7,17 s

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 45 – Parametrização e atraso de comunicação.



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.4.4. Análise de caso idealizado

Neste estudo de caso, é analisada a parametrização da malha de controle de tensão do *Power Plant Controller* considerando o período de amostragem do sistema de medição de valor igual a 8 ms. Os demais atrasos existentes, como a taxa de envio de sinais de comando, o processamento do controle de planta, o atraso de comunicação e os atrasos internos do inversor permanecerão iguais a 5 ms, considerando um caso ideal.

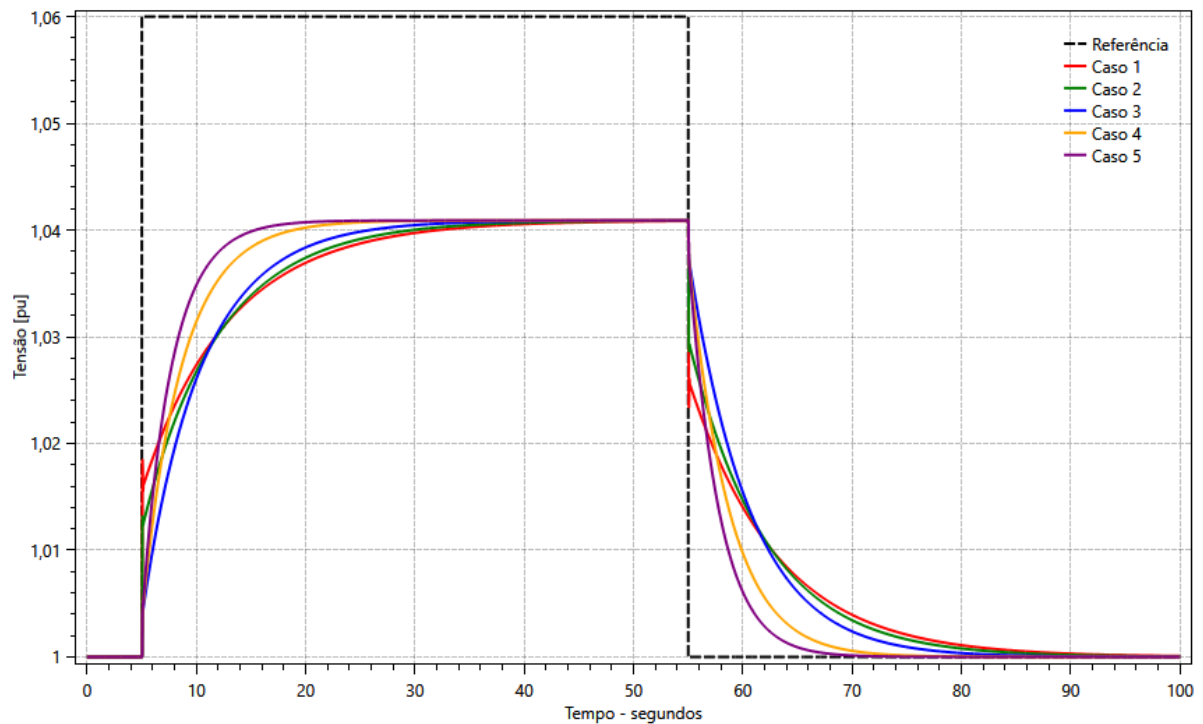
A Tabela 6 apresenta as parametrizações do controlador PI consideradas neste estudo, enquanto que a Figura 46 apresenta a resposta dinâmica da tensão para os casos considerados.

Tabela 6 – Parametrização para caso idealizado.

Caso	Ganho proporcional	Ganho integral	Tempo de reação	Tempo de resposta	Tempo de estabilização
1	0,30	0,10	0,024 s	15,05 s	20,76 s
2	0,20	0,10	0,024 s	14,13 s	19,15 s
3	0,05	0,10	0,024 s	12,47 s	16,44 s
4	0,05	0,15	0,024 s	8,30 s	10,94 s
5	0,05	0,20	0,024 s	6,21 s	8,18 s

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 46 – Parametrização para caso idealizado.



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.4.5. Conclusões

A principal conclusão desta seção é que o ajuste dos ganhos da malha de controle de tensão do controlador de planta impacta diretamente no desempenho dinâmico da tensão do parque, no que diz respeito ao tempo de resposta e tempo de estabilização. Além disto, para as diferentes parametrizações consideradas, não se observa uma influência direta da ausência dos atrasos no atendimento destes dois últimos requisitos dinâmicos. A redução dos atrasos apenas viabiliza parametrizações do controle de planta que proporcionam menores tempos de resposta e de estabilização.

Neste estudo de caso, observa-se que quando os controladores possuem um ajuste com ganho integral predominante, a dinâmica transitória da tensão apresenta menores tempos de resposta e de estabilização. No entanto, esse ajuste é sensível aos atrasos da malha de controle, pois uma vez que o atraso total seja maior, é necessário que o ganho integral seja menor, a fim de evitar possíveis sobressinais, ou até mesmo a instabilização.

Uma das dinâmicas observadas neste trabalho é que a resposta rápida dos inversores associada com os atrasos da malha de controle podem originar oscilações de tensão. De fato, a presença de atrasos na malha de controle reduz a margem de fase do sistema. Quando o ganho proporcional predomina na dinâmica do *Power Plant Controller*, o amortecimento destas oscilações de tensão é relativamente baixo. Por outro lado, quando o ganho integral predomina, há um amortecimento substancial destas oscilações. Logo, esta opção de ajuste apresenta a vantagem de amortecimento de oscilações de tensão, além de promover uma resposta dinâmica mais rápida.

Quanto ao atendimento dos requisitos dinâmicos do controle de tensão da planta de estudo, observa-se que a subseção 5.4.3 apresenta os mesmos atrasos utilizados na modelagem. Da Tabela 5, conclui-se que é possível atender aos requisitos de tempo de resposta e tempo de estabilização neste parque, porém não é possível atender ao tempo de reação. O atraso mais significativo que impossibilitou o atendimento deste requisito é o atraso de comunicação entre o PPC e os inversores trifásicos, cujo valor identificado na modelagem da planta é de 800 ms.

5.5. EFEITO DA RELAÇÃO DE CURTO-CIRCUITO

Nas seções 5.2, 5.3 e 5.4, foi analisada a resposta dinâmica da tensão visando atender os requisitos de desempenho dinâmico estabelecidos nos Procedimentos de Rede. Diferentes elementos foram destacados, como a rápida resposta do inversor, a influência dos atrasos

presentes na malha de controle e a influência da parametrização do controle de planta. Observou-se que a combinação de tais elementos pode ser uma fonte de oscilações de tensão.

No entanto, não se considerou até o momento características da rede elétrica em que a usina fotovoltaica se encontra conectada. Estudos apontam que centrais geradoras conectadas em uma rede elétrica podem apresentar problemas de instabilidade quando a relação de curto-circuito da rede visto por esta unidade geradora é baixa (NERC, 2017). Em distúrbios mais severos, que envolvem abertura de linhas de transmissão (ONS, 2023), a relação de curto-circuito vista pela usina fotovoltaica pode diminuir, deixando-a sujeita a tais condições de instabilidade.

O objetivo desta seção será correlacionar a relação de curto-circuito, conhecida no inglês como *short circuit ratio* (SCR), com os demais elementos estudados. Serão estudados grupos de parametrizações a fim de identificar qual possui maior robustez à variação da SCR, visando atender os tempos de resposta e de estabilização.

Em todas as simulações, a usina fotovoltaica opera com 1 pu de tensão, 0,8 pu de potência ativa e 0,0 pu de potência reativa, em sua base de potência. O ganho proporcional e o ganho integral serão indicados em cada subseção. As simulações computacionais serão realizadas considerando estatismos de tensão de 2% e 5%. As respostas dinâmicas são analisadas para a aplicação de um degrau de 4% na referência de tensão do controle de planta. Embora os degraus aplicados não provocam uma excursão da potência reativa até o valor máximo da central, indicado na Figura 8, o tempo de reação, tempo de resposta e tempo de estabilização foram determinados conforme as considerações da Figura 38, de tal modo a ilustrar as características dinâmicas de cada caso considerado.

5.5.1. Priorização do ganho proporcional e estatismo de tensão de 2%

Neste primeiro caso, será feito um estudo considerando uma parametrização do controle de planta considerando o ganho proporcional de 0,30, e o ganho integral de 0,10. O estatismo de tensão utilizado neste caso é de 2%. Os atrasos presentes na malha de controle serão iguais aos valores da Figura 20.

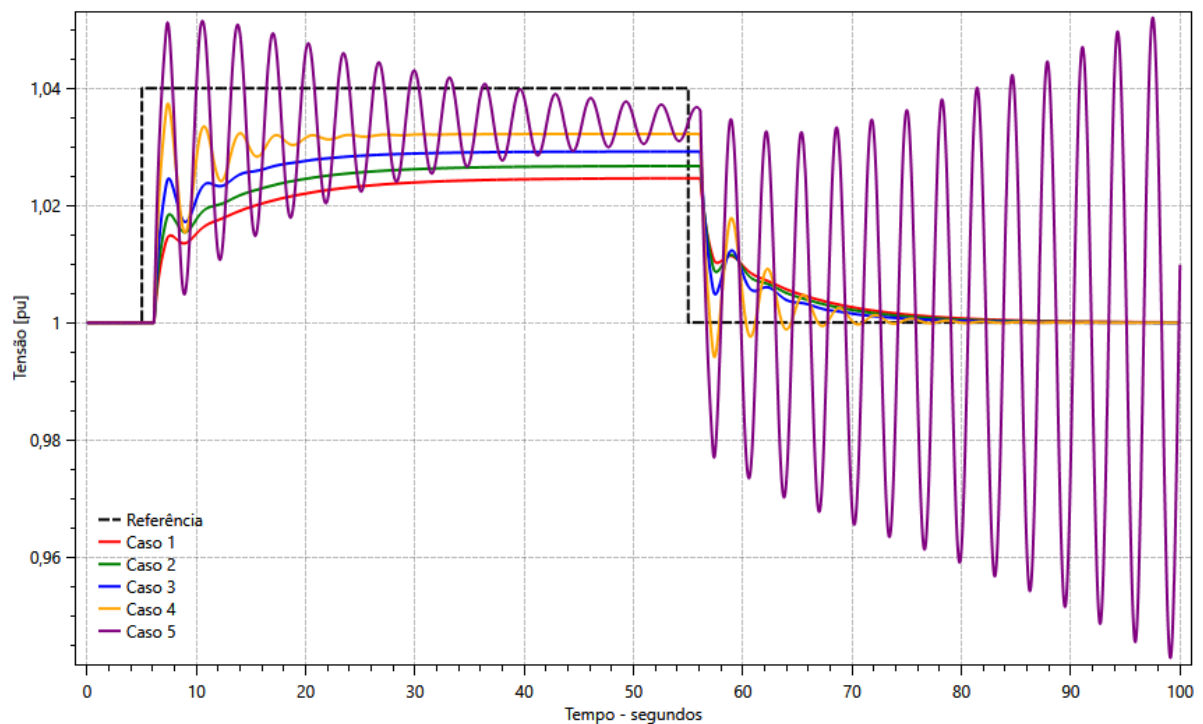
A Tabela 7 apresenta as relações de curto-circuito consideradas neste estudo, enquanto que a Figura 47 apresenta a resposta dinâmica da tensão para os casos considerados.

Tabela 7 – Priorização do ganho proporcional e estatismo de tensão de 2%.

Caso	Relação de curto-circuito	Tempo de reação	Tempo de resposta	Tempo de estabilização
1	10	1,120 s	15,74 s	21,34 s
2	8	1,120 s	13,72 s	18,76 s
3	6	1,120 s	11,43 s	15,66 s
4	4	1,120 s	1,86 s	14,32 s
5	3	1,120 s	1,60 s	63,85 s

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 47 – Priorização do ganho proporcional e estatismo de tensão de 2%.



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.5.2. Priorização do ganho integral e estatismo de tensão de 2%

Neste segundo caso, será feito um estudo considerando uma parametrização do controle de planta considerando o ganho proporcional de 0,05, e o ganho integral de 0,20. O estatismo de tensão utilizado neste caso é de 2%. Os atrasos presentes na malha de controle serão iguais aos valores da Figura 20.

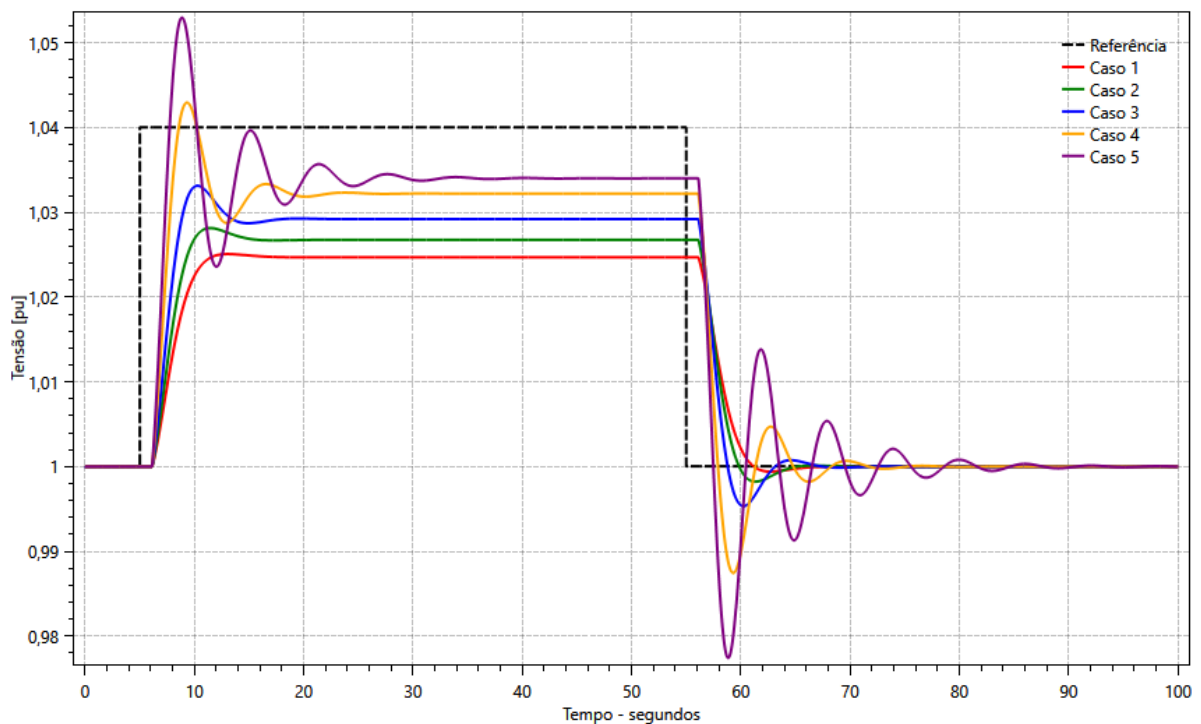
A Tabela 8 apresenta as relações de curto-circuito consideradas neste estudo, enquanto que a Figura 48 apresenta a resposta dinâmica da tensão para os casos considerados.

Tabela 8 – Priorização do ganho integral e estatismo de tensão de 2%.

Caso	Relação de curto-circuito	Tempo de reação	Tempo de resposta	Tempo de estabilização
1	10	1,120 s	4,92 s	5,47 s
2	8	1,120 s	4,17 s	6,97 s
3	6	1,120 s	3,44 s	7,26 s
4	4	1,120 s	2,73 s	9,32 s
5	3	1,120 s	2,36 s	16,61 s

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 48 – Priorização do ganho integral e estatismo de tensão de 2%.



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.5.3. Priorização do ganho proporcional e estatismo de tensão de 5%

Neste terceiro caso, será feito um estudo considerando uma parametrização do controle de planta considerando o ganho proporcional de 0,30, e o ganho integral de 0,10. O estatismo de tensão utilizado neste caso é de 5%. Os atrasos presentes na malha de controle serão iguais aos valores da Figura 20.

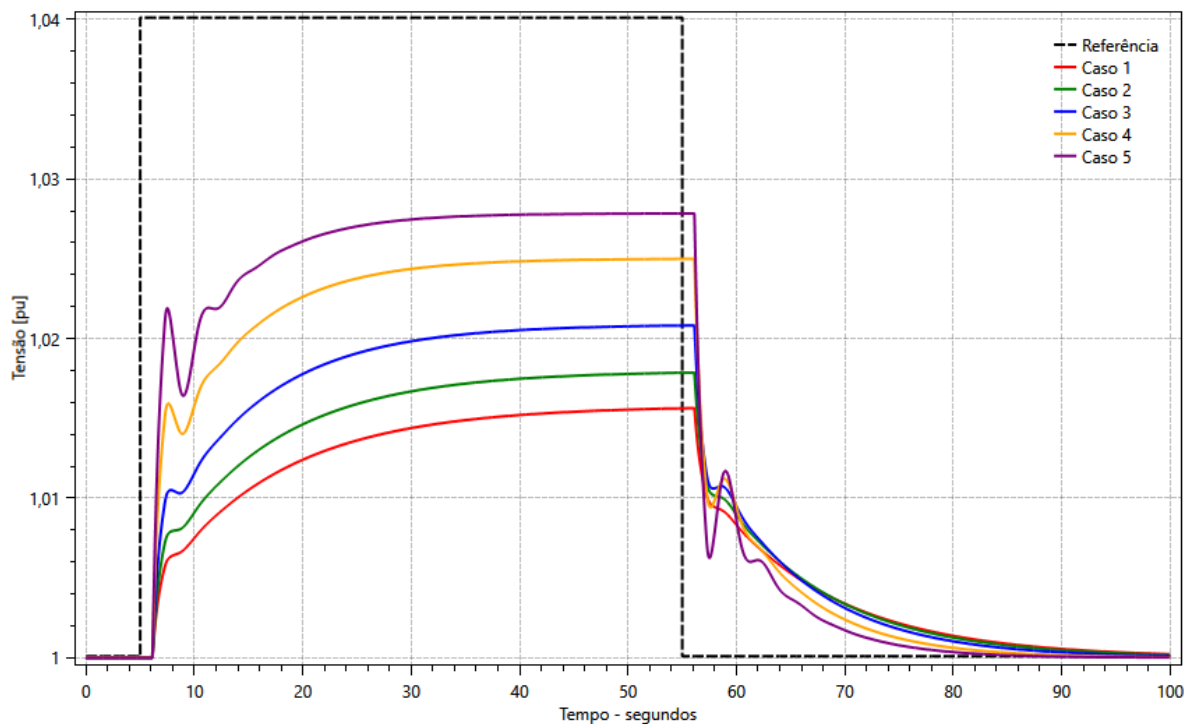
A Tabela 9 apresenta as relações de curto-circuito consideradas neste estudo, enquanto que a Figura 49 apresenta a resposta dinâmica da tensão para os casos considerados.

Tabela 9 – Priorização do ganho proporcional e estatismo de tensão de 5%.

Caso	Relação de curto-circuito	Tempo de reação	Tempo de resposta	Tempo de estabilização
1	10	1,120 s	23,74 s	31,58 s
2	8	1,120 s	21,64 s	28,89 s
3	6	1,120 s	18,84 s	25,29 s
4	4	1,120 s	14,86 s	20,18 s
5	3	1,120 s	12,07 s	16,66 s

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 49 – Priorização do ganho proporcional e estatismo de tensão de 5%.



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.5.4. Priorização do ganho integral e estatismo de tensão de 5%

Neste último caso, será feito um estudo considerando uma parametrização do controle de planta considerando o ganho proporcional de 0,05, e o ganho integral de 0,20. O estatismo de tensão utilizado neste caso é de 5%. Os atrasos presentes na malha de controle serão iguais aos valores da Figura 20.

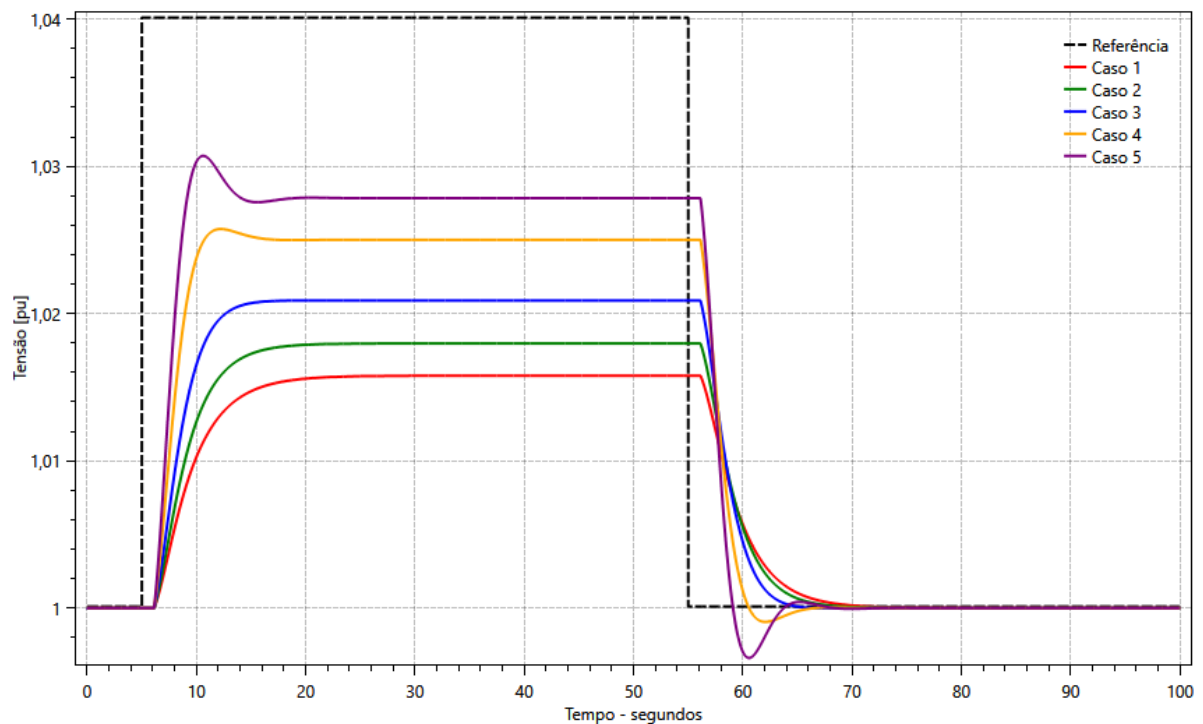
A Tabela 10 apresenta as relações de curto-circuito consideradas neste estudo, enquanto que a Figura 50 apresenta a resposta dinâmica da tensão para os casos considerados.

Tabela 10 – Priorização do ganho integral e estatismo de tensão de 5%.

Caso	Relação de curto-circuito	Tempo de reação	Tempo de resposta	Tempo de estabilização
1	10	1,120 s	8,83 s	10,94 s
2	8	1,120 s	7,74 s	9,44 s
3	6	1,120 s	6,32 s	7,44 s
4	4	1,120 s	4,58 s	5,02 s
5	3	1,120 s	3,66 s	7,41 s

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 50 – Priorização do ganho integral e estatismo de tensão de 5%.



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.5.5. Conclusões

A partir deste estudo, conclui-se que parametrizações que priorizam o ganho integral apresentam maior robustez à variação da relação de curto-circuito, quando comparadas com parametrizações que priorizam o ganho proporcional. Além disto, estão mais propensas ao atendimento dos requisitos de tempo de resposta e tempo de estabilização, quando consideradas variações na SCR.

Analisando-se as respostas dinâmicas para cada um dos casos, conclui-se que os valores de estabilização da tensão são diferentes para cada caso devido a combinação do *droop* de potência reativa presente na malha de controle do PPC associado com a variação da relação de curto-circuito. Além disto, redes elétricas com menores valores de SCR produzem maiores variações de tensão, para uma mesma variação de potência reativa. Este é um dos fatores que contribuiu para a instabilização observada na Figura 47.

Com relação ao estatismo de tensão, observa-se que o aumento do estatismo de tensão contribui para assegurar uma resposta dinâmica da tensão mais estável, enquanto que uma parametrização que o ganho integral predomina assegura uma resposta mais rápida. Quando conciliados, é possível atender aos requisitos de tempo de resposta e tempo de estabilização para diferentes condições de rede elétrica em que a usina fotovoltaica se encontra conectada.

Embora o aumento do estatismo de tensão contribua na estabilidade de tensão sob o ponto de vista da unidade geradora, isto diminui a capacidade de variação dos níveis de tensão do sistema elétrico, dentre outras limitações ao sistema.

6. CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

A crescente presença das usinas solares fotovoltaicas no Brasil torna cada vez mais importante os estudos que evidenciam o seu impacto no SIN. Neste trabalho, uma atenção especial foi dada ao controle dinâmico de tensão, visando o atendimento de requisitos de desempenho dinâmico do controle de tensão, e mapeando as dificuldades técnicas no seu cumprimento, com enfoque nos atrasos existentes na malha de controle. A metodologia empregada incluiu a elaboração de uma modelagem matemática da central geradora, seguida de estudos acerca do controle de tensão conduzidos através de simulações computacionais.

A modelagem matemática da usina solar fotovoltaica nos *softwares* ANATEM e ATP apresentou resultados satisfatórios em ambos os casos, demonstrando que o modelo desenvolvido é capaz de representar a central geradora em estudos que envolvem transitórios eletromecânicos ou eletromagnéticos. A metodologia utilizada para calcular a rede elétrica equivalente da planta fotovoltaica obteve bons resultados, já que o modelo completo e o modelo equivalente desenvolvidos no *software* ATP apresentaram dinâmicas semelhantes.

Este trabalho apresentou resultados promissores em relação ao desempenho dinâmico do controle de tensão de usinas solares fotovoltaicas. Os resultados indicam que a viabilidade para atender aos requisitos exigidos pelo ONS está condicionada à redução dos atrasos existentes na malha de controle e à parametrização adequada do controle da planta. Além disso, foram apresentados resultados que mostram que uma parametrização adequada do controle da planta evita oscilações de tensão decorrentes da rápida dinâmica do inversor trifásico, combinada com os atrasos existentes na malha de controle. Por outro lado, ao considerar variações na rede elétrica, observou-se que determinadas parametrizações oferecem maior robustez para baixos valores de SCR, permitindo ao mesmo tempo uma resposta dinâmica da tensão satisfatória.

Quanto às conclusões do trabalho, a redução dos atrasos na malha de controle e a adoção de parametrizações do *Power Plant Controller* que priorizam o ganho integral são as duas principais estratégias a serem adotadas para promover o desempenho do controle de tensão de usinas fotovoltaicas. Enquanto a primeira está relacionada ao atendimento do tempo de reação, a segunda está relacionada ao atendimento do tempo de resposta e tempo de estabilização.

Como sugestões para trabalhos futuros, propõe-se o ajuste do *Power Plant Controller* com parametrizações em que o ganho integral predomina sobre a dinâmica do controle de tensão, a fim de validar os resultados de simulação obtidos neste trabalho com registros de campo. Além disto, estudar e implementar técnicas de comunicação que permitam a redução

dos atrasos na malha de controle, tal que possibilite o atendimento do requisito de tempo de reação. Por fim, um estudo de caso semelhante para usinas eólicas pode ser realizado, identificando as dificuldades específicas dessa forma de geração de energia no atendimento dos requisitos de desempenho dinâmico do controle de tensão.

BIBLIOGRAFIA

ABSOLAR. INFOGRÁFICO ABSOLAR, 2023. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 20 Novembro 2023.

AUSTRALIAN ENERGY MARKET COMMISSION. **National Electricity Rules version 203**. [S.l.]. 2023.

BERIBER, D.; TALHA, A. MPPT Techniques for PV Systems. **IEEE Xplore**, 21 Outubro 2013.

BULLICH-MASSAGUÉ, E. et al. Power plant control in large-scale photovoltaic plants: design, implementation and validation in a 9.4 MW photovoltaic plant. **IET Renewable Power Generation**, 2016.

CEPEL. Anafas. Disponível em: <<https://www.cepel.br/produtos/anafas-2/>>. Acesso em: 20 Novembro 2023.

CEPEL. ANAREDE: Análise de sistemas elétricos de potência em regime permanente. Disponível em: <<https://www.cepel.br/produtos/anared-2/>>. Acesso em: 20 Novembro 2023.

CEPEL. ANATEM - Análise de Transitórios Eletromecânicos. Disponível em: <<https://www.cepel.br/produtos/anatem-2/>>. Acesso em: 20 Novembro 2023.

CIGRÉ; CIRED. **MODELLING OF INVERTER-BASED GENERATION FOR POWER SYSTEM DYNAMIC STUDIES**. [S.l.]. 2018.

EPE. **BEN 50 anos**. [S.l.].

HATZIARGYRIOU, N. et al. Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS**, Julho 2021.

IEA. **Executive summary**. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/renewables-2022/executive-summary>>. Acesso em: 20 Agosto 2023.

IEEE POWER & ENERGY SOCIETY. A Future With Inverter-Based Resources. **IEEE Power & Energy Magazine**, v. 19, n. 6, Dezembro 2021.

LOBO, L. et al. MODELAGEM MATEMÁTICA DE USINAS FOTOVOLTAICAS E VALIDAÇÃO ATRAVÉS DE ENSAIOS EM CAMPO. **XXVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**. A ser apresentado no XXVII SNPTEE.

LULBADDI, K. T.; HEMAPALA, U. Use of solar PV inverters during night-time for voltage regulation and stability of the utility grid. **Clean Energy**, v. 6, p. 646-658, 2022.

MACHLEV, R. et al. Verification of Utility-Scale Solar Photovoltaic Plant Models for Dynamic Studies of Transmission Networks. **Energies**, Junho 2020.

MERABET, A. et al. Robust Feedback Linearizing Control With Sliding Mode Compensation for a Grid-Connected Photovoltaic Inverter System Under Unbalanced Grid Voltages. **IEEE JOURNAL OF PHOTOVOLTAICS**, Março 2017.

MULJADI, E. et al. EQUIVALENCING THE COLLECTOR SYSTEM OF A LARGE WIND POWER PLANT. **IEEE Xplore**, 16 Outubro 2006.

NATIONAL GRID ELECTRICITY TRANSMISSION. **THE GRID CODE**. [S.l.]. 2017.

NERC. **Integrating Inverter-Based Resources into Low Short Circuit Strength Systems**. Atlanta. 2017.

ONS. **Minuta Submódulo 2.10 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão**. [S.l.]. 2022.

ONS. **Submódulo 2.3 - Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos**. [S.l.]. 2022.

ONS. **ANÁLISE DA PERTURBAÇÃO DO DIA 15/08/2023 ÀS 08H30MIN**. [S.l.]. 2023.

ONS. O SISTEMA EM NÚMEROS, 2023. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 20 Novembro 2023.

ONS. **Submódulo 2.10 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão.** [S.l.]. 2023.

RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ. **Article 4.2.1 - Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive des installations de production.** [S.l.]. 2014.

SAIDI, K.; OMRI, A. The impact of renewable energy on carbon emissions and economic growth in 15 major renewable energy-consuming countries. **Elsevier**, 22 Abril 2020.

WECC. **Solar Photovoltaic Power Plant Modeling and Validation Guideline.** [S.l.]. 2019.

ZHOU, W. et al. Analysis of primary frequency regulation characteristics of PV power plant considering communication delay. **Elsevier**, 24 Abril 2023. 1315-1325.

APENDICE A – MODELO ANATEM DO CONTROLE DE PLANTA

O modelo ANATEM do controle de planta, desenvolvido para este trabalho, encontra-se neste apêndice para consultas acerca deste trabalho.

```

DTDU
(ncdu) ( nome cdu )
0001 PPC_REIVAX
(=====)
( LOCALIZADORES REMOTOS
(=====)
DEFPAR #SMED          1  Medição de potência na barra controlada pelo controle de planta
DEFPAR #VMED          2  Medição de tensão na barra controlada pelo controle de planta
DEFPAR #NUFNT         3  Número de inversores configurados no DFNT
(=====)
( MODO DE CONTROLE DE POTÊNCIA REATIVA
(=====)
DEFPAR #PPCCM         1  Modo de controle de potência reativa (0 - Q; 1 - VT; 2 - FP)
(=====)
( BASES
(=====)
DEFPAR #SNMVA         3.437  Base de potência do inversor
DEFPAR #PNMW          3.125  Valor de 1 pu de referência de potência ativa
DEFPAR #QNMVR         2.156  Valor de 1 pu de referência de potência reativa
(=====)
( PARÂMETROS GERAIS DO CONTROLE
(=====)
DEFPAR #PMAX          1.00   Limite superior de referência de potência ativa
DEFPAR #PMIN          0.00   Limite inferior de referência de potência reativa
DEFPAR #VTMAX         1.1    Limite superior de referência de tensão
DEFPAR #VTMIN         0.9    Limite inferior de referência de tensão
DEFPAR #FPMAX         0.60   Limite superior de referência de fator de potência
DEFPAR #FPMIN        -0.60   Limite inferior de referência de fator de potência
DEFPAR #rateP         0.8333 Limite de taxa de variação de referência de potência ativa
DEFPAR #rateQ         0.8333 Limite de taxa de variação de referência de potência reativa
DEFPAR #PPMAX         1.10   Limite de potência ativa máxima
DEFPAR #PPMIN         0.005  Limite de potência ativa mínima
DEFPAR #QSBM          0.329  Limite de potência reativa
(=====)
( MALHA DE CONTROLE DE POTÊNCIA ATIVA
(=====)
DEFPAR #KPPS          1.5    Ganho proporcional da malha de potência ativa
DEFPAR #KIPS          0.4    Ganho integral da malha de potência ativa
DEFPAR #LMUST         0.9697126 Limite MUST do parque
(=====)
( MALHA DE CONTROLE DE POTÊNCIA REATIVA
(=====)
( Malha de controle de potência reativa
DEFPAR #KPQ           0.4    Ganho proporcional da malha de potência reativa
DEFPAR #KIQ           0.08   Ganho integral da malha de potência reativa
(-----)
( Malha de controle de tensão
DEFPAR #KPVt          0.4    Ganho proporcional da malha de tensão
DEFPAR #KIVt          0.08   Ganho integral da malha de tensão
DEFPAR #KCr           0.02   Estatismo de tensão
(-----)
( Malha de controle de fator de potência
DEFPAR #KPFp          0.4    Ganho proporcional da malha de fator de potência
DEFPAR #KIFp          0.08   Ganho integral da malha de fator de potência
(=====)
( CONTROLE DE FALTA
(=====)
DEFPAR #VtMnS         0.85   Tensão mínima para entrada no modo falta
DEFPAR #VtMxS         1.10   Tensão máxima para entrada no modo falta
DEFPAR #VtMnR         0.85   Tensão mínima para saída do modo falta
DEFPAR #VtMxR         1.10   Tensão máxima para saída do modo falta
DEFPAR #TF            5      Tempo para saída do modo falta
(=====)
( ATRASOS DA ESTRUTURA DE CONTROLE
(=====)
DEFPAR #TASMF         0.008  Período de amostragem do sistema de medição
DEFPAR #TPPC          0.100  Ciclo de processamento do controle de planta
DEFPAR #TCMD          0.500  Taxa de transmissão de sinais de comando
DEFPAR #TCOM          0.800  Atraso de comunicação
(=====)
( IMPORTACAO DE GRANDEZAS DA REDE
(=====)
(nb)i(tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 IMPORT FLXA      P      #SMED

```

0002 IMPORT FLXR Q #SMED
 0003 IMPORT VOLT VT #VMED
 0004 IMPORT CDU NUFNT #NUFNT
 0005 IMPORT TEMPO TEMPO

(=====)

(ESTRUTURA DE CONTROLE PPC

(=====)

0010 ENTRAD REFP Referência de potência ativa
 0011 ENTRAD REFQ Referência de potência reativa
 0012 ENTRAD REFVT Referência de tensão
 0013 ENTRAD REFFP Referência de fator de potência
 0014 ENTRAD PPCCM Modo de controle de potência reativa

(-----)

0020 ENTRAD C1

(=====)

(SISTEMA DE MEDIÇÃO

(=====)

0050 FRACAO TEMPO x50 6.2832 #TASMF
 0051 FUNCAO SIN x50 x51
 0052 GANHO NUFNT SBPPC #SNMVA

(-----)

0060 GANHO P x60 100
 0061 DIVSAO x60 x61
 SBPPC x61
 0062 S/HOLD x61 mP
 x51 mP

(-----)

0070 GANHO Q x70 100
 0071 DIVSAO x70 x71
 SBPPC x71
 0072 S/HOLD x71 mQ
 x51 mQ

(-----)

0080 S/HOLD VT mVT
 x51 mVT

(=====)

(CONTROLE DE POTÊNCIA ATIVA

(=====)

0100 RATELM REFP x100 x112 x111
 0101 LIMITA x100 x101 x114 x113
 0102 SOMA x101 x102
 -mP x102
 0103 LIMITA x102 x103 CN1 C1
 0104 GANHO x103 x104 #KPPS
 0105 PROINT x103 x105 #KIPS 0.0 1.0 CN1 C1
 0106 SOMA x104 x106
 x105 x106
 0107 LIMITA x106 x107 CN1 C1
 0108 SOMA x107 x108
 x101 x108
 0109 LIMITA x108 x109 x116 x115
 0110 MIN x109 x110
 x117 x110

(-----)

0111*FRACAO C1 x111 #rateP 100
 0112*FRACAO x111 x112 -1
 0113*GANHO C1 x113 #PMAX
 0114*GANHO C1 x114 #PMIN
 0115*GANHO C1 x115 #PPMAX
 0116*GANHO C1 x116 #PPMIN
 0117*GANHO C1 x117 #LMUST

(=====)

(CONTROLE DE POTÊNCIA REATIVA

(=====)

(Referência da malha de potência reativa

0200 RATELM REFQ x200 x204 x203

(-----)

0201*GANHO C1 x201 #rateQ
 0202*FRACAO x201 x202 0.01 #QSBM
 0203*GANHO x202 x203 0.658
 0204*GANHO x203 x204 -1

(-----)

(Referência da malha de tensão

0205 RATELM REFVT x205 x213 x212

0206	LIMITA	x205	x206		x210	x209
0207	SOMA	x206	x207			
		-mVT	x207			
0208	FRACAO	x207	x208	#QSBM 0.0	#Kcr 0.0	

0209*	GANHO	C1	x209	#VTMAX		
0210*	GANHO	C1	x210	#VTMIN		
0211*	SOMA	x209	x211			
		-x210	x211			
0212*	MULTPL	x211	x212			
		x202	x212			
0213*	MULTPL	x211	x213			
		-x202	x213			

(Referência da malha de fator de potência						
0214	FUNCAO ABS	REFFP	x214			
0215	FUNCAO SINAL	REFFP	x215			
0216	FUNCAO ACOS	x214	x216			
0217	MULTPL	x215	x217			
		x216	x217			
0218	RATELM	x217	x218	x235	x234	
0219	LIMITA	x218	x219	x232	x228	
0220	FUNCAO ABS	x219	x220			
0221	FUNCAO TAN	x220	x221			
0222	MULTPL	x215	x222			
		x221	x222			
		mP	x222			

0223*	GANHO	C1	x223	#FPMAX		
0224*	GANHO	C1	x224	#FPMIN		
0225*	FUNCAO ABS	x223	x225			
0226*	FUNCAO SINAL	x223	x226			
0227*	FUNCAO ACOS	x225	x227			
0228*	MULTPL	x226	x228			
		x227	x228			
0229*	FUNCAO ABS	x224	x229			
0230*	FUNCAO SINAL	x224	x230			
0231*	FUNCAO ACOS	x229	x231			
0232*	MULTPL	x230	x232			
		x231	x232			
0233*	SOMA	x228	x233			
		-x232	x233			
0234*	MULTPL	x233	x234			
		x202	x234			
0235*	MULTPL	x233	x235			
		-x202	x235			

(Seletor do modo de controle de potência reativa						
0236	COMPAR .LT.	PPCCM	x236			
		C1	x236			
0237	COMPAR .GT.	PPCCM	x237			
		C1	x237			
0238	SELET2	x208	x238			
		x200	x238			
		x236	x238			
0239	SELET2	x238	x239			
		x222	x239			
		x237	x239			
0240	SOMA	x239	x240			
		-mQ	x240			
0241	LIMITA	x240	x241	CN1	C1	

(Controlador proporcional-integral da malha de controle de potência reativa						
0242	GANHO	x241	x242	#KPQ		
0243	INTRES	x241	x243	#KIQ	CN1	C1
		SwDF	x243			
		x246	x243			
0244	SOMA	x242	x244			
		x243	x244			
0245	ATRASSO	x243	x245	1.0		
0246	SELET2	x245	x246			
		x247	x246			
		SwDF	x246			
0247	DELAY	x246	x247			

```

(-----)
( Controlador proporcional-integral da malha de controle de tensão
0248 GANHO      x241  x248  #KPVT
0249 INTRES     x241  x249  #KIVT          CN1  C1
           SwDF  x249
           x252  x249
0250 SOMA      x248  x250
           x249  x250
0251 ATRASO    x249  x251  1.0
0252 SELET2    x251  x252
           x253  x252
           SwDF  x252
0253 DELAY     x252  x253
(-----)
( Controlador proporcional-integral da malha de controle de fator de potência
0254 GANHO      x241  x254  #KPFP
0255 INTRES     x241  x255  #KIFP          CN1  C1
           SwDF  x255
           x258  x255
0256 SOMA      x254  x256
           x255  x256
0257 ATRASO    x255  x257  1.0
0258 SELET2    x257  x258
           x259  x258
           SwDF  x258
0259 DELAY     x258  x259
(-----)
( Saída do controle de potência reativa
0260 SELET2     x250  x260
           x244  x260
           x236  x260
0261 SELET2     x260  x261
           x256  x261
           x237  x261
0262 LIMITA    x261  x262          CN1  C1
(=====)
( CONTROLE DE FALTA
(=====)
( Lógica de detecção do controle de falta
0300 DISMIN    mVT  x300  #VtMnS
0301 DISMAX    mVT  x301  #VtMxS
0302 DISMAX    mVT  x302  #VtMnR
0303 DISMIN    mVT  x303  #VtMxR
0304 LOGIC .OR.  x300  x304
           x301  x304
0305 LOGIC .AND. x302  x305
           x303  x305
0306 DISMAX    x305  x306  1.0  #TF
0307 LOGIC FFLOP1 x306  SwDF
           x304  SwDF
(-----)
( Bloqueio de envio do sinal de comando de potência reativa
0310 SELET2     x501  x310
           x312  x310
           SwDF  x310
0311 ATRASO    x310  x311  1
0312 SELET2    x311  x312
           x313  x312
           SwDF  x312
0313 DELAY     x312  x313
(=====)
( ATRASOS DA ESTRUTURA DE CONTROLE
(=====)
( Ciclo de processamento do controle de planta
0400 ATRASO     x500  x400  #TPPC
0401 ATRASO     x310  x401  #TPPC
(-----)
( Taxa de transmissão de sinais de comando
0402 LEDLAG     x400  x402  1.0  0.0  1.0  #TCMD
0403 LEDLAG     x401  x403  1.0  0.0  1.0  #TCMD
(-----)
( Atraso de comunicação
0404 ATRASO     x402  PREFIN #TCOM
0405 ATRASO     x403  QREFIN #TCOM

```

```

(=====
( INTERFACE CONTROLE DE PLANTA / INVERSOR
(=====
0500 FRACAO      x110  x500  #PNMW      #SNMVA
0501 FRACAO      x262  x501  #QNMVR     #SNMVA
(-----
0502 EXPORT CDU  PREFIN
0503 EXPORT CDU  QREFIN
(=====
( INICIALIZAÇÃO
(=====
0600*FUNCAO SINAL Q      x600
0601*FUNCAO X**2 P      x601
0602*FUNCAO X**2 Q      x602
0603*SOMA        x601  x603
                x602  x603
0604*FUNCAO SQRT x603  x604
0605*DIVSAO      P      x605
                x604  x605
0606*MULTPL      x605  x606
                x600  x606
0607*SAIDA       x606
(-----
DEFVAL          PPCCM #PPCCM
DEFVAL          C1    1
DEFVAL          CN1   -1
DEFVAL VAR      REFFP x606
DEFVAL VAR      mP    x61
DEFVAL VAR      mQ    x71
DEFVAL VAR      mVT   VT
DEFVAL VAR      x208  x239
DEFVAL VAR      x244  x262
DEFVAL VAR      x250  x262
DEFVAL VAR      x256  x262
DEFVAL VAR      SwDF  x304
FIMCDU

```