



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

WELLINGTON RICARDO MIGUEL DA SILVA

**ANÁLISE DAS OSCILAÇÕES DE POTÊNCIA ATIVA NO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL DEVIDO A FALHAS DE CONTROLE EM USINAS
SOLARES FOTOVOLTAICAS DE GRANDE PORTE**

Recife

2025

WELLINGTON RICARDO MIGUEL DA SILVA

**ANÁLISE DAS OSCILAÇÕES DE POTÊNCIA ATIVA NO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL DEVIDO A FALHAS DE CONTROLE EM USINAS
SOLARES FOTOVOLTAICAS DE GRANDE PORTE**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração:
Processamento de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino

Coorientador: Prof. Dr. Otoni Nóbrega Neto

Recife

2025

Catálogo de Publicação na Fonte. UFPE - Biblioteca Central

Silva, Wellington Ricardo Miguel da.

Análise das oscilações de potência ativa no sistema interligado nacional devido a falhas de controle em usinas solares fotovoltaicas de grande porte / Wellington Ricardo Miguel da Silva. - Recife, 2025.

93f.: il.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologias e Geociências, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2025.

Orientação: Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino.

Coorientação: Otoni Nóbrega Neto.

Inclui referências.

1. Oscilações de Potência; 2. Power Plant Controller (PPC); 3. Usinas Fotovoltaicas; 4. Estabilidade do Sistema Elétrico; 5. Gerenciamento de Geração. I. Aquino, Ronaldo Ribeiro Barbosa de. II. Nóbrega Neto, Otoni. III. Título.

UFPE-Biblioteca Central

WELLINGTON RICARDO MIGUEL DA SILVA

**ANÁLISE DAS OSCILAÇÕES DE POTÊNCIA ATIVA NO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL DEVIDO A FALHAS DE CONTROLE EM USINAS
SOLARES FOTOVOLTAICAS DE GRANDE PORTE**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovado em: 28/07/2025.

BANCA EXAMINADORA

Prof^o. Dr. Pedro André Carvalho Rosas (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco – UFPE

Prof^o. Dr. Otoni Nóbrega Neto (Co-orientador)
Universidade Federal de Pernambuco – UFPE

Prof^o. Dr. Manoel Afonso de Carvalho Júnior
(Examinador Externo)

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, e acima de tudo, agradeço a Deus, minha fonte de força, fé e sabedoria, que conduziu cada passo desta caminhada e me sustentou nos momentos mais desafiadores. Durante o percurso deste mestrado, muitas foram as dificuldades, mas o Seu amor e cuidado nunca me faltaram. A maior prova disso foi Ele ter colocado pessoas tão especiais ao meu lado, me mostrando o tempo todo que, no final, tudo daria certo.

À minha esposa, Gessy Bevenuto, minha eterna companheira, expresso meu mais profundo reconhecimento pelo apoio incondicional ao longo desta jornada. Aos meus filhos, Sophia Gabriela e Gael Miguel, que tantas vezes se aproximavam durante as longas horas de escrita e, com a inocência e o amor que só as crianças têm, perguntavam: *“Papai, tu terminou? Podemos brincar no parquinho?”* Vocês são minha razão de viver, minha alegria diária e a maior motivação para seguir em frente.

Aos meus pais, Eronildo e Luciene, agradeço por serem o alicerce dos valores e da essência que carrego. O exemplo de dedicação, esforço e incentivo aos estudos sempre nortearam meu caminho e foram fundamentais para a minha trajetória acadêmica e pessoal.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Ronaldo Aquino, e ao meu coorientador, Prof. Dr. Otoni Nóbrega, expresso minha sincera gratidão pela confiança, pelas orientações sempre criteriosas e pelas valiosas oportunidades concedidas ao longo desta jornada. As discussões técnicas, o apoio constante e o direcionamento preciso foram fundamentais para a realização deste trabalho junto à Universidade Federal de Pernambuco e ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, no qual agradeço a oportunidade de crescimento intelectual.

Aos amigos e colegas do setor elétrico — André Victor, Vinícius Leal, Raphael Macedo, Paulo Henrique Soares, Aldsmhythys Pinheiro, Arthur Fernandes, Guilherme Sávio, Suelaine Diniz, Arthur Mouco, Fabio Eloy, Rodrigo Barbosa, Pedro Seixas, Willian Fialho e Nataly Rodrigues — agradeço pelas trocas de ideias sobre o tema, pelos conselhos e pelo incentivo contínuo ao longo desta caminhada.

Aos meus colegas do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em especial à dedicada equipe da sala de controle, agradeço pelo apoio e pela compreensão durante as trocas de turno para que eu pudesse comparecer as aulas e seminários.

Por fim, à minha família e aos amigos que estiveram ao meu lado nos momentos mais desafiadores, oferecendo apoio, acolhimento e palavras de encorajamento: meu mais profundo agradecimento.

A todos, minha eterna gratidão.

Resumo da Dissertação apresentada à UFPE como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

ANÁLISE DAS OSCILAÇÕES DE POTÊNCIA ATIVA NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL DEVIDO A FALHAS DE CONTROLE EM USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS DE GRANDE PORTE

Wellington Ricardo Miguel da Silva

Julho/2025

Orientador: Prof^o. Dr. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino.

Coorientador: Prof^o. Dr. Otoni Nóbrega Neto.

Área de Concentração: Processamento de Energia.

Palavras-chave: Oscilações de Potência; *Power Plant Controller* (PPC); Usinas Fotovoltaicas; Estabilidade do Sistema Elétrico; Gerenciamento de Geração.

Número de Páginas: 93.

RESUMO: As últimas décadas testemunharam uma profunda transformação no setor elétrico brasileiro, impulsionada pela inserção massiva de fontes renováveis. A participação da geração eólica, solar fotovoltaica e da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) saltou de aproximadamente 5% em 2015 para cerca de 40% na matriz do Sistema Interligado Nacional (SIN) atualmente, configurando uma acelerada transição energética. Essa mudança impõe desafios significativos à operação em tempo real do SIN, devido à variabilidade e imprevisibilidade inerentes a essas fontes, e é agravada pelos efeitos das mudanças climáticas.

Nesse cenário, a operação segura e eficiente do SIN demanda atenção redobrada do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A atuação adequada de usinas eólicas e solares fotovoltaicas depende crucialmente dos *Power Plant Controllers* (PPCs), dispositivos essenciais para o controle centralizado de parâmetros como potência ativa e reativa, tensão e fator de potência. Falhas nesses controladores geram implicações operacionais e econômicas relevantes, afetando tanto o ONS quanto os agentes setoriais.

Esta dissertação analisa eventos de oscilação anômala de potência ativa em usinas fotovoltaicas conectadas à rede de supervisão do ONS. Apresenta e estratifica casos reais de

falhas em sistemas de controle de conjuntos fotovoltaicos nos subsistemas Nordeste e Sudeste, avaliando seus efeitos sistêmicos. O estudo também aborda a evolução da inserção da geração solar fotovoltaica no SIN e explora a perspectiva da operação dos PPCs sob a ótica dos agentes do setor e do ONS, oferecendo uma compreensão ampla dos desafios na gestão dessas tecnologias.

Abstract of the Dissertation presented to UFPE as part of the requirements for the degree of
Master in Electrical Engineering.

**ANALYSIS OF ACTIVE POWER OSCILLATIONS IN THE NATIONAL
INTERCONNECTED SYSTEM DUE TO CONTROL FAILURES IN LARGE-SCALE
PHOTOVOLTAIC POWER PLANTS**

Wellington Ricardo Miguel da Silva

July/2025

Advisor: Prof. Dr. Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino.

Co-advisor: Prof. Dr. Otoni Nóbrega Neto.

Area of Concentration: Power Processing.

Keywords: Power Oscillations; Power Plant Controller (PPC); Photovoltaic Power Plants;
Electric System Stability; Generation Management.

Number of Pages: 93.

ABSTRACT: The last decades have witnessed a profound transformation in the Brazilian electric sector, driven by the massive integration of renewable sources. The participation of wind, solar photovoltaic, and Distributed Micro and Mini-Generation (DMMG) surged from approximately 5% in 2015 to about 40% in the National Interconnected System (SIN) matrix today, configuring an accelerated energy transition. This change imposes significant challenges on real-time SIN operation due to the inherent variability and unpredictability of these sources, further exacerbated by the effects of climate change.

In this scenario, the safe and efficient operation of the SIN demands heightened attention from the National Electric System Operator (ONS). The adequate performance of wind and solar photovoltaic power plants crucially depends on Power Plant Controllers (PPCs), essential devices for centralized control of parameters such as active and reactive power, voltage, and power factor. Failures in these controllers lead to significant operational and economic implications, affecting both the ONS and sector agents.

This dissertation analyzes anomalous active power oscillation events originating from photovoltaic power plants connected to the ONS supervisory network. It presents and stratifies real-world case studies of control system failures in photovoltaic complexes located in the Northeast and Southeast subsystems, evaluating their systemic effects. The study also addresses the evolution of solar photovoltaic generation integration into the SIN and explores the

operational perspective of PPCs from both the sector agents' and the ONS's viewpoints, offering a comprehensive understanding of the challenges in managing these technologies.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Estrutura hierárquica do comando do ONS e dos conjuntos de geração fotovoltaica.	22
Figura 2 - Desenho esquemático do sistema de controle.....	23
Figura 3 - Tela geral de um PPC num conjunto fotovoltaico	24
Figura 4 - Tela inicial do PPC	24
Figura 5 - Arquitetura típica do sistema PPC	26
Figura 6 - Resposta didática dos termos de PID a um degrau	28
Figura 7 - Controle de potência ativa de um PPC	29
Figura 8 - Faixa de geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão da central geradora	30
Figura 9 - Tela do controle de potência reativa no sistema de supervisão	31
Figura 10 - Tela do controle individualizado de potência ativa e reativa de uma usina do conjunto, no sistema de supervisão	32
Figura 11 - Evolução da capacidade instalada de geração solar fotovoltaica no Brasil	42
Figura 12 - Evolução da Capacidade Instalada de Geração Solar Fotovoltaica na Região Nordeste do Brasil	43
Figura 13 - Localização geográfica dos Conjuntos Fotovoltaicos analisados no estudo	45
Figura 14 - Perfil de geração ativa do Conjunto Fotovoltaico A no início do dia analisado, refletindo o comportamento típico da irradiância solar sob despacho livre	45
Figura 15 - Comportamento da frequência do SIN durante o evento de sobrefrequência no segundo semestre de 2024, indicando a necessidade de atuação emergencial para reequilíbrio carga-geração.....	46
Figura 16 - Oscilações de potência ativa no Conjunto Fotovoltaico A após aplicação da limitação de geração a 600 MW	47
Figura 17 - Oscilações de potência ativa no Conjunto Fotovoltaico B após limitação de geração em 203 MW	48
Figura 18 - Evolução dos cortes de geração aplicados ao Conjunto Fotovoltaico A durante a manhã do primeiro dia analisado, com indicação das limitações impostas e estabilização observada a partir de 10h45.....	49
Figura 19 - Perfil da potência ativa do Conjunto Fotovoltaico B ao longo do primeiro dia, evidenciando normalização espontânea do comportamento da planta após instabilidades iniciais	49

Figura 20 - Detalhamento da curva de potência ativa do Conjunto Fotovoltaico A em janela de sete horas, evidenciando a estabilização da geração em 186 MW entre 10h45 e 15h47	50
Figura 21 - Curvas de potência ativa do Conjunto Fotovoltaico A ao longo do primeiro dia analisado. Comparação entre a geração verificada (curva azul) e o perfil limitado imposto pelo ONS (curva laranja).....	51
Figura 22 - Cronologia das liberações e limitações de geração aplicadas ao Conjunto Fotovoltaico A na tarde do primeiro dia analisado. Destaque para o retorno das oscilações a partir de 486 MW e a estabilização da operação em 300 MW até a liberação total às 17h29 .	52
Figura 23 - Oscilações de potência ativa do Conjunto Fotovoltaico A registradas no lado de 500 kV dos transformadores elevadores de conexão com o SIN, com amplitude de até 200 MW e período de 90 segundos, ao longo de aproximadamente 2h30min no primeiro dia de análise	52
Figura 24 - Oscilações de frequência registradas no segundo dia de análise, que motivaram a aplicação de cortes generalizados na geração solar da região Nordeste, coordenados pelo CNOS	53
Figura 25 - Oscilações de potência ativa no segundo dia de análise, associadas ao Conjunto Fotovoltaico A. Destaque para o período de instabilidade entre 07h09 e 07h27, e estabilização observada após limitação da geração a 346 MW	54
Figura 26 - Comportamento da potência ativa do Conjunto Fotovoltaico B no segundo dia de análise. Destaque para oscilações com amplitude média de 15 MW e período de 60 segundos, sob condição de geração limitada por solicitação do ONS	54
Figura 27 - Comportamento da potência ativa do Conjunto Fotovoltaico B no terceiro dia de análise. Destaque para oscilações de até 50 MW pico a pico e estabilização somente após a redução da geração a 0 MW	55
Figura 28 - Leitura de potência ativa no barramento de 500kV do Conjunto Fotovoltaico A, no 1º dia analisado	57
Figura 29 - Configuração original da malha de controle dos PPCs dos Conjuntos Fotovoltaicos A e B. Destaque para a lógica de alternância entre os modos de controle por rampa e PID, relacionada às oscilações de potência ativa observadas no SIN.....	57
Figura 30 - Ajustes aplicados à malha de controle do PPC do Conjunto Fotovoltaico A após identificação da causa das oscilações. Destaque para a retirada da comutação entre os modos de controle e adoção exclusiva do controle PID sem restrições.....	58
Figura 31 - Comportamento da potência ativa do Conjunto Fotovoltaico A em dia subsequente à liberação da operação. Evidência da estabilidade do sistema de controle mesmo sob variações naturais da irradiância solar.....	58

Figura 32 - Comportamento do módulo da tensão em 500 kV (fase B) no ponto de conexão do Conjunto Fotovoltaico A ao SIN, entre 08h14 e 08h17 do primeiro dia. Destaque para a instabilidade do nível de tensão após a aplicação da limitação de geração.....	59
Figura 33 - Espectro de frequência elétrica avaliado com base nos dados da PMU da Subestação A, com resolução de 60 fasores por segundo. Destaque para oscilações de baixa frequência (0,01–0,08 Hz) e magnitude elevada (>8.000), associadas à instabilidade da malha	60
Figura 34 - Taxa da variação da frequência no domínio do tempo do Conjunto Fotovoltaico A	60
Figura 35 - Espectro da frequência com 60 fasores por segundo, coletado através da PMU da SE B.....	62
Figura 36 - Potência ativa medida e valor limitado no Conjunto Fotovoltaico C, lido no ponto de conexão da subestação C	63
Figura 37 - Detalhamento das oscilações de potência ativa no ponto de conexão do Conjunto Fotovoltaico C com o SIN.....	64
Figura 38 - Geração verificada do Conjunto Fotovoltaico C no 1º dia da oscilação de potência, com destaque para a limitação em 500 MW.....	64
Figura 39 - Curvas de geração e limitação do Conjunto Fotovoltaico C no 2º semestre de 2023	65
Figura 40 - Corte instantâneo de geração e limitação a 50% no Conjunto Fotovoltaico C, no 2º dia analisado.	66
Figura 41 - Limitação imposta no 2º dia no Conjunto Fotovoltaico C, mostrando o ajuste da faixa secundária	66
Figura 42 - Curvas de geração e limitação do Conjunto Fotovoltaico C no 2º semestre de 2023	67
Figura 43 - Espectro da frequência do módulo da tensão de sequência positiva com 60 fasores por segundo.....	68
Figura 44 - Testes no Conjunto Fotovoltaico C, com <i>setpoint</i> de 600 MW.....	69
Figura 45 - Testes no Conjunto Fotovoltaico C com <i>setpoint</i> de 700 MW.....	70
Figura 46 - Testes no Conjunto Fotovoltaico C, com <i>setpoint</i> de 800 MW.....	70
Figura 47 - Testes no Conjunto Fotovoltaico C, com <i>setpoint</i> de 900 MW.....	71
Figura 48 - Potência ativa do Conjunto Fotovoltaico C versus a referência do PPC durante o período de teste.....	71
Figura 49 - Resumo dos resultados dos testes	72

Figura 50 - Comportamento da frequência do SIN, evidenciando oscilações atípicas, associadas à atuação do Conjunto Fotovoltaico C	73
Figura 51 - Potência ativa no ponto de conexão do Conjunto Fotovoltaico C, evidenciando o início das oscilações atípicas após solicitação de redução da geração pelo ONS	73
Figura 52 - Potência ativa do Conjunto Fotovoltaico C no ponto de conexão, com zoom em torno da oscilação	74
Figura 53 - Potência ativa do Conjunto Fotovoltaico C com 0 MW, por solicitação do ONS	74
Figura 54 - Frequência do Sistema Interligado Nacional no Período de 180 segundos de amostragem.....	75
Figura 55 - Oscilação de tensão no ponto de conexão do Conjunto Fotovoltaico C entre 10h20 e 10h31	75
Figura 56 - Curva da potência ativa x potência reativa no Conjunto Fotovoltaico C no primeiro dia analisado	76
Figura 57 - Subestação A da Rede Básica do SIN, onde se conecta o Conjunto Fotovoltaico A	78
Figura 58 - Geração do Conjunto Fotovoltaico A após aplicação de um curto-circuito monofásico na LT 500 kV AX visto pelo Organon.....	79
Figura 59 - Frequência do SIN após curto monofásico na LT 500 kV AX, em regime dinâmico visto pelo Organon.....	79
Figura 60 - Tensão no barramento da SE A durante e após a aplicação do curto monofásico na LT 500 kV AX.....	80
Figura 61 - Comportamento da potência reativa no Conjunto Fotovoltaico A durante a simulação de um curto na LT 500 kV AX.....	81
Figura 62 - Subestação A da Rede Básica do SIN, com aplicação de um curto na LT 500 kV AY	82
Figura 63 - Comportamento da potência ativa do Conjunto Fotovoltaico A após aplicação de um curto-circuito na LT 500 kV AY, visto pelo Organon	82
Figura 64 - Comportamento da frequência do SIN durante aplicação de um curto-circuito monofásico na LT 500 kV AY	83
Figura 65 - Comportamento da tensão do barramento da SE A, durante aplicação de um curto-circuito monofásico na LT 500 kV AY	83
Figura 66 - Comportamento da potência reativa no Conjunto Fotovoltaico A durante a simulação de um curto na LT 500 kV AY.....	83

Figura 67 - Simulação da variação de potência ativa em um dos transformadores do Conjunto Fotovoltaico A	84
Figura 68 - Comportamento da frequência do SIN durante simulação de oscilações de potência ativa no Conjunto Fotovoltaico A, via Organon.....	85
Figura 69 - Comportamento da tensão no barramento da SE A, durante as simulações de oscilação de potência ativa do Conjunto Fotovoltaico A	85
Figura 70 - Comportamento da geração de uma unidade geradora da UHE Xingó durante simulação de variação de geração no Conjunto Fotovoltaico A	86

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AWS	<i>Amazon Web Services</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CNOS	Centro Nacional de Operação do Sistema
DAPR	Declaração de Atendimento aos Procedimentos de Rede
EPRI	<i>Electric Power research Institute</i>
Hz	<i>Hertz</i>
IHM	<i>Interface</i> Homem Máquina
kV	Kilo Volt
MMGD	Mini e Microgeração Distribuída
MPO	Manual de Procedimentos da Operação
ms	milisegundos
MVA	Mega Volt Amper
MVAr	Mega Volt Amper reativo
MW	<i>Mega Watt</i>
MWh	MegaWatt hora
NERC	<i>North American Electric Reliability Corporation</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P	Potência Ativa
PAR/PEL	Plano de Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN
PELP	Plano de Expansão de Longo Prazo
PET	Programa de Expansão da Transmissão
PID	Proporcional Integral Derivativo
PLC	Controlador Lógico Programável
PMU	<i>Phasor Measurement Unit</i>
POC	<i>Point of Connection</i>
PPC	<i>Power Plant Controller</i>
pu	Por unidade / <i>per unit</i>
Q	Potência Reativa
RAP	Relatório de Análise de Perturbação
RDP	Registrador de Perturbação
REE	<i>Red Eléctrica de España</i>
s	segundo
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SE	Subestação
SIN	Sistema Interligado Nacional
TAPs	<i>Transformer Adjustment Point</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	JUSTIFICATIVA	19
1.2	OBJETIVOS GERAIS E ESPECÍFICOS	21
2	CONTROLE DE GERAÇÃO EM UFVS	22
2.1	SISTEMAS DE CONTROLE EM CONJUNTOS FOTOVOLTAICOS.....	22
2.2	VISÃO GERAL DO INTERFACE-HOMEM-MÁQUINA (IHM) DO PPC	24
2.3	ARQUITETURA E COMUNICAÇÃO DO PPC	25
2.4	CONTROLE PID (PROPORCIONAL-INTEGRAL-DERIVATIVO) EM CONJUNTOS FOTOVOLTAICOS.....	27
2.5	CONTROLES ESSENCIAIS PARA A OPERAÇÃO DO SIN	29
2.5.1	Controle de Potência Ativa	29
2.5.2	Controle de Potência Reativa e Tensão	29
2.5.3	Controle de Frequência.....	32
2.6	NORMAS E PROCEDIMENTOS DE REDE APLICÁVEIS.....	33
2.7	PAPEL DOS AGENTES E DO ONS NA OPERAÇÃO VIA PPC.....	34
2.7.1	Atuação dos Agentes de geração	34
2.7.2	Atuação do ONS.....	36
2.8	EVENTOS ANTERIORES E EVIDÊNCIAS TÉCNICAS (INTERNACIONAIS E NACIONAIS).....	37
3	METODOLOGIA	40
3.1	TIPO DE PESQUISA E ABORDAGEM	41
3.2	LIMITAÇÕES DE ESTUDO	41
3.3	PROCEDIMENTOS DE ANÁLISE	41
4	ESTUDO DE CASO.....	44
4.1	CARACTERIZAÇÃO DOS CONJUNTOS FOTOVOLTAICOS	44
4.2	DESCRIÇÃO DOS EVENTOS E RESULTADOS.....	45
4.2.1	Caso 1: Oscilação de Potência no Conjunto Fotovoltaico A e B (Nordeste, 2º Semestre de 2024)	45
4.2.2	Caso 2: Oscilação de Potência Ativa no Conjunto Fotovoltaico C (Sudeste, 2º Semestre de 2023)	62
4.2.3	Caso 3: Oscilação de Potência Ativa no Conjunto Fotovoltaico C (Sudeste, 2º Semestre de 2024)	72

5	SIMULAÇÕES NA FERRAMENTA ORGANON	78
5.1	APLICAÇÃO DE CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO NA LT 500 KV AX (CONJUNTO FOTOVOLTAICO A).....	78
5.2	APLICAÇÃO DE CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO NA LT 500 KV AY (CONJUNTO FOTOVOLTAICO A).....	81
5.3	SIMULAÇÃO DE OSCILAÇÕES DE POTÊNCIA ATIVA EM REGIME DINÂMICO NO CONJUNTO FOTOVOLTAICO A	84
6	CONCLUSÕES	87
6.1	RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	88
	REFERÊNCIAS.....	90

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica está presente em praticamente todas as atividades da sociedade contemporânea, sendo um insumo essencial para o funcionamento dos setores produtivos e para o bem-estar da população. Diante da ampliação da demanda e da necessidade de manter a confiabilidade no fornecimento, tem-se observado uma intensificação dos esforços voltados à diversificação da matriz energética brasileira, com ênfase em fontes de menor impacto ambiental e economicamente viáveis (REIS, 2017).

A matriz elétrica brasileira foi baseada em usinas hidrelétricas e termelétricas. As hidrelétricas concentram-se, em grande parte, em regiões afastadas dos principais centros de carga, o que requer sistemas de transmissão extensos. As termelétricas, por sua vez, embora mais flexíveis em localização, apresentam custos elevados de operação e impactos ambientais mais significativos. A combinação entre limitações hidrológicas, especialmente em períodos de estiagem, e o alto custo de operação das térmicas reforça a importância da expansão de fontes alternativas na matriz elétrica (FILGUEIRAS e SILVA, 2005).

O Brasil tem avançado significativamente na diversificação de sua matriz energética, especialmente no que tange às fontes renováveis. Esse progresso não é aleatório, mas resultado de esforços regulatórios e incentivos direcionados. Como Campos e Souza (2016) apontam, políticas públicas têm sido fundamentais para o desenvolvimento de fontes renováveis no Brasil, incentivando a expansão da energia eólica e diversificando a matriz elétrica. Essa abordagem estratégica reforça a importância da governança no impulsionamento de setores tecnológicos emergentes e na garantia de um suprimento energético mais sustentável.

No cenário energético brasileiro, caracterizado por um elevado potencial de aproveitamento de fontes renováveis, a energia solar fotovoltaica tem se consolidado como uma alternativa estratégica para a diversificação da matriz elétrica. A abundância de irradiação solar em grande parte do território nacional, aliada à disponibilidade de áreas para instalação de usinas, confere ao Brasil condições favoráveis para a expansão dessa tecnologia. Entretanto, para que esse potencial seja efetivamente convertido em benefícios energéticos e econômicos, torna-se imprescindível assegurar a operação eficiente e segura dos sistemas fotovoltaicos de grande porte no Sistema Interligado Nacional (SIN). Nesse contexto, a inserção dessa fonte intermitente em larga escala no SIN tem exigido adaptações nos procedimentos operacionais do sistema elétrico (COSTA et al, 2020). Tais fontes passaram a operar com maior integração aos sistemas de controle do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), por meio da atuação de controladores centrais de usina, conhecido como *Power Plant Controller* (PPC) (DUAN et

al., 2017), que possibilita a operação centralizada de controles de tensão, potência ativa e reativa das usinas (KROPOSKI et al., 2017).

O presente trabalho tem como objetivo analisar as oscilações de potência ativa causados por falhas nos sistemas de controle centralizado de conjuntos de usinas fotovoltaicas de grande porte em operação, do Sistema Interligado Nacional. A análise será baseada em registros operacionais reais do subsistema Nordeste e Sudeste, com foco na identificação dos efeitos dessas falhas sobre variáveis operativas relevantes, como frequência e tensão, e sobre o comportamento do despacho da geração fotovoltaica no contexto da rede básica.

1.1 Justificativa

O crescimento contínuo da geração eólica e solar em diversas regiões do Brasil tem alterado significativamente a configuração da matriz elétrica nacional. A participação crescente dessas fontes, por serem renováveis e conectadas em larga escala ao Sistema Interligado Nacional (SIN), exige o aprofundamento de estudos técnicos sobre os impactos operacionais associados à sua inserção. Entre esses impactos, destacam-se os desafios relacionados ao controle, despacho e segurança da operação em tempo real (LOPES, 2023).

A expansão acelerada da geração eólica e fotovoltaica tem sido um marco no setor elétrico, com a conclusão de usinas frequentemente antecipando os prazos contratuais. No entanto, essa evolução não tem sido acompanhada por um crescimento equivalente na infraestrutura de transmissão, o que gera desafios significativos para o escoamento da energia e a operação segura do SIN. Além da defasagem da rede, essa rápida inserção de fontes intermitentes traz outros problemas que afetam a operação:

- Carregamento elevado nas linhas e restrições de despacho: A concentração de usinas em regiões com alto potencial de vento ou sol cria "gargalos" na rede. Quando a capacidade de transmissão não é suficiente, o ONS é obrigado a limitar a geração dessas usinas, mesmo que o vento e o sol estejam em abundância. Isso causa a chamada restrição de despacho, levando à perda de energia que poderia ser utilizada.
- Queda da inércia do sistema: Ao substituir usinas tradicionais (hidrelétricas e termelétricas) que possuem grandes geradores síncronos e, portanto, grande inércia, por usinas fotovoltaicas e eólicas (conectadas por inversores), a inércia total do sistema diminui. Isso torna a rede mais suscetível a variações de frequência e a perturbações, exigindo uma atuação mais rápida e precisa dos sistemas de controle.

Essa defasagem gera restrições operativas no SIN, que demandam ações coordenadas para evitar sobrecargas, desligamentos em cascata e violações dos limites técnicos dos equipamentos da rede elétrica. Esses limites são estabelecidos com base em parâmetros

informados pelos agentes proprietários dos ativos e são supervisionados pelos Centros de Operação do ONS, considerando limites de operação normal, de emergência de curta e longa duração (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2024).

Nessas condições, a atuação em tempo real sobre os recursos energéticos variáveis torna-se uma ferramenta fundamental para preservar a integridade do sistema. Em muitos casos, a solução técnica envolve o envio de comandos de corte, limitação ou redistribuição de geração a partir de usinas eólicas e fotovoltaicas, por meio de mensagens enviadas pelo ONS aos agentes via plataforma de mensageria. Conforme Kopko et al. (2023), o SINapse é um sistema desenvolvido para promover a troca de informações em tempo real entre os Agentes e o ONS, visando uma operação mais coordenada e eficiente, sendo hospedado na AWS, uma das principais plataformas de computação em nuvem do mundo, garantindo alta disponibilidade, escalabilidade e segurança dos dados. Essa infraestrutura robusta permite o processamento rápido e confiável das mensagens entre os participantes do sistema elétrico. Sua tecnologia é baseada no *Firebase*, uma plataforma de desenvolvimento de aplicativos móveis e *web*. Com ela, o SINapse garante a entrega das mensagens na operação, assegura que todas as informações sejam atualizadas em tempo real e proporciona uma comunicação fluida e instantânea entre o ONS e os Agentes.

Entre suas funcionalidades, destaca-se a interface de solicitações, que permite aos agentes receberem, confirmarem ou rejeitarem comandos de operação diretamente na aplicação. A execução dessas ações é realizada pelo PPC, instalados nos conjuntos de usinas eólicas e fotovoltaicas, que respondem automaticamente às solicitações do tempo real do ONS. No entanto, falhas ou indisponibilidades nos PPCs podem comprometer a efetividade dessas medidas, provocando desvios de frequência e redistribuição não planejada da geração, o que acarreta impacto direto sobre outros conjuntos geradores conectados à rede.

Esse recurso reduz a dependência de comunicação telefônica, contribui para a segurança operacional e otimiza o tempo de resposta nas ações em campo, consolidando-se como uma ferramenta relevante para a gestão do sistema.

Dada a crescente dependência do SIN em mecanismos automatizados para controle da geração renovável, torna-se necessário compreender com maior profundidade os efeitos dos sistemas de controle centralizado — especialmente nos PPCs — sobre a operação em tempo real. Essa compreensão subsidiará o aprimoramento das estratégias de supervisão e o desenvolvimento de procedimentos mais robustos para a integração segura de fontes renováveis ao sistema elétrico brasileiro.

1.2 Objetivos Gerais e Específicos

O presente trabalho tem como objeto de estudo, a análise de três casos reais em conjuntos fotovoltaicos de grande porte localizados nas Regiões Nordeste e Sudeste no Brasil. Durante as ocorrências, observou-se um comportamento oscilatório na potência ativa desses conjuntos fotovoltaicos do SIN, com impactos diretos na potência reativa dos conjuntos, na frequência do sistema e na tensão nos barramentos das subestações. As análises dos casos evidenciam falhas localizadas nos sistemas de controle do PPC, que podem gerar repercussões em larga escala na operação do sistema elétrico interligado.

Objetivo Geral:

- Analisar os impactos operacionais decorrentes de falhas em sistemas de controle PPC de usinas fotovoltaicas sobre a operação do SIN, com foco nas variações de frequência associadas à instabilidade da potência ativa e nos efeitos da variação da potência reativa sobre a tensão da rede elétrica, com base em estudos de caso real do subsistema Nordeste e Sudeste.

Objetivos Específicos:

- Comparar o comportamento dinâmico do SIN frente a perturbações reais com as respostas obtidas em simulações computacionais, destacando as complexidades não modeladas;
- Descrever as falhas em PPCs de usinas fotovoltaicas e sua correlação com instabilidades operacionais, avaliando como a perda do controle centralizado afetou de forma sistêmica as variáveis de frequência e tensão, com base em registros de tempo real e representações gráficas.
- Apresentar simulações dinâmicas com aplicação de um curto-circuito em uma subestação coletora de um grande conjunto fotovoltaico assim como avaliar o comportamento das variações de potência ativa, em outras grandezas e equipamentos da rede de operação do Nordeste, através da ferramenta Organon.

2 CONTROLE DE GERAÇÃO EM UFVS

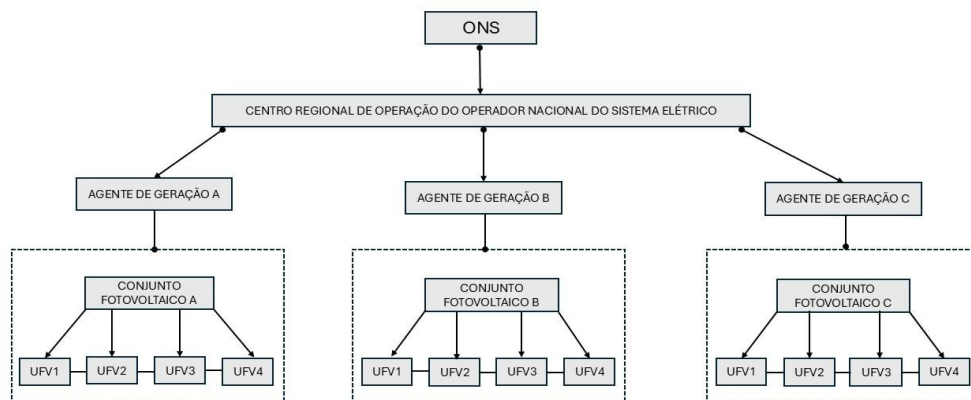
Este capítulo tem como objetivo apresentar os fundamentos teóricos e o estado da arte relativos à integração de usinas fotovoltaicas de grande porte no Sistema Interligado Nacional (SIN). O foco central da discussão será nos sistemas de controle, na estabilidade elétrica e nos desafios operacionais. Para tal, serão abordados os princípios de operação dos controladores centrais de usina (PPCs), sua arquitetura de comunicação, a interface com o operador (IHM), bem como o papel do controle proporcional-integral-derivativo (PID) na sua operação. Por fim, o capítulo detalhará a interação desses sistemas de controle com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), fundamental para a gestão segura da geração.

2.1 Sistemas de Controle em Conjuntos Fotovoltaicos

Com a crescente inserção de geração solar fotovoltaica no SIN, torna-se essencial o uso de sistemas de controle avançados que permitam a operação coordenada, estável e confiável dessas fontes.

Usinas solares fotovoltaicas conectadas ao SIN operam a partir da conversão da energia solar em corrente contínua (CC) nos módulos fotovoltaicos, seguida pela conversão em corrente alternada (CA) por meio de inversores. Quando diversas usinas compartilham o mesmo ponto de conexão à rede de transmissão, formam um conjunto operado de forma coordenada pelo ONS. Nesses casos, torna-se necessário o uso de sistemas de controle centralizado para garantir a operação integrada da geração conectada (ZINI, G., 2016; BULLICH-MASSAGUÉ et al., 2016), conforme Figura 1.

Figura 1 - Estrutura hierárquica do comando do ONS e dos conjuntos de geração fotovoltaica.

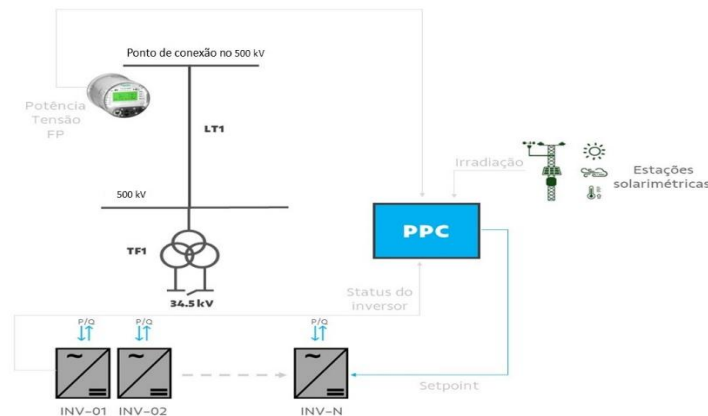


Fonte: o autor (2025)

Em particular, quando múltiplos parques solares compartilham um mesmo ponto de conexão à rede de transmissão, a operação deve ser supervisionada por um controlador centralizado, conhecido como Agente.

O PPC atua como interface entre o conjunto fotovoltaico e o ONS, sendo responsável pelo controle em tempo real de variáveis elétricas no ponto de conexão (POC). As principais grandezas controladas incluem potência ativa (P), potência reativa (Q), tensão, frequência e fator de potência. Esse controle é realizado com base em dados adquiridos por medidores, sensores, estações solarimétricas, relés de proteção e sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), bem como por comandos externos oriundos do ONS, geralmente via plataforma SINapse. A Figura 2 apresenta o desenho esquemático do sistema de controle.

Figura 2 - Desenho esquemático do sistema de controle



Fonte: SOARES; CATARINO (2024)

O PPC consolida as medições e distribui *setpoints* de operação aos inversores e demais dispositivos auxiliares, garantindo a aderência aos requisitos operacionais definidos nos Procedimentos de Rede. Seu sistema de controle opera em malha fechada, com algoritmos PID (Proporcional-Integral-Derivativo), que comparam continuamente os valores de referência com os valores medidos, reduzindo o erro de forma dinâmica e eficaz.

Entre as principais funcionalidades do PPC, destacam-se:

- Controle da potência ativa, conforme despacho do ONS e limites operacionais;
- Controle da potência reativa e suporte à tensão, em diferentes modos de operação (controle de tensão, de fator de potência ou de potência reativa);
- Coordenação da resposta dinâmica dos inversores frente a distúrbios na rede;
- Supervisão contínua do desempenho da planta e emissão de respostas automáticas frente a variações de carga e tensão;
- Aplicação de rampas de potência, suavizando a injeção de energia na rede;
- Operação individualizada de usinas com diferentes eficiências dentro de um conjunto, assegurando conformidade regulatória e otimização do desempenho global.

A Figura 3 apresenta uma interface real do sistema PPC de um conjunto fotovoltaico localizado no estado do Ceará.

Figura 3 - Tela geral de um PPC num conjunto fotovoltaico



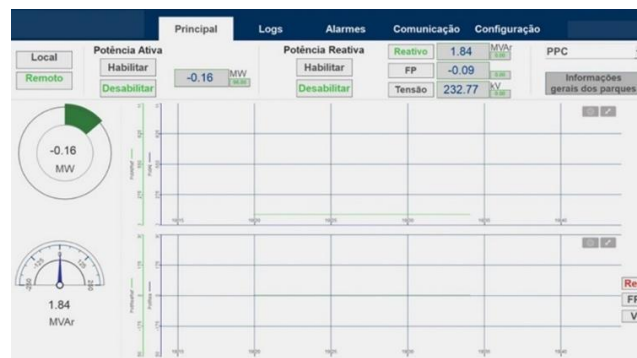
Fonte: Fotografia registrada pelo autor durante visita técnica, 2025

O PPC pode ser implementado de duas maneiras: uma delas é com hardware dedicado, onde a lógica é executada em um controlador lógico programável (PLC), o que melhora ainda mais seu desempenho e capacidade de processamento. Alternativamente, ele pode ser executado em um sistema operacional instalado em um servidor. Em ambas as opções, o ideal é a alocação total do espaço para o controlador.

2.2 Visão Geral do Interface-Homem-Máquina (IHM) do PPC

O sistema de supervisão do PPC pode ser feito de várias formas e layouts. Tudo depende do fabricante e da necessidade de cada cliente de planta fotovoltaica. Para os conjuntos analisados, a visão geral é idêntica e foi desenvolvido com padrões de IHM de alto desempenho, utilizando cores diferentes para cada tipo de informação e controle. A Figura 4 apresenta a tela inicial do controlador de usina, utilizada para executar comandos e visualizar as grandezas elétricas.

Figura 4 - Tela inicial do PPC



Fonte: Manual de operação do fabricante (informação confidencial)

A barra superior do aplicativo funciona como menu de navegação, permitindo o acesso a todas as telas da IHM, cada uma dedicada a funcionalidades específicas. As principais telas do sistema são descritas a seguir:

- **Tela Principal:** É a interface inicial do aplicativo e permite o controle centralizado de todos os comandos PPC, bem como o ajuste de *setpoints* para os modos de controle de potência ativa e reativa.
- **Logs:** Esta tela oferece acesso aos registros de eventos e alarmes gerados durante a operação da usina supervisionada, possibilitando o acompanhamento histórico das ocorrências.
- **Alarmes:** Apresenta, em tempo real, todos os alarmes ativos no sistema, contribuindo para uma resposta rápida às anomalias operacionais.
- **Comunicação:** Exibe o diagrama da arquitetura de rede, detalhando a configuração da comunicação entre o PLC e a IHM.
- **Configurações:** Reúne todos os parâmetros e opções de configuração do sistema, permitindo ajustes conforme as necessidades operacionais.

Na parte superior da tela principal, estarão disponíveis dois botões destinados à seleção da fonte de comando que o PPC deverá seguir. Quando a opção "Local" for selecionada, o PPC passa a obedecer exclusivamente aos comandos e *setpoints* definidos por meio do IHM. Por outro lado, ao selecionar a opção "Remoto", a origem dos comandos será transferida para o sistema SCADA remoto, que assumirá o controle das operações. Destaca-se que, para facilitar a identificação por parte do operador, o texto correspondente ao modo de operação ativo será exibido na cor verde. De acordo com Vanderzee et al. (2015), o SCADA trata-se de uma ferramenta fundamental para garantir a segurança de processos complexos e críticos, permitindo que os operadores visualizem e gerenciem dados em tempo real ao mesmo tempo em que detectam e corrigem falhas rapidamente.

2.3 Arquitetura e Comunicação do PPC

O PPC é normalmente implementado por meio de um Controlador Lógico Programável (CLP), onde são inseridas as lógicas de controle das variáveis elétricas. A comunicação entre os componentes ocorre por meio de protocolos como o *Modbus TCP*, que utilizam infraestrutura *Ethernet* para envio e recebimento de dados de forma confiável e com rapidez na troca de informações.

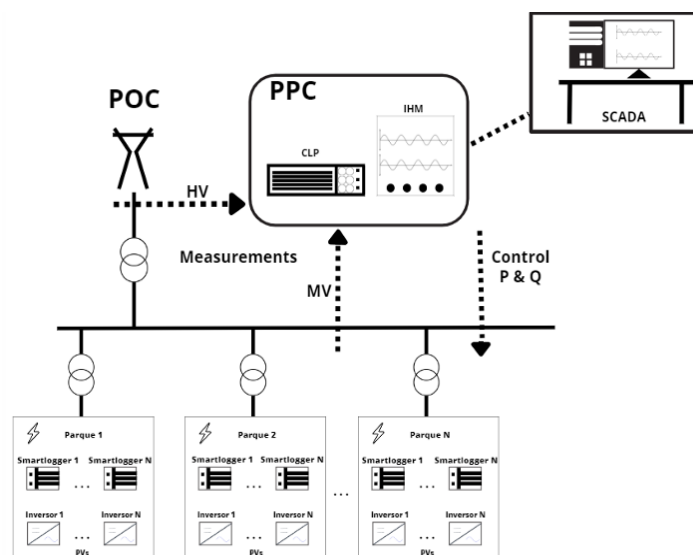
A arquitetura do PPC envolve comunicação com *smartloggers*, eletrocentros, inversores e medidores, que enviam informações ao CLP, formando uma malha fechada de

controle. Esse sistema opera comparando continuamente o valor de referência configurado com as medições elétricas reais no ponto de conexão, sendo a diferença entre esses valores chamada de erro. A lógica interna do PPC, alimentada por dados provenientes tanto do SCADA quanto da IHM, calcula esse erro e envia pulsos ou *setpoints* de potência ativa ou reativa aos inversores, ajustando dinamicamente a operação da planta. Essa interação ocorre com tempos de resposta típicos de 25 ms para envio de comandos aos *loggers* e 50 ms para aquisição de dados dos medidores. A depender da lógica de controle vigente, o PPC pode operar nos seguintes modos no ponto de conexão:

- **Controle de Potência Ativa:** envio de *setpoints* de potência ativa aos inversores;
- **Controle de Potência Reativa:** envio de *setpoints* de potência reativa;
- **Controle de Tensão:** modulação da potência reativa para manter o nível de tensão desejado;
- **Controle de Fator de Potência:** ajuste da potência reativa para manter o FP no valor especificado.

A saída do PPC é proporcional a esse erro, baseado em um controle proporcional integral derivativo (PID) composto por 3 porções: proporcional, integral e derivada. O objetivo é colocar o erro no valor mínimo possível. A quantidade de medidores varia de acordo com cada projeto, mas em se tratando de conjuntos de usinas fotovoltaicas, o ideal é que se tenha no mínimo um por parque, um no barramento da subestação e um no ponto de conexão. Sua arquitetura está apresentada na Figura 5.

Figura 5 - Arquitetura típica do sistema PPC



Fonte: Manual de Operação do fabricante (informação confidencial)

A atuação do PPC é fundamental para que o conjunto de usinas fotovoltaicas seja visto como uma unidade única e despachável, contribuindo para a segurança operacional do SIN,

principalmente em cenários de alta penetração de fontes renováveis intermitentes. Diretrizes e melhores práticas para implementação eficaz de PPCs em usinas solares de grande porte são discutidas de forma abrangente por Johson (2017), sendo referência técnica relevante para operadores e projetistas.

2.4 Controle PID (Proporcional-Integral-Derivativo) em Conjuntos Fotovoltaicos

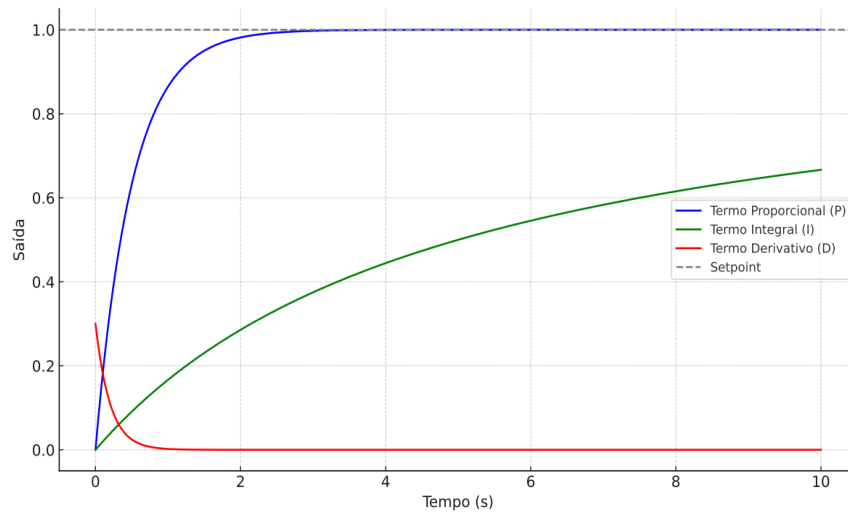
O controle PID (Proporcional-Integral-Derivativo) tem sido amplamente empregado para assegurar a estabilidade operacional por meio do controle contínuo da geração. Quando combinado com estratégias de controle por rampa, o PID permite uma regulação suave da potência entregue ao sistema elétrico, evitando variações súbitas e contribuindo para a segurança operativa do sistema. Seu funcionamento é implementado no nível central do sistema de controle dos Conjuntos fotovoltaicos e atua com base na diferença entre a potência medida na saída da planta e a referência enviada pelo centro de operação do sistema elétrico. O termo proporcional reage à diferença instantânea (erro) entre o valor desejado e o valor medido, fornecendo uma resposta proporcional ao erro. Quanto maior for o erro, maior será a resposta do sistema para corrigi-lo. Esse comportamento faz com que o sinal de controle acelere o processo de correção ao máximo, resultando em uma rápida aproximação ao ponto de operação desejado. No entanto, essa resposta rápida pode levar a uma ultrapassagem do *setpoint*, fenômeno conhecido como *overshoot*. O termo integral acumula esse erro ao longo do tempo para eliminar desvios persistentes, atuando como uma correção acumulativa. Ele é especialmente útil quando o erro persiste por um período prolongado, pois contribui para eliminar o erro estacionário. Entretanto, se mal ajustado, pode causar lentidão na resposta e instabilidade ao acumular excessivamente o erro ao longo do tempo e o termo derivativo antecipa a tendência do erro para evitar oscilações excessivas. Ele reage à taxa de variação do erro, ou seja, à velocidade com que o erro está mudando. Com isso, ajuda a prever o comportamento futuro do sistema e a reduzir o risco de oscilações, promovendo uma resposta mais amortecida. Contudo, por ser sensível a ruídos na medição, seu uso deve ser cuidadosamente ajustado.

Em usinas de grande porte, o controle PID é essencial para coordenar a resposta dos diversos inversores fotovoltaicos que compõem o parque gerador. Ao operar em malha fechada, o sistema ajusta dinamicamente os *setpoints* dos inversores a fim de alinhar a geração real à geração desejada, promovendo uma operação mais estável frente a variações irradiantes e comandos externos.

A Figura 6 apresenta uma resposta didática típica dos três termos do controlador PID frente a uma entrada do tipo degrau. O termo proporcional (P) responde rapidamente ao erro,

podendo causar ultrapassagem (*overshoot*). O termo integral (I) contribui para eliminar o erro estacionário, enquanto o termo derivativo (D) atua antecipando a tendência de variação do erro, ajudando a amortecer a resposta.

Figura 6 - Resposta didática dos termos de PID a um degrau



Fonte: o autor (2025)

Para evitar que a potência ativa varie de forma abrupta, é comum a aplicação de uma restrição de rampa sobre o sinal de referência, definindo limites como 100 MW/min, por exemplo. Esse controle de rampa atua como um filtro adicional ao PID, suavizando transições de potência e permitindo uma resposta gradual da planta às mudanças de despacho.

Na prática, a referência de potência ativa é passada por um limitador de rampa antes de ser processada pelo controlador PID. Dessa forma, mesmo em condições de rápida mudança da irradiação ou variações nos comandos do ONS, a usina responde de maneira previsível e sem gerar distúrbios operacionais, respeitando as restrições técnicas do sistema elétrico.

Estudos como o de Kang e Yu (2018) demonstram que o controle por rampa integrado ao PID é eficaz na mitigação de surtos de potência e melhora o desempenho dinâmico em ambientes com recursos intermitentes. O estudo analisa o comportamento de sistemas fotovoltaicos frente a variações de irradiância e apresenta resultados positivos quanto à estabilidade proporcionada pelo controle PID em conjunto com técnicas de previsão. Ahmad et al. (2020) também destacam a robustez da estratégia PID em aplicações utilitárias, mostrando que o uso adequado de malhas PID melhora o desempenho operacional em plantas de grande escala, mesmo sob condições variáveis de entrada. Além disso, Silva e Baptista (2021) mostram que, em condições reais de operação no contexto brasileiro, o uso de rampas controladas por malhas PID contribui para uma resposta mais estável e coordenada dos inversores, reduzindo variações bruscas e melhorando a confiabilidade da geração fotovoltaica.

A utilização do controle PID com limitação por rampa em usinas fotovoltaicas de grande porte permite uma resposta coordenada, estável e conforme às exigências de operação em tempo real. Essa abordagem contribui para a confiabilidade do sistema elétrico ao reduzir impactos adversos da variabilidade solar, sendo uma estratégia fundamental para a inserção segura de fontes renováveis intermitentes em larga escala.

2.5 Controles essenciais para a operação do SIN

A operação de conjuntos fotovoltaicos no SIN requer a execução coordenada do controle de potência ativa, potência reativa e, em determinados casos, a participação no controle de frequência do sistema. Essas funções são desempenhadas localmente pelos inversores e de forma centralizada pelo PPC, em conformidade com as diretrizes operacionais estabelecidas pelo ONS.

2.5.1 Controle de Potência Ativa

O controle de potência ativa refere-se à gestão da energia efetivamente injetada na rede pelas usinas. Essa função é fundamental para o equilíbrio carga-geração e para a prevenção de sobrecargas nos equipamentos da rede elétrica. O ONS envia a ordem aos agentes de geração e o operador do conjunto é quem atua no comando. A atuação do PPC permite ajustar dinamicamente o valor de potência ativa entregue ao ponto de conexão, conforme:

- Despachos operacionais emitidos pelo ONS;
- Restrições de rampa de subida/descida;
- Limites de carregamento de linhas e transformadores;
- Participação em esquemas de controle de frequência.

A Figura 7 apresenta a tela de controle de potência ativa de um PPC em operação real.

Figura 7 - Controle de potência ativa de um PPC



Fonte: Fotografia registrada pelo autor durante visita técnica, 2025

2.5.2 Controle de Potência Reativa e Tensão

A potência reativa é indispensável para a regulação dos níveis de tensão na rede elétrica. Em usinas fotovoltaicas, esse controle é realizado pelos inversores, sob comando do

PPC, que envia *setpoints* de potência reativa com base nas medições do ponto de conexão e nos critérios operacionais estabelecidos.

Conforme descrito no Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2025), uma central geradora deve ser capaz de operar em três modos de controle de potência reativa:

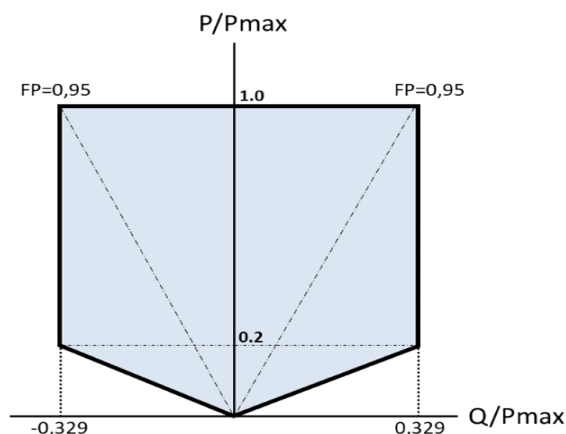
- Controle de tensão (modo preferencial);
- Controle de potência reativa;
- Controle de fator de potência.

No modo padrão de controle de tensão, a central deve manter a tensão do barramento de referência — usualmente o barramento de alta tensão da subestação coletora — dentro de faixas definidas, com estatismo ajustável entre 0% e 7% (valor padrão de 2%), ainda conforme o Submódulo 2.10 (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2025).

Em condição de baixa geração no conjunto de usina, seja por condições climáticas ou por redução para atendimentos a controle de inequações sistêmicas ou regionais do SIN, os Procedimentos de Rede (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2025) exigem que a usina mantenha capacidade de controle reativo mesmo com potência ativa inferior a 20% da capacidade instalada. Nesses casos, a usina deve operar de forma a fornecer ou absorver potência reativa até o limite de 32,9% da potência ativa nominal (curva da “pipa”).

Para atender ao perfil de tensão do sistema, a operação do PPC pode ser ajustada remotamente para transitar entre os modos de controle, conforme critérios definidos nos estudos pré-operacionais e instruções em tempo real do ONS. A Figura 8 apresenta a faixa operacional de potência reativa de uma usina conforme o ponto de conexão.

Figura 8 - Faixa de geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão da central geradora



Fonte: submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede do ONS, 2025

A decisão pela escolha de qual modo de operação que as usinas devem operar, é feita pelo ONS, tendo seus modos, descritos nos ajustamentos operativos. Aliado as fontes de

reativos mencionados, os conjuntos de usinas fotovoltaicas, possuem o recurso de também auxiliar no controle de tensão, absorvendo e fornecendo potência reativa. Chen et al. (2018), afirma que inversores fotovoltaicos modernos, equipados com funcionalidades de controle reativo, podem ser empregados para manter os níveis de tensão dentro dos limites operacionais, auxiliando na estabilidade do sistema elétrico e Ma et al. (2021) complementa que a utilização da potência reativa dos inversores fotovoltaicos pode reduzir a necessidade de acionamentos frequentes de comutação de taps dos transformadores e bancos de capacitores, mitigando desgastes mecânicos e custos operacionais elevados, especialmente em redes com alta penetração de geração solar. A Figura 9 apresenta a tela no sistema supervisório de um conjunto fotovoltaico.

Figura 9 - Tela do controle de potência reativa no sistema de supervisão



Fonte: Fotografia registrada pelo autor durante visita técnica, 2025

O PPC ao receber um comando, desempenha sua função adaptando-se ao modo de operação solicitado, seja em nível complexo ou de parque, por definição:

Modo complexo ou conjunto:

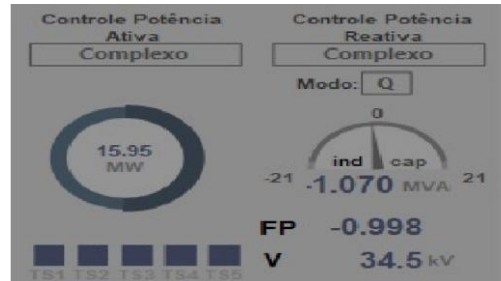
- Atua gerenciando múltiplos parques solares como uma unidade integrada;
- Realiza ajustes coordenados para atender aos requisitos globais da rede elétrica, como controle de tensão e frequência em larga escala;
- Integra dados e otimizações de vários parques, garantindo eficiência geral e estabilidade em uma operação mais ampla.

Modo parque:

- Foca no controle específico de cada parque solar;
- Gere potência ativa e reativa conforme as demandas locais da rede;
- Ajusta individualmente os dispositivos (inversores, rastreadores etc.) para maximizar o desempenho em áreas específicas.

Em ambos os modos, o PPC garante conformidade regulatória e estabilidade elétrica, adaptando suas ações às condições operacionais e às necessidades da rede. Na Figura 10 consegue-se observar o ícone de comando individualizado de uma usina fotovoltaica:

Figura 10 - Tela do controle individualizado de potência ativa e reativa de uma usina do conjunto, no sistema de supervisão



Fonte: Fotografia registrada pelo autor durante visita técnica, 2025

Caso a usina não seja capaz de absorver ou fornecer reativos conforme o exigido pelo Tempo real do ONS, ou contribua para o agravamento das condições de tensão, o desligamento da planta pode ser determinado pelo ONS. Essa medida visa preservar a estabilidade do sistema e garantir o atendimento seguro à carga.

2.5.3 Controle de Frequência

A frequência da rede elétrica reflete o equilíbrio instantâneo entre carga e geração. Uma geração superior à demanda, eleva a frequência; o oposto a reduz. Tradicionalmente, esse equilíbrio era mantido pela inércia dos geradores síncronos hidráulicos e termelétricos. No entanto, a crescente penetração de fontes renováveis baseadas em eletrônica de potência, como a solar fotovoltaica, reduz a inércia do sistema e aumenta a vulnerabilidade a distúrbios.

Embora usinas fotovoltaicas não possuam inércia eletromecânica natural, elas podem contribuir com o controle de frequência por meio de estratégias implementadas nos inversores e coordenadas pelo PPC, como:

- Controle *frequency-watt*: modula a potência ativa injetada conforme a frequência da rede;
- Inércia sintética: simula inércia por meio de resposta rápida dos inversores às variações de frequência (Kroposki et al., 2017);
- Controle de rampas: suaviza variações abruptas da geração.

Essas estratégias têm sido objeto de estudo por instituições como o *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) e o *Electric Power Research Institute* (EPRI), especialmente em sistemas com alta penetração de renováveis variáveis (GEVORGIAN; O'NEILL, 2016; EPRI, 2014).

A participação efetiva da geração fotovoltaica no controle de frequência requer coordenação com o ONS e parametrização específica dos PPCs. A inexistência ou falha desse controle pode comprometer a estabilidade do sistema, especialmente em situações de perda abrupta de geração convencional ou em critério de confiabilidade N-1. No Brasil e em outros países, os sistemas elétricos são planejados por esse critério, segundo o qual eles devem ser capazes de suportar a perda de qualquer elemento sem interrupção do fornecimento. Isso significa que, mesmo que ocorra uma contingência simples, o sistema deve ser capaz de permanecer operando sem interrupção do fornecimento de energia, perda de estabilidade, violação de padrões de grandezas elétricas (frequência, tensão) e sem atingir limites de sobrecarga de equipamentos e instalações. (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2025).

2.6 Normas e Procedimentos de Rede Aplicáveis

A inserção de usinas fotovoltaicas em larga escala no SIN exige o cumprimento de requisitos técnicos estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e operacionalizados pelo ONS, por meio dos Procedimentos de Rede. Esses documentos normativos têm como objetivo garantir a segurança, confiabilidade e previsibilidade da operação do sistema elétrico brasileiro, especialmente em um contexto de transição energética com alta penetração de fontes renováveis intermitentes.

Os Procedimentos de Rede são divididos em módulos e submódulos que regulam as atividades de planejamento, programação, operação em tempo real, integração de instalações e administração contratual. Os principais módulos relevantes para a conexão e operação de usinas solares são:

- Módulo 2 – Critérios e Requisitos, que define as condições mínimas para a conexão de centrais geradoras às instalações da Rede Básica ou Rede Complementar;
- Módulo 5 – Operação do Sistema, que estabelece diretrizes para o controle da operação em tempo real, incluindo o uso de ferramentas como o PPC, controle de tensão e resposta a contingências;
- Submódulo 2.10, que trata especificamente dos requisitos técnicos de desempenho para centrais geradoras, como controle de potência ativa e reativa, limites de rampa, tolerância a distúrbios e critérios de operação contínua;
- Submódulo 5.11, que apresenta o Cadastro de Informações Operacionais, incluindo faixas de operação de tensão, limites de carregamento e dados de referência dos ativos conectados.

2.7 Papel dos Agentes e do ONS na Operação via PPC

2.7.1 Atuação dos Agentes de geração

Os Agentes de geração desempenham um papel central na operação do PPC, sendo os principais responsáveis pelo seu manuseio direto e contínuo. Com acesso pleno à ferramenta, esses profissionais garantem que a usina opere de forma eficiente, segura e em conformidade com as solicitações do Operador Nacional do Sistema Elétrico.

A rotina operacional de um PPC envolve o monitoramento e o controle em tempo real da geração, com foco na otimização da produção de energia. O operador acompanha continuamente parâmetros críticos como potência ativa e reativa, frequência, tensão, alarmes e atuação de proteções, por meio de sistemas SCADA que permitem a supervisão e o controle remoto dos ativos da usina.

Em situações de falhas ou alarmes, é essencial a tomada de decisões rápidas e assertivas, a fim de preservar a segurança dos envolvidos e a integridade dos equipamentos, minimizando impactos no Sistema Interligado Nacional. A rotina inclui ainda a elaboração de relatórios detalhados de eventos, que subsidiam análises pós-operativas e contribuem para a melhoria contínua da operação e a confiabilidade do sistema elétrico.

A operação do PPC inicia-se, tipicamente, a partir de um comando emitido pelo ONS, via ferramenta de controle da geração intermitente, direcionado às usinas fotovoltaicas ou eólicas. Em determinados períodos do dia, a elevada participação das fontes renováveis pode ocasionar restrições operacionais, como sobrecarga em linhas de transmissão e transformadores, além de oscilações na frequência. Para mitigar esses efeitos, o ONS solicita a limitação da geração, e os Agentes, por meio do PPC, ajustam a produção ao valor especificado.

O PPC, portanto, atua como limitador da potência ativa, garantindo que a geração permaneça dentro dos parâmetros estabelecidos, mesmo em condições de alta irradiância solar ou forte regime de ventos. A ferramenta distribui a geração entre os circuitos de 34,5 kV das usinas, proporcionalmente à capacidade de cada unidade geradora. Em situações adversas, como sombreamento em módulos fotovoltaicos ou queda da velocidade do vento, a geração pode ser inferior ao valor de referência, mas nunca superior. A alteração nos sets points somente ocorre mediante novo comando da sala de controle do ONS que será implementado pelo agente local.

Além do controle da potência ativa, o PPC também é utilizado para gerenciar a potência reativa dos conjuntos de usinas. O ONS pode solicitar ajustes de tensão no ponto de conexão, seja no barramento de 230 kV ou 500 kV, com base na demanda da rede. A atuação

ocorre ajustando-se os valores de potência reativa (MVAr) para elevar ou reduzir a tensão, conforme necessário. Por exemplo, se a tensão em um barramento estiver em 225 kV, com tendência de queda, o ONS pode solicitar uma elevação para 235 kV. O PPC atuará automaticamente para atingir ou se aproximar desse valor, respeitando a tensão de referência.

O acompanhamento da resposta da usina é realizado em tempo real pelo ONS. Caso a solicitação de controle não seja atendida, o Agente responsável deve apresentar uma justificativa técnica.

Em instalações que agregam múltiplas usinas, denominadas Conjuntos de Usinas, apenas um Agente é responsável pelo controle centralizado. Nesses casos, pode haver aplicação de lógica de compensação de receita, priorizando a geração por unidades com maior rentabilidade. O sistema pode operar de forma automatizada, atualizando a cada cinco minutos os dados da base de preços dos aerogeradores conforme informações da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O PPC direciona a geração preferencialmente para máquinas mais produtivas, com base na velocidade do vento e no valor do MWh.

Se o automatismo falhar, o Agente pode utilizar ferramentas auxiliares, como planilhas eletrônicas, para monitorar em tempo real os preços dos aerogeradores e realizar o rodízio de geração manualmente. Em último caso, a distribuição da geração pode ser feita diretamente via SCADA do fabricante.

O controle da potência reativa nesses conjuntos depende das características de cada parque, podendo envolver ajustes nos sets points de MVAr, energização ou desenergização de reatores e bancos de capacitores em 34,5 kV, além da comutação de TAPs dos transformadores. A escolha da ação cabe ao operador do centro de controle do conjunto, desde que respeitados os limites operacionais e os degraus de variação por parque, assegurando a estabilidade e segurança no ponto de conexão.

A constituição formal de Conjuntos de Usinas está prevista nos Procedimentos de Rede do ONS (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2025). Essa configuração se aplica quando um grupo de usinas, conectadas fora da rede básica, compartilha uma subestação coletora e a potência injetada no ponto de conexão se torna significativa. O propósito principal dessa medida é facilitar os processos de planejamento, programação e operação do sistema elétrico. Entretanto, é importante notar que o agrupamento pode ser inviabilizado caso haja a necessidade de representação individualizada das usinas em um processo específico.

Historicamente, a criação desses conjuntos emergiu como uma resposta à rápida expansão de fontes alternativas. Na década anterior, o governo incentivou a geração com potência inferior a 30 MW, dispensando-a da supervisão e do controle direto do ONS. Essa

política, embora bem-intencionada, resultou na instalação de diversas usinas de forma fracionada para contornar o limite de potência, o que gerou uma preocupação no Operador Nacional. O ONS identificou que essa prática estava mais orientada por incentivos fiscais do que por critérios de operação sistêmica, resultando em um montante de geração significativo, mas com controle descentralizado e sem supervisão direta.

Diante desse cenário, o ONS passou a exigir o controle sobre essas integrações de geração, formalizando a criação dos Conjuntos de Usinas. Essa ação visou assegurar que a geração, mesmo que proveniente de múltiplas plantas pequenas, fosse supervisionada e controlada como uma única entidade, garantindo que o impacto total no Sistema Interligado Nacional (SIN) pudesse ser gerido de forma segura e eficiente.

2.7.2 Atuação do ONS

No contexto da operação do SIN, o *Power Plant Controller* é essencial para o controle da geração de usinas renováveis, como as fontes eólica e solar fotovoltaica. Contudo, a gestão direta do PPC é de responsabilidade exclusiva dos Agentes de geração, não estando sob controle operacional do Operador Nacional do Sistema Elétrico. O ONS, por sua vez, atua de forma coordenada, emitindo comandos operacionais com base nas necessidades sistêmicas, mas sem executar ações diretamente sobre a ferramenta.

Do ponto de vista do ONS, a atuação sobre o PPC limita-se à coordenação das solicitações operacionais, como ajustes de tensão e controle de geração. Em tempo real, cabe ao ONS identificar a necessidade de alteração de parâmetros operacionais, como a elevação ou redução da tensão no ponto de conexão, e comunicar aos Agentes responsáveis pelas usinas envolvidas. A partir dessa solicitação, os Agentes executam os comandos por meio do PPC, ajustando os valores de potência reativa (MVar) fornecida ou absorvida pela planta.

No caso de elevação da tensão, o PPC deve ser configurado para fornecer potência reativa ou reduzir sua absorção. Para a redução da tensão, a lógica se inverte: deve-se diminuir o fornecimento ou aumentar a absorção de MVar. O papel do ONS, neste contexto, resume-se ao acompanhamento da resposta da tensão em tempo real, sem capacidade de intervenção direta na ferramenta.

Embora os Procedimentos de Rede não estabeleçam um prazo formal para o atendimento dessas solicitações, a prática operacional indica que o tempo de resposta esperado é de, no máximo, cinco minutos. Caso esse prazo não seja cumprido, entende-se que o PPC está temporariamente indisponível, sendo responsabilidade do Agente informar imediatamente ao ONS. Nessas situações, o ONS pode adotar estratégias alternativas de controle para a

subestação em questão e o Agente deve registrar a indisponibilidade no sistema de gestão de intervenções, a fim de viabilizar manutenções corretivas.

Além do controle de tensão, outra função crítica coordenada pelo ONS que requer atuação dos Agentes via PPC refere-se ao controle de inequações elétricas e de intercâmbios de energia entre subsistemas. Tais situações frequentemente demandam o corte, restrição ou limitação da geração renovável, visando manter o sistema em uma zona segura de operação, com equilíbrio entre carga e geração, dentro da faixa nominal de frequência (60 Hz).

Embora esta dissertação não tenha como escopo detalhar a formulação matemática das inequações nem a modelagem dos fluxos sistêmicos entre os subsistemas elétricos brasileiros, é importante registrar que essas ações operativas são fundamentais para a estabilidade do SIN. Quando há risco de violação de limites operativos — como sobrecarga em linhas ou transformadores, ou desvios de frequência — o ONS identifica os fluxos críticos e determina o valor de potência ativa (MW) a ser reduzido.

A partir dessa decisão, o gerenciador de geração renovável do ONS realiza o rateio da restrição entre os conjuntos de usinas com maior sensibilidade no ponto de conexão afetado. A lógica de distribuição do corte obedece ao princípio da eficácia: os conjuntos com maior influência sobre o fluxo recebem uma parcela maior da restrição, podendo inclusive ter sua geração completamente reduzida. Em última instância, a limitação pode atingir também os conjuntos de menor sensibilidade, sempre respeitando os limites técnicos dos ativos, sem desligar os circuitos de 34,5 kV.

Neste ponto, a atuação sobre o PPC torna-se exclusiva dos Agentes, que devem configurar a ferramenta para aplicar a restrição recebida de forma proporcional entre suas unidades geradoras, garantindo que a potência ativa injetada se mantenha dentro dos limites estabelecidos pelo ONS. Todo esse processo de coordenação e execução evidencia a interdependência entre o ONS e os Agentes, embora as atribuições operacionais estejam claramente definidas: o ONS identifica a necessidade, coordena e monitora; os Agentes executam, operam e controlam.

2.8 Eventos Anteriores e Evidências Técnicas (Internacionais e Nacionais)

A expansão da geração renovável intermitente em sistemas elétricos ao redor do mundo tem evidenciado vulnerabilidades relacionadas ao controle das usinas via sistemas centralizados, como o PPC.

Internacionalmente, diversos eventos ilustram os riscos operacionais associados à falha de sistemas de controle em usinas renováveis:

- **Estados Unidos (Califórnia, 2016 / NERC, 2017):** Em 10 de agosto de 2016, uma falha na linha de transmissão causada pelo incêndio "*Blue Cut Fire*" na Califórnia desencadeou uma perturbação significativa na Rede Elétrica da Interconexão Ocidental. Como resultado, aproximadamente 1.200 MW de recursos fotovoltaicos (solares) conectados à rede se desconectaram de forma inesperada. A análise subsequente da *North American Electric Reliability Corporation* (NERC) revelou que as desconexões ocorreram devido a ajustes inadequados nos sistemas de proteção e controle das usinas solares, que não foram capazes de manter a conexão durante a variação de frequência e tensão decorrente da falha. As configurações dos PPCs e inversores não estavam otimizadas para responder a essas condições de distúrbio, agravando o evento sistêmico;
- **Europa (Europe Continental, 2021 / ENTSO-E, 2021):** Em 24 de julho de 2021, a Área Síncrona da Europa Continental sofreu uma separação da rede, resultando em significativas flutuações de frequência em partes do sistema. Embora a causa primária tenha sido relacionada a falhas em equipamentos de transmissão, relatórios da Rede Europeia de Operadores de Sistemas de Transmissão (ENTSO-E) destacam a complexidade de gerenciar a estabilidade do sistema com a crescente e rápida inserção de fontes de energia renovável variáveis, como a solar. Embora este relatório principal não detalhe especificamente falhas de comunicação ou parametrização de PPCs como a causa raiz da separação, ele aborda a análise do comportamento da rede com alta penetração de fontes renováveis variáveis e a necessidade de aprimoramento dos controles para lidar com eventos sistêmicos. Falhas em sistemas de controle distribuídos em usinas solares podem agravar ou dificultar a recuperação em tais cenários de distúrbio;
- **Brasil (Nacional, 2023 / ONS, 2023):** Em 15 de agosto de 2023, o Sistema Interligado Nacional brasileiro vivenciou uma grande perturbação que resultou na perda de aproximadamente 23.368 MW de carga, afetando diversas regiões. O ONS, em seu Relatório de Análise de Perturbação (RAP), indicou que, embora a causa inicial tenha sido uma falha na linha de transmissão de 500 kV Fortaleza II – Quixadá, a sequência de desligamentos em cascata foi agravada pelo desempenho inesperado de usinas eólicas e solares. O comportamento em campo dessas usinas divergiu dos modelos matemáticos previamente fornecidos ao ONS, sugerindo problemas na atuação de seus sistemas de controle em condições de distúrbio. Como resposta, o ONS implementou novas diretrizes, exigindo que os PPCs respondam a perturbações em até 200 ms e que usinas fotovoltaicas e eólicas tenham controle primário de frequência, indicando a

necessidade de aprimoramento na atuação desses controladores, visando a estabilidade e a segurança do SIN.

- **Apagão na Península Ibérica (Espanha e Portugal, 2025 / REE (Relatório Oficial em Emissão):** De acordo com informações preliminares da *Red Eléctrica de España* (REE), em 28 de abril de 2025, um mau funcionamento nos sistemas de controle de uma usina fotovoltaica localizada em Badajoz, na Espanha, resultou em uma oscilação forçada de frequência no sistema elétrico. Esse distúrbio ocasionou uma queda de tensão e flutuações anômalas de grande magnitude, culminando na desconexão de unidades geradoras e de cargas. Até o momento, o relatório oficial detalhado do evento não foi divulgado pela REE.

Essas medidas refletem a crescente importância da necessidade de uma atuação eficaz dos PPCs em cenários de instabilidade, ressaltando a necessidade de investimentos contínuos em tecnologias de automação e controle que garantam a resiliência e a confiabilidade do sistema elétrico nacional.

Esses casos reforçam a necessidade de:

- Verificações periódicas da lógica de controle dos PPCs;
- Redundância nos canais de comunicação com o operador do sistema;
- Padronização de respostas para eventos de frequência e tensão.

3 METODOLOGIA

Este capítulo apresenta a metodologia utilizada para investigar os impactos operacionais decorrentes de falhas nos sistemas de controle centralizado em usinas fotovoltaicas conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), com foco na análise de três casos reais registrados nos subsistemas Nordeste e Sudeste do Brasil.

A metodologia foi concebida com o objetivo de permitir a reconstrução técnica das ocorrências, a análise do comportamento dinâmico das usinas durante os eventos, e a avaliação dos efeitos dessas falhas sobre variáveis críticas da operação do SIN, como frequência, tensão e despacho da geração fotovoltaica. O estudo concentra-se em plantas de grande porte, conectadas por meio de subestações próprias à Rede Básica, e equipadas com PPCs com capacidade de atuação automática e remota, conforme os requisitos definidos nos Procedimentos de Rede (ONS,2025).

A abordagem metodológica adotada neste trabalho é de natureza qualitativa e explicativa, com base em estudos de caso empíricos. A decisão por utilizar casos concretos, em detrimento de modelos simulados, justifica-se pela riqueza informacional das práticas reais e operacionais vistas em Tempo Real pelos Centros Regionais do ONS e que não são encontrados com facilidade e clareza em literaturas acadêmicas, sendo esse o maior fator motivador. A metodologia baseia-se no princípio de que a análise de situações reais permite compreender com maior profundidade os mecanismos de resposta do sistema frente a perturbações associadas à perda de controle da geração solar fotovoltaica.

A metodologia adotada baseia-se na análise de ocorrências reais, monitoradas em tempo real por engenheiros de operação do ONS da região Nordeste. Por meio dessa abordagem empírica, realiza-se uma investigação detalhada das relações de causa e efeito associadas a distúrbios operacionais observados, com foco no desempenho dinâmico de usinas fotovoltaicas. Essa estratégia permite o levantamento de aspectos técnicos relevantes, bem como a identificação das ações corretivas implementadas para mitigar os impactos no sistema elétrico, contribuindo para o aprimoramento dos mecanismos de supervisão, controle e confiabilidade operativa do SIN.

Foram também considerados a experiência do autor do trabalho que lida diariamente com a operação do SIN, assim como relatórios e comunicações técnicas trocadas entre o agente gerador e o ONS, além de registros internos das equipes de operação das plantas fotovoltaicas.

3.1 Tipo de Pesquisa e Abordagem

Com base nos dados obtidos do ONS e das usinas, foi realizada a reconstrução temporal dos eventos de falha nos PPCs. Foram identificadas as condições iniciais do sistema, os momentos de oscilação de potência ativa, a evolução das variáveis operativas (potência reativa, frequência e tensão) e as ações de resposta adotadas pelas equipes de tempo real. Telas de SCADA e gráficos operacionais foram utilizados para visualizar a sequência dos fenômenos observados.

Foram analisadas as consequências operacionais diretas associadas às falhas observadas em usinas fotovoltaicas conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), com ênfase nas variações abruptas de frequência, frequentemente relacionadas às oscilações de potência ativa, e nas flutuações de tensão nos barramentos de conexão, decorrentes das alterações na injeção de potência reativa pelos conjuntos fotovoltaicos. A investigação também considerou os efeitos sobre a estabilidade dinâmica do sistema, as limitações do controle primário frente às perturbações e, em alguns casos, a necessidade de intervenções manuais por parte do operador do sistema.

3.2 Limitações de Estudo

Este trabalho tem como escopo a análise técnica de três eventos específicos registrados nos subsistemas Nordeste e Sudeste do Brasil, com problemas em seus sistemas de controle. Não contempla uma abordagem estatística ou a generalização dos resultados para toda a base de usinas fotovoltaicas do SIN, uma vez que os casos foram selecionados com base em sua relevância técnica, impacto operacional e representatividade quanto à ocorrência de falhas críticas em sistemas de controle (PPCs), embora não esgotem a diversidade de situações possíveis no ambiente real de operação.

Além disso, as conclusões obtidas refletem as condições de operação vigentes à época dos eventos analisados, desconsiderando possíveis atualizações posteriores em hardware, firmware, estratégias de controle ou alterações nos requisitos normativos e regulatórios aplicáveis.

3.3 Procedimentos de Análise

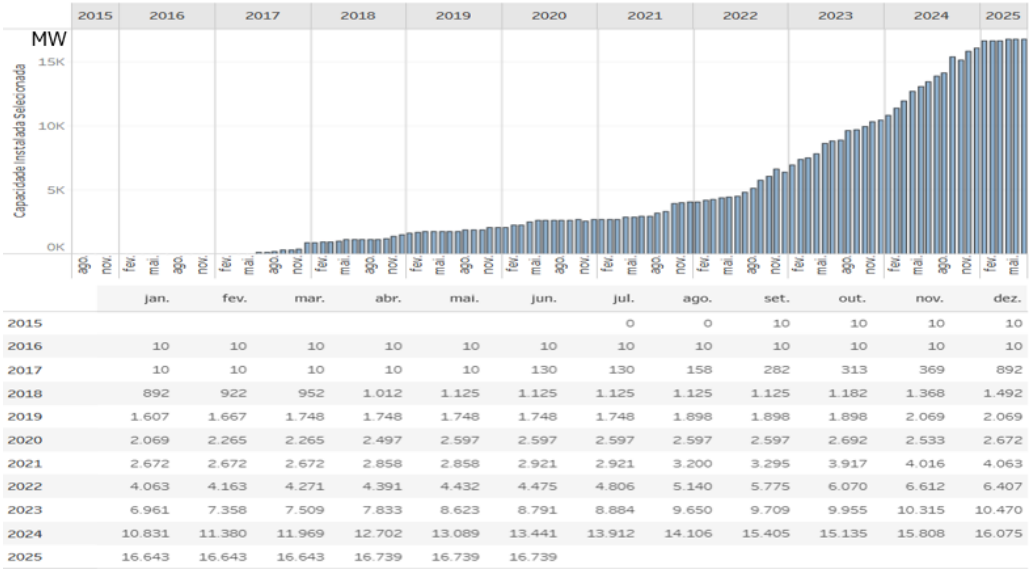
A presente pesquisa adota uma abordagem qualitativa e técnico-analítica, fundamentada na análise de eventos reais envolvendo falhas em sistemas de controle de usinas solares fotovoltaicas conectadas ao SIN. A metodologia utilizada apoia-se na estratégia do estudo de caso, que segundo Yin (2015), é apropriada para a investigação de fenômenos

contemporâneos inseridos em contextos complexos, sobretudo quando as fronteiras entre fenômeno e contexto não são claramente delimitadas.

A análise foi conduzida a partir de registros operacionais e documentação técnica associada aos eventos, com o objetivo de compreender a influência de instabilidades no sistema de controle do PPC sobre a resposta dinâmica do sistema elétrico, particularmente no que se refere à estabilidade de frequência e ao comportamento das usinas envolvidas durante os distúrbios.

No contexto da crescente integração da geração solar fotovoltaica ao SIN, a Figura 11 ilustra a evolução da capacidade instalada de geração solar fotovoltaica no Brasil (em MW) de usinas operando sob o regime de despacho centralizado, supervisionadas pelo ONS. São consideradas, nesta categoria, as usinas que já se encontram em operação comercial, ou seja, aquelas que, após atenderem aos requisitos contratuais e técnicos estabelecidos, concluíram com êxito os testes de comissionamento e não apresentam restrições operativas.

Figura 11 - Evolução da capacidade instalada de geração solar fotovoltaica no Brasil



Fonte: ONS, 2025

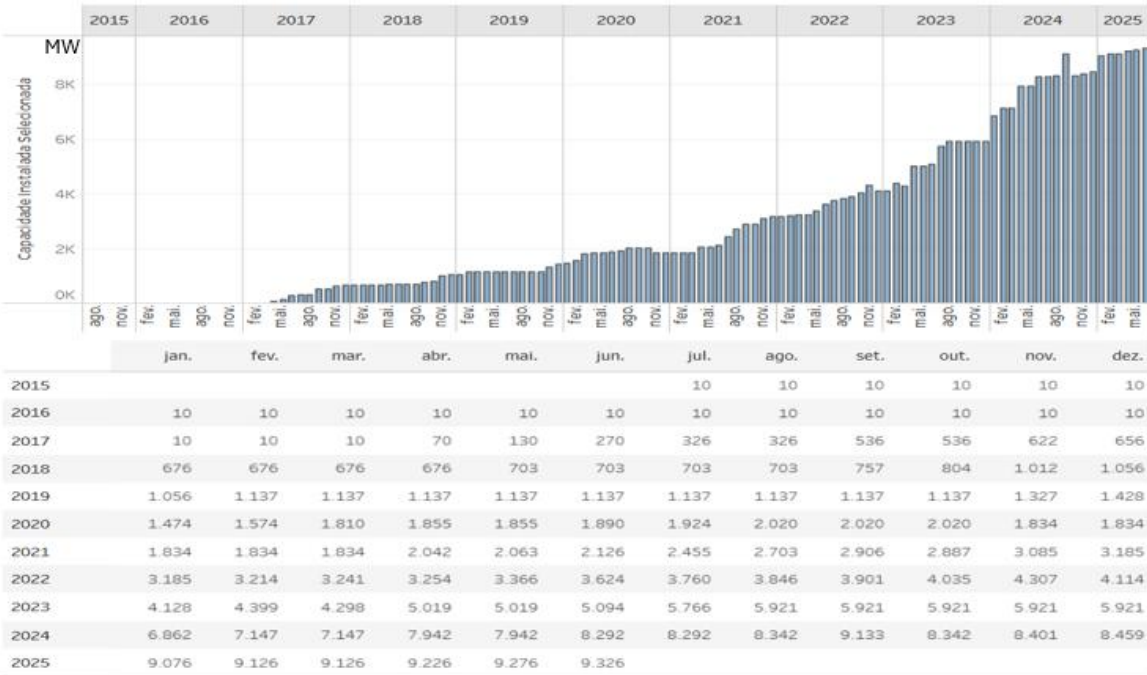
Posteriormente, o ONS emite a Declaração de Atendimento aos Procedimentos de Rede (DAPR), a qual permanece válida até a publicação do despacho autorizativo por parte da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Durante esse intervalo, a usina é classificada como estando em operação em performance, etapa intermediária entre a conclusão do comissionamento e a autorização oficial para operação comercial interligada ao SIN.

A região Nordeste, notadamente, destaca-se como líder nacional na geração de energia renovável não convencional, proporcionando um cenário técnico ideal para o estudo dos impactos operacionais decorrentes da intermitência dessas fontes sobre a infraestrutura de

transmissão. Como evidência dessa crescente participação, em 17 de abril de 2025 às 11h15, foi registrado o recorde histórico de geração fotovoltaica no subsistema Nordeste, com produção de 12.798 MW e potência instalada de 16.044 MW, correspondendo a um fator de capacidade de 79,8%. Esse volume representou 92,4% da carga total atendida naquele instante, reforçando a importância estratégica da fonte solar na composição energética regional.

O fator de capacidade, vale ressaltar, é definido como a razão entre a geração média de energia e a potência instalada nominal das usinas conectadas ao SIN. A Figura 12 apresenta a evolução da capacidade instalada de geração solar fotovoltaica na Região Nordeste do Brasil. Para esse caso, foram consideradas as usinas em operação comercial e em testes, desde a operação da primeira usina solar fotovoltaica no Brasil até o mês de junho do ano corrente.

Figura 12 - Evolução da Capacidade Instalada de Geração Solar Fotovoltaica na Região Nordeste do Brasil



Fonte: ONS, 2025

4 ESTUDO DE CASO

Este capítulo apresenta e discute o estudo de caso desenvolvido com base na análise de oscilações anômalas de potência ativa observadas em três conjuntos fotovoltaicos conectados ao Sistema Interligado Nacional, localizados na Bahia, Paraíba e Minas Gerais. Tais eventos, registrados em condições reais de operação, evidenciaram impactos relevantes sobre a estabilidade sistêmica, especialmente diante da crescente participação de fontes renováveis não convencionais de grande porte na matriz elétrica brasileira.

Serão descritas, de forma técnica e objetiva, as condições operacionais associadas a cada ocorrência, as ações corretivas adotadas pelos operadores e os resultados obtidos na mitigação dos distúrbios. A abordagem adotada contribui para o aprofundamento do conhecimento técnico por parte do ONS e dos agentes envolvidos, uma vez que tais ocorrências representaram cenários inéditos na operação do SIN, relacionados diretamente à dinâmica de controle de plantas fotovoltaicas em larga escala.

4.1 Caracterização dos Conjuntos Fotovoltaicos

Os conjuntos fotovoltaicos considerados neste estudo estão localizados nas regiões Nordeste e Sudeste do Brasil e conectados ao SIN por meio de instalações em nível de tensão de 500 kV. Para fins de confidencialidade, os empreendimentos foram identificados com nomes fictícios e potências instaladas aproximadas, conforme descrito a seguir:

- Conjunto Fotovoltaico A: localizado no estado da Bahia, de aproximadamente 700 MW;
- Conjunto Fotovoltaico B: localizado na Paraíba, de aproximadamente 350 MW;
- Conjunto Fotovoltaico C: situado em Minas Gerais, de aproximadamente 1.100 MW de potência instalada.

Todos os conjuntos possuem subestações próprias de conexão ao SIN. Historicamente, esses empreendimentos apresentaram operação contínua e estável desde o início da operação comercial, com baixo índice de ocorrências críticas e sem registro de não conformidades relevantes em relação aos requisitos de desempenho aplicáveis a usinas de grande porte.

Até os eventos analisados neste trabalho, não haviam sido identificadas falhas significativas nos sistemas de controle centralizado PPC que causassem impacto operacional expressivo em tempo real. A localização geográfica dos três conjuntos no território nacional está representada na Figura 13.

Figura 13 - Localização geográfica dos Conjuntos Fotovoltaicos analisados no estudo



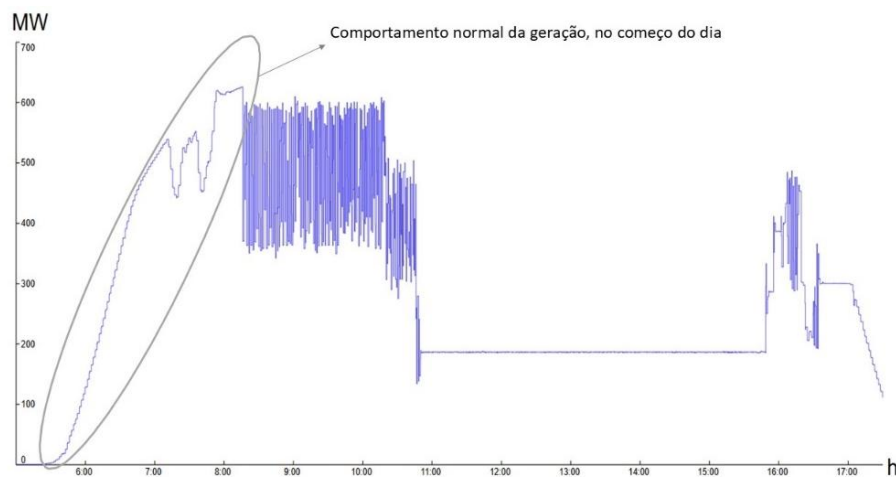
Fonte: elaborado pelo autor (2025)

4.2 Descrição dos Eventos e Resultados

4.2.1 Caso 1: Oscilação de Potência no Conjunto Fotovoltaico A e B (Nordeste, 2º Semestre de 2024)

Um evento de instabilidade foi registrado em um dia típico de operação, sob condições de elevada irradiação solar, com a planta fotovoltaica operando próxima à sua capacidade máxima de geração. Na manhã do primeiro dia analisado, o despacho de potência ativa dos conjuntos fotovoltaicos A e B encontrava-se livre, apresentando um comportamento compatível com a variabilidade natural da irradiância, conforme ilustrado na Figura 14.

Figura 14 - Perfil de geração ativa do Conjunto Fotovoltaico A no início do dia analisado, refletindo o comportamento típico da irradiância solar sob despacho livre



Fonte: elaborado pelo autor (2025)

No segundo semestre de 2024, observou-se que a geração proveniente do Conjunto Fotovoltaico A estava provocando oscilações na potência ativa e na frequência do SIN,

configurando um comportamento anômalo com potencial risco à estabilidade elétrica. Nesse período, a geração total de energia no SIN superava a carga demandada no país, ocasionando uma condição de sobrefrequência na rede elétrica, conforme evidenciado na Figura 15.

Figura 15 - Comportamento da frequência do SIN durante o evento de sobrefrequência no segundo semestre de 2024, indicando a necessidade de atuação emergencial para reequilíbrio carga-geração



Fonte: sistema SCADA

Diante desse cenário, medidas corretivas emergenciais foram adotadas, incluindo o corte generalizado de geração, a fim de ampliar a margem de controle da frequência, desconsiderando-se, nesse caso, a contribuição da mini e microgeração distribuída para o cálculo da carga líquida, seguindo os critérios de prioridade operacional internos do ONS, de priorizar redução de geração oriunda de fontes renováveis não convencionais (solar e eólica) que excedia os valores programados de geração quanto as estimativas dos modelos de previsão, com o objetivo de estabilizar a frequência do sistema. Essa atuação foi coordenada em tempo real pelo ONS, com o apoio do sistema de controle específico para geração intermitente, em articulação com os agentes de geração.

A partir das 08h15 do primeiro dia analisado, foi identificado um comportamento anômalo na geração do Conjunto A. Em contato com o agente responsável, foi informado que o PPC se encontrava operante, recebendo os comandos do ONS e respeitando os limites operacionais estabelecidos, embora estivessem sendo registradas oscilações não usuais.

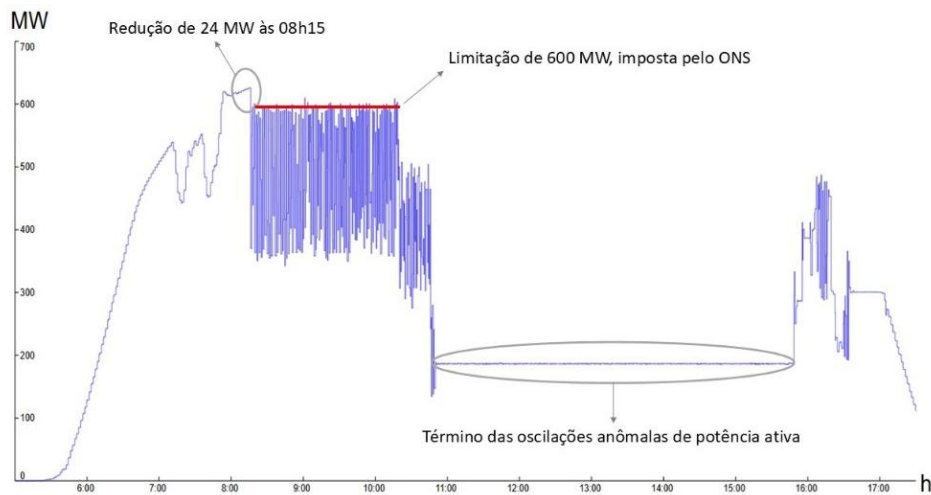
As ferramentas de supervisão em tempo real do ONS apontaram oscilações de frequência da ordem de 0,12 Hz, com duração média de 12 segundos. As investigações subsequentes, conduzidas por meio do sistema de supervisão e controle em tempo real, identificaram que tais oscilações tinham origem na potência ativa dos Conjuntos Fotovoltaicos

A e B, conectados a áreas elétricas distintas e separados por uma distância aproximada de 1.000 km.

A geração do Conjunto Fotovoltaico A seguia um perfil típico, compatível com a curva de irradiância observada naquele dia. No entanto, oscilações anômalas passaram a ser registradas logo após a execução das rampas de redução de geração fotovoltaica, determinadas pelo ONS e implementadas pelos agentes geradores operacionais, como parte das ações de controle de frequência do SIN. Essas atuações seguiram o seguinte cronograma operacional.

Às 08h15, foi executada a primeira ação de controle: uma redução de 24 MW na potência ativa, com limitação da geração do Conjunto Fotovoltaico A a 600 MW. A partir desse instante, observou-se o início de oscilações na potência ativa, com amplitude aproximada de 260 MW, conforme ilustrado na Figura 16. Esses dados foram obtidos e analisados por meio do *PI System*, software amplamente utilizado para coleta, armazenamento e análise de dados operacionais em tempo real no setor elétrico.

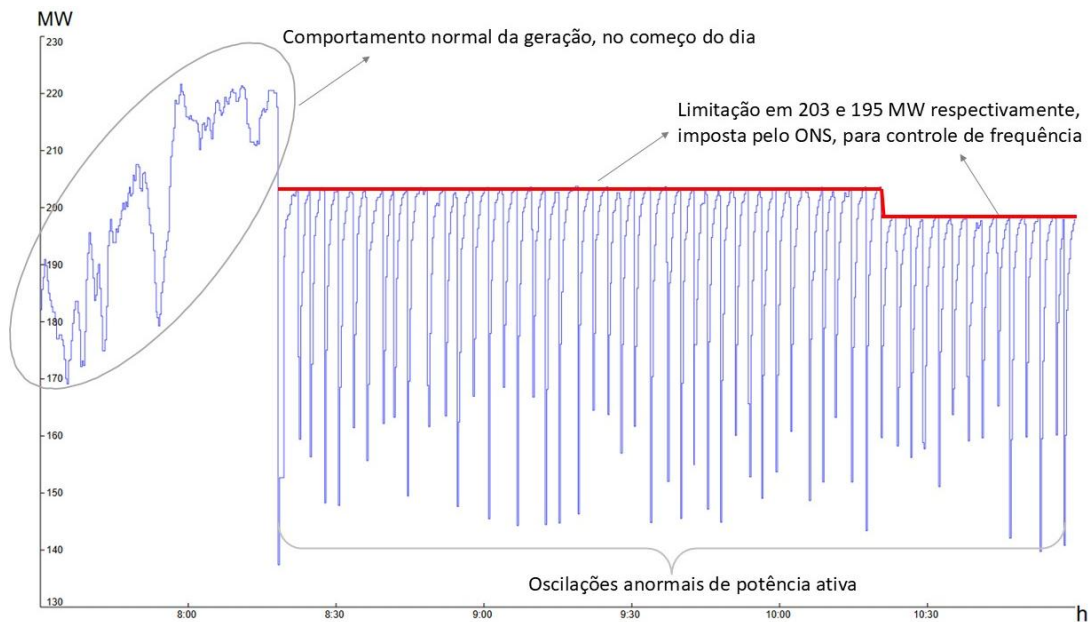
Figura 16 - Oscilações de potência ativa no Conjunto Fotovoltaico A após aplicação da limitação de geração a 600 MW



Fonte: elaborado pelo autor via *PI System*

Às 08h17, foi realizada nova ação de controle, envolvendo a redução e limitação da geração do Conjunto Fotovoltaico B em 203 MW. Essa intervenção resultou em oscilações de potência ativa com amplitude em torno de 60 MW, conforme evidenciado na Figura 17.

Figura 17 - Oscilações de potência ativa no Conjunto Fotovoltaico B após limitação de geração em 203 MW



Fonte: elaborado pelo autor via *PI System*

Na ocasião, o Conjunto Fotovoltaico A, localizado na área Sudoeste do subsistema Nordeste e conectado à rede básica do SIN, apresentava potência instalada de 692 MW, estando sua geração limitada a 600 MW por determinação do ONS. Diante da persistência das oscilações, mesmo com o PPC em pleno funcionamento, foram coordenadas novas reduções na geração entre o ONS e o agente gerador operador. Tais medidas tinham como objetivo estabilizar a geração no patamar limitado e testar a resposta efetiva do PPC, responsável pelo controle dinâmico dos inversores fotovoltaicos.

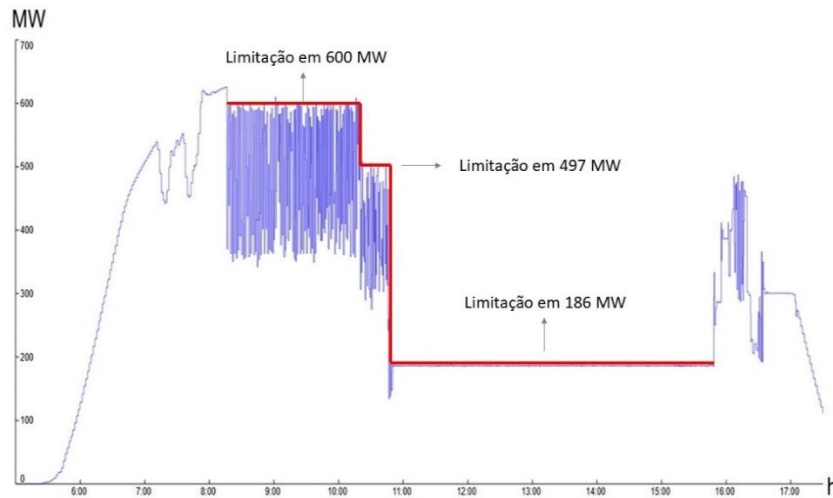
A seguir, apresenta-se a cronologia das intervenções aplicadas ao Conjunto Fotovoltaico A, todas determinadas pelo ONS na manhã do primeiro dia analisado, conforme ilustrado na Figura 18:

- 08h15: Redução de 24 MW — nova limitação fixada em 600 MW;
- 10h19: Redução de 12 MW — nova limitação fixada em 497 MW;
- 10h45: Redução de 200 MW — nova limitação fixada em 186 MW.

Após a última intervenção, observou-se a estabilização da geração, que permaneceu constante em aproximadamente 186 MW. A partir desse ponto, eventuais reduções passaram a ser atribuídas exclusivamente às variações naturais da irradiância solar, como o sombreamento causado por nuvens, por exemplo.

O comportamento estabilizado da planta, ainda que em regime limitado, levantou questionamentos quanto à possibilidade de atuação corretiva por parte da equipe de manutenção local do parque gerador, que não havia sido previamente reportada ao ONS.

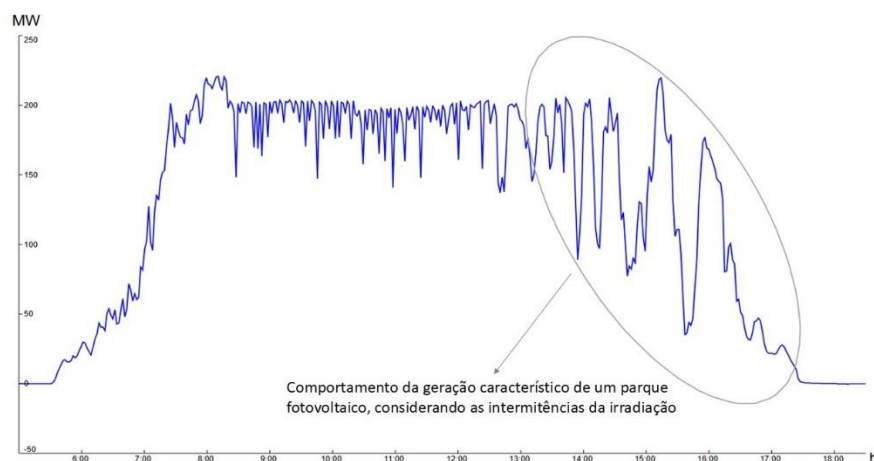
Figura 18 - Evolução dos cortes de geração aplicados ao Conjunto Fotovoltaico A durante a manhã do primeiro dia analisado, com indicação das limitações impostas e estabilização observada a partir de 10h45



Fonte: elaborado pelo autor via *PI System*

Curiosamente, cerca de 120 minutos após o encerramento das oscilações de potência no Conjunto Fotovoltaico A, observou-se um comportamento normalizado da potência ativa no Conjunto Fotovoltaico B. A geração passou a variar de forma coerente com o perfil de irradiância da região, mesmo na ausência de novas intervenções operativas na planta. Esse comportamento é ilustrado na Figura 19, que apresenta a evolução da potência ativa ao longo do primeiro dia analisado.

Figura 19 - Perfil da potência ativa do Conjunto Fotovoltaico B ao longo do primeiro dia, evidenciando normalização espontânea do comportamento da planta após instabilidades iniciais

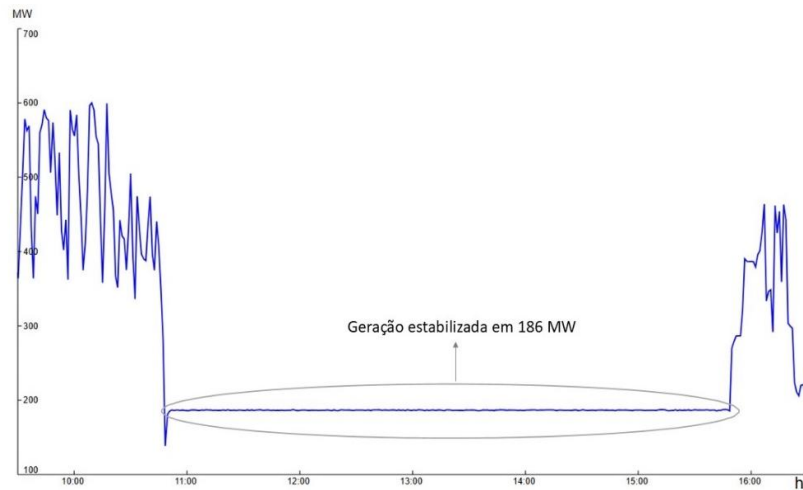


Fonte: elaborado pelo autor via *PI System*

A Figura 20 apresenta, em maior nível de detalhamento, a curva de geração do Conjunto Fotovoltaico A em uma janela de sete horas. Destaca-se o intervalo entre 10h45 e 15h47, período no qual a potência ativa da planta permaneceu estabilizada e limitada em 186 MW. A manutenção desse comportamento ao longo de várias horas levantou

questionamentos quanto à possibilidade de alguma ação corretiva implementada pela equipe de manutenção do parque gerador — hipótese que, até aquele momento, não havia sido oficialmente confirmada.

Figura 20 - Detalhamento da curva de potência ativa do Conjunto Fotovoltaico A em janela de sete horas, evidenciando a estabilização da geração em 186 MW entre 10h45 e 15h47



Fonte: elaborado pelo autor via *PI System*

A região Nordeste, que até então operava sob cortes generalizados de geração renovável em função do controle de frequência, teve a geração solar liberada às 15h10. Entretanto, o ONS optou por manter a limitação da geração do Conjunto Fotovoltaico A em 186 MW, até que fossem fornecidos esclarecimentos técnicos, por parte do agente gerador, a respeito das oscilações de grande amplitude previamente observadas — as quais impactavam a frequência do SIN.

Com o aumento progressivo da carga do sistema ao longo da tarde, observou-se uma folga na margem disponível para elevação da geração fotovoltaica no SIN. Diante desse cenário, a partir das 15h47, foram iniciadas liberações graduais da potência ativa no Conjunto A. Essa retomada foi conduzida de forma controlada, com o objetivo de verificar o comportamento da planta sob condições operativas normais, sem comprometer a estabilidade do sistema. A Figura 21 apresenta o histórico diário das curvas de potência ativa referentes ao primeiro dia analisado, comparando a curva medida (em azul) com o perfil de geração limitada (em laranja), evidenciando os períodos de intervenção e subsequente retomada gradual da geração.

Figura 21 - Curvas de potência ativa do Conjunto Fotovoltaico A ao longo do primeiro dia analisado. Comparação entre a geração verificada (curva azul) e o perfil limitado imposto pelo ONS (curva laranja)



Fonte: elaborado pelo autor

A Figura 22 apresenta a cronologia das liberações graduais de geração do Conjunto Fotovoltaico A, ocorridas após a liberação quase total da geração fotovoltaica na região Nordeste. Os registros operacionais apontam a seguinte sequência de eventos:

15h47: Liberação de 100 MW — nova limitação em 286 MW;

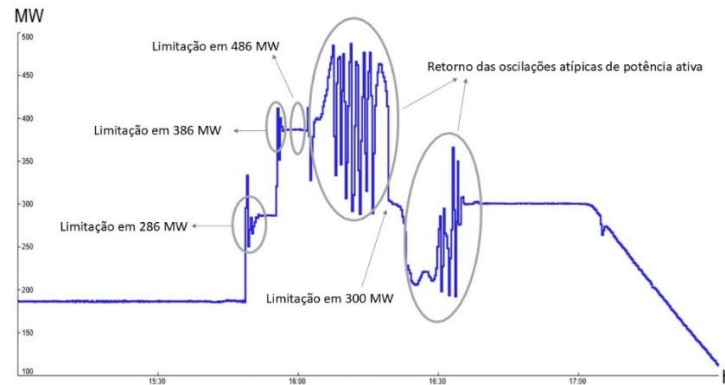
15h53: Liberação adicional de 100 MW — nova limitação em 386 MW;

16h01: Nova liberação de 100 MW — limitação em 486 MW.

Contudo, a partir dessa última elevação, verificou-se o retorno acentuado das oscilações de potência ativa. Em resposta, às 16h17, a geração foi novamente limitada a 300 MW, patamar no qual o comportamento da planta voltou a se estabilizar. Liberações subsequentes, realizadas a pedido do ONS, passaram a ocorrer com maior cautela, respeitando a tendência natural de declínio da geração fotovoltaica ao entardecer.

Por fim, às 17h29, o ONS, por meio da operação em tempo real, autorizou a liberação total da geração do Conjunto Fotovoltaico A.

Figura 22 - Cronologia das liberações e limitações de geração aplicadas ao Conjunto Fotovoltaico A na tarde do primeiro dia analisado. Destaque para o retorno das oscilações a partir de 486 MW e a estabilização da operação em 300 MW até a liberação total às 17h29

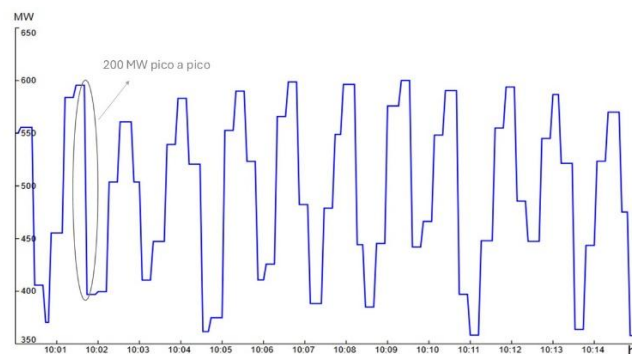


Fonte: elaborado pelo autor via *PI System*

Às 18h01, o agente gerador comunicou ao ONS que a equipe de manutenção havia identificado a causa das oscilações observadas na planta: um tempo de resposta inadequado do PPC durante as variações em degraus da geração. Segundo o agente, a falha foi corrigida pela equipe técnica. No entanto, não foi possível validar essa hipótese no mesmo dia, em virtude da característica inerente da geração fotovoltaica, que cessa sua produção durante o período noturno.

As oscilações registradas ao longo do primeiro dia apresentaram variações de até 200 MW pico a pico, com período médio de aproximadamente 90 segundos e duração total de cerca de 2h30min. As medições foram realizadas no lado de 500 kV dos transformadores elevadores 500/34,5 kV, responsáveis pela conexão do Conjunto Fotovoltaico A ao Sistema Interligado Nacional, conforme ilustrado na Figura 23.

Figura 23 - Oscilações de potência ativa do Conjunto Fotovoltaico A registradas no lado de 500 kV dos transformadores elevadores de conexão com o SIN, com amplitude de até 200 MW e período de 90 segundos, ao longo de aproximadamente 2h30min no primeiro dia de análise



Fonte: elaborado pelo autor via *PI System*

No dia seguinte, novas oscilações de frequência foram detectadas no Sistema Interligado Nacional, conforme ilustrado na Figura 24. Em resposta, o CNOS coordenou a

aplicação de limitações generalizadas na geração solar na região Nordeste do Brasil, com o objetivo de preservar a estabilidade sistêmica e mitigar os impactos dessas variações sobre a frequência do SIN.

Figura 24 - Oscilações de frequência registradas no segundo dia de análise, que motivaram a aplicação de cortes generalizados na geração solar da região Nordeste, coordenados pelo CNOS



Fonte: sistema de supervisão e controle do ONS

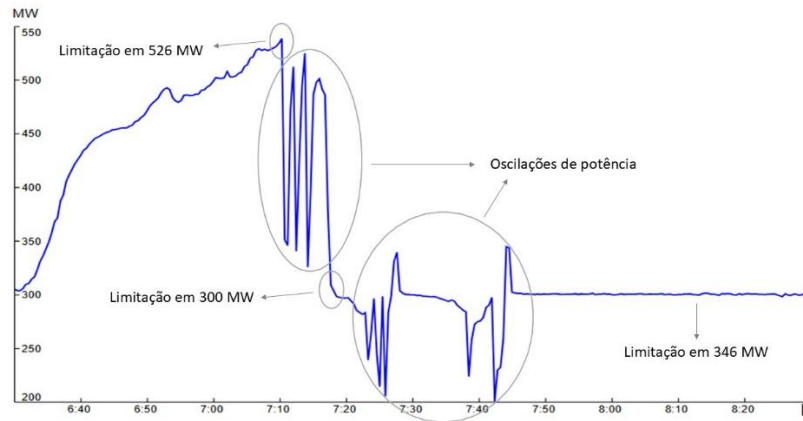
Após análise dos dados operacionais do segundo dia, concluiu-se que o comportamento anômalo da frequência no SIN — que apresentava desvios em relação à referência de 60 Hz — estava novamente associado ao Conjunto Fotovoltaico A. As oscilações apresentaram amplitude de variação de aproximadamente 232 MW, contribuindo significativamente para a instabilidade observada.

Como medida corretiva imediata, baseada no aprendizado obtido no dia anterior, foram executadas reduções progressivas na geração do referido conjunto, com as seguintes ações coordenadas:

- 07h09: Limitação da geração em 526 MW — início das oscilações;
- 07h16: Redução para 300 MW — interrupção momentânea das oscilações, que retornaram às 07h22 e persistiram até 07h27 (Figura 25).

Diante da reincidência do fenômeno, e em alinhamento com a equipe de engenharia do ONS, foi recomendada a limitação da geração do Conjunto Fotovoltaico A a 50% da sua capacidade instalada, ou seja, 346 MW. Esse valor foi identificado como ponto de equilíbrio, no qual se observou a estabilização da potência ativa, sem o retorno das oscilações.

Figura 25 - Oscilações de potência ativa no segundo dia de análise, associadas ao Conjunto Fotovoltaico A. Destaque para o período de instabilidade entre 07h09 e 07h27, e estabilização observada após limitação da geração a 346 MW



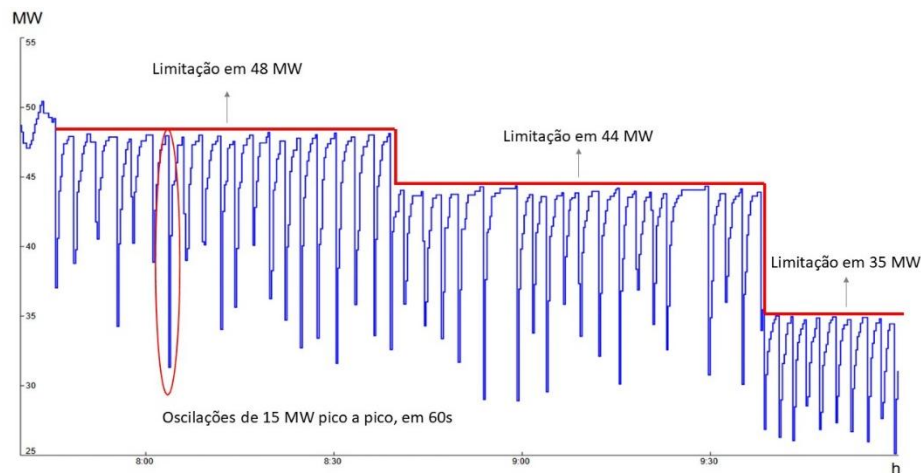
Fonte: elaborado pelo autor via *PI System*

Em paralelo, o ONS solicitou ao agente gerador o envio de informações técnicas que auxiliassem na identificação e correção da causa raiz do problema, bem como na proposição de medidas corretivas de caráter preventivo.

Entretanto, novas oscilações na frequência do SIN voltaram a ser registradas. A análise em tempo real indicou, desta vez, o Conjunto Fotovoltaico B, localizado na área Leste do subsistema Nordeste, como principal fonte dessas instabilidades.

A Figura 26 apresenta o comportamento da geração desse conjunto no segundo dia do caso analisado, com a potência ativa operando sob limitação determinada pelo tempo real do ONS. Observa-se, nesse período, um comportamento anômalo da planta, com variações médias pico a pico da ordem de 15 MW, ocorrendo em intervalos de aproximadamente 60 segundos.

Figura 26 - Comportamento da potência ativa do Conjunto Fotovoltaico B no segundo dia de análise. Destaque para oscilações com amplitude média de 15 MW e período de 60 segundos, sob condição de geração limitada por solicitação do ONS



Fonte: elaborado pelo autor via *PI System*

No terceiro dia consecutivo de instabilidades, o agente gerador responsável pelo Conjunto Fotovoltaico A informou que o PPC da planta estava operando conforme as limitações impostas pelo ONS para controle de frequência. Segundo o agente, correções foram implementadas com sucesso no sistema de controle, e, desde então, não foram mais observadas oscilações na geração da unidade.

Por outro lado, o Conjunto Fotovoltaico B continuava apresentando comportamento oscilatório. Para preservar a estabilidade do sistema, a potência ativa dessa planta foi limitada a 50% de sua capacidade instalada (equivalente a 171,56 MW). Ainda assim, oscilações de até 50 MW pico a pico, com período superior a 180 minutos, continuou sendo registradas.

A estabilização definitiva da geração do Conjunto B só foi alcançada após a redução total da potência ativa para 0 MW, conforme ilustrado na Figura 27.

Figura 27 - Comportamento da potência ativa do Conjunto Fotovoltaico B no terceiro dia de análise. Destaque para oscilações de até 50 MW pico a pico e estabilização somente após a redução da geração a 0 MW



Fonte: elaborado pelo autor via *PI System*

Como resultado do Caso 1, os Conjuntos de Geração Fotovoltaica envolvidos foram penalizados operacionalmente. O Conjunto Fotovoltaico A foi submetido a uma medida operativa provisória imposta pelo ONS, que restringiu sua geração a 50% da capacidade instalada por um período contínuo de 17 dias. Já o Conjunto Fotovoltaico B operou com geração nula durante 4 dias e, posteriormente, teve sua produção limitada a 25% da capacidade instalada por 18 dias consecutivos.

Essas limitações foram determinadas com o objetivo de não comprometer a integridade e a segurança dos equipamentos da Rede Básica, uma vez que haviam sido identificadas oscilações de potência ativa originadas nos respectivos conjuntos, com potencial

para afetar a estabilidade da frequência do SIN e provocar violações de tensão nas subestações da rede de transmissão, comprometendo assim os limites operativos de segurança do sistema.

Tais restrições operativas geraram impacto direto na receita dos agentes geradores, dado que as usinas permaneceram por um período significativo sem despachar a energia compatível com as condições de irradiância disponíveis.

Além disso, essas medidas apresentam implicações distintas conforme o modelo de comercialização adotado. Em ambientes de mercado regulado, os agentes devem atender às obrigações contratuais, incluindo a entrega da energia assegurada. A impossibilidade de gerar conforme previsto pode acarretar descumprimento contratual, com penalidades financeiras e necessidade de reposição de energia no mercado de curto prazo. Já no mercado livre, embora haja maior flexibilidade nos contratos, restrições operativas prolongadas comprometem a entrega da energia contratada, impactando diretamente a rentabilidade e o desempenho econômico do empreendimento.

A análise realizada evidenciou uma falha de convergência na malha de controle de potência ativa do Conjunto Fotovoltaico A, associada à alternância entre os modos de controle por rampa e por controlador PID, confirmada pelo agente gerador, que identificou o mau funcionamento como fator determinante para as oscilações observadas.

Em resposta a flutuação de potência ativa, o PPC inicialmente tentava controlar o MW limitado, porém ele não entendia que a irradiância variava a ponto de reduzir a geração com a passagem de uma nuvem sobre as placas solares do conjunto, causando um grande erro na malha de controle. Como os ajustes da parcela integral estavam agressivos, vários *overshoots* foram observados na potência ativa da planta, porém tal parcela não conseguia zerar o erro, fim alcançar a estabilidade. O resultado era uma resposta oscilatória persistente, sem atingir o regime permanente esperado.

O PPC do Conjunto Fotovoltaico A dispunha de duas estratégias distintas para o controle da potência ativa: uma baseada em um controlador PID e outra por meio de uma rampa de potência ativa previamente configurada. A comutação entre esses modos estava programada para ocorrer quando a potência ativa atingisse 80 MW em relação ao *setpoint* atual. Entretanto, devido a variações severas e valores superiores a esse limite, conforme ilustrado na Figura 28, o sistema entrou em um ciclo de alternância (*looping*), comutando entre o controle PID e o controle por rampa, sem permitir a estabilização da geração.

Figura 28 - Leitura de potência ativa no barramento de 500kV do Conjunto Fotovoltaico A, no 1º dia analisado

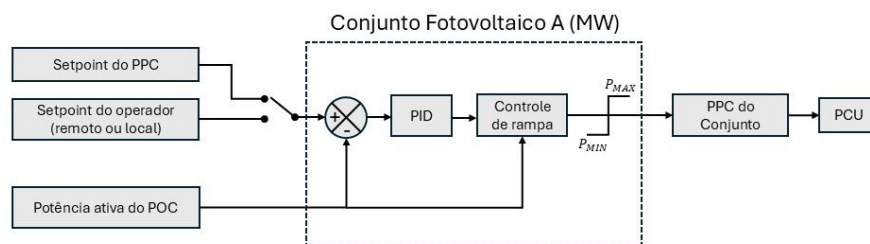


Fonte: sistema supervisório SCADA

As oscilações de potência ativa persistiram até que a geração da planta foi reduzida, o que resultou na diminuição da amplitude das oscilações e, conseqüentemente, na estabilização do sistema em um único modo de controle. Essa resposta indica que o PPC somente conseguiu operar de forma estável após a planta ser colocada em um patamar de geração mais conservador, abaixo do limiar crítico que induzia o comportamento oscilatório.

É importante destacar que, no momento da ocorrência, não havia testes ou manobras em andamento no Conjunto Fotovoltaico A, o que reforça a hipótese de que o comportamento anômalo foi inerente à lógica de controle implementada no sistema, e não provocado por fatores externos à planta. A Figura 29 apresenta a configuração original da malha de controle dos PPCs dos Conjuntos Fotovoltaicos A e B, evidenciando a estrutura funcional dos modos de controle e sua atuação antes e durante os períodos de oscilação de potência ativa, conforme verificado em tempo real no Sistema Interligado Nacional.

Figura 29 - Configuração original da malha de controle dos PPCs dos Conjuntos Fotovoltaicos A e B. Destaque para a lógica de alternância entre os modos de controle por rampa e PID, relacionada às oscilações de potência ativa observadas no SIN

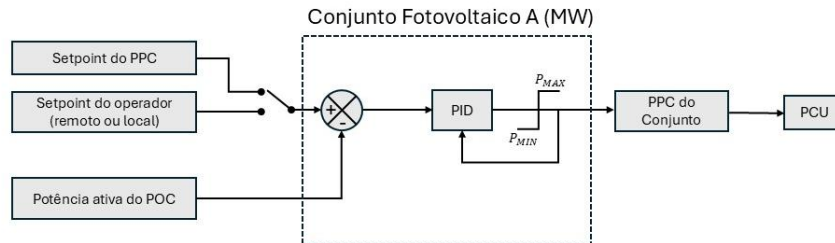


Fonte: elaborado pelo autor

Após a identificação da causa, o sistema de controle do PPC do Conjunto Fotovoltaico A foi aprimorado e correções específicas foram ajustadas para melhorar o desempenho e a

estabilidade do controle, conforme ilustrado na Figura 30. Como medida corretiva, foi retirada a comutação entre o modo PID e o modo rampa, tornando o modo PID como o único controle possível e sem controle de rampa na saída, além da retirada da limitação de variação na saída do PID, atrelado ao valor da rampa configurada.

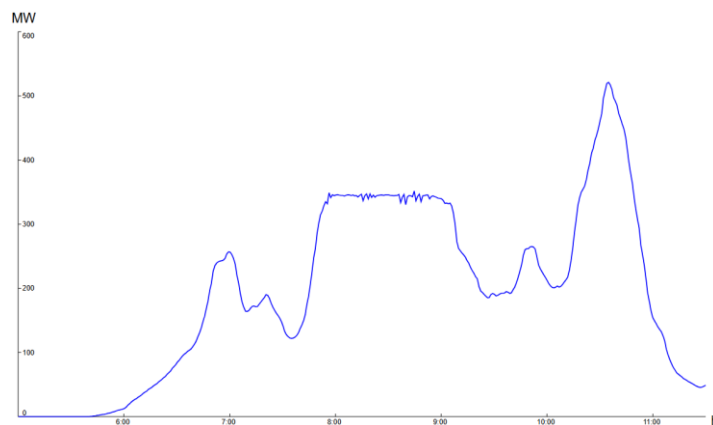
Figura 30 - Ajustes aplicados à malha de controle do PPC do Conjunto Fotovoltaico A após identificação da causa das oscilações. Destaque para a retirada da comutação entre os modos de controle e adoção exclusiva do controle PID sem restrições



Fonte: elaborado pelo autor (2025)

Testes em campo foram realizados após a aplicação das correções no sistema de controle, e os resultados demonstraram estabilidade tanto nas transições de *setpoint* quanto em regime permanente, mesmo sob condições de elevada variabilidade da irradiância solar. Esse comportamento foi observado mesmo com oscilações significativas ocorrendo em parques distintos, sem comprometer a resposta do Conjunto Fotovoltaico A, visto na Figura 31.

Figura 31 - Comportamento da potência ativa do Conjunto Fotovoltaico A em dia subsequente à liberação da operação. Evidência da estabilidade do sistema de controle mesmo sob variações naturais da irradiância solar



Fonte: elaborado pelo autor via *PI System*

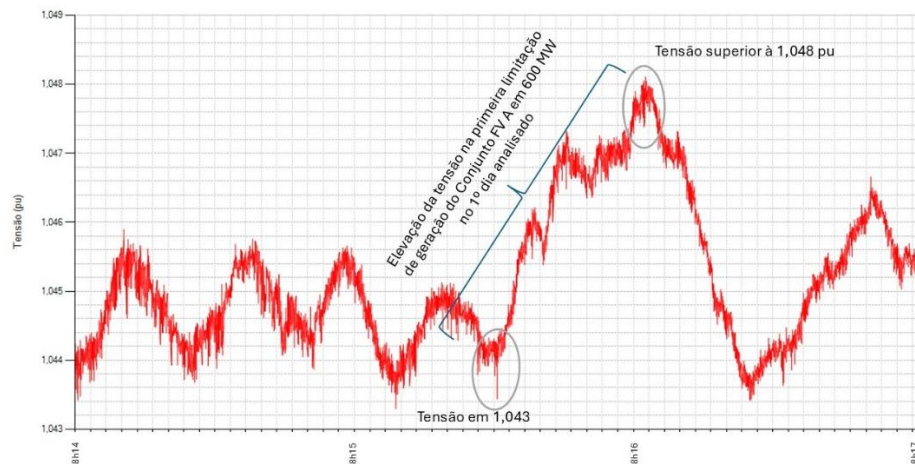
Através da análise da ocorrência com base nos dados da Unidade de Medição Fasorial (PMU) instalada na Subestação A, foi possível coletar o comportamento do módulo da tensão de 500 kV na fase B do barramento no ponto de conexão do Conjunto Fotovoltaico A ao Sistema Interligado Nacional.

A Figura 32 apresenta a oscilação de tensão registrada no intervalo entre 08h14 e 08h17 do primeiro dia, abrangendo os instantes imediatamente anteriores e posteriores à

primeira redução de geração no referido conjunto. Observa-se que, a partir das 08h15 — momento em que foi aplicada a limitação de potência ativa a 600 MW — houve uma elevação do nível de tensão no barramento, variando entre 1,043 pu e 1,048 pu, sem que a tensão conseguisse se manter estabilizada. Essa instabilidade foi consequência direta da flutuação da potência ativa, que não se fixava no valor limitado, apresentando diversos *overshoots*, conforme previamente demonstrado na Figura 28.

Na sequência, verificou-se que, com o aumento momentâneo da geração, a tensão diminuía, reiniciando o ciclo de forma contínua e instável. Essa oscilação entre os níveis de potência ativa e oscilação de tensão reforça a evidência de desempenho inadequado da malha de controle do PPC, o que afetava não apenas a planta, mas também as condições de operação da Rede Básica.

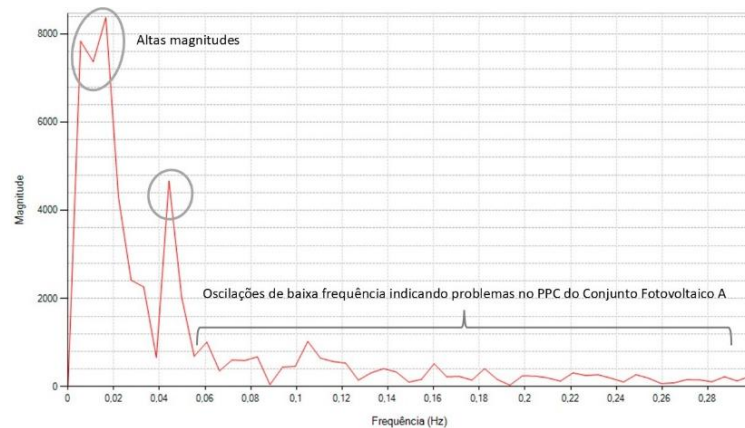
Figura 32 - Comportamento do módulo da tensão em 500 kV (fase B) no ponto de conexão do Conjunto Fotovoltaico A ao SIN, entre 08h14 e 08h17 do primeiro dia. Destaque para a instabilidade do nível de tensão após a aplicação da limitação de geração



Fonte: elaborado pelo autor

Avaliando o espectro da frequência elétrica, com base nos dados da Unidade de Medição Fasorial (PMU) instalada na Subestação A, no mesmo intervalo de análise — com resolução de 60 fasores por segundo — foi possível obter o gráfico apresentado na Figura 33, que evidencia a presença de fenômenos oscilatórios de magnitude elevada, superiores a 8.000 unidades espectrais. Apesar da intensidade do fenômeno, as oscilações não foram suficientes para acionar as funções de proteção dos relés instalados na planta fotovoltaica, caracterizando-se como um evento *no-fault-based*, ou seja, não associado a falhas elétricas clássicas como curto-circuito ou perturbações externas na rede.

Figura 33 - Espectro de frequência elétrica avaliado com base nos dados da PMU da Subestação A, com resolução de 60 fasores por segundo. Destaque para oscilações de baixa frequência (0,01–0,08 Hz) e magnitude elevada (>8.000), associadas à instabilidade da malha



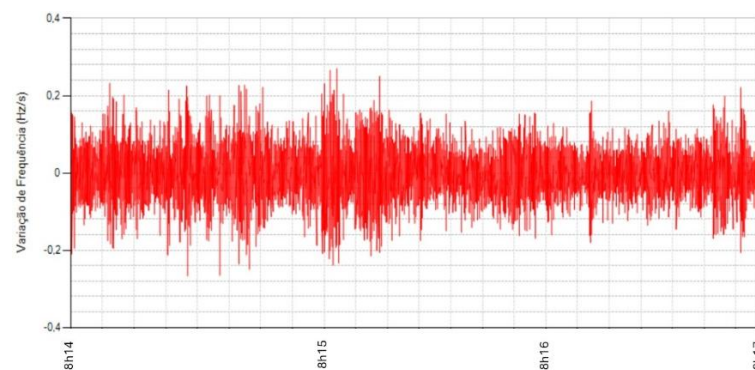
Fonte: elaborado pelo autor

O espectro analisado revela a presença de oscilações em baixa frequência, situadas na faixa de 0,01 Hz a 0,08 Hz, com duração aproximada de 180 segundos, contados a partir do início das oscilações anômalas de potência ativa no Conjunto Fotovoltaico A. Esse comportamento sugere uma resposta instável da malha de controle, gerando um transitório de natureza interna ao sistema de automação da planta.

Tais observações são compatíveis com o que é descrito na literatura técnica, que aponta que "falhas na sintonia das malhas de controle podem resultar em oscilações de baixa frequência, observadas na faixa de 0,02 Hz a 0,07 Hz" (SOARES; CATARINO, 2024, p. 32), reforçando o diagnóstico do caso analisado.

A Figura 34 apresenta a taxa da variação da frequência no domínio do tempo em Hz/s, do Conjunto Fotovoltaico A, durante os primeiros 180 segundos observados no primeiro dia da oscilação anômala de potência ativa na planta.

Figura 34 - Taxa da variação da frequência no domínio do tempo do Conjunto Fotovoltaico A



Fonte: elaborado pelo autor

No caso do Conjunto Fotovoltaico B, a análise realizada revelou a ocorrência de uma divergência de sinal na leitura da potência ativa, em que os valores medidos se apresentaram

negativos em relação às respectivas referências. Essa inconformidade provocou oscilações não previstas pela lógica de controle, comprometendo a precisão do despacho e a estabilidade do sistema. O comportamento observado indicou, ainda, a necessidade de ajustes nos ganhos do controlador PID, bem como ajustes na lógica de atuação do PPC.

Verificou-se que as variações abruptas de irradiância representaram um desafio relevante para o controle da planta, especialmente durante períodos de baixa irradiância seguidos por elevações rápidas. Nessas condições, o controlador PID, responsável pela regulação da potência ativa, apresentou dificuldade em responder de forma rápida e eficaz, resultando em ultrapassagens (*overshoots*) nas respostas do sistema, sobretudo quando havia limitação de geração.

Segundo informações técnicas fornecidas pelo fabricante do PPC, esse comportamento está associado ao acúmulo excessivo da parcela integral do controlador PID, fenômeno conhecido como *windup*. Durante períodos de baixa irradiância, a parcela integral do erro tende a crescer significativamente. Quando a irradiância aumenta de forma abrupta, esse acúmulo limita a capacidade de reação rápida do controlador, contribuindo para os *overshoots* observados na saída da planta.

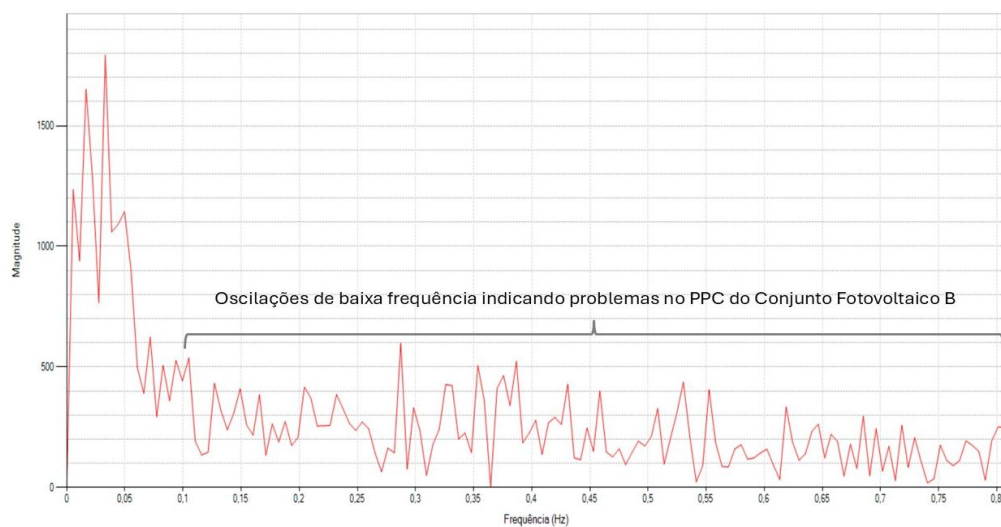
Com o objetivo de mitigar esse efeito, foi implementada uma lógica de *anti-windup* no PPC da planta. Essa estratégia atua para reduzir o acúmulo da parcela integral em condições específicas, promovendo uma resposta mais estável e ágil do sistema. O mecanismo adotado consistiu no reajuste automático da parcela integral para um valor compatível com a geração total atual dos inversores, sempre que o PPC detectava que a geração ultrapassava o valor de referência (*setpoint*).

Apesar da robustez da solução implementada, foram observados dois agravantes operacionais que limitaram a efetividade da lógica de *anti-windup*:

- 1º) A não energização de aproximadamente 50% dos parques integrantes do conjunto comprometeu a operação do sistema. Como o PPC realiza o controle de forma centralizada, a referência de geração ativa era distribuída igualmente entre todos os inversores, inclusive os desenergizados. Isso resultou em uma subestimação da capacidade real de geração, amplificando os efeitos da limitação imposta pela lógica de controle.
- 2º) A distribuição uniforme da saída do PID entre os parques, adotada pelo PPC, também contribuiu para a instabilidade. Como o *setpoint* era o mesmo para todos os parques, desconsiderando os diferentes níveis de irradiância entre eles, alguns parques não sofreram impactos enquanto outros receberam uma restrição imediata.

Diante do exposto, conclui-se que as oscilações identificadas no Conjunto Fotovoltaico B resultaram da atuação da lógica de *anti-windup*, cuja eficiência foi comprometida pelas condições operacionais desfavoráveis descritas. Avaliando o espectro da frequência com base nos dados da PMU instalada na Subestação B, com resolução de com 60 fasores por segundos, tem-se o gráfico da Figura 35, evidenciando o fenômeno oscilatório que apresenta magnitude superior a 1500, com oscilações em baixa frequência entre 0,01 e 0,08 Hz, no intervalo de 180 segundos, considerando com o período das oscilações de potência anômalas no Conjunto Fotovoltaico A.

Figura 35 - Espectro da frequência com 60 fasores por segundo, coletado através da PMU da SE B



Fonte: elaborado pelo autor (2025)

Esse comportamento está alinhado com as observações de Araújo et al. (2020), que descrevem oscilações de tensão e potência reativa com frequência próxima de 0,1 Hz em usinas fotovoltaicas de grande porte durante rampas de aumento de geração. Segundo os autores, essas oscilações podem estar associadas a atrasos na comunicação entre o PPC e os inversores, bem como à alta sensibilidade entre as grandezas elétricas e os efeitos de realimentação entre o PPC, os inversores e a rede elétrica.

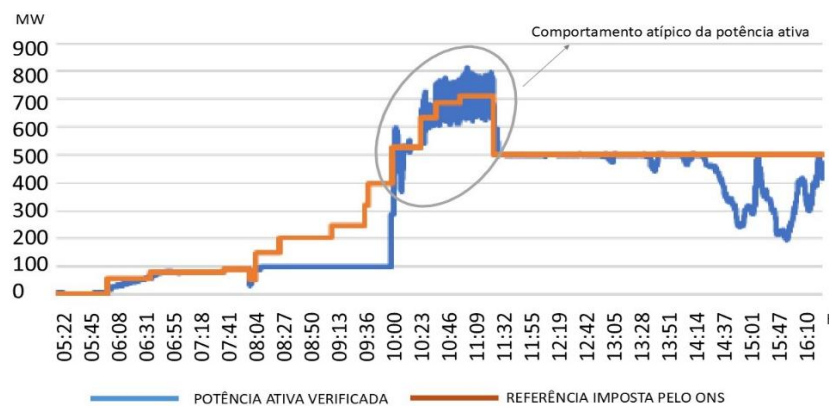
4.2.2 Caso 2: Oscilação de Potência Ativa no Conjunto Fotovoltaico C (Sudeste, 2º Semestre de 2023)

O segundo caso analisado refere-se ao Conjunto Fotovoltaico C, localizado na região Sudeste do Brasil, cuja ocorrência se deu no segundo semestre de 2023. Nesse período, o ONS emitiu uma série de solicitações de limitação de geração ao agente responsável pela operação do conjunto, com o objetivo de adequar o despacho às condições sistêmicas observadas ao longo do dia.

Em sua maioria, tais limitações foram implementadas de forma satisfatória. No entanto, ao longo da análise realizada, foi identificado um comportamento atípico da potência ativa injetada na rede pelo Conjunto Fotovoltaico C, especialmente durante os intervalos em que o valor limitado era maior. Esse comportamento pode ser observado na Figura 36, que apresenta duas curvas representativas da operação do conjunto durante a janela temporal considerada.

A curva laranja representa o valor de geração limitado, definido pelas instruções operativas emitidas pelo ONS em tempo real, tendo como base o balanço carga-geração e a margem de controle disponível. Já a curva azul corresponde à potência ativa efetivamente entregue pelo conjunto no ponto de conexão com o Sistema Interligado Nacional.

Figura 36 - Potência ativa medida e valor limitado no Conjunto Fotovoltaico C, lido no ponto de conexão da subestação C



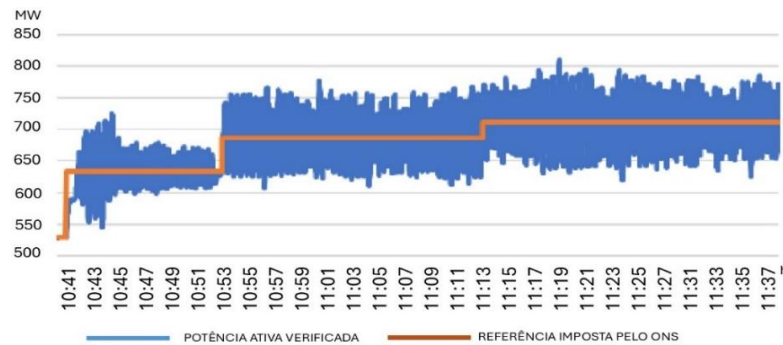
Fonte: elaborado pelo autor (2025)

Durante a análise operacional em tempo real, foi constatada uma instabilidade significativa na geração do Conjunto Fotovoltaico C, caracterizada por oscilações da potência ativa variando entre 571 MW e 793 MW, com flutuações abruptas a cada ciclo de supervisão. Tal condição impactou diretamente o perfil de frequência do SIN, exigindo atuação imediata.

Diante do cenário, o agente operador do Conjunto fotovoltaico C foi consultado, confirmando a presença de anomalias no sistema de controle de geração, especialmente em condições de limitação mais elevada, cuja origem ainda estava sob investigação à época.

A Figura 37 apresenta os detalhes dessas oscilações de potência ativa observadas no ponto de conexão da planta com a rede básica do SIN, evidenciando a magnitude e o comportamento instável da geração ao longo do período analisado.

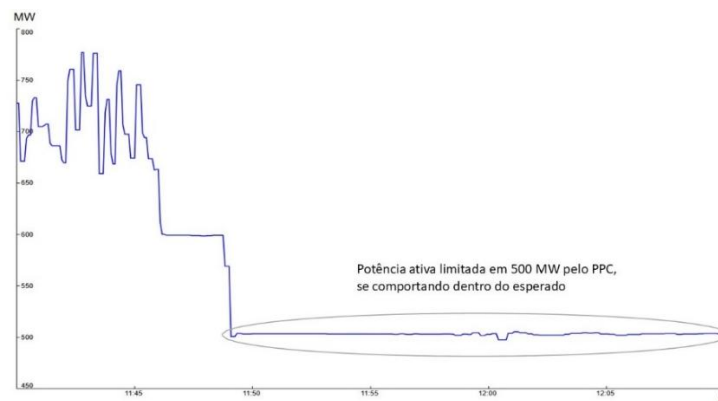
Figura 37 - Detalhamento das oscilações de potência ativa no ponto de conexão do Conjunto Fotovoltaico C com o SIN



Fonte: elaborado pelo autor (2025)

Como medida mitigadora em tempo real, o ONS determinou a redução da geração do Conjunto Fotovoltaico C para 500 MW, por meio do ajuste direto no controle via PPC. A partir dessa intervenção, foi possível observar a estabilização da geração, com o comportamento da potência ativa atendendo às limitações operativas definidas, conforme registrado na Figura 38.

Figura 38 - Geração verificada do Conjunto Fotovoltaico C no 1º dia da oscilação de potência, com destaque para a limitação em 500 MW



Fonte: elaborado pelo autor

Apresentando a cronologia das restrições e limitações impostas a geração do conjunto fotovoltaico C, que se conecta a rede básica do SIN por meio de uma LT de 500 kV da região Sudeste do Brasil, tem-se os seguintes registros:

- 04h45: Reduzidos 0MW, restritos 0MW e limitação em 1 MW;
- 06h05: Elevados 56 MW, restritos 0MW e limitação em 57 MW;
- 06h44: Elevados 24 MW, restritos 0MW e limitação em 81 MW;
- 07h48: Elevados 18 MW, restritos 0 MW e limitação em 99 MW;
- 08h12: Reduzidos 46 MW, restritos 46 MW e limitação em 53 MW;
- 08h15: Elevados 98 MW, restritos 0 MW e limitação em 151 MW;
- 08h37: Elevados 52 MW, restritos 0 MW e limitação em 203 MW;

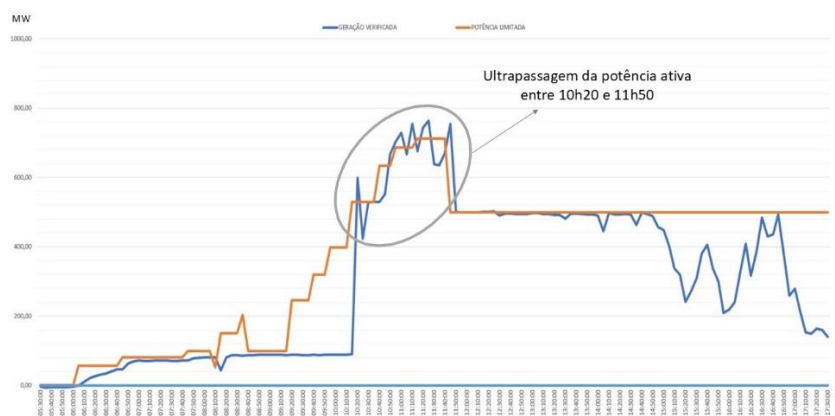
- 09h21: Elevados 43 MW, restritos 0 MW e limitação em 246 MW;
- 09h52: Elevados 74 MW, restritos 0 MW e limitação em 320 MW;
- 09h55: Elevados 78 MW, restritos 0 MW e limitação em 320 MW;
- 10h12: Elevados 131 MW, restritos 0 MW e limitação em 529 MW;
- 10h41: Elevados 105 MW, restritos 0 MW e limitação em 634 MW;
- 10h54: Elevados 52 MW, restritos 0 MW e limitação em 686 MW;
- 11h15: Elevados 26 MW, restritos 0 MW e limitação em 712 MW;
- 11h44: Elevados 212 MW, restritos 212 MW e limitação em 500 MW.

Na janela horária entre 04h45 e 07h48, os cortes aplicados tiveram como objetivo o equilíbrio da geração renovável, ajustando a produção fotovoltaica à programação diária prevista pelas equipes de planejamento. Ou seja, a potência ativa do conjunto já iniciou o período com limitações impostas pelo tempo real do Operador Nacional, evitando episódios de sobrefrequência no SIN e assegurando o equilíbrio entre carga e geração.

Adicionalmente, a limitação de geração de 500 MW, determinada pelo ONS às 11h44, foi mantida até o dia seguinte, mesmo durante o período noturno, quando não há produção fotovoltaica. Essa medida visou garantir que, no dia subsequente (D+1), a geração do conjunto não ultrapassasse o ponto de equilíbrio previamente estabelecido, prevenindo o reaparecimento das oscilações de potência ativa.

A Figura 39 apresenta o comportamento da geração do Conjunto Fotovoltaico C (curva azul) em comparação com a limitação imposta pelo ONS (curva laranja) ao longo do período de geração solar no dia analisado. Observa-se que, entre 10h20 e 11h50, a potência ativa medida, ultrapassou os limites estabelecidos, resultando em oscilações na frequência do SIN.

Figura 39 - Curvas de geração e limitação do Conjunto Fotovoltaico C no 2º semestre de 2023



Fonte: elaborado pelo autor (2025)

No dia subsequente, às 07h59, o agente operador do Conjunto Fotovoltaico C solicitou ao ONS a liberação da geração total da planta, informando que ajustes no sistema de controle

havia sido realizados e que não seriam mais observadas variações anormais de potência. Às 08h07, após avaliação técnica conjunta com o CNOS, a geração plena foi autorizada.

Contudo, às 10h00, o ONS revogou a liberação total sem restrições e determinou a limitação da geração da planta a 50% da capacidade instalada, aplicando um corte instantâneo de 488 MW, conforme ilustrado na Figura 40. Tal medida teve como objetivo preservar a confiabilidade do SIN, até que as causas das oscilações de potência identificadas no primeiro dia fossem completamente esclarecidas e as ações corretivas adequadas, implementadas.

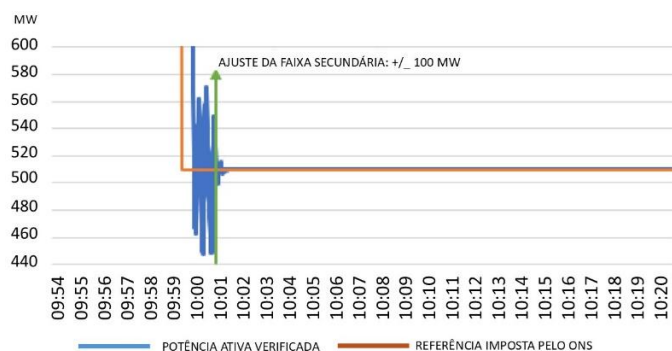
Figura 40 - Corte instantâneo de geração e limitação a 50% no Conjunto Fotovoltaico C, no 2º dia analisado.



Fonte: elaborado pelo autor via *PI System*

Durante o acompanhamento da operação pelo fabricante do PPC do agente gerador, foi constatada novamente a presença de oscilações que extrapolavam a faixa prevista para o controle secundário, conforme evidenciado na Figura 41. Considerando a elevada capacidade instalada do Conjunto Fotovoltaico C, optou-se por ajustar a faixa de atuação do controle secundário para $\pm 10\%$ da geração máxima declarada, equivalente a aproximadamente ± 100 MW, com base na potência instalada.

Figura 41 - Limitação imposta no 2º dia no Conjunto Fotovoltaico C, mostrando o ajuste da faixa secundária



Fonte: elaborado pelo autor (2025)

A Figura 42 apresenta as curvas de potência ativa, em megawatts (MW), referentes ao segundo dia do período analisado. A curva azul representa a geração efetivamente injetada pela

planta, enquanto a curva laranja corresponde à limitação de geração estabelecida pelo Sistema Gerenciador de Restrições Renováveis do ONS. Verifica-se que, após o ajuste mencionado, o controle da geração permaneceu estabilizado, sem o registro de novas oscilações.

Figura 42 - Curvas de geração e limitação do Conjunto Fotovoltaico C no 2º semestre de 2023



Fonte: elaborado pelo autor (2025)

Essa ocorrência representou um marco no Sistema Interligado Nacional, ao evidenciar que o ajuste padrão do controle secundário não se mostrou adequado para a dinâmica de um conjunto fotovoltaico de grande porte. Tal comportamento revelou a necessidade de revisão e reconfiguração dos parâmetros de controle, considerando tanto a magnitude da planta quanto as exigências operativas específicas do sistema elétrico brasileiro. Em resposta ao problema, realizou-se uma análise detalhada dos dados registrados no PPC do agente, os quais confirmaram a consistência com as observações do ONS. Com base no perfil das oscilações observadas, verificou-se que o controle comutava frequentemente entre os modos primário e secundário, operando próximo ao limiar de transição entre esses dois estágios. Nesse contexto, o PPC atuava com uma estrutura de controle em dois níveis, cuja lógica de comutação contribuiu para a instabilidade observada. São eles:

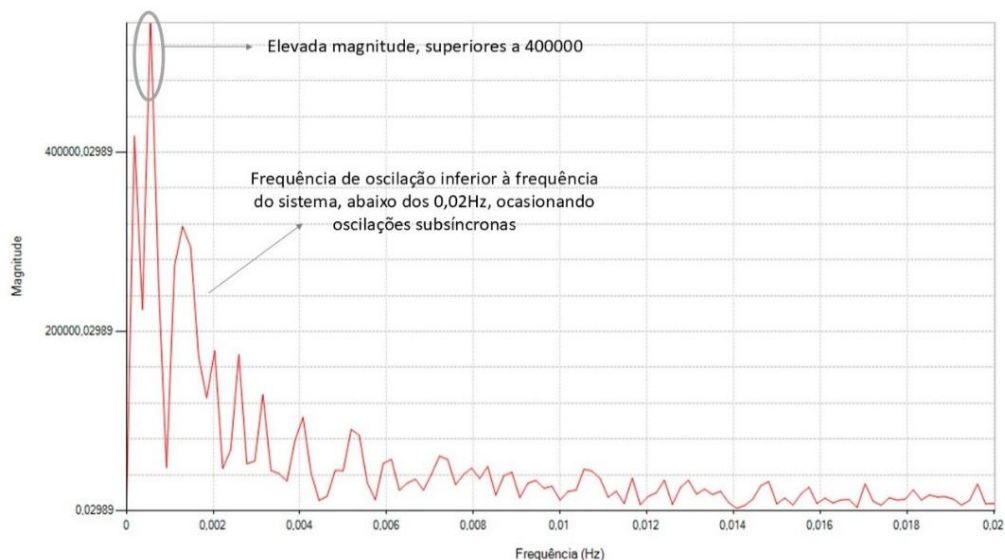
- Controle primário: Ativado quando o *setpoint* definido pelo operador apresenta grande discrepância em relação à medida atual da variável controlada. Nesse estágio, a saída do PID realiza variações nos limites da rampa de subida/descida configurada. O objetivo é reduzir o tempo de resposta do PPC frente a grandes variações. Tanto a tolerância entre o *setpoint* e o valor medido quanto as rampas são parametrizáveis a nível de engenharia.
- Controle secundário: Ativado quando o *setpoint* está próximo da medida real, promovendo ajustes finos por meio dos ganhos configurados no PID, com o intuito de minimizar oscilações em torno do valor de referência. Inicialmente, a faixa de atuação

do controle secundário estava ajustada para ± 40 MW, porém foram observadas oscilações superiores a 50 MW — comportamento inédito.

De acordo com SOARES e CATARINO (2024), no esquema de controle em cascata, é fundamental que o controlador secundário possua uma resposta mais rápida, o que requer elevada taxa de amostragem e a utilização de dispositivos eletrônicos com capacidade de resposta ágil às variações do sistema. A ausência dessas características pode comprometer o desempenho, resultando em respostas lentas e ineficientes. Simultaneamente, o controlador primário precisa ser rápido o suficiente para reagir a mudanças lentas, mas não tão rápido a ponto de interferir na performance do controlador secundário.

A Figura 43 apresenta o espectro de frequência do módulo da tensão de sequência positiva, obtido a partir de dados coletados com taxa de amostragem de 60 fasores por segundo, durante o intervalo em que ocorreram ultrapassagens dos limites de potência ativa (entre 10h20 e 11h50 do 1º dia), conforme comparação com os valores de referência. As medições foram realizadas por meio da PMU instalada na baixa tensão mais próxima da subestação coletora do Conjunto Fotovoltaico C. Verifica-se que as oscilações de tensão ocorrem em uma faixa inferior à frequência fundamental do SIN (60 Hz), concentrando-se abaixo de 0,02 Hz, com magnitude significativamente elevada.

Figura 43 - Espectro da frequência do módulo da tensão de sequência positiva com 60 fasores por segundo



Fonte: elaborado pelo autor (2025)

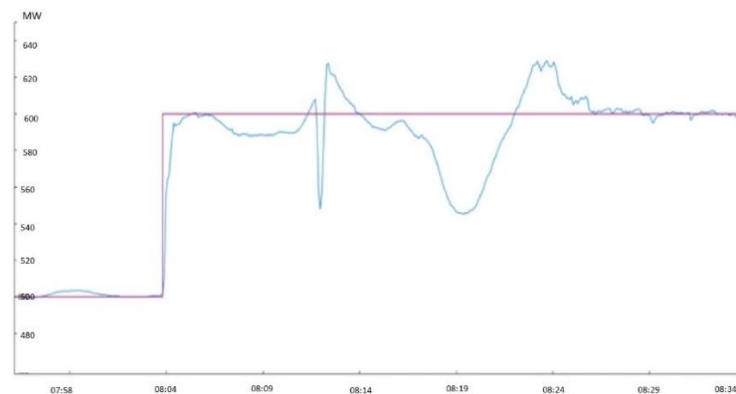
Esse comportamento caracteriza uma oscilação subsíncrona de potência ativa. Segundo Zheng et al. (2018), esse tipo de oscilação ocorre devido à característica capacitiva da impedância do sistema fotovoltaico em faixas de frequência subsíncronas, especialmente em plantas de grande porte conectadas à rede por longas linhas de transmissão. Esse cenário é

compatível com a configuração do Conjunto Fotovoltaico C, o qual está conectado ao SIN por uma linha de 500 kV, por meio de uma subestação exclusiva de interesse da geração, compartilhada com outras unidades geradoras. Ainda conforme Zheng et al. (2018), em redes fracas e com alta capacidade instalada de geração fotovoltaica, pode ocorrer ressonância entre a planta e a rede CA indutiva, aumentando o risco de instabilidades, sobretudo quando os ganhos proporcionais do controle de corrente são reduzidos.

Como resultado, foram feitos vários testes em tempo real com o ONS e o agente gerador de forma programada, consistindo em alterações na referência de potência ativa do PPC do conjunto fotovoltaico C, em degraus de 100 MW, partindo de 500 MW até a potência ativa máxima do conjunto, consolidando a eficácia das alterações realizadas em cunho corretivo.

O primeiro teste foi com um *setpoint* de 600 MW. Destaca-se que durante este período, o recurso solar local possuía alta variação devido a passagem de nuvens, resultando em desvios após a estabilização da potência em 600 MW. O valor máximo de desvio verificado foi 28,5 MW ou 4,75% em relação a referência de 600 MW, como se nota na Figura 44.

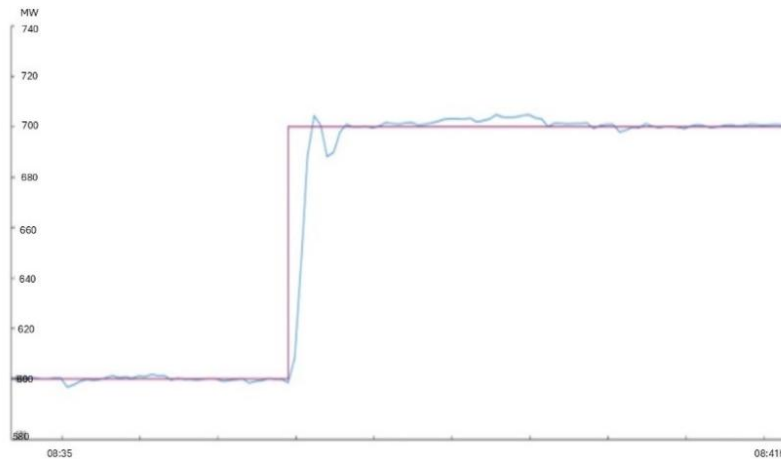
Figura 44 - Testes no Conjunto Fotovoltaico C, com *setpoint* de 600 MW



Fonte: fabricante do PPC, adaptado pelo autor

O segundo teste foi considerando um *setpoint* de 700 MW. O PPC levou 16 segundos para atingir 90% do valor do degrau (690 MW) e 39 segundos até estabilizar dentro da faixa de $\pm 5\%$ do valor do degrau. O valor máximo de desvio verificado após estabilização foi 4,7 MW ou 0,7% em relação a referência de 700 MW, conforme Figura 45.

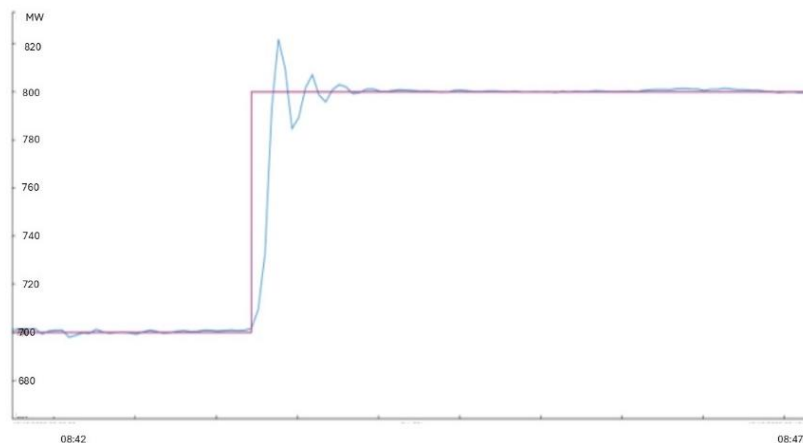
Figura 45 - Testes no Conjunto Fotovoltaico C com *setpoint* de 700 MW



Fonte: fabricante do PPC

Para o degrau referente ao *setpoint* de 800MW, o PPC levou 15 segundos para atingir 90% do valor do degrau (790 MW) e 46 segundos até estabilizar dentro da faixa de $\pm 5\%$ do valor do degrau. O valor máximo de desvio verificado após estabilização foi 1,5MW ou 0,2% em relação a referência de 800MW, conforme Figura 46.

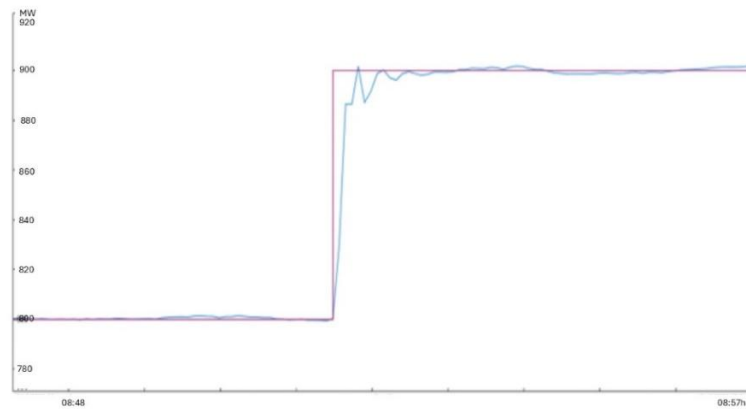
Figura 46 - Testes no Conjunto Fotovoltaico C, com *setpoint* de 800 MW



Fonte: fabricante do PPC

Por fim, no degrau referente ao *setpoint* de 900 MW, o PPC levou 17 segundos para atingir 90% do valor do degrau (890 MW) e 33 segundos até estabilizar dentro da faixa de $\pm 5\%$ do valor do degrau. O valor máximo de desvio verificado após estabilização foi 2 MW ou 0,2% em relação a referência de 900 MW, segundo a Figura 47.

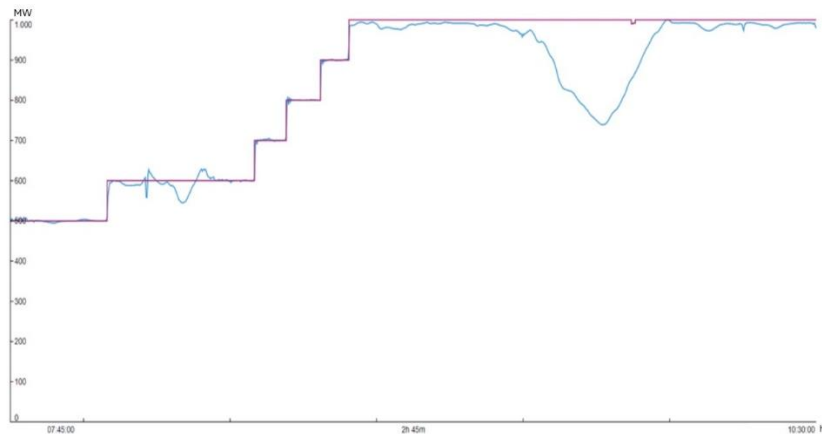
Figura 47 - Testes no Conjunto Fotovoltaico C, com *setpoint* de 900 MW



Fonte: fabricante do PPC

Por fim, na Figura 48, as evidências apresentam o resumo geral dos registros de potência ativa do complexo versus referência do PPC durante todo o período de teste em campo, contemplando a validação geral de todos os testes com diversos *setpoints* de potência ativa, se mostrando confiável para utilização na operação em tempo real. A curva vermelha apresenta a referência do PPC e a curva em azul claro apresenta a potência ativa verificada durante os testes, ficando sempre no limite ou abaixo do valor de referência.

Figura 48 - Potência ativa do Conjunto Fotovoltaico C versus a referência do PPC durante o período de teste



Fonte: fabricante do PPC

Fica evidenciado que após as melhorias implementadas, o PPC apresentou um comportamento adequado, sendo mitigada as oscilações e instabilidades de potência ativa, de acordo com resumo dos resultados na Figura 49.

Figura 49 - Resumo dos resultados dos testes

Caso	Setpoint	Tempo até 90% do degrau	Tempo até estabilização (95 a 105% do degrau)	Overshoot máximo até a estabilização (% da referência)	Desvio positivo máximo após estabilização (MW)
1	600MW	34s	55s	0%	28,5
2	700MW	16s	39s	0,60%	4,7
3	800MW	15s	46s	2,80%	1,5
4	900MW	17s	33s	0,20%	2
5	1000MW	Recurso solar insuficiente para atingir a potência			

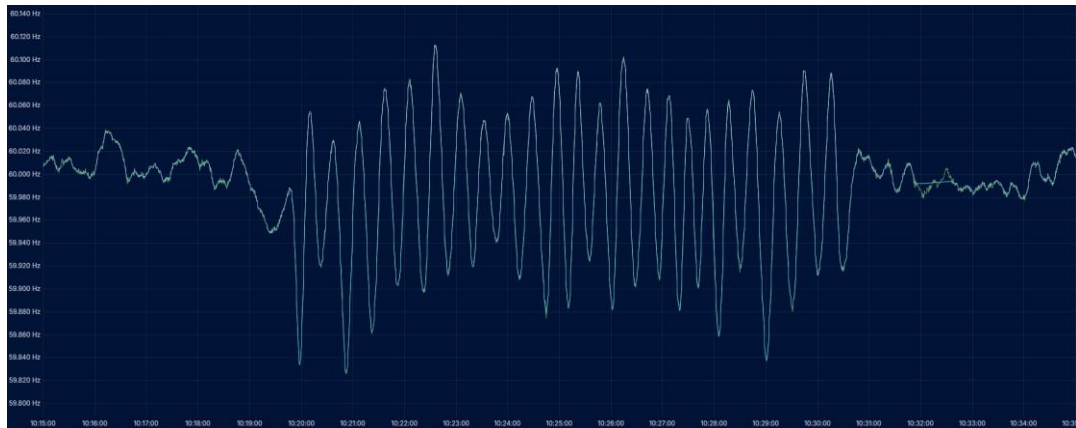
Fonte: fabricante do PPC, adaptado pelo autor

4.2.3 Caso 3: Oscilação de Potência Ativa no Conjunto Fotovoltaico C (Sudeste, 2º Semestre de 2024)

No segundo semestre de 2024, ainda no contexto do Conjunto Fotovoltaico C, foram observadas oscilações nas grandezas de frequência e tensão no barramento de 500 kV da área MG, as quais repercutiram de forma significativa na malha sistêmica do Sistema Interligado Nacional. Diante da relevância do comportamento dinâmico observado, procedeu-se a uma análise detalhada do evento, buscando compreender suas causas e impactos operacionais.

Conforme apresentado na Figura 50, no período compreendido entre 10h20 e 10h31, a frequência do sistema demonstrou um comportamento oscilatório atípico, caracterizado pela ocorrência de episódios de subfrequência e sobrefrequência. Cabe ressaltar que, de acordo com os Procedimentos de Rede estabelecidos na IO-CG.BR.03, são considerados anormais os desvios de frequência média superiores a 0,1 Hz em relação aos 60 Hz por períodos superiores a 1 minuto. Durante o intervalo analisado, foi possível identificar oscilações de potência associadas a uma frequência aproximada de 0,04 Hz, evidenciando um comportamento dinâmico incompatível com a operação estável do sistema.

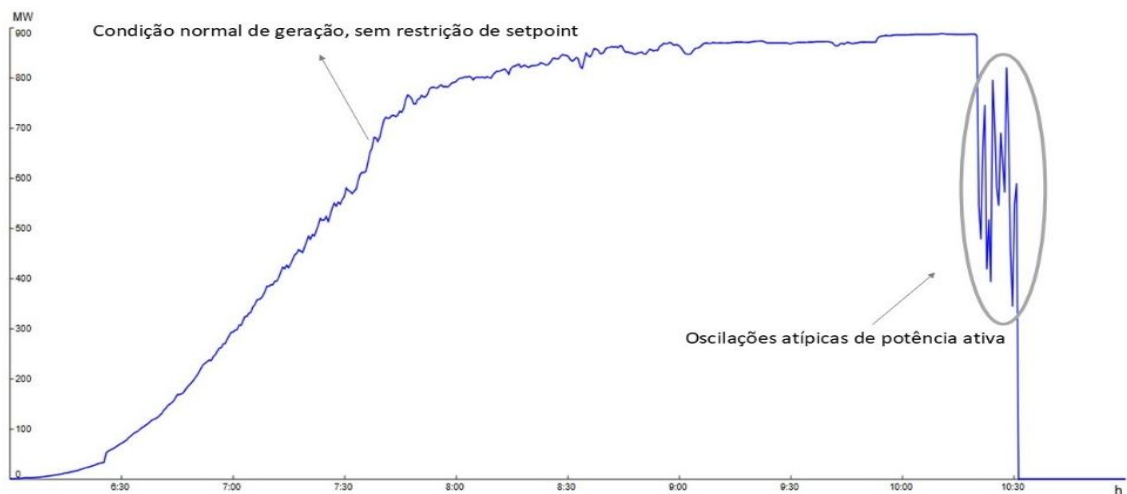
Figura 50 - Comportamento da frequência do SIN, evidenciando oscilações atípicas, associadas à atuação do Conjunto Fotovoltaico C



Fonte: PMU da SE coletora do Conjunto fotovoltaico C

A Figura 51 apresenta o comportamento da potência ativa no ponto de conexão do referido conjunto fotovoltaico com a Rede Básica do SIN, no intervalo entre 06h e 11h. Observa-se que, a partir das 10h, tiveram início oscilações atípicas na potência ativa, justamente durante o atendimento, em tempo real, à solicitação do ONS para redução da geração da planta, com o propósito de controlar as inequações operativas no sistema.

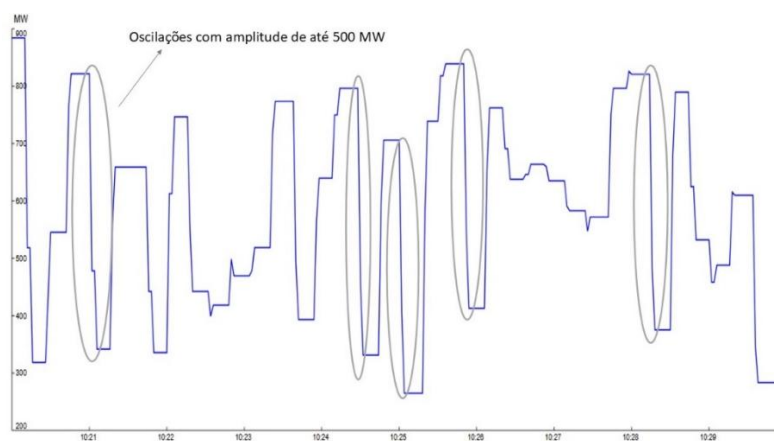
Figura 51 - Potência ativa no ponto de conexão do Conjunto Fotovoltaico C, evidenciando o início das oscilações atípicas após solicitação de redução da geração pelo ONS



Fonte: elaborado pelo autor via *PI System*

Nesse período, foi observada uma oscilação na potência ativa com amplitude de até 550 MW, conforme registrado pelo sistema SCADA, conforme ilustrado na Figura 52.

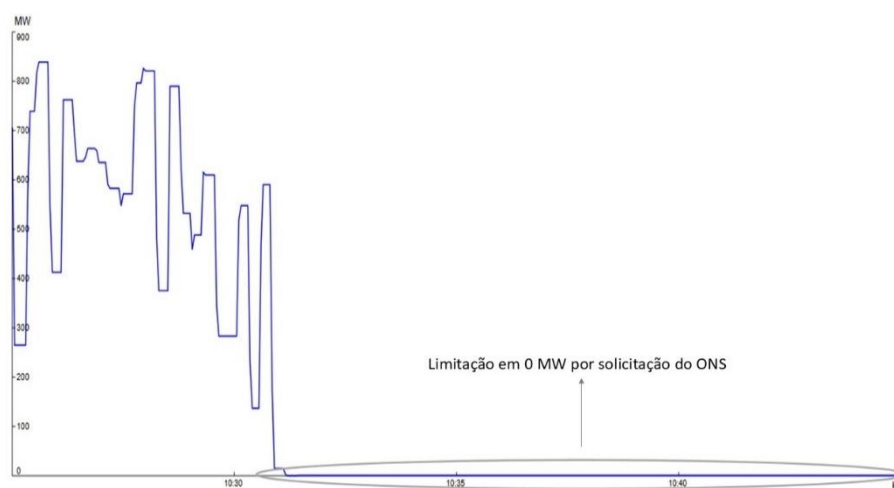
Figura 52 - Potência ativa do Conjunto Fotovoltaico C no ponto de conexão, com zoom em torno da oscilação



Fonte: elaborado pelo autor via *PI System*

Em resposta às instabilidades identificadas, o ONS solicitou às 10h25 ao agente gerador do Conjunto Fotovoltaico C a redução da potência ativa para 350 MW. Entretanto, tal medida não foi suficiente para atenuar as oscilações. Por isso, cinco minutos após a solicitação inicial, foi determinada a redução total da geração da usina para 0 MW, conforme ilustrado na Figura 53.

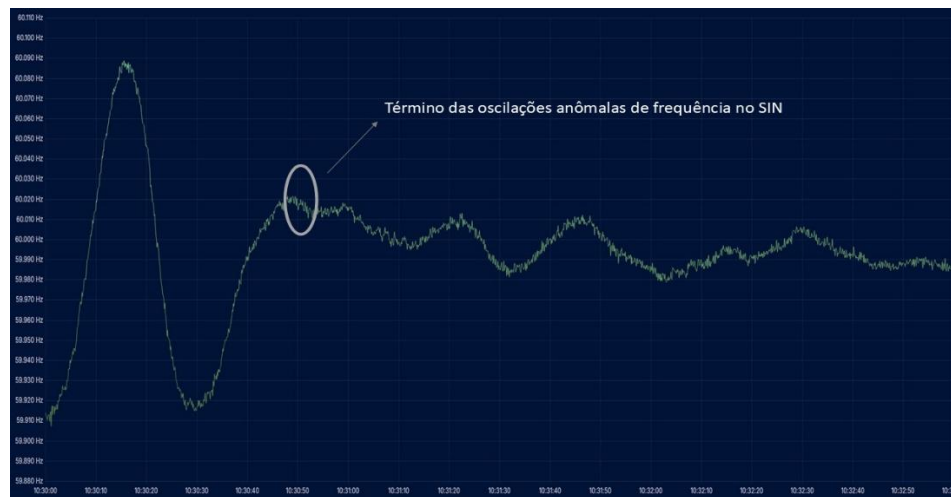
Figura 53 - Potência ativa do Conjunto Fotovoltaico C com 0 MW, por solicitação do ONS



Fonte: elaborado pelo autor via *PI System*

A rápida redução da geração para 0 MW, solicitada pelo Operador Nacional, resultou na cessação imediata das oscilações de frequência, conforme evidenciado na Figura 54.

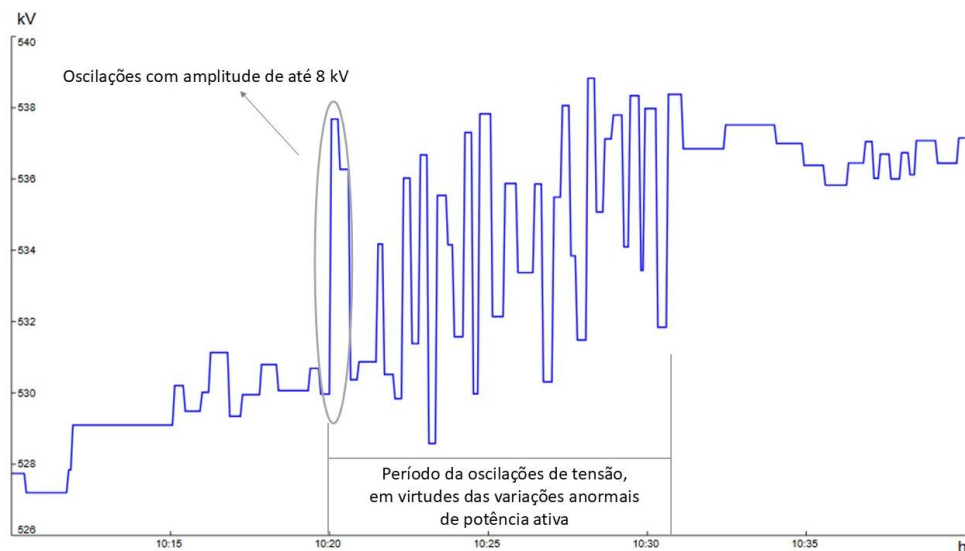
Figura 54 - Frequência do Sistema Interligado Nacional no Período de 180 segundos de amostragem



Fonte: Sistema SCADA

Posteriormente, o agente gerador foi informado da necessidade de manter o Conjunto Fotovoltaico C inoperante até a conclusão das análises técnicas. Foi solicitado também pelo ONS, o envio de informações adicionais que pudessem auxiliar na identificação da origem do comportamento oscilatório. As oscilações de potência ativa provocaram variações de tensão no ponto de conexão do barramento da subestação de 500 kV, com amplitude de até 8 kV, no intervalo entre 10h20 e 10h31 (Figura 55).

Figura 55 - Oscilação de tensão no ponto de conexão do Conjunto Fotovoltaico C entre 10h20 e 10h31

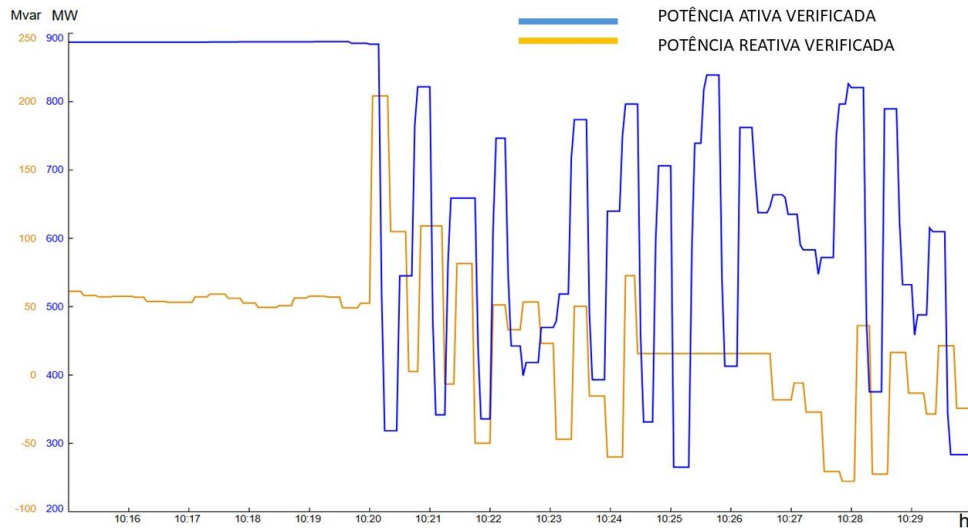


Fonte: elaborado pelo autor via *PI System*

A Figura 56 apresenta as oscilações refletidas na potência reativa do Conjunto Fotovoltaico C. Quando a geração estava próxima do valor nominal, observou-se queda na tensão da subestação coletora, levando os inversores a injetarem potência reativa para elevar a tensão. Por outro lado, em reduções abruptas da potência ativa, a tensão aumentava e os

inversores passaram a absorver potência reativa para evitar que a tensão do barramento da subestação ultrapassasse os limites estabelecidos pelos procedimentos de rede do ONS, que definem a faixa operacional entre 500 e 550 kV em regime normal. As curvas, azul (potência ativa) e laranja (potência reativa) evidenciam essas oscilações simultâneas, medidas na linha de transmissão de 500 kV que conecta a usina à subestação da rede básica do SIN.

Figura 56 - Curva da potência ativa x potência reativa no Conjunto Fotovoltaico C no primeiro dia analisado



Fonte: elaborado pelo autor (2025)

Às 11h15, o agente gerador solicitou ao ONS autorização para retomar parcialmente a geração do Conjunto Fotovoltaico C, com liberação de 50 MW. Conforme informado pelo agente, o fabricante dos inversores havia sido acionado e realizado uma avaliação preliminar das lógicas de controle, recomendando ajustes e a implementação de monitoramento em tempo real da resposta dinâmica da planta. Contudo, após análise junto ao CNOS, a solicitação foi indeferida, uma vez que o ONS optou por aguardar o envio de um parecer técnico conclusivo por parte do agente gerador, condição necessária para autorização da retomada da geração.

Como resultado do Caso 3, o Conjunto Fotovoltaico C foi submetido a uma medida operativa provisória, imposta pelo ONS, que restringiu progressivamente sua geração. Inicialmente, a planta operou limitada a 25% da capacidade instalada, sendo os limites ampliados de forma gradual até a liberação plena da potência disponível, desde que não fossem observadas novas oscilações ou impactos adversos à rede elétrica do SIN. Ressalta-se que o ONS condicionou as liberações ao fato de que as limitações de geração deveriam ser implementadas diretamente nos inversores, e não por meio do PPC central.

Essa condição operacional temporária exigiu adaptações na operação local da planta, incluindo a implementação de procedimentos para o desligamento de circuitos da rede de 34,5 kV, caso as solicitações do ONS não fossem atendidas integralmente. Do ponto de vista

econômico, as restrições impostas impactaram diretamente a receita do agente gerador, que permaneceu por aproximadamente uma semana sem conseguir despachar a potência compatível com a irradiância disponível, até a realização de novos testes em campo que possibilitassem avaliar e mitigar o problema identificado.

Concluiu-se, ao final da análise, que as oscilações de potência ativa observadas no segundo semestre de 2024, durante a execução de uma rampa de redução de geração solicitada pelo ONS, tiveram como causa a configuração inadequada da taxa de variação de potência ativa. Identificou-se que o limite originalmente parametrizado em 1.000 MW/minuto havia sido inadvertidamente elevado para 5.000 MW/minuto. As causas dessa modificação foram atribuídas a duas hipóteses principais: a existência de vício oculto no código de programação do PPC ou falhas no *software* ou *hardware* utilizados na implementação do sistema de controle do Conjunto Fotovoltaico C. Como ação corretiva, foram adotadas as seguintes medidas:

- Adequação do código do PPC, de forma que o delta máximo de variação de potência passe a ser proporcional ao intervalo de tempo decorrido desde a última iteração da lógica de controle. Além disso, foi incorporada uma proteção adicional contra possíveis oscilações no relógio do sistema, mediante a verificação, a cada execução, se o intervalo decorrido corresponde efetivamente ao tempo programado (X ms). Caso seja identificado um desvio, o delta máximo de potência é automaticamente ajustado, prevenindo variações abruptas indesejadas;
- Ajuste da redução das rampas de 1000MW/minuto para 250MW/minuto com objetivo de tornar a rampa mais suave do que vinha sendo praticado, mitigando ainda mais uma condição de instabilidade;
- Ajuste nos ganhos da malha de PID, com destaque para a redução do ganho integral (k_i) de forma a minimizar o acúmulo excessivo de erro e eliminar os *overshoots* observados na resposta do sistema. O valor de k_i foi ajustado para 0,05. Paralelamente, o ganho derivativo foi elevado de 0,05 para 1,5, proporcionando uma atuação mais eficiente do sistema frente a variações dinâmicas, conforme verificado em testes de rampa realizados após a implementação dos ajustes.

5 SIMULAÇÕES NA FERRAMENTA ORGANON

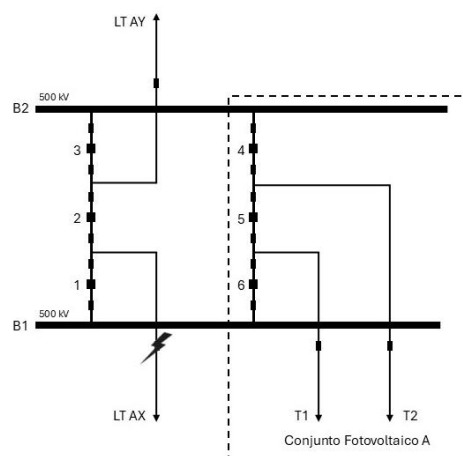
Com o objetivo de avaliar o comportamento dinâmico da potência ativa de um conjunto fotovoltaico frente a perturbações no sistema elétrico, foi realizada uma simulação por meio da ferramenta computacional Organon. Essa plataforma é amplamente utilizada para estudos de estabilidade e transitórios elétricos no SIN, conforme previsto no Submódulo 18.2 dos Procedimentos de Rede do ONS.

As premissas adotadas para a simulação foram estabelecidas em conformidade com o Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede do ONS, visando representar de forma realista as condições operativas do SIN.

5.1 Aplicação de Curto-Circuito Monofásico na LT 500 kV AX (Conjunto Fotovoltaico A)

O conjunto fotovoltaico analisado corresponde ao Conjunto Fotovoltaico A, localizado na Região Nordeste do Brasil, com configuração da subestação do ponto de conexão em disjuntor e meio (Figura 57), sendo consideradas condições típicas de operação do sistema em um dia útil do primeiro semestre de 2025. A simulação dinâmica contemplou a aplicação de um curto-circuito monofásico na linha de transmissão 500 kV AX, no instante de 0,1 segundo, com posterior eliminação da falha aos 0,2 segundos. A eliminação foi realizada por meio da abertura dos disjuntores 1 e 2, localizados nos terminais da linha AX na Subestação A e o terminal remoto.

Figura 57 - Subestação A da Rede Básica do SIN, onde se conecta o Conjunto Fotovoltaico A

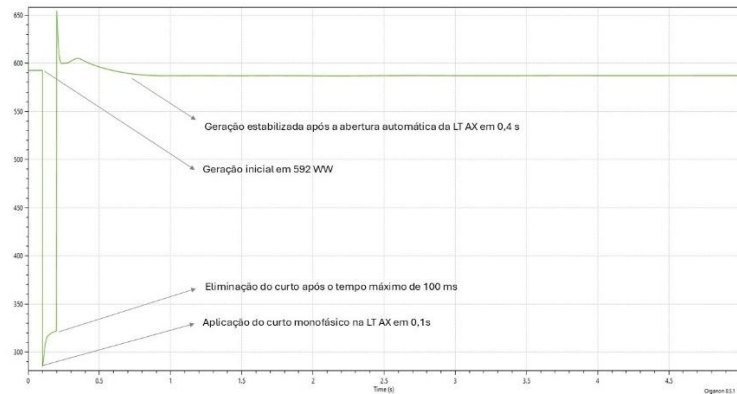


Fonte: elaborado pelo autor (2025)

Durante o período anterior à aplicação da perturbação, o Conjunto Fotovoltaico A operava com uma geração de aproximadamente 592 MW, sob condições normais de operação, sem restrições de geração e com o SIN íntegro.

Observou-se que, imediatamente após a aplicação do curto-circuito, houve uma queda abrupta da potência ativa, atingindo o valor de 290 MW no instante de 100 ms. Em seguida, constatou-se um processo de recuperação gradual da geração. Com a eliminação da falha e a abertura dos disjuntores, aos 200 ms, a geração foi restabelecida ao patamar inicial, apresentando pequenas oscilações até a completa estabilização do sistema, conforme ilustrado na Figura 58.

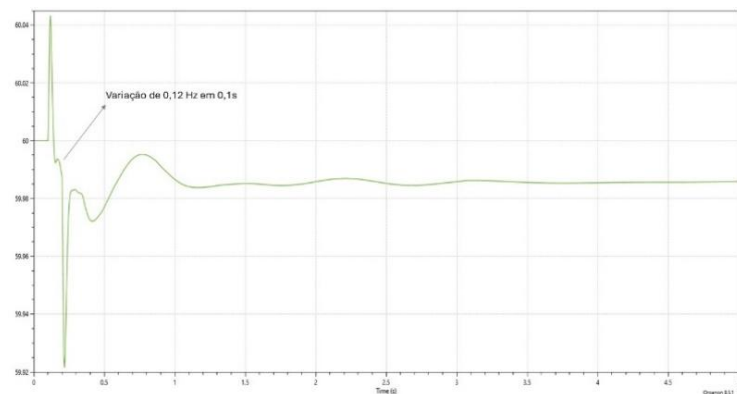
Figura 58 - Geração do Conjunto Fotovoltaico A após aplicação de um curto-circuito monofásico na LT 500 kV AX visto pelo Organon



Fonte: elaborado pelo autor (2025)

A Figura 59 apresenta o comportamento da frequência do SIN durante a simulação. Observa-se que, no intervalo entre 0,1 s e 0,2 s, imediatamente após a aplicação do curto-circuito monofásico, a frequência do sistema sofreu oscilações entre 60,04 Hz e 59,92 Hz, resultando em uma variação de aproximadamente 0,12 Hz em um intervalo de 100 milissegundos. Após a eliminação da falta e a abertura dos disjuntores da linha afetada, verifica-se o retorno gradativo da frequência ao valor nominal, sendo a condição de estabilidade restabelecida aproximadamente no instante de 2 segundos.

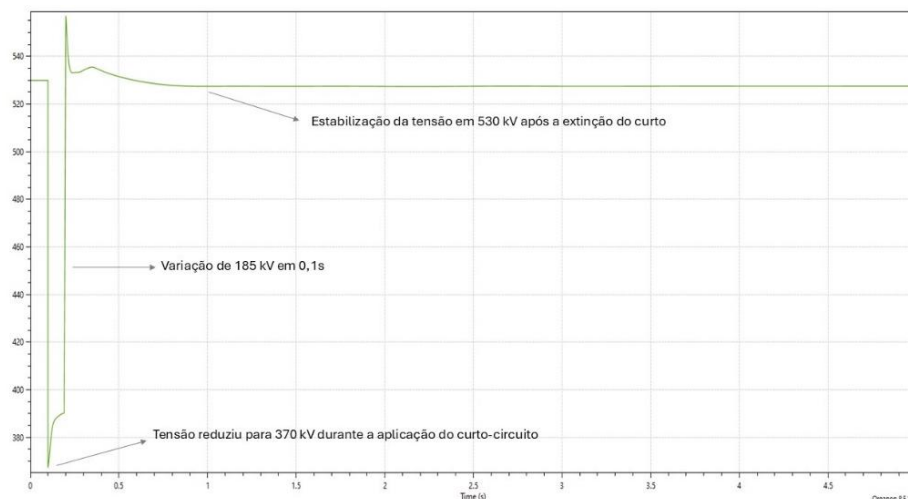
Figura 59 - Frequência do SIN após curto monofásico na LT 500 kV AX, em regime dinâmico visto pelo Organon



Fonte: elaborado pelo autor (2025)

A Figura 60 apresenta o comportamento da tensão no ponto de conexão da Subestação A durante a ocorrência do curto-circuito monofásico simulado. Consta-se que, no instante da aplicação da falta (0,1 s), a tensão no barramento de 500 kV respondeu de forma significativa, reduzindo-se de aproximadamente 530 kV para 370 kV em um intervalo de 100 milissegundos. Na sequência, com a eliminação do defeito e a abertura dos disjuntores, a tensão ultrapassou o valor nominal, atingindo 555 kV em 0,2 s. Esse comportamento resulta em uma variação de aproximadamente 185 kV em um curto intervalo de tempo, evidenciando o impacto transitório do distúrbio sobre o sistema elétrico no ponto de conexão da planta.

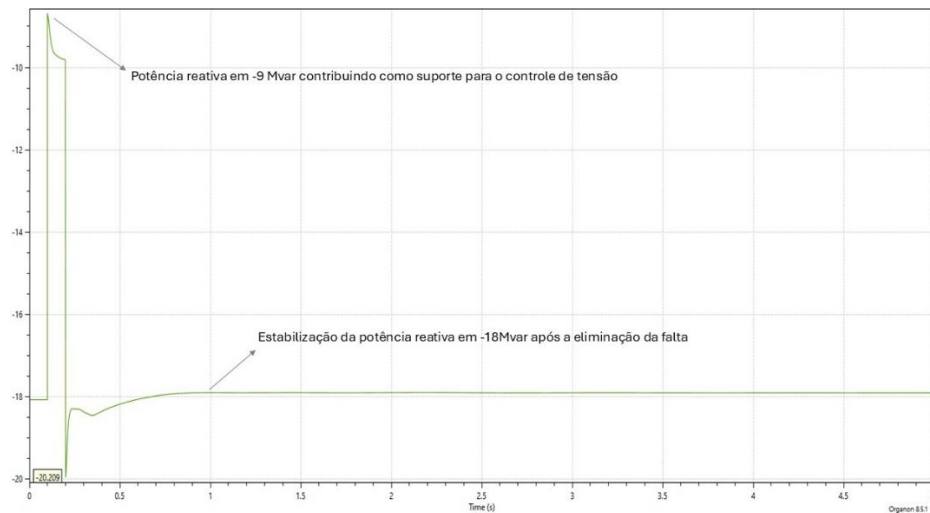
Figura 60 - Tensão no barramento da SE A durante e após a aplicação do curto monofásico na LT 500 kV AX



Fonte: elaborado pelo autor (2025)

A Figura 62 ilustra o comportamento da potência reativa no Conjunto Fotovoltaico A durante a simulação dinâmica. Antes da ocorrência do distúrbio, a planta operava com uma absorção de aproximadamente 18 MVar. No instante de 0,1 s, com a aplicação do curto-circuito monofásico, observou-se uma redução da potência reativa para cerca de 9 MVar indutivo, comportamento que contribuiu para o suporte à tensão no ponto de conexão, diante da queda abrupta de tensão previamente apresentada. Com a eliminação da falta aos 0,2 s e a consequente normalização da tensão, a potência reativa retomou gradualmente seu valor inicial, apresentando resposta compatível com o esperado para transitórios eletromagnéticos em sistemas de geração fotovoltaica.

Figura 61 - Comportamento da potência reativa no Conjunto Fotovoltaico A durante a simulação de um curto na LT 500 kV AX



Fonte: elaborado pelo autor (2025)

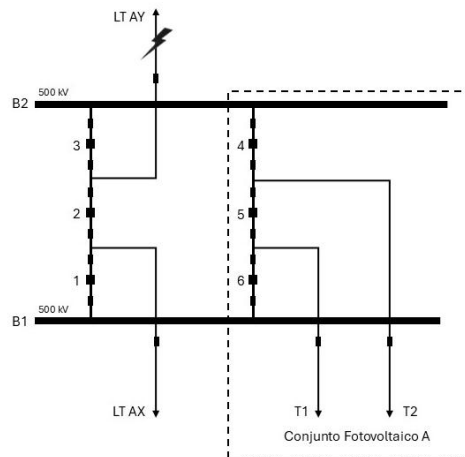
A planta passa então a operar em condição de contingência N-1, ou seja, a perda simples da linha remanescente (AY) ou do transformador T2, resultaria na interrupção total da geração do Conjunto Fotovoltaico A, por se tratar da única via disponível para escoamento.

Destaca-se que, mesmo com a aplicação de um curto-circuito e a ocorrência de contingência no ponto de conexão da planta fotovoltaica, não se observam oscilações anômalas de potência ativa, como as identificadas nos três casos analisados ao longo deste trabalho. Tais resultados evidenciam a importância da realização de estudos detalhados envolvendo as oscilações de potência no SIN, sobretudo diante da crescente inserção de usinas fotovoltaicas de grande porte, o que reforça a necessidade de aprofundamento nas análises de estabilidade e desempenho dinâmico desse tipo de geração, garantindo que o SIN opere em um ponto de operação seguro tanto em situações de operação normal como de rede alterada, mantendo a confiabilidade do sistema elétrico.

5.2 Aplicação de Curto-Circuito Monofásico na LT 500 kV AY (Conjunto Fotovoltaico A)

Para fins comparativos, foi realizada uma simulação idêntica, aplicando um curto-circuito na linha remanescente AY, na temporização de 0,1s e após +0,1s simulando a abertura dos disjuntores 2 e 3 da Subestação (SE) A, conforme Figura 62, desligando a linha AY.

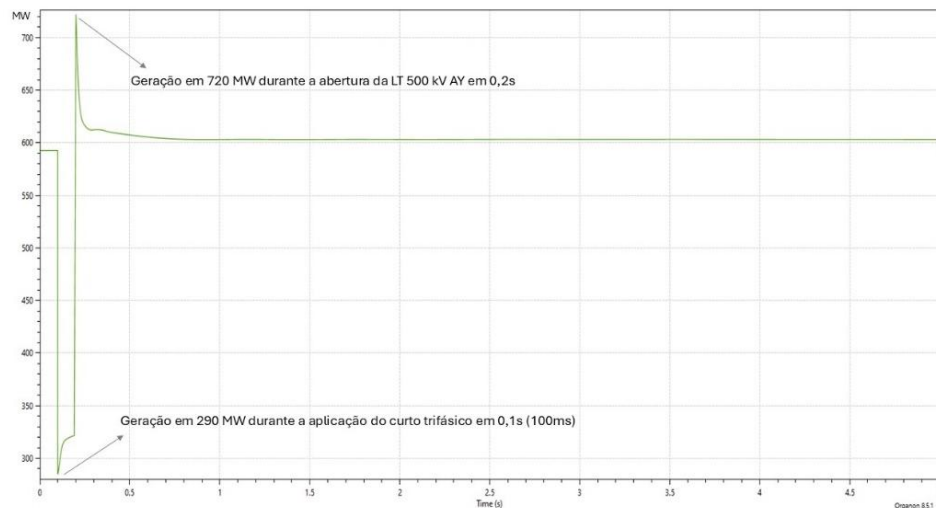
Figura 62 - Subestação A da Rede Básica do SIN, com aplicação de um curto na LT 500 kV AY



Fonte: elaborado pelo autor (2025)

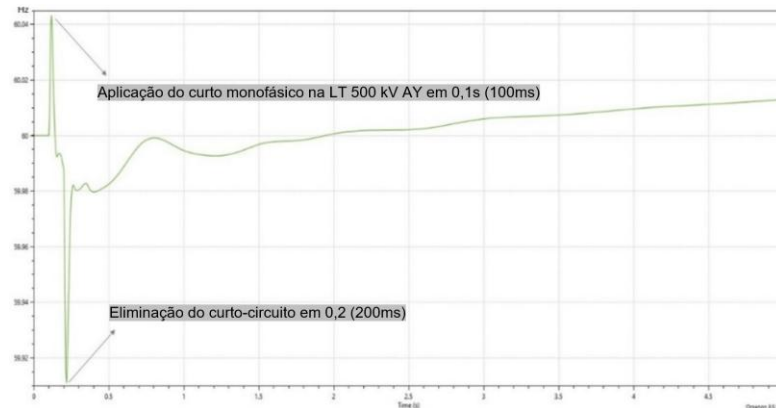
Considerando as mesmas condições de análise, os resultados indicaram que não houve alteração significativa no comportamento das curvas de potência ativa (Figura 63), frequência (Figura 64), tensão (Figura 65) e potência reativa (Figura 66). Tal constatação corrobora que, mesmo com a aplicação do curto-circuito, a geração do Conjunto Fotovoltaico A não apresentou oscilações instáveis de potência ativa, diferentemente dos três casos analisados no estudo de caso dessa dissertação.

Figura 63 - Comportamento da potência ativa do Conjunto Fotovoltaico A após aplicação de um curto-circuito na LT 500 kV AY, visto pelo Organon



Fonte: elaborado pelo autor (2025)

Figura 64 - Comportamento da frequência do SIN durante aplicação de um curto-circuito monofásico na LT 500 kV AY



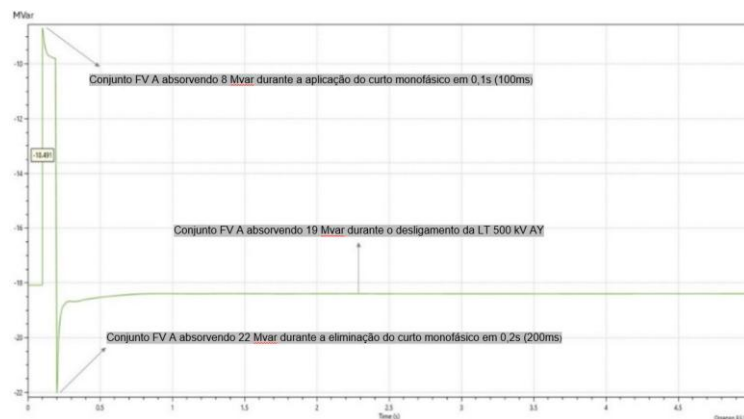
Fonte: elaborado pelo autor (2025)

Figura 65 - Comportamento da tensão do barramento da SE A, durante aplicação de um curto-circuito monofásico na LT 500 kV AY



Fonte: elaborado pelo autor

Figura 66 - Comportamento da potência reativa no Conjunto Fotovoltaico A durante a simulação de um curto na LT 500 kV AY



Fonte: elaborado pelo autor

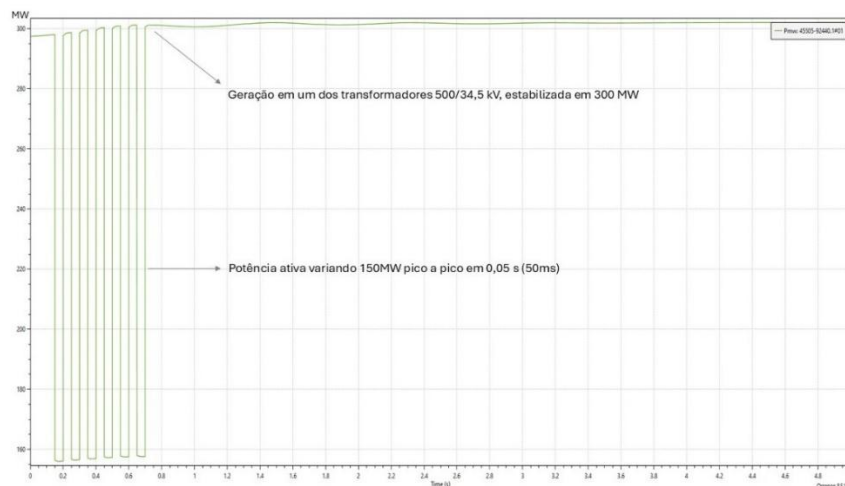
5.3 Simulação de Oscilações de Potência Ativa em Regime Dinâmico no Conjunto Fotovoltaico A

Em continuidade às análises por meio de simulações dinâmicas no ambiente computacional Organon, foi realizado um estudo envolvendo variações de potência ativa no Conjunto Fotovoltaico A. A referida simulação considerou um dos transformadores elevadores da planta, com relação 500/34,5 kV e potência nominal de 400 MVA, onde foram aplicadas variações de aproximadamente 150 MW pico a pico, com uma periodicidade de 0,05 segundos (50 ms), conforme ilustrado na Figura 67.

Embora o Conjunto Fotovoltaico A disponha de dois transformadores com as mesmas características elétricas, a presente simulação restringiu-se à análise da geração escoada por apenas um dos transformadores. Tal abordagem se justifica pelo fato de que, caso as oscilações fossem aplicadas simultaneamente ao transformador remanescente, o comportamento sistêmico seria replicado, não agregando novas informações ao estudo.

Durante a simulação, as oscilações de potência ativa foram mantidas por um intervalo de aproximadamente 0,7 segundos, a fim de avaliar o impacto dinâmico sobre as grandezas elétricas no Sistema Interligado Nacional, possibilitando a comparação direta com os fenômenos observados nos casos reais abordados ao longo deste trabalho.

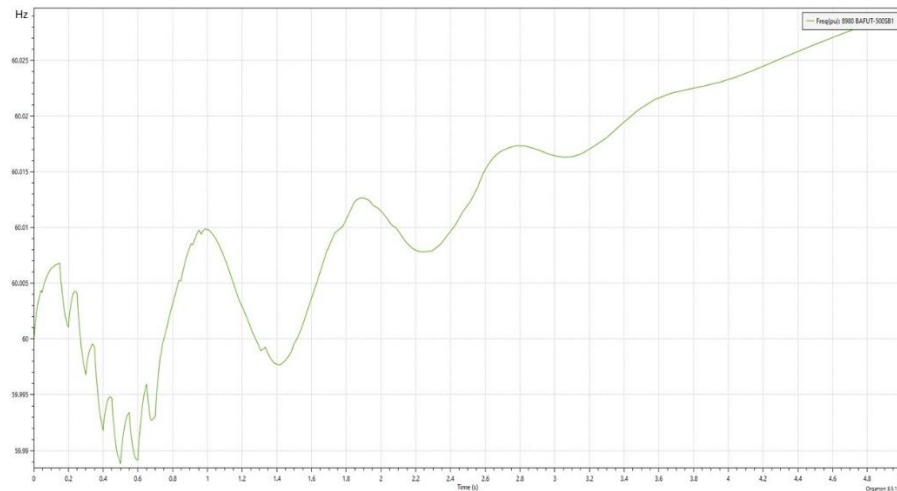
Figura 67 - Simulação da variação de potência ativa em um dos transformadores do Conjunto Fotovoltaico A



Fonte: elaborado pelo autor (2025)

A Figura 68 apresenta o comportamento da frequência do SIN ao longo da simulação. Observa-se que, no intervalo compreendido entre 0,3 s e 0,75 s, a frequência do sistema sofreu uma redução, situando-se abaixo do valor nominal de 60 Hz. Após o instante de 3s, a frequência retorna gradualmente à sua condição de operação nominal, evidenciando o restabelecimento da estabilidade no sistema.

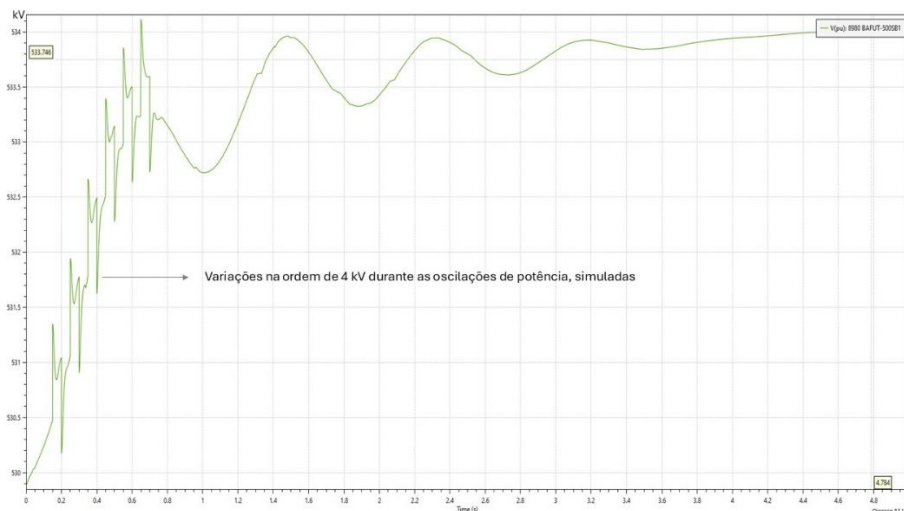
Figura 68 - Comportamento da frequência do SIN durante simulação de oscilações de potência ativa no Conjunto Fotovoltaico A, via Organon



Fonte: elaborado pelo autor (2025)

A Figura 69 apresenta o comportamento da tensão no ponto de conexão da planta ao barramento de 500 kV, durante a simulação das oscilações de potência ativa. Verifica-se que, no período inicial de aproximadamente 0,7 segundos, a tensão oscila entre 530 kV e 534 kV, em resposta direta às variações simuladas de geração. Após a finalização dessas variações, observa-se o restabelecimento gradual da tensão, atingindo a estabilidade no ponto de conexão.

Figura 69 - Comportamento da tensão no barramento da SE A, durante as simulações de oscilação de potência ativa do Conjunto Fotovoltaico A



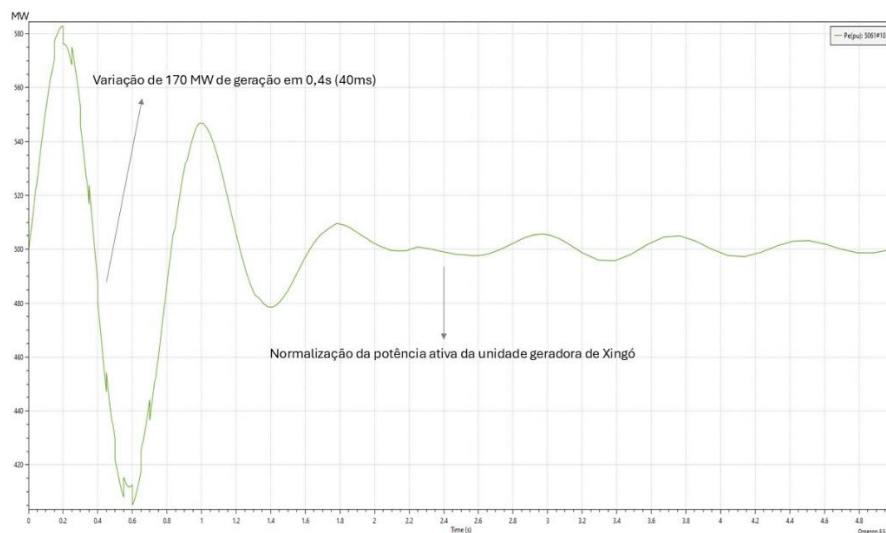
Fonte: elaborado pelo autor (2025)

Explorando outros equipamentos da malha sistêmica do SIN, foi analisado o comportamento de uma unidade geradora hidráulica de 527 MW da Usina de Xingó, localizada no Rio São Francisco, entre os estados de Alagoas e Sergipe. Essa unidade possui papel relevante na geração da Região Nordeste do Brasil, sendo caracterizada por elevada inércia e, consequentemente, significativa contribuição para a estabilidade do sistema.

A Figura 70 apresenta o comportamento da potência ativa dessa unidade durante o período das oscilações simuladas no Conjunto Fotovoltaico A. Nos primeiros 0,7 segundos, observou-se uma variação de 80 MW nos primeiros 0,2 segundos, seguida por uma rampa de redução acentuada de aproximadamente 170 MW em 0,4 segundos.

Oscilações frequentes de potência ativa em unidades hidráulicas podem gerar esforços mecânicos excessivos, ocasionando danos significativos por fadiga nos componentes rotativos, como o eixo das turbinas e geradores. De acordo com Mantilla-Viveros et al. (2019), variações rápidas de carga resultam em níveis de dano por fadiga superiores aos verificados durante a operação em regime constante.

Figura 70 - Comportamento da geração de uma unidade geradora da UHE Xingó durante simulação de variação de geração no Conjunto Fotovoltaico A



Fonte: elaborado pelo autor (2025)

Oscilações excessivas podem provocar perda de sincronismo em geradores síncronos, situação na qual o rotor deixa de acompanhar o campo da rede. Esse fenômeno compromete não apenas a integridade do equipamento, mas pode desestabilizar o sistema interligado como um todo, gerando consequências severas, como apagões regionais (YAGHOBI, 2020).

6 CONCLUSÕES

A análise comparativa entre os casos reais observados no Sistema Interligado Nacional e as simulações dinâmicas realizadas com a ferramenta Organon evidenciou diferenças significativas no comportamento da potência ativa e demais grandezas elétricas. Enquanto as simulações, baseadas em modelos matemáticos, apresentaram respostas estáveis e previsíveis a eventos como curto-circuito e variações controladas de potência, os dados operacionais reais revelaram oscilações de baixa frequência, instabilidades e respostas não lineares que não foram capturadas pelos modelos computacionais.

Esse contraste ressalta a complexidade do sistema elétrico real, especialmente diante da crescente inserção de usinas fotovoltaicas de grande porte, em que fatores como atrasos na comunicação, interação entre controles distribuídos, variações locais de irradiância e limitações de hardware contribuem para fenômenos desafiadores à modelagem convencional.

Adicionalmente, as ocorrências práticas e as instabilidades detectadas em tempo real fornecem informações que extrapolam o escopo dos modelos computacionais e da literatura técnica disponível. Nesse sentido, as equipes que atuam nas salas de controle da operação assumem papel fundamental, pois lidam diretamente com situações reais e complexas, acumulando um conhecimento prático essencial para a compreensão e resolução desses fenômenos — conhecimento que raramente é encontrado em publicações acadêmicas ou livros.

Dessa forma, a complementaridade entre estudos simulados e análises operacionais reais torna-se imprescindível para o desenvolvimento de estratégias robustas de controle, mitigação e planejamento no SIN, assegurando a confiabilidade e a estabilidade do sistema diante dos desafios impostos pela crescente participação das fontes renováveis intermitentes.

Esta pesquisa caracteriza-se como exploratória, visando proporcionar maior familiaridade e compreensão sobre o tema. De acordo com Gil (2022), pesquisas exploratórias são fundamentais para explicitar problemas ainda pouco investigados. A metodologia adotada integrou a representação do sistema elétrico, a variabilidade das fontes de geração e carga, e a aplicação dos procedimentos operacionais vigentes para eventos atípicos no SIN.

O estudo possibilitou compreender a evolução das tomadas de decisão previstas nos procedimentos de rede, especialmente no que tange ao gerenciamento da geração fotovoltaica elevada, permitindo análises que subsidiam melhorias contínuas e garantem a qualidade da operação.

A abordagem focou num tema ainda pouco explorado na formação acadêmica tradicional, mas que tem ganhado importância na operação em tempo real do SIN. Embora a

literatura técnica na área de engenharia elétrica apresente lacunas quanto a esse assunto, os profissionais que acompanham essas primeiras observações e casos tornam-se pioneiros, contribuindo para um olhar mais criterioso e detalhista sobre os eventos na rede.

O suporte dos Procedimentos de Rede, base fundamental para a operação do SIN e referência para as análises, demonstrou a eficácia das soluções adotadas, que refletem o preparo técnico das equipes operacionais, mantido por treinamentos e certificações constantes.

Os resultados obtidos fornecem subsídios importantes para os planejadores do sistema elétrico, auxiliando na formulação de estratégias de expansão, políticas públicas para incremento de carga em horários e regiões com maior disponibilidade de energia renovável, ajustes na infraestrutura de transmissão e incentivos a tecnologias que melhorem o equilíbrio entre oferta e demanda energética.

Em síntese, esta dissertação contribui para o avanço do conhecimento sobre energias renováveis, estabelecendo uma base sólida para futuras pesquisas voltadas à quantificação e mitigação dos riscos associados às restrições de geração renovável. Espera-se que as contribuições dessa dissertação estimulem debates e iniciativas que conduzam o país a um futuro energético mais sustentável e resiliente.

6.1 Recomendações para Trabalhos Futuros

Considerando os desafios que encontramos com as oscilações e instabilidades em sistemas elétricos que têm cada vez mais fontes renováveis, sugiro as seguintes propostas para trabalhos futuros:

- Proponho que o próximo passo seja investigar a fundo como usar e otimizar os Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias (BESS). A ideia é entender como o controle do BESS pode se integrar de um jeito melhor com o PPC e os inversores das usinas solares. O objetivo é garantir que todo o parque gerador funcione de forma sincronizada e eficiente. É crucial que esse estudo leve em conta os atrasos na comunicação entre o BESS, o PPC e os inversores, pois já vimos em trabalhos como o de GUO et al. (2020) que isso pode impactar bastante a dinâmica do sistema.
- Quantificar o quanto o BESS, quando este estiver bem controlado, pode amortecer as oscilações e melhorar a estabilidade em redes com pouca inércia e muita energia renovável. Para isso, propõe-se analisar onde instalar o BESS (na própria usina solar ou em pontos específicos da rede) e qual o seu tamanho ideal. A metodologia para esta pesquisa incluirá simulações detalhadas para comparar o sistema com e sem o BESS testando diferentes estratégias de controle, para analisar na prática, como ele melhora a estabilidade e ajuda a mitigar esses fenômenos de oscilação.

- Sugere-se que os Agentes de geração renovável intermitente implementem ou aprimorem a instalação de Registradores de Perturbação (RDP) nos pontos de conexão com a Rede Básica. O propósito é coletar dados de oscilações no sistema elétrico com maior rapidez e precisão do que as Unidades de Medição Fasorial (PMUs) conseguem atualmente, devido às suas taxas de atualização. O envio em tempo real dessas informações para o ONS, proporcionará subsídios mais completos e assertivos para a análise de eventos e a tomada de decisões operacionais.

REFERÊNCIAS

- ARAÚJO, P. S. S.; LIMA, L. F.; OLIVEIRA, L. C. Análise de Oscilações de Baixa Frequência em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA (CBA), 23., 2020, Online. **Anais...** São Paulo: SBA, 2020. p. 1-6. Disponível em: https://www.sba.org.br/eventos/cba/2020/anais/artigos/CBA2020_0428.pdf. Acesso em: 04 mai. 2025.
- BULLICH-MASSAGUÉ, Eduard 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**, v. 10, n. 1, p. 50-62, 2016. Acesso em: 03 mar. 2025. Disponível em: <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1049/iet-rpg.2015.0113>
- CAMPOS, Adriana Fiorotti; SOUZA, VHA. Políticas Públicas e a Expansão da Energia Eólica no Brasil. In: **X Congresso brasileiro de planejamento energético (CBPE): Oferta e demanda de energia. O papel da informação na integração dos recursos.** 2016. Disponível em: https://engenhariaedesenvolvimentosustentavel.ufes.br/sites/engenhariaedesenvolvimentosustentavel.ufes.br/files/field/anexo/artigo_politicas_publicas_cbpe_2016.pdf. Acesso em: 23 fev. 2025.
- CHEN, Jie; WANG, Yongxian; WANG, Xuesong. Reactive Power Control of Grid-Connected Photovoltaic System for Voltage Support in Distribution Networks. In: **IEEE International Power Electronics and Application Conference and Exposition (PEAC)**, 2018, Guangzhou. *Proceedings...* Piscataway, NJ: IEEE, 2018. p. 1-6. DOI: 10.1109/PEAC.2018.8590623.
- COSTA, Andrelise Cardoso *et al.* Energia solar fotovoltaica uma alternativa viável? **Brazilian Journal of Development**, v. 6, n. 9, p. 72637-72656, 2020. DOI: 10.34117/bjdv6n9-639. Disponível em: <https://ojs.brazilianjournals.com.br/ojs/index.php/BRJD/article/view/17385/14114>. Acesso em: 23 fev. 2025.
- DUAN, Jie; GENG, Jie; SONG, Hua. Review of Power Plant Controller for Grid-Connected Photovoltaic Power Plants. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, v. 5, n. 6, p. 891-903, nov. 2017. DOI: 10.1007/s40565-017-0309-8.
- ELA, Erik *et al.* Active Power Controls from Wind Power: Bridging the Gaps. Golden, CO: National Renewable Energy Lab. (NREL), 2014. NREL/TP-5D00-60574. Disponível em: <https://www.osti.gov/biblio/1117060>. Acesso em: 26 mar. 2025.
- EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS FOR ELECTRICITY (ENTSO-E). **Continental Europe Synchronous Area Separation on 24 July 2021: Technical Report.** Bruxelas: ENTSO-E, 2021. Disponível em: https://www.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/SOC%20Reports/entso-e_CESysSep_210724_211112.pdf. Acesso em: 14 abr. 2025.
- FILGUEIRAS, A.; SILVA, T. M. V. Energia eólica no Brasil: presente e futuro. **Coletânea de artigos: energias solar e eólica**, v. 2, p. 263-271, Rio de Janeiro, CRESEB, 2005.

GEVORGIAN, Vahan; O'NEILL, Barbara. **Advanced grid-friendly controls demonstration project for utility-scale PV power plants**. Golden, CO (United States): National Renewable Energy Lab. (NREL), 2016. Disponível em: <http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65368.pdf>. Acesso em: 20 mar. 2025.

GIL, Antonio Carlos. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 7. ed. São Paulo: Atlas, 2022.

GUO, Yan; ZHAO, Haixiang; WANG, Yong. Coordinated Control of PV-BESS Hybrid Power Plant for Enhanced Grid Integration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 35, n. 4, p. 2883-2893, jul. 2020. DOI: 10.1109/TPWRS.2019.2959888.

JOHNSON, Jay Tillay. **Design and evaluation of a secure virtual power plant**. Albuquerque, NM (United States): U.S. Department of Energy – Office of Scientific and Technical Information, 2017. Relatório técnico. Disponível em: <https://www.osti.gov/biblio/1395430>. Acesso em: 10 mar. 2025.

KANG, Jun-Su; YU, Jae-Hyung. Ramp-Rate Control of PV Generation Systems Based on Battery Energy Storage System. **Journal of Electrical Engineering & Technology**, v. 13, n. 4, p. 1658-1668, jul. 2018. DOI: 10.5370/JEET.2018.13.4.1658.

KOPKO, Kaio; GRUDTNER, Gustavo; RIBEIRO, Vinicius. *SINapse: transformando a comunicação na operação em tempo real*. Comunicação apresentada no 11º Seminário Nacional de Operadores de Sistemas e de Instalações Elétricas – SENOP, Altamira, PA, 2023.

KROPOSKI, B. *et al.* Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 15, n. 2, p. 61-73, mar./abr. 2017. DOI: 10.1109/MPE.2016.2637122. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/314198578_Achieving_a_100_Renewable_Grid_Operating_Electric_Power_Systems_with_Extremely_High_Levels_of_Variable_Renewable_Energy. Acesso em: 25 fev. 2025.

KROPOSKI, B. *et al.* Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 15, n. 2, p. 61-73, mar./abr. 2017. DOI: 10.1109/MPE.2016.2637122. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7866938>. Acesso em: 12 mar. 2025

LOPES, Sulamita Carolina. **Impacto na estabilidade do sistema elétrico causado pela intermitência da geração eólica**. 2023. 179 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2023. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-04042023-084327/publico/SulamiitaCarolinaLopesCorr23.pdf>. Acesso em: 01 mai. 2025.

MA, Y.; SHAO, S.; XU, Y. Reactive Power Management for Active Distribution Networks with High Penetration of PV Systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 12, n. 1, p. 732-743, jan. 2021. DOI: 10.1109/TSG.2020.3013866.

MANTILLA-VIVEROS, M. A.; ORJUELA-PERILLA, D. A.; SALAMANCA-MANTILLA, R. A. Structural component fatigue analysis of a hydrogenerator rotor. **DYNA**, Medellín, v. 87, n. 213, p. 155-164, jul./set. 2020. DOI: 10.15446/dyna.v87n213.80590. Disponível em: <https://www.redalyc.org/journal/496/49666177018/html/> . Acesso em: 12 mai 2025.

NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION (NERC). **1200 MW Fault Induced Solar Photovoltaic Resource Interruption Disturbance Report**. Atlanta, GA: NERC, 2017. Disponível em: https://www.nerc.com/pa/rrm/ea/Documents/1200_MW_Fault_Induced_Solar_Photovoltaic_Resource_Interruption_Final.pdf#search=Blue%20Cut%20Fire%20Disturbance%20Report. Acesso em: 13 abr. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Análise da perturbação do dia 15/08/2023 às 08h30min**: Relatório de Análise de Perturbação (RAP). Rio de Janeiro, 2023. Disponível em: [\[https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RAP%202023.08.15%2008h30min%20vers%C3%A3o%20final%20com%20anexos%20de%20diverg%C3%Aancia_Final.pdf\]](https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RAP%202023.08.15%2008h30min%20vers%C3%A3o%20final%20com%20anexos%20de%20diverg%C3%Aancia_Final.pdf). Acesso em: 27 abr. 2025.

_____. Evolução da Capacidade Instalada de Geração Eólica e Fotovoltaica. [s.l.]: ONS, [2025]. Disponível em: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/evolucao_capacidade_instalada.aspx. Acesso em: 05 jan. 2025.

_____. **Manual de Procedimentos da Operação**: Módulo 5 – Submódulo 5.12. [s.l.]: ONS, 2021. Disponível em: https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F3.%20Instru%C3%A7%C3%B5es%20de%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20-%20SM%205.12%2F3.2.%20Controle%20da%20Gera%C3%A7%C3%A3o%2FIO-CG.BR.03_Rev.23.pdf. Acesso em: 23 jun. 2025.

_____. **Procedimentos de Rede**: Submódulo 2.10 – Requisitos Técnicos de Desempenho para Centrais Geradoras. Rio de Janeiro, 2024. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. Acesso em: 23 jun. 2025.

_____. **Resultados da operação**: Qualidade do suprimento. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/qualidade-do-suprimento>. Acesso em: 05 jan. 2025.

_____. **Operacional e Manual de Procedimentos da Operação – MPO**. Rio de Janeiro: ONS, 2024. Disponível em: <http://www.ons.org.br:80/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo>. Acesso em: 02 mar. 2024.

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (REE). **Blackout in Spanish Peninsular Electrical System the 28th of April 2025**: 18/06/2025. Madrid: REE, 2025. Disponível em: https://d1n1o4zeyfu21r.cloudfront.net/WEB_Incident_%2028A_SpanishPeninsularElectricalSystem_18june25.pdf. Acesso em: 19 jun. 2025

REIS, Lineu Belico dos. **Geração de energia elétrica**. 3. ed. Barueri, SP: Manole, 2017.

VANDERZEE, Michael *et al.* Scada: Supervisory control and data acquisition. **Oil and Gas Pipelines**, p. 13-26, 2015. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/9781119019213.ch02>. Acesso em: 08 mar. 2025.

SILVA, J. S.; BAPTISTA, R. P. **Controle de Inversor Fotovoltaico Conectado à Rede para Melhoria da Qualidade de Energia**. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA (CBA), 23., 2021, Online. **Anais...** São Paulo: SBA, 2021. p. 1-6. Disponível em: https://www.sba.org.br/eventos/cba/2021/anais/artigos/CBA2021_0428.pdf. Acesso em: 12 abr. 2025.

SOARES, Paulo Henrique Vieira; CATARINO, Vitor Hugo Oliveira. **A integração das fontes de energias renováveis nas redes elétricas: o papel do PPC e do SCADA**. O Setor Elétrico, [S.l.], jul. 2024. Disponível em: <https://www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2024/07/Fasciculo-Paulo-Henrique-Vieira-Soares.pdf>. Acesso em: 22 mai.2025.

YAGHOBI, Hamid. Transient stability enhancement of power system with instability-tolerant synchronous generator. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 14, n. 21, p. 4654–4665, nov. 2020. DOI: 10.1049/iet-gtd.2020.0418. Disponível em: <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/iet-gtd.2020.0418>. Acesso em: 12 mai 2025.

YIN, Robert K. **Estudo de Caso: planejamento e métodos**. 5. ed. Porto Alegre: Bookman, 2015.

ZHENG, Tingting; ZHAO, Lei; XU, Li. Subsynchronous oscillation of PV plants integrated to weak AC networks. **IET Renewable Power Generation**, v. 13, n. 3, p. 409-417, 2019. DOI: 10.1049/iet-rpg.2018.5659. Disponível em: <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/iet-rpg.2018.5659>. Acesso em: 08 jun.2025.

ZINI, Gabriele. Power Plant Controller and Power Conversion System. In: ZINI, Gabriele. **Green Electrical Energy Storage: Science and Finance for Total Fossil Fuel Substitution**. 1. ed. New York: McGraw-Hill Education, 2016. cap. 5.5.