

UNIVERSIDADE DO ESTADO DO AMAZONAS

ESCOLA SUPERIOR DE TECNOLOGIA

CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

VITOR VALÉRIO ROCHA VASCONCELOS

**VALIDAÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS ELETROMECÂNICAS DE UM
MOTOGERADOR ATENDENDO AOS REQUISITOS TÉCNICOS PARA A
CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO EM UMA USINA
TERMOELÉTRICA**

MANAUS

2023

VITOR VALÉRIO ROCHA VASCONCELOS

**VALIDAÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS ELETROMECAÑICAS DE UM
MOTOGERADOR ATENDENDO AOS REQUISITOS TÉCNICOS PARA A
CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO EM UMA USINA
TERMOELÉTRICA**

Pesquisa desenvolvida durante a disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso II e apresentado à banca avaliadora do Curso de Engenharia Elétrica da Escola Superior de Tecnologia da Universidade do Estado do Amazonas, como pré-requisito para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Israel Gondres Torné

MANAUS

2023

Universidade do Estado do Amazonas – UEA
Escola Superior de Tecnologia - EST

Reitor:

André Luiz Nunes Zogahib

Vice-Reitor:

Katia do Nascimento Couceiro

Diretora da Escola Superior de Tecnologia:

Ingrid Sammyne Gadelha Figueiredo

Coordenador do Curso de Engenharia Elétrica:

Israel Gondres Torné

Banca Avaliadora composta por:

Data da defesa: 31/03/2023.

Prof. Israel Gondres Torné, Dr. (Orientador)

Prof. Pierre Macedo, Me. (Avaliador 1)

Prof. Rubens de Andrade Fernandes, Me. (Avaliador 2)

CIP – Catalogação na Publicação

Vasconcelos, Vitor Valério

Validação das características eletromecânicas de um motogerador atendendo aos requisitos técnicos para a conexão às instalações de transmissão em uma usina termoelétrica / Vitor Valério Rocha Vasconcelos; [orientado por] Israel Gondres Torné, Dr. – Manaus: 2023. 136 p.: il.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica). Universidade do Estado do Amazonas, 2023.

1. ONS. 2. Conexão às instalações de transmissão. 3. Ensaios de variações eletromecânicas. 4. Estabilidade eletromecânica.

I. Torné, Israel Gondres.

VITOR VALÉRIO ROCHA VASCONCELOS

**VALIDAÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS ELETROMECÂNICAS DE UM
MOTOGERADOR ATENDENDO AOS REQUISITOS TÉCNICOS PARA A
CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO EM UMA USINA
TERMOELÉTRICA**

Pesquisa desenvolvida durante a disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso II e apresentado à banca avaliadora do Curso de Engenharia Elétrica da Escola Superior de Tecnologia da Universidade do Estado do Amazonas, como pré-requisito para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Nota obtida: 10,0 (dez pontos)

Aprovada em 31/03/2023.

Área de concentração: Máquinas Elétricas

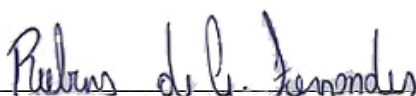
BANCA EXAMINADORA



Orientador: Israel Gondres Torné, Dr.



Avaliador: Pierre Macedo, Me.



Avaliador: Rubens de Andrade Fernandes, Me.

Manaus

2023

DEDICATÓRIA

Aos meus pais, Fábio Valério Dantas Vasconcelos e Dione Amazonas Rocha Vasconcelos, que sempre lutaram para me proporcionar o melhor que estava aos seus alcances e abdicaram de momentos de lazer e objetivos pessoais para se dedicarem ao meu desenvolvimento educacional e pessoal, além de que me apoiaram de diversas formas nos momentos de maiores dificuldades. Eles são a principal motivação para eu concluir esse curso.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu pai, Fábio Valério Dantas Vasconcelos, que por diversas vezes abriu mão do próprio conforto para que eu pudesse ter uma condição melhor e esteve presente em todos os momentos disposto a me auxiliar sempre que precisasse, e a minha mãe, Dione Amazonas Rocha Vasconcelos, professora, que deixou sonhos pessoais e profissionais em segundo plano para acompanhar meu crescimento e com um suporte diário e contínuo me deu uma educação de qualidade. Ambos me proporcionaram a base para essa conquista.

Agradeço a minha irmã Heloísa Vitória e aos demais familiares, que acompanharam toda minha evolução, desde o início do curso ao início da carreira profissional e posteriormente a evolução no mercado de trabalho, sempre torcendo por mim, solícitos e dispostos a ajudar em diversas situações, especialmente meu tio Péricles Rocha (in memoriam).

Agradeço a Júlia Nathaly, minha companheira para tudo, que esteve comigo durante esses anos de curso me apoiando, incentivando e sempre disposta a ser um ombro amigo, que por também ser acadêmica de Engenharia entendia perfeitamente minhas dificuldades e o valor das minhas vitórias na academia.

Agradeço aos colegas da Escola Superior de Tecnologia e em especial àqueles que se tornaram meus amigos, Layza Luissa e Gustavo Sarkis, que ao longo dos anos em diversos momentos compartilharam alegrias, frustrações e contribuíram para um ambiente mais leve para encarar os desafios da graduação.

Por fim, agradeço aos professores da Universidade do Estado do Amazonas por compartilhar e disseminar conhecimento, em especial ao meu Orientador, Prof. Dr. Israel Gondres Torné, com quem cursei diversas disciplinas do curso de Engenharia Elétrica desde o início do ciclo profissional até o último período do curso, que acompanhou meu desenvolvimento acadêmico e profissional e aceitou me orientar e contribuir para a construção desse trabalho.

RESUMO

O Sistema Elétrico de Potência funciona com constantes modificações devidas a sua complexidade e não linearidade, que são ocasionadas pelo aumento da demanda energética ou variações decorrentes de fenômenos físicos ou ambientais. Para assegurar a confiabilidade e disponibilidade do sistema, o Operador Nacional do Sistema Elétrico exige que sejam cumpridos uma série de requisitos mínimos pelas unidades geradoras que serão conectadas ao sistema, que dizem respeito a variação de tensão e frequência com o intuito de garantir a estabilidade eletromecânica do sistema para uma operação confiável e segura. Neste trabalho serão apresentadas a teoria, as motivações, e a forma que foram realizados os ensaios para compor o estudo de estabilidade eletromecânica do motor W18V50SG. Posteriormente, os dados colhidos foram inseridos no Programa de Análises de Transitórios Eletromecânico - ANATEM, criado pelo Centro de Pesquisas de Engenharia Elétrica da Eletrobrás, para simulações que criam cenários aproximados com transitórios e faltas reais a fim de verificar o comportamento da máquina e a capacidade de autorregulação. Durante os ensaios foram avaliadas as atuações dos reguladores de tensão e velocidade do motor, ao final, após o tratamento dos dados nos programas citados, os resultados e comportamento da máquina atenderam aos requisitos técnicos mínimos exigidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico para validação do conjunto motogerador.

Palavras-chave: ONS; Confiabilidade; Ensaio de variações eletromecânicas; Estabilidade eletromecânica;

ABSTRACT

The Electric Power System works with constant modifications due to its complexity and non-linearity, which are caused by the increase in energy demand or variations resulting from physical or environmental phenomena. To ensure the reliability and availability of the system, the National Electric System Operator requires that a series of minimum requirements be met by the generating units that will be connected to the system, which relate to voltage and frequency variation to guarantee electromechanical stability. of the system for reliable and safe operation. In this work, the theory, the motivations, and the way in which the tests were carried out to compose the electromechanical stability study of the W18V50SG engine will be presented. Subsequently, the collected data were entered into the Electromechanical Transient Analysis Program - ANATEM, created by the Eletrobras Electrical Engineering Research Center, for simulations that create approximate scenarios with transients and real faults to verify the machine's behavior and capacity. of self-regulation. During the tests, the actions of the voltage regulators and motor speed were evaluated, in the end, after processing the data in the aforementioned programs, the results and behavior of the machine met the minimum technical requirements demanded by the National Electric System Operator for validation of the set motor generator.

Keywords: ONS; Reliability; Tests of electromechanical variations; Electromechanical stability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Estator de um gerador síncrono trifásico de 100 MVA em construção.....	23
Figura 2 - Rotor de um gerador de 100 MW.....	24
Figura 3 – Representação do sistema de excitação de um conjunto motogerador.....	25
Figura 4 - Curva de saturação de um gerador.....	26
Figura 5 - Curva de saturação e a linha de entreferro.....	27
Figura 6 – Relação entre o limite de corrente de campo do rotor e o fator de potência nominal.	28
Figura 7 - Desenvolvimento da curva de capacidade de um gerador síncrono.....	29
Figura 8 - Curva de capacidade resultante do gerador.....	30
Figura 9 - Um diagrama de capacidade que mostra o limite de potência da máquina motriz..	31
Figura 10 - Diagramas fasoriais mostrando a geração e o consumo de potência ativa P e potência reativa Q por geradores e motores síncronos.....	33
Figura 11 - Forma típica das curvas V de um gerador síncrono.....	34
Figura 12 - Classificações da estabilidade no sistema elétrico de potência.....	37
Figura 13 - Placa do gerador.....	40
Figura 14 - Placa do motor.....	42
Figura 15 - Dados do transformador de excitação.....	43
Figura 16 - Regulador de tensão ABB Unitrol 1020.....	44
Figura 17 - Princípio de funcionamento doAVR com gerador de auto-excitação.....	45
Figura 18 - Diagrama de blocos do regulador de tensão ABB Unitrol 1020.....	45
Figura 19 - Frequency support.....	49
Figura 20 - Supervisório com os ajustes implementados no suporte de frequência.....	50
Figura 21 - Curva de capacidade calculada – Tensão nominal - 1,0 pu.....	50
Figura 22 - Curva de capacidade calculada – 1,05 pu.....	51
Figura 23 - Curva de capacidade calculada – 0,95 pu.....	51
Figura 24 - Curva de capacidade com os limites do BNT1.....	52
Figura 25 - Curvas de saturação calculada e extraída em campo.....	54
Figura 26 - Referência dos valores de inércia.....	55
Figura 27 - Modelo do gerador.....	56
Figura 28 - Tensão terminal no ensaio de degrau em vazio de +2%.....	57
Figura 29 - Corrente de campo no ensaio de degrau em vazio de 2%.....	58
Figura 30 - Tensão terminal no ensaio em degrau em vazio de -2%.....	58

Figura 31 - Corrente de campo no ensaio de degrau em vazio de -2%.....	59
Figura 32 - Resposta da tensão terminal de um gerador a aplicação de um degrau.....	59
Figura 33 - Tensão terminal no ensaio da tensão de teto.....	61
Figura 34 - Corrente de campo no ensaio da tensão de teto.....	61
Figura 35 - Comportamento da frequência no ensaio de atuação do limitador Volt/Hertz.....	62
Figura 36 - Tensão terminal no ensaio de atuação do limitador Volt/Hertz.....	63
Figura 37 - Reestabelecimento da frequência para a faixa de 60 Hz.	63
Figura 38- Resposta da tensão terminal ao reestabelecimento da frequência em 60 Hz.....	64
Figura 39 - Tensão terminal no ensaio de degrau em carga.	65
Figura 40 - Potência ativa no ensaio de degrau em carga.	65
Figura 41 - Potência reativa no ensaio de degrau em carga.	65
Figura 42 - Tensão terminal ao aplicar um degrau de -4% com a atuação do UEL.....	67
Figura 43 - Potência ativa ao aplicar um degrau de -4% com a atuação do UEL.	68
Figura 44 - Potência reativa ao aplicar um degrau de -4% com a atuação do UEL.	68
Figura 45 – Atuação do limitador de subexcitação.	69
Figura 46 - Tensão terminal ao aplicar um degrau de 3% com a atuação do OEL.....	70
Figura 47 - Potência ativa ao aplicar um degrau de 3% com a atuação do OEL.	70
Figura 48 - Potência reativa ao aplicar um degrau de 3% com a atuação do OEL.	71
Figura 49 - Forme de atuação do OEL segundo o manual.	71
Figura 50 - Curva da velocidade x potência de uma máquina motriz.	72
Figura 51 - Curva da frequência x potência de uma máquina motriz.....	73
Figura 52 - Representação do estatismo.	73
Figura 53 - Faixa de estatismo permitida pelo ONS.	75
Figura 54 - Degraus de frequência aplicados ao gerador com 50% de geração.....	77
Figura 55 - Support Frequency OffSet com 50% de geração.....	77
Figura 56 - Resposta da potência ativa as variações de frequência com 50% de geração.	78
Figura 57 - Degrau de 20 mHz com 50% de geração.....	79
Figura 58 - Degrau de 20 mHz com 50% de geração - Support Frequency OffSet.....	79
Figura 59 - Degrau de 20 mHz com 50% de geração - Resposta de potência ativa.....	80
Figura 60 - Degrau de frequência de 150 mHz com 50% de geração.	80
Figura 61 - Degrau de 150 mHz com 50% de geração - Support Frequency OffSet.....	81
Figura 62 - Degrau de 150 mHz com 50% de geração - Resposta de potência ativa.....	81
Figura 63 - Degrau de frequência de 350 mHz com 50% de geração.	82

Figura 64 - Degrau de 350 mHz com 50% de geração - Support Frequency OffSet.	82
Figura 65 - Degrau de 350 mHz com 50% de geração - Resposta de potência ativa.	83
Figura 66 - Degrau de frequência de 500 mHz com 50% de geração.	83
Figura 67 - Degrau de 500 mHz com 50% de geração - Support Frequency OffSet.	84
Figura 68 - Degrau de 500 mHz com 50% de geração - Resposta de potência ativa.	84
Figura 69 - Degrau de frequência de 700 mHz com 50% de geração.	85
Figura 70 - Degrau de 700 mHz com 50% de geração - Support Frequency OffSet.	85
Figura 71 - Degrau de 700 mHz com 50% de geração - Resposta de potência ativa.	86
Figura 72 - Degrau de frequência de 900 mHz com 50% de geração.	86
Figura 73 - Degrau de 900 mHz com 50% de geração - Support Frequency OffSet.	87
Figura 74 - Degrau de 900 mHz com 50% de geração - Resposta de potência ativa.	87
Figura 75 - Degraus de frequência aplicados ao gerador com 100% de geração.	88
Figura 76 - Support Frequency OffSet com 100% de geração.	89
Figura 77 - Resposta da potência ativa as variações de frequência com 100% de geração.	89
Figura 78- Degrau de frequência de 20 mHz com 100% de geração.	90
Figura 79 - Degrau de 20 mHz com 100% de geração - Support Frequency OffSet.	90
Figura 80 - Degrau de 20 mHz com 100% de geração - Resposta de potência ativa.	91
Figura 81 - Degrau de frequência de 150 mHz com 100% de geração.	92
Figura 82 - Degrau de 150 mHz com 100% de geração - Support Frequency OffSet.	92
Figura 83 - Degrau de 150 mHz com 100% de geração - Resposta de potência ativa.	93
Figura 84 - Degrau de frequência de 350 mHz com 100% de geração.	93
Figura 85 - Degrau de 350 mHz com 100% de geração - Support Frequency OffSet.	94
Figura 86 - Degrau de 350 mHz com 100% de geração - Resposta de potência ativa.	94
Figura 87 - Degrau de frequência de 500 mHz com 100% de geração.	95
Figura 88 - Degrau de 500 mHz com 100% de geração - Support Frequency OffSet.	95
Figura 89 - Degrau de 500 mHz com 100% de geração - Resposta de potência ativa.	96
Figura 90 - Degrau de frequência de 700 mHz com 100% de geração.	96
Figura 91 - Degrau de 700 mHz com 100% de geração - Support Frequency OffSet.	97
Figura 92 - Degrau de 700 mHz com 100% de geração - Resposta de potência ativa.	97
Figura 93 - Degrau de frequência de 900 mHz com 100% de geração.	98
Figura 94 - Degrau de 900 mHz com 100% de geração - Support Frequency OffSet.	98
Figura 95 - Degrau de 900 mHz com 100% de geração - Resposta de potência ativa.	99

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Características elétricas principais.	39
Tabela 2 - Ajustes do relé 40.	41
Tabela 3 - Dados do motor.	41
Tabela 4 - Disponibilidade dos recursos do sistema de excitação.	42
Tabela 5 - Ajustes para o regulador de tensão.	44
Tabela 6 - Ajustes para o limitador de subexcitação.	46
Tabela 7 - Ajustes para o limitador de sobre-excitação.	47
Tabela 8 - Ajustes do limitador Volt/Hertz.	48
Tabela 9 - Ajustes do suporte de frequência.	49
Tabela 10 - Limites do BNT1.	52
Tabela 11 - Dados extraídos de ensaio de saturação.	53
Tabela 12- Dados da curva de saturação em vazio.	54
Tabela 13 - Valores para o cálculo da inércia.	55
Tabela 14 - Variação de potência esperada para cada degrau de frequência.	76
Tabela 15 - Descrição dos modelos.	105

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS

<i>ANATEM</i>	Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos
<i>ANEEL</i>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<i>AVR</i>	Automatic Voltage Regulator – Regulador Automático de Tensão
<i>CA</i>	Corrente alternada
<i>CC</i>	Corrente contínua
<i>CEPEL</i>	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
<i>DHT</i>	Tempo de espera atrasado do limitador de sobre-excitação
<i>DeadBand</i>	Banda morta da frequência
E_A	Tensão de fase do estator list
E_{est}	Tensão no estator
Efd_{ag}	Tensão de Excitação na Linha do Entreferro
$EfeAG$	Tensão de Excitação na Linha do Entreferro a 100°C
f	Frequência da onda
$Fknee$	Frequência do ponto de joelho V/Hz.
FMM	Força Magnetomotriz
$f_{sistema}$	Frequência do sistema elétrico
f_{vz}	Frequência do gerador a vazio
H	Constante de inércia
Ifd_{ag}	Corrente de Campo na Linha do Entreferro
$IfeC$	Variável de controle contínua de corrente máxima do OEL
$IfeI$	Variável de controle máximo de corrente máxima do OEL
$IfeT$	Variável de controle atrasado de corrente máxima do OEL
$I_{N_{TCprim}}$	Corrente nominal do primário do TC

J	Momento de inércia
Kb	Ganho de derivação do regulador de tensão
Kq	Droop do regulador de tensão
MHT	Tempo de espera máximo do limitador de sobre-excitação
n_{pc}	Velocidade da máquina a plena carga
n_{vz}	Velocidade da máquina a vazio
OEL	Over Excitation Limiter – Limitador de sobreexcitação
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P	Potência Ativa
PIE	Produtor Independente de Energia
PSS	Power Stabilizer System – Estabilizador do Sistema de Potência
Q	Potência Reativa
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
QV	Queda de velocidade da máquina
R	Estatismo
Ra	Resistência CA de sequência positiva da armadura
$Ramp Rate$	Velocidade da rampa de potência
rpm	Rotações por minuto
S	Potência aparente
SCL	Stator Current Limiter – Limitador de corrente do estator
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
$Slope$	Diferença entre Fknee e 0 Hz
S_n	Potência nominal do gerador

<i>Support Droop</i>	Máxima variação de frequência
<i>Support Margin</i>	Percentual contribuição em relação a potência do motor
T''_{qo}	Constante de tempo subtransitória de eixo direto
T'_{do}	Constante de tempo transitória de eixo direto
T_a	Tempo de integração do regulador de tensão
T_{ac}	Torque acelerante
T_{a_Ie}	Tempo de integração do limitador de sobre-excitação
T_{a_Q}	Tempo de integração do limitador de subexcitação
T_b	Tempo de derivação do regulador de tensão
T_D	Torque de amortecimento
T_e	Torque eletromagnético
t_ε	Tempo de estabilização da tensão terminal
T_{eto}	Tensão de teto
T_{ex}	Transformador de excitação
T_m	Torque mecânico
UEL	Under Excitation Limiter – Limitador de subexcitação
V/Hz	Limitador Volt/Hertz
$VTMAX$	Tensão máxima permitida pelo regulador de tensão
$VTMIN$	Tensão mínima permitida pelo regulador de tensão
V_p	Ganho proporcional do regulador de tensão
V_p_Ie	Ganho proporcional do limitador de sobre-excitação
V_p_Q	Ganho proporcional do limitador de subexcitação
V_T	Tensão terminal
$VtDep$	Dependência de tensão (Lógico: Verdadeiro ou Falso)

V_{ϕ}	Tensão de fase
$X''d ns$	Reatância subtransitória de eixo direto
$X'd ns$	Reatância transitória de eixo direto
$Xd ns$	Reatância síncrona de eixo-direto
$Xd ns$	Reatância síncrona de eixo-direto
Xl	Reatância de Dispersão
$Xq ns$	Reatância síncrona de eixo em Quadratura
Xq	Reatância do regulador de tensão
$q01$	Mínimo de potência reativa quando P = 0%
$q02$	Mínimo de potência reativa quando P = 25%
$q03$	Mínimo de potência reativa quando P = 50%
$q04$	Mínimo de potência reativa quando P = 75%
$q05$	Mínimo de potência reativa quando P = 100%
v	Velocidade da onda
ε_p	Overshoot
λ	Comprimento da onda
ϕ	Fluxo magnético
ω_{om}	Rotação da máquina

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	PROBLEMA DE PESQUISA	21
1.2	OBJETIVO	22
1.2.1	OBJETIVO GERAL.....	22
1.2.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	22
2	REFERENCIAL TEÓRICO	22
2.1	ASPECTOS CONSTRUTIVOS DE UM GERADOR SÍNCRONO	23
2.1.1	SISTEMA DE EXCITAÇÃO	24
2.1.2	CURVA DE SATURAÇÃO DE UM GERADOR	25
2.1.3	CURVA DE CAPACIDADE OU CAPABILIDADE DE UM GERADOR	27
2.1.4	DINÂMICA DO ROTOR DE UMA MÁQUINA SÍNCRONA.....	31
2.2	GERADORES SÍNCRONOS E MOTORES SÍNCRONOS	32
2.3	OPERAÇÃO DE GERADORES SÍNCRONOS EM PARALELO	34
2.3.1	REGULADOR DE VELOCIDADE	35
2.3.2	REGULADOR DE TENSÃO	36
2.4	ESTABILIDADE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA	36
2.5	ANATEM	37
3	MATERIAIS E MÉTODOS	38
3.1	DESCRIÇÃO DO AMBIENTE DE REALIZAÇÃO DO ESTUDO	38
3.2	ESPECIFICAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS UTILIZADOS NO ESTUDO ..	39
3.2.1	GERADOR.....	39
3.2.2	MOTOR.....	41
3.2.3	SISTEMA DE EXCITAÇÃO	42
3.2.4	REGULADOR DE VELOCIDADE	48
4	IMPLEMENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS	50

4.1	CURVA DE CAPACIDADE	50
4.2	CURVA DE SATURAÇÃO.....	52
4.3	CÁLCULO DA CONSTANTE DE INÉRCIA	54
4.4	MODELO DO GERADOR	56
4.5	VALIDAÇÃO DO REGULADOR DE TENSÃO	56
4.5.1	DEGRAU EM VAZIO	57
4.5.2	ENSAIO DA TENSÃO DE TETO	60
4.5.3	ATUAÇÃO DO LIMITADOR VOLT/HZ	62
4.5.4	DEGRAU EM CARGA	64
4.5.5	DEGRAU COM ATUAÇÃO DO LIMITADOR DE SUBEXCITAÇÃO (UEL)..	66
4.5.6	DEGRAU COM ATUAÇÃO DO LIMITADOR DE SOBRE-EXCITAÇÃO (OEL)	69
4.6	VALIDAÇÃO DO REGULADOR DE VELOCIDADE.....	72
4.6.1	DEGRAU DE FREQUÊNCIA COM 50% DE GERAÇÃO.....	72
4.6.2	DEGRAU DE FREQUÊNCIA COM 100% DE GERAÇÃO.....	88
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	100
6	REFERÊNCIAS	103
7	APÊNDICES	105

1 INTRODUÇÃO

Nos ambientes industriais ou residenciais a procura pela maior eficiência e potencialização das máquinas e instalações para otimização de tempo ou recursos cresce em grande escala. A mais alta qualidade de energia é o objetivo de geração, transmissão, distribuição e consumo, além de economicamente também é ambientalmente interessante.

Os problemas quanto a baixa qualidade de energia podem ser classificados em dois tipos: os que variam a forma de onda alterando frequência e amplitude como variação de tensão e variação de frequência e os problemas que alteram a forma de onda modificando a senoide original, dentre eles temos harmônicas, inter-harmônicas, surtos, transitórios, ruídos e desequilíbrios. Os efeitos dos distúrbios elétricos podem ser queda do sistema, danificação de componentes e equipamentos, diminuição da performance, perda de produção, sobreaquecimento de cabos e equipamentos etc.

Com menor variação, estável e contínuo, assim é o sistema elétrico ideal, devido isso a importância da Qualidade de Energia Elétrica (QEE) para fins de regulamentação a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece critérios de QEE, que devem ser seguidos pelas concessionárias de energia elétrica na relação da distribuição com o consumidor final. Não seria diferente na relação geração-transmissão, existem requisitos técnicos mínimos para conexões às instalações de transmissão.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Como coordenador da operação do sistema, o ONS tem suas atribuições aplicadas sobre a rede de operação e atende às condições de observabilidade e controlabilidade necessárias à operação do sistema, portanto, existem critérios e normas para composição da rede básica, que são estabelecidas no Manual de Procedimentos da Operação e nos Procedimentos de Rede.

Os Procedimentos de Rede do ONS são compostos de 9 módulos e 100 submódulos, este trabalho dará ênfase ao submódulo 2.10 – “Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão”, que contém os parâmetros que serão aplicados para validação das características eletromecânicas do motogerador.

O conjunto motogerador que será validado é um equipamento de alto desempenho constituído pelo motor de combustão, gerador síncrono e acoplamento, e seus sistemas auxiliares individuais. O conjunto tem potência máxima de 18,350 MW, movido a gás com ignição por faísca e opera com base no ciclo Otto acoplados a um gerador de 13,8 kV com objetivo converter energia mecânica em energia elétrica.

No motor, o gás é misturado com o ar antes das válvulas de entrada e a mistura gás-ar é comprimida durante a fase de compressão. O gás também é alimentado em uma pequena pré-câmara, onde a mistura de gás é rica em comparação com o gás no cilindro. No final da fase de compressão, uma vela acende a mistura gás-ar na pré-câmara. As chamas do bocal da pré-câmara inflamam a mistura de gás e ar em todo o cilindro. Após a fase de trabalho, as válvulas dos gases de escape se abrem e o cilindro é esvaziado. O ar de admissão é comprimido pelos turbo compressores e resfriado pelo trocador de calor que utiliza a própria água do motor. Todo esse processo ocorre para rotacionar o eixo do motor de 514 rpm, que é acoplado ao gerador de 13,8 kV onde ocorre o processo eletromagnético de conversão de energia mecânica em energia elétrica.

Para verificar se modelos de unidades geradores atendem aos requisitos mínimos estabelecidos para conexão na rede, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) solicita um relatório descrevendo o comportamento e os resultados obtidos nos ensaios que são realizados para analisar a atuação de equipamentos em situações desfavoráveis, tempo de resposta de dispositivos de proteção, dentre outros parâmetros. Os resultados devem atender aos requisitos técnicos estabelecidos pelo ONS no submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede para garantir de que o sistema é adequado para lidar com fenômenos que ocorrem no SIN.

Este trabalho tem como objetivo realizar um estudo de caso, analisando a dinâmica dos ensaios para validação através embasamentos teóricos e fórmulas matemáticas, a importância e característica preventiva que motiva cada ensaio e a discussão dos resultados obtidos.

1.1 PROBLEMA DE PESQUISA

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é um conjunto complexo que engloba geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e é composto por centrais elétricas, usinas de geração, subestações, linhas de transmissão, ligados entre si. Esse sistema é não linear e atua sob modificações constantes, como aumento de carga em função da demanda de potência e energia consumida, devido as interligações existentes, dessa maneira, ao passo em que necessita de maior geração mais máquinas síncronas são ligadas ao sistema.

Devido às variações que ocorrem ou outros fenômenos técnicos ou ambientais, os SEP estão sujeitos a diferentes tipos de faltas, que podem ocorrer por diversos motivos e que comprometem a confiabilidade e disponibilidade do sistema e conseqüentemente o fornecimento de energia elétrica.

Para prevenir comportamentos indesejados dos equipamentos interligados no SEP e minimizar os danos à rede e posteriormente aos consumidores o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) exige o cumprimento de requisitos mínimos pelas unidades geradoras que serão conectadas ao sistema quanto a variação de frequência e tensão para garantir a estabilidade do mesmo a fim de garantir uma operação segura e confiável.

Os limites padrões de tensão (95% e 105% da tensão nominal) e frequência (60 Hz) são estabelecidos pelo ONS para que o SEP funcionem plenamente, porém, o sistema está sujeito a variações e modificações constantes, que podem ser motivadas por questões operacionais como aumento de carga em função da demanda, devido fenômenos ambientais como descargas atmosféricas, questões físicas como o rompimento de linhas de transmissão ou por distúrbios elétricos como curto circuitos ou defeitos em componentes do sistema.

Um dos efeitos de distúrbios e variações eletromecânicas é o sistema sofrer instabilidades, comprometendo indicadores de qualidade como continuidade do serviço e confiabilidade do sistema, uma vez que o regime instável pode levar a faltas e interromper o fornecimento de energia elétrica aos consumidores. A importância da estabilidade eletromecânica e a capacidade de autocura do sistema quando exposto a situações reais de perturbações leva o ONS a exigir o estudo de estabilidade e a modelagem no Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos, software desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) da Eletrobrás, que estabelece um ambiente para a simulação de casos

de estabilidade considerando a rede elétrica e vários modelos de controle, no domínio do tempo (SILVA, 2018).

A validação das unidades geradoras traz a chancela do ONS, órgão nacional especializado no assunto, garantindo uma energia de qualidade entregue na geração, comprova que a indústria de geração está preparada para atender com qualidade e maior disponibilidade e confiabilidade a demanda energética da região. A elaboração dessa pesquisa e o acompanhamento dos ensaios agrega valor técnico e experiência complementar ao abordado durante todo o curso na área acadêmica, principalmente nas disciplinas Conversão de Energia e Máquinas Elétricas e Seus Acionamentos, com a abordagem de temas como geradores síncronos, reguladores de tensão e velocidade, estatismo, dentre outros.

1.2 OBJETIVO

1.2.1 OBJETIVO GERAL

Validar o motogerador junto ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a fim de regularizar pendência normativa mostrando que o mesmo está preparado para absorver e corrigir variações eletromecânicas nas quais possa ser exposto no dia a dia.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar os ensaios de variações de frequência e tensão na unidade geradora e coletar os dados de resposta da máquina para observar o comportamento da mesma.
- Analisar a estabilidade transitória através de simulação com os dados colhidos das máquinas durante os ensaios no Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos (ANATEM), do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) da Eletrobrás.
- Compor o estudo de estabilidade eletromecânica da unidade geradora com os resultados dos ensaios dentro dos parâmetros de requisitos mínimos estabelecidos pelo ONS nas situações adversas em que foi previamente colocado para avaliação do órgão e posteriormente validação da máquina.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Para melhor entendimento do trabalho, nesta seção serão agrupadas informações com embasamentos teóricos, citações bibliográficas e fórmulas matemáticas que visam esclarecer assuntos relacionados ao tema.

2.1 ASPECTOS CONSTRUTIVOS DE UM GERADOR SÍNCRONO

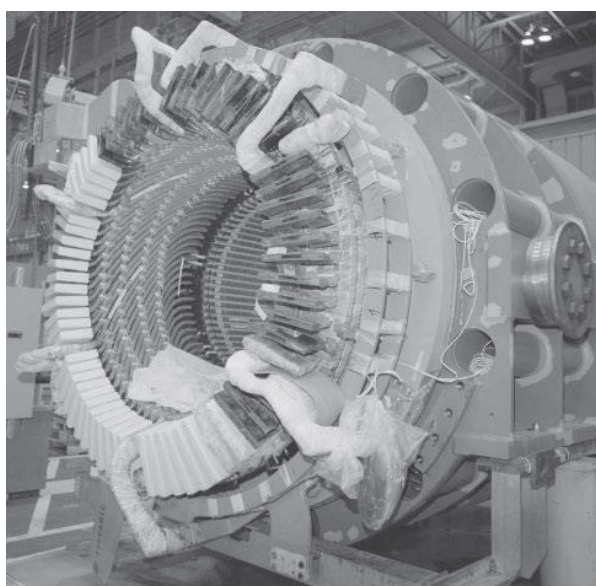
Segundo Chapman (2013), um gerador síncrono é uma máquina síncrona utilizada para converter potência mecânica em potência elétrica CA (corrente alternada). Em uma máquina síncrona, estator é uma bobina estacionária e o rotor é a parte rotativa que possui enrolamento capazes de produzir um campo magnético.

De acordo com Umans (2014) a conversão da potência mecânica em potência elétrica acontece com a conversão eletromagnética oriundas de alterações no fluxo concatenado que ocorre devido a rotação do campo magnético. A tensão é gerada nas bobinas a partir do giro mecânico do campo magnético próximo a elas, a rotação faz com que o fluxo concatenado seja ciclicamente alterado, gerando uma tensão variável no tempo.

Um conjunto dessas bobinas conectadas é chamado de enrolamento de armadura, e o termo geralmente é usado para tratar de enrolamentos que conduzem a corrente alternada e ficam na parte estacionária, o estator, e em alguns casos são chamados de enrolamentos de estator.

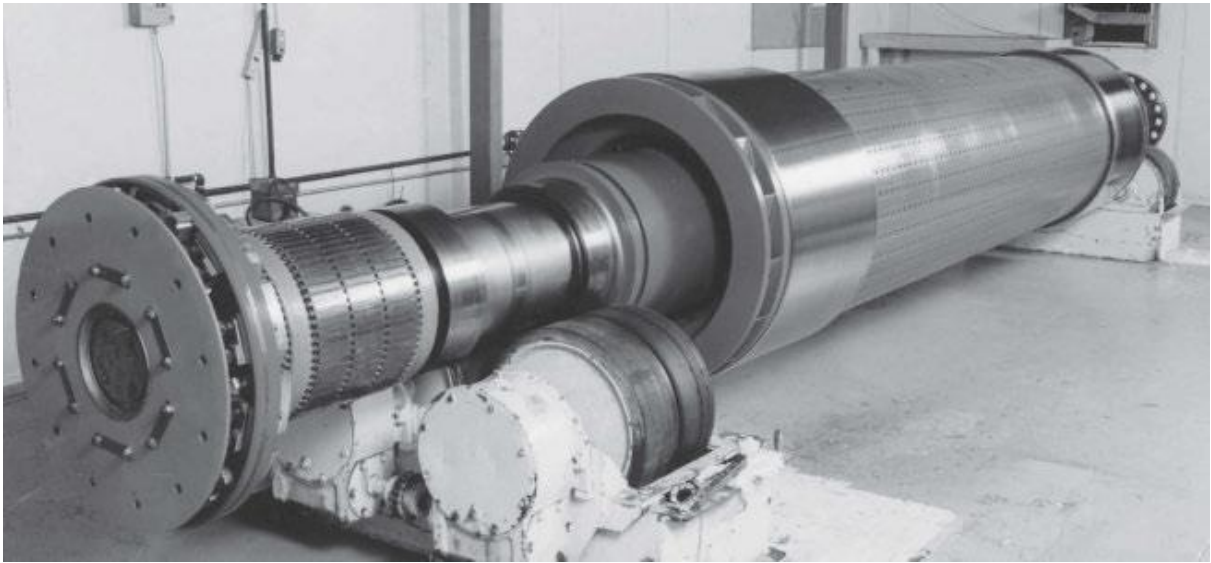
A Figura 1 e a Figura 2 apresentam um estator em construção de um gerador de 100 MVA e um rotor de um gerador de 100 MW, respectivamente, na segunda imagem um sistema de excitação usado para fornecer a corrente de campo, pode ser visto na extremidade mais próxima do rotor.

Figura 1 - Estator de um gerador síncrono trifásico de 100 MVA em construção.



Fonte: Umans, 2014.

Figura 2 - Rotor de um gerador de 100 MW.



Fonte: Umans, 2014.

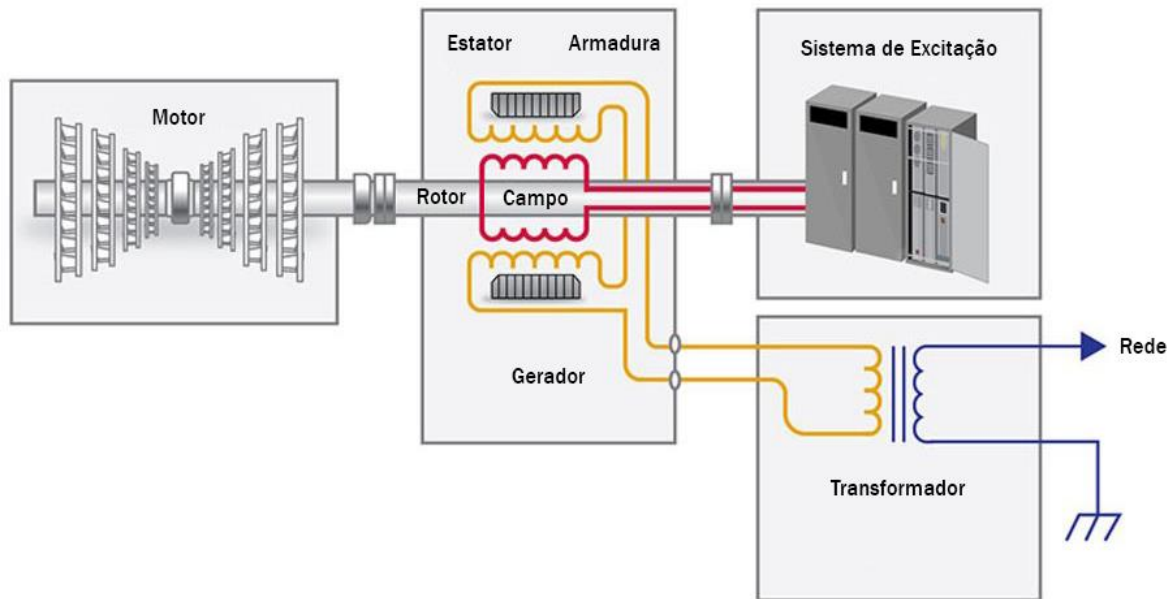
Chapman (2013) afirma que as máquinas síncronas possuem um segundo enrolamento, que conduz corrente contínua e gera o fluxo principal de operação da máquina. De acordo com Umans (2014, p. 199) “[...] um enrolamento de campo no rotor é excitado com corrente CC e o rotor gira em sincronismo com a onda de fluxo produzida pelas correntes CA de armadura.”

2.1.1 SISTEMA DE EXCITAÇÃO

Para gerar a tensão variável na armadura do gerador, é necessário um campo magnético no rotor a fim de criar um fluxo concatenado que Chapman (2013) chama de fluxo principal de operação da máquina. E com a rotação síncrona irá alertar ciclicamente esse fluxo e a partir da conversão eletromagnética gerar uma tensão variável. Para criar esse campo magnético é necessário um sistema de excitação, que irá produzir a força magnetomotriz e consequentemente o fluxo magnético.

Emerson (2022) afirma que o sistema de excitação tem como função fornecer corrente CC regulada para os enrolamentos de campo de um gerador, para produzir uma tensão de saída para o campo. O rotor do gerador é situado no centro da armação e tem os enrolamentos de campo fixado nele. Com a rotação mecânica esse campo produz a tensão variável e a força do campo magnético altera a tensão de saída na armadura. Logo, o sistema de excitação controla a tensão de saída do gerador ajustando a corrente de campo. A Figura 3 mostra como funciona esse sistema.

Figura 3 – Representação do sistema de excitação de um conjunto motogerador.



Fonte: Adaptada de Emerson, 2022.

2.1.2 CURVA DE SATURAÇÃO DE UM GERADOR

Em um circuito elétrico, a tensão aplicada faz com que circule uma corrente, de maneira análoga, em um circuito magnético, a força magnetomotriz aplicada faz com que um fluxo ϕ seja produzido. Em um circuito elétrico a relação entre tensão e corrente é dada pela lei de Ohm ($V = RI$), em um circuito magnético a relação entre a força magnetomotriz e o fluxo é:

$$F = \phi R \quad (1)$$

A tensão gerada internamente induzida em uma fase do estator (E_A) depende do fluxo ϕ da máquina, a frequência ou velocidade de rotação e da construção da máquina. E pode ser descrita através da equação:

$$E_A = K\phi 2\pi f \quad (2)$$

Se não houver carga aplicada ao gerador, não haverá fluxo de corrente de armadura e E_A será igual à tensão de fase V_ϕ . Quando há carga, a corrente que circula nos enrolamentos do estator produz um campo magnético por si própria e produz uma tensão por si próprio no estator e essa tensão é denominada E_{est} . Então a tensão de fase passa a ser a soma das tensões nos enrolamentos do estator:

$$V_{\phi} = E_A + E_{est} \quad (3)$$

As fases que saem do estator podem ser ligadas em Y ou Δ , quando ligada em Y a tensão terminal é dada por:

$$V_T = \sqrt{3}V_{\phi} \quad (4)$$

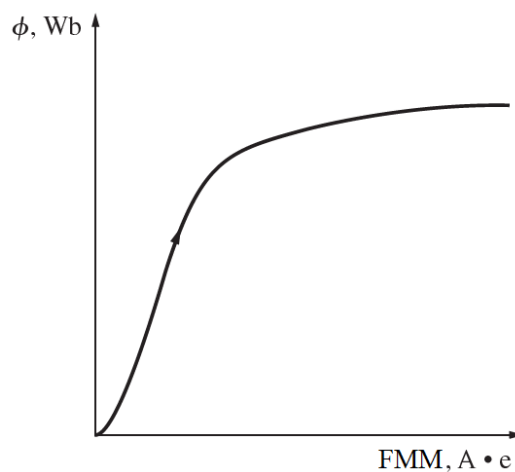
Se elas estiverem ligadas em Δ ,

$$V_T = V_{\phi} \quad (5)$$

O sistema de excitação de um gerador possui um circuito de campo que controla o fluxo da excitatriz e, por consequência, a tensão terminal do gerador. Uma diminuição da resistência de campo do gerador aumenta a sua corrente de campo, que aumenta a força magnetomotriz (FMM) e, conseqüentemente, o fluxo da máquina e a tensão terminal do gerador.

Inicialmente, um pequeno incremento na FMM produz um grande incremento no fluxo resultante. Após um determinado ponto, novos incrementos na FMM produzem incrementos cada vez menores no fluxo. No final, um aumento na FMM produz quase nenhuma alteração, como mostra a Figura 4, isso acontece devido propriedades dos materiais magnéticos, que à medida que o fluxo magnético aumenta, começam a saturar e suas permeabilidades magnéticas começam a diminuir, logo, e a contribuição à densidade de fluxo total da máquina também diminui. (Umans, 2014, p. 244).

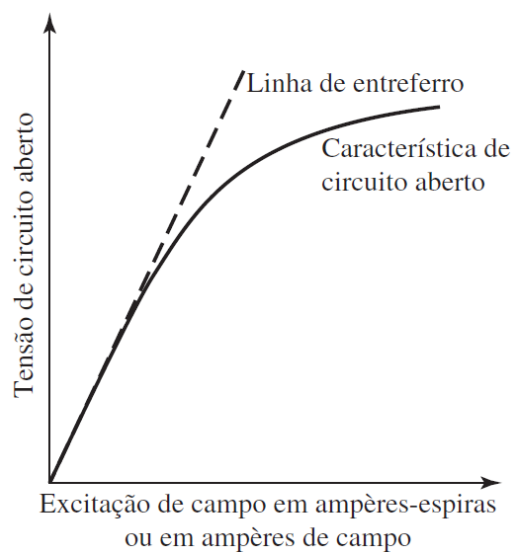
Figura 4 - Curva de saturação de um gerador.



Fonte: Umans, 2014.

Na Figura 5, a linha reta tangente à parte inferior da curva é a linha de entreferro, onde a relutância do ferro da máquina é normalmente desprezível, pois corresponde a níveis baixos de densidade de fluxo dentro da máquina, e a FMM necessária para excitar a máquina é simplesmente a necessária para superar a relutância do ar. Se não fosse pelos efeitos de saturação, a linha de entreferro e a característica de circuito aberto iriam coincidir. Assim, quando a corrente de campo é aumentada, o afastamento entre a curva e a linha de entreferro é uma indicação do grau de saturação na máquina.

Figura 5 - Curva de saturação e a linha de entreferro.



Fonte: Umans, 2014.

Para um gerador síncrono, a curva de saturação de circuito aberto é obtida operando com velocidade constante e medindo a tensão de terminal com circuito aberto em função da corrente de campo.

2.1.3 CURVA DE CAPACIDADE OU CAPABILIDADE DE UM GERADOR

Uma máquina elétrica tem seu limite de potência definido por duas variáveis, uma delas é o aquecimento de seus enrolamentos, a outra é o torque aplicado no seu eixo. Chapman (2013) afirma que o eixo de uma máquina síncrona é robusto suficiente para operar em regime permanente com uma potência muito maior que a nominal, logo, o limite em regime permanente é definido na prática pelo aquecimento dos enrolamentos da máquina.

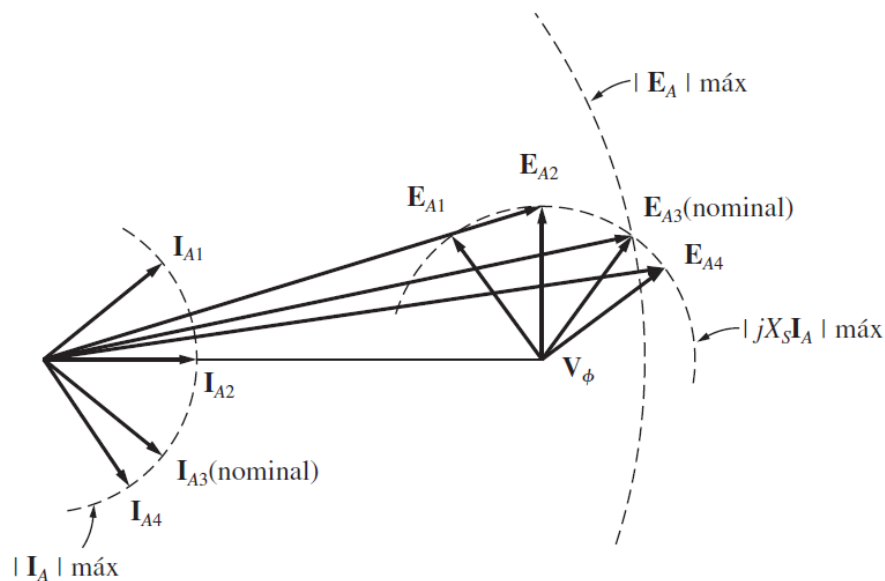
Conforme já foi dito nas seções anteriores, o gerador possui dois enrolamentos, o de campo e o de armadura, ambos devem ser protegidos do superaquecimento. A potência aparente

nominal de um gerador é dada pela corrente de armadura máxima aceitável pela máquina, uma vez que a potência aparente é

$$S = 3V_{\phi}I_A \quad (6)$$

Ainda conforme Chapman (2013), o fator de potência da corrente de armadura e o ângulo da corrente em relação a V_{ϕ} não influencia no aquecimento dos enrolamentos de armadura e por isso o valor nominal da potência das máquinas é dado em quilovolts-ampères em vez de quilowatts. Devido ao aquecimento máximo permitido a máquina tem uma corrente de campo máxima em que pode operar, como existe uma I_F máxima por consequência existe também uma E_A máxima, isso acarreta uma restrição fator de potência mínimo aceitável para o gerador quando ele está funcionando com a potência nominais, conforme mostra a Figura 6.

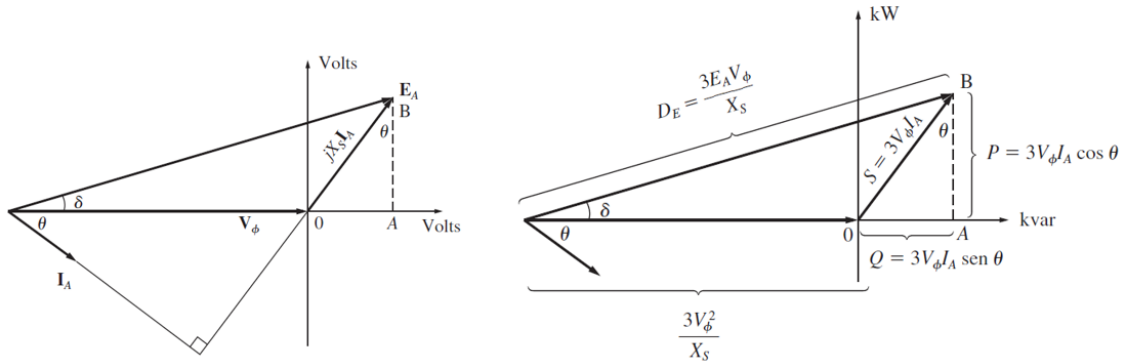
Figura 6 – Relação entre o limite de corrente de campo do rotor e o fator de potência nominal.



Fonte: Chapman, 2013.

A curva de capacidade expressa os limites do gerador síncrono, seja de aquecimento do estator ou do rotor ou qualquer outra limitação externa da máquina. A curva é um gráfico de potência complexa $S = P + jQ$ e é obtida a partir do diagrama fasorial do gerador com V_{ϕ} constante com a tensão nominal. A Figura 7 apresenta o desenvolvimento da curva de capacidade de um gerador, a esquerda o diagrama fasorial do gerador e a direita as respectivas unidades de potência.

Figura 7 - Desenvolvimento da curva de capacidade de um gerador síncrono.



Fonte: Adaptado de Chapman, 2013.

Na Figura 7, apresentam o triângulo de potências do gerador síncrono, com potência ativa (P), reativa (Q) e aparente (S). Além da potência ativa, que já foi definida na equação 6, as potências ativa e reativa são dadas por

$$P = 3V_{\phi} I_A \cos \theta \quad (7)$$

$$Q = 3V_{\phi} I_A \sin \theta \quad (8)$$

Para redesenhar os eixos da Figura 7 em termos de potência ativa e reativa, utiliza-se o fator de conversão $3V_{\phi}/X_S$ para alterar a escala dos eixos de volts para volts-ampères (unidade de potência):

$$P = 3V_{\phi} I_A \cos \theta = \frac{3V_{\phi}}{X_S} (X_S I_A \cos \theta) \quad (9)$$

$$Q = 3V_{\phi} I_A \sin \theta = \frac{3V_{\phi}}{X_S} (X_S I_A \sin \theta) \quad (10)$$

Onde X_S é a reatância síncrona da máquina dada pela razão entre a tensão e a corrente de armadura.

No diagrama fasorial da Figura 7, a origem está em $-V_{\phi}$ no eixo das abcissas, desta forma pode-se dizer que a origem do diagrama é

$$Q = \frac{3V_{\phi}}{X_S} (-V_{\phi}) = -\frac{3V_{\phi}^2}{X_S} \quad (11)$$

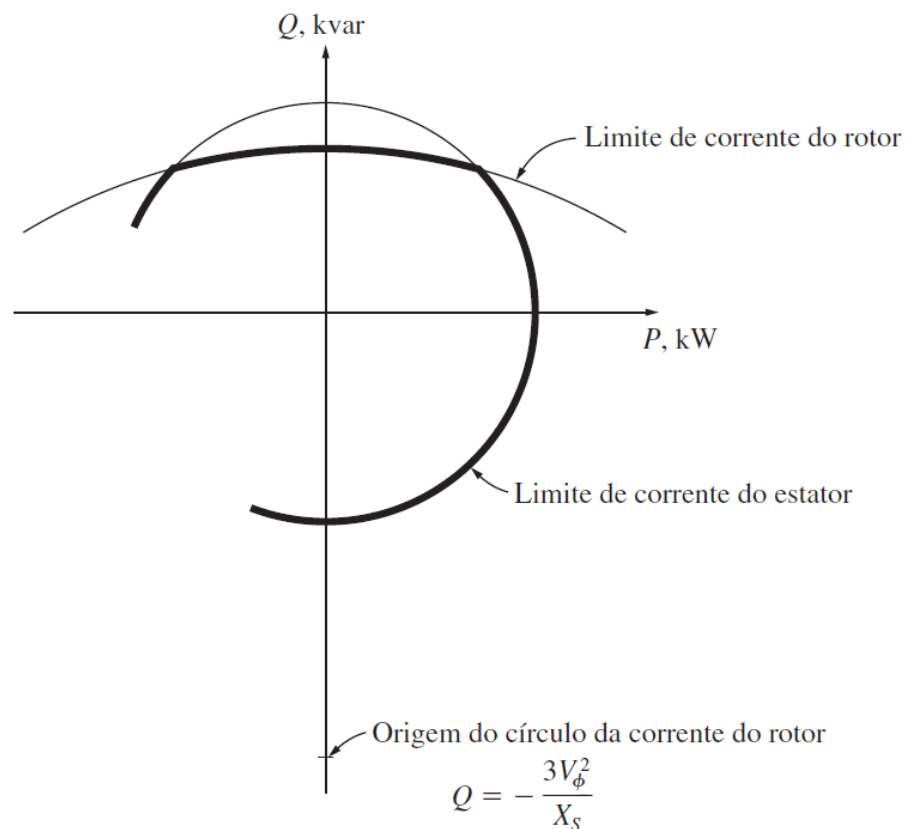
A partir do teorema de Pitágoras é possível definir a tensão terminal ou de armadura como

$$D_E = -\frac{3E_A V_\phi}{X_S} \quad (12)$$

A corrente de armadura I_A é proporcional a $X_S I_A$, e o comprimento correspondente a $X_S I_A$ no diagrama de potência é $3V_\phi I_A$.

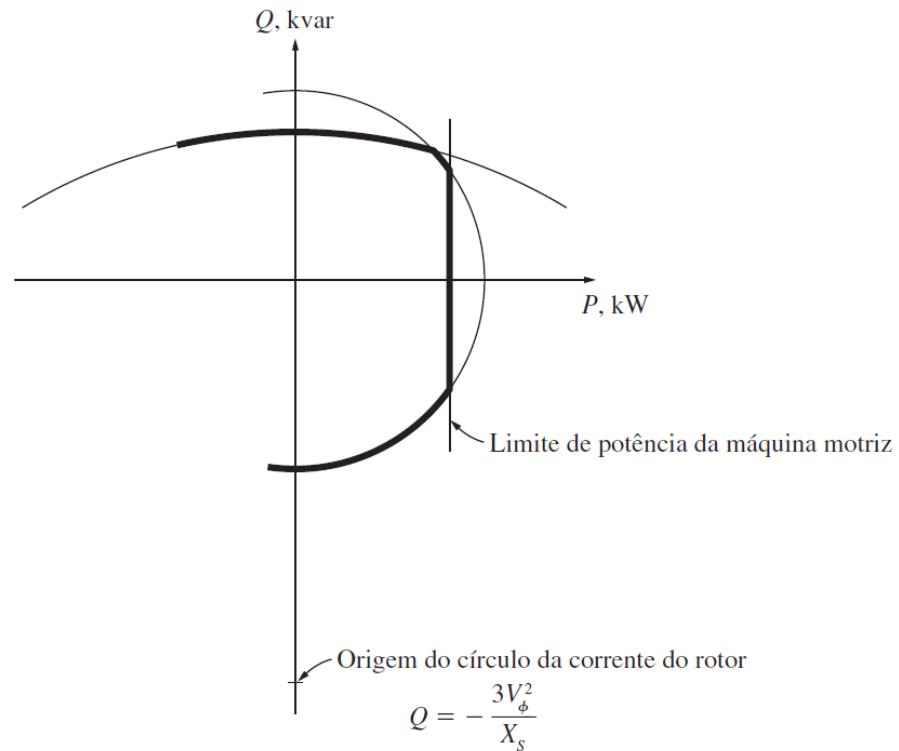
As curvas de limite de corrente do estator ou corrente de armadura I_A são circunferências de centro na origem que variam o raio conforme variam a potência aparente, uma vez que as grandezas são proporcionais, de acordo com a equação 6. As curvas de corrente de campo são proporcionais a tensão de armadura ou tensão terminal e são circunferências com centro definido na equação 11 e raio igual a $3E_A V_\phi / X_S$. O limite da corrente de campo aparece como um círculo correspondendo a I_F ou E_A nominais. Conforme Chapman (2013, p. 255): “qualquer ponto que estiver simultaneamente dentro desses dois círculos é um ponto de operação seguro para o gerador.”

Figura 8 - Curva de capacidade resultante do gerador.



Fonte: Chapman, 2013.

Figura 9 - Um diagrama de capacidade que mostra o limite de potência da máquina motriz.



Fonte: Chapman, 2013.

2.1.4 DINÂMICA DO ROTOR DE UMA MÁQUINA SÍNCRONA

Segundo CEPTEL (2023) Na análise de estabilidade eletromecânica, a equação básica de oscilação dos rotores das máquinas síncronas é desenvolvida considerando que o eixo turbina-gerador é composto por uma única massa concentrada, com uma inércia equivalente (H), dada pelo somatório das inércias das massas individuais que compõem o rotor da máquina síncrona.

Em um gerador síncrono, o torque de aceleração (ou desaceleração) é dado pelo desequilíbrio entre os torques mecânico, eletromagnético e de amortecimento aplicados ao rotor:

$$T_{ac} = T_m - T_e - T_D \quad (13)$$

Sendo:

T_{ac} = Torque acelerante, [N.m]

T_m = Torque mecânico, [N.m]

T_e = Torque eletromagnético, [N.m]

T_D = Torque de amortecimento, [N.m]

A equação 16, de oscilação dos rotores das máquinas síncronas, é baseada no princípio elementar da dinâmica que relaciona o torque acelerante do rotor com o seu momento de inércia e aceleração angular. A equação de oscilação pode ser normalizada em termos da constante de inércia (H), definida como a razão entre a energia cinética armazenada no rotor da máquina na velocidade síncrona (dada em $W.s$), e a capacidade nominal da máquina em [MVA] (S_n):

$$H = \frac{1}{2} \frac{J \omega_{0m}^2}{S_n} \quad (14)$$

O desenvolvimento da equação dos rotores das máquinas síncronas não é o foco desse trabalho, porém, ainda de acordo com CEPTEL (2023), com a constante inércia é possível determinar a equação de oscilação da máquina síncrona, uma vez que ela reflete a variação do ângulo de carga do rotor em uma condição de desequilíbrio entre os torques aplicados ao rotor da máquina.

O cálculo da constante de inércia é fundamental para a realização dos ensaios propostos nesse trabalho.

2.2 GERADORES SÍNCRONOS E MOTORES SÍNCRONOS

Segundo Chapman (2013), uma máquina síncrona pode fornecer ou consumir potência ativa de um sistema de potência e também pode fornecer ou consumir potência reativa desse sistema. As quatro combinações de fluxos de potências ativa e reativa são possíveis e a Figura 10 mostra os diagramas fasoriais desses casos.

Ainda de acordo com Chapman (2013), ao alterar a corrente de campo de uma máquina síncrona com a carga no eixo constante, a potência reativa mudará seja ela consumida ou fornecida. O motor fornecerá potência reativa ao sistema quando $E_A \cos \delta > V_\phi$ e consome potência reativa quando $E_A \cos \delta < V_\phi$. Em geral, um motor síncrono funciona fornecendo reativa a rede, reduzindo o fator de potência das cargas.

Figura 10 - Diagramas fasoriais mostrando a geração e o consumo de potência ativa P e potência reativa Q por geradores e motores síncronos.

	Fornecendo potência reativa Q $E_A \cos \delta > V_\phi$	Consumindo potência reativa Q $E_A \cos \delta < V_\phi$
Fornecendo potência P Gerador E_A adiantada V_ϕ		
Consumindo potência P Motor E_A atrasada V_ϕ		

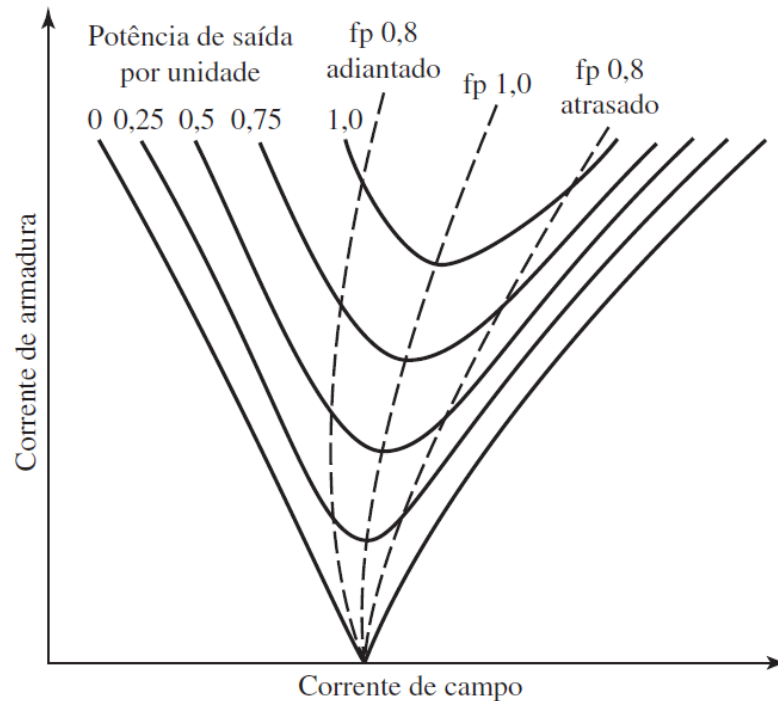
Fonte: Chapman, 2013.

Lima (2002) diz que quando a corrente no enrolamento de campo atinge valores altos, próximos ao limite de temperatura do enrolamento, ocorre a sobre-excitação. Nessa condição de operação o gerador fornece potência reativa ao sistema e seu comportamento se assemelha ao de um motor de carga capacitiva quando visto do ponto de vista da rede. De maneira análoga, para alguns valores muito baixos de corrente de excitação, o gerador operará no modo de subexcitação. O motor está numa condição de subexcitação quando está consumindo potência reativa do sistema, dessa forma, do ponto de vista da rede, a máquina assume um comportamento carga indutiva.

Conforme já foi citado neste referencial teórico, a corrente de campo do sistema de excitação controla a tensão terminal e conseqüentemente a corrente de armadura, e também o fator de potência com as condições de subexcitação e sobre-excitação da máquina síncrona. Segundo Umans (2014), a curva que relaciona a corrente de armadura em função da corrente

de campo é chamada de curva V devido sua forma no gráfico. A Figura 11 apresenta curvas V correspondentes a várias cargas de potência ativa de um gerador síncrono.

Figura 11 - Forma típica das curvas V de um gerador síncrono.



Fonte: Umas, 2014.

Na Figura 11 as linhas tracejadas representam fator de potência constante e mostram como a corrente de campo tem que variar ao passo que há alteração na carga para manter o fator de potência constante. Os pontos que estão à direita da linha tracejada central apresentam uma sobre-excitação e fator de potência atrasado, os pontos à esquerda da linha tracejada central remetem a uma condição de subexcitação e fator de potência adiantado.

2.3 OPERAÇÃO DE GERADORES SÍNCRONOS EM PARALELO

O sincronismo é fundamental para garantir que as máquinas síncronas operem juntas em paralelo de forma segura e confiável. O sincronismo adequado é importante para evitar o desequilíbrio de cargas entre as máquinas síncronas. Isso ocorre porque, se houver uma diferença na velocidade de rotação entre as máquinas, as cargas serão compartilhadas de forma desigual e pode haver sobrecarga em algumas máquinas e subcarga em outras. Isso pode levar a danos nas máquinas e na rede elétrica.

As máquinas síncronas em paralelo devem estar em fase umas com as outras. Caso contrário, pode ocorrer um curto-circuito entre as máquinas, o que pode causar danos graves às

máquinas e à rede elétrica. Portanto, o sincronismo adequado é fundamental para garantir que as máquinas síncronas em paralelo funcionem corretamente.

Para garantir o sincronismo adequado, as máquinas síncronas são equipadas com dispositivos de controle de velocidade, como o regulador de velocidade e o regulador de tensão. Esses dispositivos monitoram a velocidade de rotação e a tensão da máquina e fazem ajustes para manter o sincronismo adequado entre as máquinas em paralelo.

O sincronismo adequado é fundamental para garantir a operação segura e confiável de máquinas síncronas em paralelo. Sem um sincronismo adequado, pode ocorrer desequilíbrio de carga, sobrecarga e subcarga, curto-circuito e outros problemas que podem danificar as máquinas e a rede elétrica. Portanto, é importante garantir que as máquinas síncronas estejam em sincronismo adequado ao operar em paralelo.

2.3.1 REGULADOR DE VELOCIDADE

A máquina motriz de um gerador é a fonte de potência mecânica, à medida que aumenta a potência retirada delas, a velocidade que elas giram diminui, para isso é utilizado um regulador de velocidade para tornar linear a diminuição da velocidade com o aumento da demanda de potência. Segundo Chapman (2013), a queda de velocidade (QV) de uma máquina motriz é definida pela equação:

$$QV = \frac{n_{vz} - n_{pc}}{n_{pc}} \times 100\% \quad (15)$$

O regulador de velocidade mede a velocidade do motor através de um tacômetro, compara essa velocidade com a desejada (a qual tem um nível de tensão de referência), a partir dessa comparação existem algumas formas de controlar a velocidade de uma máquina síncrona, pode ser através do controle da excitação do rotor, onde ao aumentar ou diminuir a excitação do rotor, é possível aumentar ou diminuir a velocidade de rotação do gerador ou através do controle de carga, em que ao aumentar ou diminuir a carga no gerador, é possível controlar a velocidade de rotação do mesmo. Outra forma de regular a velocidade é pelo controle de frequência, onde ao manter a frequência da rede elétrica constante, é possível garantir que o gerador opere na velocidade correta.

2.3.2 REGULADOR DE TENSÃO

Os reguladores automáticos de tensão (AVR) são sistemas de controle utilizados nas excitatrizes dos geradores, dentre as suas principais funções estão: controlar a corrente de campo para manter o sincronismo do gerador, ou seja, manter fluxo do estator e o rotor girando em sincronia e a controlar tensão terminal do gerador dentro dos níveis configurados.

Um AVR controla a saída da excitatriz para que a corrente gerada por ela se altere de maneira desejada, e funciona da seguinte maneira: a tensão terminal do gerador é comparada com um valor de referência setado no AVR e essa informação é enviada para a excitatriz que produzirá a corrente necessária para ajustar o valor de tensão para o que foi setado inicialmente.

2.4 ESTABILIDADE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

Ping (2010, p. 27) define a estabilidade em um sistema de potência como: “a propriedade do SEP, para um dado ponto de operação, que assegura um retorno a um estado de equilíbrio aceitável após determinadas perturbações.”

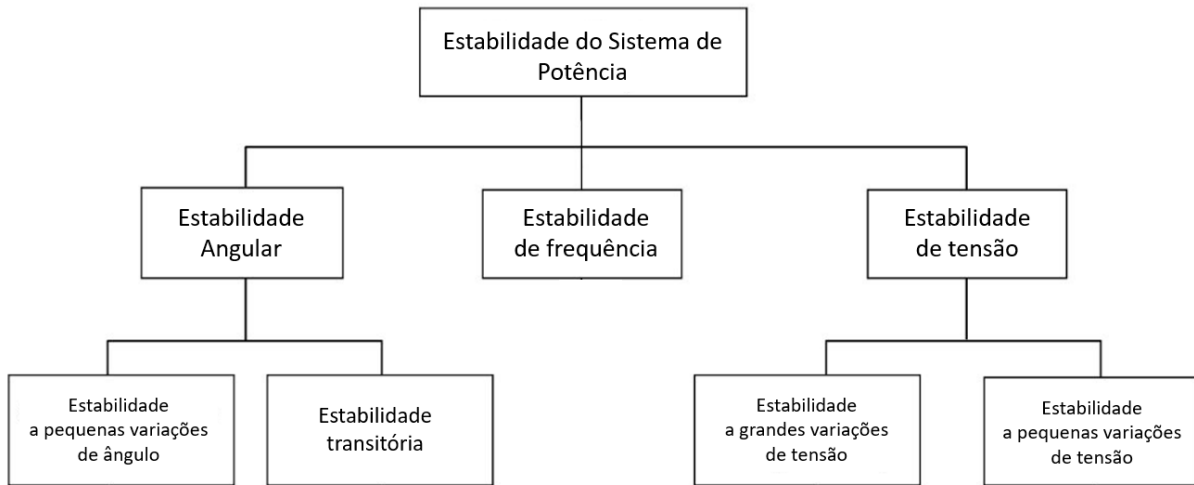
CEPEL (2023), Kundur *et al.* (2004) e Ping (2010) dividem a estabilidade de um sistema elétrico de potência em 3 classificações:

- Estabilidade eletromecânica ou angular;
- Estabilidade de tensão;
- Estabilidade de frequência.

A estabilidade angular diz respeito a capacidade de manter os geradores em sincronismo após perturbações, está relacionada à variação de potência ativa e depende da capacidade de “autocura” de cada máquina síncrona. A estabilidade de tensão envolve suportar tensões estáveis e dentro dos limites aceitáveis no SEP, está relacionada à variação de potência reativa e depende da capacidade de equilibrar a demanda de carga e a geração de energia.

A estabilidade de frequência é sobre manter a frequência estabilizada após uma interrupção brusca do sistema, que acarreta um desequilíbrio entre energia gerada e a carga demandada do sistema. A Figura 12 apresenta um diagrama de blocos com as classificações da estabilidade no sistema elétrico de potência.

Figura 12 - Classificações da estabilidade no sistema elétrico de potência.



Fonte: Adaptado de Kundur *et al.*,2004

Silva (2018) classifica as perturbações no sistema elétrico em severas e corriqueiras, variações bruscas de carga e curtos-circuitos são consideradas como perturbações severas e variações que ocorrem em função da entrada e saída de cargas no SEP são corriqueiras. A boa performance das máquinas em manter o sincronismo em condições de perturbações severas que garantem o bom desempenho do SEP.

A estabilidade de um sistema de potência é colocada a prova após um distúrbio, se um sistema consegue manter o sincronismo e operar em condição dentro de uma faixa pré-estabelecida de oscilação após uma perturbação, ele é considerado estável. É importante que essa reabilitação da operação segura seja feita em um tempo mínimo estabelecido pelo órgão regulador do sistema elétrico, no Brasil, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para mitigar algum risco de defeito em equipamentos ou que possa comprometer confiabilidade e disponibilidade do sistema elétrico.

2.5 ANATEM

O Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos (ANATEM) é um software desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Engenharia Elétrica, um órgão da Eletrobrás, o programa é utilizado para estudos de estabilidade transitória para sistemas elétricos de potência a fim de fazer simulações a partir dos dados colhidos para avaliar a estabilidade eletromecânica simulando situações que podem ocorrer no SIN.

Segundo CEPEL (2023) possui a capacidade de representação dos principais componentes dinâmicos do sistema elétrico e está dimensionado e projetado para a eficiente e robusta simulação de sistemas de grande porte, como o SIN. Ping (2010) afirma que o ANNATEM visa a análise não-linear da estabilidade eletromecânica e que o principal resultado esperado é a resposta dinâmica, no domínio do tempo, do SEP após perturbações (transitórios).

3 MATERIAIS E MÉTODOS

O trabalho em questão é um estudo de caso e analisará sistematicamente todo o processo de validação do motogerador, desde a motivação, função e a dinâmica de cada ensaio, como as configurações iniciais do equipamento via software, e o comportamento da máquina quando colocada em situações adversas, as respostas de seus dispositivos reguladores e de proteção.

Os ensaios foram realizados manipulando dois equipamentos reguladores do motor, o regulador automático de tensão, AVR, e o regulador de velocidade, cada ensaio tem sua particularidade técnica, porém sempre imputando dados na referência dos reguladores, simulando situações de perturbações como sobretensão, subtensão, subfrequência, sobrefrequência etc.

As situações simuladas de variações e distúrbios foram criadas através do UNIC, o sistema de controle do motor Wäertsilä, onde foram setadas as informações na referência dos reguladores como funções degrau de tensão, de potência, e frequência, além de condições de sobreexcitação e subexcitação.

Após a realização dos ensaios, os dados foram imputados no Programa ANATEM, desenvolvido pelo CEPEL, da Eletrobrás, que é um software para estudos de estabilidade transitória para sistemas elétricos de potência a fim de fazer simulações a partir dos dados colhidos para avaliar a estabilidade eletromecânica simulando situações que podem ocorrer no SIN. Posteriormente foi composto o relatório do estudo de estabilidade eletromecânica e enviado para o ONS para validação da unidade geradora.

3.1 DESCRIÇÃO DO AMBIENTE DE REALIZAÇÃO DO ESTUDO

Os ensaios foram realizados em uma usina termoeletrica de um Produtor Independente de Energia (PIE) na cidade de Manaus, acompanhados de engenheiros e operadores especialistas. Posteriormente foi composto o relatório com os resultados dos ensaios para validação junto ao ONS.

3.2 ESPECIFICAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS UTILIZADOS NO ESTUDO

O objeto de estudo se trata de um conjunto motogerador composto por um motor movido a gás natural acoplado a um gerador síncrono e seus sistemas auxiliares. O motor opera com base no ciclo Otto, com combustão interna e ignição por faísca, e em conjunto com o gerador possui uma potência máxima de 18,350 MW gerados a um nível de tensão de 13,8 kV. O conjunto conta com sistema de excitação controlado pelo seu AVR (Automatic Voltage Regulator) e com regulador de velocidade.

3.2.1 GERADOR

Os dados de impedância e constante de tempo do gerador foram disponibilizados pelo fabricante e estão apresentados na Tabela 1. A Figura 13 apresenta a placa do gerador.

Tabela 1 - Características elétricas principais.

Descritivo	Valor	Unidade
Fabricante	Wärtsilä	-
Potência Nominal	22,94	MVA
Potência Ativa Nominal	18,35	MW
Potência Nominal do Motor	18,35	MW
Tensão Terminal	13,8	kV
Corrente do Estator Nominal	960	A
Fator de Potência Nominal	0,80	-
Tensão Mínima	13,11	kV
Tensão Máxima	14,49	kV
Rotação Nominal	514	rpm
Número de Polos	14	-
Frequência Nominal	60	Hz
Resistência da Excitatriz	8,3	Ω 20°C
Resistência de Campo	144,0	m Ω 20°C
Reatância síncrona de eixo-direto – Xd ns	1,745	pu
Reatância transitória de eixo direto – X'd ns	0,409	pu

Reatância subtransitória de eixo direto – X''d ns	0,226	pu
Reatância síncrona de eixo em Quadratura – Xq ns	0,963	pu
Reatância de Dispersão – Xl	0,177	pu
Constante de tempo transitória de eixo direto – T'do	4,460	s
Constante de tempo transitória de eixo direto – T'do	0,0652	s
Constante de tempo subtransitória de eixo direto – T''qo	0,2481	s
Resistência CA de sequência positiva da armadura – Ra	0,0038	Pu
Constante de Inércia – H	1,42	S

Fonte: ABB, 2011.

Figura 13 - Placa do gerador.



Fonte: Própria, 2022.

Proteção de perda de excitação – (ANSI40)

A proteção de subexcitação protege uma máquina síncrona da operação assíncrona em caso de aumento da tensão do sistema, excitação ou regulação da tensão defeituosa e

instabilidade por absorção de potência reativa acima da capacidade. Além disso, evita o superaquecimento do rotor.

As características de trip da proteção de subexcitação no diagrama de capacidade são compostas por segmentos retos. A Tabela 2 apresenta os ajustes do Relé 40 definidos pela Wäertsilä. O limitador de subexcitação do Regulador de Tensão é definido 10% antes da curva de proteção de subexcitação, para que o Regulador de Tensão tenha tempo suficiente para aumentar a excitação e evitar a atuação da proteção.

Tabela 2 - Ajustes do relé 40.

Parâmetro	Ajuste	Descritivo
Q1-Limit at P=0%:	-30%	Potência Reativa em P=0%
Q2-Limit at P=80%:	-30%	Potência Reativa em P=80%
Delay time:	2,0 Sec.	Temporização
I_{N_TCprim}	1000A	Corrente nominal do primário do TC

Fonte: Wäertsilä, 2020.

3.2.2 MOTOR

Os dados nominais do motor estão apresentados na Tabela 3 e os dados de placa estão apresentados na Figura 14. Vale destacar que o motor possui uma capacidade de sobrecarga de 5% acima da potência nominal. A potência nominal do motor é utilizada como base para o regulador de velocidade.

Tabela 3 - Dados do motor.

Descritivo	Valor	Unidade
Fabricante	Wäertsilä	-
Potência Nominal do Motor	18,35	MW
Rotação Nominal	514	rpm

Fonte: Wäertsilä, 2020.

Figura 14 - Placa do motor.



Fonte: Própria, 2022.

3.2.3 SISTEMA DE EXCITAÇÃO

O sistema de excitação do conjunto é da marca ABB, sendo o regulador do modelo UNITROL 1020. O regulador é do tipo proporcional integral derivativo (PID) e a excitatriz, que alimenta o campo do gerador, é do tipo Brushless com transformador de excitação (TEX).

Os seguintes componentes fazem parte do sistema de excitação:

- Regulador de Tensão (RT);
- Limitador de Subexcitação (UEL);
- Limitador de Sobreexcitação (OEL);
- Limitador Volt/Hertz (V/Hz);
- Limitador de Corrente do Estator (SCL);
- Estabilizador de Sistema de Potência (PSS).

A Tabela 4 apresenta os recursos disponíveis do sistema de excitação. Portanto, serão testados os dispositivos habilitados.

Tabela 4 - Disponibilidade dos recursos do sistema de excitação.

Dispositivo	Descritivo	Disponibilidade	Status
UEL	Limitador de Subexcitação	Disponível	Habilitado
OEL	Limitador de Sobreexcitação	Disponível	Habilitado
V/Hz	Limitador Volt/Hertz	Disponível	Habilitado

SCL	Limitador de Corrente do Estator	Não Disponível	-
PSS	Estabilizador de Sistema de Potência	Disponível	Habilitado

Fonte: Wäertsilä, 2020.

Transformador de Excitação

Um transformador de excitação é um transformador abaixador que alimenta a ponte retificadora trifásica na entrada da excitatriz que converte corrente alternada oriunda dos terminais da máquina em corrente contínua para os enrolamentos de campo. Os dados do transformador que alimenta o conversor de potência da excitação estão na Figura 15.

Figura 15 - Dados do transformador de excitação.



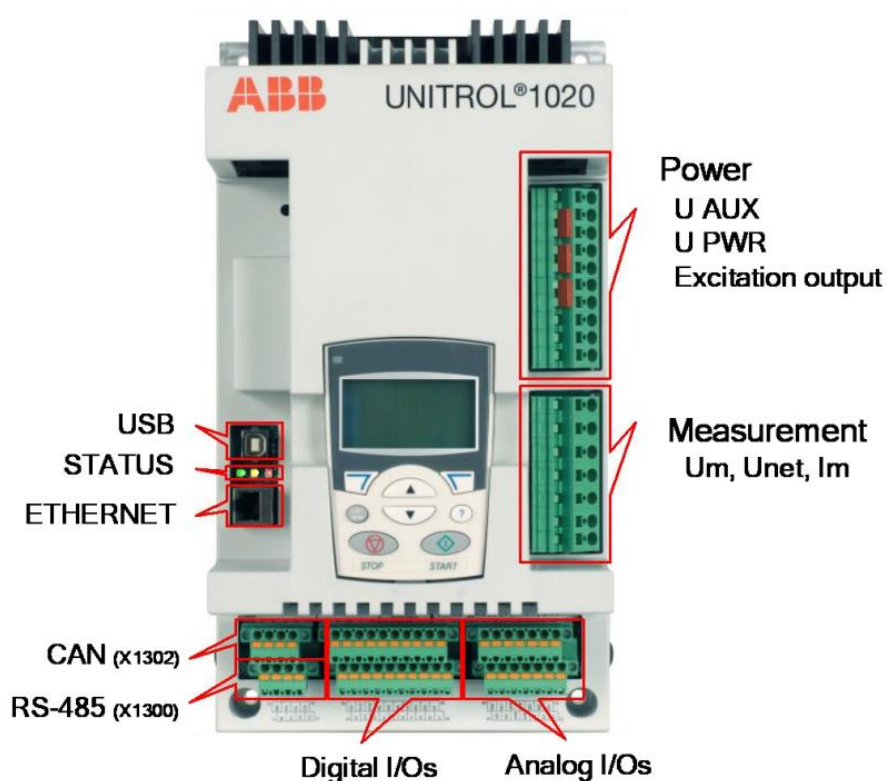
Fonte: Própria, 2022.

Regulador de Tensão

Os reguladores automáticos de tensão (AVR) são sistemas de controle utilizados nas excitatrizes dos geradores, dentre as suas principais funções estão: controlar a corrente de campo para manter o sincronismo do gerador, ou seja, manter fluxo do estator e o rotor girando em sincronia e a controlar tensão terminal do gerador dentro dos níveis estabelecidos pelo ONS.

Um AVR controla a saída da excitatriz para que a corrente gerada por ela se altere de maneira desejada, e funciona da seguinte maneira: a tensão terminal do gerador é comparada com um valor de referência setado no AVR e essa informação é enviada para a excitatriz que produzirá a corrente necessária para ajustar o valor de tensão para o que foi setado inicialmente. O modelo abaixo é o que será utilizado nos ensaios e está instalado nas unidades geradoras.

Figura 16 - Regulador de tensão ABB Unitrol 1020.



Fonte: ABB.

O controle do regulador de tensão UNITROL 1020 da ABB é do tipo proporcional integral derivativo. A excitatriz é do tipo Brushless (sem escova). A Tabela 5 apresenta os ajustes implementados em campo para o regulador.

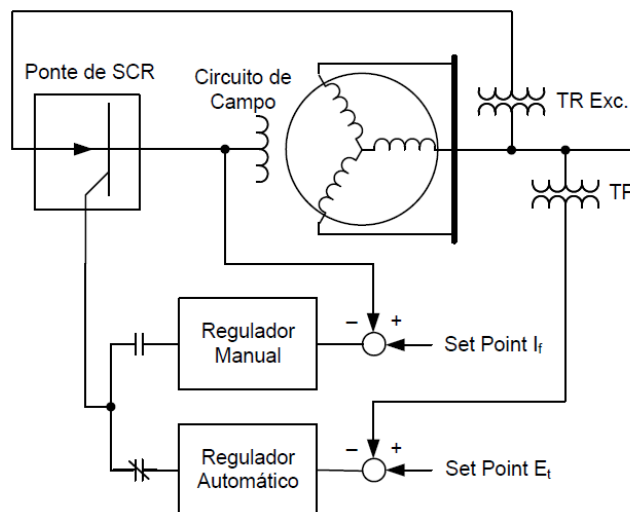
Tabela 5 - Ajustes para o regulador de tensão.

Parâmetros	Ajuste	Unidade
Vp	38,0	pu
Tb	0,15	sec.
Ta	2,96	sec.
Kq	-0,04	pu
Kb	3,00	pu
VTMIN	0,90	pu
VTMAX	1,10	pu
Xq	0,90	pu

Teto	6,6	pu
VrMax	1	pu
VrMin	0	pu
Tcp	0,004	sec.
Dly	0,002	sec.
EfeMx	232,65	Volt
EfeAG	39,63	Volt
Te	0,32	sec.
KE	0,9	pu
Kd	0,1	pu
Aex	0,001	-
Bex	4,0	-
Cex	5,0	-

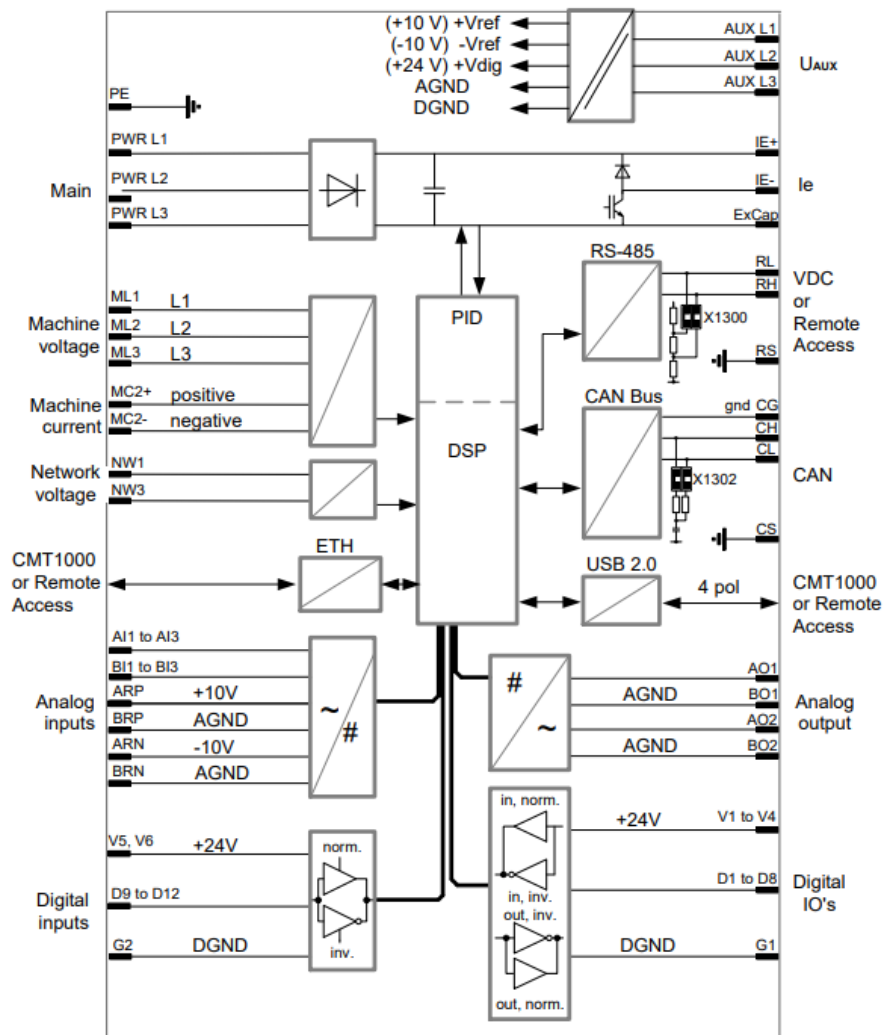
Fonte: Própria, 2022.

Figura 17 - Princípio de funcionamento doAVR com gerador de auto-excitação.



Fonte: Benmouyal, 2007.

Figura 18 - Diagrama de blocos do regulador de tensão ABB Unitrol 1020.



Fonte: Própria, 2022.

Limitador de subexcitação

O objetivo do limitador de subexcitação é o de prevenir a perda de sincronismo da unidade geradora, principalmente em variações impostas pelo sistema, e proteger as cabeças de bobinas quanto ao aquecimento excessivo. Nestes casos, ou até mesmo através de comandos voluntários para diminuir a excitação, este limitador garante que o ponto de operação do gerador fique dentro de sua curva de capacidade. O limitador de subexcitação utiliza informação da tensão terminal, da corrente ativa e da corrente reativa. Os ajustes deste modelo implementados em campo estão disponíveis na Tabela 6.

Tabela 6 - Ajustes para o limitador de subexcitação.

Parâmetros	Ajuste	Unidade
Vp_Q	10,0	pu

Ta_Q	3,0	s
Iq01	-0,250004	pu
Iq02	-0,250003	pu
Iq03	-0,250002	pu
Iq04	-0,250001	pu
Iq05	-0,250000	pu
VtDep	1	-

Fonte: Própria, 2022.

Limitador de sobre-excitação

O limitador de sobre-excitação mede a corrente de campo e a compara com a máxima permitida, garantindo a proteção para o enrolamento de campo da máquina, mantendo a corrente de excitação dentro dos limites admitidos pelo gerador. Caso ocorra violação da máxima corrente, este dispositivo intervém agindo dinamicamente no sentido de diminuir a excitação. Com o aumento da corrente do campo aumenta-se o aquecimento e, portanto, a temperatura é uma grandeza que apresenta um comportamento dinâmico lento. Desta forma, este dispositivo tem a sua atuação temporizada permitindo, assim, aumentar a capacidade da máquina em transitórios de curta duração. A Tabela 7 apresenta os ajustes implementados em campo para este modelo.

Tabela 7 - Ajustes para o limitador de sobre-excitação.

Parâmetros	Ajuste	Unidade
Vp_Ie	20,0	pu
Ta_Ie	0,30	s
IFDc	1,05	pu
IFDt	1,20	pu
IFDi	1,60	pu
DHT	60,0	s
MHT	10,0	s

Fonte: Própria, 2022.

Limitador Volt/Hertz

O limitador Volt/Hertz, também é conhecido como limitador de enlace de fluxo, tem a função de limitar a tensão terminal do gerador em função de variações da relação Volt/Hertz (V/Hz). A Tabela 8 apresenta os ajustes do modelo.

Tabela 8 - Ajustes do limitador Volt/Hertz.

Parâmetros	Ajuste	Unidade
fKnee	54,0	Hz
Slope	100,0	%

Fonte: Própria, 2022.

3.2.4 REGULADOR DE VELOCIDADE

O regulador de velocidade do conjunto opera em paralelo com a rede e em modo de controle de potência com suporte de frequência estando de acordo com os requisitos dos Procedimentos de Rede do ONS. A Figura 20 apresenta a imagem da configuração do suporte de frequência do regulador de velocidade, aonde:

- Freq Support Simulated → Degrau de frequência para teste da função;
- Support Margim → Percentual contribuição em relação a potência do Motor;
- Support Droop → Máxima variação de frequência de atuação;
- DeadBand → Banda morta da frequência;
- Ramp Rate → Velocidade da rampa de potência.

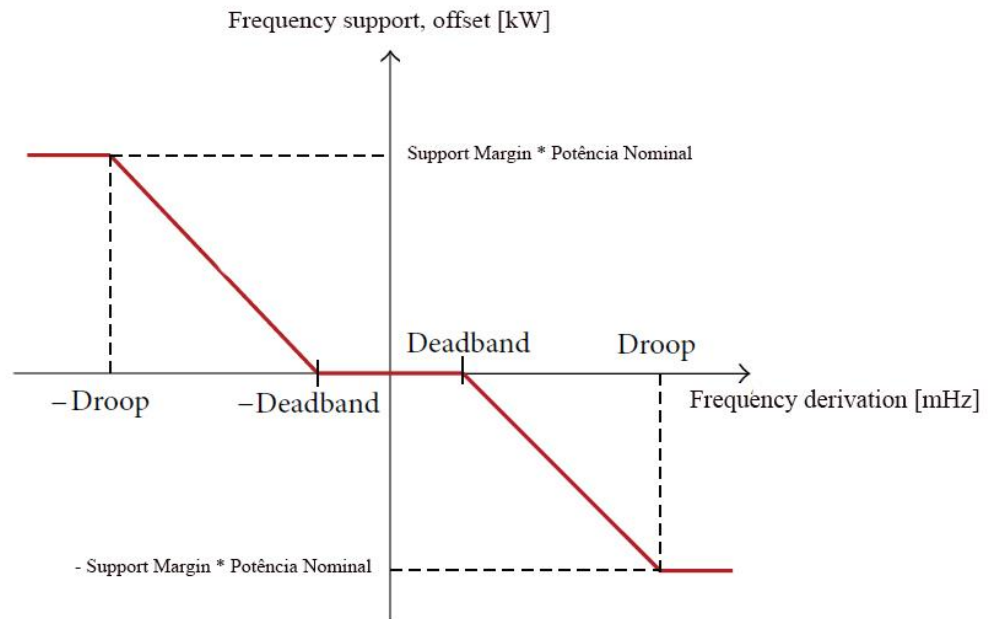
A partir destes parâmetros é definido o estatismo para o regulador de velocidade. Sendo assim, para facilitar o entendimento do funcionamento do suporte de frequência, a Tabela 9 apresenta os ajustes implantados no conjunto e a Figura 19 apresenta o gráfico do suporte de frequência. Portanto, o suporte de frequência possui uma banda morta de 40 mHz e atua para um erro de no máximo 2 Hz, aumentando ou diminuindo a potência em até 60% da potência nominal do motor. Portanto, para estes valores o estatismo calculado é de 5,44%, de acordo com os requisitos dos Procedimentos de Rede do ONS, que é de 2 a 8%, o cálculo do estatismo é apresentado no item 4.6.1. Ressalta-se que o regulador de velocidade utiliza como base a potência nominal do motor, de 18,35 MW.

Tabela 9 - Ajustes do suporte de frequência.

Descritivo	Descritivo	Ajuste	Unidade
<i>Support Margin</i>	Percentual contribuição em relação a potência do motor	60	%
<i>Support Droop</i>	Máxima variação de frequência	2000	mHz
<i>DeadBand</i>	Banda morta da frequência	40	mHz
<i>Ramp Rate</i>	Velocidade da rampa de potência	300	kW/s

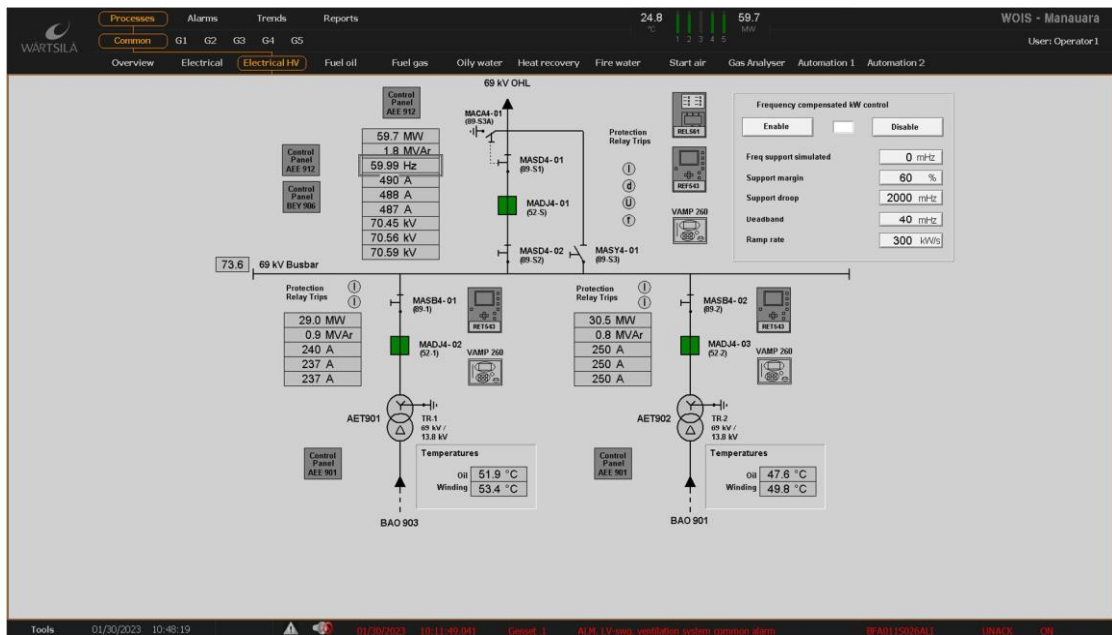
Fonte: Própria, 2022.

Figura 19 - Frequency support.



Fonte: Adaptada de Delfanti *et al.*, 2014.

Figura 20 - Supervisório com os ajustes implementados no suporte de frequência.



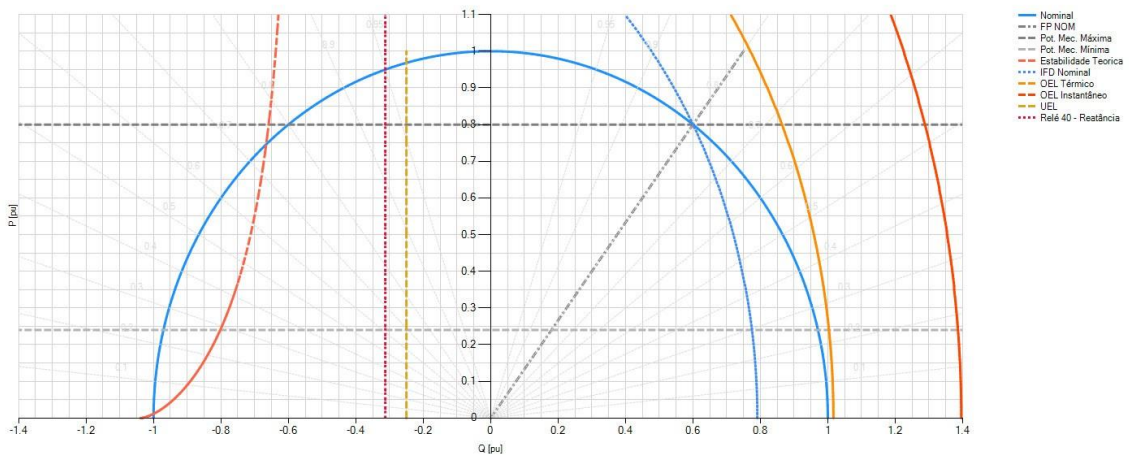
Fonte: Própria, 2022.

4 IMPLEMENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

4.1 CURVA DE CAPACIDADE

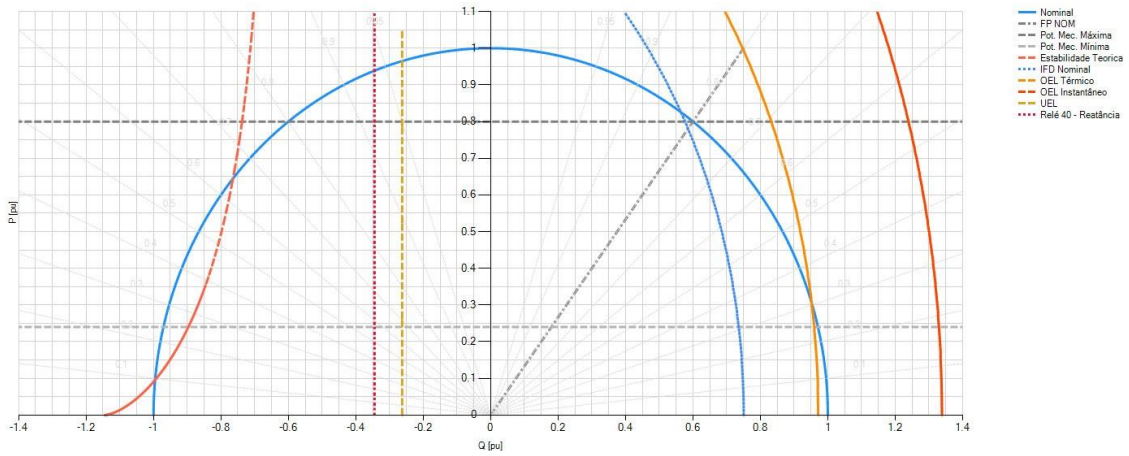
A partir dos dados de máquina também foram simuladas as curvas de capacidade do gerador como os limitadores para a tensão nominal, Figura 21, para a tensão de 1,05 pu, Figura 22 e para a tensão de 0,95 pu, Figura 23.

Figura 21 - Curva de capacidade calculada – Tensão nominal - 1,0 pu.



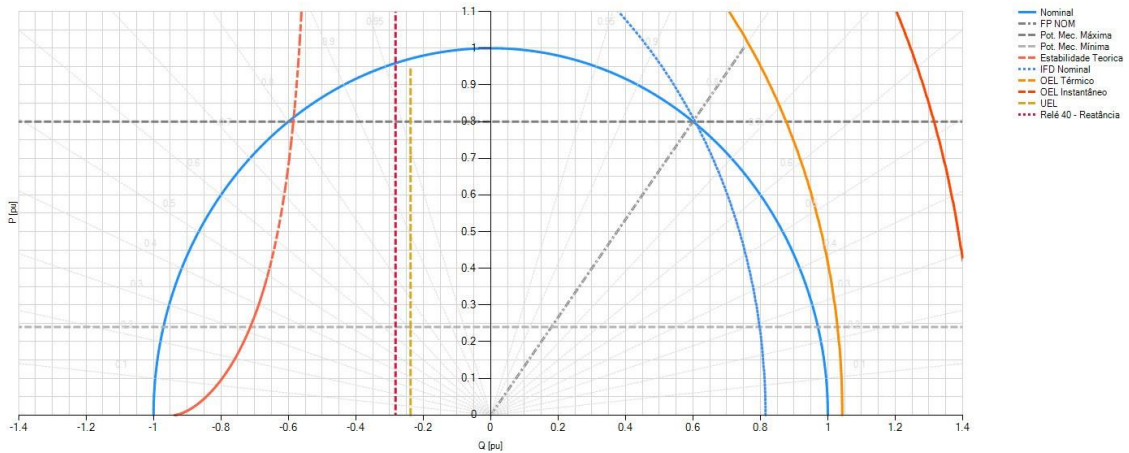
Fonte: Própria, 2022.

Figura 22 - Curva de capacidade calculada – 1,05 pu.



Fonte: Própria, 2022.

Figura 23 - Curva de capacidade calculada – 0,95 pu.



Fonte: Própria, 2022.

O ONS disponibiliza dados de operação de limites máximo e mínimo de geração de potência ativa e reativa das unidades geradoras conectadas no SIN, o arquivo com os dados é o BNT1.

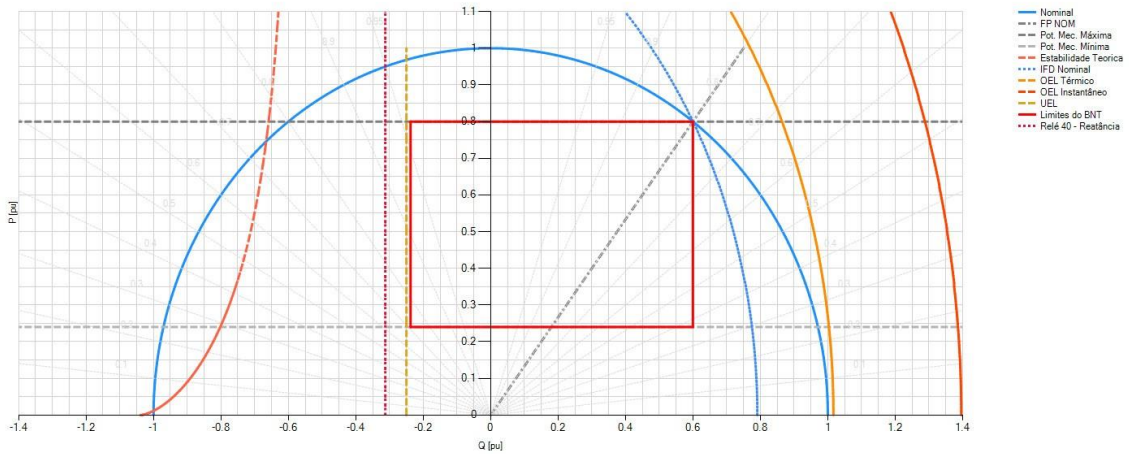
A partir das curvas de capacidade pode-se obter os limites de potência ativa e reativa do gerador da UTE Manauara para o programa ANATEM. A Tabela 10 apresenta os valores de potência e o descritivo dos fatores limitantes e a Figura 24 ilustra a curva de capacidade com os limites do BNT1.

Tabela 10 - Limites do BNT1.

Parâmetro	Limites	Descritivo
Pmax	18,35 MW	Potência Máxima do Motor
Pmin	5,506 MW	Potência Mínima do Motor
Qmax	13,76 Mvar	Corrente de Campo Nominal
Qmin	-5,45 Mvar	Limitador de Subexcitação com 0,95pu de Tensão Terminal

Fonte: ONS, 2022.

Figura 24 - Curva de capacidade com os limites do BNT1.



Fonte: Própria, 2022.

4.2 CURVA DE SATURAÇÃO

Este ensaio é realizado para encontrar a região e o grau de saturação do gerador e é feito obtendo os valores de tensão terminal em função da corrente de campo com incrementos gradativos, esses valores são registrados em uma tabela que relaciona as duas medidas. A maioria das máquinas opera próximo do joelho da curva de saturação (CHAPMAN, Fundamentos de máquinas elétricas, 2013, 5ª ed., p. 23).

A partir dos dados extraídos em campo durante ensaio do gerador, foram calculados os parâmetros A_g e B_g utilizados no modelo de forma que a curva calculada através da fórmula $y = A_g e^{B_g(x-0,8)}$ se aproxime da curva levantada em campo. A corrente de campo utilizada para o cálculo da curva de saturação, apresentada na Tabela 11, é a corrente da excitatriz rotativa.

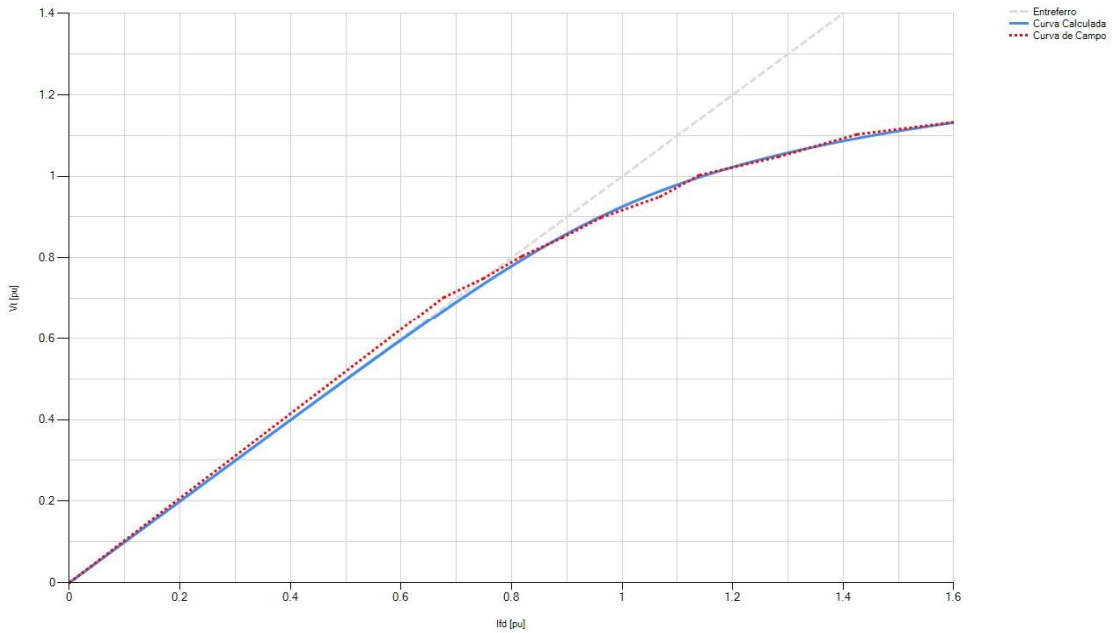
Tabela 11 - Dados extraídos de ensaio de saturação.

I_f (ADC)	V_{terminal} (V_{AC})
0,00	0,00
1,90	9,69
2,10	10,33
2,30	11,10
2,50	11,71
2,70	12,40
3,00	13,11
3,20	13,84
3,60	14,46
4,00	15,22
4,80	15,89
5,60	16,57

Fonte: Própria, 2022.

A Figura 25 apresenta a comparação da curva calculada com a levantada em campo. Os valores estão em pu, $V_{base} = 13,80$ kV e $I_{fd_{base}} = 2,80$ A. A Tabela 12 contém os dados da curva de saturação em vazio.

Figura 25 - Curvas de saturação calculada e extraída em campo.



Fonte: Própria, 2022.

Tabela 12- Dados da curva de saturação em vazio.

Descrição	Valor	Unidade
Corrente de Campo na Linha do Entreferro ($I_{fd_{ag}}$)	2,80	A
Tensão de Excitação na Linha do Entreferro ($E_{fd_{ag}}$)	28,6	V @ 75°C
Resistência da Excitatriz	10,1	Ω @ 75°C
Parâmetro de Saturação – A_g	0,0270647	-
Parâmetro de Saturação – B_g	7,973114	-

Fonte: Própria, 2022.

4.3 CÁLCULO DA CONSTANTE DE INÉRCIA

A equação de oscilação dos rotores das máquinas síncronas pode ser normalizada em termos da constante de inércia (H) e está definido na equação 14, que é um parâmetro inserido no ANATEM para obter o modelo do gerador que será utilizado nas simulações a fim de verificar seu comportamento durante as perturbações. A Tabela 13 mostra os dados utilizados para o cálculo da constante de inércia.

Tabela 13 - Valores para o cálculo da inércia.

Grandeza	Sigla/Descrição	Valor
Potência Nominal do Gerador (MVA)	S_n	22,94
Rotação Nominal do Gerador (rpm)	-	514,29
Rotação Nominal do Motor (rpm)	-	514,29
Grandeza de inércia informada	-	J (=GD2/4)
Unidade dos parâmetros de inércia	-	kg.m2
Momento de inércia J (=GD2/4) do rotor do gerador (kg.m2)	-	12000
Momento de inércia J (=GD2/4) do motor (kg.m2)	-	7850
Momento de inércia J (=GD2/4) do acoplamento (kg.m2)	Acoplamento	1540
Momento de inércia J (=GD2/4) total do Conjunto (kg.m2)	-	21390

Fonte: Própria, 2022.

Para a referência dos valores de inércia foi consultado o suporte técnico da Wärtsilä através de um Technical Request que informou os valores a serem utilizados conforme apresenta a Figura 26.

Figura 26 - Referência dos valores de inércia.

Subject	Product	Status	Request ID	Type
Data SG model	PAAE013981	Completed	00513080	Technical Support
Description				
Dear,				
We need motor inertia data in GD2 or J(kgm ²).				
Creation date				
Apr 19, 2022				
Creator name				
Luiz Otavio Pacheco Barreto				
Interested people				
luizbarreto@utemanauara.com.br				
External				
Yes				
Wärtsilä solution				
Good day,				
Engine total inertia is 7850 kgm ² , Geislinger coupling 1540 kgm ² and alternator ABB AMD1600SS12 rotor inertia 12 000 kgm ² .				
Attachments				
-				

Fonte: Própria, 2022.

Cálculo para constante de inércia convertendo rpm para rad/s, ou seja, 514 rpm é igual a 53,825954 rad/s.

$$H = \frac{1}{2} \frac{J \omega_{0m}^2}{S_n} \rightarrow \frac{21390 \times 53.825954^2}{2 \times 22,94 \times 10^6} = 1,352s \quad (15)$$

4.4 MODELO DO GERADOR

Com os dados dos itens acima, foi obtido o modelo do gerador para o programa de simulação. A Figura 27 apresenta o modelo do gerador e da curva de saturação a ser utilizado nas simulações de transitórios eletromecânicos com o ANATEM.

Figura 27 - Modelo do gerador.

```

(=====
(
( Modelos de máquinas c/ polos lisos (Usinas Térmicas)
(
DMDG MD02
(
( UTE MANAURA
( 5 GERADORES DE 22.940 MVA
(
(..... UTE Manauara
(No) (CS) (Ld ) (Lq ) (L'd) (L''d) (Ll ) (T'd) (T''d) (T''q)
7109 7109 174.5 96.3 40.9 22.6 17.74.460 .0652.2481
(No) (Ra ) ( H ) ( D ) (MVA) Fr C
7109 .38 1.352 22.94 N
(
999999
DCST
(Nc) T ( P1 ) ( P2 ) ( P3 )
7109 2 .0270647 7.973114 0.8
(
999999
FIM

```

Fonte: Própria, 2022.

4.5 VALIDAÇÃO DO REGULADOR DE TENSÃO

Nos itens a seguir serão apresentados os resultados de validação do modelo do sistema de excitação com os ensaios de campo. Para a validação dos modelos foram utilizados os seguintes ensaios:

- Degrau em vazio;
- Atuação do Limitador Volt/Hz;
- Degrau em carga;
- Degrau com atuação do Limitador de Subexcitação (UEL);
- Degrau com atuação do Limitador de Sobreexcitação (OEL);

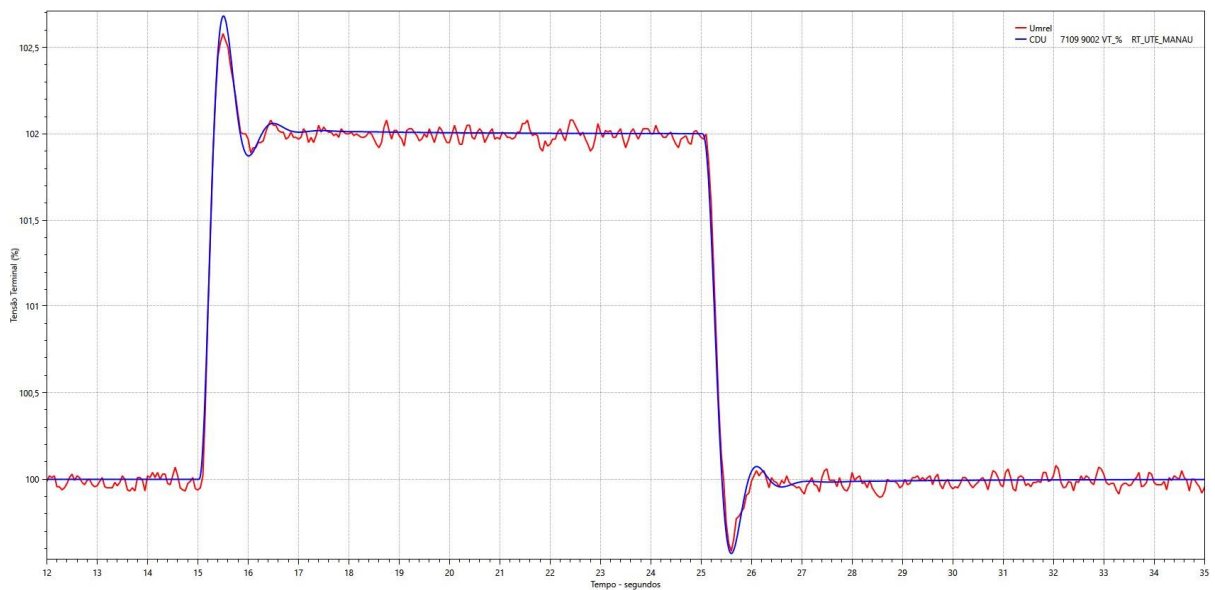
Para cada um dos ensaios foram aquisitadas as seguintes grandezas:

- Tensão Terminal em pu;
- Potência Ativa em pu;
- Potência Reativa em pu.

4.5.1 DEGRAU EM VAZIO

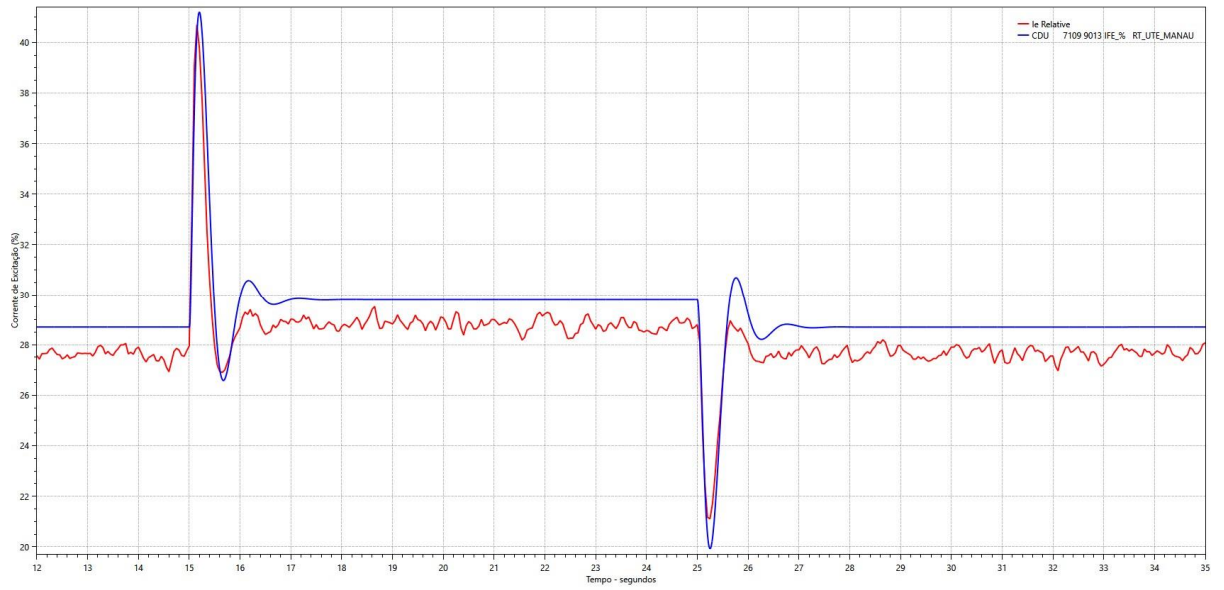
Neste ensaio foi realizado aplicado um degrau entre 2% na referência do regulador de tensão com o gerador em vazio com o intuito de verificar o tempo de resposta do regulador de tensão, ou seja, quanto tempo o AVR demora para cumprir o seu papel de ajustar a tensão para a que foi configurada. A Figura 28 apresenta a tensão terminal no ensaio de campo e a simulação para o degrau de +2% e a Figura 30 apresenta a tensão terminal no ensaio de campo e a simulação para o degrau de -2%. Verifica-se que o modelo apresenta o mesmo desempenho do ensaio de campo. Nos gráficos a seguir em vermelho estão representados os registros de campo e em azul as simulações no programa ANATEM.

Figura 28 - Tensão terminal no ensaio de degrau em vazio de +2%.



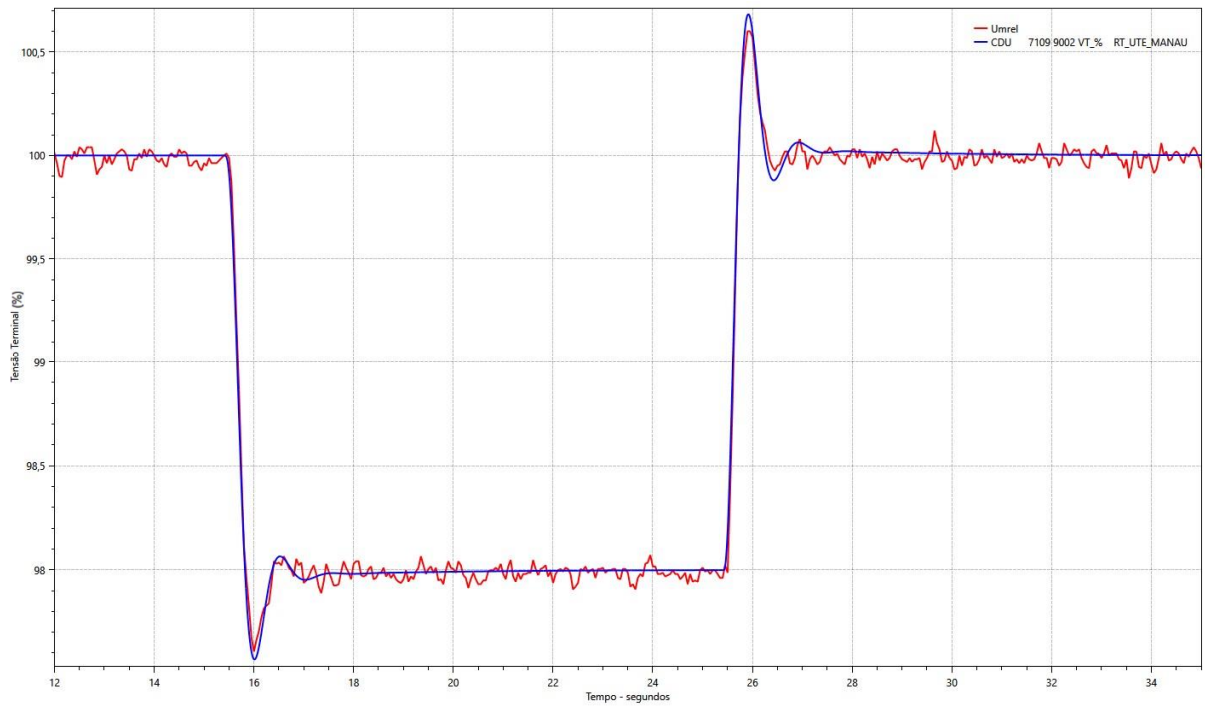
Fonte: Própria, 2022.

Figura 29 - Corrente de campo no ensaio de degrau em vazio de 2%



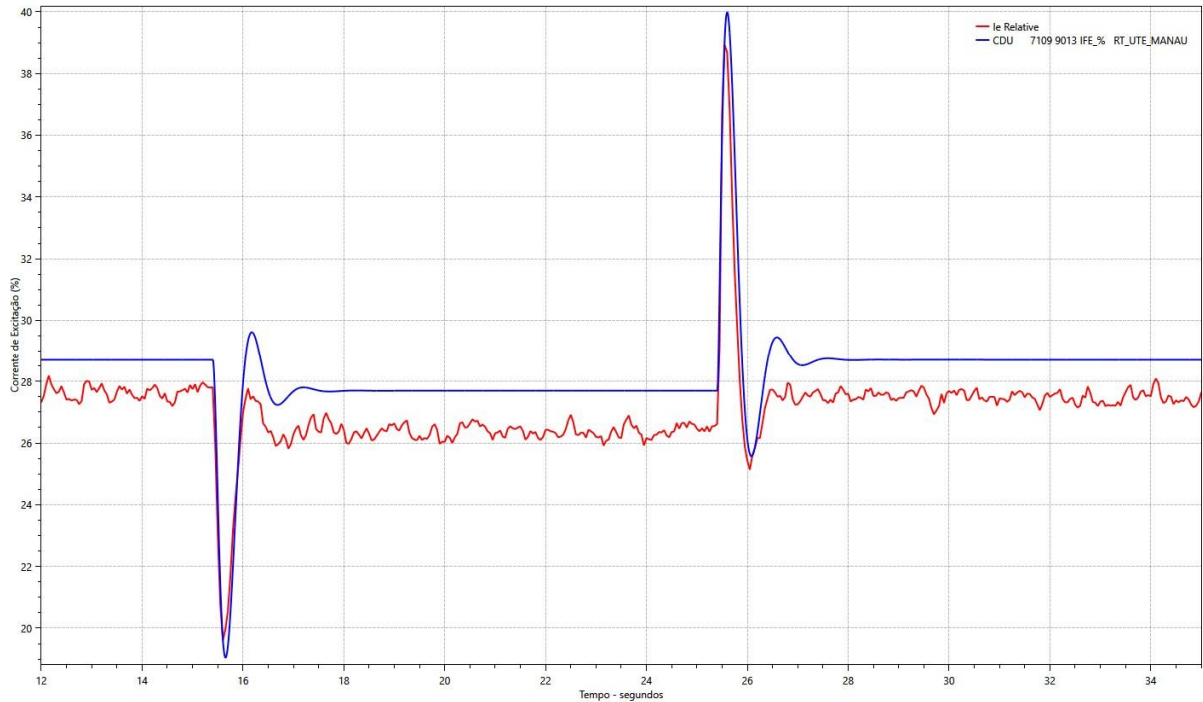
Fonte: Própria, 2022.

Figura 30 - Tensão terminal no ensaio em degrau em vazio de -2%.



Fonte: Própria, 2022.

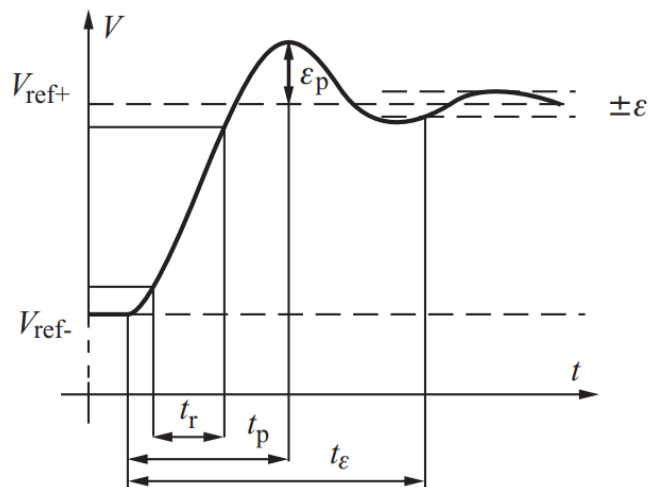
Figura 31 - Corrente de campo no ensaio de degrau em vazio de -2%.



Fonte: Própria, 2022.

Para melhor compreensão do gráfico é importante pontuar alguns conceitos que serão avaliados, como o tempo de estabilização da tensão terminal e o overshoot em um degrau de tensão. Na Figura 32 o overshoot ε_p é a diferença entre o valor de pico da tensão e um valor de referência, esse valor é geralmente expresso como uma porcentagem do valor de referência, no caso deste ensaio o degrau de 2% levou a tensão de referência para 102%, então o overshoot é o valor percentual da diferença entre o pico da tensão e a tensão de 102%.

Figura 32 - Resposta da tensão terminal de um gerador a aplicação de um degrau.



Fonte: Machowski, Bialek e Bumby, 2008

O tempo de estabilização é representado na Figura 32 por t_e e é definido no item 4.3.2.5.1 do Submódulo 2.10 – “Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão” dos procedimentos de rede do ONS como o tempo necessário para que a resposta da tensão terminal ao ensaio de degrau na referência do regulador de tensão com a máquina em vazio alcance e permaneça dentro da faixa de $\pm 2\%$ do valor final.

A Figura 28 e Figura 30 apresentam os valores da tensão terminal do gerador para um degrau de $+2\%$ e -2% respectivamente, através dos resultados é possível notar que o tempo de estabilização da tensão terminal é de aproximadamente 1 segundo, atendendo ao item 4.3.2.5 do Submódulo 2.10 que diz que o tempo de estabilização da tensão terminal deve ser menor ou igual a 1 segundo.

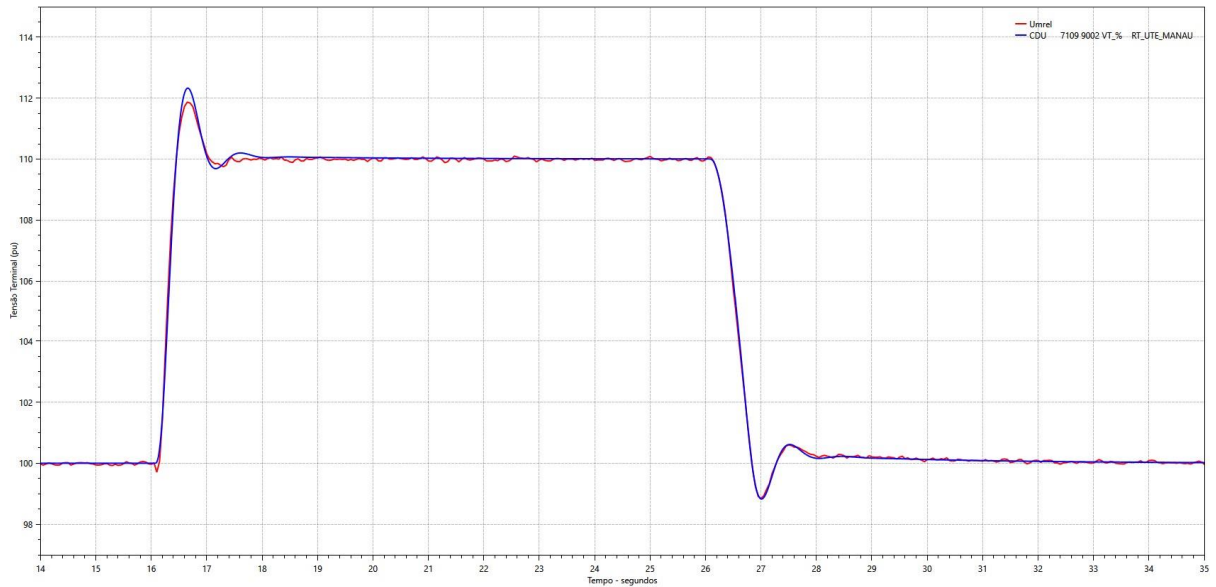
Através desse ensaio também é possível comprovar o atendimento ao item 4.3.2.4 do Submódulo 2.10 que diz que o máximo valor da curva de resposta da tensão terminal (overshoot) deve ser menor ou igual a 10% . O valor máximo alcançado no degrau de 2% foi de aproximadamente $102,7\%$ do valor nominal da tensão, ou seja, uma overshoot de aproximadamente $0,68\%$ em relação ao valor de referência de 102% , bem abaixo dos 10% máximos permitidos pelo ONS, que representa um valor em torno de $112,2\%$ do valor nominal da tensão terminal.

4.5.2 ENSAIO DA TENSÃO DE TETO

O regulador de tensão fornece a tensão para o circuito de campo e conseqüentemente a tensão terminal, a tensão de teto é a máxima tensão fornecida para o sistema de excitação, neste conjunto a tensão de teto é de aproximadamente $8,2$ pu. A tensão de teto é utilizada em situações de variações abruptas de tensão, restabelecendo a tensão e não permitindo que a máquina perca sincronismo.

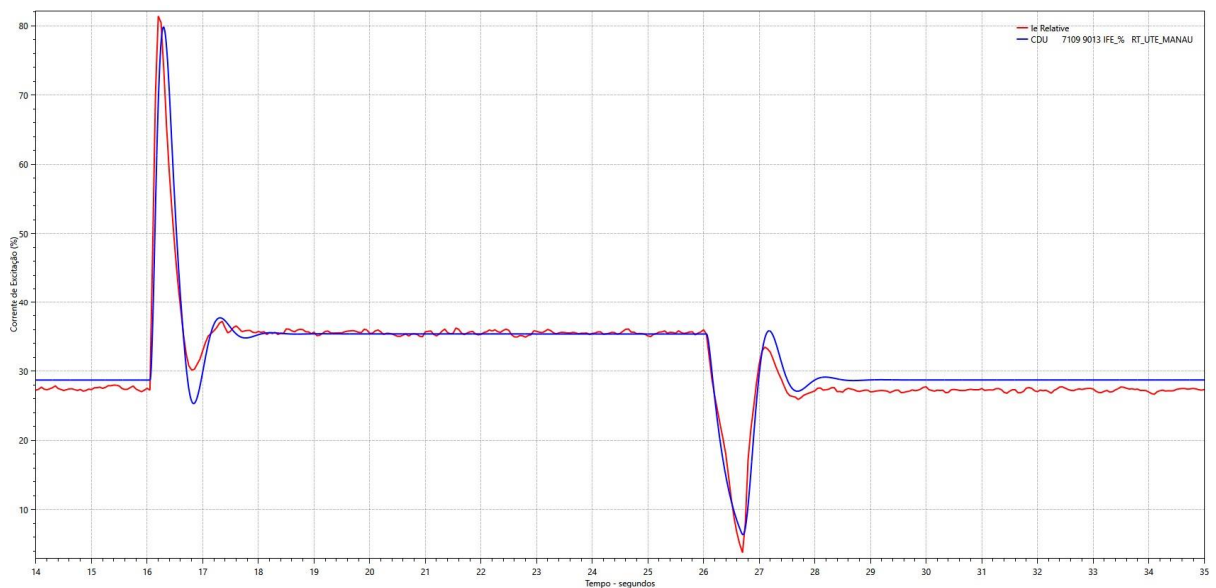
Neste ensaio foi aplicado um degrau 10% na referência do regulador automático de tensão com o gerador em vazio para avaliar a tensão de teto da excitação. A Figura 33 apresenta a tensão terminal no ensaio de campo e a simulação. A Figura 34 apresenta a corrente de campo. Verifica-se que o modelo apresenta o mesmo desempenho do ensaio de campo.

Figura 33 - Tensão terminal no ensaio da tensão de teto.



Fonte: Própria, 2022.

Figura 34 - Corrente de campo no ensaio da tensão de teto.



Fonte: Própria, 2022.

Sabendo que segundo a lei de Ohm tensão e corrente são proporcionais mantendo a mesma carga e que a resistência dos enrolamentos de campo não varia é possível tirar conclusões a respeito da tensão de campo a partir do gráfico da corrente de campo apresentado na Figura 34. O ensaio atendeu o requisito do item 4.2.3.2 do Submódulo 2.10 do ONS que determina que a tensão de teto deve ser não menor que 2,5 vezes a tensão de campo nominal, uma vez que a corrente nominal de excitação é em torno de 28% e no ensaio alcançou níveis de aproximadamente 82% (2,92 vezes).

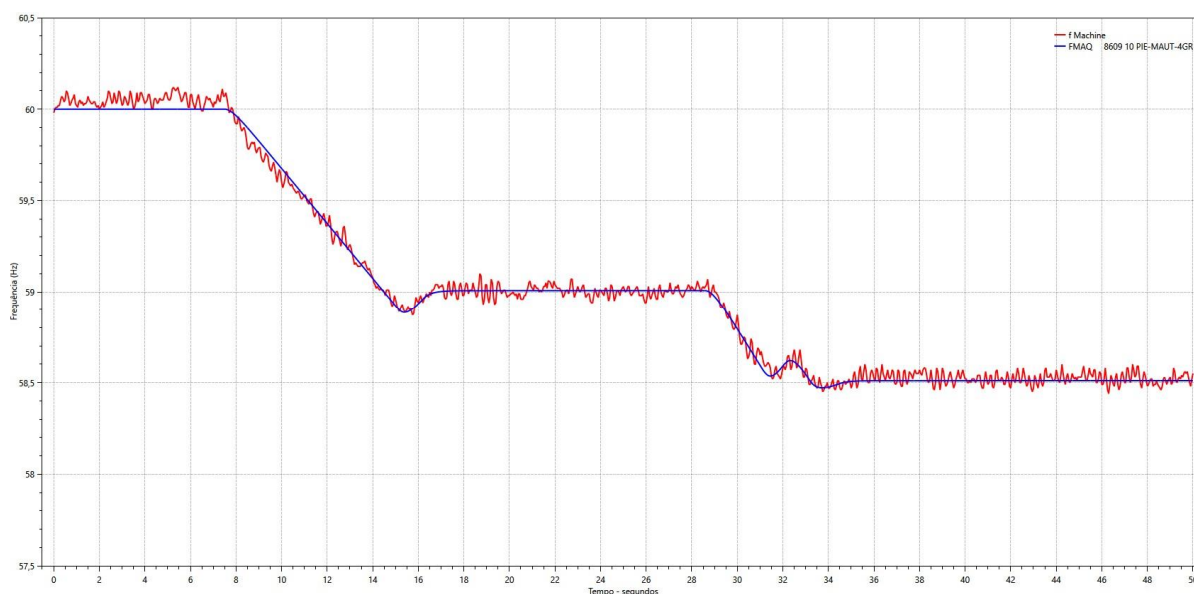
O ensaio também apresentou que a máquina atende ao requisito imposto pelo item 4.3.2.3. do Submódulo 2.10 dos procedimentos de rede do ONS que diz que o tempo de resposta de tensão de campo deve ser menor ou igual a 0,1 segundo, e define o tempo de resposta da tensão de campo como o tempo necessário para a tensão de campo atingir 95% da diferença entre a tensão de teto e a tensão de campo a plena carga, segundo o fornecedor, a corrente nominal a plena carga com o fator de potência 1,0 é 4 A ou seja, 40%, uma vez que a corrente de excitação de 10 A representa 100%.

Logo, a diferença entre a corrente nominal a plena carga de 40% e corrente da tensão de teto 82% é 42%, então 95% da diferença de 42% é 39,9% de corrente de excitação, conforme é apresentado na Figura 34 o nível de excitação de 40% é atingido praticamente instantaneamente, num tempo menor ou igual a 0,1 segundo após o acionamento do degrau.

4.5.3 ATUAÇÃO DO LIMITADOR VOLT/HZ

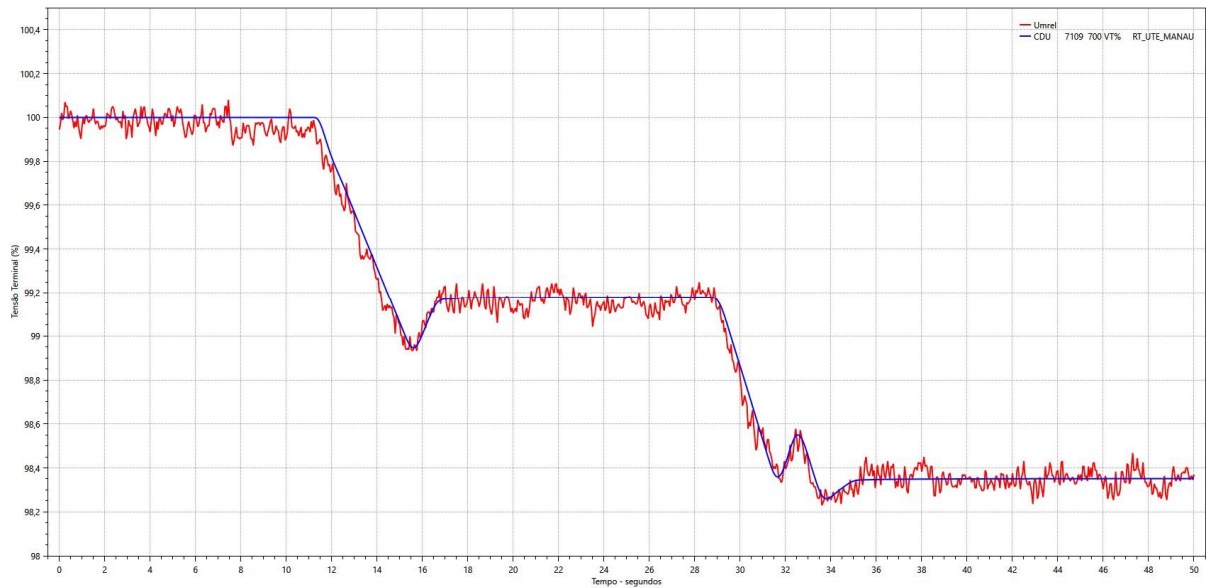
Para a realização deste ensaio foi ajustado o parâmetro fKnee em 58,5 Hz para atuação do limitador. Portanto, a Figura 36 apresenta a tensão terminal para a variação de frequência da Figura 35, verifica-se que o modelo apresenta o mesmo desempenho do ensaio de campo, sendo em vermelho os registros de campo e em azul as simulações.

Figura 35 - Comportamento da frequência no ensaio de atuação do limitador Volt/Hertz.



Fonte: Própria, 2022.

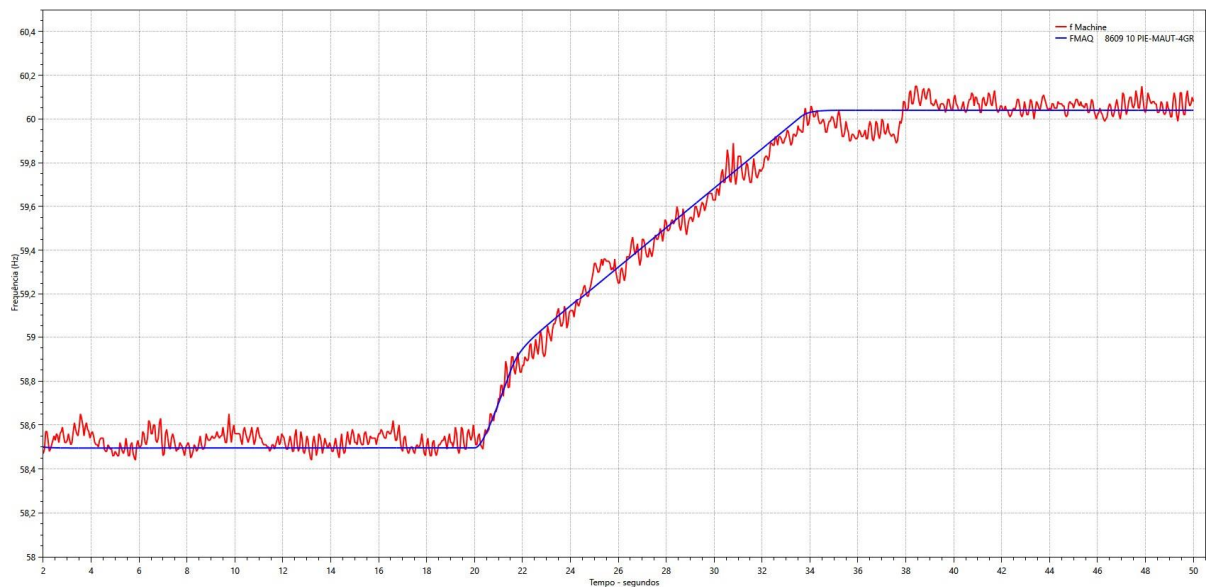
Figura 36 - Tensão terminal no ensaio de atuação do limitador Volt/Hertz.



Fonte: Própria, 2022.

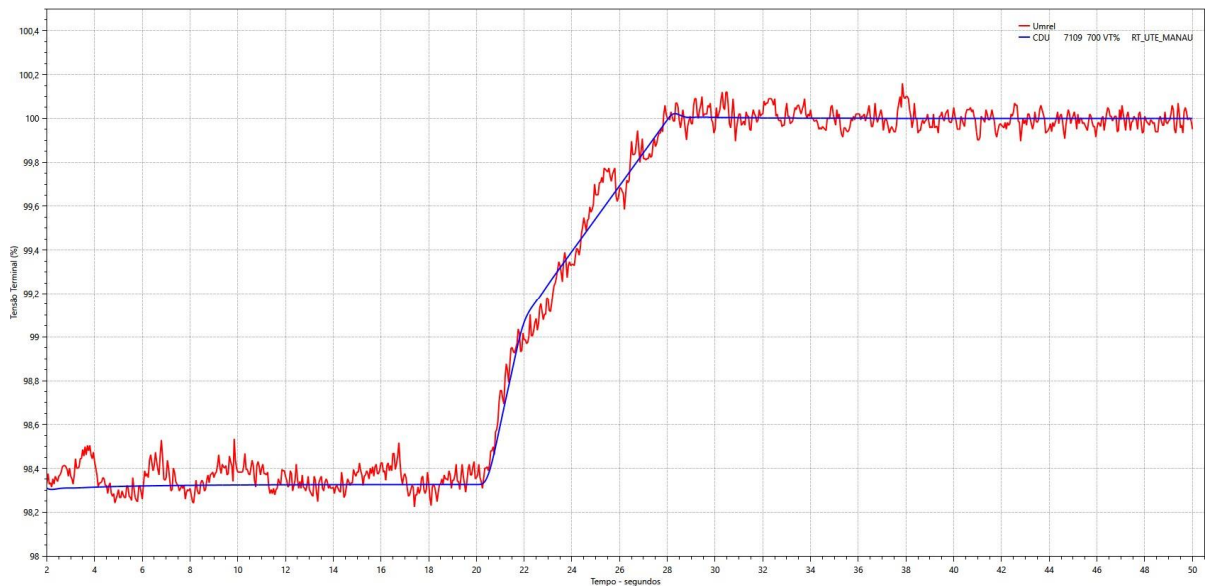
Também foi registrado a volta da frequência do gerador a frequência da rede (60 Hz), a Figura 37 apresenta a frequência e a Figura 38 apresenta a resposta da tensão terminal. Assim como na atuação do limitador, o modelo apresenta o mesmo desempenho do ensaio de campo.

Figura 37 - Reestabelecimento da frequência para a faixa de 60 Hz.



Fonte: Própria, 2022.

Figura 38- Resposta da tensão terminal ao reestabelecimento da frequência em 60 Hz.



Fonte: Própria, 2022.

O Limitador Volt/Hertz é incorporado ao regulador de tensão e atua mandando um sinal para o regulador reduzir a tensão de referência, que faz com que haja a redução na tensão terminal para que a relação Volt/Hertz retorne ao limite permitido, que é ajustado. Na Figura 35 no primeiro instante foi variada a frequência de 60 Hz para 59 Hz então, na Figura 36 o limitador regulou a tensão de 1,00 pu para aproximadamente 0,992 pu para manter a relação Volt/Hertz dentro do parâmetro setado, no segundo instante variou ainda mais a frequência, de 59 Hz para 58,5 Hz, então a tensão abaixou para níveis próximos a 0,9835 pu.

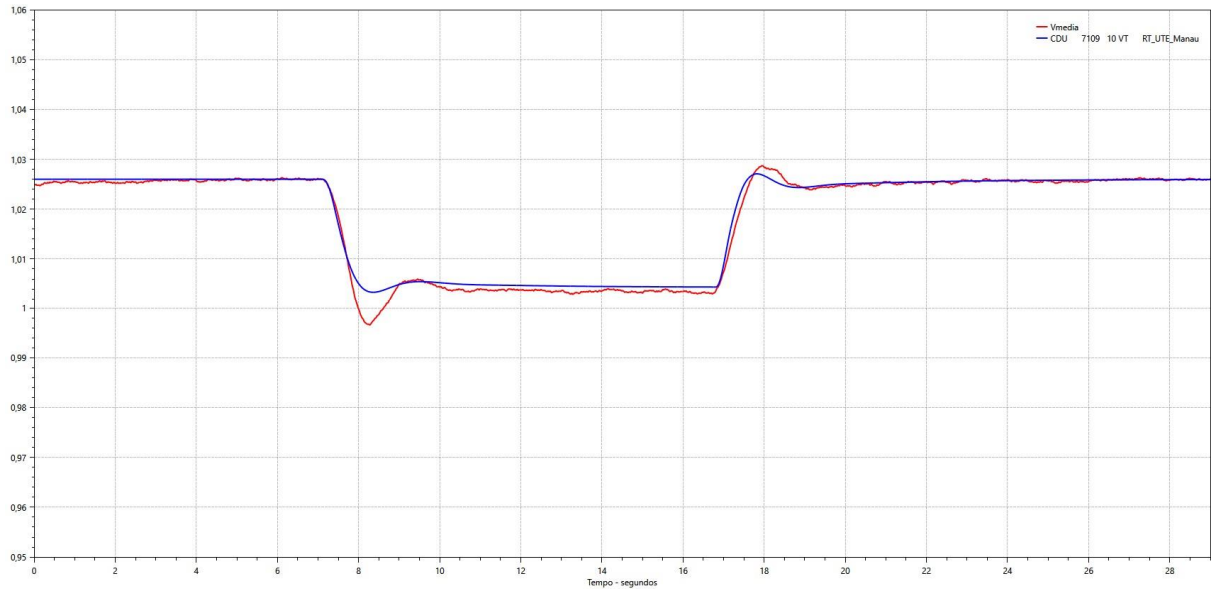
O Submódulo 2.10 dos procedimentos de rede do ONS não estabelece valores mínimos e máximos para a relação Volts/Hertz, mas aponta como um requisito geral do sistema de excitação a presença do limitador nos itens 4.3.1.2 alínea h) e 4.3.4.4 alínea a) número (3).

4.5.4 DEGRAU EM CARGA

Neste ensaio foi novamente aplicado um degrau entre 2 % na referência do regulador de tensão, desta vez com o gerador em carga para verificar o tempo de resposta do AVR. Neste ensaio são analisados os tempos de subida e acomodação da tensão para verificar se atendem os tempos máximo permitidos pelo ONS em seus requisitos mínimos, são medidas as potências ativa e reativa do sistema. A Figura 39 apresenta a tensão terminal no ensaio de campo e a simulação.

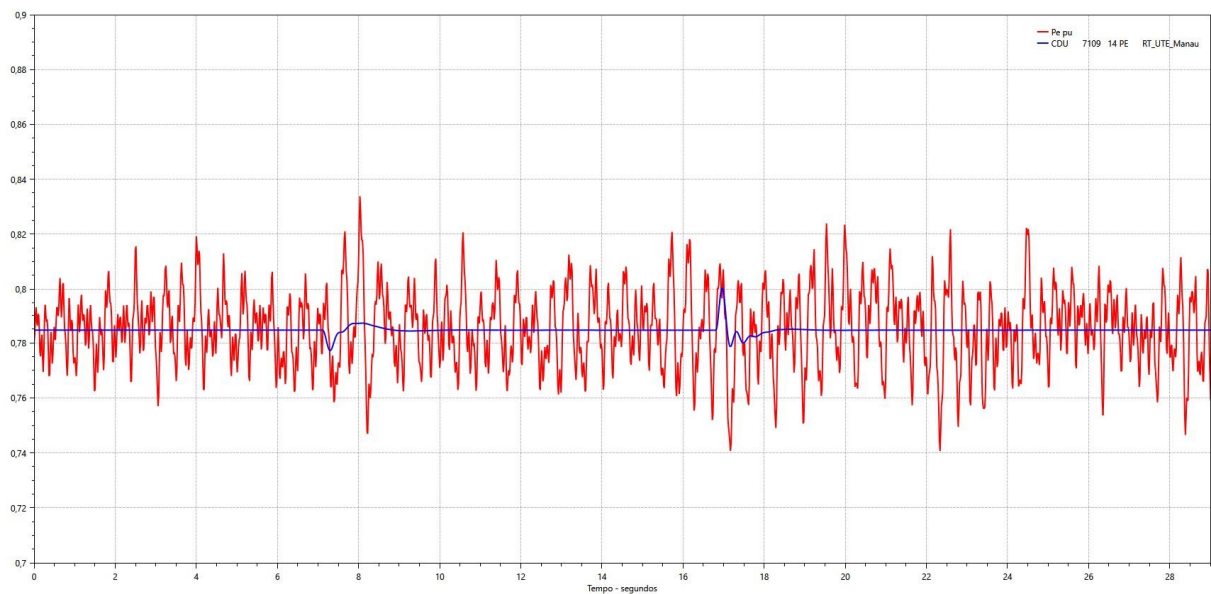
O modelo apresenta praticamente o mesmo desempenho do ensaio de campo. A Figura 40 apresenta a potência ativa e a Figura 41 a potência reativa, em vermelho os registros de campo e em azul as simulações.

Figura 39 - Tensão terminal no ensaio de degrau em carga.



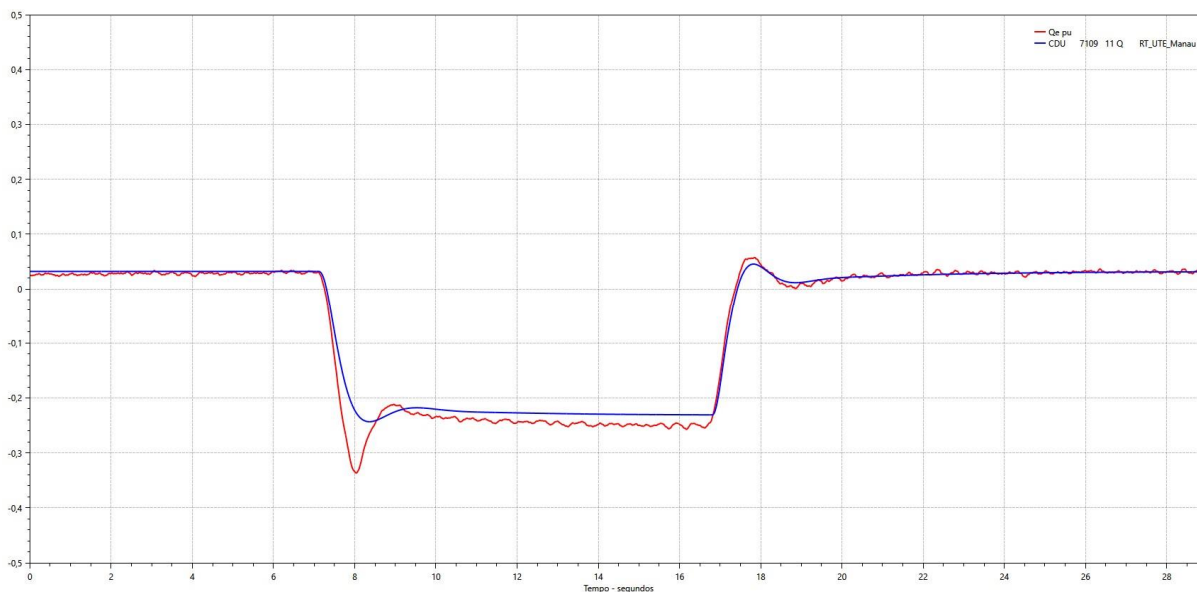
Fonte: Própria, 2022.

Figura 40 - Potência ativa no ensaio de degrau em carga.



Fonte: Própria, 2022.

Figura 41 - Potência reativa no ensaio de degrau em carga.



Fonte: Própria, 2022.

Após o degrau de 2% na tensão terminal o regulador atuou de maneira satisfatória, estabilizando a tensão em aproximadamente 1 segundo conforme apresentado na Figura 39, a Figura 40 e a Figura 41 mostram que o gerador está em carga com potência nominal do conjunto uma vez que a potência do gerador é 22,94 MW e a potência do motor é de 18,35 MW, ou seja, quando o motor está trabalhando com 100% da sua potência com o fator de potência próximo a 1,0 então a potência no gerador fica em torno de 0,782 pu.

Neste ensaio também é possível identificar o atendimento ao item 4.3.3.1 alínea b) do Submódulo 2.10 dos procedimentos de rede do ONS, que diz que a tensão nas fases do gerador, quando da operação em regime estável de carga e frequência, deve ser mantida na faixa de $\pm 0,5\%$ do valor ajustado para qualquer valor de corrente de carga e de excitação dentro da faixa de operação do gerador, qualquer valor de tensão terminal do gerador compreendida entre 90 a 110% da tensão nominal e qualquer frequência na faixa de $\pm 5\%$ do valor nominal, depois da estabilização do degrau é possível notar na Figura 39 que a tensão permanece dentro da faixa de $\pm 0,5\%$ do valor de referência, atendendo aos pontos do item.

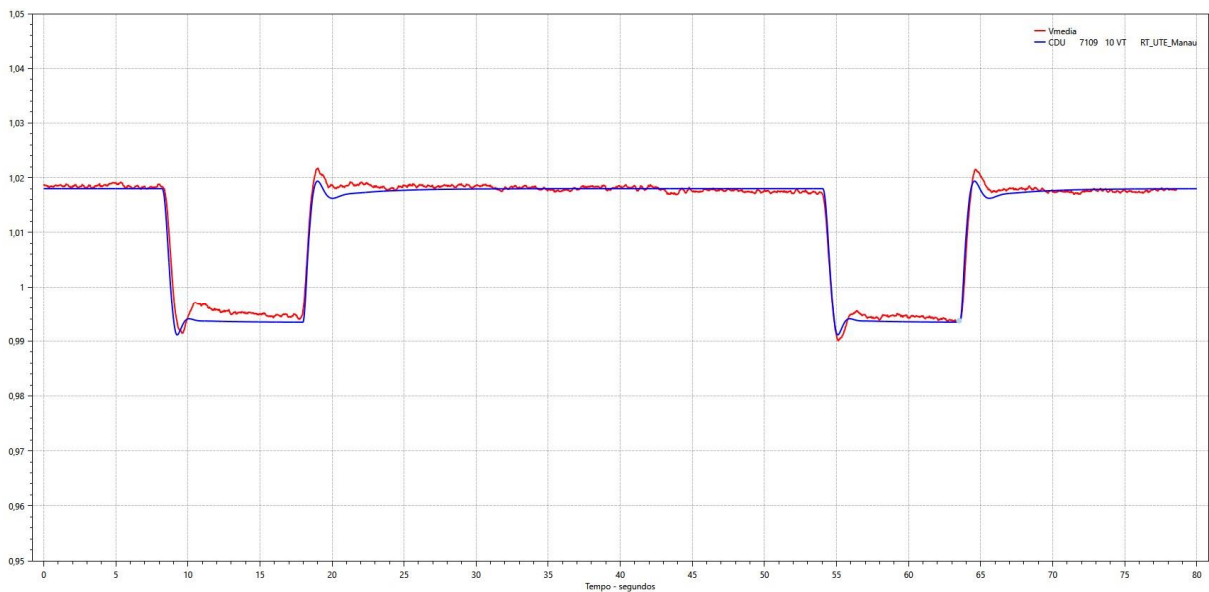
4.5.5 DEGRAU COM ATUAÇÃO DO LIMITADOR DE SUBEXCITAÇÃO (UEL)

Um gerador está subexcitado quando a corrente de campo é pequena, isso ocorre quando a corrente de terminal está atrasada e faz com que a máquina consuma potência reativa da rede, se tornando um motor de carga indutiva. Essa condição de subexcitação e o controle da potência reativa consumida pode ser alterada controlando a corrente de campo do sistema (CHAPMAN, Fundamentos de máquinas elétricas, 2013, 5ª ed., p. 282).

Este ensaio tem como intuito verificar se o limitador de subexcitação está funcionando corretamente, este dispositivo de proteção é normalmente incorporado no AVR e evita que o gerador opere na região de subexcitação enviando um sinal de erro para o regulador de tensão que faz aumentar a tensão de referência e conseqüentemente a corrente de campo, corrigindo o a subexcitação e levando o gerador para níveis normais de operação.

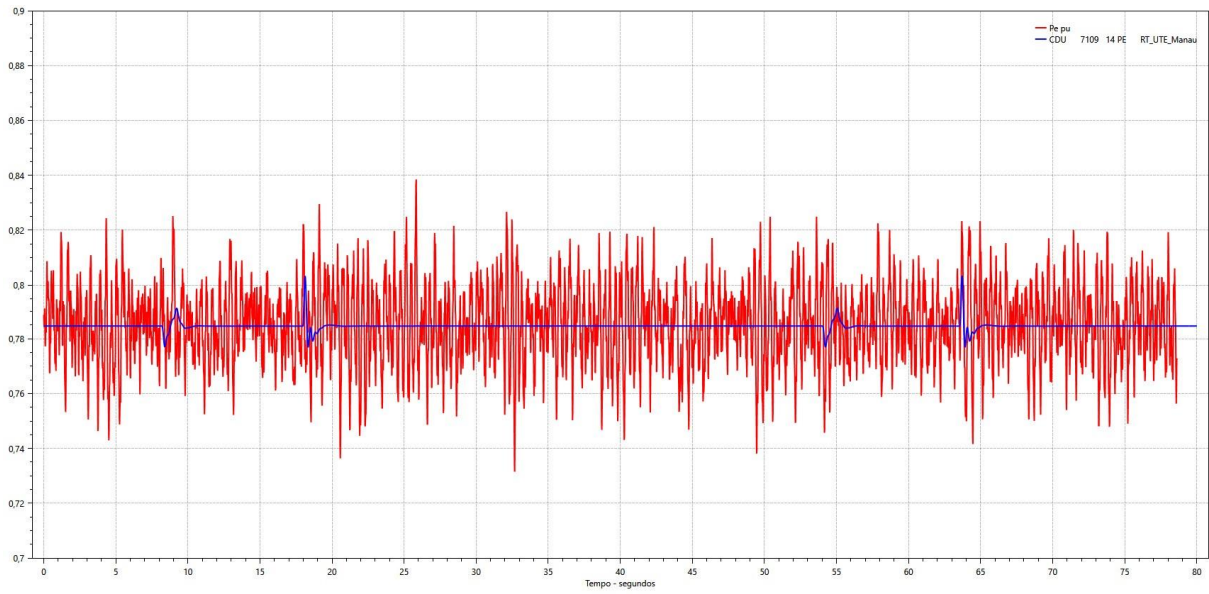
Antes do ensaio o ajuste do limitador é reduzido e aplicado um degrau de -4%, para que quando for aplicado o degrau o limitador atue protegendo o sistema e gerando assim um resultado satisfatório para o ensaio. As figuras abaixo demonstram que os ajustes estão adequados e o modelo apresenta o mesmo desempenho dos registros de campo, sendo a curva em vermelho o levantado em campo e a curva azul a simulação no ANATEM.

Figura 42 - Tensão terminal ao aplicar um degrau de -4% com a atuação do UEL.



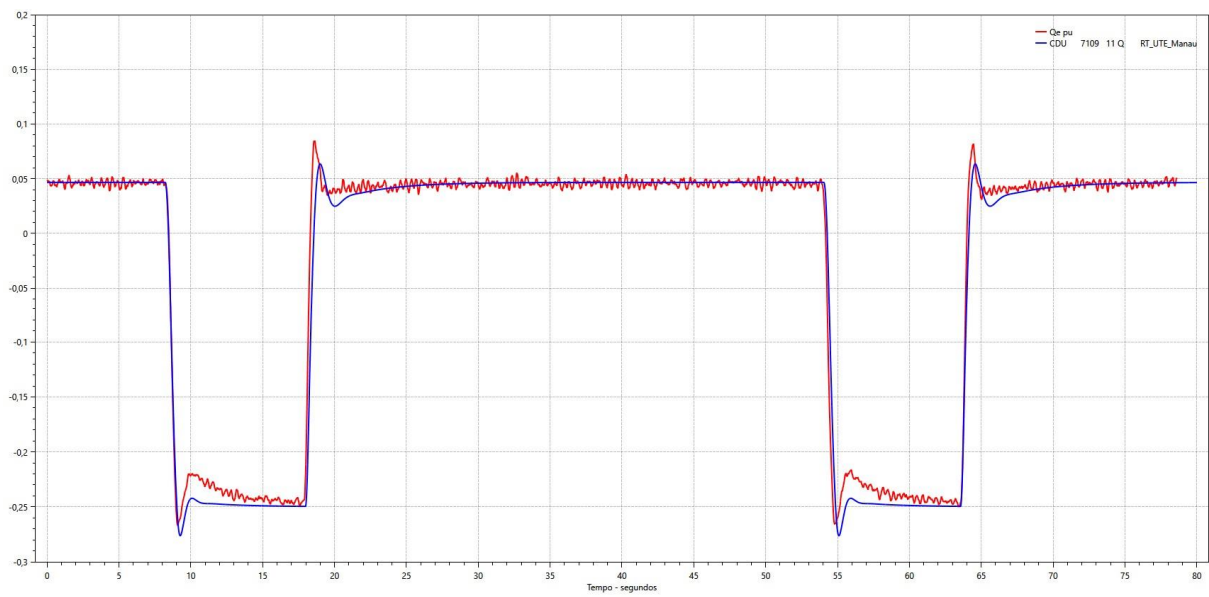
Fonte: Própria, 2022.

Figura 43 - Potência ativa ao aplicar um degrau de -4% com a atuação do UEL.



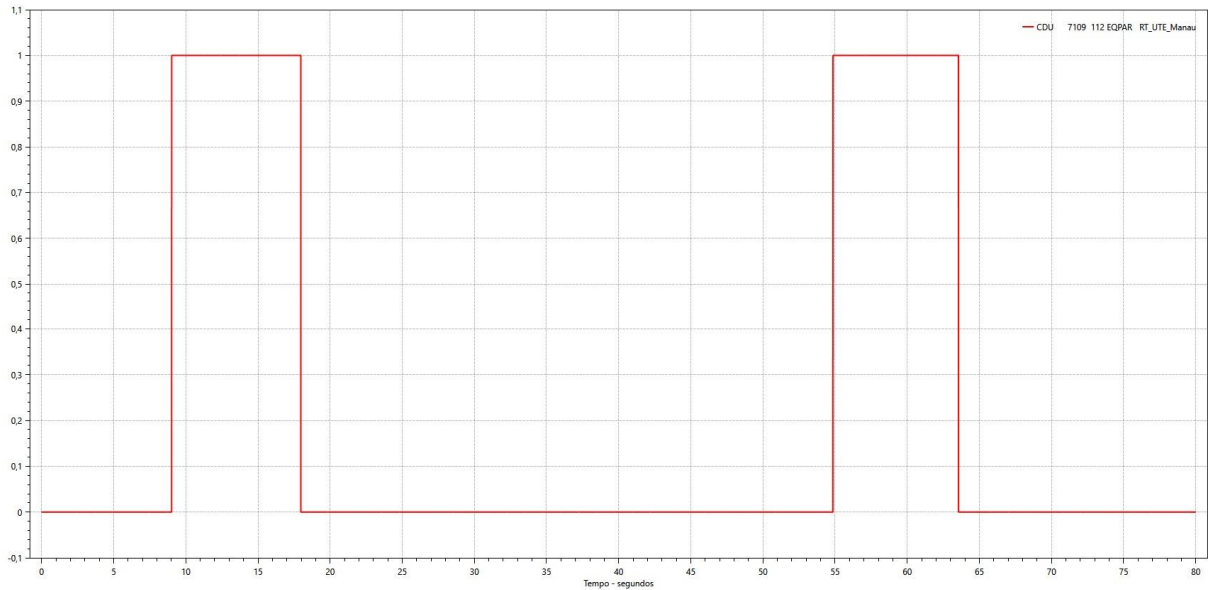
Fonte: Própria, 2022.

Figura 44 - Potência reativa ao aplicar um degrau de -4% com a atuação do UEL.



Fonte: Própria, 2022.

Figura 45 – Atuação do limitador de subexcitação.



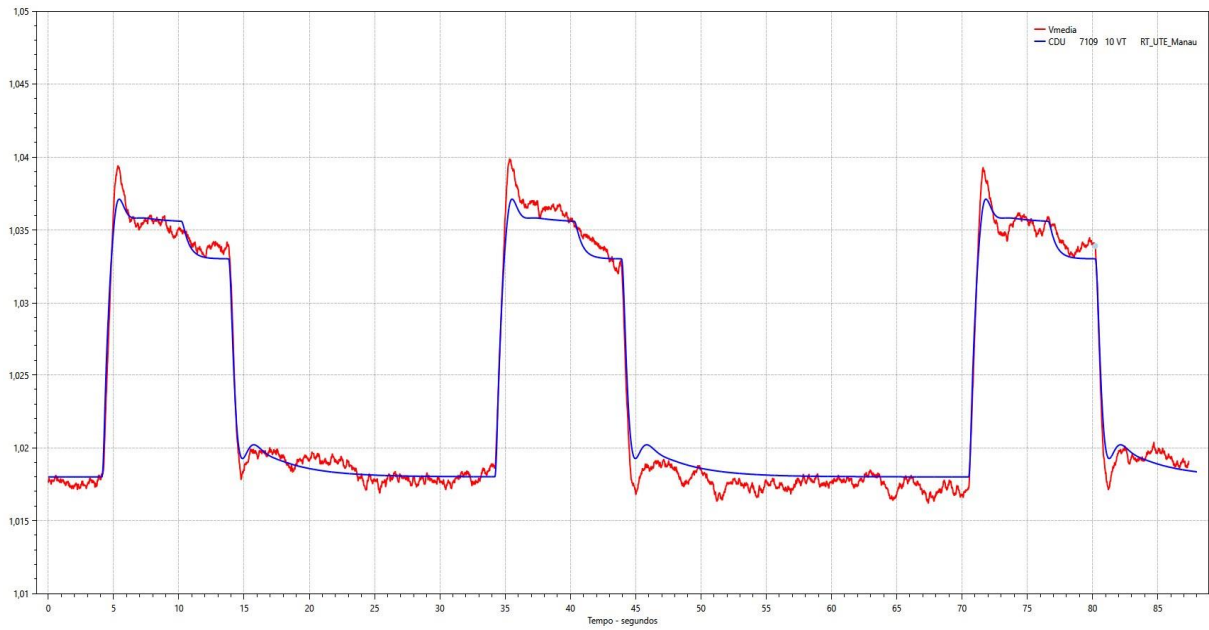
Fonte: Própria, 2022.

Como comentado na implementação do teste, foi aplicado um degrau de 4% na máquina, porém, o ajuste do limitador de subexcitação foi regulado para atuar impedindo que houvesse o degrau de 4% na tensão terminal, regulando a tensão em níveis de 0,994 pu, o UEL atuou entre os segundos 9 e 18, conforme mostra a Figura 45, controlando a potência reativa em -0,25 pu ou -25% conforme foi configurado com os valores da Tabela 6 e é apresentado o resultado na Figura 44. Esse controle é importante para que a máquina não trabalhe subexcitada e perca sincronismo e atende ao item 4.3.4.4 alínea a) número (1) que diz que o AVR deve possuir um limitador de excitação mínima que atua sempre que a corrente de campo atingir valores abaixo dos quais a máquina possa perder o sincronismo.

4.5.6 DEGRAU COM ATUAÇÃO DO LIMITADOR DE SOBRE-EXCITAÇÃO (OEL)

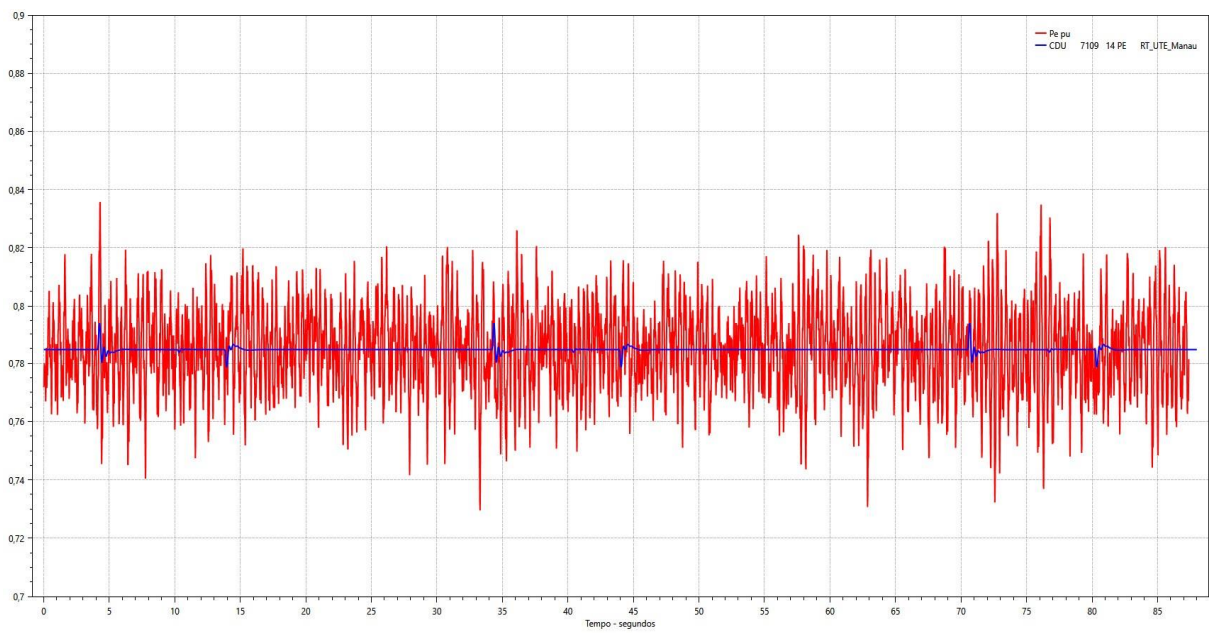
Neste ensaio foi avaliado o desempenho do limitador de sobre-excitação (OEL). Para isso foi modificado o ajuste do limitador para permitir a sua atuação e aplicado um degrau de 3%. Nas figuras a seguir é apresentado que os ajustes estão adequados mesmo com a atuação do limitador e o modelo apresenta desempenho similar aos registros de campo.

Figura 46 - Tensão terminal ao aplicar um degrau de 3% com a atuação do OEL.



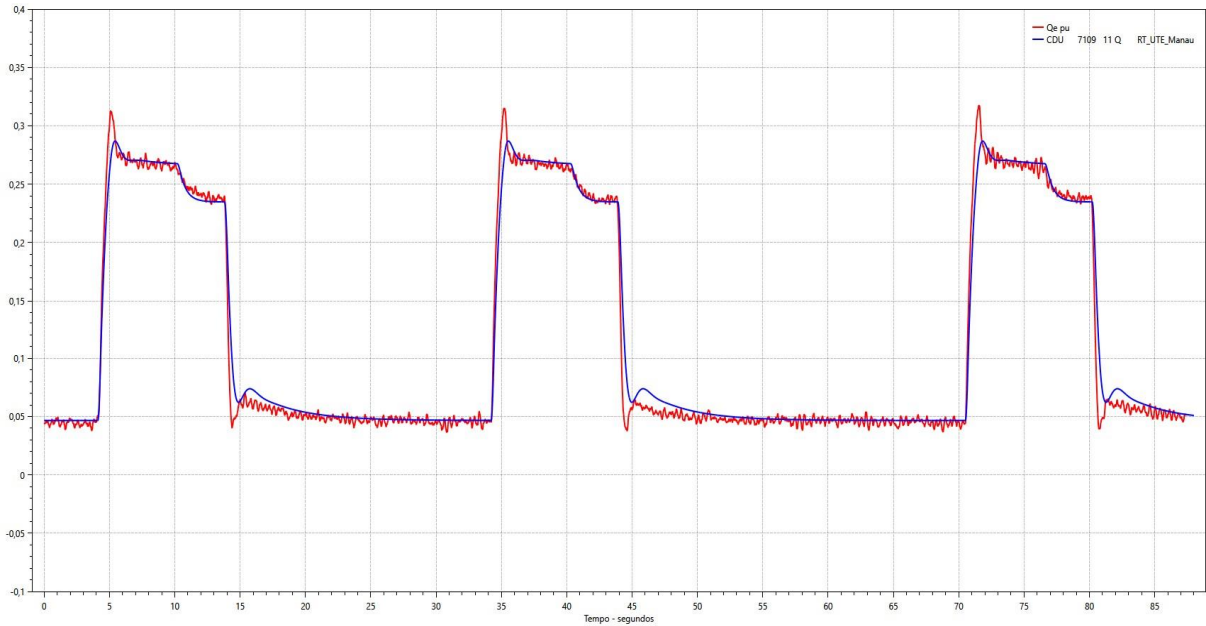
Fonte: Própria, 2022.

Figura 47 - Potência ativa ao aplicar um degrau de 3% com a atuação do OEL.



Fonte: Própria, 2022.

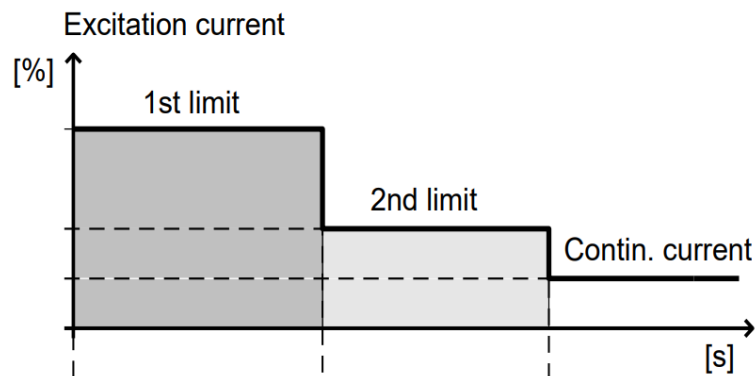
Figura 48 - Potência reativa ao aplicar um degrau de 3% com a atuação do OEL.



Fonte: Própria, 2022.

Conforme informado na implementação o ajuste do OEL foi reduzido para atuar imediatamente após o degrau, o gerador estava operando em 1,018 pu de tensão e foi aplicado um degrau de 3%, porém o limitador atuou com comportamento esperado, conforme o manual prevê, controlando a corrente de excitação e conseqüentemente a tensão terminal, é possível perceber o mesmo comportamento de “escada” na resposta da tensão terminal na Figura 49.

Figura 49 - Forme de atuação do OEL segundo o manual.



Fonte: ABB, 2016.

Este ensaio atende ao requisito do item 4.3.4.4 alínea a) número (2), que diz que o AVR deve ser equipado com limitador de excitação máxima, não permitindo que o circuito sofra sobreaquecimento ou rompa o nível de isolamento da tensão do gerador, que é de 15 kV.

4.6 VALIDAÇÃO DO REGULADOR DE VELOCIDADE

Nos itens a seguir serão apresentados os resultados de validação do modelo do regulador de velocidade. Para a validação dos modelos foram aplicados degraus de frequência.

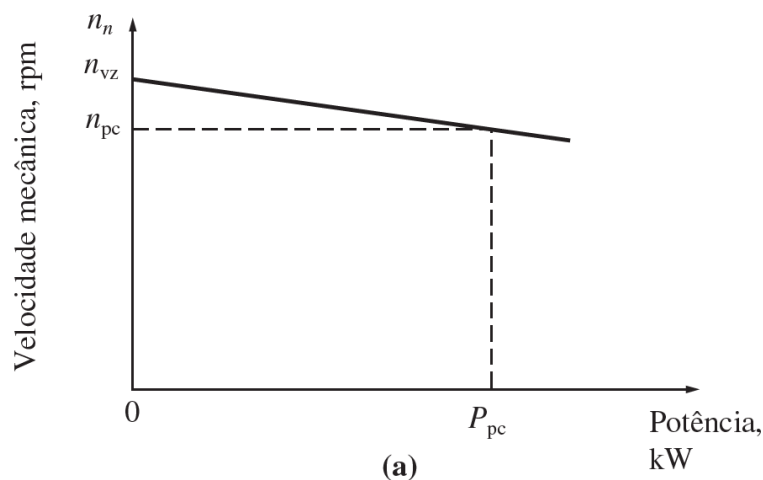
4.6.1 DEGRAU DE FREQUÊNCIA COM 50% DE GERAÇÃO

A equação 15 definiu a queda de velocidade de uma máquina motriz por

$$QV = \frac{n_{vz} - n_{pc}}{n_{pc}} \times 100\% \quad (15)$$

Em que n_{vz} é a velocidade a vazio da máquina motriz e n_{pc} é a velocidade a plena carga, a queda de velocidade das máquinas motrizes dos geradores variam, em maioria, de 2 a 4% (CHAPMAN, Fundamentos de máquinas elétricas, 2013, 5ª ed., p. 229). A figura abaixo mostra o gráfico velocidade x potência.

Figura 50 - Curva da velocidade x potência de uma máquina motriz.



Fonte: Chapman, 2013.

Segundo a equação abaixo, a velocidade é diretamente proporcional a frequência, ou seja, se a velocidade cai, também diminui a frequência.

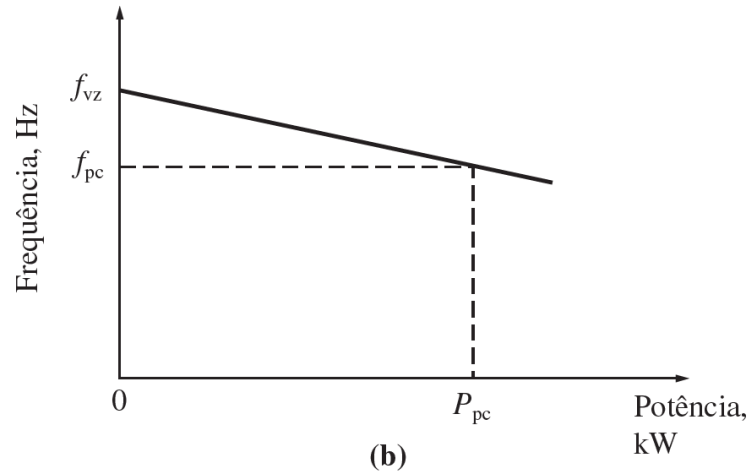
$$v = \lambda \times f \quad (16)$$

Em que:

v = velocidade; λ = comprimento de onda; f = frequência;

A Figura 51 mostra a curva da frequência x potência.

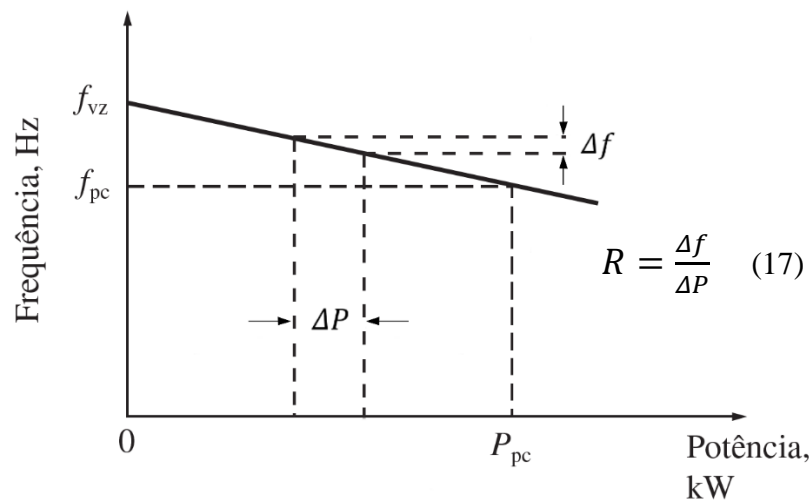
Figura 51 - Curva da frequência x potência de uma máquina motriz.



Fonte: Chapman, 2013.

A curva da frequência versus potência de uma máquina motriz é uma reta, que é definida pela equação $y = ax + b$. A inclinação da reta é conhecida como estatismo e nesse caso é obtida através da razão entre a variação de frequência e a variação de potência.

Figura 52 - Representação do estatismo.



Fonte: Adaptado de Chapman, 2013.

A relação entre potência e frequência é descrita por meio da equação abaixo:

$$f_{sistema} = f_{vz} - R \times P \quad (18)$$

Onde:

$f_{sistema}$ = frequência de operação do sistema;

f_{vz} = frequência do gerador a vazio;

R = Estatismo, dado pela relação $\frac{\Delta f}{\Delta P}$;

P = Saída de potência do gerador.

A curva da frequência versus potência de uma máquina motriz é uma reta (Figura 52), de maneira análoga, a curva da potência versus frequência também é uma reta, como na situação anterior, com a inversão dos eixos a inclinação da reta também é chamada de estatismo e nesse caso é obtida através da razão entre a variação de potência e a variação de frequência.

Para o cálculo do estatismo do motor é utilizado os dados informados do regulador de velocidade e as informações do frequency support, conforme informado no item 3.2.4 e Tabela 9, a potência nominal do motor é 18,35 MW, a margem de contribuição de potência é de 60%, a máxima variação de frequência é de 2000 mHz e a banda morta é de 40 mHz.

Como o estatismo é dado pela relação entre a variação de frequência e a variação de potência, utiliza-se a diferença entre o valor de máxima variação de frequência e a banda morta de frequência e o valor de contribuição de potência dado pela multiplicação da potência nominal pelo percentual de contribuição (Support Margin).

$$R = \frac{\Delta f}{\Delta P} \quad (17)$$

$$R = \frac{1,96 \text{ Hz}}{18,35 \text{ MW} \times 60\%}$$

$$R = \frac{1,96 \text{ Hz}}{11,01 \text{ MW}}$$

$$R = 0,1780 \text{ Hz/MW}$$

A unidade de R é Hz/MW, mas geralmente é expresso em porcentagem ou pu. Isso significa que para uma variação de 0,6 pu da potência nominal do gerador implica em uma variação de frequência de 0,03267 pu (ou 3,267% de 60 Hz \rightarrow 1,96 Hz), logo,

proporcionalmente, para uma variação de carga de 1 pu (100%) da potência nominal a variação de frequência é de 0,0544 pu ou 5,44%, uma vez que a variação é linear.

Os procedimentos de rede do ONS impõe no item 4.4.3 do submódulo 2.10 como requisito mínimo que o valor do estatismo seja de 2 a 8%, conforme apresenta a Figura 53 - Faixa de estatismo permitida pelo ONS.. Dessa forma, o estatismo de 5,44% da máquina atende aos requisitos mínimos estabelecidos pelo ONS.

Figura 53 - Faixa de estatismo permitida pelo ONS.

ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico		Procedimentos de Rede - Módulo 2 - Critérios e Requisitos		
Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão	2.10	Requisitos	2022.10	03/10/2022

4.4.3. As características e o desempenho do sistema de regulação primária de frequência devem ser adequados ao projeto do gerador, conforme requisitos técnicos de desempenho e operacionais listados a seguir:

- (a) Estatismo permanente: ajustável entre 2 e 8%;

Fonte: ONS, 2022.

Neste ensaio é aplicado um degrau na referência de frequência do regulador de velocidade para verificar o tempo de resposta do equipamento, ou seja, será alterada bruscamente a frequência do gerador, e conseqüentemente sua potência, então será verificado se o tempo de resposta do regulador está dentro dos requisitos mínimos impostos pelo ONS. Esse teste é realizado com 50% e 100% de potência do gerador.

Para a validação com 50% de geração foram aplicados degraus de frequência, para cada variação de frequência, existe uma variação de potência esperada que é dada por:

$$\Delta P = \pm \frac{1}{R} \Delta f \quad (18)$$

$$\Delta P = \pm \frac{1}{0,17802} \Delta f$$

$$\Delta P = \pm 5,61735 \Delta f \quad (19)$$

A grandeza $\frac{1}{R}$ da equação 18 é chamada de Energia de Regulação da Máquina e é dada em MW/Hz. A Tabela 14 apresenta os valores de variação de potência esperada para cada degrau de frequência.

Tabela 14 - Variação de potência esperada para cada degrau de frequência.

Degrau de Frequência (mHz)	Variação de Potência Esperada (kW)
±20	0
±150	±617,91
±350	±1741,38
±500	±2583,98
±700	±3707,45
±900	±4830,92

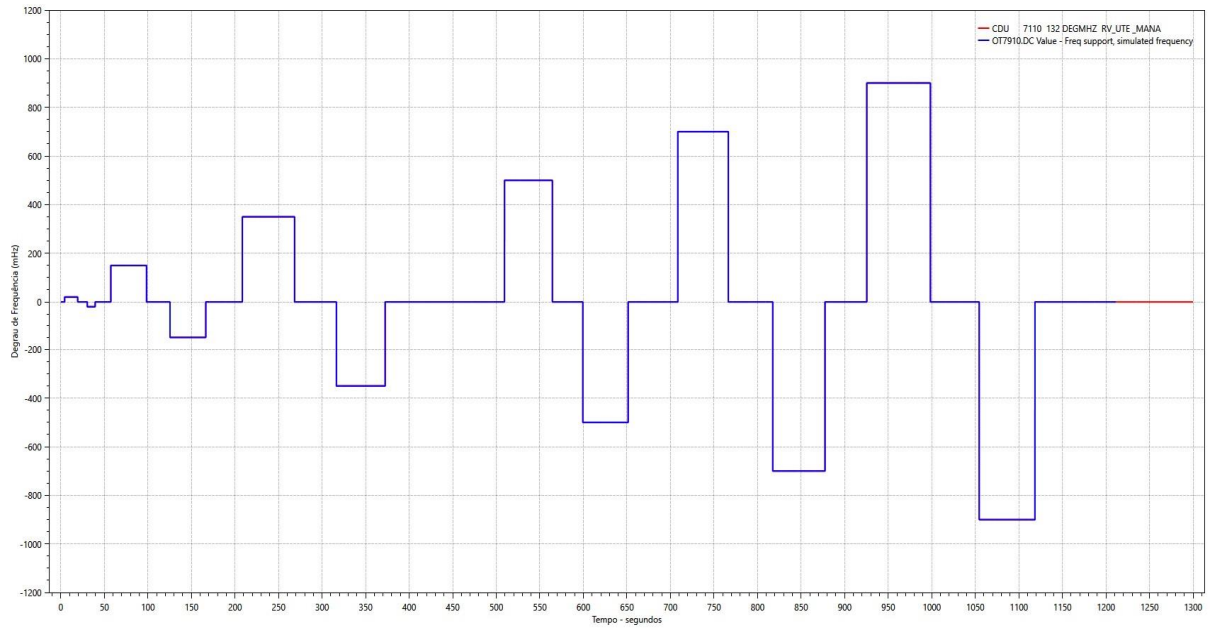
Fonte: Própria, 2022.

A apresenta o degrau de frequência aplicado em campo e a simulação como o modelo do Regulador de Velocidade do conjunto para o ANATEM. A Figura 55 apresenta a contribuição de potência obtida pelo suporte de frequência em kW.

A Figura 56 apresenta a potência medida em campo e potência do modelo, verifica-se que o modelo apresenta o mesmo desempenho do equipamento em campo. Destaca-se que o degrau de 20 mHz não há variação de potência devido a banda morta do controle.

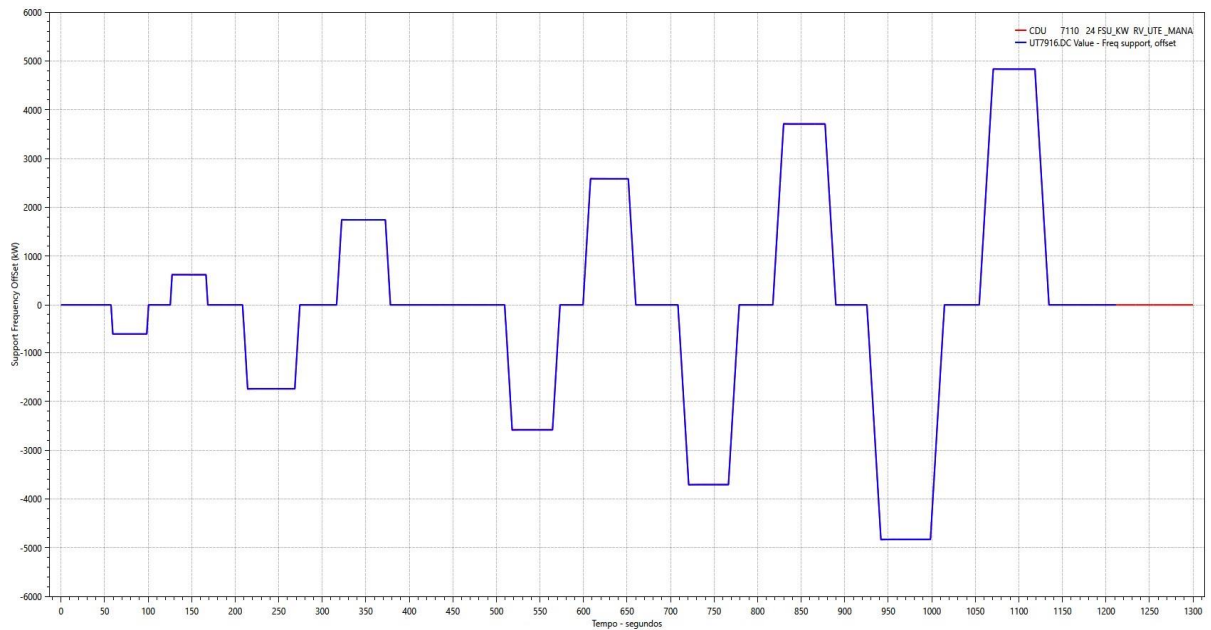
O frequency support funciona como um compensador e realiza uma contribuição de potência em kW dependendo da variação da frequência da máquina. Com os dados setados no ajuste do frequency support apresentados na seção 3.2.4 foi possível calcular o estatismo de 5,44% a partir da equação 17, atendendo o requisito do item 4.4.3 alínea a) do Submódulo 2.10. Ainda a partir dos dados setados que são possíveis conferir na Figura 20, a banda morta máxima deve ser igual ou menor que 0,04 Hz ou 40 mHz, um requisito do item 4.4.3 alínea c) do Submódulo 2.10 que o ensaio mostra estar atendido.

Figura 54 - Degraus de frequência aplicados ao gerador com 50% de geração.



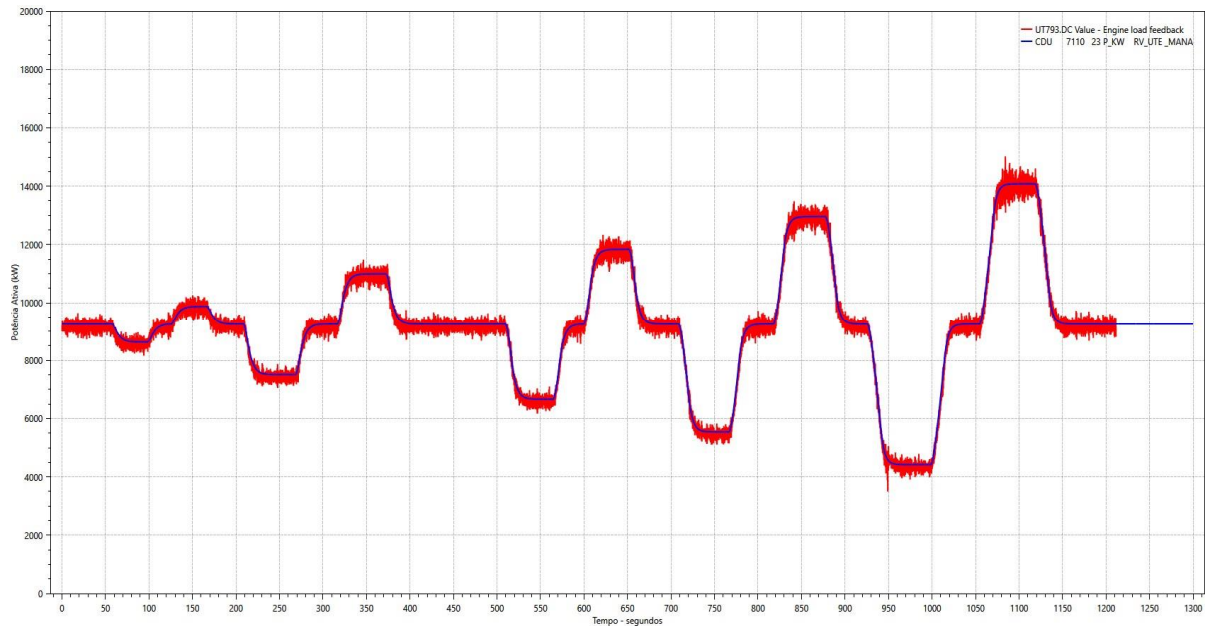
Fonte: Própria, 2022.

Figura 55 - Support Frequency OffSet com 50% de geração.



Fonte: Própria, 2022.

Figura 56 - Resposta da potência ativa as variações de frequência com 50% de geração.



Fonte: Própria, 2022.

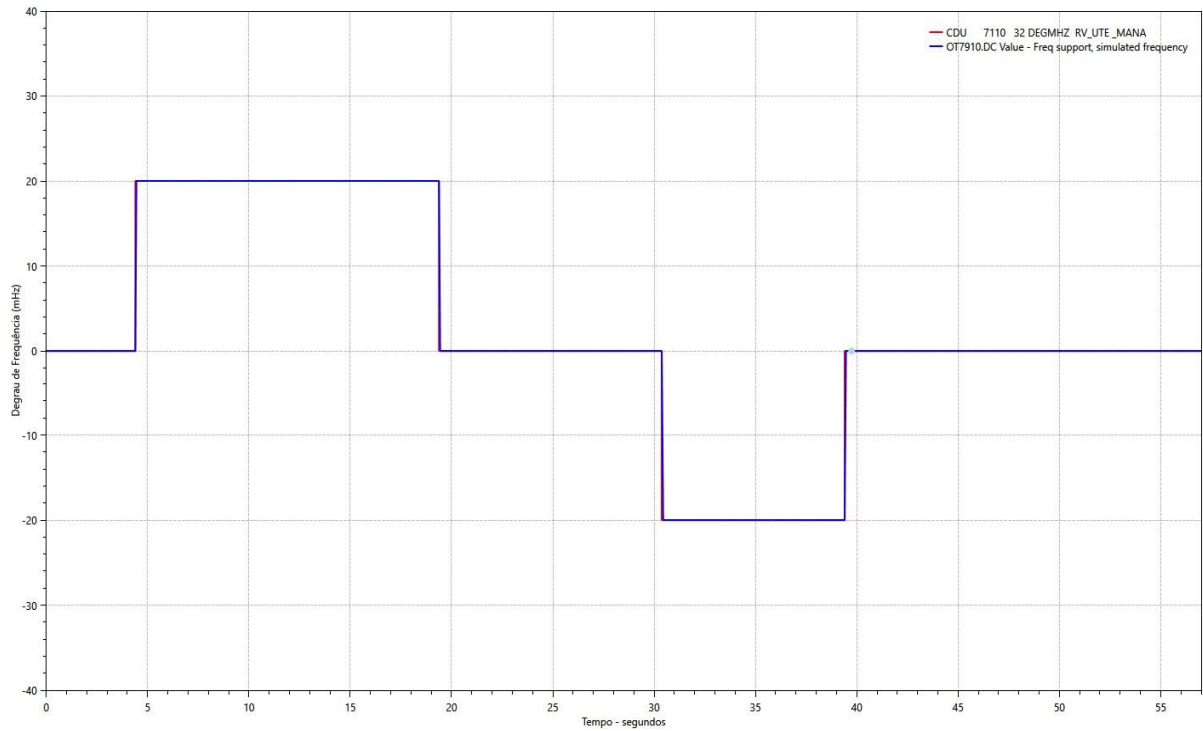
O item 4.4.3 alínea d) diz que o tempo de estabilização na operação em rede isolada das unidades deve ser menor que 60 segundos e na alínea e) diz que tempo de resposta na operação em rede isolada deve ser menor que 9 segundos, ambos requisitos são atendidos nos ensaios, com tempos de estabilizações sempre inferiores a 50 segundos em todos os degraus de frequência.

O tempo de resposta é definido como o tempo necessário para a velocidade da unidade geradora atingir 90% do valor final, quando sujeita a um degrau de variação de frequência na referência de velocidade do regulador de velocidade, o tempo de resposta do regulador depende do set Ramp Rate que é a velocidade da rampa de potência, apresentado na seção 3.2.4 como 300 kW/s, como a relação frequência x potência é uma reta, e a frequência está proporcionalmente relacionada a velocidade segundo a equação 16, ao aplicar por exemplo o degrau de 500 mHz de frequência, a potência varia 2583,98 kW ou seja, o tempo de resposta é de $\frac{2589,98}{300}$ segundos, ou seja, 8,63 segundos.

Nas figuras abaixo serão apresentadas separadamente a variação de frequência, a atuação do frequency support e da potência ativa para cada faixa de degrau de frequência aplicado na máquina com 50% de geração.

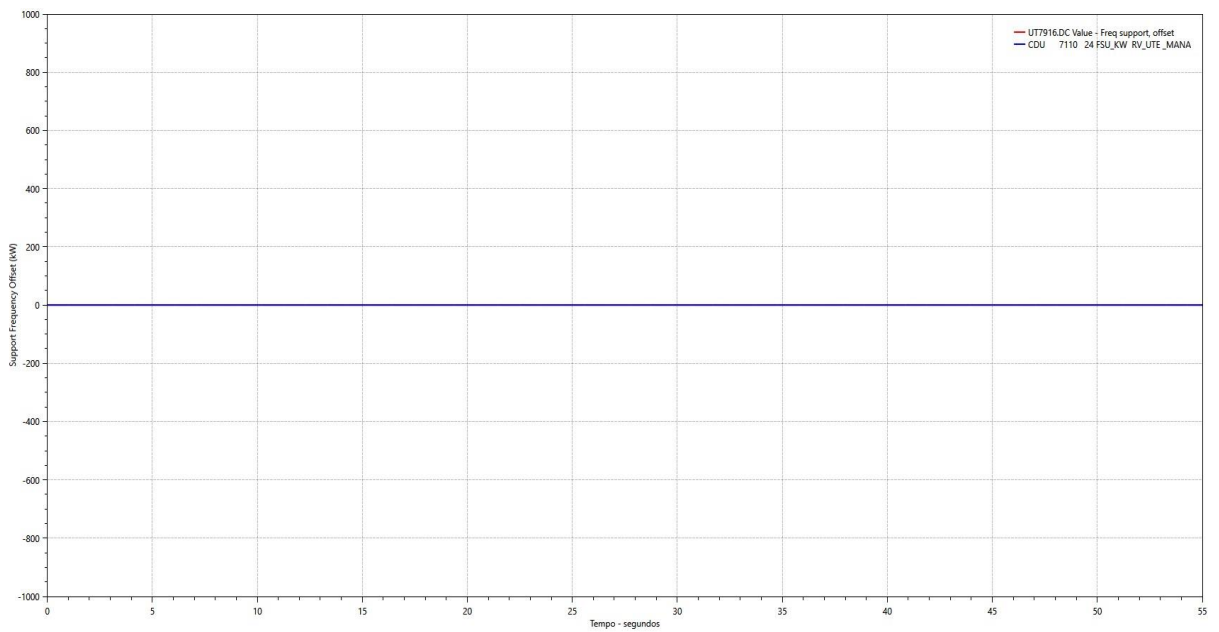
20 mHz

Figura 57 - Degrau de 20 mHz com 50% de geração.



Fonte: Própria, 2022.

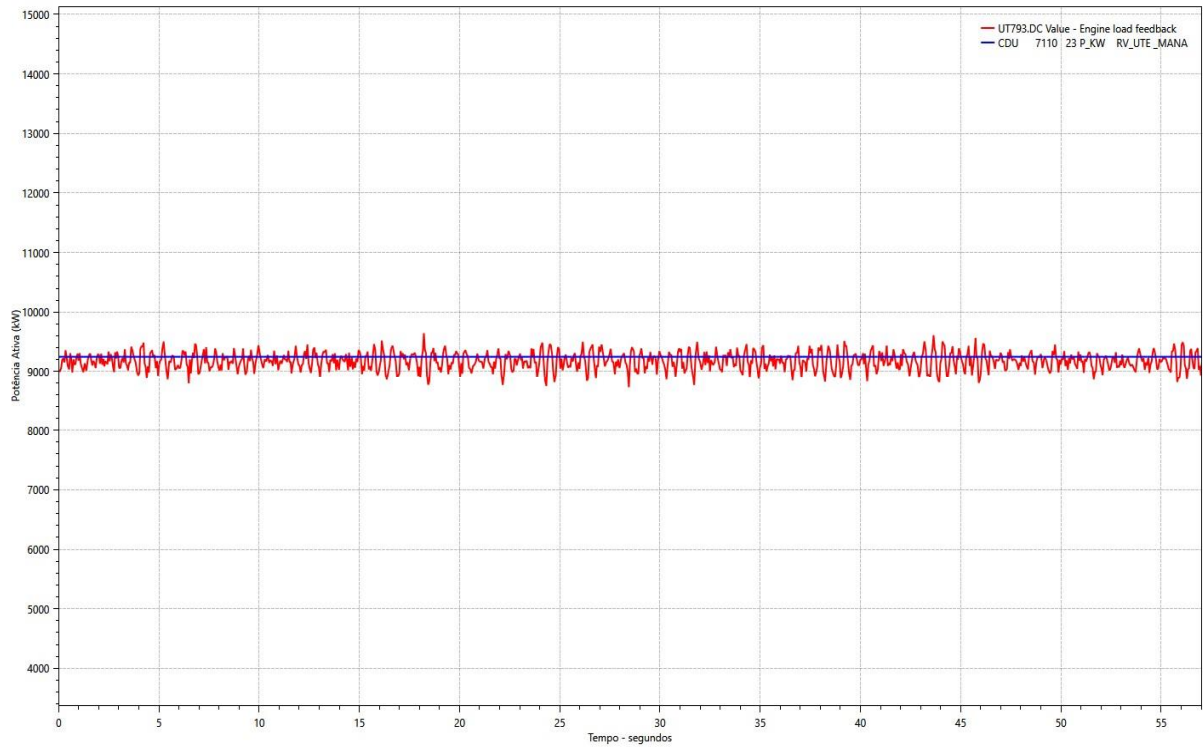
Figura 58 - Degrau de 20 mHz com 50% de geração - Support Frequency OffSet.



Fonte: Própria, 2022.

Para o degrau de 20 mHz não há variação de potência devido a banda morta do controle de 40 mHz.

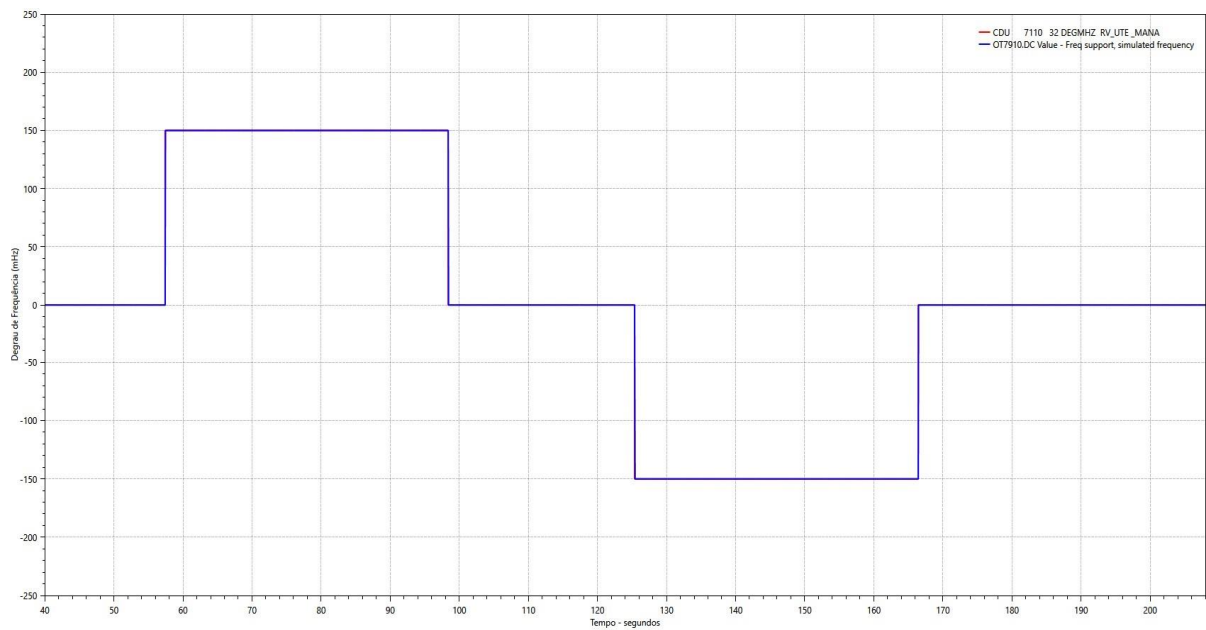
Figura 59 - Degrau de 20 mHz com 50% de geração - Resposta de potência ativa.



Fonte: Própria, 2022.

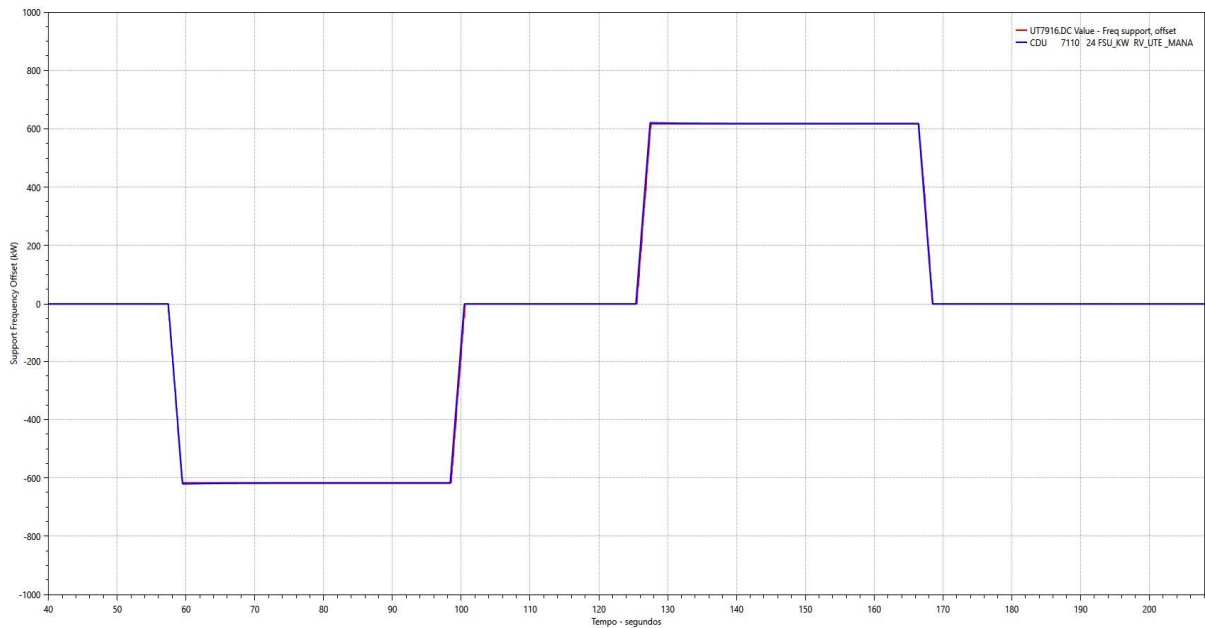
150 mHz

Figura 60 - Degrau de frequência de 150 mHz com 50% de geração.



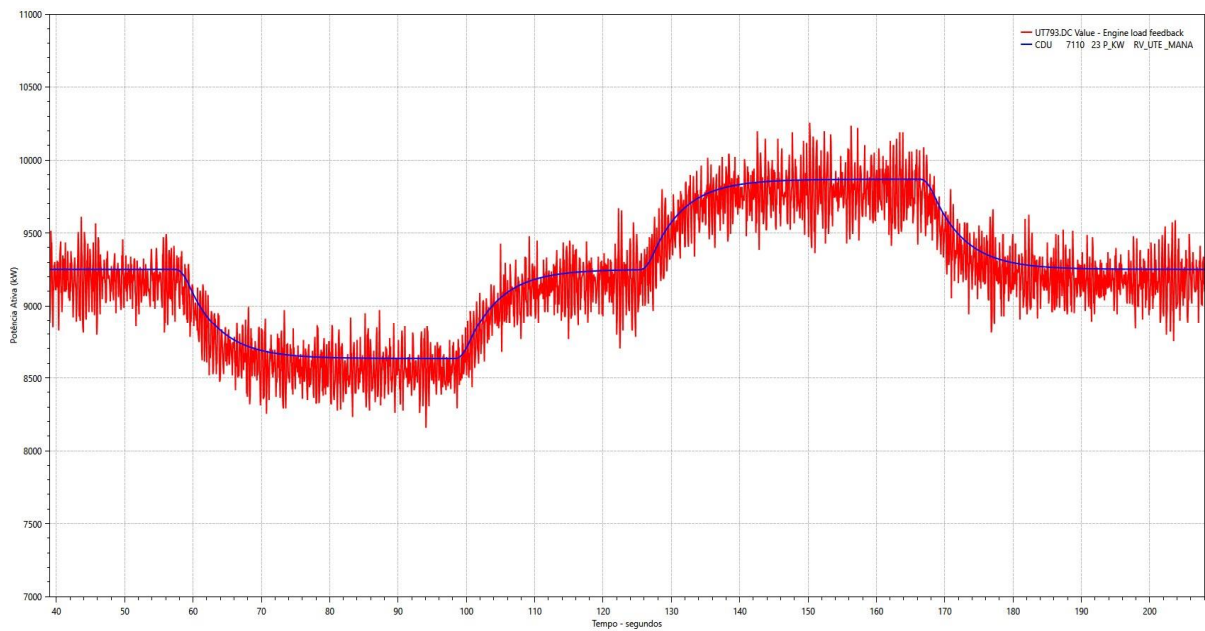
Fonte: Própria, 2022.

Figura 61 - Degrau de 150 mHz com 50% de geração - Support Frequency OffSet.



Fonte: Própria, 2022.

Figura 62 - Degrau de 150 mHz com 50% de geração - Resposta de potência ativa.



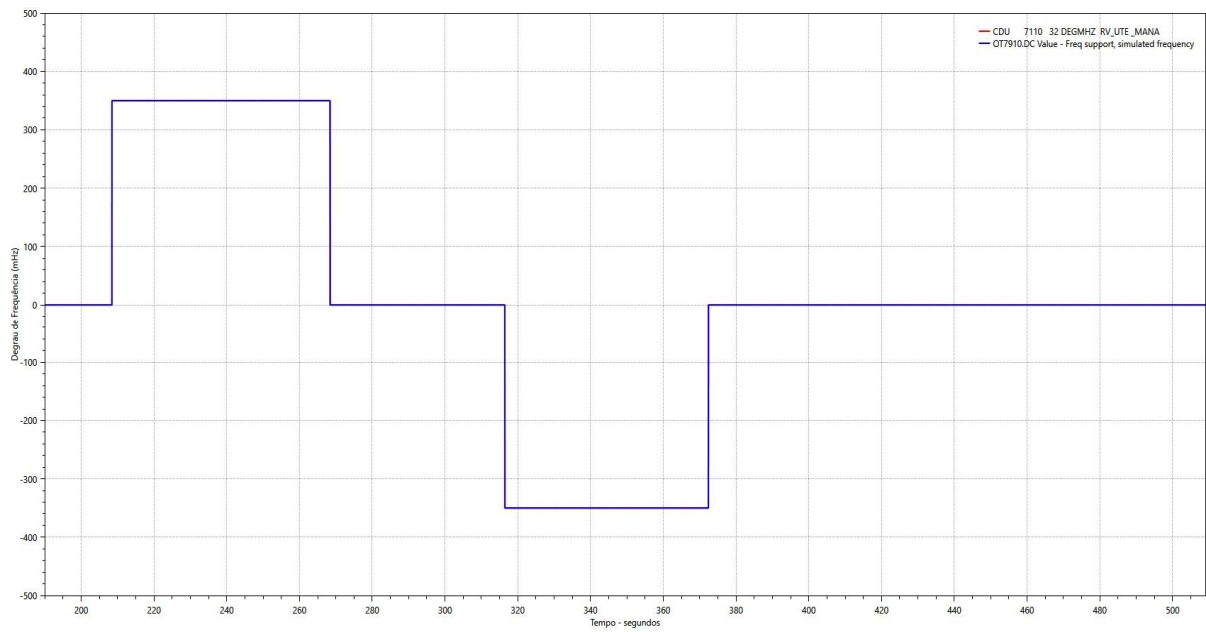
Fonte: Própria, 2022.

$$\Delta P = \pm 5,61735 \times 150 = 617,91 \text{ kW}$$

A máquina, que estava em 9.250 kW, ao sofrer uma variação de 617,91 kW varia para valores próximos a 9.867,91 kW e 8.632,09 kW com os degraus de frequência de 150 mHz.

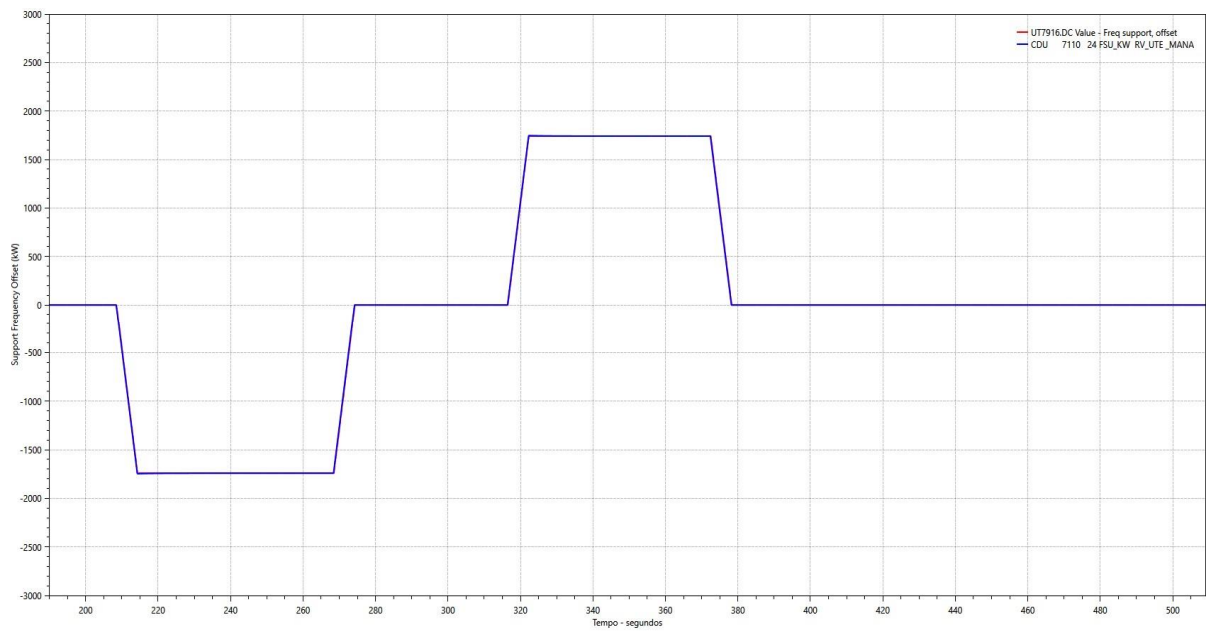
350 mHz

Figura 63 - Degrau de frequência de 350 mHz com 50% de geração.



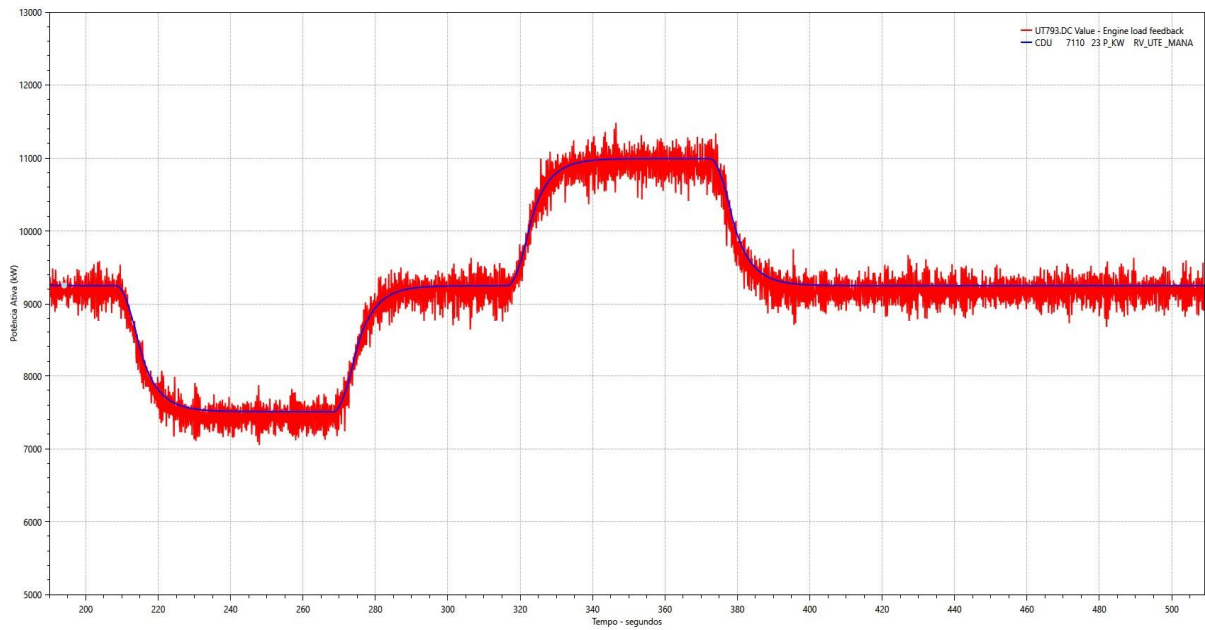
Fonte: Própria, 2022.

Figura 64 - Degrau de 350 mHz com 50% de geração - Support Frequency OffSet.



Fonte: Própria, 2022.

Figura 65 - Degrau de 350 mHz com 50% de geração - Resposta de potência ativa.



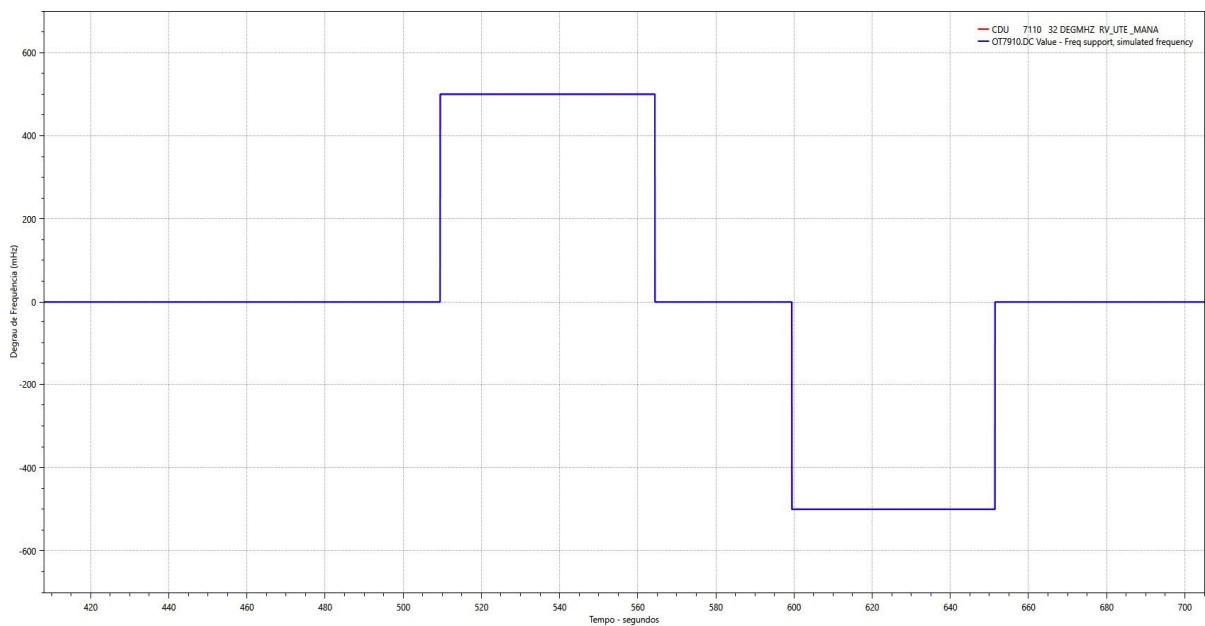
Fonte: Própria, 2022.

$$\Delta P = \pm 5,61735 \times 350 = 1741,38 \text{ kW}$$

A máquina, que estava em 9.250 kW, ao sofrer uma variação de 1741,38 kW varia para valores próximos a 7.508,62 kW e 10.991,38 kW com os degraus de frequência de 350 mHz.

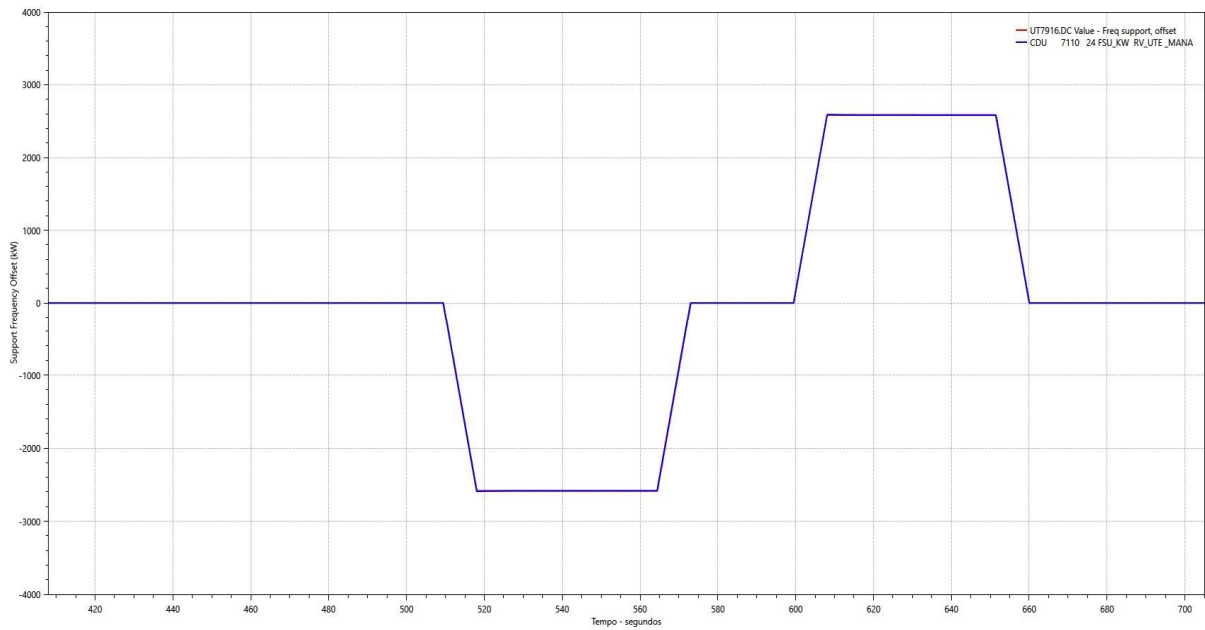
500 mHz

Figura 66 - Degrau de frequência de 500 mHz com 50% de geração.



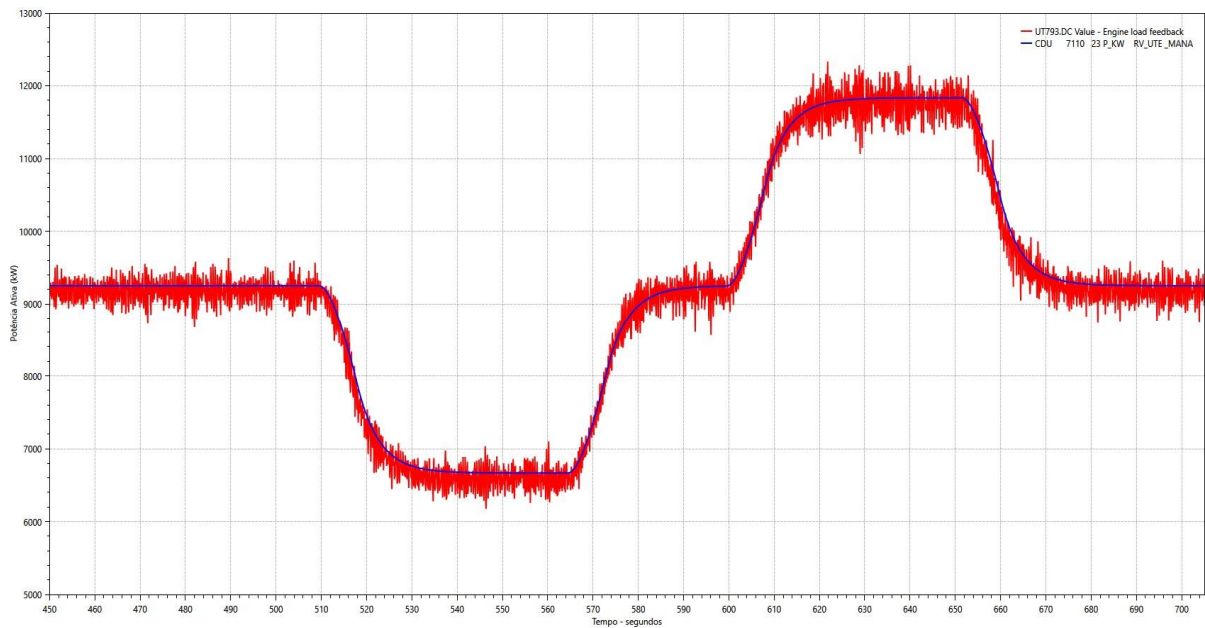
Fonte: Própria, 2022.

Figura 67 - Degrau de 500 mHz com 50% de geração - Support Frequency OffSet.



Fonte: Própria, 2022.

Figura 68 - Degrau de 500 mHz com 50% de geração - Resposta de potência ativa.



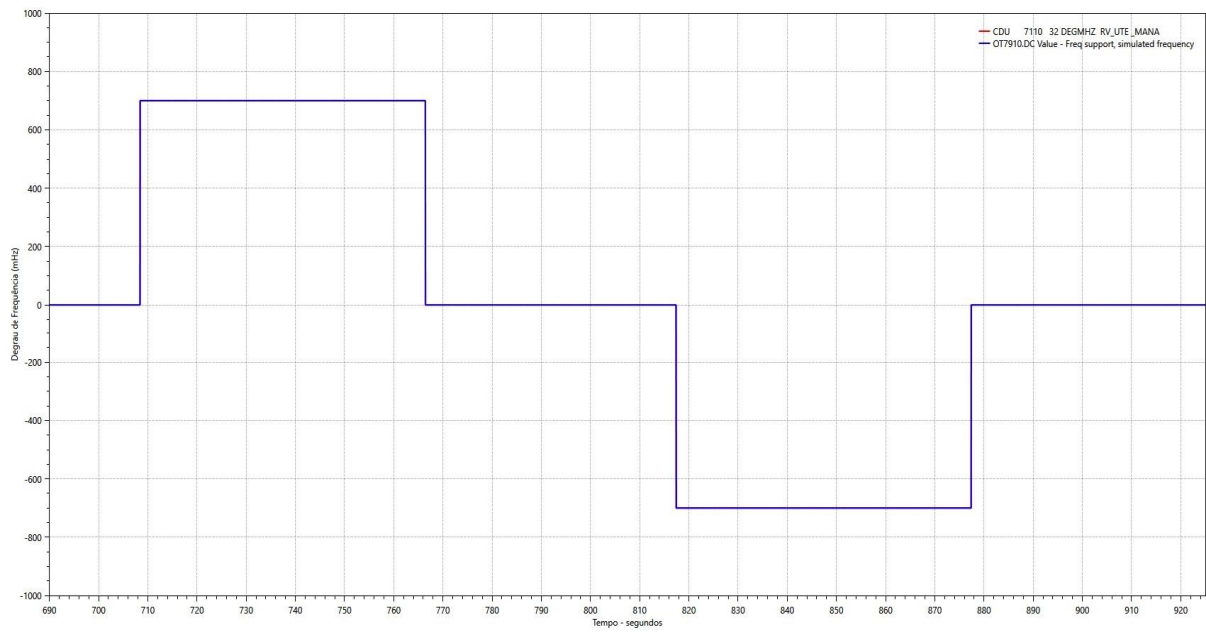
Fonte: Própria, 2022.

$$\Delta P = \pm 5,61735 \times 500 = 2583,98 \text{ kW}$$

A máquina, que estava em 9.250 kW, ao sofrer uma variação de 2583,98 kW varia para valores próximos a 6.666,02 kW e 11.833,98 kW com os degraus de frequência de 500 mHz.

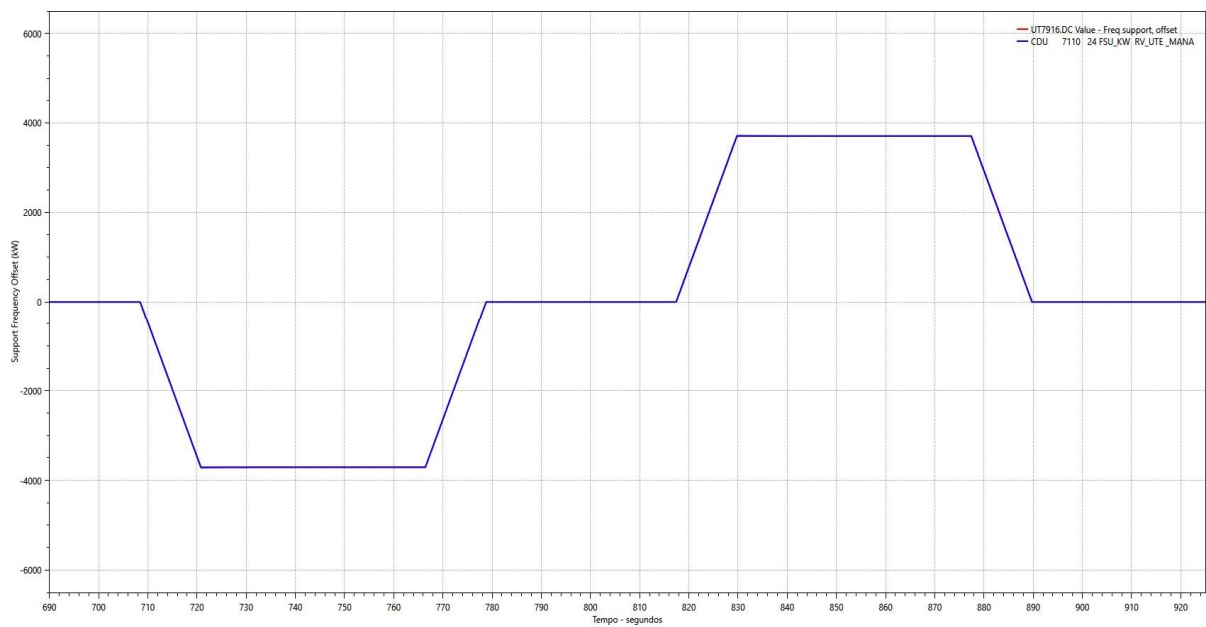
700 mHz

Figura 69 - Degrau de frequência de 700 mHz com 50% de geração.



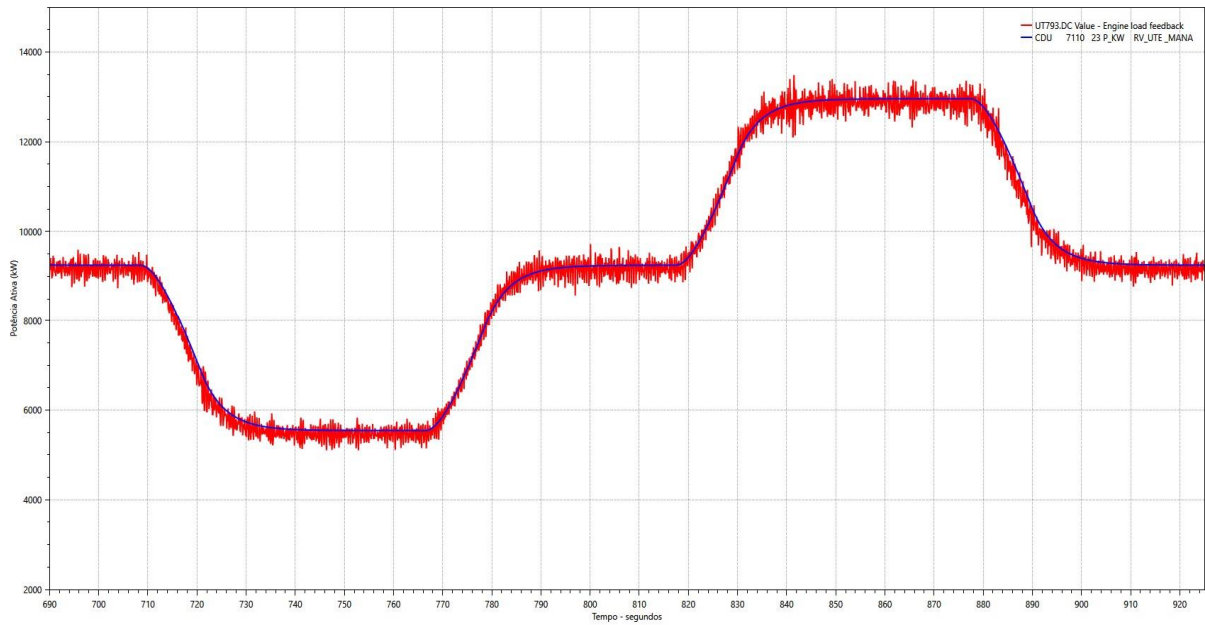
Fonte: Própria, 2022.

Figura 70 - Degrau de 700 mHz com 50% de geração - Support Frequency OffSet.



Fonte: Própria, 2022.

Figura 71 - Degrau de 700 mHz com 50% de geração - Resposta de potência ativa.



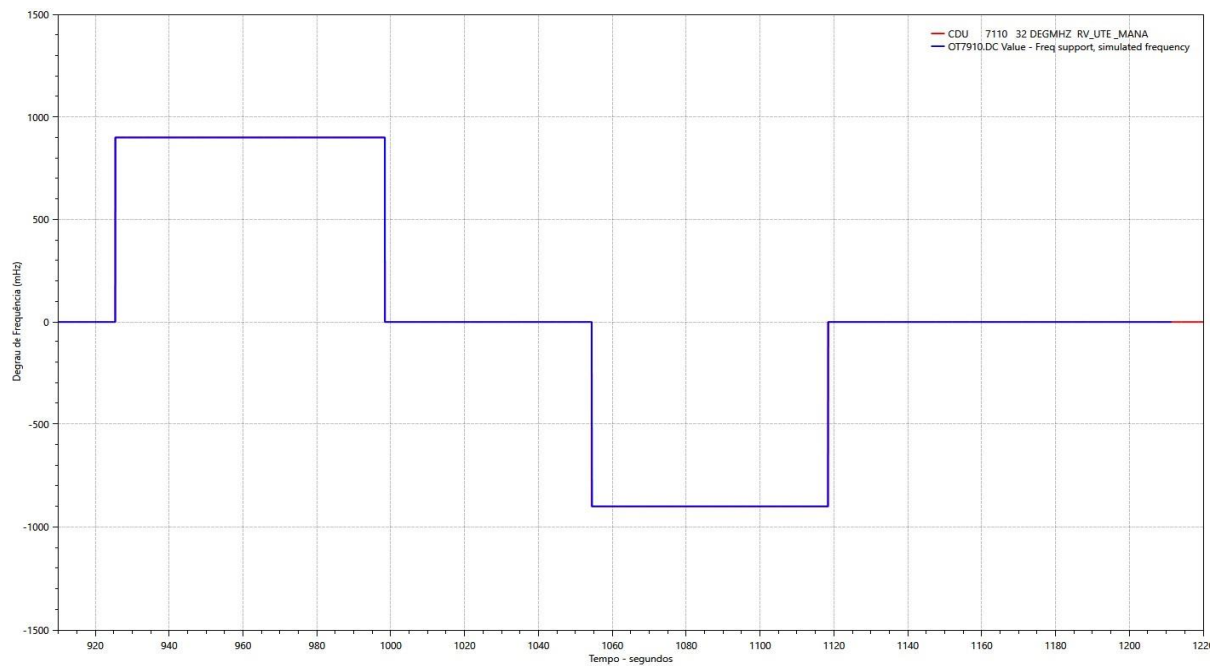
Fonte: Própria, 2022.

$$\Delta P = \pm 5,61735 \times 700 = 3707,45 \text{ kW}$$

A máquina, que estava em 9.250 kW, ao sofrer uma variação de 3707,45 kW varia para valores próximos a 5.542,55 kW e 12.957,45 kW com os degraus de frequência de 700 mHz.

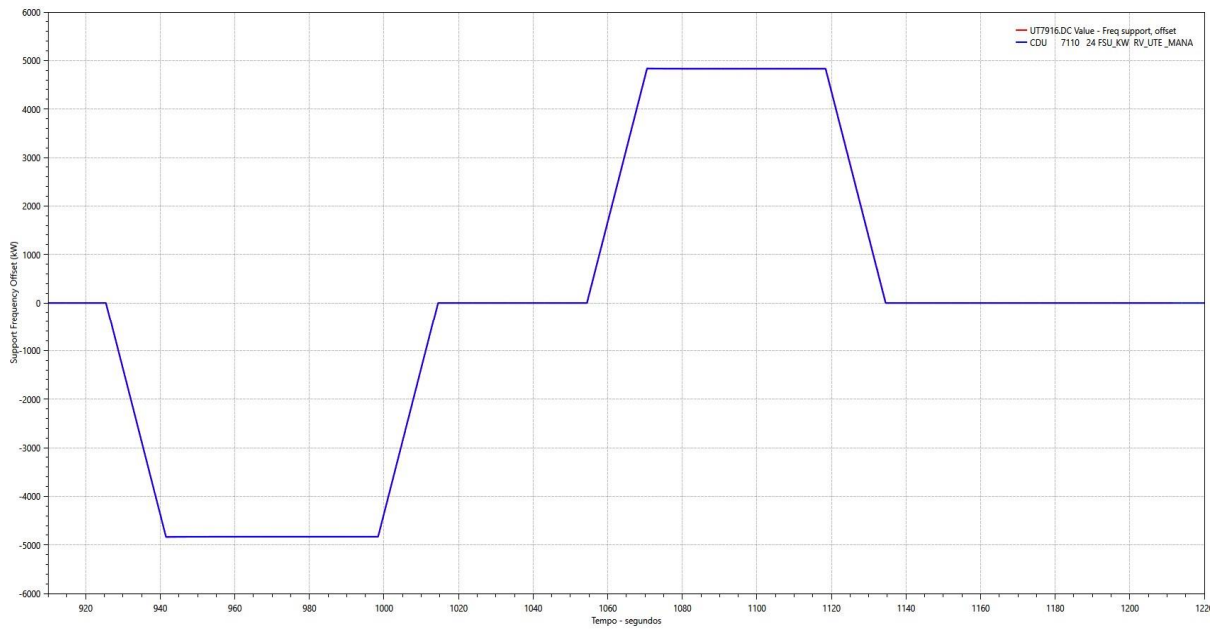
900 mHz

Figura 72 - Degrau de frequência de 900 mHz com 50% de geração.



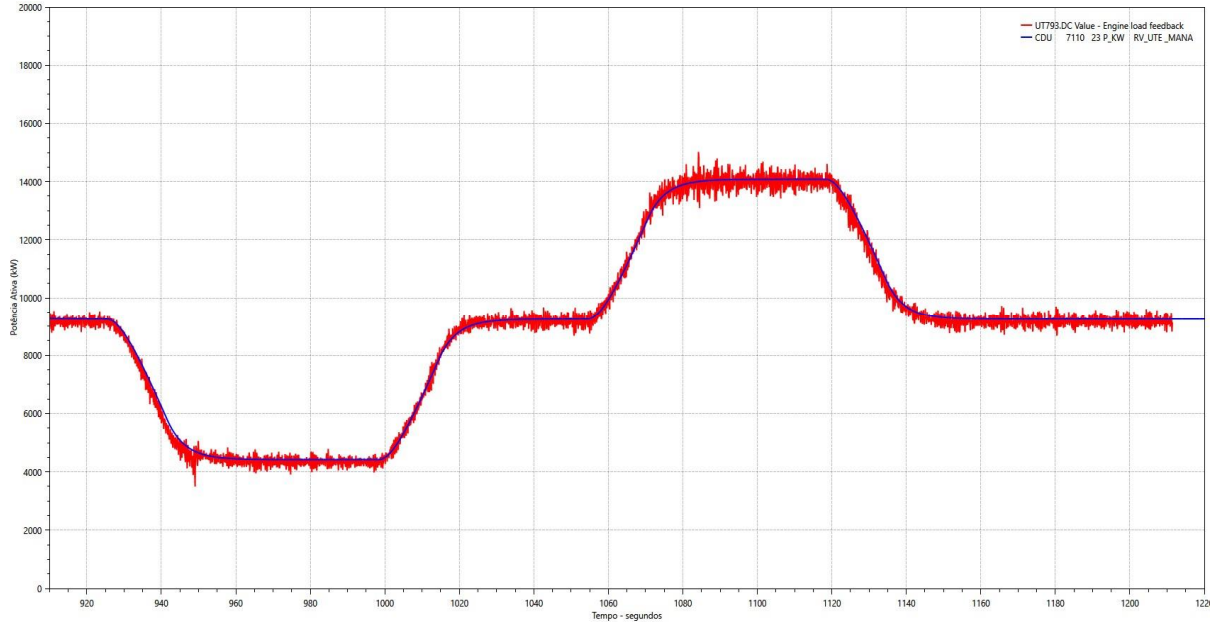
Fonte: Própria, 2022.

Figura 73 - Degrau de 900 mHz com 50% de geração - Support Frequency OffSet.



Fonte: Própria, 2022.

Figura 74 - Degrau de 900 mHz com 50% de geração - Resposta de potência ativa.



Fonte: Própria, 2022.

$$\Delta P = \pm 5,61735 \times 900 = 4830,92 \text{ kW}$$

A máquina, que estava em 9.250 kW, ao sofrer uma variação de 4830,92 kW varia para valores próximos a 4.419,08 kW e 14.080,92 kW com os degraus de frequência de 900 mHz.

4.6.2 DEGRAU DE FREQUÊNCIA COM 100% DE GERAÇÃO

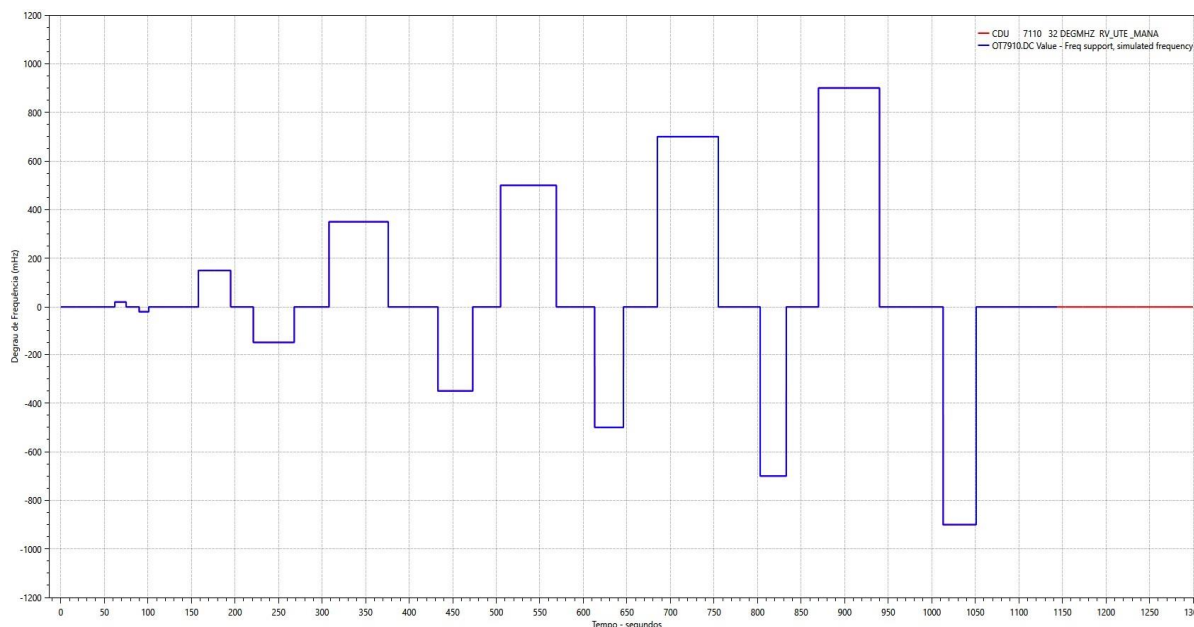
Para a validação com 100% de geração foram aplicados os degraus de frequência da

Tabela 14, como o gerador está na potência nominal os valores esperados para o degrau negativo de frequência não devem acontecer. Entretanto, o motor permite uma sobrecarga de 5%, ou seja, a potência do motor pode ir até 19,27 MW.

A Figura 75 apresenta o degrau de frequência aplicado em campo e a simulação como o modelo do Regulador de Velocidade do conjunto para o ANATEM. A Figura 76 apresenta a contribuição de potência obtida pelo suporte de frequência em kW.

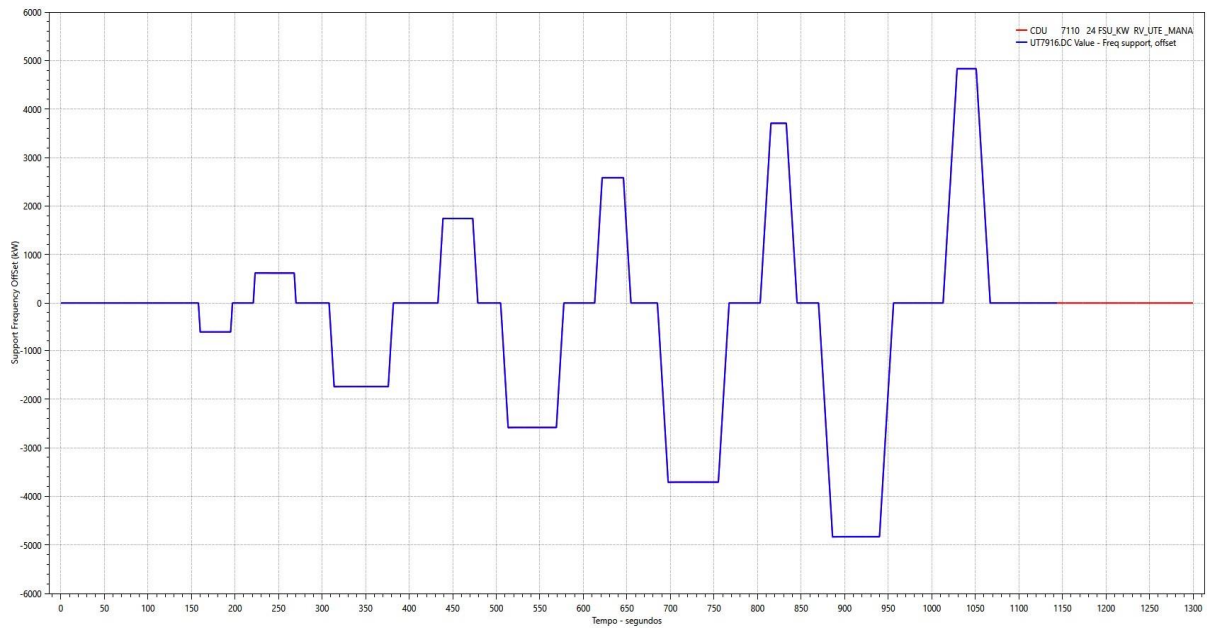
A Figura 77 apresenta a potência medida em campo e potência do modelo, verifica-se que o modelo apresenta o mesmo desempenho do equipamento em campo. O degrau de 20 mHz não há variação de potência devido a banda morta do controle. Além disso, para os degraus negativos, apesar da ordem de potência para aumentar a geração, a potência aumenta até a máxima potência possível do motor, ou seja, 5% acima da capacidade nominal, portanto, nestes casos a potência será de 19,27 MW.

Figura 75 - Degraus de frequência aplicados ao gerador com 100% de geração.



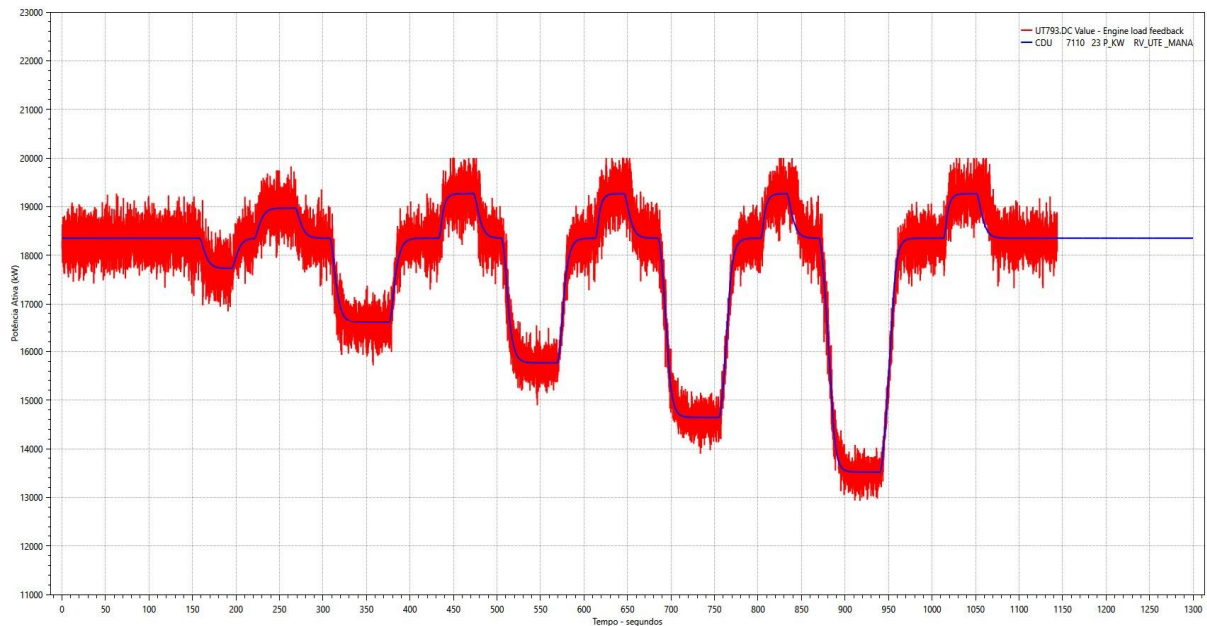
Fonte: Própria, 2022.

Figura 76 - Support Frequency OffSet com 100% de geração.



Fonte: Própria, 2022.

Figura 77 - Resposta da potência ativa as variações de frequência com 100% de geração.



Fonte: Própria, 2022.

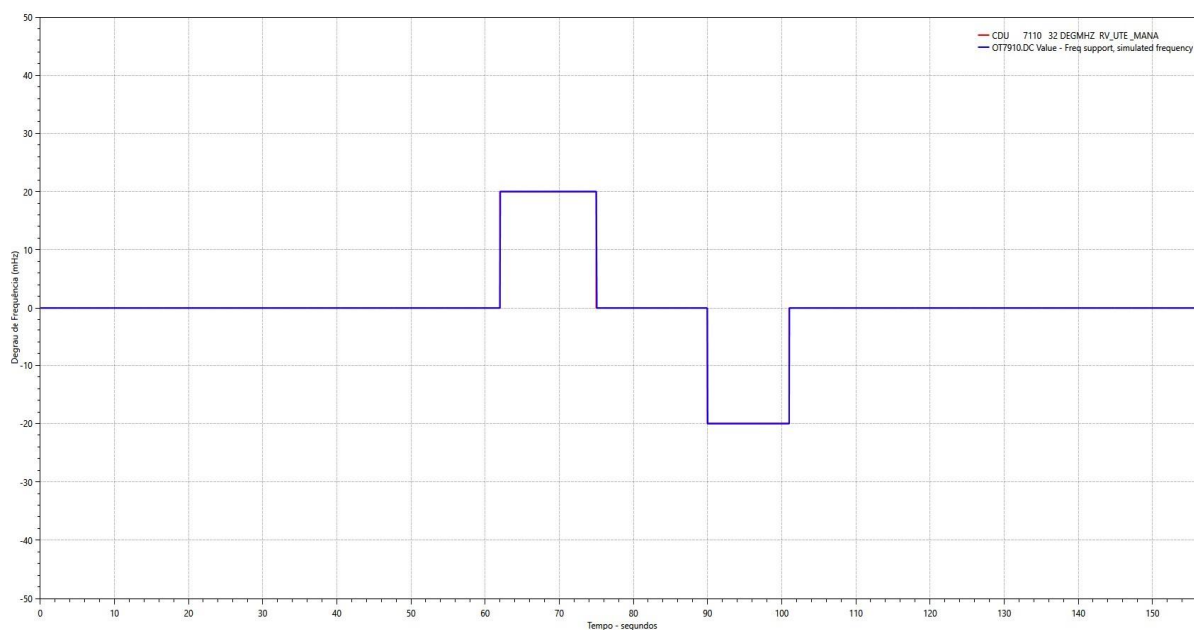
Todos os itens de requisitos atendidos do Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede do ONS citados na seção 4.6.1 deste trabalho também são atendidos nesse ensaio, a única peculiaridade é que, o gerador está operando com 100% de geração, ou seja, carga de 18,350 MW, ao aplicar um degrau negativo de frequência, como o suporte de frequência

trabalha como um compensador, manda ordem para elevação de potência, mas como está já com 100% de geração essa ordem não é completamente atendida, uma peculiaridade é que o motor aceita uma sobrecarga de 5% do valor da sua potência nominal, isso significa que nos momentos de degrau negativo de frequência, onde o suporte de frequência manda ordem para aumento de potência a potência é elevada para o nível máximo de sobrecarga aceito pelo motor, ou seja 19,27 MW.

Como na seção anterior, nas figuras abaixo serão apresentadas separadamente a variação de frequência, a atuação do frequency support e da potência ativa para cada faixa de degrau de frequência aplicado na máquina com 100% de geração.

20 mHz

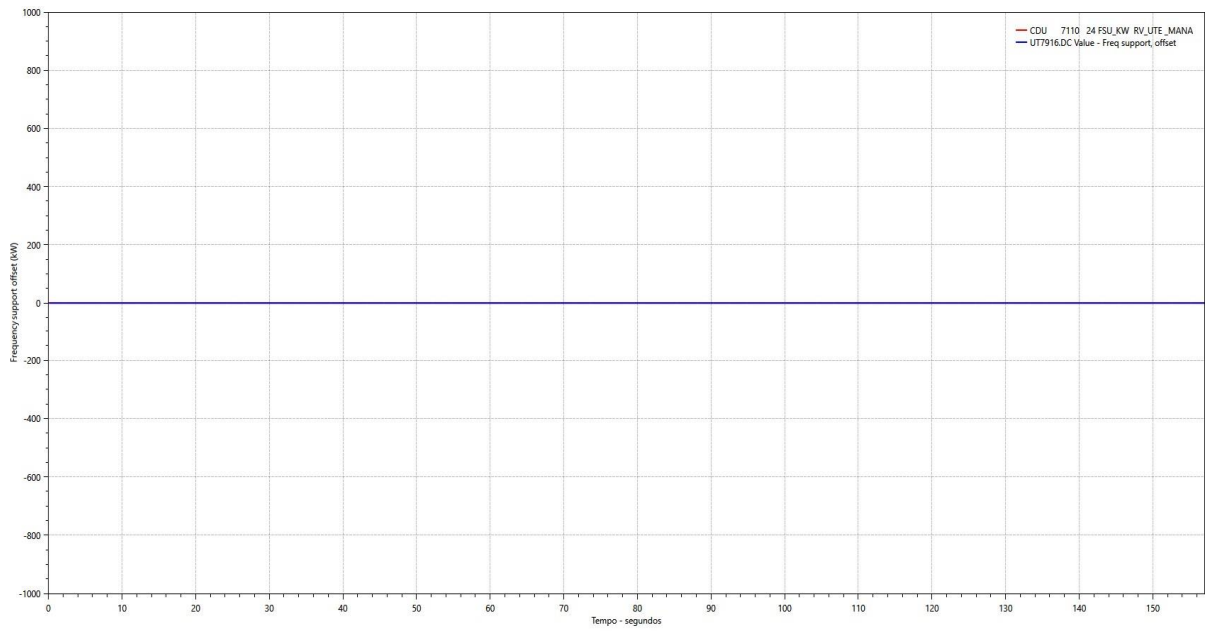
Figura 78- Degrau de frequência de 20 mHz com 100% de geração.



Fonte: Própria, 2022.

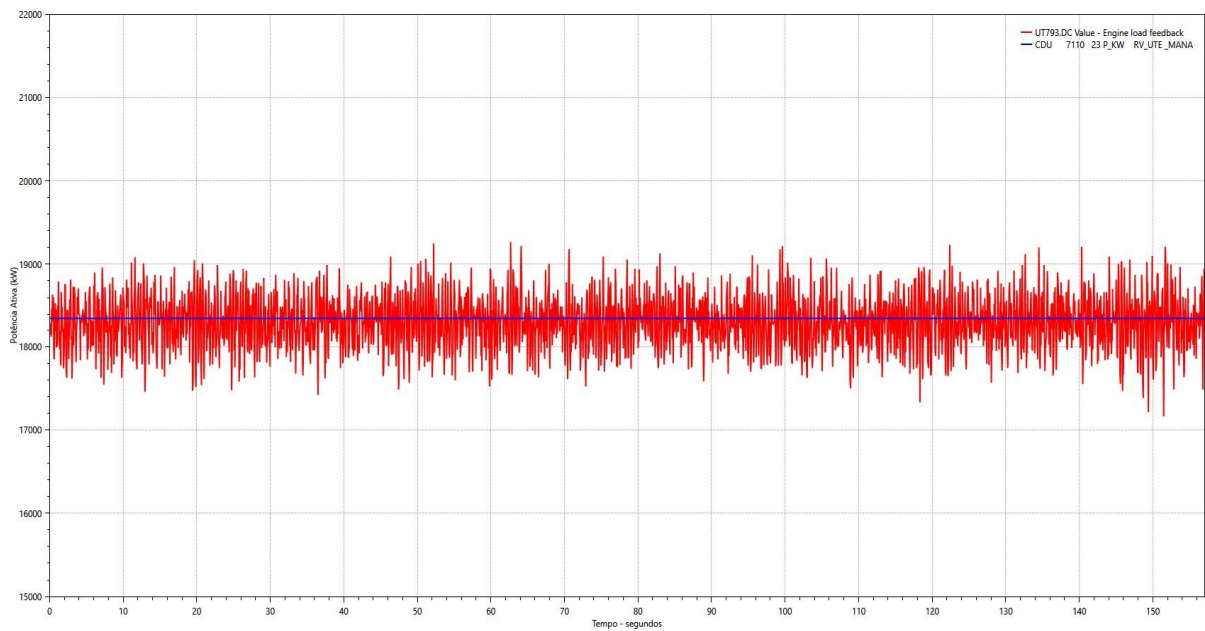
Vale lembrar que assim como na seção anterior, para o degrau de 20 mHz não há variação de potência devido a banda morta do controle de 40 mHz, conforme mostram as figuras abaixo.

Figura 79 - Degrau de 20 mHz com 100% de geração - Support Frequency OffSet.



Fonte: Própria, 2022.

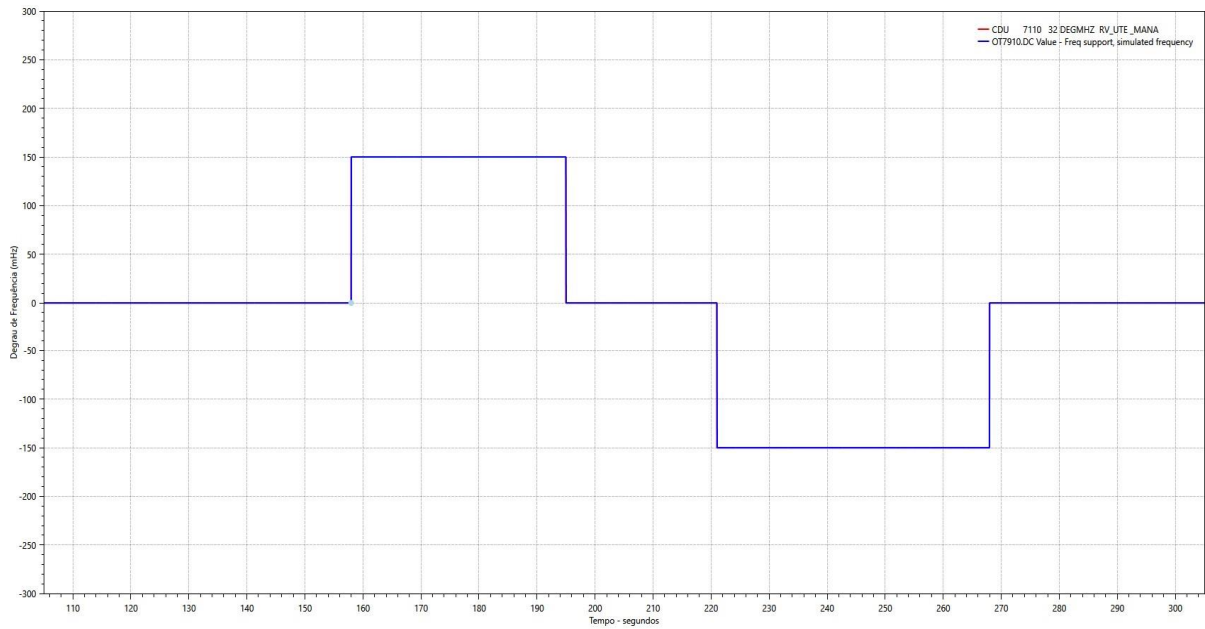
Figura 80 - Degrau de 20 mHz com 100% de geração - Resposta de potência ativa.



Fonte: Própria, 2022.

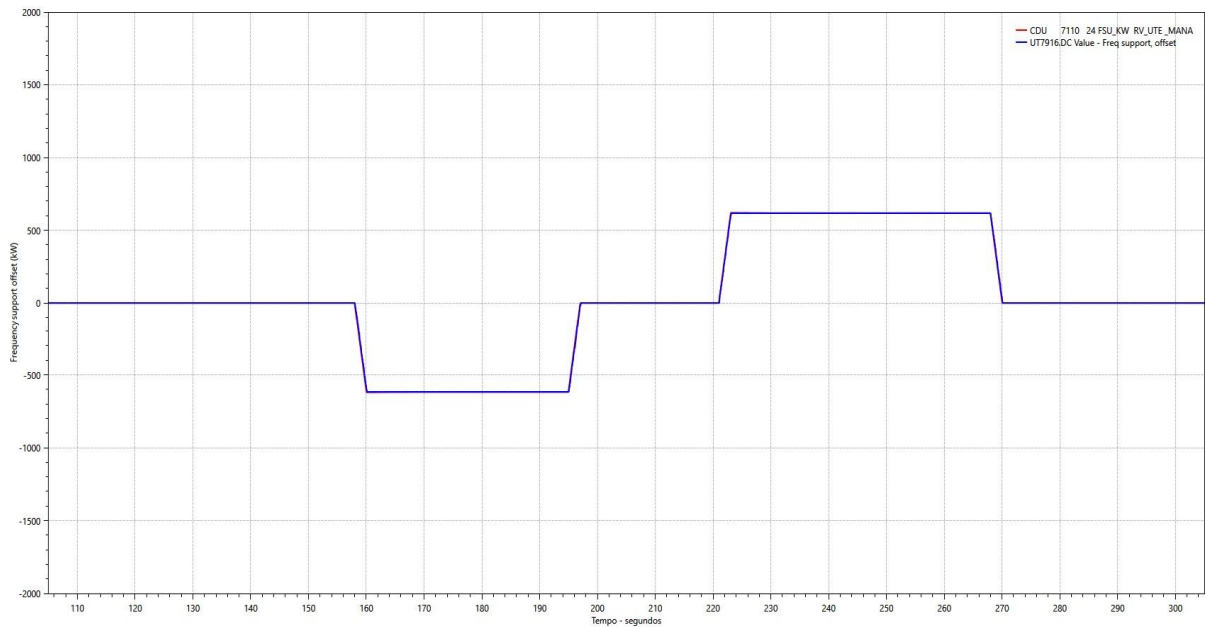
150 mHz

Figura 81 - Degrau de frequência de 150 mHz com 100% de geração.



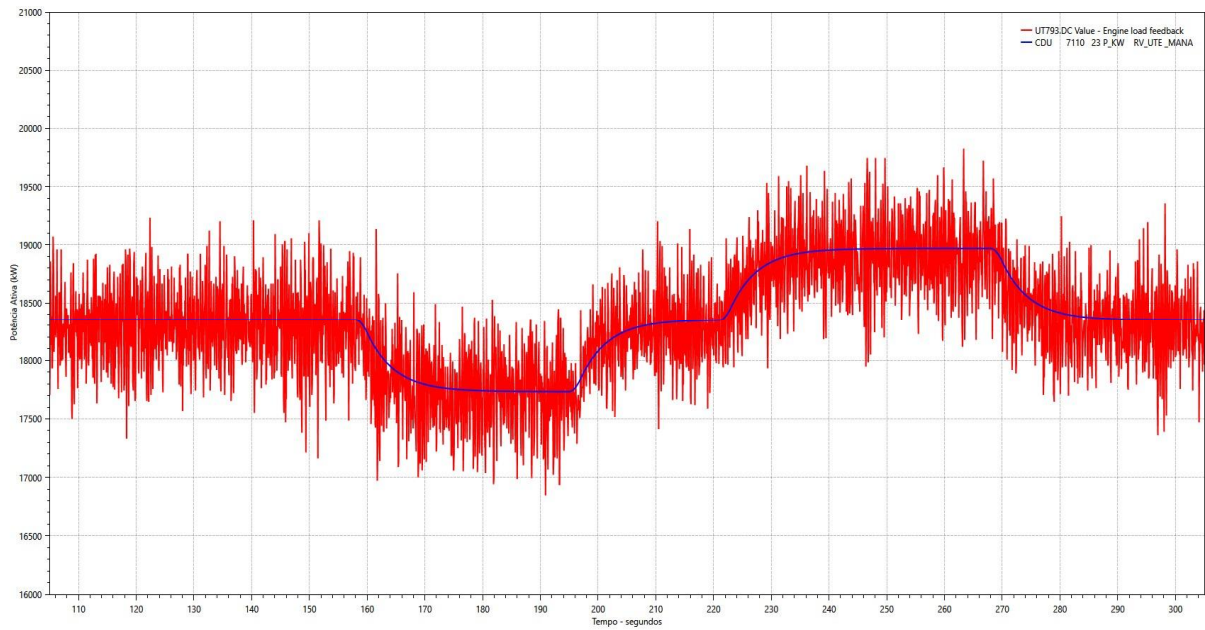
Fonte: Própria, 2022.

Figura 82 - Degrau de 150 mHz com 100% de geração - Support Frequency OffSet.



Fonte: Própria, 2022.

Figura 83 - Degrau de 150 mHz com 100% de geração - Resposta de potência ativa.

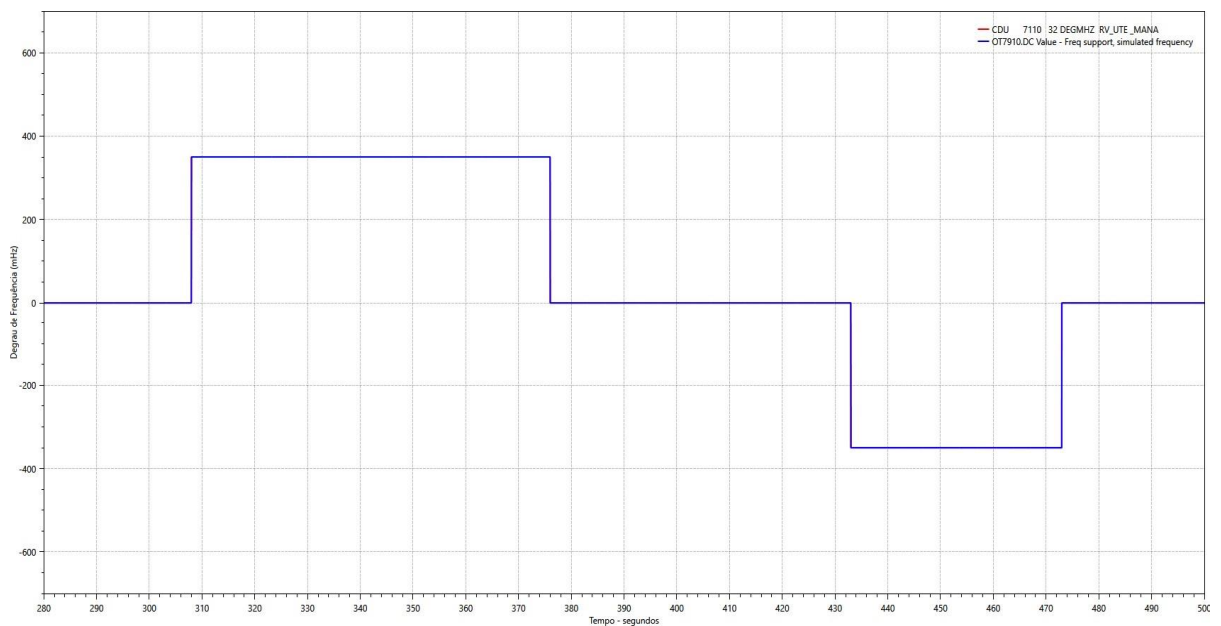


Fonte: Própria, 2022.

A máquina, que estava em 18.350 kW, ao sofrer uma variação de 617,91 kW alcança valores próximos a 17.732,09 kW com o degraú positivo de frequência de 150 mHz e para 19.270 kW, valor máximo de sobrecarga permitido pelo motor, com o degraú negativo de frequência de 150 mHz.

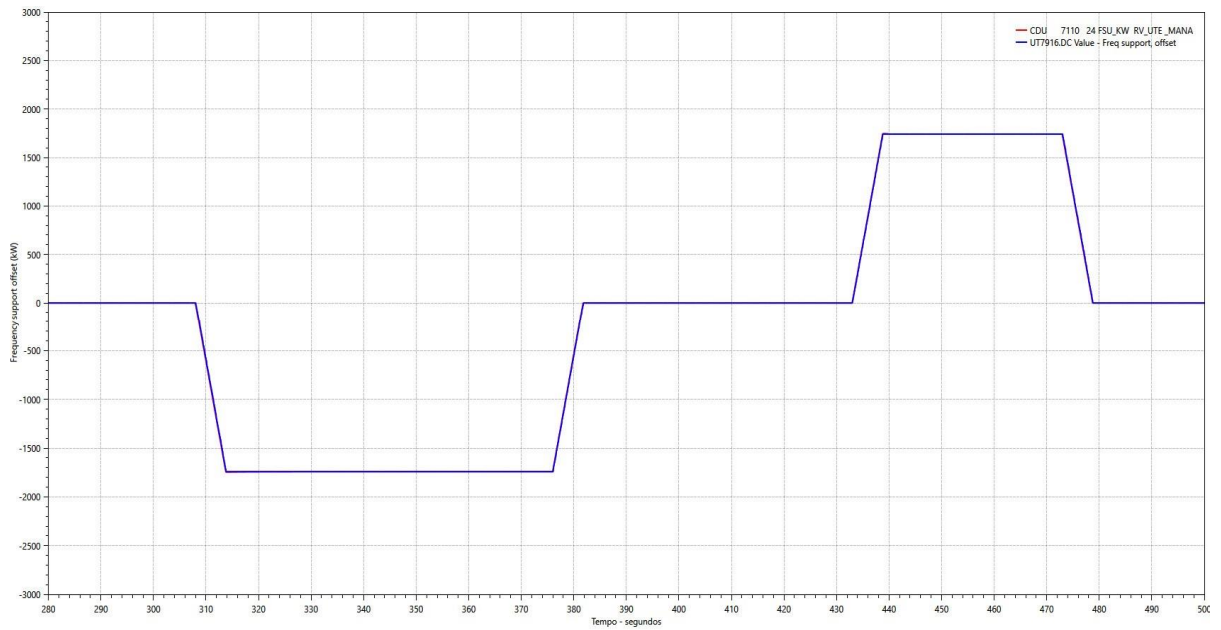
350 mHz

Figura 84 - Degrau de frequência de 350 mHz com 100% de geração.



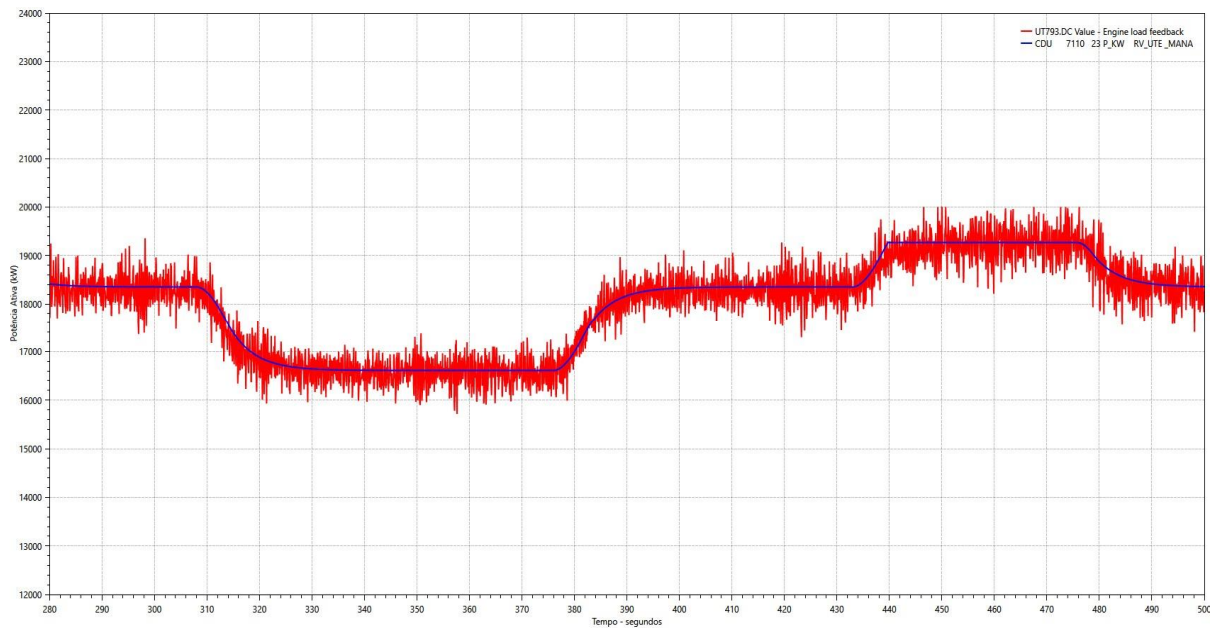
Fonte: Própria, 2022.

Figura 85 - Degrau de 350 mHz com 100% de geração - Support Frequency OffSet.



Fonte: Própria, 2022.

Figura 86 - Degrau de 350 mHz com 100% de geração - Resposta de potência ativa.

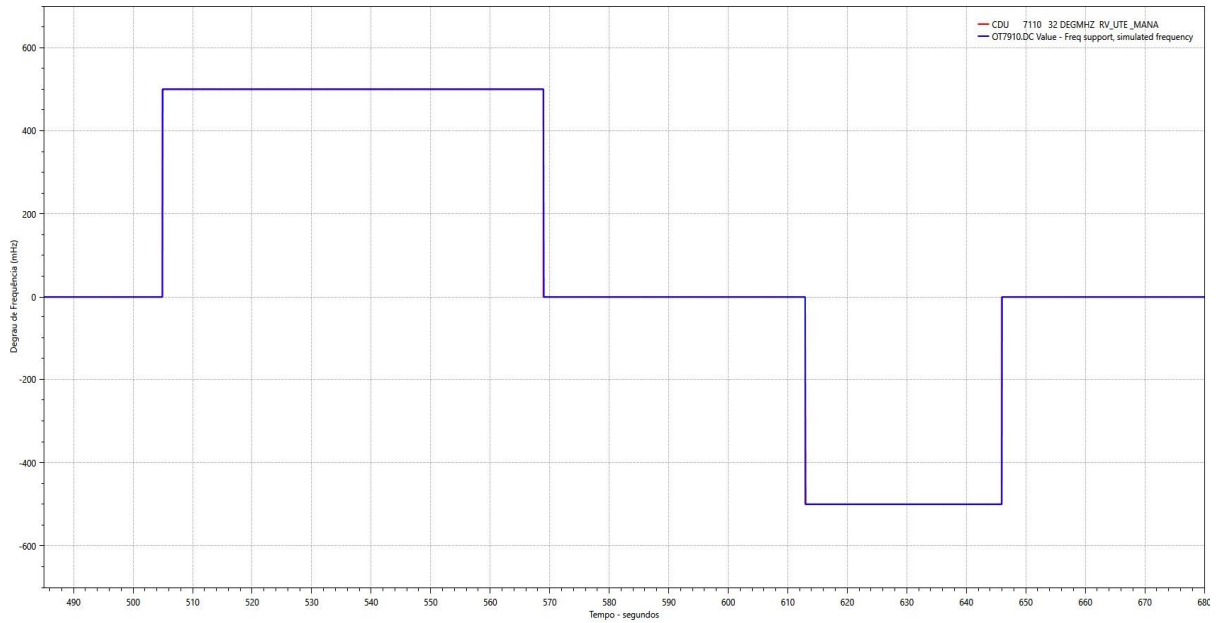


Fonte: Própria, 2022.

A máquina, que estava em 18.350 kW, ao sofrer uma variação de 1741,38 kW alcança valores próximos a 16.608,62 kW com o degrau positivo de frequência de 350 mHz e para 19.270 kW, valor máximo de sobrecarga permitido pelo motor, com o degrau negativo de frequência de 350 mHz.

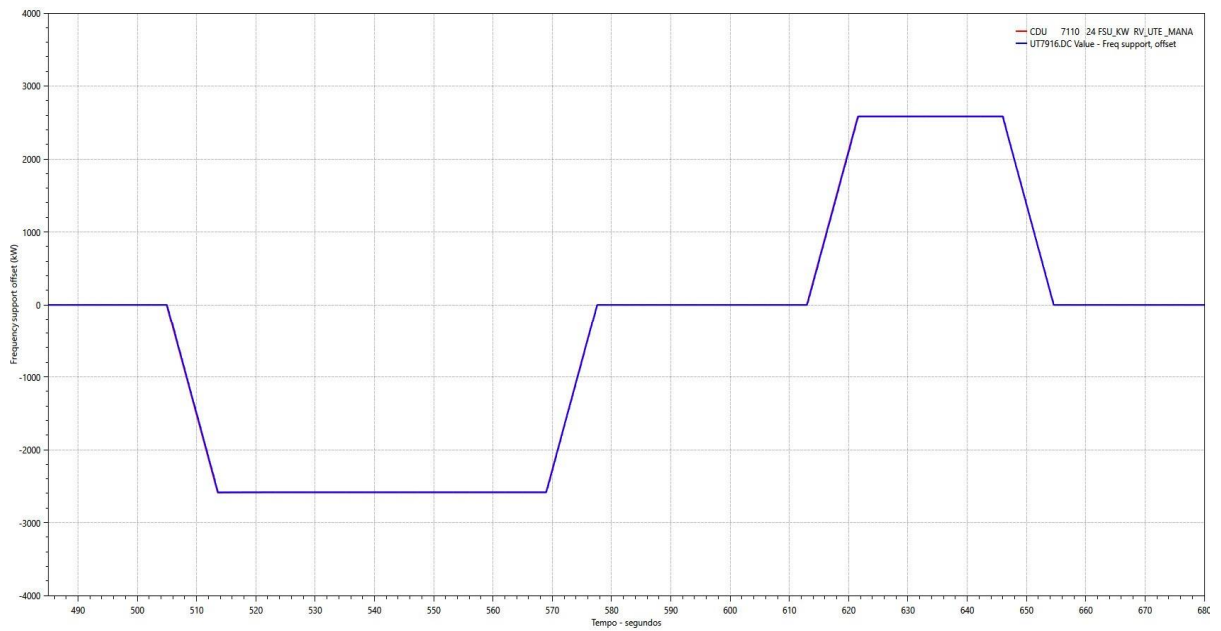
500 mHz

Figura 87 - Degrau de frequência de 500 mHz com 100% de geração.



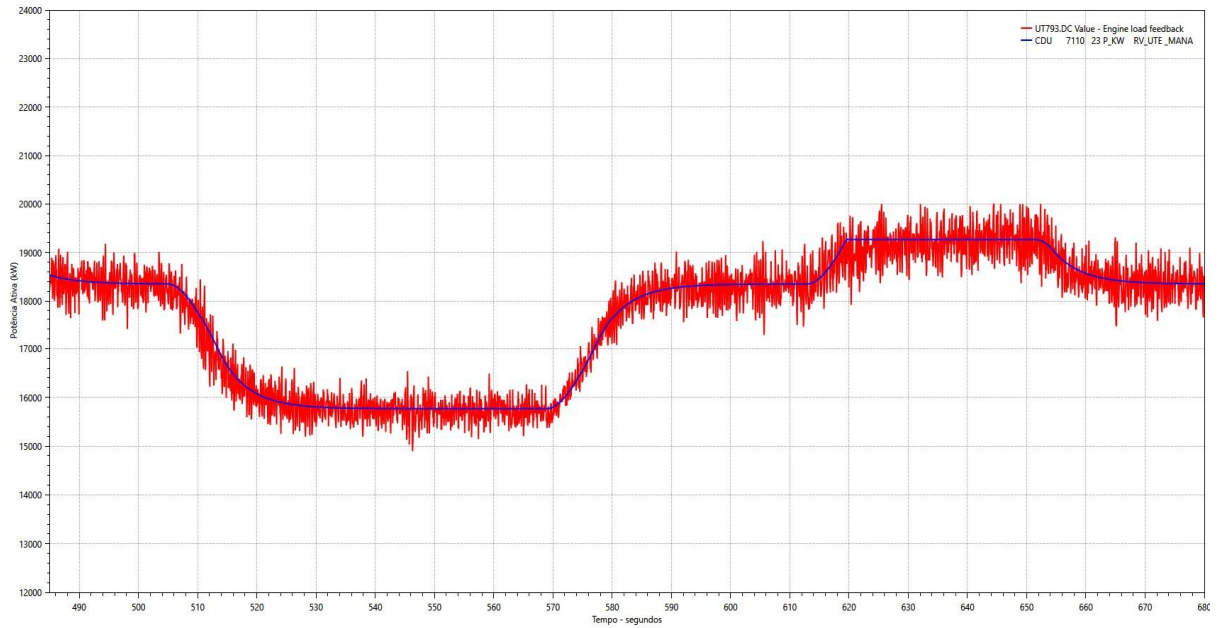
Fonte: Própria, 2022.

Figura 88 - Degrau de 500 mHz com 100% de geração - Support Frequency OffSet.



Fonte: Própria, 2022.

Figura 89 - Degrau de 500 mHz com 100% de geração - Resposta de potência ativa.

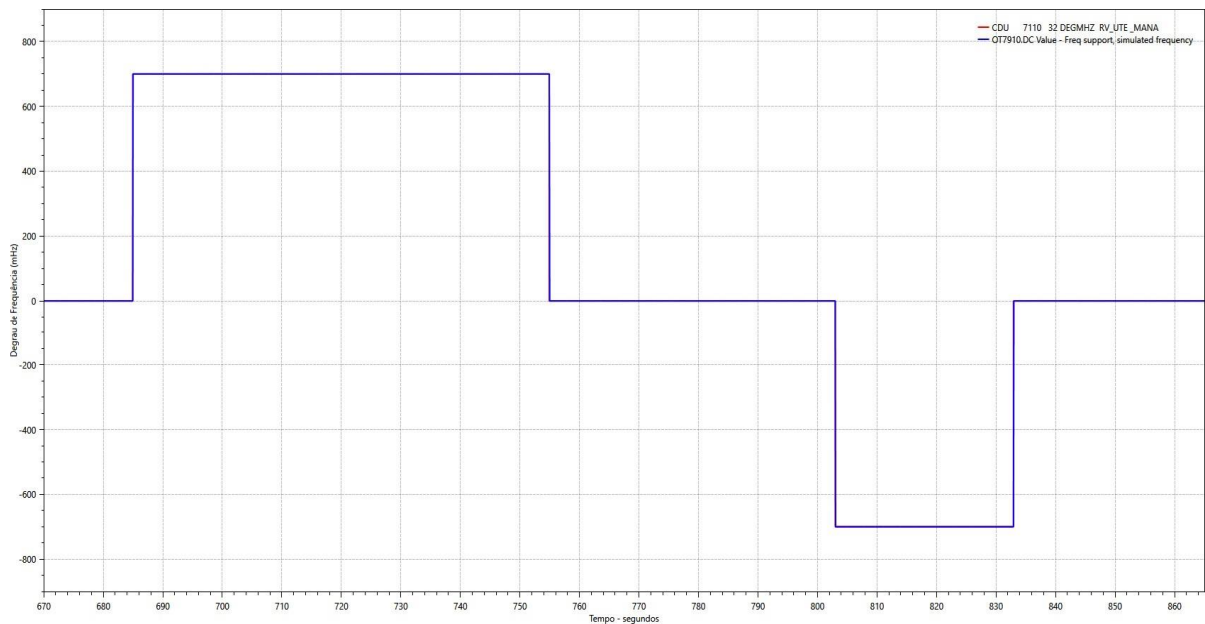


Fonte: Própria, 2022.

A máquina, que estava em 18.350 kW, ao sofrer uma variação de 2583,98 kW alcança valores próximos a 15.766,02 kW com o degrau positivo de frequência de 500 mHz e para 19.270 kW, valor máximo de sobrecarga permitido pelo motor, com o degrau negativo de frequência de 500 mHz.

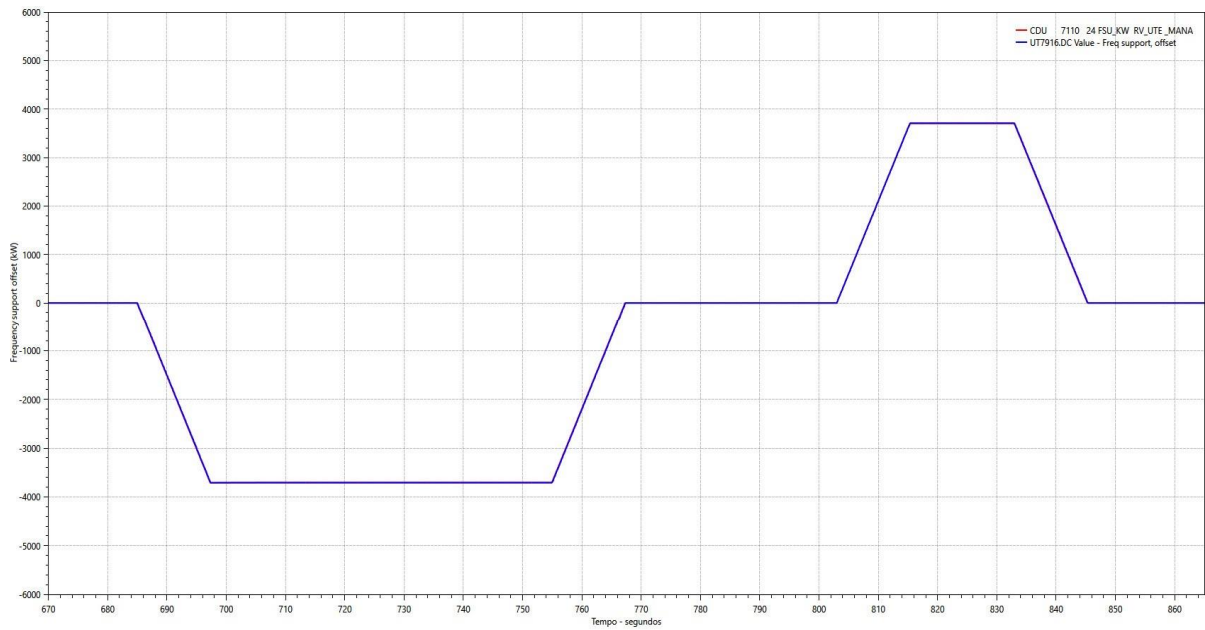
700 mHz

Figura 90 - Degrau de frequência de 700 mHz com 100% de geração.



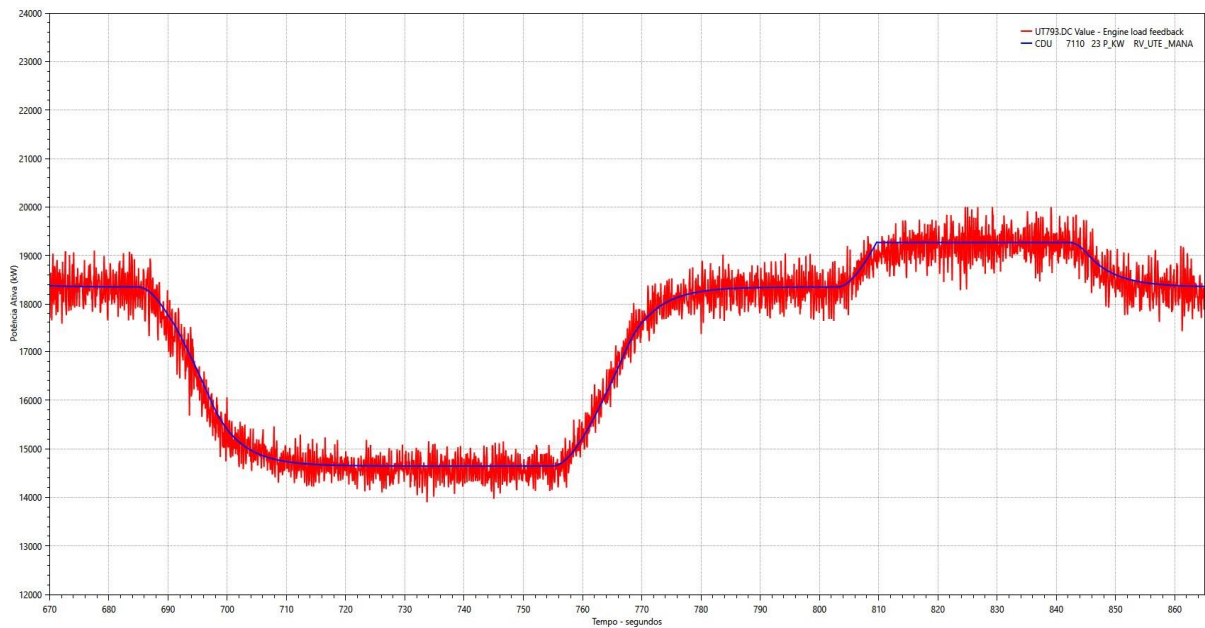
Fonte: Própria, 2022.

Figura 91 - Degrau de 700 mHz com 100% de geração - Support Frequency OffSet.



Fonte: Própria, 2022.

Figura 92 - Degrau de 700 mHz com 100% de geração - Resposta de potência ativa.

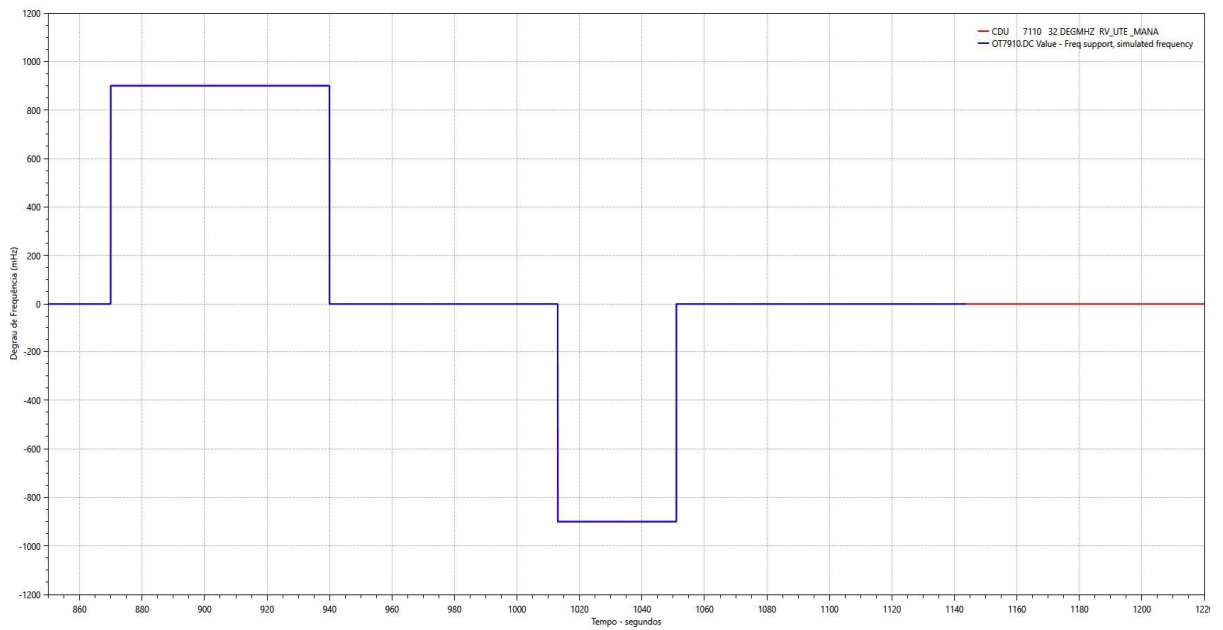


Fonte: Própria, 2022.

A máquina, que estava em 18.350 kW, ao sofrer uma variação de 3707,45 kW alcança valores próximos a 14.642,55 kW com o degrau positivo de frequência de 700 mHz e para 19.270 kW, valor máximo de sobrecarga permitido pelo motor, com o degrau negativo de frequência de 700 mHz.

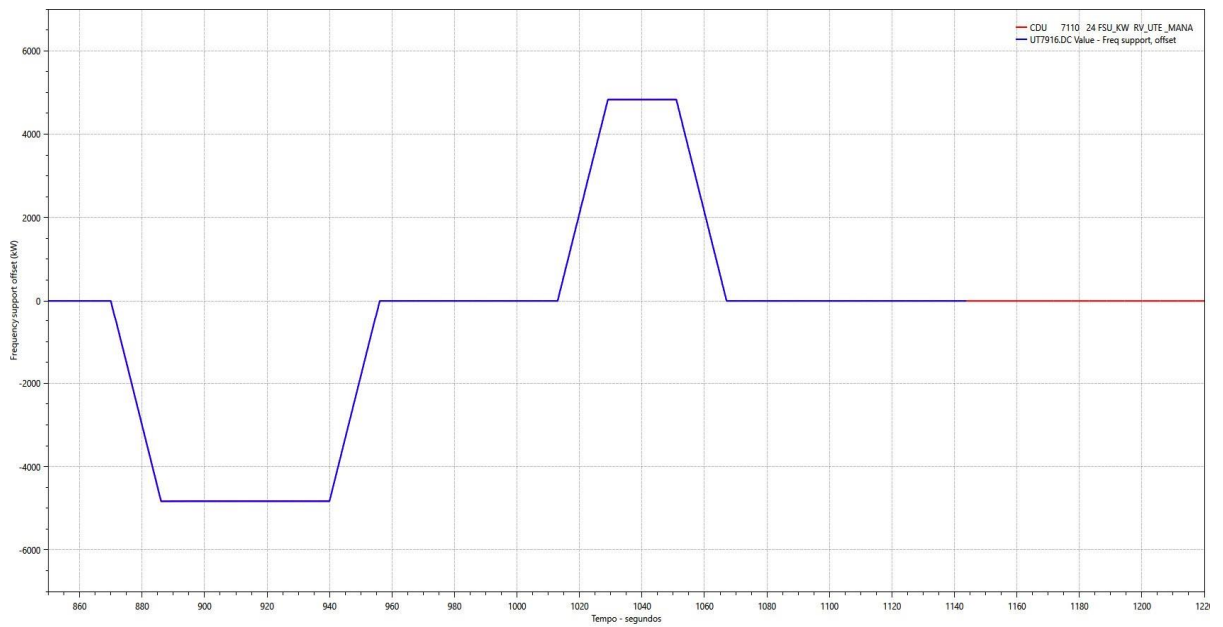
900 mHz

Figura 93 - Degrau de frequência de 900 mHz com 100% de geração.



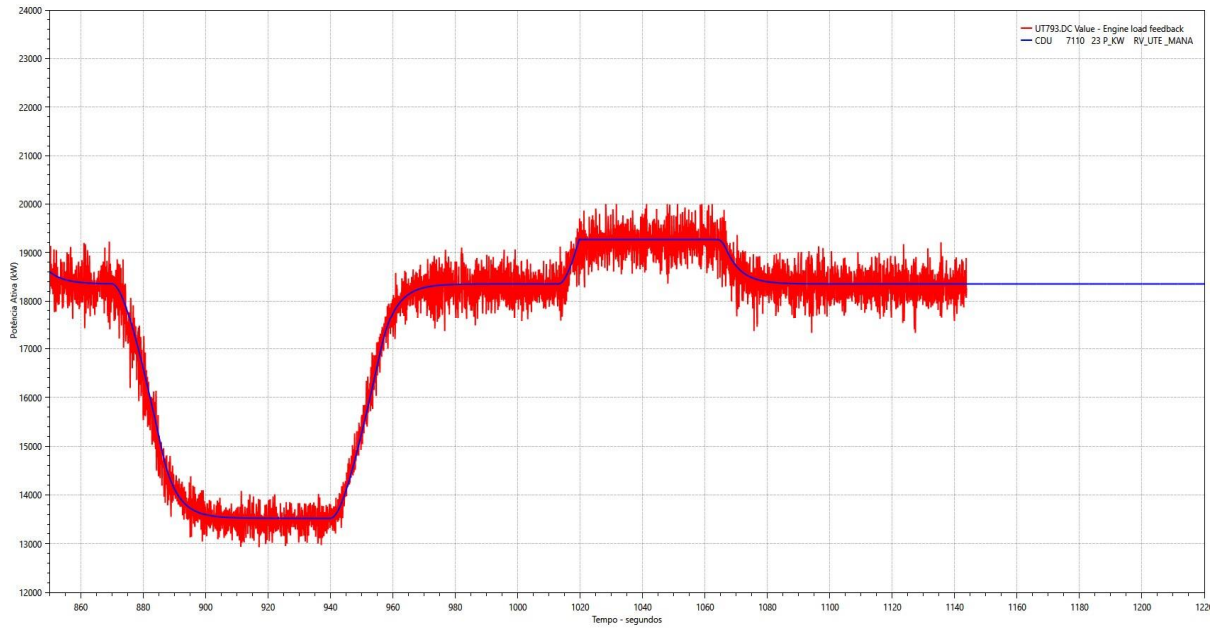
Fonte: Própria, 2022.

Figura 94 - Degrau de 900 mHz com 100% de geração - Support Frequency Offset.



Fonte: Própria, 2022.

Figura 95 - Degrau de 900 mHz com 100% de geração - Resposta de potência ativa.



Fonte: Própria, 2022.

A máquina, que estava em 18.350 kW, ao sofrer uma variação de 4830,92 kW alcança valores próximos a 13.519,08 kW com o degrau positivo de frequência de 900 mHz e para 19.270 kW, valor máximo de sobrecarga permitido pelo motor, com o degrau negativo de frequência de 900 mHz.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Foi realizado um estudo de estabilidade eletromecânica em um conjunto motogerador por meio de medições, ensaios e simulações com o Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos, a relevância dessa frente é altíssima devido as oscilações que sofre o Sistema Elétrico de Potência que comprometem o funcionamento e a performance tanto para geradores quanto para consumidores.

O desenvolvimento contribuiu para aprimorar o conhecimento sobre a estabilidade eletromecânica em sistemas elétricos de potência, e a funcionalidade do software ANATEM como uma ferramenta eficiente e útil para a realização de simulações e análises neste campo de estudo, com a utilização do software foi possível realizar simulações precisas e confiáveis que permitiram analisar o comportamento do sistema em condições normais e em situações de contingência.

Com a abordagem teórica completa de cada ensaio, foi possível contextualizar e fundamentar os resultados obtidos nas simulações e nos ensaios em campo. Além disso, essa abordagem também contribuiu para a compreensão da importância da estabilidade eletromecânica em sistemas elétricos de potência e para a avaliação da eficiência do software ANATEM como ferramenta de análise da estabilidade do sistema elétrico

Com base nos resultados apresentados conclui-se que máquina apresenta uma resposta dinâmica satisfatória diante de perturbações. O estatismo verificado nos ensaios de degrau de frequência indica que o sistema apresenta estabilidade satisfatória diante de perturbações, com valores de 5,44%, dentro da faixa de 2 a 8% estabelecida pelo ONS, permitido o ajuste da participação das unidades geradoras no controle de frequência da rede elétrica.

Além disso, a análise dos tempos de estabilização da tensão terminal nos ensaios de degrau de tensão indicou que o sistema se recupera rapidamente após uma perturbação, retornando a uma condição estável em 1 segundo. O máximo valor da curva de resposta da tensão terminal (overshoot) foi de aproximadamente 0,68% em relação ao valor de referência, respeitando os 10% permitidos nos procedimentos de rede do operador do sistema.

Os tempos de estabilização da regulação de frequência foram satisfatórios, levando menos de 50 segundos em todos os degraus de frequência retornando a uma condição estável em um tempo dentro do permitido pelo ONS, de 60 segundos. O tempo de resposta da regulação

de frequência também atendeu o permitido, quando aplicado um degrau de 500 mHz, respondeu em 8,63 segundos.

O índice de sobrecarga de 5% do motor foi testado nos ensaios de degrau de frequência e nas situações de degrau negativo de frequência em 100% de geração, foram atingidos os valores de 105% da carga máxima da máquina com 19,27 MW, indicando que há capacidade para lidar com cargas adicionais sem comprometer a estabilidade do sistema.

O ensaio de tensão de teto permitiu apresentar o atendimento ao requisito do ONS que determina que a tensão de teto deve ser não menor que 2,5 vezes a tensão de campo nominal, no ensaio foram alcançados níveis de aproximadamente 2,92 vezes a nominal.

Os ensaios de degrau de tensão mostraram que após a estabilização da tensão terminal ela permanece dentro dos $\pm 0,5\%$ do valor ajustado para qualquer valor de tensão terminal do gerador compreendida entre 90 a 110% da tensão nominal e qualquer frequência na faixa de $\pm 5\%$ do valor nominal, conforme determinado nos Submódulo 2.10 - “Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão”.

Os ensaios mostraram que é possível identificar potenciais problemas de estabilidade eletromecânica nos geradores antes que eles se manifestem de forma crítica no sistema, o que é fundamental para garantir a segurança e a confiabilidade da rede elétrica. O estudo realizado também evidenciou a importância das tecnologias de regulação que permitam monitorar e controlar o sistema quase de maneira instantânea, como forma de evitar a ocorrência de problemas de estabilidade eletromecânica.

Além das simulações realizadas no software ANATEM, este trabalho também incluiu a análise dos ensaios realizados em campo para verificar a validade das simulações e do conjunto motogerador, sempre os comparando as curvas azuis simuladas e o comportamento ideal que a máquina deveria realizar e a curva vermelha ilustrando um comportamento similar e provando que a máquina era segura e tinha capacidade de autocura.

Os resultados obtidos nos ensaios em campo foram condizentes com o que as simulações previam, o que além de validar o modelo utilizado também comprovou a eficiência do software ANATEM para análise da estabilidade eletromecânica em sistemas elétricos de potência, apresentando resultados muito fidedignos com os acompanhados em campo e permitiram a conclusão de que as simulações realizadas no ANATEM são uma ferramenta eficiente e confiável para prever e analisar comportamentos em sistemas elétricos de potência, e auxiliar

na tomada de decisões em relação à operação e manutenção da rede elétrica, destacar que é amplamente utilizada como ferramenta oficial do Operador Nacional do Sistema Elétrico e pela Eletrobrás.

6 REFERÊNCIAS

- CHAPMAN, Stephen J., **Fundamentos de máquinas elétricas**. 5ª ed. Porto Alegre: AMGH Editora Ltda, 2013;
- UMANS, Sthepen D., **Máquinas elétricas de Fitzgerald e Kingleys**. 7ª ed. Porto Alegre: AMGH Editora Ltda, 2014.
- MACHOWSKI, Jan; BIALEK, Januzs W.; BUMBY James R., **Power System Dynamics: Stability and Control**. 2ª ed. John Wiley & Sons, Ltd, 2008.
- PING, W. W. **Curso Básico de Utilização do Programa de Estabilidade Eletromecânica – ANATEM**. Rio de Janeiro - RJ, 2010.
- CEPEL. **Manual Anatem**. Realease 12.4. 06 de fevereiro de 2023. Disponível em: <<https://see.cepel.br/manual/anatem/index.html>> Acesso em: fevereiro, 2023.
- FILHO, Francisco Antônio Reis, **Estudo de Estabilidade Eletromecânica – Refinaria Presidente Bernardes – RPBC**. Cubatão, 2008.
- SILVA, Andreza Ferreira da, **Análise de Transitórios Eletromecânicos através do programa ANATEM**. 2018. 100 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Curso Superior de Engenharia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2018.
- LIMA, J. C. M. **Aspectos de proteção e controle do gerador síncrono subexcitado**. 2002. 148 f. Dissertação (Mestrado) – Curso de Mestrado em Engenharia Elétrica. Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais
- WALANTUS, Lucas Alejandro, **Análise da Estabilidade de Sistema Elétrico de Potência com Inserção de Fontes Renováveis**. 2014. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2014.
- KUNDUR, P.; PASERBA, J.; AJJARAPU, V.; ANDERSON, G.; BOSE, A.; CANIZARES, C.; HATZIARGYRIOU, N.; HILL, D.; STANKOVIC, A.; TAYLOR, C.; VAN CUTSEM, T.; VITTAL, V. **Definition and Classification of Power System Stability**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, n. 2, p. 1387 – 1401, May 2004. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=1318675>> Acesso em: março, 2023.
- DELFANTI, M.; FALABRETTI, D.; MERLO, M.; MONFREDINI, G., **Distributed Generation Integration in the Electric Grid: Energy Storage System for Frequency Control**. Department of Energy, Politecnico di milano, Milan, Italy. 2014. Disponível em:

<https://www.researchgate.net/journal/Journal-of-Applied-Mathematics-1687-0042/publication/268775506_Distributed_Generation_Integration_in_the_Electric_Grid_Energy_Storage_System_for_Frequency_Control/links/618bea8307be5f31b762ce33/Distributed-Generation-Integration-in-the-Electric-Grid-Energy-Storage-System-for-Frequency-Control.pdf> Acesso em: março, 2023.

- BENMOUYAL, Gabriel, **O Impacto do Sistema de Excitação dos Geradores Síncronos nos Relés e Sistemas de Proteção**. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. 2007. Disponível em: <<https://selinc.com/api/download/3490/?lang=pt>> Acesso em: março, 2023.
- ANEEL. Resolução Normativa nº 903 de 16 de dezembro de 2020. Ministério de Minas e Energia. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.
- ONS. Submódulo 2.10: **Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão**. Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.
- ABB. **Manual do usuário do AVR Unitrol 1020**. 2013. Asea Brown Boveri – ABB.
- WÄRTSILÄ. **Wärtsilä 50SG Power Plants Product Guide**. 2013. Wärtsilä Engines.
- Emerson. “O que é um sistema de excitação?”. Disponível em: <<https://www.emerson.com/pt-br/automation/control-and-safety-systems/distributed-control-systems-dcs/ovation-distributed-control-system/generator-exciter-controls/what-is-an-excitation-system>> Acesso em: março, 2023.
- JRP Energy. “Qualidade de Energia - Causas, Efeitos e Soluções.”. Disponível em: <<https://bityli.com/lacSWKYohttps://amperi.com.br/canais/alicates-amperímetros/entenda-a-importancia-da-medicao-de-qualidade-de-energia/>>. Acesso em: outubro, 2022.
- MARTINHO. Edson, “A importância da qualidade da energia elétrica e seus problemas”. Disponível em: <<https://abracopel.org/download/a-importancia-da-qualidade-da-energia-eletrica-e-seus-problemas/>>. Acesso em: outubro, 2022.
- Eletron Energia. “Qualidade de Energia Elétrica”. Disponível em: <<https://www.eletronenergia.com.br/qualidade-de-energia-eletrica/>>. Acesso em: outubro, 2022.
- Amperi. “Entenda a importância da medição da qualidade de energia”. Disponível em: <<https://amperi.com.br/canais/alicates-amperímetros/entenda-a-importancia-da-medicao-de-qualidade-de-energia/>>. Acesso em: setembro, 2022.

7 APÊNDICES

Apêndice 1 – Modelo dos reguladores.

Os modelos dos controladores validados neste trabalho e que foram inseridos no programa ANATEM estão descritos na Tabela 15.

Tabela 15 - Descrição dos modelos.

Número do CDU	Descrição
7109	Modelo do Regulador de Tensão
5311	Modelo do Regulador de Velocidade

Apêndice 2 – Código com modelos do CDU inseridos no ANATEM.

O código abaixo é originalmente um arquivo .txt, com quantidade de caracteres e espaçamentos exatos para melhor entendimento, por isso, especialmente nesse código será alterado a margem do documento, para melhor visualização do código.

```
( ***** )
( * * * * * )
( * UTE MANAUARA * )
( * * * * * )
( ***** )
( * FABRICANTE RT: ABB * )
( * ABB - UNITROL 1000 / 1020 * )
( * EXCITAÇÃO: BRUSHLESS + PMG * )
( * CONVERSOR DE POTÊNCIA: IGBT * )
( ***** )
( * * * * * )
( * REVISÃO DO MODELO: R0 * )
( * Modelo validado com os ensaios de campo * )
( * * * * * )
( * REVISÃO DO MODELO: R2 * )
( * Inclusão do modelo do Regulador de Velocidade * )
( * * * * * )
( * REVISÃO DO MODELO: R3 * )
( * Inclusão do modelo do Suporte de frequência do regulador de Velocidade* )
( * Parâmetros do suporte de frequência validados com os ensaios de campo * )
( * * * * * )
( * * * * * )
( * REVISÃO DO MODELO: R4 * )
( * 1. Utilização do modelo padrão para o UNITROL de Fevereiro/23 * )
( * 2. Utilização do modelo padrão para o RV Wartsila de Fevereiro/23 * )
( * * * * * )
( ***** )

( #eUEL = [PQ LIMITER] Active
( #eMEL = [IeMin LIMITER] Active
(=====
DEFPAR #eSCL 0
DEFPAR #ePSS 0
DEFPAR #eOEL 0
DEFPAR #eUEL 0
DEFPAR #eMEL 0
```

```

( CORREÇÃO DE BASE DA CORRENTE DA EXCITATRIZ:
( #IfeFC = Valor em [pu] lido no despacho nominal
( #IfeMS = Valor em [A] do datasheet da maquina sinc. para o despacho nominal
( #IfeRT = [SYSTEM DATA]Ie NominalValor em [A] = Valor de base do regulador de tensão
DEFPAR #IfeFC          3.
DEFPAR #IfeMS          5.
DEFPAR #IfeRT          5.
( CORREÇÃO DE BASE DAS GRANDEZAS TERMINAIS:
( #VTGR = [SYSTEM DATA] UM Nominal [kV] = Valor base em kV do regulador de tensão
( #ITRT = [SYSTEM DATA] IM2 Nominal [A] = Valor base em A do regulador de tensão
DEFPAR #VTRT          13.8
DEFPAR #ITRT          4183.9
(=====
( PARAMETRIZAÇÃO DO UNITROL 1000
(=====
( CONTROLE DE TENSÃO [TUNE AUTO]:
( #Vp = [TUNE AUTO]Proportional Gain
( #Ta = [TUNE AUTO]Integration Time
( #Kb = [TUNE AUTO]Derivation Gain
( #Tb = [TUNE AUTO]Derivation Time
( #Kq = [TUNE AUTO]Droop
(-----
DEFPAR #Vp              35.0
DEFPAR #Ta              3.50
DEFPAR #Kb              1.00
DEFPAR #Tb              0.10
DEFPAR #Kq              -0.00
(-----
( CONTROLE DO UEL [TUNE PF/Var/PQ LIMITER]:
( #Vp_Q = [TUNE PF/Var/PQ LIMITER]Proportional Gain
( #Ta_Q = [TUNE PF/Var/PQ LIMITER]Integration Time
(-----
DEFPAR #Vp_Q            10.0
DEFPAR #Ta_Q            1.50
(-----
( CONTROLE DO OEL E MEL [TUNE MANUAL/Ie LIMITER]:
( #Vp_Ie = [TUNE MANUAL/Ie LIMITER]Proportional Gain
( #Ta_Ie = [TUNE MANUAL/Ie LIMITER]Integration Time
(-----
DEFPAR #Vp_Ie           30.0
DEFPAR #Ta_Ie           3.50
(-----
( OUTROS:
( #VTMIN = [AUTO SETPOINT] Minimum
( #VTMAX = [AUTO SETPOINT] Maximum
( #Xq    = [SYSTEM DATA] Xq
( #Kceil = [SYSTEM DATA] Kceiling
( #PWMMx = [TUNE AUTO] VeLimPWM max [%]
(-----
DEFPAR #VTMIN           0.90
DEFPAR #VTMAX           1.10
DEFPAR #Xq              1.95
DEFPAR #Kceil           10.
DEFPAR #PWMMx           100.
(-----
( OEL [IeMax LIMITER]:
( #IfeC = [IeMax LIMITER]CONTINUOUS [pu]

```

```

( #IfeT = [IeMax LIMITER]DELAYED      [pu]
( #IfeI = [IeMax LIMITER]MAXIMUM      [pu]
( #DHT = [IeMax LIMITER]DELAYED HOLD TIME [s]
( #MHT = [IeMax LIMITER]MAXIMUM HOLD TIME [s]
(
-----
DEFPAR #IfeC          1.05
DEFPAR #IfeT          1.10
DEFPAR #IfeI          1.60
DEFPAR #DHT           8           30
DEFPAR #MHT           5           10
-----
( MEL [IeMin LIMITER]:
( #IfeMn = [IeMin LIMITER]Minimum [pu]
-----
DEFPAR #IfeMn          0.0
-----
( V/Hz [V/Hz LIMITER]:
( #fKne = [V/Hz LIMITER]fKnee [Hz]
( #Slope = [V/Hz LIMITER]Slope [%]
-----
DEFPAR #fKne          58.
DEFPAR #Slope         60.
-----
( UEL [PQ LIMITER]:
( #q01 = [PQ LIMITER]Minimum Q (P @ 0%) [pu]
( #q02 = [PQ LIMITER]Minimum Q (P @ 25%) [pu]
( #q03 = [PQ LIMITER]Minimum Q (P @ 50%) [pu]
( #q04 = [PQ LIMITER]Minimum Q (P @ 75%) [pu]
( #q05 = [PQ LIMITER]Minimum Q (P @ 100%) [pu]
( #VtDep = [PQ LIMITER]Voltage Dependency (False = 0 / True = 1)
-----
DEFPAR #q01           -.350001
DEFPAR #q02           -.350002
DEFPAR #q03           -.350003
DEFPAR #q04           -.350004
DEFPAR #q05           -.350005
DEFPAR #VtDep         1
-----
( SCL [IM Limiter]:
( #ItMx = [IM Limiter] Imlim_Im_th
( #It_K = [IM Limiter] Imlim_K
-----
DEFPAR #ItMx          1.1
DEFPAR #It_K          0.5
=====
( PARAMETRIZAÇÃO DE PROJETO: FONTE DE ALIMENTAÇÃO, CONVERSOR E EXCITATRIZ
=====
( PARAMETROS DO CONVERSOR E DA FONTE DE ALIMENTAÇÃO:
( chaves:
( #sPMG: Origem da fonte de alimentação: 1 = PMG / 0 = Trafo de Excitação
( #s3f: Caracteritica da alimentação que entra no conversor: 0 = Monof. / 1 = Trifasica.
( parametros:
( #Vsup: Tensão CA da Fonte Alimentação [VCA]
( #EfeAG: Tensão de Excitação na Linha do Entreferro a 100°C [Vcc]
( #T°C: Temperatura do campo da excitatriz e do gerador -> default = 100 [°C]
-----
( CHAVES:
DEFPAR #sPMG          0
DEFPAR #s3f           0
( PARAMETROS
DEFPAR #Vsup          100.
DEFPAR #EfeAG         10.
DEFPAR #T°C           100.
-----
( PARAMETROS DA BRUSHLESS - IMPORTANTE: KE + KD = 1
DEFPAR #Te            .20

```

```

DEFFPAR #KE          1.0
DEFFPAR #Kd          .00
(
DEFFPAR #Aex         .00
DEFFPAR #Bex         4.0
DEFFPAR #Cex         5.0
(*****
( COPIAR PARAMETROS DO ACDU ATÉ ESTE PONTO
(*****
( PARAMETROS FIXOS - NÃO EDITAR / NAO COPIAR PARA O MODELO ACDU
(=====
( PARAMETROS DO CONVERSOR E DA FONTE DE ALIMENTAÇÃO
DEFFPAR #Tt          0.003  Cst. de tempo do retificador
DEFFPAR #Td          0.001  Atraso de disparo
( CONSTANTES
DEFFPAR #INF+        999999.
DEFFPAR #INF-        -999999.
DEFFPAR #RAIZ3       1.7320508076
( FILTRO DE MEDIÇÃO: P, Q e Ife
DEFFPAR #Tr          0.04
( FILTRO DE TERCEIRA ORDEM: Vt
DEFFPAR #A            1000000
DEFFPAR #B            200
DEFFPAR #C            20000
(=====
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(=====
( VARIÁVEIS DE SAÍDA
9000 ledlag          EfeT°  Efe_V  #EfeAG      1      .02
9001 ganho           Vr      PWM_%  100
9002 ganho           mVT    VT_%   100
9003 ganho           mIFE   IFE_%  100

9004 multpl          mVT    x9004
                   x203    x9004
9005 ganho           x9004  UpwrVc #Vsup

9010 saida           Efe_V
9011 saida           PWM_%
9012 saida           VT_%
9013 saida           IFE_%
9014 saida           UpwrVc
(=====
( Variáveis de Entrada: Referências
0001 ENTRAD          vRef
( Variáveis de Entrada: Importadas
0010 IMPORT VTR      VT
0011 IMPORT QELE     Q
0012 IMPORT Eq       EQ
0013 IMPORT Freq     F
0014 IMPORT Wmaq     w
0015 IMPORT PTERM    P
0016 IMPORT VSAD     PSS
0017 IMPORT IMQS     IT
0018 IMPORT PBGER    SNOM
( Variáveis de Entrada: Constantes
0020*ENTRAD          c1
0021*ENTRAD          c0
0022*ENTRAD          cINF+
0023*ENTRAD          cINF-
0024*ENTRAD          T°C
( Variáveis de Entrada: Inicialização
0042*ENTRAD          VTMAX
0045*ENTRAD          Vp
0046*ENTRAD          Vp_Q
0047*ENTRAD          Vp_Ie

```

```

0048*ENTRAD          Ta
0049*ENTRAD          Ta_Q
0050*ENTRAD          Ta_Ie
0051*ENTRAD          VtDep
0052*ENTRAD          IfeC
( HABILITA / DESABILITA
0060*ENTRAD          eOEL
0061*ENTRAD          eUEL
0063*ENTRAD          eMEL
0064*ENTRAD          ePSS
( CHAVES
0068*ENTRAD          sPMG
0069*ENTRAD          s3f
( TRANSDUÇÃO DE VT
0070 POL(S)          VT          mVT          0.      0.      0.      #A
                      1.      #B      #C      #A

0071*GANHO           c1          x071          #ITRT
0072*GANHO           x071         x072          #VTRT
0073*FRACAO          x072         SbsRT         #RAIZ3          1000
0074*FRACAO          SNOM         x074          1000          #VTRT
0075*FRACAO          x074         ITNOM         1.            #RAIZ3
( CORREÇÃO DE BASE DAS GRANDEZAS TERMINAIS
0081 MULTPL          Q           Q_MVAR
                      SNOM         Q_MVAR
0082 DIVSAO          Q_MVAR        Q_PU
                      SBSRT        Q_PU
0083 LEDLAG          Q_PU          mQ           1.0          1          #Tr
0084 MULTPL          P           P_MW
                      SNOM         P_MW
0085 DIVSAO          P_MW         P_PU
                      SBSRT        P_PU
0086 LEDLAG          P_PU          mP           1.0          1          #Tr
0087 MULTPL          IT           IT_A
                      ITNOM        IT_A
0088 FRACAO          IT_A          IT_PU        1.0          #ITRT
0089 LEDLAG          IT_PU         mIT          1.0          1          #Tr
( TRANSDUÇÃO DA GRANDEZA DA EXCITATRIZ
0090 fracao          Ife          Ife_G        1.0          #IfeFC
0091 LEDLAG          Ife_G         Ife_A        #IfeMS        1          #Tr
0092 fracao          Ife_A         mIfe        1            #IfeRT
( OUTROS
0095 LEDLAG          F           mF           1.0          1          #Tr

(=====
( REGULADOR DE TENSÃO
(=====
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(-----
( CONTROLE
0100 GANHO           mQ          CCR          #Kq
0101 SOMA            vRef        x101
                      CCR          x101
                      vVHZ        x101
0102 LIMITA          x101        vRefL          VtMIN  VtMAX
0103 SOMA            vRefL       err0
                      -mVT        err0
0104 MAX             err0        err1
                      vMEL        err1
0105 MAX             err1        err2
                      vUEL        err2
0106 MAX             err2        err3
                      vSCLu       err3
0107 MIN             err3        err4
                      vSCLo       err4
0108 MIN             err4        erro
                      voEL        erro
(-----

```

```

0110 soma      -err0   x110
                err1   x110
0111 soma      -err1   x111
                err2   x111
0112 soma      -err2   x112
                err3   x112
0113 soma      err3    x113
                -err4  x113
0114 soma      err4    x114
                -erro  x114

(-----)
0115 limita    x110   x115                c0    cINF+   MEL
0116 limita    x111   x116                c0    cINF+   UEL
0117 limita    x112   x117                c0    cINF+   SCLU
0118 limita    x113   x118                c0    cINF+   SCLO
0119 limita    x114   x119                c0    cINF+   OEL
(-----)
( LOGICA DE CHAVEAMENTO DOS LEAD-LAGS
0120 soma      X116   X120
                X117   X120
                X118   X120
0121 dismax    X120   eQpar    0    0
0122 soma      X115   x121
                X119   x121
0123 dismax    x121   eIePar   0    0
( SELECAO DO AJUSTES - PRIMEIRA CHAVE
0124 selet2    Vp     Kp1
                Vp_Q   Kp1
                eQpar  Kp1
0125 selet2    Ta     Ti1
                Ta_Q   Ti1
                eQpar  Ti1
( SELECAO DO AJUSTES - SEGUNDA CHAVE
0126 selet2    Kp1    Kp
                Vp_Ie  Kp
                eIePar Kp
0127 selet2    Ti1    Ti
                Ta_Ie  Ti
                eIePar Ti

(-----)
( PROPORCIONAL
0139 multpl    erro   sKp
                Kp     sKp
( INTEGRADOR
0140 divsao    sKp    x140
                Ti     x140
0141 multpl    x140   errTi_
                Zr_Ti  errTi_
0142 PROINT    errTi_ sTi    1        1        c0    PWMMx
(
0152 SOMA      sKp    sKpTi
                sTi    sKpTi
( DERIVATIVO
0153 soma      sKpTi  x153
                -x155  x153
0154 fracao    x153   x154   #kb     #tb
0155 proint    x154   x155   1       1       c0    PWMMx
0156 ganho     x153   sKd    #kb
( SAIDA DO CONTROLE
0157 soma      sKpTi  KpKdTl
                sKd    KpKdTl
                vPSS   KpKdTl
0158 limita    KpKdTl Uc
0159 fracao    Uc     Vr     1       #Kceil

(-----)
( Zera a entrada do bloco integrador quando o sinal de controle satura

```

```

0160 soma          Uc      x160
                -KpKdTi x160
0161 funcao abs    x160    x161
0162 dismax       x161    x162    0    0
0163 delay        x162    x163
0164 LOGIC .NOT.  x163    Zr_Ti
(
( PSS
0170*selet2      c0      vPSS
                PSS     vPSS
                ePSS     vPSS
(-----
( LIMITE DO CONTROLE
0180*GANHO       c1      X180    #Kceil
0181*FRACAO      X180    PWMMx   #PWMMx    100.
(-----
( INICIALIZAÇÃO
0198*soma        Vt      ci
                -CCR    ci
0199*saida       ci
(=====
( CONVERSOR DE POTENCIA + EXCITATRIZ BRUSHLESS
(=====
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(-----
( Temperatura
0200*FUNCAO RETA T°C      T°COR   .003   .7
( Fonte de Alimentação trif. vs monof.
0201*ganho       c1      c.9     .9
0202*ganho       c1      c1.41  1.41
0203*selet2      c.9     x203
                c1.41  x203
                s3f    x203
(-----
( Conversor de potência
0204 ATRASO      Vr      x204    #Td
0205 LEDLAG      x204    x205    1        1        #Tt
0206 FRACAO      x205    x206    #Vsup    #EfeAG
(-----
( Influencia da PMG ou do TEX na tensão de excitação e correção pela temperatura
0207 multpl      x203    x207
                x206    x207
                W      x207
0208 multpl      x203    x208
                x206    x208
                VT     x208
0209 selet2      x208    EfeT°
                x207    EfeT°
                sPMG   EfeT°
0210 divsao      EfeT°   Efe
                T°COR  Efe
(-----
( Modelagem da Brushless e correção pela temperatura
0211 soma        Efe     x211
                -Ife   x211
0212 multpl      x211    xTE
                T°COR  xTE
0213 proint      xTE     EfdT°   1        #Te        c0        cINF+
0215 ganho       EfdT°   x215    #Ke
0216 ganho       Eq      x216    #Kd
0217 FUNCAO EXP  EfdT°   x217    #Aex    #Bex    #Cex
0218 soma        x215    Ife
                x216    Ife
                x217    Ife
0228 DIVSAO      EfdT°   Efd
                T°COR  Efd

```

```

0299 export Efd      Efd
(=====
( OEL
(=====
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(-----
0300 funcao offset mIfe  x300  -#IfeC
0301 funcao offset x300  x301  .01
0302 ganho          x301  x302  #INF+
0303 limita         x302  x303                      cn100 c1
(-----
( OEL TERMICO
0304 proint         x303  x304  1          #DHT          c0      c1
0305 funcao RETA   x304  x305  -1        .99
0306 ganho          x305  x306  #INF+
0307 limita         x306  xIfeT                      cn10    IfeT
(-----
( OEL INST
0314 proint         x303  x314  1          #MHT          c0      c1
0315 funcao RETA   x314  x315  -1        .99
0316 ganho          x315  x316  #INF+
0317 limita         x316  xIfeI                      cn10    IfeI
(
0390 max           xIfeI  rOELx
                    xIfeT  rOELx
                    IfeC   rOELx
0391 ledlag        rOELx  RefOEL 1          0      1      .1
0392 soma          RefOEL  vOELx
                    -mIfe  vOELx
0399 selet2        cINF+  vOEL
                    vOELx  vOEL
                    eOEL   vOEL
(=====
( UEL
(=====
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(-----
0400 funcao x**2    mVT      x400
0401 selet2        c1        x401
                    x400  x401
                    VtDep  x401
0406 FUNCAO PONTOS mP        x406  .00  #q01 .25  #q02
                    .50  #q03 .75  #q04
                    1.0  #q05
0407 MULTPL        x401  x407
                    x406  x407
0408 ledlag        x407  RefUEL 1          1      1
(
0410 soma          RefUEL  errUEL
                    -mQ    errUEL
(
0420 funcao x**2    mP        x420
0421 fracao        x400  x421  1          #xq
0422 soma          x421  x422
                    mQ    x422
0423 funcao x**2    x422  x423
0424 soma          x420  x424
                    x423  x424
0425 funcao sqrt    x424  x425
0426 ganho         x422  x426  #xq
0427 divsao        x426  x427
                    x425  x427
(
0428 multpl        errUEL  vUELx
                    x427  vUELx
(

```



```

0411 selet2      cINF- vUEL vUELx
                vUEL  eUEL
                vUEL

(=====
( VHZ
(=====
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
-----
0500 GANHO      mF      x500      60
0501 funcao offset x500      x501      -#fKne
0502 fracao     x501      x502      1          60
0503 fracao     x502      x503      #slope     100
0505 limita     x503      vVHZ                      cINF- c0
(=====
( MEL
(=====
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
-----
0600 funcao reta mIFE      x600      -1      #IfeMn
0699 selet2      cINF- vMEL
                x600      vMEL
                eMEL      vMEL

(=====
( SCL
(=====
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
-----
( TEPORIZAÇÃO DO SCL
0700 fracao     mIT      x700      1          #ItMx
0701 funcao offset x700      x701      -1
(
0702 limita     x701      x702                      c0      cINF+
0703 ganho      c1      x703      #It_K
0704 ganho      x703      x704      13.5
0705 divsao     c1      x705
                x704      x705
0706 multpl     x702      x706
                x705      x706
(
0707 ganho      x701      x707      #INF+
0708 limita     x707      x708                      cn.1    c0
(
0709 soma      x708      x709
                x706      x709
(
0720 proint     x709      x720      1          1          c0      c1
0721 funcao offset x720      x721      -.99
0722 ganho      x721      x722      #INF-
0723 limita     x722      x723                      c1      c10
(
( CONTROLE DO SCL
(
0730 ganho      c1      x730      #ItMx
0731 multpl     x730      x731
                x723      x731
0732 ledlag     x731      RefSCL 1          1          .1
0733 soma      RefSCL sSCLo
                -mIT      sSCLo
0734 ganho      RefSCL sSCLu -1
( ATIVAÇÃO E BANDA MORTA
0740 ganho      mQ      x740      #eSCL
0741 funcao reta x740      x741      1          -.02
0742 ganho      x741      x742      #INF-
0743 limita     x742      x743                      cn10    c10
0744 max      x743      vSCLo
                sSCLo      vSCLo

```

```

0751 funcao reta    x740    x751    -1    -.02
0752 ganho         x751    x752    #INF+
0753 limita        x752    x753
0754 min           x753    vSCLu
                    sSCLu    vSCLu

```

```

(=====
( ALERTA
(=====
( TEMPORIZAÇÃO MINIMA EM NIVEL ALTO PARA ALARMAR AS MENSAGENS
(-----
DEFFPAR #MSGON      .01
DEFFPAR #MSGOF      .01
(-----
( LÓGICAS DE ATIVAÇÃO DAS MSG DE ALERTA
(-----
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
2000 soma          x117    x2000
                    x118    x2000
2002 dismin        vVHZ    M0110    -.001#MSGON#MSGOF          vhz
2003 dismax        x119    M0112    .01    #MSGON#MSGOF          oel
2005 dismax        x116    M0126    .01    #MSGON#MSGOF          uel
2006 dismax        x2000    M0120    .01    #MSGON#MSGOF          scl
2008 dismax        x115    M0118    .01    #MSGON#MSGOF          mel
(-----
( ASSOCIAÇÃO DAS MENSAGENS DE SAÍDA
(-----
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
2102 ALERTA        M0110          110    111
2103 ALERTA        M0112          112    113
2105 ALERTA        M0126          126    127
2106 ALERTA        M0120          120    121
2108 ALERTA        M0118          118    119
(=====
(DEFVA (stip) (vdef) ( dl )
(=====
( CONSTANTES
defval      c0      0
defval      c1      1
defval      cINF+   #INF+
defval      cINF-   #INF-
defval      cn100  -100
defval      c10     10
defval      cn10   -10
defval      cn.1   -.1
defval      T°C    #T°C
(-----
( PARAMETROS
defval      Vp      #Vp
defval      Vp_Q    #Vp_Q
defval      Vp_Ie   #Vp_Ie
defval      Ta      #Ta
defval      Ta_Q    #Ta_Q
defval      Ta_Ie   #Ta_Ie
defval var   Vref    ci
(-----
( LIMITES
defval      VTMAX   #VTMAX
defval      VTMIN   #VTMIN
defval      VtDep   #VtDep
defval      IfeT    #IfeT
defval      IfeI    #IfeI
defval      IfeC    #IfeC
(-----
( HABILITA
defval      eOEL    #eOEL

```

```

defval      eMEL      #eMEL
defval      eUEL      #eUEL
defval      ePSS      #ePSS
(-----)
( CHAVES
defval      sPMG      #sPMG
defval      s3f       #s3f
(-----)
( INICIALIZAÇÃO DOS INTEGRADORES
defval      x304      0
defval      x314      0
defval      x720      0
(=====)
FIMCDU
(ncdu) ( nome cdu )
      5311 RV_Wartsila
(-----)
(EFPAR (npar) (   valpar   )
(-----)
( CONTROLE
(-----)
( #Kp   = Ganho Proporcinal do RV
( #Ki   = Ganho Integral do RV
( #Tp   = Constante de tempo do filtro de medição de potência
( #Tw   = Constante de tempo do filtro de medição de velocidade
DEFPAR #Kp           0.00
DEFPAR #Ki           0.20
DEFPAR #Tp           0.20
DEFPAR #Tw           0.01
(-----)
( SUPORTE REG PRIMARIA
(-----)
( #DB   = Dead Band (mHz)
( #Smrg = Support Margim (%)
( #Sdrp = Support Droop (mHz)
( #RVBSE = Potência nominal ajustada no RV (kW)
( #Mw/s = Taxa para o droop (kW/s)
( #rPMax = Referencia de Potência maxima (kW)
( #rPMin = Referencia de Potência minima (kW)
DEFPAR #DB           40.00
DEFPAR #Smrg         60.00
DEFPAR #Sdrp         2000.
DEFPAR #RVBSE        18350.
DEFPAR #kW/s         300.
DEFPAR #rPMax        19270.
DEFPAR #rPMin         0.0
(-----)
( MOTOR E ATUADOR
( #THP   = Constante de Tempo do Motor (s)
( #Tpgv  = Constante de Tempo da valv de ctrl (s)
( #Tlss  = Perdas em vazio do gerador-motor (pu)
( #BsMtr = potência de base do motor (kW)
(-----)
DEFPAR #THP           0.15
DEFPAR #Tpgv          0.01
DEFPAR #Tlss          0.00
DEFPAR #BsMtr         18350
(-----)
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 ) ( p2 ) ( p3 ) ( p4 ) (vmin) (vmax)
(-----)
( REFERENCIAS DE ENTRADA
0001 ENTRAD          wRef
0002 ENTRAD          dwHz
0003 ENTRAD          pRefkW
( VARIAVEIS DE ENTRADA
0010 IMPORT WMAQ     w

```

```

0011 IMPORT PTERM          P
( CONSTANTES
0020*IMPORT PBGER         SNOM
0021*ENTRAD              c1
( TRANSDUÇÃO DE POTENCIA
0050 multpl              P      P_MW
                        SNOM    P_MW
0051 LEDLAG              P_MW  P_kW   1000.  0.0  1.0  #Tp
0052 FRACAO              P_kW  mP     1.     #RVBSE
0053 LEDLAG              w      mw     1.0   0.0  1.0  #Tw
( CALCULO DO DROOP
0090*ganho c1 x9000 #Sdrp 0091*funcao
offset x9000 x9001 -#DB
0092*fracao x9001 x9002 1.0 60000 0093*fracao
x9002 Droop 100 #Smrg (
(-DROOP-SUPPPORT-----
( ERRO DE FREQUENCIA
0100 SOMA                wRef   X0100
                        -mw     X0100
( pu -> mHz
0101 ganho                X0100  X0101  60000
0102 SOMA                  X0101  X0102
                        dwHz    X0102
0103 FUNCAO DEADB1        X0102  X0103  -#DB  #DB  1.0  1.0
0104 LIMITA                X0103  X0104
                        DFmin    DFmax
( mHz -> [kW] -> [pu]
0110 fracao                X0104  X0110  #RVBSE 60000
0111 divsao                X0110  X0111
                        Droop    X0111
0112 RATELM                X0111  X0112
                        kW/s-    kW/s+
0113 ganho                  X0112  Fsp_kW -1.0
0114 SOMA                  pRefkW X0114
                        Fsp_kW  X0114
0115 limita                x0114  Ref_kW
                        rPmin    rPmax
0116 fracao                Ref_kW PRefpu 1.0 #RVBSE
(-----
( CONTROLE
(-----
0120 SOMA                  PRefpu X0120
                        -mP      X0120
0121 GANHO                  X0120  X0121  #Kp
0122 PROINT                  X0120  X0122  #Ki  0.0  1.0  LMN  LMX
0125 SOMA                    X0121  ctrl
                        X0122  ctrl
0126 ledlag                  ctrl   PGV   1.0  1.0  #Tpgv  c0  c1
(-----
( MOTOR
(-----
0200 funcao offset PGV    x0200  -#Tlss
0201 fracao                x0200  x0201  #Bsmtr 1000
0202 DIVSAO                x0201  x0202
                        SNOM    x0202
0203 ledlag                x0202  Pmec  1.0  1.0  #THP
(
0204 EXPORT PMEC          Pmec
(-----
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
(-----
( CONSTANTES E LIMITES
DEFVAL LMN -1
DEFVAL LMX 1.05
DEFVAL rPmax #rPMax
DEFVAL rPmin #rPMin
DEFVAL c1 1.05

```

```

DEFVAL      c0      0
defval      DFMin   -#Sdrp
defval      DFMax   #Sdrp
DEFVAL      kW/s+   #kW/s
DEFVAL      kW/s-   -#kW/s
( REFERENCIAS
DEFVAL VAR   pRefkW   P_kW
DEFVAL      wRef    1
DEFVAL      dwHz    0
(-----
FIMCDU
(
999999
DMSG
(=====
=====
(      MENSAGENS      DO      SISTEMA      DE      EXCITAÇÃO:      100      ->      199
)
(
(Id)      ( Numero da mensagem
100      ----> ALERTA RT: Referência de Tensão < Ref. Mínima - %nome_do_cdu% - %ncdu%
101      ----> ALERTA RT: Referência de Tensão > Ref. Máxima - %nome_do_cdu% - %ncdu%
102      ----> ALERTA RT: < VAGO >
103      ----> ALERTA RT: < VAGO >
104      ----> ALERTA RT: Corrente de Campo Negativa - %nome_do_cdu% - %ncdu%
105      ----> ALERTA RT: Inversão de Ponte Pos. p/ Ponte Neg. - %nome_do_cdu% - %ncdu%
106      ----> ALERTA RT: Inversão de Ponte Neg. p/ Ponte Pos. - %nome_do_cdu% - %ncdu%
107      ----> ALERTA RT: < VAGO >
108      ----> ALERTA RT: < VAGO >
109      ----> ALERTA RT: < VAGO >
110      ----> ALERTA RT: Atuação do V/HZ - %nome_do_cdu% - %ncdu%
111      ----> ALERTA RT: Saída do V/Hz - %nome_do_cdu% - %ncdu%
112      ----> ALERTA RT: Atuação do OEL - %nome_do_cdu% - %ncdu%
113      ----> ALERTA RT: Saída do OEL - %nome_do_cdu% - %ncdu%
114      ----> ALERTA RT: Atuação do OEL Térmico - %nome_do_cdu% - %ncdu%
115      ----> ALERTA RT: Saída do OEL Térmico - %nome_do_cdu% - %ncdu%
116      ----> ALERTA RT: Atuação do OEL Instantâneo - %nome_do_cdu% - %ncdu%
117      ----> ALERTA RT: Saída do OEL Instantâneo - %nome_do_cdu% - %ncdu%
118      ----> ALERTA RT: Atuação do MEL - %nome_do_cdu% - %ncdu%
119      ----> ALERTA RT: Saída do MEL - %nome_do_cdu% - %ncdu%
120      ----> ALERTA RT: Atuação do SCL - %nome_do_cdu% - %ncdu%
121      ----> ALERTA RT: Saída do SCL - %nome_do_cdu% - %ncdu%
122      ----> ALERTA RT: Atuação do SCL Sub - %nome_do_cdu% - %ncdu%
123      ----> ALERTA RT: Saída do SCL Sub - %nome_do_cdu% - %ncdu%
124      ----> ALERTA RT: Atuação do SCL Sobre - %nome_do_cdu% - %ncdu%
125      ----> ALERTA RT: Saída do SCL Sobre - %nome_do_cdu% - %ncdu%
126      ----> ALERTA RT: Atuação do UEL - %nome_do_cdu% - %ncdu%
127      ----> ALERTA RT: Saída do UEL - %nome_do_cdu% - %ncdu%
128      ----> ALERTA RT: < VAGO >
129      ----> ALERTA RT: < VAGO >
130      ----> ALERTA RT: < VAGO >
131      ----> ALERTA RT: < VAGO >
132      ----> ALERTA RT: < VAGO >
133      ----> ALERTA RT: < VAGO >
134      ----> ALERTA RT: < VAGO >
135      ----> ALERTA RT: < VAGO >
136      ----> ALERTA RT: < VAGO >
137      ----> ALERTA RT: < VAGO >
138      ----> ALERTA RT: < VAGO >
139      ----> ALERTA RT: < VAGO >
140      ----> ALERTA RT: Atuação do Controle Conjunto
(
(=====
=====
(      MENSAGENS      DO      ESTABILIZADOR      DE      SISTEMAS      DE      POTÊNCIA:      200      ->      299
)

```

```

(
(Id) ( Numero da mensagem
200 ----> ALERTA PSS: Bloqueio do PSS - %nome_do_cdu% - %ncdu%
201 ----> ALERTA PSS: Desbloqueio do PSS - %nome_do_cdu% - %ncdu%
202 ----> ALERTA PSS: Saturação do PSS - %nome_do_cdu% - %ncdu%
203 ----> ALERTA PSS: < VAGO >
204 ----> ALERTA PSS: < VAGO >
205 ----> ALERTA PSS: < VAGO >
206 ----> ALERTA PSS: < VAGO >
207 ----> ALERTA PSS: < VAGO >
208 ----> ALERTA PSS: < VAGO >
209 ----> ALERTA PSS: < VAGO >
210 ----> ALERTA PSS: < VAGO >
(
(=====
=====
( MENSAGENS DO REGULADOR DE VELOCIDADE: 300 -> 399
)
(
(Id) ( Numero da mensagem
300 ----> ALERTA RV: < VAGO >
301 ----> ALERTA RV: < VAGO >
302 ----> ALERTA RV: < VAGO >
303 ----> ALERTA RV: < VAGO >
304 ----> ALERTA RV: < VAGO >
305 ----> ALERTA RV: < VAGO >
306 ----> ALERTA RV: < VAGO >
307 ----> ALERTA RV: < VAGO >
308 ----> ALERTA RV: < VAGO >
309 ----> ALERTA RV: < VAGO >
(
(=====
=====
(
999999
(
ACDU
(
(ncdu) (ntop) ( nome cdu )
7109 1191 RT_UTE_Manauara
(=====
( HABILITA OU DESABILITA (0 ou 1):
( #eSCL = [IM LIMITER] Imlim_Active
( #ePSS = [PSS] PSS_SELECT
( #eOEL = [IeMax LIMITER] Active
( #eUEL = [PQ LIMITER] Active
( #eMEL = [IeMin LIMITER] Active
(=====
DEFPAR #eSCL 0
DEFPAR #ePSS 0
DEFPAR #eOEL 1
DEFPAR #eUEL 1
DEFPAR #eMEL 0
(=====
( CORREÇÃO DE BASE DA CORRENTE DA EXCITATRIZ:
( #IfeFC = Valor em [pu] lido no despacho nominal
( #IfeMS = Valor em [A] do datasheet da maquina sinc. para o despacho nominal
( #IfeRT = [SYSTEM DATA]Ie NominalValor em [A] = Valor de base do regulador de tensão
DEFPAR #IfeFC 3.55405
DEFPAR #IfeMS 9.
DEFPAR #IfeRT 10.
( CORREÇÃO DE BASE DAS GRANDEZAS TERMINAIS:
( #VTGR = [SYSTEM DATA] UM Nominal [kV] = Valor base em kV do regulador de tensão
( #ITRT = [SYSTEM DATA] IM2 Nominal [A] = Valor base em A do regulador de tensão
DEFPAR #VTGR 13.8
DEFPAR #ITRT 960.

```

```

(=====
( PARAMETRIZAÇÃO DO UNITROL 1000
(=====
( CONTROLE DE TENSÃO [TUNE AUTO]:
( #Vp = [TUNE AUTO]Proportional Gain
( #Ta = [TUNE AUTO]Integration Time
( #Kb = [TUNE AUTO]Derivation Gain
( #Tb = [TUNE AUTO]Derivation Time
( #Kq = [TUNE AUTO]Droop
(-----
DEFPAR #Vp          38.0
DEFPAR #Ta          2.98
DEFPAR #Kb          3.00
DEFPAR #Tb          0.15
DEFPAR #Kq         -0.04
(-----
( CONTROLE DO UEL [TUNE PF/Var/PQ LIMITER]:
( #Vp_Q = [TUNE PF/Var/PQ LIMITER]Proportional Gain
( #Ta_Q = [TUNE PF/Var/PQ LIMITER]Integration Time
(-----
DEFPAR #Vp_Q        10.0
DEFPAR #Ta_Q         3.00
(-----
( CONTROLE DO OEL E MEL [TUNE MANUAL/Ie LIMITER]:
( #Vp_Ie = [TUNE MANUAL/Ie LIMITER]Proportional Gain
( #Ta_Ie = [TUNE MANUAL/Ie LIMITER]Integration Time
(-----
DEFPAR #Vp_Ie       20.0
DEFPAR #Ta_Ie        0.30
(-----
( OUTROS:
( #VTMIN = [AUTO SETPOINT] Minimum
( #VTMAX = [AUTO SETPOINT] Maximum
( #Xq    = [SYSTEM DATA] Xq
( #Kceil = [SYSTEM DATA] Kceiling
( #PWMMx = [TUNE AUTO] VeLimpPWM max [%]
(-----
DEFPAR #VTMIN        0.90
DEFPAR #VTMAX        1.10
DEFPAR #Xq           0.90
DEFPAR #Kceil        6.6
DEFPAR #PWMMx       100.
(-----
( OEL [IeMax LIMITER]:
( #IfeC = [IeMax LIMITER]CONTINUOUS          [%] -> [pu] dividir por 100 no anatem
( #IfeT = [IeMax LIMITER]DELAYED             [%] -> [pu] dividir por 100 no anatem
( #IfeI = [IeMax LIMITER]MAXIMUM             [%] -> [pu] dividir por 100 no anatem
( #DHT  = [IeMax LIMITER]DELAYED HOLD TIME [s]
( #MHT  = [IeMax LIMITER]MAXIMUM HOLD TIME [s]
(-----
DEFPAR #IfeC         1.05
DEFPAR #IfeT         1.20
DEFPAR #IfeI         1.60
DEFPAR #DHT          60
DEFPAR #MHT          10
(-----
( MEL [IeMin LIMITER]:
( #IfeMn = [IeMin LIMITER]Minimum [pu]
(-----
DEFPAR #IfeMn        0.0
(-----
( V/Hz [V/Hz LIMITER]:
( #fKne = [V/Hz LIMITER]fKnee [Hz]
( #Slope = [V/Hz LIMITER]Slope [%]
(-----
DEFPAR #fKne         54.

```

```

DEFPAR #Slope                100.
(-----)
( UEL [PQ LIMITER]:
( #q01 = [PQ LIMITER]Minimum Q (P @ 0%) [%] -> [pu] dividir por 100 no anatem
( #q02 = [PQ LIMITER]Minimum Q (P @ 25%) [%] -> [pu] dividir por 100 no anatem
( #q03 = [PQ LIMITER]Minimum Q (P @ 50%) [%] -> [pu] dividir por 100 no anatem
( #q04 = [PQ LIMITER]Minimum Q (P @ 75%) [%] -> [pu] dividir por 100 no anatem
( #q05 = [PQ LIMITER]Minimum Q (P @ 100%) [%] -> [pu] dividir por 100 no anatem
( #VtDep = [PQ LIMITER]Voltage Dependency (False = 0 / True = 1)
(-----)
DEFPAR #q01                  -.250001
DEFPAR #q02                  -.250002
DEFPAR #q03                  -.250003
DEFPAR #q04                  -.250004
DEFPAR #q05                  -.250005
DEFPAR #VtDep                 1
(-----)
( SCL [IM Limiter]:
( #ItMx = [IM Limiter] Imlim_Im_th
( #It_K = [IM Limiter] Imlim_K
(-----)
DEFPAR #ItMx                  1.1
DEFPAR #It_K                  0.5
(=====)
( PARAMETRIZAÇÃO DE PROJETO: FONTE DE ALIMENTAÇÃO, CONVERSOR E EXCITATRIZ
(=====)
( PARAMETROS DO CONVERSOR E DA FONTE DE ALIMENTAÇÃO:
( chaves:
( #sPMG: Origem da fonte de alimentação: 1 = PMG / 0 = Trafo de Excitação
( #s3f: Caracteritica da alimentação que entra no conversor: 0 = Monof. / 1 = Trifasica.
( parametros:
( #Vsup: Tensão CA da Fonte Alimentação [VcA]
( #EfeAG: Tensão de Excitação na Linha do Entreferro a 100°C [Vcc]
( #T°C: Temperatura do campo da excitatriz e do gerador -> default = 100 [°C]
(-----)
( CHAVES:
DEFPAR #sPMG                  0
DEFPAR #s3f                    1
( PARAMETROS
DEFPAR #Vsup                    165.
DEFPAR #EfeAG                    30.54
DEFPAR #T°C                      100.
(-----)
( PARAMETROS DA BRUSHLESS - IMPORTANTE: KE + KD = 1
DEFPAR #Te                       0.35
DEFPAR #KE                       1
DEFPAR #Kd                       0.
(
DEFPAR #Aex                      0.00
DEFPAR #Bex                      4.0
DEFPAR #Cex                      5.0
FIMCDU
(ncdu) (ntop) ( nome cdu )
  7110   5311 RV_UTE_Manaura
FIMCDU
( 9999

```


Apêndice 3 – Código de parâmetros do UNITROL 1020.

```
;-----  
; ABB Switzerland Ltd  
; CMT 1000 v6.320 Beta 39  
; Ident: 3BHE030579R0106  
; UN1020 Parameter File  
; Saved: 24.11.2022, 12:08  
; AVR Serial Number: 00001192/7030  
; Control SW Version: 6.319  
; MCU SW Version: 6.319  
;-----
```

[SYSTEM DATA]

Ie Nominal = 10.0A
Potential Transformer = Three_Phase
UM Nominal = 13.800kV
UM Primary = 13.800kV
UM Secondary = 110.0V
UNet Nominal = 13.80kV
UNet Primary = 13.80kV
UNet Secondary = 110.0V
IM2 Nominal = 960A
IM2 Primary = 1000A
IM2Secondary = 1.000A
CT Phase = 0
Ie No Load = 41.0%
Kceiling = 6.60V/V
Xq = 0.90
f Nominal = 60.00Hz
Single Phase Machine = FALSE

[FIELD FLASHING]

Off Level = 0.0%

[SOFTSTART]

Starting Level = 25.0%
Hold Time = 1.0s
Ramp Time = 5.0s
Frequency Start Threshold = 0.0Hz
Upwr Start Threshold = 0V
Line Charging Starting Level = 25.0%
Line Charging Hold Time = 20.0s
Line Charging Ramp Time = 10.0s

[MOTOR EXCITATION]

Enable = FALSE

IM2 Threshold = 200.0%
Speed Threshold = 0.0%
Start Delay = 0.0s
Manual Mode Time = 0.0s

[V/Hz LIMITER]

Alternative Setup = FALSE
fKnee = 54.0Hz
Slope = 100.0%
Fdrop = 0.0Hz
MeasDelay = 200ms
Udrop = 10.0%
Hold Time = 10.0s
Recovery Time = 10.0s

[IeMin LIMITER]

Minimum = 0.0%
Active = FALSE

[IeMax LIMITER]

Maximum = 160.0%
Maximum Hold Time = 10.0s
Delayed = 120.0%
Delayed Hold Time = 60.0s
Continuous = 105.0%
Active = TRUE

[PQ LIMITER]

Minimum Q (P @ 0%) = -25.0%
Minimum Q (P @ 25%) = -25.0%
Minimum Q (P @ 50%) = -25.0%
Minimum Q (P @ 75%) = -25.0%
Minimum Q (P @ 100%) = -25.0%
Voltage Dependency = TRUE
Active = TRUE
UELpriority = FALSE
Voltage Dependency Factor = 0.0

[UM LIMITER]

Minimum = 90.0%
Maximum = 110.0%
Minimum Active = TRUE
Maximum Active = TRUE
UMLim FRT Hold = FALSE

[BOOST]

Threshold = 70.0%
Hold Time = 10.0s
Hysteresis = 8.0%
Delayed OFF = 0.0s
Block Boosting in case of PT Alarm = FALSE
Boost on Grid only = FALSE

[FRT]

Power Threshold = 25.0%
Low Level = 40.0%
High Level = 55.0%

[AUTO SETPOINT]

Initial = 100.0%
Minimum = 90.0%
Maximum = 110.0%
Ramp Rate = 0.30%/s
Disable CB Check = FALSE
PF and VAR Initial SP Enabled = FALSE
Reset SP to Initial SP = FALSE
Loose grid go to initial SP = FALSE

[PF SETPOINT]

Initial = 1.0000
Minimum = -0.7500
Maximum = 0.7500
Ramp Rate = 0.0050/s

[Var SETPOINT]

Initial = 0.0%
Minimum = 0.0%
Maximum = 100.0%
Ramp Rate = 1.00%/s

[MANUAL SETPOINT]

Initial = 0.0%
Minimum = 0.0%
Maximum = 150.0%
Ramp Rate = 2.00%/s

[OPEN LOOP SETPOINT]

Initial = 0.0%
Minimum = 0.0%

Maximum = 100.0%
Ramp Rate = 1.00%/s

[VDC]

Primary Net ID = 1
Secondary Net ID 1 = 2
Secondary Net ID 2 = 3
Secondary Net ID 3 = 4
Ramp Up Time = 10.0s
Segment Count = 0
Baud Rate = 59.9k
Error on 485 forces Auto = FALSE
Calc Ref from AVR in VDC mode only = FALSE
VDC Breaker error action = FALSE
Enable Line Break Detection = FALSE
Auto Mode at Line Break = FALSE
Common Section Breakers = FALSE
Legacy Mode = FALSE

[DIGITAL I/O 1]

Input = Excitation_ON
Polarity_IN = Normal
Output = None
Polarity_OUT = Normal
Direction = In

[DIGITAL I/O 2]

Input = Gen_CB_Closed
Polarity_IN = Normal
Output = None
Polarity_OUT = Normal
Direction = In

[DIGITAL I/O 3]

Input = None
Polarity_IN = Normal
Output = Close_CB_Command
Polarity_OUT = Normal
Direction = Out

[DIGITAL I/O 4]

Input = None
Polarity_IN = Normal
Output = Boost
Polarity_OUT = Normal

Direction = Out

[DIGITAL I/O 5]

Input = Synchronize

Polarity_IN = Normal

Output = None

Polarity_OUT = Normal

Direction = In

[DIGITAL I/O 6]

Input = Parallel_With_Grid

Polarity_IN = Normal

Output = None

Polarity_OUT = Normal

Direction = In

[DIGITAL I/O 7]

Input = None

Polarity_IN = Normal

Output = FRT_Detection

Polarity_OUT = Normal

Direction = Out

[DIGITAL I/O 8]

Input = None

Polarity_IN = Normal

Output = Diode_Trip

Polarity_OUT = Normal

Direction = Out

[DIGITAL INPUT 9]

Input = VDC_Enable

Polarity_IN = Normal

[DIGITAL INPUT 10]

Input = PF_Enable

Polarity_IN = Normal

[DIGITAL INPUT 11]

Input = Secondary_Net_1_Selected

Polarity_IN = Normal

[DIGITAL INPUT 12]

Input = Secondary_Net_2_Selected
Polarity_IN = Normal

[DIGITAL INPUT 13 from +AI]
Input = Manual_Enable
Polarity_IN = Normal

[DIGITAL INPUT 14 from -AI]
Input = Reset_Alarm
Polarity_IN = Normal

[DIGITAL INPUT 15 from +AI]
Input = Remote_Setpoint
Polarity_IN = Normal

[DIGITAL INPUT 16 from -AI]
Input = Line_Charging
Polarity_IN = Normal

[DIGITAL INPUT 17 from +AI]
Input = Increase
Polarity_IN = Normal

[DIGITAL INPUT 18 from -AI]
Input = Decrease
Polarity_IN = Normal

[ANALOG INPUT]
UM Aux Minimum = -10.0%
UM Aux Maximum = 10.0%

[ANALOG INPUT 1]
Input = PF_Setpoint
Uin 0% = 0.0V
Uin 100% = 10.0V

[ANALOG INPUT 2]
Input = Din15&16
Uin 0% = 2.0V
Uin 100% = 4.0V

[ANALOG INPUT 3]

Input = Din17&18

Uin 0% = 2.0V

Uin 100% = 4.0V

[ANALOG OUTPUT]

Output1 = Excitation_Current

Output2 = Ue_Field_Voltage

Uout1 0% = 0.0V

Uout1 100% = 10.0V

Uout2 0% = 0.0V

Uout2 100% = 10.0V

Ie 0% = 0.0%

Ie 100% = 300.0%

Fbias 0% = -3.0Hz

Fbias 100% = 3.0Hz

Slip 100% = 10.0Hz

Active Power 0% = -200.0%

Active Power 100% = 200.0%

Ue Field Voltage 100% = 450.0V

Upwr DC Link Voltage 100% = 450.0V

UM relative 0% = 0.0%

UM relative 100% = 0.0%

VAR relative 100% = 200.0%

[TUNE ASSISTANT]

MachineType =

Xd = 0.00pu

Xd' = 0.00pu

Xd'' = -0.01pu

Xq' = -0.01pu

Xq'' = -0.01pu

Tdo' = 0.00s

Tdo'' = -0.01s

Tqo' = -0.01s

Tqo'' = -0.01s

Te = 0.00s

XT = 0.00pu

Xext = 0.00pu

CosPhi = 0.000

Kb = 3.00

CalcKceil = 0.00V/V

[TUNE AUTO]

Proportional Gain (Vp) = 38.0

Derivation Time (Tb) = 0.15s

Integration Time (Ta) = 2.96s

Droop (Kq) = -4.0%

Droop (Kq2) = 0.0%
Select Kq2 when parallel to grid = FALSE
Droop On Prel = FALSE
Derivation Gain (Kb) = 3
No Load Power Voltage = 0.0V
Kceil Freq. Dependency = FALSE
Kceil Freq. Dependency 2 = FALSE
Max. PWM at Boost = FALSE
Uf @ Ie100% = 100%
Uf @ Ie200% = 200%
Uf @ Ie300% = 300%
Uf @ Ie400% = 400%
UfMax = 200%
UfLimGain = 0
HoldExcON = FALSE
UmFilterBS = FALSE
UmFilterLP = FALSE
UnSym. Anti Windup = FALSE
Compounding AVR = FALSE
Switch OFF Loss of Exc Delay = FALSE
Manual SP direct to HIR = FALSE
Fast Filtering = FALSE
VeLimiter_en = FALSE
VeLimPWM max = 100.0%
VeLimFreq_dep = FALSE
FreqMin = 0.00Hz
HIR enable = FALSE
HIRLim enable = FALSE
HIR_KCR = 3.0
HIR_Klim = 3.0
HIRVlim = 300.0%
HIR_KCR_T1 = 0.10s
HIR_KCR_T2 = 0.03s
HIR_Freq_dep = FALSE
Umerr_Threshold = 5.0%
PosErrCorr_en = FALSE
NegErrCorr_en = FALSE
CTPhaseCalibration = 0.00deg

[TUNE PF/Var/PQ LIMITER]

Proportional Gain (Vp) = 10.0
Integration Time (Ta) = 3.00s
Indirect PF/Var enable = FALSE
Indirect PI enable = FALSE
Ramp Rate Indirect = 0.30%/s
Indirect Vp = 0.01
Indirect Ta = 5.00s
Deadband of Q regulator = 0.0%
On delay = 5.0s

Freeze AUTO SP during Hold Time = FALSE
LVFRT AUTO SP Hold Enable = FALSE
LVFRT clear = FALSE
HVFRT clear = FALSE
UM asym threshold = 0.0%
Q correction = 0.0%

[TUNE MANUAL/Ie LIMITER]
Proportional Gain (Vp) = 20.0
Integration Time (Ta) = 0.30s

[COMMUNICATION]
AVR ID = 2
Channel Identification = Main
TCP IP = 192.168.2.55
SubNet = 255.255.255.0
Gateway = 192.168.2.1
Control Password = 65535
Resend Timeout = 1.00s

[SYNCHRONIZATION]
UNetOffset = 0.0%
AnglOffset = 0.0deg
Min Slip = 0.00Hz
Max Slip = -0.40Hz
MaxDeltaU = 5.00%
Max Delta Angle = 10deg
Tot CB Close Time = 90ms

[DIODE MONITORING]
f Exc Nominal = 50Hz
Tconst Exc = 350ms
Active = FALSE
Alarm Level = 5.0%
Alarm Delay = 10.0s
Trip Level = 20.0%
Trip Delay = 0.3s

[IM Limiter]
IMlim_Active = FALSE
IMlim_K = 1.00
IMlim_Im_th = 100.0%

[TEMP INFLUENCE]
IMlim_T1 = 50.0°C

IMlim_Im_th2 = 75.0%
IMlim_T2 = 60.0°C
IMlim_Im_th3 = 50.0%
IMlim_T3 = 70.0°C
IMlim_Im_th4 = 0.0%
IMlim_T4 = 80.0°C
IELim_T1 = 50.0°C
IELim_Ie_th2 = 75.0%
IELim_T2 = 60.0°C
IELim_Ie_th3 = 50.0%
IELim_T3 = 70.0°C
IELim_Ie_th4 = 0.0%
IELim_T4 = 80.0°C

[MODBUS]

MB Slave ID = 247
MB_Protocol = 0
MB_Bitrate = 7
MB_ChrFrame = 0
MB_KeepAliveTime = 0s
MB_KeepAliveAction = 0
MB_Enable = FALSE
MB_Delay = 10ms

[DOUBLE CHANNEL]

Switchover Start Hold Time = 0.0s
SWO Hold Time Always = FALSE
CAN Enable = FALSE
Alarm 1 Enable = FALSE
Alarm 2 Enable = FALSE
Trip Enable = FALSE
Switchover block at Backup Alarm = FALSE
Switchover block at Backup Trip = FALSE
Alarm(DO) at Standby = TRUE
Trip(DO) at Standby = TRUE
Alarm(DO) Toggling = FALSE
Force Manual at Alarm 1 = FALSE
Force Manual at Alarm 2 = FALSE
Force Excitation Off at Trip = FALSE
Disable ExcOff when GCB active = FALSE
UM Over Voltage Level = 120.0%
UM Over Voltage Hysteresis = 5.0%
UM Over Voltage Detection Time = 1.000s
UM Under Voltage Level = 0.0%
UM Under Voltage Hysteresis = 0.0%
UM Under Voltage Detection Time = 0.100s
Ie Over Current Level = 200.0%
Ie Over Current Hysteresis = 10.0%

Ie Over Current Detection Time = 10.000s
Ue Over Voltage Level = 400.0V
Ue Over Voltage Hysteresis = 40.0V
Ue Over Voltage Detection Time = 1.000s
Upwr Over Voltage Level = 400.0V
Upwr Over Voltage Hysteresis = 40.0V
Upwr Over Voltage Detection Time = 1.000s
Reverse Power Level = 20.0%
Reverse Power Detection Time = 1.000s
Stall Protect Time = 0.0s
Speed Stall Threshold = 10.0%
Speed Stall Time = 0.0s
Alarm 1 at loss of Remote Control = FALSE
Alarm 1 at Partial loss of UM = FALSE
Alarm 1 at loss of UM = FALSE
Alarm 1 at loss of CT = FALSE
Alarm 1 at loss of UM phase 1 = FALSE
Alarm 1 at loss of UM phase 2 = FALSE
Alarm 1 at loss of UM phase 3 = FALSE
Alarm 1 at loss of Unet = TRUE
Alarm 1 at loss of IM = FALSE
Alarm 1 at loss of control = FALSE
Alarm 1 at loss of excitation = FALSE
Alarm 1 at Temperature 1 = FALSE
Alarm 1 at Temperature 2 = FALSE
Alarm 1 at External Alarm = FALSE
Alarm 1 at 485 Error = FALSE
Alarm 1 at VDC Ring Error = FALSE
Alarm 1 at VDC Line Break = FALSE
Alarm 1 at Internal Power Fail = FALSE
Alarm 1 at Digital Output Fail = FALSE
Alarm 1 at CAN Monitor = FALSE
Alarm 1 at Monitor Alarm 1 = TRUE
Alarm 1 at Monitor Alarm 2 = FALSE
Alarm 1 at Monitor Alarm 3 = FALSE
Monitor Alarm 1 at FCB Alarm = FALSE
Monitor Alarm 1 at Diode Alarm = TRUE
Monitor Alarm 1 at Diode Trip = FALSE
Monitor Alarm 1 at UM Over Voltage = FALSE
Monitor Alarm 1 at UM Under Voltage = FALSE
Monitor Alarm 1 at Ie Over Current = TRUE
Monitor Alarm 1 at Ue Over Voltage = FALSE
Monitor Alarm 1 at Upwr Over Voltage = FALSE
Monitor Alarm 1 at External Alarm = FALSE
Monitor Alarm 1 at Emergency Exc. OFF = FALSE
Monitor Alarm 1 at Reverse Power = FALSE
Monitor Alarm 1 at GCB Alarm = FALSE
Monitor Alarm 1 at AVR output SC = FALSE
Monitor Alarm 1 at Stall Monitor = FALSE
Monitor Alarm 1 at Limiter Monitor 1 = FALSE

Monitor Alarm 1 at Limiter Monitor 2 = FALSE
Alarm 2 at loss of Remote Control = TRUE
Alarm 2 at Partial loss of UM = FALSE
Alarm 2 at loss of UM = FALSE
Alarm 2 at loss of CT = FALSE
Alarm 2 at loss of UM phase 1 = FALSE
Alarm 2 at loss of UM phase 2 = FALSE
Alarm 2 at loss of UM phase 3 = FALSE
Alarm 2 at loss of Unet = FALSE
Alarm 2 at loss of IM = FALSE
Alarm 2 at loss of control = FALSE
Alarm 2 at loss of excitation = FALSE
Alarm 2 at Temperature 1 = FALSE
Alarm 2 at Temperature 2 = FALSE
Alarm 2 at External Alarm = FALSE
Alarm 2 at 485 Error = FALSE
Alarm 2 at VDC Ring Error = FALSE
Alarm 2 at VDC Line Break = FALSE
Alarm 2 at Internal Power Fail = FALSE
Alarm 2 at Digital Output Fail = FALSE
Alarm 2 at CAN Monitor = FALSE
Alarm 2 at Monitor Alarm 1 = FALSE
Alarm 2 at Monitor Alarm 2 = TRUE
Alarm 2 at Monitor Alarm 3 = FALSE
Monitor Alarm 2 at FCB Alarm = FALSE
Monitor Alarm 2 at Diode Alarm = FALSE
Monitor Alarm 2 at Diode Trip = TRUE
Monitor Alarm 2 at UM Over Voltage = TRUE
Monitor Alarm 2 at UM Under Voltage = FALSE
Monitor Alarm 2 at Ie Over Current = FALSE
Monitor Alarm 2 at Ue Over Voltage = FALSE
Monitor Alarm 2 at Upwr Over Voltage = FALSE
Monitor Alarm 2 at External Alarm = FALSE
Monitor Alarm 2 at Emergency Exc. OFF = FALSE
Monitor Alarm 2 at Reverse Power = FALSE
Monitor Alarm 2 at GCB Alarm = FALSE
Monitor Alarm 2 at AVR output SC = FALSE
Monitor Alarm 2 at Stall Monitor = FALSE
Monitor Alarm 2 at Limiter Monitor 1 = FALSE
Monitor Alarm 2 at Limiter Monitor 2 = FALSE
Trip at loss of Remote Control = FALSE
Trip at Partial loss of UM = TRUE
Trip at loss of UM = TRUE
Trip at loss of CT = FALSE
Trip at loss of UM phase 1 = TRUE
Trip at loss of UM phase 2 = TRUE
Trip at loss of UM phase 3 = TRUE
Trip at loss of Unet = FALSE
Trip at loss of IM = TRUE
Trip at loss of control = TRUE

Trip at loss of excitation = TRUE
Trip at temperature 1 = FALSE
Trip at Temperature 2 = FALSE
Trip at External Alarm = FALSE
Trip at 485 Error = FALSE
Trip at VDC Ring Error = FALSE
Trip at VDC Line Break = FALSE
Trip at Internal Power Fail = TRUE
Trip at Digital Output Fail = TRUE
Trip at CAN Monitor = FALSE
Trip at Monitor Alarm 1 = FALSE
Trip at Monitor Alarm 2 = FALSE
Trip at Monitor Alarm 3 = FALSE
Monitor Alarm 3 at FCB Alarm = FALSE
Monitor Alarm 3 at Diode Alarm = FALSE
Monitor Alarm 3 at Diode Trip = FALSE
Monitor Alarm 3 at UM Over Voltage = FALSE
Monitor Alarm 3 at UM Under Voltage = FALSE
Monitor Alarm 3 at Ie Over Current = FALSE
Monitor Alarm 3 at Ue Over Voltage = FALSE
Monitor Alarm 3 at Upwr Over Voltage = FALSE
Monitor Alarm 3 at External Alarm = FALSE
Monitor Alarm 3 at Emergency Exc. OFF = FALSE
Monitor Alarm 3 at Reverse Power = FALSE
Monitor Alarm 3 at GCB Alarm = FALSE
Monitor Alarm 3 at AVR output SC = FALSE
Monitor Alarm 3 at Stall Monitor = FALSE
Monitor Alarm 3 at Limiter Monitor 1 = FALSE
Monitor Alarm 3 at Limiter Monitor 2 = FALSE
Monitor Alarm 1 at UF Outside = FALSE
Monitor Alarm 1 at UF Over Voltage = FALSE
Monitor Alarm 1 at UF Over Frequency = FALSE
Monitor Alarm 1 at UF Under Voltage = FALSE
Monitor Alarm 1 at UF Under Frequency = FALSE
Monitor Alarm 2 at UF Outside = FALSE
Monitor Alarm 2 at UF Over Voltage = FALSE
Monitor Alarm 2 at UF Over Frequency = FALSE
Monitor Alarm 2 at UF Under Voltage = FALSE
Monitor Alarm 2 at UF Under Frequency = FALSE
Monitor Alarm 3 at UF Outside = FALSE
Monitor Alarm 3 at UF Over Voltage = FALSE
Monitor Alarm 3 at UF Over Frequency = FALSE
Monitor Alarm 3 at UF Under Voltage = FALSE
Monitor Alarm 3 at UF Under Frequency = FALSE

[UF MONITOR]

Over Voltage A1 = 105.0%
Over Voltage A2 = 103.0%
Over Voltage B1 = 110.0%

Over Voltage B2 = 105.0%
Over Frequency A2 = 102.0%
Over Frequency B2 = 103.0%
Under Voltage A3 = 97.0%
Under Voltage A4 = 95.0%
Under Voltage B3 = 93.0%
Under Voltage B4 = 90.0%
Under Frequency A1 = 98.0%
Under Frequency B1 = 95.0%
Outside B Time = 1.0s
Over Voltage Time = 1800s
Over Frequency Time = 1800s
Under Voltage Time = 3600s
Under Frequency Time = 1800s
Timer Decrease Factor = 1.00

[LIMITER MONITOR]

Min Ie Limiter 1 = FALSE
Min UM Limiter 1 = FALSE
Min Iq Limiter 1 = FALSE
Max Ie Limiter 1 = FALSE
Max UM Limiter 1 = FALSE
Max IM Limiter 1 = FALSE
V/Hz Limiter 1 = FALSE
Min SP Reached Limiter 1 = FALSE
Max SP Reached Limiter 1 = FALSE
Min Ie Limiter 2 = FALSE
Min UM Limiter 2 = FALSE
Min Iq Limiter 2 = FALSE
Max Ie Limiter 2 = FALSE
Max UM Limiter 2 = FALSE
Max IM Limiter 2 = FALSE
V/Hz Limiter 2 = FALSE
Min SP Reached Limiter 2 = FALSE
Max SP Reached Limiter 2 = FALSE

[TIME]

SNTP IP = 192.168.2.1
SNTP Enabled = TRUE
Time Offset = 00:00

[DATA LOGGER]

Sample Rate = Off
Pre Trigger = 50.0%
Trigger Event 1 = 0
Trigger Event 2 = 0
Trigger Event 3 = 0

Trigger Event 4 = 0
Trigger Event 5 = 0
Trigger Event 6 = 0
Trigger Event 7 = 0
Trigger Event 8 = 0
Ext Signal 8 = 379
Ext Signal 9 = 375
Ext Signal 10 = 352
Ext Signal 11 = 397
Ext Signal 12 = 602

[MODBUS CHANNELS]

MB TCP Channel 0 = 350
MB TCP Channel 1 = 351
MB TCP Channel 2 = 352
MB TCP Channel 3 = 353
MB TCP Channel 4 = 354
MB TCP Channel 5 = 355
MB TCP Channel 6 = 358
MB TCP Channel 7 = 367
MB TCP Channel 8 = 370
MB TCP Channel 9 = 372
MB TCP Channel 10 = 374
MB TCP Channel 11 = 375
MB TCP Channel 12 = 379
MB TCP Channel 13 = 382
MB TCP Channel 14 = 388
MB TCP Channel 15 = 390
MB TCP Channel 16 = 394
MB TCP Channel 17 = 397
MB TCP Channel 18 = 399
MB TCP Channel 19 = 401
MB TCP Channel 20 = 404
MB TCP Channel 21 = 405
MB TCP Channel 22 = 413
MB TCP Channel 23 = 414
MB TCP Channel 24 = 429
MB TCP Channel 25 = 430
MB TCP Channel 26 = 431
MB TCP Channel 27 = 432
MB TCP Channel 28 = 527
MB TCP Channel 29 = 528
MB TCP Channel 30 = 529
MB TCP Channel 31 = 530
MB TCP Channel 32 = 531
MB TCP Channel 33 = 533
MB TCP Channel 34 = 555
MB TCP Channel 35 = 577
MB TCP Channel 36 = 578

MB TCP Channel 37 = 586
MB TCP Channel 38 = 587
MB TCP Channel 39 = 588
MB TCP Channel 40 = 589
MB TCP Channel 41 = 591
MB TCP Channel 42 = 592
MB TCP Channel 43 = 593
MB TCP Channel 44 = 594
MB TCP Channel 45 = 595
MB TCP Channel 46 = 596
MB TCP Channel 47 = 597
MB TCP Channel 48 = 598
MB TCP Channel 49 = 599
MB TCP Channel 50 = 600
MB TCP Channel 51 = 601
MB TCP Channel 52 = 602
MB TCP Channel 53 = 603
MB TCP Channel 54 = 604
MB TCP Channel 55 = 605
MB TCP Channel 56 = 791
MB TCP Channel 57 = 792
MB TCP Channel 58 = 808
MB TCP Channel 59 = 809