

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Marina Camponogara

**ANÁLISE DE ESTRATÉGIAS DO ERRO DE CONTROLE DE ÁREA
UTILIZANDO O SOFTWARE ANATEM**

**Santa Maria, RS, Brasil
2018**

Marina Camponogara

**ANÁLISE DE ESTRATÉGIAS DO ERRO DE CONTROLE DE ÁREA UTILIZANDO
O SOFTWARE ANATEM**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Engenheira Eletricista.**

Orientador: Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon

Santa Maria, RS
2018

Marina Camponogara

**ANÁLISE DE ESTRATÉGIAS DO ERRO DE CONTROLE DE ÁREA UTILIZANDO
O SOFTWARE ANATEM**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Engenheira Eletricista.**

Aprovado em 11 de julho de 2018:

**Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. Eng. (DESP, UFSM)
(Presidente/Orientador)**

Magdiel Schmitz, Me. Eng. (CEESP, UFSM)

Marco Antônio Ferreira Boaski, Me. Eng. (CEESP, UFSM)

**Santa Maria, RS
2018**

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela vida que recebi e por permitir que eu tenha tido saúde, carinho e condições para realizar esta etapa.

À minha mãe, Maria Andrea, pelo amor e cuidado dedicados a mim durante toda a minha vida, pelo seu exemplo de mulher batalhadora e pelas renúncias pessoais que fez em prol da minha formação. Ao meu pai, Rogério, pelo estímulo para vencer por mim mesma.

Ao meu namorado, engenheiro eletricitista e professor Klaus, pelo amor, companheirismo e ajuda que sempre me ofertou. Pela sua tranquilidade, proteção e os sonhos que temos juntos.

À minha avó, Carmen, por sua contribuição na formação da minha personalidade como pessoa, mulher e profissional.

Aos meus gatos – foram e são muitos para citar – que, durante toda a minha vida, foram bons amigos e me ensinaram o amor e a dor de perder alguém que amamos.

Aos meus sogros, Marta e Leandro, e à minha cunhada, Vitória, pela acolhida.

Ao meu orientador, Prof. Daniel Pinheiro Bernardon, pela orientação na iniciação científica e neste trabalho, por acreditar no meu potencial e por ter me oferecido a oportunidade de desenvolver a pesquisa junto a alguém tão capacitado.

Aos meus colegas do Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência (CEESP), Émerson, Robson, Lucas e Mauro, por toda a ajuda disponibilizada e por terem me dado a oportunidade de fazer bons amigos e ter bons momentos nesta longa jornada. Também agradeço à Valesca e ao Caio que, mesmo não participando mais do nosso grupo, são grandes amigos para mim.

Aos meus colegas de graduação, de quem sempre lembrarei com o maior carinho, Andrei, Bruna e Letícia, pela parceria e boa vontade.

A todos aqueles que, de uma maneira ou outra, contribuíram para este processo. O sucesso não é uma construção individual, mas sim o resultado do esforço enriquecido pelas contribuições daqueles dispostos a ajudar sempre.

“Tudo aquilo que sou, ou que pretendo ser, devo a um anjo: minha mãe.”

(Abraham Lincoln)

RESUMO

Trabalho de Conclusão de Curso II
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Santa Maria

ANÁLISE DE ESTRATÉGIAS DO ERRO DE CONTROLE DE ÁREA UTILIZANDO O SOFTWARE ANATEM

AUTORA: MARINA CAMPONOGARA

ORIENTADOR: DANIEL PINHEIRO BERNARDON, DR. ENG.

DATA E LOCAL DE DEFESA: SANTA MARIA, 11 DE JULHO DE 2018.

Um sistema elétrico de potência (SEP) vale-se de mecanismos de controle para suprir as contínuas variações de demanda, sem que haja diferença entre geração e carga e entregar energia com requisitos mínimos de frequência, tensão e confiabilidade. Este controle está disposto em níveis hierárquicos, a saber: (i) Regulação Primária, a qual atua nas máquinas primárias a fim de ajustar a geração à carga, estabilizando a frequência e (ii) Regulação Secundária, responsável pelo reestabelecimento da frequência ao seu valor de referência e pela manutenção do intercâmbio contratado entre áreas de controle. Esta última, também denominada Controle Automático de Geração (CAG), tem como principal parâmetro de análise o Erro de Controle de Área (ECA), cuja formação resulta da soma entre o produto bias e variação de frequência e a variação no intercâmbio de potência. Conforme os dados adquiridos, o CAG pode operar segundo três modalidades distintas: Controle de Intercâmbio e Frequência (do inglês, *Tie-Line-Bias Control*, TLB), Controle de Frequência (*Flat-Frequency Control*, FF) e Controle de Intercâmbio (*Flat-Tie-Line Control*, FTL). Este trabalho de conclusão de curso tem por objetivo, assim, analisar as estratégias do ECA, no sentido de usar apenas uma modalidade de CAG ou combiná-las, em relação ao comportamento da frequência, do intercâmbio e de variáveis correlacionadas, como a potência gerada, além de expor os benefícios da adoção da Regulação Secundária e também do Controle Secundário de Tensão (CST). Esta avaliação é feita por meio de simulação de eventos no *software* Análise de Transitórios Eletromecânicos (ANATEM). Por fim, o objetivo deste trabalho foi alcançado, uma vez que permitiu a análise das modalidades de controle que, nos estudos de caso simulados, operaram conforme sua função.

Palavras-chave: ANATEM. Áreas de Controle. Controle Automático de Geração. Controle de Frequência. Controle de Intercâmbio e Frequência. Controle de Intercâmbio. Erro de Controle de Área. Sistemas Elétricos de Potência.

ABSTRACT

Final Course Paper
Graduation Course in Electrical Engineering
Federal University of Santa Maria

ANALYSIS OF AREA CONTROL ERROR STRATEGIES USING ANATEM SOFTWARE

AUTHOR: MARINA CAMPONOGARA

ADVISOR: DANIEL PINHEIRO BERNARDON, DR. ENG.

DATE AND LOCAL OF DEFENSE: SANTA MARIA, JULY 11TH, 2018.

A power system uses control mechanisms to supply the continuous variations in demand, without difference between generation and demand and to deliver energy with minimum requirements of frequency, voltage and reliability. This control is organized in hierarchical levels, namely: (i) Primary Regulation, which operates in primary machines in order to adjust the generation to the load, stabilizing the frequency and (ii) Secondary Regulation, responsible for the restoration of frequency to its reference value and for the maintenance of hired interchange among control areas. The latter, also called Automatic Generation Control (AGC), has as its main parameter of analysis the Area Control Error (ACE), whose composition results from the sum between the product bias, frequency variation and the interchange variation. According to the acquired data, the AGC can operate in three different modalities: Tie-Line-Bias Control, Flat-Frequency Control and Flat-Tie-Line Control. The purpose of this work is to analyze the strategies of ACE, in order to use only one AGC modality or combining them, in relation to the behavior of frequency, interchange and correlated variables, such as power generation, besides showing the adoption benefits of Secondary Regulation and of Secondary Voltage Control (SVC). This evaluation is done through of event simulations using the ANATEM software. In conclusion, the aim was achieved, since it allowed the analysis of control modalities that, in the simulated case studies, operated according to their function.

Keywords: ANATEM. Area Control Error. Automatic Generation Control. Control Areas. Flat-Frequency Control. Flat-Tie-Line Control. Power Systems. Tie-Line-Bias Control.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – A estabilidade de SEPs e suas subdivisões.	21
Figura 2 – Os três tipos de estabilidade angular definidos por Mello (1983).	22
Figura 3 – Sistema gerador-linha-motor.....	23
Figura 4 – Curva potência versus ângulo.	24
Figura 5 – Malhas de controle de um SEP.	26
Figura 6 – Diagrama de blocos dos sistemas de Regulação Primária e Regulação Secundária.	28
Figura 7 – Origem dos dados utilizados em simulação no ANATEM.....	33
Figura 8 – Uso do ANAREDE, ANATEM e PlotCEPEL.....	34
Figura 9 – Exemplo de modelagem de geradores no ANATEM.	36
Figura 10 – Exemplo de sistema de controle.....	37
Figura 11 – Exemplo de código no ANATEM para o sistema de controle da Figura 10.	37
Figura 12 – Sistema em estudo.....	40
Figura 13 – Carregamento das barras piloto.....	44
Figura 14 – Frequência do sistema.	44
Figura 15 – Potência gerada.	45
Figura 16 – Fluxo na interligação.....	46
Figura 17 – Tensão nas barras piloto.....	47
Figura 18 – Frequência do sistema.	48
Figura 19 – Potência gerada.	49
Figura 20 – Fluxo na interligação.....	50
Figura 21 – ECA da área 1.	51
Figura 22 – ECA da área 2.	51
Figura 23 – Tensão nas barras piloto.....	52
Figura 24 – Fluxo na interligação.....	53
Figura 25 – Potência gerada.	53
Figura 26 – Frequência da área 1.....	54
Figura 27 – Frequência da área 2.....	55
Figura 28 – ECA da área 1.	55
Figura 29 – ECA da área 2.	56
Figura 30 – Tensão nas barras piloto.....	56
Figura 31 – Frequência do sistema.	57

Figura 32 – Fluxo na interligação.....	58
Figura 33 – Tensão na barra 4.	59
Figura 34 – Tensão na barra 5.	59
Figura 35 – Repartição de reativo da área 1.	60
Figura 36 – Tensão nas barras piloto.....	61
Figura 37 – Repartição de reativo da área 1.	62
Figura 38 – Carregamento da barra 5.	63
Figura 39 – Frequência da área 1.....	63
Figura 40 – ECA da área 1.	64
Figura 41 – Frequência do sistema.	66
Figura 42 – Potência gerada.	66
Figura 43 – Fluxo na interligação.....	67
Figura 44 – ECA da área 1.	68
Figura 45 – ECA da área 2.	68
Figura 46 – Tensão nas barras piloto.....	69
Figura 47 – Frequência da área 1.....	70
Figura 48 – Frequência da área 2.....	70
Figura 49 – Potência gerada.	71
Figura 50 – Fluxo na interligação.....	72
Figura 51 – ECA da área 1.	72
Figura 52 – ECA da área 2.	73
Figura 53 – Tensão nas barras piloto.....	74
Figura 54 – Frequência da área 1.....	75
Figura 55 – Frequência da área 2.....	75
Figura 56 – Potência gerada.	76
Figura 57 – Fluxo na interligação.....	76
Figura 58 – ECA da área 1.	77
Figura 59 – ECA da área 2.	78
Figura 60 – Tensão nas barras piloto.....	79
Figura 61 – Frequência da área 1.....	80
Figura 62 – Frequência da área 2.....	80
Figura 63 – Potência gerada.	81
Figura 64 – Fluxo na interligação.....	82
Figura 65 – ECA da área 1.	82

Figura 66 – ECA da área 2.	83
Figura 67 – Tensão nas barras piloto.....	84
Figura 68 – Frequência da área 1.....	85
Figura 69 – Frequência da área 2.....	85
Figura 70 – Potência gerada.	86
Figura 71 – Fluxo na interligação.....	87
Figura 72 – ECA da área 1.	87
Figura 73 – ECA da área 2.	88
Figura 74 – Tensão nas barras piloto.....	89

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Extensões utilizadas no ANATEM.....	35
Tabela 2 – Unidades lógicas utilizadas em estudos de controle de geração.....	38
Tabela 3 – Dados de barra obtidos a partir do fluxo de potência.	41
Tabela 4 – Dados de geração obtidos a partir do fluxo de potência.....	42
Tabela 5 – Dados de carga obtidos a partir do fluxo de potência.....	42
Tabela 6 – Dados dinâmicos dos geradores do sistema em estudo.	42

LISTA DE ABREVIATURAS

ANAFAS	Análise de Falhas Simultâneas
ANAREDE	Análise de Redes Elétricas
ANATEM	Análise de Transitórios Eletromecânicos
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CCF	Controle Carga-Frequência
CCT	Controle Coordenado de Tensão
CAG	Controle Automático de Geração
CST	Controle Secundário de Tensão
ECA	Erro de Controle de Área
FF	<i>Flat Frequency Control</i>
FluPot	Fluxo de Potência Ótimo
FTL	<i>Flat-Tie-Line Control</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PlotCEPEL	Programa de Visualização de Gráficos do CEPEL
RAV	Regulador Automático de Velocidade
RAT	Regulador Automático de Tensão
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
TLB	<i>Tie-Line-Bias Control</i>

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	15
1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA.....	17
1.2 OBJETIVO GERAL	18
1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	18
1.4 ORGANIZAÇÃO DE CAPÍTULOS	19
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	20
2.1 ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	20
2.1.1 Estabilidade Angular	21
2.1.1.1 Relação potência-ângulo.....	23
2.1.2 Estabilidade de Tensão	24
2.2 CONTROLE CARGA-FREQUÊNCIA	25
2.2.1 Regulação Própria	26
2.2.2 Regulação Primária	27
2.2.3 Regulação Secundária	27
2.2.3.1 Área de Controle.....	28
2.2.3.2 Modalidades do CAG	29
2.2.3.2.1 Operação Isolada	29
2.2.3.2.2 Operação Interligada	29
2.2.4 Controle Secundário de Tensão	31
3 SOFTWARE ANATEM	32
3.1 CARACTERÍSTICAS.....	32
3.1.1 Funcionamento	32
3.1.2 Extensões	34
3.2 MODELAGEM	35
3.3 SIMULAÇÕES.....	37
4 ESTUDOS DE CASOS	40
4.1 DADOS DO SISTEMA	40
4.2 SEM REGULAÇÃO SECUNDÁRIA	43
4.3 INCLUSÃO DO CAG	47
4.3.1 Adição de carga às barras piloto	48
4.3.2 Abertura da interligação	52
4.4 INCLUSÃO DO CAG E DO CST	57
4.4.1 Adição de carga às barras piloto	57
4.4.2 Abertura da interligação	61
4.5 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DO BIAS.....	62
4.6 ANÁLISE DAS MODALIDADES DE CONTROLE DO CAG.....	64
4.6.1 Modo TLB	65
4.6.2 Modo FF	69
4.6.3 Modo FTL	74
4.6.4 Modos TLB e FF	79
4.6.5 Modos TLB e FTL	84

5	CONCLUSÃO.....	90
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	92
	APÊNDICE A	94
	APÊNDICE B.....	95
	APÊNDICE C	99
	APÊNDICE D	104
	APÊNDICE E.....	110
	APÊNDICE F.....	115
	APÊNDICE G	120
	APÊNDICE H.....	125

INTRODUÇÃO

A evolução dos segmentos do sistema de energia elétrica está, em parte, associada ao crescimento populacional e ao desenvolvimento do setor manufatureiro (CARÇÃO, 2011). Com a possibilidade de mudanças no comportamento de consumo, indícios das vulnerabilidades do sistema elétrico de potência (SEP) são indicadores para iniciar a execução de novos projetos de inovação e estruturação, bem como de reforço na supervisão, controle e operação do mesmo.

Ao SEP se define como o conjunto de equipamentos e instalações elétricas indispensáveis para que os segmentos de geração, transmissão e distribuição funcionem em sincronia. O subsistema de geração é formado pelas usinas geradoras, a partir das quais os grandes blocos de energia produzidos são transmitidos por meio das linhas de transmissão até as subestações de distribuição, de onde partem os alimentadores que finalizam a tarefa de entregar a energia ao consumidor. Assim, o SEP tem a função precípua de fornecer energia elétrica aos usuários, grandes ou pequenos, com a qualidade adequada, no instante em que for solicitada (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

Em um país com dimensões continentais, a prática da interconexão de subsistemas é fundamental para o aproveitamento ótimo dos recursos, em vista da variação sazonal da disponibilidade de energia primária em cada uma das regiões. Trata-se de um meio de aumentar a confiabilidade do sistema e também de reduzir as reservas operativas (AL-SHAALAN, 2013). Até há pouco no Brasil, era possível distinguir dois grandes sistemas interligados: o sistema da região Sul/Sudeste/Centro-Oeste e o sistema da região Norte/Nordeste. (SATO; FREITAS, 2015). Atualmente, a interligação destes dois grandes sistemas forma o chamado Sistema Interligado Nacional (SIN), um sistema cada vez mais complexo que tem como principal desafio o atendimento a um grande número de consumidores em uma vasta faixa territorial. Recentemente, este problema tem se tornado ainda maior, devido à inserção massiva de fontes intermitentes no sistema, tornando-o ainda mais dependente da capacidade de variação instantânea de usinas com grandes reservas de energia primária (EPE, 2017). Ademais, fatores como a crescente demanda de energia elétrica, restrições de ordem econômica e complexidade de topologia, inserção de geração distribuída e possibilidade de operação ilhada de microrrede (LA GATTA, 2012) contribuem para o aumento da complexidade operacional e de planejamento do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB).

Quanto aos requisitos fundamentais para operação de um SEP, ressalta-se: (i) ser capaz de suprir as contínuas mudanças de carga, sem que haja déficit entre geração e demanda, (ii)

suprir energia com o menor custo econômico e impacto ecológico possível e (iii) o suprimento de energia deve atender a um desempenho mínimo de variação de frequência, variação de tensão e nível de confiabilidade (ALMEIDA, 2004).

Dentre esses requisitos, o primeiro tem sido atribuído principalmente às usinas hidroelétricas, em razão desta possuir uma rápida resposta no despacho de energia, além de apresentarem baixo custo adicional na prestação destes serviços. Restrições de ordem socioambiental à grandes barragens, especialmente nos últimos 10 anos, tem mudado o papel das fontes hidráulicas na expansão do sistema, em especial a penetração de usinas hidroelétricas com capacidade de armazenamento (EPE, 2017). Com isso, tem havido uma redução do volume hídrico armazenado nas hidroelétricas em operação que, diante das constantes solicitações, leva a uma contração da sua capacidade de controle de oferta. Este cenário pode se agravar em caso de períodos de estiagem nas bacias hidrográficas, impossibilitando que sozinhas as usinas hidroelétricas mantenham o controle da oferta, sendo necessário assim pôr em operação as usinas termoelétricas, o que implica no aumento do custo da energia elétrica, indo na contramão do segundo requisito apresentado.

No contexto do terceiro requisito, são aplicados diversos níveis de controle, uma vez que as falhas de maior gravidade, isto é, aquelas que resultam no colapso do sistema, são raramente resultado de um único distúrbio, mas sim a combinação de circunstâncias que perturbam a rede acima de sua capacidade (KUNDUR, 1994). A associação de distúrbios pode resultar em cortes de energia que se propagam por diversos centros de consumo, sendo imprescindível a atuação dos sistemas de proteção, para que estes que sejam contidos dentro de uma pequena parte do sistema a fim de se evitar danos de maior magnitude.

Pode-se afirmar que o sistema de controle de um SEP é composto por dois grandes níveis, a saber: o sistema de regulação primária e o sistema de regulação secundária. O controle primário é, no que lhe diz respeito, responsável por controlar o torque da máquina primária por meio do uso de reguladores automáticos de velocidade (RAV), fazendo com que a potência gerada se adapte às variações de carga do sistema. Entretanto, a atuação do controle primário normalmente resulta em desvios de frequência, criando a necessidade de se adotar um segundo nível de controle. A este dá-se o nome de sistema de regulação secundária, ou Controle Automático de Geração (CAG) que, por sua vez, tem como objetivo primordial, reestabelecer a frequência ao seu valor de referência (ALMEIDA, 2004). Ainda, deve-se destacar que, embora não seja o enfoque deste trabalho, que o SEP conta também com controle de tensão. Este controle é feito, da mesma maneira, em nível primário e secundário, com o uso de reguladores automáticos de tensão (RAT).

A avaliação do controle de SEPs é facilitada pela aplicação da propriedade de desacoplamento entre os pares de variáveis potência ativa & frequência e potência reativa & tensão. O uso dessa propriedade é de suma importância para analisar o comportamento do sistema como um todo frente à ocorrência de distúrbios e para avaliar se a operação dos níveis de controle é satisfatória.

O correto funcionamento dos níveis de controle é condição indispensável para o atendimento dos requisitos de operação do SEP. Diante disso, conhecer os mecanismos de controle, além de ser capaz de reconhecer suas falhas e também analisar as modalidades de controle são condições de suma importância para estabelecer o método mais adequado com a operação mais eficiente.

Neste sentido, o *software Análise de Transitórios Eletromecânicos (ANATEM)*¹ é um programa voltado para a simulação não-linear de transitórios eletromecânicos de SEPs de grande porte, sendo utilizado para análise do funcionamento dos níveis de controle na geração, transmissão e distribuição de energia. No presente trabalho, este *software* será empregado no estudo do Erro de Controle de Área (ECA), parâmetro chave da regulação secundária do controle carga-frequência. Ainda, são utilizados os *softwares Análise de Redes Elétricas (ANAREDE)*² e o *Programa de Visualização de Gráficos do CEPEL (PlotCEPEL)*³, sendo os todos os três desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL).

1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA

Diante da complexidade inerente ao controle de um SEP interligado, garantir a operação estável a um mínimo custo é um problema muito complexo e os ganhos econômicos compreendidos pela solução deste problema são enormes (KUNDUR, 1994). O principal objetivo de qualquer controle é que o sistema opere dentro de uma faixa admissível e pré-estabelecida, independente do cenário. Para isso, os mecanismos de controle de geração devem atuar para adaptar a geração às demandas de carga da área, além da programação de intercâmbios entre as áreas de controle (MELLO, 1979), entregando energia com os padrões estabelecidos de tensão e frequência.

A existência do ECA significa que há excesso ou déficit de energia em uma área e que uma correção é necessária para restaurar a frequência do sistema para o valor programado

¹ Disponível em: <http://www.cepel.br/produtos/anatem-analise-de-transitorios-eletromecanicos.htm>.

² Disponível em: <http://www.cepel.br/produtos/anarede-analise-de-redes-eletricas.htm>.

³ Disponível em: <http://www.cepel.br/produtos/programas-computacionais/menu/plotcepel-visualizacao-grafica-de-resultados-de-aplicativos-de-analise-de-redes-eletricas.htm>.

(AZIZ; MTO; STOJSEVSKI, 2014). O ECA é um sinal utilizado no Controle Automático de Geração (CAG) do SEP o qual objetiva casar a geração de energia de uma área de controle e a carga instante a instante. O CAG tem três modalidades, conforme o cálculo do ECA: Controle de Intercâmbio e Frequência (TLB, do inglês, *Tie-Line-Bias Control*), Controle em Frequência Constante (FF, *Flat-Frequency Control*) e Controle de Intercâmbio Constante (FTL, *Flat-Tie-Line Control*) (ALMEIDA, 2004).

Assim, ao conhecer a estrutura de níveis de controle do controle carga-frequência (CCF), fica evidente a importância do ECA no funcionamento do SEP, como última instância no controle de frequência e de intercâmbio de potência. Diante disso, analisar o desempenho dinâmico do sistema para cada modo de controle é de suma importância para definir a melhor estratégia de controle.

1.2 OBJETIVO GERAL

Este trabalho tem por objetivo analisar as modalidades de Erro de Controle de Área (ECA) a partir de estudos de caso de um sistema composto por duas áreas de controle, utilizando o *software* ANATEM para simulação de eventos e elaboração de controles.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

São objetivos específicos deste trabalho:

- Realizar revisão bibliográfica sobre estabilidade e controle carga-frequência, com ênfase no CAG e no ECA.
- Apresentar a maneira como serão analisados os casos, utilizando o *software* ANATEM e apresentá-lo brevemente.
- Avaliar o comportamento de um sistema de pequeno porte (a) sem regulação secundária, (b) com CAG e (c) com CAG e com CST a fim de demonstrar a relevância da Regulação Secundária na operação do sistema.
- Avaliar o comportamento de um sistema de pequeno porte quanto à variação do *bias*.
- Ajustar os controladores padrão do ANATEM para atenderem os modos FF e FTL e realizar estudo de caso para as três modalidades de operação do ECA, bem como para combinações destas com o modo TLB.
- Obter conclusões e resultados a partir das simulações realizadas.

1.4 ORGANIZAÇÃO DE CAPÍTULOS

O presente trabalho é composto de seis capítulos, sendo o primeiro capítulo denominado Introdução e o último, Referências Bibliográficas.

No segundo capítulo, é apresentada uma revisão bibliográfica, descrevendo aspectos teóricos sobre estabilidade, com ênfase em estabilidade angular, além de problema do controle carga-frequência, com destaque para o CAG.

No terceiro capítulo, é realizada uma breve apresentação sobre o *software* ANATEM, bem como os procedimentos para a modelagem de máquinas, controles e eventos, ademais do modo como serão avaliados os resultados obtidos a partir das simulações feitas com ele. São feitas ainda menções ao uso do ANAREDE e do PlotCEPEL.

O quarto capítulo disserta sobre os estudos de caso deste trabalho, onde são tratados aspectos de simulação, como eventos e ajuste de controladores, bem como discussão dos resultados obtidos.

Por fim, o quinto capítulo apresenta as conclusões deste trabalho, considerações acerca dos objetivos estipulados e perspectivas para trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O presente capítulo tem como objetivo apresentar a revisão acerca dos principais registros científicos encontrados na literatura especializada. Serão apresentadas brevemente as teorias de estabilidade de sistemas elétricos, especialmente a estabilidade angular (Seção 2.1), além do controle carga-frequência (Seção 2.2). Dá-se ênfase ao Controle Automático de Geração (CAG), também denominado Regulação Secundária, em função do Erro de Controle de Área (ECA) ser o parâmetro de estudo deste trabalho.

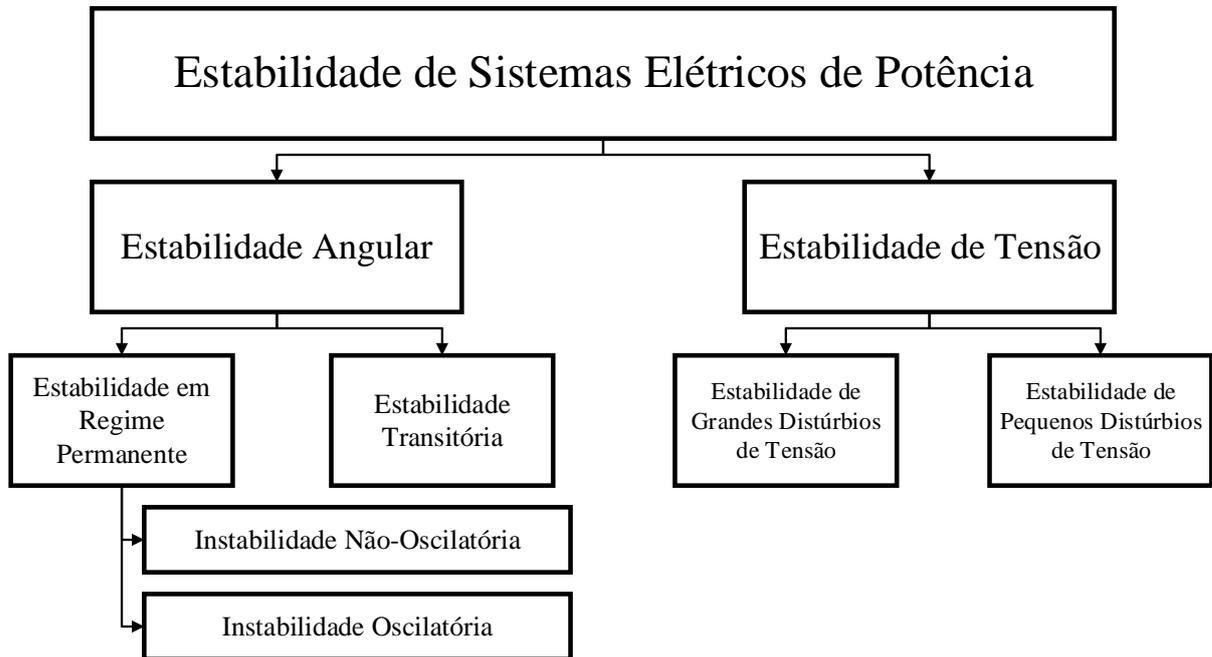
2.1 ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

De modo geral, a estabilidade de um sistema de potência pode ser definida como a capacidade que um sistema de potência tem de permanecer no estado de equilíbrio operativo sob condições normais de operação ou de retornar a um nível aceitável de equilíbrio após ser sujeito a um distúrbio (KUNDUR, 1994). Estes, por sua vez, são figurados por eventos como aplicação súbita de cargas, ocorrência de faltas, perda da excitação no campo de um gerador ou ação de disjuntores, que podem causar a perda de sincronismo, mesmo que não seja ultrapassado o limite de estabilidade (STEVENSON, 1974).

Neste sentido, levando-se em consideração os estados de operação de um SEP, o limite de estabilidade pode ser definido para cenários de regime permanente e regime transitório. Define-se limite de estabilidade em regime permanente como sendo a máxima potência que pode ser transmitida por um ponto específico do sistema, sem que haja perda da estabilidade, quando a carga é aumentada gradativamente. O limite de estabilidade em regime transitório é igualmente explanado, porém na condição de ocorrência de uma perturbação súbita. Kimbark (1948), por exemplo, afirma que o limite de estabilidade transitória está sempre abaixo do limite de estabilidade em regime permanente, todavia, podendo assumir valores diferentes, conforme a natureza e a magnitude do distúrbio.

Além da segregação por condição de operação, o estudo de estabilidade de SEP pode ser ainda subdividido em duas grandes áreas: a estabilidade angular e a estabilidade de tensão. Esta divisão é apresentada na Figura 1. Mesmo não sendo o escopo desta pesquisa, justificando sua omissão do diagrama apresentado na Figura 1, ressalta-se que existem outras duas áreas de concentração no estudo de estabilidade, a estabilidade de meio-termo e a estabilidade de longo-termo.

Figura 1 – A estabilidade de SEPs e suas subdivisões.



Fonte: Adaptado de (KUNDUR, 1994).

2.1.1 Estabilidade Angular

A estabilidade angular de um sistema é definida como a capacidade de uma máquina síncrona de um sistema interligado manter-se em sincronismo após ter sofrido uma perturbação na rede (KARNIKOWSKI, 2016). Esta estabilidade depende da habilidade de manter ou restaurar o equilíbrio entre os torques mecânico e eletromagnético de cada máquina síncrona do sistema (KUNDUR et al., 2004). Estes torques relacionam-se por meio de (1), a chamada Equação de Oscilação ou Equação Swing.

$$J \frac{\partial^2 \theta_m}{\partial t^2} = T_a = T_m - T_e \quad (1)$$

onde J é o momento de inércia total das massas do rotor, em quilograma-metros quadrados; θ_m , deslocamento angular do rotor em relação ao eixo estacionário, em radianos mecânicos; T_m , torque mecânico suprido pela máquina primária, diminuído o torque devido às perdas rotacionais, em newton-metro; T_e , torque eletromagnético resultante, em newton-metro; T_a , torque acelerante, em newton-metro.

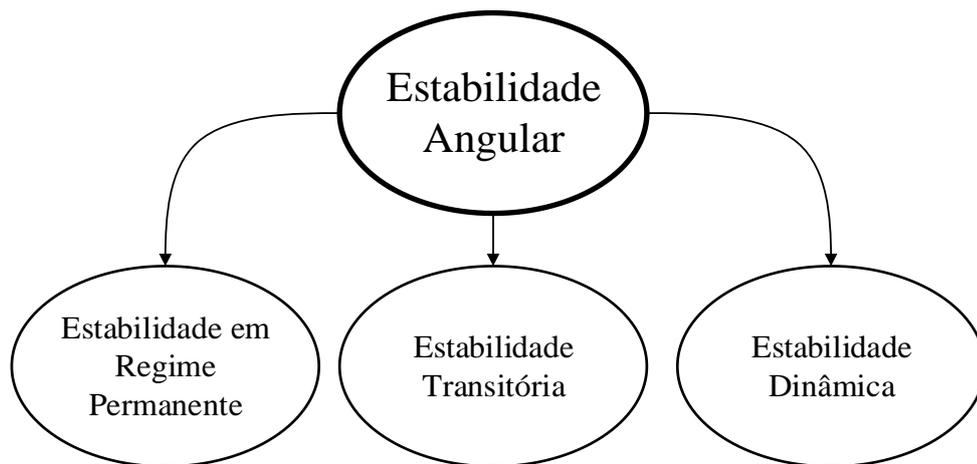
O torque mecânico atua no aumento da velocidade rotacional, enquanto o torque eletromagnético tem a função de desacelerar o rotor. Quando os torques mecânico e eletromagnético são iguais, em magnitude, a velocidade de rotação é constante. Porém, se

houver um aumento de carga, então o torque eletromagnético será maior que o torque mecânico e, com isso, sistema de rotação começará a frear (WOOD; WOLLENBERG, 1996), levando a um decréscimo na frequência do sistema.

Da mesma maneira, se a potência gerada for superior à demanda, então o torque mecânico será maior que o eletromagnético e, assim, velocidade de rotação tende a aumentar, causando um incremento na frequência do sistema. É importante salientar que, quando se anula bruscamente a carga, pode ocorrer o disparo imediato da turbina e, conseqüentemente, sua destruição devido à força centrífuga (WEEDY, 1973).

A análise de estabilidade angular pode ser dividida em três grandes campos, conforme apresentado na Figura 2. Esta divisão é apresentada por Mello (1983) e também por Kundur (1994), embora este último autor trate o termo estabilidade em regime permanente como estabilidade de pequenos sinais ou pequenos distúrbios.

Figura 2 – Os três tipos de estabilidade angular definidos por Mello (1983).



Fonte: Autoria própria.

A estabilidade em regime permanente consiste da habilidade do sistema de se manter em sincronismo sob ocorrência de pequenos distúrbios (KUNDUR, 1994). Estas variações são lentas o suficiente para que se considere o sistema em regime permanente e, portanto, esse tipo de estabilidade pode ser considerado como uma função do sistema, independente da magnitude do distúrbio. Já a estabilidade transitória é a capacidade que um SEP tem de se manter em sincronismo quando sujeito a situações cuja resposta do sistema envolve largas excursões do ângulo do rotor do gerador e é influenciada pela relação não-linear potência-ângulo (KUNDUR,

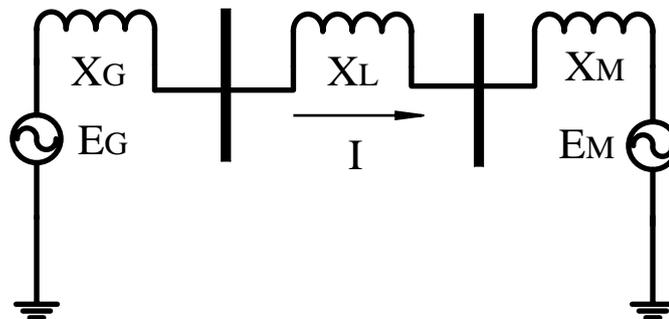
1994). Os estudos de estabilidade transitória são mais comumente efetuados por refletirem sua grandiosa importância na prática (STEVENSON, 1974).

Por fim, a estabilidade dinâmica é a última classe pertencente ao estudo de estabilidade angular, entretanto, Kundur (1994) indica que há confusão quanto à utilização deste termo, já que diferentes autores utilizam diferentes fenômenos para denotar este tipo de estabilidade, e desencoraja o uso desta classificação. De acordo com Mello (1983), a estabilidade dinâmica é baseada nas propriedades dinâmicas linearizadas do sistema, não sendo função do distúrbio, da mesma maneira que a estabilidade em regime permanente.

2.1.1.1 Relação potência-ângulo

A relação potência-ângulo é uma característica de suma importância para a análise de estabilidade angular. Ela relaciona as mudanças de potência e das posições angulares dos rotores de máquinas síncronas (KUNDUR, 1994). Como forma de ilustrar este conceito, considera-se um sistema formado por um gerador, uma linha de transmissão e um motor, mostrado na Figura 3. Estes elementos são caracterizados pelas reatâncias X_G , X_L e X_M e tanto gerador quanto motor têm tensões internas E_G e E_M .

Figura 3 – Sistema gerador-linha-motor.



Fonte: Adaptado de (KUNDUR, 1994).

A potência transferida do gerador para o motor é dada em função da separação angular entre os rotores das duas máquinas e é determinada por (2). Esta separação angular se deve a três componentes: o ângulo interno do gerador, a diferença angular entre as tensões terminais do gerador e do motor e ao ângulo interno do motor (KUNDUR, 1994).

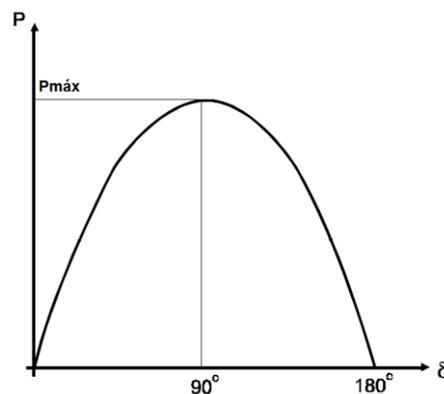
$$P = \frac{E_G E_M}{X_T} \text{sen}(\delta) \quad (2)$$

$$X_T = X_G + X_L + X_M \quad (3)$$

onde P é a potência transferida do gerador para o motor; E_G , a tensão interna do gerador; E_M , tensão interna do motor; X_T , a reatância total, dada em (3); δ , separação angular ou ângulo de potência.

A relação dada em (2) é não-linear, como é possível observar pela curva potência-ângulo é plotada ilustrada na Figura 4.

Figura 4 – Curva potência versus ângulo.



Fonte: Adaptado de (COSTA; SILVA, 2000).

A máxima transferência de potência ocorre quando a separação angular é igual a 90 graus. Quando essa separação se tornar maior que 90, devido a uma tentativa de se obter uma potência maior do que a máxima potência observada, ocorrerá uma diminuição na potência de saída do gerador, tornando-a instável e perdendo o sincronismo (WEEDY, 1973).

2.1.2 Estabilidade de Tensão

A estabilidade de tensão é a habilidade que um sistema de potência tem de manter tensões estáveis em todas as barras do sistema tanto sob condições operativas normais quanto após ser sujeito a um distúrbio (KUNDUR, 1994).

A instabilidade de tensão se reflete em um sistema se, em ao menos uma das barras, a tensão decai com o aumento da injeção de potência reativa. Em outras palavras, um sistema tem tensão estável se a relação potência reativa-tensão é positiva para todas as barras do sistema e é instável caso esta relação é negativa para pelo menos uma barra do sistema (KUNDUR, 1994).

Logo, a tensão pode ser controlada injetando-se no sistema reativo de sinal conveniente (WEEDY, 1973).

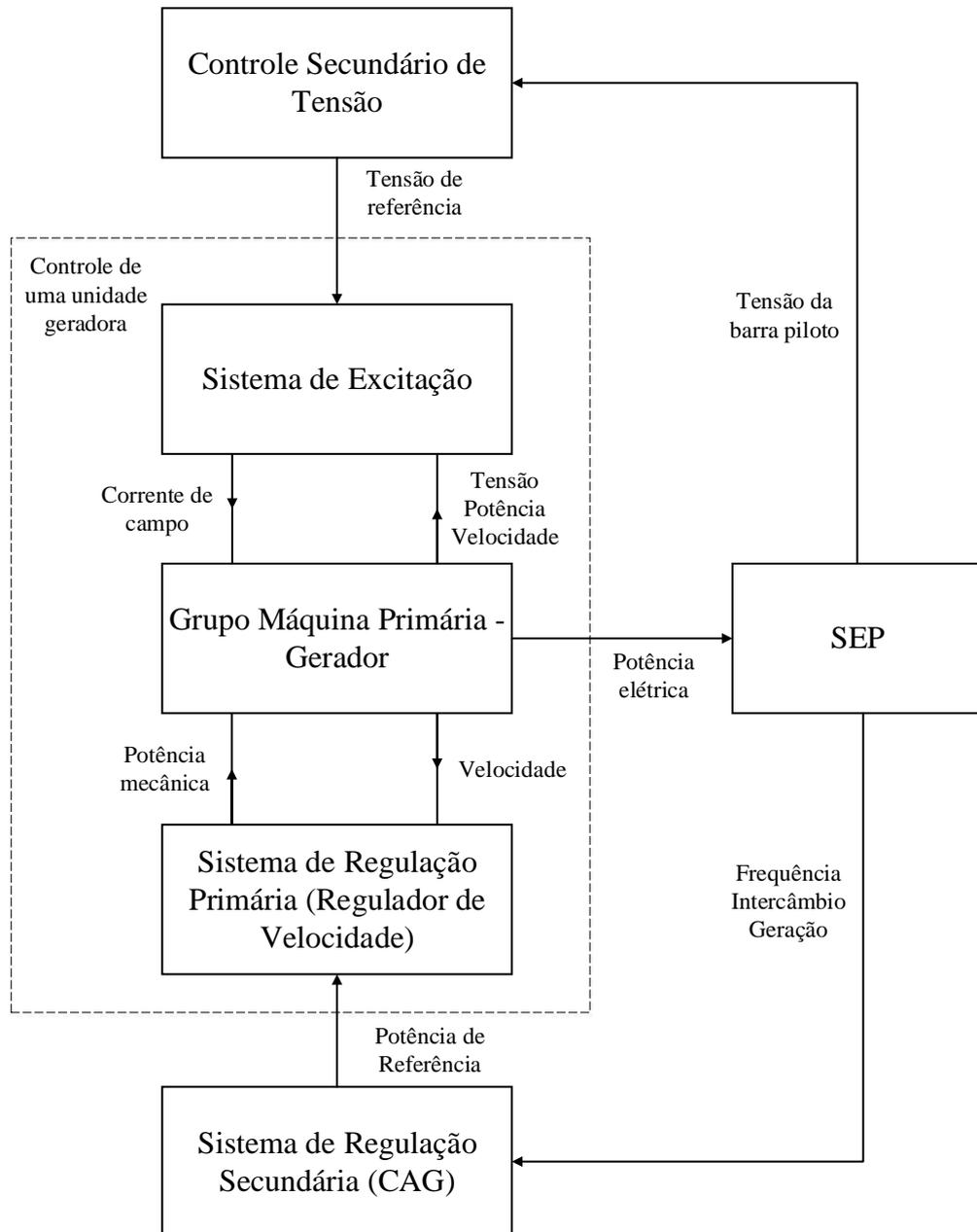
2.2 CONTROLE CARGA-FREQUÊNCIA

Assim como se sabe, a carga do sistema é inconstante, variando ao longo do dia, de maneira que o estado de equilíbrio carga-geração está sempre em processo de alteração. É evidente que em cada instante a potência gerada pelas máquinas deve se igualar à carga do sistema (WEEDY, 1973), a fim de que este estado de equilíbrio seja retomado. Para tanto, o SEP se vale de um sistema de controle capaz de gerenciar a geração e a frequência do sistema, ao qual se denomina Controle Carga-Frequência (CCF).

O CCF de um SEP é normalmente efetuado em duas etapas: a primeira, denominada controle primário, é realizada automaticamente pelos reguladores de velocidade desbloqueados de todas as unidades geradoras sincronizadas ao sistema. A regulação secundária, por sua vez, fica a cargo das empresas controladoras de área, que enviam sinais de comando a determinadas usinas pertencentes à sua área. No Brasil, todas estas empresas realizam a regulação secundária automaticamente, através de equipamentos de CAG, aos quais também é atribuída, dependendo do modo de controle adotado, a tarefa de controlar intercâmbios de energia entre sua área e as demais (FERREIRA; ELLIS, 1999).

A Figura 5 mostra as malhas de controle de um SEP, na qual é possível constatar duas malhas: a malha interna, que trata do controle dentro da unidade geradora, na qual está incluso o controle de velocidade, responsável pela Regulação Primária; a malha externa engloba o CAG, também denominado de Regulação Secundária, e o Controle Secundário de Tensão (CST).

Figura 5 – Malhas de controle de um SEP.



Fonte: Adaptado de (ALMEIDA, 2004).

2.2.1 Regulação Própria

Considerando um súbito aumento de carga no sistema, observa-se, instantaneamente, que haverá um déficit de geração para suprir essa nova demanda. Este aumento de demanda é atendido, em um primeiro momento, pela energia cinética das massas girantes dos geradores contidos no sistema. Isso leva à redução da velocidade de rotação e, conseqüentemente, a frequência elétrica do sistema. Esse novo estado de equilíbrio é alcançado por meio da

propriedade que o sistema de potência tem de alcançar um novo estado de equilíbrio “por si só”, denominada Regulação Própria (VIEIRA FILHO, 1984).

A Regulação Própria é expressa por meio do coeficiente de amortecimento, que relaciona a variação de carga em função da frequência, dado por (4).

$$D = \frac{\Delta P_D}{\Delta f} \quad (4)$$

onde D é o coeficiente de amortecimento, em múltiplos de watts por hertz; P_D a carga ativa do sistema, em múltiplos de watts e f é a frequência, em hertz;

2.2.2 Regulação Primária

A capacidade do sistema se autorregular (Regulação Própria) leva a grandes excursões de frequência, resultando em níveis operativos inaceitáveis. Assim, há necessidade da atuação de um sistema de controle que seja capaz de conduzir o sistema a um ponto de equilíbrio mais adequado. Por isso, as unidades geradoras são dotadas de mecanismos de regulação de velocidade automática, que atuam no sentido de elevar ou reduzir a potência da unidade, quando a velocidade (ou a frequência) se afasta da velocidade de referência. A esta regulação automática exercida pelos reguladores de velocidade das máquinas do sistema, denomina-se Regulação Primária (VIEIRA FILHO, 1984). Dessa maneira, é função do controle primário estabelecer a frequência.

Entretanto, os reguladores de velocidade têm característica estática, caracterizada por uma propriedade denominada estatismo. Isto implica na existência de um desvio de frequência em regime permanente proporcional ao desequilíbrio de potência ocorrido e que só pode ser resolvido mediante à adoção de um segundo estágio de controle, denominado Regulação Secundária.

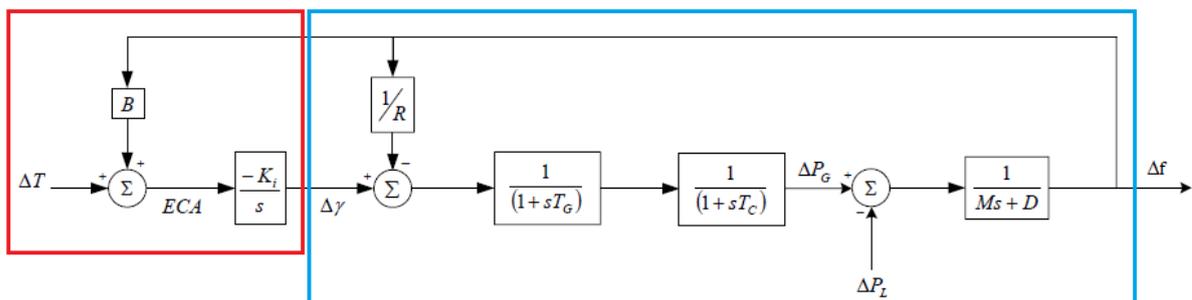
2.2.3 Regulação Secundária

A Regulação Secundária, ou Controle Automático de Geração, tem como objetivos primários (i) regular a frequência para um valor nominal específico e (ii) manter o intercâmbio de potência entre as áreas de controle nos valores programados ajustando a saída dos geradores selecionados (KUNDUR, 1994). O CAG também possui o objetivo secundário de distribuir a variação de geração entre os geradores de maneira a minimizar custos operativos (LA GATTA, 2012).

Obviamente, em um sistema isolado, o intercâmbio de potência não é abordado e, por isso, o CAG tem como função única o controle de frequência. Entretanto, em sistemas interligados, o CAG pode ser executado em três modalidades, cuja determinação é feita por meio do cálculo do Erro de Controle de Área (ECA), que é a variável e deve retornar a zero com a atuação do controle integral, conforme observado na Figura 6. Estas modalidades serão apresentadas mais detalhadamente na Seção 2.2.3.2.

A Figura 6 demonstra o sistema de controle primário e secundário de um SEP. A Regulação Primária contempla maior parte do diagrama, em azul, desde o controlador proporcional $\frac{1}{R}$ (referente ao estatismo do RAV) até a saída do bloco avanço-atraso, em termos de frequência. Já a Regulação Secundária, à esquerda do diagrama, em vermelho, é formada por um bloco proporcional, que contém o parâmetro *bias* B , um bloco somador, responsável pela inclusão do intercâmbio no controle secundário, cuja saída é o ECA e um bloco integrador, com a função de levar a zero o sinal do ECA.

Figura 6 – Diagrama de blocos dos sistemas de Regulação Primária e Regulação Secundária.



Fonte: Adaptado de (ALMEIDA, 2004).

2.2.3.1 Área de Controle

Área de controle é a parte de um sistema de potência a qual os grupos de unidades geradoras correspondem às variações contidas nesta parte do sistema (VIEIRA FILHO, 1984). Para que não sofram grandes excursões de frequência, é uma premissa básica que cada área de controle deve ser o mais balanceada possível em termos de carga e geração. Ademais, a capacidade de geração equivalente de uma área deve ser tal que garanta o suprimento de energia para as cargas contidas na área (LA GATTA, 2012).

Além das características referenciadas, as áreas de controle podem operar tanto na forma isolada quanto interconectadas. Em caso de interconexão, as linhas de interligação devem,

sempre que possível, trabalhar com folgas suficientes para garantir intercâmbios de auxílio, de emergência ou para otimização operativa, entre outros (VIEIRA FILHO, 1984).

2.2.3.2 Modalidades do CAG

2.2.3.2.1 Operação Isolada

Em caso de operação de uma única área de controle, o CAG tem como única função o controle de frequência. Assim, o ECA é igual ao desvio da frequência, como em (5).

$$ECA = \Delta f \quad (5)$$

onde ECA é o Erro de Controle de Área, em hertz e Δf a variação de frequência, em hertz;

Após a atuação do CAG, o ECA deve ser nulo, ou seja, a frequência deve retornar ao valor de referência.

2.2.3.2.2 Operação Interligada

Já no caso de sistemas interligados, o CAG pode operar em três modalidades: Controle de Intercâmbio e Frequência (TLB, do inglês, *Tie-Line-Bias Control*), Controle em Frequência Constante (FF, *Flat-Frequency Control*) e Controle de Intercâmbio Constante (FTL, *Flat-Tie-Line Control*). A estratégia adotada deve ser tal que não introduza no sistema qualquer tendência de instabilidade (ONS, 2016a).

A determinação da modalidade em operação é feita por meio do cálculo do ECA, um sinal formado por duas parcelas, em termos de potência, que reflete o descasamento entre a geração e a demanda de uma área (GRANTHAM; KING, 1994). No caso dos sistemas interligados, quando a atuação do controle secundário termina, tanto os desvios de frequência quanto os desvios de intercâmbio devem ser nulos. Isto significa, conseqüentemente, que os ECAs também serão nulos (VIEIRA FILHO, 1984).

O modo TLB é a modalidade de operação normal de todas as áreas de controle e atua a fim de desempenhar as duas funções primordiais do controle secundário estabelecidas por Kundur (1994). O modo como o ECA é calculado neste caso é a equação completa, conforme (6).

$$ECA = B \cdot \Delta f + \Delta T \quad (6)$$

onde ECA é o Erro de Controle de Área, em megawatts; B , bias, em megawatts por hertz; Δf , variação de frequência, em hertz; ΔT : variação de intercâmbio, em megawatts;

Cohn (1957) caracteriza três diferentes funções para o modo TLB: (i) faz com que cada área absorva suas próprias mudanças de carga, (ii) determina a resposta em regime permanente de uma área a uma mudança remota de carga e (iii) faz com que cada área compartilhe seu sistema de controle de frequência. Nas diretrizes estabelecidas pelo ONS para estudos para definição de estratégias de controle, contidas no Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede (ONS, 2016a), as combinações de modos de operação sempre incluem o modo TLB.

O modo FF opera de maneira a regular apenas a frequência. Assim, o ECA se reduz a (7).

$$ECA = B \cdot \Delta f \quad (7)$$

O modo FTL atua para controlar apenas o intercâmbio entre áreas de controle, de forma que o ECA é calculado conforme (8).

$$ECA = \Delta T \quad (8)$$

O *bias* é um fator que converte um desvio de frequência em unidade de potência (ALMEIDA, 2004). Seu ajuste é feito com base na premissa de que cada área possui condições de atender às suas próprias demandas. Diante disso, o *bias* é considerado igual à característica natural da área, calculada segundo (9).

$$\beta = \frac{1}{R} + D \quad (9)$$

onde β é a característica natural da área; R , o estatismo dos reguladores de velocidade da área; D , constante de amortecimento;

Quando o valor do *bias* de uma área é igual à característica natural desta área, então, ao ocorrer uma elevação em seu carregamento, seus próprios geradores aumentarão seu nível de geração. Por analogia, se uma outra área a ela conectada tiver um aumento de carga, seu nível de geração deve permanecer constante. Caso o *bias* apresente valor inferior à característica natural, haveria a redução de geração desta área em caso de ocorrer um aumento de carga em outra área. Este ajuste é aconselhável para áreas com pequena disponibilidade de geração em relação ao seu próprio carregamento. Já no caso de o *bias* ser superior à característica natural, a geração aumenta mesmo quando o aumento de carga ocorre em outra área. Trata-se de um ajuste que pode ser utilizado em áreas com excesso de geração em relação ao seu próprio carregamento, sendo capaz portanto de garantir auxílio a áreas vizinhas com déficit de geração (ALMEIDA, 2004).

Várias empresas utilizam o conceito de *bias* dinâmico, atualizando automaticamente este valor pelo próprio sistema do CAG, enquanto em outras este parâmetro é recalculado,

manualmente, a cada certo intervalo de tempo (FERREIRA; ELLIS, 1999). Este cálculo, por sua vez, é feito conforme (10).

$$B = \frac{GS}{30} + \frac{CP}{300} \quad (10)$$

onde B é bias, em megawatts por décimo de hertz; GS , o somatório das potências nominais das unidades geradoras sincronizadas da área que estejam operando como geradores e com os reguladores de velocidade desbloqueados, em megawatts; CP , carga da área de controle, em megawatts;

No parâmetro GS , além de se desconsiderar aquelas que atuam como compensadores síncronos, não se deve levar em consideração as unidades geradoras que operam com geração maximizada (ONS, 2016b).

2.2.4 Controle Secundário de Tensão

Embora não seja parte do chamado Controle Carga-Frequência, o CST é apresentado neste trabalho por ser utilizado nos estudos de caso.

O CST consiste de uma malha de controle externa ao sistema de controle da unidade geradora, conforme visto na Figura 5. Sua função é regular a tensão do lado da transmissão através de barras denominadas barras piloto (ALMEIDA, 2004). Para tanto, são ajustadas as tensões de referência do RAT, que atua no controle do sistema de excitação da unidade geradora.

3 SOFTWARE ANATEM

O ANATEM consistem em um *software* utilizado para realização de estudos tanto de estabilidade à frequência fundamental quanto para o planejamento de SEP (CEPEL, 2016a), fornecendo a resposta do sistema frente a uma série de perturbações de pequena ou grande escala. É utilizado em conjunto com outros programas desenvolvidos pelo CEPEL, como o ANAREDE, o ANAFAS e o FluPot. O PlotCEPEL é um programa acessório para plotagem de gráficos e pode ser vinculado a qualquer um destes *softwares*.

Atualmente, o ANATEM é utilizado em diversos estudos envolvendo dinâmica e transitórios eletromecânicos de usinas elétricas do SIN e também é adotado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) como ferramenta oficial para estudos de estabilidade, conforme estabelecido nos Procedimentos de Rede para Estudos de Sistemas Elétricos (CEPEL, 2016a). Conforme Rangel et al. (2006 apud PRADO, 2014), seu uso é destinado a aplicações como:

- Avaliação transitória e dinâmica do sistema elétrico quando este for submetido a contingências simples ou múltiplas;
- Determinação de limites operativos (por exemplo, máxima transferência de potência entre áreas);
- Desempenho dinâmico de Esquemas de Controle de Emergência e de Esquemas de Segurança;
- Análise de desempenho de sistemas de controle em oscilações de caráter local ou inter-áreas;
- Análise de colapso de tensão por incremento dinâmico de carregamento;
- Testes de comissionamento de equipamentos;

Considerando os objetivos do presente trabalho, é dada uma maior ênfase ao ANATEM, já que este é utilizado para simulação de eventos em uma rede padrão a fim de avaliar o impacto da regulação secundária e das modalidades do CAG no controle carga-frequência.

3.1 CARACTERÍSTICAS

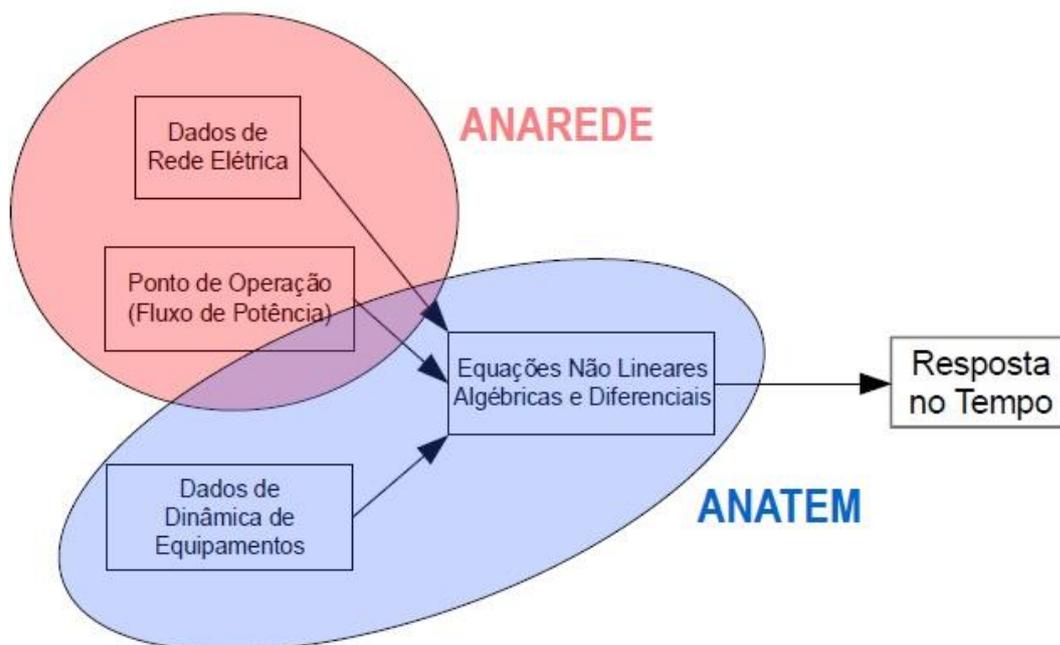
3.1.1 Funcionamento

O ANATEM realiza simulações no domínio do tempo a partir da solução de equações algébricas e diferenciais não-lineares, utilizando dados da rede, ponto de operação e dados de

equipamentos com resposta dinâmica. A solução destas equações é feita utilizando o método de integração trapezoidal implícito, que possui fácil implementação, é generalizado e tem estabilidade numérica, evitando o acúmulo de erros de truncamento a cada passo de integração (PRADO, 2014).

Os dados da rede e seu ponto de operação são obtidos utilizando o *software* ANAREDE, para operação de redes em regime permanente. O ponto de operação é determinado pelo fluxo de potência da rede, enquanto os dados de dinâmica dos equipamentos são declarados em arquivos do próprio ANATEM. Estes três conjuntos de dados são inclusos na simulação de eventos no ambiente do ANATEM, que fornece resposta no domínio do tempo, conforme apresentado na Figura 7.

Figura 7 – Origem dos dados utilizados em simulação no ANATEM.



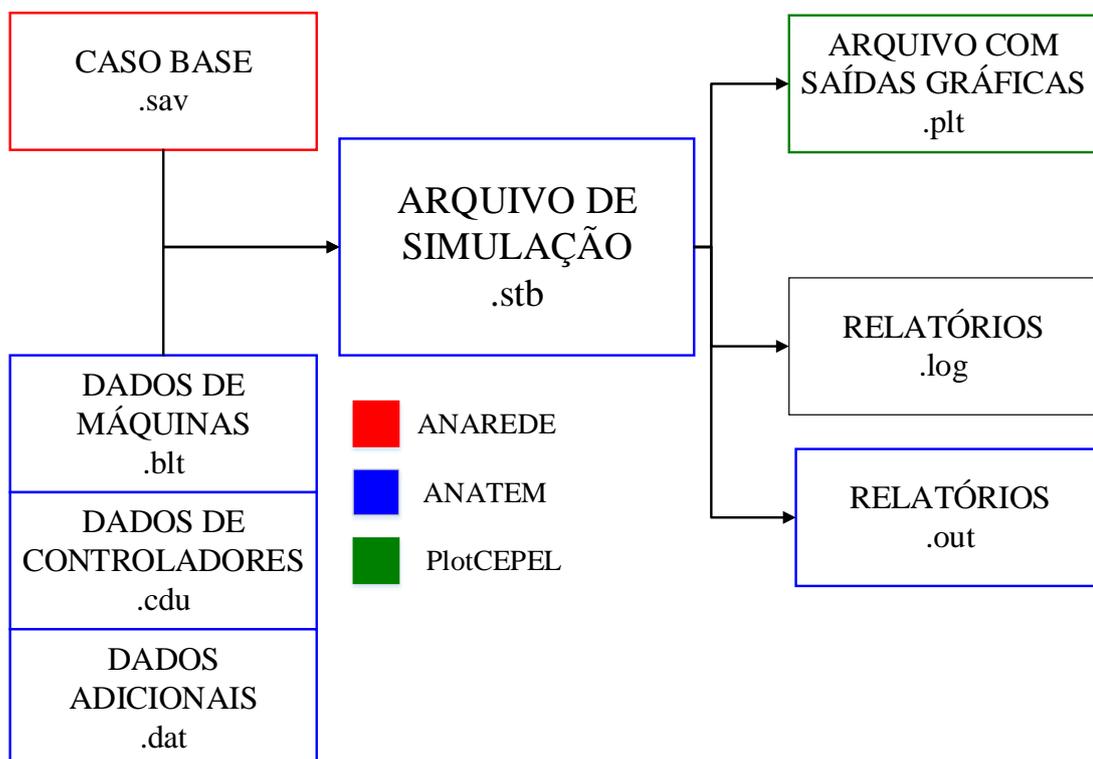
Fonte: Curso Básico de Utilização do Programa ANATEM (CEPEL, 2016b).

Além de fazer uso do ANAREDE para obtenção do ponto de operação da rede e de seus dados, o ANATEM ainda dispõe do PlotCEPEL para obtenção de gráficos e também do CDUEdit, um módulo para projeto de controladores definidos pelo usuário (PRADO, 2014). Este último permite modelar e implementar sistemas de controle por meio de diagramas de blocos com funções de transferência representadas no domínio da frequência, sendo estes convertidos para um arquivo de texto para que estes controladores possam ser usados no

ANATEM. Vale ressaltar que o CDUEdit ainda é capaz de fazer a operação inversa, transformando os arquivos de texto que contém os dados dos controladores em diagramas de blocos, permitindo que o usuário final customize o desenho feito automaticamente (ROSS et al., 2009). Neste trabalho, não será abordado o *software* acessório CDUEdit. O ajuste de controles, quando necessário, é feito dentro do próprio ambiente do ANATEM.

Para a aplicação deste trabalho, em suma, são utilizados três programas: o ANAREDE, o ANATEM e o PlotCEPEL. Demais programas não serão abordados neste trabalho, embora tenham relevância em outras aplicações. A Figura 8 mostra de que maneira ANAREDE, ANATEM e PlotCEPEL se conectam para simular e exibir, graficamente, os resultados de um evento no sistema. As extensões ali citadas são explanadas na Seção 3.1.2.

Figura 8 – Uso do ANAREDE, ANATEM e PlotCEPEL.



Fonte: Autoria própria.

3.1.2 Extensões

A fim de melhor organizar a simulação, o ANATEM trabalha com um conjunto de extensões de arquivos. Trabalha com extensões de dados de dinâmica dos equipamentos, extensões de saída e extensão para o próprio arquivo de simulação. Ainda faz uso da extensão

que carrega os dados advindos do ANAREDE. Estas extensões, seus respectivos significados, origens e usos são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Extensões utilizadas no ANATEM.

Extensão	Tipo de arquivo	Programa de origem	Programa de uso	Tipos de dados
.sav	Entrada	ANAREDE	ANATEM	Arquivo de dados de rede e ponto de operação
.blt	Entrada	ANATEM	ANATEM	Arquivo de modelos pré-definidos (<i>built-in</i>)
.cdu	Entrada	ANATEM	ANATEM	Arquivo de modelos definidos pelo usuário
.dat	Entrada	ANATEM	ANATEM	Arquivo de dados adicionais
.stb	Simulação	ANATEM	ANATEM	Arquivo de dados dinâmicos e execução
.log	Saída	ANATEM	Bloco de Notas	Relatório de dados em programa de texto
.out	Saída	ANATEM	ANATEM	Relatório de dados no ambiente do ANATEM
.plt	Saída	ANATEM	PlotCEPEL	Arquivo de dados gráficos de saída

Fonte: Autoria própria.

3.2 MODELAGEM

O ANATEM destina dois arquivos para definição de modelos a serem utilizados em simulação. O primeiro, de extensão .blt, corresponde àqueles modelos que são pré-definidos, ou seja, trata-se do arquivo que contém dados daquilo que não pode ser modificado no sistema, como os geradores. Já o outro, de extensão .cdu, chamado de arquivo de modelos definidos pelo usuário, o que significa que correspondem aos elementos do sistema que podem ser alterados. Nestes arquivos, são encontradas as configurações dos controladores da regulação primária e da regulação secundária.

A configuração de geradores é determinada, primeiramente, pelo seu tipo de máquina: modelo clássico (também denominado barra infinita), de polos salientes ou de polos lisos. Para

cada um destes modelos, há um código que os identifica: MD01, MD02 ou MD03. Esse código deve ser sempre antecedido pelo código de execução DMDG, que indica que será apresentado um modelo pré-definido de máquina síncrona. A Figura 9 mostra um exemplo de modelagem de geradores, onde são declarados dados como resistência do enrolamento de armadura (R_a), constante de inércia (H), constante de amortecimento (D), indutâncias (L), constantes de tempo de transitório (T), potência aparente (MVA) e frequência de operação da máquina (Fr).

Figura 9 – Exemplo de modelagem de geradores no ANATEM.

```

(=====
(  MODELOS PREDEFINIDOS DE GERADORES
(=====
DMDG MD01
( barra infinita
(No)   (L'd) (Ra ) ( H ) ( D ) (MVA) Fr C
0020
999999
(
DMDG MD02
(No)   (CS) (Ld ) (Lq ) (L'd)   (L" d) (Ll ) (T'd)   (T" d) (T"q)
(No)   (Ra ) ( H ) ( D ) (MVA) Fr C
0014   11 170.0100.0 37.0   22.0 15.4 9.00   .060 .200
0014   1.600   300.
999999
(
DMDG MD03
(No)   (CS) (Ld ) (Lq ) (L'd) (L'q) (L" d) (Ll ) (T'd) (T'q) (T" d) (T"q)
(No)   (Ra ) ( H ) ( D ) (MVA) Fr C
999999

```

Fonte: Adaptado de (CEPEL, 2016a).

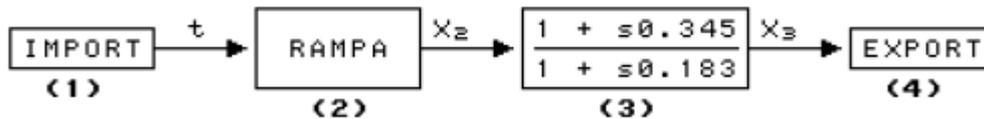
Os controladores, por sua vez, para que possam ser declarados, devem ser apresentados após o código de execução DCDU, que indica a declaração de controladores definidos por usuários. Enquanto os arquivos .blt apresentam apenas dados físicos em determinada sequência, os códigos dos arquivos .cdu carregam sequências de comandos que indicam os blocos que formam o sistema de controle. Cada um destes blocos têm uma configuração distinta, que é explanada detalhadamente no manual do programa.

O *layout* do sistema de controle pode ser visto, de maneira gráfica, com o uso do programa acessório CDUEdit, anteriormente mencionado. Entretanto, como este não foi utilizado no presente trabalho, será discutida apenas a declaração em forma de linha de código.

A Figura 10 mostra um sistema de controle denominado “CDU 13 – EST-MD00-CDU”, apresentado em (CEPEL, 2016a). Sua declaração, em código do ANATEM, é apresentada na

Figura 11. É possível observar o uso de quatro blocos distintos e a configuração de sinais de entrada e saída e parâmetros.

Figura 10 – Exemplo de sistema de controle.



Fonte: Adaptado de (CEPEL, 2016a).

Figura 11 – Exemplo de código no ANATEM para o sistema de controle da Figura 10.

Campo		CDU	Nome do CDU	
Colunas		01-06	08-19	
		13	EST-MD00-CDU	

Campo	Bloco	BI	Tipo	Subtipo	Sinal	V _{ent}	V _{sai}	P ₁	P ₂	P ₃	P ₄	V _{min}	V _{max}
Colunas	01-04	05	06-11	13-18	19	20-25	27-32	34-39	40-45	46-51	52-57	59-64	66-71
	1		IMPORT	TEMPO			T						
	2		FUNCAO	RAMPA		T	X2	0.5	0.1	2.0	0.12		
	3		LEDLAG			X2	X3	1.0	0.345	1.0	0.183		
	4		EXPORT	CDU		X3							

FIMCDU

Fonte: Adaptado de (CEPEL, 2016a).

3.3 SIMULAÇÕES

Para simular um evento, é preciso primeiro reunir todos os dados referentes à composição do sistema. Para isso, os arquivos de fluxo de potência (originário do ANAREDE) e de dados de geradores e controladores (extensões do próprio ANATEM) são relacionados dentro do código de simulação, através do código de execução ULOG. Nos estudos de controle carga-frequência, 5 unidades lógicas são amplamente utilizadas. A Tabela 2 apresenta uma breve descrição sobre estas unidades.

Tabela 2 – Unidades lógicas utilizadas em estudos de controle de geração.

Unidade Lógica	Descrição
2	Unidade lógica utilizada para chamar o arquivo do ANAREDE que contém os casos de fluxo de potência.
3	Unidade lógica utilizada para os arquivos de modelos pré-definidos, modelos definidos pelo usuário e dados adicionais
4	Unidade lógica para impressão de relatório no próprio ambiente do ANATEM
8	Unidade lógica para arquivo de saída de dados para plotagem
9	Unidade lógica para impressão de relatório em formato de arquivo de texto

Fonte: Adaptado de (CEPEL, 2016b).

O arquivo .sav, proveniente do ANAREDE, é capaz de contemplar diversos casos de fluxo de potência. É preciso determinar qual destes casos deve ser utilizado na simulação de transitórios eletromecânicos. Para tanto, faz-se uso do código de execução ARQV que, seguido pela opção REST, reestabelece determinado caso de fluxo. O número do caso descrito junto ao código de execução deve ser o mesmo com o qual o caso foi salvo no ANAREDE.

Dados de modelos pré-definidos e definidos pelo usuário importados por meio das unidades lógicas devem ser relacionados com os equipamentos do sistema a que se referem. Esta associação é feita, no caso do controle de geração, pelos códigos de execução DMAQ (associação de geradores) e DCAG (associação dos controladores aos seus modelos). Nos casos em que se emprega o Controle Coordenado de Tensão (CCT), é usado o código DCCT.

Também é necessário configurar os parâmetros de controle de simulação, como constantes de convergência, tempo e passo, o que é feito por meio dos códigos de execução DCTE e DSIM.

Um evento pode ser declarado a partir da existência do código de execução DEVT. Os mais diversos eventos podem ser simulados no ANATEM, como mudança de carregamento, abertura de interligações ou curtos-circuitos, entre outros.

Por fim, para que seja possível visualizar as saídas do evento, é preciso fazer uso do código de execução DPLT. Tanto DPLT quanto DEVT são seguidos pela opção de controle de execução IMPR, que permite a impressão de relatórios referentes aos elementos do sistema. Entretanto, a emissão destes relatórios só será feita diante do uso do código de execução RELA.

Por fim, para que a simulação seja executada, é preciso que o programa contemple o código de execução EXSI. A presença da opção INIC junto ao código EXSI faz a inicialização automática de variáveis, visando o regime permanente.

Obviamente, os códigos de execução não são os mesmos para todos os tipos de simulação que podem ser feitas no ANATEM. Os que foram apresentados nesta seção são aqueles que são empregados nos estudos de caso do presente trabalho, porém se deve saber que há uma infinidade de códigos que podem ser utilizados nos mais diversos cenários.

4 ESTUDOS DE CASOS

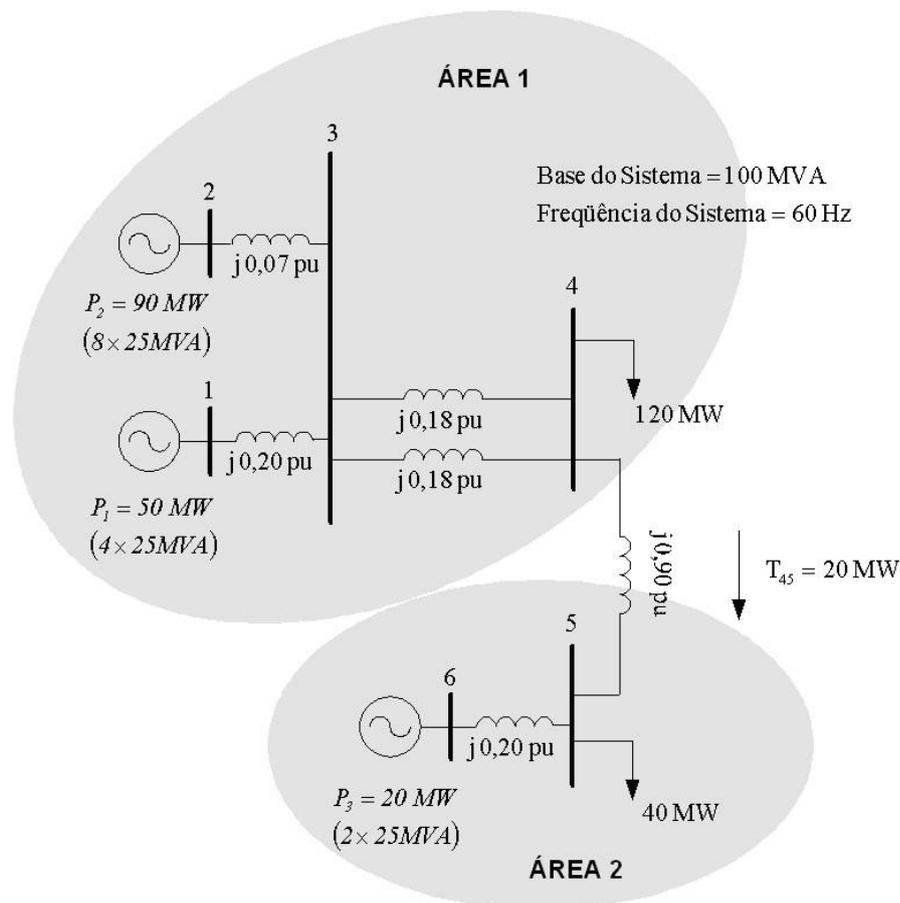
Neste capítulo são apresentados cinco grandes grupos de simulações acerca da regulação secundária em um sistema de pequeno porte. Estes estudos de caso têm por objetivo a avaliação do controle secundário e seus parâmetros, bem como a análise das modalidades do CAG, sendo este último item o objetivo principal deste trabalho.

Os estudos de caso tomam como base as simulações realizadas por Almeida (2004).

4.1 DADOS DO SISTEMA

O sistema analisado neste trabalho é apresentado na Figura 12. É formado por seis barras – três de geração, duas de carga e uma de passagem –, três unidades geradoras e duas áreas de controle, interligadas por uma linha de transmissão. Trata-se de um sistema *default* do ANATEM para estudos de CCT e CAG.

Figura 12 – Sistema em estudo.



As características construtivas das linhas do sistema são utilizadas no ANAREDE para realizar o estudo de fluxo de potência. O fluxo de potência é feito utilizando a ferramenta Fluxo de Potência, presente no menu Análise, com as opções e controles selecionados:

- *Flat Start (FLAT)*: inicializa a tensão das barras CA com valor de 1 p.u. e ângulos de fase, exceto para as barras de referência, com o valor do ângulo de fase da barra de referência daquela ilha elétrica (CEPEL, 2016c).
- *Redução de passo (STEP)*: limita os valores absolutos da correção de magnitude e ângulo de fase da tensão aos valores de 5,0% e 0,05 radianos, respectivamente, durante a solução do problema de fluxo de potência (CEPEL, 2016c).
- *Limite de tensão (VLIM)*: ativa a aplicação do controle de limite de tensão durante o processo de solução do problema de fluxo de potência (CEPEL, 2016c).
- *Tap do transformador (CTAP)*: ativa a aplicação do controle de tensão por variação automática de *tap* de transformador durante o processo de solução do problema de fluxo de potência (CEPEL, 2016c).

O estudo de fluxo de potência resulta em três grupos de dados: dados de barra (Tabela 3), dados de geração (Tabela 4) e dados de carga (Tabela 5).

Tabela 3 – Dados de barra obtidos a partir do fluxo de potência.

Barra	Módulo da tensão (p.u.)	Ângulo da tensão (graus)
1	1,024	0
2	1,021	-2
3	1,010	-5,5
4	1,0	-13
5	1,0	-23
6	1,004	-21

Fonte: Autoria própria.

Tabela 4 – Dados de geração obtidos a partir do fluxo de potência.

Barra	Nome do gerador	Módulo da tensão (p.u.)	Ângulo da tensão (graus)	Potência ativa gerada (MW)	Potência reativa gerada (Mvar)
1	Gerador 01	1,024	0	50	10,04
2	Gerador 02	1,021	-2	90	20,08
6	Gerador 03	1,004	-21	20	2,621

Fonte: Autoria própria.

Tabela 5 – Dados de carga obtidos a partir do fluxo de potência.

Barra	Módulo da tensão (p.u.)	Ângulo da tensão (graus)	Carga (MW)	Carga (Mvar)
4	1,0	-13	120	0
5	1,0	-23	40	0

Fonte: Autoria própria.

Conhecidos os dados da rede e obtido o ponto de operação da mesma, parte-se para o uso do *software* ANATEM. Nesta etapa, é feita a declaração dos dados dinâmicos de geradores e dos RAVs responsáveis pela Regulação Primária.

Todos os geradores foram configurados como máquinas síncronas de polos salientes (opção MD02) e com os mesmos parâmetros, conforme apresentado na Tabela 6.

Tabela 6 – Dados dinâmicos dos geradores do sistema em estudo.

L_d	L_q	L'_d	L''_d	L_l	T'_d	T''_d	T''_q	H	D
(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(s)	(s)	(s)	(s)	(p.u./p.u.)
140	75	40	25	15	9	0,025	0,080	3	0

Fonte: *Software* ANATEM, Versão 11.1.0.

onde L_d é a indutância síncrona de eixo direto; L_q , indutância síncrona de eixo em quadratura; L'_d , indutância transitória de eixo direto; L''_d , indutância subtransitória de eixo direto; L_l , indutância de dispersão da armadura; T'_d , constante de tempo transitória de eixo direto em circuito aberto; T''_d , constante de tempo subtransitória de eixo direto em circuito aberto; T''_q ,

constante de tempo subtransitória de eixo em quadratura em circuito aberto; H, constante de inércia; D, constante de amortecimento;

Os três reguladores de velocidade (um para cada unidade geradora) foram igualmente configurados, com estatismo de 5%. Este valor é determinado pelo ONS, no Submódulo 10.6 (ONS, 2016b), responsável pelo controle da geração. Nesta configuração ainda são considerados três parâmetros referentes à máquina primária, utilizados na conversão dos dados de velocidade de rotação em potência:

$$T_G = 0,5$$

$$T_{W1} = 1$$

$$T_{W2} = 0,5$$

Com estas configurações feitas, é possível partir para as simulações dos estudos de caso propriamente ditas.

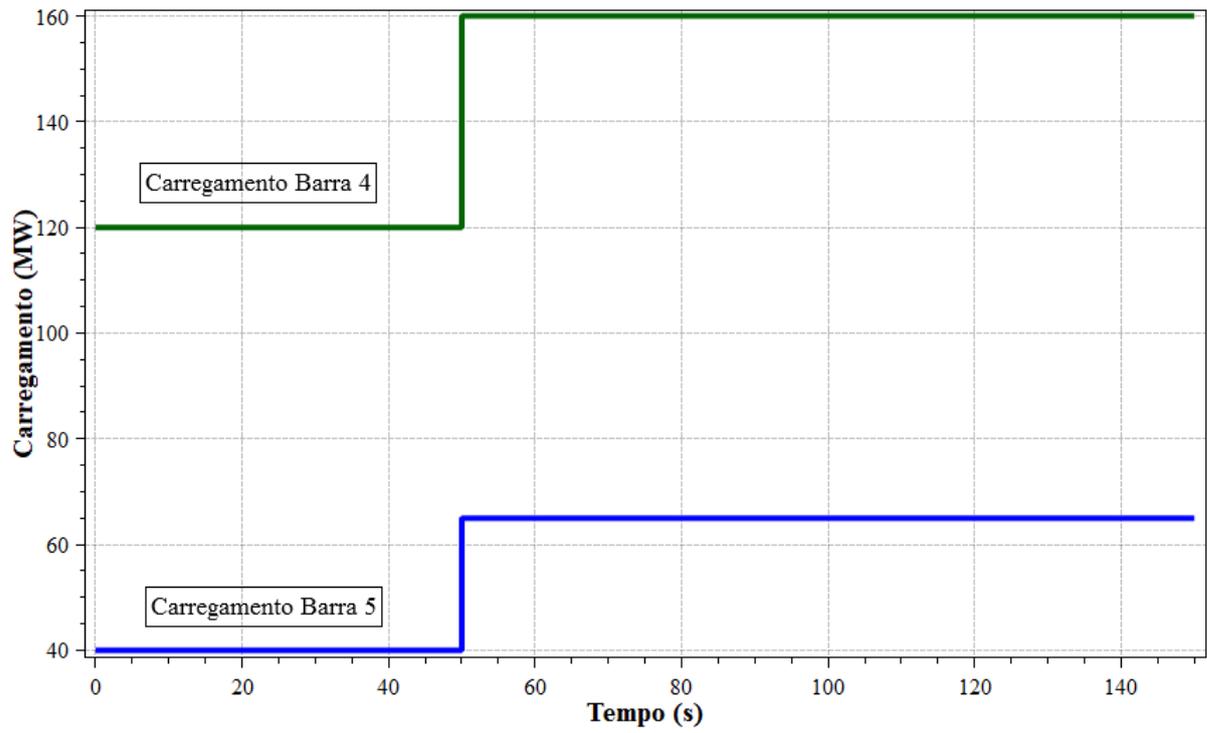
4.2 SEM REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

Para demonstrar como o sistema reage a uma contingência tendo apenas o sistema de controle primário, foi simulado um degrau de carga nas duas barras que estão conectadas à linha de transmissão que interliga as duas áreas de controle do sistema em estudo.

No instante de 50 segundos, em uma simulação com duração de 150 segundos, a barra 4 recebe um degrau de carga de 40 MW e a barra 5, 25 MW. Estes são os valores apresentados no código *default* do ANATEM. A mudança de carga nas barras piloto pode ser vista na Figura 13.

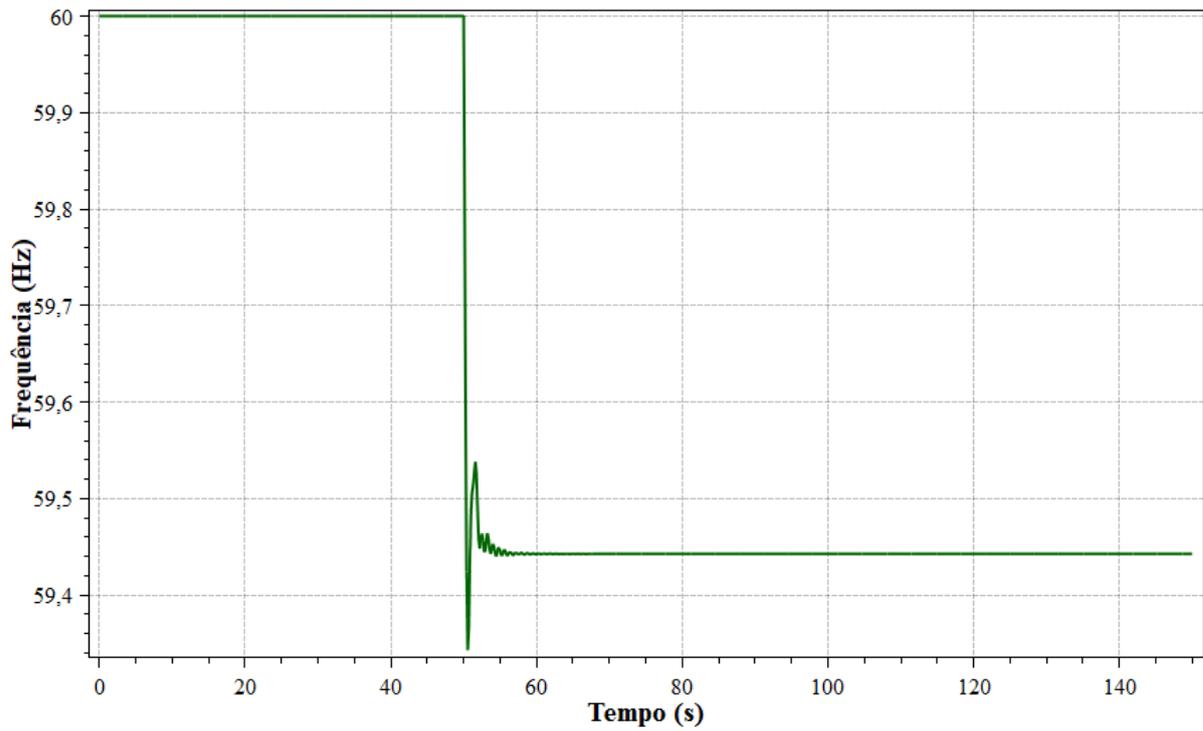
O aumento de carga leva à diminuição da frequência, que estabiliza pela ação do controle primário, mas não retorna ao seu valor de referência, devido à ausência do controle secundário, conforme observado na Figura 14.

Figura 13 – Carregamento das barras piloto.



Fonte: Autoria própria.

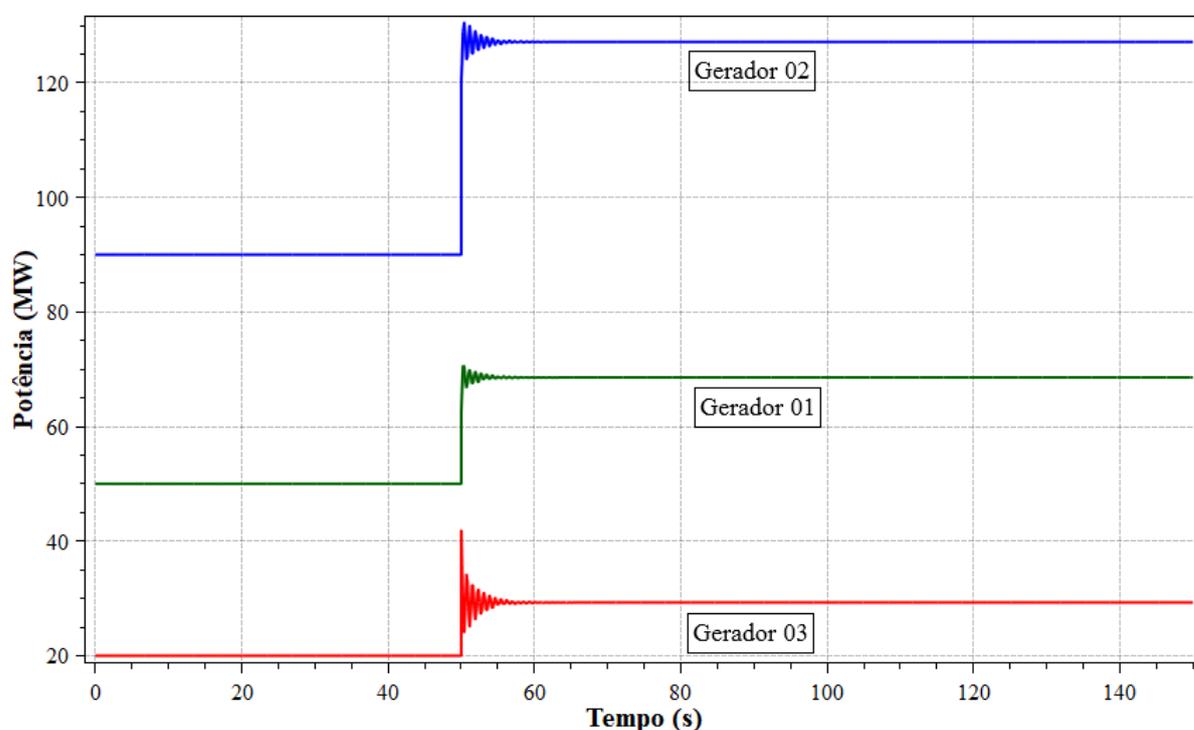
Figura 14 – Frequência do sistema.



Fonte: Autoria própria.

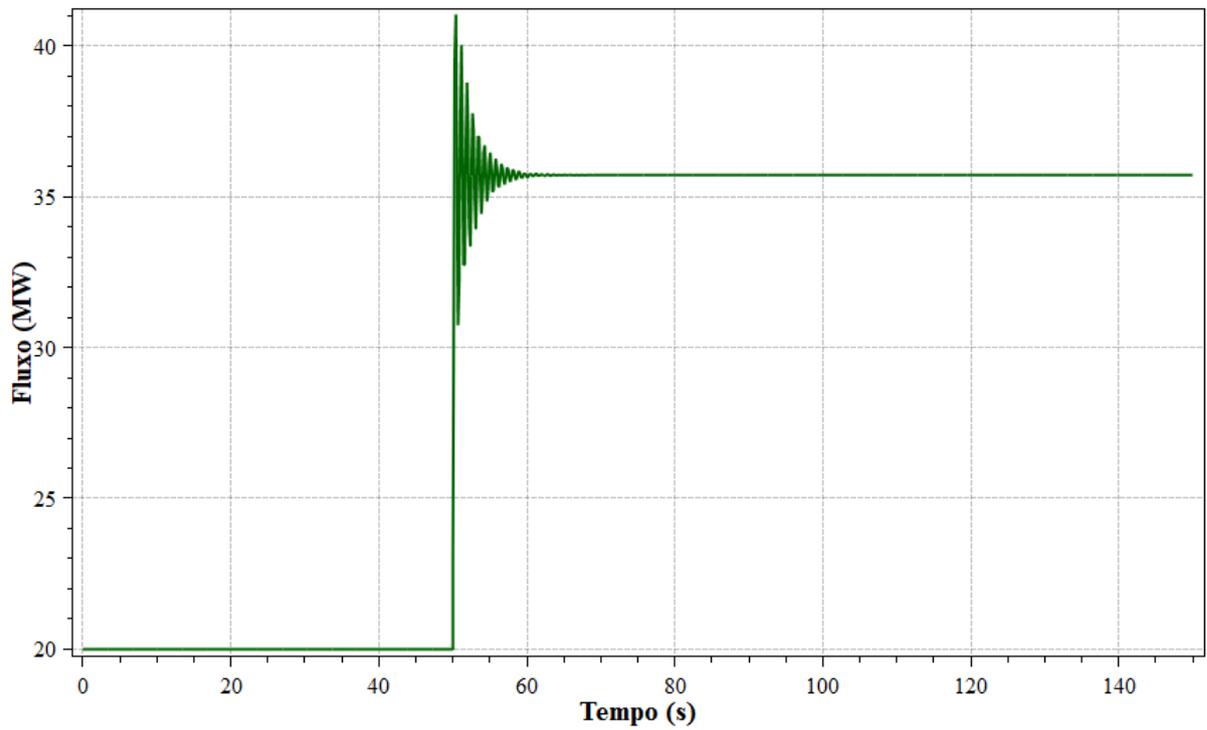
Com a atuação do controle primário, os geradores 01, 02 e 03 aumentam sua geração para 68,57 MW, 127,14 MW e 29,28 MW, respectivamente, a fim de atender ao novo carregamento do sistema, como apresentado na Figura 15. É possível observar que a geração da área de controle 1, dada pela soma da potência gerada pelos geradores 01 e 02, é superior ao seu carregamento, enquanto o gerador 03, da área de controle 2, tem deficiência em sua geração. Desta maneira, a área 1 auxilia a área 2, enviando mais potência por meio da interligação, o que pode ser detectado facilmente ao se analisar a Figura 16. O intercâmbio, medido da área 1 para a área 2, a partir do instante do distúrbio, passa de 20 MW (valor contratado) para 35,71 MW, em regime permanente, atingindo o valor de 41 MW no momento da contingência.

Figura 15 – Potência gerada.



Fonte: Autoria própria.

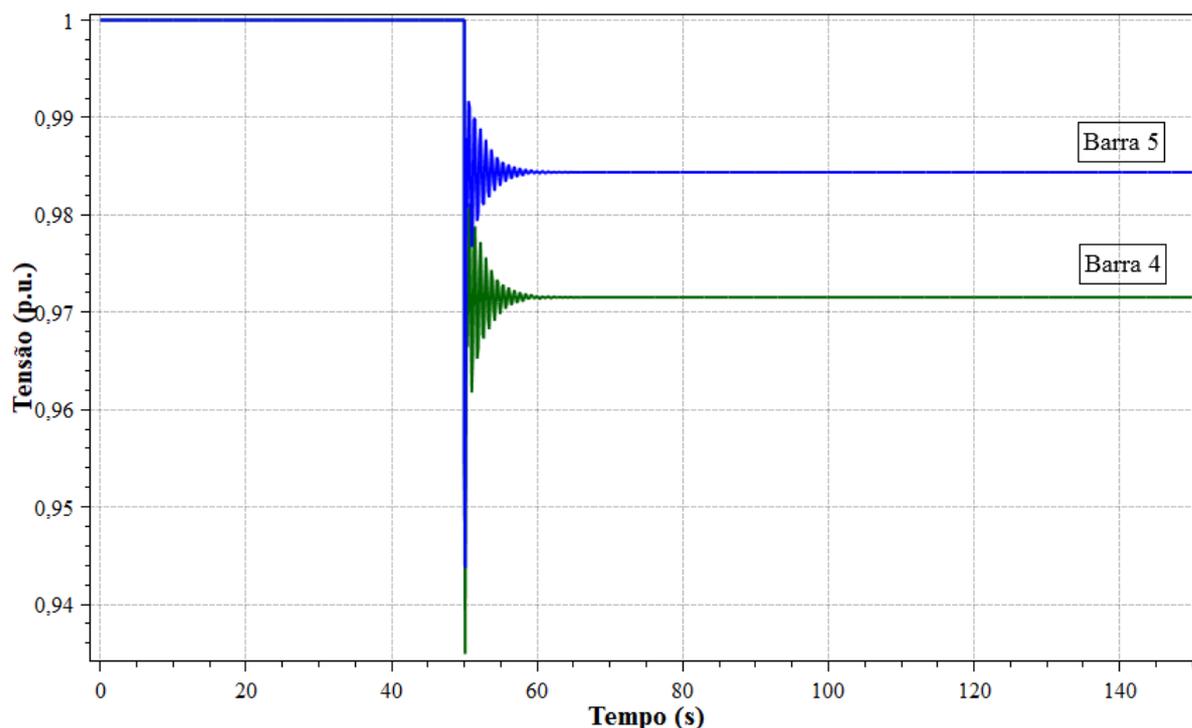
Figura 16 – Fluxo na interligação.



Fonte: Autoria própria.

O perfil de tensão nas barras 4 e 5, denominadas barras piloto, é apresentado na Figura 17. Observa-se que em ambas as barras a tensão estabelece-se abaixo de 1 p.u., em função da inexistência do CST.

Figura 17 – Tensão nas barras piloto.



Fonte: Autoria própria.

4.3 INCLUSÃO DO CAG

Com a inclusão da malha de controle secundário, é esperado que o sistema seja capaz de reestabelecer a frequência ao valor nominal e realizar a manutenção do valor de potência estabelecido para o intercâmbio entre áreas.

A modalidade do CAG aqui utilizada é o modo TLB, que realiza tanto o controle de frequência quanto de intercâmbio. A opção pelo uso desta modalidade advém do fato desta ser a modalidade de operação normal para todas as áreas de controle, conforme estabelecido em (ONS, 2016b).

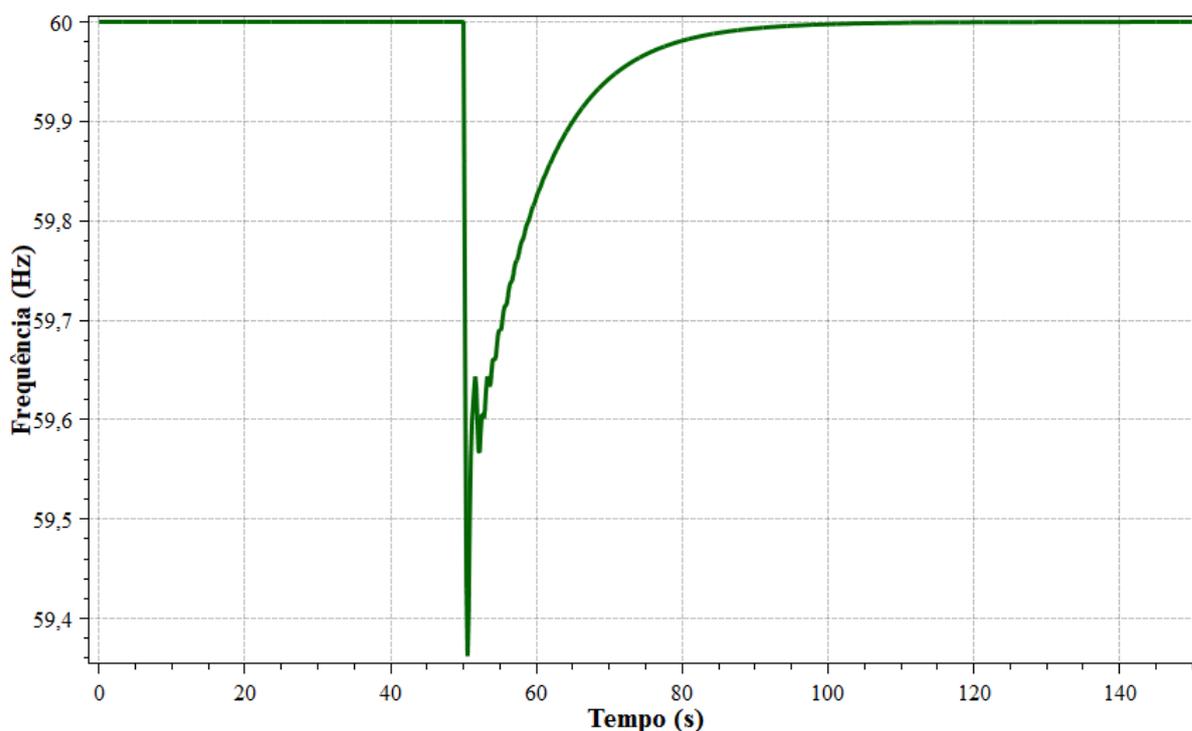
Os valores de *bias* adotados são os mesmos utilizados por (ALMEIDA, 2004). O ganho do integrador cuja entrada é o ECA é ajustado em 0,005, o qual é o valor *default* do exemplo instalado junto à versão 11.1.0 do ANATEM.

4.3.1 Adição de carga às barras piloto

A fim de demonstrar o impacto da Regulação Secundária nos parâmetros de frequência do sistema e intercâmbio entre áreas, o mesmo evento apresentado na Seção 4.2 é simulado, o qual é representado pela Figura 13.

A Figura 18 mostra que o CAG atua corretamente, no sentido de que cumpre com sua função de reestabelecer o valor de frequência para a referência.

Figura 18 – Frequência do sistema.



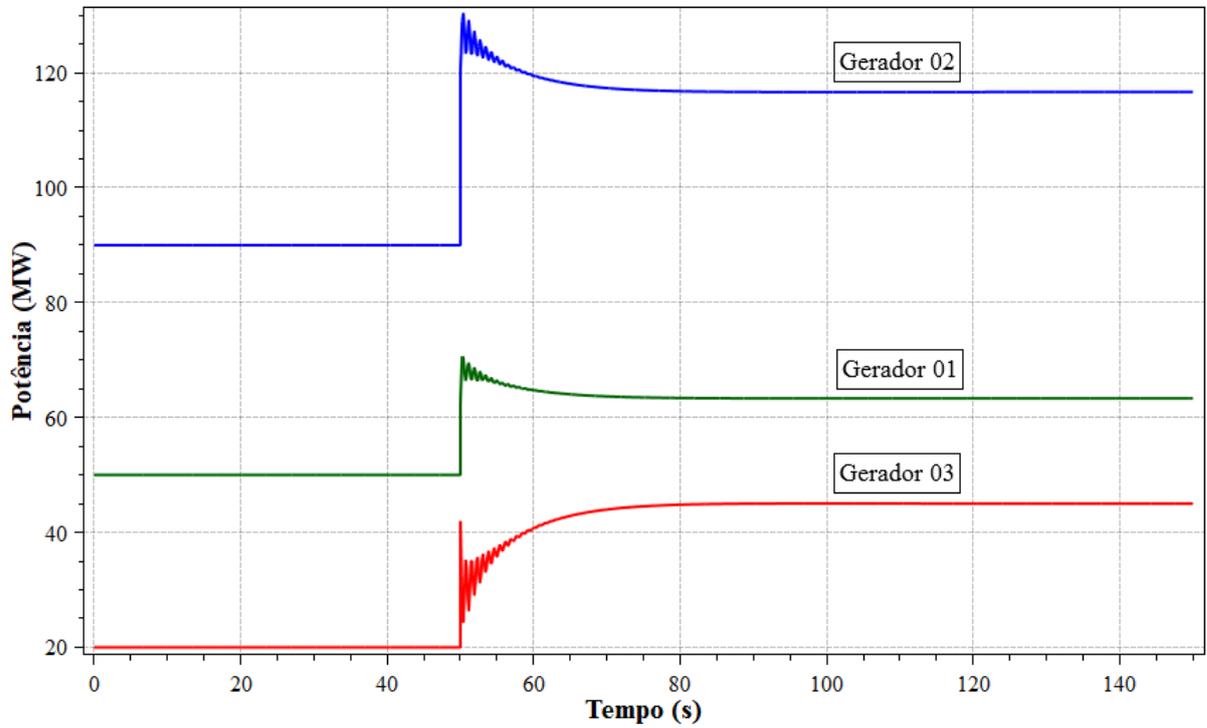
Fonte: Autoria própria.

As potências de saídas das unidades geradoras são expostas na Figura 19. Três análises podem ser feitas a partir deste gráfico: (i) os geradores 01 e 02 somam uma potência gerada de 180 MW, sendo que a área 1 possui um carregamento de 160 MW; (ii) o gerador 03 gera 45 MW, enquanto o carregamento de sua barra de carga, pertencente a área 2, é de 65 MW; (iii) o saldo positivo de 20 MW da área 1 é utilizado para suprir a deficiência de mesmo valor que ocorre na área 2. Infere-se, desta maneira, que a área 1 enviará à área 2 um montante de 20 MW de potência, para que esta última seja capaz de atender ao seu carregamento.

Este valor de potência é o mesmo montante contratado para o intercâmbio, de acordo com a Figura 12. Ao examinar o fluxo na interligação, exposto na Figura 20, torna-se evidente

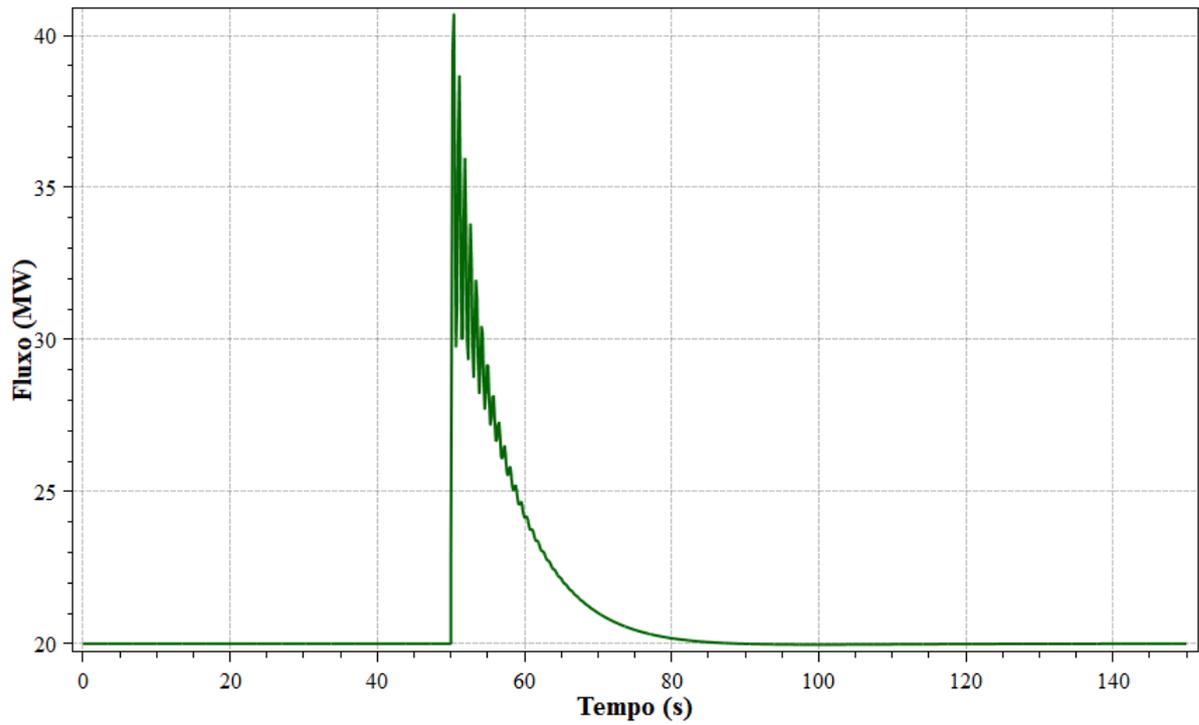
a ação do CAG, já que, superado o transitório, o intercâmbio de potência reestabelece-se em 20 MW.

Figura 19 – Potência gerada.



Fonte: Autoria própria.

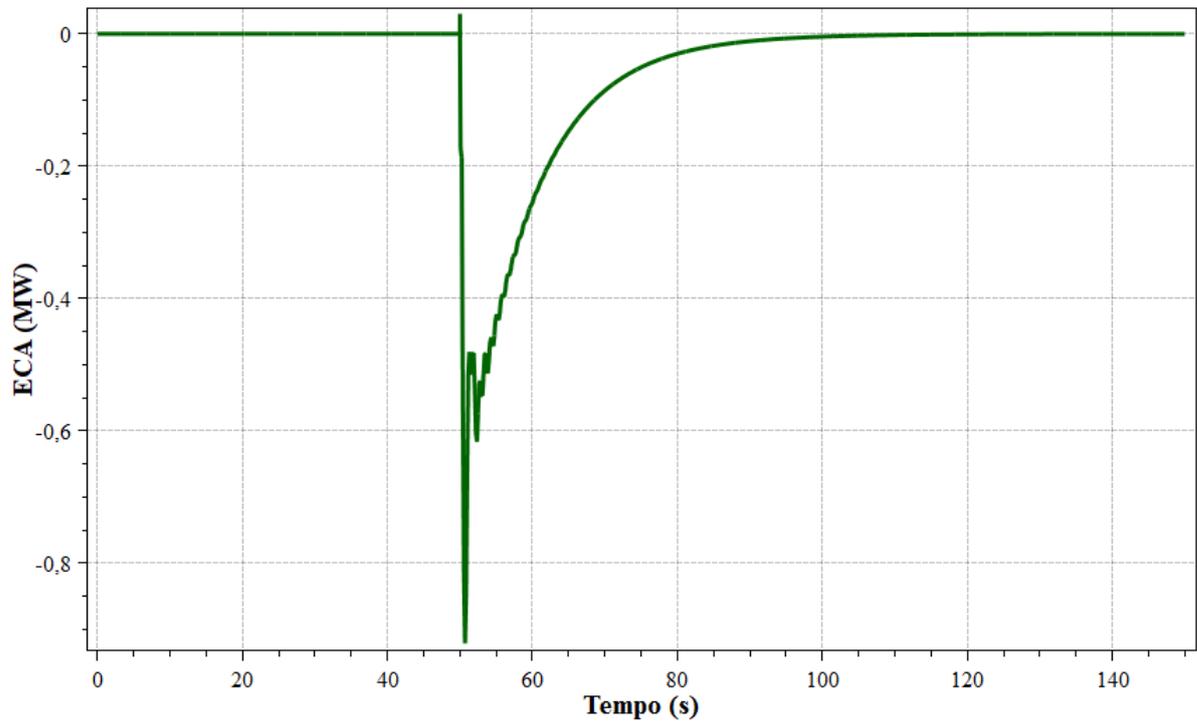
Figura 20 – Fluxo na interligação.



Fonte: Autoria própria.

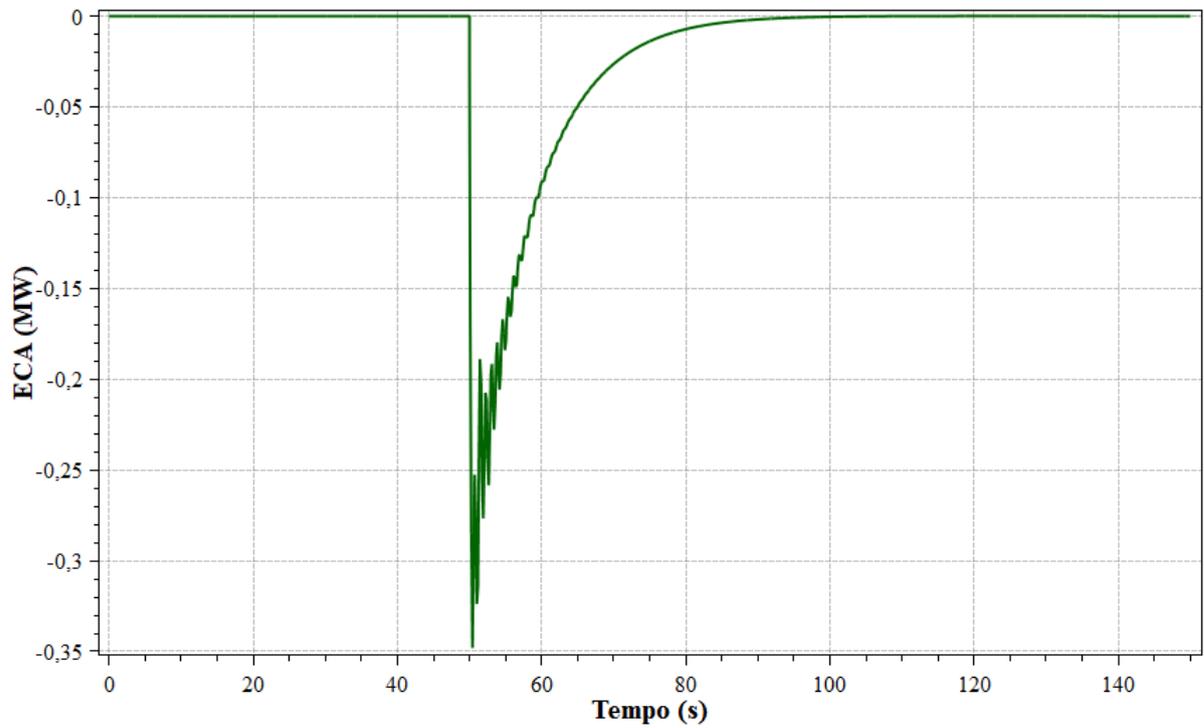
A Figura 21 e a Figura 22 exibem o comportamento do ECA para as áreas 1 e 2, nesta ordem. Uma vez que, passado o transitório, ambos se estabelecem em zero, é possível afirmar que o controle secundário foi efetivo.

Figura 21 – ECA da área 1.



Fonte: Autoria própria.

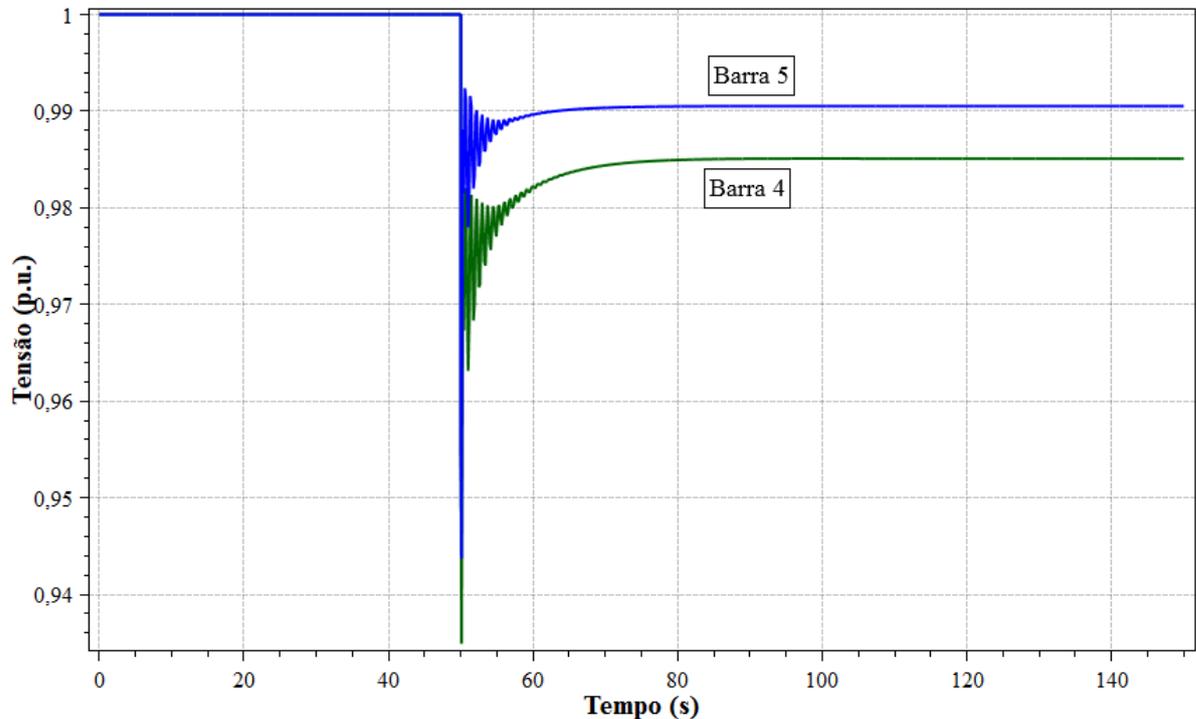
Figura 22 – ECA da área 2.



Fonte: Autoria própria.

A Figura 23 é aqui apresentada com o intuito de comprovar que a ação do CAG não influi no controle de tensão. O não-retorno das tensões das barras piloto para o valor de 1 p.u. demonstra a inexistência do CST.

Figura 23 – Tensão nas barras piloto.



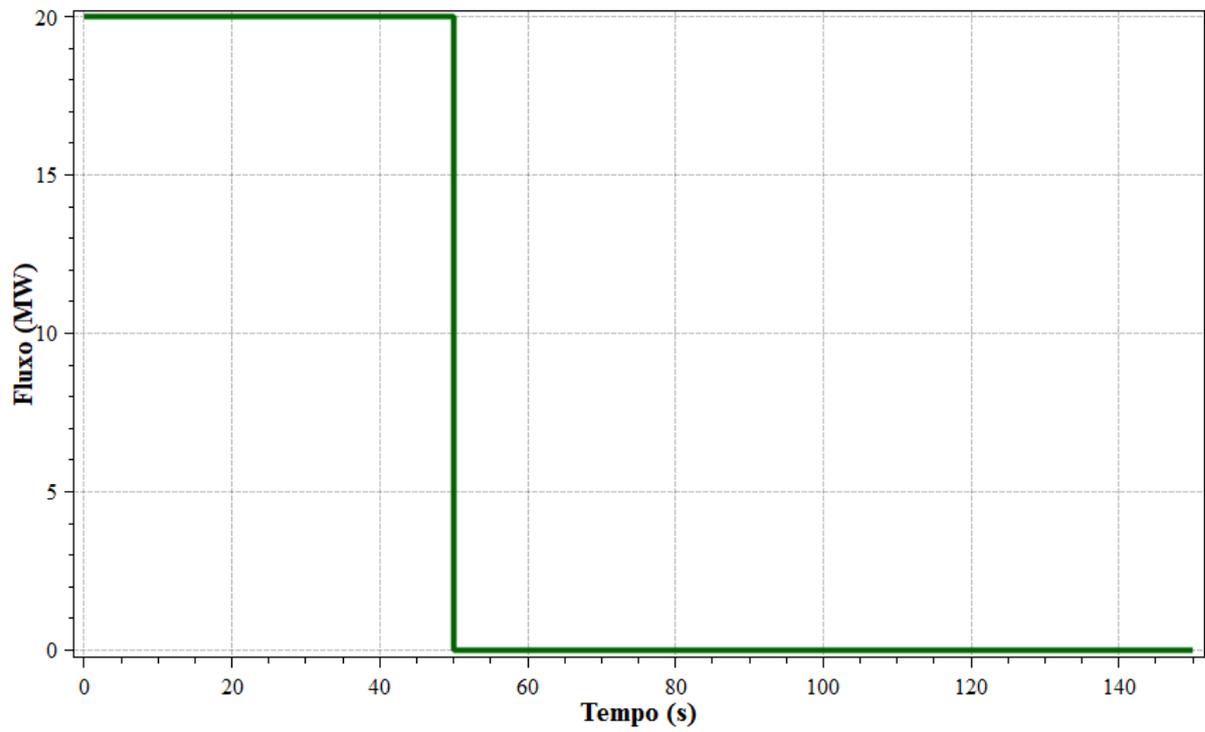
Fonte: Autoria própria.

4.3.2 Abertura da interligação

Uma contingência de grande porte que pode ocorrer em um SEP é a perda de uma linha de transmissão. No caso desta simulação, suponha-se a perda da linha que interliga as áreas 1 e 2 no instante de 50 segundos. Esse evento é comprovado pela Figura 24. Uma vez que a interligação é perdida, o intercâmbio se anulará.

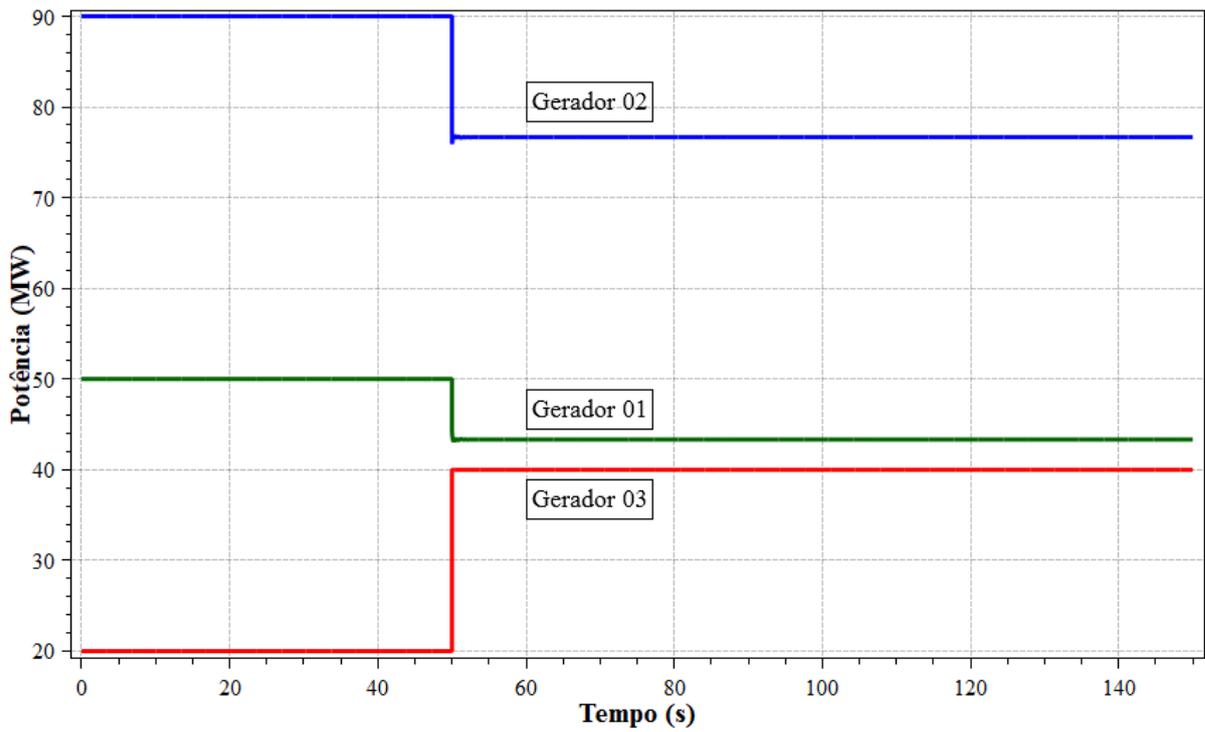
Uma vez que não há mais a conexão entre as duas áreas, as unidades geradoras devem se ajustar aos seus carregamentos. Na área 1, a geração regride, a fim de atender ao carregamento da barra 4, de 120 MW. Já a área 2, que era auxiliada pela área 1, precisa aumentar sua produção de energia para assistir a carga de 40 MW da barra 5. O ajuste dos níveis de potência gerada pode ser visto na Figura 25.

Figura 24 – Fluxo na interligação.



Fonte: Autoria própria.

Figura 25 – Potência gerada.



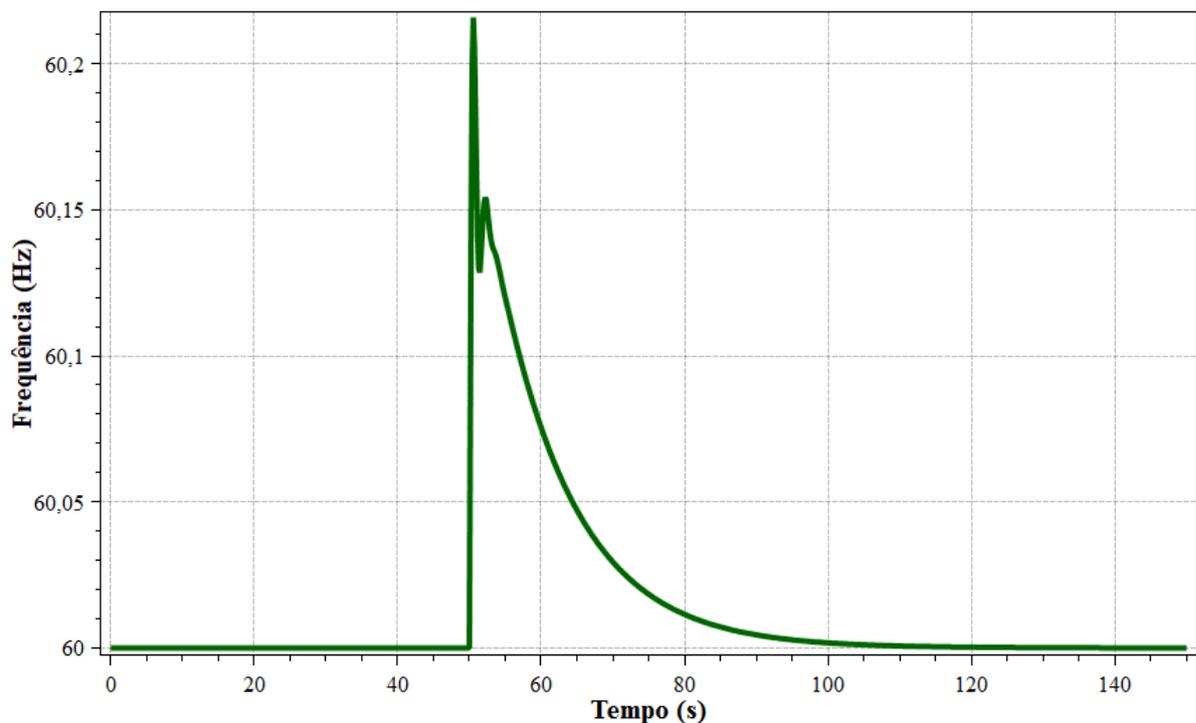
Fonte: Autoria própria.

Tanto a área 1 quanto a área 2 sofrem excursões de frequência, conforme Figura 26 e Figura 27. O aumento de frequência ocorrido na área 1 durante o transitório é devido à abertura da interligação agir como uma perda de carga para esta área. De maneira análoga, o afundamento de frequência na área 2 decorre de que este evento tem comportamento de perda de geração para a área 2, sustentando o carregamento desta pela energia armazenada nas massas girantes, o que leva a uma diminuição na frequência.

A correta operação do CAG, entretanto, faz com que ambas as frequências retornem a 60 Hz. Esta ação é corroborada pelo ECA, que é nulo tanto para a área 1 quanto para a área 2, apresentado na Figura 28 e na Figura 29, respectivamente. É preciso destacar que, neste caso, como a interligação entre áreas foi perdida, elas operam isoladamente e, portanto, o CAG controla apenas a frequência.

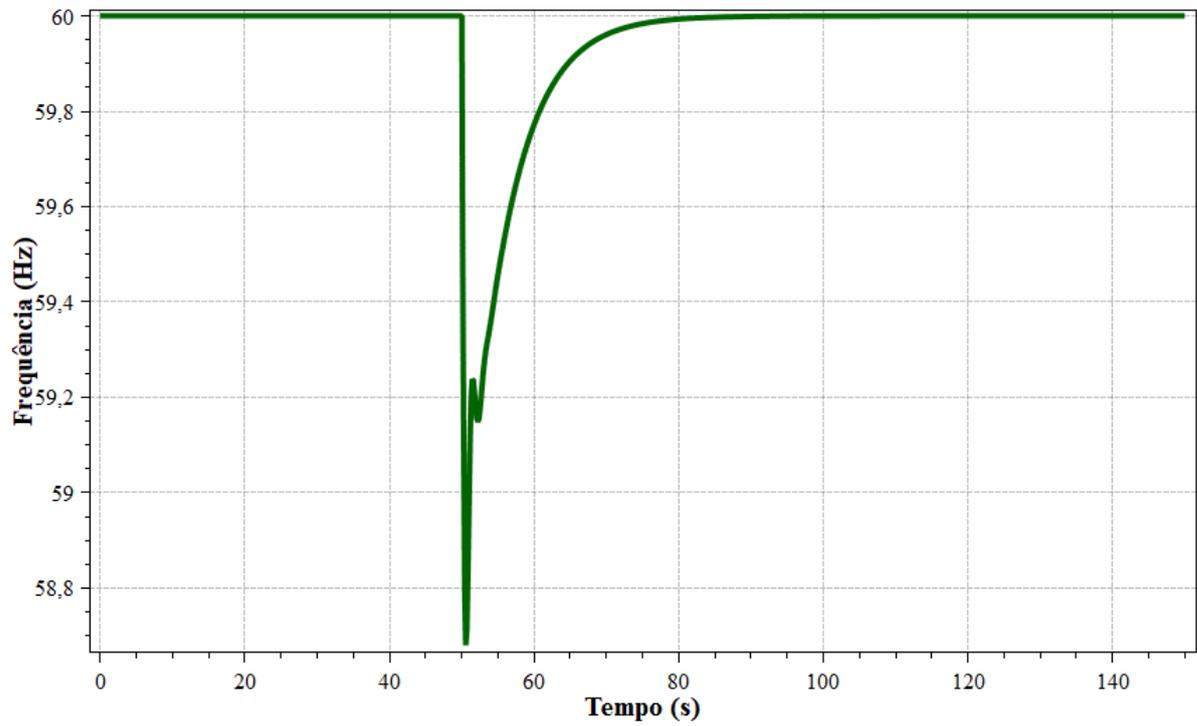
A Figura 30 apresenta o comportamento da tensão nas barras piloto. Novamente, em função da não utilização do CST, a tensão não atinge o valor de 1 p.u. em regime permanente.

Figura 26 – Frequência da área 1.



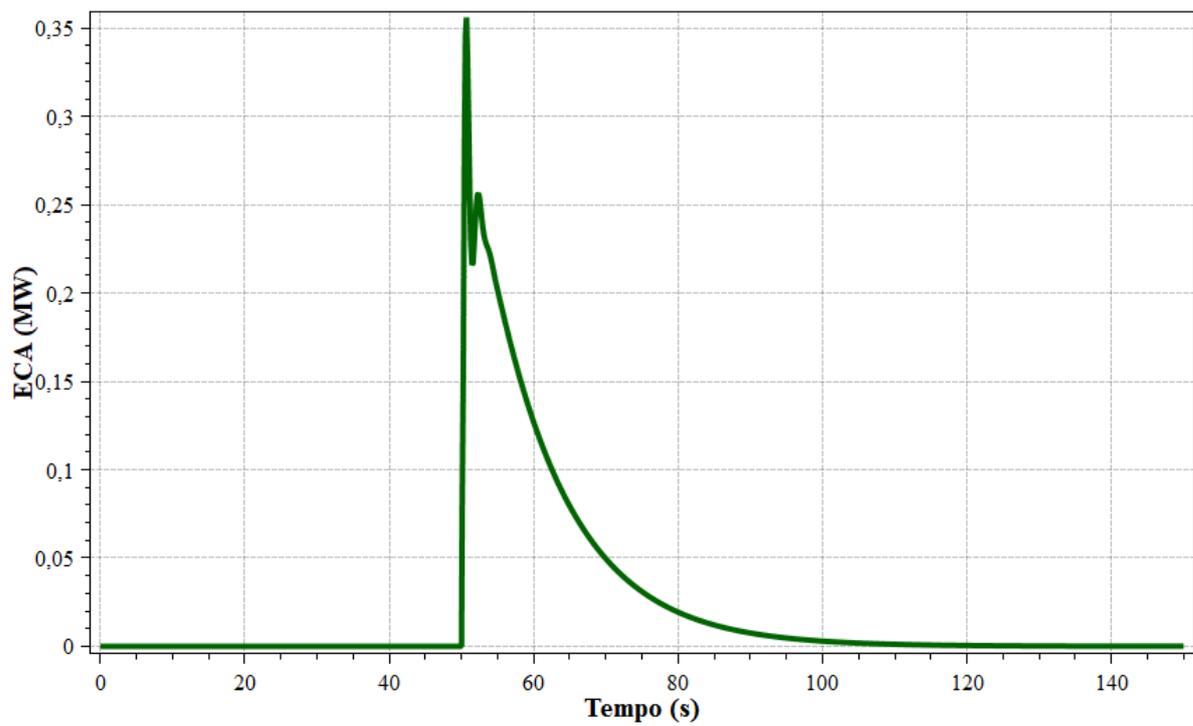
Fonte: Autoria própria.

Figura 27 – Frequência da área 2.



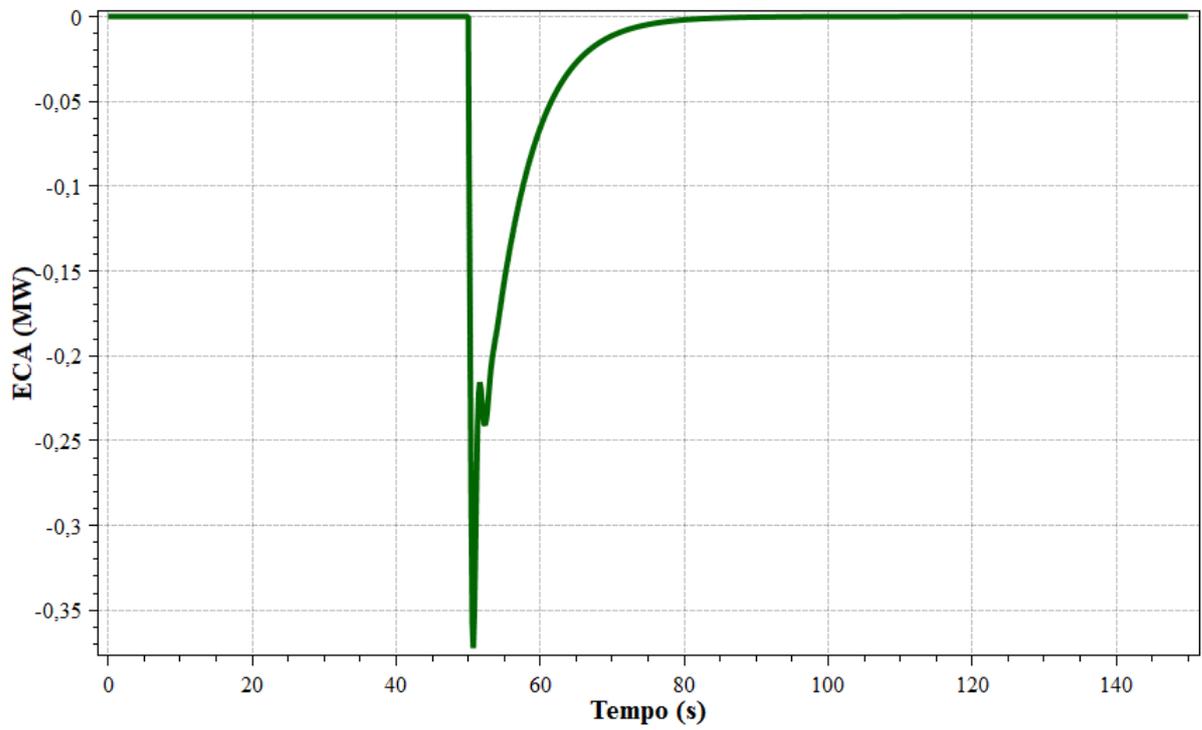
Fonte: Autoria própria.

Figura 28 – ECA da área 1.



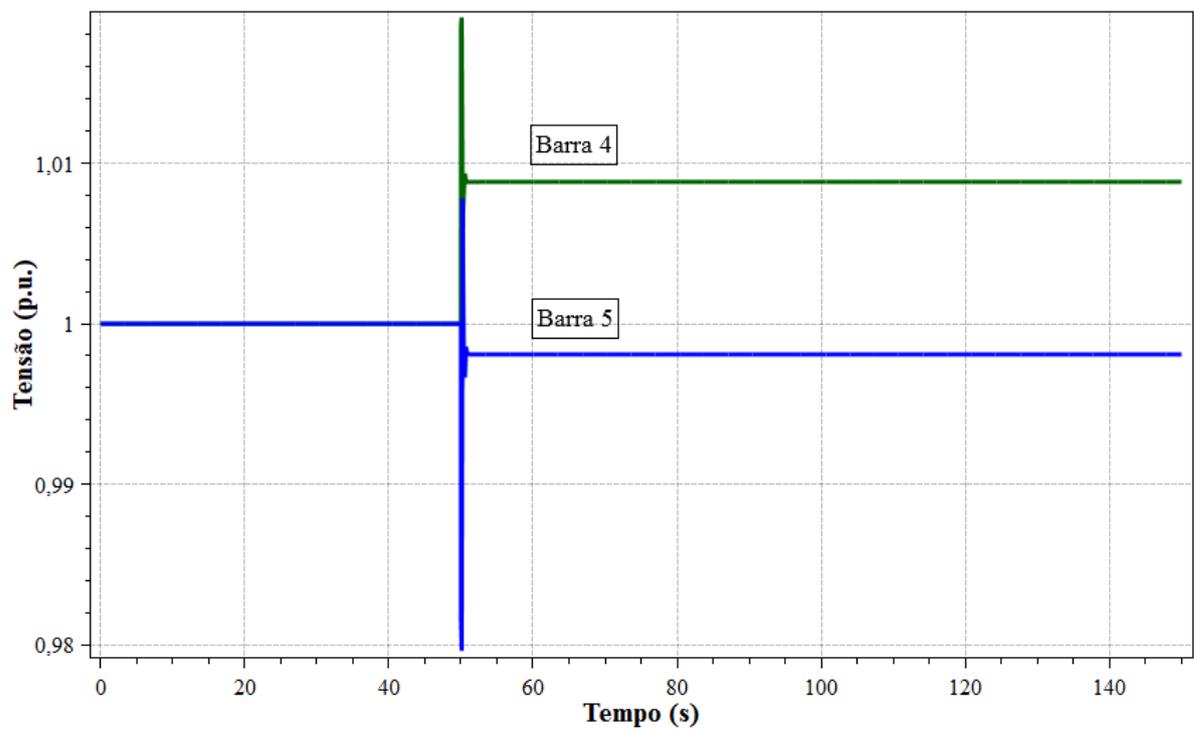
Fonte: Autoria própria.

Figura 29 – ECA da área 2.



Fonte: Autoria própria.

Figura 30 – Tensão nas barras piloto.



Fonte: Autoria própria.

4.4 INCLUSÃO DO CAG E DO CST

Uma vez que a operação de um sistema munido de CAG já foi avaliada, é valoroso agregar a este sistema um controle adicional, cujo objetivo é controlar a tensão nas barras piloto e a repartição da potência reativa entre os geradores de uma área.

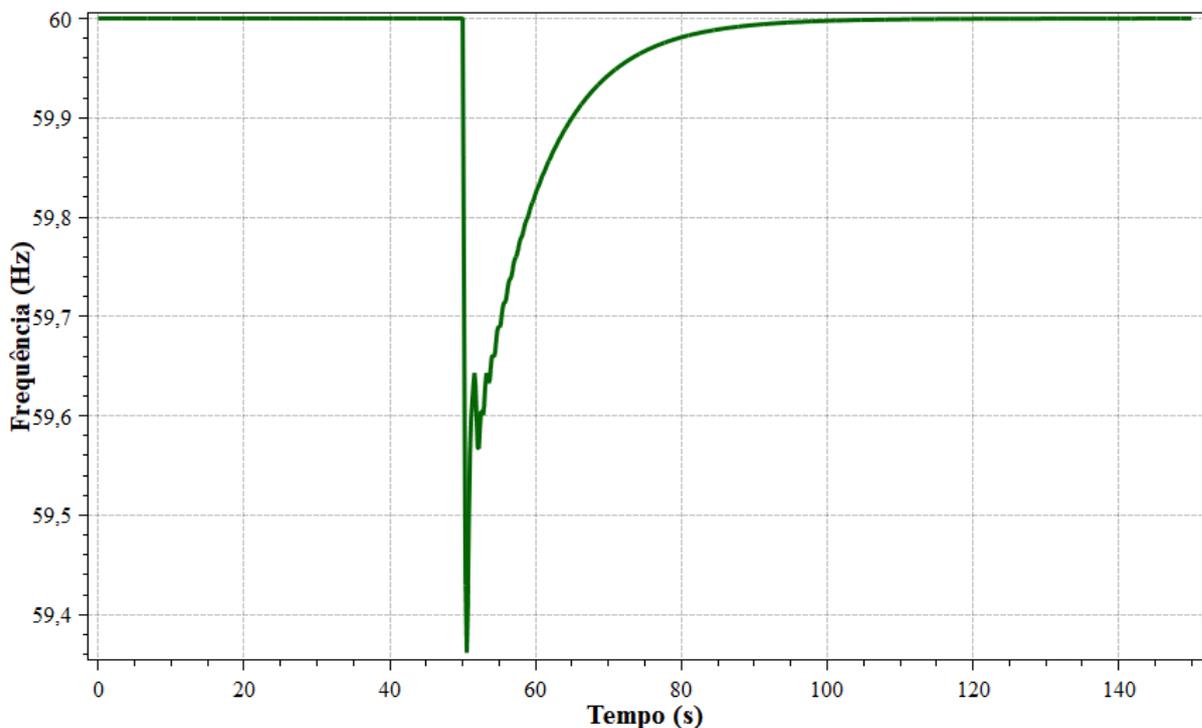
Como no ajuste do *bias*, os valores de ganho adotados para o CST são os mesmos utilizados por Almeida (2004).

4.4.1 Adição de carga às barras piloto

O mesmo evento apresentado na Seção 4.3.1 é aplicado neste estudo de caso. A modificação é apenas em função da adição do CST.

A Figura 31 mostra o comportamento da frequência frente à adição de carga às barras piloto do sistema. Trata-se do mesmo perfil, com a mesma excursão de frequência, apresentado pelo sistema que só continha o CAG. Isto se dá em função da frequência ser regulada por este controle e não sofrer influência do CST. Considerando-se o par potência ativa e frequência, sabe-se que o mesmo padrão ocorrerá para a potência ativa gerada.

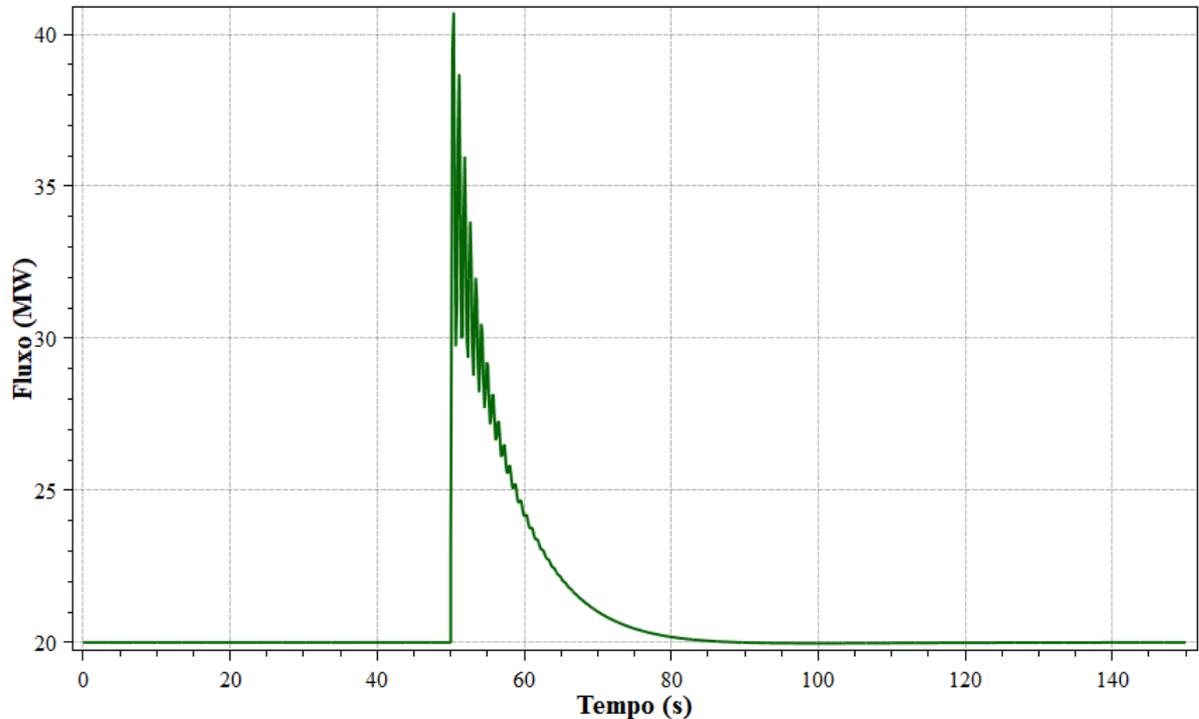
Figura 31 – Frequência do sistema.



Fonte: Autoria própria.

Em função deste sistema ser dotado de CAG sob modo TLB, o intercâmbio também é controlado e mantido no valor contratado, como apresentado na Figura 32. Da mesma maneira que a frequência, o intercâmbio não sofre influência da inclusão do CST.

Figura 32 – Fluxo na interligação.

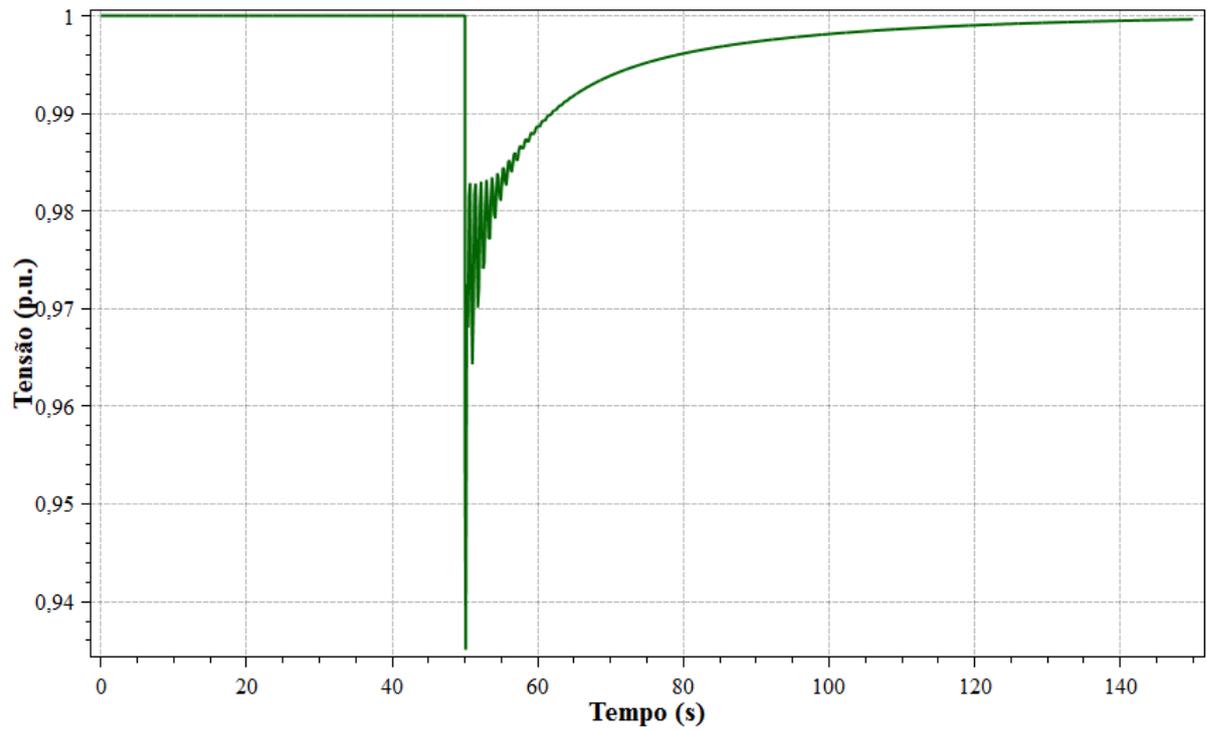


Fonte: Autoria própria.

Uma vez que a inclusão do CST não influi na determinação do ECA, os ECAs das áreas 1 e 2, para o presente caso, são aqueles apresentados pelas Figura 21 e Figura 22, respectivamente.

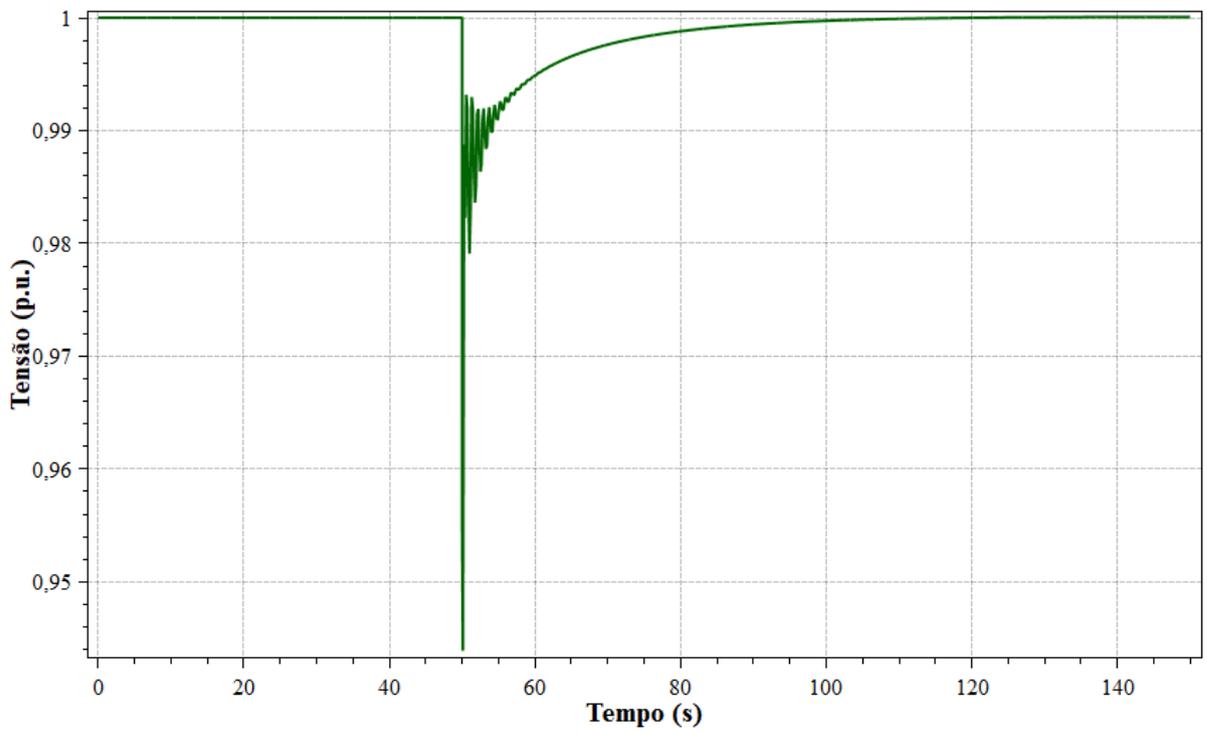
O sistema, agora munido do CST, apresenta um novo comportamento de tensão. Passado o período do transitório, a tensão nas barras piloto estabelece-se em 1 p.u., como é possível observar na Figura 33 e na Figura 34.

Figura 33 – Tensão na barra 4.



Fonte: Autoria própria.

Figura 34 – Tensão na barra 5.



Fonte: Autoria própria.

A inclusão deste controle ainda garante a manutenção da repartição de reativo na área 1, apresentada na Figura 35, conforme o par potência reativa e tensão. Um cálculo simples é capaz de demonstrar esta constatação.

Sabe-se, do sistema 6 barras apresentado na Figura 12, que o gerador 01 tem potência ativa de 50 MW e potência aparente de 100 MVA, enquanto o gerador 02 tem 90 MW de potência ativa e 200 MVA de potência aparente. O triângulo das potências resulta em (11).

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (11)$$

A potência reativa, para a área 1 fica:

$$Q_1 = \sqrt{100^2 - 50^2} = 86,6025 \text{ Mvar}$$

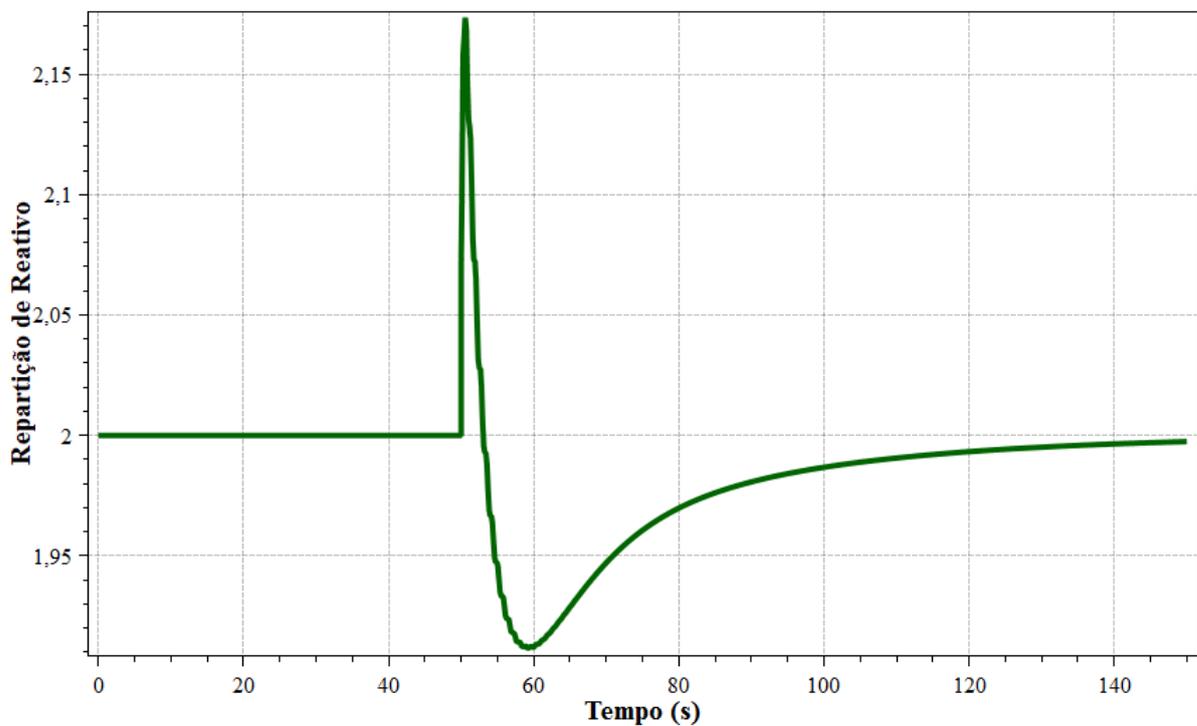
Para a área 2, tem-se:

$$Q_2 = \sqrt{200^2 - 90^2} = 178,6057 \text{ Mvar}$$

A repartição de reativo, dada pela razão entre Q_2 e Q_1 , é:

$$\frac{Q_2}{Q_1} = \frac{178,6057}{86,6025} = 2,0636 \approx 2$$

Figura 35 – Repartição de reativo da área 1.



Fonte: Autoria própria.

4.4.2 Abertura da interligação

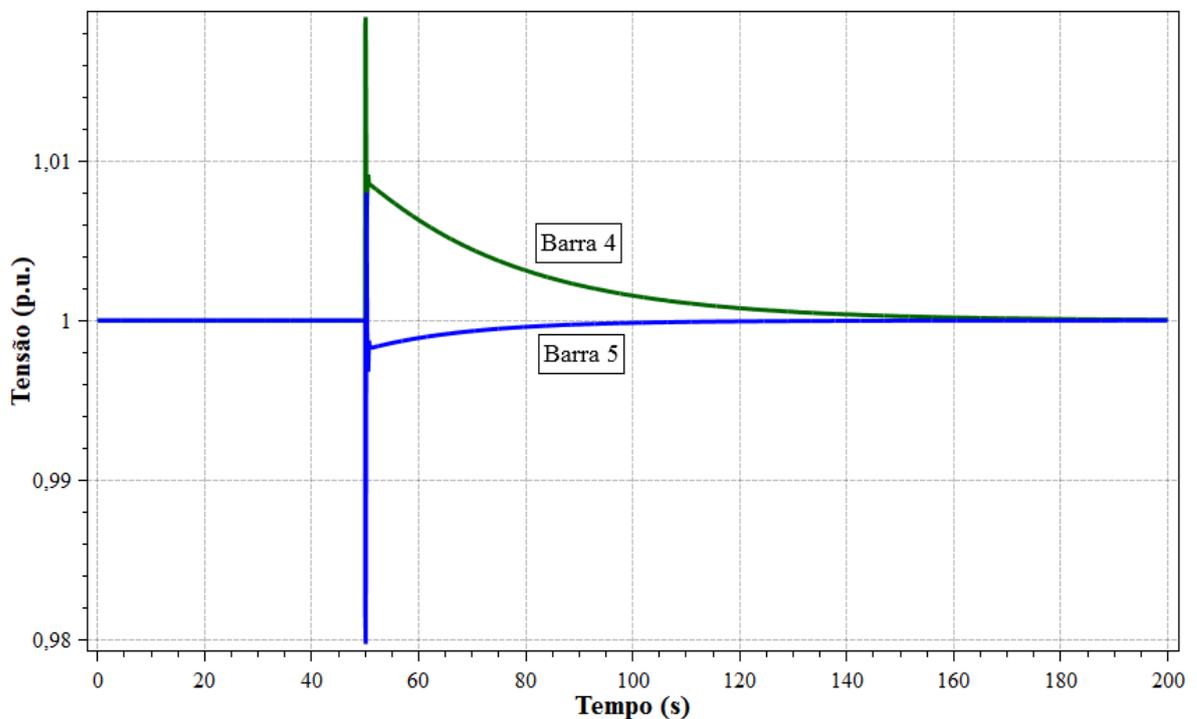
A mesma contingência aplicada na Seção 4.3.2 é utilizada nesta simulação, levando-se em consideração, doravante, a aplicação do CST.

Variáveis como frequência e potência ativa, bem como o sinal do ECA, não sofrem alteração pela presença do CST, uma vez que são funções apenas do CAG. Assim, seu comportamento é o mesmo no presente estudo de caso e naquele onde o sistema conta apenas com Regulação Secundária.

É relevante analisar o desempenho da tensão das barras piloto frente à perda da interligação entre as duas áreas de controle, apresentada na Figura 36. A excursão de tensão que ocorre é semelhante àquela observada na simulação da Seção 4.3.2, porém, no presente estudo de caso, há a estabilização da tensão no valor de 1 p.u.

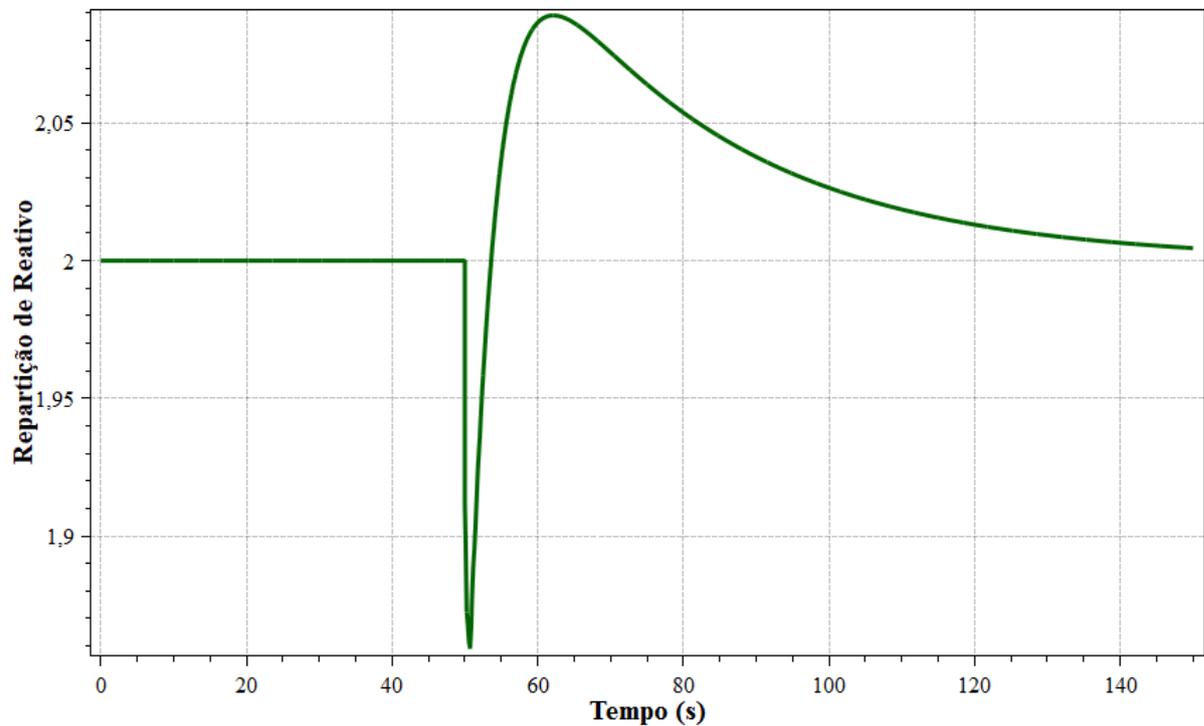
Há ainda a garantia da conservação da repartição de reativos da área 1, conforme apresentado na Figura 37.

Figura 36 – Tensão nas barras piloto.



Fonte: Autoria própria.

Figura 37 – Repartição de reativo da área 1.



Fonte: Autoria própria.

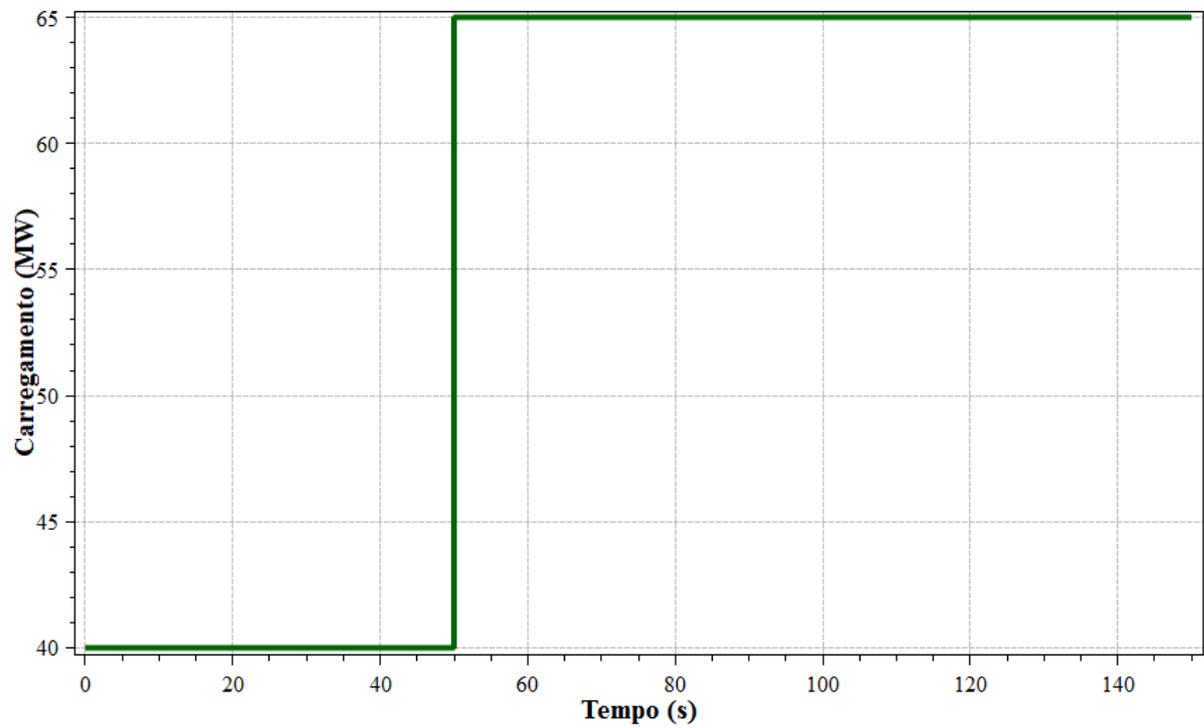
4.5 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DO BIAS

A fim de avaliar a influência do parâmetro *bias* na atuação da Regulação Secundária, foi realizado um estudo de caso para três diferentes valores deste parâmetro. Foi utilizado o sistema da Figura 12 equipado tanto com CAG quanto com CST.

Mantendo-se o *bias* da área 2 constante, com o valor de $B_2 = 17 \text{ MW/Hz}$, foi simulado o evento de adição de uma carga de 25 MW à barra 5, no instante de 50 segundos, para três valores distintos de *bias* da área 1. O primeiro valor, $B_1 = 100 \text{ MW/Hz}$, equivale à característica natural desta área. Os demais valores consistiram de $B_1 = 50 \text{ MW/Hz}$ e $B_1 = 200 \text{ MW/Hz}$, 50% e o dobro da característica natural, respectivamente.

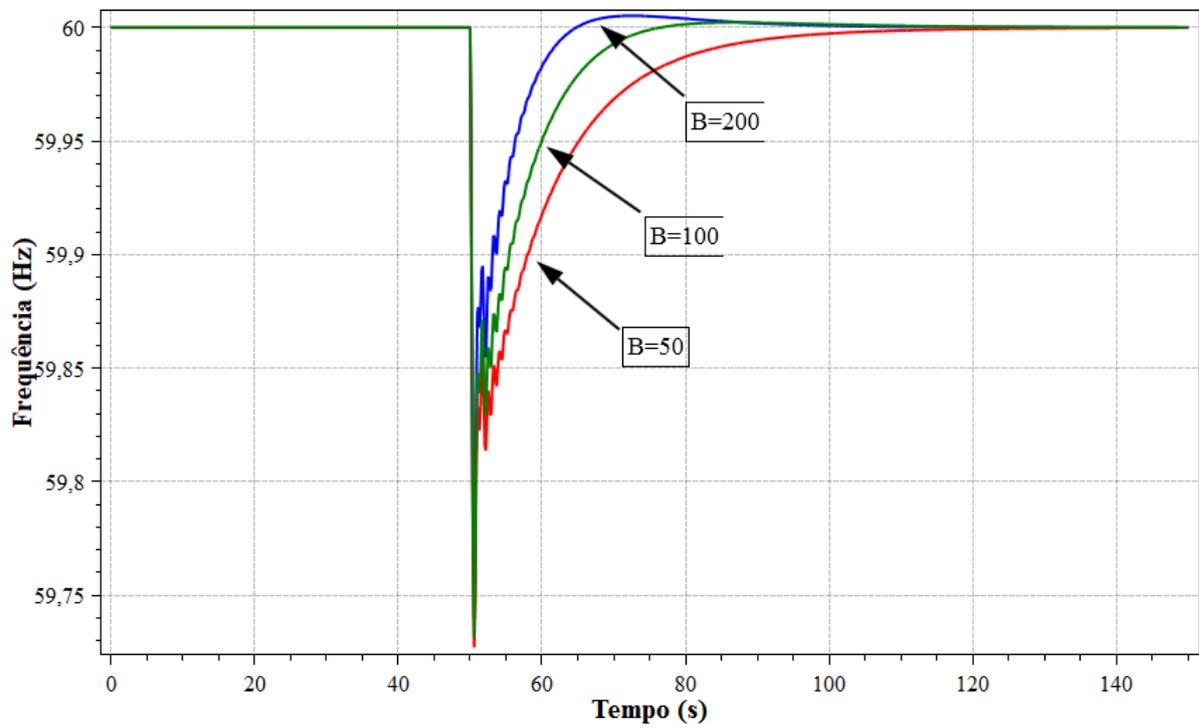
A Figura 38 demonstra a ocorrência do distúrbio. O comportamento da frequência da área 1, para os três valores distintos de *bias*, é apresentado na Figura 39. Um valor de *bias* inferior à característica natural da área faz com que a frequência demore mais tempo para se estabelecer, enquanto o uso de um *bias* de medida superior em uma maior excursão de frequência, o que pode ser prejudicial dependendo da gravidade do distúrbio. Obviamente, em função da presença do CAG, a frequência é reestabelecida para a referência nos três casos.

Figura 38 – Carregamento da barra 5.



Fonte: Autoria própria.

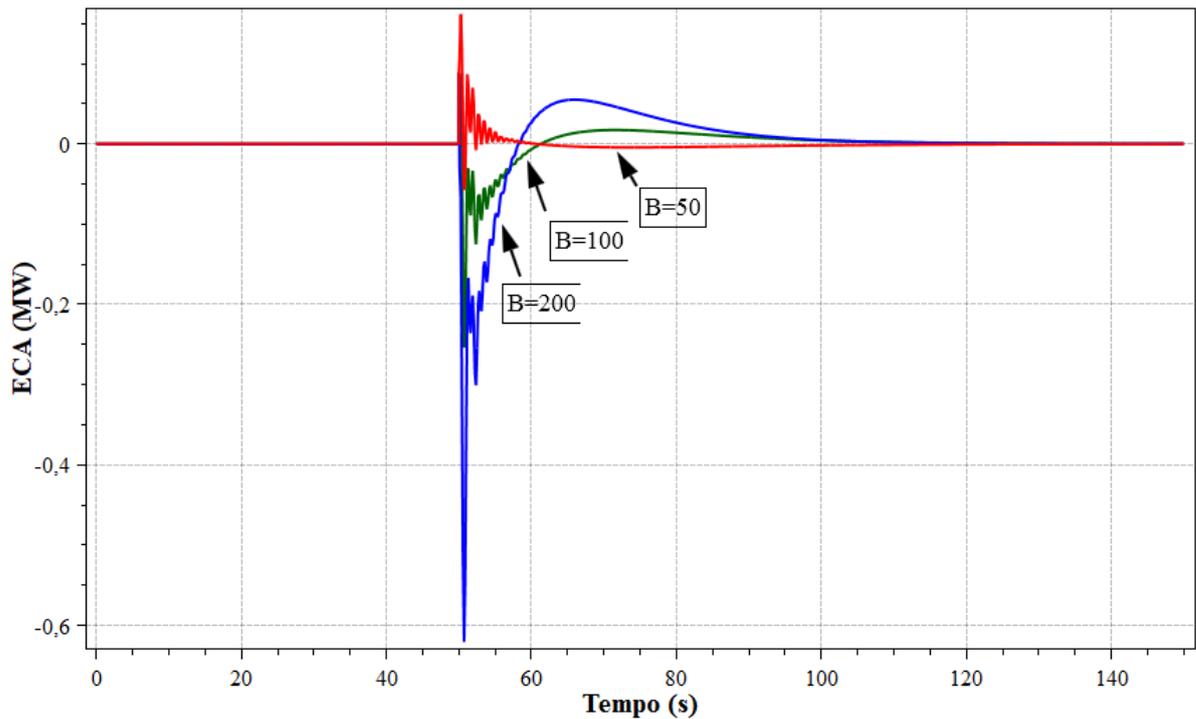
Figura 39 – Frequência da área 1.



Fonte: Autoria própria.

Obviamente, se os valores do bias são distintos, os ECAs também o serão. Evidentemente, se o CAG cumprir com sua função, mesmo que a variação do valor do ECA seja diferente, ele deverá atingir a medida nula ao fim de sua operação. Isso pode ser comprovado ao se analisar a Figura 40.

Figura 40 – ECA da área 1.



Fonte: Autoria própria.

Dados referentes à área 2 como comportamento da frequência e do ECA não são apresentados nesta seção em vista da adoção de um único valor para o parâmetro *bias* desta área.

4.6 ANÁLISE DAS MODALIDADES DE CONTROLE DO CAG

É estabelecido, pelo Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS, que:

Nas investigações para a definição das melhores estratégias de controle, deve ser analisado o desempenho dinâmico do sistema para diferentes estruturas de áreas de controle e combinações de modos de controle, a saber: todas as áreas operando em TLB; áreas operando em TLB com uma das áreas operando em FF; áreas operando em TLB com áreas operando em FTL. (ONS, 2016a).

Para mostrar como operam cada uma das modalidades do CAG, é feita a simulação de um evento para ambas as áreas com o mesmo tipo de controle. A perturbação inserida é a mesma utilizada na Seção 4.5 e expressa pela Figura 38.

Posteriormente, para os modos FF e FTL, o mesmo evento é simulado com a área 1, de maior porte, operando em TLB e a área 2 com funcionamento em FF ou em FTL. Este segundo grupo de simulações busca seguir as orientações estabelecidas por ONS (2016a).

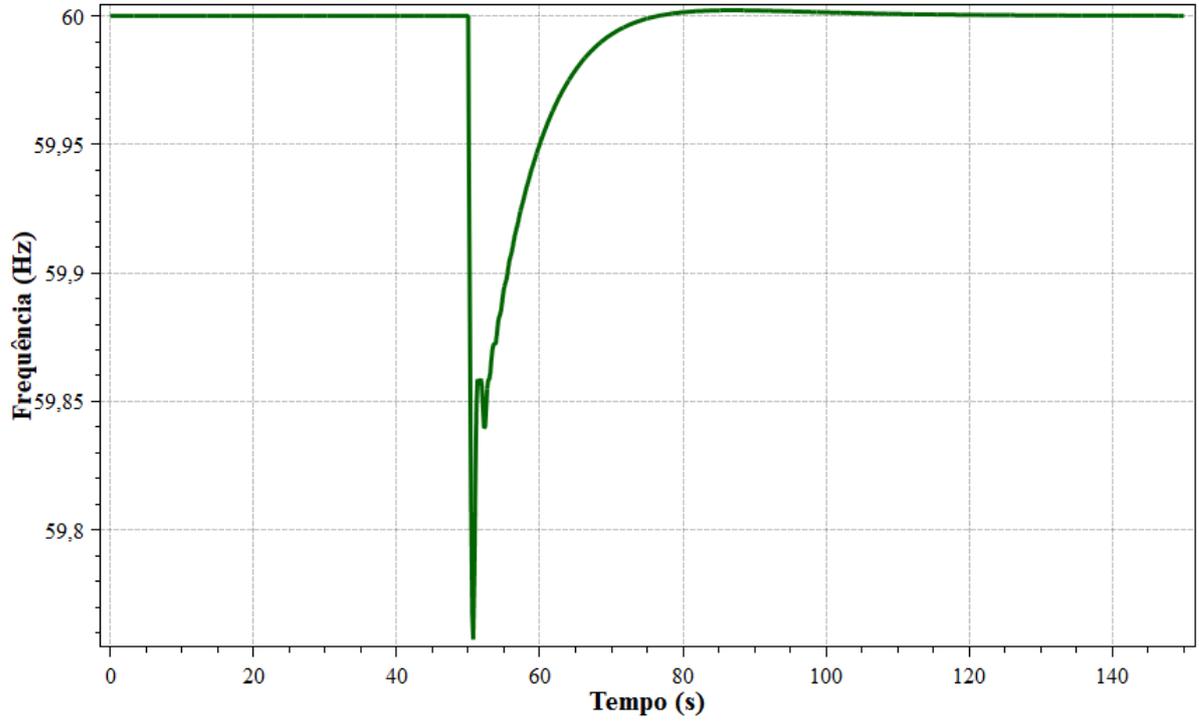
Os valores de *bias* são os mesmos adotados no estudos de caso das Seções 4.2, 4.3 e 4.4.

4.6.1 Modo TLB

A adoção do modo TLB objetiva tanto o controle de frequência como o de intercâmbio. Assim, após a atuação do CAG, a frequência deve retornar à 60 Hz e a potência de intercâmbio, ao valor contratado de 20 MW.

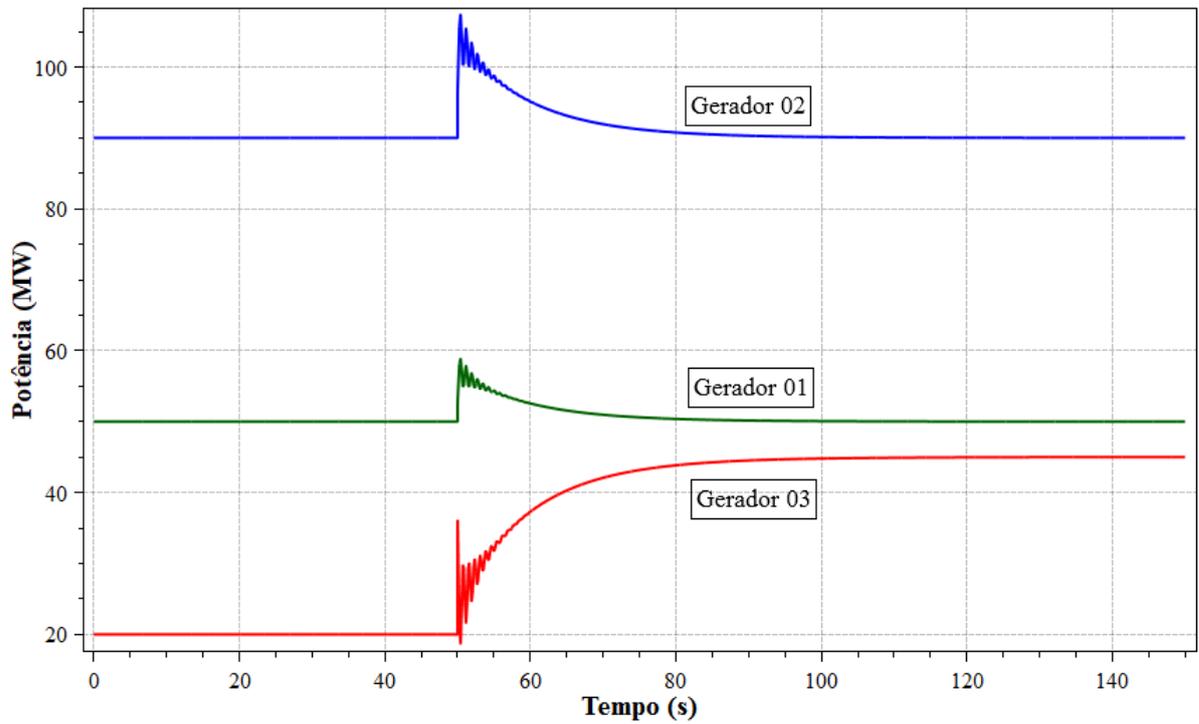
A frequência do sistema é reestabelecida para o valor de referência, como exposto na Figura 41. A área 1, por não apresentar mudanças em seu carregamento e, visto que mantém a função de enviar intercâmbios de auxílio à área 2, tem seu padrão de geração mantido. Já a área 2, em função do crescimento de seu carregamento, aumenta a geração a fim de, juntamente com a potência proveniente do intercâmbio, ser capaz de atender ao novo nível de carga da barra 5. As potências geradas pelas três unidades geradoras do sistema são apresentadas na Figura 42.

Figura 41 – Frequência do sistema.



Fonte: Autoria própria.

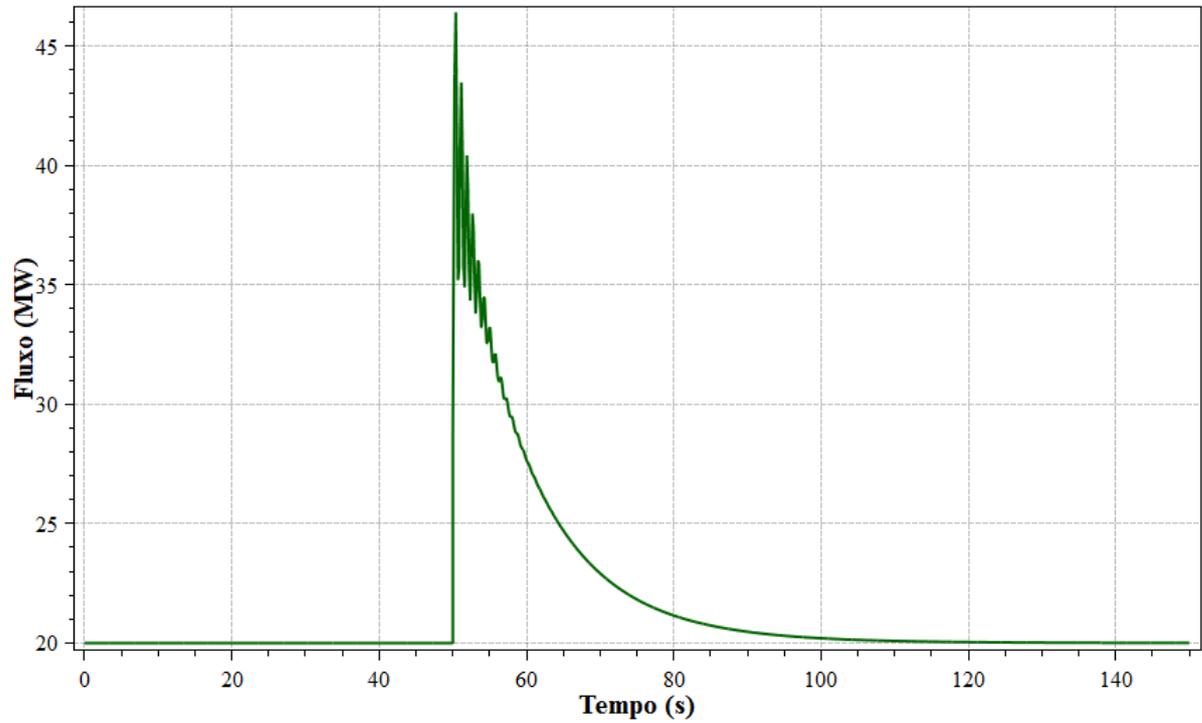
Figura 42 – Potência gerada.



Fonte: Autoria própria.

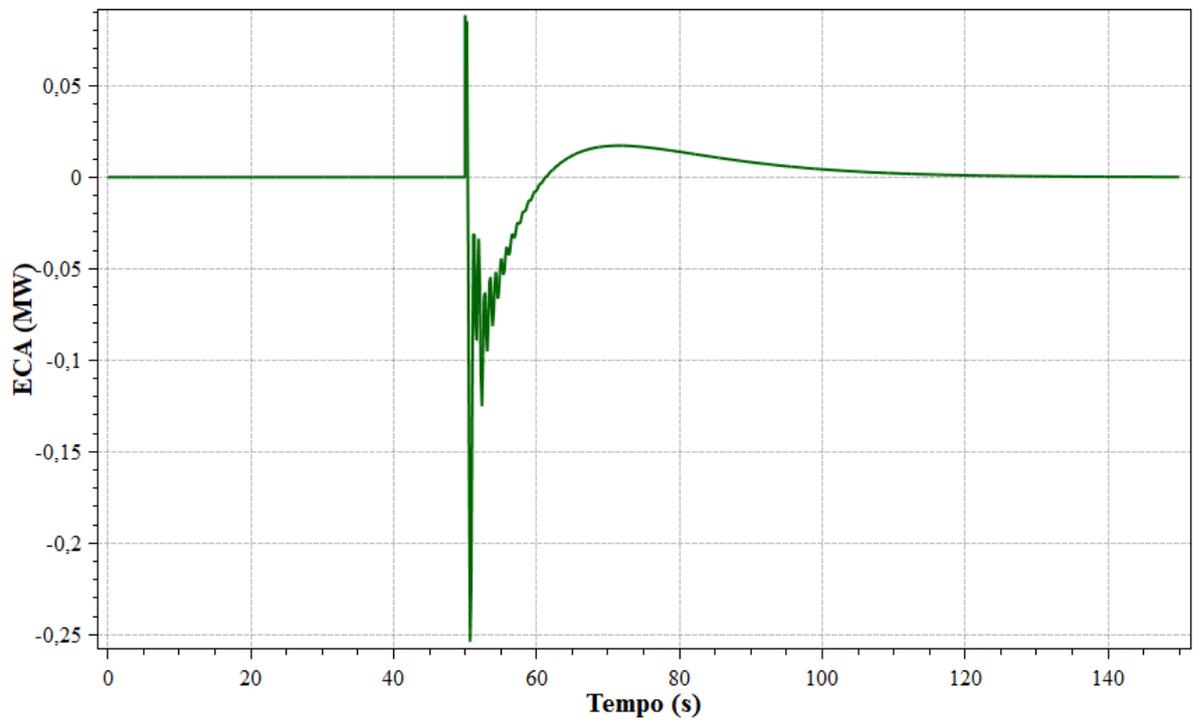
O intercâmbio de potência retorna ao valor contratado após a atuação do CAG, conforme a Figura 43. A efetividade do controle pode ser vista pelo comportamento do ECA tanto da área 1 quanto da área 2, apresentados pela Figura 44 e Figura 45.

Figura 43 – Fluxo na interligação.



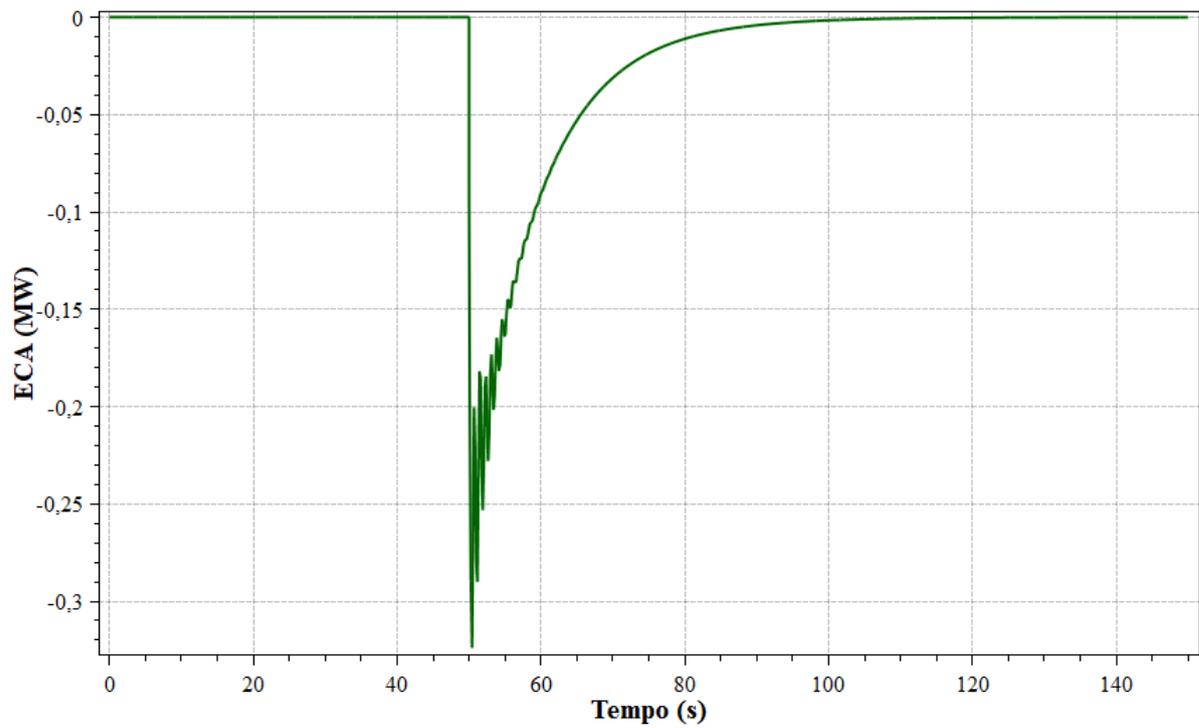
Fonte: Autoria própria.

Figura 44 – ECA da área 1.



Fonte: Autoria própria.

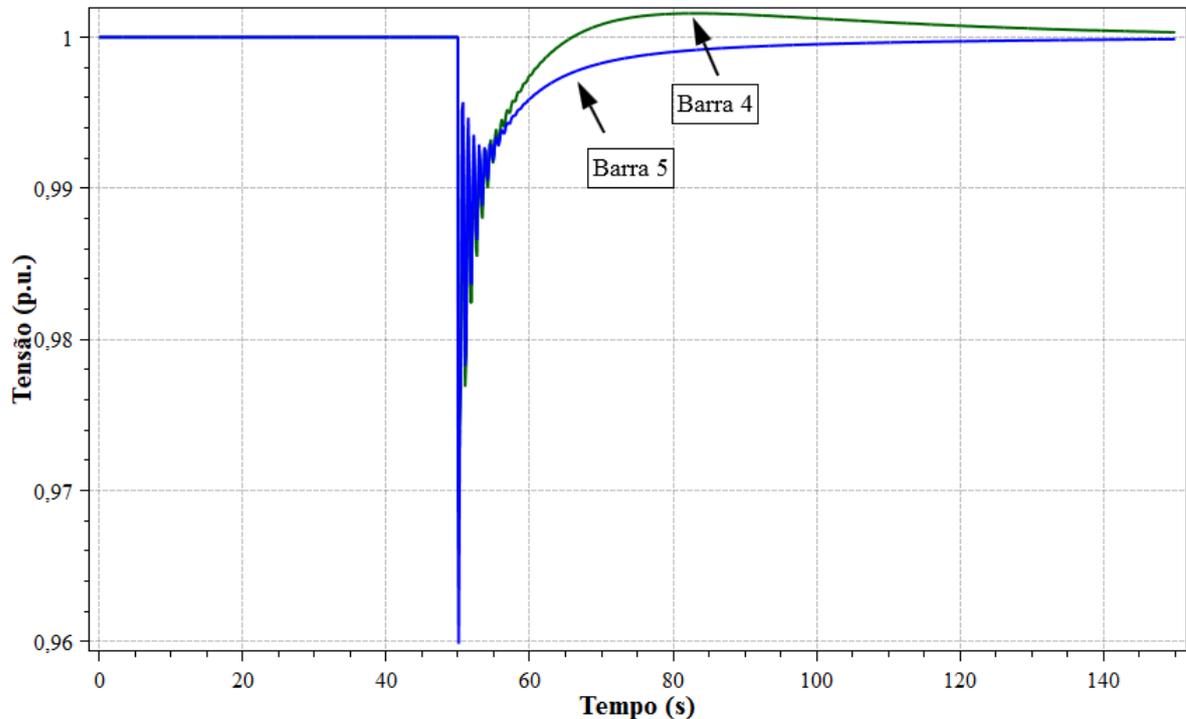
Figura 45 – ECA da área 2.



Fonte: Autoria própria.

A tensão nas barras piloto, em função exclusivamente da adoção do CST, alcança o valor de 1 p.u. após o transitório, conforme a Figura 46.

Figura 46 – Tensão nas barras piloto.

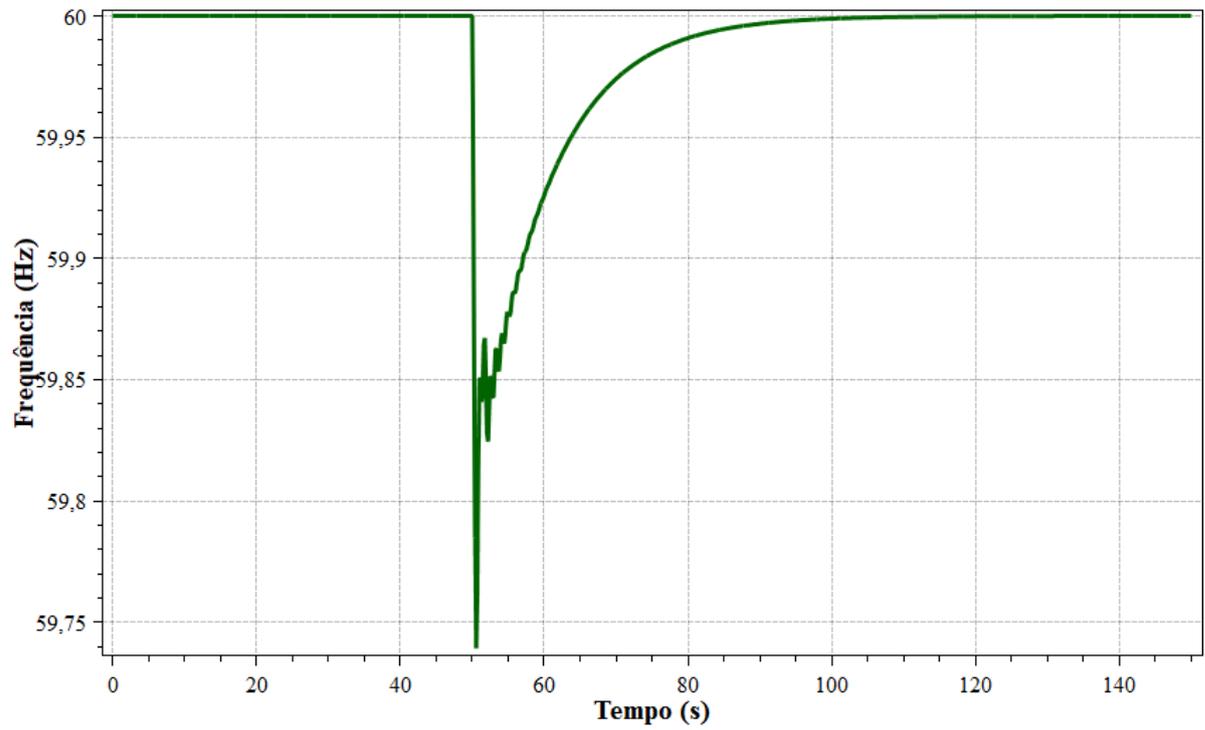


4.6.2 Modo FF

Ao se optar pelo uso do modo FF, o controle de intercâmbio é deixado de lado e tem-se como função apenas o reestabelecimento da frequência ao seu valor de referência, 60 Hz.

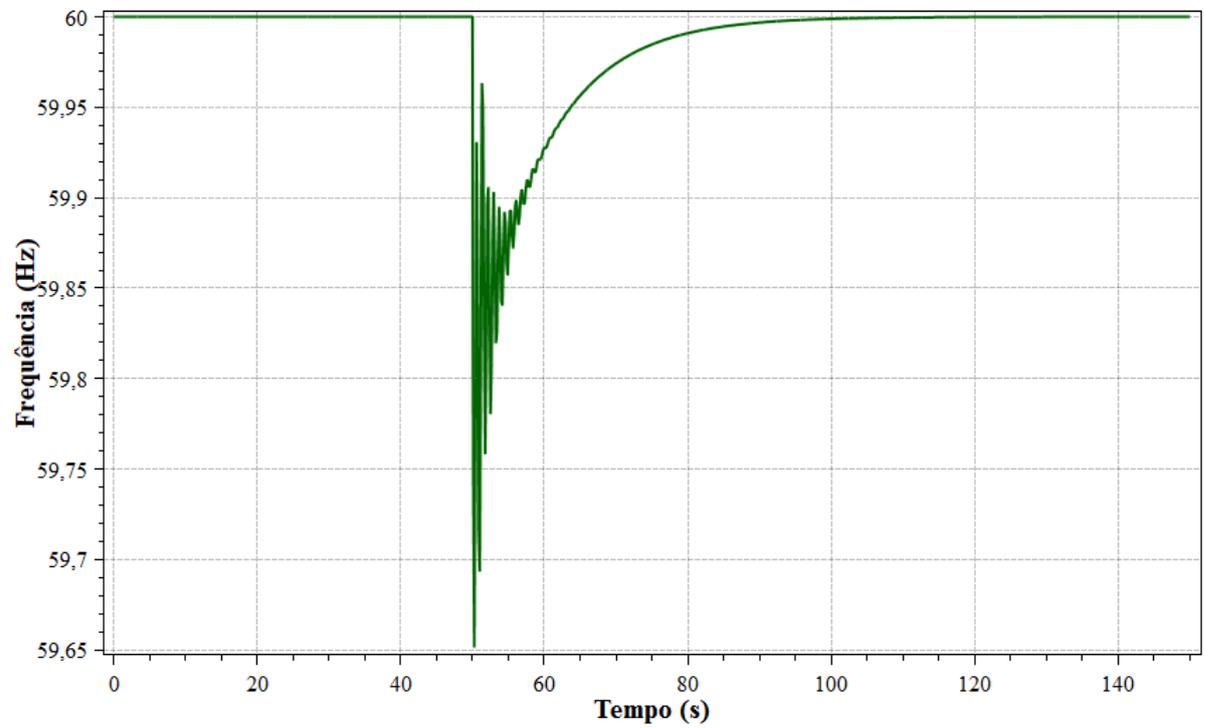
A frequência em ambas as áreas retorna à 60 Hz após a atuação da Regulação Secundária, conforme exposto na Figura 47 e na Figura 48. A potência gerada, entretanto, não retorna a seu valor anterior ao evento em nenhum dos três geradores, como se pode notar na Figura 49, estabelecendo-se em 56,48 MW (gerador 01), 102,96 MW (gerador 02) e 25,55 MW (gerador 03). Isto se dá, pois, uma vez que não é estabelecido o controle de intercâmbio, a área 1 precisa atender a este novo nível de fluxo de potência na interligação e a área 2, suprir seu novo carregamento.

Figura 47 – Frequência da área 1.



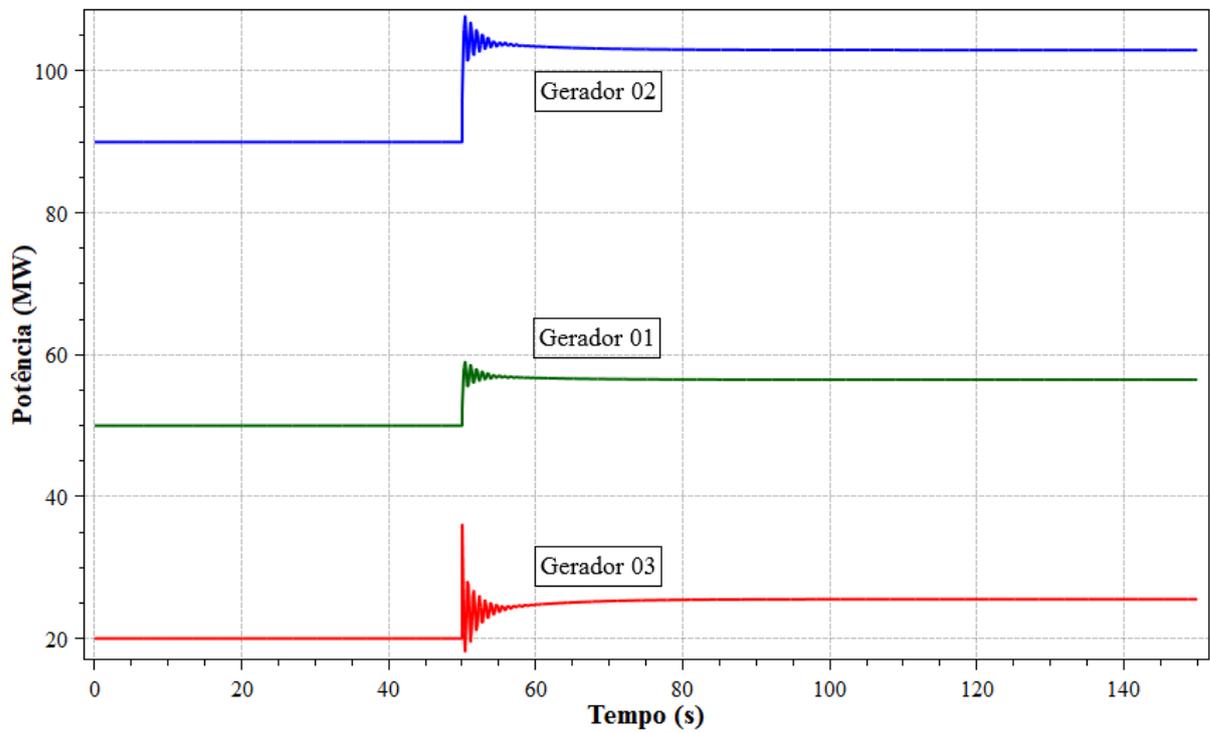
Fonte: Autoria própria.

Figura 48 – Frequência da área 2.



Fonte: Autoria própria.

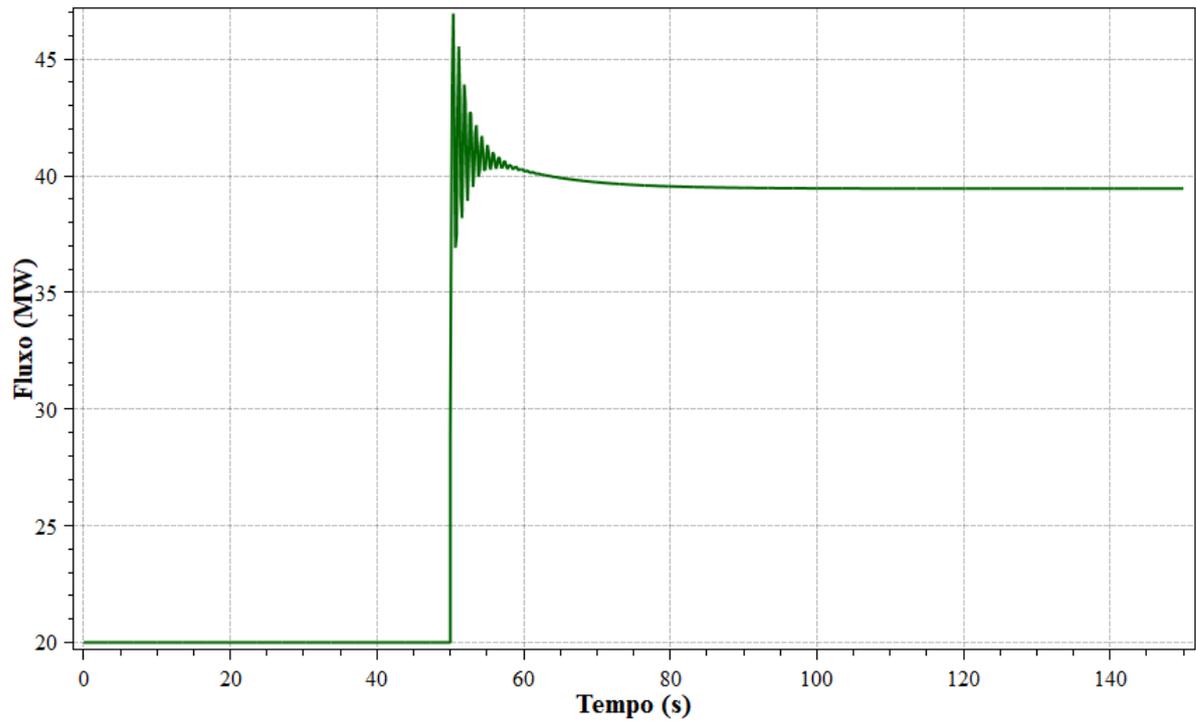
Figura 49 – Potência gerada.



Fonte: Autoria própria.

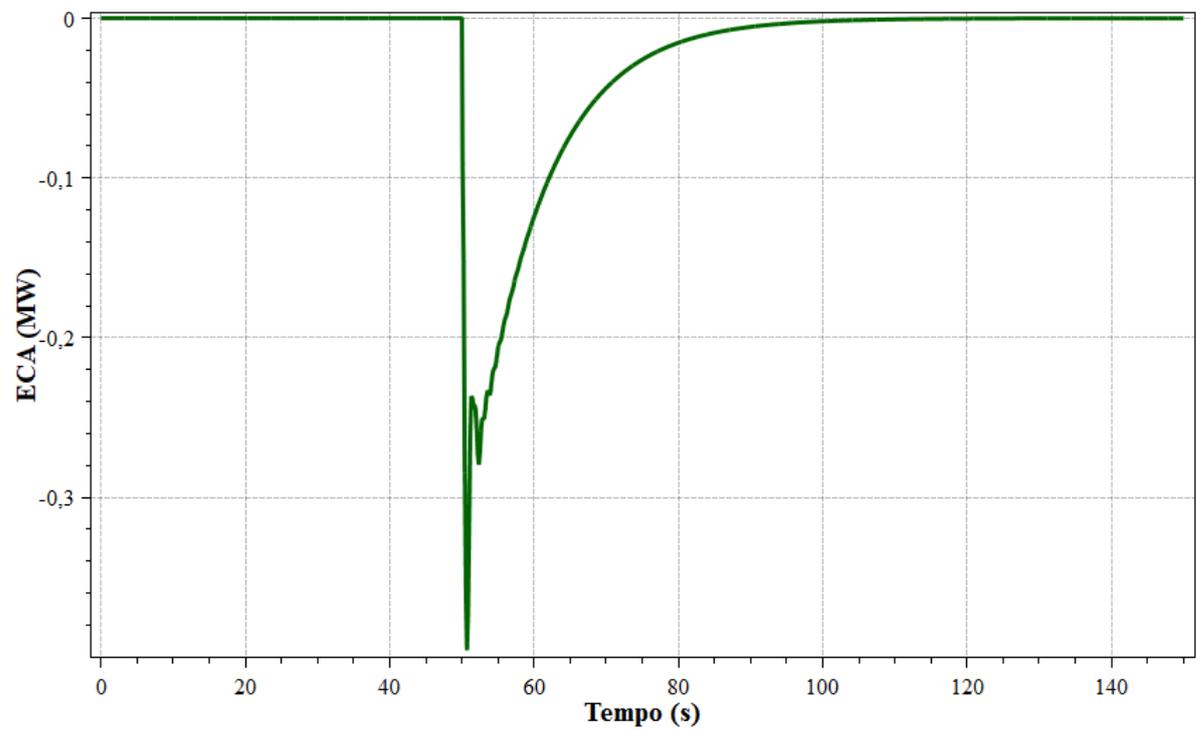
Devido à modalidade de controle escolhida, o intercâmbio não é mantido e aumenta no sentido de atender ao novo carregamento da área 2, como exposto na Figura 50. Porém, mesmo não controlando o fluxo na interligação, o CAG opera efetivamente, como visto na Figura 51 e na Figura 52.

Figura 50 – Fluxo na interligação.



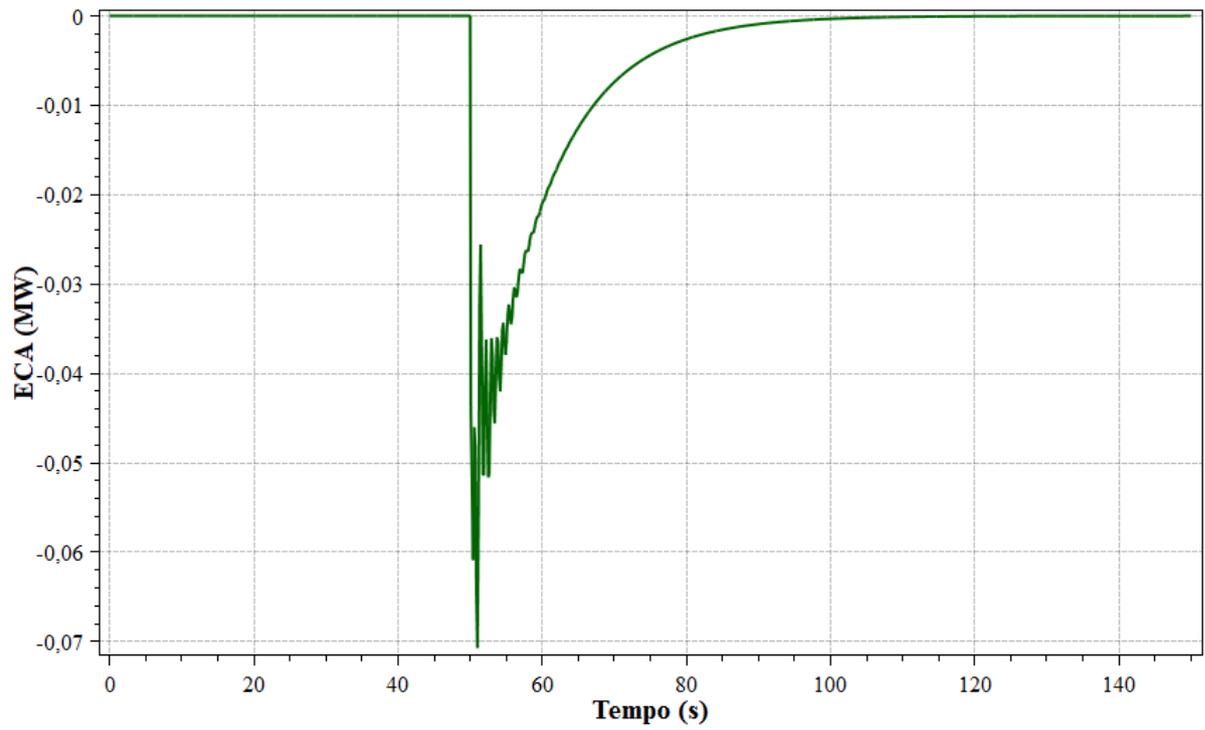
Fonte: Autoria própria.

Figura 51 – ECA da área 1.



Fonte: Autoria própria.

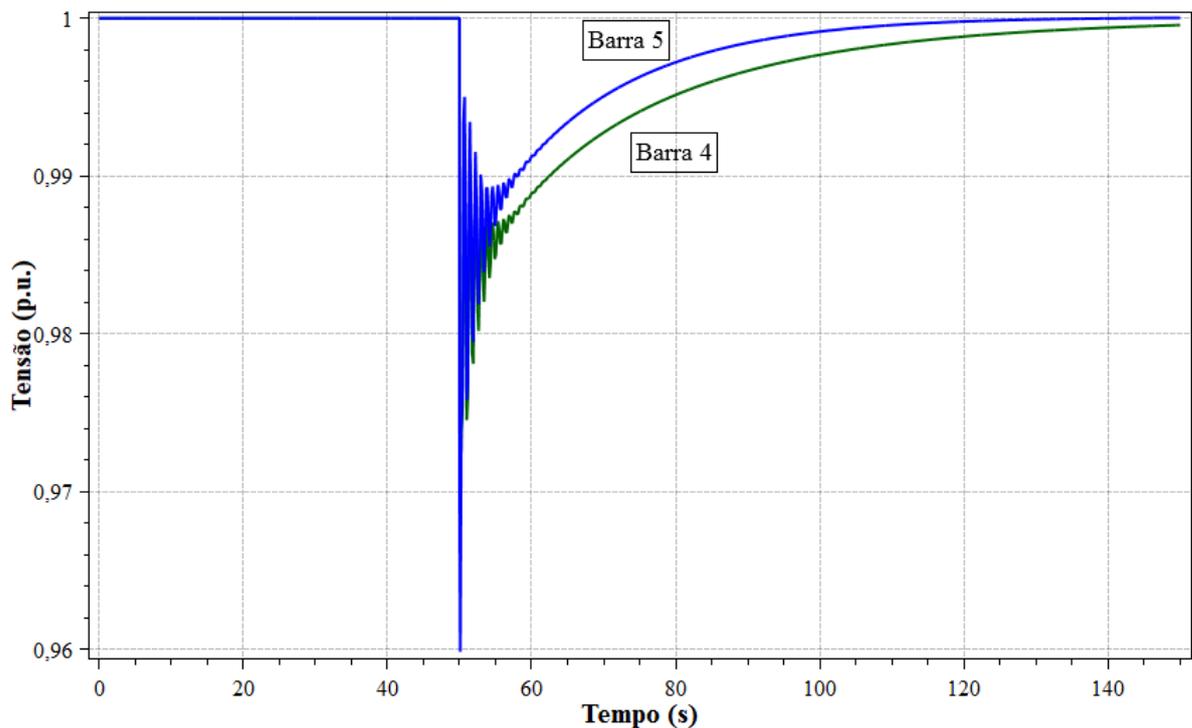
Figura 52 – ECA da área 2.



Fonte: Autoria própria.

As tensões nas barras piloto do sistema, expostas na Figura 53, são independentes da modalidade do CAG adotada, sendo função exclusiva do controle de tensão.

Figura 53 – Tensão nas barras piloto.



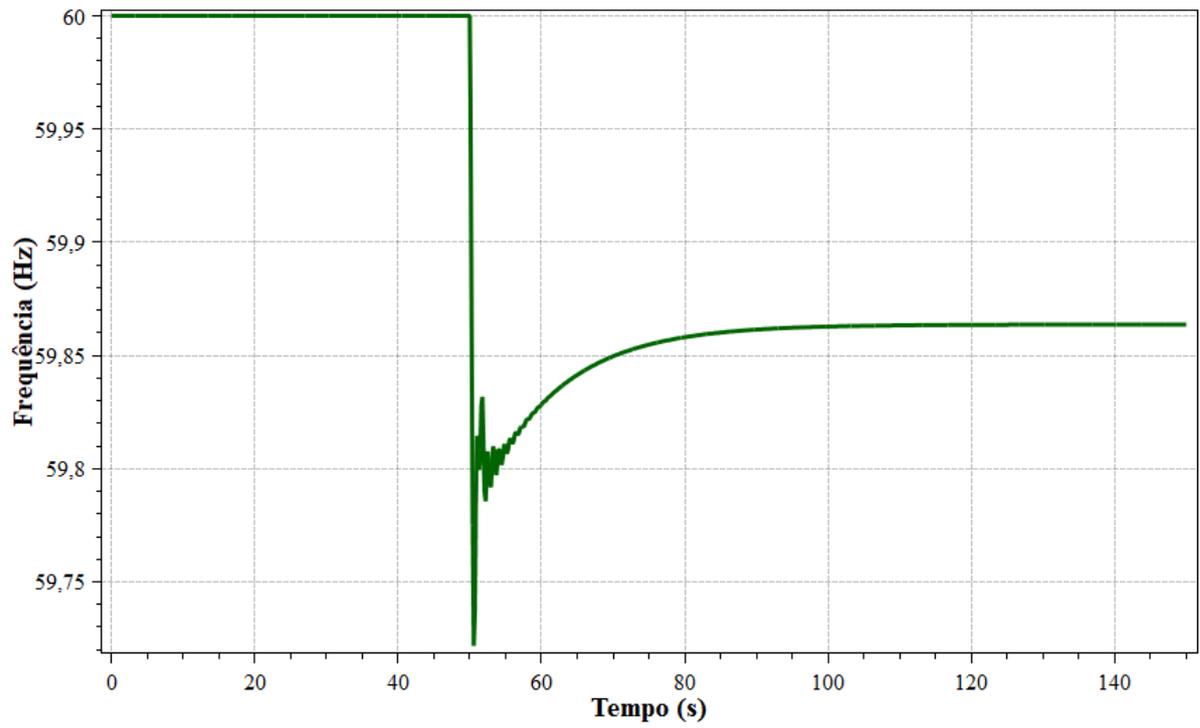
Fonte: Autoria própria.

4.6.3 Modo FTL

A utilização do modo FTL tem como função exclusiva o controle de intercâmbio. Embora existente, este tipo de modalidade de controle secundário não é utilizada no SIN, não havendo menção à sua adoção em ONS (2016b).

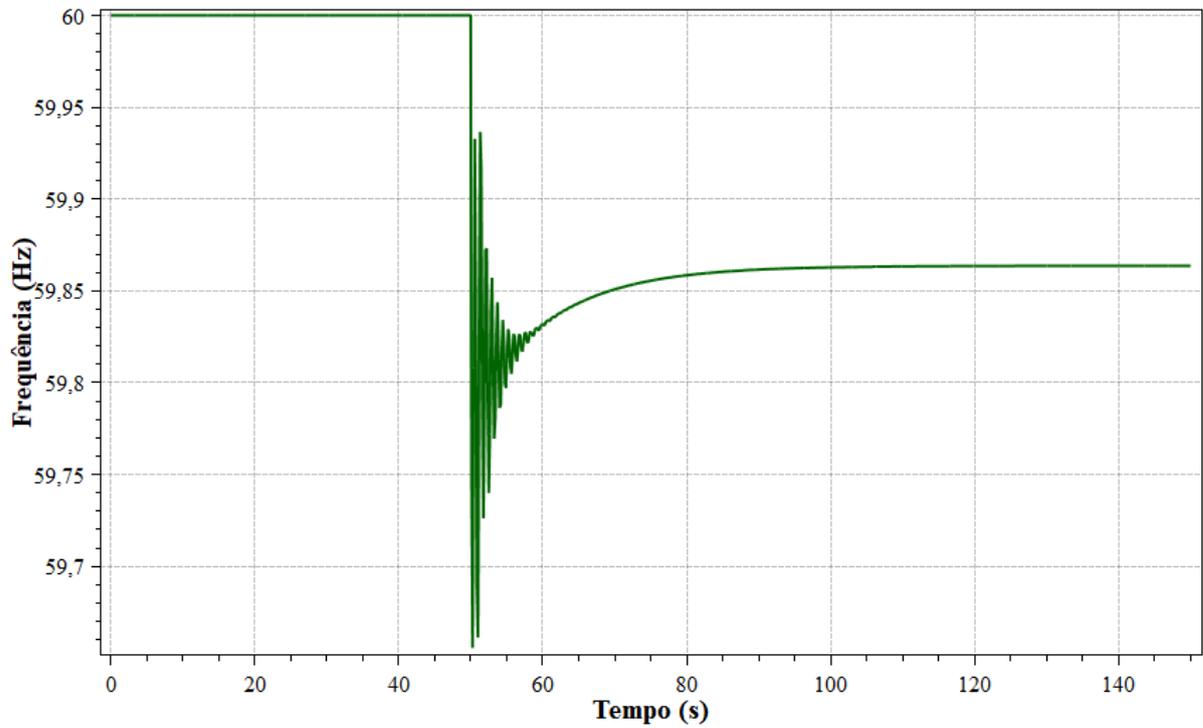
Por não ter como função o controle de frequência, a frequência não retorna ao valor de referência, como pode ser visto na Figura 54 e na Figura 55. A existência deste desvio de frequência, no entanto, não altera o comportamento da geração, em detrimento da propriedade potência ativa – frequência, como apresentado na Figura 56. Isto ocorre em função de que a área 1 não sofre alteração em seu carregamento e a área 2 atende sua carga, agora aumentada pelo evento em estudo, por meio de um crescimento em sua geração e pelo auxílio do intercâmbio de potência, que é mantido em seu valor contratado por meio da atuação da modalidade FTL, conforme observado na Figura 57.

Figura 54 – Frequência da área 1.



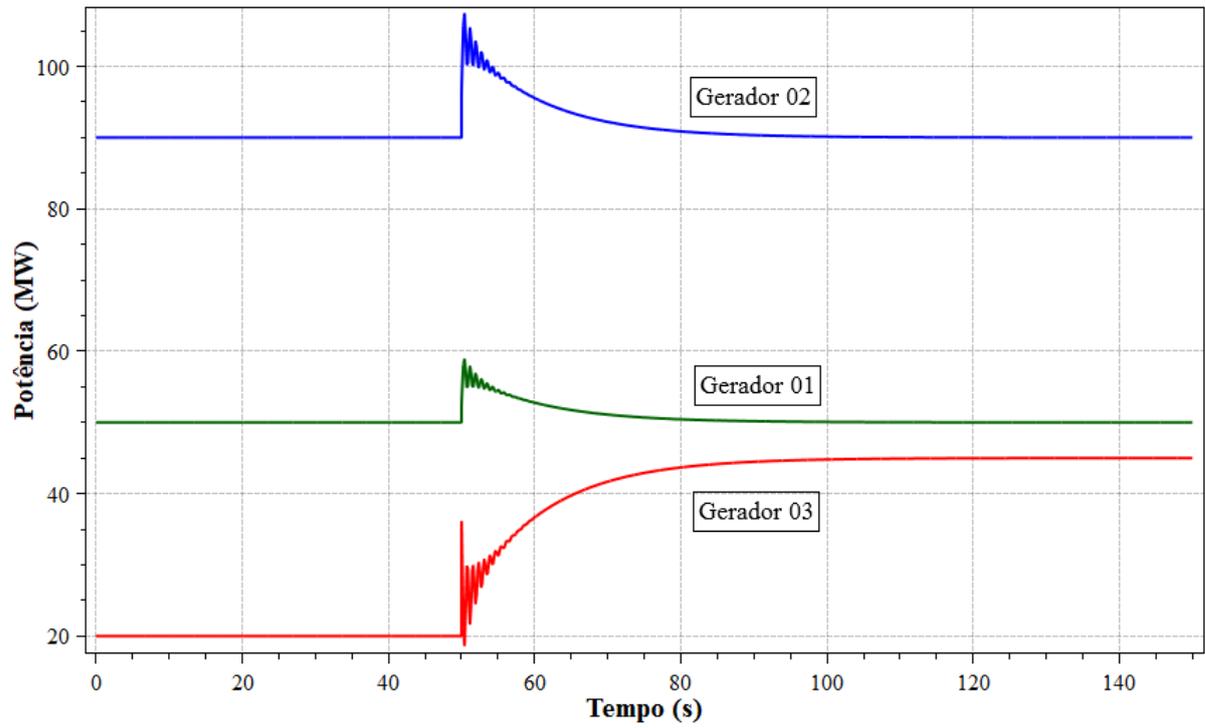
Fonte: Autoria própria.

Figura 55 – Frequência da área 2.



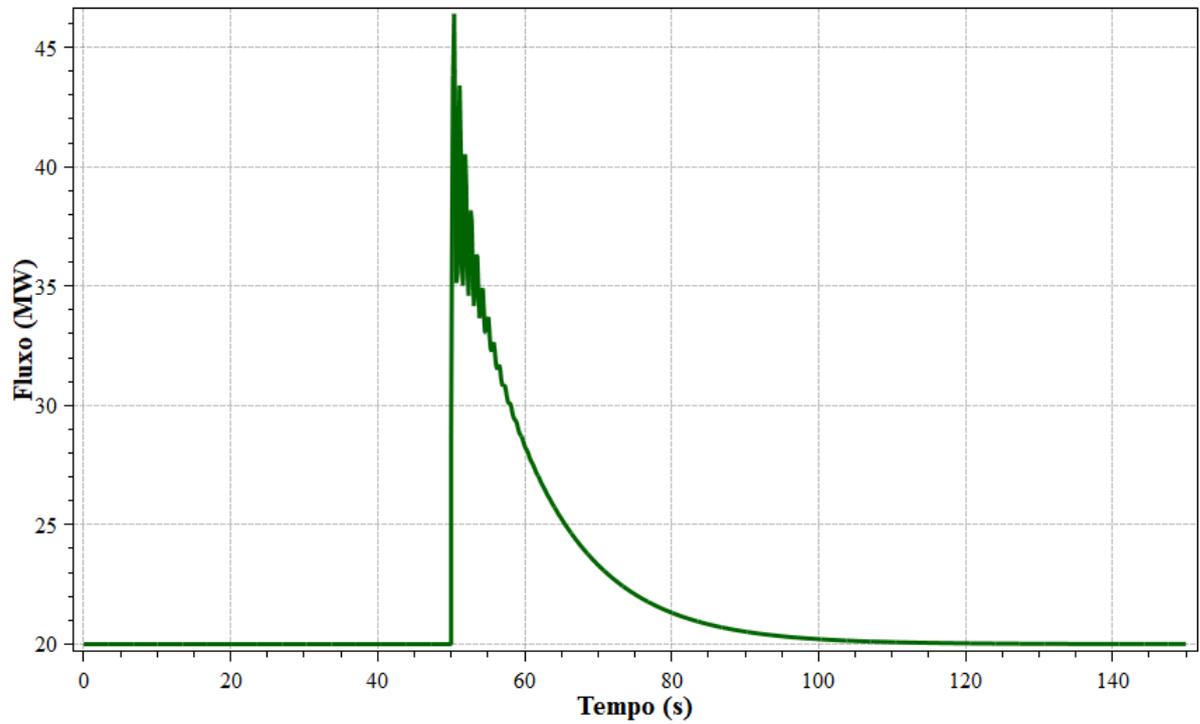
Fonte: Autoria própria.

Figura 56 – Potência gerada.



Fonte: Autoria própria.

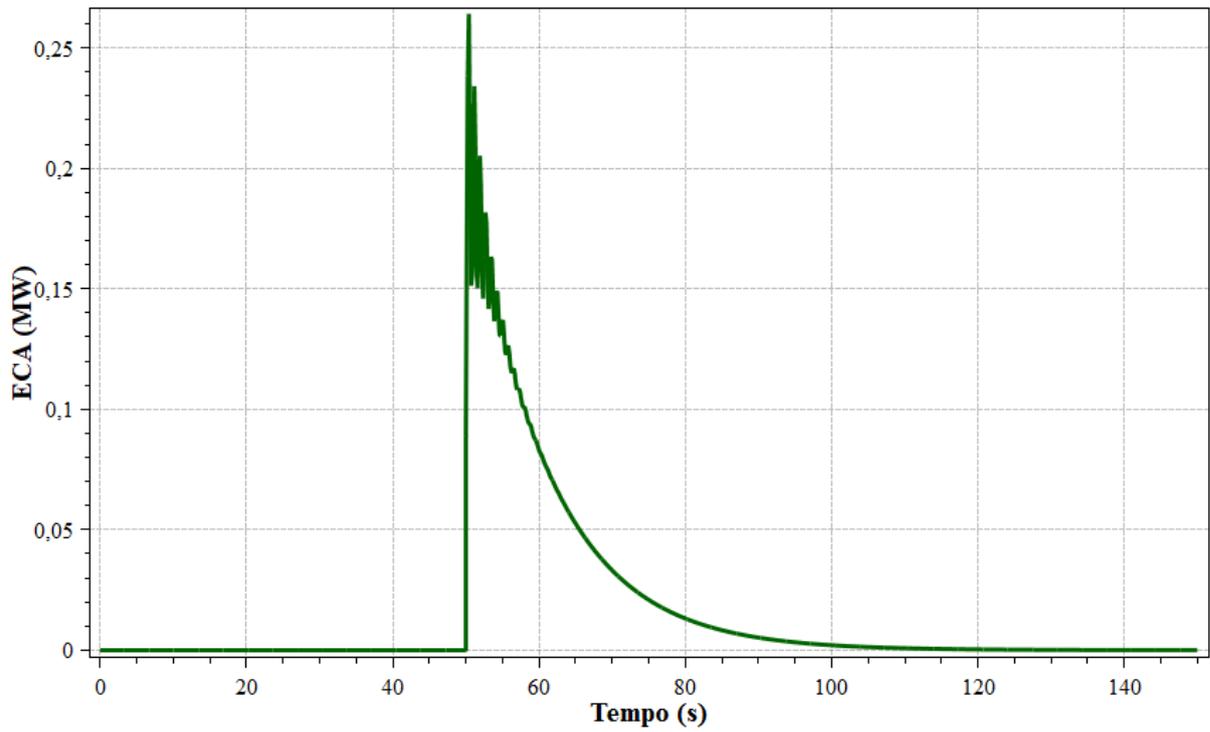
Figura 57 – Fluxo na interligação.



Fonte: Autoria própria.

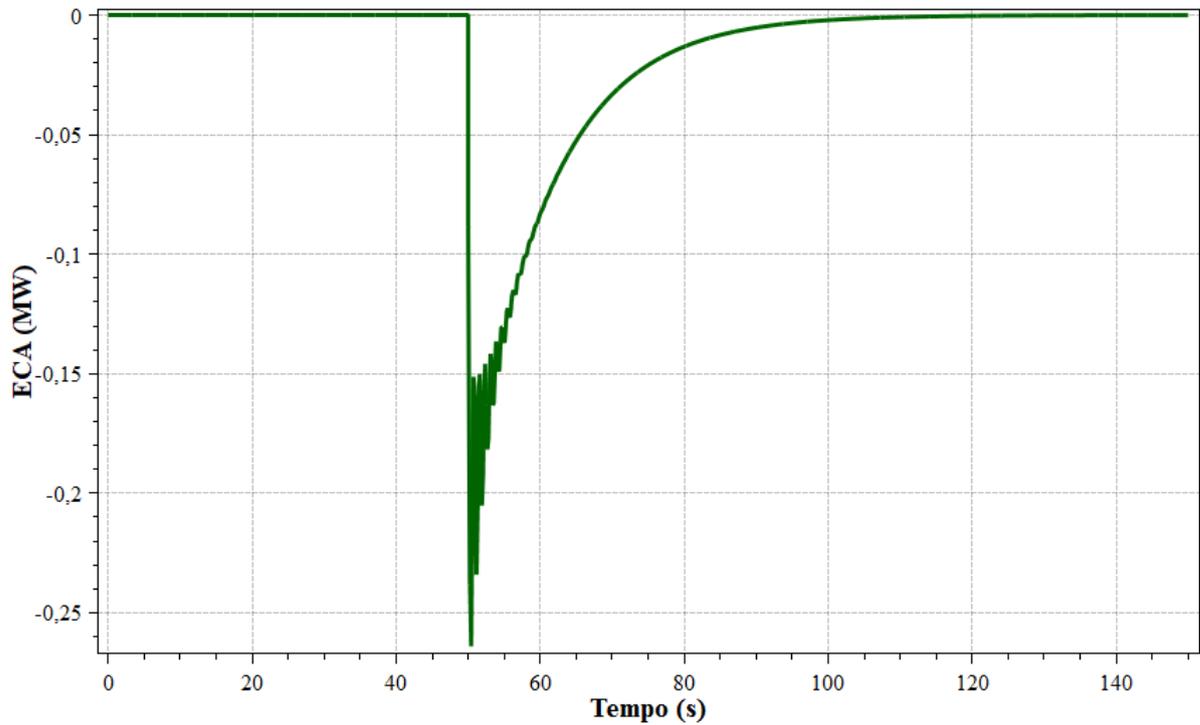
O ECA, para ambas as áreas, repete o padrão observado para estudos de caso com operação do CAG. Após a atuação deste, o ECA tem valor nulo, como visto na Figura 58 e na Figura 59.

Figura 58 – ECA da área 1.



Fonte: Autoria própria.

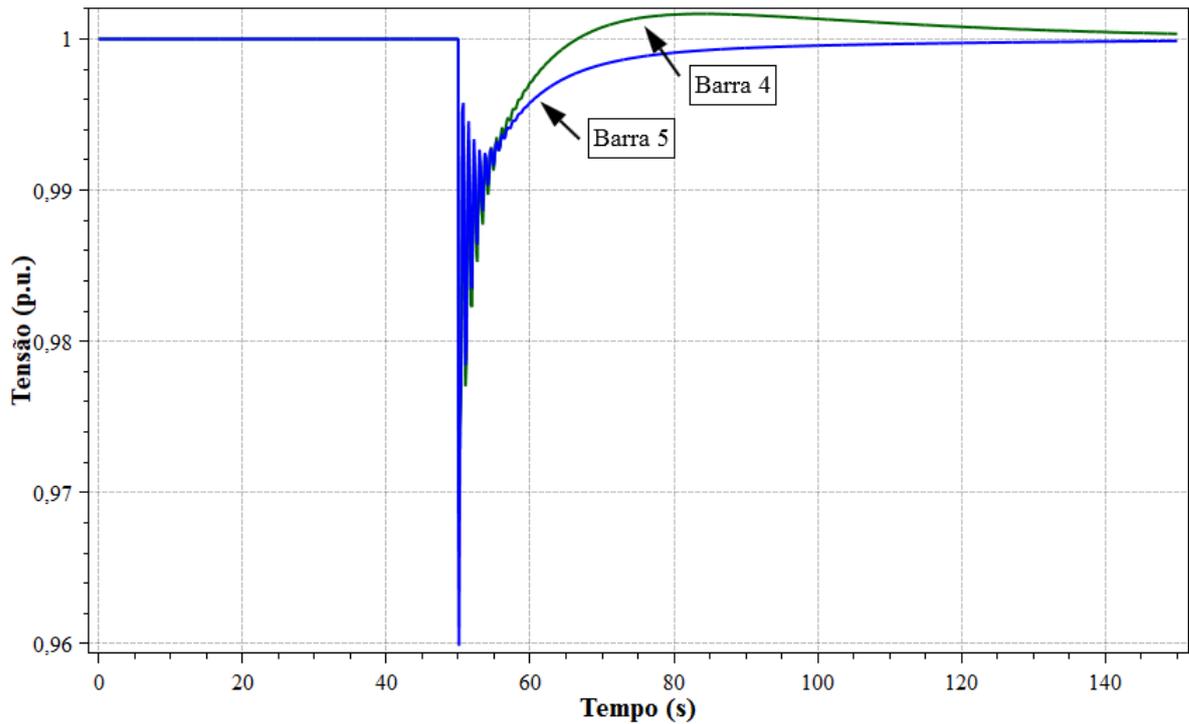
Figura 59 – ECA da área 2.



Fonte: Autoria própria.

A Figura 60, por sua vez, apresenta o comportamento de tensão das barras piloto das duas áreas de controle do sistema em estudo. O fato de atingir o nível de 1 p.u. de tensão é devido à existência, no sistema 6 barras estudado neste trabalho, do CST e não é influenciado pela adoção do sistema de Regulação Secundária.

Figura 60 – Tensão nas barras piloto.



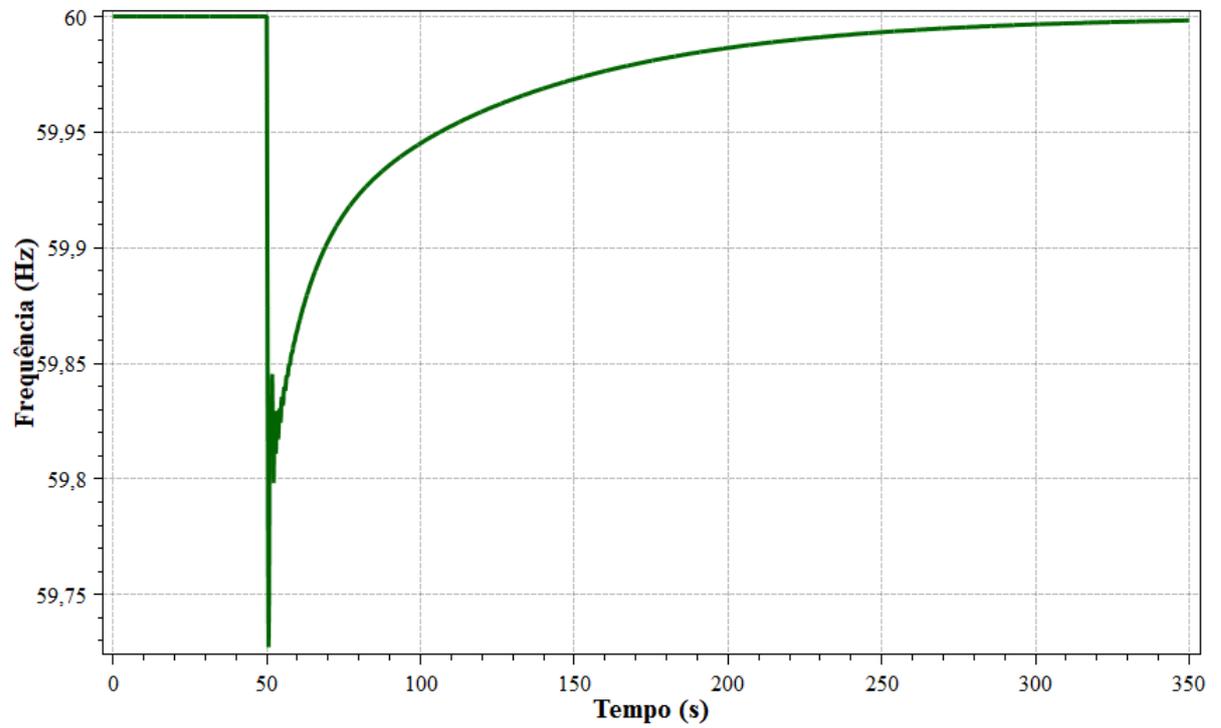
Fonte: Autoria própria.

4.6.4 Modos TLB e FF

Neste estudo de caso, a área 1 opera em modo TLB e a área 2, em FF. Espera-se, desta forma, que o intercâmbio entre a área 1 e 2 seja controlado pela área 1 e que a frequência em ambas as áreas seja reestabelecida em 60 Hz.

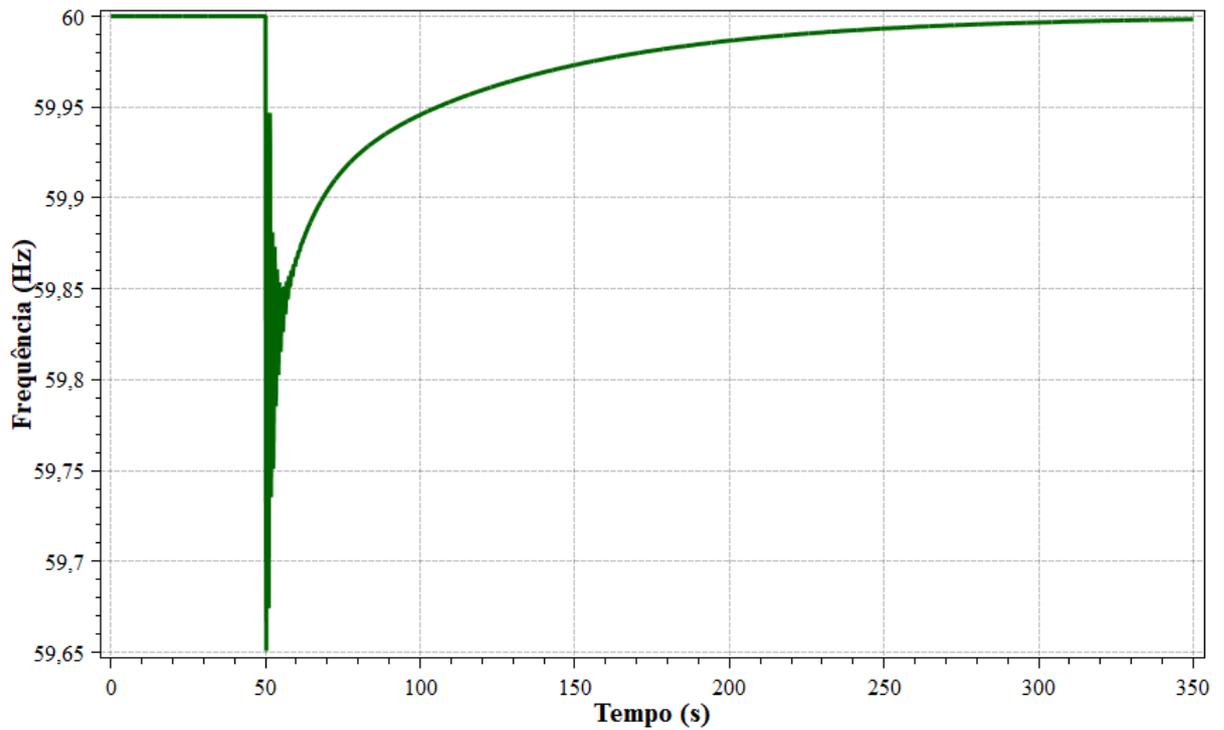
A expectativa em relação às frequências das áreas 1 e 2 são confirmadas por meio da Figura 61 e da Figura 62. Entretanto, é preciso destacar o tempo necessário de simulação para que a frequência de referência fosse alcançada: enquanto nas demais simulações de modo TLB e FF a frequência levava cerca de 70 a 80 segundos após o distúrbio para ser reestabelecida, neste estudo de caso esse intervalo de resposta foi de 300 segundos.

Figura 61 – Frequência da área 1.



Fonte: Autoria própria.

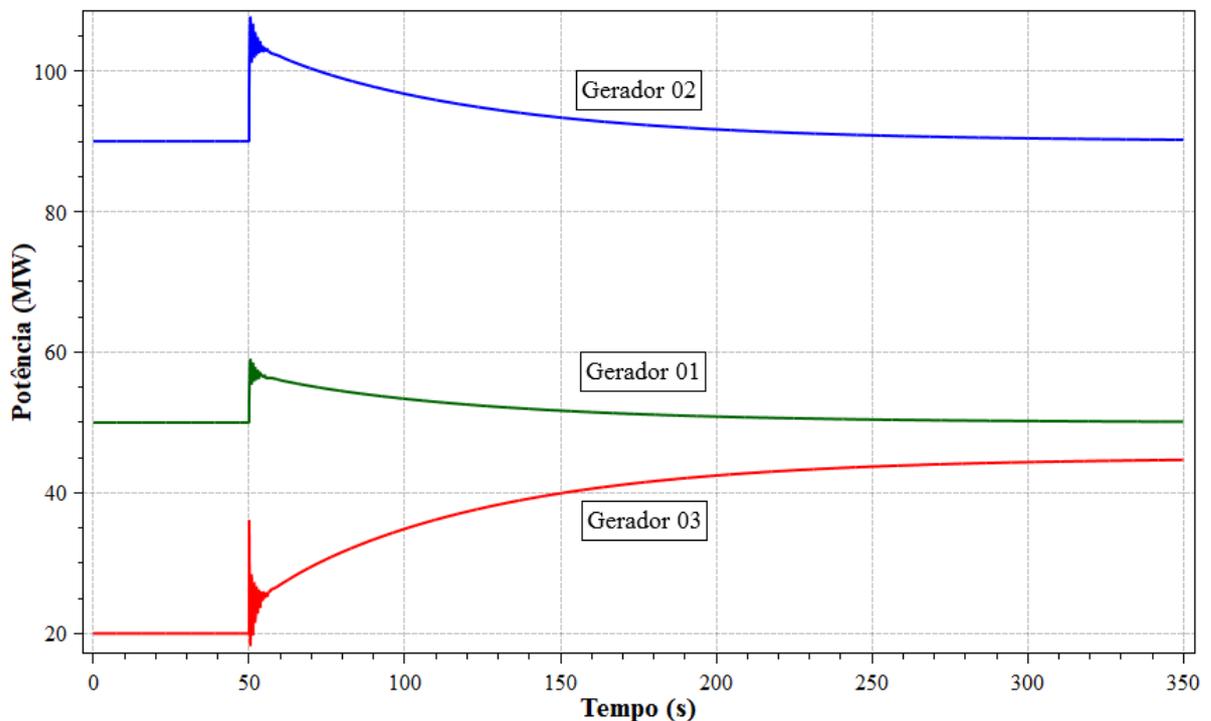
Figura 62 – Frequência da área 2.



Fonte: Autoria própria.

Passado o transitório, a geração da área 1 retorna ao seu valor nominal, de 140 MW, a fim de suprir seu carregamento de 120 MW e manter o intercâmbio de 20 MW. O gerador da área 2 atua de maneira a produzir potência suficiente que, somada à potência de intercâmbio, seja capaz de atender aos 65 MW de carga alocada na barra 5. O gerador 3 alcança, ao atingir o regime permanente, a geração de 45 MW. A Figura 63 mostra o comportamento dos geradores do sistema em estudo.

Figura 63 – Potência gerada.

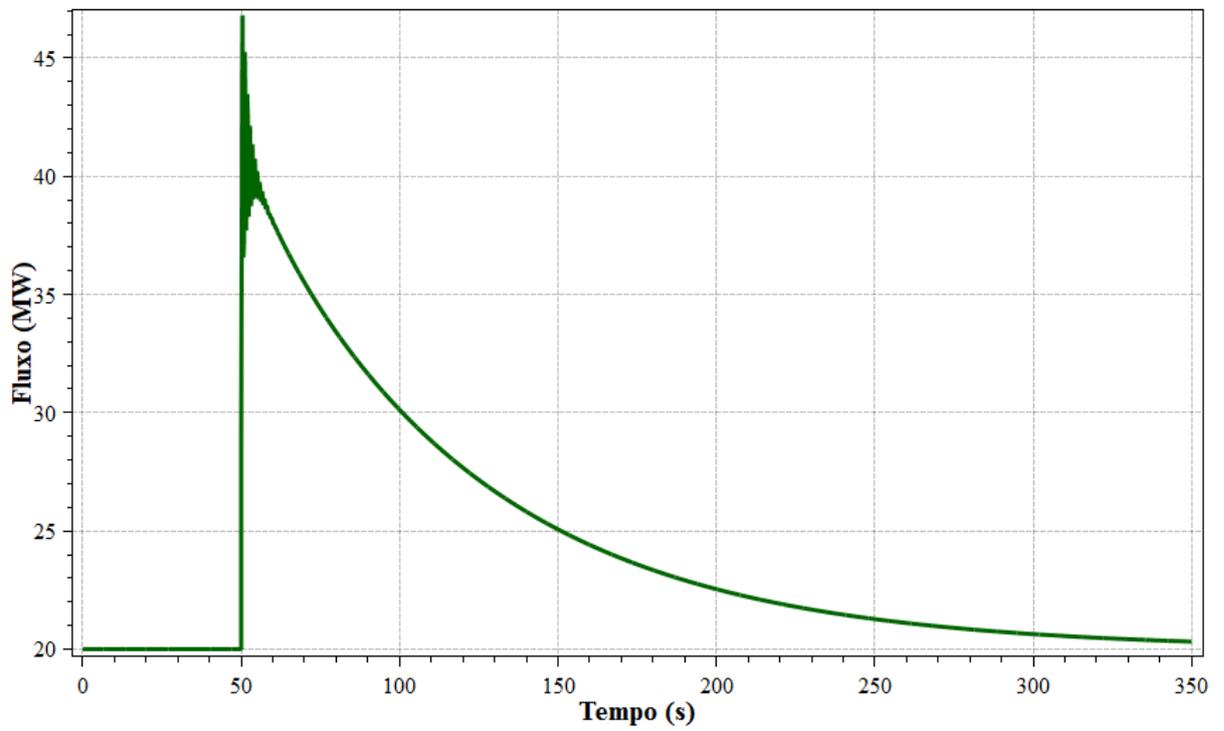


Fonte: Autoria própria.

O intercâmbio de potência é controlado pela área 1. Da mesma maneira que a frequência, leva, neste estudo de caso, cerca de 300 segundos para ser reestabelecido ao valor contratado, conforme apresentado na Figura 64.

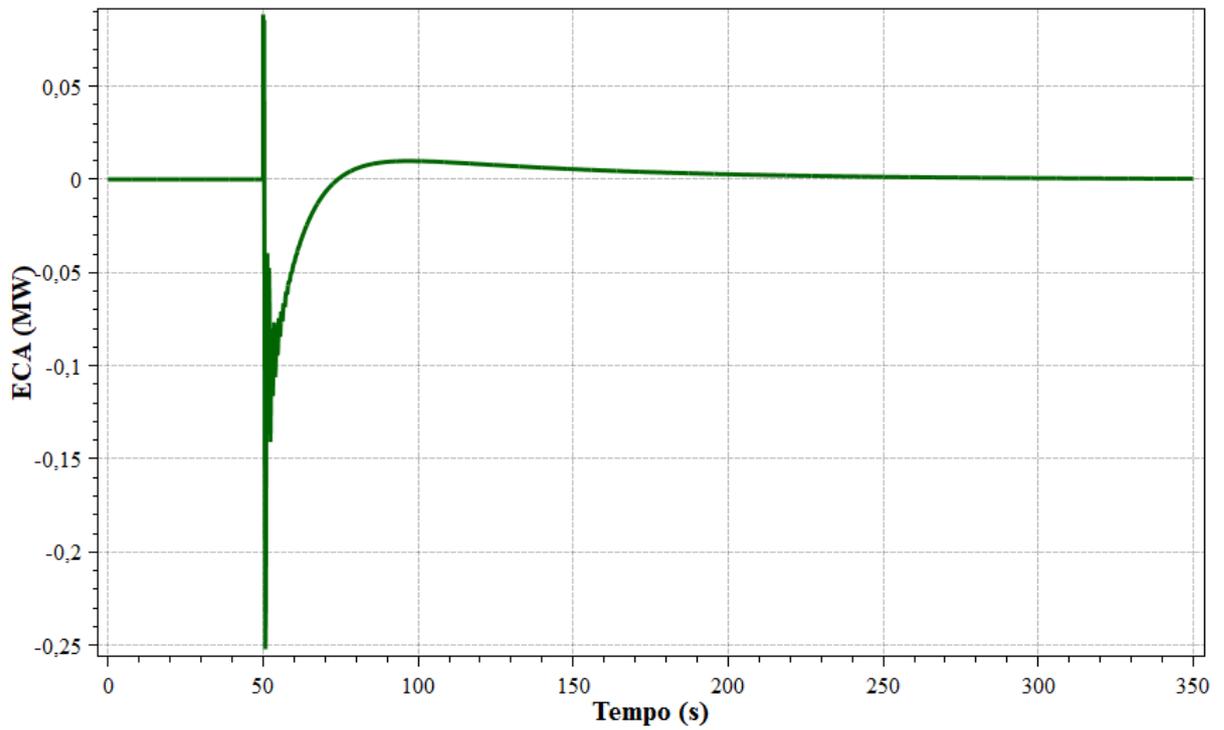
A escolha do modo de operação é facilmente refletida pelo comportamento do ECA. Enquanto o ECA da área 1 chega rapidamente a zero, como visto na Figura 65, o ECA da área 2 leva, da mesma maneira que a frequência e o intercâmbio, mais de 300 segundos para ser anulado, como pode se observar na Figura 66.

Figura 64 – Fluxo na interligação.



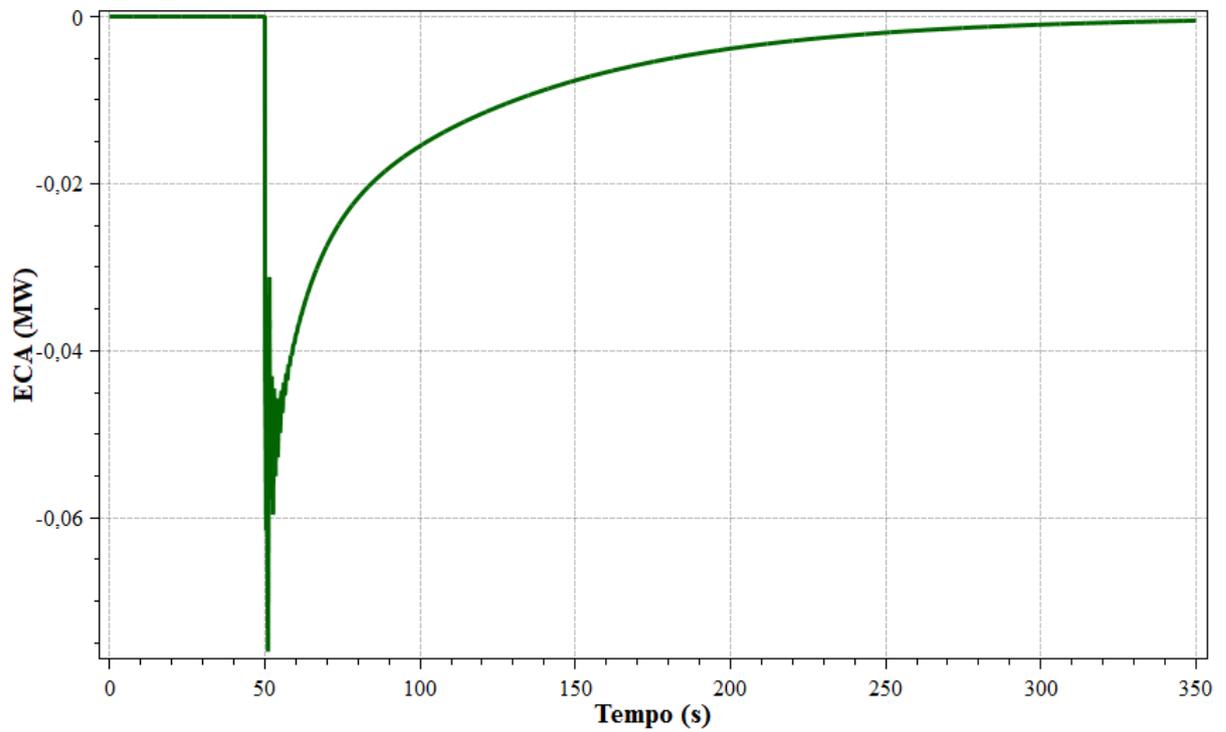
Fonte: Autoria própria.

Figura 65 – ECA da área 1.



Fonte: Autoria própria.

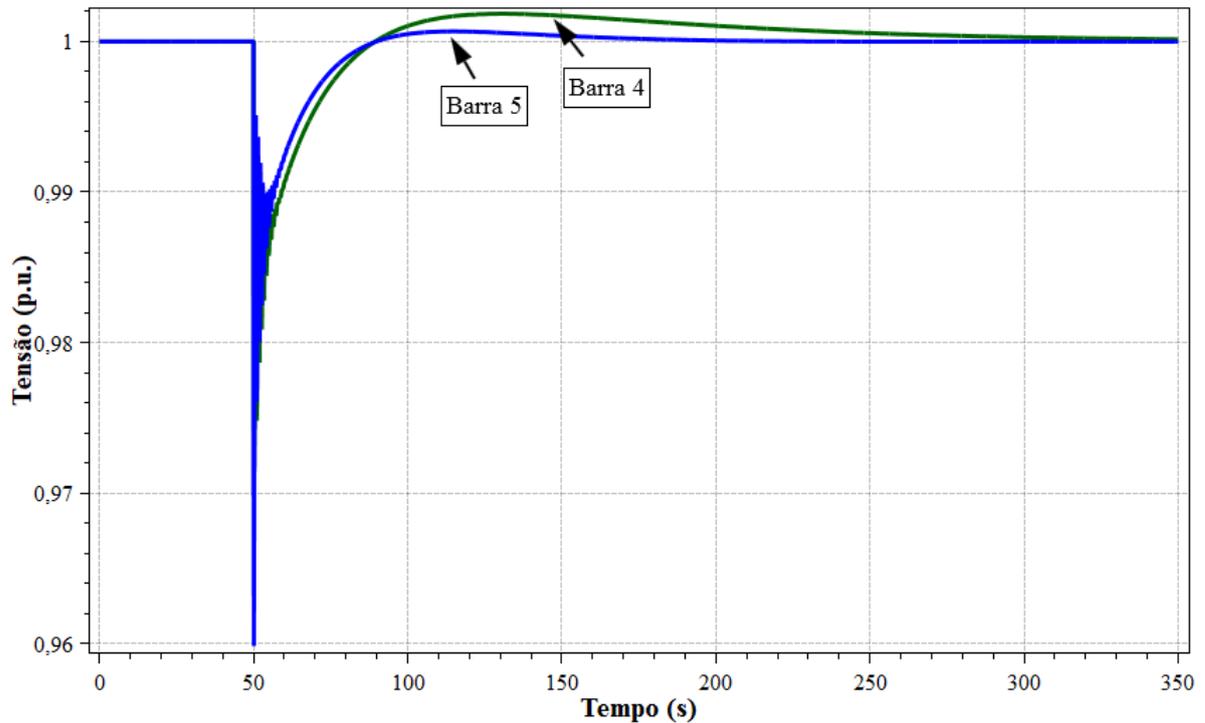
Figura 66 – ECA da área 2.



Fonte: Autoria própria.

A Figura 67 é utilizada para demonstrar que, através da propriedade de desacoplamento dos pares potência ativa – frequência e potência reativa – tensão, a alteração no modo de CAG não influi na tensão das barras piloto, sendo essa apenas função do CST.

Figura 67 – Tensão nas barras piloto.



Fonte: Autoria própria.

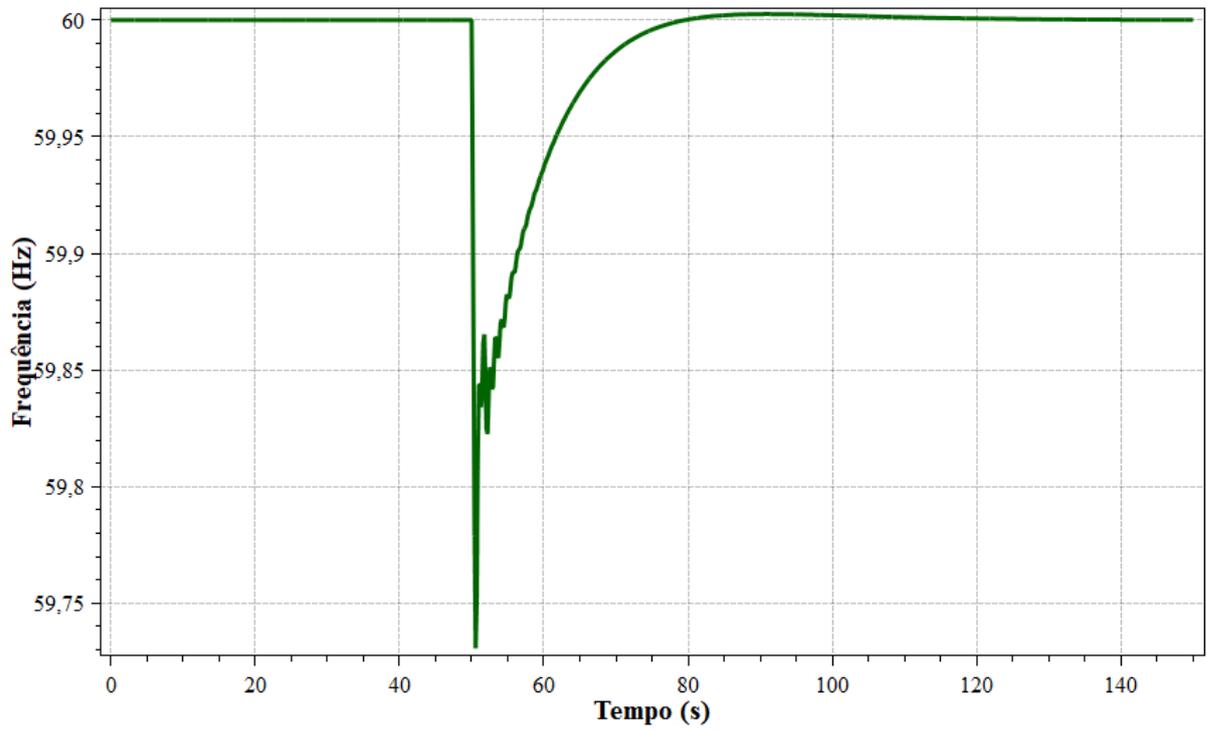
4.6.5 Modos TLB e FTL

Neste estudo de caso, a área 1 realiza a Regulação Secundária em modo TLB e a área 2, em FTL.

A frequência da área 1 é reestabelecida, em função do seu tipo de controle, como é possível observar na Figura 68. A área 2, pela estratégia de controle adotada, não possui controle de frequência, todavia, tem sua frequência recomposta para a frequência de referência, conforme a Figura 69, devido à conexão desta área com uma área cuja malha de controle secundário opera em modo TLB. Mais especificamente, porque uma área que funciona com modo TLB é capaz de compartilhar seu controle de frequência com as áreas adjacentes, segundo exposto por Cohn (1957).

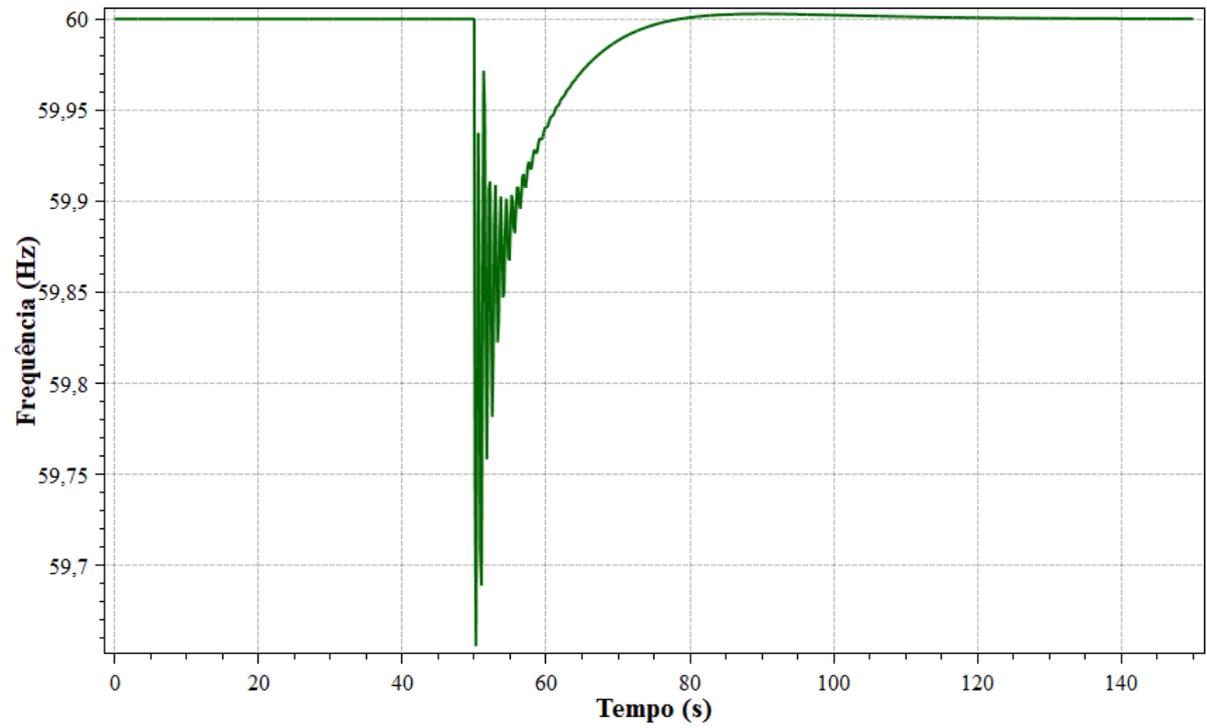
É importante destacar que, diferentemente do que ocorreu na simulação da combinação dos modos TLB e FF, o presente estudo não apresentou variações temporais em relação às simulações em ambas as áreas tinham a mesma estratégia de controle.

Figura 68 – Frequência da área 1.



Fonte: Autoria própria.

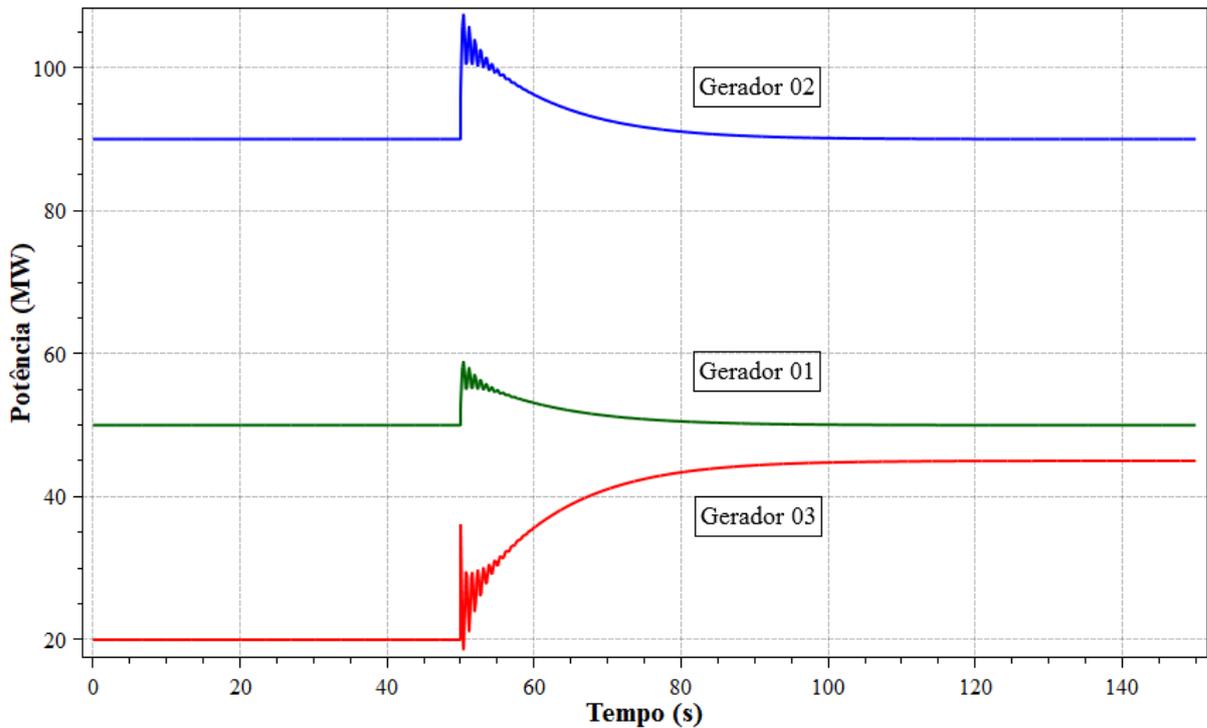
Figura 69 – Frequência da área 2.



Fonte: Autoria própria.

O comportamento da geração, apresentado na Figura 70, é o mesmo observado nas demais simulações que envolvem modalidades de controle que tem como função a manutenção dos intercâmbios controlados.

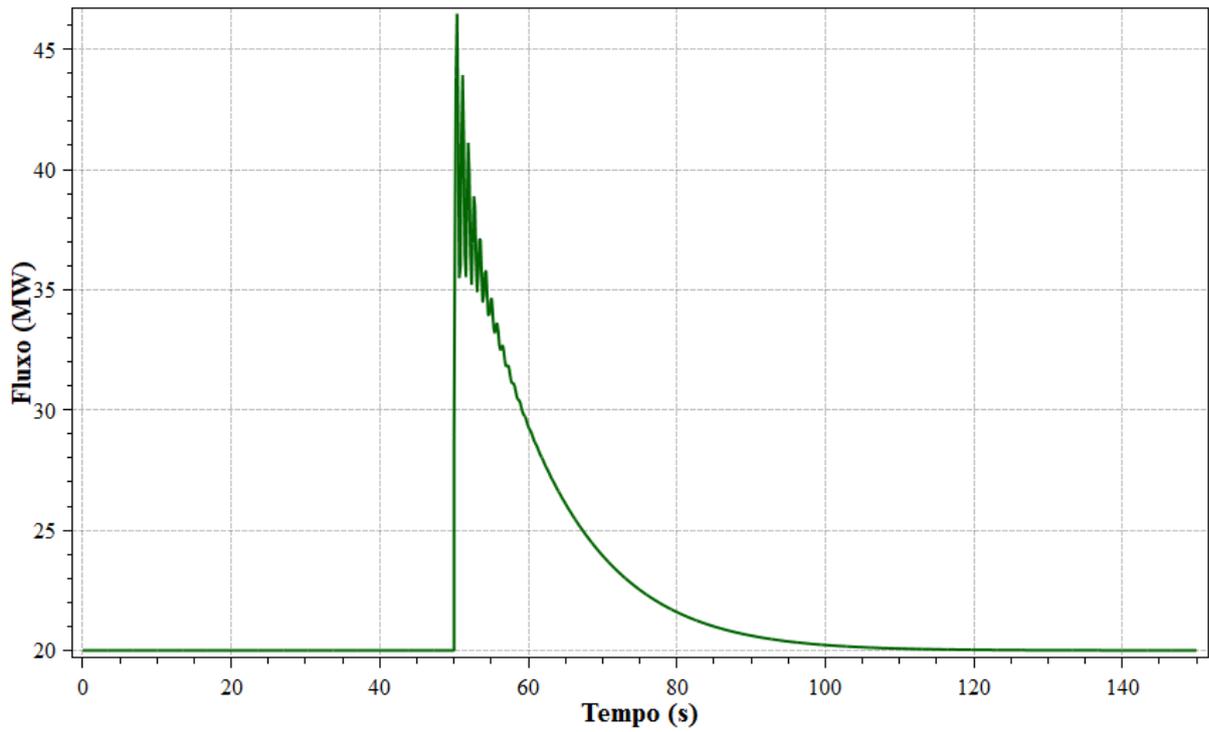
Figura 70 – Potência gerada.



Fonte: Autoria própria.

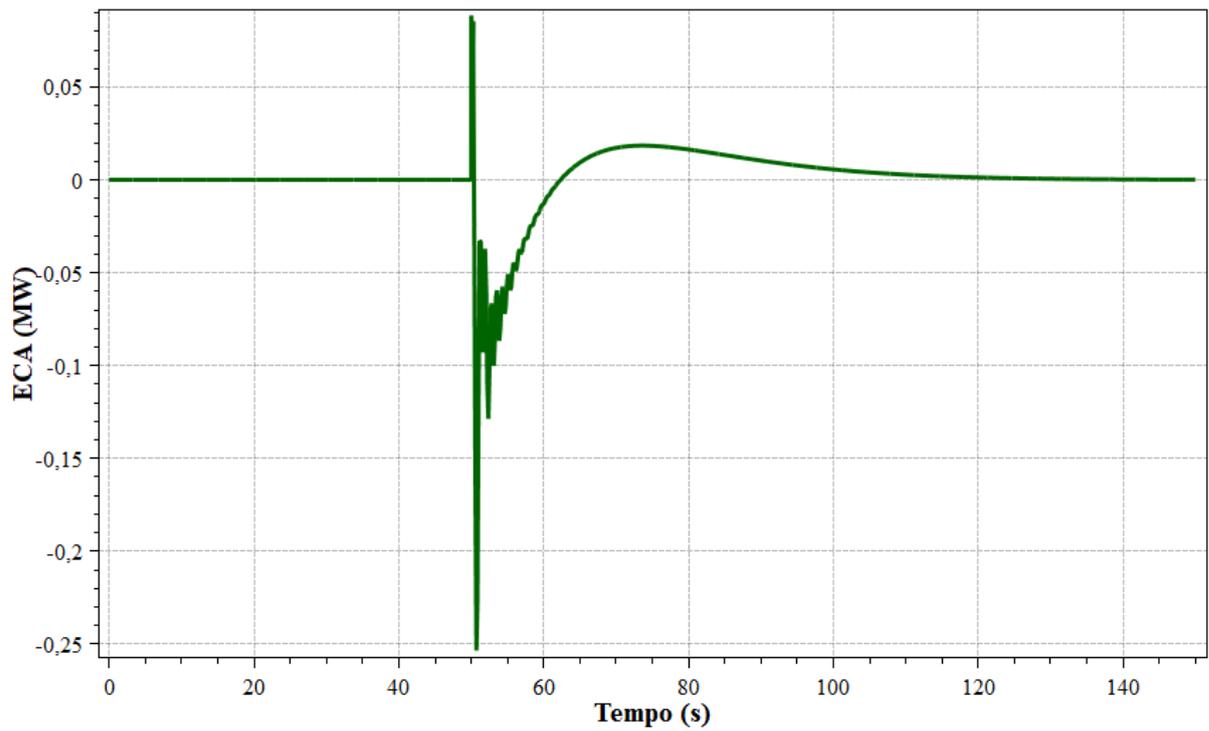
O intercâmbio tem comportamento padrão para as estratégias de controle adotadas, retornando ao valor contratado após a atuação do CAG, conforme visto na Figura 71. Já o ECA da área 1 é apresentado na Figura 72, enquanto o ECA da área 2 tem seu comportamento exposto na Figura 73. Visto que ambos retornam à zero após a atuação do CAG, é possível afirmar que a atuação da Regulação Secundária foi efetiva.

Figura 71 – Fluxo na interligação.



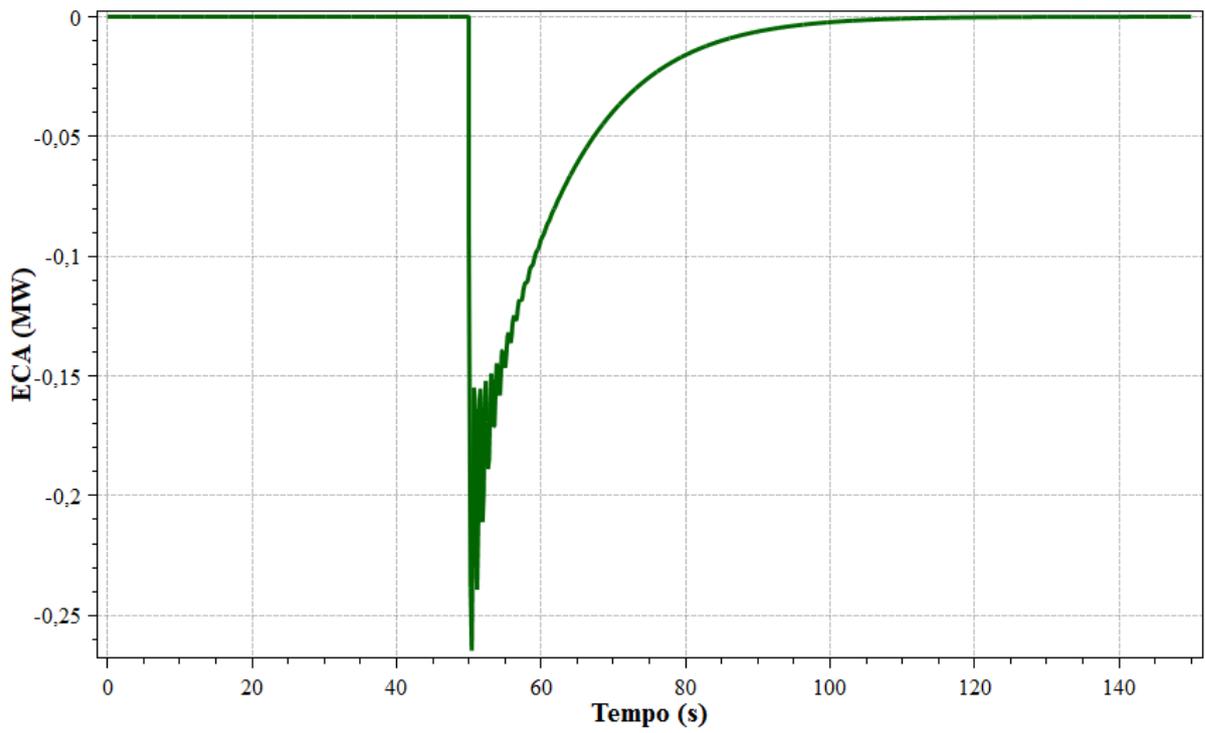
Fonte: Autoria própria.

Figura 72 – ECA da área 1.



Fonte: Autoria própria.

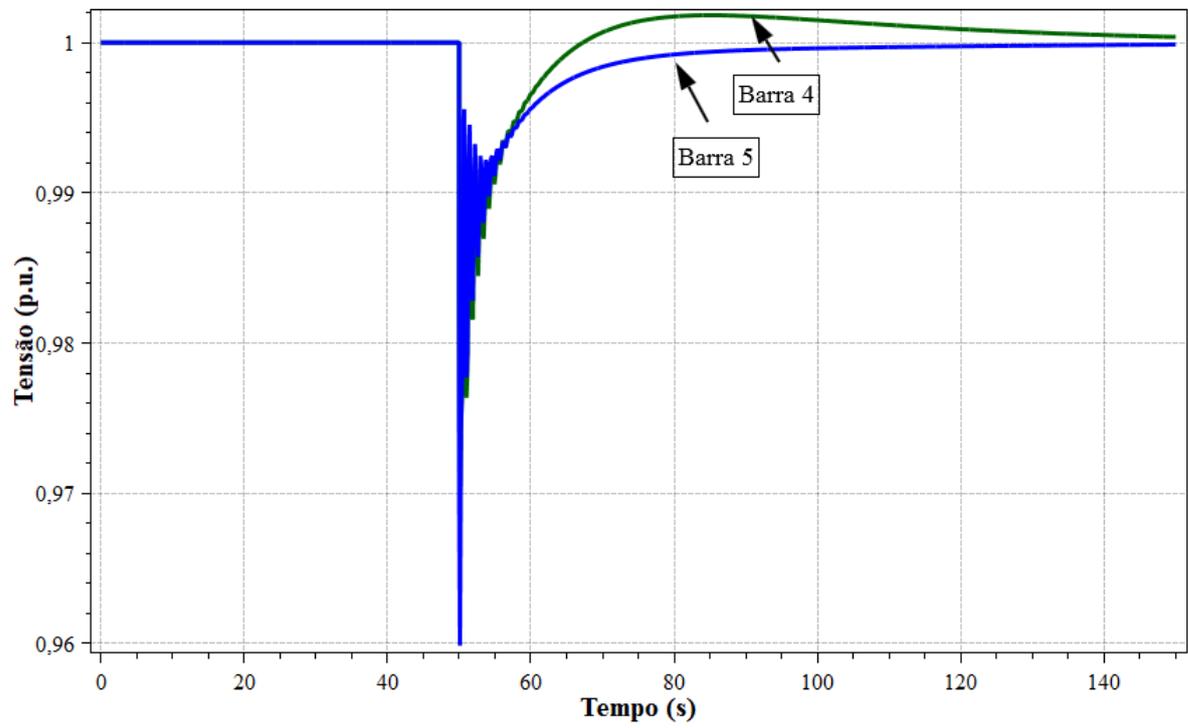
Figura 73 – ECA da área 2.



Fonte: Autoria própria.

A Figura 74 é empregada para, mais uma vez, demonstrar que a escolha da estratégia de CAG não influi nos níveis de tensão.

Figura 74 – Tensão nas barras piloto.



Fonte: Autoria própria.

5 CONCLUSÃO

A existência dos níveis de controle do SEP garante que este opere adequadamente tanto em regime normal de operação quanto frente a contingências, permitindo que o sistema atenda aos requisitos básicos de suprimento às contínuas mudanças no carregamento, bem como entregar energia que atenda às premissas de qualidade quanto à frequência, tensão e confiabilidade ao menor custo e impacto ambiental possível. Conhecer, projetar e avaliar sistemas de controle aplicados ao SEP exige não só a destreza quanto às teorias de controle de sistemas, mas também de áreas como o estudo de sistemas de potência e de máquinas elétrica, com destaque para a análise de estabilidade destas.

O controle de velocidade, ao qual se denomina Regulação Primária, atua em prol de reequilibrar a frequência do sistema após a ocorrência de um distúrbio. Entretanto, as características físicas dos dispositivos utilizados nesta etapa limitam seu alcance, acarretando na necessidade de se adotar um controle secundário que tem a função de não só corrigir o desvio entre a frequência nominal do sistema e aquela estabelecida pelo controle primário, mas também de manter o intercâmbio de potência entre áreas dentro dos valores estipulados. Este controle complementar é denominado Regulação Secundária, também designado como Controle Automático de Geração (CAG).

Este trabalho teve como objetivo avaliar o CAG quanto às suas modalidades de operação, em termos de frequência e intercâmbio, bem como das variáveis relacionadas, através do uso do *software* ANATEM. A importância deste estudo baseia-se na consolidação dos sistemas interligados, principalmente em países de grandes de extensão territorial, como é o caso do Brasil, assim como imprescindibilidade da operação funcional e de qualidade destes sistemas. Por meio de simulações de estudos de caso relativos a um SEP composto por duas áreas de controle, foram analisadas, de maneira exclusiva ou combinada, as modalidades de operação do CAG, definidas com base no cálculo do Erro de Controle de Área (ECA).

Além disto, foram realizados estudos para demonstrar a importância do Regulação Secundária e também do controle de tensão, embora este não seja a ênfase deste trabalho, aqui exemplificado pelo Controle Secundário de Tensão (CST), na manutenção dos níveis operativos do sistema.

Assim, conclui-se que a análise de estratégias do ECA revelou-se um meio interessante de adquirir entendimento acerca das modalidades de Regulação Secundária existentes e que são

aplicadas no SEP. Ainda, esta permite aprimorar-se quanto aos conceitos de estabilidade angular e de controle de sistemas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AL-SHAALAN, A. M. Technical and Economical Merits of Power Systems Interconnection. **Journal of Power and Energy Engineering**, v. 01, n. 04, p. 1–7, 2013.

ALMEIDA, L. P. DE. **Análise de Desempenho do Controle Automático de Geração e do Controle Secundário de Tensão**. 2004. 166 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)-Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2004.

AZIZ, A.; MTO, A.; STOJSEVSKI, A. Automatic Generation Control of Multigeneration Power System. **Journal of Power and Energy Engineering**, v. 02, n. 04, p. 312–333, 2014.

CARÇÃO, J. F. DE C. **Tarifas de energia elétrica no Brasil**. 2011. 103 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia)-Universidade de São Paulo, São Paulo, SP. 2011.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Análise de Transitórios Eletromecânicos 11.01.00**, 2016a.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Curso Básico de Utilização do Programa ANATEM**, 2016b.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Programa de Análise de Redes 10.01.03**, 2016c.

COHN, N. Some Aspects of Tie-Line Bias Control on Interconnected Power Systems [includes discussion]. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems**, v. 75, n. 3, p. 1415–1436, jan. 1956.

COSTA, A. J. A. S.; SILVA, A. S. E. **Controle e Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência**: apostila. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 2000.

EPE. **Untapping flexibility in power systems**. Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/180125_BMWi_IntEW_Summary Workshop Flexibility_BRA.PDF](http://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/180125_BMWi_IntEW_Summary%20Workshop%20Flexibility_BRA.PDF)>. Acesso em: 28 jun. 2018.

FERREIRA, L. E. DOS S.; ELLIS, M. F. **Estudos Pré-Operacionais de Controle Carga-Frequência para a Interligação Norte-Sul**. Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (XV SNPTEE). **Anais...Foz do Iguaçu - PR: 1999**

GRANTHAM, W. C.; KING, R. L. **Using Easy5 to Investigate Filtering of Power System Area Control Error**. Proceedings of the 26th Southeastern Symposium on System Theory. **Anais...Athens, OH, USA: 1994**. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/287843/>>. Acesso em: 19 abr. 2018.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. DE; ROBBIA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2. ed. São Paulo: Edgard Blücher, 2010. 328 p.

KARNIKOWSKI, D. DE C. **Análise da Estabilidade de Pequenas Centrais Hidrelétricas em Operação Isolada**. 2016. 124 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)-

Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS, 2016.

KIMBARK, E. W. **Power System Stability**. New York: John Wiley & Sons, Inc., 1948.

KUNDUR, P. **Power system stability and control**. Palo Alto, California: McGraw-Hill, 1994. 1200p.

KUNDUR, P. et al. Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 3, p. 1387–1401, ago. 2004.

LA GATTA, P. O. **Um Novo Modelo para Representação da Regulação Primária e Secundária de Frequência no Problema do Fluxo de Potência e Fluxo de Potência Ótimo**. 2011. 185 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)-Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, MG, 2012.

MELLO, F. P. DE. **Dinâmica e Controle da Geração**. Santa Maria: Edições UFSM, 1979. 242p.

MELLO, F. P. DE. **Dinâmica das Máquinas Elétricas II**. 2. ed. Santa Maria: Edições UFSM, 1983. 109 p.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Submódulo 23.3 - Diretrizes e critérios para estudos elétricos**, 2016a.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Submódulo 10.6 - Controle da geração**, 2016b.

PRADO, C. C. **Análise de Estabilidade Angular em Sistemas de Distribuição com Geração Distribuída Usando o Software ANATEM**. 2014. 69 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica)-Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS, 2014.

ROSS, R. P. D. et al. **Melhorias nas ferramentas computacionais para análise estática e dinâmica do Sistema Interligado Brasileiro**. XX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE). **Anais...Recife - PE**: 2009

SATO, F.; FREITAS, W. **Análise de Curto-Circuito e Princípios de Proteção de Sistemas de Energia Elétrica: Fundamentos e Prática**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2015. 447 p.

STEVENSON, W. D. J. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. [s.l.] McGraw-Hill, 1974. 348 p.

VIEIRA FILHO, X. **Operação de Sistemas Elétricos de Potência com Controle Automático de Geração**. Rio de Janeiro: Campus, 1984.

WEEDY, B. M. **Sistemas elétricos de potência**. São Paulo: Polígono, 1973. 366 p.

WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. F. **Power Generation, Operation and Control**. 2. ed. New York: J. Wiley & Sons, 1996. 656 p.

APÊNDICE A

Código referente à configuração das unidades geradoras do sistema 6 barras em estudo. Trata-se de um algoritmo de modelos pré-definidos (*built-in*), com arquivo de extensão .blt.

```

(=====
( MODELOS DE GERADOR COM POLOS SALIENTES
(=====
(
DMDG MD02 IMPR
(
(----- Gerador Barra 1
(No) O (CS) (Ld)(Lq)(L'd) (L"d)(Ll)(T'd) (T"d)(T"q)
0001 140. 75. 40. 25. 15. 9. 0.0250.080
(No) (Ra)(H)(D)(MVA)Fr
0001 3. 25.
(
(----- Gerador Barra 2
(No) O (CS) (Ld)(Lq)(L'd) (L"d)(Ll)(T'd) (T"d)(T"q)
0002 140. 75. 40. 25. 15. 9. 0.0250.080
(No) (Ra)(H)(D)(MVA)Fr
0002 3. 25.
(
(----- Gerador Barra 6
(No) O (CS) (Ld)(Lq)(L'd) (L"d)(Ll)(T'd) (T"d)(T"q)
0003 140. 75. 40. 25. 15. 9. 0.0250.080
(No) (Ra)(H)(D)(MVA)Fr
0003 3. 25.
(
999999
(
FIM

```

APÊNDICE B

Código dos Controladores Definidos pelo Usuário (CDU) para o sistema 6 barras em estudo, descrito em arquivo de extensão .cdu. Este código contempla RATs e RAVs, não contendo a configuração da CAG e do CST.

```

(=====
( CONTROLADORES DEFINIDOS PELO USUARIO
(=====
(
DCDU IMPR
(
(ncdu) ( nome cdu )
  0001 RAT1
(
(EFPAR (npar) ( valpar )
DEFPAR #Ka      100.0
DEFPAR #Ta      0.05
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 IMPORT VOLT      Vt
0002 IMPORT VCCT      Vcst
0003 ENTRAD          Vref
0004 SOMA      -Vt  X1
          Vref  X1
          Vcst  X1
0005 LEDLAG      X1  EFD  #Ka  0.0  1.0#Ta  Emin  Emax
0006 EXPORT EFD  EFD
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL      Emin  -7.
DEFVAL      Emax   7.
(
FIMCDU
(
(ncdu) ( nome cdu )
  0002 RAT2
(
(EFPAR (npar) ( valpar )
DEFPAR #Ka      100.0
DEFPAR #Ta      0.05
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 IMPORT VOLT      Vt
0002 IMPORT VCCT      Vcst
0003 ENTRAD          Vref
0004 SOMA      -Vt  X1

```

```

          Vref X1
          Vcst X1
0005 LEDLAG X1 EFD #Ka 0.0 1.0#Ta Emin Emax
0006 EXPORT EFD EFD
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL Emin -7.
DEFVAL Emax 7.
(
FIMCDU
(
(ncdu) ( nome cdu )
0003 RAT6
(
(EFPAR (npar) ( valpar )
DEFPAR #Ka 100.0
DEFPAR #Ta 0.05
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 IMPORT VOLT Vt
0002 IMPORT VCCT Vcst
0003 ENTRAD Vref
0004 SOMA -Vt X1
          Vref X1
          Vcst X1
0005 LEDLAG X1 EFD #Ka 0.0 1.0#Ta Emin Emax
0006 EXPORT EFD EFD
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL Emin -7.
DEFVAL Emax 7.
(
FIMCDU
(
(ncdu) ( nome cdu )
0011 RAV1
(
(EFPAR (npar) ( valpar )
DEFPAR #R .05
DEFPAR #TG 0.5
DEFPAR #TW1 1.0
DEFPAR #TW2 0.5
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 IMPORT WMAQ WMAQ
0002 IMPORT VCAG VCAG
0003 ENTRAD WREF
0004 SOMA -WREF DW
          WMAQ DW
0005 FRACAO DW DP 1.0 #R

```

```

0006 SOMA      -DP  X1
              -VCAG X1
0007 LEDLAG   X1  X2  1.0    1.0 #TG
0008 ENTRAD          PREF
0009 SOMA      X2  X3
              PREF X3
0010 LEDLAG   X3  P   1.0 #TW1 1.0 #TW2
0011 EXPORT P MEC P
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL WMAQ WREF
(
FIMCDU
(
(ncdu) ( nome cdu )
  0012 RAV2
(
(EFPAR (npar) (  valpar  )
DEFPAR #R          .05
DEFPAR #TG         0.5
DEFPAR #TW1        1.0
DEFPAR #TW2        0.5
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 IMPORT WMAQ      WMAQ
0002 IMPORT VCAG      VCAG
0003 ENTRAD          WREF
0004 SOMA      -WREF DW
              WMAQ DW
0005 FRACAO   DW  DP  1.0    #R
0006 SOMA      -DP  X1
              -VCAG X1
0007 LEDLAG   X1  X2  1.0    1.0 #TG
0008 ENTRAD          PREF
0009 SOMA      X2  X3
              PREF X3
0010 LEDLAG   X3  P   1.0 #TW1 1.0 #TW2
0011 EXPORT P MEC P
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL WMAQ WREF
(
FIMCDU
(
(ncdu) ( nome cdu )
  0013 RAV6
(
(EFPAR (npar) (  valpar  )
DEFPAR #R          .05
DEFPAR #TG         0.5

```

```

DEFPAR #TW1          1.0
DEFPAR #TW2          0.5
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 IMPORT WMAQ      WMAQ
0002 IMPORT VCAG      VCAG
0003 ENTRAD          WREF
0004 SOMA      -WREF DW
           WMAQ DW
0005 FRACAO      DW DP  1.0      #R
0006 SOMA      -DP  X1
           -VCAG X1
0007 LEDLAG      X1  X2  1.0      1.0 #TG
0008 ENTRAD          PREF
0009 SOMA      X2  X3
           PREF X3
0010 LEDLAG      X3  P   1.0 #TW1 1.0 #TW2
0011 EXPORT P MEC  P
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL WMAQ WREF
(
FIMCDU
(
999999
(
FIM

```

APÊNDICE C

Código para implementação do CAG, com modalidade TLB. Foi utilizado nas simulações de sistemas com este modo de controle nas Seções 4.3, 4.4, 4.5 e 4.6.1.

```

(=====
( CONTROLADORES DEFINIDOS PELO USUARIO
(=====
(
DCDU IMPR
(
(ncdu) ( nome cdu )
  0201 CAG1-AREA#1
(
(EFPAR (npar) (  valpar  )
DEFPAR #B1          100
(
(Comentário: B1 é o bias da área 1, quando fizer análise de sensibilidade do bias criar três arquivos .stb, cada um relacionado a um arquivo .cdu com o valor de bias desejado. No caso do estudo de sensibilidade do bias deste trabalho, foram criados três arquivos .stb, um para cada arquivo .cdu, com valores de B1 50, 100 ou 200.
(
DEFPAR #Ki          0.005
DEFPAR #Ki1         0.005
DEFPAR #Ki2         0.005
DEFPAR #Kp          0.005
DEFPAR #Kp1         0.005
DEFPAR #Kp2         0.005
DEFPAR #SW1         1
DEFPAR #e           1.e-9
DEFPAR #SL2         0
DEFPAR #Loc1        3
DEFPAR #Loc2        8
DEFPAR #Loc3        4
DEFPAR #Loc4        5
(
( Calculo do erro de frequencia
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 IMPORT FREQ      FMED  #Loc1
0002 ENTRAD          FREF
0003 SOMA            -FREF  FERR
                   FMED  FERR
0004 GANHO           FERR  X1  #B1
(
( Calculo do erro de intercambio
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)

```

```

0005 IMPORT FLXA      FLXMED #Loc2
0006 ENTRAD          FLXREF
0007 SOMA            FLXMED FLXA12
0008 SOMA            -FLXREF FLXERR
                     FLXA12 FLXERR
0009 ENTRAD          ZERO
0010 FUNCAO ABS     FLXA12 FLXABS
0011 FUNCAO PULSO  FLXABS SL1  #e    1. 1.e10  1.
0012 SELET2         ZERO X2
                     FLXERR X2
                     SL1  X2
0013 GANHO          X2  X3  #SW1
(
( Calculo do erro de controle de area
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0014 SOMA           X1  ECA1
                     X3  ECA1
0015 PROINT        ECA1 IECA1 #Ki  #Kp  1.0
(
( Malha de controle de reparticao de potencia ativa
(
( SL2=0 --> Malha desativada
( SL2=1 --> Malha ativada
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0016*ENTRAD        PBSIS
0017 IMPORT PELE    PE1M  #Loc3
0018 IMPORT NUGER   NUGER1 #Loc3
0019*ENTRAD        PBGER1
0020 MULTPL        PE1M  X4
                     PBGER1 X4
0021 DIVSAO        X4  PE1
                     PBSIS PE1
0022 MULTPL        PE1  PE1T
                     NUGER1 PE1T
0023 IMPORT PELE    PE2M  #Loc4
0024 IMPORT NUGER   NUGER2 #Loc4
0025*ENTRAD        PBGER2
0026 MULTPL        PE2M  X5
                     PBGER2 X5
0027 DIVSAO        X5  PE2
                     PBSIS PE2
0028 MULTPL        PE2  PE2T
                     NUGER2 PE2T
0029 SOMA          PE1T  PET
                     PE2T  PET
0030 MULTPL        PET  PE1TX
                     ALFA1 PE1TX
0031 MULTPL        PET  PE2TX

```

```

ALFA2 PE2TX
0032 SOMA    -PE1TX PE1ER
            PE1T  PE1ER
0033 SOMA    -PE2TX PE2ER
            PE2T  PE2ER
0034 PROINT  PE1ER X6  #Ki1 #Kp1  1.0
0035 PROINT  PE2ER X8  #Ki2 #Kp2  1.0
0036 ENTRAD          SL2
0037 SELET2   ZERO  X7
            X6  X7
            SL2 X7
0038 SELET2   ZERO  X9
            X8  X9
            SL2 X9

(
( Calculo do fator de participacao de cada gerador
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0039 ENTRAD          PE1T0
0040 ENTRAD          PE2T0
0041 ENTRAD          PET0
0042 DIVSAO   PE1T0 ALFA1
            PET0 ALFA1
0043 DIVSAO   PE2T0 ALFA2
            PET0 ALFA2

(
( Formacao do sinal do CAG
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0044 SOMA      IECA1 X10
            X7  X10
0045 SOMA      IECA1 X11
            X9  X11
0046 MULTPL    X10  X12
            PBSIS X12
0047 MULTPL    X11  X13
            PBSIS X13
0048 DIVSAO    X12  VCAG1
            PBGER1 VCAG1
0049 DIVSAO    X13  VCAG2
            PBGER2 VCAG2
0050 EXPORT VCAG  VCAG1    #Loc3
0051 EXPORT VCAG  VCAG2    #Loc4

(
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL  FERR  0.0
DEFVAL  FLXERR 0.0
DEFVAL  IECA1 0.0
DEFVAL  X6    0.0

```

```

DEFVAL X8 0.0
DEFVAL ZERO 0.0
DEFVAL SL2 #SL2
DEFVAL VAR PE1T0 PE1T
DEFVAL VAR PE2T0 PE2T
DEFVAL VAR PET0 PET
DEFVAL PBGER PBGER1 #Loc3
DEFVAL PBGER PBGER2 #Loc4
DEFVAL PBSIS PBSIS
(
FIMCDU
(
(ncdu) ( nome cdu )
0202 CAG1-AREA#2
(
(EFPAR (npar) ( valpar )
DEFPAR #B2 17
(
(Comentário: B2 é o bias da área 2. Se for fazer uma análise de sua sensibilidade, seguir
(mesmo padrão feito no comentário relacionado ao bias 1. Neste trabalho o B2 foi sempre
(mantido constante.
(
DEFPAR #Ki 0.05
DEFPAR #Kp 0.01
DEFPAR #SW1 1
DEFPAR #e 1.e-9
DEFPAR #Loc1 6
DEFPAR #Loc2 8
DEFPAR #Loc3 7
(
( Calculo do erro de frequencia
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 IMPORT FREQ FMED #Loc1
0002 ENTRAD FREF
0003 SOMA -FREF FERR
FMED FERR
0004 GANHO FERR X1 #B2
(
( Calculo do erro de intercambio
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0005 IMPORT FLXA FLXMED #Loc2
0006 ENTRAD FLXREF
0007 SOMA -FLXMED FLXA21
0008 SOMA -FLXREF FLXERR
FLXA21 FLXERR
0009 ENTRAD ZERO
0010 FUNCAO ABS FLXA21 FLXABS
0011 FUNCAO PULSO FLXABS SL1 #e 1. 1.e10 1.

```

```

0012 SELET2    ZERO X2
              FLXERR X2
              SL1  X2
0013 GANHO     X2  X3  #SW1
(
( Calculo do erro de controle de area
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0014 SOMA      X1  ECA2
              X3  ECA2
(
( Formacao do sinal do CAG
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0015 PROINT    ECA2 IECA2 #Ki #Kp  1.0
0016*ENTRAD    PBGER
0017*ENTRAD    PBSIS
0018 MULTPL    IECA2 X4
              PBSIS X4
0019 DIVSAO    X4  VCAG
              PBGER VCAG
0020 EXPORT VCAG VCAG    #Loc3
(
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL  FERR  0.0
DEFVAL  FLXERR 0.0
DEFVAL  IECA2 0.0
DEFVAL  ZERO  0.0
DEFVAL PBGER Pbger #Loc3
DEFVAL PBSIS Pbsis
(
FIMCDU
(
999999
(
FIM

```

APÊNDICE D

Código para implementação de Regulação Secundária utilizando modo FF em ambas as áreas de controle. Esta combinação de estratégias foi adotada no estudo de caso da Seção 4.6.2.

```

(=====
( CONTROLADORES DEFINIDOS PELO USUARIO
(=====
(
DCDU IMPR
(
(ncdu) ( nome cdu )
  0201 CAG1-AREA#1
(
(EFPAR (npar) ( valpar )
DEFPAR #B1      100
DEFPAR #Ki      0.005
DEFPAR #Ki1     0.005
DEFPAR #Ki2     0.005
DEFPAR #Kp      0.005
DEFPAR #Kp1     0.005
DEFPAR #Kp2     0.005
DEFPAR #SW1     1
DEFPAR #e       1.e-9
DEFPAR #SL2     0
DEFPAR #Loc1    3
DEFPAR #Loc2    8
DEFPAR #Loc3    4
DEFPAR #Loc4    5
(
( Calculo do erro de frequencia
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 IMPORT FREQ      FMED #Loc1
0002 ENTRAD          FREF
0003 SOMA            -FREF FERR
                   FMED FERR
0004 GANHO           FERR X1 #B1
(
(Comentário 1: para implementação do modo FF, comentar todas as linhas de código que se referem à aquisição do sinal de intercâmbio, utilizando um parêntese no início da linha. Não comentar o bloco ENTRAD com a variável ZERO pois esta é utilizada em outro momento no código.
(
( Calculo do erro de intercambio
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)

```

```

(0005 IMPORT FLXA      FLXMED #Loc2
(0006 ENTRAD         FLXREF
(0007 SOMA          FLXMED FLXA12
(0008 SOMA          -FLXREF FLXERR
(          FLXA12 FLXERR
0009 ENTRAD         ZERO
(0010 FUNCAO ABS    FLXA12 FLXABS
(0011 FUNCAO PULSO FLXABS SL1  #e    1. 1.e10  1.
(0012 SELET2      ZERO X2
(          FLXERR X2
(          SL1  X2
(0013 GANHO       X2  X3  #SW1
(
(Comentário 2: para calcular o erro de controle de área, uma vez que não há mais a soma
(entre o produto bias e variação de frequência e o intercâmbio, trocar o bloco SOMA por um
(bloco GANHO de ganho unitário, cuja entrada é a saída do bloco de cálculo do erro de
(frequência. Comentar a segunda linha, que seria a entrada do sinal de intercâmbio, que não
(é mais calculado.)
(
( Calculo do erro de controle de area
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0014 GANHO       X1  ECA1  1.0
(          X3  ECA1
0015 PROINT     ECA1 IECA1 #Ki #Kp  1.0
(
( Malha de controle de reparticao de potencia ativa
(
( SL2=0 --> Malha desativada
( SL2=1 --> Malha ativada
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0018*ENTRAD     PBSIS
0019 IMPORT PELE     PE1M #Loc3
0020 IMPORT NUGER     NUGER1 #Loc3
0021*ENTRAD     PBGER1
0022 MULTPL     PE1M X4
          PBGER1 X4
0023 DIVSAO     X4  PE1
          PBSIS PE1
0024 MULTPL     PE1  PE1T
          NUGER1 PE1T
0025 IMPORT PELE     PE2M #Loc4
0026 IMPORT NUGER     NUGER2 #Loc4
0027*ENTRAD     PBGER2
0028 MULTPL     PE2M X5
          PBGER2 X5
0029 DIVSAO     X5  PE2
          PBSIS PE2
0030 MULTPL     PE2  PE2T

```

```

      NUGER2 PE2T
0031 SOMA      PE1T  PET
      PE2T  PET
0032 MULTPL   PET  PE1TX
      ALFA1 PE1TX
0033 MULTPL   PET  PE2TX
      ALFA2 PE2TX
0034 SOMA     -PE1TX PE1ER
      PE1T  PE1ER
0035 SOMA     -PE2TX PE2ER
      PE2T  PE2ER
0036 PROINT   PE1ER X6  #Ki1 #Kp1  1.0
0037 PROINT   PE2ER X8  #Ki2 #Kp2  1.0
0038 ENTRAD          SL2
0039 SELET2    ZERO  X7
      X6  X7
      SL2  X7
0040 SELET2    ZERO  X9
      X8  X9
      SL2  X9
(
( Calculo do fator de participacao de cada gerador
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0041 ENTRAD          PE1T0
0042 ENTRAD          PE2T0
0043 ENTRAD          PET0
0044 DIVSAO   PE1T0 ALFA1
      PET0  ALFA1
0045 DIVSAO   PE2T0 ALFA2
      PET0  ALFA2
(
( Formacao do sinal do CAG
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0046 SOMA      IECA1 X10
      X7  X10
0047 SOMA      IECA1 X11
      X9  X11
0048 MULTPL    X10  X12
      PBSIS X12
0049 MULTPL    X11  X13
      PBSIS X13
0050 DIVSAO    X12  VCAG1
      PBGER1 VCAG1
0051 DIVSAO    X13  VCAG2
      PBGER2 VCAG2
0052 EXPORT VCAG  VCAG1      #Loc3
0053 EXPORT VCAG  VCAG2      #Loc4
(0054 EXPORT CDU  ECTRL1

```

```

(
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL  FERR  0.0
(
(Comentário 3: comentar valor que não vai ser utilizado. Como não se faz controle de
(intercâmbio não é necessário declarar o valor FLXERR.)
(
(DEFVAL  FLXERR  0.0
DEFVAL  IECA1  0.0
DEFVAL  X6  0.0
DEFVAL  X8  0.0
DEFVAL  ZERO  0.0
DEFVAL  SL2  #SL2
DEFVAL VAR  PE1T0 PE1T
DEFVAL VAR  PE2T0 PE2T
DEFVAL VAR  PET0  PET
DEFVAL PBGER PBGER1 #Loc3
DEFVAL PBGER PBGER2 #Loc4
DEFVAL PBSIS PBSIS
(
FIMCDU
(
(ncdu) ( nome cdu )
  0202 CAG1-AREA#2
(
(EFPAR (npar) ( valpar  )
DEFPAR #B2  17
DEFPAR #Ki  0.05
DEFPAR #Kp  0.01
DEFPAR #SW1  1
DEFPAR #e  1.e-9
DEFPAR #Loc1  6
DEFPAR #Loc2  8
DEFPAR #Loc3  7
(
( Calculo do erro de frequencia
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 IMPORT FREQ  FMED  #Loc1
0002 ENTRAD  FREF
0003 SOMA  -FREF FERR
      FMED FERR
0004 GANHO  FERR X1  #B2
(
(Comentário 4: Fazer da mesma maneira que no comentário 1, mas comentar também o bloco
(IMPORT com a variável ZERO.)
(
( Calculo do erro de intercambio
(

```

```

(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(0005 IMPORT FLXA      FLXMED #Loc2
(0006 ENTRAD          FLXREF
(0007 SOMA            -FLXMED FLXA21
(0008 SOMA            -FLXREF FLXERR
(          FLXA21 FLXERR
(0009 ENTRAD          ZERO
(0010 FUNCAO ABS     FLXA21 FLXABS
(0011 FUNCAO PULSO  FLXABS SL1  #e      1. 1.e10  1.
(0012 SELET2         ZERO X2
(          FLXERR X2
(          SL1  X2
(0013 GANHO          X2  X3  #SW1
(
(Comentário 5: seguir procedimento do comentário 2.)
(
( Calculo do erro de controle de area
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0014 GANHO          X1  ECA2  1
(          X3  ECA2
(
( Formacao do sinal do CAG
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0015 PROINT         ECA2 IECA2 #Ki #Kp  1.0
0016*ENTRAD         PBGER
0017*ENTRAD         PBSIS
0018 MULTPL         IECA2 X4
          PBSIS X4
0019 DIVSAO         X4  VCAG
          PBGER VCAG
0020 EXPORT VCAG   VCAG      #Loc3
(
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL  FERR  0.0
(
(Comentário 6: seguir orientações do comentário 3. Comentar também o valor ZERO.)
(
(DEFVAL  FLXERR  0.0
DEFVAL  IECA2  0.0
(DEFVAL  ZERO  0.0
DEFVAL PBGER Pbger #Loc3
DEFVAL PBSIS Pbsis
(
FIMCDU
(
999999
(

```

FIM

APÊNDICE E

Código para a implementação do modo FTL em ambas as áreas de controle. A adoção desta modalidade para as áreas 1 e 2 do sistema estudado neste trabalho foi feita para a simulação abordada na Seção 4.6.3.

```

(=====
( CONTROLADORES DEFINIDOS PELO USUARIO
(=====
(
DCDU IMPR
(
(ncdu) ( nome cdu )
  0201 CAG1-AREA#1
(
(EFPAR (npar) (  valpar  )
DEFPAR #B1      100
DEFPAR #Ki      0.005
DEFPAR #Ki1     0.005
DEFPAR #Ki2     0.005
DEFPAR #Kp      0.005
DEFPAR #Kp1     0.005
DEFPAR #Kp2     0.005
DEFPAR #SW1     1
DEFPAR #e       1.e-9
DEFPAR #SL2     0
DEFPAR #Loc1    3
DEFPAR #Loc2    8
DEFPAR #Loc3    4
DEFPAR #Loc4    5
(
(Comentário 1: comentar todas as linhas do bloco que calcula o erro de frequência.)
(
( Calculo do erro de frequencia
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(0001 IMPORT FREQ      FMED  #Loc1
(0002 ENTRAD          FREF
(0003 SOMA            -FREF  FERR
(      FMED  FERR
(0004 GANHO           FERR  X1  #B1
(
( Calculo do erro de intercambio
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0005 IMPORT FLXA      FLXMED #Loc2
0006 ENTRAD          FLXREF
0007 SOMA            FLXMED FLXA12

```

```

0008 SOMA      -FLXREF FLXERR
              FLXA12 FLXERR
0009 ENTRAD      ZERO
0010 FUNCAO ABS  FLXA12 FLXABS
0011 FUNCAO PULSO FLXABS SL1 #e      1. 1.e10  1.
0012 SELET2     ZERO X2
              FLXERR X2
              SL1 X2
0013 GANHO      X2 X3 #SW1
(
(Comentário 2: substituir o bloco SOMA, do controle original, pelo bloco GANHO com ganho
unitário. Usar como entrada X3, que é a saída do cálculo de erro de intercâmbio. Comentar
(também a próxima linha, que era utilizada no cálculo do ECA quando se usava modo TLB.)
(
( Calculo do erro de controle de area
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0014 GANHO      X3 ECA1  1.
(      X3 ECA1
0015 PROINT     ECA1 IECA1 #Ki #Kp  1.0
(0016 FUNCAO X**2 ECA1 QECA1
(0017 PROINT     QECA1 ECTRL1 1.0 0  1.0
(
( Malha de controle de reparticao de potencia ativa
(
( SL2=0 --> Malha desativada
( SL2=1 --> Malha ativada
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0018*ENTRAD     PBSIS
0019 IMPORT PELE PE1M #Loc3
0020 IMPORT NUGER NUGER1 #Loc3
0021*ENTRAD     PBGER1
0022 MULTPL     PE1M X4
              PBGER1 X4
0023 DIVSAO     X4 PE1
              PBSIS PE1
0024 MULTPL     PE1 PE1T
              NUGER1 PE1T
0025 IMPORT PELE PE2M #Loc4
0026 IMPORT NUGER NUGER2 #Loc4
0027*ENTRAD     PBGER2
0028 MULTPL     PE2M X5
              PBGER2 X5
0029 DIVSAO     X5 PE2
              PBSIS PE2
0030 MULTPL     PE2 PE2T
              NUGER2 PE2T
0031 SOMA      PE1T PET
              PE2T PET

```

```

0032 MULTPL    PET  PE1TX
        ALFA1 PE1TX
0033 MULTPL    PET  PE2TX
        ALFA2 PE2TX
0034 SOMA      -PE1TX PE1ER
        PE1T  PE1ER
0035 SOMA      -PE2TX PE2ER
        PE2T  PE2ER
0036 PROINT    PE1ER X6  #Ki1 #Kp1  1.0
0037 PROINT    PE2ER X8  #Ki2 #Kp2  1.0
0038 ENTRAD    SL2
0039 SELET2    ZERO  X7
        X6  X7
        SL2  X7
0040 SELET2    ZERO  X9
        X8  X9
        SL2  X9

(
( Calculo do fator de participacao de cada gerador
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0041 ENTRAD    PE1T0
0042 ENTRAD    PE2T0
0043 ENTRAD    PET0
0044 DIVSAO    PE1T0 ALFA1
        PET0  ALFA1
0045 DIVSAO    PE2T0 ALFA2
        PET0  ALFA2

(
( Formacao do sinal do CAG
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0046 SOMA      IECA1 X10
        X7  X10
0047 SOMA      IECA1 X11
        X9  X11
0048 MULTPL    X10  X12
        PBSIS X12
0049 MULTPL    X11  X13
        PBSIS X13
0050 DIVSAO    X12  VCAG1
        PBGER1 VCAG1
0051 DIVSAO    X13  VCAG2
        PBGER2 VCAG2
0052 EXPORT VCAG  VCAG1  #Loc3
0053 EXPORT VCAG  VCAG2  #Loc4
(0054 EXPORT CDU  ECTRL1
(
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )

```

```

(
(Comentário 3: comentar o valor FERR, que não será mais utilizado pois não é feito o controle
(de frequência.
(
(DEFVAL    FERR    0.0
DEFVAL    FLXERR  0.0
DEFVAL    IECA1   0.0
DEFVAL    X6      0.0
DEFVAL    X8      0.0
DEFVAL    ZERO    0.0
DEFVAL    SL2     #SL2
DEFVAL VAR  PE1T0 PE1T
DEFVAL VAR  PE2T0 PE2T
DEFVAL VAR  PET0  PET
DEFVAL PBGER PBGER1 #Loc3
DEFVAL PBGER PBGER2 #Loc4
DEFVAL PBSIS PBSIS
(
FIMCDU
(
(ncdu) ( nome cdu )
  0202 CAG1-AREA#2
(
(EFPAR (npar) (  valpar  )
DEFPAR #B2      17
DEFPAR #Ki      0.05
DEFPAR #Kp      0.01
DEFPAR #SW1     1
DEFPAR #e       1.e-9
DEFPAR #Loc1    6
DEFPAR #Loc2    8
DEFPAR #Loc3    7
(
(Comentário 4: idem comentário 1.
(
( Calculo do erro de frequencia
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(0001 IMPORT FREQ    FMED #Loc1
(0002 ENTRAD        FREF
(0003 SOMA          -FREF FERR
(          FMED FERR
(0004 GANHO         FERR X1  #B2
(
( Calculo do erro de intercambio
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0005 IMPORT FLXA    FLXMED #Loc2
0006 ENTRAD        FLXREF
0007 SOMA          -FLXMED FLXA21

```

```

0008 SOMA      -FLXREF FLXERR
              FLXA21 FLXERR
0009 ENTRAD      ZERO
0010 FUNCAO ABS  FLXA21 FLXABS
0011 FUNCAO PULSO FLXABS SL1  #e      1. 1.e10  1.
0012 SELET2     ZERO X2
              FLXERR X2
              SL1 X2
0013 GANHO      X2 X3 #SW1
(
(Comentário 5: idem comentário 2.)
(
( Calculo do erro de controle de area
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0014 GANHO      X3 ECA2  1
(
( X3 ECA2
(
( Formacao do sinal do CAG
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0015 PROINT     ECA2 IECA2 #Ki #Kp  1.0
0016*ENTRAD     PBGER
0017*ENTRAD     PBSIS
0018 MULTPL     IECA2 X4
              PBSIS X4
0019 DIVSAO     X4 VCAG
              PBGER VCAG
0020 EXPORT VCAG VCAG      #Loc3
(
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
(
(Comentário 6: idem comentário 3.)
(
(DEFVAL FERR 0.0
DEFVAL FLXERR 0.0
DEFVAL IECA2 0.0
DEFVAL ZERO 0.0
DEFVAL PBGER Pbger #Loc3
DEFVAL PBSIS Pbsis
(
FIMCDU
(
999999
(
FIM

```

APÊNDICE F

Código para implementação da malha de controle secundário utilizando duas modalidades do CAG: TLB, para a área 1 e FF, para a área 2.

```

(=====
( CONTROLADORES DEFINIDOS PELO USUARIO
(=====
(
DCDU IMPR
(
(ncdu) ( nome cdu )
  0201 CAG1-AREA#1
(
(EFPAR (npar) ( valpar )
DEFPAR #B1      100
DEFPAR #Ki      0.005
DEFPAR #Ki1     0.005
DEFPAR #Ki2     0.005
DEFPAR #Kp      0.005
DEFPAR #Kp1     0.005
DEFPAR #Kp2     0.005
DEFPAR #SW1     1
DEFPAR #e       1.e-9
DEFPAR #SL2     0
DEFPAR #Loc1    3
DEFPAR #Loc2    8
DEFPAR #Loc3    4
DEFPAR #Loc4    5
(
( Calculo do erro de frequencia
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 IMPORT FREQ      FMED #Loc1
0002 ENTRAD          FREF
0003 SOMA            -FREF FERR
                    FMED FERR
0004 GANHO           FERR X1 #B1
(
( Calculo do erro de intercambio
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0005 IMPORT FLXA      FLXMED #Loc2
0006 ENTRAD          FLXREF
0007 SOMA            FLXMED FLXA12
0008 SOMA            -FLXREF FLXERR
                    FLXA12 FLXERR
0009 ENTRAD          ZERO

```

```

0010 FUNCAO ABS  FLXA12 FLXABS
0011 FUNCAO PULSO FLXABS SL1  #e    1. 1.e10  1.
0012 SELET2     ZERO  X2
          FLXERR X2
          SL1  X2
0013 GANHO     X2  X3  #SW1
(
( Calculo do erro de controle de area
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0014 SOMA      X1  ECA1
          X3  ECA1
0015 PROINT    ECA1 IECA1 #Ki  #Kp  1.0
(
( Malha de controle de reparticao de potencia ativa
(
( SL2=0 --> Malha desativada
( SL2=1 --> Malha ativada
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0018*ENTRAD    PBSIS
0019 IMPORT PELE    PE1M  #Loc3
0020 IMPORT NUGER    NUGER1 #Loc3
0021*ENTRAD    PBGER1
0022 MULTPL     PE1M  X4
          PBGER1 X4
0023 DIVSAO     X4  PE1
          PBSIS PE1
0024 MULTPL     PE1  PE1T
          NUGER1 PE1T
0025 IMPORT PELE    PE2M  #Loc4
0026 IMPORT NUGER    NUGER2 #Loc4
0027*ENTRAD    PBGER2
0028 MULTPL     PE2M  X5
          PBGER2 X5
0029 DIVSAO     X5  PE2
          PBSIS PE2
0030 MULTPL     PE2  PE2T
          NUGER2 PE2T
0031 SOMA      PE1T  PET
          PE2T  PET
0032 MULTPL     PET  PE1TX
          ALFA1 PE1TX
0033 MULTPL     PET  PE2TX
          ALFA2 PE2TX
0034 SOMA      -PE1TX PE1ER
          PE1T  PE1ER
0035 SOMA      -PE2TX PE2ER
          PE2T  PE2ER
0036 PROINT    PE1ER X6  #Ki1 #Kp1  1.0

```

```

0037 PROINT    PE2ER X8  #Ki2 #Kp2  1.0
0038 ENTRAD          SL2
0039 SELET2     ZERO X7
           X6  X7
           SL2 X7
0040 SELET2     ZERO X9
           X8  X9
           SL2 X9

(
( Calculo do fator de participacao de cada gerador
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0041 ENTRAD          PE1T0
0042 ENTRAD          PE2T0
0043 ENTRAD          PET0
0044 DIVSAO    PE1T0 ALFA1
           PET0 ALFA1
0045 DIVSAO    PE2T0 ALFA2
           PET0 ALFA2

(
( Formacao do sinal do CAG
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0046 SOMA      IECA1 X10
           X7  X10
0047 SOMA      IECA1 X11
           X9  X11
0048 MULTPL    X10  X12
           PBSIS X12
0049 MULTPL    X11  X13
           PBSIS X13
0050 DIVSAO    X12  VCAG1
           PBGER1 VCAG1
0051 DIVSAO    X13  VCAG2
           PBGER2 VCAG2
0052 EXPORT VCAG  VCAG1      #Loc3
0053 EXPORT VCAG  VCAG2      #Loc4
(0054 EXPORT CDU  ECTRL1
(
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL  FERR  0.0
DEFVAL  FLXERR 0.0
DEFVAL  IECA1 0.0
DEFVAL  X6    0.0
DEFVAL  X8    0.0
DEFVAL  ZERO  0.0
DEFVAL  SL2  #SL2
DEFVAL VAR  PE1T0 PE1T
DEFVAL VAR  PE2T0 PE2T

```

```

DEFVAL VAR PET0 PET
DEFVAL PBGER PBGER1 #Loc3
DEFVAL PBGER PBGER2 #Loc4
DEFVAL PBSIS PBSIS
(
FIMCDU
(
(ncdu) ( nome cdu )
  0202 CAG1-AREA#2
(
(EFPAR (npar) ( valpar )
DEFPAR #B2      17
DEFPAR #Ki      0.05
DEFPAR #Kp      0.01
DEFPAR #SW1     1
DEFPAR #e       1.e-9
DEFPAR #Loc1   6
DEFPAR #Loc2   8
DEFPAR #Loc3   7
(
( Calculo do erro de frequencia
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 IMPORT FREQ      FMED #Loc1
0002 ENTRAD          FREF
0003 SOMA            -FREF FERR
                   FMED FERR
0004 GANHO           FERR X1 #B2
(
(Comentário 1: uma vez que a área 2 adota modo FF, comentar todo o bloco que calcula o
erro de intercâmbio.
(
( Calculo do erro de intercambio
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(0005 IMPORT FLXA      FLXMED #Loc2
(0006 ENTRAD          FLXREF
(0007 SOMA            -FLXMED FLXA21
(0008 SOMA            -FLXREF FLXERR
(                   FLXA21 FLXERR
(0009 ENTRAD          ZERO
(0010 FUNCAO ABS      FLXA21 FLXABS
(0011 FUNCAO PULSO    FLXABS SL1 #e      1. 1.e10  1.
(0012 SELET2          ZERO X2
(                   FLXERR X2
(                   SL1 X2
(0013 GANHO           X2 X3 #SW1
(

```

(Comentário 2: trocar o bloco soma por um bloco GANH0 com ganho unitário, cuja entrada é o sinal de erro de frequência calculado. Comentar a próxima linha, que se refere à entrada de intercâmbio quando se tem o modo TLB.

```
(
( Calculo do erro de controle de area
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0014 GANH0      X1  ECA2  1.
(          X3  ECA2
(
( Formacao do sinal do CAG
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0015 PROINT    ECA2 IECA2 #Ki #Kp  1.0
0016*ENTRAD    PBGER
0017*ENTRAD    PBSIS
0018 MULTPL    IECA2 X4
          PBSIS X4
0019 DIVSAO    X4  VCAG
          PBGER VCAG
0020 EXPORT VCAG VCAG      #Loc3
(
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL  FERR  0.0
(
(Comentário 3: comentar os valores FLXERR e ZERO, pois estes são usados no cálculo de erro de intercâmbio, que não é feito nesta área.
(
(DEFVAL  FLXERR  0.0
DEFVAL  IECA2  0.0
(DEFVAL  ZERO  0.0
DEFVAL PBGER Pbger #Loc3
DEFVAL PBSIS Pbsis
(
FIMCDU
(
999999
(
FIM
```

APÊNDICE G

Código para implementação da Regulação Secundária por meio da combinação de duas estratégias do CAG: TLB, para a área 1 e FTL, para a área 2.

```

(=====
( CONTROLADORES DEFINIDOS PELO USUARIO
(=====
(
DCDU IMPR
(
(ncdu) ( nome cdu )
  0201 CAG1-AREA#1
(
(EFPAR (npar) (  valpar  )
DEFPAR #B1      100
DEFPAR #Ki      0.005
DEFPAR #Ki1     0.005
DEFPAR #Ki2     0.005
DEFPAR #Kp      0.005
DEFPAR #Kp1     0.005
DEFPAR #Kp2     0.005
DEFPAR #SW1     1
DEFPAR #e       1.e-9
DEFPAR #SL2     0
DEFPAR #Loc1    3
DEFPAR #Loc2    8
DEFPAR #Loc3    4
DEFPAR #Loc4    5
(
( Calculo do erro de frequencia
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 IMPORT FREQ      FMED #Loc1
0002 ENTRAD          FREF
0003 SOMA            -FREF FERR
                   FMED FERR
0004 GANHOS          FERR X1  #B1
(
( Calculo do erro de intercambio
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0005 IMPORT FLXA      FLXMED #Loc2
0006 ENTRAD          FLXREF
0007 SOMA            FLXMED FLXA12
0008 SOMA            -FLXREF FLXERR
                   FLXA12 FLXERR

```

```

0009 ENTRAD      ZERO
0010 FUNCAO ABS  FLXA12 FLXABS
0011 FUNCAO PULSO FLXABS SL1 #e      1. 1.e10  1.
0012 SELET2     ZERO X2
           FLXERR X2
           SL1 X2
0013 GANHO      X2 X3 #SW1
(
( Calculo do erro de controle de area
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0014 SOMA       X1 ECA1
           X3 ECA1
0015 PROINT     ECA1 IECA1 #Ki #Kp  1.0
(
( Malha de controle de reparticao de potencia ativa
(
( SL2=0 --> Malha desativada
( SL2=1 --> Malha ativada
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0018*ENTRAD     PBSIS
0019 IMPORT PELE      PE1M #Loc3
0020 IMPORT NUGER     NUGER1 #Loc3
0021*ENTRAD     PBGER1
0022 MULTPL      PE1M X4
           PBGER1 X4
0023 DIVSAO      X4 PE1
           PBSIS PE1
0024 MULTPL      PE1 PE1T
           NUGER1 PE1T
0025 IMPORT PELE      PE2M #Loc4
0026 IMPORT NUGER     NUGER2 #Loc4
0027*ENTRAD     PBGER2
0028 MULTPL      PE2M X5
           PBGER2 X5
0029 DIVSAO      X5 PE2
           PBSIS PE2
0030 MULTPL      PE2 PE2T
           NUGER2 PE2T
0031 SOMA        PE1T PET
           PE2T PET
0032 MULTPL      PET PE1TX
           ALFA1 PE1TX
0033 MULTPL      PET PE2TX
           ALFA2 PE2TX
0034 SOMA        -PE1TX PE1ER
           PE1T PE1ER
0035 SOMA        -PE2TX PE2ER
           PE2T PE2ER

```

```

0036 PROINT    PE1ER X6  #Ki1 #Kp1  1.0
0037 PROINT    PE2ER X8  #Ki2 #Kp2  1.0
0038 ENTRAD          SL2
0039 SELET2     ZERO X7
           X6 X7
           SL2 X7
0040 SELET2     ZERO X9
           X8 X9
           SL2 X9
(
( Calculo do fator de participacao de cada gerador
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0041 ENTRAD          PE1T0
0042 ENTRAD          PE2T0
0043 ENTRAD          PET0
0044 DIVSAO     PE1T0 ALFA1
           PET0 ALFA1
0045 DIVSAO     PE2T0 ALFA2
           PET0 ALFA2
(
( Formacao do sinal do CAG
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0046 SOMA       IECA1 X10
           X7 X10
0047 SOMA       IECA1 X11
           X9 X11
0048 MULTPL     X10 X12
           PBSIS X12
0049 MULTPL     X11 X13
           PBSIS X13
0050 DIVSAO     X12 VCAG1
           PBGER1 VCAG1
0051 DIVSAO     X13 VCAG2
           PBGER2 VCAG2
0052 EXPORT VCAG VCAG1      #Loc3
0053 EXPORT VCAG VCAG2      #Loc4
(0054 EXPORT CDU  ECTRL1
(
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL    FERR    0.0
DEFVAL    FLXERR  0.0
DEFVAL    IECA1   0.0
DEFVAL    X6      0.0
DEFVAL    X8      0.0
DEFVAL    ZERO    0.0
DEFVAL    SL2    #SL2
DEFVAL VAR  PE1T0 PE1T

```

```

DEFVAL VAR PE2T0 PE2T
DEFVAL VAR PET0 PET
DEFVAL PBGER PBGER1 #Loc3
DEFVAL PBGER PBGER2 #Loc4
DEFVAL PBSIS PBSIS
(
FIMCDU
(
(ncdu) ( nome cdu )
  0202 CAG1-AREA#2
(
(EFPAR (npar) ( valpar )
DEFPAR #B2      17
DEFPAR #Ki      0.05
DEFPAR #Kp      0.01
DEFPAR #SW1     1
DEFPAR #e       1.e-9
DEFPAR #Loc1    6
DEFPAR #Loc2    8
DEFPAR #Loc3    7
(
(Comentário 1: como é feito apenas o controle de intercâmbio, comentar toda a parte do código
(que se refere ao cálculo do erro de frequência.
(
( Calculo do erro de frequencia
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 IMPORT FREQ      FMED #Loc1
0002 ENTRAD          FREF
0003 SOMA             -FREF FERR
(
  FMED FERR
0004 GANHO           FERR X1 #B2
(
( Calculo do erro de intercambio
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0005 IMPORT FLXA      FLXMED #Loc2
0006 ENTRAD          FLXREF
0007 SOMA             -FLXMED FLXA21
0008 SOMA             -FLXREF FLXERR
  FLXA21 FLXERR
0009 ENTRAD          ZERO
0010 FUNCAO ABS      FLXA21 FLXABS
0011 FUNCAO PULSO    FLXABS SL1 #e      1. 1.e10  1.
0012 SELET2          ZERO X2
  FLXERR X2
  SL1 X2
0013 GANHO           X2 X3 #SW1
(

```

(Comentário 2: trocar bloco SOMA por bloco GANHO com ganho unitário, cuja entrada deve ser a saída do cálculo do erro de intercâmbio, X3. Também comentar a próxima linha, usada no código original para cálculo do ECA em modo TLB.

```
(
( Calculo do erro de controle de area
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0014 GANHO      X3  ECA2  1.
(          X3  ECA2
(
( Formacao do sinal do CAG
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0015 PROINT    ECA2 IECA2 #Ki #Kp  1.0
0016*ENTRAD      PBGER
0017*ENTRAD      PBSIS
0018 MULTPL    IECA2 X4
          PBSIS X4
0019 DIVSAO    X4  VCAG
          PBGER VCAG
0020 EXPORT VCAG VCAG      #Loc3
```

```
(
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
```

(Comentário 3: comentar o valor FERR pois ele não é utilizado nesta área.

```
(
(DEFVAL  FERR  0.0
DEFVAL  FLXERR  0.0
DEFVAL  IECA2  0.0
DEFVAL  ZERO  0.0
DEFVAL PBGER Pbger #Loc3
DEFVAL PBSIS Pbsis
```

```
(
FIMCDU
```

```
(
999999
```

```
(
FIM
```

APÊNDICE H

Código para implementação do CST.

```

(=====
( CONTROLADORES DEFINIDOS PELO USUARIO
(=====
(
DCDU IMPR
(
(ncdu) ( nome cdu )
  0101 CST-AREA#1
(
(EFPAR (npar) (  valpar  )
DEFPAR #band      0.00
DEFPAR #Ki1       0.05
DEFPAR #Ki2       0.05
DEFPAR #Kiv       0.05
DEFPAR #Kp1       0.005
DEFPAR #Kp2       0.005
DEFPAR #Kpv       0.005
DEFPAR #Loc1      1
DEFPAR #Loc2      2
DEFPAR #Loc3      3
DEFPAR #Loc4      4
DEFPAR #Loc5      5
DEFPAR #Swich     0
(
( Aquisicao de dados de tensao
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 IMPORT VOLT   Vt1  #Loc1                Gerador 1
0002 IMPORT VOLT   Vt2  #Loc2                Gerador 2
0003 IMPORT VOLT   Vb   #Loc3                Barra Piloto
(
( Aquisicao de dados de potencia reativa
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0004 IMPORT QELE   Qe1  #Loc4                Gerador 1
0005 IMPORT QELE   Qe2  #Loc5                Gerador 2
(
( Aquisicao de fator de conversao
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0006 IMPORT NUGER   Nuger1 #Loc4                Gerador 1
0007 IMPORT NUGER   Nuger2 #Loc5                Gerador 2
0008*ENTRAD        Pbger1
0009*ENTRAD        Pbger2
0010*ENTRAD        Pbsis
0011 MULTPL        Nuger1 X101

```

```

        Pbger1 X101
0012 MULTPL    Nuger2 X102
        Pbger2 X102
0013 DIVSAO    X101 Fator1
        Pbsis Fator1
0014 DIVSAO    X102 Fator2
        Pbsis Fator2
(
( Calculo do fator de participacao de cada gerador
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0015 ENTRAD    Ir1s0
0016 ENTRAD    Ir2s0
0017 ENTRAD    Irt0
0018 DIVSAO    Ir1s0 Alfa1
        Irt0 Alfa1
0019 DIVSAO    Ir2s0 Alfa2
        Irt0 Alfa2
(
( Switch para controle de reparticao de reativo
( 0 - controle de reparticao de potencia reativa
( 1 - controle de reparticao de corrente reativa
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0020 ENTRAD    Swich
0021 ENTRAD    Um
0022 SELET2    Um Vt1s
        Vt1 Vt1s
        Swich Vt1s
0023 SELET2    Um Vt2s
        Vt2 Vt2s
        Swich Vt2s
(
( Malha de controle de reparticao de reativo
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0024 DIVSAO    Qe1 Ir1
        Vt1s Ir1
0025 DIVSAO    Qe2 Ir2
        Vt2s Ir2
0026 MULTPL    Ir1 Ir1s
        Fator1 Ir1s
0027 MULTPL    Ir2 Ir2s
        Fator2 Ir2s
0028 SOMA      Ir1s Irt
        Ir2s Irt
0029 MULTPL    Irt X11
        Alfa1 X11
0030 MULTPL    Irt X12
        Alfa2 X12

```

```

0031 SOMA      X11  X21
      -Ir1s X21
0032 SOMA      X12  X22
      -Ir2s X22
0033 FUNCAO DEADB1 X21  X31  -#band#band  1.0  1.0
0034 FUNCAO DEADB1 X22  X32  -#band#band  1.0  1.0
0035 PROINT     X31  X41  #Ki1 #Kp1  1.0
0036 PROINT     X32  X42  #Ki2 #Kp2  1.0
(
( Malha de controle de tensao da barra piloto
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0037 ENTRAD      Vref
0038 SOMA      Vref X50
      -Vb X50
0039 FUNCAO DEADB1 X50  X51  -#band#band  1.0  1.0
0040 PROINT     X51  X52  #Kiv #Kpv  1.0
(
( Composicao do sinal do CST
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0041 SOMA      X41  Vcst1s
      X52  Vcst1s
0042 SOMA      X42  Vcst2s
      X52  Vcst2s
0043 DIVSAO     Vcst1s Vcst1
      Fator1 Vcst1
0044 DIVSAO     Vcst2s Vcst2
      Fator2 Vcst2
0045 EXPORT VCCT Vcst1      #Loc4
0046 EXPORT VCCT Vcst2      #Loc5
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL VAR  Ir1s0 Ir1s
DEFVAL VAR  Ir2s0 Ir2s
DEFVAL VAR  Irt0 Irt
DEFVAL PBGER Pbger1 #Loc4
DEFVAL PBGER Pbger2 #Loc5
DEFVAL PBSIS Pbsis
DEFVAL      X50  0.0
DEFVAL      X52  0.0
DEFVAL      Um  1.0
DEFVAL      Swich #Swich
(
FIMCDU
(
(ncdu) ( nome cdu )
  0102 CST-AREA#2
(
(EFPAR (npar) ( valpar  )

```

```

DEFPAR #band      0.00
DEFPAR #Kiv       0.05
DEFPAR #Kpv       0.005
DEFPAR #Loc1      6
DEFPAR #Loc2      7
(
( Aquisicao de dados de tensao
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0001 IMPORT VOLT      Vb  #Loc1                      Barra Piloto
(
( Malha de controle de tensao da barra piloto
(
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
0002 ENTRAD          Vref
0003 SOMA            Vref X50
                -Vb X50
0004 FUNCAO DEADB1 X50 X51 -#band#band 1.0 1.0
0005 PROINT          X51 Vcst #Kiv #Kpv 1.0
0006 EXPORT VCCT    Vcst #Loc2
(
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL X50 0.0
(
FIMCDU
(
999999
(
FIM

```