



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

Clenio Goulart de Souza Neto

**Análise da Contribuição da Energia das Baterias dos Veículos Eletrificados para o  
Controle de Frequência do Sistema Elétrico**

Florianópolis

2023

Clenio Goulart de Souza Neto

**Análise da Contribuição da Energia das Baterias dos Veículos Eletrificados para o  
Controle de Frequência do Sistema Elétrico**

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

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

Florianópolis

2023

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

Neto, Clenio Goulart de Souza

Análise da Contribuição da Energia das Baterias dos  
Veículos Eletrificados para o Controle de Frequência do  
Sistema Elétrico / Clenio Goulart de Souza Neto ;  
orientador, Antonio Felipe da Cunha de Aquino, 2023.

70 p.

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

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Controle de Frequência. 3.  
Veículos Eletrificados. 4. Estabilidade do Sistema  
Elétrico. 5. Nadir. I. Aquino, Antonio Felipe da Cunha de.  
II. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em  
Engenharia Elétrica. III. Título.

Clenio Goulart de Souza Neto

**Análise da Contribuição da Energia das Baterias dos Veículos Eletrificados para o  
Controle de Frequência do Sistema Elétrico**

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

Florianópolis, 14 de dezembro de 2023.

---

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

**Banca Examinadora:**

---

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

---

Prof. Juliana Luiza Pereira, Me.  
Universidade Federal de Santa Catarina

---

Eng. Eletric. Dalton Fellipe Casamali, Me.  
Universidade Federal de Santa Catarina

Este trabalho é dedicado aos meus pais Vladimir Silva Souza e  
Andresa Aparecida Barbosa Olegar Souza.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço aos meus pais Vladimir e Andresa, minha irmã Gabriela e meus sobrinhos Ana Flávia e João Pedro, que foram um porto seguro durante todo o período de graduação e que sempre acreditaram em mim em toda minha jornada. Estendo esse agradecimento a toda minha família, que sempre esteve comigo celebrando minhas conquistas.

Agradeço em especial minha mãe Andresa Aparecida Barbosa Olegar Souza, que em nenhum momento da vida mediu esforços para me auxiliar em meus objetivos. Sem o apoio dessa mulher incrível nada seria possível.

Agradeço a Antony dos Santos Lima, amigo de infância que foi o maior incentivador para que eu iniciasse neste curso e quem participou ativamente do meu início de graduação.

Agradeço do fundo do meu coração aos amigos que fiz durante o período da graduação, sendo eles: Artur Della Favera, Axel Chepanski, Bernardo Francalacci, Erik Almeida, Gabriel Bresciani, Gustavo Pavanati, Lucas Hack, Lucas Magalhães, Luis Piva, Luiz Cláudio, Marco Cerutti, Matheus Bion, Matheus Cunha e Vinicius de Bem. Os senhores tornaram esta jornada muito mais agradável de trilhar e criamos boas histórias no processo, obrigado por isso.

A todos meus amigos de São Joaquim que torceram por mim, que nunca me esquecerei e que estarei sempre torcendo pelo sucesso todos.

Agradeço ao orientador Antonio Felipe da Cunha de Aquino, professor que conheci ao final da graduação e que proporcionou, na minha visão, as melhores aulas que tive durante todo o curso e também despertou o interesse na área que mais tive afinidade dentro da engenharia elétrica. Orientou e auxiliou muito no desenvolvimento deste trabalho. Feito que agradeço profundamente.

## RESUMO

A estabilidade do sistema elétrico é uma constante preocupação para os operadores de sistemas, uma vez que a qualidade e a confiabilidade do suprimento de energia elétrica dependem deste tema. As máquinas síncronas presentes no sistema têm papel fundamental na estabilidade, principalmente no que se refere à estabilidade de frequência, onde a inércia associada aos seus conjuntos turbina-gerador e a regulação primária de frequência têm grande influência. Com a expansão da micro e minigeração distribuída e do crescente investimento nas fontes renováveis (fotovoltaica e eólica), tem-se como consequência uma redução na proporção de máquinas síncronas no suprimento às cargas. Por outro lado, visualiza-se uma crescente mudança na matriz de produção de veículos, uma vez que a produção de veículos eletrificados tem ganhado força principalmente por políticas de descarbonização, por parte de governos e empresas. Tal mudança impacta diretamente nos padrões de carga do sistema elétrico. Estes fatos evidenciam a necessidade de estudos para mitigar a queda na robustez do sistema, causada predominantemente pela redução na participação da geração síncrona. Em particular, há interesse em investigar os potenciais contribuições que os veículos eletrificados podem fornecer ao sistema. De fato, existem alternativas para o gerenciamento das fontes de energia que não são provenientes de máquinas síncronas, como as funções de controle de conversores que emulam resposta inercial, observando variações na frequência e variando a injeção de potência na rede. Este trabalho tem como objetivo analisar a contribuição da utilização da energia das baterias de veículos eletrificados a partir de injeções de potência durante contingências, para o controle de frequência do sistema elétrico. Os resultados apresentados indicam melhoria no desempenho do controle de frequência, com elevação dos valores de frequência mínima (nadir).

**Palavras-chave:** Controle de Frequência. Veículos Eletrificados. Estabilidade do Sistema Elétrico. Nadir. Inércia sintética.

## ABSTRACT

The stability of the power system is a constant concern for system operators, as the quality and reliability of the electrical power supply depend on this issue. Synchronous machines present in the system play a fundamental role in stability, particularly concerning frequency stability, where the inertia associated with their turbine-generator sets and primary frequency regulation have a significant influence. With the expansion of distributed micro and minigeneration and the increasing investment in renewable sources (photovoltaic and wind), there is a consequent reduction in the proportion of synchronous machines supplying loads. On the other hand, there is a growing shift in the vehicle production matrix, as the production of electrified vehicles gains momentum, primarily due to decarbonization policies implemented by governments and companies. This shift directly impacts the load patterns of the power system. These facts highlight the need for studies to mitigate the decline in system robustness, primarily caused by the reduction in the share of synchronous generation. In particular, there is interest in investigating the potential contributions that electrified vehicles can provide to the system. Indeed, there are alternatives for managing energy sources that do not originate from synchronous machines, such as the control functions of converters that emulate an inertial response, observing frequency variations and adjusting power injection into the grid. This work aims to analyze the contribution of using energy from electrified vehicle batteries through power injections during contingencies for frequency control in the power system. The presented results indicate an improvement in the performance of frequency control, with an increase in minimum frequency values (nadir).

**Keywords:** Frequency Control. Electrified Vehicles. Electrical System Stability. Nadir. Synthetic Inertia.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Regulador de velocidade de gerador de usina hidrelétrica.....	26
Figura 2 – Incremento de carga ao longo do dia para uma frota de 2,5 milhões de VEs. ....	30
Figura 3 - Curva de carga ilustrativa com influência dos VEs para o dia 10/03/2023. ....	31
Figura 4 – Matriz de energia elétrica do SIN prevista para 2027.....	34
Figura 5 – Diagrama esquemático representativo do cenário de demanda máxima. ....	36
Figura 6 – Diagrama esquemático representativo do cenário de demanda mínima. ....	37
Figura 7 – Sistema equivalente de 12 barras para análise dos fenômenos.....	38
Figura 8 – Diagrama de blocos do controle dos conversores.....	42
Figura 9 – Sistema equivalente ajustado para o cenário de demanda máxima.....	46
Figura 10 – Frequência/velocidade das unidades geradoras – cenário de demanda máxima...	48
Figura 11 – Injeção de potência dos conversores por região - cenário de demanda máxima. .	49
Figura 12 – Distúrbio Necessário para Acionar o ERAC - cenário de demanda máxima. ....	50
Figura 13 - Sistema equivalente ajustado para o cenário de demanda mínima. ....	52
Figura 14 – Frequência/velocidade das unidades geradoras – cenário de demanda mínima. ..	54
Figura 15 – Injeção de potência dos inversores - cenário de demanda máxima. ....	54
Figura 16 – Distúrbio Necessário para Acionar o ERAC - cenário de demanda mínima. ....	55

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Incremento de carga previsto em função da quantidade de VEs. ....	32
Tabela 2 – Demanda máxima instantânea prevista para o SIN. ....	33
Tabela 3 – Potência instalada prevista para o ano 2027 por subsistema. ....	35
Tabela 4 – Cenários base para simulação. ....	35
Tabela 5 – Ajustes do ERAC – regiões Sudeste e Centro-Oeste. ....	43
Tabela 6 – Dados para o caso base relativo ao cenário de demanda máxima. ....	45
Tabela 7 – Número de geradores em operação no cenário de demanda máxima. ....	46
Tabela 8 – Modelagem da potência dos conversores 53,4 MW - cenário de demanda máxima. .....	47
Tabela 9 – Modelagem da potência dos conversores 27,8 MW - cenário de demanda máxima. .....	47
Tabela 10 – Resultados da Simulação do cenário de demanda máxima. ....	50
Tabela 11 – Dados para o caso base relativo ao cenário de demanda mínima. ....	51
Tabela 12 – Número de geradores em operação no cenário de demanda mínima. ....	52
Tabela 13 – Modelagem da potência dos conversores (26,7 MW) - cenário de demanda mínima. .....	53
Tabela 14 – Modelagem da potência dos conversores (13,9 MW) - cenário de demanda mínima. .....	53
Tabela 15 – Resultados da Simulação do cenário de demanda mínima. ....	55

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

Anfavea - Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores

BCG - Boston Consulting Group

ERAC - Esquema Regional de Alívio de Carga por Subfrequência

CAG - Controle Automático de Geração

COS - Centro de Operação do Sistema Elétrico

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

IBG - *Inverter Based Generation*

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

PLL - *Phase Locked Loop*

Rocof - *Rate of Change of Frequency*

SIN - Sistema Interligado Nacional

V2G - *Vehicle-to-Grid*

VE - Veículo Eletrificado

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>15</b>
1.1	OBJETIVOS .....	16
<b>1.1.1</b>	<b>Objetivo Geral.....</b>	<b>16</b>
<b>1.1.2</b>	<b>Objetivos Específicos .....</b>	<b>16</b>
1.2	ESTRUTURA DO TEXTO .....	17
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....</b>	<b>19</b>
2.1	CURVA DE CARGA .....	19
2.2	MERCADO DE VEICULOS ELETRIFICADOS NO BRASIL .....	20
2.3	MODELO DE CARREGAMENTO V2G .....	21
<b>2.3.1</b>	<b>Tecnologia de Carregamento dos VEs.....</b>	<b>22</b>
<b>2.3.2</b>	<b>Veículos Eletrificados com Tecnologia V2G .....</b>	<b>23</b>
2.4	SERVIÇOS ANCILARES .....	23
2.5	REGULAÇÃO PRIMÁRIA DE VELOCIDADE .....	24
2.6	INÉRCIA SINTÉTICA .....	27
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA PARA DEFINIÇÃO DOS CENÁRIOS DE SIMULAÇÃO</b> <b>.....</b>	<b>29</b>
3.1	CENÁRIOS DE CARGA E GERAÇÃO NO SIN NO HORIZONTE 2027 .....	29
<b>3.1.1</b>	<b>Cenários de Participação do VEs na Curva de Carga do SIN .....</b>	<b>29</b>
<b>3.1.2</b>	<b>Cenários de Carga e Geração para Composição dos Casos Base de Simulação</b> <b>.....</b>	<b>32</b>
3.2	MODELOS UTILIZADOS PARA REPRESENTAÇÃO DOS ELEMENTOS DO SIN .....	37
<b>3.2.1</b>	<b>Equivalente do SIN .....</b>	<b>37</b>
<b>3.2.2</b>	<b>Modelos dos Geradores Síncronos .....</b>	<b>39</b>
3.3	DESENVOLVIMENTO DO CONTROLE DOS CARREGADORES DE BATERIA .....	39
<b>3.3.1</b>	<b>Coleta de Informações da Rede .....</b>	<b>41</b>

3.3.2	Variação de Frequência e Ganho .....	41
3.3.3	Injeção de Potência Ativa.....	41
4	<b>RESULTADOS DE SIMULAÇÕES</b> .....	<b>43</b>
4.1	DEFINIÇÃO DA CONTINGÊNCIA.....	43
4.2	CENÁRIO DE DEMANDA MÁXIMA.....	44
4.2.1	<b>Parâmetros da Simulação</b> .....	<b>44</b>
4.2.2	<b>Simulação de Contingências de Perda de Geração</b> .....	<b>47</b>
4.3	CENÁRIO DE DEMANDA MÍNIMA .....	51
4.3.1	<b>Parâmetros da Simulação</b> .....	<b>51</b>
4.3.2	<b>Simulação de Contingências de Perda de Geração</b> .....	<b>53</b>
4.4	VISÃO GERAL DAS SIMULAÇÕES .....	56
5	<b>CONCLUSÃO</b> .....	<b>57</b>
	<b>REFERENCIAS</b> .....	<b>59</b>
	<b>APÊNDICE A – Parâmetros dos modelos</b> .....	<b>63</b>
	<b>APÊNDICE B – Descrições de parâmetros associados aos modelos adotados</b> .....	<b>64</b>
	<b>APÊNDICE C – Modelo dos conversores</b> .....	<b>67</b>



## 1 INTRODUÇÃO

A sustentabilidade é um assunto em pauta há um bom tempo. O mundo caminha para um futuro em que os veículos eletrificados (VEs) serão uma realidade para o público comum. Por decisão da União Europeia, por exemplo, a partir de 2035, todas as montadoras na Europa terão que fabricar e comercializar somente carros que não emitam CO<sub>2</sub>, eliminando assim a produção de veículos a combustão (CNN BRASIL, 2023).

O Brasil é um país com uma extensão territorial muito grande e com um mercado de veículos importante. Dentro dessa realidade podemos esperar que decisões similares às aquelas adotadas pela União Europeia sejam, no futuro, aplicadas também no Brasil. A Chevrolet (GM), por exemplo, já anunciou que cessará a produção de veículos a combustão em todas as suas fábricas a partir de 2035, e isso inclui as fábricas brasileiras (AUTOESPORTE, 2021).

Com essas mudanças na estratégia dos fabricantes de veículos, espera-se que a demanda por energia elétrica relativa a veículos eletrificados aumente gradativamente. Espera-se, ainda, que este aumento seja impulsionado após a assinatura de tratados governamentais relacionados ao tema, em particular no Brasil. Esta tendência levanta preocupações relativas ao dimensionamento e ao desempenho do sistema elétrico, que estaria sujeito a novos montantes e padrões de carga em decorrência da integração dos VEs.

A expansão da frota de veículos eletrificados, por outro lado, oferece oportunidades para a gestão do desempenho dos sistemas elétricos de grande porte, em especial no contexto da transição energética, na qual a segurança e a confiabilidade dos sistemas podem ser colocadas em xeque. A transição energética conduz a um intenso processo de transformação das matrizes de geração de energia elétrica ao redor do mundo, em particular no Brasil. Segundo dados apresentados pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética), a geração de energia proveniente das fontes eólica e solar vem crescendo de forma expressiva nos últimos anos. Como consequência, é crescente a proporção de geração de energia que é conectada na rede por meio de conversores eletrônicos (*Inverter Based Generation – IBG*). A geração eólica por exemplo, representou em 2021, uma produção maior que a geração à biomassa e a geração nuclear (EPE, 2022). No horizonte atual, de novembro de 2023, a capacidade instalada de geração eólica no Sistema Interligado Nacional (SIN) é de 27,9 GW; a geração fotovoltaica concentrada corresponde a 10,6 GW de capacidade instalada e a Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD), formada em sua maior parte pela microgeração fotovoltaica representa 23,734 MW de capacidade instalada (ONS, 2023d). Um dos aspectos centrais está relacionado

à redução da inércia total dos sistemas, o que pode implicar não só uma degradação da resposta inercial em situações de contingência, mas também na regulação primária, com elevação dos valores das taxas de variação de frequência (Rocof), degradação dos valores de frequência mínima (nadir) pós-perturbação e maiores riscos de atuação de esquemas de corte de carga por subfrequência (Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC).

Nesse contexto, há interesse em quantificar os potenciais benefícios para o desempenho do controle de frequência do sistema elétrico que resultam da utilização transitória da energia armazenada nas baterias dos carros eletrificados conectados à rede no momento de uma perturbação. Este é, precisamente, o tema central deste trabalho de conclusão de curso.

## 1.1 OBJETIVOS

Nas seções abaixo estão descritos o objetivo geral e os objetivos específicos deste trabalho de conclusão de curso.

### 1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo principal do presente trabalho de conclusão de curso é avaliar os benefícios da utilização transitória da energia de baterias de veículos eletrificados, como auxílio ao controle de frequência do SIN durante contingências que resultem em déficit de geração.

### 1.1.2 Objetivos Específicos

Entre os objetivos específicos, destacam-se os seguintes:

- Apresentar uma revisão dos conceitos relativos ao controle de frequência dos sistemas elétricos;
- Estimar curvas de carga do SIN para o horizonte 2035, considerando a expansão da frota de veículos eletrificados;
- Análise das tecnologias disponíveis para a integração dos veículos eletrificados à rede elétrica, com o objetivo de viabilizar a estratégia proposta;
- Desenvolvimento de uma função de controle, em ambiente de simulação, para injeção da energia de baterias na rede elétrica, visando o auxílio ao controle de frequência com preservação da vida útil das baterias;

- Realizar simulações de transitórios eletromecânicos para a análise dos efeitos da utilização da energia das baterias dos veículos.

## 1.2 ESTRUTURA DO TEXTO

O trabalho é dividido em capítulos. No capítulo 2 apresentam-se elementos conceituais importantes para a compreensão do trabalho desenvolvido. No capítulo 3 apresenta-se a metodologia idealizada para este trabalho. Este capítulo tem o objetivo de definir os cenários a serem projetados no capítulo subsequente baseado em diversas referências e nos conceitos apresentados no capítulo anterior. No capítulo 4 são desenvolvidas as simulações com o objetivo de apresentar evidências que auxiliem nas conclusões para alcançar os objetivos propostos. Por fim, no capítulo 5 utiliza-se os resultados apresentados no capítulo anterior para as conclusões e sugestões de trabalhos futuros.



## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo são apresentados elementos conceituais importantes para a compreensão do trabalho desenvolvido. Na seção 2.1 são apresentados aspectos relativos à estimativa futura das cargas pelos operadores de sistemas elétricos, em particular, pelo ONS. Tal informação é de especial interesse, uma vez que a incorporação de VEs no SIN terá como consequência mudanças nos montantes e padrões da carga. Na seção 2.2 são apresentadas informações relativas ao mercado de VEs no Brasil. Na seção 2.3 são abordados os principais conceitos referentes à tecnologia V2G, de crucial importância para os modelos de conexão dos veículos à rede. Informações para o entendimento do conceito de serviços ancilares estão apresentadas na seção 2.4. Na seção 2.5 são abordados os conceitos básicos da regulação primária de velocidade, necessários para a compreensão das simulações e análises realizadas no contexto do trabalho. Por fim, na seção 2.6 são apresentados os conceitos relativos ao recurso de inércia sintética, que tem relação com a metodologia de análise que será proposta posteriormente.

### 2.1 CURVA DE CARGA

As curvas de carga são de extrema importância para as atividades de planejamento e operação dos sistemas elétricos, pois constituem uma referência para as ações destinadas a manter o balanço de potência/energia do sistema. A partir das curvas de carga estimadas pelo operador do sistema elétrico são estipulados, por exemplo, os despachos a serem programados a cada intervalo de tempo nas usinas geradoras de energia.

No caso brasileiro, o ONS é o responsável por gerenciar a operação do SIN, que abrange quase todo o território nacional, com exceção dos sistemas isolados. De acordo com o ONS, existem 212 localidades isoladas no Brasil, representando menos de 1% da carga total do país (ONS, 2023a). Ou seja, mais de 99% da carga do Brasil é suprida pelo SIN, sendo monitorada continuamente pelo ONS.

O ONS é responsável por fornecer a Programação Diária da Operação (PDO) aos agentes do sistema elétrico. Esta programação é realizada a partir de uma previsão da carga de cada região do SIN; como resultado, é possível determinar a quantidade de geração necessária em cada usina do sistema, com resolução de meia hora (ONS 2023f). As diferenças entre os despachos de geração programados e a carga total verificada em tempo real são eliminadas por

meio do controle automático de frequência; de qualquer forma, uma operação segura e confiável depende de uma boa previsão de carga.

O ONS tem a responsabilidade de consolidar as estimativas de carga feitas diariamente pelos agentes de distribuição e consumidores livres. Com base nas estimativas dos agentes, em previsões meteorológicas para o intervalo a ser programado e por meios de modelos de previsão, é obtida a previsão de carga a ser utilizada no PDO, que é disponibilizado aos agentes diariamente, até às 21h (ONS, 2023f).

Nos submódulos 4.4 e 4.5 dos Procedimentos de Rede estão descritos os procedimentos e responsabilidades do ONS e dos agentes a respeito da programação da operação diária do sistema, assim como da consolidação da previsão de carga.

É possível perceber, a partir das informações apresentadas anteriormente, a importância da previsão de carga no SIN, uma vez que ela é crucial para a preservação do balanço carga/geração do sistema. Conforme será abordado no capítulo 3, a expansão da frota de VE produzirá efeitos nas curvas de carga do SIN. Desta forma, é importante que o ONS disponha de ferramentas que possibilitem realizar uma previsão de carga adequada, especialmente com a expansão da frota de VEs no SIN.

## 2.2 MERCADO DE VEICULOS ELETRIFICADOS NO BRASIL

A crescente demanda por uma mobilidade mais limpa e sustentável tem impulsionado a adoção de veículos eletrificados em todo o mundo. De fato, os veículos eletrificados são uma alternativa aos veículos movidos a combustíveis fósseis, responsáveis por grande parte das emissões de gases de efeito estufa e poluição do ar. Os veículos eletrificados têm a vantagem de serem mais eficientes energeticamente, emitirem menos poluentes atmosféricos e gerarem menor ruído durante o seu funcionamento.

O Brasil não tem ficado de fora dessa tendência e vem registrando um aumento significativo na venda de veículos eletrificados nos últimos anos. Segundo o estudo realizado pelo Boston Consulting Group (BCG), e publicado pela Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores (Anfavea), em um cenário de convergência global, em que a evolução tecnológica e o ritmo de adoção permitem que os veículos eletrificados ganhem escala no Brasil, foi estimada para 2035 uma frota de veículos eletrificados de cerca de 2,5 milhões, envolvendo todas as configurações de veículos híbridos e elétricos. A estimativa atinge 1,3 milhão em um cenário de inércia da expansão da frota de VEs (ANFAVEA, 2021).

O aumento da frota de VEs no Brasil pode ter impacto significativo na rede elétrica. Uma das principais preocupações é a modificação dos montantes e padrões da carga do sistema elétrico (curva de carga), uma vez que os VEs serão responsáveis por uma parcela significativa do consumo de energia elétrica. Por outro lado, conforme será demonstrado neste trabalho, os VEs podem, em tese, contribuir para o desempenho do sistema elétrico durante contingências, por meio da disponibilização dos serviços ancilares. É o caso da injeção transitória da energia das baterias dos VEs na rede para melhoria do desempenho do controle de frequência.

Portanto, é fundamental que sejam realizados estudos para avaliar os impactos da expansão da frota de veículos eletrificados no Brasil, bem como para identificar soluções para garantir a segurança e estabilidade do SIN. A adoção de políticas públicas e incentivos fiscais, além do investimento em infraestrutura de recarga, também são fundamentais para o desenvolvimento do mercado de veículos eletrificados no Brasil.

### 2.3 MODELO DE CARREGAMENTO V2G

O modelo de carregamento V2G (Vehicle-to-Grid) é um sistema de carregamento bidirecional para veículos eletrificados, que permite que a bateria do veículo possa não só receber energia da rede elétrica para carregar, mas também injetar energia na rede elétrica em momentos que seja solicitado. O modelo V2G requer um conversor eletrônico bidirecional que permita que a energia flua em ambas as direções, da rede elétrica para a bateria do veículo e do veículo para a rede elétrica.

Para implementar o modelo V2G é necessário o uso de um sistema de gerenciamento de carga inteligente. Tal sistema pode controlar a quantidade de energia que é transferida da bateria do veículo para a rede elétrica, evitando que a bateria se esgote ou que a rede elétrica entre em sobrecarga. Também cabe ao sistema de gerenciamento a identificação de contingências visando a utilização transitória da energia das baterias, o que caracterizaria um serviço ancilar para a rede elétrica. Esse sistema de gerenciamento de carga inteligente pode ser integrado a um sistema de gerenciamento de energia que pode monitorar o uso da energia em tempo real e fazer ajustes para garantir a eficiência energética (LAVRADOR, 2020).

Em alguns casos, o modelo de carregamento V2G também pode envolver o uso de tarifas de energia dinâmicas, que variam de acordo com a demanda e o suprimento de energia. Isso significa que os proprietários de veículos eletrificados podem receber créditos por fornecer energia de suas baterias para a rede elétrica em momentos de alta demanda, quando a tarifa de

energia é mais alta, ou pagar uma tarifa mais baixa para carregar suas baterias em momentos de baixa demanda. Essa abordagem pode incentivar os usuários de veículos eletrificados a participar do gerenciamento da rede elétrica, ajudando a reduzir a demanda de pico e a estabilizar a rede elétrica. Com esse incentivo, a tendência é que mais usuários optem por este modelo de carregamento, fazendo com que exista mais energia de baterias disponível para utilizar como auxílio de estabilidade da rede.

### **2.3.1 Tecnologia de Carregamento dos VEs**

No que diz respeito à tecnologia de carregamento de veículos elétricos, é fundamental compreender as capacidades e limitações dos sistemas de carregamento disponíveis no mercado brasileiro. Atualmente, no Brasil, apenas um modelo de carregador doméstico oferece a capacidade de injeção de potência na rede elétrica, exemplificado pelo modelo Wallbox Quasar V2G, fabricado pela Wallbox, com uma potência bidirecional de 7,4 kW (WALLBOX, 2023), no mercado mundial, pode-se encontrar carregadores domésticos com esta tecnologia de até 15kW (CHADEMO, 2023).

Essa capacidade de injeção de potência na rede elétrica, embora represente um avanço significativo em termos de bidirecionalidade e integração dos veículos eletrificados com a rede elétrica, ainda está consideravelmente abaixo da capacidade de entrega de energia dos veículos eletrificados modernos, visto que as baterias devem ser capazes de fornecer a potência ao motor elétrico do veículo, que na totalidade dos casos será maior do que o carregador é capaz de extrair. O Nissan Leaf, por exemplo, tem um motor com uma potência de 110 kW (NISSAN, 2023), valor cerca de 15 vezes maior que a potência nominal do carregador V2G mencionado anteriormente.

Mesmo ao considerar as estações de carregamento rápido, que podem atingir capacidades de até 22 kW (CIRCONTROL, 2022), tecnologia ainda não comercializada no Brasil no momento da pesquisa, ainda há uma disparidade substancial em relação à capacidade máxima do motor do veículo elétrico. Isso significa que durante contingências, a estação de carregamento limitaria a potência extraída da bateria do veículo, limitando assim os benefícios para o sistema elétrico decorrentes da integração dos VEs com a rede. Ao mesmo tempo que preserva também a vida útil das baterias, pois depende da quantidade de ciclos de carga completos.

Em função do exposto, e de forma a obter resultados conservadores, foi adotada como premissa a injeção de valores de potência por veículo relativamente reduzidos, conforme será abordado à frente.

### **2.3.2 Veículos Eletrificados com Tecnologia V2G**

No cenário atual dos veículos eletrificados, observamos avanços notáveis na tecnologia de V2G que prometem desempenhar um papel crucial na integração de VEs com a rede elétrica, em particular com o SIN.

Em 2020, a Fiat Chrysler Automobiles (FCA) apresentou um projeto V2G que visava implantar bases de carregamento capazes de atender até 700 veículos elétricos. O objetivo era contribuir para suavizar os picos de demanda de energia elétrica, destacando a capacidade dos VEs em fornecer energia de volta à rede durante períodos de alta demanda. Nesse projeto, foi utilizado o Fiat 500 elétrico, já desenvolvido com protocolos compatíveis para permitir a bidirecionalidade do fluxo de potência (LAVRADOR, 2020).

Outra montadora que abraçou a tecnologia V2G foi a Nissan, que projetou seu veículo totalmente elétrico, o Nissan Leaf, com a capacidade de abastecer residências em momentos de falta de energia elétrica. Essa funcionalidade é um exemplo de como os VEs podem desempenhar um papel no fornecimento de energia, fornecendo energia armazenada de suas baterias de alta capacidade quando solicitado (CESAR, 2021).

Até o momento desta pesquisa, o Fiat 500 elétrico e o Nissan Leaf eram os dois únicos veículos comercializados no Brasil com a tecnologia V2G disponível. O veículo da Nissan possui uma bateria de 40 kWh e seu motor consome uma potência máxima de 150 cv, equivalente a 110 kW (NISSAN, 2023), enquanto o 500 elétrico tem uma bateria de 42 kWh e motor de 87 kW (FIAT, 2022).

## **2.4 SERVIÇOS ANCILARES**

Os serviços ancilares são serviços complementares fornecidos pelo sistema elétrico de energia para garantir a estabilidade, a confiabilidade e a segurança da rede elétrica. Esses serviços são essenciais devido às características dinâmicas da geração e da carga de energia elétrica.

O crescente aumento de fontes de energia renováveis tornam ainda mais importante a disponibilidade dos serviços ancilares na rede. Os principais objetivos destes serviços são os de estabilizar a rede elétrica após eventuais distúrbios, assim como manter os parâmetros elétricos do sistema em seus valores nominais. Um exemplo de serviço ancilar é o de controle de frequência, ou seja, o controle de velocidade de unidades geradoras utilizado para manter ou restabelecer a frequência do sistema quando há desequilíbrio entre carga e geração (MEGAWHAT, 2022). Na próxima seção serão apresentados alguns aspectos do controle de frequência de sistemas elétricos.

## 2.5 REGULAÇÃO PRIMÁRIA DE VELOCIDADE

A regulação primária de velocidade é uma medida de controle essencial para a operação segura e confiável do sistema elétrico de potência. Sua ação faz-se sentir em momentos em que há desbalanços entre a carga e a geração (despacho de potência ativa), eventos que tem como consequência variações da frequência elétrica do sistema. Após uma contingência no sistema, as unidades geradoras síncronas demonstram inicialmente uma resposta natural, denominada resposta inercial; simultaneamente está em curso o processo do controle de frequência, composto, essencialmente, pela regulação primária e pela regulação secundária, com constantes de tempo da ordem de segundos a dezenas de segundos, respectivamente.

A resposta inercial é verificada nos segundos iniciais após a ocorrência da contingência. Consiste na capacidade dos geradores em transformar parte da energia cinética armazenada em suas partes girantes (conjunto turbina-gerador) em energia elétrica, visando atender aos aumentos de carga durante perturbações com déficit de geração, com redução da velocidade e frequência elétrica. Em perturbações com excedente de geração, a redução de potência elétrica é acompanhada pelo aumento da energia cinética armazenada no gerador, com aumento da velocidade e frequência elétrica. Esta resposta inercial é um dos fatores que garantem a estabilidade do sistema elétrico de potência. De fato, a inércia (ou a energia cinética armazenada) minimiza as variações de frequência no sistema durante contingências.

O princípio que rege o controle de frequência nos sistemas elétricos é a igualdade entre a potência mecânica e a potência elétrica nos geradores conectados à rede, ou melhor, entre os torques mecânicos e eletromagnéticos presentes no eixo dos geradores.

A Equação 1.1, conhecida como Equação de Oscilação da máquina síncrona, relaciona a taxa de variação instantânea da velocidade angular do rotor da máquina com a diferença entre o torque mecânico e eletromagnético aplicados ao eixo do gerador. Na equação,  $J$  é o momento de inércia da máquina,  $\omega_m$  a velocidade angular do rotor,  $T_a$ ,  $T_m$  e  $T_e$  os torques acelerante, mecânico e eletromagnético, respectivamente. Distúrbios envolvendo perda de geração, por exemplo, acarretam um desbalanço entre  $T_m$  e  $T_e$  e causam variação na velocidade dos rotores. A correção da variação de frequência imposta por esse desbalanço é de responsabilidade do controle de frequência do sistema.

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_a = T_m - T_e \quad (1.1)$$

A Equação 1.1 pode ser reescrita utilizando a constante de inércia ( $H$ ) em substituição ao momento de inércia. A constante  $H$ , expressa na Equação 1.2 e definida em segundos, representa a relação entre a energia cinética armazenada no grupo turbina/gerador quando operando à velocidade síncrona ( $\omega_{0m}$ ) e a potência aparente nominal da máquina ( $VA_{base}$ ). Esta razão representa a energia cinética da máquina por unidade.

$$H = \frac{1}{2} \frac{J\omega_{0m}^2}{VA_{base}} \quad (1.2)$$

Partindo da Equação 1.2, o momento de inércia ( $J$ ) pode ser descrito segundo a equação 1.3.

$$J = \frac{2H}{\omega_{0m}^2} VA_{base} \quad (1.3)$$

Reescrevendo a Equação 1.1 a partir da equação 1.3, obtém-se a equação 1.4, expressa em pu.

$$2H \frac{d\bar{\omega}_r}{dt} = \bar{T}_m - \bar{T}_e \quad (1.4)$$

Considerando que para pequenos desvios de velocidade, a potência em pu é aproximadamente igual ao torque em pu, pode-se escrever a equação 1.5, que relaciona a taxa de variação instantânea da velocidade/frequência, ou Rocof, com a potência acelerante, que é obtida por meio da diferença entre as potências mecânica e elétrica na máquina, ponderada pela constante  $H$ . Fica claro pela equação que as taxas de variação de frequência tendem a ser maiores em sistemas com menor inércia equivalente.

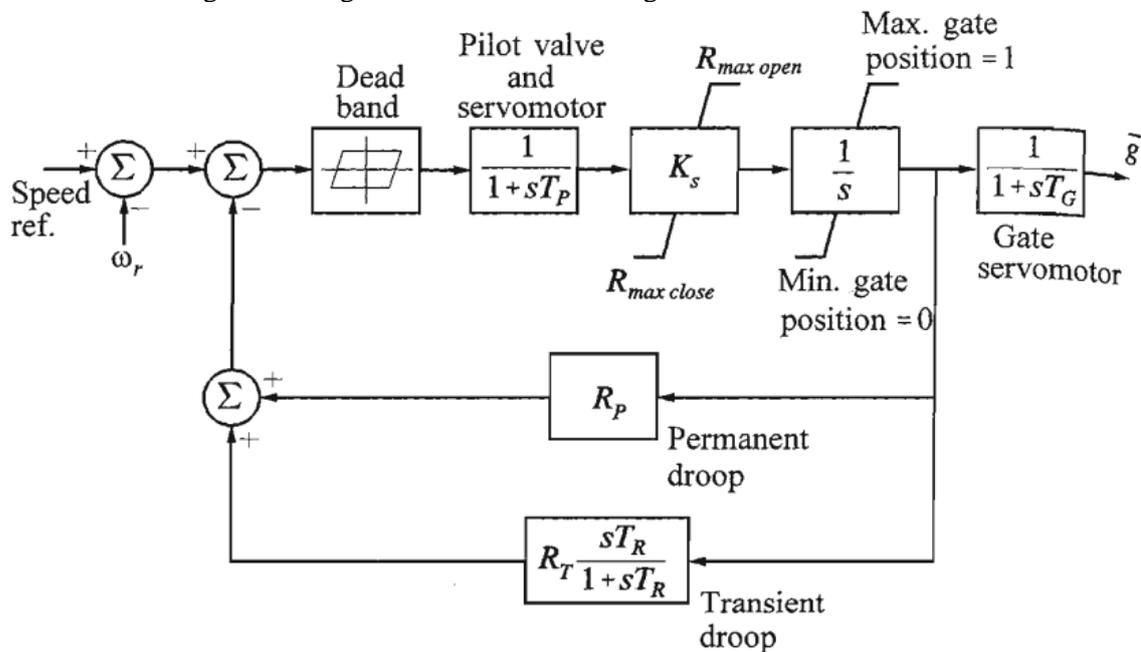
$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{P_m - P_e}{2H} \quad (1.5)$$

Após uma contingência de perda de geração, por exemplo, a frequência do sistema cai segundo a taxa descrita pela Equação 1.5. Neste caso, a correção dos desvios de frequência é de responsabilidade do controle automático de frequência. O controle de frequência é dividido em duas etapas: (i) a regulação primária efetuada pelos controles de velocidade de cada gerador e (ii) a regulação secundária, efetuada pelo Controle Automático de Geração (CAG).

Para cada gerador convencional inserido no sistema de energia, ou seja, máquina síncrona conectada diretamente à rede elétrica, tem-se um regulador de velocidade, que atua ajustando a potência mecânica disponibilizada pela fonte primária de energia ao gerador. A dinâmica do controle de frequência é afetada, principalmente, pela inércia dos geradores, pelo comportamento das turbinas, pelos ajustes dos reguladores e pela severidade do distúrbio.

A regulação primária de velocidade atua para restabelecer o equilíbrio carga-geração no gerador e minimizar os desvios de velocidade do conjunto girante turbina/gerador, de forma que a frequência da máquina se mantenha próxima ao seu valor nominal. Este controle pode ser visualizado de forma esquemática na Figura 1, para um gerador de usina hidrelétrica.

Figura 1 – Regulador de velocidade de gerador de usina hidrelétrica.



Fonte: KUNDUR (1994).

## 2.6 INÉRCIA SINTÉTICA

A inércia sintética, também conhecida como inércia virtual ou resposta inercial simulada, é um conceito utilizado em sistemas de energia para simular os efeitos da inércia dos geradores convencionais em unidades de geração conectadas à rede por meio de conversores eletrônicos (*Inverter Based Generation – IBG*). É o caso das usinas eólicas, de cujas turbinas pode-se extrair parte da energia cinética armazenada. No caso das usinas fotovoltaicas, a emulação da inércia dependeria de alguma fonte de energia, tal como baterias. No caso dos veículos eletrificados, a emulação da inércia tem como base a utilização da energia armazenada nos VEs conectados à rede no momento da perturbação.

A inércia física dos geradores convencionais desempenha um papel fundamental na manutenção da frequência estável e no amortecimento de oscilações no sistema elétrico. Neste sentido, o principal objetivo da inércia sintética é aumentar as margens de estabilidade e a qualidade do sistema elétrico, especialmente com o aumento da integração de unidades de geração não convencionais (IBG).

A implementação da inércia sintética ocorre por meio de técnicas de controle aplicadas aos inversores de conexão das usinas à rede. Essas técnicas permitem que essas unidades respondam dinamicamente às variações na carga e a perturbações na rede elétrica, simulando o comportamento de um gerador convencional.

Uma abordagem comum para emulação da inércia (inércia sintética) é a modulação da potência ativa do conversor eletrônico. Através do controle preciso da potência ativa e do monitoramento correto dos parâmetros da rede em tempo real, é possível emular a resposta inercial de um gerador convencional, permitindo que o conversor eletrônico se comporte como um gerador síncrono, sendo capaz de efetuar ajustes rápidos na potência fornecida de forma a contribuir para a estabilidade do sistema elétrico (IEEE, 2021).

O recurso da inércia sintética aplicado às usinas eólicas já é utilizado no SIN e em vários outros países. Tal recurso contribui para a melhoria do desempenho dinâmico do sistema elétrico e viabiliza a integração de fontes de energia conectadas por conversores com maior segurança. A pesquisa contínua e o desenvolvimento nessa área são essenciais para aprimorar a eficácia e a confiabilidade deste recurso de controle sistêmico, à medida que se avança na direção da transição para um sistema de energia mais sustentável e de baixo carbono.

Analogamente, a energia armazenada nos veículos eletrificados pode também contribuir para a melhoria da resposta dinâmica do sistema elétrica durante contingência, conforme será ilustrado nos próximos capítulos.

### **3 METODOLOGIA PARA DEFINIÇÃO DOS CENÁRIOS DE SIMULAÇÃO**

Neste capítulo é apresentada a metodologia adotada para elaboração dos cenários futuros de carga, considerando os efeitos dos VEs, bem como para preparação de modelos de simulação. Na seção 3.1 são apresentados os cenários de carga e geração desenvolvidos para o SIN, considerando o horizonte 2027. Na seção 3.2 são apresentados os modelos de simulação adotados para a representação do comportamento dinâmico dos geradores e reguladores associados, bem como para representação equivalente das interligações entre subsistemas do SIN. Na seção 3.3 é apresentado o modelo de simulação desenvolvido para representação do controle dos carregadores de baterias dos veículos.

#### **3.1 CENÁRIOS DE CARGA E GERAÇÃO NO SIN NO HORIZONTE 2027**

Nesta seção são apresentados os parâmetros necessários para o desenvolvimento de dois cenários base de carga para o SIN, a serem utilizados nas simulações.

##### **3.1.1 Cenários de Participação do VEs na Curva de Carga do SIN**

Para a projeção de veículos em circulação, analisamos as estimativas apresentadas pela Anfavea que delineiam dois possíveis caminhos para o futuro da mobilidade elétrica no Brasil: (i) o cenário inercial e o (ii) cenário de convergência global. Esses cenários são cruciais para compreender o impacto da expansão da frota de veículos eletrificados no SIN.

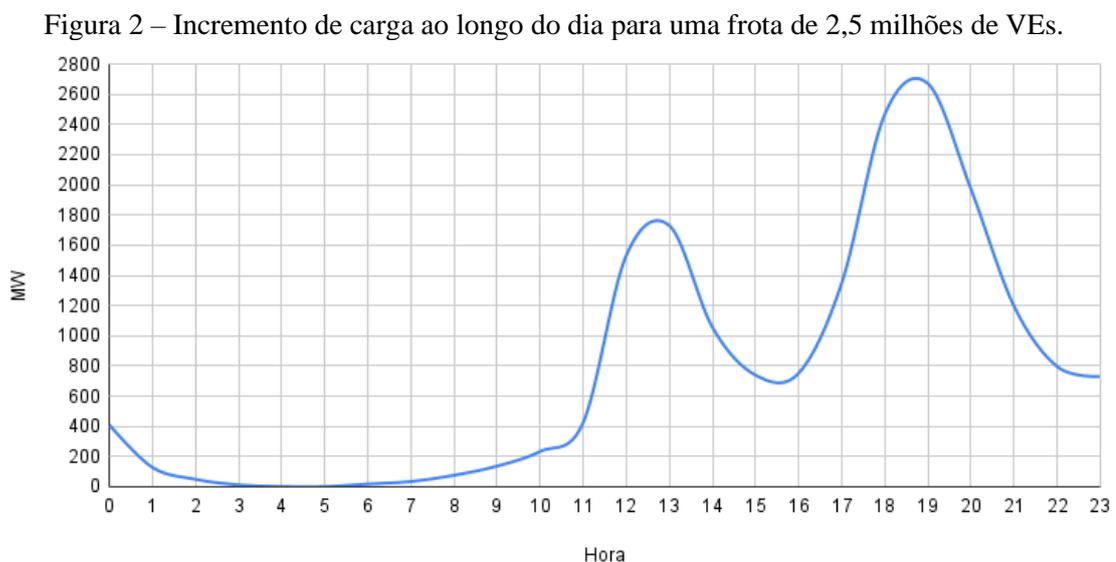
No cenário inercial, observa-se uma continuação substancial do uso de motores a combustão interna nos próximos 15 anos. Isso reflete uma abordagem mais conservadora, onde a transição para VEs é mais lenta e a penetração desses veículos na frota brasileira é limitada. Segundo as projeções, em 2035, aproximadamente 1,3 milhão de veículos eletrificados estariam em circulação no Brasil sob esse cenário (ANFAVEA, 2021).

Por outro lado, o cenário de convergência global representa uma visão mais otimista e tecnologicamente avançada. Nesse cenário, a evolução tecnológica e o ritmo de adoção permitiriam que os VEs ganhassem escala no Brasil. Essa visão mais otimista projeta aproximadamente 2,5 milhões de veículos eletrificados em circulação no Brasil até 2035 (ANFAVEA, 2021).

A análise desses dois cenários fornece perspectivas valiosas sobre o futuro da mobilidade elétrica no país e suas implicações para o SIN. No cenário inercial, a transição para veículos eletrificados é mais gradual, o que pode ter um impacto menor na demanda de energia elétrica e na gestão da rede elétrica. No entanto, no cenário de convergência global, onde a adoção de VEs é mais rápida e abrangente, os desafios e oportunidades associados à integração desses veículos na rede elétrica são ampliados.

A compreensão das projeções de veículos em circulação em diferentes cenários é essencial para a avaliação dos efeitos da expansão da frota de veículos eletrificados no SIN. Isso inclui a necessidade de infraestrutura de carregamento robusta, a capacidade de gerenciar picos de demanda de energia, o potencial de integração de veículos com a rede elétrica para serviços ancilares e a consideração de estratégias para otimizar a utilização de energia proveniente de fontes renováveis. Portanto, a projeção da frota de veículos eletrificados desempenha um papel central na análise dos impactos e desafios dessa transição para um sistema elétrico mais sustentável e eficiente.

Em (COLONETTI, 2016), foi estimada a carga horária para uma frota de 10.000 veículos conectados na rede; o valor foi posteriormente extrapolado para uma frota maior. Com base em dados deste estudo e em estimativas da Anfavea e BCG para o mercado de veículos eletrificados no Brasil, podem ser ilustrados os potenciais efeitos dos VEs na curva de carga SIN. Na Figura 2, apresenta-se uma estimativa do incremento de carga correspondente a uma frota de 2,5 milhões de VEs, referente ao cenário de convergência global.



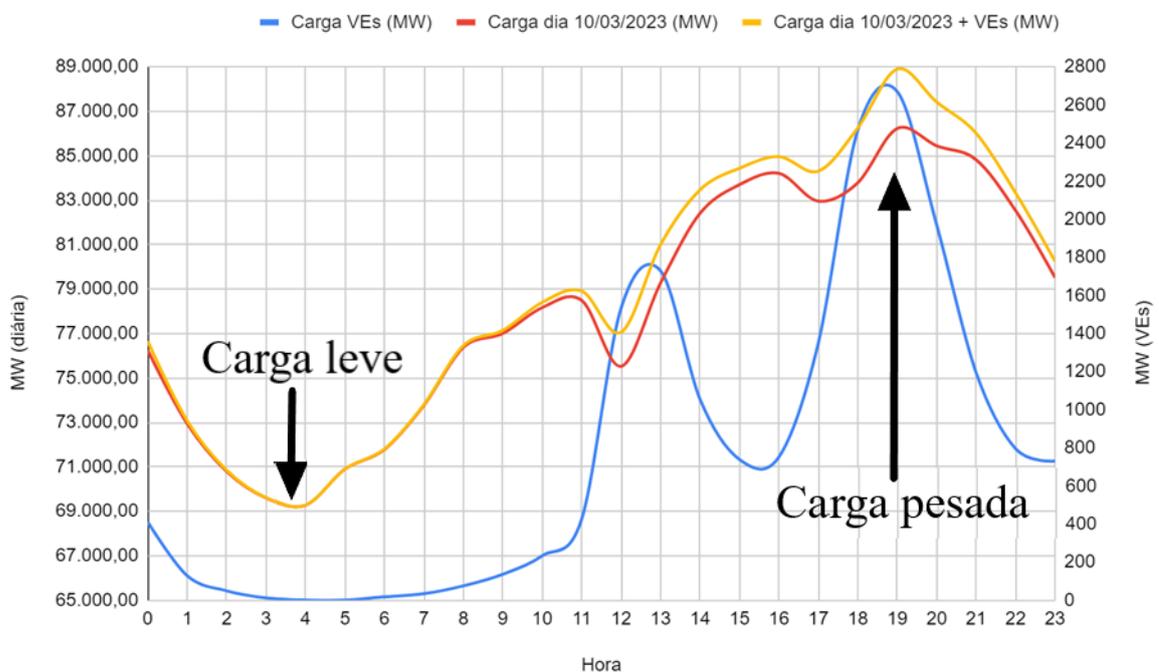
Fonte: O autor (2023).

Partindo da estimativa de incremento de carga apresentada anteriormente, foi elaborada uma curva de carga correspondente a um dia da operação do SIN, inicialmente para o horizonte atual (2023). Para isso, foram utilizados dados disponibilizados pelo ONS para um dia de semana do verão de 2023 (ONS, 2023c). Como referência, foi selecionado o dia 10 de março de 2023 (sexta-feira).

A carga correspondente ao dia 10 de março de 2023 e o incremento de carga correspondente aos veículos eletrificados tiveram seus valores somados, gerando uma curva de carga total ilustrativa para o SIN, para o dia em questão. Essa curva representa a carga elétrica total que seria efetivamente demandada da rede elétrica, caso a frota de VEs à época fosse de 2,5 milhões de unidades. Os resultados estão ilustrados na Figura 3.

Nota-se o impacto nos períodos de carga pesada e a influência quase nula nos períodos de carga leve. Observa-se que o pico previsto para a parcela da carga correspondente aos VEs ocorre no período entre 18 e 20h, período no qual também se verifica a demanda máxima para o dia 10 de março de 2023. Ou seja, para o dia considerado, o período de maior utilização da rede elétrica (carga pesada) coincide com a maior disponibilidade de VEs conectados à rede.

Figura 3 - Curva de carga ilustrativa com influência dos VEs para o dia 10/03/2023.



Fonte: O autor (2023).

Os resultados apresentados na Figura 3 para o dia 10 de março de 2023 têm caráter ilustrativo. Os cenários de carga e geração que serão efetivamente examinados neste trabalho têm como base estimativas de carga do SIN para o horizonte 2027 e estimativas para o incremento de carga associado aos VEs, para os cenários inercial e de convergência global.

Os valores de incremento de carga correspondentes ao cenário com uma frota de 1,3 milhão de VEs (cenário inercial) foram obtidos a partir da aplicação de um fator de escala às estimativas feitas para a frota de 2,5 milhões de VEs, ilustrada na Figura 2. Na Tabela 1 são apresentados os valores de demanda máxima correspondentes aos VEs, para os cenários de 1,3 milhão e 2,5 milhões de veículos que se estima estarem circulando no Brasil até o ano 2035.

Tabela 1– Incremento de carga previsto em função da quantidade de VEs.

<b>Cenário de expansão da frota</b>	<b>Número de VEs</b>	<b>Demanda máxima</b>
Inercial	1,3 milhões	1.388,42 MW
Convergência global	2,5 milhões	2.670,04 MW

Fonte: O autor (2023).

As seguintes premissas são utilizadas na montagem dos casos correspondentes às demandas máximas e mínimas do SIN:

- Cenário de demanda máxima do SIN: a capacidade (líquida) de auxílio ao sistema elétrico é, em módulo, duas vezes maior que a carga demandada pelos VEs no instante da perturbação, conforme indicada na Tabela 1; de fato, nesta condição os carregadores poderão transitar da condição de carga das baterias para a condição de descarga, com injeção de potência na rede; e
- Cenário de demanda mínima do SIN: a capacidade (líquida) de auxílio ao sistema elétrico será, em módulo, igual aos montantes de demanda máxima indicados na Tabela 1; de fato, a demanda mínima é verificada logo antes do amanhecer, período no qual espera-se que os VEs estejam em sua maioria conectados à rede, mas com as baterias plenamente carregadas.

### **3.1.2 Cenários de Carga e Geração para Composição dos Casos Base de Simulação**

Para a elaboração dos cenários futuros para a carga do SIN, são consideradas algumas premissas, algumas delas discutidas em tópicos anteriores. São elas:

- Representação simplificada do SIN, com 4 sistemas equivalentes representativos das regiões Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Esta estratégia de representação equivalente do SIN faz-se necessária em função das limitações das versões acadêmicas dos programas Anarede e Anatem;
- Previsão do ONS para a capacidade instalada do SIN no horizonte 2027;
- Previsão da quantidade de veículos da ANFAVEA (1,3 M e 2,5 M) para o horizonte 2035;
- Estimativas da EPE para a demanda máxima no horizonte 2027;
- Estimativas do ONS para a demanda mínima no horizonte 2027.

Segundo dados do ONS, a capacidade instalada do SIN em outubro de 2023 era de 211 GW; para 2027, a previsão é de 233 GW. Em relação à demanda máxima do SIN, a previsão é de 113 GW para o horizonte 2027. Adicionalmente, na Tabela 2 estão apresentadas as estimativas de demanda máxima para as 4 regiões do SIN (EPE, 2023b). Destaca-se que as demandas máximas não ocorrem de forma simultânea na prática, razão pela qual o somatório das demandas máximas de cada região (116,2 GW) é superior ao valor estimado para a demanda máxima do SIN.

Tabela 2 – Demanda máxima instantânea prevista para o SIN.

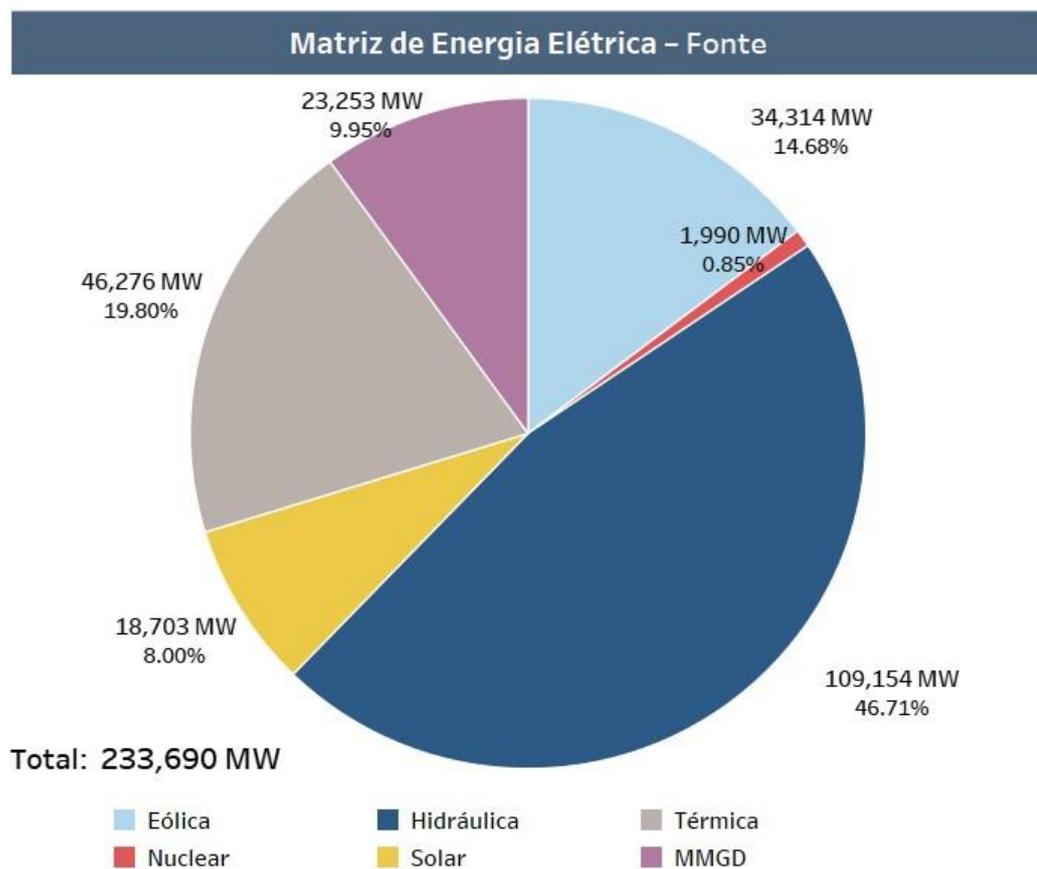
<b>Subsistema Norte</b>	
Ano	Demanda
2027	10.528 MW
<b>Subsistema Nordeste</b>	
Ano	Demanda
2027	17.958 MW
<b>Subsistema Sul</b>	
Ano	Demanda
2027	23.380 MW
<b>Subsistema Sudeste</b>	
Ano	Demanda
2027	64.354 MW
<b>SIN</b>	
Ano	Demanda
2027	116.220 MW

Fonte: EPE (2023b).

Em face do exposto anteriormente, o cenário de demanda máxima teve como referência a estimativa da EPE para o ano 2027, ou seja, 116,2 GW. Para a demanda mínima, foi adotado o valor de 74 GW, tendo como referência o patamar de carga leve correspondente ao verão de 2026/2027, conforme casos do PAR/PEL (ONS, 2023g).

Neste trabalho, a representação da geração nos cenários desenvolvidos foi feita com base em modelos simplificados para 4 subsistemas equivalentes, representativos das regiões eletrogeográficas do SIN. A matriz de energia elétrica prevista para o SIN no horizonte 2027, ilustrada na Figura 4, foi adotada como referência inicial para composição dos cenários.

Figura 4 – Matriz de energia elétrica do SIN prevista para 2027.



Fonte: ONS (2023d).

Na configuração atual (2023), 47% da geração total do SIN está localizada nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, 14% na região Sul, 26% na região Nordeste e 13% na região Norte (ONS, 2023d). Por premissa, foi considerado que tal proporção será mantida aproximadamente constante no horizonte 2027. Como resultado, foi estabelecida a distribuição da capacidade instalada nos subsistemas nos cenários referentes ao ano 2027, conforme ilustrado na Tabela 3.

Tabela 3 – Potência instalada prevista para o ano 2027 por subsistema.

<b>Potência Instalada de Geração por Subsistema</b>		
Sistema	%	Potência instalada
SIN		233.690 MW
Sudeste	47%	109.834 MW
Sul	14%	32.717 MW
Nordeste	26%	60.759 MW
Norte	13%	30.380 MW

Fonte: O autor (2023).

Baseado nas informações apresentadas anteriormente, é possível definir os montantes de geração em cada subsistema, tendo como referências as demandas máximas e mínimas definidas para o horizonte 2027 e os percentuais associados a cada região indicados na Tabela 3. Como resultado, na Tabela 4 são apresentados os valores de carga e geração para os dois cenários de interesse.

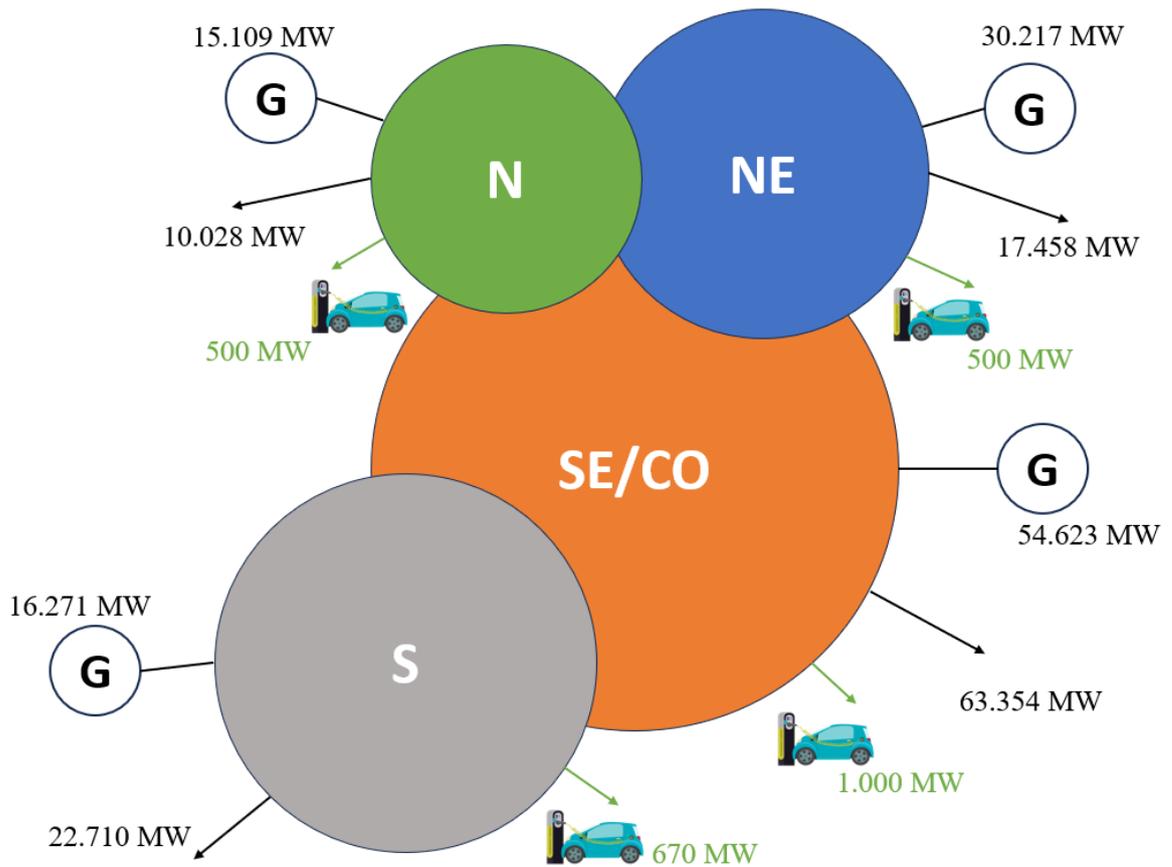
Tabela 4 – Cenários base para simulação.

<b>Cenário de Demanda Máxima</b>		
Sistema	Carga	Geração
Sudeste/Centro-Oeste	64.354 MW (55,4%)	54.623 MW (47%)
Sul	23.380 MW (20,1%)	16.271 MW (14%)
Nordeste	17.958 MW (15,5%)	30.217 MW (26%)
Norte	10.528 MW (9%)	15.109 MW (13%)
<b>SIN</b>	<b>116.220 MW (100%)</b>	<b>116.220 MW (100%)</b>
<b>Potência líquida máxima a ser disponibilizada pelos VEs à rede</b>		
1,3 milhões		2.776,84 MW
2,5 milhões		5.340,08 MW
<b>Cenário de Demanda Mínima</b>		
Sistema	Carga	Geração
Sudeste/Centro-Oeste	40.996 MW (55,4%)	34.780 MW (47%)
Sul	14.874 MW (20,1%)	10.360 MW (14%)
Nordeste	11.470 MW (15,5%)	19.240 MW (26%)
Norte	6.660 MW (9%)	9.620 MW (13%)
<b>SIN</b>	<b>74.000 MW (100%)</b>	<b>74.000 MW (100%)</b>
<b>Potência líquida máxima a ser disponibilizada pelos VEs à rede</b>		
1,3 milhões		1.388,42 MW
2,5 milhões		2.670,04 MW

Fonte: O autor (2023).

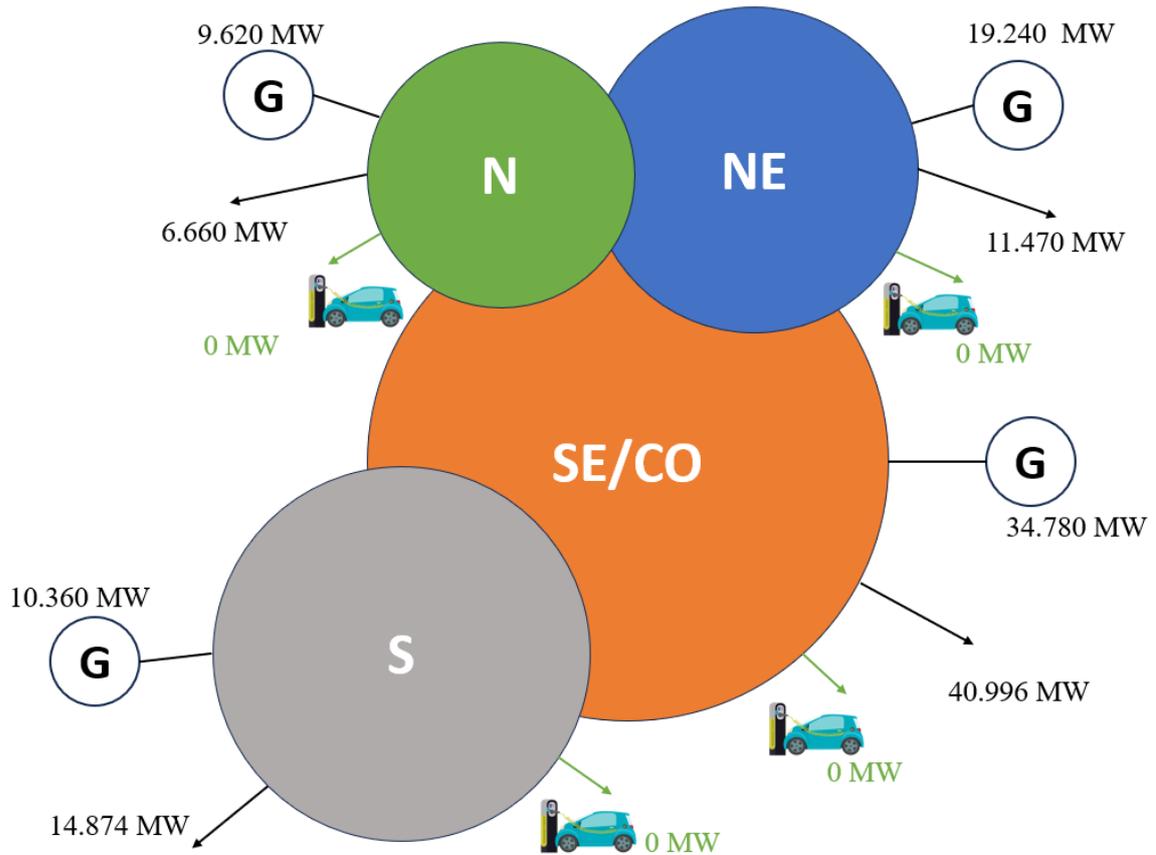
Nas Figura 5 e Figura 6 estão ilustrados os cenários de demanda máxima e mínima, na qual estão indicados os valores de carga, da geração e da parcela da carga correspondentes aos VEs. Importante ressaltar a capacidade dos carregadores, no cenário de demanda máxima, de remover a carga dos veículos e passar a injetar potência na rede, justificando assim o valor duplicado de capacidade de potência apresentado.

Figura 5 – Diagrama esquemático representativo do cenário de demanda máxima.



Fonte: O autor (2023).

Figura 6 – Diagrama esquemático representativo do cenário de demanda mínima.



Fonte: O autor (2023).

## 3.2 MODELOS UTILIZADOS PARA REPRESENTAÇÃO DOS ELEMENTOS DO SIN

Nesta seção são apresentados os modelos utilizados para representação dos elementos do sistema elétrico equivalente do SIN.

### 3.2.1 Equivalente do SIN

Conforme comentado anteriormente, o SIN foi representado por um sistema reduzido para viabilizar as análises na versão acadêmica dos programas ANAREDE e ANATEM. Inspirado no caso exemplo de 4 barras do programa ANATEM, uma rede equivalente de 12 barras foi implementada para simular individualmente as regiões brasileiras. Cada região foi



tal resposta é pouco influenciada pela proximidade elétrica dos geradores, razão pela qual considera-se que a representação adotada é suficiente para os propósitos deste trabalho.

### 3.2.2 Modelos dos Geradores Síncronos

A geração definida para cada região equivalente é representada por um modelo de gerador hidráulico. Tal estratégia facilita a implementação das simulações e obtenção de resultados. Adicionalmente, a estratégia mostra-se conservadora em relação aos potenciais benefícios que a energia disponibilizada pelos VEs pode agregar à rede elétrica.

Foi utilizado o modelo *built-in* do ANATEM para máquina síncrona de polos salientes (modelo MD02). Foi considerada uma constante de inércia (H) típica de unidades hidráulicas, 4 MW.s/MVA. Os valores dos demais parâmetros, também típicos, estão relacionados no Apêndice A.

Para os reguladores de velocidade e turbina, foi utilizado o modelo *built-in* do ANATEM para regulador e turbina de unidades hidráulicas (MD01), com estatismo transitório de 38%, estatismo permanente de 2,5% e constante de tempo da água de 1,5 s. Embora o estatismo de regime permanente adotado no SIN seja de 5%, houve necessidade de utilização de um valor menor nas simulações com o sistema equivalente reduzido. Tal estratégia permitiu que a frequência se estabilizasse em valor superior a 59,8 Hz após as perturbações consideradas. Destaca-se que este valor (59,8 Hz) foi adotado como referência para início e interrupção da contribuição dos VEs, conforme será discutido no capítulo 4. Os valores dos demais parâmetros dos reguladores de velocidade e turbina, também típicos, estão relacionados no Apêndice A.

No Apêndice B se encontram as definições dos parâmetros dos modelos utilizados.

### 3.3 DESENVOLVIMENTO DO CONTROLE DOS CARREGADORES DE BATERIA

Para este trabalho foi necessário o desenvolvimento de um controle de inversor destinado a simular a redução da carga correspondentes ao carregamento dos VEs e a injeção de potência adicional proveniente das baterias na rede elétrica, após caracterizada uma perturbação. A injeção controlada de potência durante uma perturbação com desequilíbrio carga – geração é um ponto importante do presente trabalho. Nesta seção será apresentado o modelo desenvolvido para representação dos conversores nas simulações realizadas no software ANATEM.



### 3.3.1 Coleta de Informações da Rede

O sistema de controle dos inversores recebe medidas da rede elétrica simulada. Essas informações incluem a frequência da rede elétrica e, adicionalmente, a magnitude e a fase da tensão. A medida de frequência é utilizada para iniciar e interromper o processo de injeção de potência na rede. A magnitude e a fase da tensão são utilizadas para o estabelecimento de uma referência que permita definir precisamente a magnitude e fase das correntes a serem injetadas, de forma a obter a potência ativa desejada. Esta função seria feita, na prática, por um circuito tipo *Phase Locked Loop* (PLL).

### 3.3.2 Variação de Frequência e Ganho

Uma parte crucial do controle é a detecção da variação de frequência na rede elétrica. É estabelecido um limite mínimo (banda morta) de 0,2 Hz para identificar variações de frequência que indiquem desequilíbrios na rede. Quando a variação de frequência atinge ou excede esse limite, vem condições de subfrequência (ou seja, quando a frequência cai abaixo de 59,8 Hz), o controle do inversor comanda o início da redução de carga (quando presente) e injeção de potência adicional na rede.

Para calibrar a quantidade de potência a ser injetada na rede em função do desvio de frequência, foi definido o ganho de 46,2 pu-MW/pu-Hz. Quando a frequência atinge 58,5 Hz, o desvio observado pelo controlador é de 1,3 Hz (ou  $1,3/60 = 0,0217$  pu-Hz); para esta condição, deseja-se atingir a injeção máxima na rede, ou seja, 1 pu-MW. Para tanto, o ganho deve ser igual a  $1,0 \text{ pu-MW}/0,0217 \text{ pu-Hz}$ , ou seja, 46,2 pu-MW/pu-Hz. Essa estratégia de atuação do controlador viabiliza a injeção gradativa de potência na rede, em valor proporcional ao desvio de frequência.

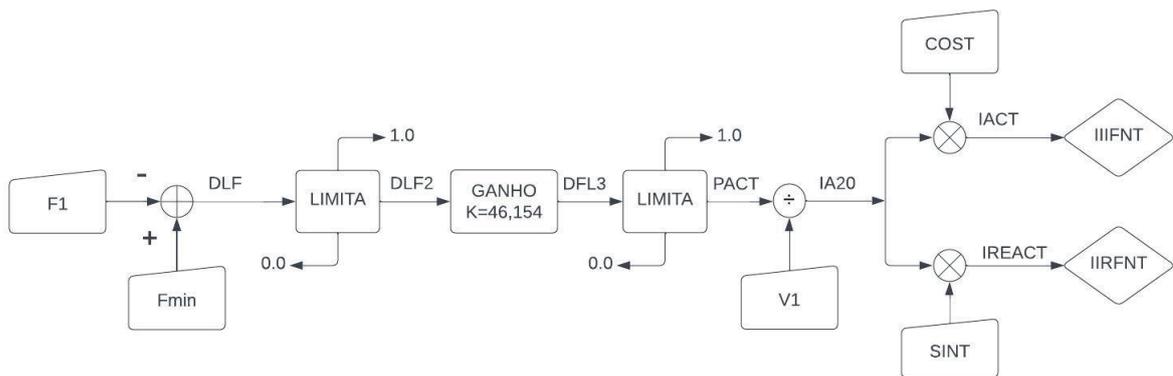
### 3.3.3 Injeção de Potência Ativa

Com o ganho proporcional calculado, os valores de tensão e ângulo na barra onde o conversor está conectado são utilizados para a determinação das parcelas reais e imaginárias das correntes, visando atingir os objetivos de injeção de potência ativa pretendidos. Embora fosse viável, não foi considerada a possibilidade de injeção/absorção de potência reativa.

Na Figura 8 é apresentado o diagrama de blocos do controlador desenvolvido. Observa-se que o desvio de frequência (DLF), calculado em relação ao valor de 59,8 Hz (Fmin), passa por um limitador que impede que a contribuição assuma valores superiores a 1,0 pu ou valores negativos. O sinal de referência para a potência ativa a ser injetada (PACT) é dividido pela magnitude da tensão para formação da referência de corrente (IA20). Com base no cosseno e seno do ângulo da tensão são geradas as parcelas de corrente real e imaginária a serem injetadas na rede. A injeção de tais correntes produz o efeito desejado, ou seja, injeção de potência ativa em montante proporcional ao desvio de frequência.

A codificação do controlador desenvolvido, no formato CDU do programa ANATEM, encontra-se no Apêndice C.

Figura 8 – Diagrama de blocos do controle dos conversores.



Fonte: O autor (2023).

## 4 RESULTADOS DE SIMULAÇÕES

Neste capítulo, são exploradas as simulações realizadas para analisar os potenciais efeitos da injeção de potência das baterias dos VEs no desempenho do controle de frequência. As simulações são baseadas nos cenários de geração e carga e modelos de simulação descritos no capítulo 3.

O capítulo de resultados está organizado da seguinte forma: Na seção 4.1 são apresentados aspectos relativos às contingências adotadas como referência nas simulações. Os resultados para os cenários de demanda máxima e mínima estão apresentados nas seções 4.2 e 4.3, respectivamente.

### 4.1 DEFINIÇÃO DA CONTINGÊNCIA

Para que os objetivos deste trabalho sejam atingidos, faz-se necessário definir uma contingência que submeta o sistema equivalente a condições que permitam alcançar uma análise com riqueza de informações. Os distúrbios nos quais deseja-se avaliar os efeitos da injeção de potência das baterias são aqueles que ocasionam uma queda de frequência. Partindo desta premissa, há um ponto importante a levar em consideração, que é o Esquema Regional de Alívio de Carga por Subfrequência (ERAC).

O ERAC é um sistema de proteção que atua para aliviar cargas no sistema elétrico, ou em determinada região, em casos em que a frequência cai sem perspectivas de recuperação pela atuação da regulação primária de frequência. Tal ação é fundamental para a preservação da estabilidade de frequência na rede elétrica. Neste sentido, o ERAC é um dos importantes sistemas especiais de proteção de sistemas de energia elétrica.

O ERAC atua, em geral, por estágios, agregando mais corte de carga à medida que a queda de frequência aumenta. A atuação do esquema pode ter como referência valores absolutos da frequência, mas também pode utilizar referências de taxas de variação de frequência.

Para pronta referência, na Tabela 5 são apresentados os ajustes do ERAC implantado nas regiões Sudeste e Centro-Oeste do Brasil.

Tabela 5 – Ajustes do ERAC – regiões Sudeste e Centro-Oeste.

Estágio	Frequência (Hz)	Corte de Carga (%)
1º	58,5	7

2°	58,2	7
3°	57,9	7
4°	57,7	7
5°	57,5	7

Fonte: ONS (2023e).

É possível perceber que quando a frequência do sistema atinge 58,5 Hz, o ERAC atua cortando 7% da carga da região, de forma automática. Na hipótese da frequência permanecer em queda e atingir o ajuste do segundo estágio (58,2 Hz), o ERAC irá cortar mais 7% da carga do sistema e assim sucessivamente.

A atuação do ERAC pode evitar o colapso total do sistema elétrico, razão pela qual é fundamental que esteja bem projetado e instalado. No entanto, o corte de carga sempre produz prejuízos, devendo ser evitado ou minimizado, sempre que possível. Neste sentido, os potenciais benefícios decorrentes da injeção de potência das baterias dos VEs serão examinados como foco principal na frequência mínima (nadir) após o distúrbio, tendo como referência o ajuste do primeiro estágio do ERAC no SIN (58,5 Hz).

## 4.2 CENÁRIO DE DEMANDA MÁXIMA

Nesta seção são desenvolvidas as simulações e apresentados os resultados para o cenário de demanda máxima.

### 4.2.1 Parâmetros da Simulação

O ONS determina nos procedimentos de operação uma reserva de potência operativa de 5% da demanda de carga de cada subsistema, além de estipular um valor adicional para fazer face à variabilidade da geração eólica (ONS, 2022). Ou seja, a quantidade de potência a ser disponibilizada nas usinas despacháveis (hidrelétricas e termelétricas) conectadas à rede é definida a partir da carga ativa que o sistema exige em determinado momento da operação somada a uma reserva de 5% calculada a partir da demanda em MW da carga e a uma parcela para fazer frente à variabilidade da geração eólica. Neste trabalho, foi considerada a reserva de 5%, mas sem parcela adicional relativa à geração eólica, pois esta fonte não foi representada nas simulações.

A Tabela 6 apresenta as informações do caso base da simulação do cenário de demanda máxima.

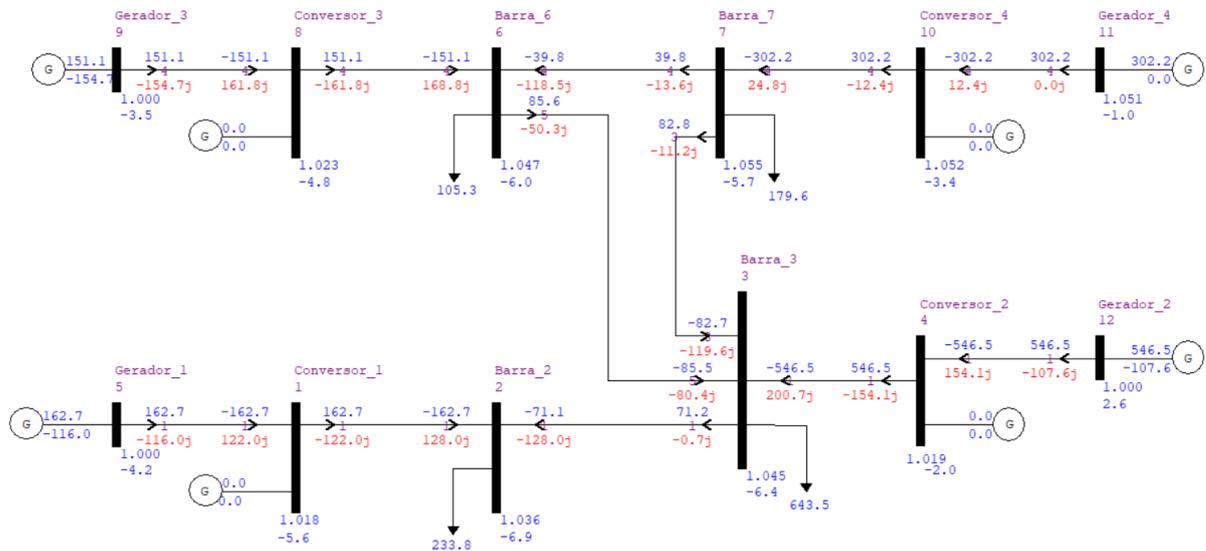
Tabela 6 – Dados para o caso base relativo ao cenário de demanda máxima.

<b>SUDESTE</b>	
Potência sincronizada	589,2 MVA
Geração	546,2 MW
Carga	643,5 MW
<b>SUL</b>	
Potência sincronizada	211,5 MVA
Geração	162,7 MW
Carga	233,8 MW
<b>NORDESTE</b>	
Potência sincronizada	311,2 MVA
Geração	302,2 MW
Carga	179,6 MW
<b>NORTE</b>	
Potência sincronizada	221,5 MVA
Geração	151,1 MW
Carga	105,3 MW
<b>SIN</b>	
Potência sincronizada	1.333,4 MVA
Geração	1.162,2 MW
Carga	1.162,2 MW
<b>Conversores (2,5M de VEs na máxima demanda de carga)</b>	
Potência líquida disponível	53,4 MW (4,6% da carga total)
<b>Conversores (1,3M de VEs na máxima demanda de carga)</b>	
Potência líquida disponível	27,8 MW (2,4% da carga total)

Fonte: O autor (2023).

Na Figura 9 é apresentado o modelo base montado com os parâmetros referentes ao cenário de demanda máxima. Destaca-se que os conversores estão com carga nula na condição inicial, mas a representação dinâmica no cenário de demanda máxima permite que eles injetem uma potência de até duas vezes o valor da carga correspondente aos mesmos antes da perturbação, conforme valores indicados na Tabela 6.

Figura 9 – Sistema equivalente ajustado para o cenário de demanda máxima.



Fonte: O autor (2023).

Os valores de potência sincronizada indicados na Tabela 7 referem-se à quantidade efetiva de unidade geradoras em operação na simulação. Já a capacidade dos inversores é ajustada no próprio modelo dos inversores; este modelo é importado de um arquivo formato texto (descrito no Apêndice C) para a simulação ANATEM.

Tabela 7 – Número de geradores em operação no cenário de demanda máxima.

Região	Unidades	Potência por Unidade (MVA)	Potência sincronizada (MVA)
Sul	21	10	210
Sudeste	59	10	590
Norte	22	10	220
Nordeste	31	10	310

Fonte: O autor (2023).

Os inversores são distribuídos em unidades para cada área e variando a potência dos mesmos considerando a densidade de potência das áreas a fim de somar os 53,4 MW de potência necessária no caso de 2,5 milhões de VEs e 27,8 MW no caso de 1,3 milhão de VEs, assim como indicado pela Tabela 8 e Tabela 9.

Tabela 8 – Modelagem da potência dos conversores 53,4 MW - cenário de demanda máxima.

<b>Região</b>	<b>Unidades</b>	<b>Potência por Unidade (MVA)</b>	<b>Potência sincronizada (MVA)</b>
Sul	10	1.34	13,4
Sudeste	10	2	20
Norte	10	1	10
Nordeste	10	1	10
SIN		Potência total:	53,4

Fonte: O autor (2023).

Tabela 9 – Modelagem da potência dos conversores 27,8 MW - cenário de demanda máxima.

<b>Região</b>	<b>Unidades</b>	<b>Potência por Unidade (MVA)</b>	<b>Potência sincronizada (MVA)</b>
Sul	5	1.36	6,8
Sudeste	5	2	10
Norte	5	1.1	5,5
Nordeste	5	1.1	5,5
SIN		Potência total:	27,8

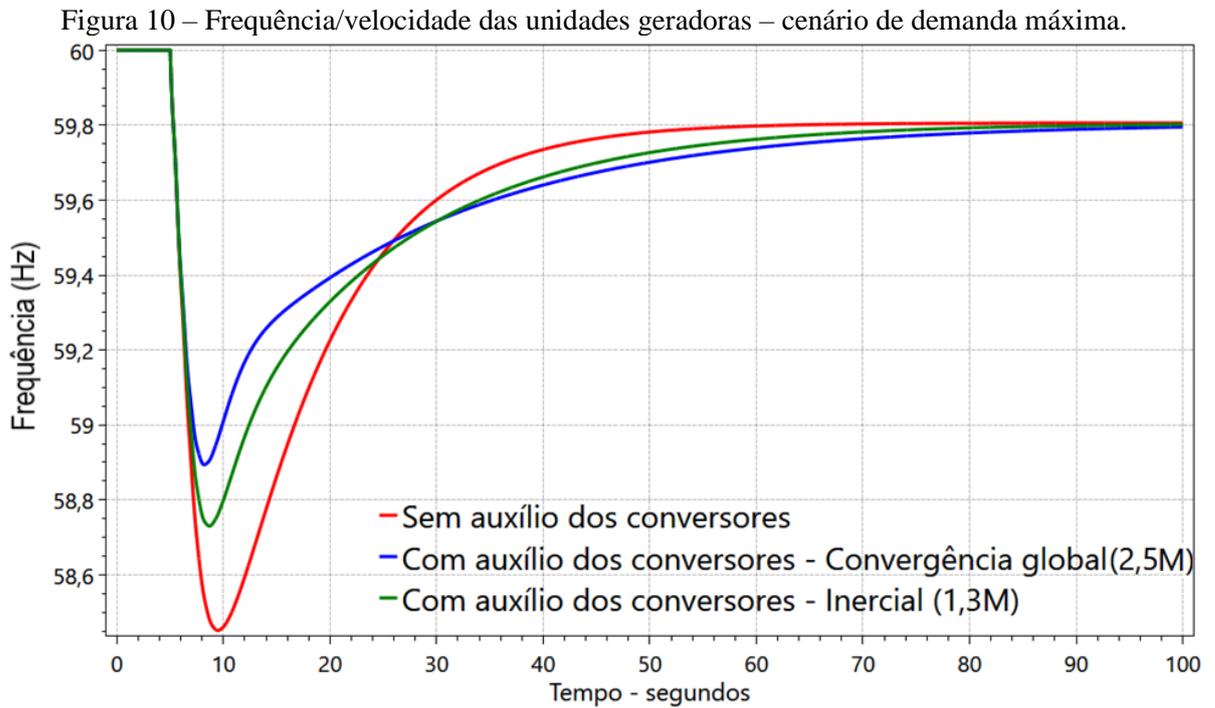
Fonte: O autor (2023).

#### 4.2.2 Simulação de Contingências de Perda de Geração

A contingência simulada foi a de perda de geração na região Sudeste, por ser aquela de maior densidade de carga e geração. O montante de geração rejeitado foi determinado com base na frequência mínima (nadir) verificada após a perturbação, sem considerar a contribuição dos VEs inicialmente. O desligamento de 11 unidades, resultando em um déficit de 101,9 MW de geração no sistema, o que representa 8,8% da potência sincronizada foi suficiente para que a frequência de 58,5 Hz fosse tangenciada, o que caracteriza uma condição limite para atuação do primeiro estágio do ERAC. O evento foi simulado no instante 5 segundos.

O evento foi simulado inicialmente sem a injeção de potência pelos conversores para o estabelecimento de uma referência, a partir da qual se possa avaliar os efeitos da utilização da energia das baterias dos VEs no desempenho do controle de frequência do sistema equivalente do SIN, para os dois cenários de expansão da frota (1,3 e 2,5 milhões de veículos).

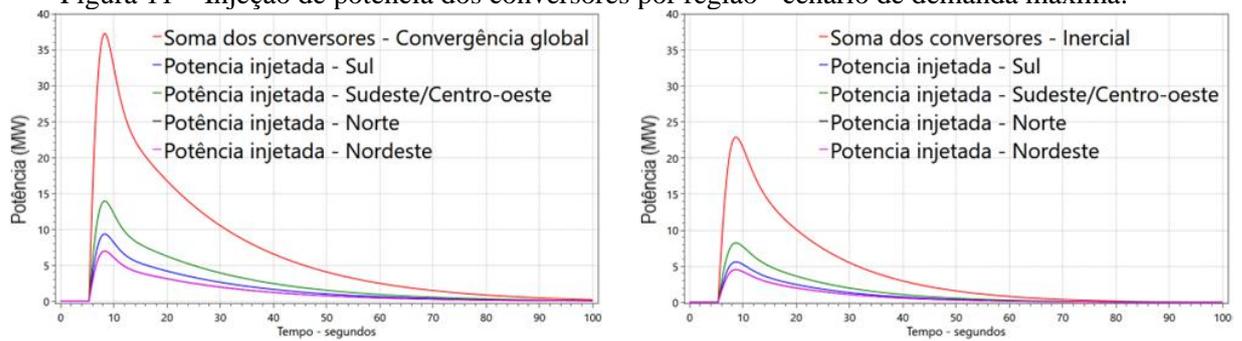
Na Figura 10 é apresentada a frequência elétrica/velocidade dos geradores do sistema após a contingência de perda de geração, para as três condições: sem contribuição dos VEs; com contribuição dos VEs, no cenário de convergência global (2,5 M de VEs); e com contribuição dos VEs, no cenário inercial (1,3 M de VEs).



Fonte: O autor (2023).

Na Figura 11 apresenta-se os resultados de simulação da injeção de potência correspondentes aos conversores em cada uma das regiões, para os dois cenários de expansão da frota de VEs.

Figura 11 – Injeção de potência dos conversores por região - cenário de demanda máxima.



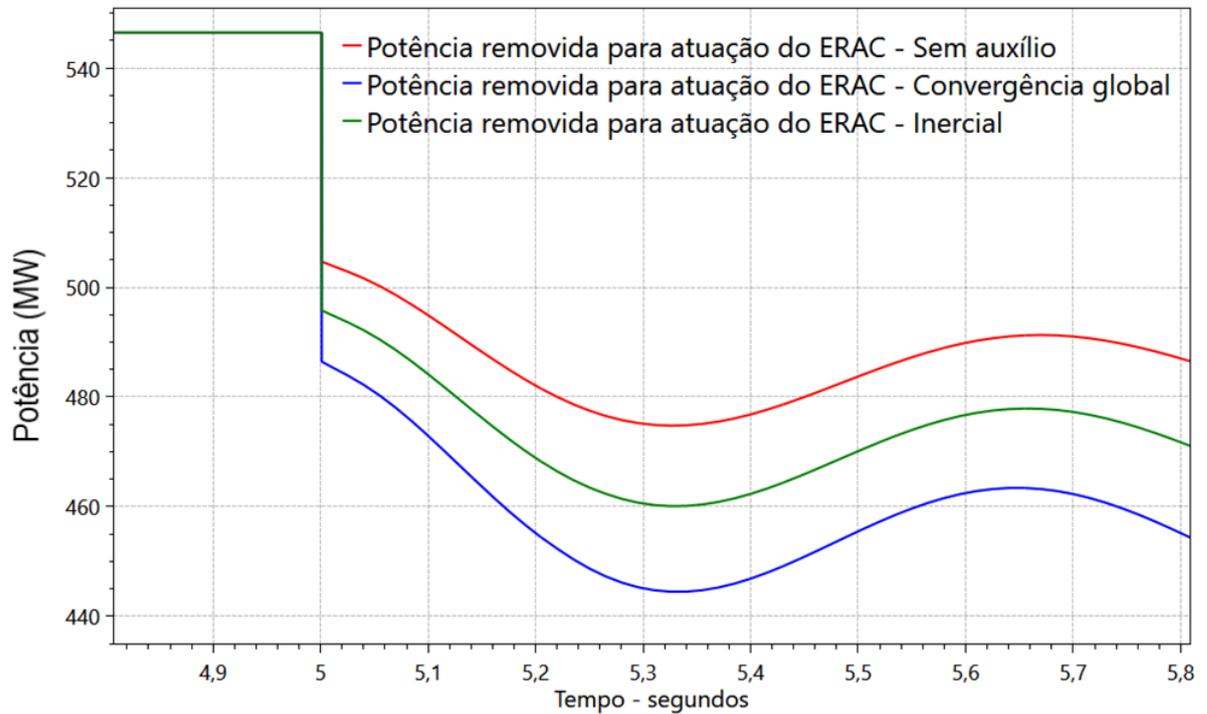
a) Cenário de convergência global (2,5 M)

b) Cenário de convergência inercial (1,3 M)

Fonte: O autor (2023).

Foi feita, ainda, uma análise para determinação do montante de geração adicional a ser rejeitado na contingência que levaria à atuação do ERAC do sistema, na hipótese de haver contribuição dos VEs. Sendo necessário o desligamento de 13 unidades, resultando em um déficit de 120,5 MW de geração no sistema, o que representa 10,4% da potência sincronizada e 15 unidades, resultando em um déficit de 138,9 MW de geração no sistema, o que representa 11,9% da potência sincronizada, para os cenários inercial e convergência global respectivamente. Importante ressaltar que as unidades removidas representam um montante de MW disponibilizado ao sistema, e no instante após a perturbação as unidades geradoras restantes se encarregam de parte desta potência elétrica ativa. Na Figura 12 são apresentados os resultados de simulação da variação de potência elétrica no subsistema Sudeste/Centro-Oeste ao aplicar um distúrbio que ocasionasse uma atuação do ERAC mesmo com os auxílios de 53,4 MW e 27,8 MW dos VEs.

Figura 12 – Distúrbio Necessário para Acionar o ERAC - cenário de demanda máxima.



Fonte: O autor (2023).

A Tabela 10 sintetiza os resultados obtidos em simulação para o cenário de demanda máxima, tanto para o auxílio dos VEs no horizonte com 2,5 milhões de veículos quanto com 1,3 milhões juntamente das variações em relação a simulação sem o auxílio. Os valores apresentados serão utilizados para as devidas conclusões no capítulo seguinte.

Tabela 10 – Resultados da Simulação do cenário de demanda máxima.

	Sem conversores	Convergência global (2,5 M VEs)	Ganho	Cenário inercial (1,3 M VEs)	Ganho
Nadir	58,45 Hz	58,89 Hz	0,44 Hz	58,73	0,28 Hz
Varição de potência pós distúrbio de acionamento do ERAC	41,8 MW	60,1 MW	18,3 MW	50,7 MW	8,9 MW

Fonte: O autor (2023).

### 4.3 CENÁRIO DE DEMANDA MÍNIMA

Nesta seção serão desenvolvidas as simulações e apresentados os resultados para o segundo cenário proposto, desenvolvido em baixas demandas de carga

#### 4.3.1 Parâmetros da Simulação

Seguindo as mesmas diretrizes apresentadas no cenário de demanda máxima a Tabela 11 apresenta as informações do caso base da simulação do cenário de demanda máxima.

Tabela 11 – Dados para o caso base relativo ao cenário de demanda mínima.

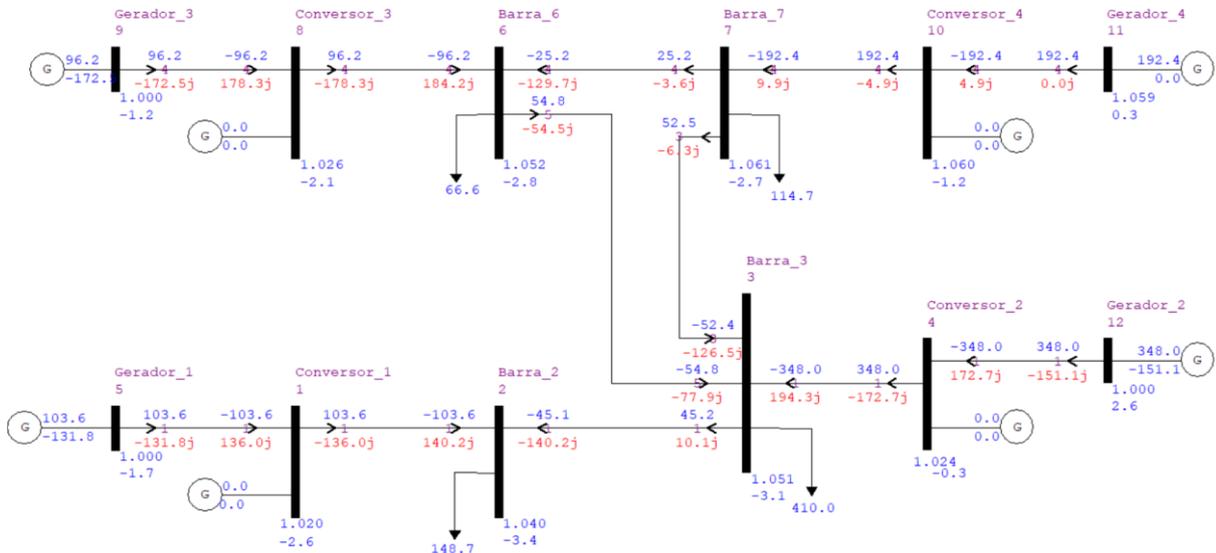
<b>SUDESTE</b>	
Potência operacional	399,4 MW
Geração	347,8 MW
Carga	410 MW
<b>SUL</b>	
Potência operacional	175 MW
Geração	103,6 MW
Carga	148,7 MW
<b>NORDESTE</b>	
Potência operacional	198,1 MW
Geração	192,4 MW
Carga	114,7 MW
<b>NORTE</b>	
Potência operacional	200,8 MW
Geração	96,2 MW
Carga	66,6 MW
<b>SIN</b>	
Potência sincronizada	973,3 MVA
Geração	740 MW
Carga	740 MW
<b>CONVERSORES (2,5M de VEs na mínima demanda de carga)</b>	
Potência líquida disponível	26,7 MW (3,6% da carga total)
<b>CONVERSORES (1,3M de VEs na mínima demanda de carga)</b>	
Potência líquida disponível	13,9 MW (1,9% da carga total)

Fonte: O autor (2023).

A Figura 13 apresenta o modelo base montado com os parâmetros referentes ao cenário de demanda mínima. Destaca-se, desta vez, os conversores ainda com carga nula na condição inicial, mas na representação dinâmica no cenário de demanda mínima eles estão aptos a injetar

uma potência no valor da carga correspondente aos mesmos antes da perturbação, conforme valores indicados na Tabela 11.

Figura 13 - Sistema equivalente ajustado para o cenário de demanda mínima.



Fonte: O autor (2023).

A Tabela 12 apresenta os valores de potência sincronizada de cada uma das áreas para o cenário de demanda mínima.

Tabela 12 – Número de geradores em operação no cenário de demanda mínima.

Região	Unidades	Potência por Unidade (MVA)	Potência sincronizada (MVA)
Sul	18	10	180
Sudeste	40	10	400
Norte	20	10	200
Nordeste	20	10	200

Fonte: O autor (2023).

A Tabela 13 e Tabela 14 apresentam a distribuição da potência dos inversores no cenário de demanda mínima, 26,7 MW de potência necessários no caso de 2,5 milhões de VEs e 13,9 MW no caso de 1,3 milhão de VEs.

Tabela 13 – Modelagem da potência dos conversores (26,7 MW) - cenário de demanda mínima.

<b>Região</b>	<b>Unidades</b>	<b>Potência por Unidade (MVA)</b>	<b>Potência sincronizada (MVA)</b>
Sul	4	1.675	6,7
Sudeste	4	2	8
Norte	4	1.5	6
Nordeste	4	1.5	6
SIN		Potência total:	26,7

Fonte: O autor (2023).

Tabela 14 – Modelagem da potência dos conversores (13,9 MW) - cenário de demanda mínima.

<b>Região</b>	<b>Unidades</b>	<b>Potência por Unidade (MVA)</b>	<b>Potência sincronizada (MVA)</b>
Sul	2	1.95	3,9
Sudeste	2	2	4
Norte	2	1.5	3
Nordeste	2	1.5	3
SIN		Potência total:	139

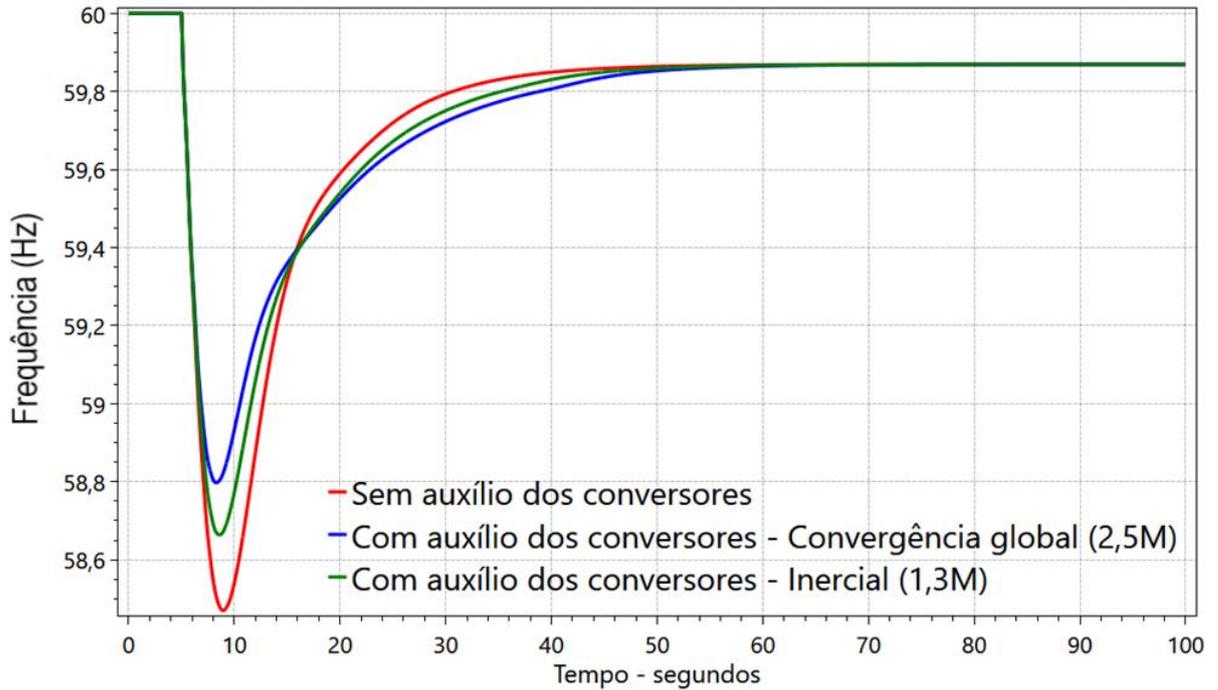
Fonte: O autor (2023).

#### 4.3.2 Simulação de Contingências de Perda de Geração

Para o cenário de mínima demanda mínima o desligamento de 9 unidades, resultando em um déficit de 78,3 MW de geração no sistema, o que representa 8% da potência sincronizada foi o necessário para que a frequência de 58,5 Hz fosse tangenciada, o que caracteriza uma condição limite para atuação do primeiro estágio do ERAC. O evento foi simulado também no instante 5 segundos.

Na Figura 14 é apresentada a frequência elétrica/velocidade dos geradores do sistema após a contingência de perda de geração, agora no cenário de demanda mínima, para as três condições: sem contribuição dos VEs; com contribuição dos VEs, no cenário de convergência global (2,5 M de VEs); e com contribuição dos VEs, no cenário inercial (1,3 M de VEs).

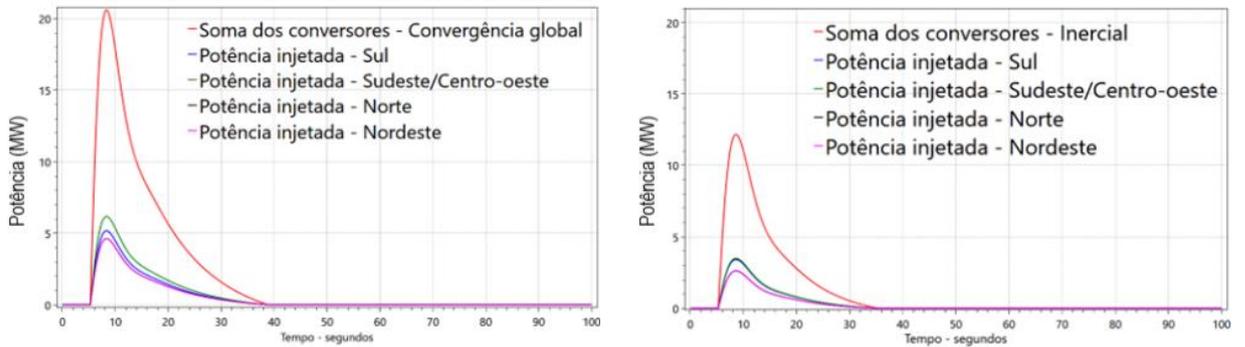
Figura 14 – Frequência/velocidade das unidades geradoras – cenário de demanda mínima.



Fonte: O autor (2023).

A Figura 15 apresenta-se os valores de injeção de potência correspondentes aos conversores em cada uma das regiões, para os dois cenários de expansão da frota de VEs.

Figura 15 – Injeção de potência dos inversores - cenário de demanda máxima.



a) Cenário de convergência global (2,5 M)

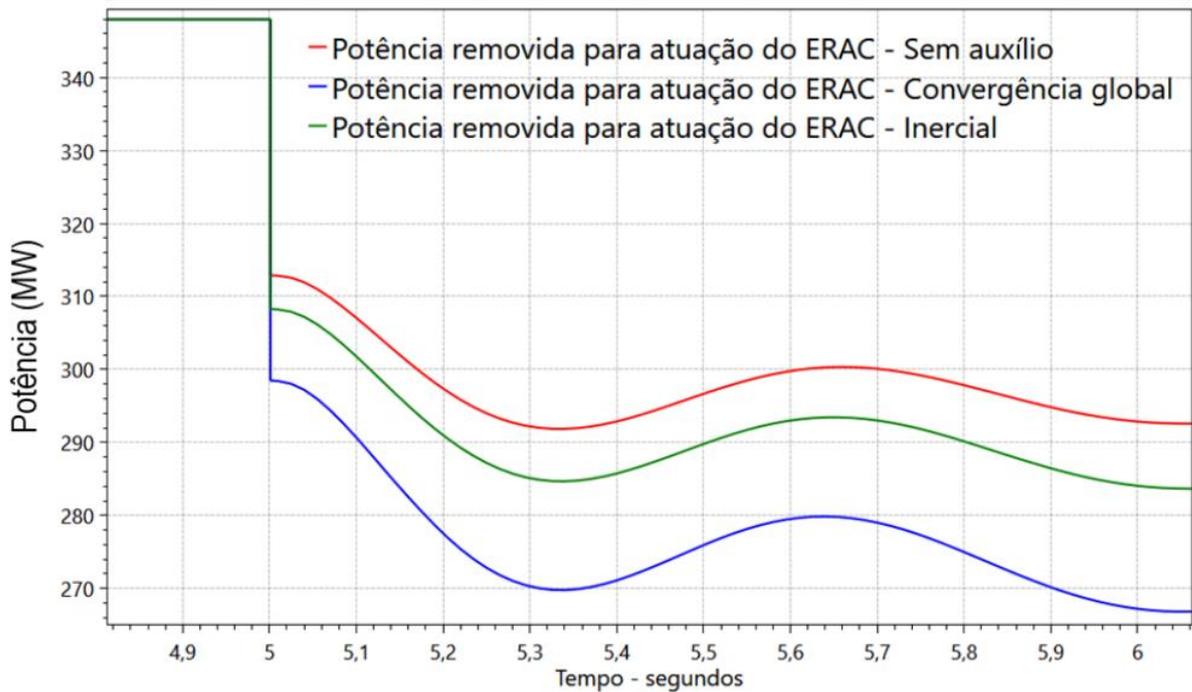
b) Cenário de convergência inercial (1,3 M)

Fonte: O autor (2023).

Na análise para determinação do montante de geração adicional a ser rejeitado na contingência que levaria à atuação do ERAC do sistema mesmo com a contribuição dos VEs, no cenário de demanda mínima, foi necessário o desligamento de 10 unidades, resultando em um déficit de 87 MW de geração no sistema, o que representa 8,9% da potência sincronizada e

12 unidades, resultando em um déficit de 104,4 MW de geração no sistema, o que representa 10,7% da potência sincronizada, para os cenários inercial e convergência global respectivamente. Na Figura 16 são apresentados os resultados de simulação da variação de potência elétrica no subsistema Sudeste/Centro-Oeste ao aplicar um distúrbio que ocasionasse uma atuação do ERAC mesmo com os auxílios de 26,7 MW e 13,9 MW dos VEs.

Figura 16 – Distúrbio Necessário para Acionar o ERAC - cenário de demanda mínima.



Fonte: O autor (2023).

A Tabela 15 sintetiza os resultados obtidos em simulação para o cenário de demanda mínima.

Tabela 15 – Resultados da Simulação do cenário de demanda mínima.

	Sem conversores	Convergência global (2,5 M VEs)	Ganho	Cenário inercial (1,3 M VEs)	Ganho
Nadir	58,47 Hz	58,79 Hz	0,32 Hz	58,67 Hz	0,2 Hz
Variação de potência pós distúrbio de acionamento do ERAC	34,1 MW	49,5 MW	15,4 MW	39,7 MW	5,6 MW

Fonte: O autor (2023).

#### 4.4 VISÃO GERAL DAS SIMULAÇÕES

Ao analisar o impacto causado no controle da frequência visualizado nas simulações, observa-se que a presença dos veículos eletrificados contribui para minimizar a frequência mínima (nadir) durante distúrbios. A diferença de 0,44 Hz para o cenário com maior impacto (demanda máxima) e 0,2 Hz no de menor impacto (demanda mínima) entre as simulações, representa uma melhoria no controle de frequência, indicando uma resposta mais robusta e estável quando os veículos eletrificados são integrados ao sistema.

Além disso, as simulações avaliaram a magnitude do distúrbio necessário para levar à atuação do ERAC. Sem o auxílio dos veículos eletrificados, o distúrbio necessário para a atuação do ERAC, visto pela área impactada, foi de 41,7 MW (3,6 % da carga do SIN equivalente) no cenário de demanda máxima e de 34,1 MW (4,6% da carga do SIN equivalente) no cenário de demanda mínima. No entanto, com a inserção dos veículos no sistema, para os resultados mais otimistas (convergência global), essa necessidade aumentou para 60 MW (5,2% da carga do SIN equivalente) no cenário de demanda máxima, ou seja, 44% maior que aquele registrado sem a contribuição dos VEs. No cenário de demanda mínima, a magnitude do distúrbio foi de 49,5 MW (6,7% da carga do SIN equivalente), 45% maior que aquele registrado sem a contribuição dos VEs.

## 5 CONCLUSÃO

O desenvolvimento do trabalho permitiu atingir os objetivos propostos inicialmente. Considera-se que foi ampliada a compreensão sobre os desafios e oportunidades associados à potencial contribuição da utilização da energia das baterias dos VEs no auxílio ao controle de frequência de sistemas elétricos.

A combinação das curvas de carga elétrica diária convencional e a demanda adicional gerada pelos veículos eletrificados proporciona uma visão abrangente da carga total que será demandada pela rede elétrica. A análise revela um impacto visível nos períodos de carga pesada, enquanto a influência nos períodos de carga leve é praticamente nula. É importante destacar que, embora o montante de carga inserido no sistema pelos VEs aumente a carga global do sistema, também amplia a diferença dos períodos de carga leve com relação a demanda média. Essa observação destaca a complexidade da integração dos veículos eletrificados na rede elétrica e a necessidade de considerar cuidadosamente os impactos nos diferentes cenários de demanda.

Embora existam avanços notáveis na tecnologia V2G, representada por modelos como o Wallbox Quasar V2G, e iniciativas de montadoras como a Fiat e a Nissan, a capacidade atual de injeção de potência na rede elétrica ainda está consideravelmente abaixo das capacidades dos motores de VEs modernos. Especificamente, o modelo Wallbox Quasar V2G possui uma potência bidirecional de 7,4 kW, enquanto VEs como o Nissan Leaf possuem motores com uma potência de até 110 kW. Apesar dessa disparidade, essa limitação pode ser vista como positiva no sentido de preservar a vida útil das baterias dos veículos, evitando desgastes excessivos durante as manobras de injeção de potência. Dessa forma, concluímos que, embora existam desafios técnicos a serem superados, há uma clara tendência em direção à integração de VEs com a rede elétrica. A busca por inovações, a adaptação de modelos existentes e o compromisso das montadoras indicam um caminho promissor para explorar o potencial dos VEs como parte integrante do sistema elétrico brasileiro.

Com base nos resultados das simulações realizadas, evidencia-se claramente o potencial dos serviços ancilares proporcionados pelas baterias dos veículos eletrificados no Sistema Interligado Nacional. A comparação entre as simulações, uma sem o auxílio dos veículos eletrificados e outra com o auxílio, revela benefícios na estabilidade de frequência do sistema elétrico.

Conclui-se que os serviços ancilares provenientes das baterias dos veículos eletrificados podem desempenhar um papel importante na promoção da estabilidade e resiliência do Sistema Interligado Nacional.

Para trabalhos futuros, recomenda-se um refinamento da lógica de entrada e saída do conversor a fim de propor soluções aprimoradas para a tecnologia de conexão dos veículos à rede elétrica. Recomenda-se também um estudo elaborado dos métodos de cobrança de energia, com o objetivo de propor uma proposta viável economicamente que incentive os proprietários a disponibilizar a energia da bateria de seus veículos para o SIN.

## REFERENCIAS

ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS FABRICANTES DE VEICULOS AUTOMOTORES – ANFAVEA, **O Caminho da Descarbonização do Setor Automotivo no Brasil**, 2021. Disponível em: [https://anfavea.com.br/docs/APRESENTA%C3%87%C3%83O\\_ANFAVEA\\_E\\_BCG.pdf](https://anfavea.com.br/docs/APRESENTA%C3%87%C3%83O_ANFAVEA_E_BCG.pdf). Acesso em 17 abr. 2023.

AUTOESPORTE, **Chevrolet Irá Encerrar Produção de Carros a Combustão no Brasil Até 2035**, 2021. Disponível em: <https://autoesporte.globo.com/mercado/noticia/2021/01/gm-quer-matar-carros-a-combustao-em-ate-14-anos.ghtml> Acesso em: 23 mar. 2023.

Caso base do PARPEL 2024-2028 \* VERÃO 2027/2028 \* NE EXP LEVE \* Operador Nacional do Sistema Elétrico, 01 de novembro de 2023g - Rio de Janeiro.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL, **Modelos Predefinidos de Máquina Síncrona**, 2023a. Disponível em: [https://see.cepel.br/manual/anatem/codigos\\_execucao/dmdg.html](https://see.cepel.br/manual/anatem/codigos_execucao/dmdg.html). Acesso em 15 nov. 2023.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL, **Modelos de Curva de Saturação**, 2023b. Disponível em: [https://see.cepel.br/manual/anatem/equipamentos/maquinas\\_sincronas/saturacao.html#saturacao](https://see.cepel.br/manual/anatem/equipamentos/maquinas_sincronas/saturacao.html#saturacao). Acesso em 15 nov. 2023.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL, **Modelos Predefinidos de Regulador de Tensão e Excitatriz**, 2023c. Disponível em: [https://see.cepel.br/manual/anatem/equipamentos/maquinas\\_sincronas/regulador\\_tensao.html#avr](https://see.cepel.br/manual/anatem/equipamentos/maquinas_sincronas/regulador_tensao.html#avr). Acesso em 15 nov. 2023.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL, **Modelos Predefinidos de Regulador de Velocidade e Turbina**, 2023d. Disponível em: [https://see.cepel.br/manual/anatem/equipamentos/maquinas\\_sincronas/regulador\\_velocidade.html#gov](https://see.cepel.br/manual/anatem/equipamentos/maquinas_sincronas/regulador_velocidade.html#gov). Acesso em 15 nov. 2023.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL, **Associação de Geração aos Modelos de Máquinas Síncronas**, 2023e. Disponível em: [https://see.cepel.br/manual/anatem/codigos\\_execucao/dmaq.html](https://see.cepel.br/manual/anatem/codigos_execucao/dmaq.html). Acesso em 15 nov. 2023.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL, **Associação de Geração a Modelo de Fonte Shunt Controlada**, 2023f. Disponível em: [https://see.cepel.br/manual/anatem/codigos\\_execucao/dfnt.html](https://see.cepel.br/manual/anatem/codigos_execucao/dfnt.html). Acesso em 15 nov. 2023.

CESAR, JULIO, **Nissan Leaf é Usado como Fonte De Energia para Residências**, 2021. Disponível em: <https://insidevs.uol.com.br/news/509576/nissan-carros-eletricos-rede-eletrica>. Acesso em 8 jun. 2023.

CHARGE DE MOVE PROTOCOL – CHADEMO, **Products V2G**, 2023. Disponível em: [https://www.chademo.com/products/products\\_type/v2g](https://www.chademo.com/products/products_type/v2g). Acesso em 8 jun. 2023.

CIRCONTROL, **Raption 50 Datasheet**, 2023. Disponível em: <https://circontrol.com/datasheets/raption50-eng.pdf>. Acesso em 18 dez. 2023.

CNN BRASIL, **UE Aprova Fim de Vendas de Veículos que Emitem Gás Carbônico em 2035**, 2023. Disponível em: <https://www.cnnbrasil.com.br/economia/ue-aprova-fim-de-vendas-de-veiculos-que-emitem-gas-carbonico-em-2035/#:~:text=A%20lei%20da%20UE%20exigir%C3%A1,frotas%20de%20ve%C3%ADculos%20na%20Europa>. Acesso em 17 abr. 2023.

COLONETTI, BRUNO ROCHA, **Model for the Impact Evaluation of Electric Vehicle Integration on the Adequacy of Generating Systems**, Orientador: Leonardo Elizeire Bremermann, 2016. Universidade Federal de Santa Catarina. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/xmlui/bitstream/handle/123456789/165188/main.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 23 mar. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE, **Balço Energético Nacional**, 2022a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-596/BEN2021.pdf>. Acesso em: 17 abr. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE, **Relatório Síntese**, 2022b. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-631/BEN\\_S%C3%ADntese\\_2022\\_PT.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-631/BEN_S%C3%ADntese_2022_PT.pdf). Acesso em: 17 abr. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE, **Nota Técnica - Metodologia: Projeção de Curva de Carga Horária**, 2023a. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-476/NT%20Metodologia%20Proje%C3%A7%C3%A3o%20Carga%20Hor%C3%A1ria\\_EPE-NT-EPE-DEA-005-2020.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-476/NT%20Metodologia%20Proje%C3%A7%C3%A3o%20Carga%20Hor%C3%A1ria_EPE-NT-EPE-DEA-005-2020.pdf). Acesso em: 17 abr. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE, **Nota Técnica da 2ª Revisão das Projeções de Carga e Consumo**, 2023b. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-305/topico-651/NT\\_2RQ\\_2023\\_2027\\_EPE\\_ONS\\_CCEE\\_numerada.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-305/topico-651/NT_2RQ_2023_2027_EPE_ONS_CCEE_numerada.pdf). Acesso em 22 out. 2023.

FIAT, **Ficha Técnica – 500e**, 2022. Disponível em: [https://www.media.stellantis.com/uploads/br/attachment/216/ft\\_fiat500e-6324ce95785a8.pdf](https://www.media.stellantis.com/uploads/br/attachment/216/ft_fiat500e-6324ce95785a8.pdf). Acesso em 18 dez. 2023.

IEEE, **Power and Energy Magazine: The Future Balancing Act**. V. 19, n. 6, nov. 2021.

KUNDUR, P., “**Power System Stability And Control**”, McGraw-Hill Inc., 1994.

LAVRADOR, ALFREDO, **FCA Constrói a Maior Estação de V2g no Mundo**, 2020. Disponível em: <https://observador.pt/2020/09/20/fca-constroi-a-maior-estacao-de-v2g-no-mundo>. Acesso em 8 jun. 2023.

NISSAN, **Dimensoes e Especificações Nissan Leaf**, 2023. Disponível em: <https://www.nissan.com.br/veiculos/modelos/leaf/dimensoes-especificacoes.html>. Acesso em 5 jun. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, **Sistemas Isolados**, 2023a. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/sistemas-isolados>. Acessos em 17 Abr. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, **Curva de Carga Horária**, 2023b. Disponível em: [https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva\\_carga\\_horaria.aspx](https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx). Acessos em 17 Abr. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, **Carga de Energia Diária**, 2023c. Disponível em: <https://dados.ons.org.br/dataset/carga-energia/resource/d58d1710-8b6c-43cb-b71b-48fa9074ab60>. Acesso em 17 Abr. 2023.

MEGAWHAT, **Serviços Ancilares**, 2022. Disponível em: <https://www.megawhat.energy/verbetes/69724/servicos-ancilares>. Acesso em 8 jun. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – nos, **O Sistema em Numeros**, 2023d. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em 17 Abr. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, **Programação Diária da Operação**, 2023f. Disponível em: [https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/S%C3%BAbmodulo%204.5-RS\\_2023.08.pdf](https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/S%C3%BAbmodulo%204.5-RS_2023.08.pdf). Acesso em 30 nov. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, **Plano da Operação Energética 2022/2026 PEN 2022**, 2022. Disponível em: [https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/NT-ONS%20DPL%200102-2022\\_PEN%202022%20-%20Condi%C3%A7%C3%B5es%20de%20Atendimento.pdf](https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/NT-ONS%20DPL%200102-2022_PEN%202022%20-%20Condi%C3%A7%C3%B5es%20de%20Atendimento.pdf). Acesso em 8 nov. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, **O Planejamento da Operação Energética no Sistema Interligado Nacional**, 2020. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Livros-da-Diretoria-de-Planejamento-na-biblioteca-digital-ONS/LIVRO-O-PLANEJAMENTO-DA-OPERA%C3%87%C3%83O-ENERG%C3%89TICA-NO-SISTEMA%20INTERLIGADO-NACIONAL.pdf>. Acesso em 30 nov. 2023.

VISCONTI, IGOR FERREIRA, **Modelos de Cargas Baseados em Medições para Simulações Dinâmicas em Sistemas Elétricos de Potência**, Orientador: Marco Aurélio Cavalcanti Pacheco, 2010. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Disponível em: [https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/16417/16417\\_1.PDF](https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/16417/16417_1.PDF). Acesso em: 23 mar. 2023.

WALLBOX, **Ficha de Dados Técnicos**, 2023. Disponível em:  
[https://wallbox.com/pt\\_catalog/quasar-dc-charger](https://wallbox.com/pt_catalog/quasar-dc-charger). Acesso em 8 jun. 2023.

## APÊNDICE A – Parâmetros dos modelos

### MODELOS DE GERADORES

DMDG MD02									
No	CS	Ld	Lq	L'd	L''d	Ll	T'd	T''d	T''q
0056	37	102.0	76.2	33.6	26.9	17.9	7.92	.060	.090
No	Ra	H	D	MVA	Fr	C			
0056		4.0		10.					
99999									
CURVAS DE SATURAÇÃO DE GERADORES									
DCST									
No	T	Y1	Y2	X1					
0037	2	0.022	7.874	0.8					
99999									

### MODELOS DE REGULADORES DE TENSÃO

DRGT MD20								
No	Tm	Ka	T1	T2	T3	T4	Lmn	Lmx
20	.02	190.8	3.0	12.	.07	.0133	-3.87	3.87
99999								

### MODELOS DE REGULADORES DE VELOCIDADE

DRGV MD01							
No	R	Rp	At	Qn1	Tw	Tr	Tf
21	.025	.38	1.181	.15	1.5	7.	.05
No	Tg	Lmn	Lmx	Dtb	D	Pbg	Pbt
21	.5	-1.0	.984	.352	1.	465.	465.
99999							

## APÊNDICE B – Descrições de parâmetros associados aos modelos adotados

### DMDG MD02 - Definições

No	Número de identificação do modelo de máquina síncrona
CS	Número de identificação da curva de saturação, como definido no campo Curva de Saturação do código DCST
Ld	Indutância síncrona de eixo direto, em %
Lq	Indutância síncrona de eixo em quadratura, em %
L'd	Indutância transitória de eixo direto, em %
L''d	Indutância subtransitória de eixo direto, em %
Ll	Indutância de dispersão da armadura, em %
T'd	Constante de tempo transitória de eixo direto em circuito aberto, em segundos
T''d	Constante de tempo subtransitória de eixo direto em circuito aberto, em segundos
T''q	Constante de tempo subtransitória de eixo em quadratura em circuito aberto, em segundos

### DCST - Definições

Nc	Número de identificação da curva de saturação a ser utilizada no campo Cs do código DMDG
T	Indica o tipo de equação usada para a curva de saturação
P1	Valor de Y1 para os tipos 1, 3 e 4 ou valor de A para o tipo 2
P2	Valor de Y2 para os tipos 1, 3 e 4 ou valor de B para o tipo 2
P3	Valor de X1 para os tipos 1, 3 e 4 ou valor de C para o tipo 2
Eq. Tipo 2	$y = Ae^{B(x-C)}$

### DRGT MD20 - Definições

No	Número de identificação do modelo predefinido de regulador de tensão
Ka	Ganho do sistema de excitação, em pu/pu
T1	Constante de tempo (1) de avanço do compensador de fase do regulador de tensão, em segundos
T2	Constante de tempo (1) de atraso do compensador de fase do regulador de tensão, em segundos

T3	Constante de tempo (2) de avanço do compensador de fase do regulador de tensão, em segundos
T4	Constante de tempo (2) de atraso do compensador de fase do regulador de tensão, em segundos
Lmn	Limite inferior da tensão de saída do regulador de tensão, em pu
Lmx	Limite superior da tensão de saída do regulador de tensão, em pu

#### DRGV MD01 - Definições

No	Número de identificação do modelo predefinido de regulador de velocidade
R	Estatismo permanente, em pu
Rp	Estatismo transitório, adimensional
At	Ganho da turbina, em pu/pu
Qnl	Vazão sem carga, em pu
Tw	Constante de tempo da água, em segundos
Tr	Constante de tempo do regulador, em segundos
Tf	Constante de tempo de filtragem, em segundos
Tg	Constante de tempo do servomotor, em segundos
Lmn	Limite inferior de abertura da comporta, em pu
Lmx	Limite superior de abertura da comporta, em pu
Dtb	Fator de amortecimento da turbina, em pu
D	Fator de amortecimento da carga, em pu
Pbg	Potência base do gerador, em MVA
Pbt	Potência base da turbina, em MW

#### DMAQ - Definições

Nb	Número de identificação da barra de geração à qual deverá ser associada o modelo de máquina e respectivos sistemas de controle.
Und	Número de unidades iguais que constituem a máquina equivalente. Se for deixado em branco será considerado 1 unidade.
Mg	Número de identificação do modelo de gerador, como definido no campo No do código DMDG.

<i>Mt</i>	Número de identificação do modelo de regulador de tensão, como definido no campo <i>No</i> do código de execução DRGT ou no campo <i>cdu</i> do código de execução DCDU ou ainda, no caso de uma topologia, do código ACDU.
<i>Mv</i>	Número de identificação do modelo de regulador de velocidade e turbina, como definido no campo <i>No</i> do código DRGV ou no campo <i>cdu</i> do código DCDU ou ainda, no caso de uma topologia, através do código ACDU.
DFNT - Definições	
<i>Nb</i>	Número de identificação da barra CA correspondente à parcela de geração que deverá ser associada ao modelo de fonte <i>shunt</i> controlada.
<i>T</i>	Define o tipo de modelo de fonte <i>shunt</i> controlada: <i>V</i> para modelo com fonte de tensão (modelo equivalente de <i>Thévenin</i> ) e <i>I</i> para modelo com fonte de corrente (modelo equivalente de <i>Norton</i> )
<i>FP%</i>	Fator que define o percentual da geração ativa total inicial da barra (calculada pelo programa de fluxo de potência) correspondente ao grupo de geração que será modelado por fonte <i>shunt</i> controlada. A soma dos fatores dos grupos de geração de uma mesma barra devem totalizar 100% (é dada uma tolerância de $\pm 0.1\%$ ).
<i>FQ%</i>	Fator que define o percentual da geração reativa total inicial da barra (calculada pelo programa de fluxo de potência) correspondente ao grupo de geração que será modelado por fonte <i>shunt</i> controlada. A soma dos fatores dos grupos de geração de uma mesma barra devem totalizar 100% (é dada uma tolerância de $\pm 0.1\%$ ).
<i>Und</i>	Número de unidades iguais que constituem o grupo de geração modelado por fonte <i>shunt</i> controlada. Se for deixado em branco será considerado 1 unidade.
<i>Mc</i>	Número de identificação do modelo de fonte <i>shunt</i> controlada, como definido no campo <i>CDU</i> do código DCDU ou, no caso de uma topologia, do código ACDU. Atualmente, não existe modelo predefinido de fonte <i>shunt</i> controlada.
<i>Sbas</i>	Potência aparente nominal de uma unidade de geração modelada como fonte <i>shunt</i> controlada, em MVA, usada como base para os sinais de corrente e potência de entrada/saída do modelo. Se for deixado em branco assume o valor da base do sistema, especificado pela constante <i>BASE</i> do <i>Anarede</i> .

## APÊNDICE C – Modelo dos conversores

```
( |-----|
( |
( | ARQUIVO:          CONVERSORES_VEICULOS.cdu
( | FORMATO:         PROGRAMA ANATEM - VERSAO 12.4.00
( |
( |-----|          CONTATOS -----|
( |
( | Clenio Goulart de Souza Neto - cleniogoulart.eng@gmail.com -
( |
( |-----|
```

DCDU

```
(=====
( CT_VEICULOS
(=====
(ncdu) ( nome cdu )
99991 CT_VEICULOS
( -----|
(*****CTR *****|
(-----|
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(-----|
(VALORES DEGRAU P Q)
(IMPORTAR VALORES F, Teta< V, CORENTES referencia global)
010 IMPORT FREQ          F1
020 IMPORT VOLT          V1
034 IMPORT ANGL          TETA
035 FUNCAO COS          TETA COST
036 FUNCAO SIN          TETA SINT
(TRANSITORIO FREQUENCIA)
(-----|
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(-----|
011 ENTRAD              FMIN
012 SOMA                 -F1   DLF
                        FMIN  DLF
013 LIMITA              DLF   DLF2          GMIN   GMAX
014 GANHO                DLF2  DLF3      46.154
015 LIMITA              DLF3  PACT          GMIN   GMAX
016 DIVSAO              PACT  IA20
                        V1    IA20
060 GANHO                IA20  IR20      0.0
061 MULTPL              IA20  IA3
                        COST  IA3
062 MULTPL              IA20  IA6
                        SINT  IA6
063 MULTPL              IR20  IA4
                        COST  IA4
064 MULTPL              IR20  IA5
                        SINT  IA5
065 SOMA                IA3   IACT
                        IA5   IACT
066 SOMA                IA6   IREACT
                        -IA4  IREACT
(FONTE DE CORRENTE)
017 EXPORT IIRFNT IACT
018 EXPORT IIIFNT IREACT
(nb)i(tipo)o(stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(-----|
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL          FMIN   .99667
DEFVAL          GMIN   0.0
```

```

DEFVAL          GMAX    1.0
FIMCDU
(
999999

DCDU
(=====
( CT_VEICULOS
(=====
(ncdu) ( nome cdu )
99992 CT_VEICULOS
( -----
(*****CTR *****
(-----
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(-----
(VALORES DEGRAU P Q)
(IMPORTAR VALORES F, Teta< V, CORENTES referencia global)
010 IMPORT FREQ          F1
020 IMPORT VOLT          V1
034 IMPORT ANGL          TETA
035 FUNCAO COS          TETA COST
036 FUNCAO SIN          TETA SINT
(TRANSITORIO FREQUENCIA)
(-----
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(-----
011 ENTRAD              FMIN
012 SOMA                 -F1   DLF
                        FMIN  DLF
013 LIMITA              DLF   DLF2          GMIN   GMAX
014 GANHO                DLF2  DLF3    46.154
015 LIMITA              DLF3  PACT          GMIN   GMAX
016 DIVSAO              PACT  IA20
                        V1    IA20
060 GANHO                IA20  IR20    0.0
061 MULTPL              IA20  IA3
                        COST  IA3
062 MULTPL              IA20  IA6
                        SINT  IA6
063 MULTPL              IR20  IA4
                        COST  IA4
064 MULTPL              IR20  IA5
                        SINT  IA5
065 SOMA                IA3   IACT
                        IA5   IACT
066 SOMA                IA6   IREACT
                        -IA4  IREACT
(FONTE DE CORRENTE)
017 EXPORT IIRFNT IACT
018 EXPORT IIIFNT IREACT
(nb)i(tipo)o(stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(-----
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL          FMIN    .99667
DEFVAL          GMIN    0.0
DEFVAL          GMAX    1.0
FIMCDU
(
999999

DCDU
(=====
( CT_VEICULOS
(=====

```

```

(ncdu) ( nome cdu )
99993 CT_VEICULOS
( -----
(*****CTR *****
(-----
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(-----
(VALORES DEGRAU P Q)
(IMPORTAR VALORES F, Teta< V, CORENTES referencia global)
010 IMPORT FREQ          F1
020 IMPORT VOLT          V1
034 IMPORT ANGL          TETA
035 FUNCAO COS          TETA COST
036 FUNCAO SIN          TETA SINT
(TRANSITORIO FREQUENCIA)
(-----
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(-----
011 ENTRAD              FMIN
012 SOMA                 -F1   DLF
                        FMIN  DLF
013 LIMITA              DLF   DLF2          GMIN  GMAX
014 GANHO                DLF2  DLF3      46.154
015 LIMITA              DLF3  PACT          GMIN  GMAX
016 DIVSAO              PACT  IA20
                        V1    IA20
060 GANHO                IA20  IR20      0.0
061 MULTPL              IA20  IA3
                        COST  IA3
062 MULTPL              IA20  IA6
                        SINT  IA6
063 MULTPL              IR20  IA4
                        COST  IA4
064 MULTPL              IR20  IA5
                        SINT  IA5
065 SOMA                IA3   IACT
                        IA5   IACT
066 SOMA                IA6   IREACT
                        -IA4  IREACT
(FONTE DE CORRENTE)
017 EXPORT IIRFNT IACT
018 EXPORT IIIFNT IREACT
(nb)i(tipo)o(stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(-----
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL          FMIN  .99667
DEFVAL          GMIN  0.0
DEFVAL          GMAX  1.0
FIMCDU
(
999999

DCDU
(=====
( CT_VEICULOS
(=====
(ncdu) ( nome cdu )
99994 CT_VEICULOS
( -----
(*****CTR *****
(-----
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(-----
(VALORES DEGRAU P Q)
(IMPORTAR VALORES F, Teta< V, CORENTES referencia global)
010 IMPORT FREQ          F1

```

```

020  IMPORT VOLT          V1
034  IMPORT ANGL        TETA
035  FUNCAO COS         TETA  COST
036  FUNCAO SIN         TETA  SINT
(TRANSITORIO FREQUENCIA)
(-----)
(nb) (tipo) (stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(-----)
011  ENTRAD            FMIN
012  SOMA              -F1   DLF
                        FMIN  DLF
013  LIMITA            DLF   DLF2          GMIN  GMAX
014  GANHO             DLF2  DLF3      46.154
015  LIMITA            DLF3  PACT          GMIN  GMAX
016  DIVSAO            PACT  IA20
                        V1    IA20
060  GANHO             IA20  IR20      0.0
061  MULTPL            IA20  IA3
                        COST  IA3
062  MULTPL            IA20  IA6
                        SINT  IA6
063  MULTPL            IR20  IA4
                        COST  IA4
064  MULTPL            IR20  IA5
                        SINT  IA5
065  SOMA              IA3   IACT
                        IA5   IACT
066  SOMA              IA6   IREACT
                        -IA4  IREACT
(FONTE DE CORRENTE)
017  EXPORT IIRFNT IACT
018  EXPORT IIIFNT IREACT
(nb)i(tipo)o(stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
(-----)
(DEFVA (stip) (vdef) ( d1 )
DEFVAL      FMIN   .99667
DEFVAL      GMIN   0.0
DEFVAL      GMAX   1.0
FIMCDU
(
999999

DFNT
(
( |-----)
(CONVERSORES
|
( |-----)
(
(
Potências variadas nos cenários
de simulação
( Nb)  Gr T (FP%) (FQ%) Und ( Mc )u (R ou G) (X ou B) (Sbas)
00001  10 I  100.  100.  10  99991u          1.34
00004  10 I  100.  100.  10  99992u           2
00008  10 I  100.  100.  10  99993u           1
00010  10 I  100.  100.  10  99994u           1
999999
FIM

```