



Aplicação de BESS no Sistema Interligado Nacional

**Glauco Taranto, Djalma Falcão, Thiago Masseran,
Murilo Bento e Dany Huanca**

PD 10307-0222/2023

Pesquisa de aplicação de sistemas de armazenamento de energia de baterias (BESS) no sistema de transmissão.

Estudos de Fluxo de Potência (BESS – Modelagem e Análises)

PD 10307-0222/2023

Pesquisa de aplicação de sistemas de armazenamento de energia de baterias (BESS) no sistema de transmissão.

PD-10307-0222/2023
Aplicação de Sistemas de Armazenamento de Energia
em Baterias (BESS) no Sistema de Transmissão

Bloco 1

Aplicações de BESS no Sistema Interligado Nacional

Atividades 1.1, 1.2 e 1.3

Preparado por:

Djalma Falcão

Glauco Taranto

Thiago Masseran

Murilo Bento

Dany Huanca

Dezembro 2023

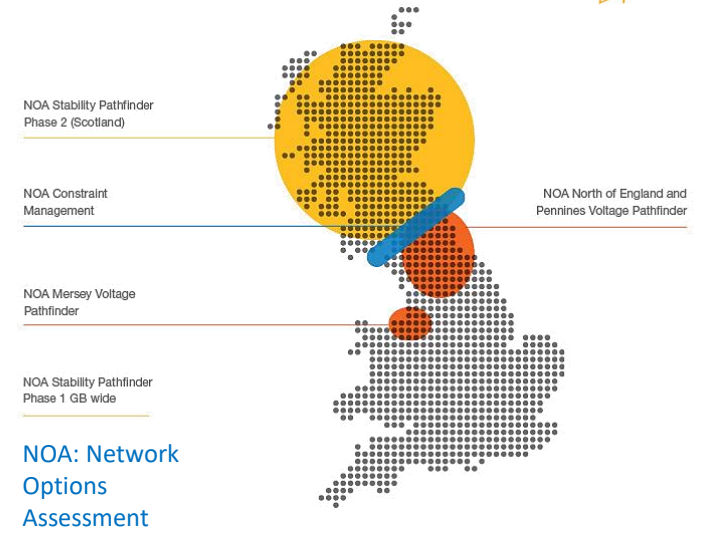
Atividades Realizadas

As atividades dos estudos de fluxo de potência foram realizadas no período março/2023 a outubro/2023. Nesse período foram realizadas as seguintes atividades:

1. Pesquisa Bibliográfica;
2. Proposta de metodologia;
3. Definição de cenários de estudo;
4. Estudo da Região Norte de Minas Gerais;
5. Análise do Escoamento da Geração Fotovoltaica;
 - i. Análise de Escoamento
 - ii. Foco na Região de Jaíba
6. Análise de Congestionamento de Linhas de Transmissão;
 - i. Análise da Transmissão
 - ii. Foco na LT 500kV Jaguará – Estreito

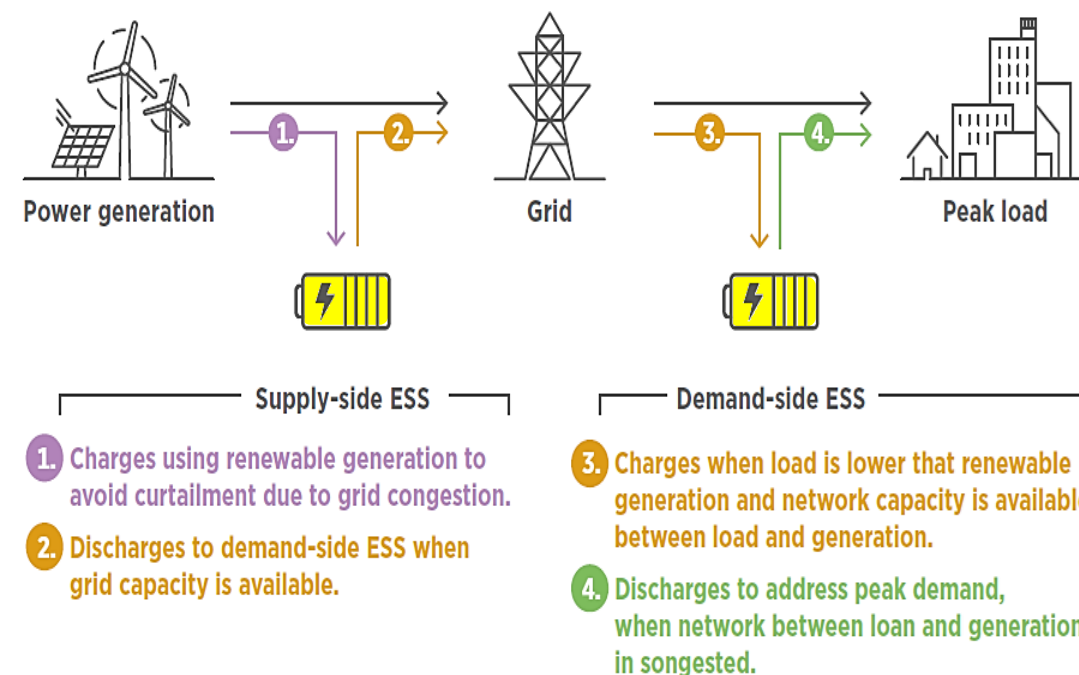
Pesquisa Bibliográfica

- Revisão dos Conceitos de Aplicação de BESS no Sistema de Transmissão
- Revisão dos Principais Projetos de Aplicação de BESS no Sistema
 - Moss Landing Energy Storage, USA, 300MW/1,200MWh 2020; add 100MW/400MWh 2021; add 350MW/1,400MWh (ongoing)
 - The Dalian Flow Battery Energy Storage, China, 100 MW/400 MWh (second stage 200MW/800MWh)
 - Stability Pathfinder Phase 2, UK, BESS+Synchronous Condensers
 - Capenhurst, UK, 100MW/107MWh
 - Netzbooster (Grid Booster), Alemanha, 250 MW / 250 MWh , previsão 1.3 GW
 - Victorian Big Battery, Australia, 300 MW /450 MWh ampliação 600 MW
 - Hornsdale Power Reserve, Australia, 150MW/293.5MWh
 - Los Andes BESS, Chile, 20MW/5MWh
 - ISA CTEEP, Brasil, 30 MW/60 MWh



Formulação de Problemas

- Para um dado cenário de operação, encontrar uma configuração de BESS (localização, capacidade MW/MWh) capaz de:
 - Aliviar congestionamentos da rede ou;
 - Permitir o adiamento do investimento em linhas de transmissão ou;
 - Aumentar a capacidade instalada de geração solar e eólica.
- O BESS tem a função de aumentar virtualmente a capacidade do sistema de transmissão, aproveitando as variações não coincidentes da geração renovável e da carga
- Este conceito tem sido referido como **Linha de Transmissão Virtual**.

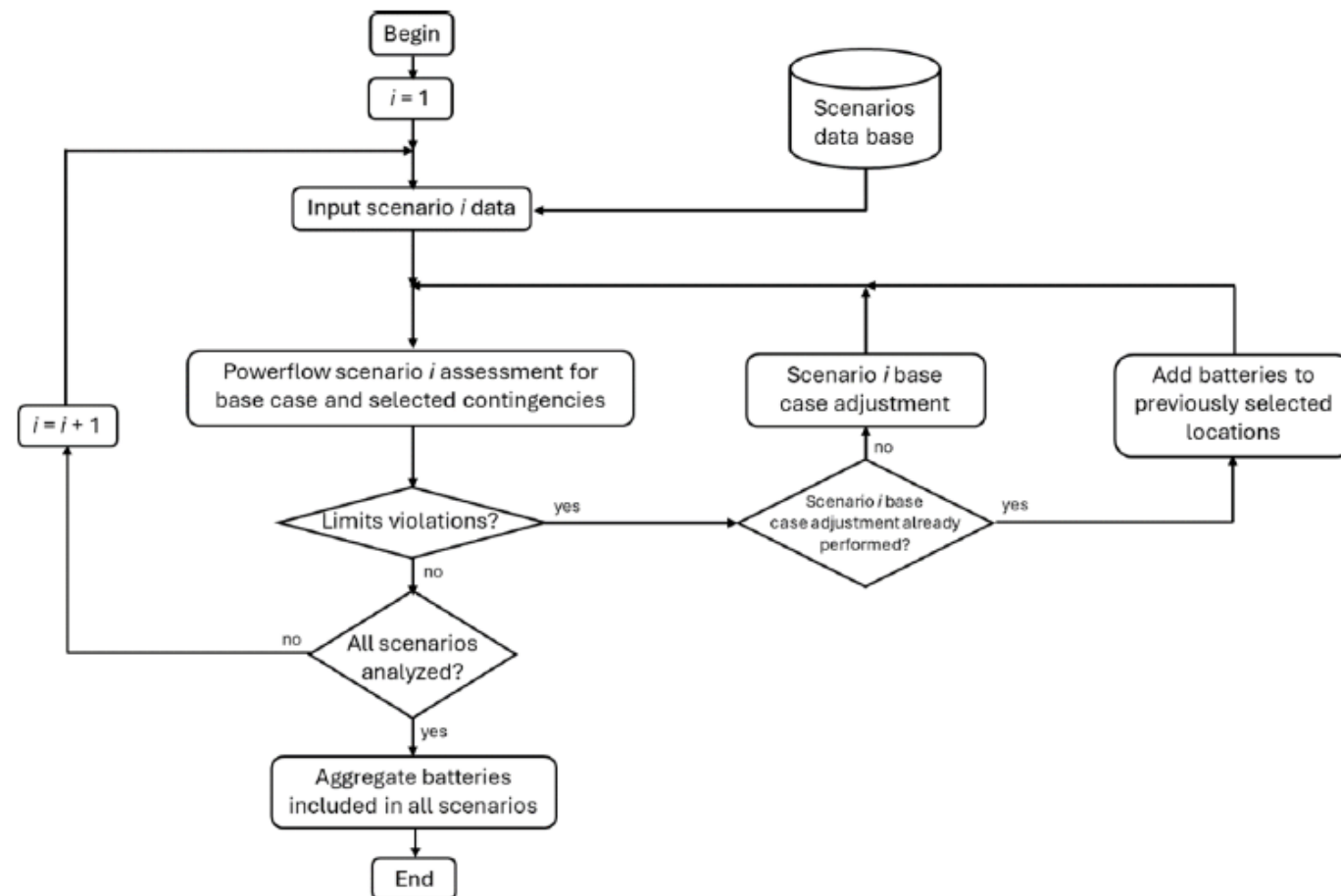


Exemplo ilustrativo da utilização de baterias para aumentar a capacidade do sistema de transmissão utilizando o conceito de Linha de Transmissão Virtual

Source: IRENA (2020), Virtual Power Lines, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

Metodologia de solução

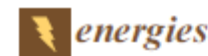
- Heurística – Utiliza uma ferramenta de análise de redes (Fluxo de Potência), associada à experiência dos analistas, para em um processo de tentativa-e-erro alcançar soluções satisfatórias (configuração de BESS), em operação normal ou contingências, para cada um dos problemas
- Modelos:
 - BESS: Representada por **injeção negativa/positiva de potência ativa (MW)**, para representar a carga/descarga das baterias, e **capacidade de armazenamento (MWh)** para definir o tempo máximo de descarga; fator de potência unitário
 - Rede Elétrica: Modelos de **regime permanente** de acordo com os **bancos de dados da EPE e do ONS**
- Em paralelo, está sendo desenvolvida uma metodologia baseada em Metaheurísticas (Algoritmos Genéticos) em tese de doutorado do aluno Dany Huanca participante do projeto



Fluxograma da metodologia aplicado ao caso do objetivo ser aumentar a capacidade de inserção de geração solar e eólica

Artigo técnico

- Submetido publicado no periódico Energies (MDPI):
 - Case Studies of Battery Energy Storage System Applications in the Brazilian Transmission System
- Análises Realizadas:
 - Escoamento de UFVs em Jaíba (MG)
 - Congestionamento na LT Jaguara – Estreito (MG)
 - Verificação de Soluções via BESS



Article

Case Studies of Battery Energy Storage System Applications in the Brazilian Transmission System

Djalma M. Falcão ¹, Sun Tao ², Glaucio N. Taranto ¹, Thiago J. Masseran A. Paiva ¹, Murilo E. C. Bento ^{1,4}, Dany H. Huanca ¹, Hugo Muzitano ¹, Paulo Esmeraldo ², Pedro Lima ², Lillian Monteath ³ and Roberto Brandão ³*

- ¹ Department of Electrical Engineering, Federal University of Rio de Janeiro, COPPE, Rio de Janeiro 21941-901, Brazil; djfalcao@coppe.ufrj.br (D.M.F.); glaucio@coppe.ufrj.br (G.N.T.); masseran@coppe.ufrj.br (T.J.M.A.P.); danyhuanca@coppe.ufrj.br (D.H.H.); muzitano@coppe.ufrj.br (H.M.); pauloesmeraldo@stategrid.com.br (P.E.); pedrolima@stategrid.com.br (P.L.)
- ² State Grid Brazil Holding (SGBH), Rio de Janeiro 20071-004, Brazil; sun.tao@stategrid.com.br (S.T.); pauloesmeraldo@stategrid.com.br (P.E.); pedrolima@stategrid.com.br (P.L.)
- ³ Electricity Sector Study Group (GESEL/UFRJ), Rio de Janeiro 21941-901, Brazil; lillian.monteath@ufrj.br (L.M.); robertobrandao@ufrj.com (R.B.)
- ⁴ Correspondence: murilobento@pol.ufrj.br

Abstract: This paper presents the preliminary results of studies aiming to use a battery energy storage system (BESS) in the Brazilian transmission system. The main objective of the BESS is to solve congestion problems caused mainly by the large increase in variable renewable generation in certain system areas. The studies were conducted based on actual forecasted system scenarios using a full representation of the electric grid available from the Brazilian system operator data base. In this work, only the steady-state modeling was considered as this may be the first stage in the assessment of a new technology. A qualitative economic comparison of the BESS application with other possible solutions to the congestion problems is also included.

Keywords: Brazilian transmission systems; battery energy storage systems; variable renewable generation



Citation: Falcão, D.M.; Tao, S.; Taranto, G.N.; Paiva, T.J.M.A.; Paiva, T.J.; Huanca, D.H.; Muzitano, H.; Esmeraldo, P.; Lima, P.; Monteath, L.; et al. Case Studies of Battery Energy Storage System Applications in the Brazilian Transmission System. *Energies* **2024**, *17*, 5678. <https://doi.org/10.3390/en17225678>

Received: 30 August 2024
 Revised: 18 October 2024
 Accepted: 5 November 2024
 Published: 13 November 2024



Copyright: © 2024 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

1. Introduction

The energy transition presently being implemented in different degrees around the world has added a fundamental role for the electric power system as most of this process relies on the electrification of all economic sectors. One may forecast that demand for electricity will rise two to three times to cope with the transition from an intensive use of fossil fuels to electricity-driven transportation, industry services, among others. Most of the electricity will come from variable renewable energy (VRE) sources, mainly wind and solar photovoltaic (PV), with its well-known intermittence and difficult predictability [1–3].

An electric power system with a high utilization of VRE presents more complex controllability issues than the ones with conventional power sources [4]. The problems arise from the variable power output of wind and solar photovoltaic plants, including sudden variations caused by weather phenomena, and the reduced synchronized rotational inertia introduced by inverter-based generators (IBGs), which may cause difficulties in following the load curve, in controlling frequency and voltage, and keeping the system stable [5]. To deal with this unpredictable behavior of the variable renewable sources, the power system needs to increase its flexibility to adjust to unexpected situations. New technologies have been proposed to raise the power system flexibility level, like energy storage [6], demand response programs [7], among others [8].

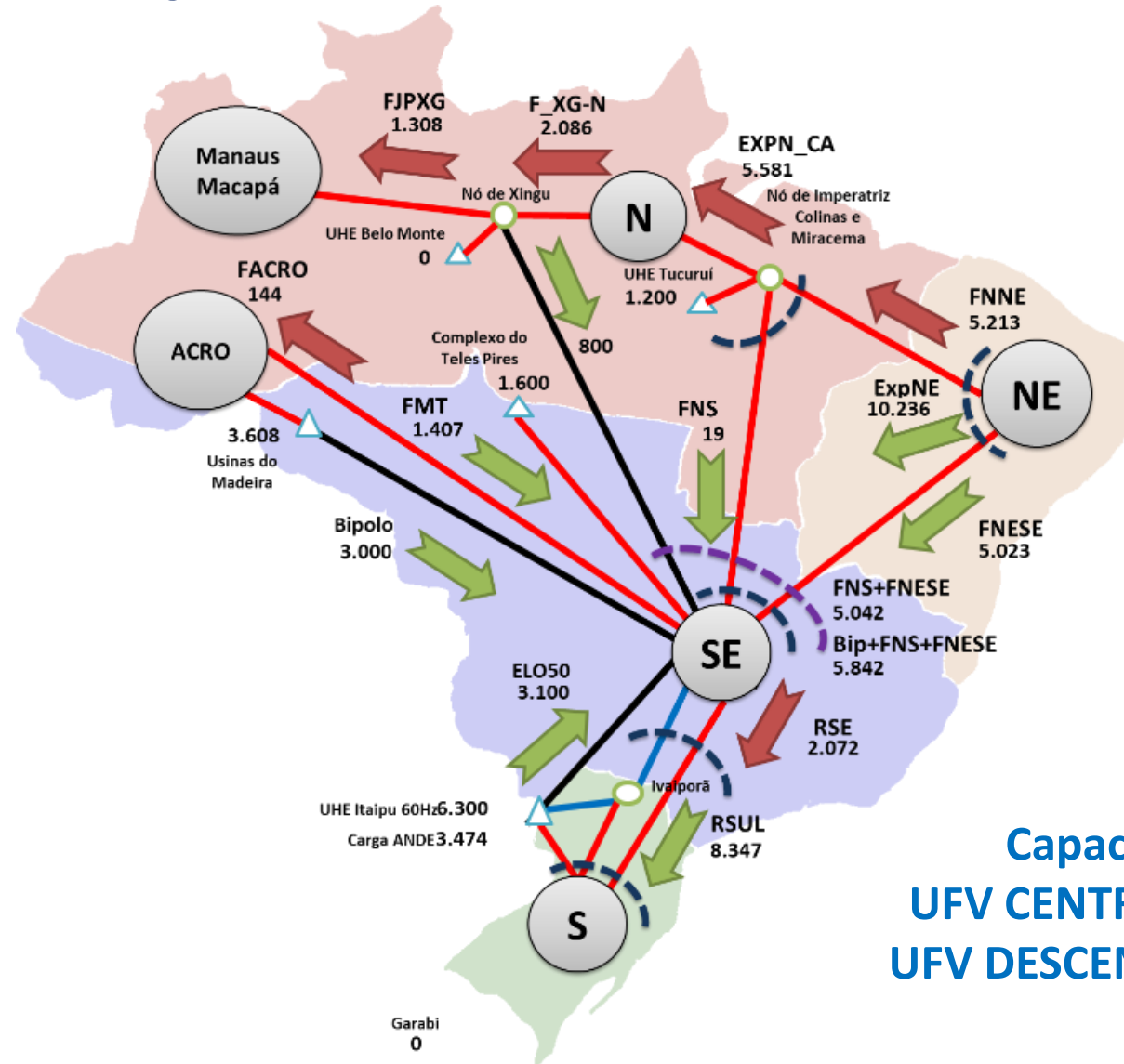
Several energy storage technologies have been proposed for large scale application in power systems [9]. Among those, pumped storage hydropower (PSH) and battery energy storage systems (BESSs) are the ones presently most used [10,11]. PSH has the advantage of using a well-known hydroelectricity generation technology, and it is suitable for long generation periods, but it requires appropriate sites, it is not scalable, and it presents a

Base de Dados: PAR/PEL 24-28

PAR/PEL 24-28: Descrição dos Cenários

Cenário de Inverno
(Norte Seco)

Ano 2027

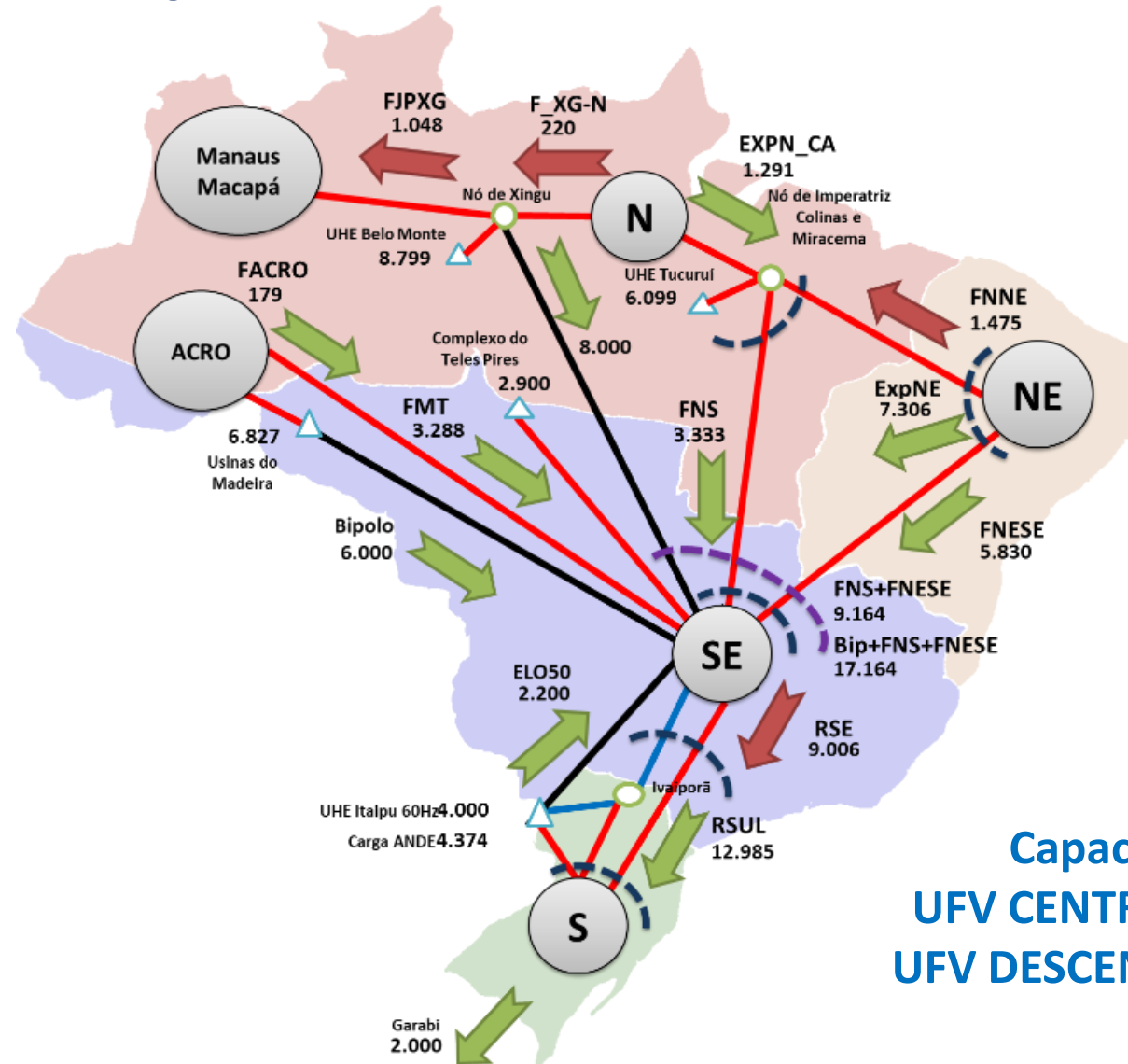


Capacidade
 UFV CENTR: 36,4 GW
 UFV DESCENTR: 35 GW

PAR/PEL 24-28: Descrição dos Cenários

Cenário de Verão
(Norte Úmido)

Anos 2026/2027

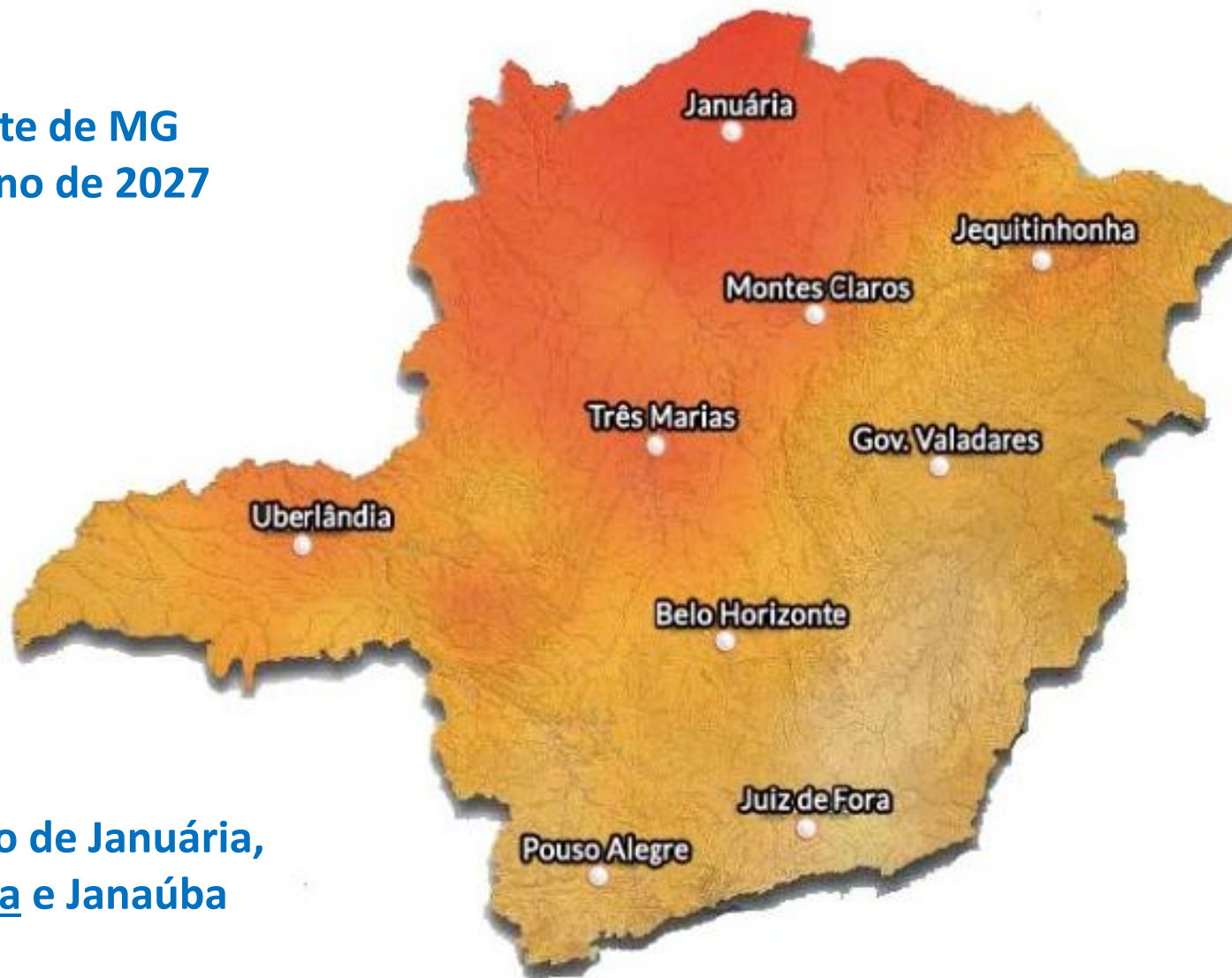


Capacidade
 UFV CENTR: 36,4 GW
 UFV DESCENTR: 35 GW

Região de Jaíba (Norte de Minas Gerais)

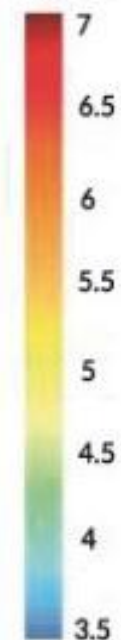
PAR/PEL 24-28: Estudos de Casos

Norte de MG
Inverno de 2027



Sem Obras dos Leilões
22, 23, 24

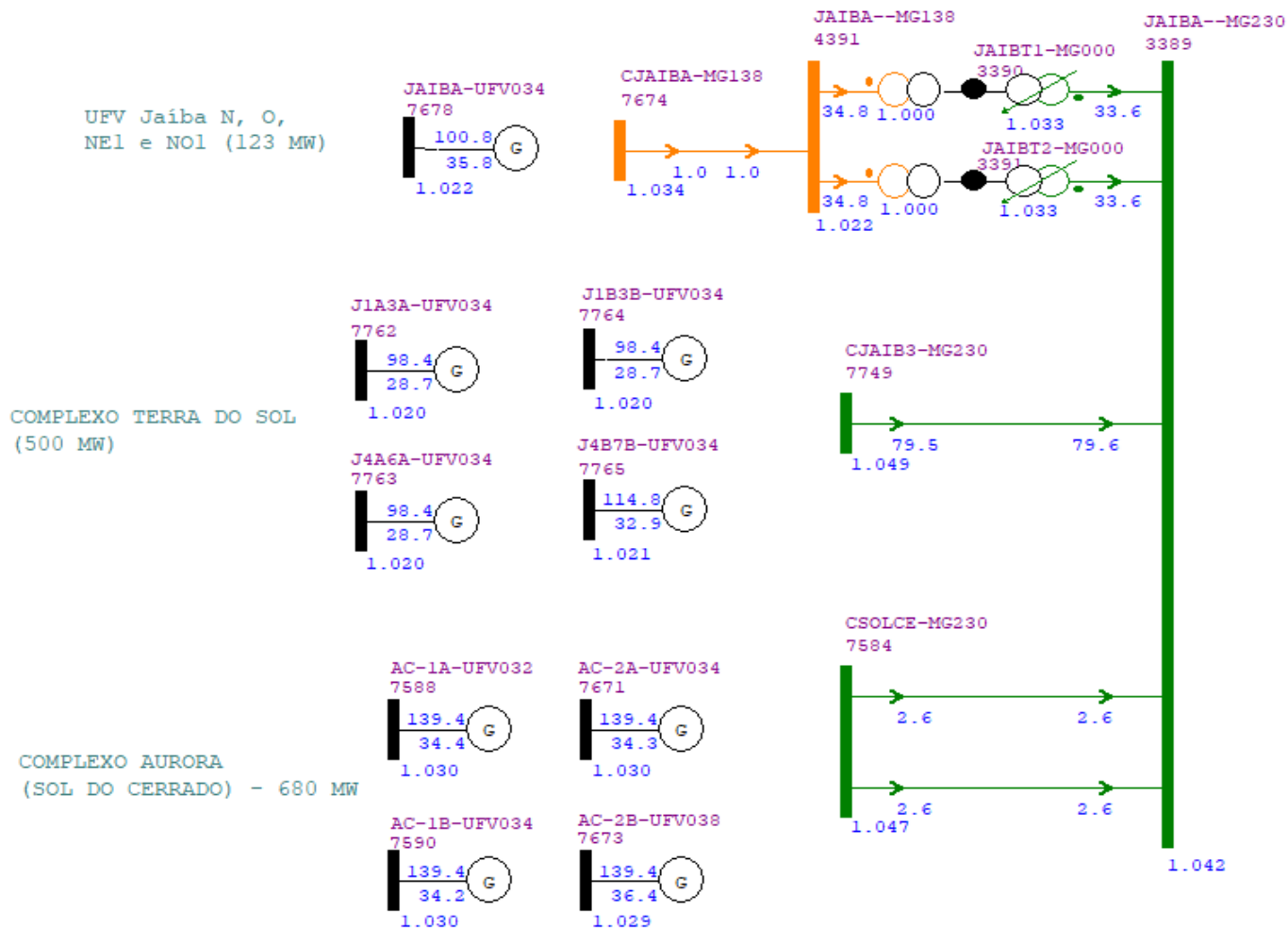
kWh/m²/d



UFVs (MG)
Centralizadas:
11,1 GW
Descentralizadas:
4,5 GW

Região de Januária,
Jaíba e Janaúba

PAR/PEL 24-28: Estudos de Casos

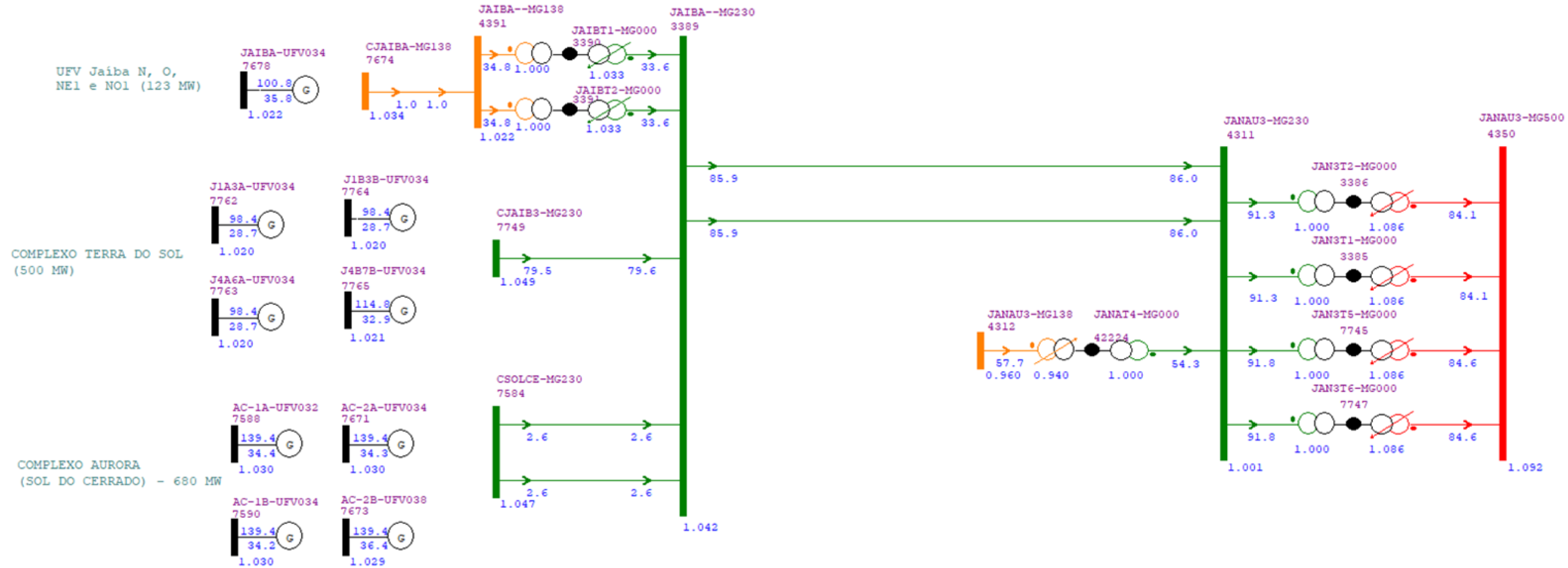


Setor de 138 kV:
 Cap. Inst.: 123,0 MW
 Despacho: 100,8 MW

Setor de 230 kV:
 Cap. Inst.: 1.180 MW
 Despacho: 967,6 MW

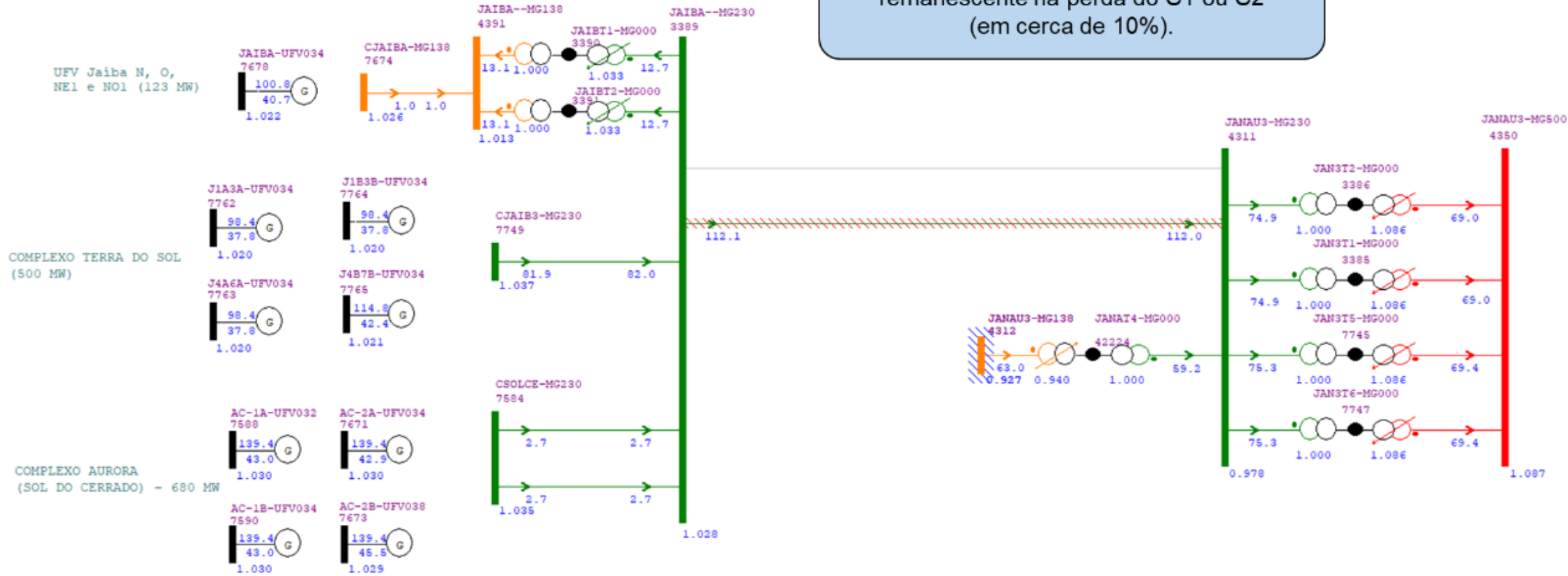
Total:
 Cap. Inst.: ~ 1,3 GW
 Despacho: ~ 1,1 GW

PAR/PEL 24-28: Estudos de Casos

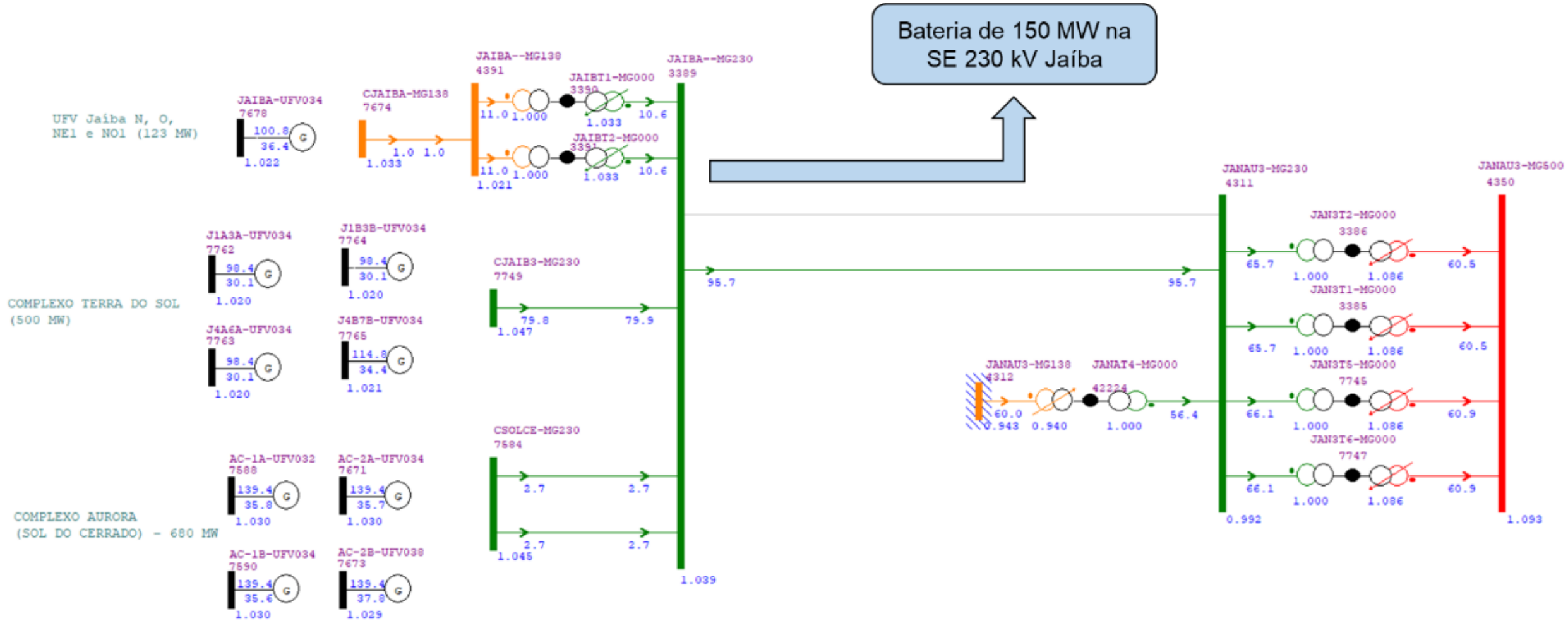


PAR/PEL 24-28: Estudos de Casos

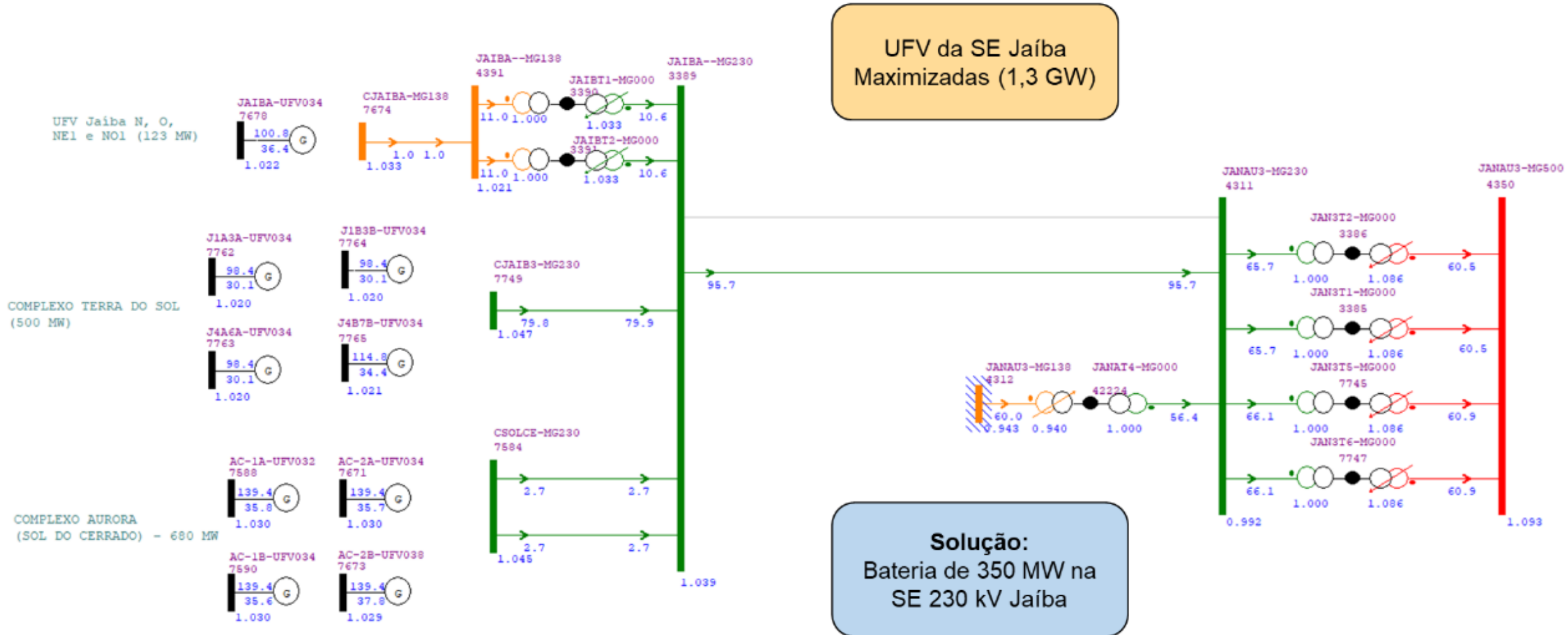
Sobrecarga na LT 230 kV Jaíba – Janaúba 3 remanescente na perda do C1 ou C2 (em cerca de 10%).



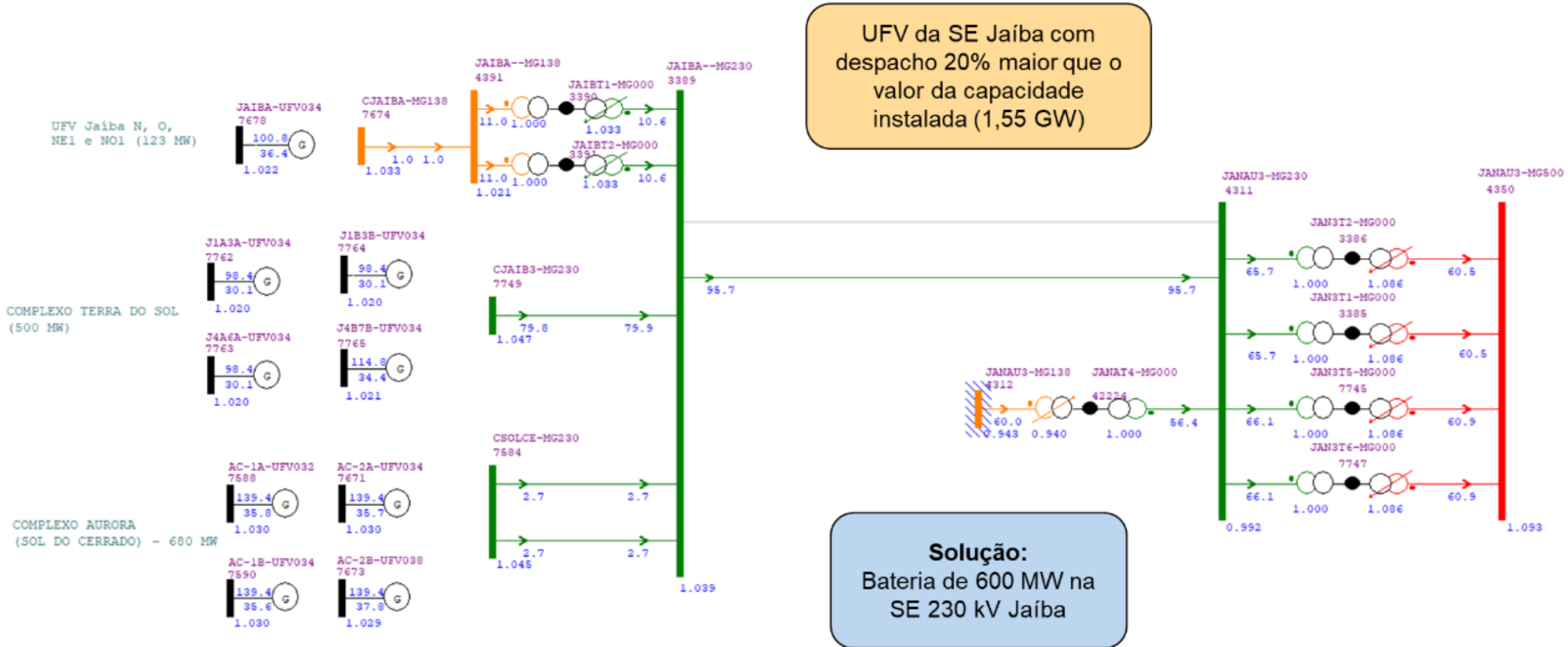
PAR/PEL 24-28: Estudos de Casos



PAR/PEL 24-28: Estudos de Casos



PAR/PEL 24-28: Estudos de Casos



PAR/PEL 24-28: Estudos de Casos

Necessidade de uma bateria de 350 MW para viabilizar o despacho das UFVs em 100% de sua capacidade nominal (o que não ocorre na prática).

UFV no Caso Inicial: 1,1 GW
UFV no Caso Final: 1,5 GW

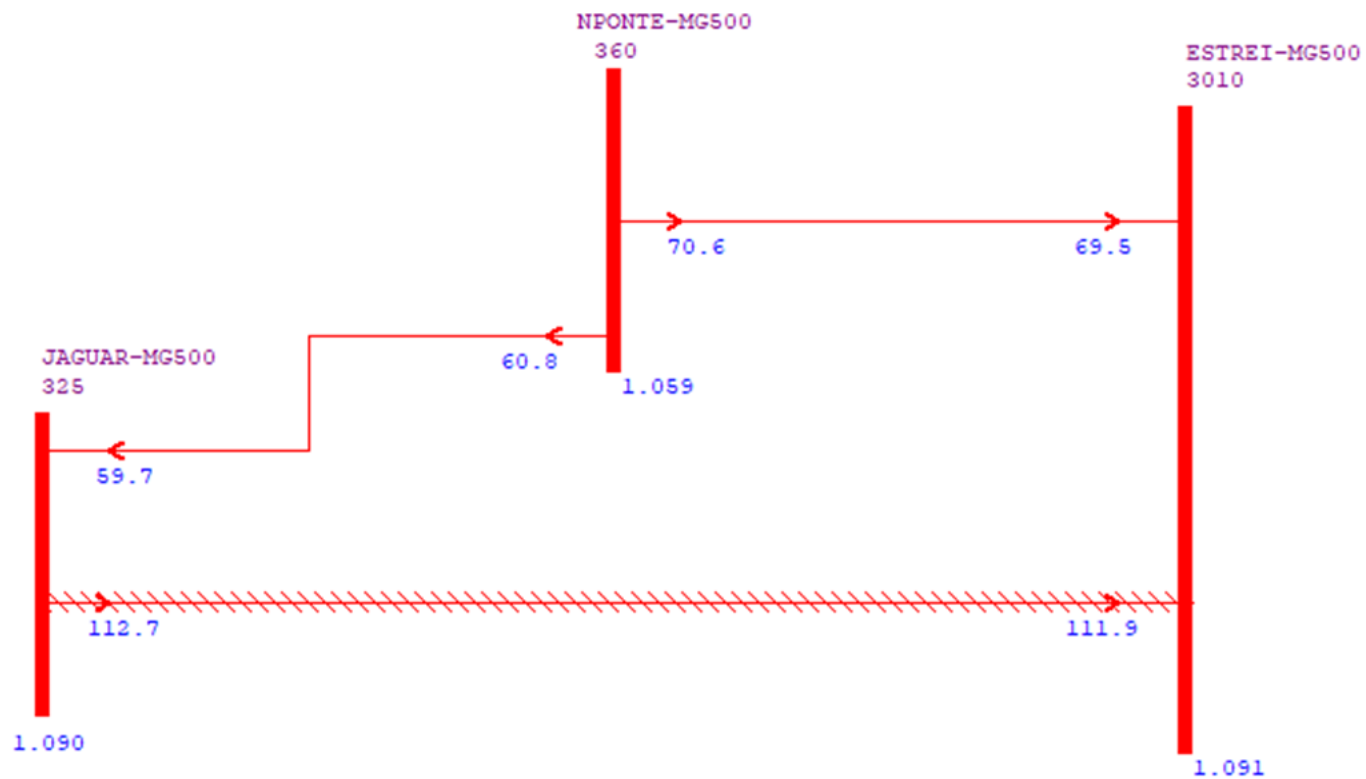
Diferença: + 400 MW

Necessidade de uma bateria de 600 MW para aumentar a capacidade instalada de UFVs em 20%, o que seria correspondente a viabilizar a operação da UFV Aurora 35 a 45 (390 MW).

LT 500kV Jaguara – Estreito (Impacto das UFVs e Intercâmbio)

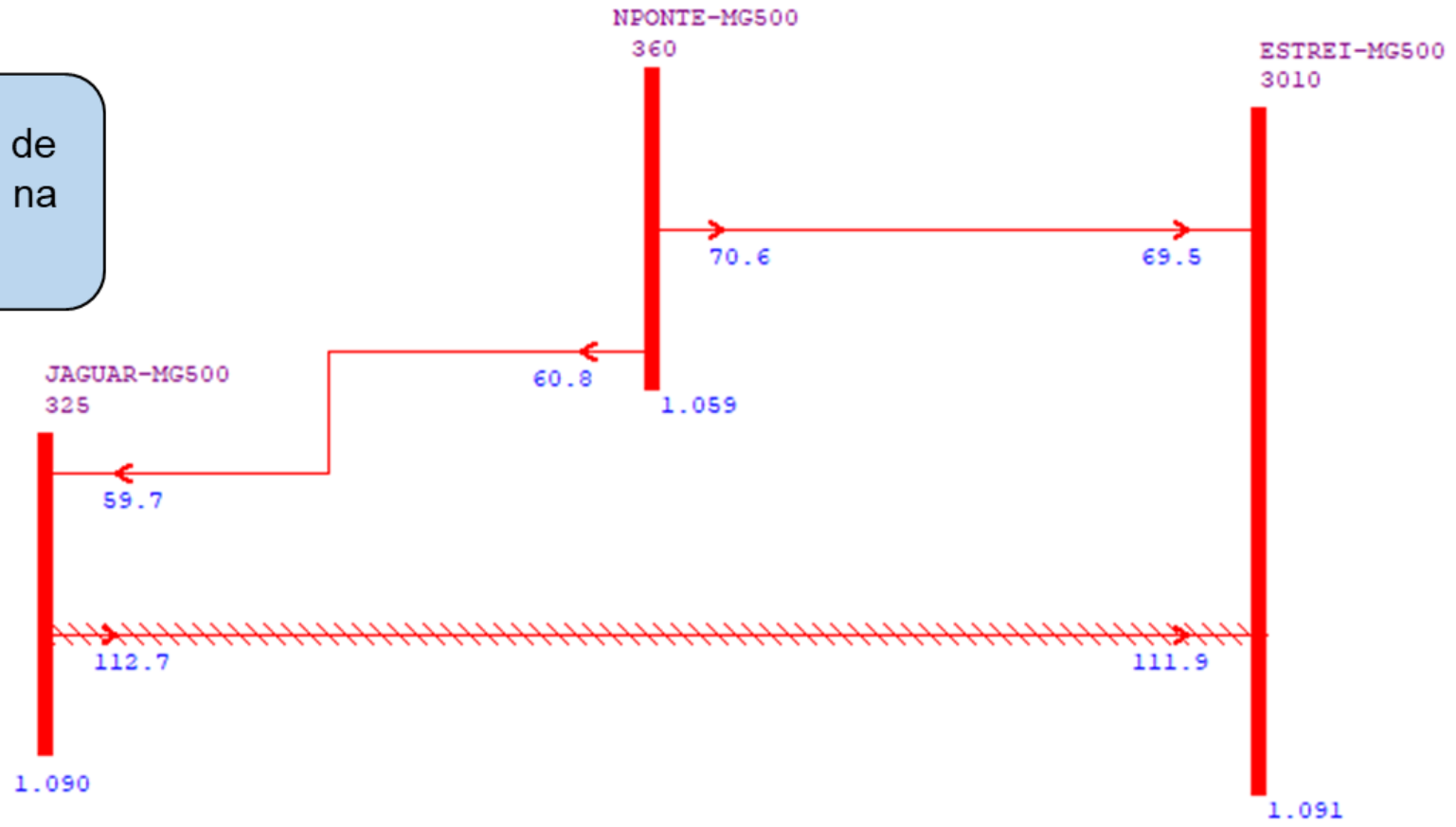
PAR/PEL 24-28: Estudos de Casos

Impacto das UFV + Intercâmbio Norte - Sul



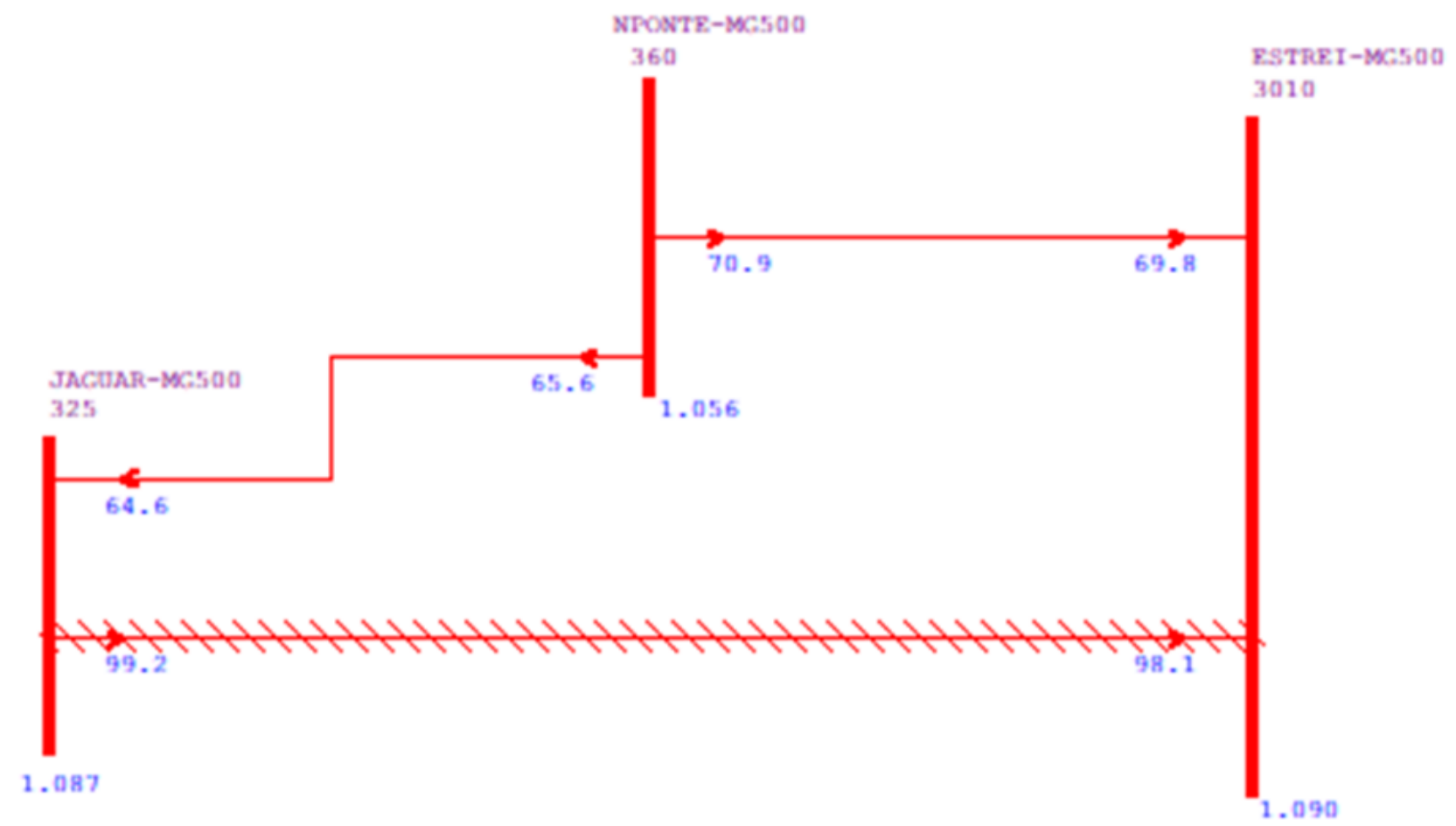
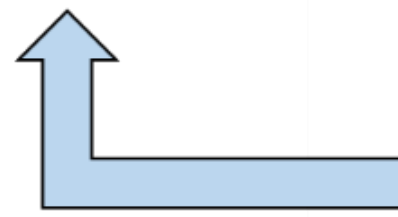
PAR/PEL 24-28: Estudos de Casos

Sobrecarga em condição normal de operação (N-0) de cerca de 10% na LT 500kV Jaguará – Estreito



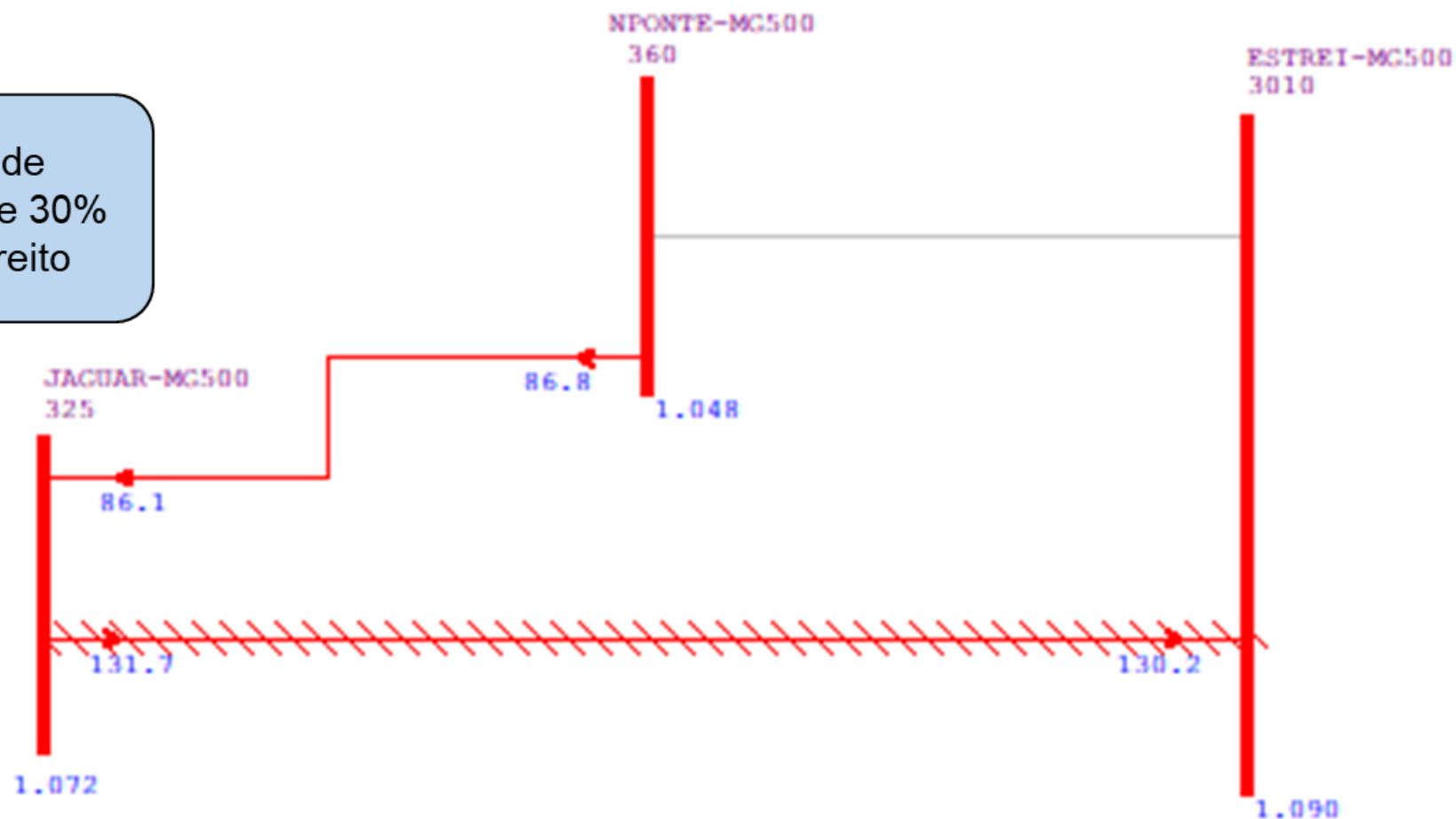
PAR/PEL 24-28: Estudos de Casos

Solução:
Bateria de 750 MW na SE 500 kV Jaguará



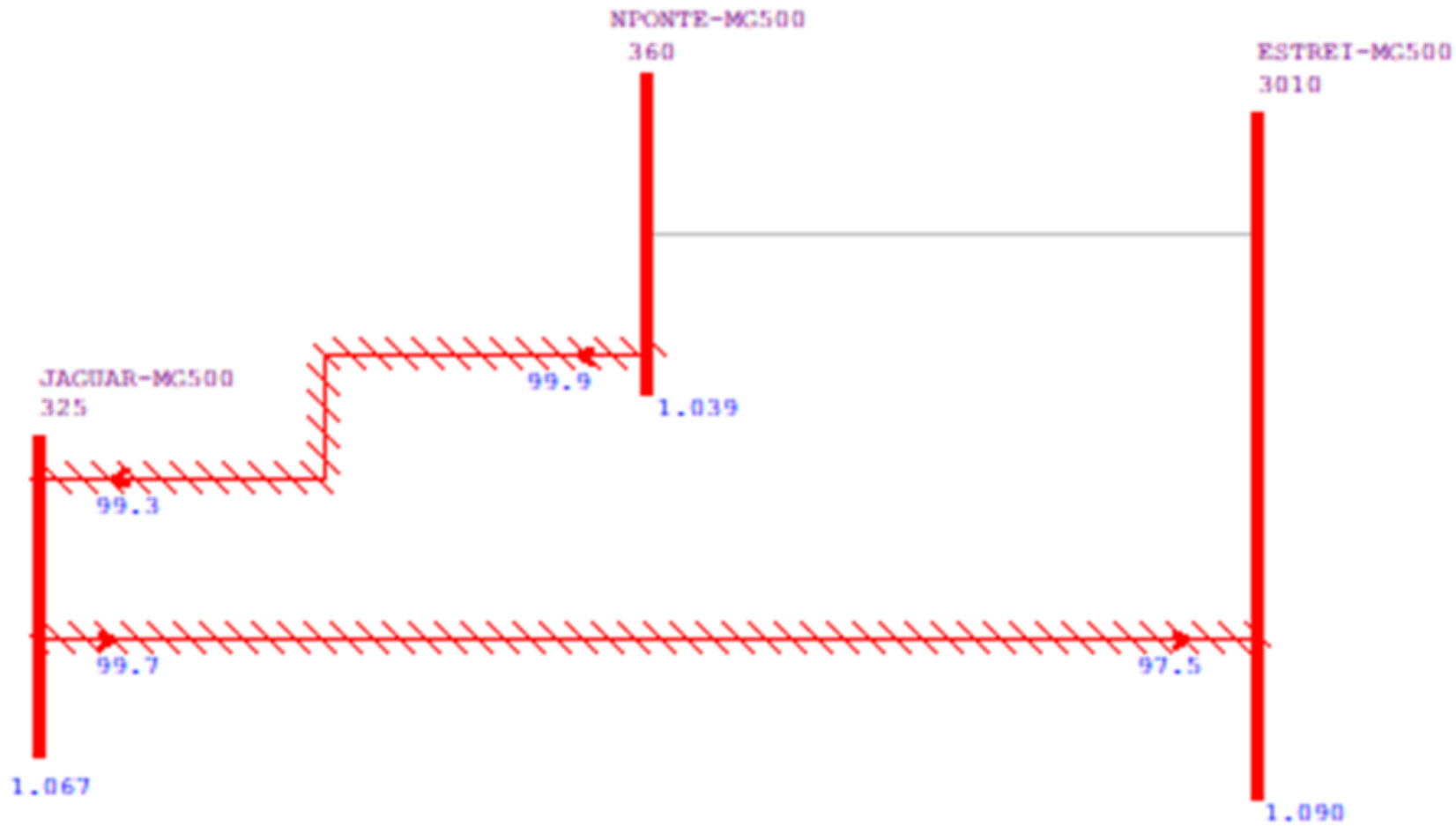
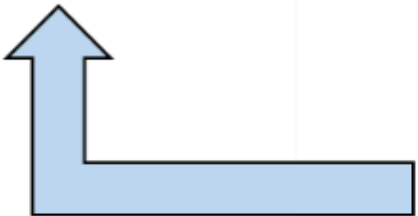
PAR/PEL 24-28: Estudos de Casos

Sobrecarga em situações de contingência (N-1) de cerca de 30% na LT 500kV Jaguará – Estreito



PAR/PEL 24-28: Estudos de Casos

Solução:
Bateria de 2,0 GW na SE 500 kV Jaguará



PAR/PEL 24-28: Estudos de Casos (Inverno 2027)

Tabela 7 – Caso base com sobrecarga no Inverno.

Informação	Unidade
BESS	0 MW
Xingu – Estreito	400 MW
Fluxo do Norte para Sul (FNS)	19 MW
Fluxo do Nordeste para Sudeste (FNESE)	5.022 MW
Xingu-Estreito + FNS + FNESE	5.441 MW
Usinas Fotovoltaicas em MG (UFV)	11.118 MW
UFV de Minas Gerais em percentual	82%
Sobrecarga em operação normal	113,6%
Sobrecarga em condição de contingência	131,9%

Tabela 8 – Solução considerando apenas BESS.

Informação	Unidade
BESS	2.000 MW
Xingu – Estreito	400 MW
Fluxo do Norte para Sul (FNS)	19 MW
Fluxo do Nordeste para Sudeste (FNESE)	5 MW
Xingu-Estreito + FNS + FNESE	5.037 MW
Usinas Fotovoltaicas em MG (UFV)	5.442 MW
UFV de Minas Gerais em percentual (%)	82%
Sobrecarga em operação normal (%)	75,9%
Sobrecarga em condição de contingência (%)	99,9%

Tabela 13 – Solução considerando UFV.

Informação	Unidade
BESS	0 MW
Xingu – Estreito	400 MW
Fluxo do Norte para Sul (FNS)	-272 MW
Fluxo do Nordeste para Sudeste (FNESE)	5.462 MW
Xingu-Estreito + FNS + FNESE	5.590 MW
Usinas Fotovoltaicas em MG (UFV)	5,757 MW
UFV de Minas Gerais em percentual	42%
Sobrecarga em operação normal	83,3%
Sobrecarga em condição de contingência	97,4%

Tabela 12 – Solução considerando Bipolo.

Informação	Unidade
BESS	0 MW
Xingu – Estreito	2.400 MW
Fluxo do Norte para Sul (FNS)	-1.389 MW
Fluxo do Nordeste para Sudeste (FNESE)	4.211 MW
Xingu-Estreito + FNS + FNESE	5.222 MW
Usinas Fotovoltaicas em MG (UFV)	11.118 MW
UFV de Minas Gerais em percentual	82%
Sobrecarga em operação normal	84,5%
Sobrecarga em condição de contingência	99,3%

Tabela 14 – Solução considerando o Intercâmbio NNE.

Informação	Unidade
BESS	0 MW
Xingu – Estreito	400 MW
Fluxo do Norte para Sul (FNS)	-1.630 MW
Fluxo do Nordeste para Sudeste (FNESE)	756 MW
Xingu-Estreito + FNS + FNESE	-474 MW
Usinas Fotovoltaicas em MG (UFV)	11.118 MW
UFV de Minas Gerais em percentual	82%
Sobrecarga em operação normal	84,1%
Sobrecarga em condição de contingência	97,6%

Tabela 15 – Solução considerando o novo circuito C2.

Informação	Unidade
BESS	0 MW
Xingu – Estreito	400 MW
Fluxo do Norte para Sul (FNS)	404 MW
Fluxo do Nordeste para Sudeste (FNESE)	5.323 MW
Xingu-Estreito + FNS + FNESE	6.127 MW
Usinas Fotovoltaicas em MG (UFV)	11.118 MW
UFV de Minas Gerais em percentual	82%
Sobrecarga em operação normal	70,7%
Sobrecarga em condição de contingência	98,2%

PAR/PEL 24-28: Estudos de Casos (Verão 2026/2027)

Tabela 19 – Caso base com sobrecarga no Verão.

Informação	Unidade
BESS	0 MW
Xingu – Estreito	4.000 MW
Fluxo do Norte para Sul (FNS)	3.333 MW
Fluxo do Nordeste para Sudeste (FNESE)	5.830 MW
Xingu-Estreito + FNS + FNESE	13.163 MW
Usinas Fotovoltaicas em MG (UFV)	6.723 MW
UFV de Minas Gerais em percentual	50%
Sobrecarga em operação normal	93,3%
Sobrecarga em condição de contingência	113,%

Tabela 20 – Solução considerando BESS.

Informação	Unidade
BESS	1.000 MW
Xingu – Estreito	4.000 MW
Fluxo do Norte para Sul (FNS)	3.330 MW
Fluxo do Nordeste para Sudeste (FNESE)	5.835 MW
Xingu-Estreito + FNS + FNESE	13.165 MW
Usinas Fotovoltaicas em MG (UFV)	6.723 MW
UFV de Minas Gerais em percentual	50%
Sobrecarga em operação normal	75,8%
Sobrecarga em condição de contingência	99,5%

Tabela 21 – Solução considerando fotovoltaicas.

Informação	Unidade
BESS	0 MW
Xingu – Estreito	4.000 MW
Fluxo do Norte para Sul (FNS)	3.241 MW
Fluxo do Nordeste para Sudeste (FNESE)	6.012 MW
Xingu-Estreito + FNS + FNESE	13.253 MW
Usinas Fotovoltaicas em MG (UFV)	4.293 MW
UFV de Minas Gerais em percentual	32%
Sobrecarga em operação normal	80,2%
Sobrecarga em condição de contingência	99,7%

Tabela 22 – Solução considerando o intercâmbio.

Informação	Unidade
BESS	0 MW
Xingu – Estreito	4.000 MW
Fluxo do Norte para Sul (FNS)	2.605 MW
Fluxo do Nordeste para Sudeste (FNESE)	4.197 MW
Xingu-Estreito + FNS + FNESE	10.802 MW
Usinas Fotovoltaicas em MG (UFV)	6.723 MW
UFV de Minas Gerais em percentual	50%
Sobrecarga em operação normal	79,4%
Sobrecarga em condição de contingência	98,3%

Tabela 23 – Solução considerando a duplicação de um novo circuito C2.

Informação	Unidade
BESS	0 MW
Xingu – Estreito	4.000 MW
Fluxo do Norte para Sul (FNS)	3.334 MW
Fluxo do Nordeste para Sudeste (FNESE)	5.830 MW
Xingu-Estreito + FNS + FNESE	13.164 MW
Usinas Fotovoltaicas em MG (UFV)	6.723 MW
UFV de Minas Gerais em percentual	50%
Sobrecarga em operação normal	55,8%
Sobrecarga em condição de contingência	77,7%

*** Não tem solução pelo despacho do bipolo**

PAR/PEL 24-28: Estudos de Casos

Resumo das Análises de Aplicações de BESS na Transmissão Considerando as Simulações de Regime Permanente

Alívio do **Congestionamento** do Sistema de Transmissão

Postergação de Novas Obras do Sistema de Transmissão

Aumento da Capacidade de **Escoamento** de Geração Variável

Comparação Econômica (Artigo)

Restrição na Geração x Reforço Estrutural (LT) x BESS

Foi realizada uma **análise simplificada**, onde o **custo do BESS** foi consideravelmente **maior que outras soluções**.

Entretanto, a análise econômica do **BESS** deveria ser realizada considerando suas múltiplas funções.

Estudos Dinâmicos (BESS – Modelagem e Análises)

**Glauco Taranto, Djalma Falcão, Thiago Masseran,
Murilo Bento e Dany Huanca**

PD 10307-0222/2023

Pesquisa de aplicação de sistemas de armazenamento de energia de baterias (BESS) no sistema de transmissão.

PD-10307-0222/2023
**Aplicação de Sistemas de Armazenamento de Energia
em Baterias (BESS) no Sistema de Transmissão**

Bloco 1
**Aplicações de BESS no Sistema
Interligado Nacional**

Atividades 1.4 e 1.5
(Relatório Final)

Preparado por:

Glauco Taranto
Djalma Falcão
Thiago Masseran
Murilo Bento
Dany Huanca

Setembro de 2024

Atividades Realizadas

As atividades dos **estudos dinâmicos** foram realizadas no período novembro/2023 a setembro/2024. Nesse período foram realizadas as seguintes atividades:

1. Proposta de utilização do **modelo genérico WECC** para baterias;
2. Implementação do modelo no Anatem **via CDU** (controlador definido pelo usuário);
3. Testes do modelo em um sistema **benchmark**;
4. Testes do modelo no Sistema Interligado Nacional (SIN);
5. Avaliação do modo de **controle de frequência** do BESS no SIN;
6. Avaliação dos modos de **controle de tensão** e de **potência reativa** do BESS;
7. Avaliação do uso do BESS no sistema **HVDC Multi-Infeed** do Sudeste;
8. Avaliação do uso do BESS para mitigar instabilidades provenientes de desligamento de linhas de transmissão **em cascata**;
9. Avaliação do uso do BESS para minimizar os efeitos da alta geração fotovoltaica **na demanda diária da carga** do estado de Minas Gerais.

Artigo Técnico

Aplicação do BESS em sistemas híbridos CA/CC

Value Stacking BESS Grid Services in Hybrid AC/DC Bulk Power Systems

Glauco N. Taranto, Sun Tao, Djalma M. Falcão, Thiago Masseran, Murilo E. C. Bento, Dany Huanca, Hugo Muzitano, Carlos E. V. Pontes, Pedro Lima, Lillian Monteath, Roberto Brandão

Abstract—This paper presents case studies that highlight the grid service stacking benefits of battery energy storage systems in the electromechanical dynamics of hybrid AC/DC bulk power systems. The paper proposes a tailored methodology to assess the dynamic performance of the Brazilian Interconnected Power System as affected by battery storage in contingencies that either require mainly reactive power support or active power support. The Brazilian system is characterized as a meshed hybrid AC/DC system, having some HVDC links that are embedded in the AC system, and some that are radially connected to large hydroelectric power plants. The HVDC links form a multi-infeed topology that feeds the largest load region of the country. Due to the high ratings, all HVDC links are based on the line-commutated converter technology, which are susceptible to commutation failure for nearby short-circuit faults. Computer simulation results show a comparison of the performance of battery storage systems versus synchronous compensators for high-impact contingencies in the HVDC and HVAC networks.

Keywords—BESS, Commutation Failure, Bipole blocking, HVDC Transmission, LCC Technology, Transient Stability, Bulk Transmission System.

I. INTRODUCTION

THE interconnections of generation, transmission and distribution systems provide great benefits for the successful operation of power systems [1]. The main benefit is the guarantee of meeting demand regardless of where the electrical power is generated. Typically, hydroelectric, wind and photovoltaic generation sources depend on the promising potential of primary generation sources that may be far from the load centers. However, transmission systems provide this

interconnection between generation centers far from the load centers [2].

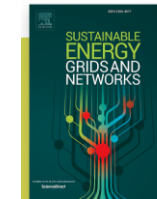
The search for new sources of clean electricity generation and the increase in demand have led to the expansion of wind and photovoltaic generation sources around the world [3]-[5]. However, these generation sources present challenges for the continuous and stable operation of power systems. One of these challenges currently debated by the scientific community is to prevent the intermittency of power generation from wind and photovoltaic generation sources from negatively affecting the operation of the system. Various strategies and tools have been proposed in the literature to address this type of challenge [6]-[8].

The fast-paced increase of solar photovoltaic and wind generation in Bulk Power Systems (BPS) requires some sort of energy storage to avoid generation curtailment, in periods supply overcomes demand, and load rejection when demand overcomes supply. Due to cost decrease and higher reliability, Battery Energy Storage System (BESS) is becoming an affordable and reliable solution to the energy balance uncertainty, at least for a few hours of the day [9].

Despite being a possible solution to the short-term energy balance management [10]-[11], BESS has other electrical functions that stack its value and enhance the operation flexibility of BPS. For instance, BESS can also support frequency and voltage regulation [12]-[13], mitigate contingencies impact [14], and, if coordinated with other BESS, mimic a virtual transmission line [15].

This paper presents case studies that highlight the grid service stacking benefits of BESS in the electromechanical dynamics of hybrid AC/DC BPS. The paper proposes a tailored methodology to assess the dynamic performance of the Brazilian Interconnected Power System (BIPS) as affected by battery storage, particularly for contingencies that highly affect the high-capacity HVDC links. The BIPS is characterized as a meshed hybrid AC/DC system, having some HVDC links that are embedded in the AC system, and some that are radially connected to very large hydroelectric power plants. The HVDC links form a multi-infeed topology that feeds the largest load region of the country. Due to the high ratings, all HVDC links presently in service use the Line-Commutated Converter (LCC) technology, which are not Commutation Failure (CF) proof. The paper shows comparison results of battery systems versus Synchronous Compensators (SC) for contingencies that impair the transfer

Artigo submetido para o
Journal Sustainable Energy,
Grids and Networks.



Sustainable Energy, Grids and Networks



ELSEVIER

... aguardando decisão.

This work was sponsored and supported by State Grid Brazil Holding under the research & development grants ANEEL no. PD-10733-0222/2023. The authors from COPPE/UFRJ also would like to thank the grants from CNPq, FAPERJ, INERGE, and CAPES.

G. N. Taranto (corresponding author), D. M. Falcão, T. Masseran, M. E. C. Bento, D. Huanca and H. Muzitano are with the Federal University of Rio de Janeiro COPPE, Rio de Janeiro, RJ, Brazil (e-mail: glaucotaranto@coppe.ufrj.br; djalmafalcao@coppe.ufrj.br; masseran@coppe.ufrj.br; murilobento@poli.ufrj.br; dahuanca10@gmail.com; muzitanoh@poli.ufrj.br)

L. Monteath and R. Brandão are with GESEL/UFRJ (lillian.m@gesel.ie.ufrj.br; robertobrandao@gmail.com)

S. Tao and P. Lima are with State Grid Brazil Holding (e-mail: suntao@stategrid.com.br; pedrolima@stategrid.com.br)

C. E. V. Pontes is with PowerConsult Ltda. (e-mail: carloseduardo.vizeu@yahoo.com.br)

O artigo foca na aplicação de BESS como suporte ao sistema em contingências envolvendo os bipolos LCC-HVDC

The geo-electric regions have a natural characteristic of different seasonal wet and dry conditions. Since Brazil is still heavily dependent on its hydro power plants, the transmission systems among the regions are very important to optimize the country energy planning. These large regional interties are becoming even more important because solar and wind generation growth are not being evenly distributed among the regions, having larger concentration in the NE region [19].

The HVDC links I and II shown in Figure 1 are the ones radially connected to the hydro power plants, whereas the HVDC links III and IV are the ones embedded in the AC grid.

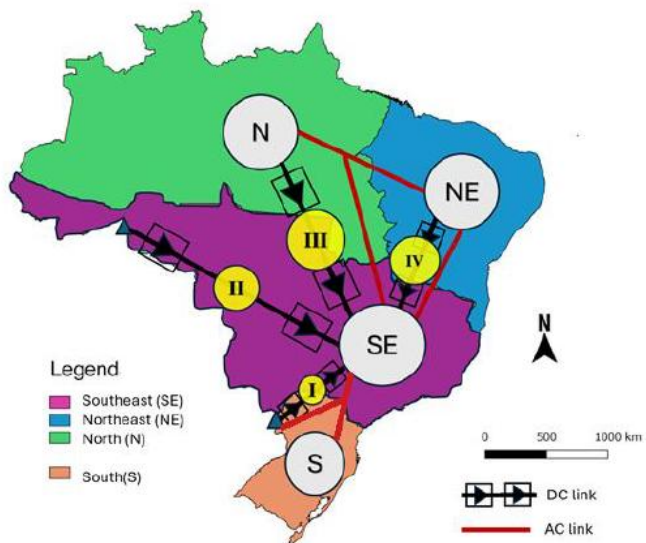


Fig. 1. DC and AC links that connect the four geoelectric regions of the BIPS.

high amount of DC power, due to CF, can push the system to cascading failures that eventually would become a widespread blackout.

In Section IV, we propose a tailored methodology to assess the benefits of utilizing BESS in high-impact contingencies that affect the multiples HVDC bipoles of the BIPS.

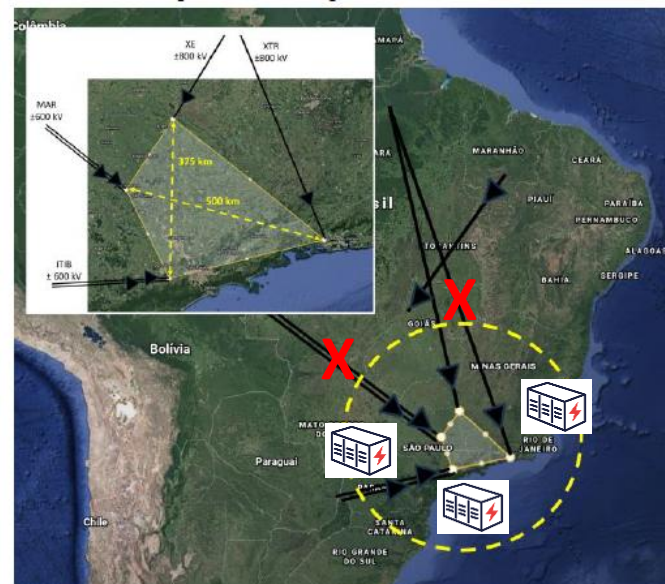


Fig. 2. Multi-infeed HVDC bipoles in the NE region.

III. USING BESS TO MITIGATE PROBLEMS ARISING FROM THE MULTI-INFEED DC LINKS IN THE BIPS

As mentioned before, the BIPS has a characteristic of transferring large blocks of energy among its geo-electrical regions. This transfer is done by LCC-HVDC links that run in

Modelo BESS no ANATEM

Baseado no:



Western Electricity Coordinating Council
Modeling and Validation Work Group

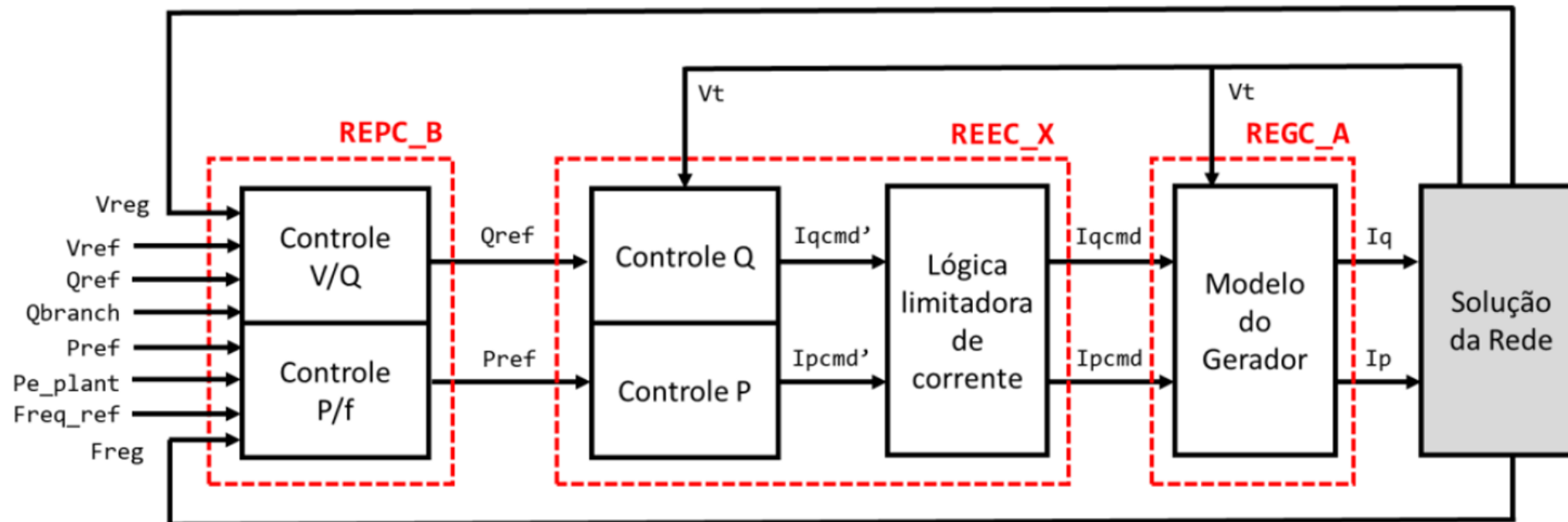
WECC Battery Storage Dynamic Modeling
Guideline

Prepared by WECC Renewable Energy
Modeling Task Force

November 2016

O Modelo foi implementado no ANATEM
via **C**ontrolador **D**efinido pelo **U**suário (CDU).

Baseado nos Modelos Genéricos WECC



REEC_A – planta eólica
 REEC_B – solar fotovoltaica
 REEC_C – BESS

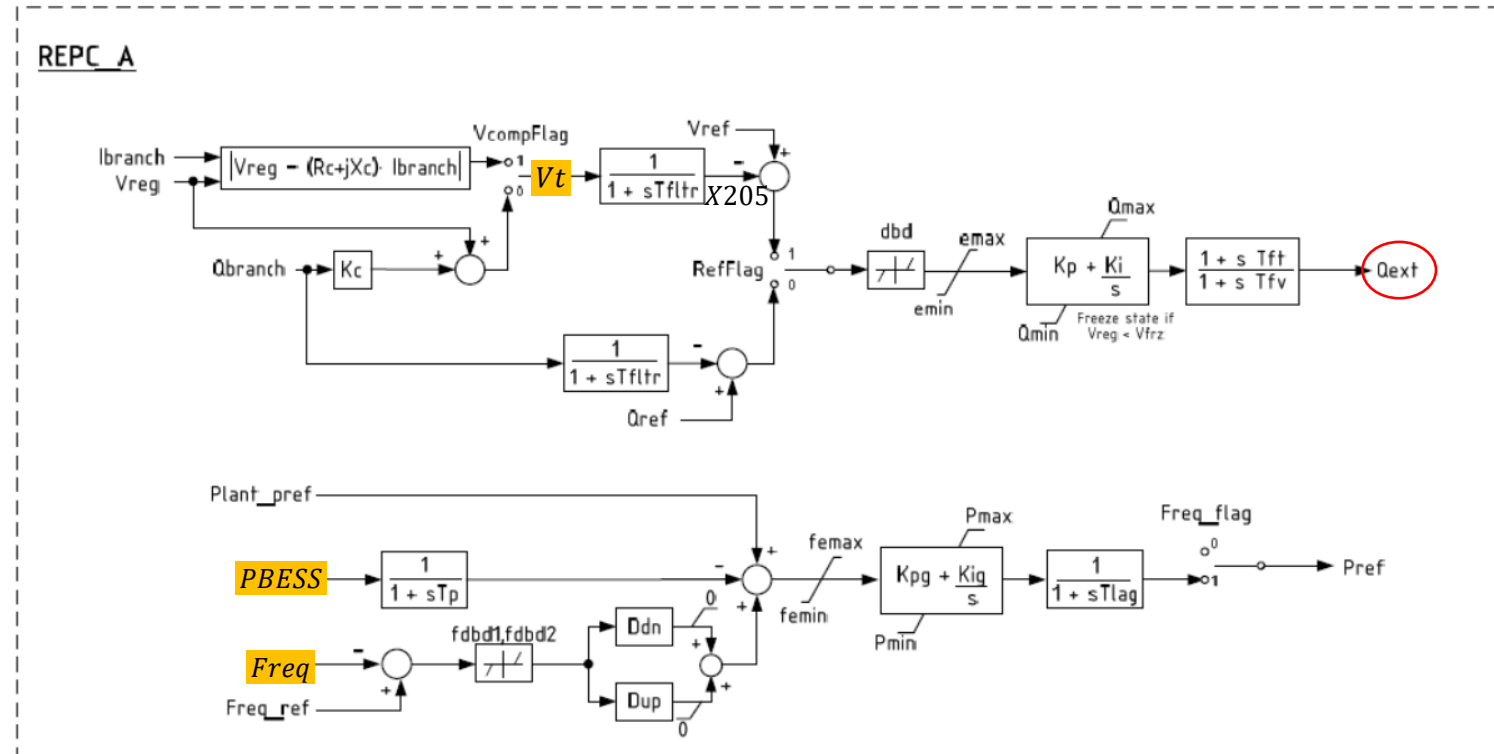
Baseado nos Modelos Genéricos WECC

Plant controller – REPC_A

```

DCDU
(
(
(=====
( Ctr ESS - ENERGY STORAGE SYSTEM
(
(=====
(ncdu) ( nome cdu )
55556 WECC_BESS
(EFPAR (nome) ( valor )
(Data Inputs
DEFPAR #Trv 0.02

(REPC_A
(
(PREF Calculation
DEFPAR #Tp 1.00
DEFPAR #fdbd1 -0.001
DEFPAR #fdbd2 0.001
DEFPAR #Ddn 50.00
DEFPAR #Dup 50.00
DEFPAR #femax 1.00
DEFPAR #femin -1.00
DEFPAR #Pmax 1.00
DEFPAR #Pmin -1.00
DEFPAR #Kig 10
DEFPAR #Kpg 10.0
DEFPAR #Tlag 0.02
(QREF Calculation
DEFPAR #Tfltr 0.02
DEFPAR #dbv1 -0.01
DEFPAR #dbv2 0.01
DEFPAR #emax 0.50
DEFPAR #emin -0.50
DEFPAR #Qmax 0.50
DEFPAR #Qmin -0.50
DEFPAR #Ki 0.50
DEFPAR #Kp 0.50
DEFPAR #Tft 1.00
DEFPAR #Tfv 1.00
  
```



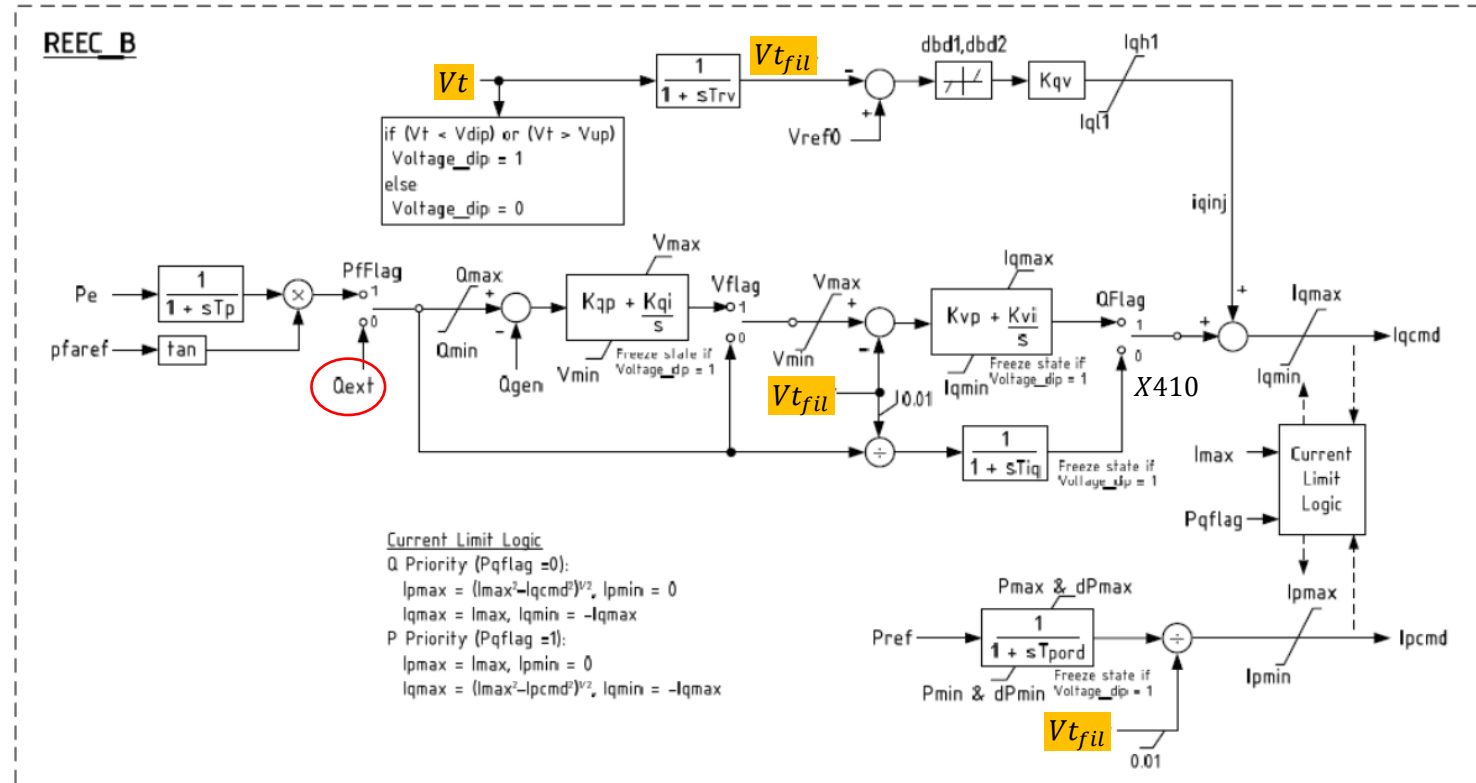
Baseado nos Modelos Genéricos WECC

Local controller – REEC_C

PfFlag = 0 / QFlag = 0

```

(REEC_C
(Ipcmd
DEFPAR #dPmax 99.00
DEFPAR #dPmin -99.00
DEFPAR #Tpor 0.05
(Iqcmd
DEFPAR #Tiq 0.02
DEFPAR #dbd1 -0.001
DEFPAR #dbd2 0.001
DEFPAR #Kqv 1.00
(SOC
DEFPAR #T 999.
DEFPAR #SOCi 0.8
DEFPAR #SOCmn 0.2
DEFPAR #SOCmx 0.8
(VDL
DEFPAR #vq1 0.0
DEFPAR #vq2 0.5
DEFPAR #vq3 1.0
DEFPAR #vq4 1.5
DEFPAR #Iq1 1.1
DEFPAR #Iq2 1.05
DEFPAR #Iq3 1.03
DEFPAR #Iq4 1.00
(
DEFPAR #vp1 0.0
DEFPAR #vp2 0.5
DEFPAR #vp3 1.0
DEFPAR #vp4 1.5
DEFPAR #Ip1 1.1
DEFPAR #Ip2 1.05
DEFPAR #Ip3 1.03
DEFPAR #Ip4 1.00
(Current Limit Logic
DEFPAR #Imax 1.00
DEFPAR #PQFLG 1.00
(Voltage Dip Logic
DEFPAR #Vdip 0.8
DEFPAR #Vup 1.1
  
```



(0 -> Q-Priority / 1 -> P-Priority)

Baseado nos Modelos Genéricos WECC

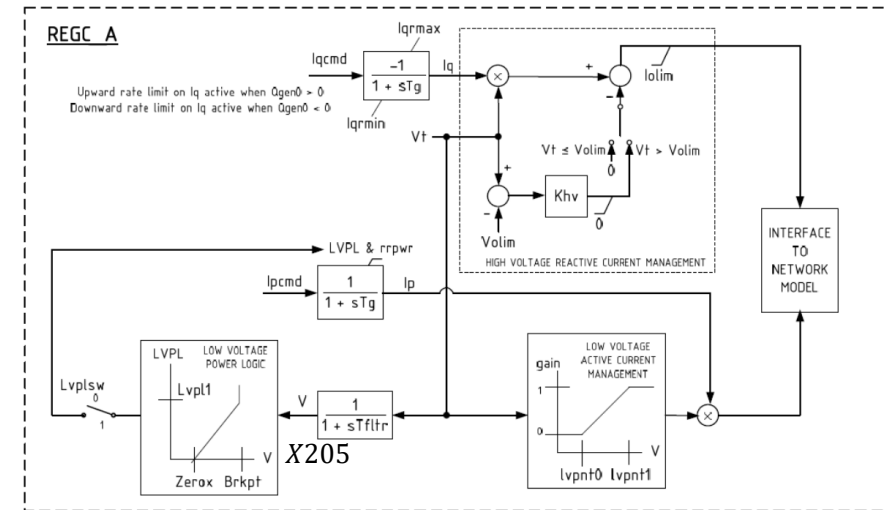
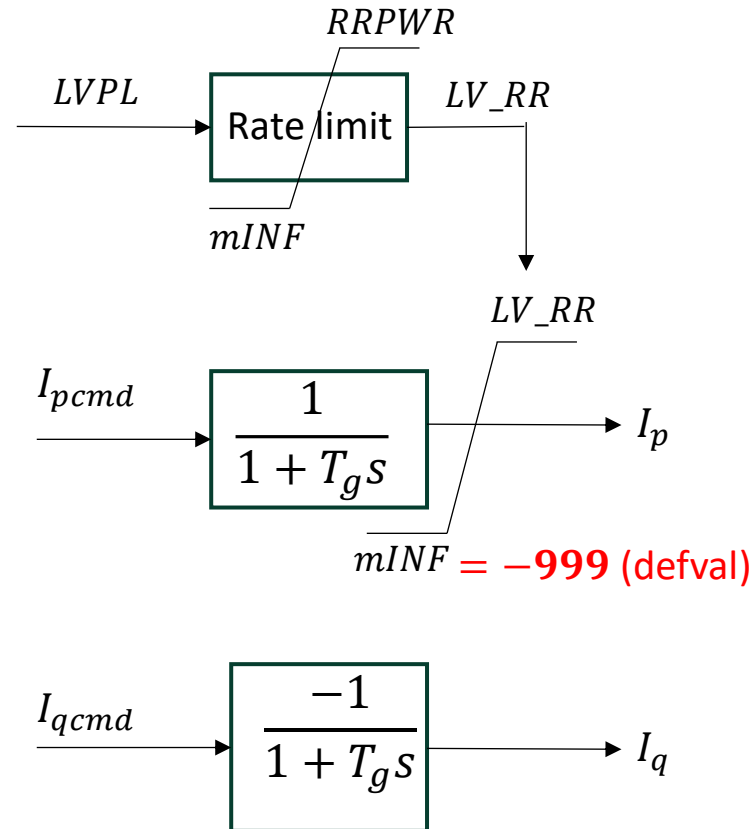
Converter – REGC_A

FUNCAO	PONTOS	X205	LVPL		
			0.000	0.000	
			0.500	0.001	
			0.850	1.220	
			0.851	999.0	

```

(REGC_A
(
  DEFPAR #Tg      0.02
  DEFPAR #rrpwr  20.

```

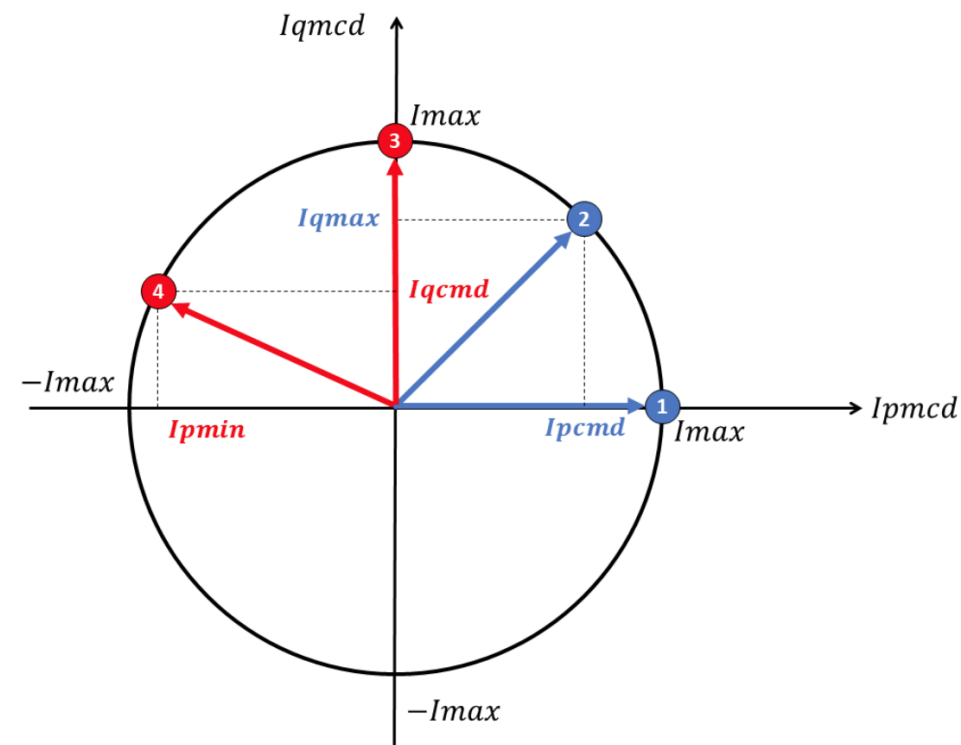


Lógica do limitador de corrente

```
(----- Current Limit Logic -----)
(PQFLG = 0 -> Q-Priority  PQFLG = 1 -> P-Priority)
```

```
(nb)i(tipo)o(stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
500 ENTRAD          IMAX
(
520 FUNCAO X**2    IMAX  X520
530 FUNCAO X**2    IQCMD X530
540 SOMA          +X520 X540
          -X530 X540
541 LIMITA        X540 X541          ZERO  INF
550 FUNCAO SQRT   X541 X550
(
560 FUNCAO X**2    IMAX  X560
570 FUNCAO X**2    IPCMD X570
580 SOMA          +X560 X580
          -X570 X580
581 LIMITA        X580 X581          ZERO  INF
590 FUNCAO SQRT   X581 X590
```

```
(nb)i(tipo)o(stip)s(vent) (vsai) ( p1 )( p2 )( p3 )( p4 ) (vmin) (vmax)
600 ENTRAD          PQFLG
610 SELET2          IMAX  X610
          X590 X610
          PQFLG X610
615 MIN            X610 X615
          VDL1 X615
(
620 MULTPL         X615 IQMAX
          X475 IQMAX
625 GANHO          IQMAX IQMIN -1.0
(
630 SELET2         X550 X630
          IMAX X630
          PQFLG X630
631 MIN            X630 X631
          VDL2 X631
635 MULTPL         X631 IPMAX
          X475 IPMAX
```



Fonte: A. E. Gomes, "Modelagem de Sistemas de Armazenamento a Baterias com Aplicação em Estudos de Estabilidade de Frequência em Redes com Geração Fotovoltaica", *Dissertação de Mestrado*, COPPE/UFRJ, Dezembro 2019.

OBS: No caso de baterias é necessário saber o SOC (*State of Charge*) para se adaptar o limite da "corrente ativa".

Tabela Resumo dos limites de correntes

$Pqflag$	$SOC = SOCmin$	$SOC = SOCmax$	I_{pmax}	I_{pmin}	I_{qmax}	I_{qmin}
0	0	0	$\sqrt{I_{max}^2 - I_{qcmd}^2}$	$-\sqrt{I_{max}^2 - I_{qcmd}^2}$	I_{max}	$-I_{max}$
0	0	1	$\sqrt{I_{max}^2 - I_{qcmd}^2}$	0	I_{max}	$-I_{max}$
0	1	0	0	$-\sqrt{I_{max}^2 - I_{qcmd}^2}$	I_{max}	$-I_{max}$
1	0	0	I_{max}	$-I_{max}$	$\sqrt{I_{max}^2 - I_{pcmd}^2}$	$-\sqrt{I_{max}^2 - I_{pcmd}^2}$
1	0	1	I_{max}	0	$\sqrt{I_{max}^2 - I_{pcmd}^2}$	$-\sqrt{I_{max}^2 - I_{pcmd}^2}$
1	1	0	0	$-I_{max}$	$\sqrt{I_{max}^2 - I_{pcmd}^2}$	$-\sqrt{I_{max}^2 - I_{pcmd}^2}$

Tabela Resumo das *Flags*

Pqflag = 1 → prioridade P & Pqflag = 0 → prioridade Q

#	REPC		REEC			Modo do Controle
	VcompFlag	RefFlag	PfFlag	VFlag	QFlag	
1	0	0	0	0	0	Q control at plant level
2	0	1	0	0	0	V control at plant level
3	0	1	0	0	1	V control at plant and local levels
4	0	0	0	1	0	Q control at plant level
5	0	1	0	1	0	V control at plant level
6	0	0	0	1	1	Q control at plant level and Q/V at local level
7	0	1	0	1	1	V control at plant level and Q/V at local level

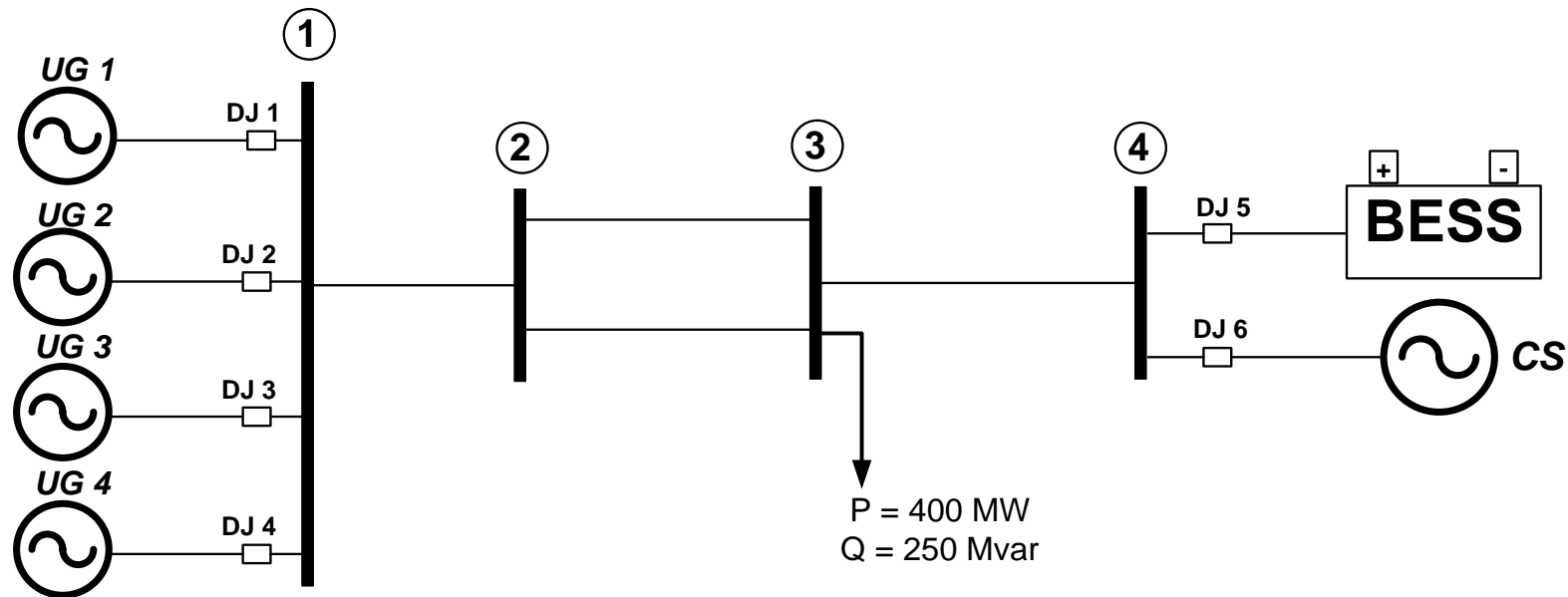
VcompFlag = 1 → Line drop compensation & PfFlag = 1 → Power factor control

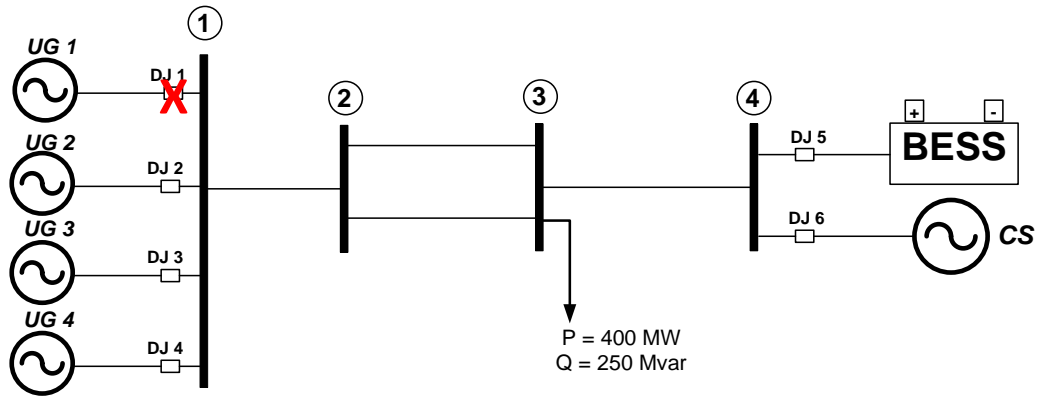
Modelo BESS no ANATEM

- O modelo foi responsável por todos os estudos dos Itens 1.4 e 1.5
- O modelo foi repassado à EPPEI, sendo também responsável por todos estudos dinâmicos do Bloco 2.

Benchmark System

Sistema Teste Tutorial

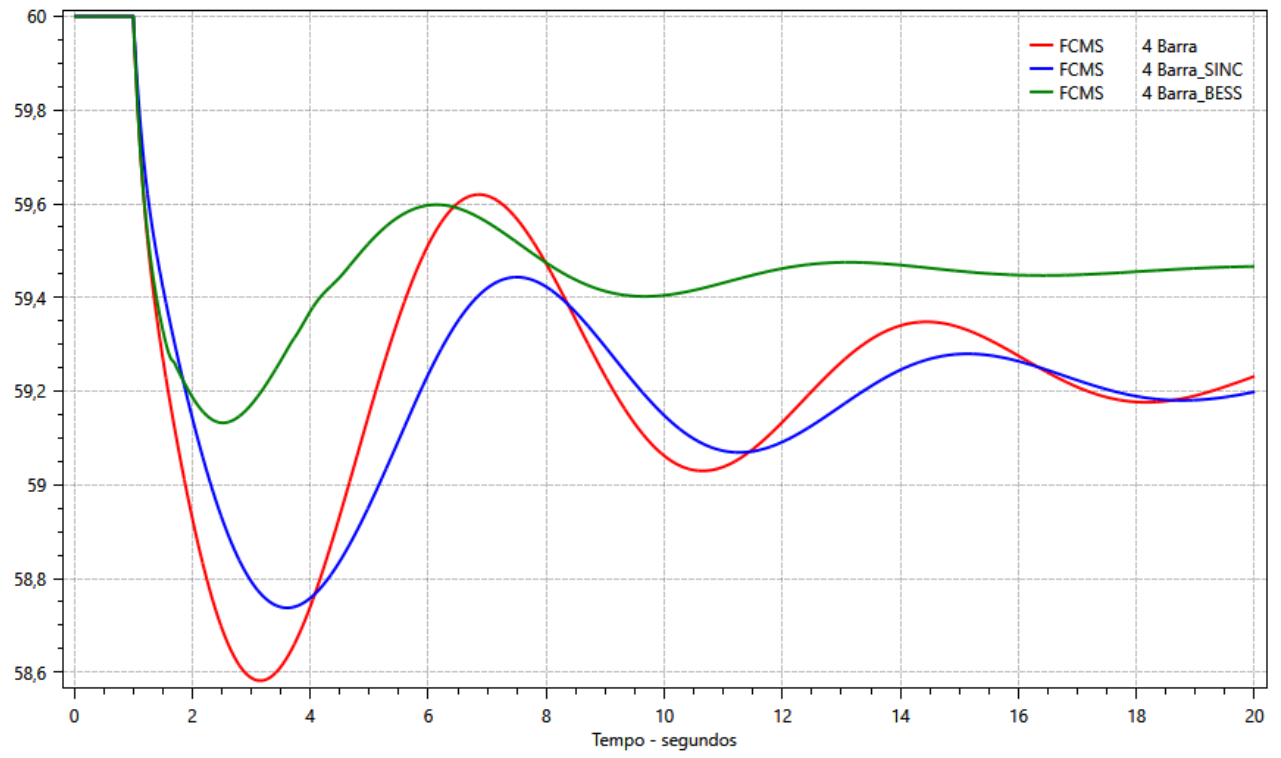
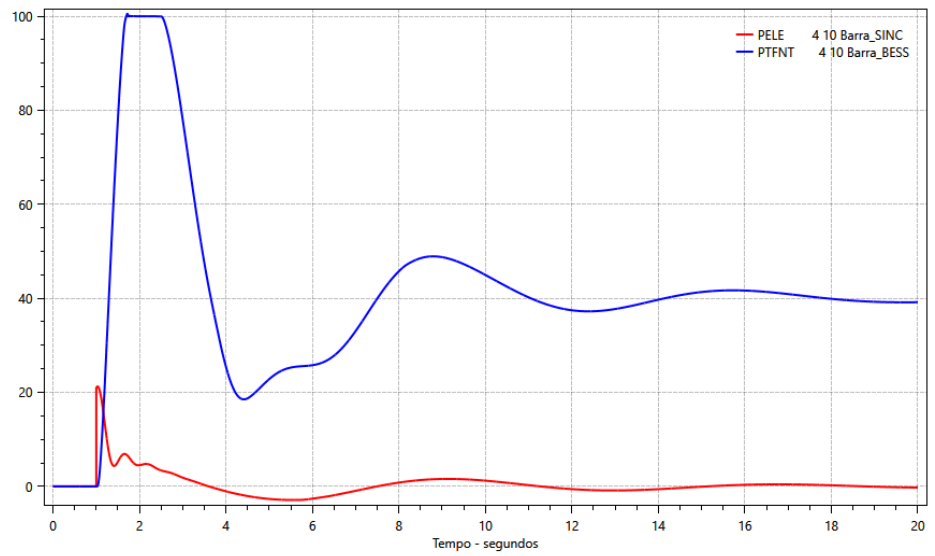


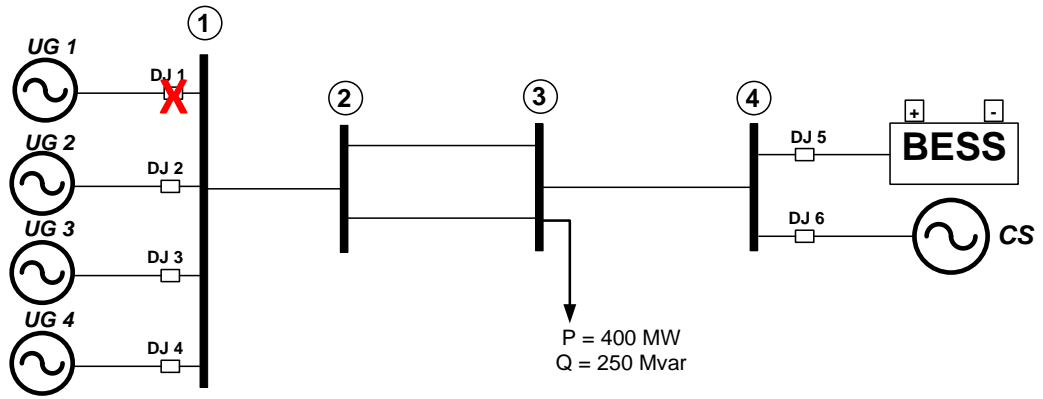


- Linha vermelha – os DJ 5 e DJ 6 estão abertos;
- Linha azul – o DJ 5 está aberto e o DJ 6 está fechado;
- Linha verde – o DJ 5 está fechado e o DJ 6 está aberto.

Perda da UG 1

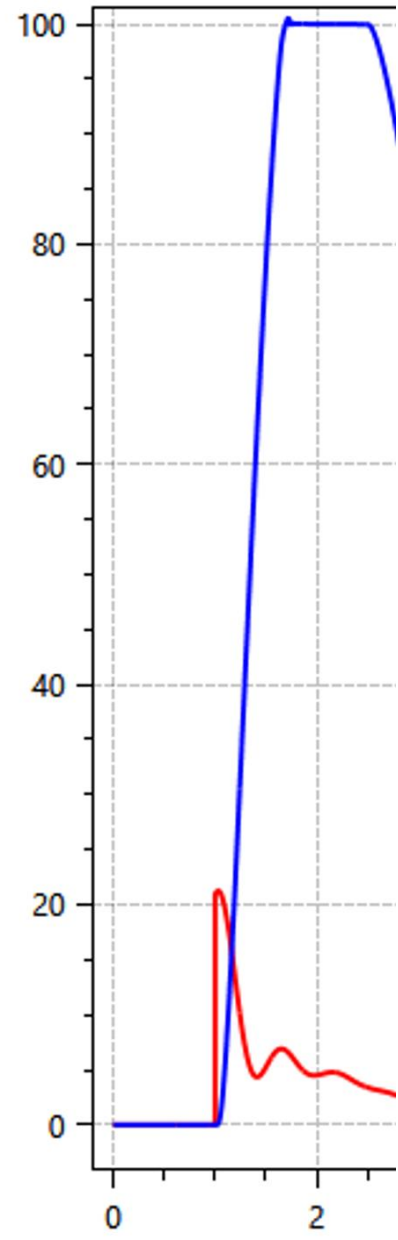
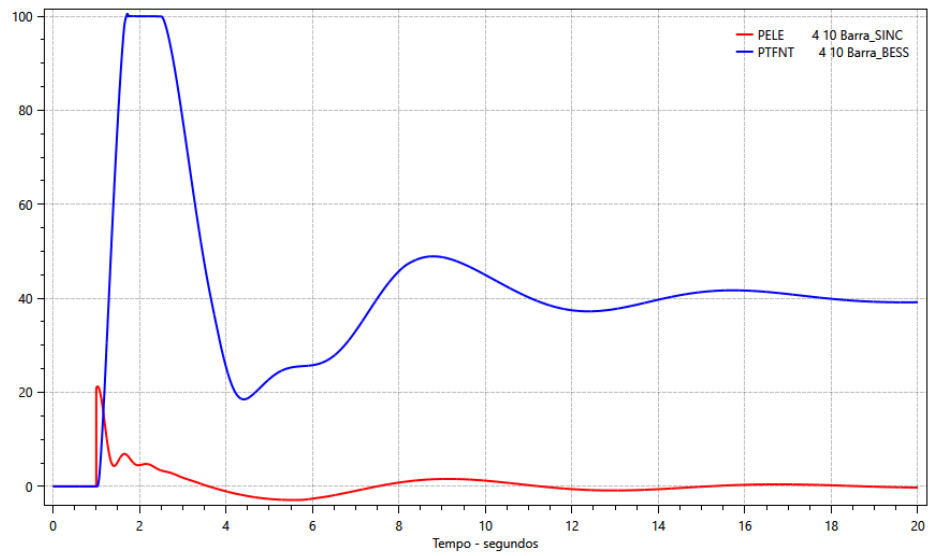
Potência Ativa: BESS x CS



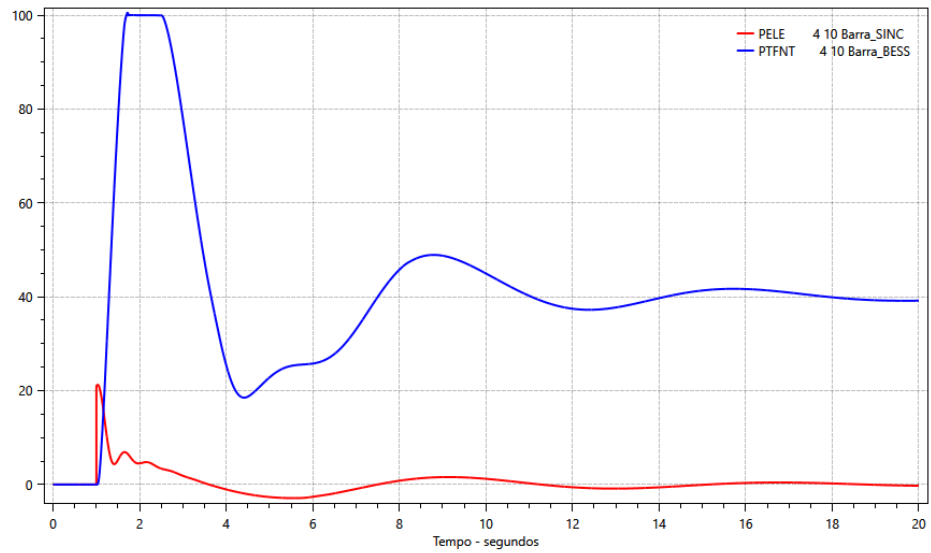


Perda da UG 1

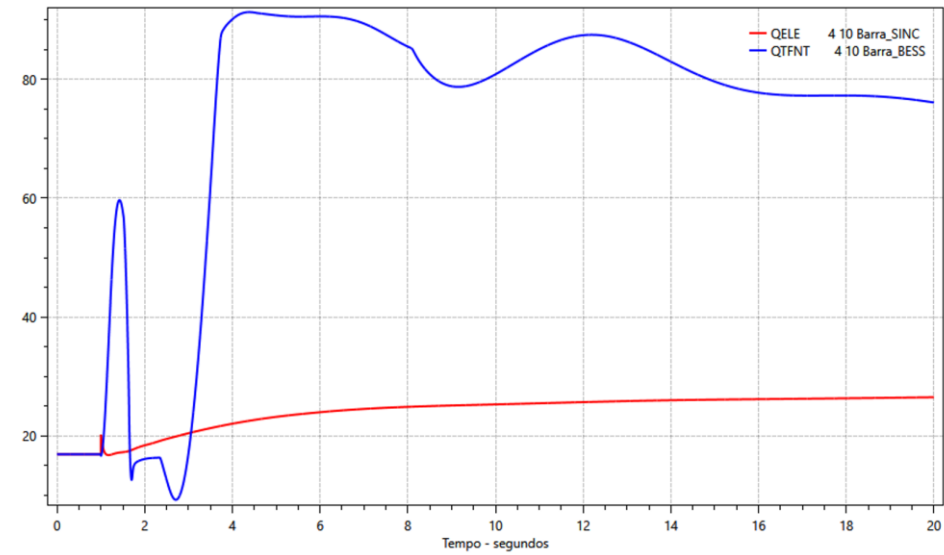
Potência Ativa: BESS x CS



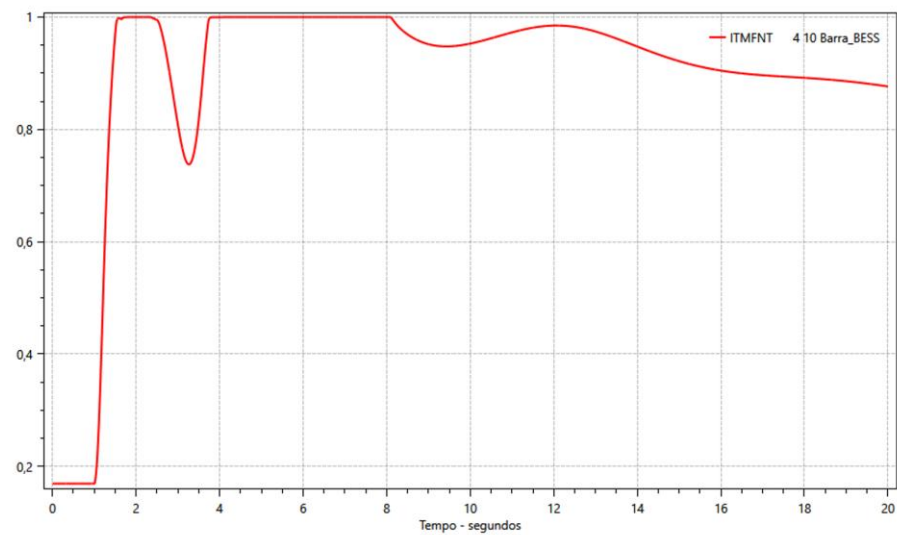
Potência Ativa: BESS x CS



Potência Reativa: BESS x CS



Módulo da Corrente do BESS (pu)



Considerações finais sobre o modelo

1. O modelo genérico WECC para baterias oferece abrangente opções de controle;
2. A implementação do modelo no Anatem via CDU foi satisfatória para os objetivo originais do projeto;
3. O modelo precisa ser estendido para análises futuras que queiram explorar o modo GFM (Grid forming).

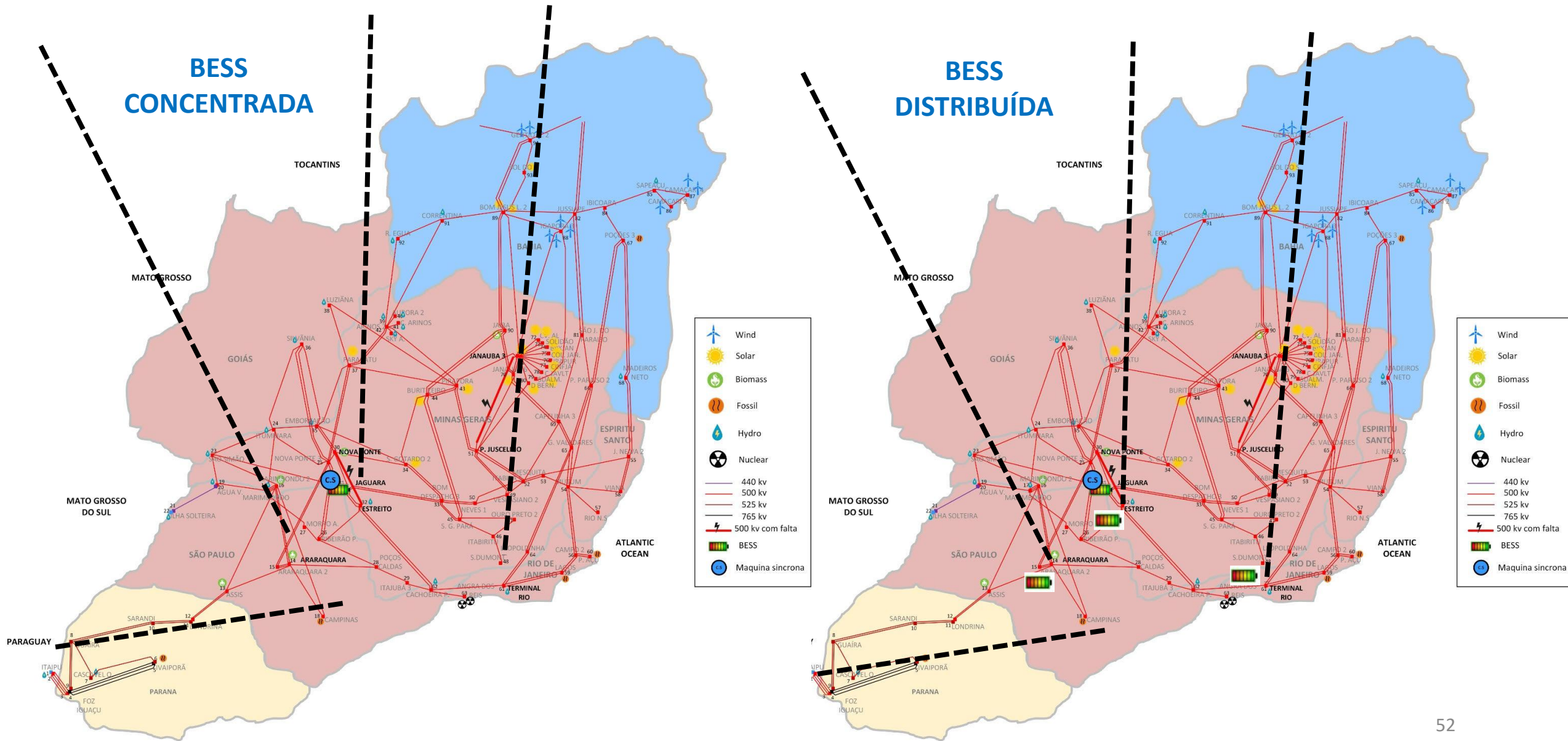
Estudos Dinâmicos no SIN

**Glauco Taranto, Djalma Falcão, Thiago Masseran,
Murilo Bento e Dany Huanca**

PD 10307-0222/2023

Pesquisa de aplicação de sistemas de armazenamento de energia de baterias (BESS) no sistema de transmissão.

Análise do SIN

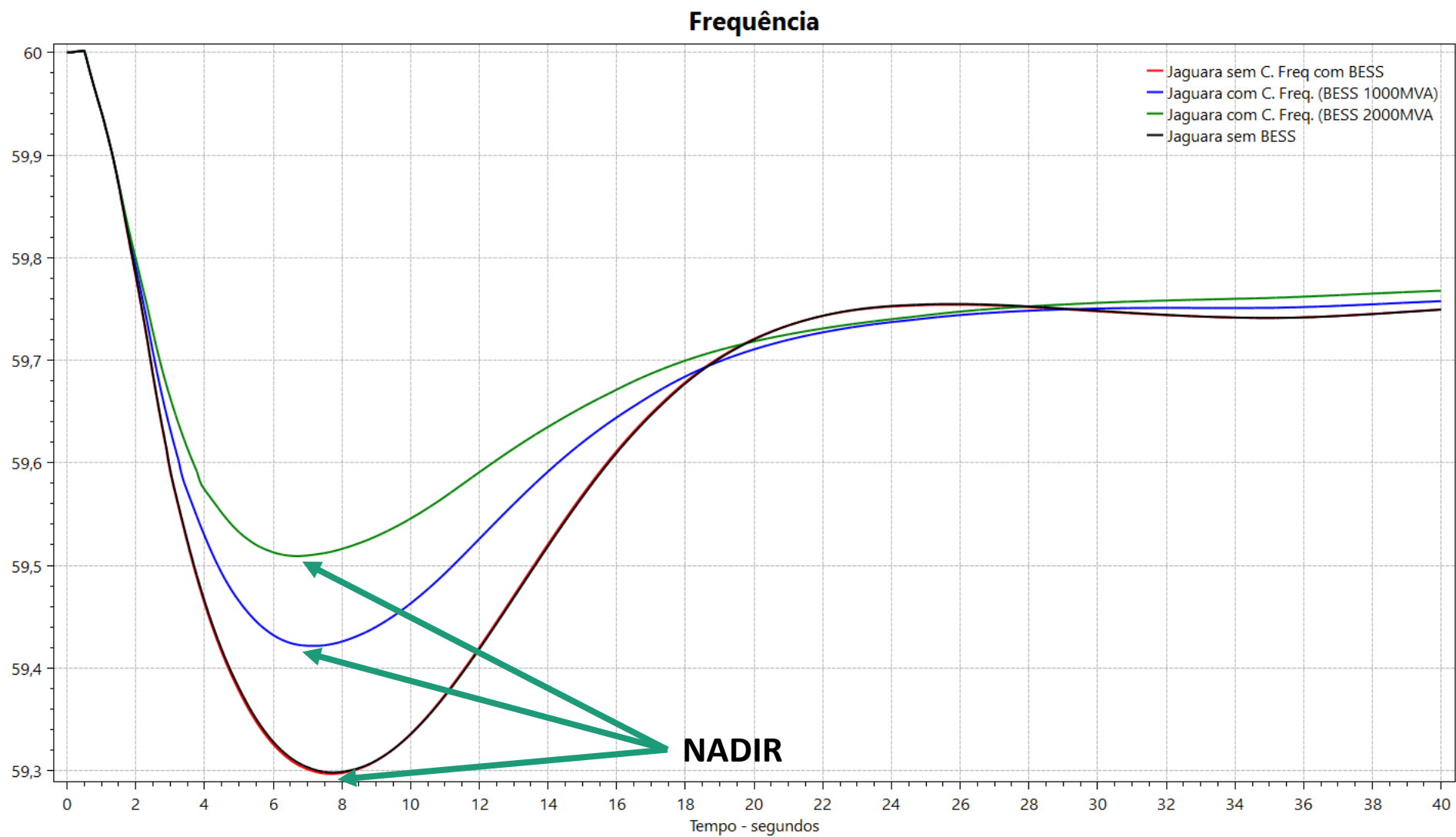


Análise do Controle de Frequência

Simulação Realizada

- **Evento:**
 - Perda de 2.7GW de Geração
 - Frequência Mínima: 59.26Hz
- **Usinas:**
 - Eólicas, Fotovoltaicas e Geração Síncrona
- **Comparação:**
 - Controle de Frequência Ligado e Desligado
 - BESS de 1000MVA e de 2000MVA

SIN – Nordeste Exportador



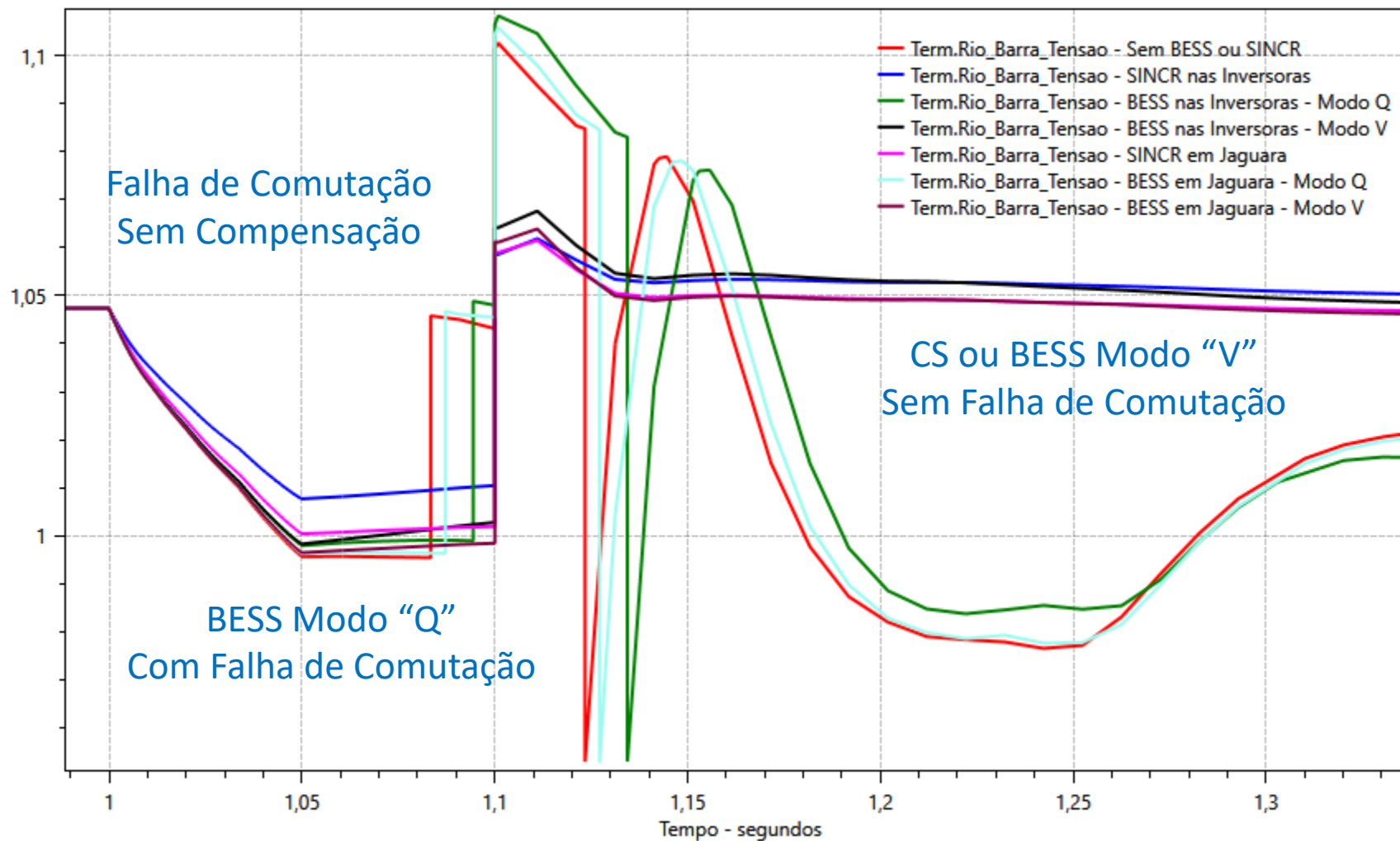
Análise do Controle de Tensão

Simulação Realizada

- **Evento:**
 - Curto-circuito de 100ms
 - Curto em Juscelino (Desligamento LT Juscelino – Janaúba)
- **Análises:**
 - BESS em Jaguara ou nas Barras Inversoras
- **Comparação:**
 - Modo de Controle de Tensão (“V”) e Potência Reativa (“Q”)

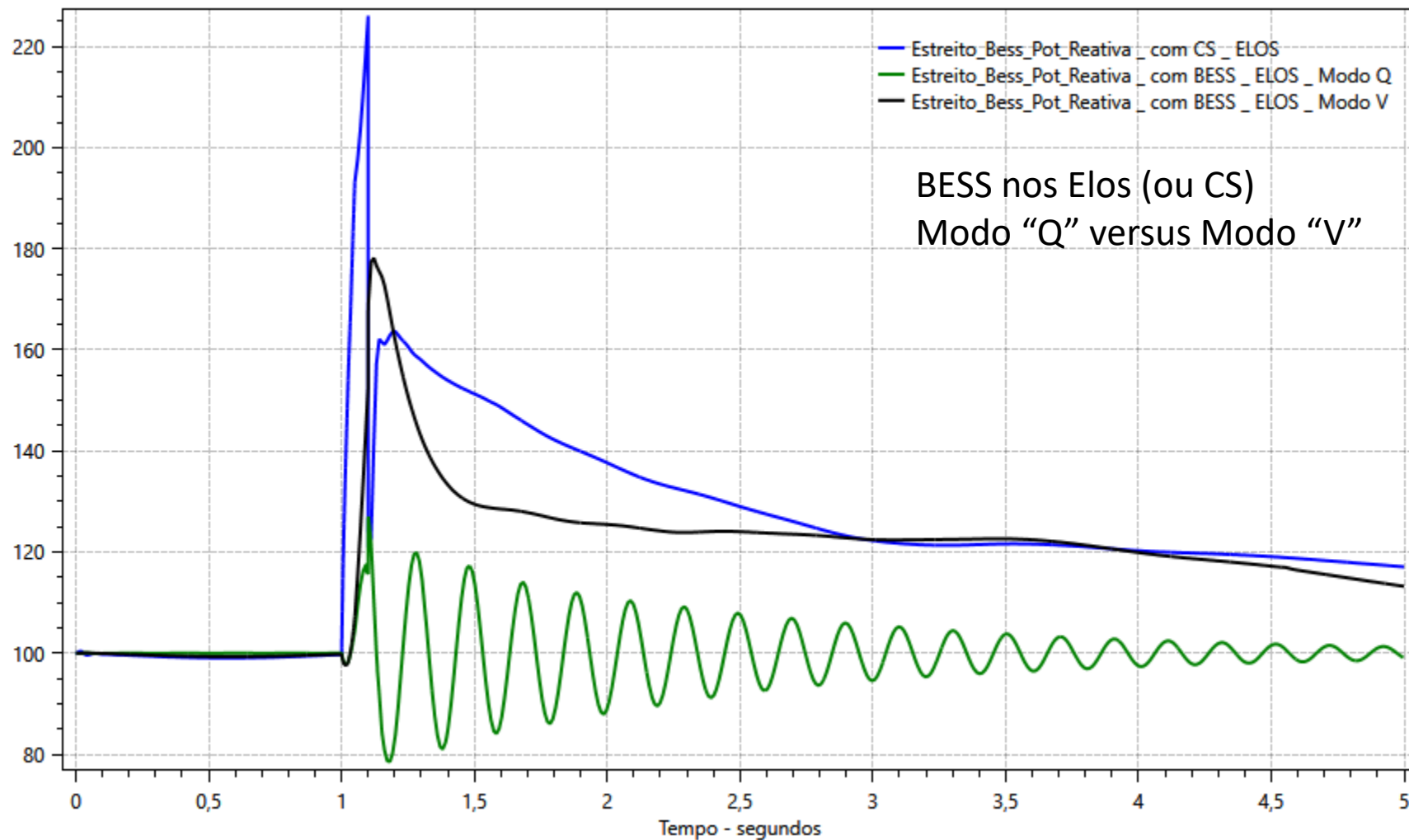
SIN – Norte Exportador

Curto em Juscelino (Desligamento LT Janauba – Juscelino)
 * Falha de comutação devido à falta remota



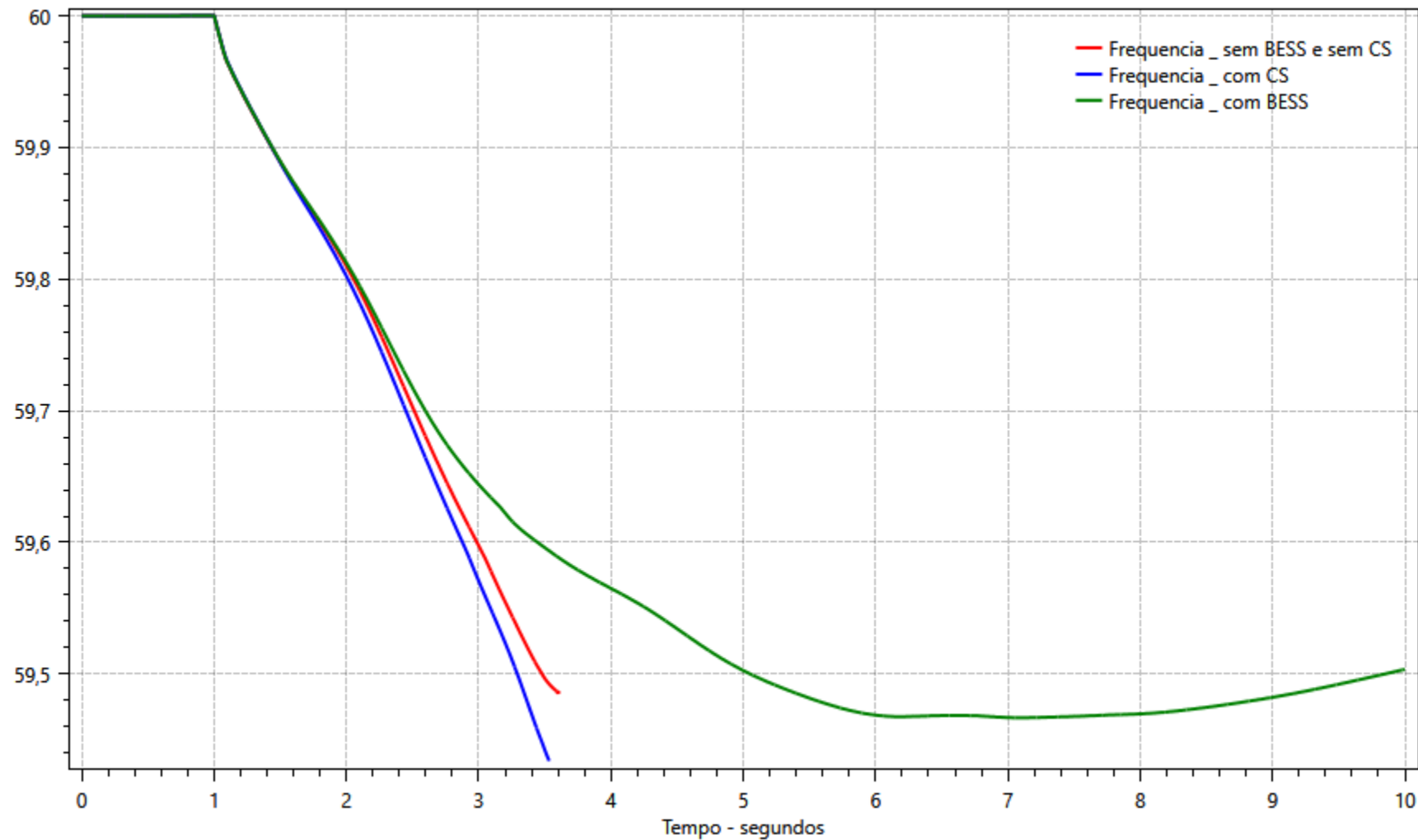
SIN – Norte Exportador

Curto em Juscelino (Desligamento LT Janauba – Juscelino)
 * Falha de comutação devido à falta remota

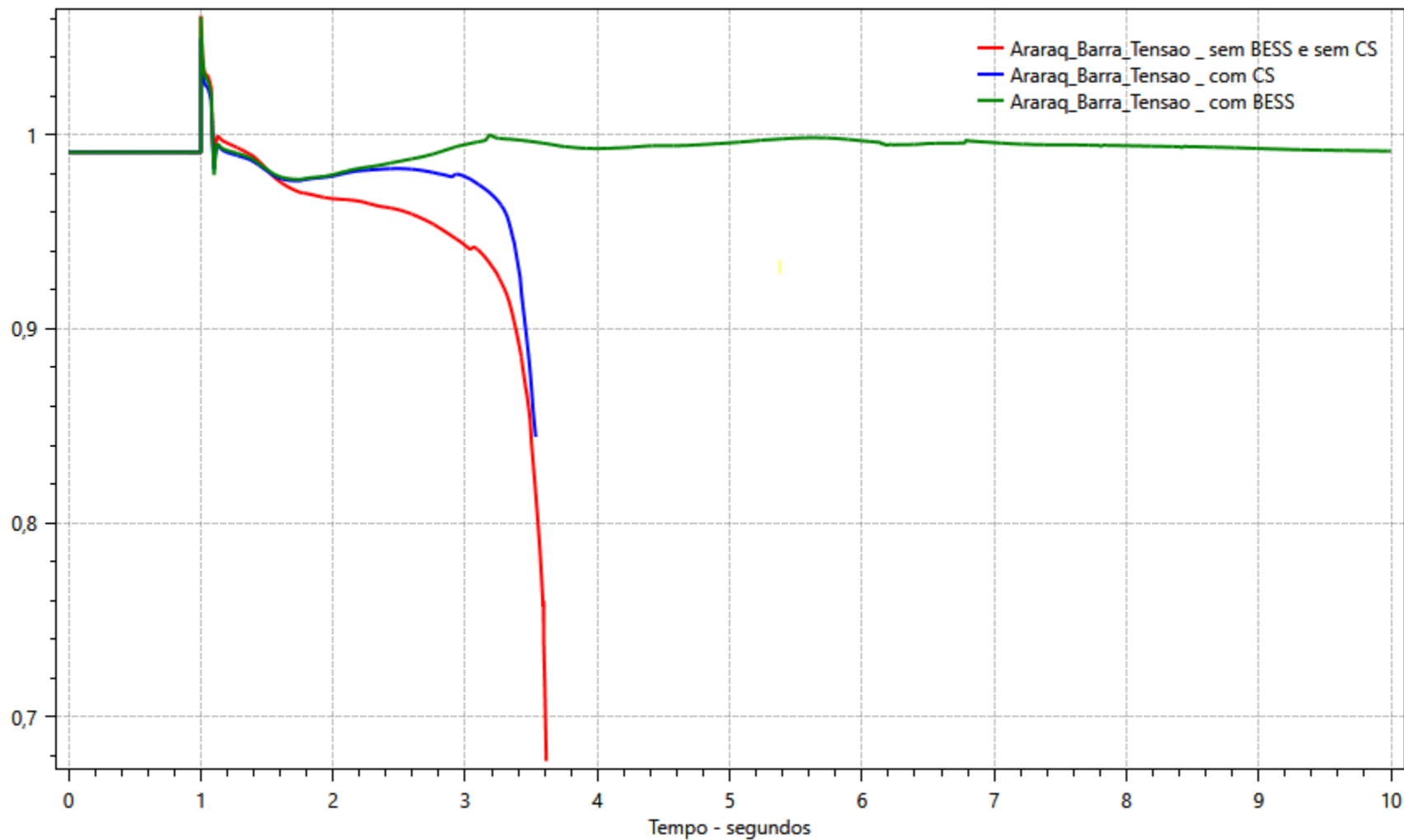


Perda do Bipolo Porto Velho - Araraquara

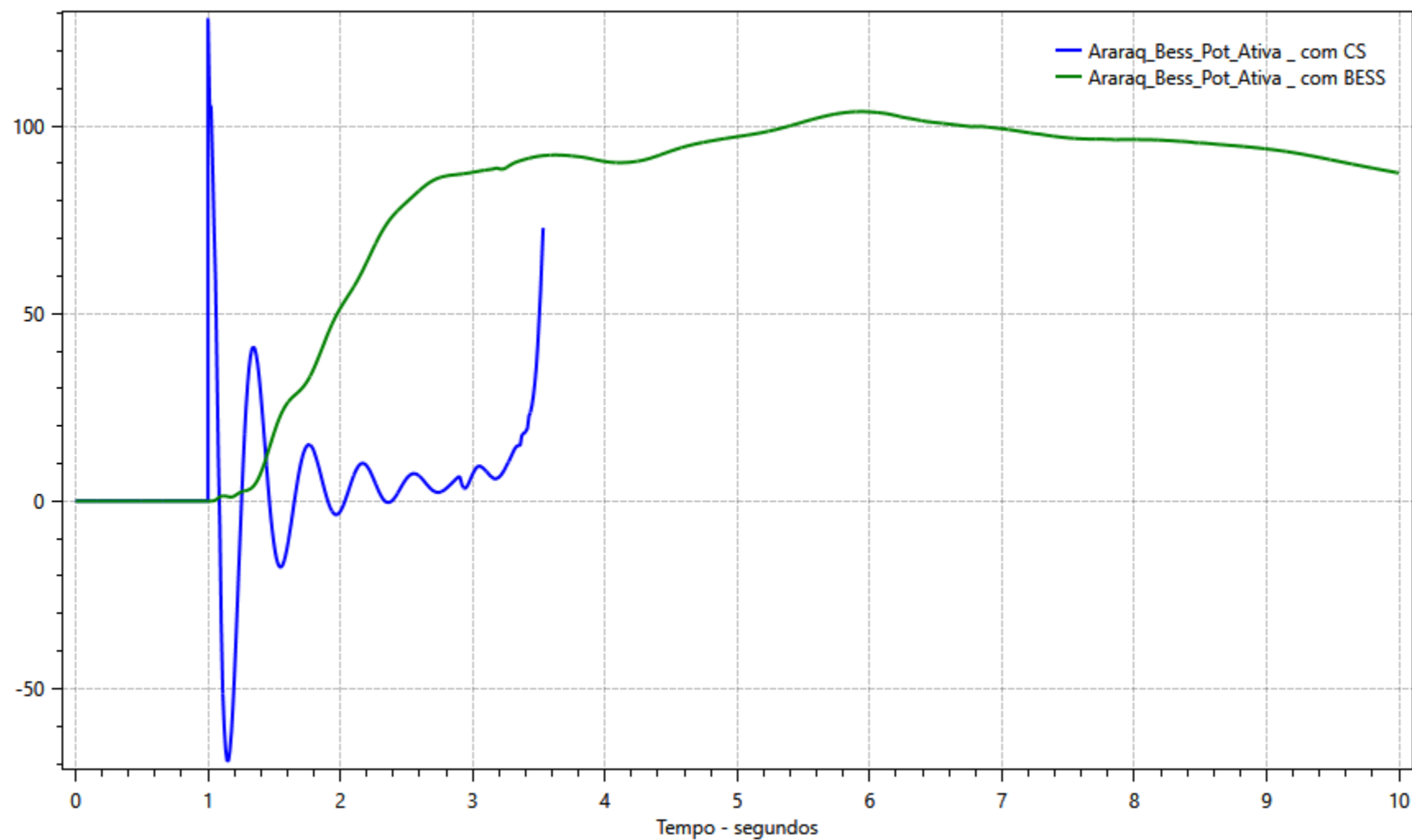
Perda de Bipolo P. Velho - Araraquara



Perda de Bipolo P. Velho - Araraquara



Perda de Bipolo P. Velho - Araraquara



Contingências Múltiplas em Interligações

Eventos Simulados

Primeiro evento

- Abertura de LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II

Segundo evento

- LT 500 kV P. Dutra – B. Esperança em P. Dutra
- LT 500 kV P. Dutra – Teresina II C1 e C2 e LT
- LT 500 kV P. Dutra – Imperatriz C2

Terceiro evento

- LT 500 kV Miracema – Gilbués III

Quarto evento

- Separação 230 kV entre Milagres – Banabuiú
- Separação 230 kV Teresina II – B. Esperança

Quinto evento

- LT 500 kV Poções III – Padre Paraíso C1 e C2
- Separação 500 kV entre R. Gonçalves – Colinas
- LT 500 kV S.J. Piauí – CJ FV Nova Olinda C1

Sexto evento

- LT 500 kV Gilbués II – Buritirama
- LT 500 kV Gilbués II – S.J. Piauí
- LT 230 kV Gilbués II – Bom Jesus II

Sétimo evento

- LT 230 kV Dianópolis II – Barreiras II

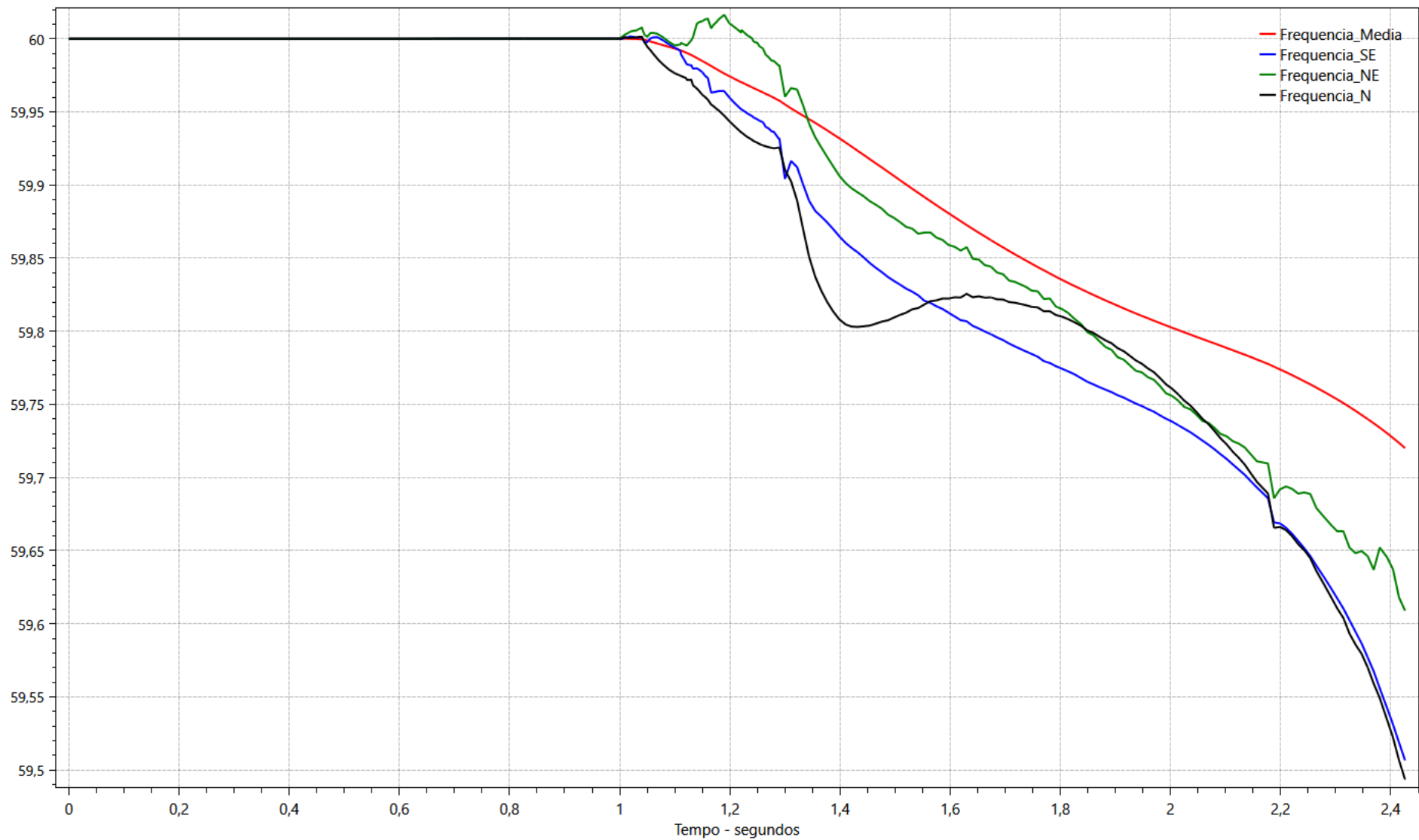
Oitavo evento

- LT 500 kV Sapeaçu – Ibicoara
- LT 230 kV Sapeaçu – Mangabeira C1, C2 e C3
- LT 230 kV Sapeaçu – S. Antônio de Jesus C1 e C2
- LT 230 kV Sapeaçu – Funil

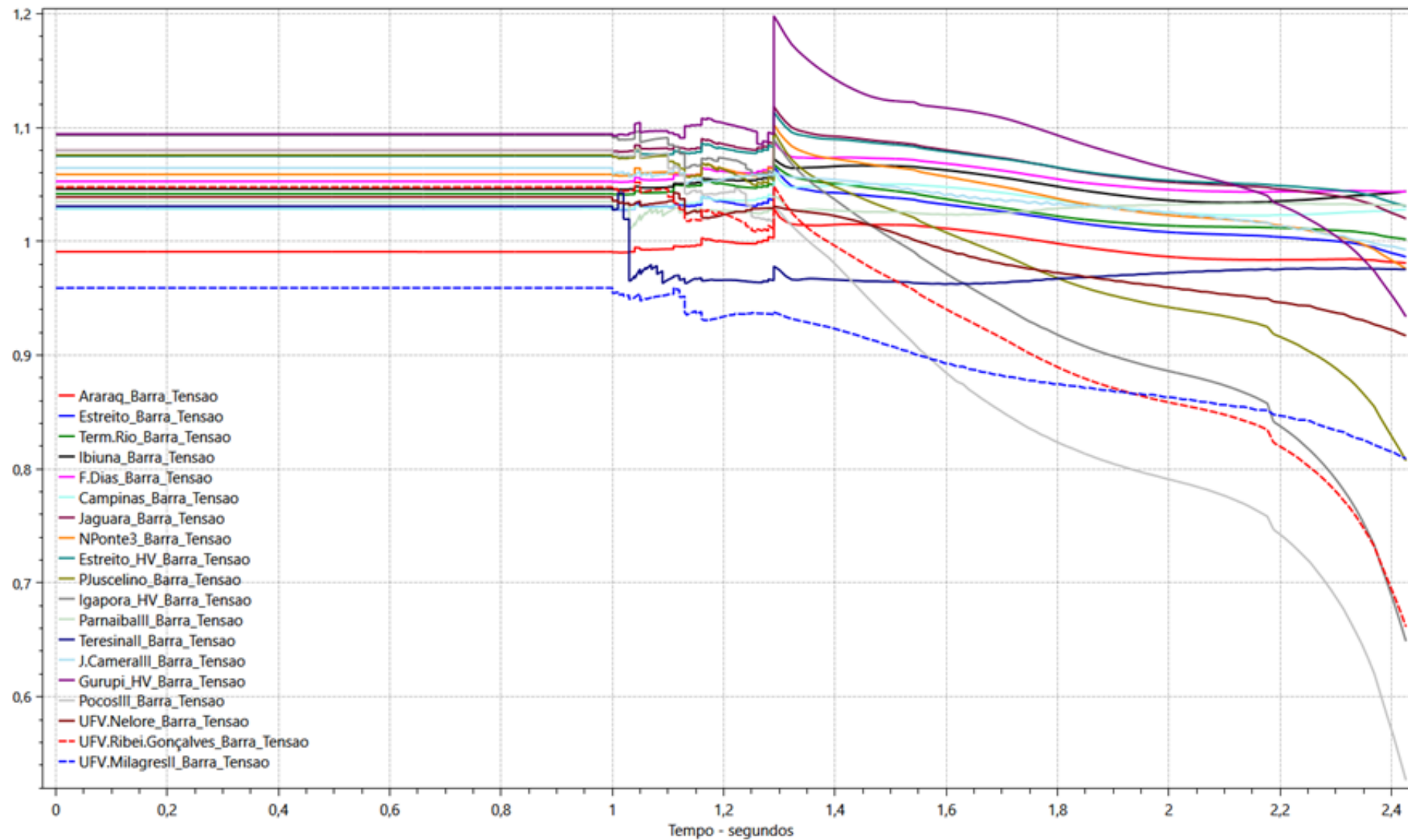
Nono evento

- Abertura da LT de 500 kV Gurupi – Peixe II
- Abertura do Tronco de 500 kV Gurupi – Miracem

Frequências



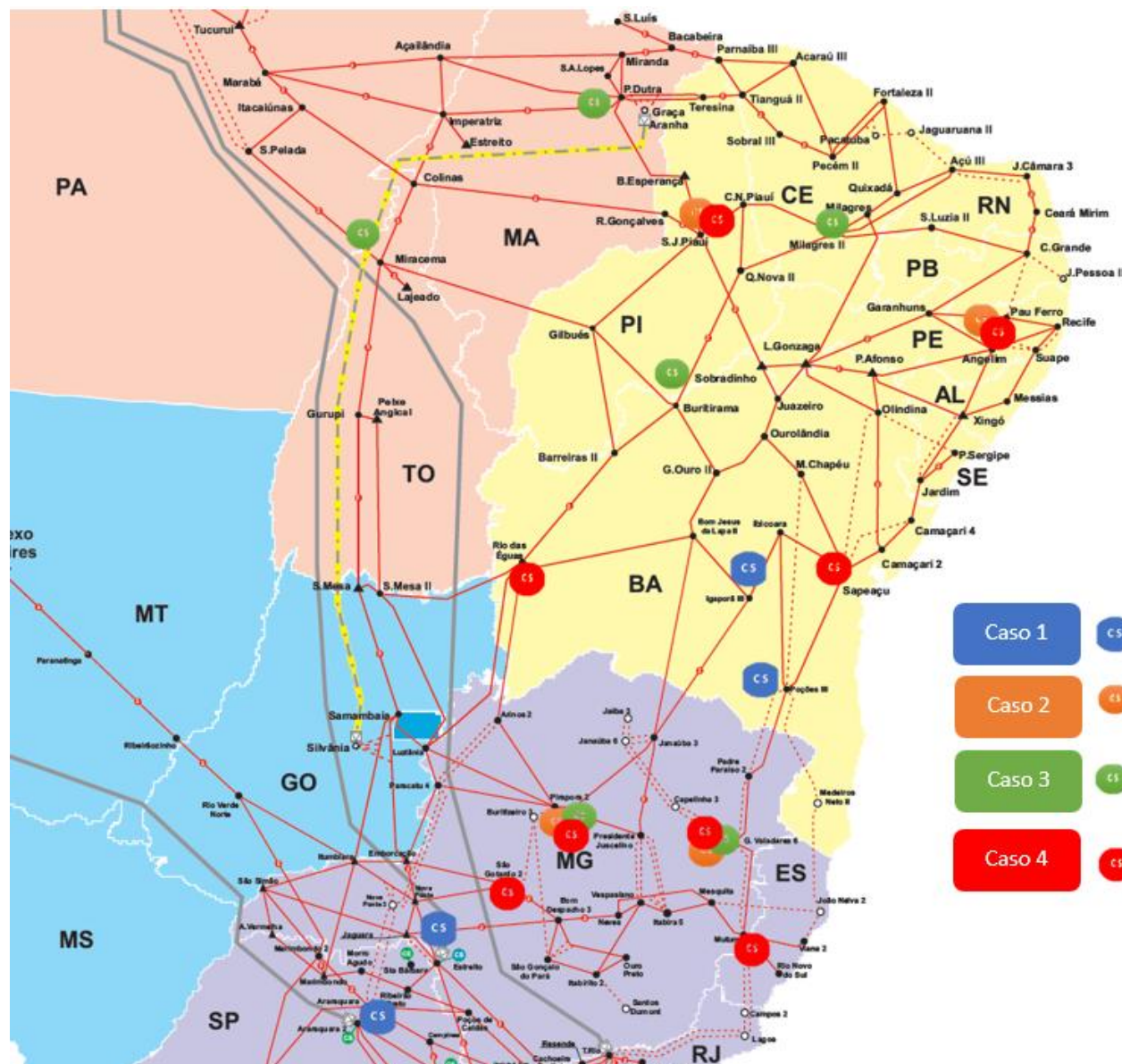
Tensões



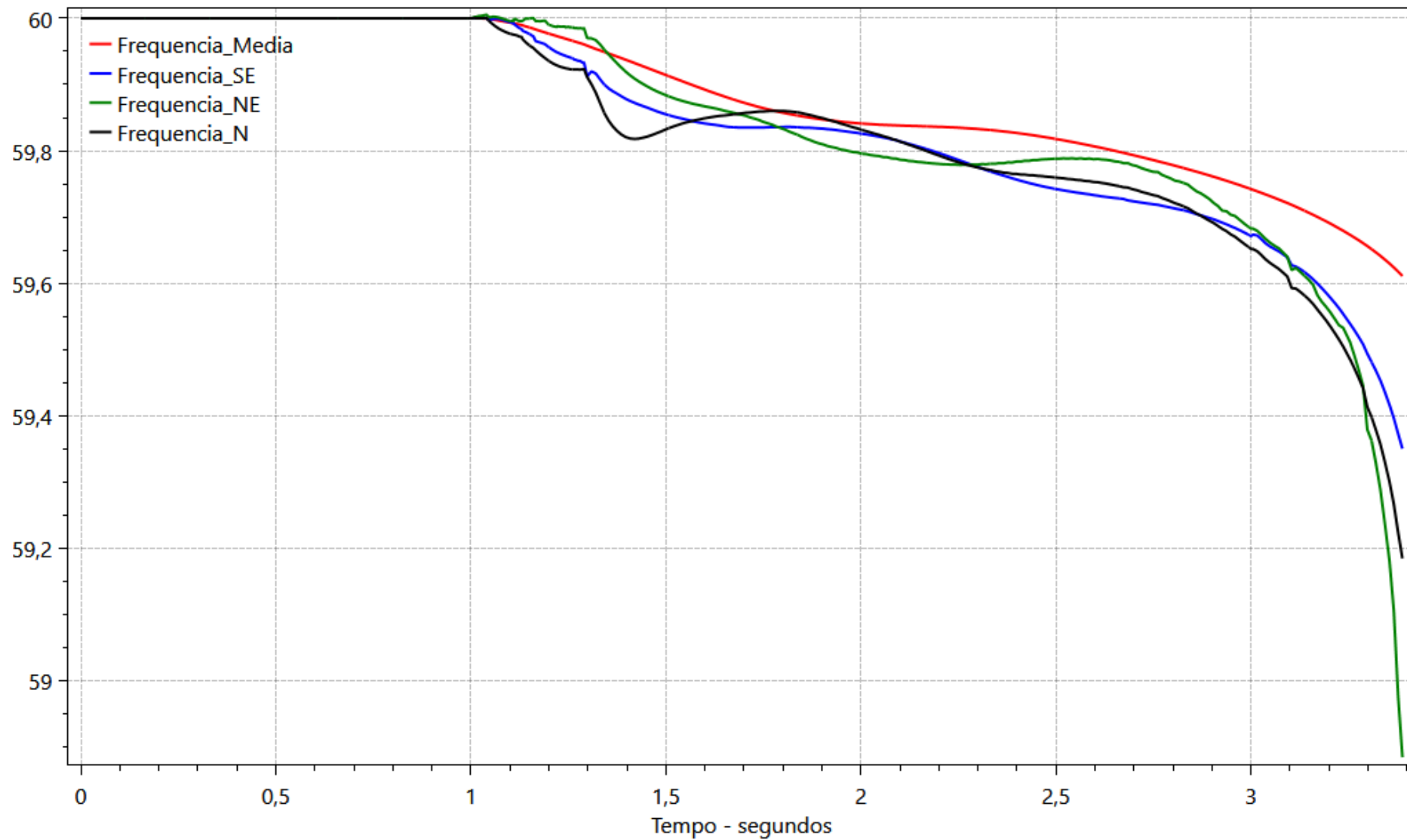
Solução via CS

Caso 4: Instalação de 8 compensadores síncronos de 500 MVA cada, localizados em SEs de 500 kV nas regiões SE e NE, totalizando 4.000 MVA de CSs distribuídos da seguinte forma:

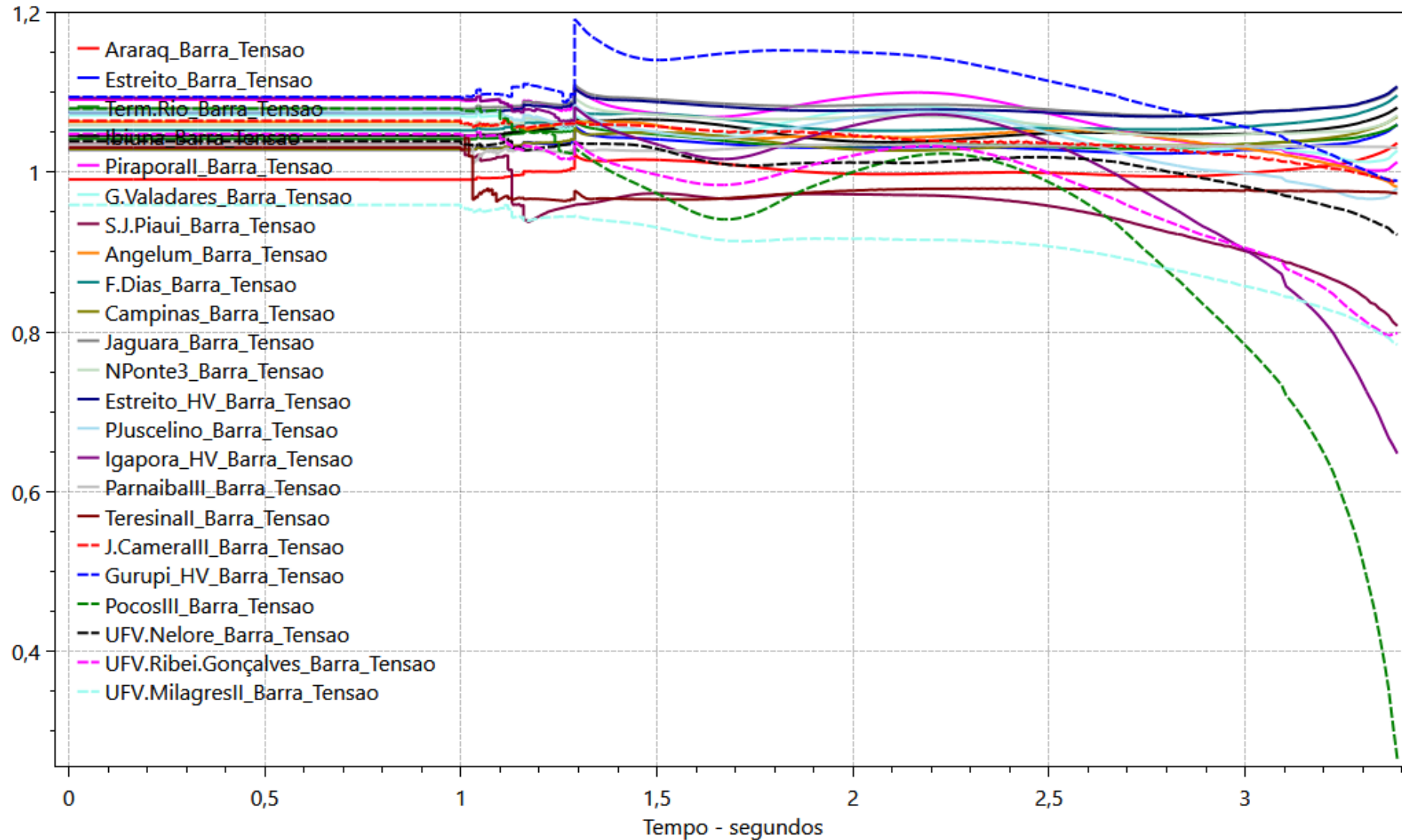
- NE: 500 MVA (São João do Piauí), 500 MVA (Angelim), 500 MVA (Ribeirão das Aguas), 500 MVA (Sapeaçu)
- SE: 500 MVA (Pirapora II), 500 MVA (Governador Valadares), 500 MVA (São Gotardo II), 500 MVA (Mutum)



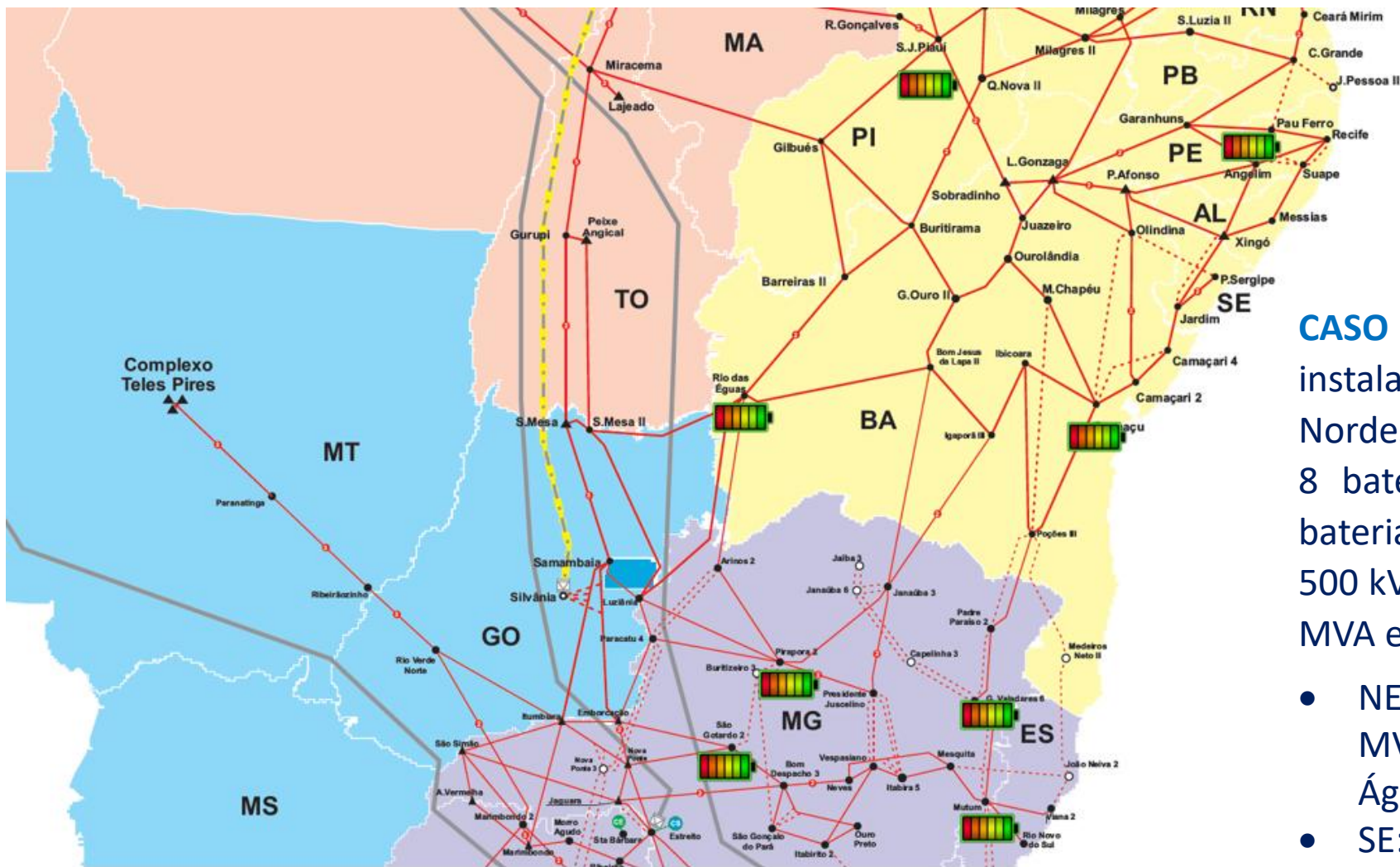
Frequências



Tensões



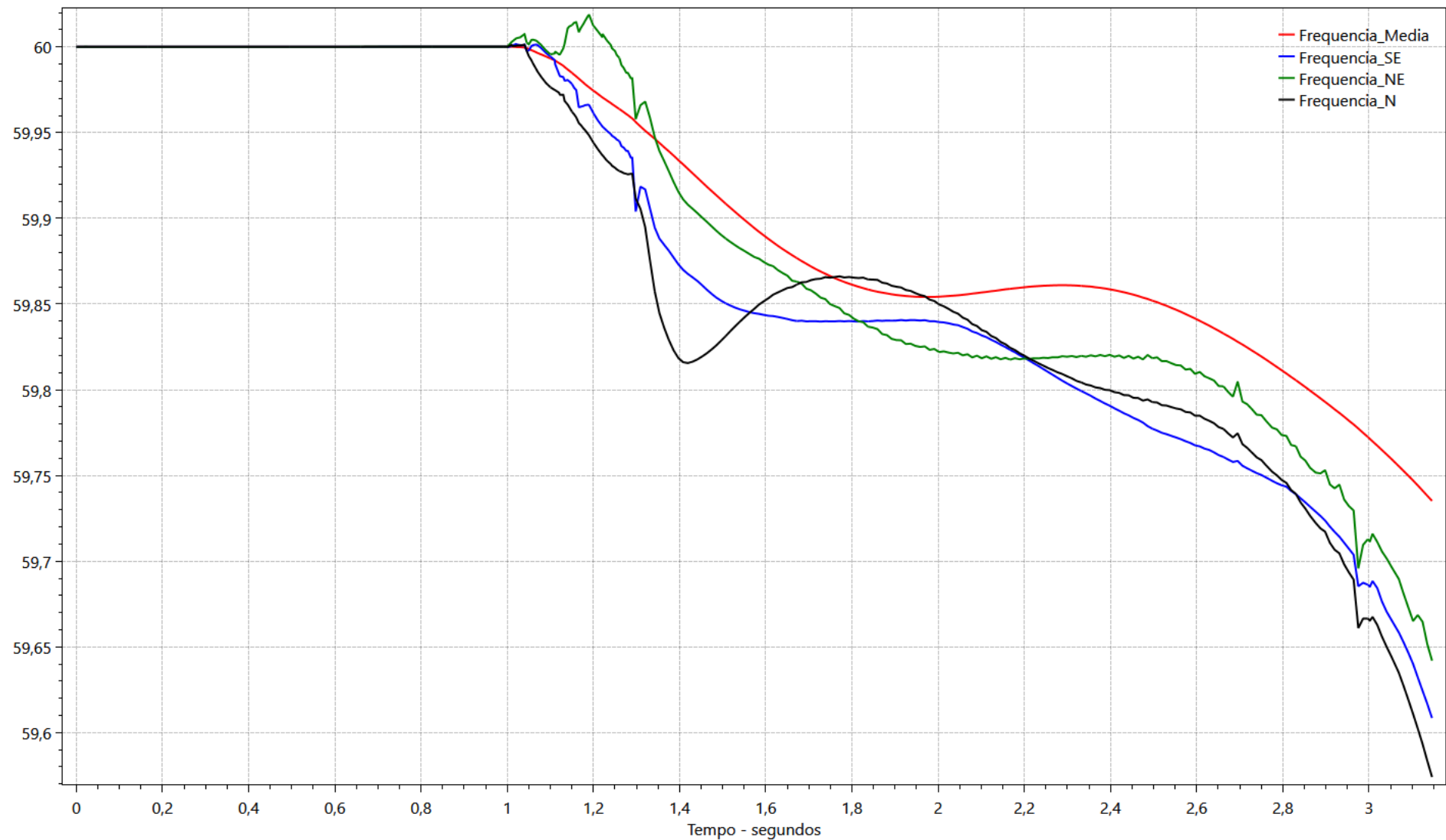
Solução via BESS



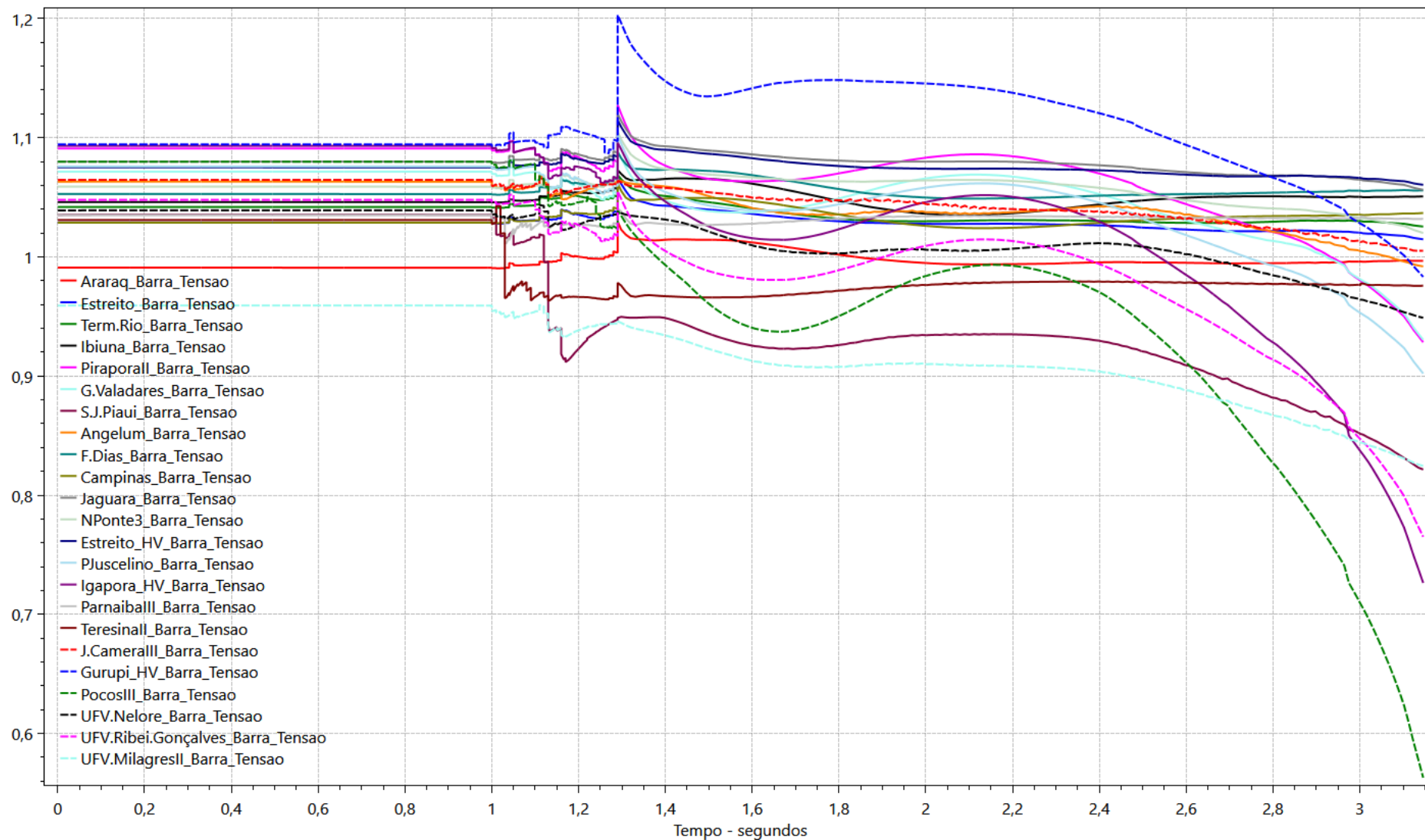
CASO 4: Neste último caso, optou-se por instalar baterias apenas nas duas regiões Nordeste e Sudeste. Assim, foram instaladas 8 baterias de 500 MVA cada uma. Essas baterias foram alocadas em subestações de 500 kV, totalizando uma capacidade de 4.000 MVA e distribuída da seguinte forma:

- NE: 500 MVA (São João do Piauí), 500 MVA (Angelim), 500 MVA (Ribeira das Águas), 500 MVA (Sapeaçu)
- SE: 500 MVA (Pirapora II), 500 MVA (Governador Valadares), 500 MVA (São Gotardo II), 500 MVA (Mutum)

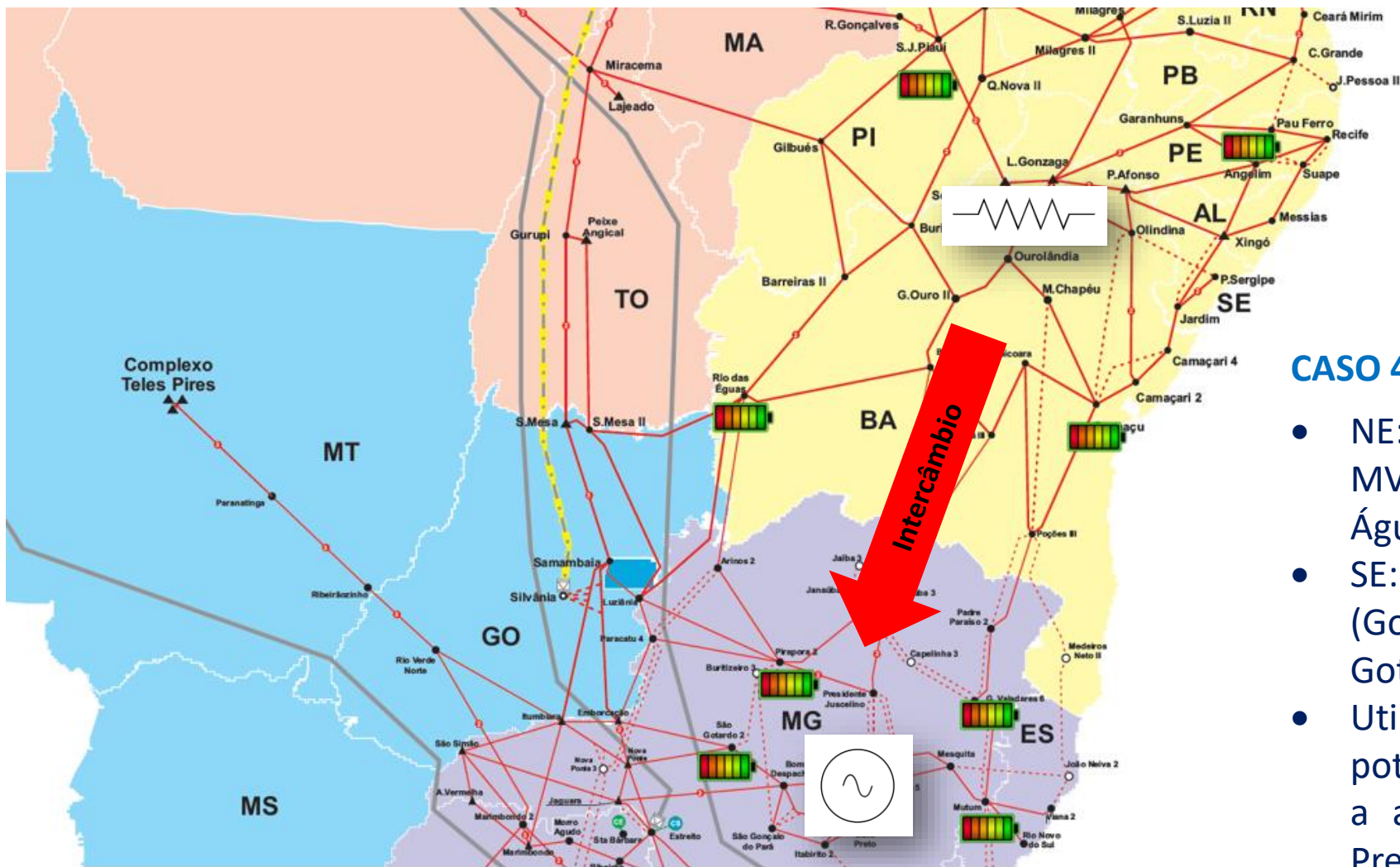
Frequências



Tensões



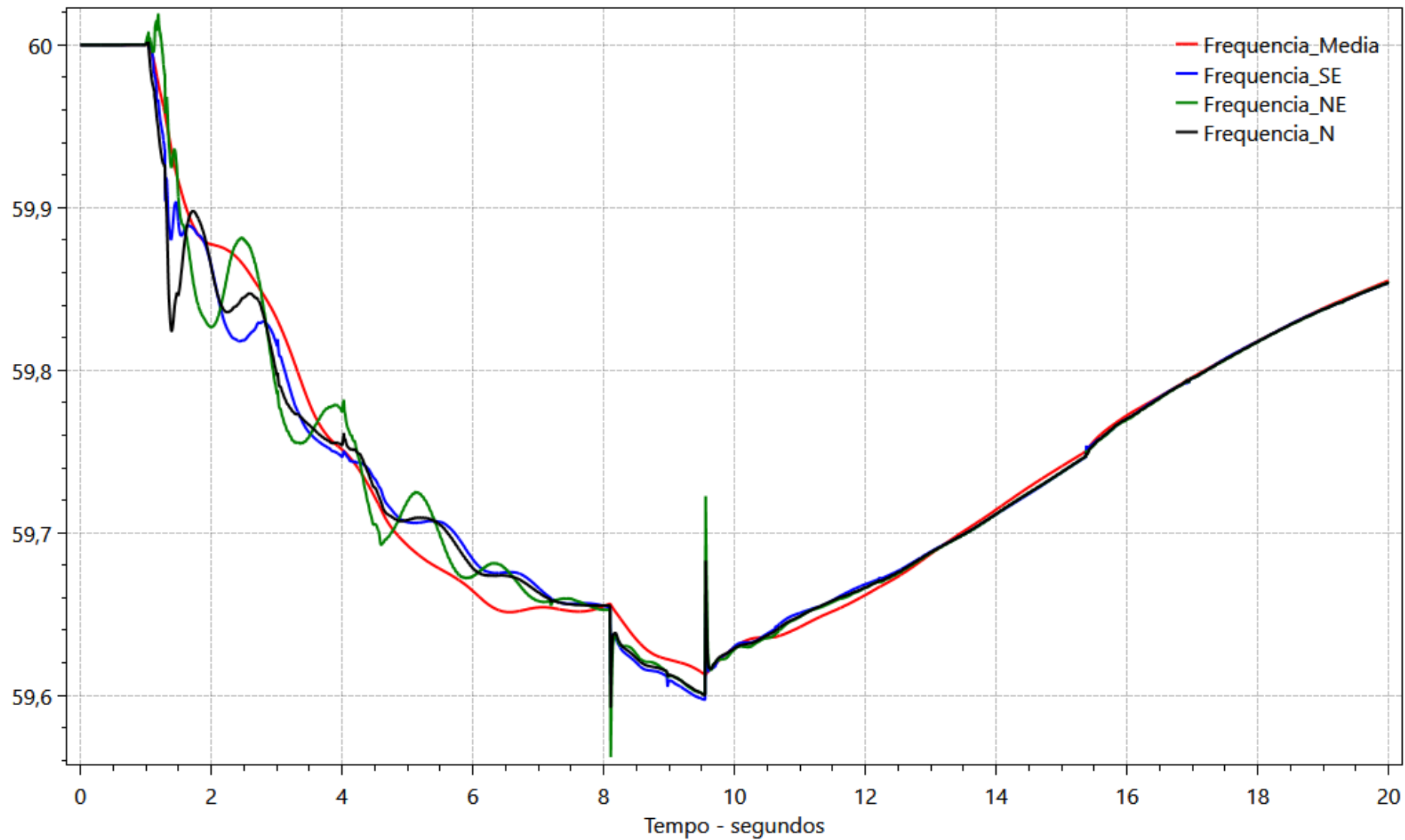
Solução via BESS com Sistema Especial de Proteção (SEP)



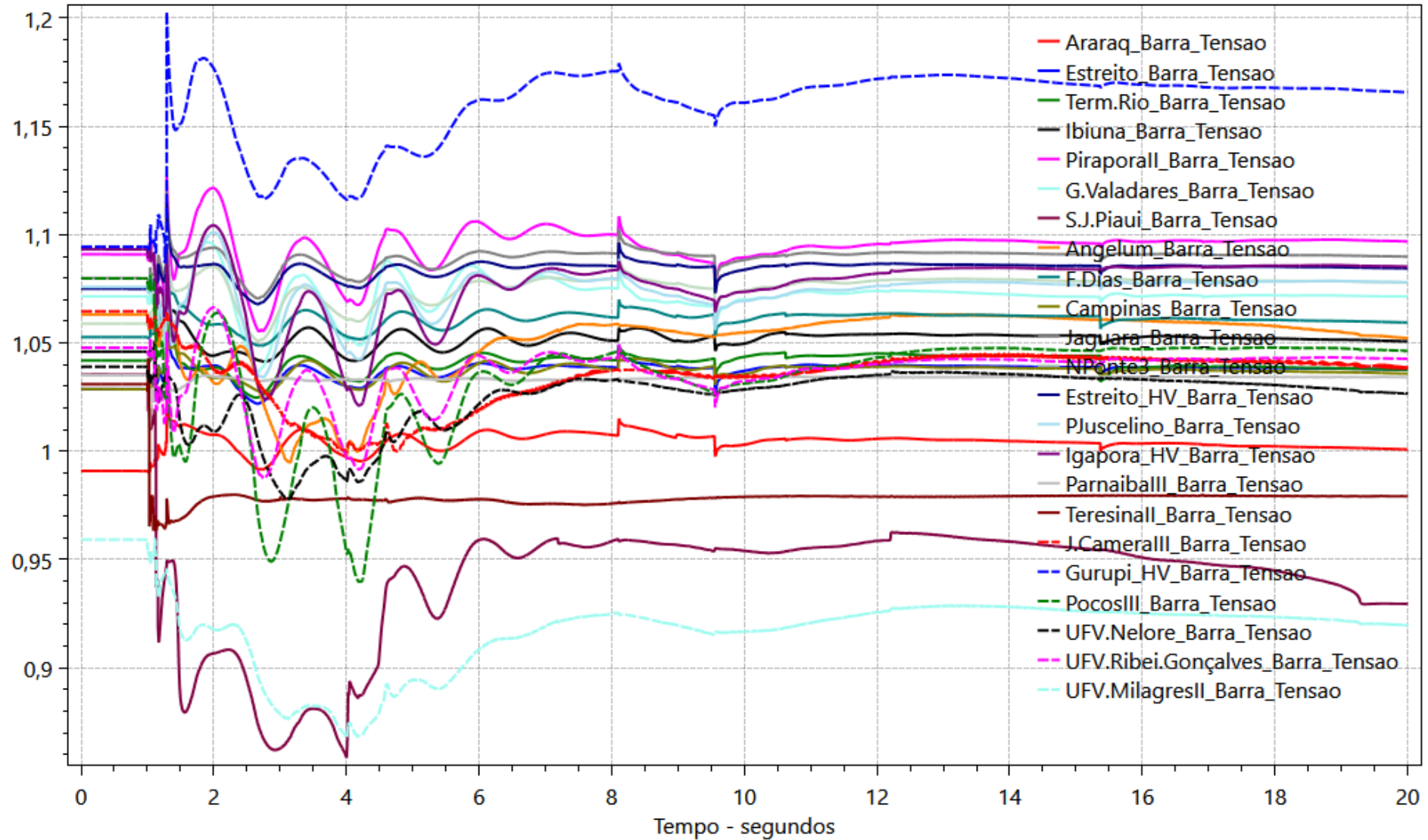
CASO 4 com SEP:

- NE: 500 MVA (São João do Piauí), 500 MVA (Angelim), 500 MVA (Ribeira das Águas), 500 MVA (Sapeaçu)
- SE: 500 MVA (Pirapora II), 500 MVA (Governador Valadares), 500 MVA (São Gotardo II), 500 MVA (Mutum)
- Utilização do SEP alterando o setpoint de potência ativa de todos os BESS, de modo a aliviar as interligações (alteração do Pref para -1.0pu no NE e +1.0pu no SE)

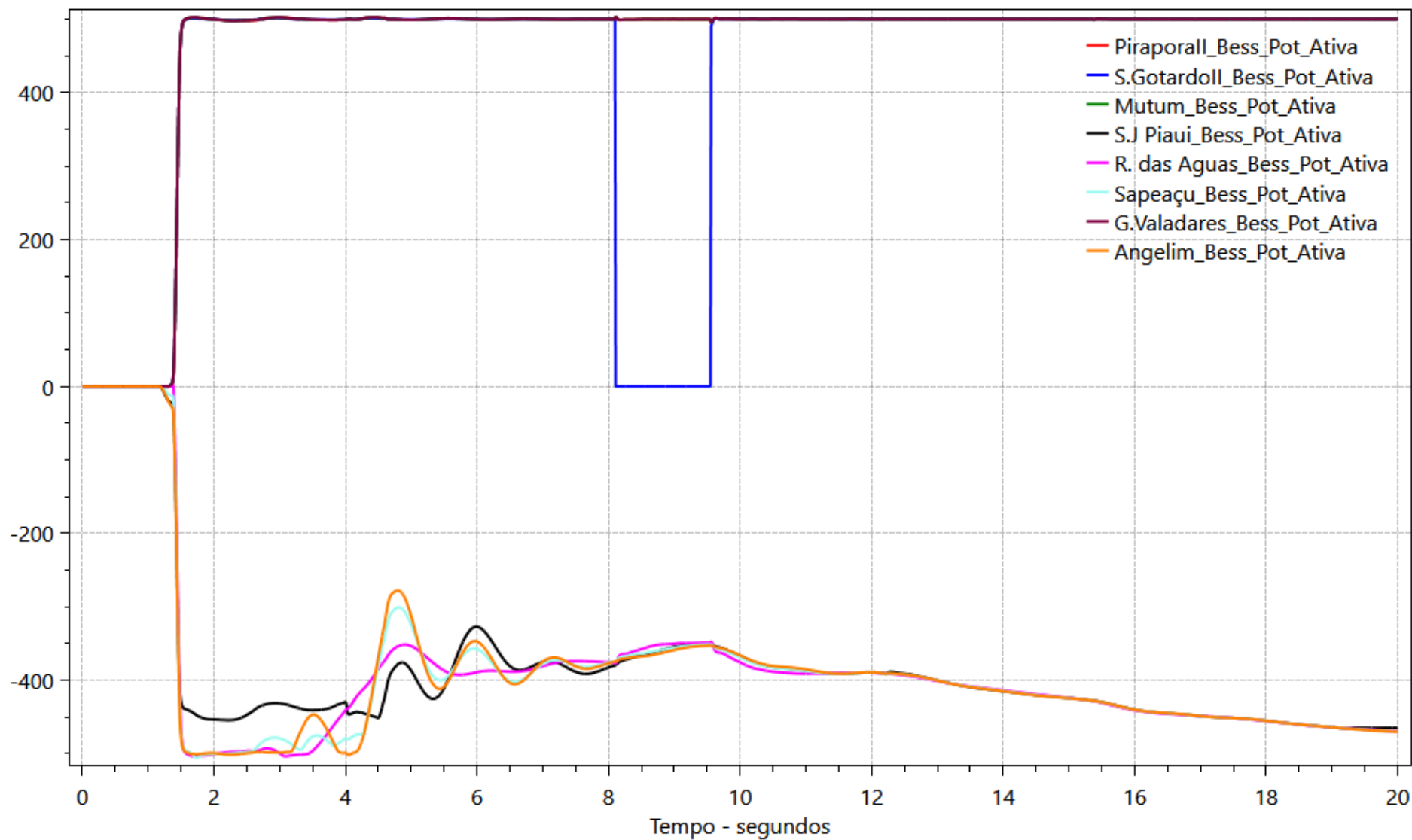
Frequências (com SEP)



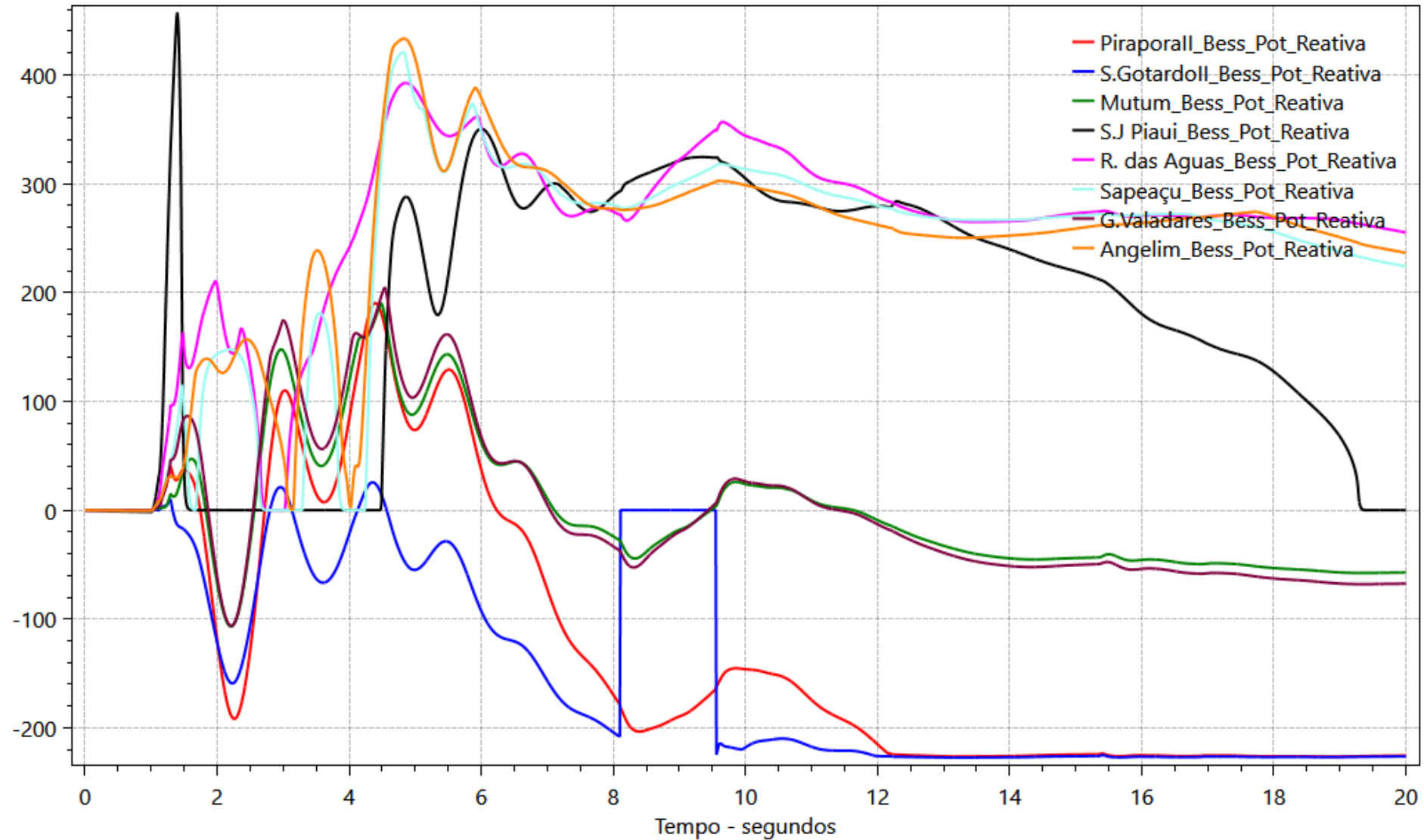
Tensões (com SEP)



Potências Ativas (com SEP)



Potências Reativas (com SEP)



Suavização de Curva de Carga

Objetivo

- Alterar a curva de carga diária considerando os BESS

Metodologia

- Análise Energética → Definição de Problema de Otimização
- Análise Elétrica → Cenários Horários de Fluxo de Potência

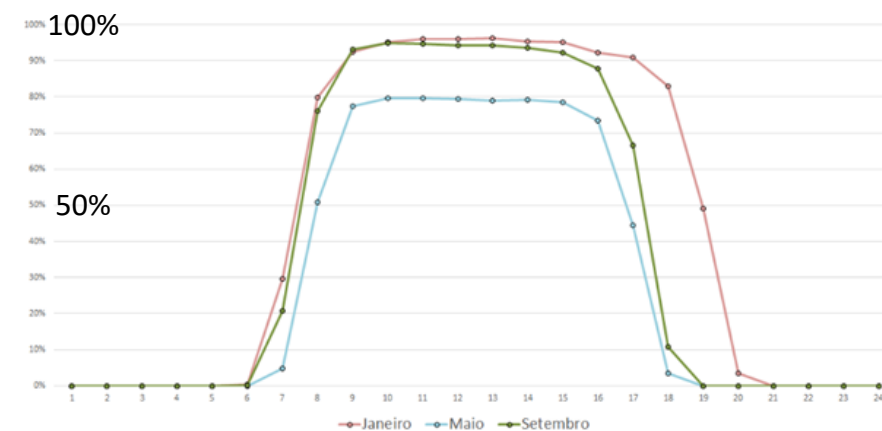
Análise Energética

Definições

- **GD** – geração distribuída fora da Rede Básica (majoritariamente usinas térmicas a biomassa e pequenas centrais hidrelétricas)
- **MMGD** – micro e minigeração distribuída (majoritariamente fotovoltaicas)
- **UFV** – Usinas Fotovoltaicas Centralizadas

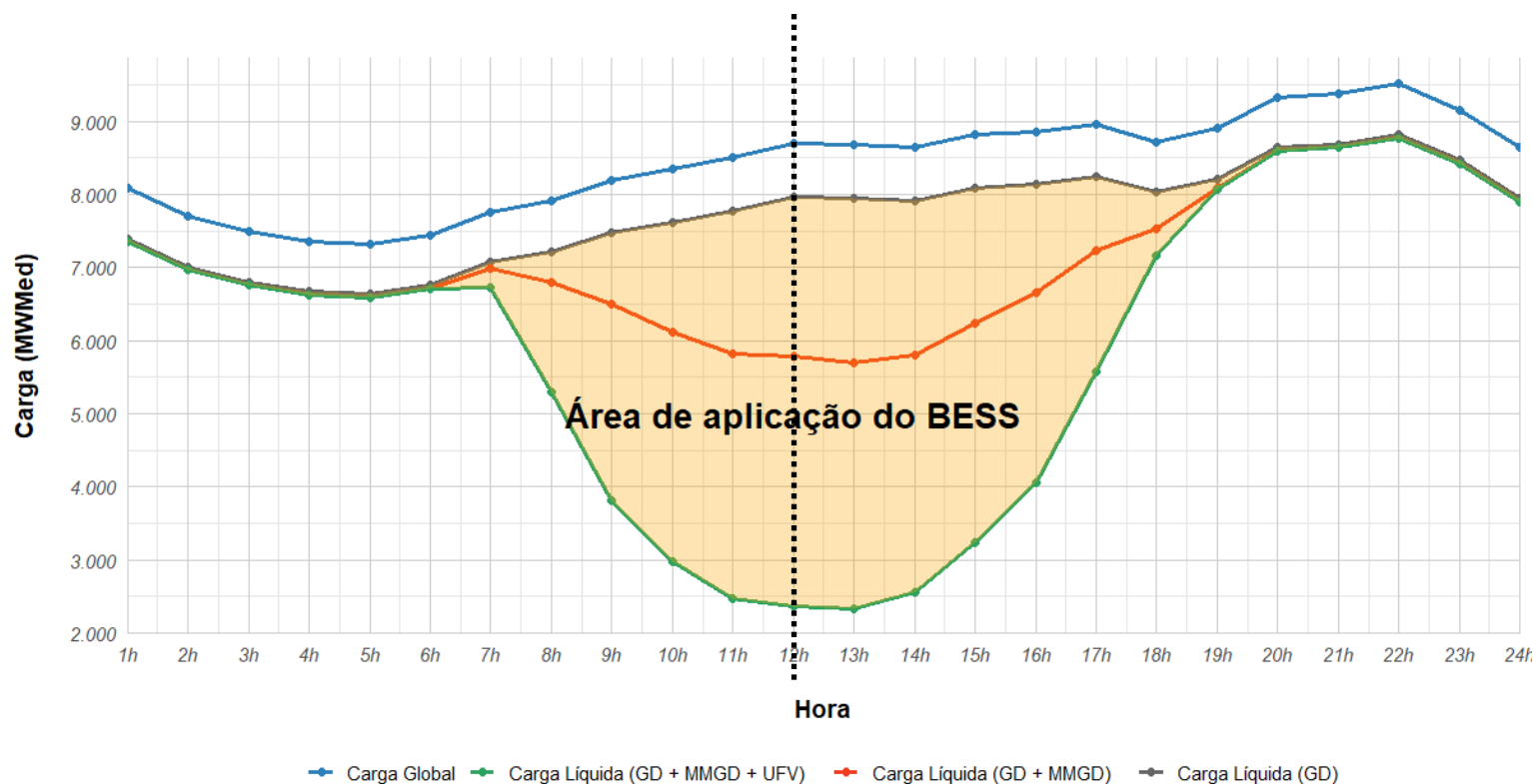
Condições de Contorno

- Dados da Carga:
 - Média da Curva de Carga: Dias Úteis (MG)
 - Mês Escolhido: Junho de 2024
 - Fonte: Portal de Dados Abertos do ONS
- Dados das UFVs:
 - Fator de Capacidade P50 (Percentil 50)
 - Capacidade Máxima das UFVs = 4,8 GW
- Dados dos BESS:
 - Potência Máxima dos BESS = 2,4 GW
 - Energia Máxima dos BESS = 4,8 GWh



Fonte: Exemplo da capacidade P95 de Minas Gerais retirado do Relatório das etapas 1.1, 1.2 e 1.3

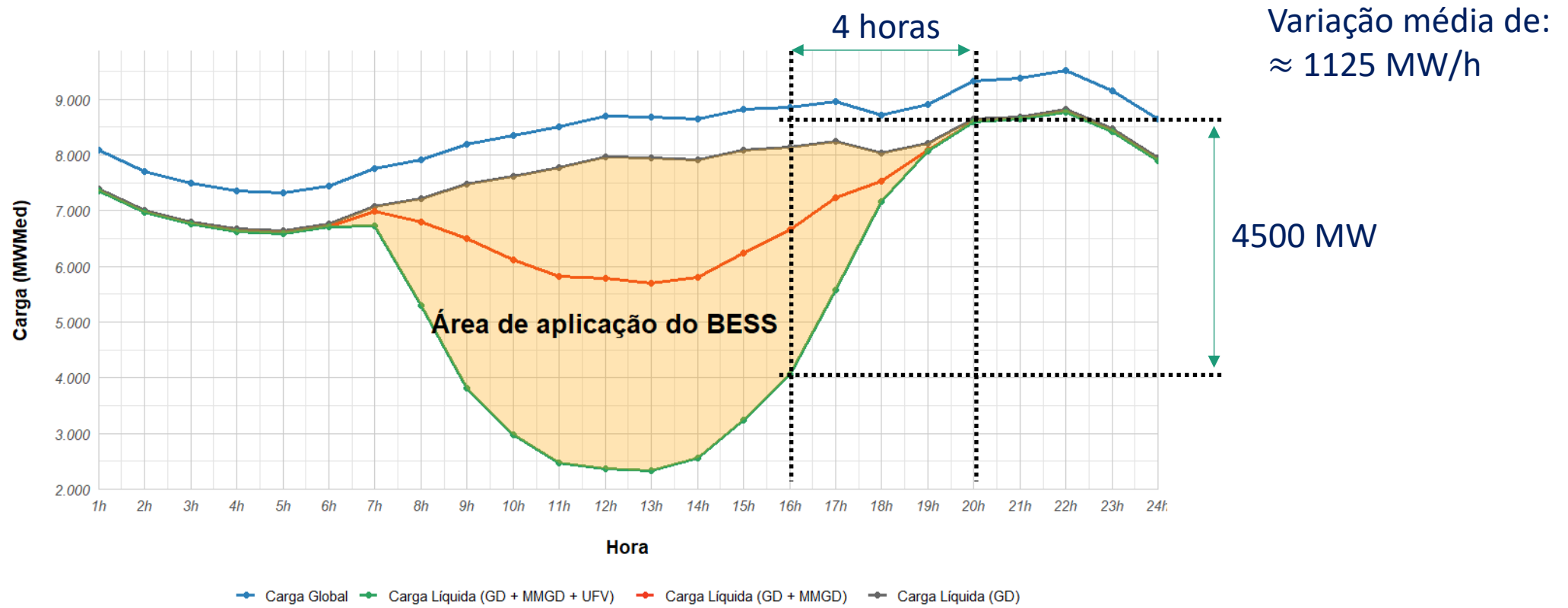
Curva Diária da Carga Total do Estado de Minas Gerais



Valor às 12h:
 GD \approx 750 MW
 MMGD \approx 2250 MW
 UFV \approx 3300 MW

Ou seja, ao meio dia a carga cai de \approx 8700 MW para \approx 2400 MW
 (cerca de 72% de redução da carga nesse horário)

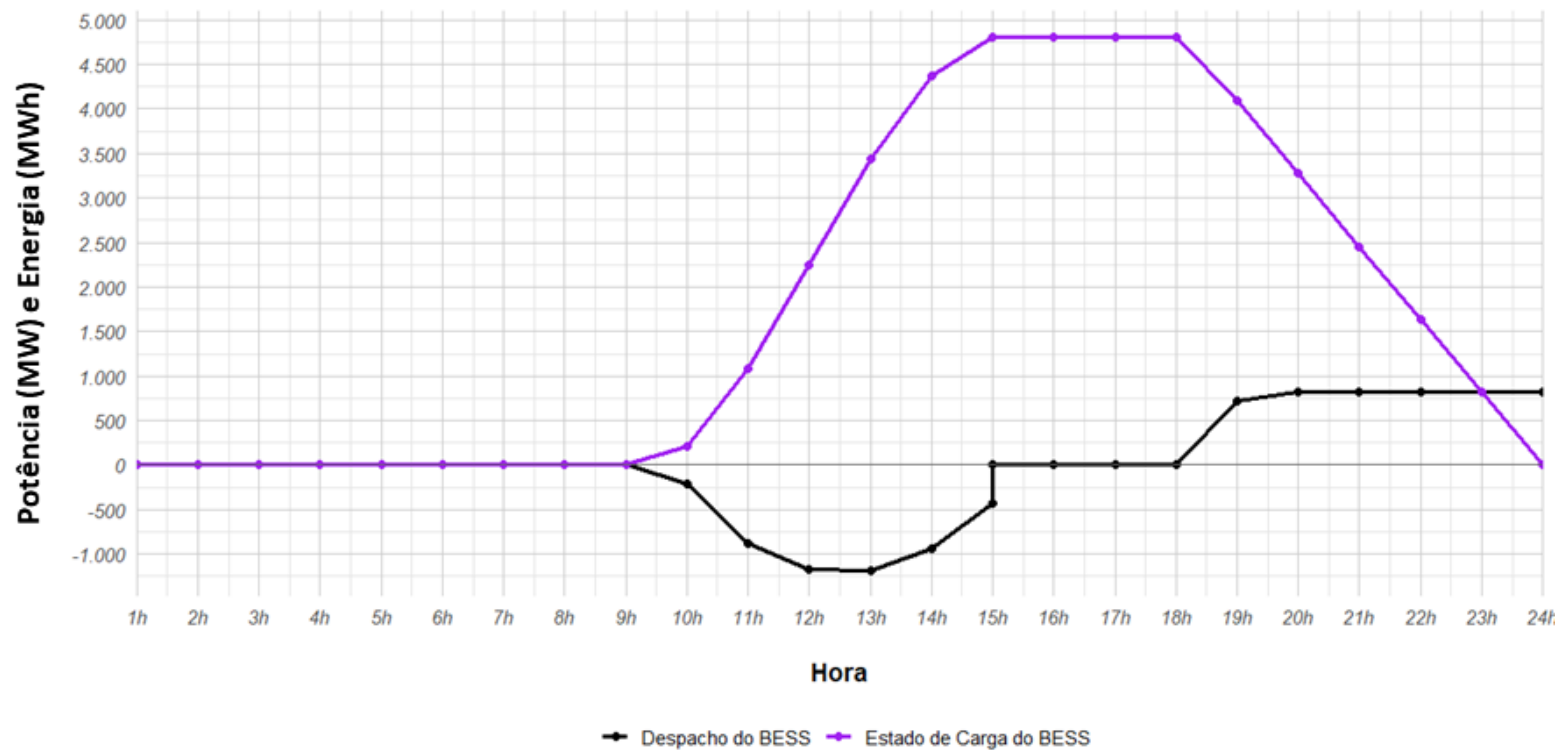
Curva Diária da Carga Total do Estado de Minas Gerais



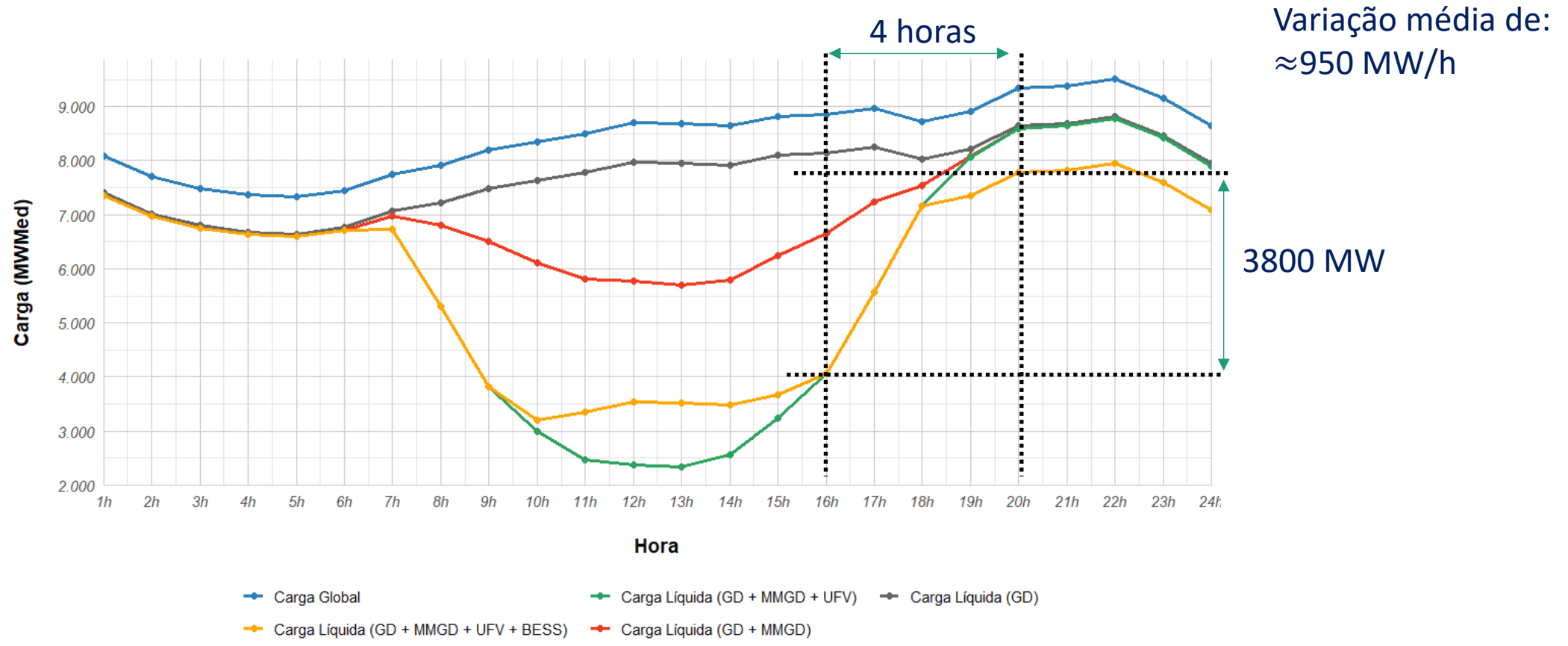
Estratégia 1 – Compensação da Geração Variável

- Minimização das diferenças entre a carga líquida considerando GD, MMGD e UFV, e a carga líquida considerando apenas a GD
- A ideia é compensar a geração variável (MMGD e UFV)

Estratégia 1 – Potência e Energia do BESS



Curva Diária da Carga Total do Estado de Minas Gerais

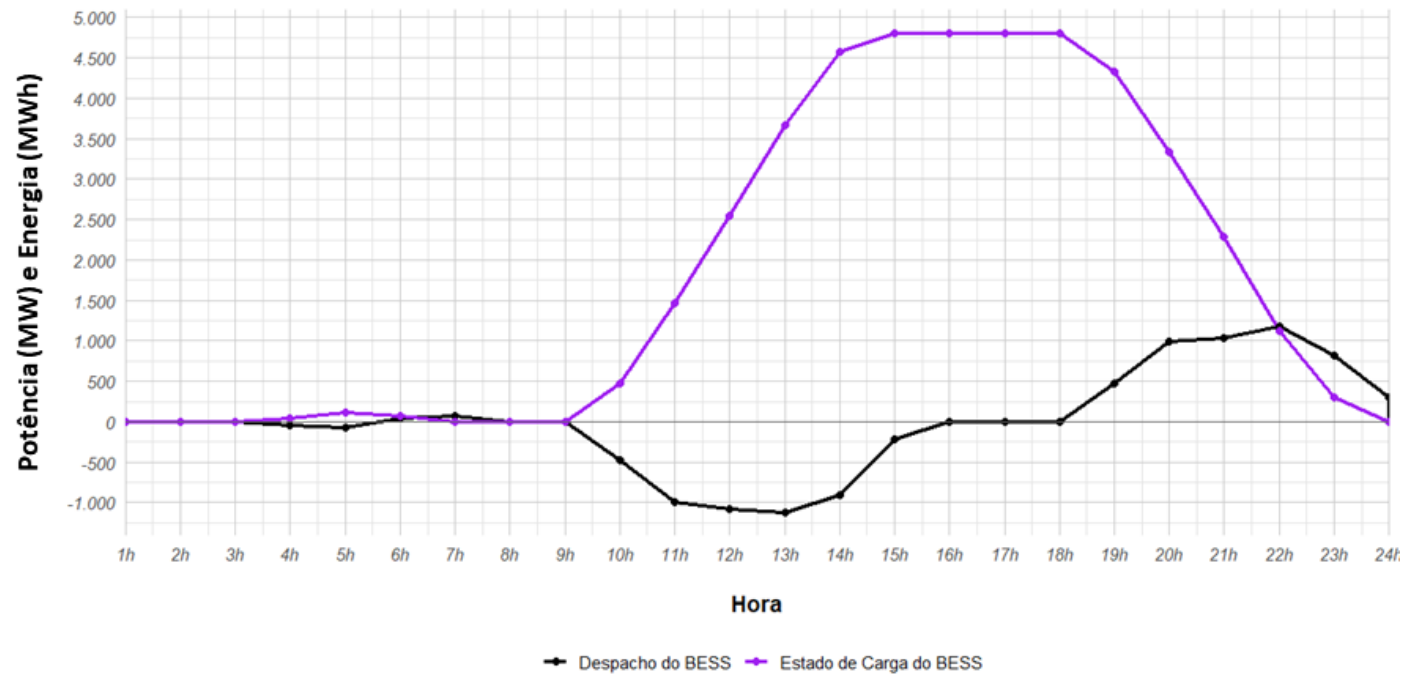


Rampa sem BESS	Rampa com BESS – Estratégia 1
1125 MW/h	950 MW/h

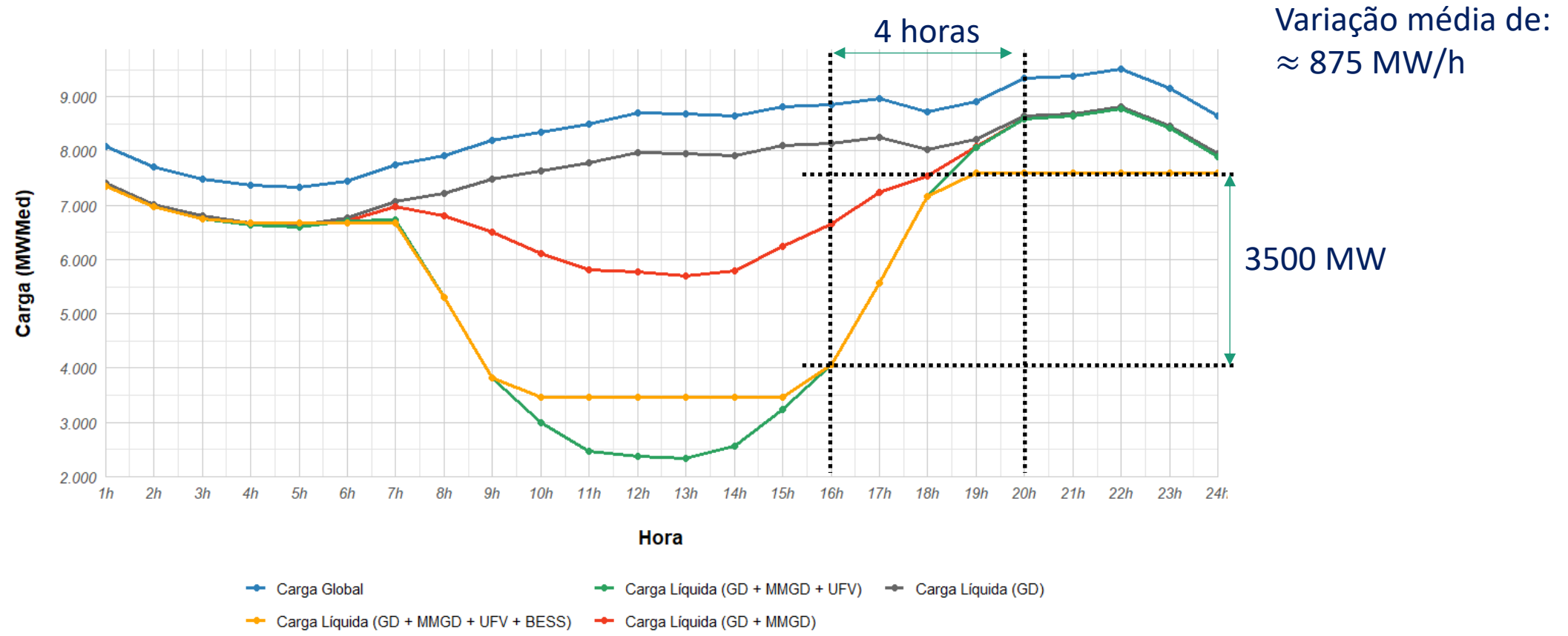
Estratégia 2 – Compensação da Carga Média

- Minimização das diferenças entre a carga líquida considerando GD, MMGD e UFV e o valor médio da carga líquida considerando apenas GD.

Estratégia 2 – Potência e Energia do BESS



Curva Diária da Carga Total do Estado de Minas Gerais

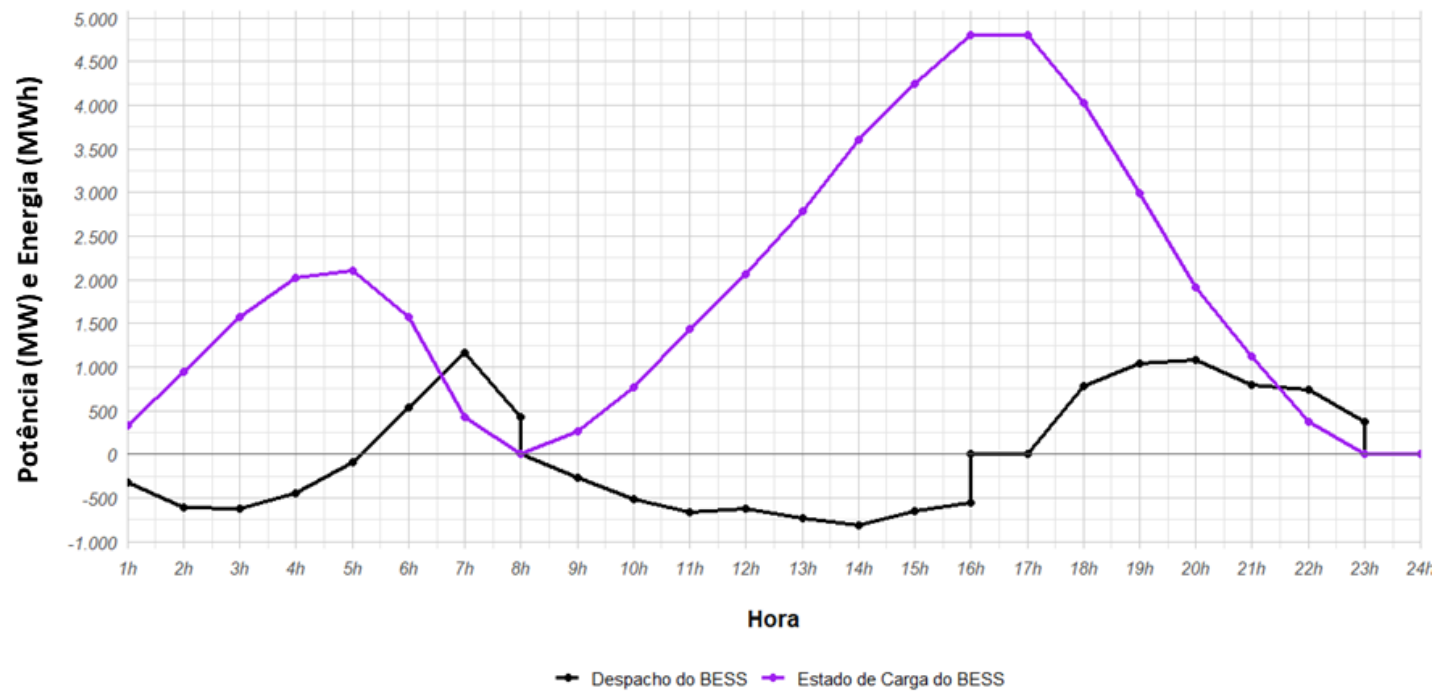


Rampa sem BESS	Rampa com BESS – Estratégia 1	Rampa com BESS – Estratégia 2
1125 MW/h	950 MW/h	875 MW/h

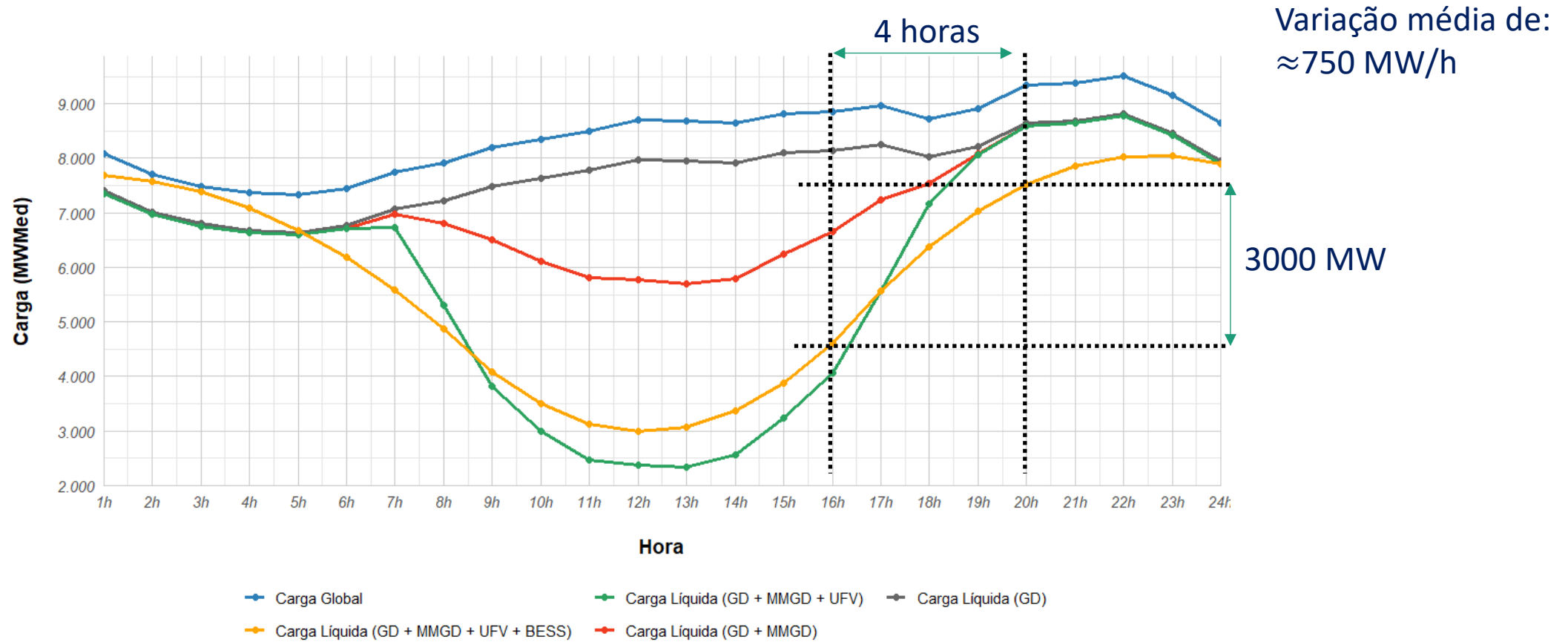
Estratégia 3 – Compensação da Variação (Derivada) da Carga

- Minimização das variações horárias da carga
- Considera-se a carga líquida, descontando-se a GD a MMGD e a UFV.

Estratégia 3 – Potência e Energia do BESS



Curva Diária da Carga Total do Estado de Minas Gerais



Rampa sem BESS	Rampa com BESS – Estratégia 1	Rampa com BESS – Estratégia 2	Rampa com BESS – Estratégia 3
1125 MW/h	950 MW/h	875 MW/h	750 MW/h

Redução:
 33,3%

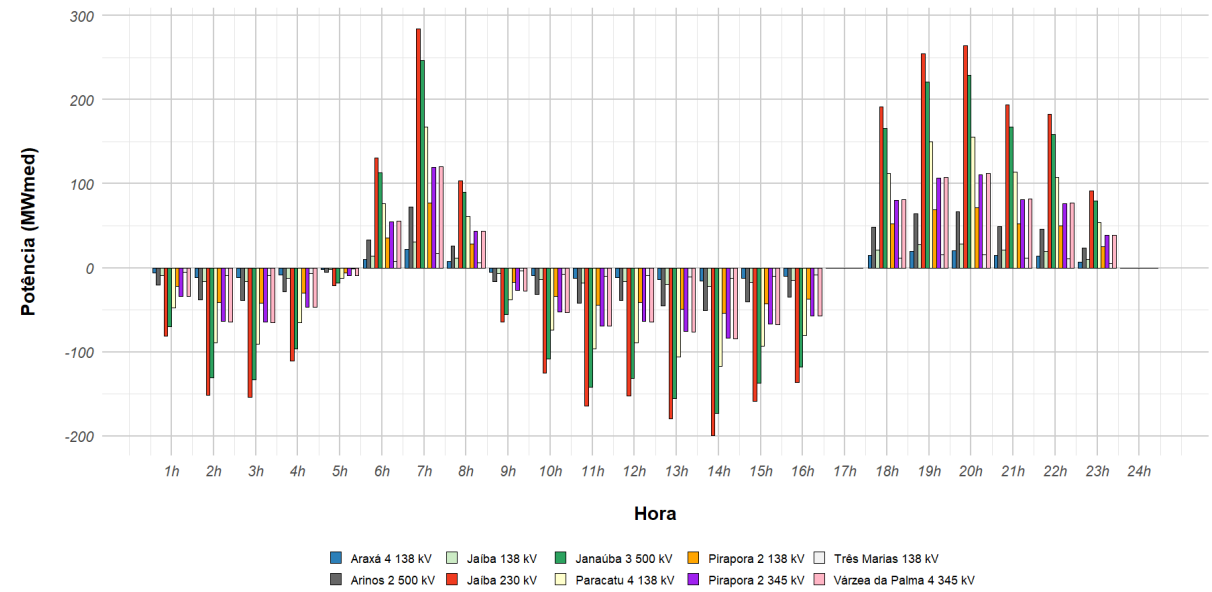
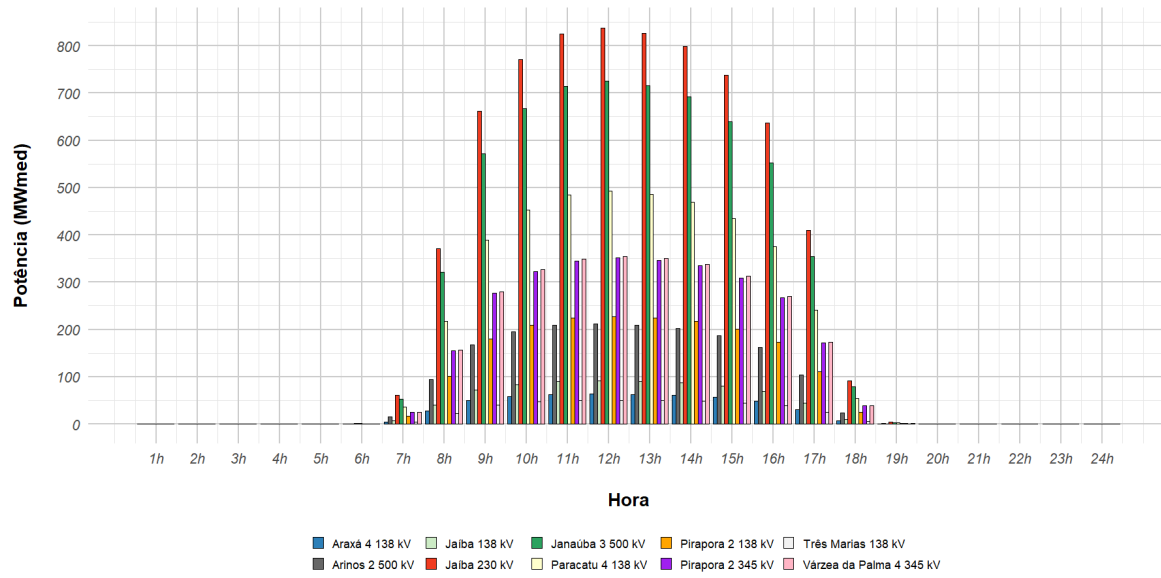
Análise Elétrica

Algumas premissas

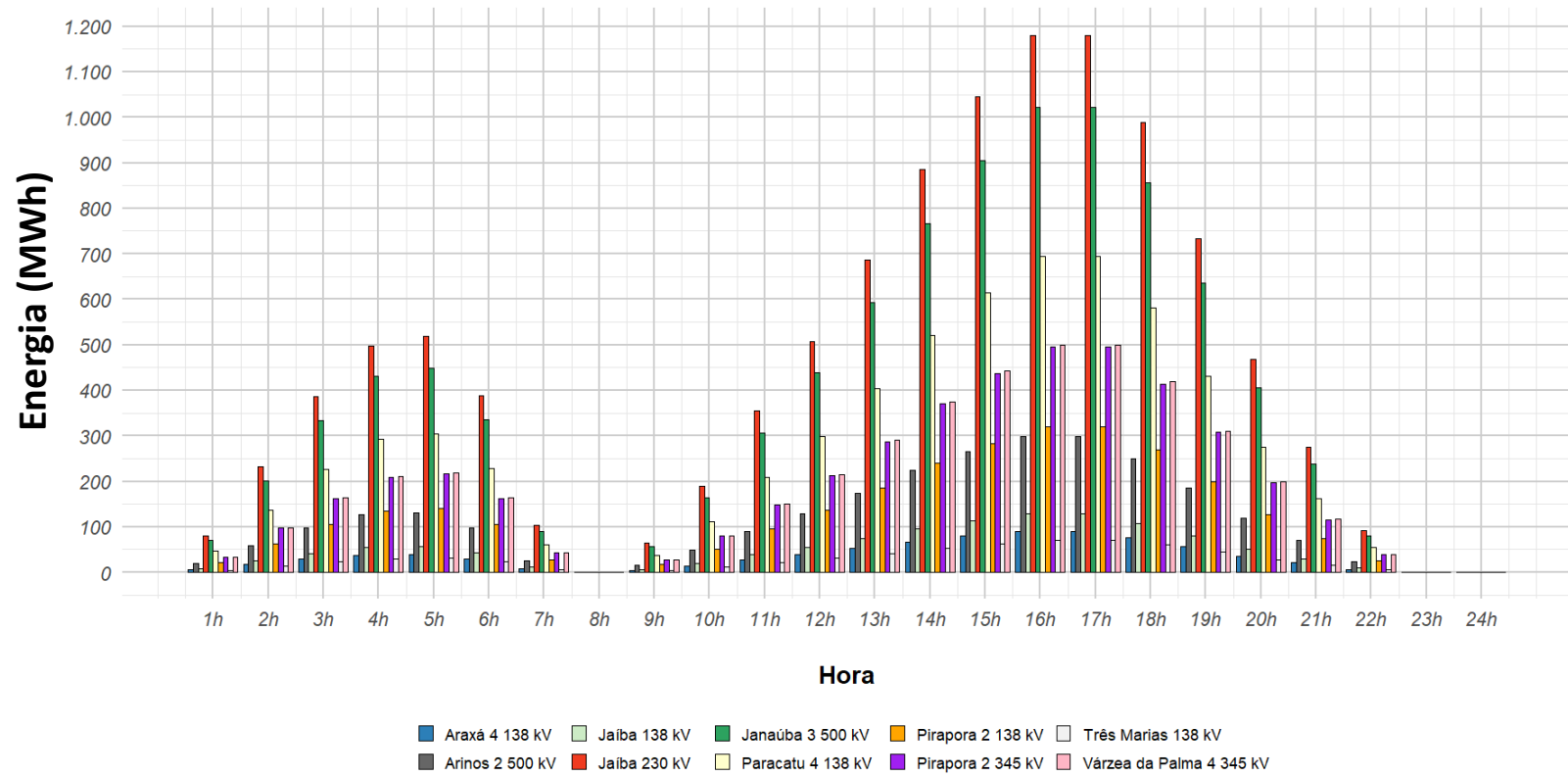
- Avaliação do Fluxo de Potência em 24 pontos de operação
- Considerando três patamares de carga como base
 - Carga Leve: de 1 às 7h
 - Carga Média: de 8 às 18h e de 22 às 24h
 - Carga Pesada: de 19 às 21h
- BESS instalados nos pontos de conexão das UFVs
 - Araxá, Arinos (≈ 200 MW)
 - Jaíba, Janaúba (≈ 1150 MW)
 - Paracatu, Pirapora (≈ 750 MW)
 - Três Marias, Várzea da Palma (≈ 300 MW)

BESS
Capacidade Total
 $\approx 2,4$ GW / $4,8$ GWh

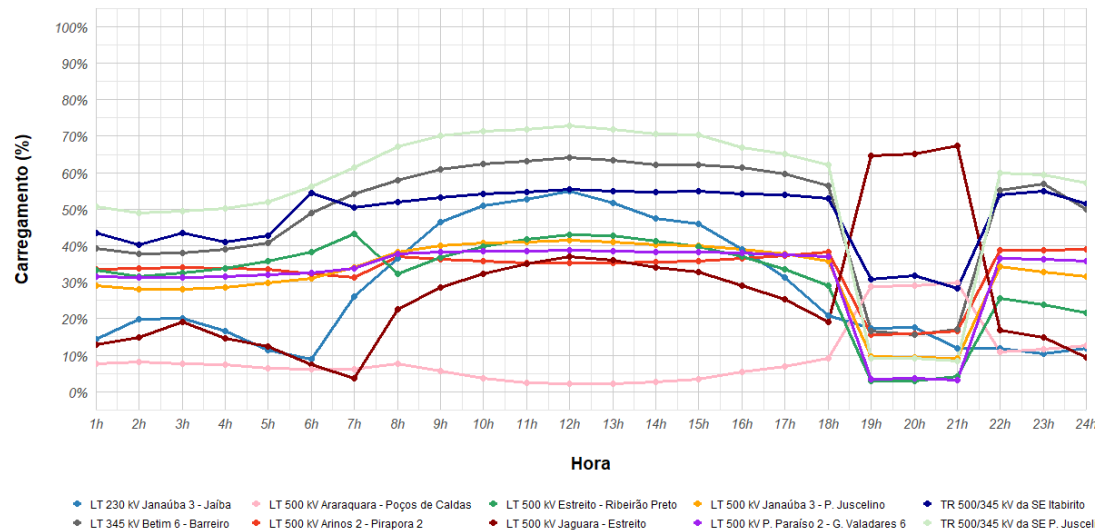
Despacho Horário: UFV e BESS



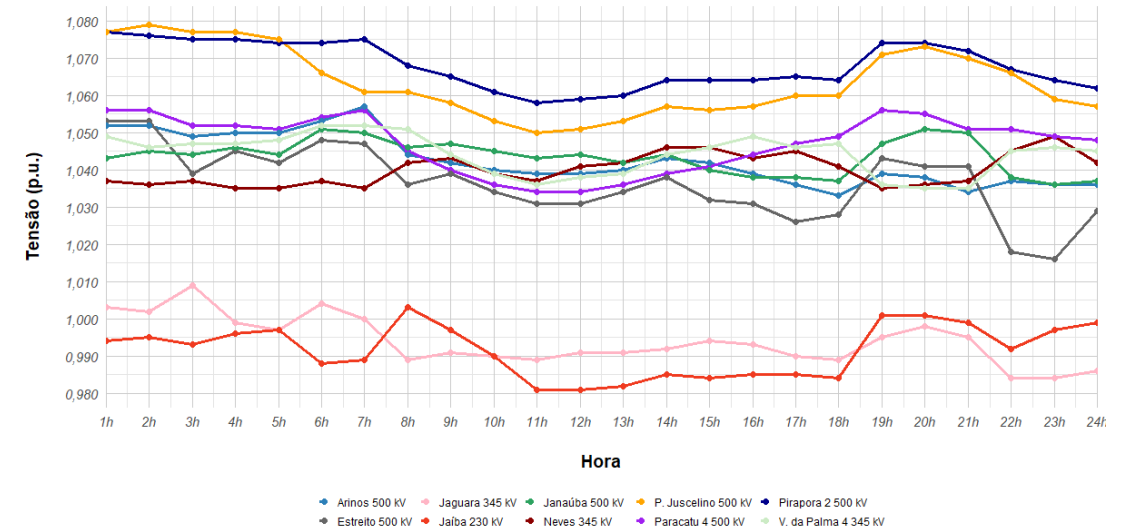
Estado de Carga dos BESS



Carregamento de importantes LTs do estado de Minas Gerais



Perfil de tensão de importantes barramentos do estado de Minas Gerais



Considerações Finais

- As análises energéticas e elétricas mostraram que o uso de BESS é uma solução eficaz para atenuar as variações da curva de carga;
- Três estratégias de despacho foram propostas: compensação da geração, rastreamento da carga média e compensação de derivada da carga;
- A estratégia que trabalha com a derivada da carga foi a que melhor suavizou a rampa de carga ao final do dia (“curva do pato”);
- 600 MW de geração térmica poderiam ser evitadas na ponta, com a utilização dos BESS no período de operação noturna;
- 500 MW de UFV poderiam entrar na região Nordeste durante o dia, para carregamento dos BESS (mitigação do *curtailment*).



Obrigado!

glaucotaranto@coppe.ufrj.br & masseran@coppe.ufrj.br

COPPE/UFRJ

LASPOT – Laboratório de Sistemas de Potência
Programa de Engenharia Elétrica
Centro de Tecnologia, Ilha do Fundão
Rio de Janeiro, RJ

PD 10307-0222/2023

Pesquisa de aplicação de sistemas de armazenamento de energia de baterias (BESS) no sistema de transmissão.