



**Pedro Miguel de Granja Silva e Sousa Rocha**

Licenciado em Ciências de Engenharia Electrotécnica e de Computadores

## **Resiliência de comunidades em redes BT perante múltiplas falhas**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Doutor Pedro Miguel Ribeiro Pereira, Professor Auxiliar, FCT-UNL

Coorientador: Mestre Adriana Mar Brazuna de Jesus, Investigadora, FCT-UNL



FACULDADE DE  
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

**Março, 2020**



**Resiliência de comunidades em redes de BT perante múltiplas falhas**

Copyright © Pedro Miguel de Granja Silva e Sousa Rocha, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.



*À minha família e à Ana*



## **Agradecimentos**

Quero agradecer a todo o departamento de Engenharia Eletrotécnica da Faculdade de Ciências e Tecnologias da Universidade Nova de Lisboa, por todos os conhecimentos partilhados ao longo do curso. Com especial agradecimento ao Prof. Doutor Francisco Reis pela extrema disponibilidade.

Ao meu orientador Prof. Doutor Pedro Miguel Ribeiro Pereira pela oportunidade de desenvolver esta dissertação, pela disponibilidade e a ajuda dada. Ao meu coorientador Mestre Adriana Mar Brazuna de Jesus pelo esclarecimento de dúvidas e disponibilidade.

Ao meu irmão, pelos conhecimentos partilhados, pela paciência e disponibilidade que teve durante o meu percurso escolar e principalmente durante o desenvolvimento desta dissertação.

Aos meus pais um agradecimento muito especial, por tudo o que fizeram durante todo o meu percurso escolar, todo o esforço que investiram em mim, e apesar de alguns momentos não ter dado o meu melhor, obrigado por não desistirem de me puxar e de me ajudarem a acreditar em mim.

Aos meus amigos, em particular aos que me acompanharam durante este percurso, Mário Amorim, Tiago Ramalho, Carolina Amorim e João Rato obrigado por me empurrarem num bom caminho e pelo apoio que me deram.

À Ana, que aturou todas as minhas frustrações, que me acalmou, que me fez focar no que era importante e nunca desistir. Obrigado pelo teu apoio, carinho e amor.



## Resumo

---

O desenvolvimento na indústria da energia trouxe sem dúvida grandes vantagens ao nível da poupança da energia e do uso de energia proveniente de fontes renováveis, de forma a poupar recurso naturais e também diminuir a pegada ecológica. Mas estas tecnologias trouxeram também novas possíveis causas de provocação de falhas na rede, devido ao uso de *smart grids*. Cada vez mais é relatado ataques cibernéticos a estas redes inteligentes causando falhas parciais ou por vezes totais da rede.

Nesta dissertação foi testado uma rede de quinze edifícios, estando estes distribuídos pelas três fases, sendo que nas três fases existe produção de energia proveniente de painéis fotovoltaico e em duas destas três fases existe a capacidade de armazenamento de energia na forma de baterias. É feita a análise à rede face a falhas, sendo estas falhas simuladas a partir da diminuição da potência disponível proveniente do ponto de transformação, que neste caso foi modelado a partir de uma fonte trifásica, sendo que o último teste à rede é feito com a diminuição da potência disponível para 0 MVA. São utilizadas métricas de resiliência para quantificar a resiliência da rede simulada e esta análise é feita para quatro fases do ano diferentes para melhor demonstrar os diferentes níveis de corrente injetada pelos painéis.

Foi observado a diferença entre os meses de mais calor face aos restantes, tendo estes aumentado consideravelmente a resiliência da rede, principalmente face a uma falha total, ou seja, não havendo potência disponível por parte do ponto de transformação. Devido à importância da energia solar, também se teve em conta a hora a que é dada a falha total, pois no período da noite, a potência injetada pelos painéis não iria ser sentida.

Palavras-Chave: Falha, NZEB, Painel Fotovoltaico, Bateria.

---



## Abstract

---

The development in the energy industry has undoubtedly brought great advantages in terms of energy savings and the use of energy from renewable sources, in order to save natural resources and also reduce the ecological footprint. But these technologies have also brought a new possible way of causing failures in entire grids due to the use of smart grids. Failures caused by cyberattacks aren't an uncommon thing, and has been reports of this kind of attacks cause partial or sometimes total grid failures, leaving many without energy.

In this dissertation a small grid, with fifteen buildings, was tested, that has integrated building without any microgeneration, buildings equipped with the technology of photovoltaic panels and some also equipped with batteries. The grid is analyzed in the face of various failures, ones stronger than others, even reaching to the point where the three phases of the grid are completely isolated from the source. In order to quantify the resilience of the grid against these failures, two metrics were used that analyze the percentage of loads fed during the failure and the amount of time the system withstood the failure. This analysis is made for four different phases of the year in order to be able to observe the change in the current that is injected to the grid by the photovoltaic panels and verify its impact on the grid.

It was possible to see the difference between the warmest months, having significantly increased the grid resilience to the fault. This difference was even more clear on the last test, when the three phases are isolated from the source. Due to the importance of solar energy, it was also taken into account the time when the total failure is given, because in the night, the power injected by the panels would not be felt.

---



# Índice

|                                                  |            |
|--------------------------------------------------|------------|
| <b>RESUMO.....</b>                               | <b>IX</b>  |
| <b>ABSTRACT .....</b>                            | <b>XI</b>  |
| <b>LISTA DE FIGURAS.....</b>                     | <b>XIV</b> |
| <b>LISTA DE TABELAS .....</b>                    | <b>XV</b>  |
| <b>LISTA DE GRÁFICOS .....</b>                   | <b>XVI</b> |
| <b>LISTA DE ACRÔNIMOS .....</b>                  | <b>XX</b>  |
| <b>1 INTRODUÇÃO .....</b>                        | <b>1</b>   |
| 1.1 MOTIVAÇÃO.....                               | 1          |
| 1.2 OBJETIVOS .....                              | 3          |
| 1.3 CONTRIBUIÇÕES.....                           | 3          |
| <b>2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>             | <b>4</b>   |
| 2.1 TIPOS DE FALHAS .....                        | 5          |
| 2.2 SEVERIDADE.....                              | 6          |
| 2.2.1 Duração.....                               | 6          |
| 2.2.2 Consequências.....                         | 6          |
| 2.3 TÉCNICAS DE PROTEÇÃO DA REDE .....           | 7          |
| 2.3.1 Medidas preventivas .....                  | 7          |
| 2.3.2 Técnicas de Monitorização.....             | 9          |
| 2.3.3 Contramedidas.....                         | 11         |
| 2.3.4 Métricas de Resiliência .....              | 12         |
| <b>3 MODELO CONCEPTUAL E IMPLEMENTAÇÃO .....</b> | <b>16</b>  |
| 3.1 MODELO CONCEPTUAL .....                      | 16         |
| 3.1.1 Modelo de carga.....                       | 17         |
| 3.1.2 Painéis Fotovoltaicos.....                 | 18         |
| 3.1.3 Bateria.....                               | 19         |
| 3.2 IMPLEMENTAÇÃO .....                          | 21         |
| 3.2.1 Rede.....                                  | 21         |
| 3.2.2 Modelo da carga .....                      | 23         |
| 3.2.3 Painéis Fotovoltaicos.....                 | 26         |
| 3.2.4 Bateria.....                               | 29         |
| 3.2.5 Cenários .....                             | 31         |
| 3.2.6 Métricas de Resiliência .....              | 31         |
| <b>4 ANÁLISE DE RESULTADOS .....</b>             | <b>33</b>  |
| 4.1 POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                    | 34         |
| 4.1.1 3 MVA .....                                | 34         |
| 4.1.2 1,5 MVA .....                              | 37         |
| 4.1.3 750 kVA .....                              | 39         |
| 4.1.4 300 kVA .....                              | 43         |
| 4.1.5 0 VA .....                                 | 57         |
| 4.2 CONCLUSÃO DOS RESULTADOS .....               | 72         |
| <b>5 CONCLUSÃO E TRABALHO FUTURO .....</b>       | <b>74</b>  |
| <b>REFERÊNCIAS.....</b>                          | <b>76</b>  |
| <b>ANEXO 1 .....</b>                             | <b>79</b>  |

## Lista de Figuras

---

|                                                                                                                                                        |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| FIGURA 1 - EDIFÍCIO COM BALANÇO ENERGÉTICO NULO (ADAPTADO DE [36]).....                                                                                | 2  |
| FIGURA 2 - PERCENTAGEM DE ENERGIA CONSUMIDA PROVENIENTE DE FONTES RENOVÁVEIS POR PAÍS, BEM COMO OS SEUS OBJETIVOS PARA 2020 [22].....                  | 2  |
| FIGURA 3 - VULNERABILIDADE DE UMA REGIÃO QUE É AFETADA POR UMA INDISPONIBILIDADE DE ENERGIA (ADAPTADO DE [10]) .....                                   | 5  |
| FIGURA 4 - CONCEITO DE HC BEM COMO O SEU BENEFÍCIO [9].....                                                                                            | 8  |
| FIGURA 5 - SISTEMAS DE MONITORIZAÇÃO DE DETEÇÃO E LOCALIZAÇÃO DE FALHAS. A) SISTEMA CONVENCIONAL. B) SISTEMA COM O USO DE REDES INTELIGENTES [6] ..... | 10 |
| FIGURA 6 - EXEMPLO DE INTERFACE DE UM SISTEMA SCADA (ADAPTADO DE [6]) .....                                                                            | 11 |
| FIGURA 7 - MODELO CONCEPTUAL DA REDE (IMAGENS ADAPTADAS DE [32][33][34][35]).....                                                                      | 17 |
| FIGURA 8 - FLUXOGRAMA DO CONTROLO DA AÇÃO DA BATERIA (CARREGAR E/OU DESCARREGAR) .....                                                                 | 19 |
| FIGURA 9 - AÇÃO DE CARREGAMENTO E/OU DESCARREGAMENTO DA BATERIA .....                                                                                  | 20 |
| FIGURA 10 - MODELO DA REDE .....                                                                                                                       | 22 |
| FIGURA 11 - MODELO DA HABITAÇÃO .....                                                                                                                  | 23 |
| FIGURA 12 - MODELO DA MÁQUINA DE LAVAR LOUÇA E FONTE DA ONDA UTILIZADA PARA A CONSTRUÇÃO DO MODELO [26] .....                                          | 24 |
| FIGURA 13 - MODELO DA MÁQUINA DE LAVAR ROUPA E FONTE DA ONDA UTILIZADA PARA A CONSTRUÇÃO DO MODELO [26] .....                                          | 25 |
| FIGURA 14 - MODELO DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS .....                                                                                                     | 26 |
| FIGURA 15 - BLOCO DE CÁLCULO .....                                                                                                                     | 27 |
| FIGURA 16 - MODELO DE CÁLCULO DA CORRENTE PROVENIENTE DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS DA FASE 2 .....                                                        | 27 |
| FIGURA 17 - RENDIMENTO DO INVERSOR (ADAPTADO DE [27]) .....                                                                                            | 29 |
| FIGURA 18 -MODELO DA BATERIA .....                                                                                                                     | 30 |

## Lista de Tabelas

---

|                                                                  |    |
|------------------------------------------------------------------|----|
| TABELA 1 - CARGAS UTILIZADAS.....                                | 18 |
| TABELA 2 - RESULTADOS OBTIDOS PARA 3 MVA, 1,5 MVA E 750 kVA..... | 72 |
| TABELA 3 - RESULTADOS OBTIDOS PARA 300 kVA E 0 VA.....           | 73 |

## Lista de Gráficos

---

|                                                                                                                                                      |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| GRÁFICO 1 - GRÁFICO DA POTÊNCIA CONSUMIDA AO LONGO DOS TRÊS DIAS .....                                                                               | 18 |
| GRÁFICO 2 - COMPORTAMENTO DA CARGA AO LONGO DOS TRÊS DIAS .....                                                                                      | 23 |
| GRÁFICO 3 - GRÁFICO DO CONSUMO DE ENERGIA DA MÁQUINA DE LAVAR LOUÇA .....                                                                            | 24 |
| GRÁFICO 4 - GRÁFICO DO CONSUMO DE ENERGIA DA MÁQUINA DE LAVAR ROUPA.....                                                                             | 25 |
| GRÁFICO 5 - RENDIMENTO DO INVERSOR DESENHADO NA FERRAMENTA DE SIMULAÇÃO .....                                                                        | 29 |
| GRÁFICO 6 - POTÊNCIA EM CADA CONJUNTO DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS DURANTE OS DETERMINADOS MESES AO<br>LONGO DOS TRÊS (3) DIAS .....                     | 33 |
| GRÁFICO 7 - COMPORTAMENTO DA FASE 1 EM JANEIRO PARA 3 MVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL.....                                                                | 35 |
| GRÁFICO 8 - COMPORTAMENTO DA FASE 1 EM ABRIL PARA 3 MVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL.....                                                                  | 35 |
| GRÁFICO 9 - COMPORTAMENTO DA FASE 1 EM AGOSTO PARA 3 MVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                                                                | 36 |
| GRÁFICO 10 - COMPORTAMENTO DA FASE 1 EM OUTUBRO PARA 3 MVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                                                              | 36 |
| GRÁFICO 11 - COMPORTAMENTO DA FASE 1 EM JANEIRO PARA 1,5 MVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                                                            | 37 |
| GRÁFICO 12 - COMPORTAMENTO DA FASE 1 EM ABRIL PARA 1,5 MVA POTÊNCIA DISPONÍVEL.....                                                                  | 38 |
| GRÁFICO 13 - COMPORTAMENTO DA FASE 1 EM AGOSTO PARA 1,5 MVA POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                                                                | 38 |
| GRÁFICO 14 - COMPORTAMENTO DA FASE 1 EM OUTUBRO PARA 1,5 MVA POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                                                               | 39 |
| GRÁFICO 15 - COMPORTAMENTO DA FASE 1 EM JANEIRO PARA 750 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                                                            | 40 |
| GRÁFICO 16 - COMPORTAMENTO DA FASE 2 EM JANEIRO PARA 750 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL, ANTES DAS<br>ALTERAÇÕES NECESSÁRIAS .....                       | 40 |
| GRÁFICO 17 - COMPORTAMENTO DA FASE 2 EM JANEIRO PARA 750 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL, DEPOIS DAS<br>ALTERAÇÕES NECESSÁRIAS .....                      | 41 |
| GRÁFICO 18 - COMPORTAMENTO DA FASE 3 EM JANEIRO PARA 750 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                                                            | 41 |
| GRÁFICO 19 - CARGA TOTAL DAS TRÊS BATERIAS E O SEU IMPACTO NA TENSÃO EFICAZ DA RESPECTIVA FASE EM<br>JANEIRO COM 750 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL..... | 42 |
| GRÁFICO 20 - POTÊNCIA DE DESCARREGAMENTO E CARREGAMENTO DE CADA BATERIA EM JANEIRO COM 750 kVA<br>DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                       | 42 |
| GRÁFICO 21 - COMPORTAMENTO DA FASE 1 EM JANEIRO PARA 300 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                                                            | 43 |

|                                                                                                                                                    |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| GRÁFICO 22 - COMPORTAMENTO DA FASE 2 EM JANEIRO PARA 300 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL, ANTES DAS ALTERAÇÕES NECESSÁRIAS .....                        | 44 |
| GRÁFICO 23 - COMPORTAMENTO DA FASE 2 EM JANEIRO PARA 300 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL, DEPOIS DAS ALTERAÇÕES NECESSÁRIAS .....                       | 45 |
| GRÁFICO 24 - COMPORTAMENTO DA FASE 3 EM JANEIRO PARA 300 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                                                          | 45 |
| GRÁFICO 25 - POTÊNCIA DE DESCARREGAMENTO E CARREGAMENTO DE CADA BATERIA EM JANEIRO COM 300 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                        | 46 |
| GRÁFICO 26 - CARGA TOTAL DAS TRÊS BATERIAS E O SEU IMPACTO NA TENSÃO EFICAZ DA RESPECTIVA FASE EM JANEIRO COM 300 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL ..... | 46 |
| GRÁFICO 27 - COMPORTAMENTO DA FASE 1 EM ABRIL PARA 300 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                                                            | 47 |
| GRÁFICO 28 - COMPORTAMENTO DA FASE 2 EM ABRIL PARA 300 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL, ANTES DAS ALTERAÇÕES NECESSÁRIAS .....                          | 47 |
| GRÁFICO 29 - COMPORTAMENTO DA FASE 2 EM ABRIL PARA 300 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL, DEPOIS DAS ALTERAÇÕES NECESSÁRIAS .....                         | 48 |
| GRÁFICO 30 - COMPORTAMENTO DA FASE 3 EM ABRIL PARA 300 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                                                            | 48 |
| GRÁFICO 31 - CARGA TOTAL DAS TRÊS BATERIAS E O SEU IMPACTO NA TENSÃO EFICAZ DA RESPECTIVA FASE EM ABRIL COM 300 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....   | 49 |
| GRÁFICO 32 - POTÊNCIA DE DESCARREGAMENTO E CARREGAMENTO DE CADA BATERIA EM ABRIL COM 300 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                          | 49 |
| GRÁFICO 33 - COMPORTAMENTO DA FASE 1 EM AGOSTO PARA 300 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                                                           | 50 |
| GRÁFICO 34 - COMPORTAMENTO DA FASE 2 EM AGOSTO PARA 300 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL, ANTES DAS ALTERAÇÕES NECESSÁRIAS .....                         | 51 |
| GRÁFICO 35 - COMPORTAMENTO DA FASE 2 EM AGOSTO PARA 300 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL, DEPOIS DAS ALTERAÇÕES NECESSÁRIAS .....                        | 52 |
| GRÁFICO 36 - COMPORTAMENTO DA FASE 3 EM AGOSTO PARA 300 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                                                           | 52 |
| GRÁFICO 37 - CARGA TOTAL DAS TRÊS BATERIAS E O SEU IMPACTO NA TENSÃO EFICAZ DA RESPECTIVA FASE EM AGOSTO COM 300 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....  | 53 |
| GRÁFICO 38 - POTÊNCIA DE DESCARREGAMENTO E CARREGAMENTO DE CADA BATERIA EM AGOSTO COM 300 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                         | 53 |
| GRÁFICO 39 - COMPORTAMENTO DA FASE 1 EM OUTUBRO PARA 300 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                                                          | 54 |
| GRÁFICO 40 - COMPORTAMENTO DA FASE 2 EM OUTUBRO PARA 300 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL, ANTES DAS ALTERAÇÕES NECESSÁRIAS .....                        | 54 |
| GRÁFICO 41 - COMPORTAMENTO DA FASE 2 EM AGOSTO PARA 300 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL, DEPOIS DAS ALTERAÇÕES NECESSÁRIAS .....                        | 55 |
| GRÁFICO 42 - COMPORTAMENTO DA FASE 3 EM OUTUBRO PARA 300 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                                                          | 56 |
| GRÁFICO 43 - CARGA TOTAL DAS TRÊS BATERIAS E O SEU IMPACTO NA TENSÃO EFICAZ DA RESPECTIVA FASE EM OUTUBRO COM 300 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL ..... | 56 |
| GRÁFICO 44 - POTÊNCIA DE DESCARREGAMENTO E CARREGAMENTO DE CADA BATERIA EM OUTUBRO COM 300 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                        | 57 |
| GRÁFICO 45 - FASE 2 FACE À FALHA QUE PROVOCA ENTRADA EM ILHA .....                                                                                 | 58 |
| GRÁFICO 46 - COMPORTAMENTO DA FASE 1 EM JANEIRO FACE À FALHA QUE PROVOCA ENTRADA EM ILHA .....                                                     | 59 |
| GRÁFICO 47 - COMPORTAMENTO DA BATERIA DA FASE 1 EM JANEIRO FACE À FALHA QUE PROVOCA ENTRADA EM ILHA .....                                          | 60 |

|                                                                                                                                                 |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| GRÁFICO 48 - COMPORTAMENTO DAS BATERIAS DA FASE 3 EM JANEIRO FACE À FALHA QUE PROVOCA ENTRADA EM ILHA .....                                     | 61 |
| GRÁFICO 49 - COMPORTAMENTO DA FASE 3 EM JANEIRO FACE À FALHA QUE PROVOCA ENTRADA EM ILHA .....                                                  | 61 |
| GRÁFICO 50 - COMPORTAMENTO DA FASE 1 EM ABRIL FACE À FALHA QUE PROVOCA ENTRADA EM ILHA .....                                                    | 62 |
| GRÁFICO 51 - COMPORTAMENTO DA BATERIA DA FASE 1 EM ABRIL FACE À FALHA QUE PROVOCA ENTRADA EM ILHA .....                                         | 63 |
| GRÁFICO 52 - COMPORTAMENTO DAS BATERIAS DA FASE 3 EM ABRIL FACE À FALHA QUE PROVOCA ENTRADA EM ILHA .....                                       | 64 |
| GRÁFICO 53 - COMPORTAMENTO DA FASE 3 EM ABRIL O FACE À FALHA QUE PROVOCA ENTRADA EM ILHA.....                                                   | 64 |
| GRÁFICO 54 - COMPORTAMENTO DA FASE 1 EM AGOSTO FACE À FALHA QUE PROVOCA ENTRADA EM ILHA.....                                                    | 65 |
| GRÁFICO 55 - COMPORTAMENTO DA BATERIA DA FASE 1 EM AGOSTO FACE À FALHA QUE PROVOCA ENTRADA EM ILHA .....                                        | 66 |
| GRÁFICO 56 - COMPORTAMENTO DA FASE 3 EM AGOSTO FACE À FALHA QUE PROVOCA ENTRADA EM ILHA.....                                                    | 67 |
| GRÁFICO 57 - COMPORTAMENTO DAS BATERIAS DA FASE 3 EM AGOSTO FACE À FALHA QUE PROVOCA ENTRADA EM ILHA .....                                      | 67 |
| GRÁFICO 58 - COMPORTAMENTO DA FASE 1 EM OUTUBRO FACE À FALHA QUE PROVOCA ENTRADA EM ILHA .....                                                  | 68 |
| GRÁFICO 59 - COMPORTAMENTO DA BATERIA DA FASE 1 EM OUTUBRO FACE À FALHA QUE PROVOCA ENTRADA EM ILHA .....                                       | 69 |
| GRÁFICO 60 - COMPORTAMENTO DA FASE 3 EM OUTUBRO FACE À FALHA QUE PROVOCA ENTRADA EM ILHA .....                                                  | 70 |
| GRÁFICO 61 - COMPORTAMENTO DAS BATERIAS DA FASE 3 EM OUTUBRO FACE À FALHA QUE PROVOCA ENTRADA EM ILHA .....                                     | 70 |
| GRÁFICO 62 - COMPORTAMENTO DA FASE 1 EM JANEIRO PARA 3 MVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                                                         | 79 |
| GRÁFICO 64 - COMPORTAMENTO DA FASE 3 EM ABRIL PARA 3 MVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                                                           | 80 |
| GRÁFICO 63 - COMPORTAMENTO DA FASE 2 EM ABRIL PARA 3 MVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                                                           | 80 |
| GRÁFICO 65 - COMPORTAMENTO DA FASE 2 EM AGOSTO PARA 3 MVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                                                          | 81 |
| GRÁFICO 66 - COMPORTAMENTO DA FASE 3 EM AGOSTO PARA 3 MVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                                                          | 81 |
| GRÁFICO 67 - COMPORTAMENTO DA FASE 2 EM OUTUBRO PARA 3 MVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                                                         | 82 |
| GRÁFICO 68 - COMPORTAMENTO DA FASE 3 EM OUTUBRO PARA 3 MVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                                                         | 82 |
| GRÁFICO 69 - COMPORTAMENTO DA FASE 2 EM JANEIRO PARA 1,5 MVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                                                       | 83 |
| GRÁFICO 70 - COMPORTAMENTO DA FASE 3 EM JANEIRO PARA 1,5 MVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                                                       | 83 |
| GRÁFICO 72 - COMPORTAMENTO DA FASE 3 EM ABRIL PARA 1,5 MVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                                                         | 84 |
| GRÁFICO 71 - COMPORTAMENTO DA FASE 2 EM ABRIL PARA 1,5 MVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                                                         | 84 |
| GRÁFICO 74 - COMPORTAMENTO DA FASE 3 EM AGOSTO PARA 1,5 MVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL.....                                                         | 85 |
| GRÁFICO 73 -COMPORTAMENTO DA FASE 2 EM AGOSTO PARA 1,5 MVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL.....                                                          | 85 |
| GRÁFICO 75 - COMPORTAMENTO DA FASE 2 EM OUTUBRO PARA 1,5 MVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                                                       | 86 |
| GRÁFICO 76 - COMPORTAMENTO DA FASE 3 EM OUTUBRO PARA 1,5 MVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                                                       | 86 |
| GRÁFICO 78 - CARGA TOTAL DAS TRÊS BATERIAS E O SEU IMPACTO NA TENSÃO EFICAZ DA RESPETIVA FASE EM ABRIL COM 750 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL ..... | 87 |
| GRÁFICO 77 - POTÊNCIA DE DESCARREGAMENTO E CARREGAMENTO DE CADA BATERIA EM ABRIL COM 750 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL.....                        | 87 |
| GRÁFICO 80 - COMPORTAMENTO DA FASE 2 EM ABRIL PARA 750 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL, ANTES DAS ALTERAÇÕES NECESSÁRIAS .....                       | 88 |
| GRÁFICO 79 - COMPORTAMENTO DA FASE 1 EM ABRIL PARA 750 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                                                         | 88 |

|                                                                                                                                                      |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| GRÁFICO 81 - COMPORTAMENTO DA FASE 2 EM ABRIL PARA 750 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL, DEPOIS DAS<br>ALTERAÇÕES NECESSÁRIAS .....                        | 89 |
| GRÁFICO 82 - COMPORTAMENTO DA FASE 3 EM ABRIL PARA 750 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                                                              | 89 |
| GRÁFICO 84 - POTÊNCIA DE DESCARREGAMENTO E CARREGAMENTO DE CADA BATERIA EM AGOSTO COM 750 kVA<br>DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                        | 90 |
| GRÁFICO 83 - CARGA TOTAL DAS TRÊS BATERIAS E O SEU IMPACTO NA TENSÃO EFICAZ DA RESPETIVA FASE EM<br>AGOSTO COM 750 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....  | 90 |
| GRÁFICO 86 - COMPORTAMENTO DA FASE 2 EM AGOSTO PARA 750 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL, ANTES DAS<br>ALTERAÇÕES NECESSÁRIAS .....                        | 91 |
| GRÁFICO 85 - COMPORTAMENTO DA FASE 1 EM AGOSTO PARA 750 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL.....                                                              | 91 |
| GRÁFICO 88 - COMPORTAMENTO DA FASE 3 EM AGOSTO PARA 750 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL.....                                                              | 92 |
| GRÁFICO 87 - COMPORTAMENTO DA FASE 2 EM AGOSTO PARA 750 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL, DEPOIS DAS<br>ALTERAÇÕES NECESSÁRIAS .....                       | 92 |
| GRÁFICO 90 - CARGA TOTAL DAS TRÊS BATERIAS E O SEU IMPACTO NA TENSÃO EFICAZ DA RESPETIVA FASE EM<br>OUTUBRO COM 750 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL ..... | 93 |
| GRÁFICO 89 - POTÊNCIA DE DESCARREGAMENTO E CARREGAMENTO DE CADA BATERIA EM OUTUBRO COM 750 kVA<br>DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                       | 93 |
| GRÁFICO 91 - COMPORTAMENTO DA FASE 1 EM OUTUBRO PARA 750 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                                                            | 94 |
| GRÁFICO 92 - COMPORTAMENTO DA FASE 2 EM OUTUBRO PARA 750 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL, ANTES DAS<br>ALTERAÇÕES NECESSÁRIAS .....                       | 94 |
| GRÁFICO 93 - COMPORTAMENTO DA FASE 2 EM OUTUBRO PARA 750 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL, DEPOIS DAS<br>ALTERAÇÕES NECESSÁRIAS .....                      | 95 |
| GRÁFICO 94 - COMPORTAMENTO DA FASE 3 EM OUTUBRO PARA 750 kVA DE POTÊNCIA DISPONÍVEL .....                                                            | 95 |

## Lista de Acrónimos

---

|       |                                                                                             |
|-------|---------------------------------------------------------------------------------------------|
| EPBD  | Energy Performance of Buildings Directive / Diretiva do desempenho energético dos edifícios |
| HC    | Hosting Capacity / Capacidade de hospedagem                                                 |
| kVA   | Kilo Volt Ampere                                                                            |
| MDT   | Mean Down Time / Tempo médio de Sistema inoperacional                                       |
| MTBMA | Mean Time Between Actions / Tempo médio entre ações de manutenção                           |
| MTTID | Mean Time to Incident Discovery / Tempo médio de descobrimento de falhas                    |
| MTTIR | Mean Time to Incident Recovery / Tempo médio de reposição do sistema depois da interrupção  |
| MTTR  | Mean Time to Repair / Tempo médio de reparação                                              |
| MVA   | Mega Volt Ampere                                                                            |
| NZEB  | Nearly Zero Energy Building / Edifício com balanço energético quase nulo                    |
| OEL   | Overexcitation limiter / Limite máximo de excitação                                         |
| OMS   | Outage Management System / Sistema de gestão de interrupções de energia                     |
| OMTBF | Operational Mean Time Between Failures / Tempo médio operacional entre falhas               |
| PMU   | Phasor Measurement Unit / Unidade de medida fasorial                                        |
| RTU   | Remote Terminal Unit / Unidade terminal remota                                              |

|         |                                                                                                                |
|---------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| SAD     | Security Audit Deficiencies / Número médio de deficiências na auditoria de segurança                           |
| SAIDI   | System Average Interruption Duration Index / Duração média das interrupções do sistema                         |
| SAIFI   | System Average Interruption Frequency Index / Frequência média de interrupção do sistema                       |
| SARI    | System Average Restoration Index / Tempo médio de reposição de serviço do sistema                              |
| SCADA   | Supervisory Control and Data Acquisition / Sistemas de supervisão e aquisição de dados                         |
| WAM-PAC | Wide Area Monitoring Protection and Control / Sistema de monitorização, proteção e controlo de uma grande área |





# 1 Introdução

---

Este capítulo é composto pela motivação e os objetivos desta dissertação. Na motivação é feito um enquadramento atual sobre os consumos e produções de energia, bem como o papel que os edifícios de balanço energético quase zero (NZEB) irão ter, em reduzir esses consumos. Também é apresentado os principais objetivos deste trabalho, onde é feita uma pequena introdução ao sistema de análise que irá ser executado.

## 1.1 Motivação

De acordo com a base de dados Portugal contemporâneo [21], os consumos de energia têm vindo a aumentar consideravelmente, entre 1994 e 2010 teve um aumento de quase 40%. Sendo que tem melhorado, tendo tido uma descida de 7% desde 2010 até 2017, explicada pelo desenvolvimento e utilização de tecnologias mais eficientes, e também pela crise económica. Mas em termos de consumo de energia em termos mundiais prevê-se que aumente devido a países como a Índia e a China, que se tratam dos países com maior número populacional (por uma margem de mais de um bilião de pessoas sobre o terceiro país com maior número populacional, Estados Unidos da América), mas que até à poucos anos atrás grande parte dessa população não tinha acesso às tecnologias que tem hoje, e que terá no futuro, requerendo assim um maior quantidade de energia. Havendo maiores consumos, é necessário haver maior produção, o que muitas vezes requer o uso de fontes de energia não renováveis ou não sustentáveis, e assim aumentando as emissões de gases de efeito de estufa para atmosfera.

Os edifícios de balanço energético quase zero (NZEB) surgem com o propósito de combater este problema. Estes tratam-se de edifícios com uma baixa necessidade energética, devido a isolamento de grande qualidade e de uma ótima gestão da temperatura interna da habitação, sendo que essa necessidade é coberta por fontes renováveis que estejam equipadas no edifício ou de fontes renováveis locais, tal como é descrito na figura 1. Não existe a necessidade da

construção de um edifício novo de raiz, qualquer um pode ser modificado para ser um NZEB, mas o papel mais importante é o do consumidor tentar ser o mais eficiente possível.

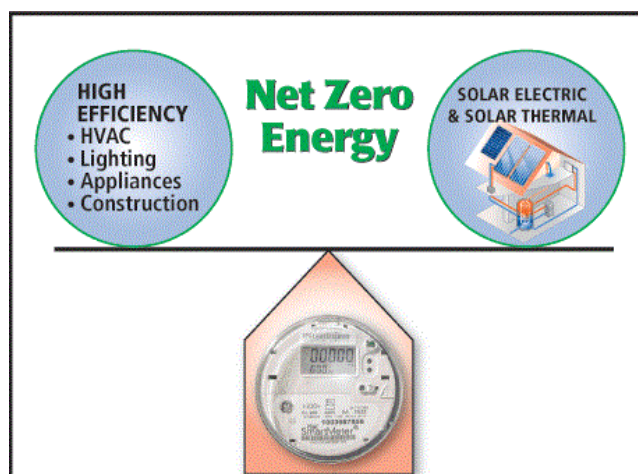


Figura 1 - Edifício com balanço energético nulo (adaptado de [36])

Sendo que na Europa os edifícios têm um consumo médio de 40% da necessidade energética total, ultrapassando os transportes que registam um consumo médio de 33% [17]. Dadas estas estatísticas é de maior importância a adoção deste tipo de edifício. Tendo sido criado, em Maio de 2010, pelo Parlamento e Conselho Europeu uma diretiva relativamente ao desempenho energético dos edifícios (Energy Performance of Buildings Directive ou EPBD), com o objectivo de reduzir em 20% as emissões de gases de estufa, 20% da energia consumida seja proveniente de fontes renováveis e um aumento de 20% em termos de eficiência energética até 2020[18]. Mas apesar de em 2017, 17.5% dos consumos a nível europeu já terem sido provenientes de fontes renováveis [22], o parlamento europeu tem como objectivo que, até 2050, atingir neutralidade climática, ou seja, perto de 100% da energia consumida seja de produção renovável [23].

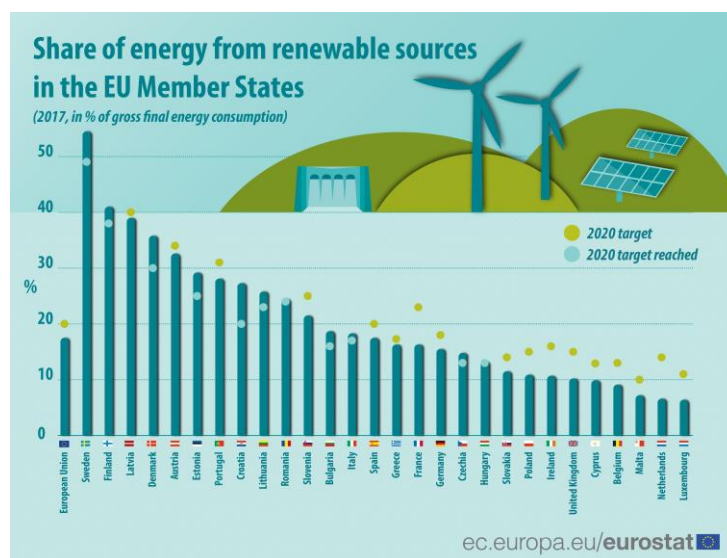


Figura 2 - Percentagem de energia consumida proveniente de fontes renováveis por país, bem como os seus objetivos para 2020 [22]

Os edifícios NZEB vêm com o propósito de também tornarem as percentagens que se podem visualizar na figura 2, ainda maiores, devido ao uso de microgerações na habitação ou da utilização de energia renovável local. Sendo que estes edifícios também facilitam o uso de apenas energias renováveis, pois tratam-se de edifícios com baixo consumo energético, tornando assim uma possibilidade de um futuro de uso de energia de apenas fontes renováveis.

## 1.2 Objetivos

Esta dissertação tem o principal objetivo o desenvolvimento de um sistema de análise de resiliência de uma dada rede, face a vários níveis de potência disponível. Com sistema que se pretende desenvolver irá ser possível simular falhas técnicas, ou seja, diminuir a potência disponível na rede, definir o modelo de carga, definir a microgeração instalada em certos edifícios, bem como armazenamento de energia, e testar estas determinadas falhas para várias fases do ano.

Com todas estas informações será possível melhorar a qualidade de vida dentro da comunidade. Garantindo uma menor frequência média de interrupções, durações (SAIFI e SAIDI) e número de consumidores afetados, sejam estas falhas locais ou em grande escala, e diminuindo também o tempo médio de reparação (MTTR) das falhas que estejam a causar estas interrupções, bem como o tempo médio de reposição do sistema de serviço do sistema (SARI).

## 1.3 Contribuições

Esta dissertação contribui para o estudo de uma rede elétrica perante uma falha na fonte, na avaliação do impacto positivo da produção de energia proveniente dos painéis fotovoltaicos durante os testes em que a falha é aplicada, havendo claras diferenças entre os meses do ano em que estes testes foram realizados, e também na análise do comportamento da bateria face à falha, bem como a sua importância no caso de uma falha que torne o ponto de transformação inoperante, ou seja, em que as três fases se tornam em três troços isolados, comprometendo assim o troço sem armazenamento de energia.



## 2 Revisão Bibliográfica

---

A rede elétrica deu origem à segunda revolução industrial aonde a indústria começou a usar energia elétrica, em vez de máquinas a vapor, e a iluminação das ruas durante a noite [12]. Mais de 100 anos depois, devido à evolução tecnológica e ao acesso a essas tecnologias, o consumo de energia por consumidor aumentou, tendo, como já referido, sofrido uma melhoria nos últimos anos. Por esta razão é necessário um contínuo melhoramento na distribuição da energia e acima de tudo no consumo de energia.

Por definição, um sistema é dado como resiliente quando tem a habilidade de suportar e recuperar de falhas e acidentes sejam estes naturais ou não [19]. Para ser possível a criação de um sistema de análise à resiliência de qualquer rede elétrica é necessário primeiro ter em conta o tipo de falhas que poderão ocorrer na rede, a sua severidade e de que forma podemos proteger a rede contra tais falhas, para que seja possível minimizar o tempo de reposição de energia nos sectores afetados da rede.

Quando uma falha ocorre, quanto maior o tempo de resolução da falha maior será a vulnerabilidade do sistema, ou seja, maior a condição de risco em que um sistema se encontra, diminuindo assim a resiliência do sistema, isto é, a sua capacidade, após momento de adversidade, de conseguir se adaptar ou evoluir positivamente frente à falha. Como é mostrado na figura 3, o espaço de tempo *speed of onset* é caracterizado como o período de resiliência do sistema, e trata-se de quando a falha atinge o seu ponto alto, dando-se assim um período de persistência deste problema. Só depois de completamente resolvido é que a vulnerabilidade do sistema volta ao normal [10]. Ambos o período de resistência e de persistência da falha depende de vários fatores que irão ser falados neste capítulo.

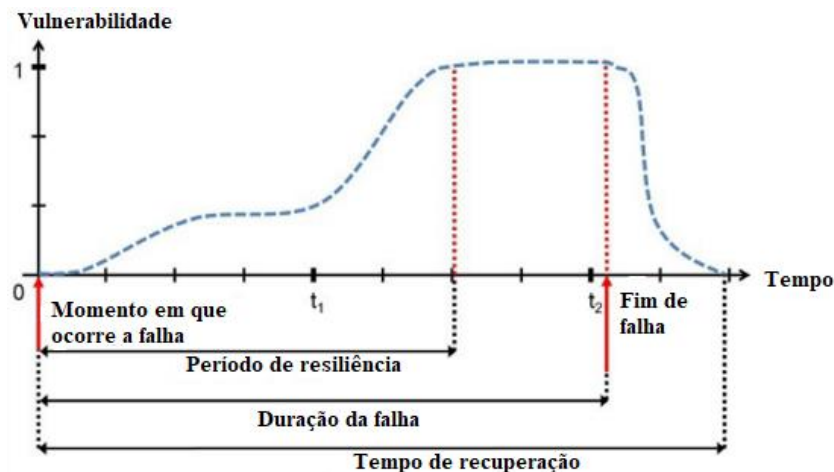


Figura 3 - Vulnerabilidade de uma região que é afetada por uma indisponibilidade de energia (adaptado de [10])

## 2.1 Tipos de Falhas

Existem vários tipos de causas que poderão provocar distúrbios na rede e potencialmente resultar em falhas na rede, sejam elas de maior ou menor impacto, sendo as principais, as seguintes [16] [20]:

- Disparos em elementos da rede resultando em sobrecargas e cavas de tensão;
- Erro humano, tal como erros a nível operacional bem como desconfigurações intencionais, havendo assim falha no sistema de controlo;
- Desastres naturais ou humanos;
- Desgaste de material, dando se falhas na proteção;
- Eventos em que é consumida de uma maneira esperada uma grande quantidade de energia;
- Condições climáticas, por exemplo revestimento de gelo nas linhas;
- Contacto de linhas aéreas com árvores;
- No caso de estarmos a lidar com redes inteligentes ou *smart grids* existe a possibilidade de ataques cibernéticos.

Uma das principais causas para interrupções de grande escala em todo mundo, disparos em elementos da rede, que têm como causa as cavas de tensão e sobrecargas. Havendo uma perda de um elemento da rede, os outros elementos irão sofrer uma sobrecarga (caso a rede não esteja protegida contra essa situação), causando assim baixos níveis de tensão nos barramentos do sistema. Outros problemas poderão ocorrer tal como disparos dos relés das linhas, disparo de componentes sobrecarregados, o que causa uma propagação desse problema para outros elementos do sistema. Ultrapassando os limites de excitação máxima (*Overexcitation limiter* ou OEL), provoca disparos nos relés dos geradores, dando-se assim uma diminuição na frequência. Mas apesar de se tratar de uma das causas mais comuns, também é das que dá mais tempo ao sistema para responder e assim se proteger deste problema, podendo demorar alguns minutos dependendo da resiliência da rede [16].

Outra causa que tem vindo, recentemente a ser cada vez mais preocupante é o caso dos ataques cibernéticos ou *cyber-attacks*. Estes acontecem em redes que utilizam sistemas inteligentes, ou seja, redes que têm processadores incorporados em cada componente do sistema, sistemas operativos conectados a sensores inteligentes os quais estão ligados a mesma, para criar uma plataforma computacional, dando assim a possibilidade de verificar as condições desses mesmos componentes, remotamente [11]. Uma rede inteligente dá então “entrada” a esta nova causa de ataques cibernéticos, que dependendo da qualidade da segurança nessa rede, pode causar maiores ou menores danos. E tendo em conta que o futuro será de *smart grids*, a qualidade de um sistema defensivo é de importância máxima [16].

Dentro das *smart grids* também surge outra possível causa de falha, que se trata da injeção de defeitos em hardware trata-se de um ataque que tem sido bastante estudado nas últimas duas décadas, bem como as defesas para tal ataque. Existem várias maneiras de injetar defeitos, mas a utilização de lasers tem sido a maneira mais eficiente. O atacante injeta o laser no chip executando uma criptografia e tira partido do defeito para atacar a criptografia [15].

## 2.2 Severidade

### 2.2.1 Duração

A duração de uma interrupção na rede depende da sua causa, disparos de elementos da rede que resultam em cavas de tensão, apesar de não serem das falhas mais rápidas, são das que podem provocar uma maior interrupção no sistema devido a sua capacidade de se propagar caso não seja detetada e corrigida podendo por cidades sem energia durante dias [16].

### 2.2.2 Consequências

Os impactos de uma interrupção de grande escala, ou apagões, podem ser diretos, bem como indiretos. Em termos de impactos diretos temos exemplos como deterioração de comida (devido à falta de refrigeração), dano de dados eletrónicos bem com a perda de serviços computacionais, potencial perda de energia em hospitais e lares (caso não estejam protegidos contra tal, com instalação de geradores) e assim também potencial perda de suporte de vida, suspensão de alguns transportes públicos, falta de sinais luminosos na estrada (aumento da probabilidade de acidentes de viação), horas extra de trabalho em alguns sectores devido à falha de monitorização e em alguns casos incêndios [5]. Paralisação de cidades trata-se também de um impacto direto pois resulta em muitos serviços estarem indisponíveis, falta de sinais luminosos como já foi referido, prejudicando assim o tráfego podendo aumentar o número de acidentes, transações financeiras interrompidas, impossibilitando certos negócios de trabalharem [13]. Em suma interrupções na distribuição de energia resultam em interrupção imediata da indústria, levando assim a perda económica enorme.

O impacto indireto de uma interrupção na rede tem várias definições tendo em conta certos investigadores, sendo algo menos claro como os impactos diretos que já foram referidos. Estes podem ser perdas económicas adicionais para reduzir o impacto, bem como podem ser

derivados dessa interrupção ter causado algum inconveniente para o utilizador, sendo assim difícil de quantificar em termos económicos [13]. Mas de acordo com os [15] impacto indiretos podem ser imediatos ou em médio/longo prazo. Em curto prazo, um possível aumento em atos criminosos e horas extra para o sector da proteção civil (para combater problemas anteriormente referidos). Com a necessidade de recuperar dos impactos anteriormente referidos irá ocorrer aumento do custo de seguros, maior população prisional, devido aos atos criminosos que tenham ocorrido, recuperação dos danos causados por esses atos e espontânea perda de receita fiscal. E em longo prazo, custos jurídicos e possível aumento do número de doentes.

## **2.3 Técnicas de proteção da rede**

### **2.3.1 Medidas preventivas**

Para a prevenção de falhas na rede, são utilizadas várias estratégias, uso do critério N-1, corte de árvores junto a condutores de alta tensão, utilização de sistema de redes inteligentes e uso de unidades de medida fasorial (PMU) em vez de unidades terminais remotas (RTU) [16].

O uso do critério N-1, trata-se de simular uma falha de num dos elementos da rede, e verificar se se mantém estável, caso não se mantenha efetuar modificações nas linhas, transformadores ou condensadores. O uso deste critério é bastante importante pois permite, em caso de falha, que a rede se mantenha operacional sem violar os limites de segurança.

A construção de uma rede elétrica exige grandes distâncias de linhas aéreas para poder haver o transporte e distribuição. Sendo muito regular estas linhas encontrarem se perto de árvores, e para que não haja problema na linha é necessário haver regulação da distância dessas mesmas árvores às linhas. Contacto de vegetação com uma linha pode não só provocar problemas na linha em si, mas também haver a probabilidade de inceneração dessa mesma árvore podendo provocar um incêndio caso não seja detetado a tempo. Para este problema essa regulamentação em relação à distância das árvores às linhas, sendo que depende da magnitude de tensão que é transportada na linha. Tendo em conta o Decreto Regulamentar nº 1/92 de 18-02-1992 [1], a distância deve seguir a seguinte equação:

Outra técnica que tem ajudado na proteção de uma rede elétrica tem sido o uso de unidades de medida fasorial (PMU) em vez de unidades terminais remotas (RTU), pois estes são capazes de monitorizar as medidas do sistema a velocidades mais elevadas do que os RTU bem como dando valores dos ângulos dos fasores [16].

Os PMU são usados para obter a magnitude e valores de fasor da tensão, corrente e potência bem com os seus ângulos para ser possível estimar as condições do sistema. Estes valores podem ser obtidos em tempo real e remotamente a partir de monitorização virtual. Estas unidades podem ser usadas para detetar indisponibilidades na linha, o que é bastante importante principalmente em redes de alta tensão, pois existe falta de monitorização em toda a linha. Estas unidades quando comparadas a sensores convencionais, são capazes de dar medidas de fasores de tensão e correntes de uma maneira mais precisa e também a sua localização [14], e estas duas são

principalmente importantes no acontecimento de alguma falha na rede, em que o tempo é crucial para diminuir o efeito dessa mesma falha. Sabendo que falhas na linha causa alterações nos ângulos das potências, logo o uso de PMU é de maior importância para a deteção dessa falha. Mas é necessário primeiro saber o número de PMU necessários para garantir uma boa proteção da linha, bem como a suas localizações, pois a sua instalação e o aparelho em si têm um preço relativamente alto [14].

Integração de tecnologias de geração de energia tal como fotovoltaico e eólica poderão ajudar a prevenir interrupções na distribuição de energia de forma compensar falhas de potência na rede [16]. Mas com excessiva injeção na rede de potência gerada por estes sistemas pode levar a impactos no desempenho da rede, tal como os problemas de tensão máxima, sobrecarga térmica nos equipamentos da rede, aumento do risco de exceder a capacidade de curto-circuito do equipamento e a má-operação da proteção do mesmo. Para controlar essa injeção de potência, tem sido proposto o uso do conceito de capacidade de *hosts* (HC), o que define a máxima quantidade de potencia que pode ser injetada na rede, de uma maneira precisa e sem comprometer o desempenho do sistema. O cálculo desta capacidade deve ser feito regularmente para vários índices de desempenho e também deve ser calculado o mínimo valor de HC em cada nó da rede de forma a estimar o valor de todo o sistema. O HC de todo o sistema é aumentado utilizando várias técnicas, tais como o controlo da potência reativa, contingenciamento da potência ativa, reconfiguração e reforço dos componentes da rede, atenuação harmónica e controlo da tensão usando comutadores de carga. Na figura 4 podemos ver ilustrado que com este conceito é possível aumentar a geração sem comprometer o sistema [9].

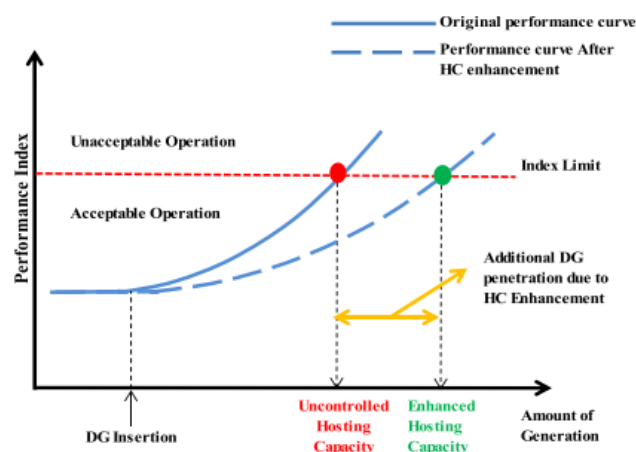


Figura 4 - Conceito de HC bem como o seu benefício [9]

Em pleno início da indústria 4.0, cada vez mais é notável o uso de novas tecnologias em várias indústrias, sendo que a indústria da energia não é diferente. Com o uso de redes inteligentes ou *smart grids* é possível providenciar uma comunicação avançada de todo sistema, monitorização remota, maior controlo da rede com o uso de sensores e sistemas digitalizados.

Um sistema que tem vindo a ser proposto, dentro das tecnologias de *smart grids*, para providenciar uma maior proteção de toda a rede, tem sido o sistema WAMPAC (*Wide Area Monitoring Protection and Control*), o que nome indica, trata-se de um sistema de monitorização de uma grande área, capaz de efetuar ações de controlo e proteção a partir da área que monitoriza e informação local. Os benefícios deste sistema têm sido verificados na monitorização de distúrbios na rede e sua localização, e melhor estabilidade na rede. Para se contruir um algoritmo para um sistema com o máximo de proteção e controlo possível é necessário ter em conta que os problemas no uso de um sistema como o WAMPAC, que se tratam da latência de transmissão de dados e falhas de equipamento [8].

A tecnologia que nos últimos anos tem sido bastante utilizada como um método eficaz de planeamento, funcionamento e gestão da rede é o uso de contadores inteligentes. De acordo com [7] o sistema que tem sido proposto, juntamente com estes contadores, é o sistema de gestão de interrupções de energia (OMS). Utilizando estes contadores juntamente com OMS tem vindo a reduzir o tempo de indisponibilidade, maior eficiência no tempo de envio das equipas de resposta, e redução no tempo de restauro e custos na central de atendimento. A mensagem de informação enviada pelo contador quando este perde energia (*last gasp*) é de grande importância para o OMS pois torna o diagnóstico e localização da falha mais eficiente.

### 2.3.2 Técnicas de Monitorização

Para que seja possível uma rápida resposta a falhas na rede elétrica é necessário haver uma boa monitorização de todo o sistema. De acordo com [6], por vezes a determinação da localização da falha pode demorar, podendo assim afetar um maior número de clientes. Existem diversas maneiras diferentes de construir um sistema de monitorização eficiente, tais como, utilização de sensores nas artérias, estimar o estado da rede elétrica a partir de medidas de tensão de um pequeno número de linhas, utilização de transformadas de Hilbert e classificadores difusos de forma a detetar e localizar as falhas, uso de redes neuronais artificiais para deteção e classificação das falhas, onde o detetor é composto por quatro destas redes, sendo três delas para cada fase e uma para a terra, e para falhas causadas por condições atmosféricas é necessário um aparelho para linhas de transmissão de monitorização em tempo real de parâmetros ambientais.

Tal como anteriormente referido, com o passar dos anos e o número de aparelhos eletrónicos que se encontram presentes no nosso dia a dia é cada vez maior, e assim aumentando a necessidade constante de eletricidade. Com esta ideia em mente são necessárias redes que não só estejam bem protegidas contra muitas causas, mas também sejam capazes de lidar com falhas na rede, o mais rápido possível. Para que tal seja possível é usado redes inteligentes ou *smart grids*, que com o uso das técnicas de monitorização referidas no parágrafo anterior, melhoram significativamente o tempo de resposta contra falhas no sistema, sendo que a figura 5 seguinte ajuda a mostrar isso mesmo [6].



Figura 5 - Sistemas de monitorização de deteção e localização de falhas. a) Sistema convencional. b) Sistema com o uso de redes inteligentes [6]

Também é referido em [6] que o algoritmo testado com maior número de vantagens para uma rede elétrica, analisa a corrente no início e no fim de cada linha entre barramentos, caso as correntes sejam diferentes, existe então falha na rede e a corrente elétrica se encontra a fluir por outro circuito. A vantagem deste algoritmo é que é independente da direção do fluxo de energia, ou seja, a monitorização continua sem mudar os parâmetros dos sensores. Mas tem a desvantagem de não detetar sobrecargas e descargas, e também requer um maior investimento devido ao número elevado de sensores.

Para melhor monitorização da rede também são necessários sistemas de interface entre máquina e humano, tal como os sistemas de supervisão e aquisição de dados (*Supervisory Control and Data Acquisition* ou SCADA), exemplo deste na figura 6, que monitoriza todos os procedimentos efetuados na rede e a partir da análise de todos os dados da rede pode gerar alarmes em caso de falhas ou riscos de falha [6].

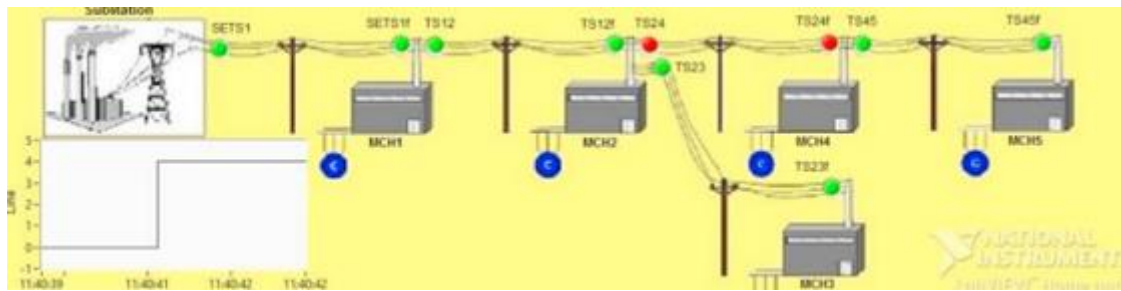


Figura 6 - Exemplo de interface de um sistema SCADA (adaptado de [6])

### 2.3.3 Contramedidas

Depois de detetada e localizada a falha a partir de uma boa monitorização do sistema é necessário aplicar contramedidas contra a mesma. Eliminar a falha é algo impossível, sendo o objectivo das contramedidas minimizar a sua frequência e impacto, logo a rapidez de transmissão de dados é crucial [4]. Estas medidas têm duas categorias, dependentes da rede e independentes da rede [10].

#### 1. Medidas dependentes da rede

O reencaminhamento do trânsito de energia em caso de falha numa linha e gestão do trânsito de energia dando prioridade onde o consumo energético é de maior importância, juntas aumentam a capacidade de a rede sobreviver a certas falhas [4].

Em caso de falhas em cascata existem algumas técnicas de atenuação tais como redução homogénea da carga, redução localizada da carga e isolamento com o uso de fontes renováveis distribuídas. A redução homogénea da carga trata-se da redução da carga em cada nó da rede depois da falha inicial para melhor acomodar a redistribuição da carga ao longo da rede. Na redução localizada da carga é seleccionado um nó que esteja ligado à linha onde se encontra a falha e descobre-se a sua árvore de ligação a outros nós, este nó seleccionado seria o que estaria a transmitir energia pela linha com falha, então a árvore irá ajudar a redireccionar a energia por outros nós. O isolamento com o uso de fontes renováveis distribuídas tem como objectivo desconectar um grupo de nós da sua rede principal para que seja possível reduzir a carga na rede, e este grupo seria alimentado por essas fontes renováveis como por exemplo turbinas eólicas ou painéis fotovoltaicos [3].

Quando são detetadas sobrecargas na rede que poderão causar interrupções de energia de maior tamanho em determinadas zonas é necessário efetuar medidas de mitigação para reduzir tais interrupções, tal como o deslastre de cargas ou redução da geração, para controlar as sobrecargas ou instabilidades que poderão resultar em falhas em cascata como foi anteriormente referido. E esta provado que graças a controlo da rede como este reduz bastante o impacto de tais falhas na rede, podendo assim reduzir o impacto nas comunidades [2].

O uso de laser para injetar falhas no sistema tem sido um problema que tem vindo cada vez mais a preocupar as empresas de distribuição de energia, pois trata-se de um dos principais problemas de segurança na implementação da criptografia. Sendo isto uma grande preocupação

dentro da indústria, tem se vindo a estudar medidas para contra-atacar tais ataques com o uso de sensores. Estes sensores detetam a tentativa de injeção da falha e ativam um alarme, sendo este ativado o sistema termina a operação criptográfica que estaria a ser realizada impedindo um texto cifrado defeituoso de ser enviado para o sistema [15].

## 2. Medidas independentes da rede

Estas medidas normalmente são realizadas por autoridades locais de emergência que em caso de necessidade urgente de energia num certo local, irá providenciar com geradores moveis para conseguir aguentar a indisponibilidade de energia causada pela falha. Certos locais como o exemplo de hospitais têm os seus próprios geradores para garantir que em caso de indisponibilidade, sem mantêm com energia. Mas no caso de grandes falhas, estes geradores não irão ser capazes de aguentar então as autoridades terão de ajudar nesse caso [10].

### 2.3.4 Métricas de Resiliência

Para se poder averiguar a resiliência de uma comunidade vai ser necessária a criação do sistema que irá utilizar algumas métricas e indicadores, de forma a serem feitos os cálculos necessários para a análise da comunidade.

Métricas tratam-se de sistemas de medição que quantificam certas características de um sistema alvo, sendo composta por duas ou mais medidas. Indicadores tratam-se de valores calculados e não medidos, tal como as métricas, sendo estas métricas que são utilizadas para calcular os indicadores [20]. A seguir estão descritos alguns retirados de [20][25][24]:

- Magnitude da interrupção de energia – Total de clientes afetados durante  $N$  dias, equação 2;

$$\sum_{t=1}^N x(t) \quad [n^{\circ} \text{ de clientes sem energia}] \quad (1)$$

$x(t)$  – Número de clientes afetados no dia  $t$ ;

$t$  – Dia;

$N$  – Total de dias.

- Custos de restabelecimento do sistema – Custos totais de reparação e restabelecimento do sistema, equação 3;

$$\sum_{t=1}^N c_{m\tilde{a}o \text{ de obra}}(t) + c_{materiais}(t) + c_{partes}(t) \quad [euros] \quad (2)$$

$c_{m\tilde{a}o \text{ de obra}}$  – Custo em mão de obra;

$c_{materiais}$  – Custos em materiais;

$c_{partes}$  – Custos em partes usadas;

$t$  – Dia;

$N$  – Total de dias.

- Impacto na comunidade – Total de serviços de emergência sem energia durante mais de 48 horas, equação 4;

$$h + p + f \quad [n^{\circ} \text{ de serviços de emergência sem energia}] \quad (3)$$

$h$  - Hospitais;

$p$  – Postos da polícia;

$f$  – Postos dos bombeiros.

- Duração média das Interrupções do Sistema (SAIDI) – Quociente entre o somatório do tempo de duração de cada interrupção nos pontos de entrega de energia, num determinado espaço de tempo, pelo número total de pontos de entrega, equação 5;

$$SAIDI = \frac{\sum \text{duração das interrupções}}{\text{número total de pontos de entrega}} \quad [\text{minutos/ano}] \quad (4)$$

- Frequência média de interrupção do sistema (SAIFI) – Quociente entre o número total de interrupções nos pontos de entrega de energia, num determinado espaço de tempo, pelo número total de pontos de entrega, equação 6;

$$SAIFI = \frac{\text{número total de interrupções}}{\text{número total de pontos de entrega}} \quad [\text{interrupções/ano}] \quad (5)$$

- Tempo médio de descobrimento de falhas (MTTID) – Quociente entre o somatório de tempos médios entre o momento de quando a falha é iniciada e a descoberta desta falha, e o número total de falhas da rede, equação 7;

$$MTTID = \frac{\sum \text{data da descoberta} - \text{data da ocorrência}}{\text{número total de interrupções}} \quad (6)$$

$[\text{horas/interrupção}]$

- Número médio de deficiências na auditoria de segurança (SAD) – Quociente entre o número total de deficiências de segurança encontradas na auditoria e o número total de auditorias no prazo de um ano, equação 8;

$$SAD = \frac{\sum \text{deficiência de segurança encontradas na auditoria}}{\text{número total de auditorias no últimos 12 meses}} \times 100 \quad (7)$$

- Tempo médio operacional entre falhas (*Operational MTBF* ou *OMTBF*) – Quociente entre o valor total de tempo em que o sistema se encontra operacional, e o número de falhas observadas. Um período operacional de um sistema é o tempo entre o momento em que o serviço começa até ao momento em que uma falha ocorre, equação 9;

$$\text{Operational MTBF} = \frac{\sum \text{períodos operacionais}}{\text{número de falhas}} \quad [\text{horas}] \quad (8)$$

- Tempo médio de sistema inoperacional (MDT) – Quociente entre o valor total de tempo em que o sistema se encontra inoperacional (incluindo ações de manutenção corretivas ou preventivas), ou seja, sem serviço, e o número total de falhas observadas, equação 10;

$$MDT = \frac{\sum \text{tempo inoperacional}}{\text{número de falhas}} \quad [\text{horas}] \text{ ou } [\text{segundos}] \quad (9)$$

- Disponibilidade Operacional – Quociente entre o tempo médio entre ações de manutenção (MTBMA), e o total de tempo de serviço, equação 11;

$$\frac{MTBMA}{MTBMA + MDT} \quad [\%] \quad (10)$$

*MTBMA* – Tempo médio entre ações de manutenção.

- Confiabilidade Operacional – Indica a probabilidade de o sistema da rede estar operacional durante um tempo, *t*, equação 12;

$$R(t) = e^{-\frac{t}{\text{Operational MTBF}}} \quad [\%] \quad (11)$$

- Tempo médio de reparação (MTTR) – Quociente entre o somatório de tempos de manutenção, e o número total de ações de manutenção realizadas ao sistema, equação 13;

$$MTTR = \frac{\sum \text{tempo de manutenção}}{\text{número de ações de manutenção}} \quad [\text{horas}] \quad (12)$$

- Manutenibilidade – Indica a probabilidade de um sistema da rede poder ser reparado num determinado tempo, t. Elevada manutenibilidade significa que o sistema pode ser facilmente reparado e restaurado, equação 14;

$$M(t) = 1 - e^{-\frac{t}{MTTR}} \quad [\%] \quad (13)$$

- Tempo médio de reposição do sistema depois da interrupção (MTTIR) – Quociente entre o somatório de tempos médios entre o momento de quando a falha tratada e a descoberta desta falha, e o número total de falhas da rede, equação 15;

$$MTTIR = \frac{\sum \text{data de reposição} - \text{data da ocorrência}}{\text{número de interrupções}} \quad (14)$$

[horas/interrupções]

Tendo em conta todas estas métricas, foi decidido desenvolver duas métricas que quantificaram os testes realizados, em relação à percentagem de cargas alimentada após a existência de falha na rede, bem como também a diferença de tempo entre o momento a que se dá a dada falha e o momento em que o sistema deixa de conseguir fornecer energia aos consumidores.



## 3 Modelo Conceptual e Implementação

---

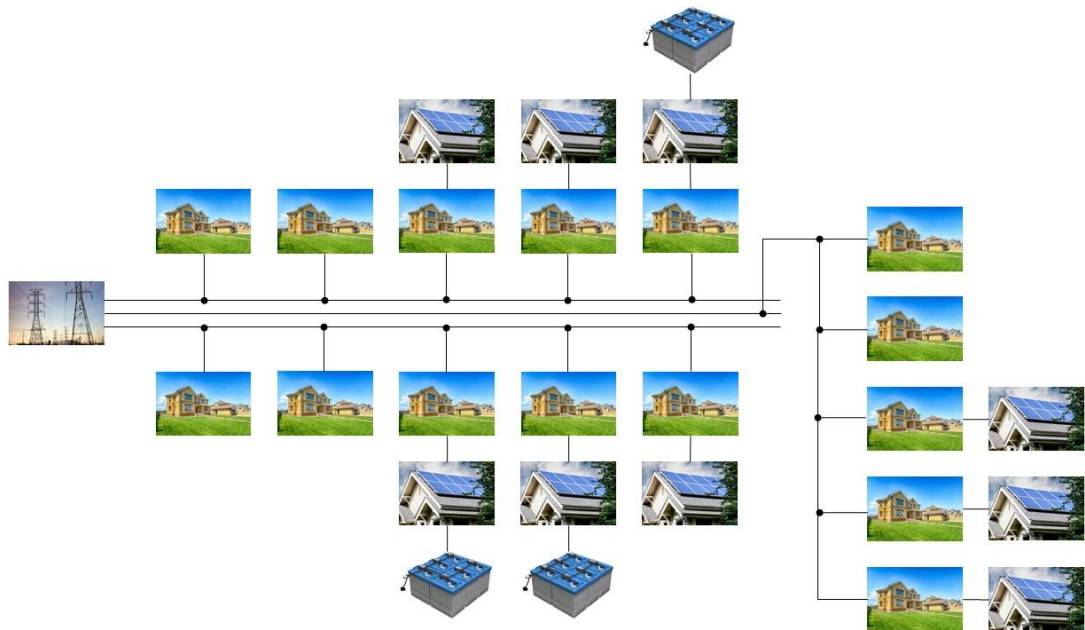
Neste capítulo irá ser descrito o processo conceptual do trabalho bem como a sua implementação, tendo assim uma visão do que foi pensado durante o decorrer desta tese, e quais os passos efetuados, para se que possa também, no capítulo seguinte, compreender melhor os resultados.

### 3.1 Modelo Conceptual

Tal como já foi mencionado, o objectivo desta dissertação foi a criação de um sistema de análise da resiliência de uma rede elétrica de baixa tensão dentro de uma comunidade. Para que isto tenha sido possível foi necessária construção de um modelo numa ferramenta de simulação, utilizando blocos da biblioteca dessa ferramenta e também blocos que exigiram a escrita do seu próprio código, onde são funções programadas pelo utilizador.

Antes de ter sido iniciada esta construção foi necessário ter em mente primeiro o que era preciso modelar utilizando uma ferramenta de simulação. Tratando-se de uma rede de baixa tensão, foi necessário decidir no número de edifícios que seriam modelados, podendo estes, ser com ou sem microgeração. Foi decidido assim a modelação de quinze (15) edifícios com alimentação de energia monofásica, ou seja, cinco (5) em cada uma das fases, podendo assim ter um maior equilíbrio entre as fases, para ajudar com a gestão de energia no caso das falhas efetuadas no sistema. Destes quinze (15) edifícios nove (9) terão painéis fotovoltaicos e três (3) destes nove (9) terão bancos de baterias. Foi decidido incorporar apenas edifícios com bateria em duas das fases de forma a que ao efetuar os testes possa ser possível verificar as diferenças entre ter nenhum, um (1) ou dois (2) edifícios com bateria nessa determinada fase.

Na figura 7, podemos ver o modelo conceptual da rede:



*Figura 7 - Modelo conceptual da Rede (imagens adaptadas de [32][33][34][35])*

Inicialmente foi pensado em incorporar edifícios com alimentação de energia trifásica. A modelação de um edifício com alimentação de energia trifásica não iria alterar em nada o objectivo final deste trabalho, pois neste tipo de modelação, esse tipo de edifício, equivale a ter três (3) cargas diferentes em cada fase da rede, que é já o que é testado neste modelo, mas em vez de cargas são os vários edifícios.

### **3.1.1 Modelo de carga**

Considerou-se que as cargas das habitações fossem as mesmas, então foram escolhidos os equipamentos eléctricos descritos na tabela 1, onde também, estão representadas as cargas consideradas para cada habitação, bem como, os seus horários de funcionamento e a potência ativa de cada um. A potência necessária para as máquinas varia devido aos ciclos de aquecimento de água e de rotação do motor (no caso da máquina de lavar roupa):

Tabela 1 - Cargas utilizadas

| Equipamento elétrico   | Horário (horas)                | Potência Ativa (Watts) |
|------------------------|--------------------------------|------------------------|
| Frigorífico            | Sempre ligado                  | 800                    |
| Fogão                  | 13:00 – 14:00<br>19:00 – 21:00 | 1000                   |
| Secador de cabelo      | 08:30 – 09:00                  | 1200                   |
| Televisão              | 12:00 – 15:00<br>21:00 – 24:00 | 350                    |
| Iluminação             | 06:00 – 24:00                  | 250                    |
| Máquina de lavar louça | 00:00 – 01:10                  | Máximo: 2500           |
| Máquina de lavar roupa | 00:00 - 02:10                  | Máximo: 2200           |

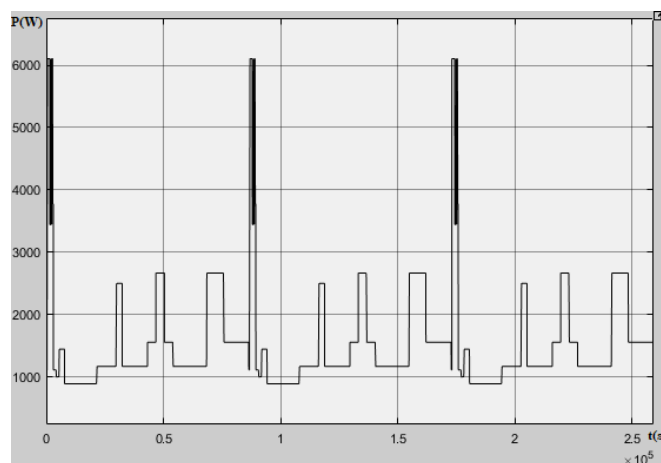


Gráfico 1 - Gráfico da potência consumida ao longo dos três dias

### 3.1.2 Painéis Fotovoltaicos

Para os painéis fotovoltaicos foi necessário definir uma localização para se obter valores de irradiância nas alturas do ano pretendidas. Tendo sido escolhido em Viana do Castelo, mais precisamente a 41,97° N, -8,34°E, pois como se trata de uma localização mais a norte do país, tende a ter valores de irradiância um pouco mais baixos, testando assim a rede em condição não ideais.

Para testar a rede em várias alturas do ano, foi assim decidido realizar testes em cada estação do ano, ou seja, foram escolhidos quatro meses correspondentes a essas estações. Os meses em que foram efetuados os testes na rede são Janeiro, Abril, Agosto e Outubro. Para isto foi

necessário escolher uma localização para que a partir de o programa *Photovoltaic Geographical Information System* (PVGIS) [29] fosse possível obter valores de irradiância no determinado local, ao longo de um dia em cada um dos meses escolhidos.

### 3.1.3 Bateria

A principal razão de se equipar uma habitação com uma bateria é para economizar no consumo de energia, apesar da opção dos painéis fotovoltaicos já ser bastante economizadora, a bateria dá uma maior liberdade ao utilizador pois pode armazenar energia e gastá-la quando quiser, podendo assim estar em modo de “ilha”, ou seja, completamente desligado da rede, quando quiser ou em caso de alguma falha.

Em caso de falha parcial ou total da rede, o principal objectivo da bateria é compensar essa falha com a carga que tem disponível. Nos momentos em que a tensão baixar 5%, esta ativa podendo subir a tensão, mantendo a rede operacional enquanto tiver carga e impedido ao máximo de dano nos aparelhos eléctricos, que poderá acontecer caso a flutuação da tensão for grande.

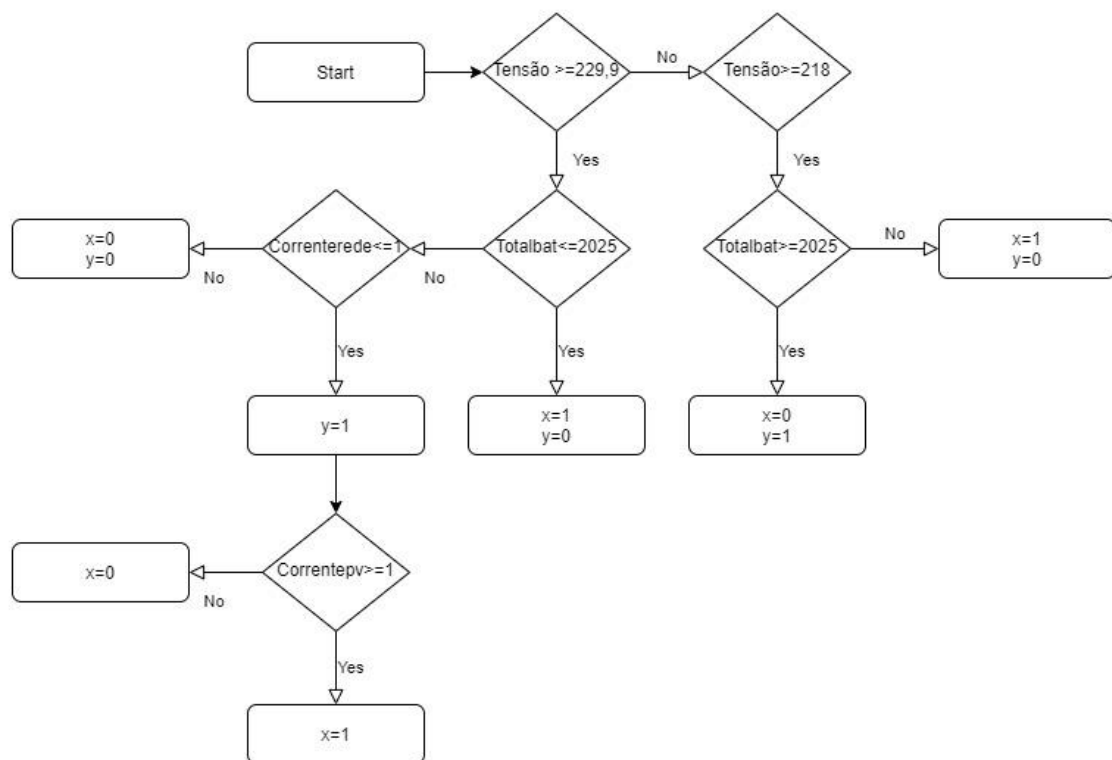


Figura 8 - Fluxograma do controlo da ação da bateria (carregar e/ou descarregar)

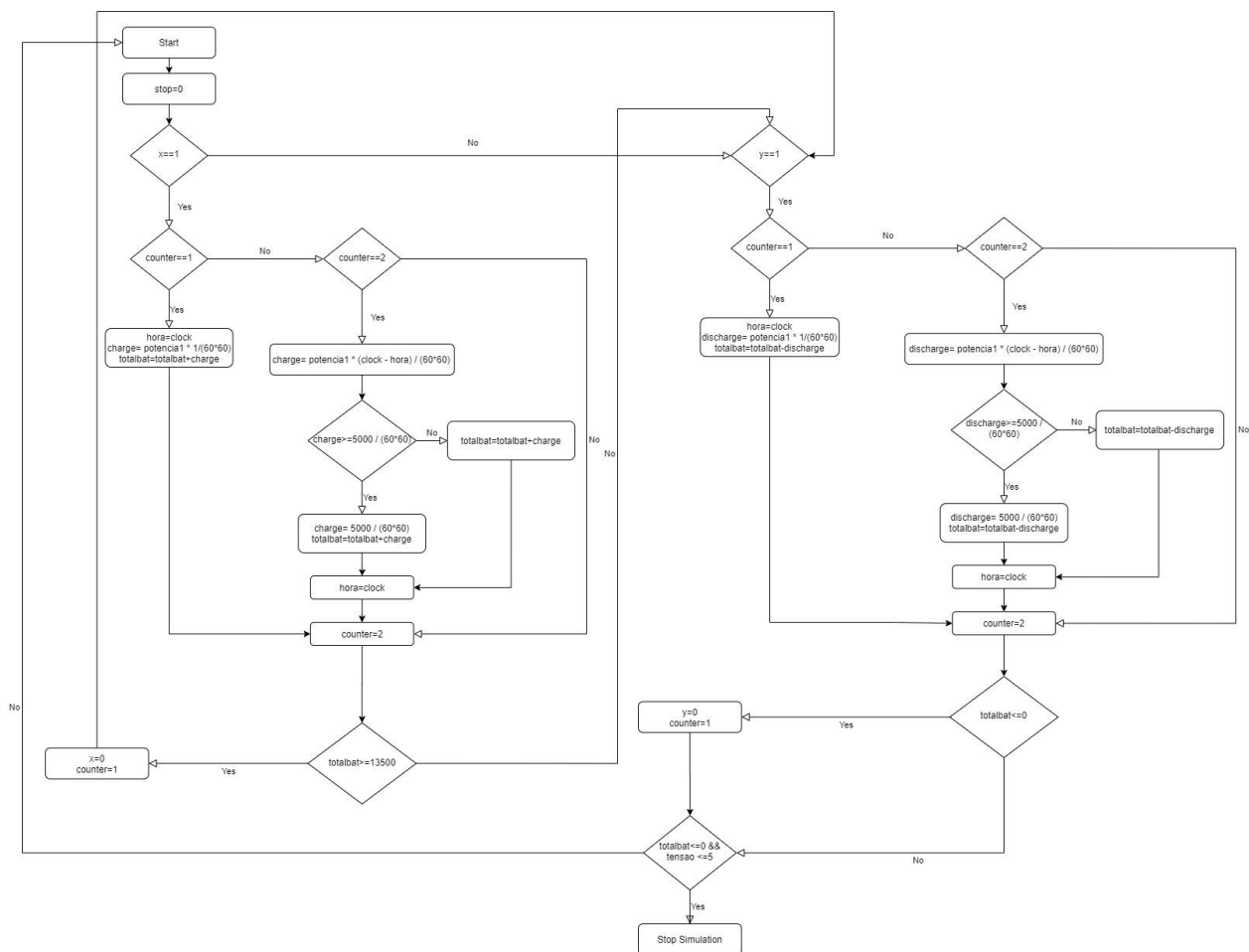


Figura 9 - Ação de carregamento e/ou descarregamento da bateria

Na figura 8 é descrita a lógica da escolha dos modos de carregamento e descarregamento das baterias, recorrendo a fluxogramas. Como anteriormente referido, a bateria é apenas ativada quando a tensão baixar 5%, sendo que no fluxograma “x=1” trata-se da bateria a carregar e “y=1”, da bateria a descarregar. Também foi determinado um valor limite para a bateria deixar de descarregar, sendo este valor 15% da bateria total. No evento de existir uma falha total na fonte, a bateria é automaticamente ligada, e neste caso, caso exista corrente proveniente dos painéis, esta mantém-se em modo de carregamento e descarregamento.

Na figura 9 é descrito a lógica do cálculo da energia consumida ou injetada na bateria, controlando o limite estipulado de cinco mil (5000) watts de potência contínua. Controlando também quando o modo de carregamento ou descarregamento é alterado, ou seja, quando a bateria se encontra a 100%, ou com a sua carga completamente gasta. No evento de existir uma falha total na fonte, em que verifica se a carga das baterias se encontra a zero, e também se a tensão na rede se encontra consideravelmente baixa (sem fonte), se estes dois parâmetros se confirmarem, este bloco provoca uma paragem na simulação.

## 3.2 Implementação

Para a implementação deste modelo foi utilizado blocos da ferramenta de simulação da categoria de *power systems*, pois se trata da biblioteca mais utilizada para simular sistemas de redes elétricas. Para realizar simulações mais eficazes e rápidas foi também decidido usar o tipo de simulação de fasor, pois dado o objectivo do trabalho, apenas é necessário verificar alterações nas tensões e correntes. Com este método de simulação, o simulador não necessita de fazer cálculos desnecessários para este trabalho e devolvendo assim valores apenas para uma dada frequência, neste caso sendo de cinquenta (50) Hertz, tornando assim as simulações consideravelmente mais rápidas.

Durante o trabalho serão mencionados em grande parte os valores eficazes da corrente e tensão, sendo que estes descrevem valores de grandezas sinusoidais.

### 3.2.1 Rede

Tal como é observado na figura 10, a rede é composta por quinze (15) edifícios com alimentação monofásica, sendo sete (7) sem microgeração, cinco (5) com geração fotovoltaica e três (3) com geração fotovoltaica e baterias. A rede é alimentada a partir de uma fonte trifásica, simulando o comportamento de um posto de transformação com uma rede de distribuição a montante. Os quinze (15) edifícios estão dispersos pelas três (3) fases (cinco edifícios em cada fase), tal como pode ser visto na figura. Antes da construção da rede foi pensado na modelação de edifícios com alimentação trifásica. A modelação de edifícios com alimentação trifásica não iria alterar em nada o objectivo final deste trabalho, pois no modelo que foi utilizado, um edifício com alimentação trifásica equivale a ter três (3) cargas diferentes em cada fase da rede, que é já o que é testado neste modelo, mas em vez de cargas são os vários edifícios.

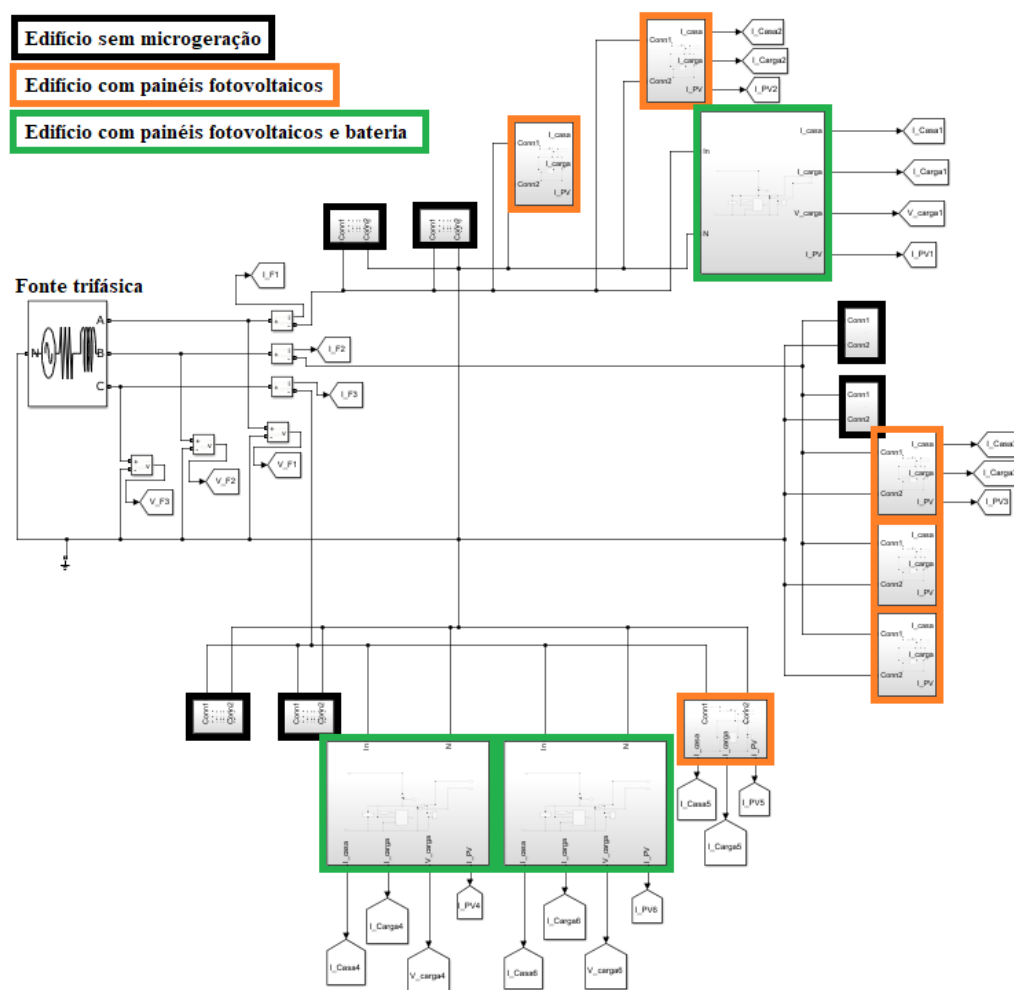


Figura 10 - Modelo da rede

A rede encontra-se a ser alimentada por uma fonte trifásica (*Three-Phase Source*) que se trata de um bloco da biblioteca da ferramenta de simulação. Esta fonte é quem estipula a tensão na rede, mantendo assim uma tensão eficaz de duzentos e trinta volt (230 V), bem como uma frequência de cinquenta hertz (50 Hz), tal como é o caso nas redes europeias.

Ligada a esta fonte estão ligados cinco (5) edifícios em cada fase, podendo estes, ser com ou sem microgeração. Sendo que a carga em cada um dos edifícios é a mesma, apenas se diferenciam dependendo se têm ou não painéis fotovoltaicos e bateria.

### 3.2.2 Modelo da carga

#### Habitação

Na figura seguinte podemos observar um modelo de uma típica habitação, onde temos uma carga de vários utensílios elétricos que foram programados a partir dos interruptores para apenas ligarem a várias fases do dia, seguindo um dia normal numa habitação deste tipo.

Para todos estes aparelhos elétricos foi utilizado um fator potência de 0,9.

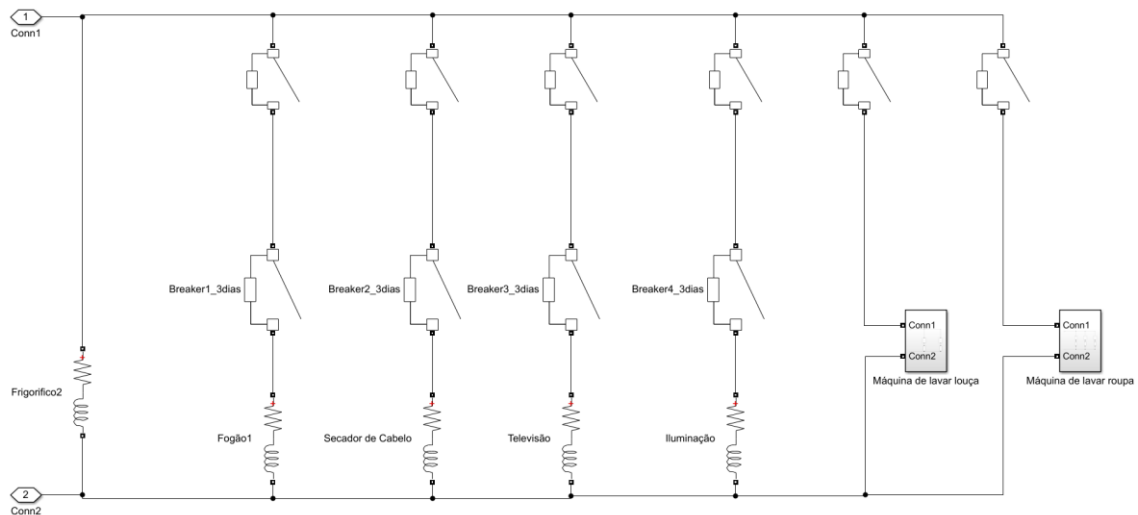


Figura 11 - Modelo da habitação

No gráfico 2 podemos observar a potência consumida ao longo de três (3) dias, sendo que estes três dias estão em segundos, podendo ter assim uma ideia do comportamento da carga.

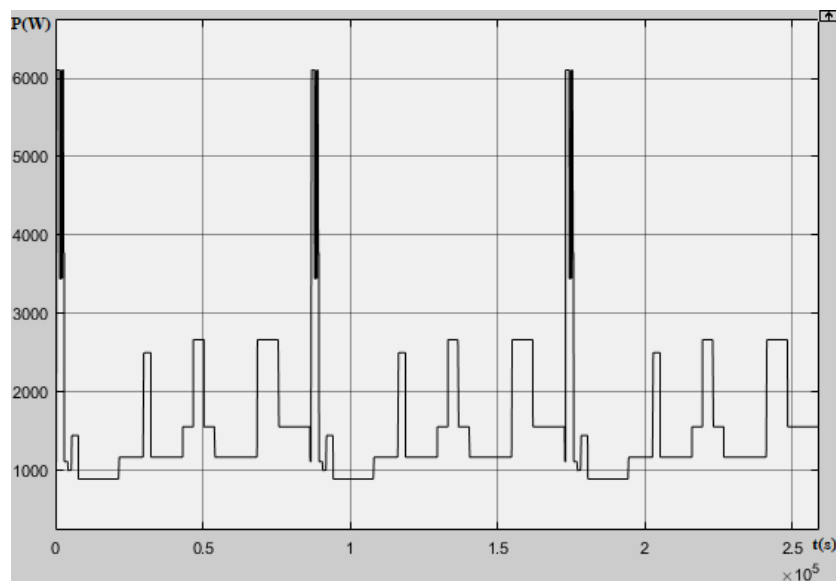


Gráfico 2 - Comportamento da Carga ao longo dos três dias

### Máquinas

Em relação às máquinas foi necessário seguir uma ideia diferente pois tratam-se de equipamentos com um comportamento bastante diferente dos outros, pois têm ciclos que ocorrem durante o seu funcionamento que modificam bastante o seu consumo de energia. De forma a simular o mesmo tipo de onda foi utilizado interruptores para controlar a variação de potência utilizada dependendo do tempo de simulação.

Para a máquina de lavar louça foi necessário o uso de interruptores para acionar um gasto de potência mais elevado durante os ciclos de aquecimento da água. Recorreu-se a [26] para utilizar como exemplo para esta programação. Na figura 12 podemos observar o modelo que foi utilizado com interruptores e RL *branches*, e o tipo de onda pretendido com este modelo. Programando a máquina de lavar louça para ser ligada à meia noite e tendo um período de funcionamento de setenta (70) minutos, podemos observar a variação obtida do consumo de energia deste equipamento no gráfico 3.

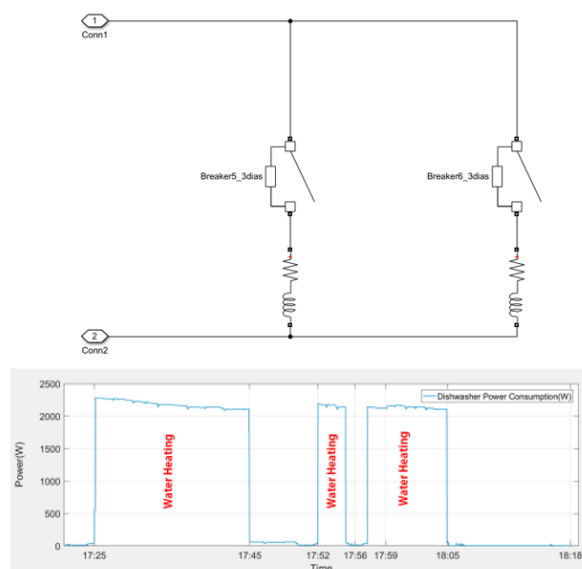


Figura 12 - Modelo da máquina de lavar louça e fonte da onda utilizada para a construção do modelo [26]

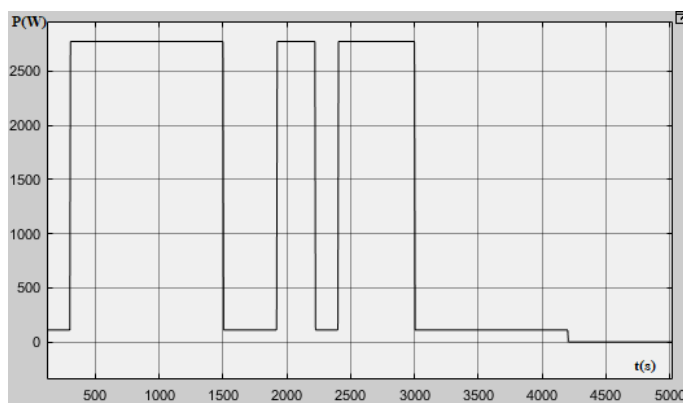


Gráfico 3 - Gráfico do consumo de energia da máquina de lavar louça

Para a máquina de lavar roupa o método foi o mesmo em que se usou interruptores para acionar um gasto de potência mais elevado durante os ciclos de aquecimento da água e ciclos de rotação do motor, e para isso recorreu-se [26] para utilizar como exemplo para esta programação. Na figura 13 podemos observar o modelo que foi utilizado com interruptores e RL *branches*, e o tipo de onda pretendido com este modelo. Programando a máquina de lavar roupa para ser ligada à meia noite e tendo um período de funcionamento de cento e trinta (130) minutos, podemos observar a variação obtida consumo de energia deste equipamento no gráfico 4.

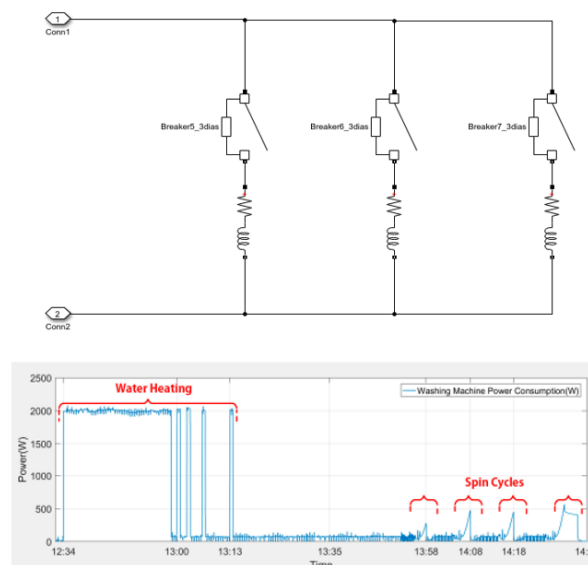


Figura 13 - Modelo da máquina de lavar roupa e fonte da onda utilizada para a construção do modelo [26]

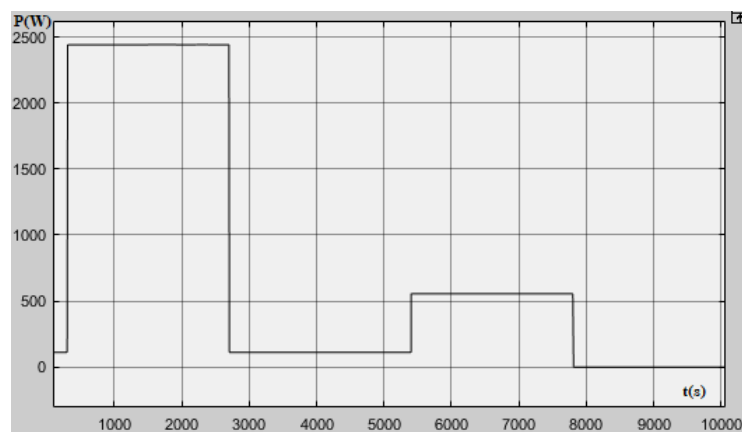


Gráfico 4 - Gráfico do consumo de energia da máquina de lavar roupa

### 3.2.3 Painéis Fotovoltaicos

Na figura 14 é mostrado o modelo utilizado para os painéis fotovoltaicos que foi retirado de um modelo que se encontra na documentação do Matlab, chamado “*Simplified Model of a Small Scale Micro-Grid*”, que se trata de apenas uma fonte de corrente que injeta na rede uma determinada corrente dependendo do tempo da simulação.

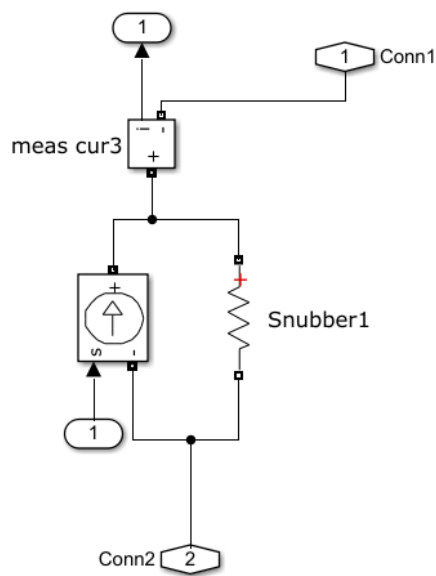


Figura 14 - Modelo dos painéis fotovoltaicos

O cálculo desta corrente é feito a partir do cálculo da potência em AC de cada hora do dia, ou seja, depende da irradiância a cada hora do dia num determinado local. Para o cálculo desta corrente é realizado uma divisão de uma determinada potência AC pela tensão eficaz, duzentos e trinta volt (230 V), seguidamente é efetuado uma multiplicação pela raiz de dois (2) obtendo o modulo da corrente pico, para que juntamente com o argumento da tensão na respetiva fase, a corrente enviada para a fonte esteja na forma complexa, tal como é demonstrado no bloco da figura 16. O uso de número de complexos foi necessário para o cálculo das potências, sendo que as medidas efetuadas pelos medidos de corrente e tensão são todas em números complexos.

Todos as medidas de corrente e tensão são enviadas para o bloco da figura 15, em que este efetua o cálculo de várias grandezas para cada dessas medidas.

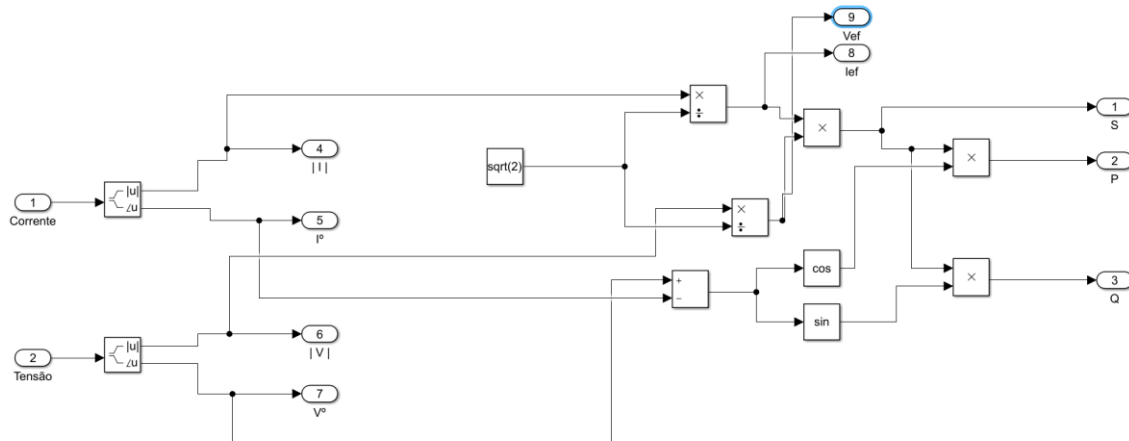


Figura 15 - Bloco de cálculo

Esta potência vem de uma ligação entre o simulador e uma folha de cálculo, que é possível a partir de um bloco do simulador que tem a capacidade de ler valores da folha de cálculo, em que a primeira coluna corresponde ao tempo da simulação e a segunda ao valor que é pretendido enviar naquele momento da simulação.

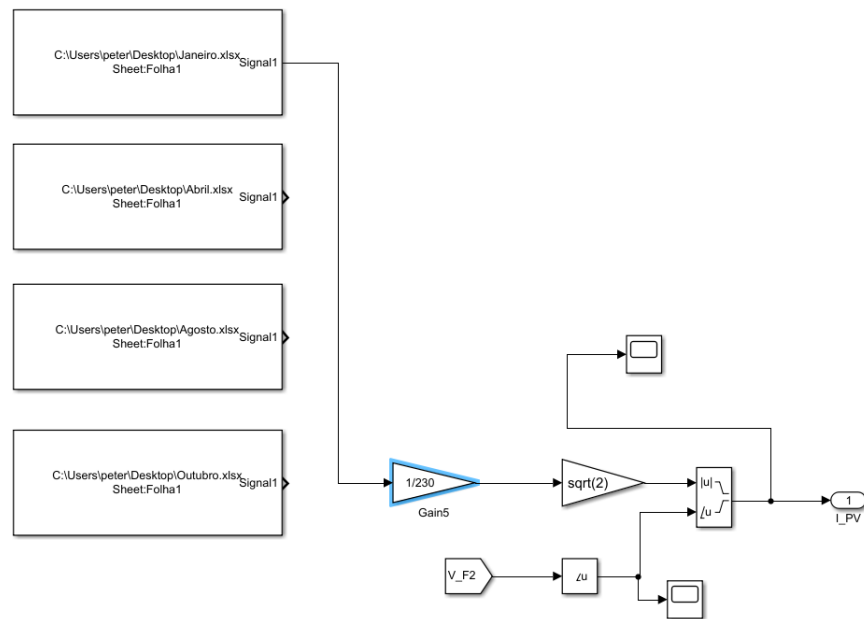


Figura 16 - Modelo de cálculo da corrente proveniente dos painéis fotovoltaicos da fase 2

Foi escolhido então para esta tese quatro (4) fases do ano (Janeiro, Abril, Agosto, Outubro), para testar a rede nas quatro (4) estâncias do ano. Para isto foi necessário escolher uma localização para que a partir de o programa *Photovoltaic Geographical Information System*

(PVGIS) fosse possível obter valores de irradiância no determinado local, ao longo de um dia em cada um dos meses escolhidos.

#### Localização

Como referido anteriormente, a localização escolhida foi em Viana do Castelo, mais precisamente a 41,97° N, -8,34°E.

#### Módulo

Seguidamente foram escolhidos os módulos fotovoltaicos utilizados nas instalações de alguns dos edifícios, tendo sido os *Sunpower SPR-X22-370-D-AC (370W)* [28], pois tratam-se de módulos com alto rendimento, têm uma potência pico em condições STC (*Standard Test Conditions*) bastante elevada, bem como a relação entre potência e área, face a outros módulos analisados.

#### Inversor

Tendo em conta que a ferramenta de simulação usada não tem nenhum bloco pré-definido na categoria de *power systems*, de forma a obter uma corrente AC proveniente dos painéis fotovoltaicos, foi necessário escolher um inversor. Por isso para o dimensionamento dos painéis foi necessário escolher um inversor de forma a garantir a potência AC próxima da potência consumida pelo edifício. Foi assim escolhido o inversor *Huawei KTL Trifásico 8000* [27], com uma potência nominal de oito mil watts (8000 W).

#### Potência DC

Tendo sido escolhido o inversor e os módulos, bem como adquirido os valores da potência consumida anualmente e os valores do PVGIS, foi possível, a partir das fórmulas 15, 16 e 17, calcular a temperatura da célula, potência fotovoltaica em condições STC, potência fotovoltaica tendo em conta a temperatura da célula e por fim a potência DC.

$$T_{cel} = T_{amb} + \frac{NOCT-20^\circ}{0,8} \times G \quad P_{DC,25^\circ C} = P_{nom} \times \frac{G \left[ \frac{W}{m^2} \right]}{1000 \left[ \frac{W}{m^2} \right]} \quad (15)$$

$$P_{FV} = P_{DC,25^\circ C} \left( 1 - \frac{\alpha}{100} \times P_{DC,25^\circ C} \times (T_{cel} - 25^\circ C) \right) \quad (16)$$

$$P_{DC} = P_{FV} \times (1 - \text{perdas}) \quad (17)$$

#### Potência AC

Através da curva de rendimento do *datasheet* do inversor (figura 17) é possível adquirir alguns valores, que e a partir da sua ferramenta *curve fitting* (gráfico 5) do programa de simulação, é possível calcular os valores para  $k_0$ ,  $k_1$  e  $k_2$  da equação 18.

$$\eta_{inv}(P_{DC}) = \frac{P_{DC}}{P_{DC} + K_0 + K_1 \times P_{DC} + K_2 \times P_{DC}^2} ; \quad (18)$$

$$K_0 = 18.13 ; K_1 = 2.44 \times 10^{-3} ; K_2 = 1.95 \times 10^{-6}$$

Com estes valores é nos possível calcular o rendimento do inversor ao longo do dia tendo em conta a potência em DC calculada, e assim calcular a potência em AC a partir do produto dos dois, demonstrado na equação 19.

$$P_{AC} = P_{DC} \times \eta_{inv} \quad (19)$$

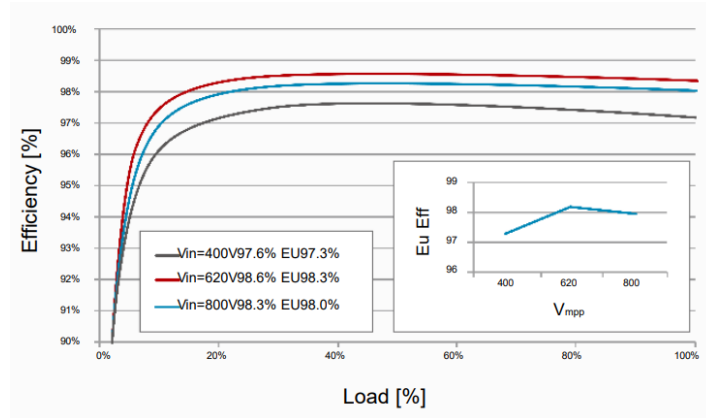


Figura 17 - Rendimento do Inversor (Adaptado de [27])

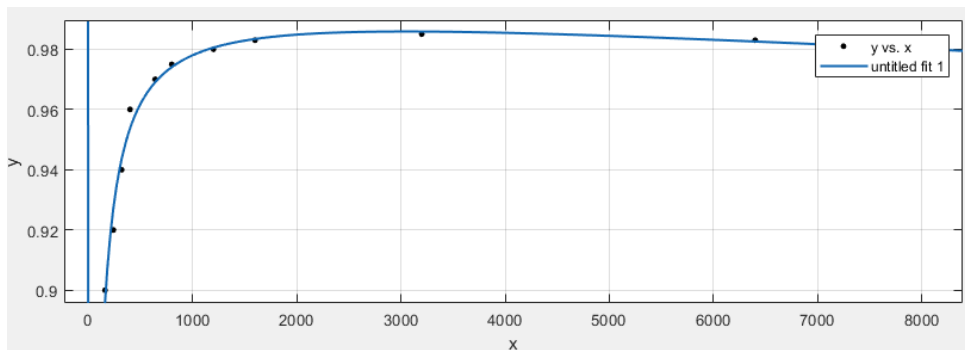


Gráfico 5 - Rendimento do Inversor desenhado na ferramenta de simulação

### 3.2.4 Bateria

A modelação da bateria necessitou de mais desenvolvimento, comparativamente às restantes, pois não existe atualmente nenhum exemplo de modelo no simulador para ser utilizado neste tipo de testes, nem existe um modelo generalizado de uma bateria, tratando-se de uma tecnologia ainda bastante recente, ainda em consolidação e pouco utilizada.

Para que uma bateria possa compensar as “quedas” de tensão de uma falha parcial ou aguentar uma falha completa, ou seja, ficar em modo de “ilha”, é necessário que algo imponha a devida estabilidade de tensão. Logo foi necessário desenhar um modelo em que, em caso de falha parcial ou completa da rede, o sistema se mantenha com a mesma tensão ou com uma flutuação de tensão não inferior a 5% dos duzentos e trinta volt (230 V), e possa estar operacional durante o tempo que a bateria permitir.

Este modelo é composto por uma resistência, uma fonte de tensão e dois interruptores que vão controlar qual destes blocos está ligado, e estes são acionados a partir de bloco que contém uma função responsável por este controlo. Sendo que a resistência trabalha como sendo a bateria em carregamento e a fonte, a bateria em descarregamento. O modelo desta pode ser observado na figura 18.

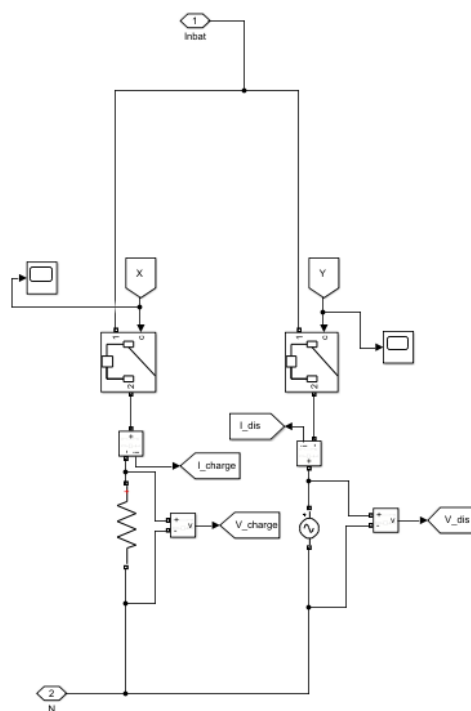


Figura 18 -Modelo da Bateria

O controlo destes interruptores é feito a partir de um bloco que contém uma função que mede a potência ao segundo na resistência, controlando assim o estado de carregamento da bateria, e mede a potência na fonte reduzindo o nível de carga na bateria. O sistema começa com a bateria totalmente carregada e é ativada caso a tensão se encontre inferior a 95% dos duzentos e trinta volt (230 V) e entra em modo de carregamento caso a bateria esteja totalmente descarregada ou então se estiver igual ou abaixo de 15% da potência total.

Para este teste era importante usar algumas especificações de baterias que se encontrem atualmente no mercado, por isso foi escolhida a *Powerwall* da Tesla [31]. As especificações utilizadas foram a sua capacidade útil de 13.5kWh e a potência contínua de 5kW, existindo controlo do tempo de carregamento e descarregamento dependendo da carga necessária.

Foi necessário escolher um valor para a resistência utilizada neste modelo, podendo assim determinar quanta corrente passa nesta resistência e assim ser possível, com a medição da tensão da mesma, verificar a potência ao segundo e assim controlar a quantidade de carga na bateria e

em caso de ter carregado totalmente, poder ser possível desligar a resistência da rede. Foi decidido ter uma resistência de vinte e três ohm ( $23 \Omega$ ), tendo assim uma bateria que, nas condições ótimas da rede, ou seja, com uma tensão eficaz constante de duzentos e trinta volt (230 V), demora cerca de cinco (5) horas e cinquenta e dois (52) minutos a carregar.

Para que seja possível ter bancos de baterias em fases diferentes, foi também necessário ter o cuidado nas especificações da fonte de tensão nas determinadas fases. Sendo que no simulador a fase A trata-se da fase dos zero graus ( $0^\circ$ ), a fase B dos duzentos e quarenta graus ( $240^\circ$ ) e a fase C dos cento e vinte graus ( $120^\circ$ ).

### 3.2.5 Cenários

Para a realização dos testes a esta rede anteriormente descrita, face a falhas, foram considerados cinco (5) cenários para cada um dos quatro (4) meses:

- 3 MVA;
- 1,5 MVA;
- 750 kVA;
- 300 kVA;
- 0 VA.

Em todos estes cenários os resultados foram analisados em cada uma das fases, e no caso do cenário de potência disponível de 0 VA, a falha (entrada em ilha) ocorre às 11 da manhã.

### 3.2.6 Métricas de Resiliência

Para melhor quantificar os resultados obtidos, utilizaram-se duas métricas, a percentagem do número de cargas que é possível alimentar por fase, com a dada potência disponível e o a quantidade de tempo que a fase aguenta com a determinada falha. As cargas que são ligadas duas vezes ao longo do dia considera-se como duas cargas, logo o número total de cargas por fase é de quarenta e cinco (45). Seu método de cálculo é mostrado nas equações 20 e 21.

$$\text{Tempo entre falha e paragem do sistema} = t_1 - t_0$$

$$t_1 - \text{Segundo onde é dada a paragem do sistema;} \quad (20)$$

$$t_0 - \text{Segundo onde é dada a falha.}$$

$$\text{Percentagem de cargas alimentadas} = \frac{N_T \times d - n_{cargas} \times d}{N_T \times d} \times 100$$

$N_T$  – Número total de cargas na fase por dia; (21)

$n_{cargas}$  – Número total de cargas não alimentadas por dia;

$d$  – Número de dias.

# 4

## 4 Análise de Resultados

---

As simulações efetuadas no modelo foram feitas com um tempo de simulação de duzentos e cinquenta e nove mil e duzentos segundos (259200), que equivale a três dias. Foram efetuados testes para quando a rede se encontra sem qualquer problema, e testes para quando houvesse falhas de várias escalas diferentes. Para simular estas falhas limitou-se, em várias escalas, a potência disponível da fonte trifásica, sendo o último teste com uma completa falha da rede, ou seja, a fonte deixa de enviar corrente e o sistema torna-se totalmente dependente de si próprio, dependendo assim apenas nos bancos de baterias.

Durante estes três dias, as cargas mantêm os mesmos valores e são desligadas caso exista necessidade de efetuar uma gestão das cargas para conseguir compensar as quedas de tensão provocadas pelas falhas. Tal como já foi referido, os testes foram realizados em quatro (4) meses do ano e a potência produzida por cada conjunto de painéis nas várias fases do ano encontra-se no seguinte gráfico 6.

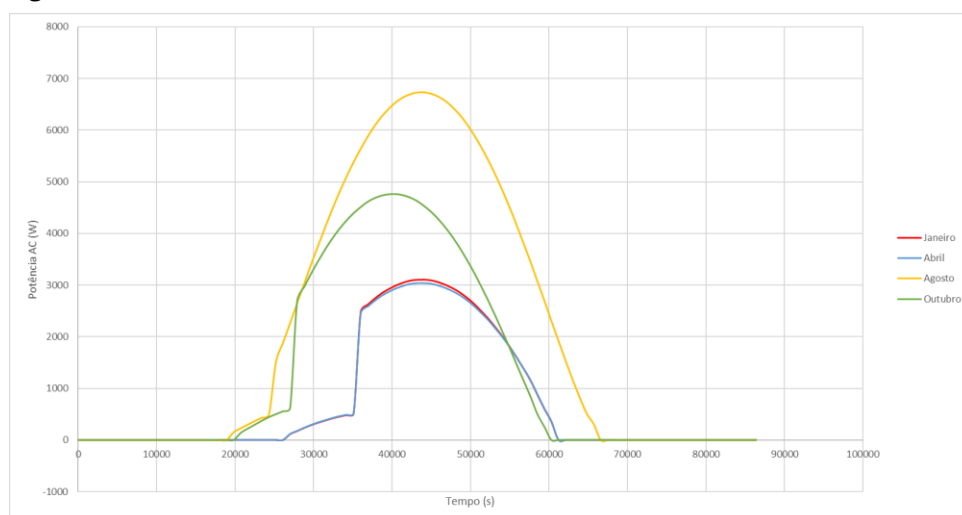


Gráfico 6 - Potência em cada conjunto de painéis fotovoltaicos durante os determinados meses ao longo dos três (3) dias

## 4.1 Potência disponível

Foi considerado 3 MVA, como o máximo de potência disponível, pois apesar de haver alguma flutuação na tensão, não é suficiente para se considerar prejudicial aos equipamentos elétricos devido ao facto de a rede ser bastante pequena, e foi necessário escolher um valor que uma queda percentual considerável provocasse flutuação suficiente para obrigar a uma gestão de cargas e ativação da bateria.

A seguir estão representados por gráficos, os comportamentos da rede dependendo da potência disponível. Para os 3 MVA e 1,5 MVA não será mostrado o comportamento da bateria pois, tal como se vai ver, a tensão nestes não desceu o suficiente para a ativar. Apresentados nas páginas seguintes é possível ver o comportamento ao segundo da potência aparente, ativa, reativa, a corrente eficaz e a tensão eficaz na determinada fase em questão, e um gráfico onde se deteta se a tensão vai abaixo de noventa e cinco por cento (95%) da tensão total, ou seja, se estiver abaixo, o gráfico encontra-se zero (0), caso contrário, encontra-se a um (1), ou seja, serve para ver se existe necessidade de ativar a bateria. Nos casos onde a bateria é ativada, é mostrado os gráficos onde se verifica o comportamento das várias baterias, ou seja, o total de carga na determinada bateria, a tensão eficaz na fase, a potência de descarregamento e a potência de carregamento.

Em relação à métrica da percentagem de cargas alimentadas, para quando a potência disponível é de 3 MVA e 1,5 MVA, esta percentagem mantém-se a cem por cento (100%).

Para a métrica do tempo entre falha e paragem do sistema, apenas é verificado alteração quando o sistema se encontra totalmente dependente das baterias.

### 4.1.1 3 MVA

Podemos observar pelo gráfico 7 que a fase um (1) mantém-se bem dentro dos limites estipulados para a tensão, ou seja, acima de 218 volts de tensão eficaz, e sendo que, como anteriormente referido, a carga é igual em todas as habitações e em todas as fases existe três edifícios com painéis fotovoltaicos. Por isso com esta potência disponível o comportamento das fases é igual, os gráficos das fases dois (2) e três (3) encontram-se em anexo 1.

Os seguintes gráficos demonstram o comportamento da fase um (1) durante os meses. Podemos observar que os momentos em que existe um maior consumo de energia num determinado período é durante a noite, tratando-se da ligação das máquinas de lavar louça e roupa. É observado também o impacto dos painéis solares durante o dia, reduzindo consideravelmente o consumo de energia nessa altura do dia, é verificado principalmente em Agosto devido ao aumento da irradiância na época do Verão. Como são as máquinas que consomem uma maior quantidade de energia, vão ser estas que irão causar mais flutuação na tensão, e isto vai ser principalmente verificado quando as falhas forem aplicadas, em que deixará de haver a possibilidade de ligar estas cargas.

Janeiro

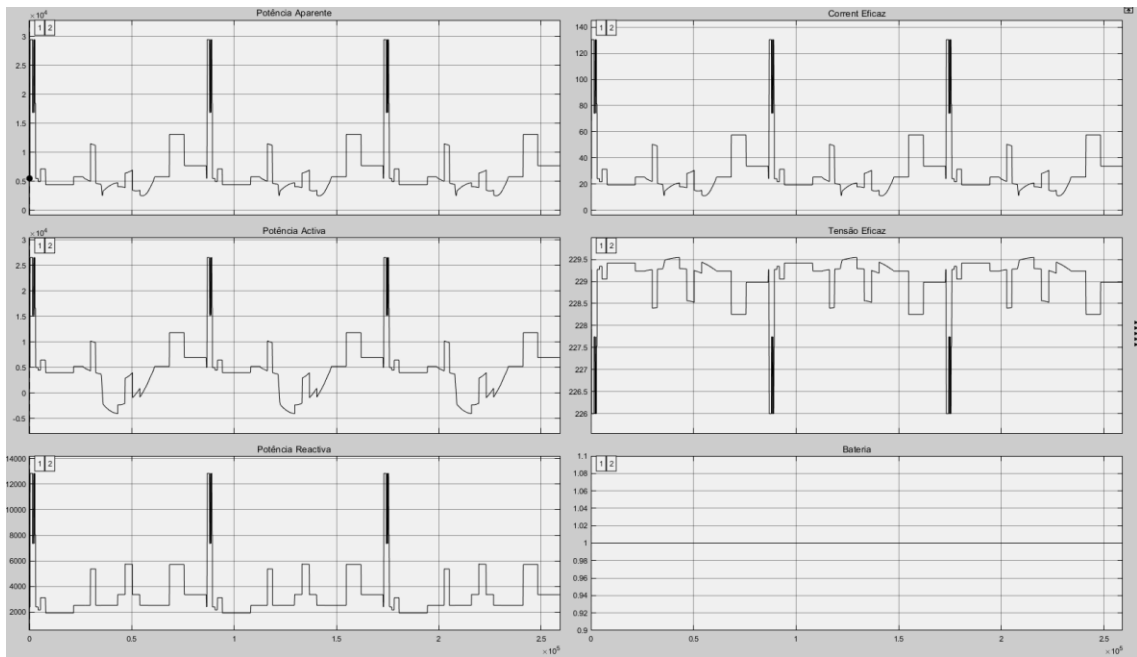


Gráfico 7 - Comportamento da Fase 1 em Janeiro para 3 MVA de potência disponível

Abril

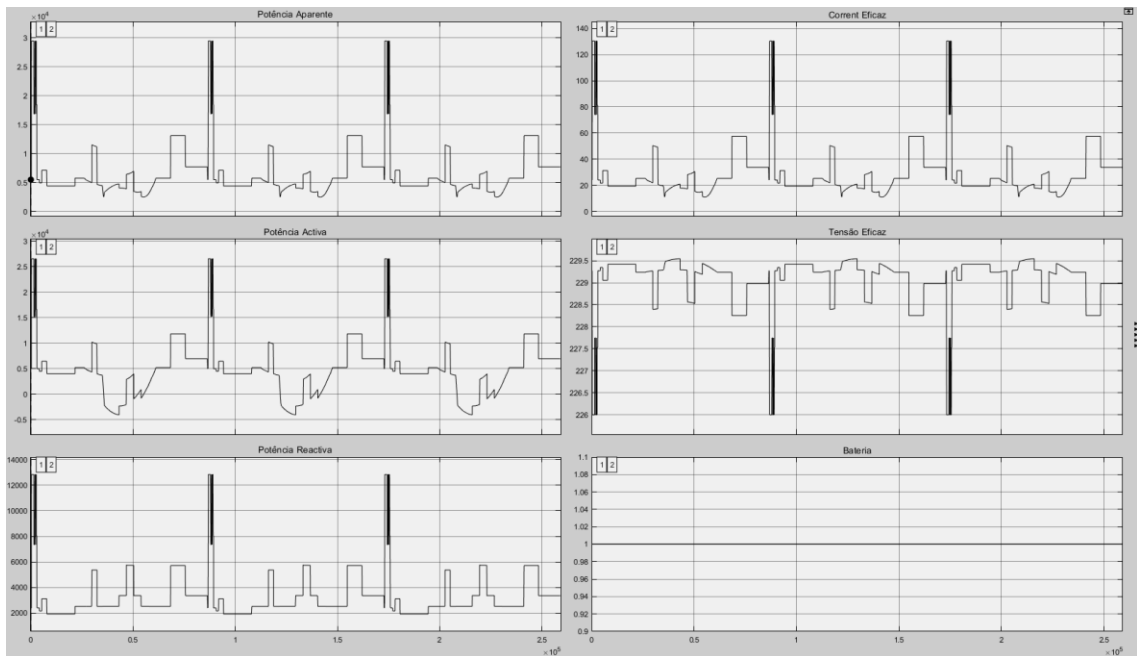


Gráfico 8 - Comportamento da Fase 1 em Abril para 3 MVA de potência disponível

## Agosto

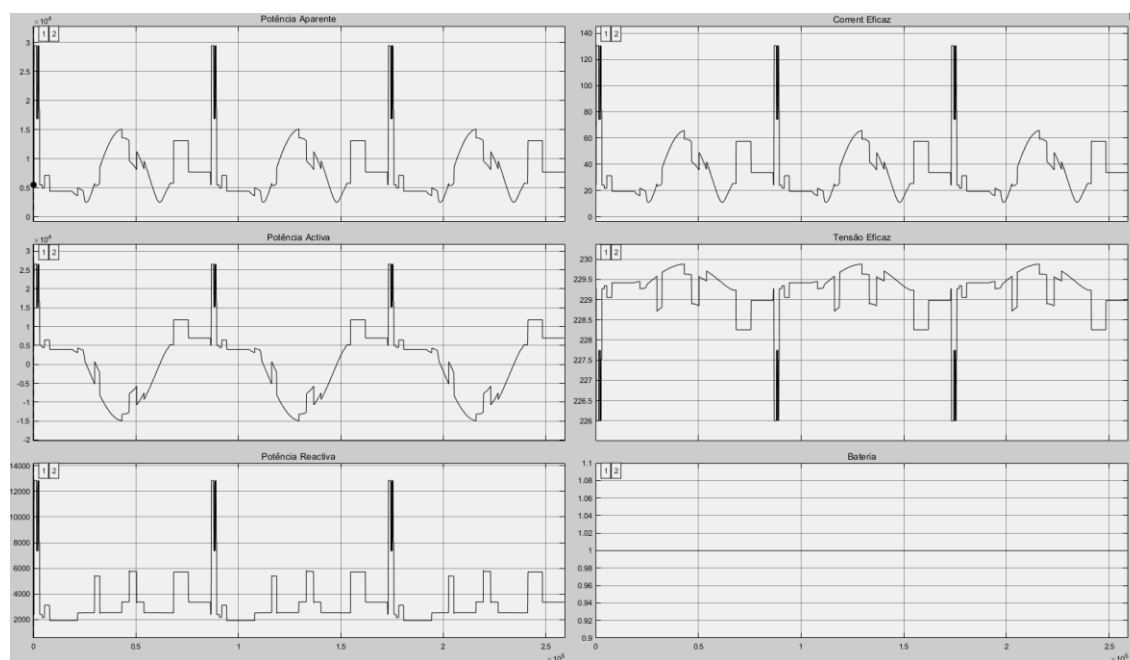


Gráfico 9 - Comportamento da Fase 1 em Agosto para 3 MVA de potência disponível

## Outubro

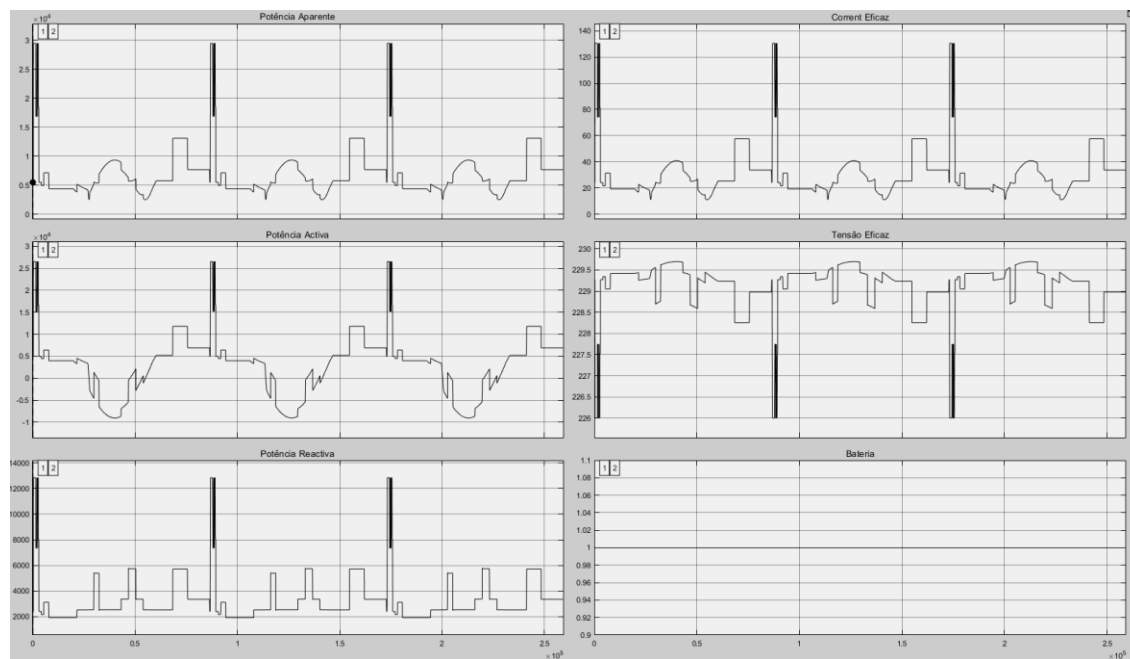


Gráfico 10 - Comportamento da Fase 1 em Outubro para 3 MVA de potência disponível

#### 4.1.2 1,5 MVA

Nos testes realizados com 1,5 MVA potência disponível, iremos verificar que a tensão é, de facto, em média mais baixa do que nos testes sem falha, mas ainda não é o suficiente para haver uma ativação da bateria, dado que a tensão nunca vai abaixo do limite estipulado.

Por isso, os seguintes gráficos, apenas representam o comportamento na fase um (1), dado que como ainda se encontra dentro dos limites, o comportamento é igual em todas as fases.

##### Janeiro

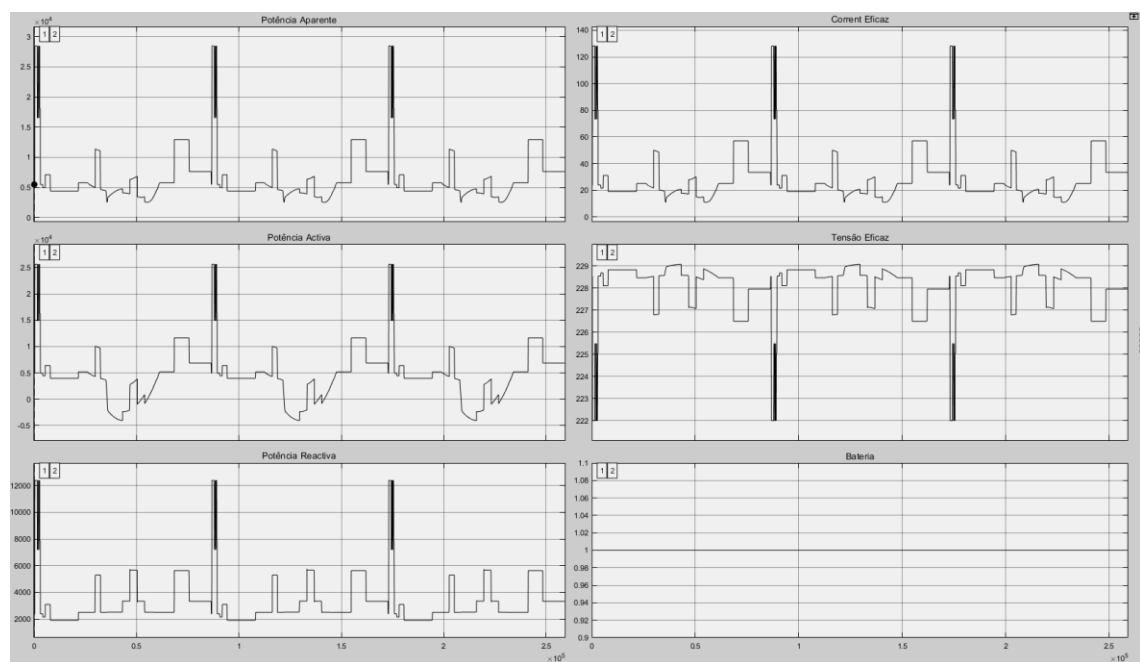
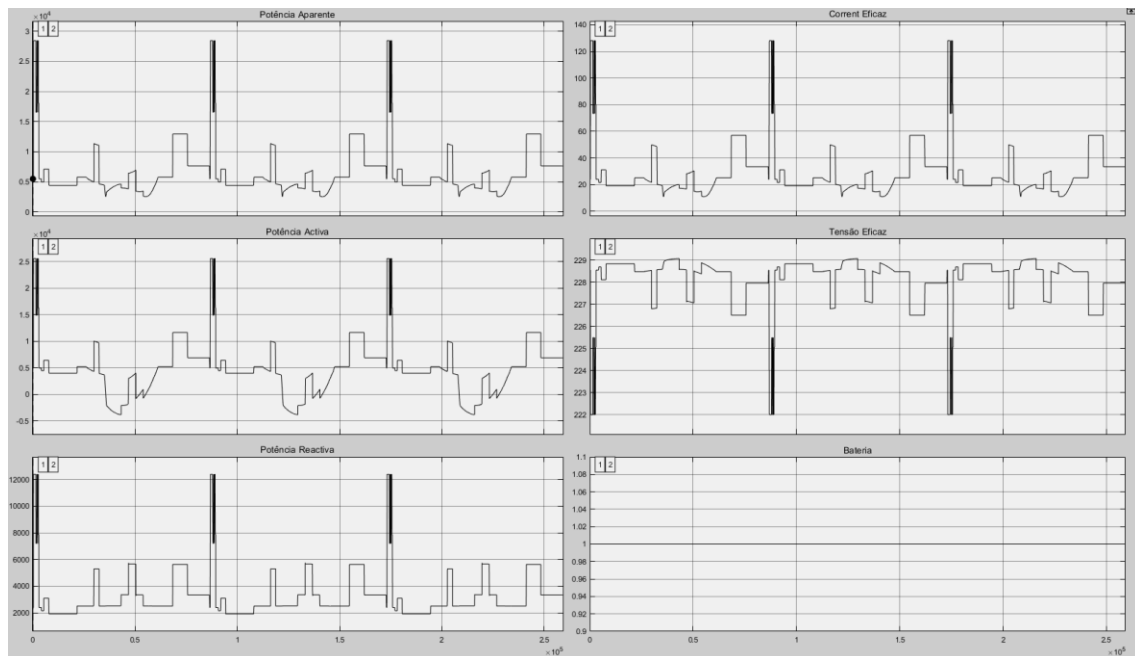
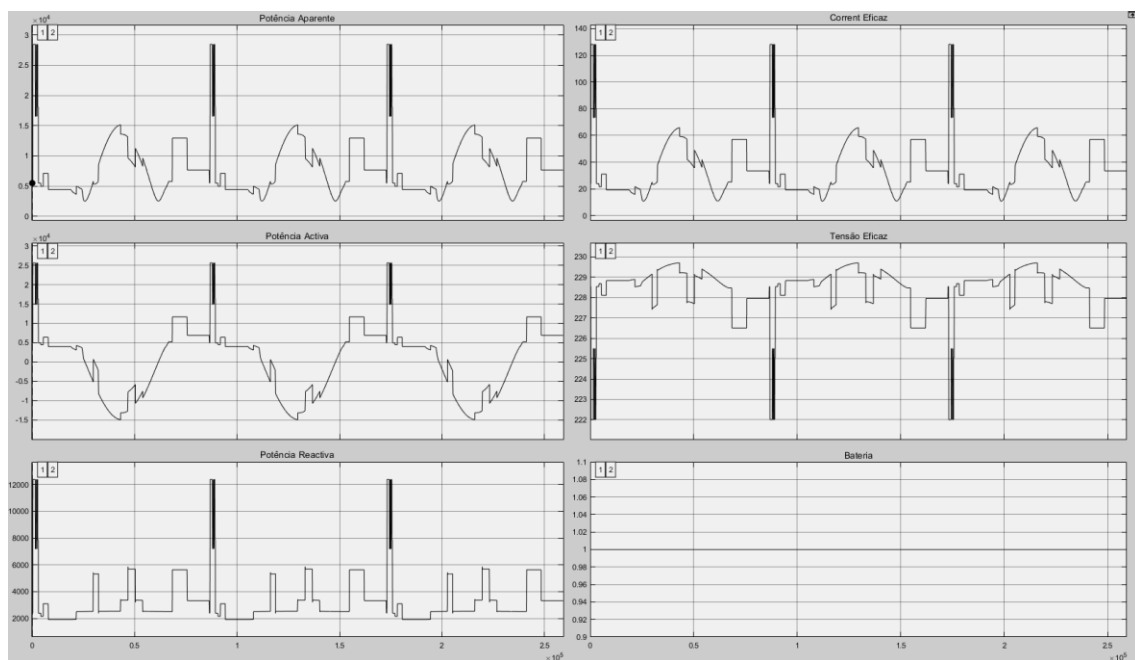


Gráfico 11 - Comportamento da Fase 1 em Janeiro para 1,5 MVA de potência disponível

Abril



Agosto



## Outubro

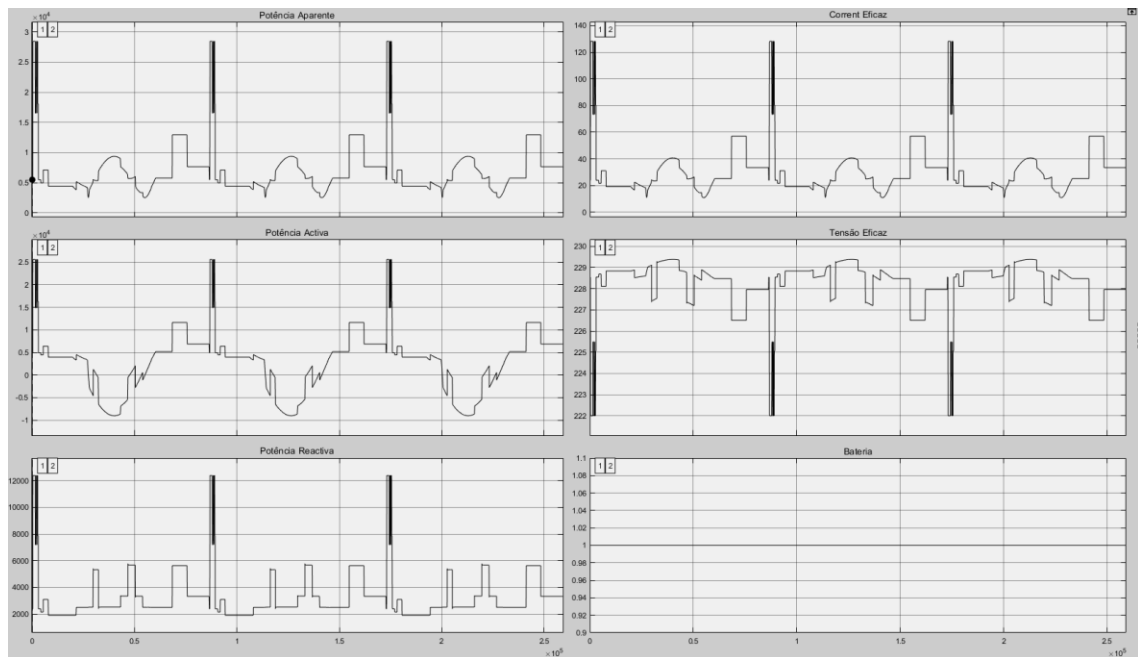


Gráfico 14 - Comportamento da Fase 1 em Outubro para 1,5 MVA potência disponível

### 4.1.3 750 kVA

Com uma falha que deixe a rede com apenas 750 kVA de potência disponível, iremos verificar que já é o suficiente para provocar uma ativação da bateria para compensar a queda na fase um (1) e três (3), sendo que estas são as únicas com baterias.

No caso da fase dois (2), para que a tensão se mantivesse dentro dos limites foi necessário tomar certas decisões. Verificou-se que no máximo pode haver três máquinas de lavar loiça e três máquinas de lavar roupa a funcionar ao mesmo tempo. Então para que durante os três dias, a tensão mantivesse-se controlada, três habitações teriam as máquinas a funcionar no primeiro e terceiro dia, e as restantes duas teriam a funcionar no segundo dia. Tendo em conta que as máquinas são apenas ligadas durante a noite, a alteração do mês não teve qualquer impacto nestas decisões.

Dado a gestão necessária na fase dois (2) foi necessário calcular a percentagem de cargas alimentadas. Com um máximo de três máquinas de lavar loiça e três máquinas de lavar roupa a funcionar, temos então duas máquinas de cada tipo a não poderem estar ligadas, logo são quatro cargas não alimentadas por dia. Logo sendo que cada habitação tem sete (7) cargas e cada fase tem cinco (5) habitações, e sendo o teste realizado ao longo de três (3) dias, é possível então calcular o seguinte:

$$\text{Percentagem de cargas alimentadas} = \frac{45 \times 3 - (4 \times 3)}{45 \times 3} \times 100 = 91,11\%$$

Este valor é mantido durante os quatro (4) meses.

## Janeiro

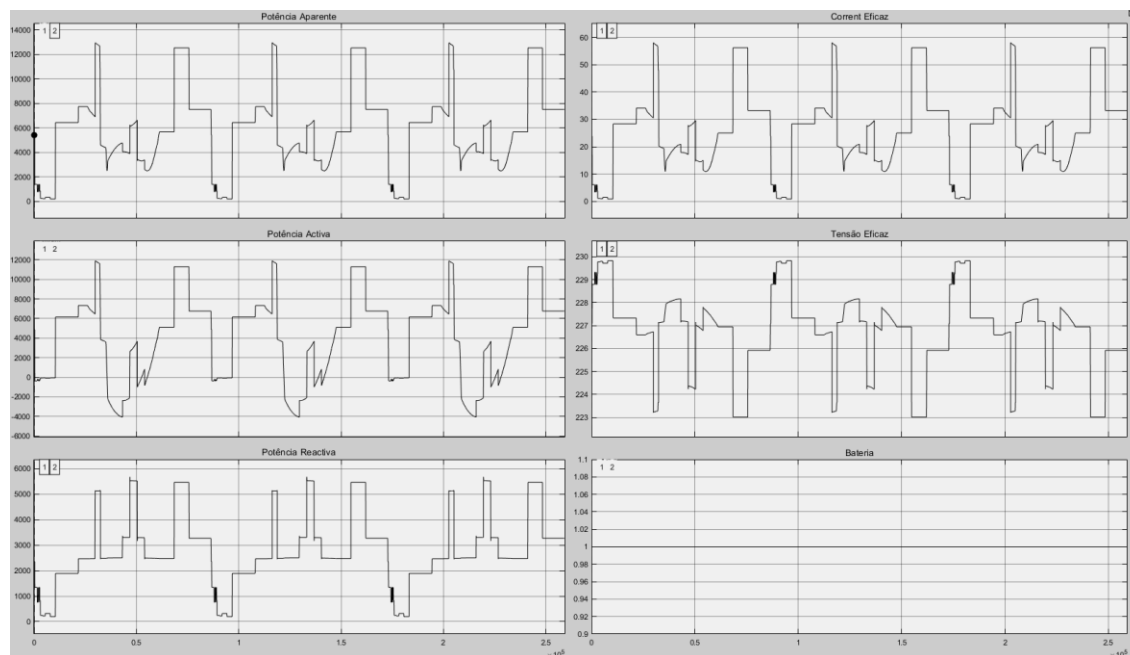


Gráfico 15 - Comportamento da Fase 1 em Janeiro para 750 kVA de potência disponível

Nos gráficos a seguir correspondentes à fase 2, podemos verificar que no primeiro as cargas encontram-se inalteradas, e no segundo verifica-se o impacto das ações tomadas, mantendo a tensão dentro dos limites.

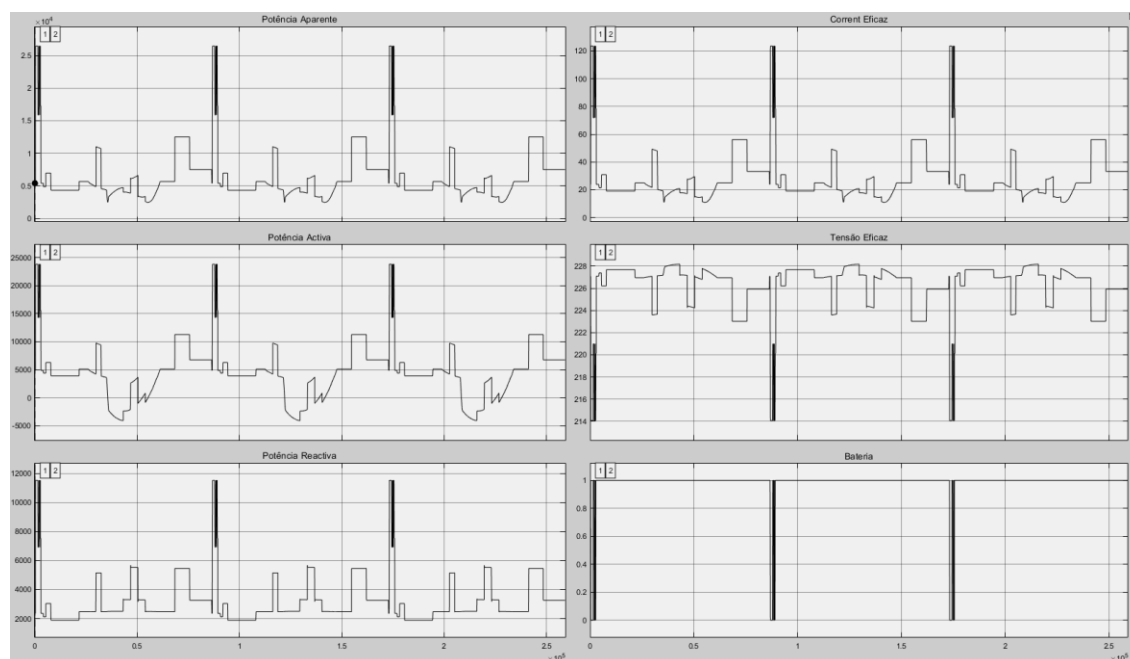


Gráfico 16 - Comportamento da Fase 2 em Janeiro para 750 kVA de potência disponível, antes das alterações necessárias

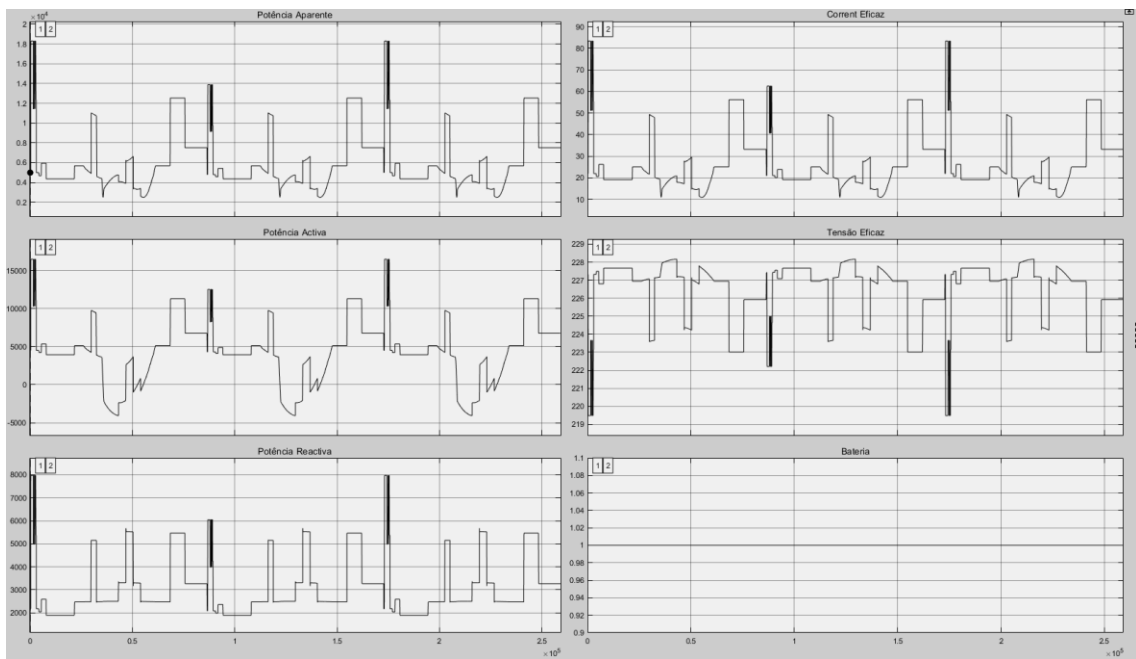


Gráfico 17 - Comportamento da Fase 2 em Janeiro para 750 kVA de potência disponível, depois das alterações necessárias

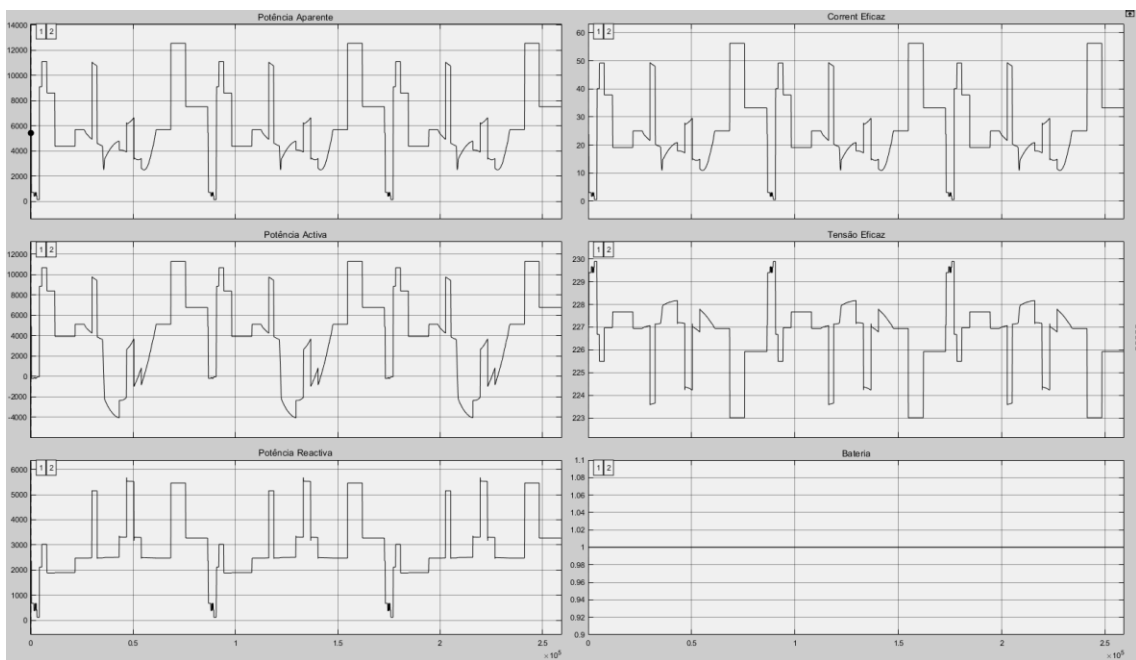


Gráfico 18 - Comportamento da Fase 3 em Janeiro para 750 kVA de potência disponível

Nos gráficos 19 e 20, é representado o comportamento da bateria face à falha, onde no primeiro é visto como a carga total de cada bateria varia tendo em conta o que o tem que compensar e no segundo a potência de descarregamento e carregamento durante esse mesmo período.

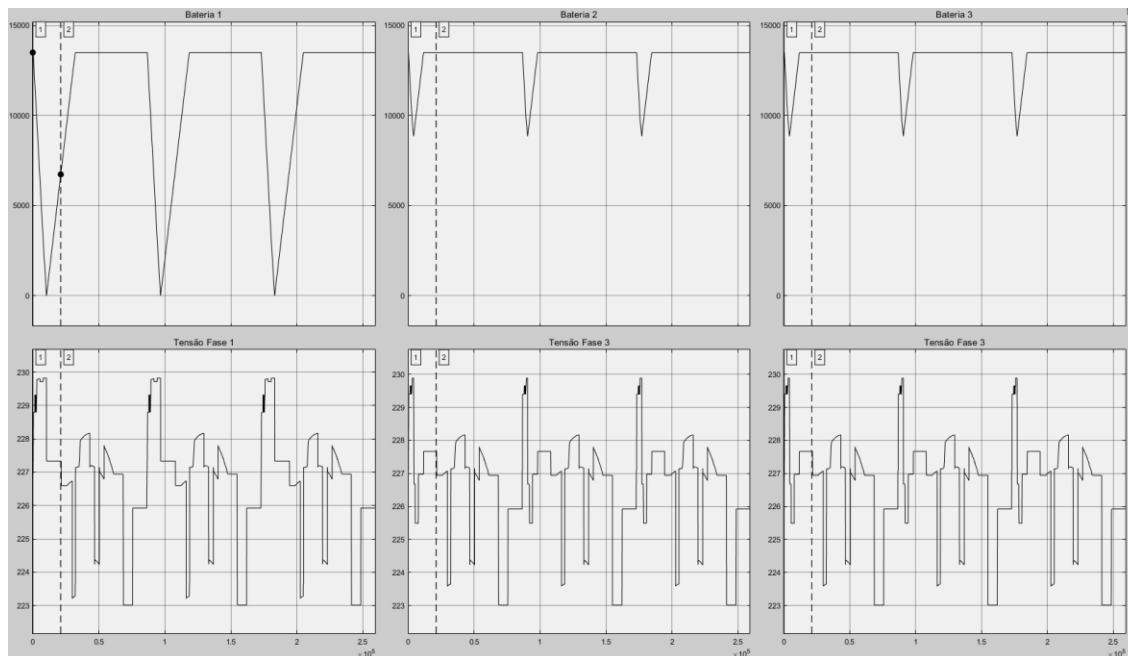


Gráfico 19 - Carga total das três baterias e o seu impacto na tensão eficaz da respetiva fase em Janeiro com 750 kVA de potência disponível

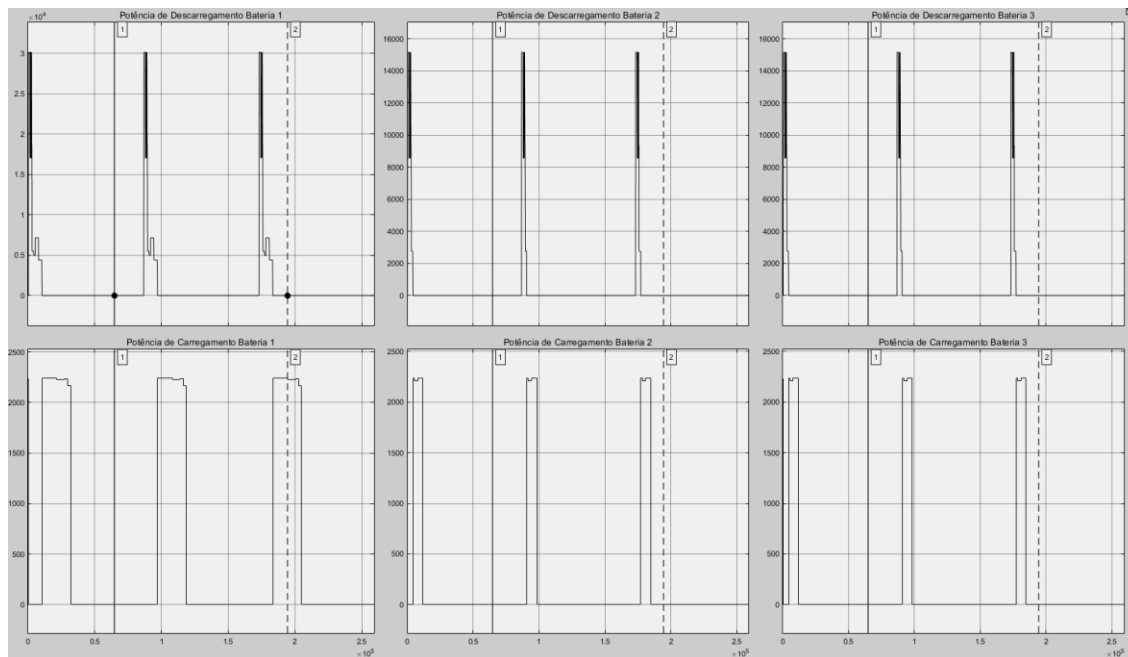


Gráfico 20 – Potência de descarregamento e carregamento de cada bateria em Janeiro com 750 kVA de potência disponível

No caso da bateria na fase um (1), é necessário descarregar totalmente a bateria para conseguir compensar o impacto na tensão efetuado pelas máquinas, e no caso das baterias na fase três (3), conseguem poupar na carga total de cada uma, pois são duas baterias a compensar impacto na tensão feito pelo mesmo número de máquinas.

Para os restantes meses os comportamentos das baterias bem como das medidas tomadas na fase dois (2) mantêm-se iguais pois, é considerado que as baterias estariam sempre com carga total no início da falha e a alteração do mês não tem qualquer impacto na tensão eficaz das máquinas pois sendo o seu período de funcionamento durante a noite.

#### 4.1.4 300 kVA

Com apenas 300 kVA de potência disponível, nota-se grande impacto na totalidade da rede comparativamente às restantes intensidades de falha. Tal como é visto nos gráficos seguintes as baterias foram ativadas várias vezes ao longo de cada dia, sendo que em Agosto, havendo uma maior injeção de corrente por parte dos painéis fotovoltaicos, verifica-se menos descarga das baterias.

No caso da fase sem baterias, a fase dois (2), foi necessário tomar decisões para manter a fase dentro dos limites da tensão.

##### Janeiro

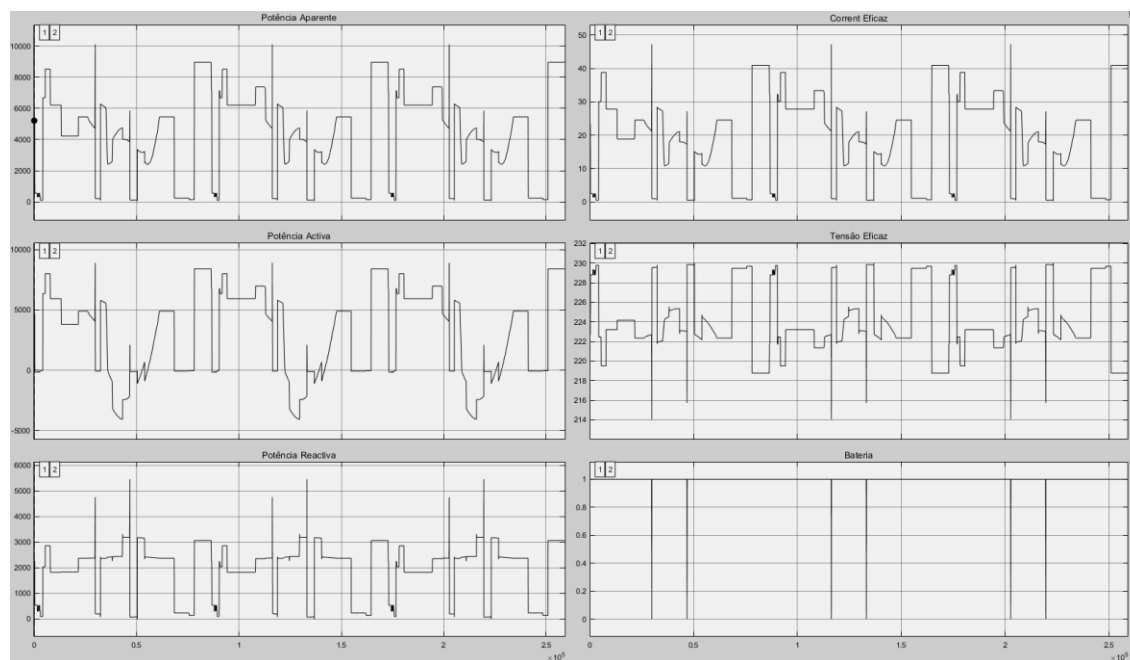


Gráfico 21 - Comportamento da Fase 1 em Janeiro para 300 kVA de potência disponível

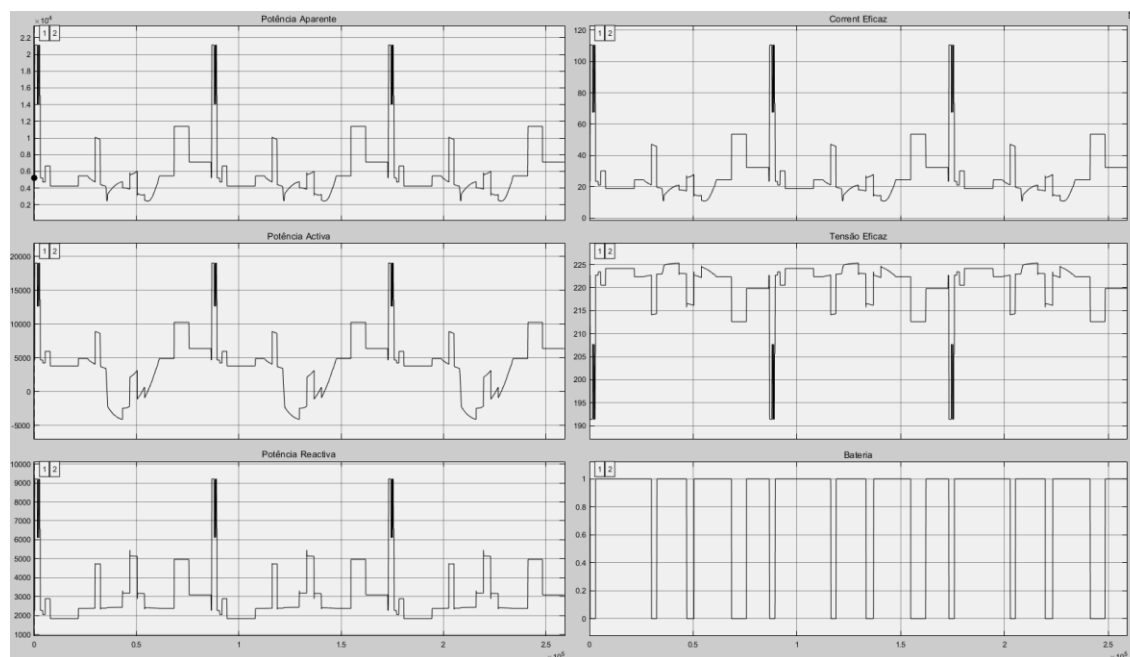


Gráfico 22 - Comportamento da Fase 2 em Janeiro para 300 kVA de potência disponível, antes das alterações necessárias

Como é visto no gráfico 22 é verificado que necessário haver controlo das cargas na fase dois (2) para manter a tensão dentro dos limites, por isso tendo em conta a irradiância do mês de Janeiro, foi concluído que apenas é possível ter uma máquina a funcionar por dia em toda a fase, no máximo dois fogões durante o horário de almoço, um fogão durante o horário de jantar e dois secadores. Tendo em conta isto, no gráfico 23 observa-se o comportamento da rede se na fase 2 apenas estiverem ligadas as seguintes cargas: uma máquina, duas habitações com fogão ao almoço no primeiro e terceiro dia, duas com fogão ao almoço no segundo dia, uma com fogão ao jantar, duas com secador no primeiro e terceiro dia, duas com secador no terceiro dia e uma com secador no terceiro dia.

Sendo que houve gestão das cargas é necessário calcular a percentagem de cargas alimentadas. Tendo em conta os limites anteriormente referidos conclui-se que há nove (9) máquinas, três (3) fogões durante a tarde, quatro (4) fogões durante a noite e três (3) secadores sem ser alimentados, por dia. Desta maneira calcula-se o seguinte:

$$\text{Percentagem de cargas alimentadas} = \frac{45 \times 3 - (9 + 3 + 4 + 3) \times 3}{45 \times 3} \times 100 = 57,78\%$$

Esta percentagem mantém-se no mês de Abril.

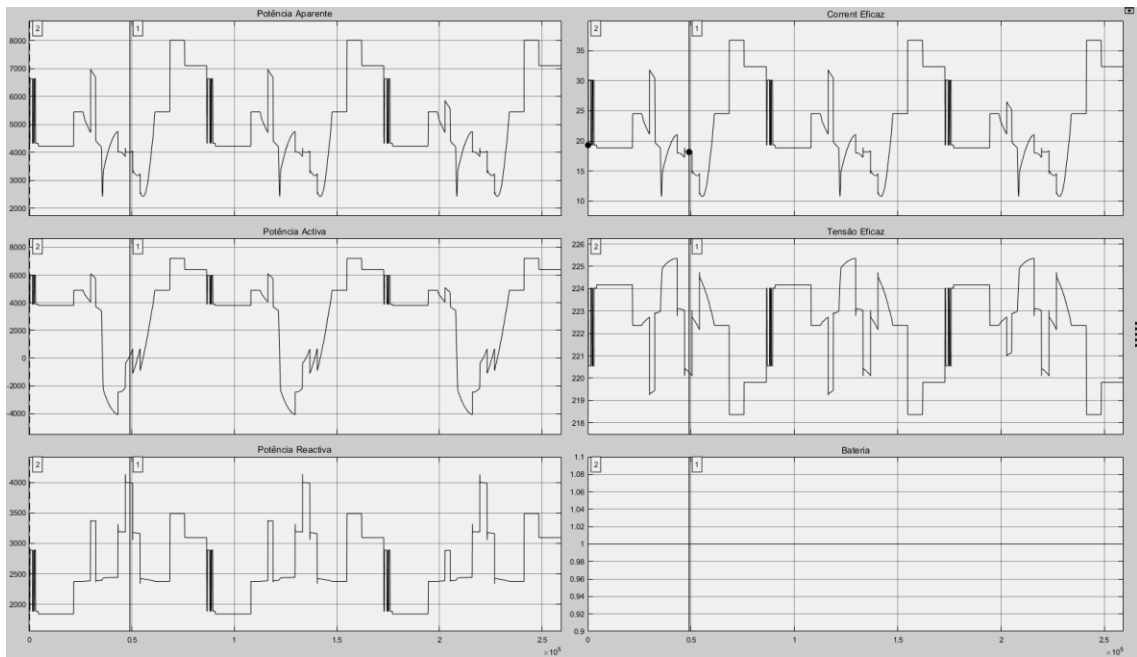


Gráfico 23 - Comportamento da Fase 2 em Janeiro para 300 kVA de potência disponível, depois das alterações necessárias

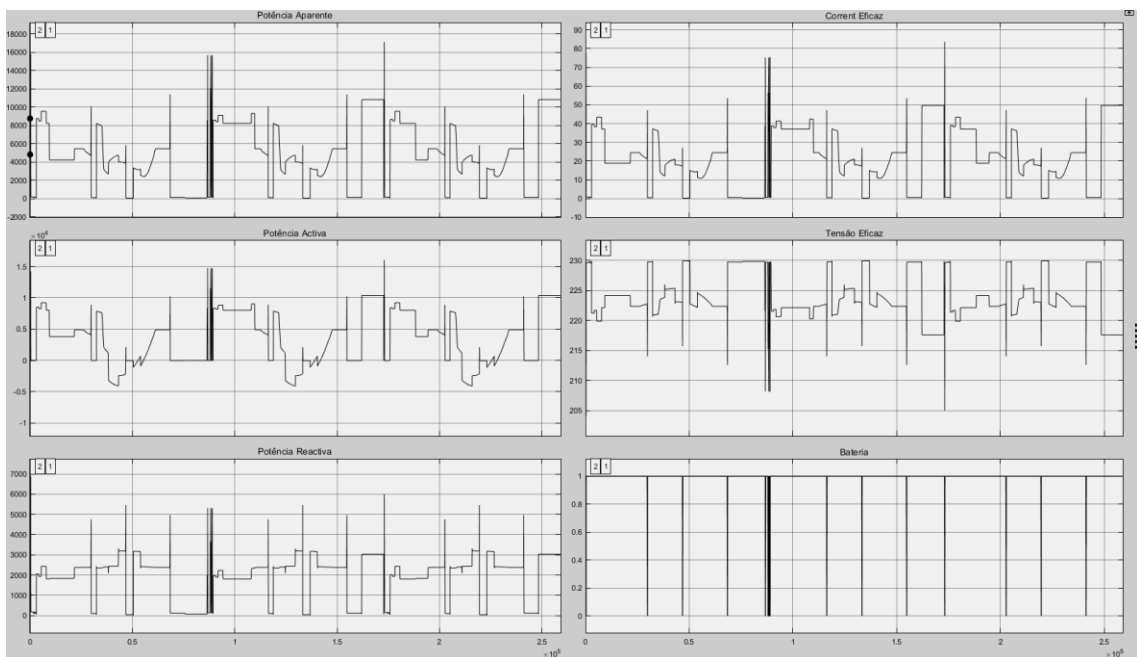


Gráfico 24 - Comportamento da Fase 3 em Janeiro para 300 kVA de potência disponível

Nos gráficos 25 e 26 podemos observar o comportamento da bateira nas fases um (1) e três (3), podemos verificar que por momentos instantâneos a tensão ultrapassa o limite estipulado, mas sendo estes instantes tão pequenos são desprezáveis, pois trata-se de momentos em que a bateria ativa ou a entrada de corrente proveniente dos painéis fotovoltaicos.

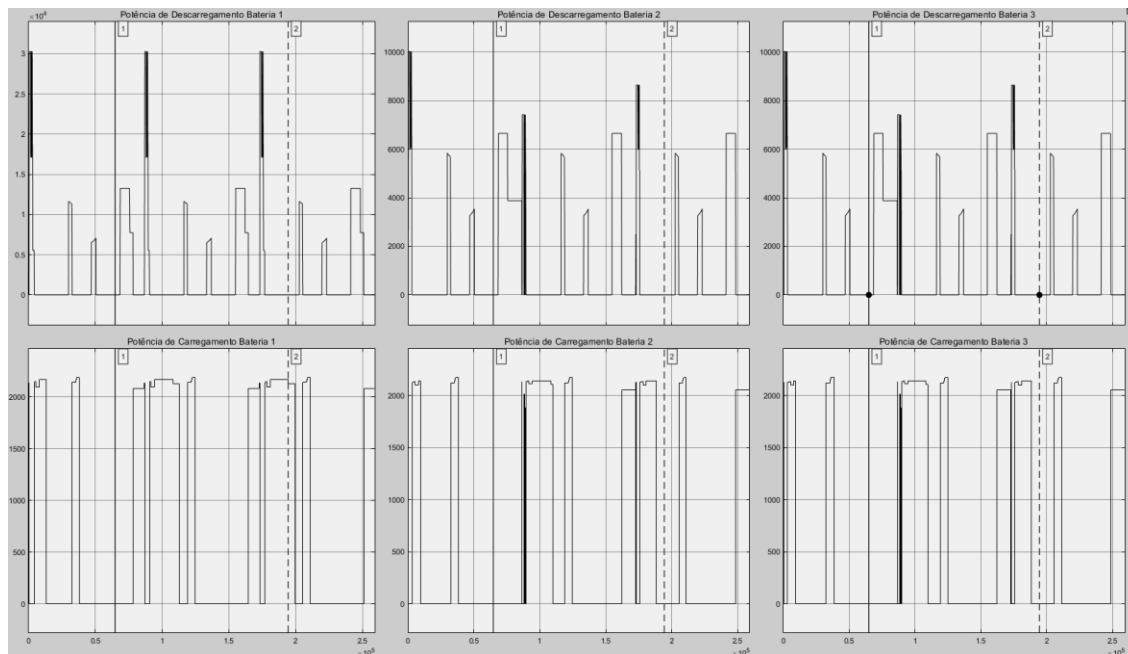


Gráfico 25 - Potência de descarregamento e carregamento de cada bateria em Janeiro com 300 kVA de potência disponível

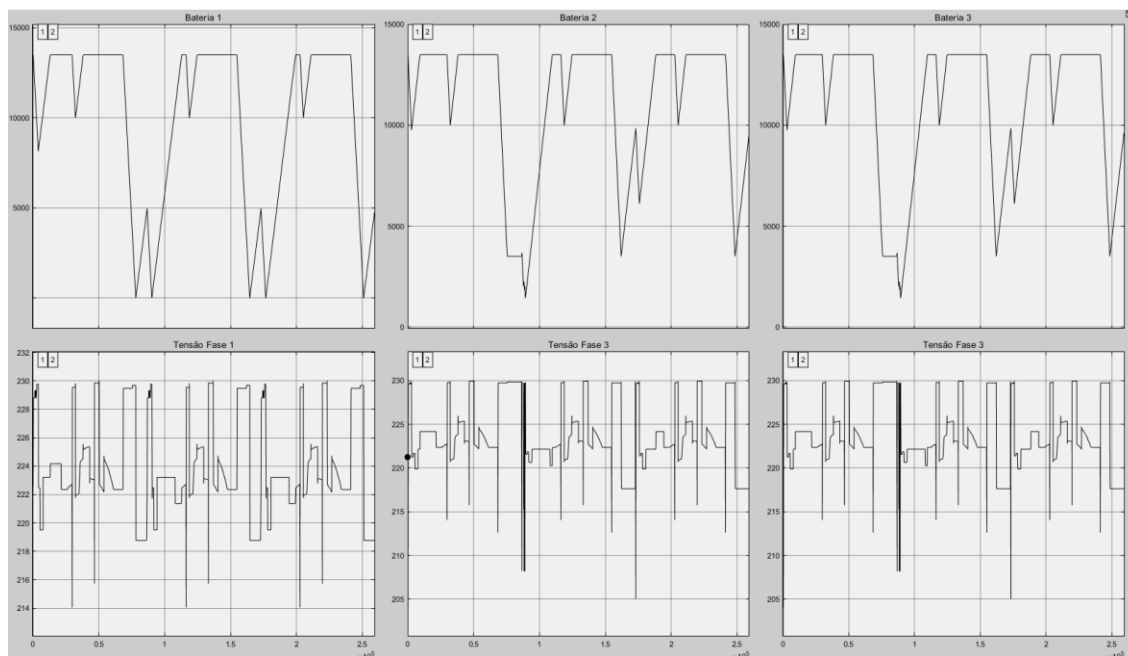


Gráfico 26 - Carga total das três baterias e o seu impacto na tensão eficaz da respetiva fase em Janeiro com 300 kVA de potência disponível

### Abril

o mês de Abril não se verifica grande variação comparativamente aos dados obtidos no mês de Janeiro pois a irradiância é semelhante. Então o comportamento das fases, baterias e a gestão feita na fase dois (2) mantém se igual.

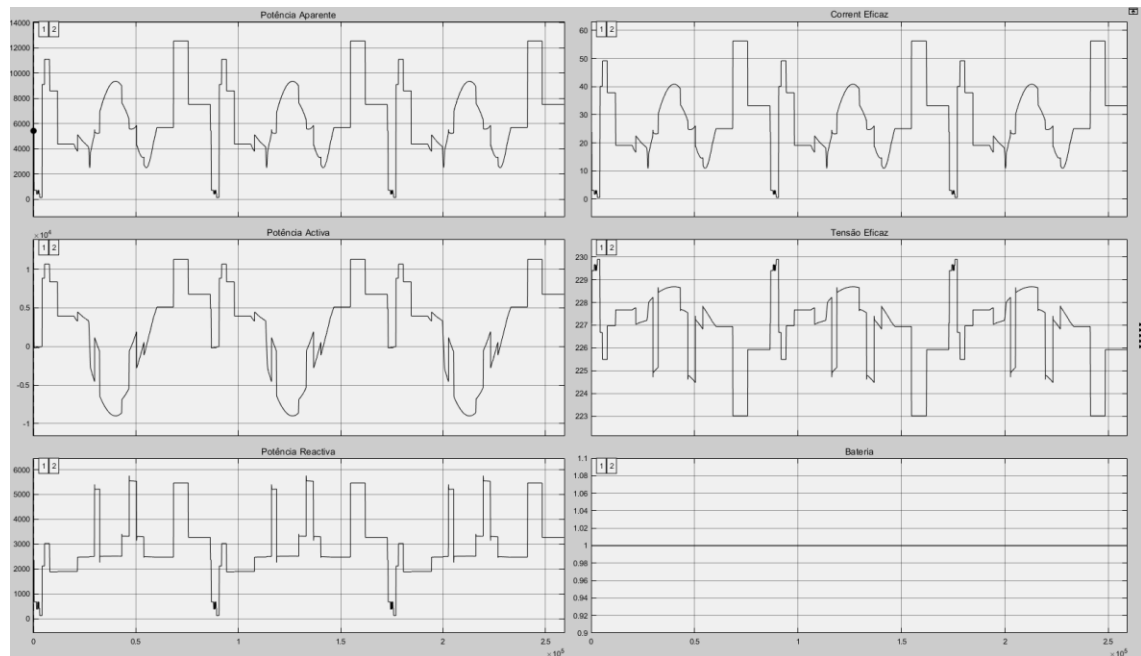


Gráfico 27 - Comportamento da Fase 1 em Abril para 300 kVA de potência disponível

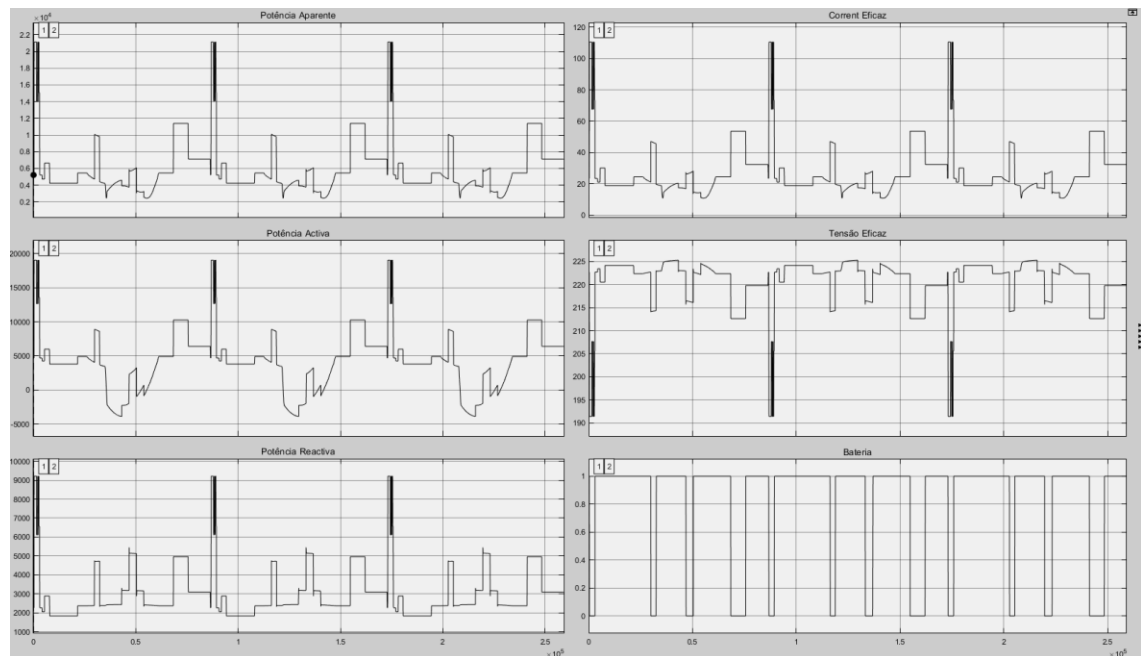


Gráfico 28 - Comportamento da Fase 2 em Abril para 300 kVA de potência disponível, antes das alterações necessárias

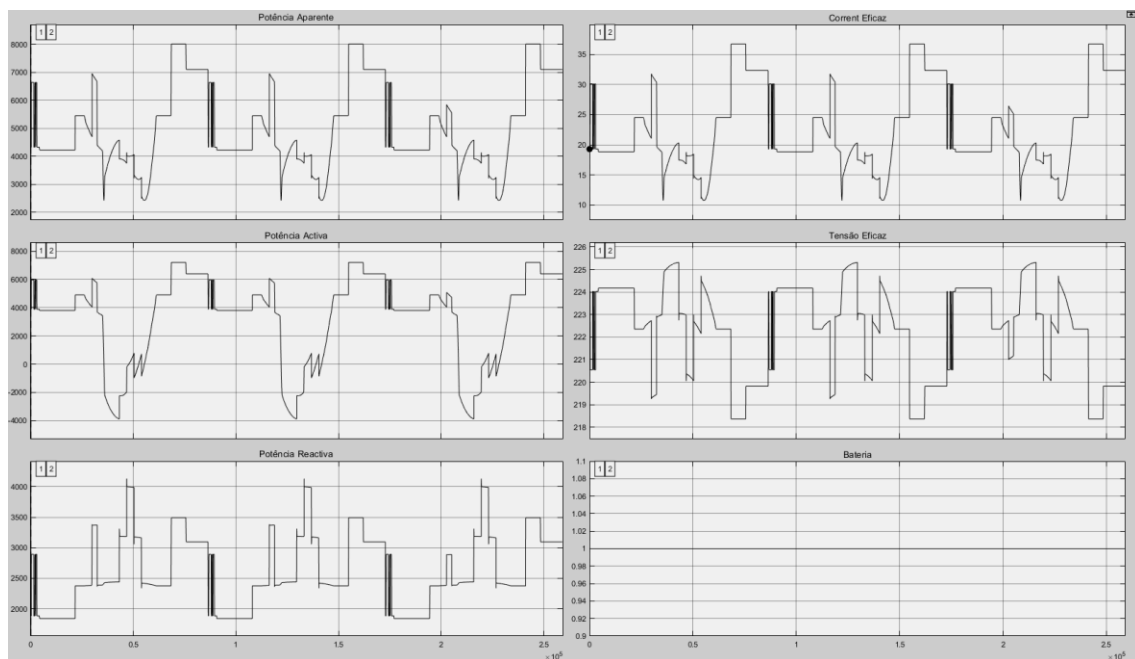


Gráfico 29 - Comportamento da Fase 2 em Abril para 300 kVA de potência disponível, depois das alterações necessárias

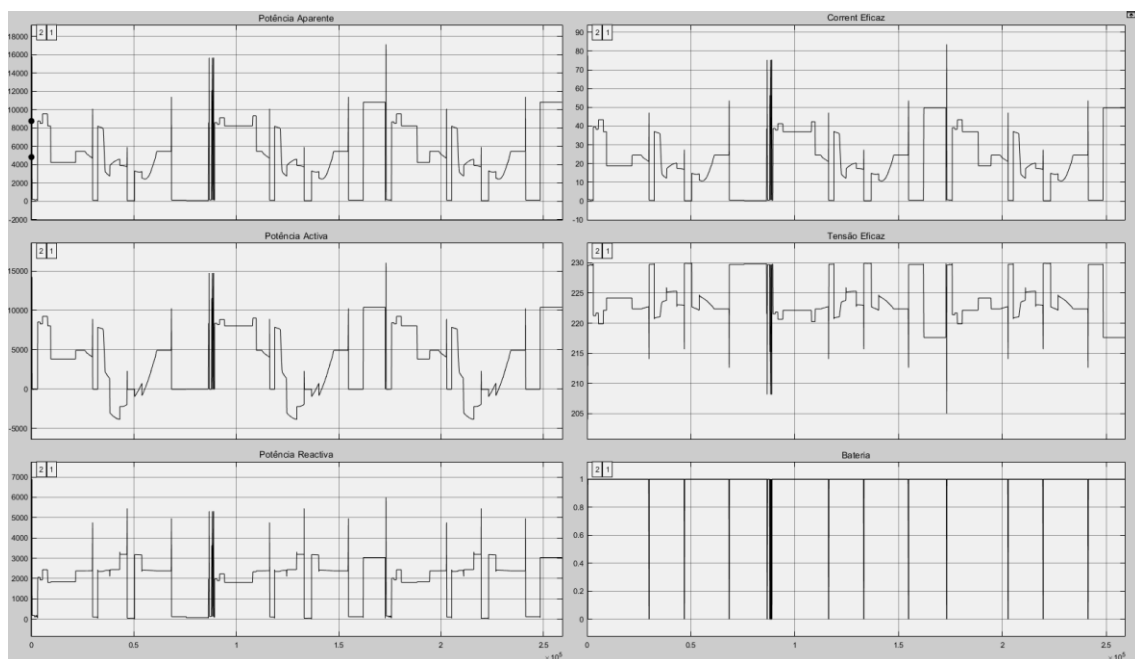


Gráfico 30 - Comportamento da Fase 3 em Abril para 300 kVA de potência disponível

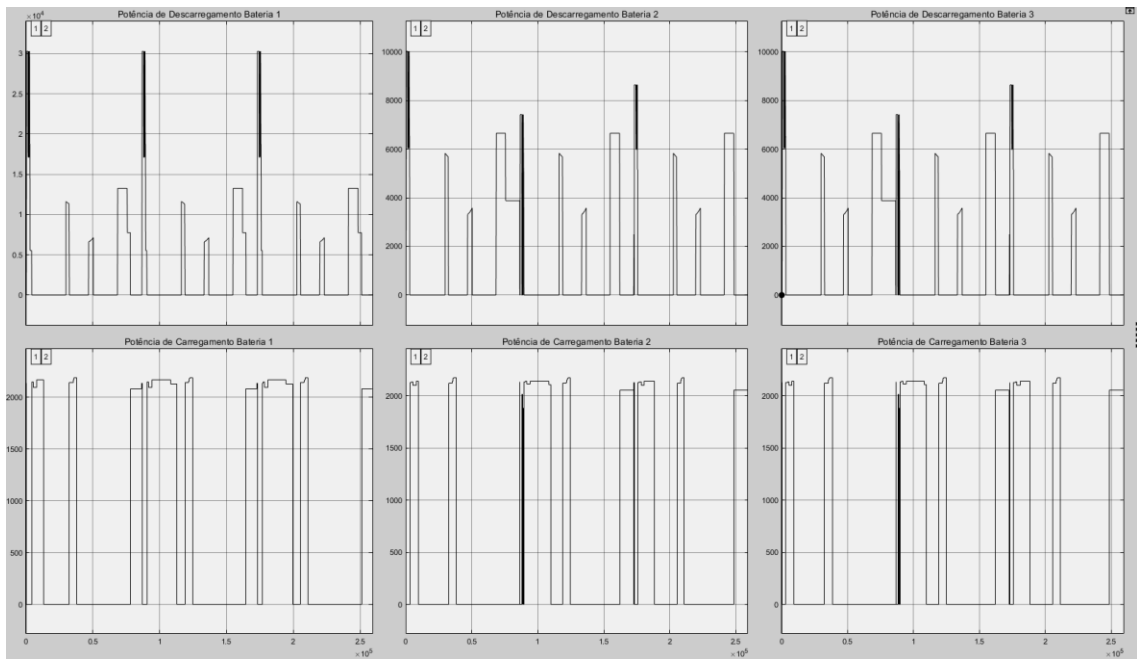


Gráfico 31 - Carga total das três baterias e o seu impacto na tensão eficaz da respetiva fase em Abril com 300 kVA de potência disponível

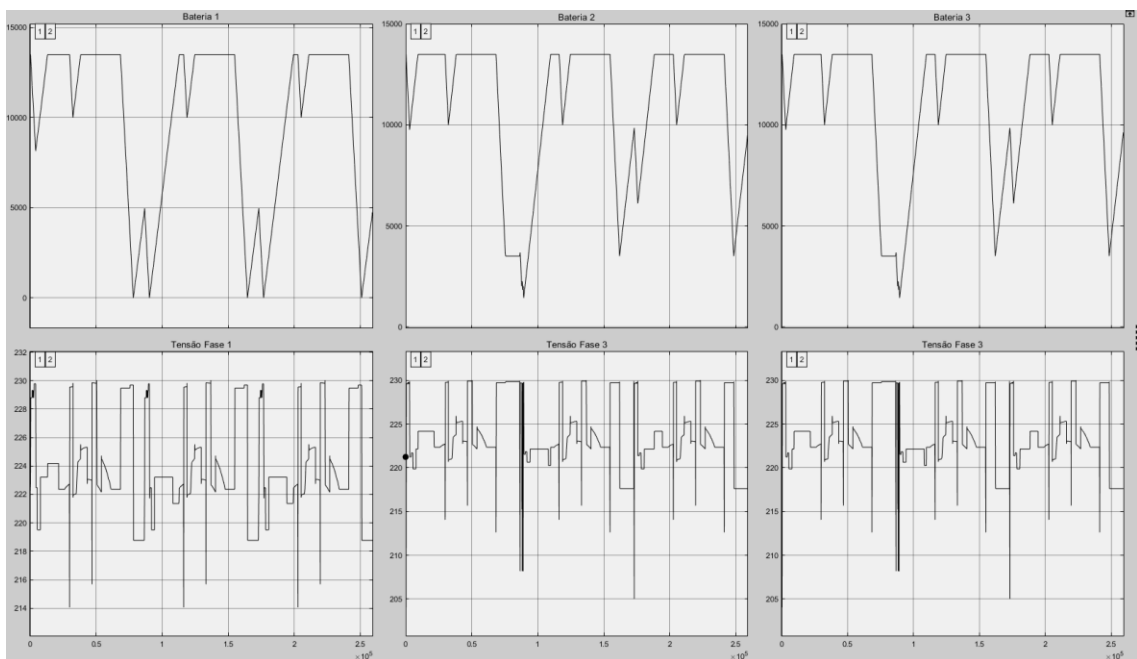


Gráfico 32 - Potência de descarregamento e carregamento de cada bateria em Abril com 300 kVA de potência disponível

## Agosto

Para o mês de Agosto, sendo um dos meses mais quentes do ano, a quantidade de corrente injetava na rede será maior e vai desta forma ajudar a bateria, bem como também melhorar a gestão das cargas na fase dois (2), tal como vai ser visto nos gráficos seguintes.

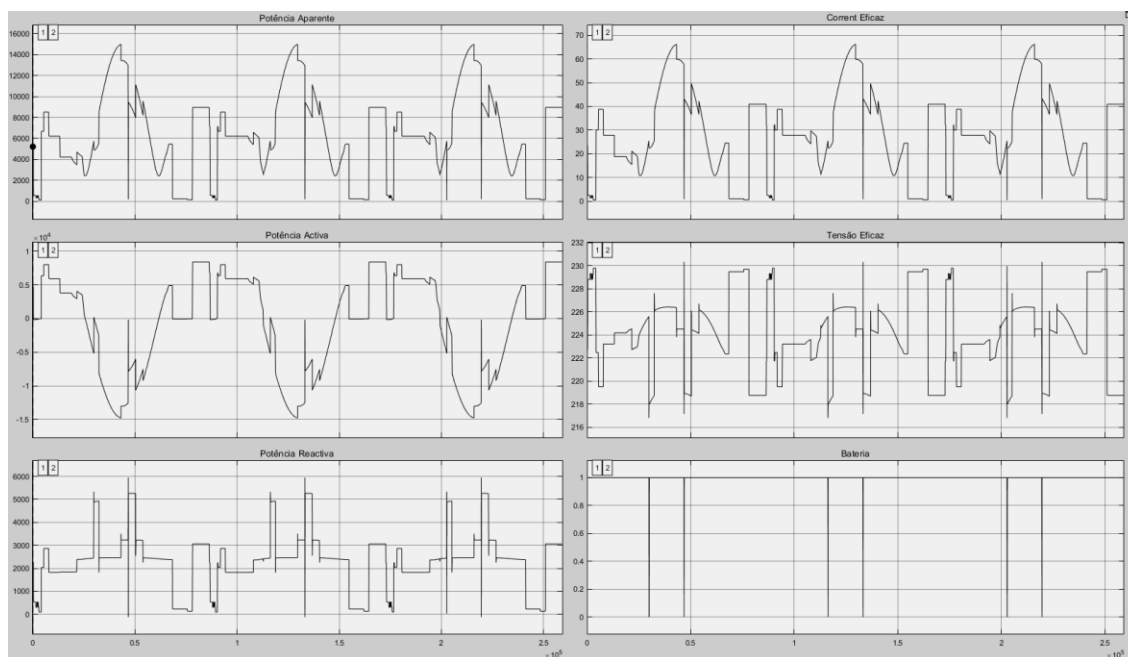


Gráfico 33 - Comportamento da Fase 1 em Agosto para 300 kVA de potência disponível

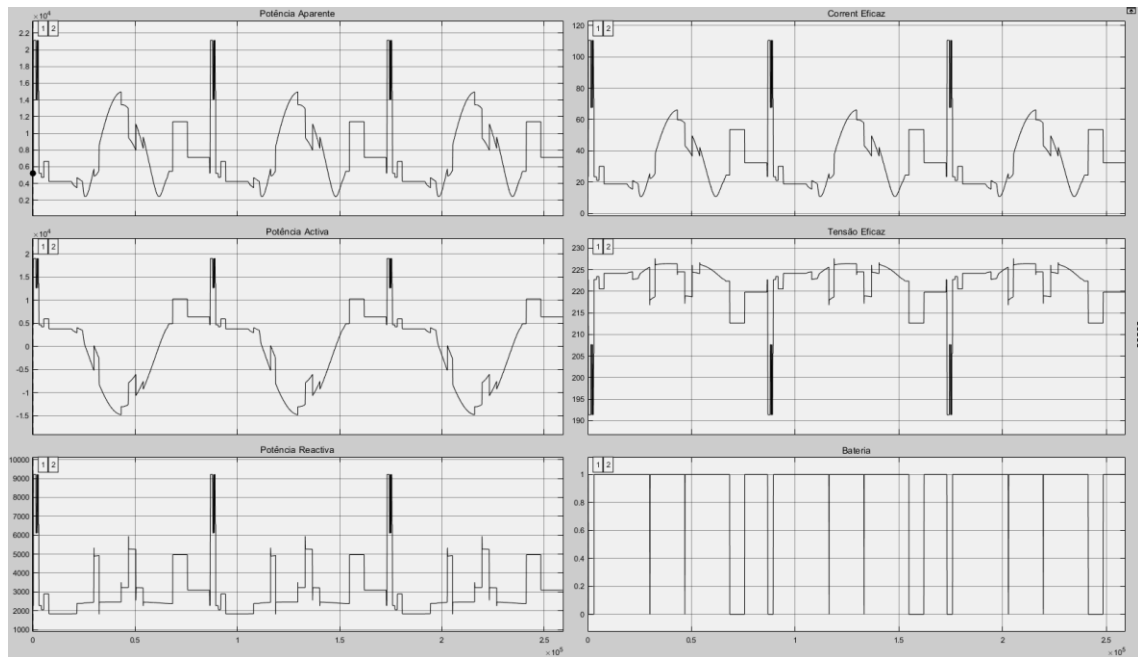
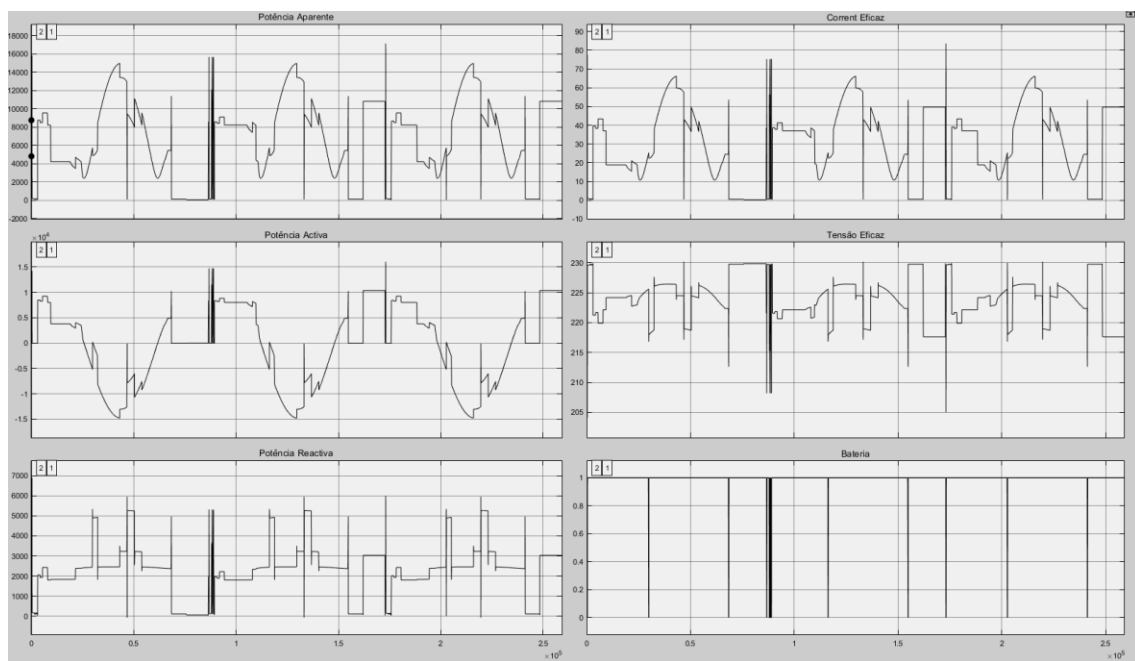
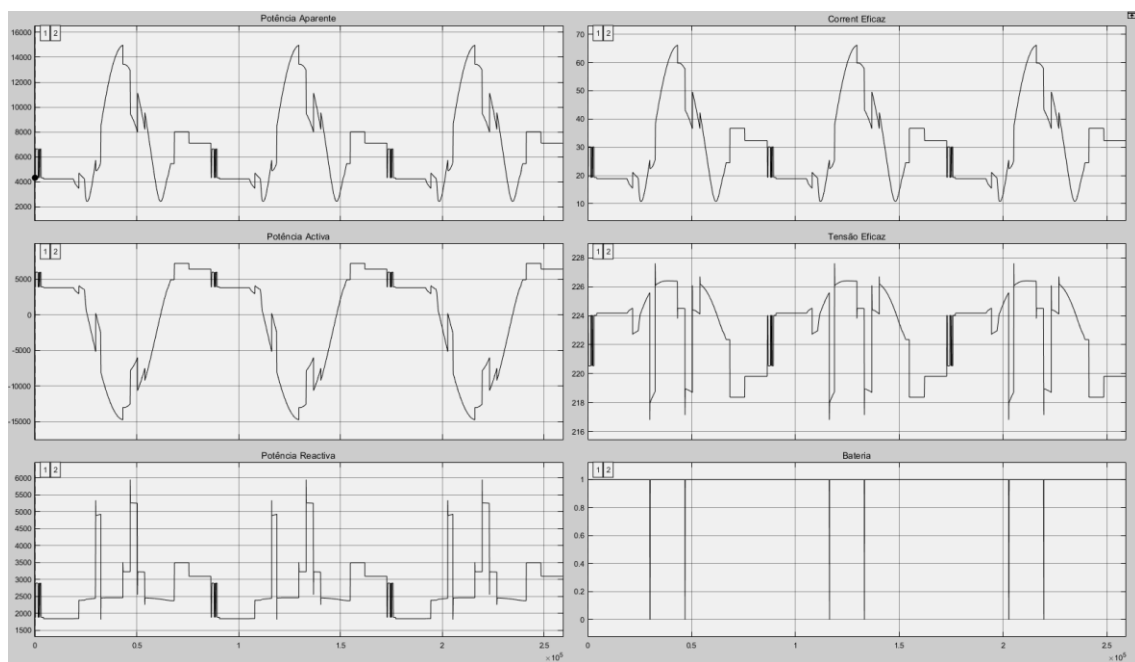


Gráfico 34 - Comportamento da Fase 2 em Agosto para 300 kVA de potência disponível, antes das alterações necessárias

Como é visualizado no gráfico 34, devido a uma grande injeção de corrente proveniente dos painéis fotovoltaicos, é possível ter os cinco fogões a trabalhar ao mesmo tempo, bem como os secadores, sendo gestão apenas feita nas máquinas e no fogão a trabalhar à noite. Mantendo se assim os limites de um fogão à noite e uma máquina por dia. No gráfico 35 verificamos o comportamento da fase com estes limites.

Dado sendo uma gestão de cargas diferentes é necessário um novo cálculo da percentagem de cargas alimentadas. Sabendo os limites é verificado que quatro (4) fogões à noite e nove (9) máquinas não são alimentadas. Logo:

$$\text{Percentagem de cargas alimentadas} = \frac{45 \times 3 - (4 + 9) \times 3}{45 \times 3} \times 100 = 71,11\%$$



A ajuda dos painéis fotovoltaicos é também visível na bateria, como os gráficos 37 e 38 mostram, existe um menor consumo da bateria comparando aos outros meses.

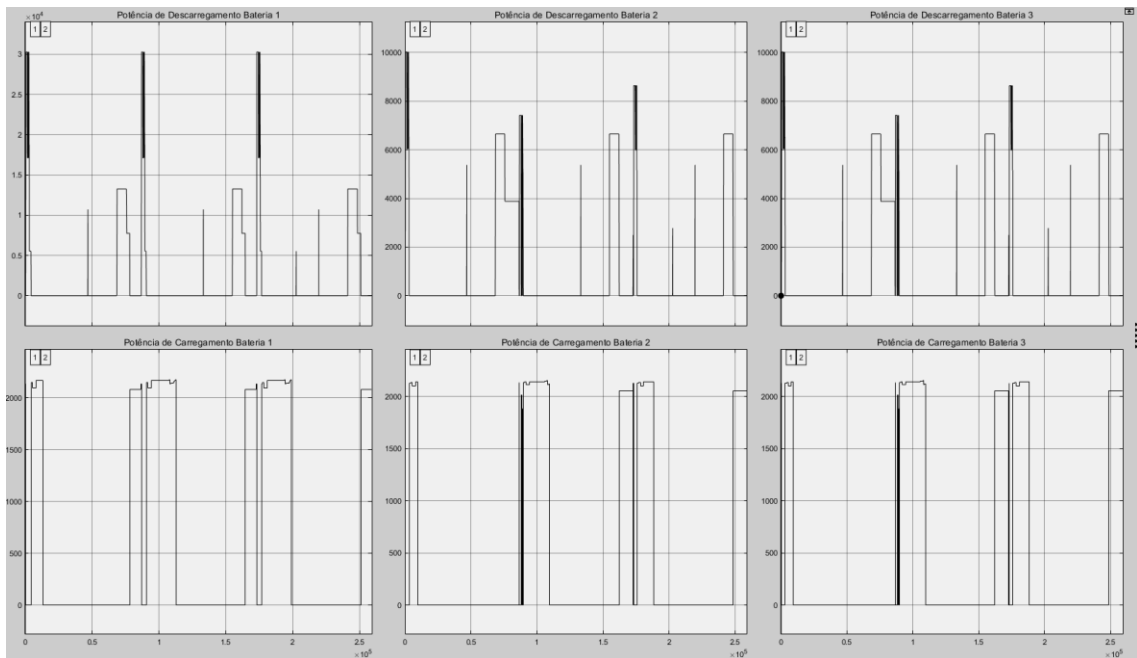


Gráfico 37 - Carga total das três baterias e o seu impacto na tensão eficaz da respetiva fase em Agosto com 300 kVA de potência disponível

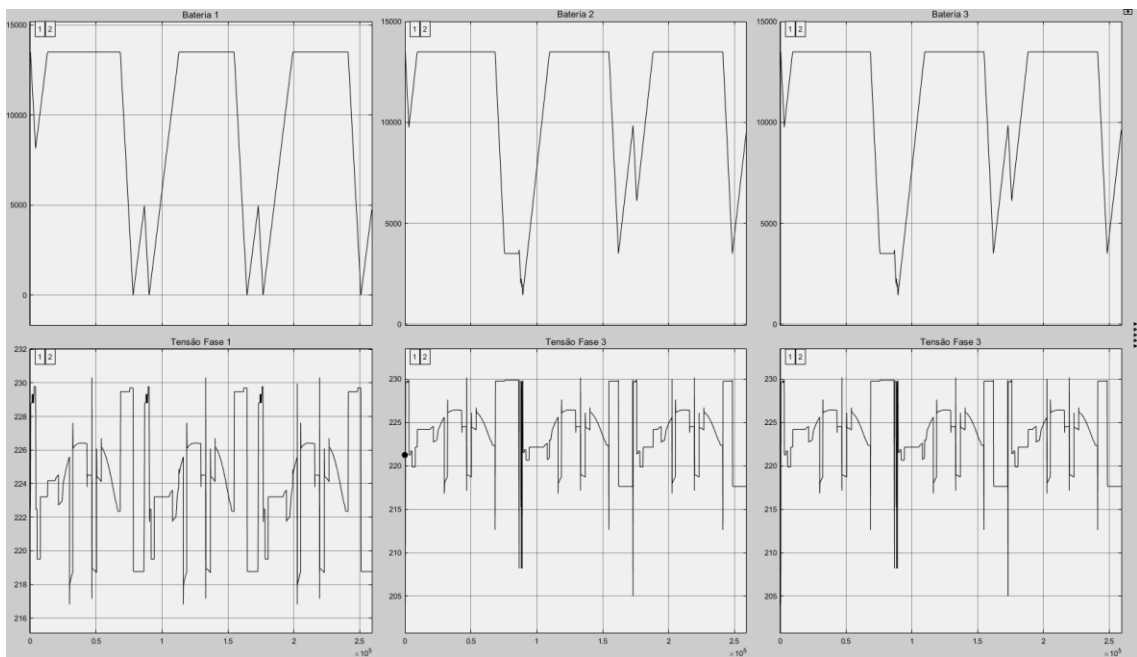


Gráfico 38 - Potência de descarregamento e carregamento de cada bateria em Agosto com 300 kVA de potência disponível

## Outubro

Em Outubro nota-se melhoria face ao mês de Janeiro e Abril, mas inferior a Agosto. Como se pode verificar pelos gráficos seguintes a melhoria na bateria, relatada em Agosto se mantém, mas foi necessário uma diferente gestão de cargas na fase dois (2).

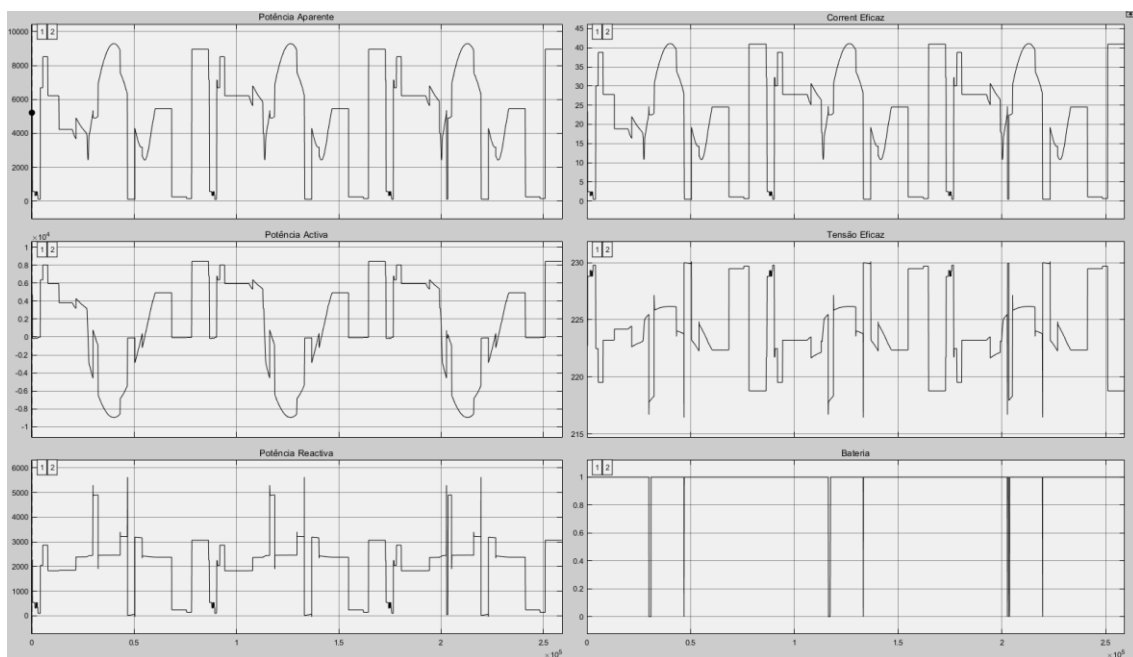


Gráfico 39 - Comportamento da Fase 1 em Outubro para 300 kVA de potência disponível

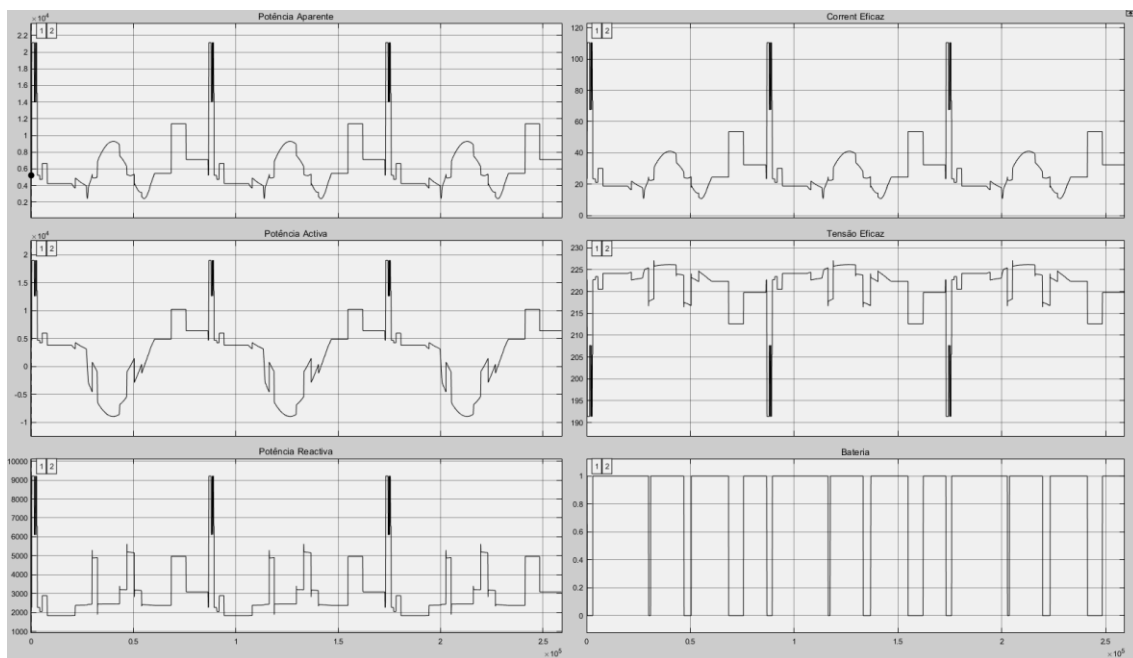


Gráfico 40 - Comportamento da Fase 2 em Outubro para 300 kVA de potência disponível, antes das alterações necessárias

O máximo de um fogão à noite e uma máquina se mantêm, mas verificou-se que o máximo de fogões de tarde e secadores ligados ao mesmo tempo foi de quatro. Tendo estas medidas sido usadas para obter os resultados no gráfico 41.

Dado sendo uma gestão de cargas diferentes é necessário um novo cálculo da percentagem de cargas alimentadas. Sabendo os limites é verificado que quatro (4) fogões à noite, nove (9) máquinas, um (1) secador e um (1) fogão de tarde não são alimentadas. Logo:

$$\text{Percentagem de cargas alimentadas} = \frac{45 \times 3 - (4 + 9 + 1 + 1) \times 3}{45 \times 3} \times 100 = 66,67\%$$

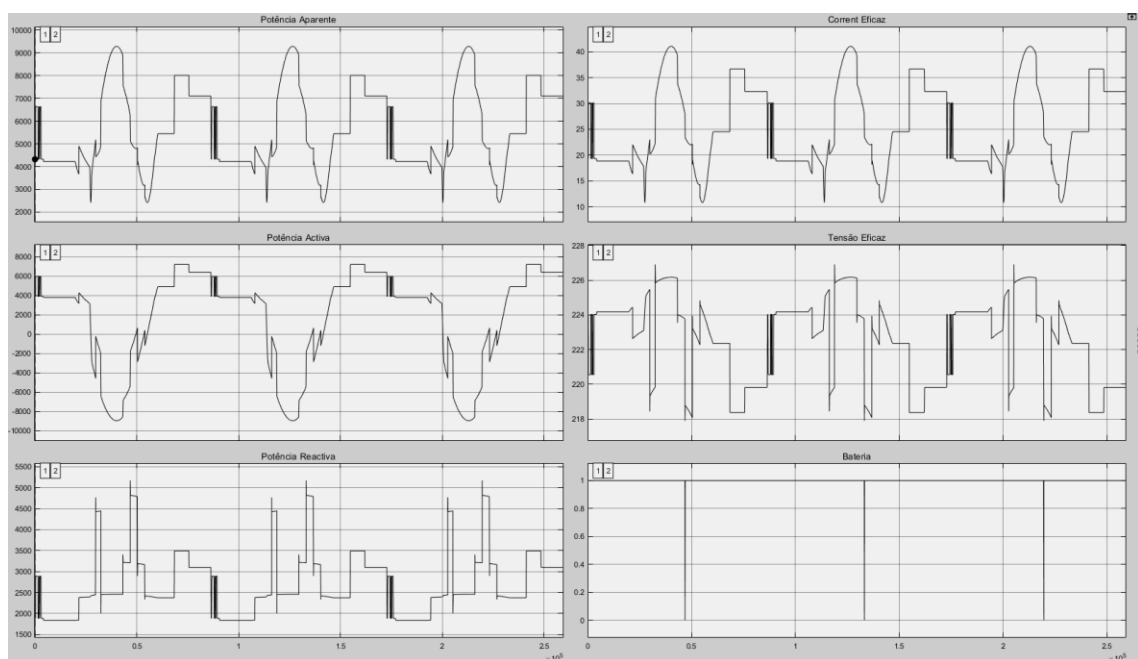


Gráfico 41 - Comportamento da Fase 2 em Agosto para 300 kVA de potência disponível, depois das alterações necessárias

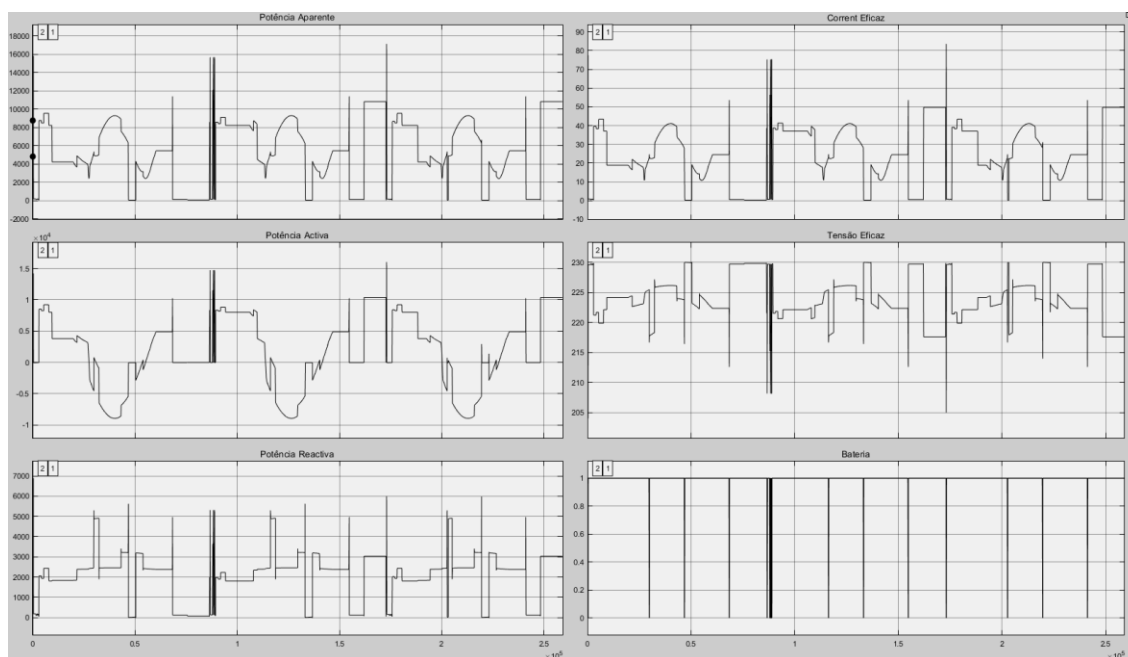


Gráfico 42 - Comportamento da Fase 3 em Outubro para 300 kVA de potência disponível

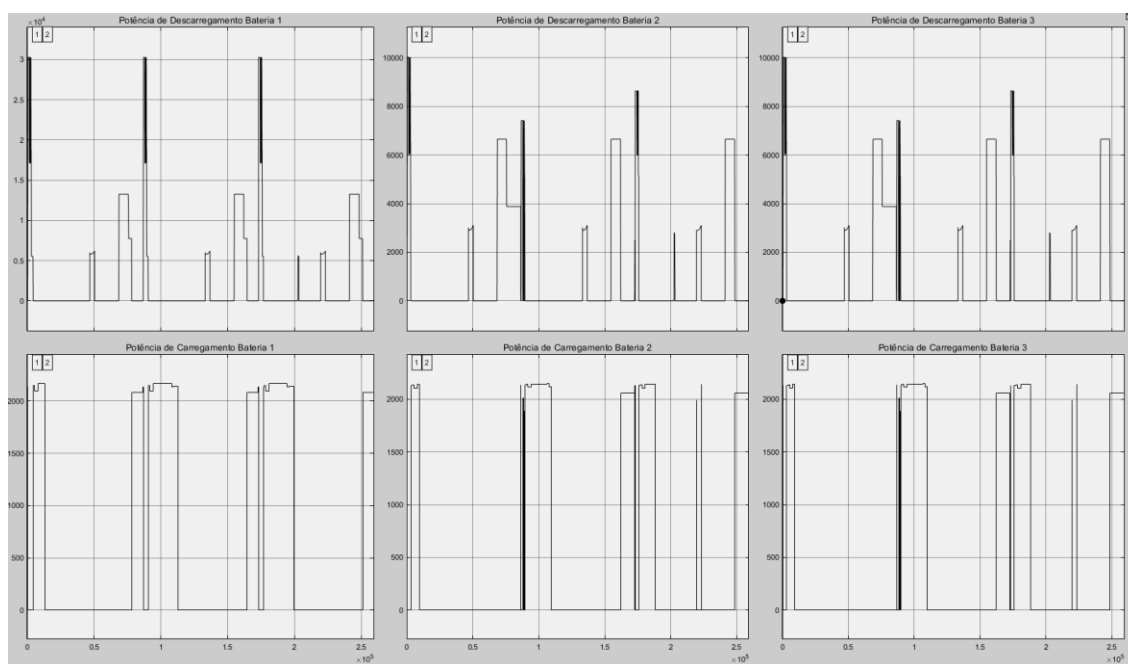


Gráfico 43 - Carga total das três baterias e o seu impacto na tensão eficaz da respetiva fase em Outubro com 300 kVA de potência disponível

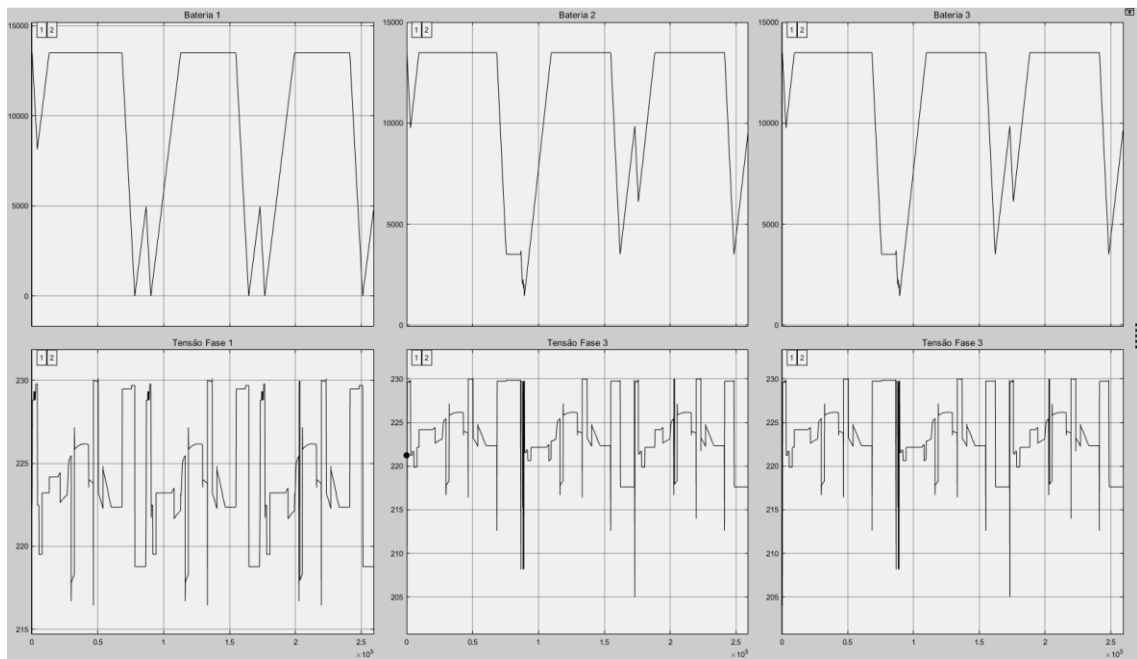


Gráfico 44 - Potência de descarregamento e carregamento de cada bateria em Outubro com 300 kVA de potência disponível

#### 4.1.5 0 VA

Este foi realizado ao desconectar-se cada fase por completo da fonte, ou seja, entrada em ilha de cada uma das fases. Inicialmente a falha foi realizada no início do dia, ou seja, as baterias esgotavam toda a sua carga rapidamente com ao tentar sustentar a carga das máquinas. Esta ideia foi descartada pois era interessante verificar como é que os painéis fotovoltaicos conseguiam ajudar as baterias a manter a rede operacional. Por isso foi escolhido provocar a falha total da rede às onze (11) da manhã.

Sabendo que a fase dois (2) não têm qualquer bateria, quando a falha ocorrer, esta fica completamente inoperante, pois a tensão não tem maneira de se estabilizar, e com a entrada de corrente dos painéis fotovoltaicos, a tensão acaba por varia bastante para compensar a pouca corrente que recebe. Isto é possível ser observado no gráfico 45.

Sendo que a fase deixa de estar operacional após a falha, a percentagem de cargas alimentadas é de zero por cento (0%) e o tempo entre falha e paragem do sistema é de zero (0) segundos

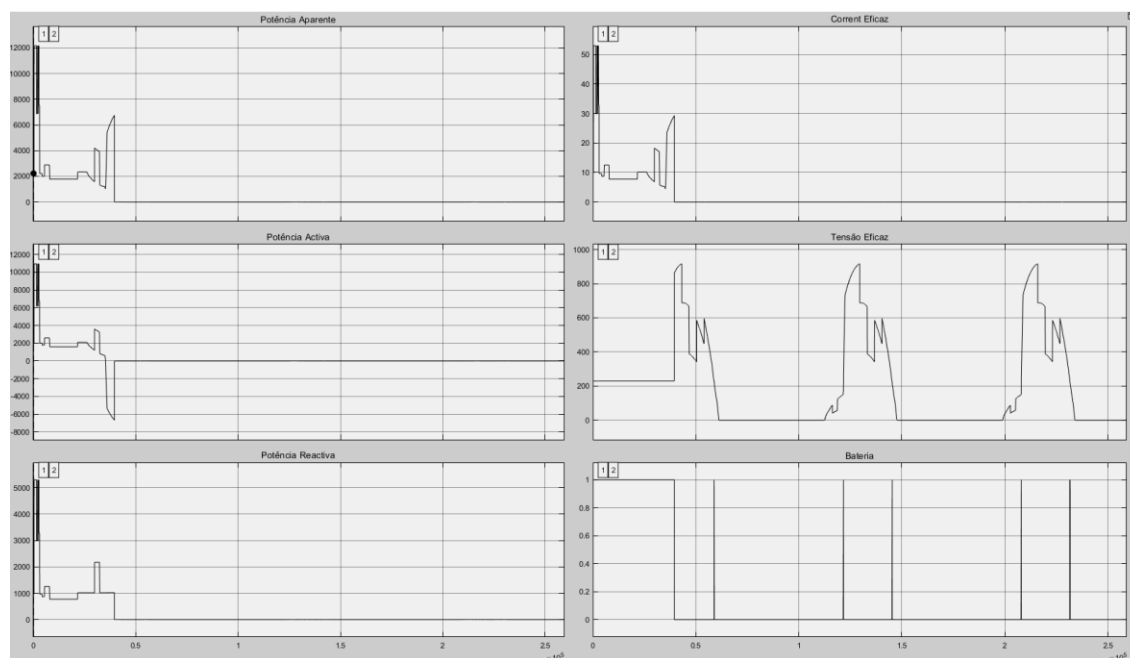


Gráfico 45 – Fase 2 face à falha que provoca entrada em ilha

Para o cálculo das métricas nas restantes fases foi necessário ter em conta que a falha se dá as onze (11) da manhã, ou seja, o valor total de cargas considerado para o cálculo da percentagem de cargas alimentadas, não poderá ser o mesmo pois parte das cargas foram alimentadas antes da falha. Logo não se considera dez (10) máquinas, cinco (5) secadores e parte da carga dos frigoríficos e das iluminações (15,27% dos quinze (15) frigoríficos ao longo dos três (3) dias e 9,26% das quinze (15) iluminações ao longo dos três (3) dias).

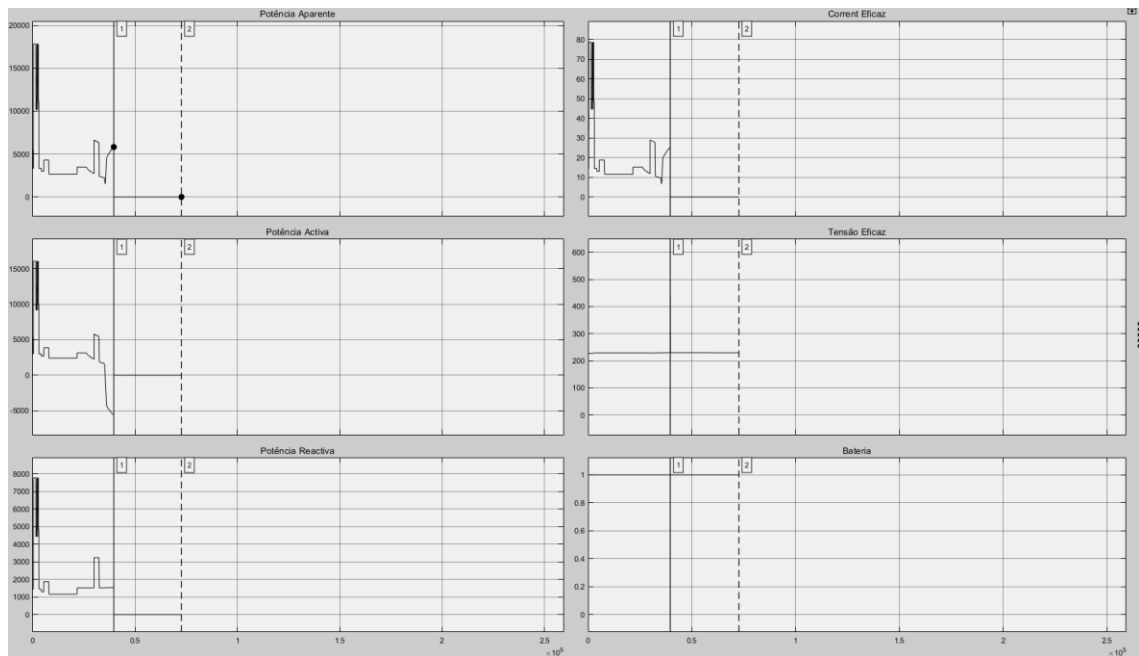
$$45 \times 3 - 10 - 5 - 15 \times 15,27\% - 15 \times 9,26 =$$

$$= 116,321 \text{ cargas no total das 61 horas após a falha}$$

O cálculo do tempo entre a falha e a paragem do sistema foi calculado com a subtração do valor dos segundos no momento da paragem com o valor dos segundos no momento da falha, utilizando o bloco dos gráficos do simulador.

### Janeiro

Nos gráficos seguintes podemos observar o momento em que a falha ocorre e o momento em que a bateria já não tem capacidade de aguentar a falha, estes dois pontos estão representados pelos números 1 e 2 respetivamente.



*Gráfico 46 - Comportamento da Fase 1 em Janeiro face à falha que provoca entrada em ilha*

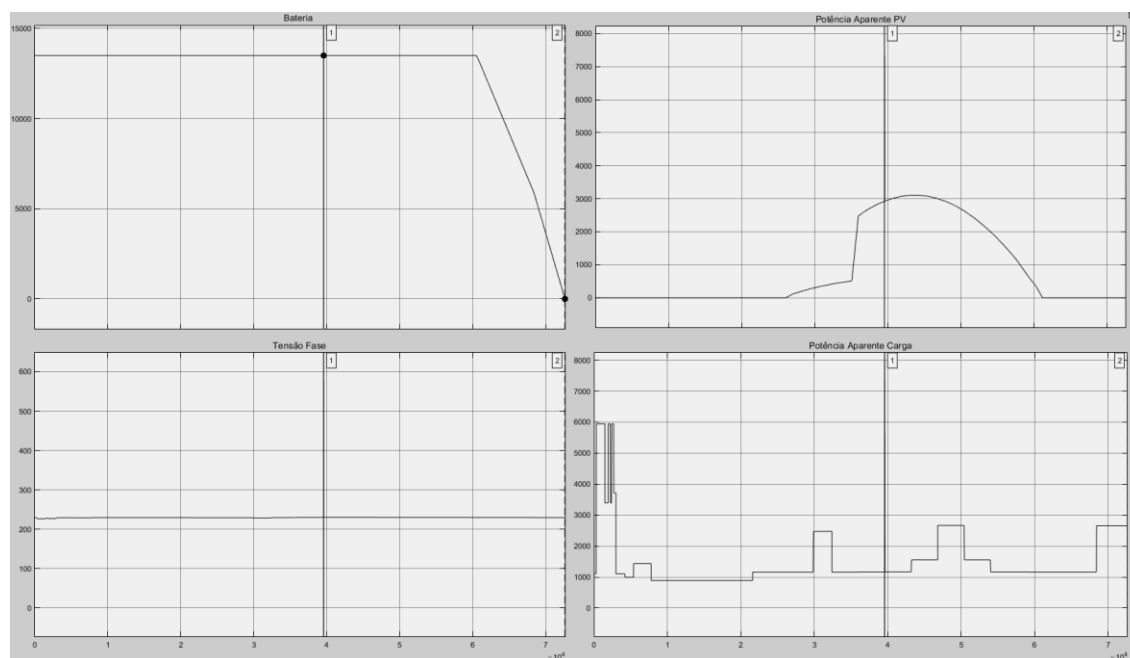


Gráfico 47 - Comportamento da Bateria da fase 1 em Janeiro face à falha que provoca entrada em ilha

Foi verificado um tempo entre a falha e a paragem do sistema de nove (9) horas, dez (10) minutos e quarenta e oito (48) segundos, ou, nove vírgula dezoito (9,18) horas.

Para a percentagem de cargas alimentadas, foram efetuados os seguintes cálculos:

$$\frac{9,18}{24 \times 3} = 12,75\% \text{ dos 15 frigoríficos}$$

$$\frac{9,18}{18 \times 3} = 17\% \text{ das 15 iluminações}$$

$$\frac{3}{3 \times 3} = 33,33\% \text{ das 15 televisões da tarde}$$

$$\frac{2}{2 \times 3} = 33,33\% \text{ dos 15 fogões da tarde}$$

$$\frac{1,18}{2 \times 3} = 19,67\% \text{ dos 15 fogões da noite}$$

$$\frac{1,18}{5 \times 3} = 7,86\% \text{ das 15 televisões da noite}$$

$$\frac{15 \times (12,75\% + 17\% + 33,33\% + 33,33\% + 19,67\% + 7,86\%)}{116,321} \times 100 = 15,98\%$$

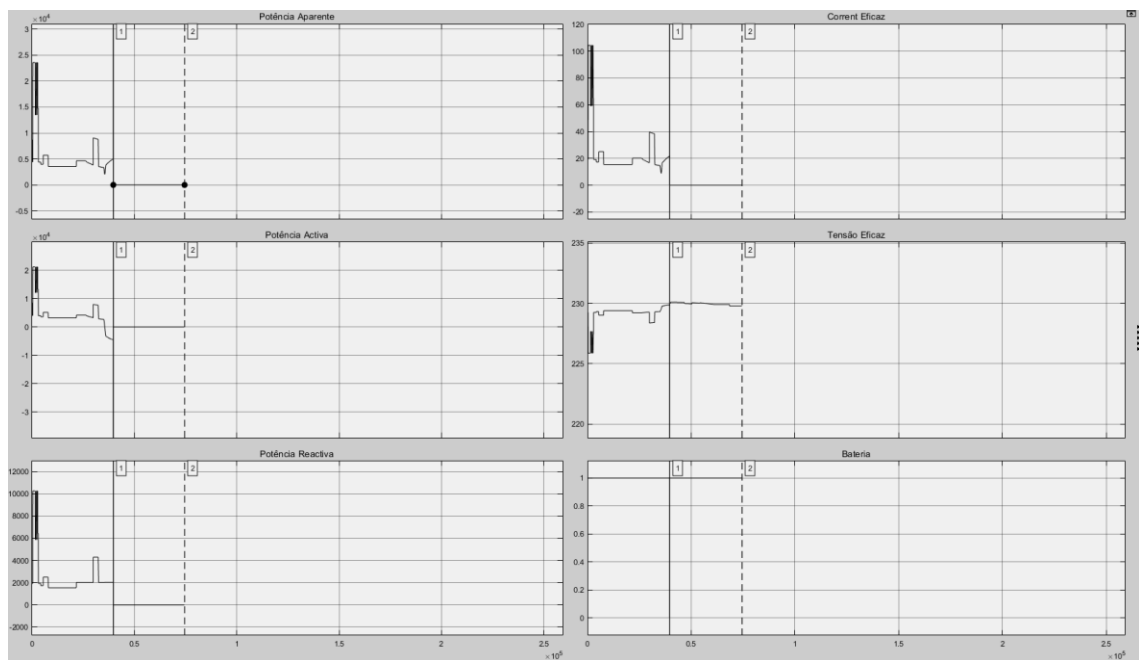


Gráfico 49 - Comportamento da Fase 3 em Janeiro face à falha que provoca entrada em ilha

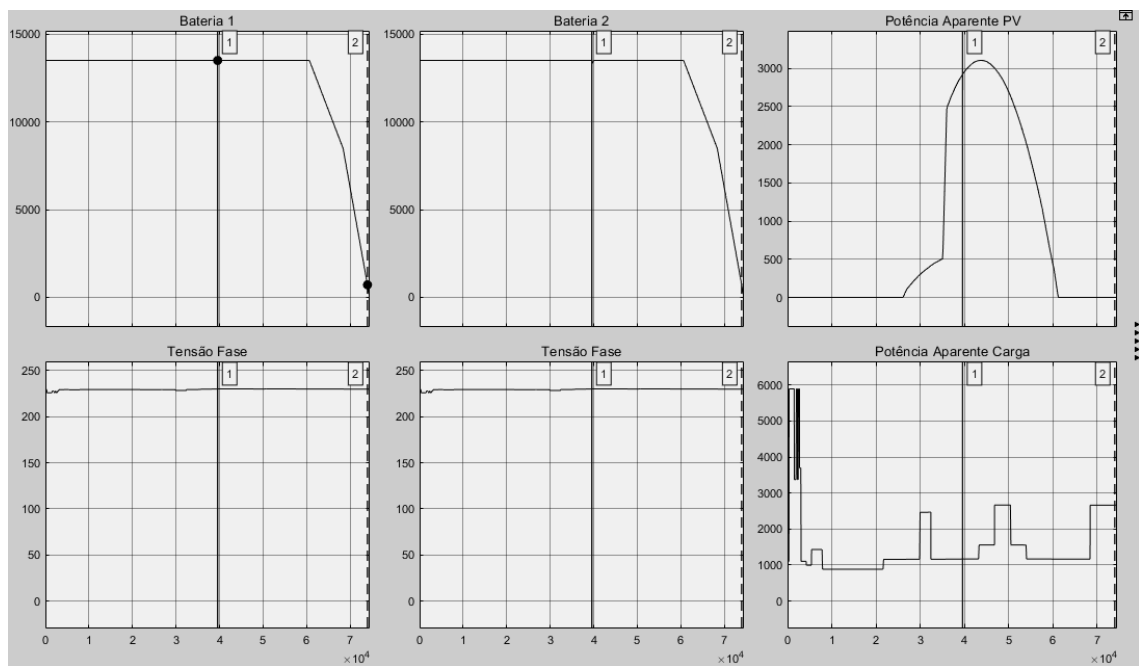


Gráfico 48 - Comportamento das Baterias da fase 3 em Janeiro face à falha que provoca entrada em ilha

Foi verificado um tempo entre a falha e a paragem do sistema de nove (9) horas e quarenta e dois (42) minutos, ou, nove vírgula sete (9,7) horas.

Para a percentagem de cargas alimentadas, foram efetuados os seguintes cálculos:

$$\frac{9,7}{24 \times 3} = 13,47\% \text{ dos 15 frigorificos}$$

$$\frac{9,7}{18 \times 3} = 17,96\% \text{ das 15 iluminações}$$

$$\frac{3}{3 \times 3} = 33,33\% \text{ das 15 televisões da tarde}$$

$$\frac{2}{2 \times 3} = 33,33\% \text{ dos 15 fogões da tarde}$$

$$\frac{1,7}{2 \times 3} = 28,33\% \text{ dos 15 fogões da noite}$$

$$\frac{1,7}{5 \times 3} = 11,33\% \text{ das 15 televisões da noite}$$

$$\frac{15 \times (13,47\% + 17,96\% + 33,33\% + 33,33\% + 28,33\% + 11,33\%)}{116,321} \times 100 = 17,77\%$$

### Abril

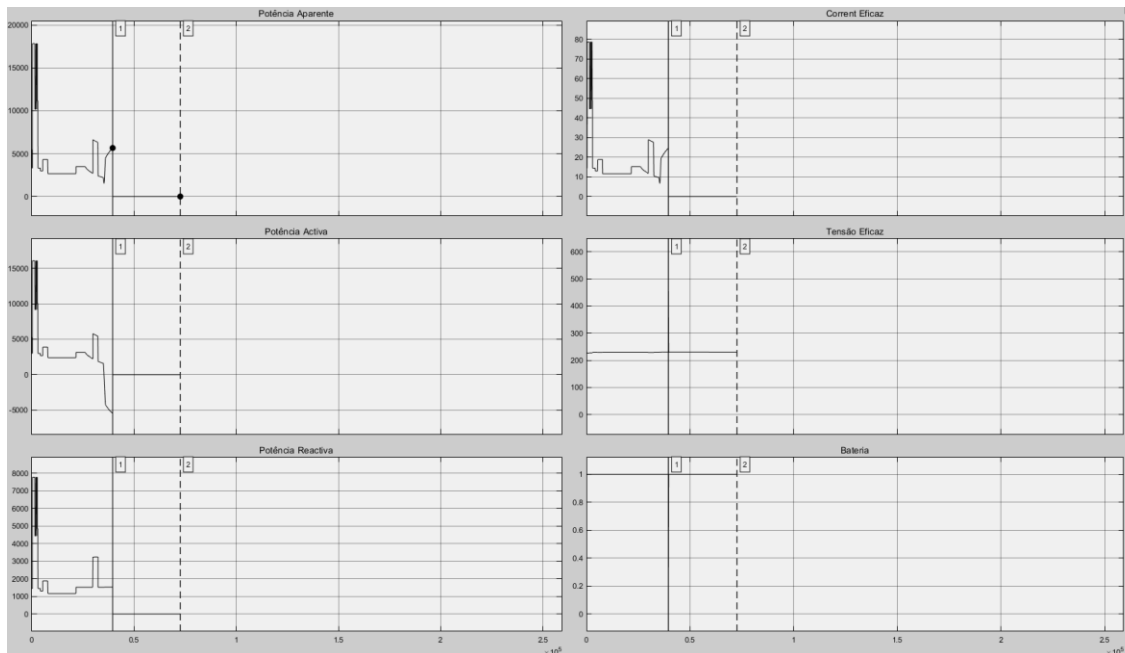


Gráfico 50 - Comportamento da Fase 1 em Abril face à falha que provoca entrada em ilha

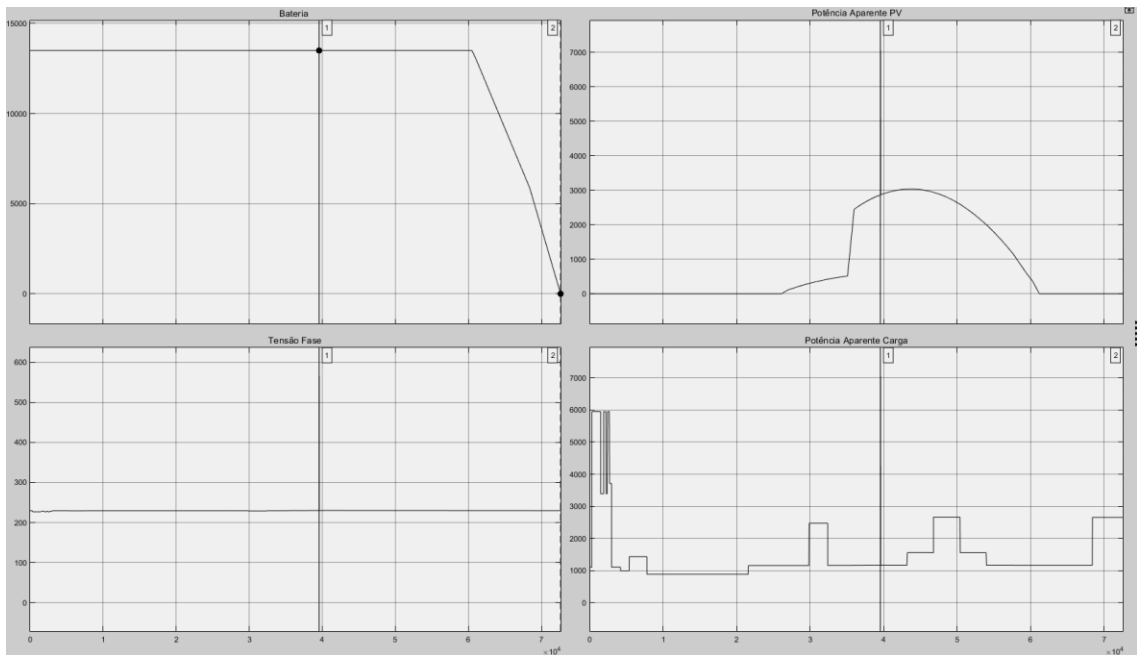


Gráfico 51 - Comportamento da Bateria da fase 1 em Abril face à falha que provoca entrada em ilha

Foi verificado um tempo entre a falha e a paragem do sistema de nove (9) horas, onze (11) minutos e vinte e quatro (24) segundos, ou, nove vírgula dezanove (9,19) horas.

Para a percentagem de cargas alimentadas, foram efetuados os seguintes cálculos:

$$\frac{9,19}{24 \times 3} = 12,76\% \text{ dos 15 frigoríficos}$$

$$\frac{9,19}{18 \times 3} = 17,01\% \text{ das 15 iluminações}$$

$$\frac{3}{3 \times 3} = 33,33\% \text{ das 15 televisões da tarde}$$

$$\frac{2}{2 \times 3} = 33,33\% \text{ dos 15 fogões da tarde}$$

$$\frac{1,19}{2 \times 3} = 19,83\% \text{ dos 15 fogões da noite}$$

$$\frac{1,19}{5 \times 3} = 7,93\% \text{ das 15 televisões da noite}$$

$$\frac{15 \times (12,76\% + 17,01\% + 33,33\% + 33,33\% + 19,83\% + 7,93\%)}{116,321} \times 100 = 16,01\%$$

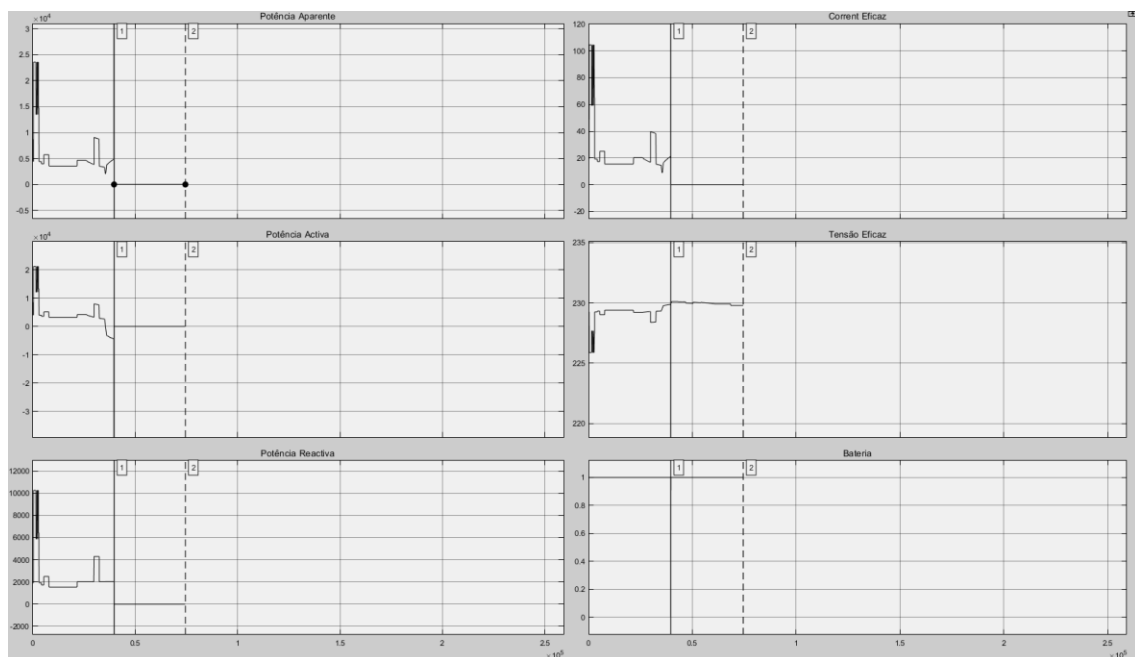


Gráfico 53 - Comportamento da Fase 3 em Abril o face à falha que provoca entrada em ilha

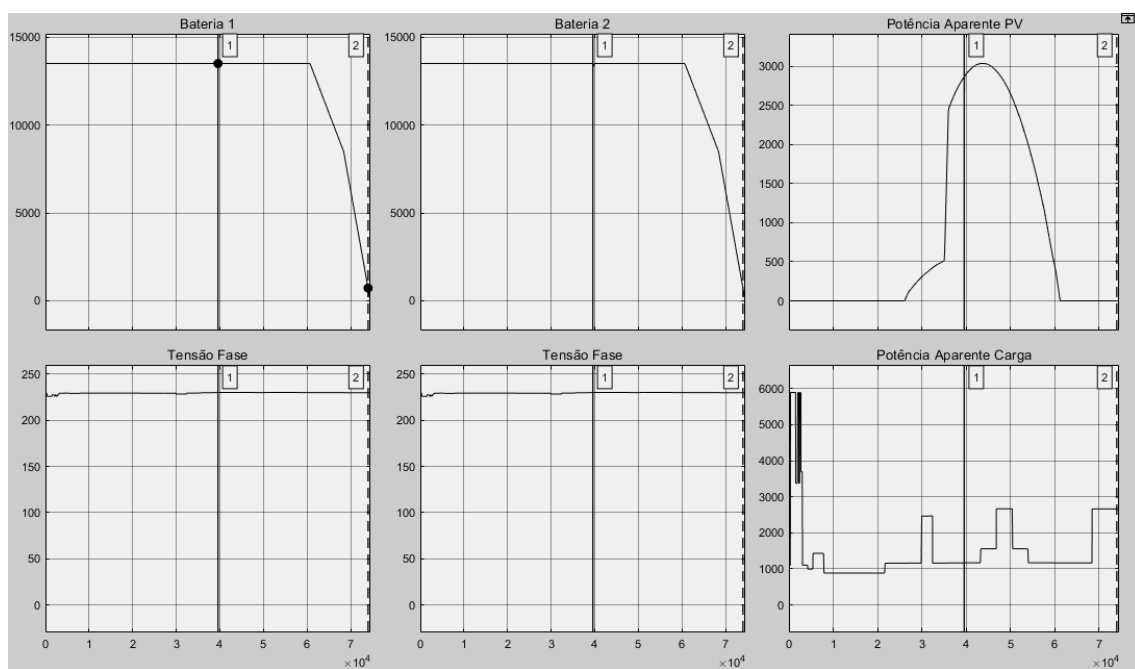


Gráfico 52 - Comportamento das Baterias da fase 3 em Abril face à falha que provoca entrada em ilha

Foi verificado um tempo entre a falha e a paragem do sistema de nove (9) horas, quarenta e dois (42) minutos e trinta e seis (36) segundos, ou, nove vírgula setenta e uma (9,71) horas.

Para a percentagem de cargas alimentadas, foram efetuados os seguintes cálculos:

$$\frac{9,71}{24 \times 3} = 13,49\% \text{ dos 15 frigorificos}$$

$$\frac{9,71}{18 \times 3} = 17,98\% \text{ das 15 iluminações}$$

$$\frac{3}{3 \times 3} = 33,33\% \text{ das 15 televisões da tarde}$$

$$\frac{2}{2 \times 3} = 33,33\% \text{ dos 15 fogões da tarde}$$

$$\frac{1,71}{2 \times 3} = 28,5\% \text{ dos 15 fogões da noite}$$

$$\frac{1,71}{5 \times 3} = 11,4\% \text{ das 15 televisões da noite}$$

$$\frac{15 \times (13,49\% + 17,98\% + 33,33\% + 33,33\% + 28,5\% + 11,4\%)}{116,321} \times 100 = 17,8\%$$

### Agosto

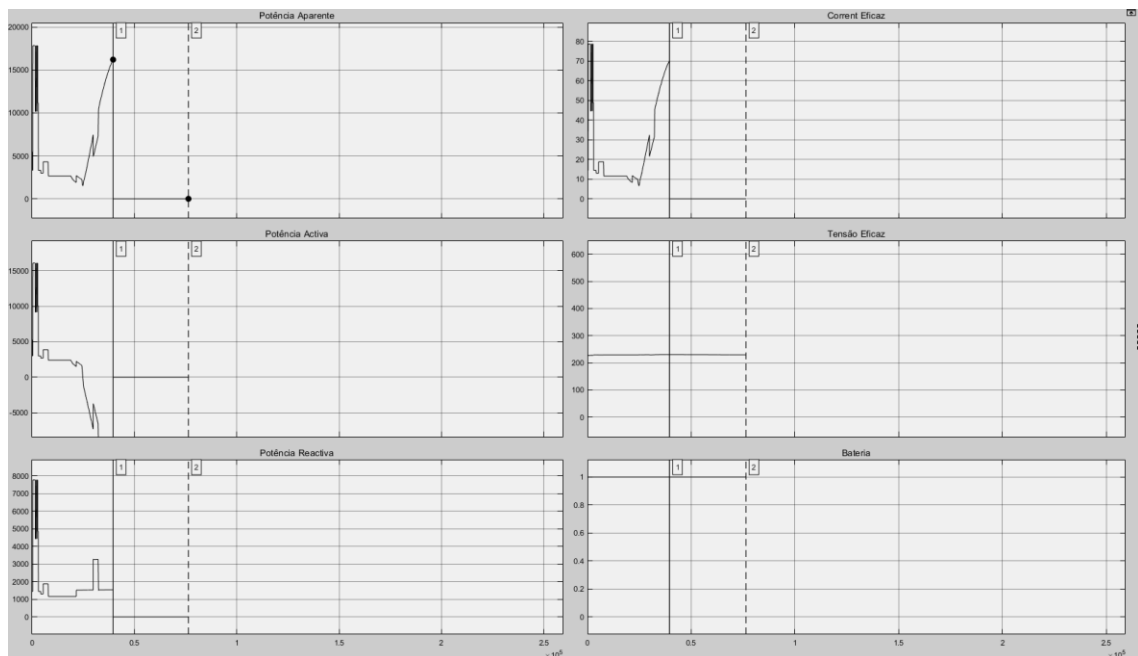


Gráfico 54 - Comportamento da Fase 1 em Agosto face à falha que provoca entrada em ilha

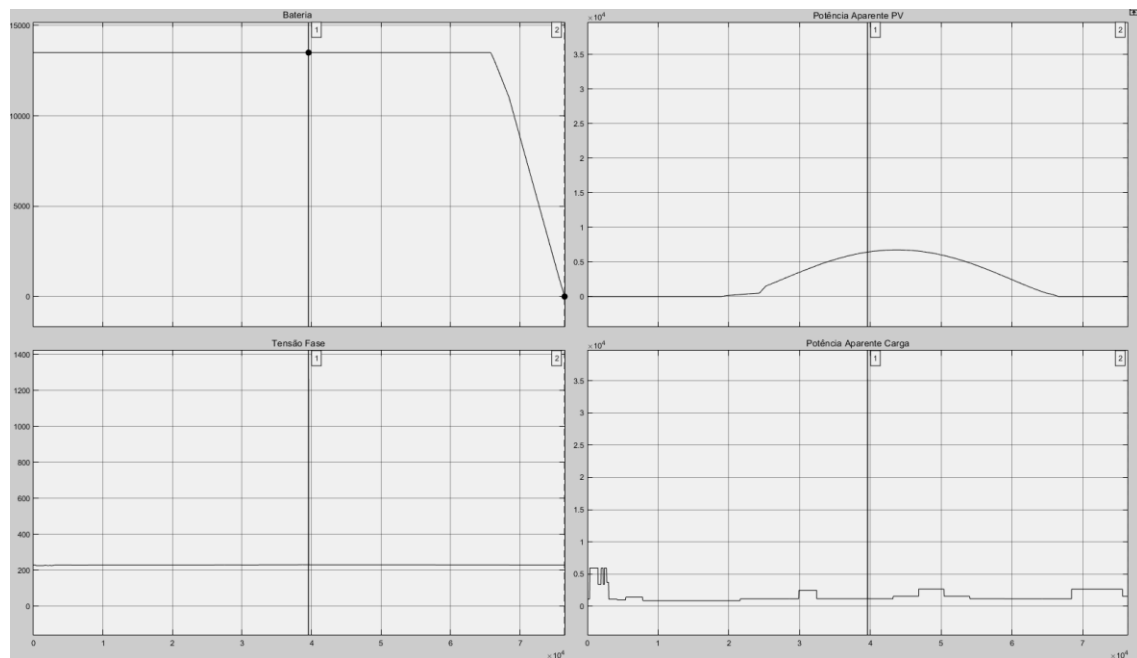


Gráfico 55 - Comportamento da Bateria da fase 1 em Agosto face à falha que provoca entrada em ilha

Foi verificado um tempo entre a falha e a paragem do sistema de dez (10) horas, treze (13) minutos e quarenta e oito (48) segundos, ou, dez vírgula vinte e três (10,23) horas.

Para a percentagem de cargas alimentadas, foram efetuados os seguintes cálculos:

$$\frac{10,23}{24 \times 3} = 14,21\% \text{ dos 15 frigoríficos}$$

$$\frac{10,23}{18 \times 3} = 18,94\% \text{ das 15 iluminações}$$

$$\frac{3}{3 \times 3} = 33,33\% \text{ das 15 televisões da tarde}$$

$$\frac{2}{2 \times 3} = 33,33\% \text{ dos 15 fogões da tarde}$$

$$\frac{2}{2 \times 3} = 33,33\% \text{ dos 15 fogões da noite}$$

$$\frac{2,23}{5 \times 3} = 14,87\% \text{ das 15 televisões da noite}$$

$$\frac{15 \times (14,21\% + 18,94\% + 33,33\% + 33,33\% + 33,33\% + 14,87\%)}{116,321} \times 100 = 19,09\%$$

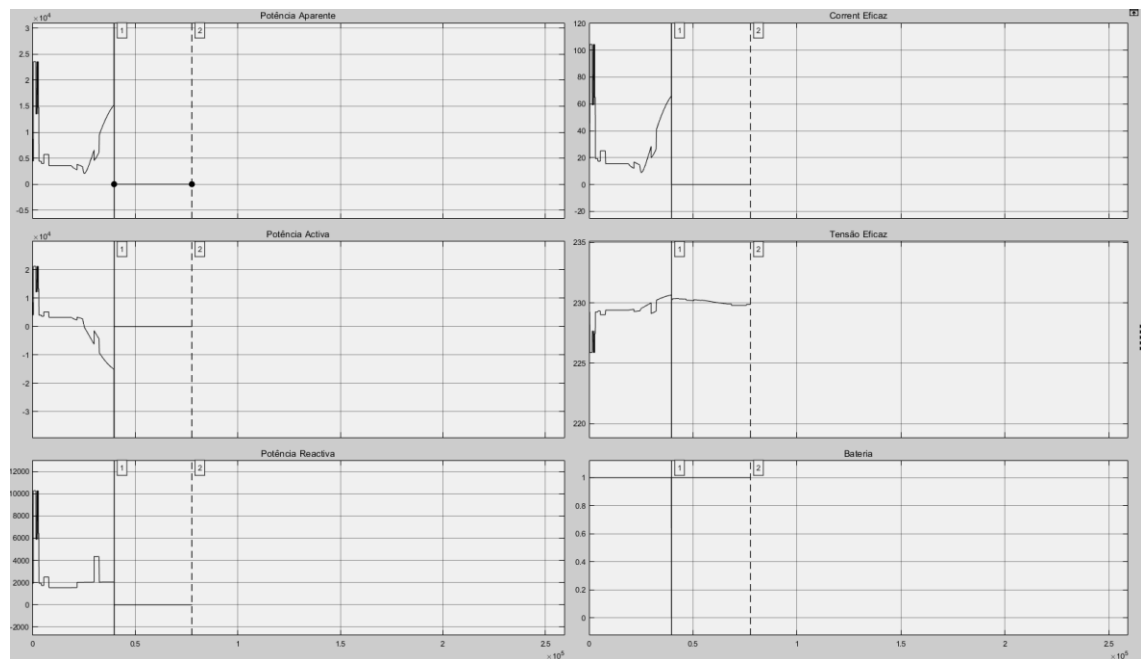


Gráfico 56 - Comportamento da Fase 3 em Agosto face à falha que provoca entrada em ilha

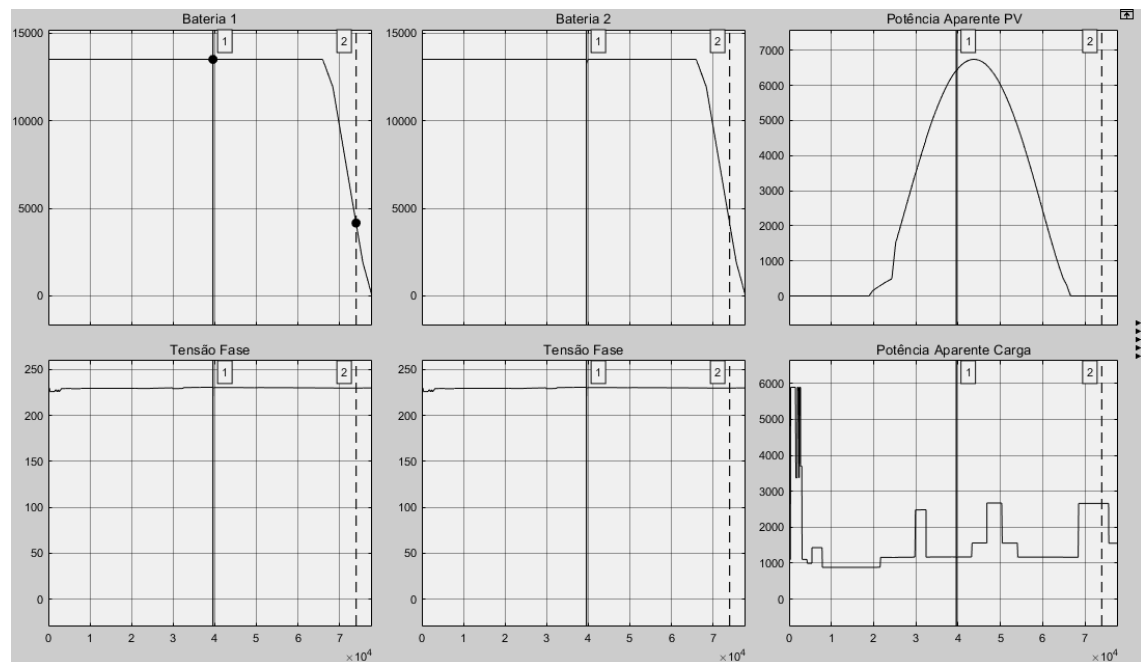


Gráfico 57 - Comportamento das Baterias da fase 3 em Agosto face à falha que provoca entrada em ilha

Foi verificado um tempo entre a falha e a paragem do sistema de dez (10) horas, trinta e sete (37) e quarenta e oito (48) segundos, ou, dez vírgula sessenta e três (10,63) horas.

Para a percentagem de cargas alimentadas, foram efetuados os seguintes cálculos:

$$\frac{10,63}{24 \times 3} = 14,76\% \text{ dos 15 frigoríficos}$$

$$\frac{10,63}{18 \times 3} = 19,69\% \text{ das 15 iluminações}$$

$$\frac{3}{3 \times 3} = 33,33\% \text{ das 15 televisões da tarde}$$

$$\frac{2}{2 \times 3} = 33,33\% \text{ dos 15 fogões da tarde}$$

$$\frac{2}{2 \times 3} = 33,33\% \text{ dos 15 fogões da noite}$$

$$\frac{2,63}{5 \times 3} = 17,53\% \text{ das 15 televisões da noite}$$

$$\frac{15 \times (14,76\% + 19,69\% + 33,33\% + 33,33\% + 33,33\% + 17,53\%)}{116,321} \times 100 = 19,6\%$$

## Outubro

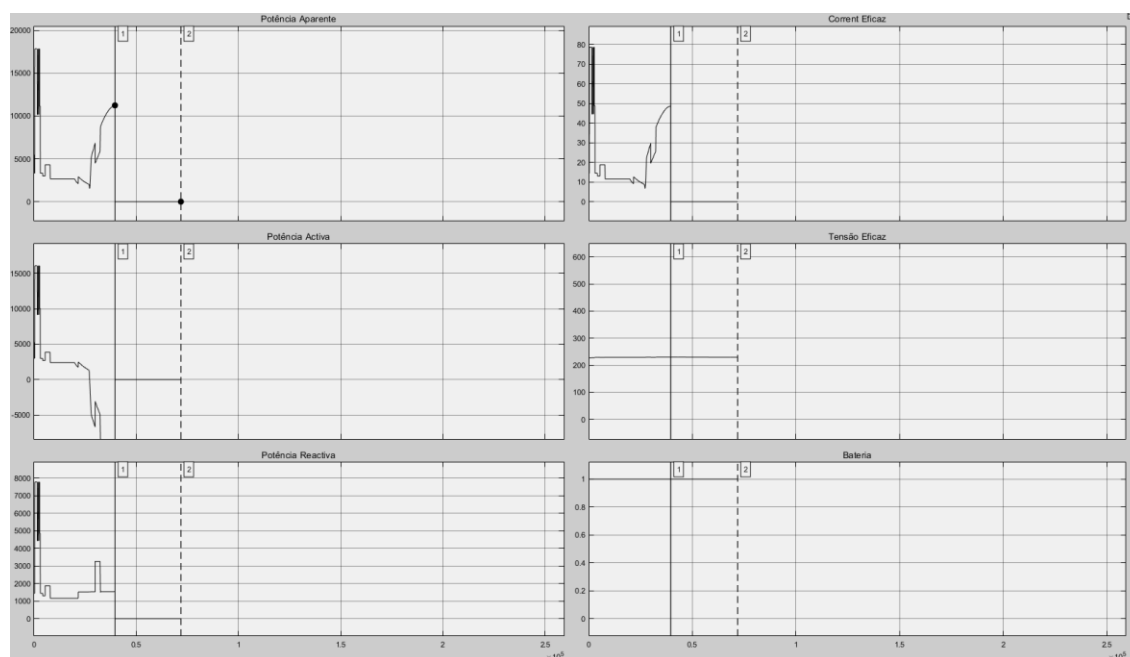


Gráfico 58 - Comportamento da Fase 1 em Outubro face à falha que provoca entrada em ilha

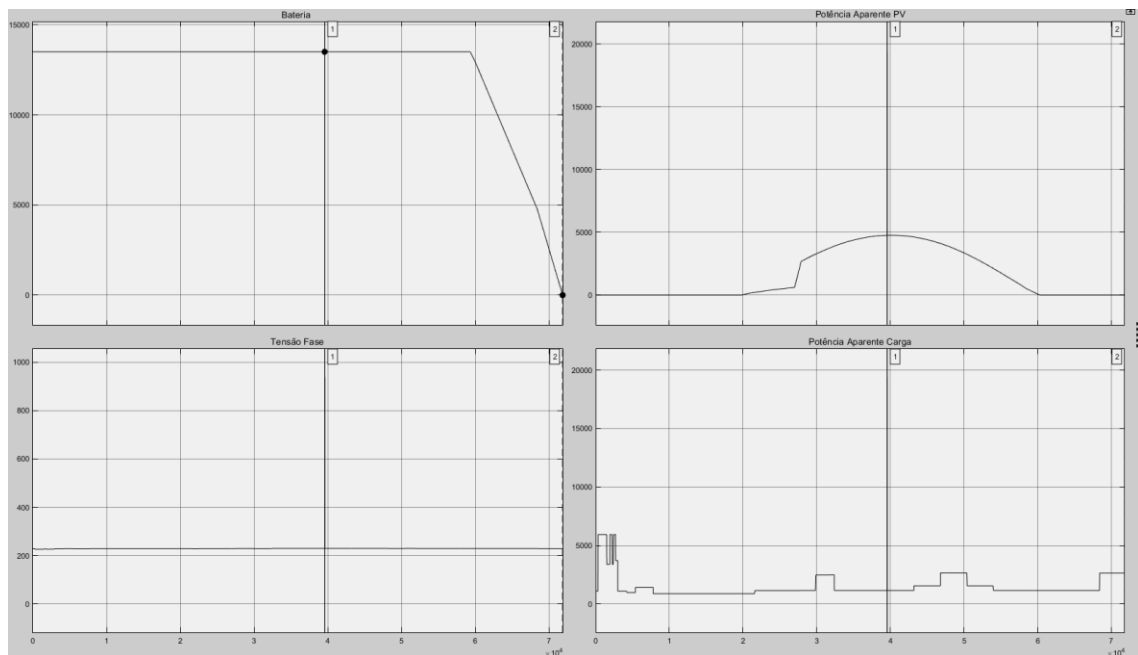


Gráfico 59 - Comportamento da Bateria da fase 1 em Outubro face à falha que provoca entrada em ilha

Foi verificado um tempo entre a falha e a paragem do sistema de oito (8) horas, cinquenta e sete (57) e trinta e seis (36) segundos, ou, oito vírgula noventa e seis (8,96) horas.

Para a percentagem de cargas alimentadas, foram efetuados os seguintes cálculos:

$$\frac{8,96}{24 \times 3} = 12,44\% \text{ dos 15 frigoríficos}$$

$$\frac{8,96}{18 \times 3} = 16,59\% \text{ das 15 iluminações}$$

$$\frac{3}{3 \times 3} = 33,33\% \text{ das 15 televisões da tarde}$$

$$\frac{2}{2 \times 3} = 33,33\% \text{ dos 15 fogões da tarde}$$

$$\frac{0,96}{2 \times 3} = 16\% \text{ dos 15 fogões da noite}$$

$$\frac{0,96}{5 \times 3} = 6,4\% \text{ das 15 televisões da noite}$$

$$\frac{15 \times (12,44\% + 16,59\% + 33,33\% + 33,33\% + 16\% + 6,4\%)}{116,321} \times 100 = 15,23\%$$



Gráfico 60 - Comportamento da Fase 3 em Outubro face à falha que provoca entrada em ilha

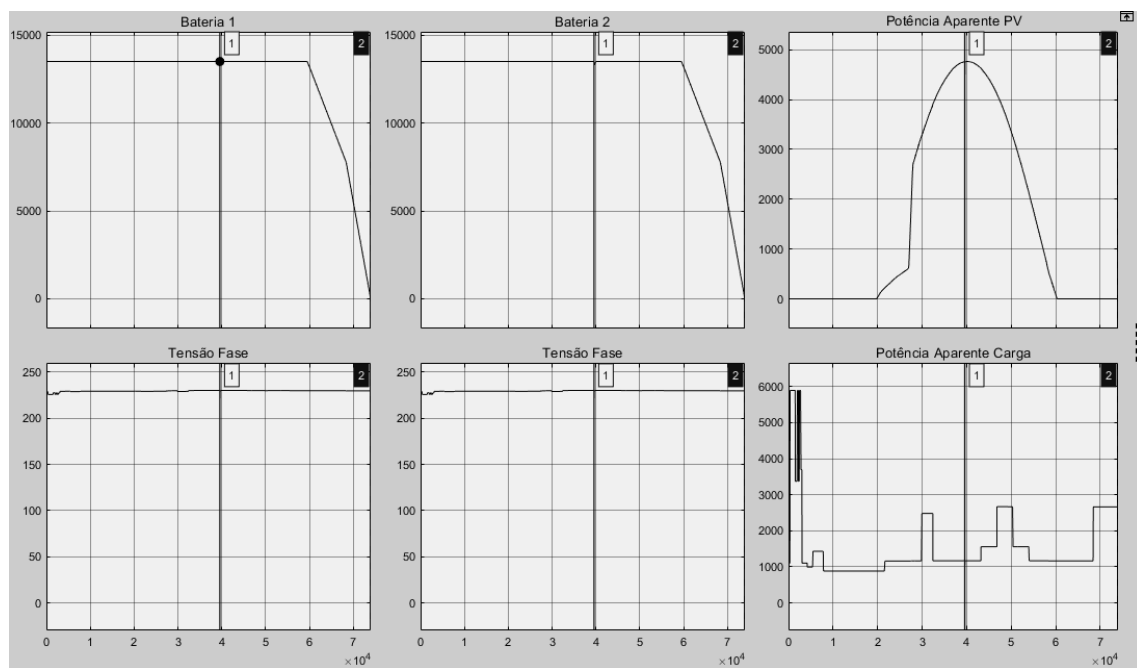


Gráfico 61 - Comportamento das Baterias da fase 3 em Outubro face à falha que provoca entrada em ilha

Foi verificado um tempo entre a falha e a paragem do sistema de nove (9) horas, trinta e três (33) minutos e trinta e seis (36) segundos, ou, nove vírgula cinquenta e seis (9,56) horas.

Para a percentagem de cargas alimentadas, foram efetuados os seguintes cálculos:

$$\frac{9,56}{24 \times 3} = 13,28\% \text{ dos 15 frigoríficos}$$

$$\frac{9,56}{18 \times 3} = 17,7\% \text{ das 15 iluminações}$$

$$\frac{3}{3 \times 3} = 33,33\% \text{ das 15 televisões da tarde}$$

$$\frac{2}{2 \times 3} = 33,33\% \text{ dos 15 fogões da tarde}$$

$$\frac{1,56}{2 \times 3} = 26\% \text{ dos 15 fogões da noite}$$

$$\frac{1,56}{5 \times 3} = 10,4\% \text{ das 15 televisões da noite}$$

$$\frac{15 \times (13,28\% + 17,7\% + 33,33\% + 33,33\% + 26\% + 10,4\%)}{116,321} \times 100 = 17,29\%$$

## 4.2 Conclusão dos resultados

Na tabela 2 e 3 podemos observar todos os cálculos efetuados para as métricas de resiliência. Sendo o primeiro valor a quantidade de tempo que o sistema se mantém operante e o segundo, a percentagem de cargas alimentadas.

*Tabela 2 - Resultados obtidos para 3 MVA, 1,5 MVA e 750 kVA*

|        | 3 MVA    | 1,5 MVA  | 750 kVA  |
|--------|----------|----------|----------|
| Fase 1 | 72 horas | 72 horas | 72 horas |
|        | 100%     | 100%     | 100%     |
| Fase 2 | 72 horas | 72 horas | 72 horas |
|        | 100%     | 100%     | 91,11%   |
| Fase 3 | 72 horas | 72 horas | 72 horas |
|        | 100%     | 100%     | 100%     |

Durante os primeiros três testes realizados à rede, por se tratarem de valor de potência disponível ainda elevados, os resultados foram idênticos em todas as fases do ano. Apesar de ter havido intervenção por parte das baterias, na fase 1 e 3, no cenário dos 750 kVA de potência disponível, o sistema manteve-se operacional e capaz de alimentar 100% das cargas. Na fase 2, por ser a fase sem armazenamento de energia, quando a potência disponível é de 750 kVA, foram necessárias alterações no modelo de carga, de maneira a que a tensão se mantivesse dentro dos limites estipulados, resultando assim numa percentagem de cargas de alimentada de 91,11%. Estas alterações, tal como foi observado, mantiveram-se para todos os meses.

Na tabela 3 constam os resultados obtidos para os testes em que o valor de potência disponível é menor, sendo que o último teste é a perda total da alimentação, tornando a rede em três troços isolados (as três fases entram em modo de ilha. Na tabela 3 observamos o que já era esperado, aquando a entrada em ilha por parte das fases, a fase dois (2) fica totalmente inoperante. Em relação à diferença entre a fase um (1) e três (3) é de reparar que o tempo entre o momento da falha e a paragem do sistema e a percentagem de cargas alimentadas da fase três (3) (que tem equipada duas baterias) comparativamente à fase um (1) (que tem equipada uma bateria), são bastantes semelhantes. Isto deve-se porque, se observarmos gráfico da carga da habitação e da carga de cada bateria, observamos que todas as três baterias têm uma descida mais acentuada, devido ao período do dia. Esta necessidade de energia ocorre devido às cargas que são ligadas a partir das dezanove (19) horas, televisão e fogão. Logo apesar de a diferença entre as duas baterias na fase três (3) e a bateria na fase um (1), é de ter em conta que o período final é de grande exigência energética.

Tabela 3 - Resultados obtidos para 300 kVA e 0 VA

|        | Janeiro            |                      | Abril              |                       | Agosto             |                       | Outubro            |                       |
|--------|--------------------|----------------------|--------------------|-----------------------|--------------------|-----------------------|--------------------|-----------------------|
|        | 300 kVA            | 0 VA                 | 300 kVA            | 0 VA                  | 300 kVA            | 0 VA                  | 300 kVA            | 0 VA                  |
| Fase 1 | 72 horas<br>100%   | 9,18 horas<br>15,98% | 72 horas<br>100%   | 9,19 horas<br>16, 01% | 72 horas<br>100%   | 10,23 horas<br>19,09% | 72 horas<br>100%   | 8,96 horas<br>15, 23% |
| Fase 2 | 72 horas<br>57,78% | 0 horas<br>0%        | 72 horas<br>57,78% | 0 horas<br>0%         | 72 horas<br>71,19% | 0 horas<br>0%         | 72 horas<br>66,67% | 0 horas<br>0%         |
| Fase 3 | 72 horas<br>100%   | 9,7 horas<br>17,77%  | 72 horas<br>100%   | 9,71 horas<br>17,8 %  | 72 horas<br>100%   | 10,63 horas<br>19,6%  | 72 horas<br>100%   | 9,56 horas<br>17,29%  |

Em suma, foi possível verificar o quão vantajoso é ter armazenamento de energia na rede, dando a capacidade desta se conseguir manter resiliente face a este tipo de falhas. No momento da perda do fornecimento de energia por parte do ponto de transformação, a diferença é óbvia, pois é graças a este armazenamento que o sistema se mantém operacional. Quando a potência disponível é baixa, verifica-se que a percentagem de cargas alimentadas se mantém a 100% pois as baterias têm capacidade de impor a tensão na rede e assim compensar quando a energia consumida é elevada.

5

## 5 Conclusão e Trabalho Futuro

---

Inicialmente tinha sido previsto o uso de edifícios NZEB na comunidade criada, mas devido ao facto de não ter sido possível efetuar uma análise mais ampla de todas as características que definem um edifício NZEB, assim não se cumpriu e apenas utilizou-se edifícios capazes de produzir e armazenar energia.

Com esta decisão em mente, procedeu-se em definir o modelo de carga das habitações, a quantidade de energia produzida pelos painéis fotovoltaicos, e por último a quantidade de energia que se é possível armazenar nas baterias. Para a modelação da bateria, foi necessário o uso de programação de maneira a criar um bloco com um comportamento semelhante ao de uma bateria, sendo este composto com uma resistência e fonte. Foi também pensado a modelação de baterias que tivessem a potencialidade de impor tensão na rede, para que no caso de uma falha total na fonte, algo impusesse uma tensão eficaz de duzentos e trinta (230) volts. Em termos de produção de energia e de carga, manteve-se igual em todas as fases, mas em relação ao armazenamento, foi testado a rede com uma bateria na fase um, nenhuma na fase dois e duas baterias na fase três, de maneira a poder analisar o quão vantajoso é existir uma bateria na rede.

Tendo toda a rede modelada, foram escolhidos cinco cenários de potência disponível, indo de 3 MVA até 0 VA, podendo assim simular o acontecimento de uma falha na fonte e com diferentes gravidades. Os dados foram analisados para cada um destes cenários e em cada uma das três fases. Para o último cenário de 0 VA, foi escolhido que esta falha ocorresse às onze da manhã, tratando-se de uma hora do dia onde o impacto dos painéis fotovoltaicos iria ser evidente. Nesta dissertação foi considerado que a bateria se encontrava sempre carregada o início da falha, o que nem sempre é possível na realidade, resultando em impactos maiores, isto é, menos cargas a poderem ser alimentadas, bem como a resistência da rede face à falha total da rede.

Foi decidido testar a fase dois (2) sem bateria com o interesse de verificar uma situação mais comum nos dias de hoje, e como foi visto, as cargas à noite teriam de ser reduzidas ou mesmo, não poderiam ser ligadas para certas intensidades de falhas (750 kVA e 300 kVA de potência disponível). E para falha total, como é esperado, as cargas não têm maneira de carregar por isso todos os equipamentos elétricos ficariam inoperantes.

Pôde ser observado a diferença que existe entre ocorrer uma falha no Inverno ou no Verão, em que se notou um aumento de 15% das cargas alimentadas, no caso de habitações sem bateria. Também nas falhas completas foi notável a diferença entre ocorrer nessas duas fases do ano, uma diferença de quase mais uma (1) hora de energia disponível.

No caso da diferença entre a quantidade de baterias instaladas, foi observado que a fase três apenas se mantinha operante, em média, mais meia hora, do que a fase um, considerando que tem uma bateria a mais. Esta diferença não parece ser muito grande, mas deve-se ter em conta que a falha ocorre às onze da manhã, em que começa a haver uma elevada injeção de corrente na rede por parte dos painéis fotovoltaicos, e que a partir das 18:30 esta corrente é nula.

Para trabalho futuro, a questão da bateria é, sem dúvida, algo que poderá ser trabalhado desenvolvendo mesmo um modelo concreto para que se possa utilizar em mais outras redes em *power systems*, podendo ser utilizado como base, o criado nesta dissertação. Elaboração de um modelo de edifício NZEB, com a capacidade de aumentar a quantidade de painéis fotovoltaicos instalados, com o aumento do valor de consumo de energia deste. Bem como o estudo de falhas numa rede, considerando vários estados de carga da bateria e também diversas cargas diferentes. O desenvolvimento de um bloco de controlo para uma melhor gestão das cargas face à falha, de uma forma automática, capaz de desativar certas cargas tendo em conta a potência disponível, e assim otimizar a gestão das cargas.

## Referências

---

[1] Decreto Regulamentar nº 1/92 de 18-02-1992, Regulamento de Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão, CAPÍTULO III - Condutores e cabos de guarda para linhas aéreas, SECÇÃO IV - Proteção contra contactos acidentais, Artigo 28.º - Distância dos condutores às árvores

[2] Rezaei, Pooya, "Cascading Failure Risk Estimation and Mitigation in Power Systems" (2016). Graduate College Dissertations and Theses. 482. <https://scholarworks.uvm.edu/grad-dis/482>

[3] Pahwa, Sakshi & Hodges, A & Scoglio, Caterina & Wood, Sean. (2010). Topological analysis of the power grid and mitigation strategies against cascading failures. 272 - 276. 10.1109/SYSTEMS.2010.5482329.

[4] De La Ree, Jaime & Liu, Yilu & Mili, Lamine & G. Phadke, Arun & Dasilva, Luiz. (2005). Catastrophic Failures in Power Systems: Causes, Analyses, and Countermeasures. Proceedings of the IEEE. 93. 956 - 964. 10.1109/JPROC.2005.847246.

[5] M. M. Adibi and N. Martins, "Impact of power system blackouts," *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Denver, CO, 2015, pp. 1-15. doi: 10.1109/PESGM.2015.7286025

[6] Ferreira, E. F. and Barros, J. D. (2018) 'Faults Monitoring System in the Electric Power Grid of Medium Voltage', *Procedia Computer Science*. Elsevier B.V., 130, pp. 696–703. doi: 10.1016/j.procs.2018.04.123.

[7] He, Y., Jenkins, N. and Wu, J. (2016) 'Smart Metering for Outage Management of Electric Power Distribution Networks', *Energy Procedia*. Elsevier B.V., 103(April), pp. 159–164. doi: 10.1016/j.egypro.2016.11.266.

- [8] Isazadeh, G. *et al.* (2017) ‘A New Wide Area Intelligent Multi-agent Islanding Detection Method for Implementation in Designed WAMPAC Structure’, *Energy Procedia*. Elsevier B.V., 141, pp. 443–453. doi: 10.1016/j.egypro.2017.11.058.
- [9] Ismael, S. M. *et al.* (2019) ‘State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation’, *Renewable Energy*. Elsevier Ltd, 130, pp. 1002–1020. doi: 10.1016/j.renene.2018.07.008.
- [10] Münzberg, T., Wiens, M. and Schultmann, F. (2014) ‘Dynamic-spatial vulnerability assessments: A methodical review for decision support in emergency planning for power outages’, *Procedia Engineering*. Elsevier B.V., 78, pp. 78–87. doi: 10.1016/j.proeng.2014.07.042.
- [11] Okino, A., Wazir, M. and Masood, R. (2018) ‘Smart grids security challenges: Classification by sources of threats’, *Journal of Electrical Systems and Information Technology*. Electronics Research Institute (ERI), 5(3), pp. 468–483. doi: 10.1016/j.jesit.2018.01.001.
- [12] Rohouma, W. *et al.* (2019) ‘D-STATCOM for harmonic mitigation in low voltage distribution network with high penetration of nonlinear loads’, *Renewable Energy*. Elsevier Ltd, 145, pp. 1449–1464. doi: 10.1016/j.renene.2019.05.134.
- [13] Shuai, M. *et al.* (2018) ‘Review on Economic Loss Assessment of Power Outages’, *Procedia Computer Science*. Elsevier B.V., 130, pp. 1158–1163. doi: 10.1016/j.procs.2018.04.151.
- [14] Srikumar M.S. *et al.* (2015) ‘Line Outage Detection Using Phasor Measurement Units’, *Procedia Technology*. Elsevier B.V., 21, pp. 88–95. doi: 10.1016/j.protcy.2015.10.014.
- [15] Sugawara, T. *et al.* (2019) ‘Side-channel leakage from sensor-based countermeasures against fault injection attack’, *Microelectronics Journal*. Elsevier Ltd, 90(May), pp. 63–71. doi: 10.1016/j.mejo.2019.05.017.
- [16] Wu, Y. K., Chang, S. M. and Hu, Y. L. (2017) ‘Literature Review of Power System Blackouts’, *Energy Procedia*. Elsevier B.V., 141, pp. 428–431. doi: 10.1016/j.egypro.2017.11.055.
- [17] Peralta, Luis Miguel. “NZEB, Da Definição à Implementação Em Portugal.” *Repositório Comum*, 2019, <http://hdl.handle.net/10400.26/28049>.
- [18] Directive 2010/31/EU of the European Parliament and of the Council of 19 May 2010 on the energy performance of buildings OJ L 153, 18.6.2010, p. 13–35.
- [19] U.S. Department of Energy (2017). Grid Modernization: Metrics Analysis (GMLC1.1).
- [20] European Network and Information Security Agency (2011). Measurement Frameworks and Metrics for Resilient Networks and Services: Technical report.

[21] Pordata.pt. (2018). PORDATA - Consumo de energia eléctrica: total e por tipo de consumo. [online] Available at: <https://www.pordata.pt/Portugal/Consumo+de+energia+el%C3%A9ctrica+total+e+por+tipo+de+consumo-1124> [Acedido a 11 Sep. 2019].

[22] Ec.europa.eu. (2019). Renewable energy statistics - Statistics Explained. [online] Available at: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable\\_energy\\_statistics](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable_energy_statistics) [Acedido 11 Sep. 2019].

[23] European Commission (2018). Our Vision for A Clean Planet for All.

[24] Vugrin, E., Castillo, A. and Silva-Monroy, C. (2017). Resilience Metrics for the Electric Power System: A Performance-Based Approach. Albuquerque, New Mexico 87185 and Livermore, California 94550: Sandia National Laboratories

[25] Elementos da disciplina PTE, 2018, Francisco Reis

[26] Issi, F., & Kaplan, O. (2018). The determination of load profiles and power consumptions of home appliances. *Energies*, 11(3). <https://doi.org/10.3390/en11030607>

[27] “Huawei KTL”. Disponível em: <http://vamat.nl/wp-content/uploads/2018/04/HU-AWEI-SUN2000-8-23KTL-Brochure-01-20150204-EN.pdf>.

[28] “Sunpower X series” Disponível em: <https://us.sunpower.com/>

[29] “PVGIS - Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps”, Disponível em: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>.

[30] Simplified Model of a Small Scale Micro-Grid [Online]. Simplified Model of a Small Scale Micro-Grid - MATLAB & Simulink - MathWorks Italia. <https://it.mathworks.com/help/physmod/sps/examples/simplified-model-of-a-small-scale-micro-grid.html> [27 Jan. 2020].

[31] Powerwall Tesla [Online]. Powerwall | A bateria doméstica Tesla. [https://www.tesla.com/pt\\_PT/powerwall](https://www.tesla.com/pt_PT/powerwall) [15 Nov. 2019].

[32] Deposit Photos [Online]. <https://mx.depositphotos.com/stock-photos/summer-cottage.html>.

[33] Sudeste Solar [Online]. <https://www.sudestesolar.com.br/>.

[34] Springfield Electric [Online]. <https://blog.springfieldelectric.com/residential/>.

[35] Power Solar [Online]. <https://powersolarmarubana.blogspot.com/2017/08/battery-power-solar.html>.

[36] Meg4 [Online]. <http://meg4.com/nzen/>.

## Anexo 1

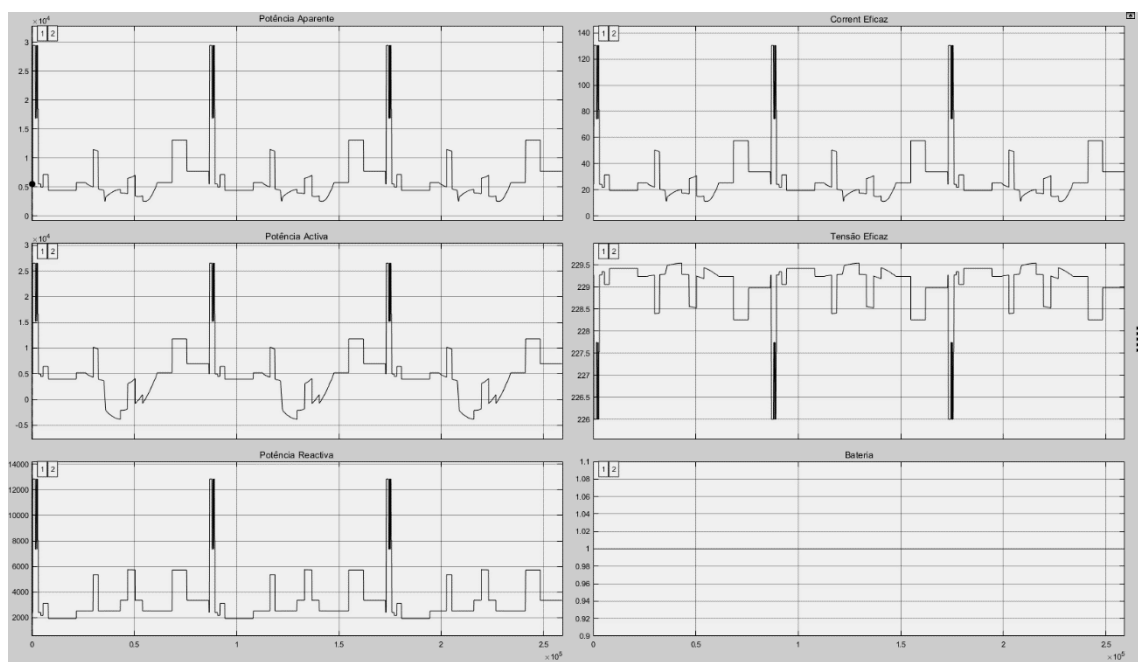


Gráfico 62 - Comportamento da Fase 1 em Janeiro para 3 MVA de potência disponível

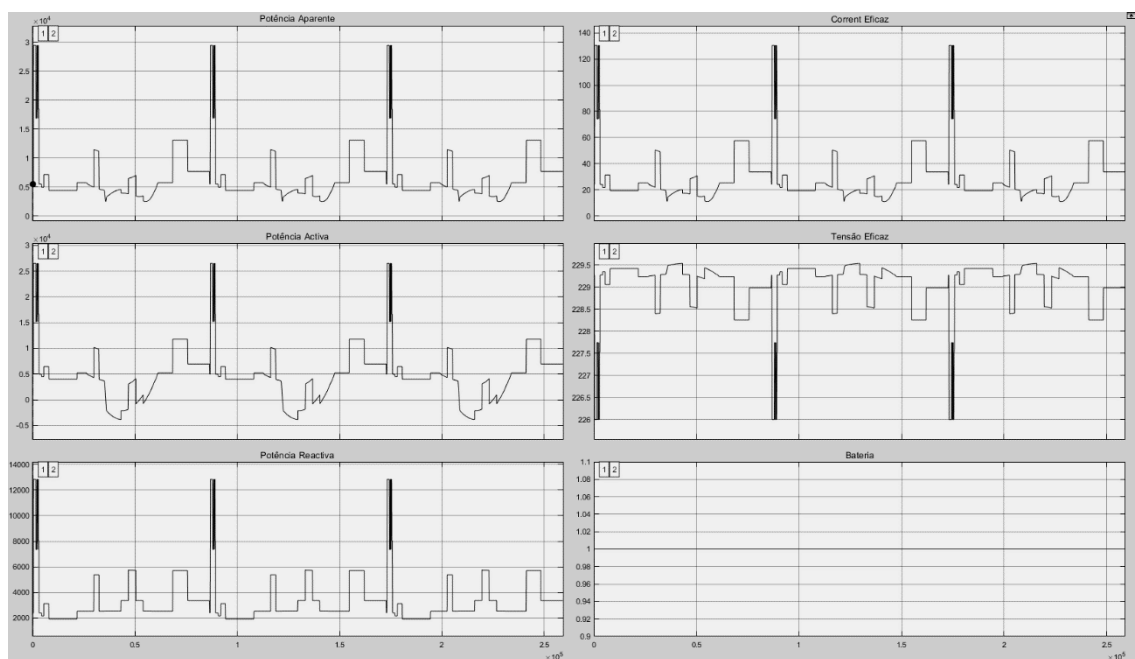


Gráfico 64 - Comportamento da Fase 2 em Abril para 3 MVA de potência disponível

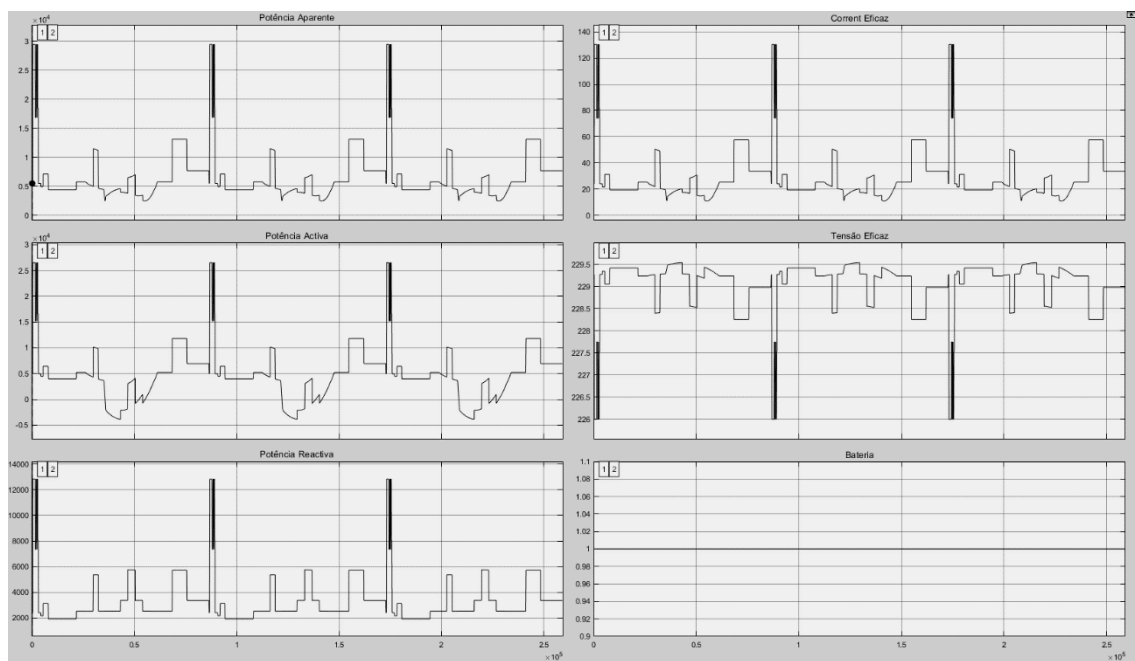


Gráfico 63 - Comportamento da Fase 3 em Abril para 3 MVA de potência disponível

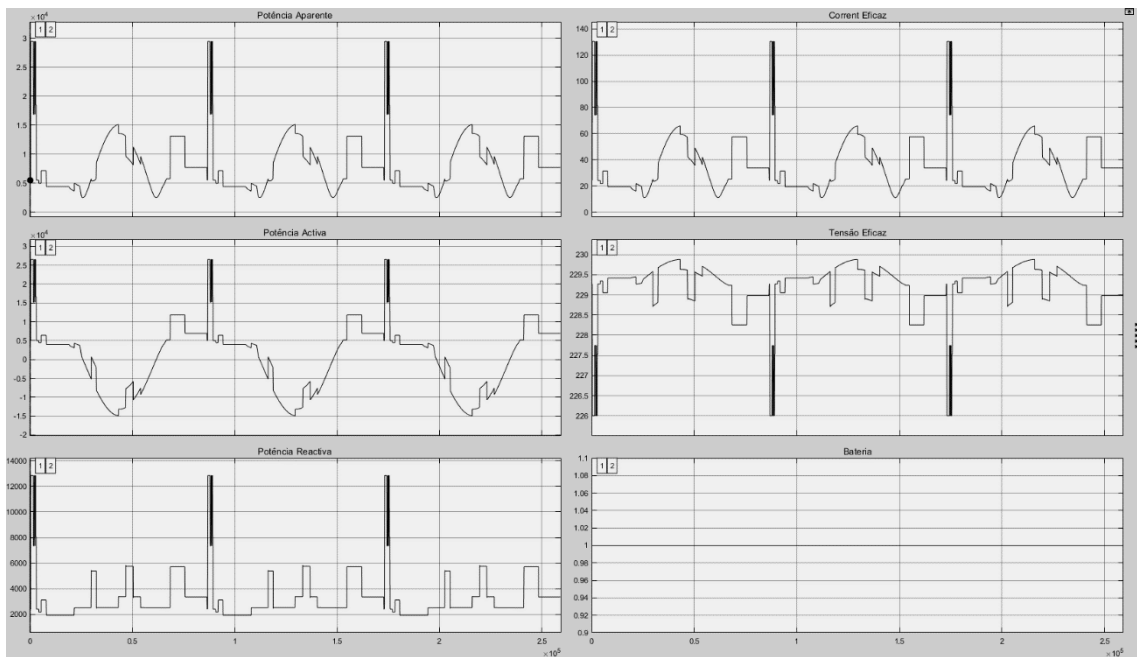


Gráfico 65 - Comportamento da Fase 2 em Agosto para 3 MVA de potência disponível

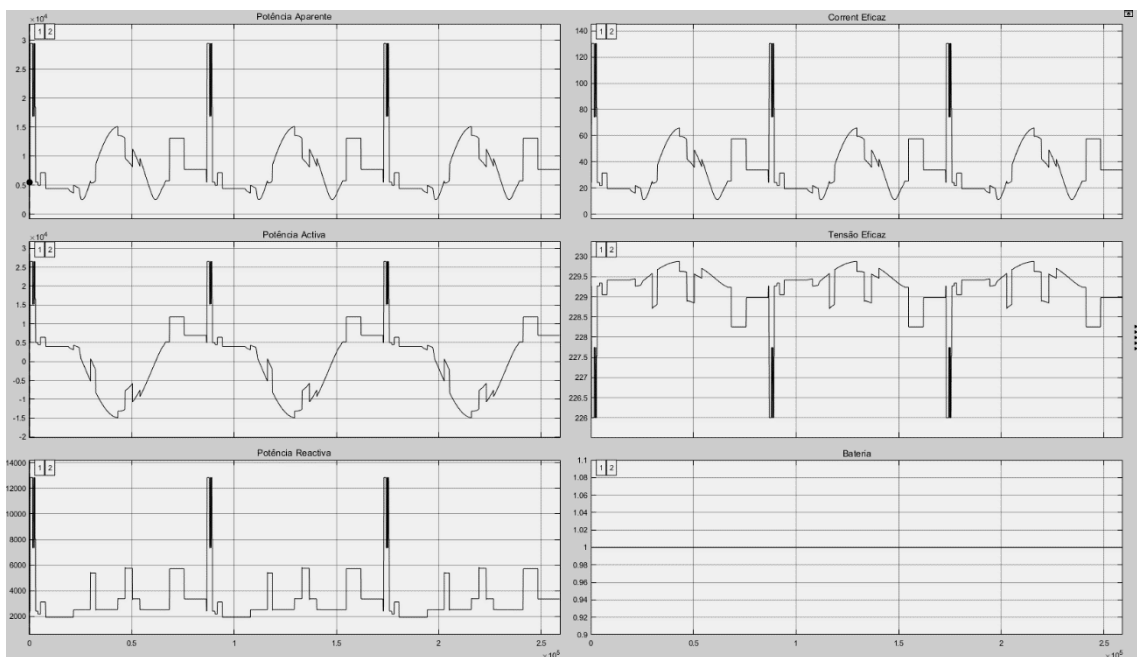


Gráfico 66 - Comportamento da Fase 3 em Agosto para 3 MVA de potência disponível

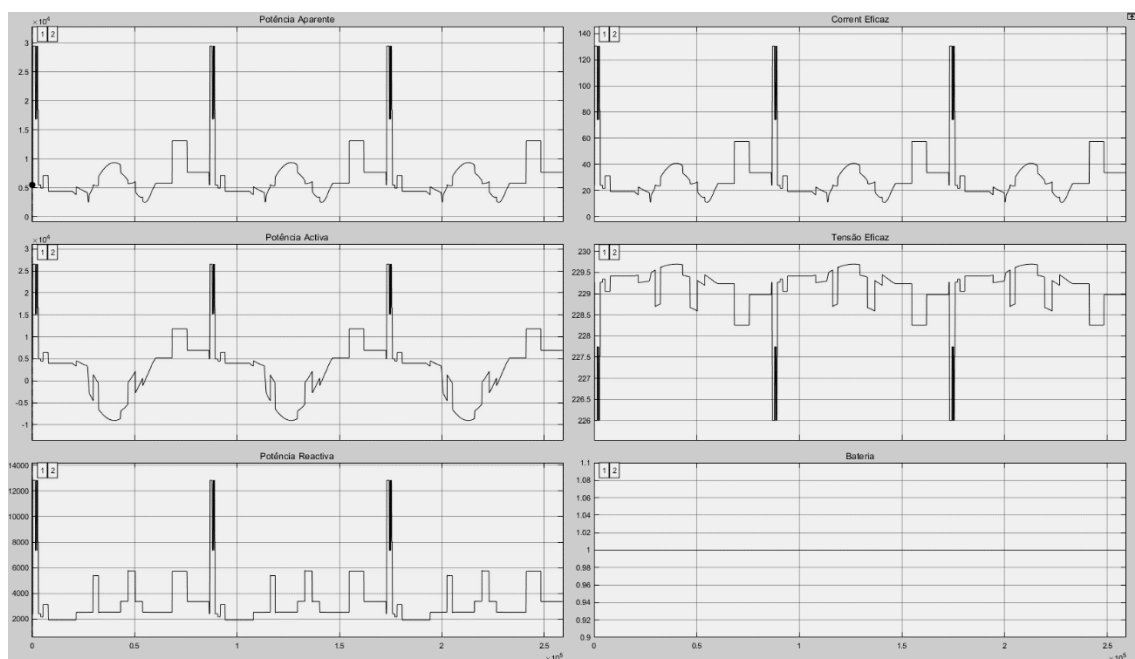


Gráfico 67 - Comportamento da Fase 2 em Outubro para 3 MVA de potência disponível

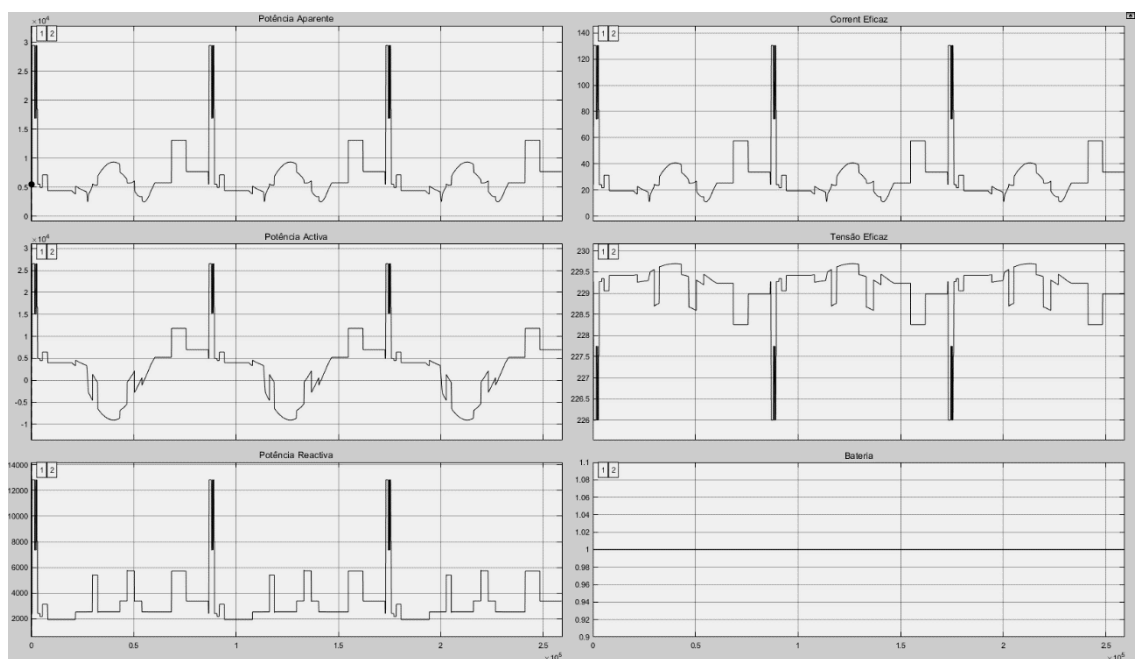


Gráfico 68 - Comportamento da Fase 3 em Outubro para 3 MVA de potência disponível

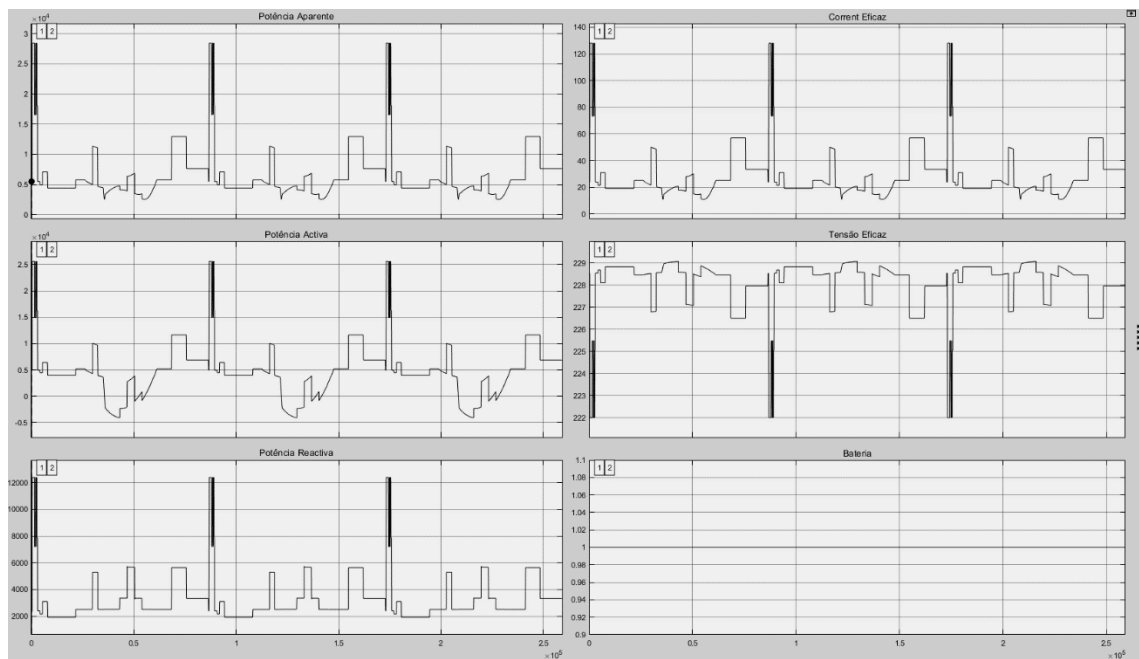


Gráfico 69 - Comportamento da Fase 2 em Janeiro para 1,5 MVA de potência disponível

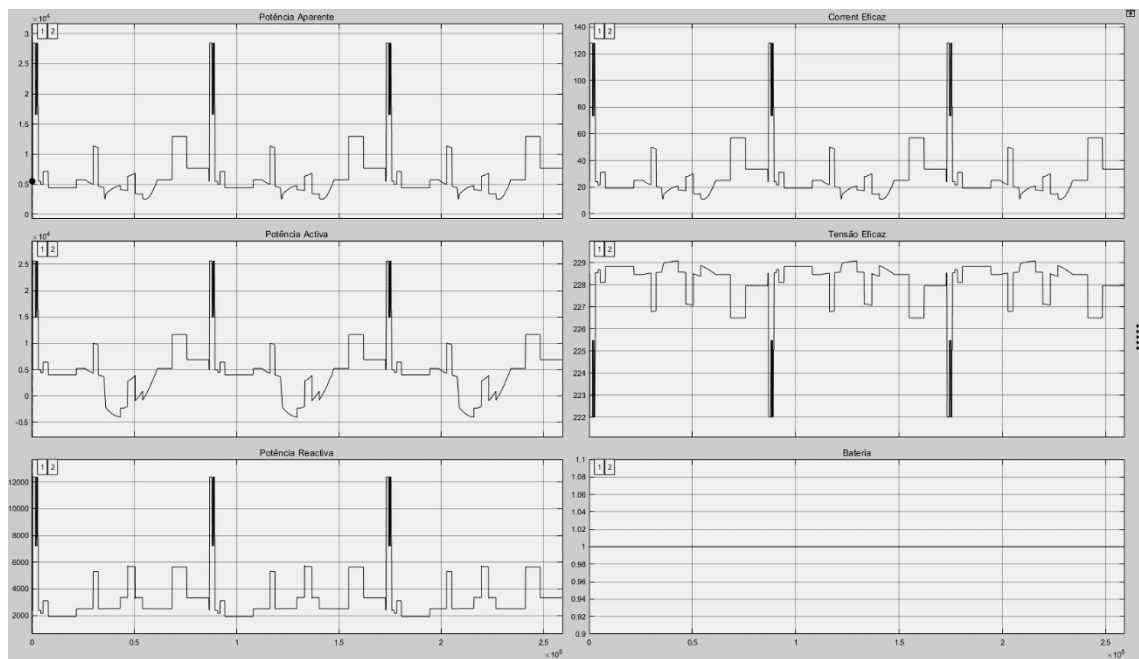


Gráfico 70 - Comportamento da Fase 3 em Janeiro para 1,5 MVA de potência disponível

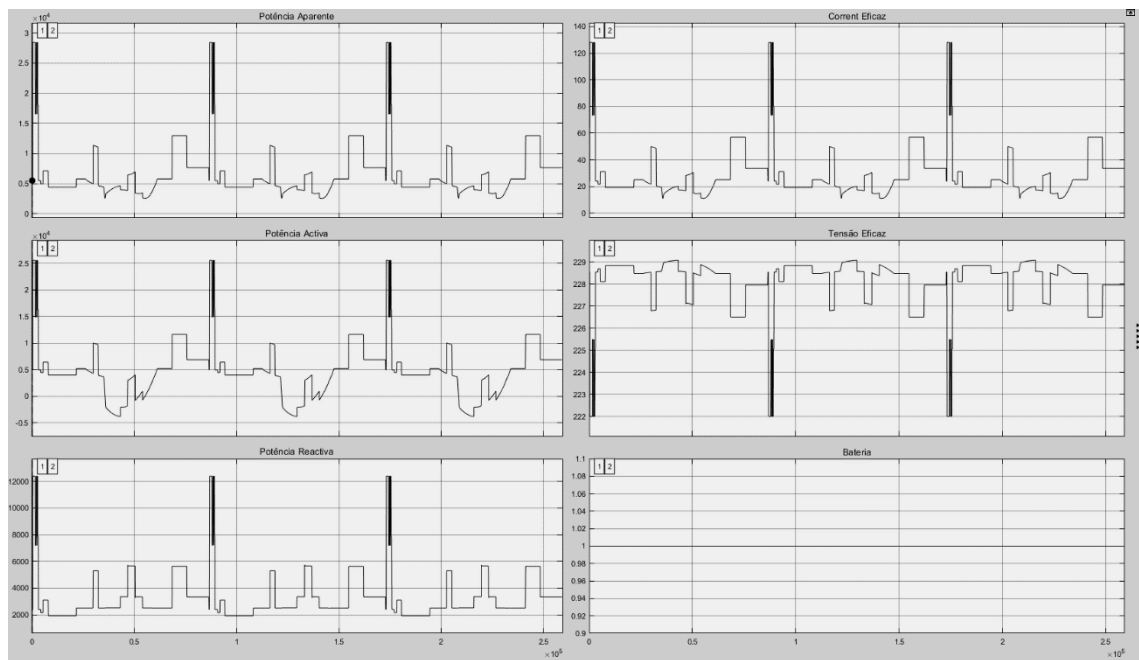


Gráfico 72 - Comportamento da Fase 2 em Abril para 1,5 MVA de potência disponível

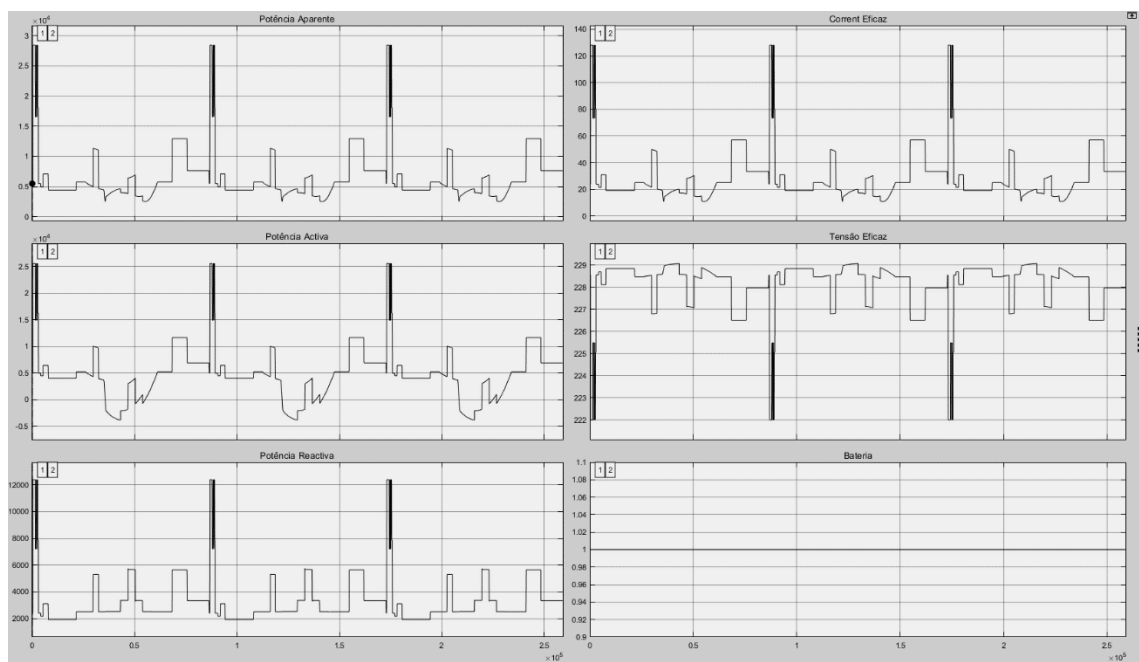


Gráfico 71 - Comportamento da Fase 3 em Abril para 1,5 MVA de potência disponível

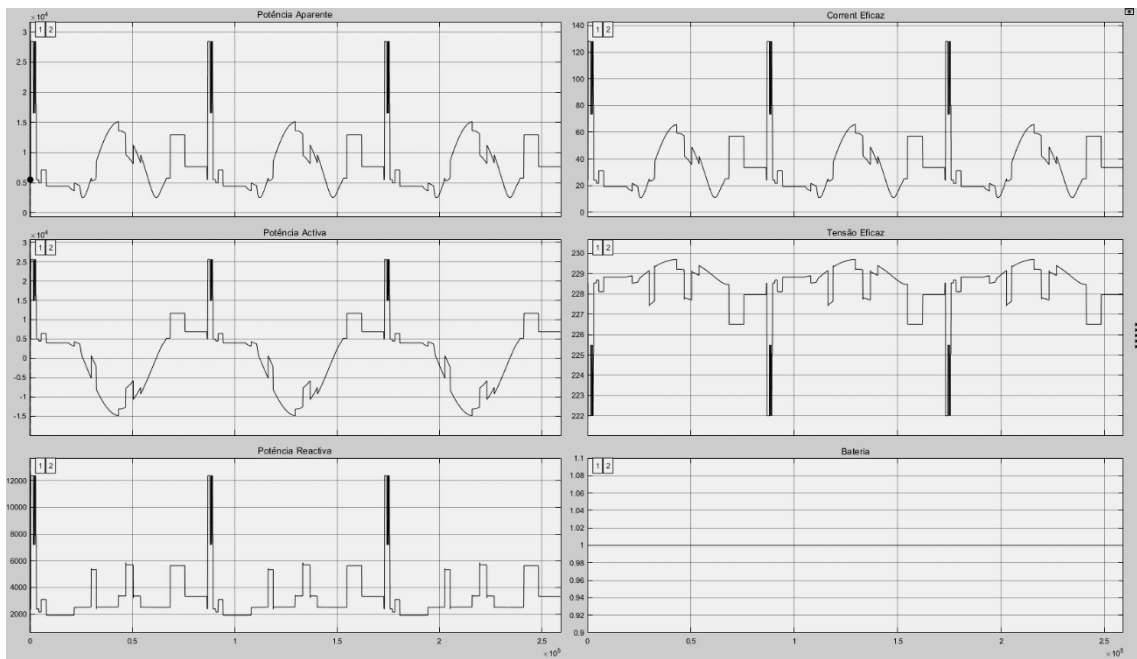


Gráfico 74 -Comportamento da Fase 2 em Agosto para 1,5 MVA de potência disponível

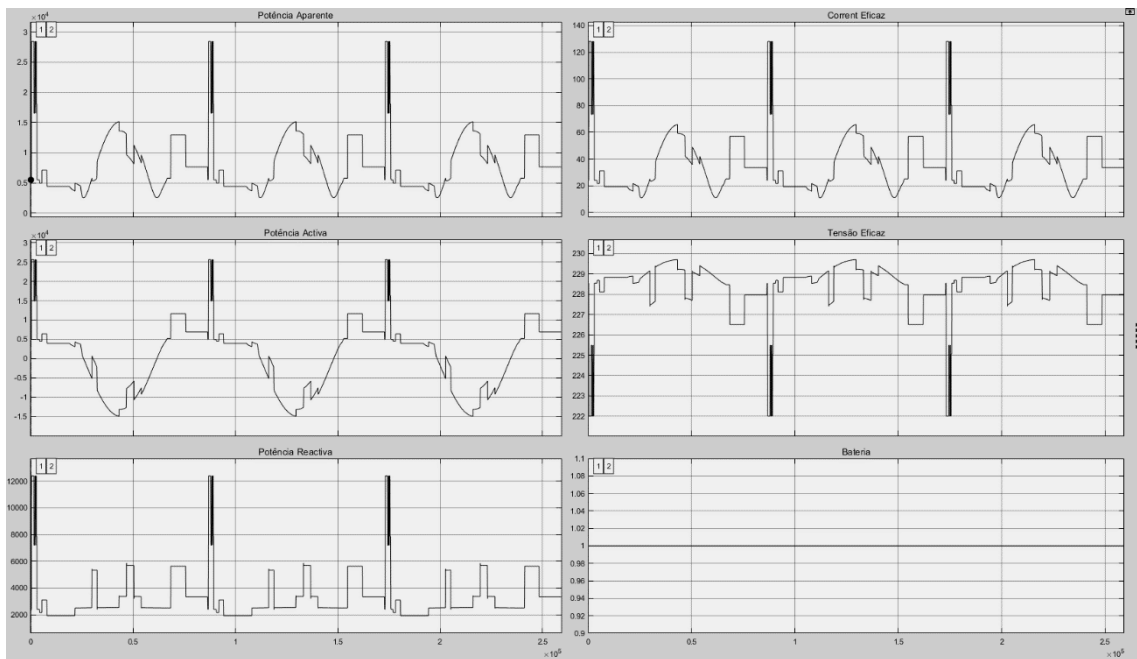


Gráfico 73 - Comportamento da Fase 3 em Agosto para 1,5 MVA de potência disponível

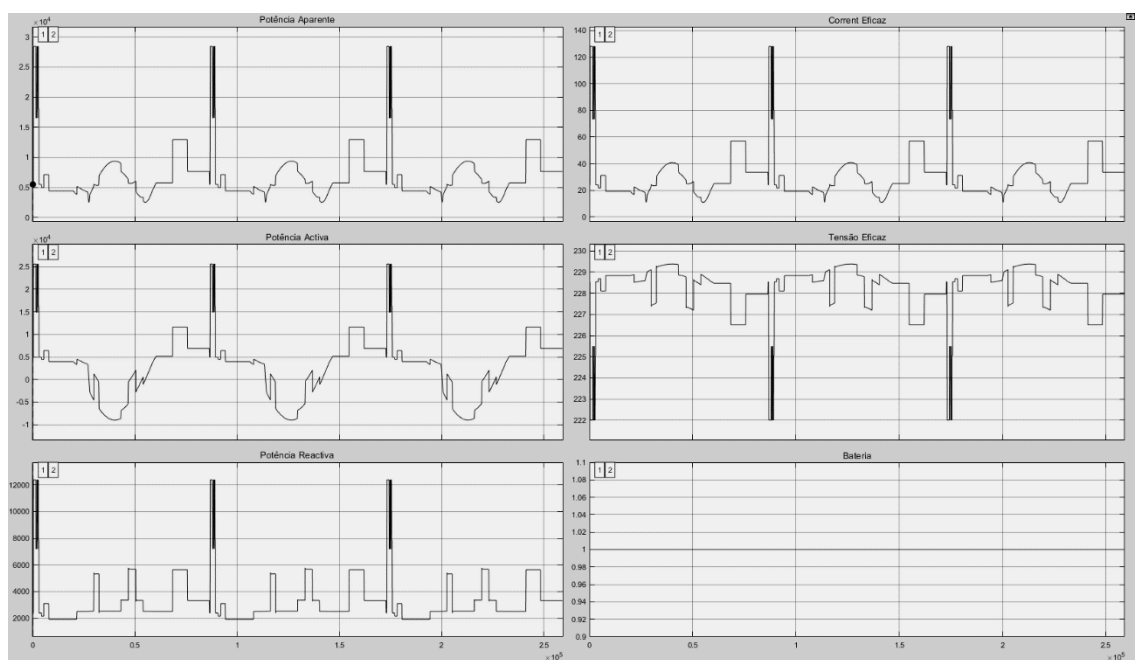


Gráfico 75 - Comportamento da Fase 2 em Outubro para 1,5 MVA de potência disponível

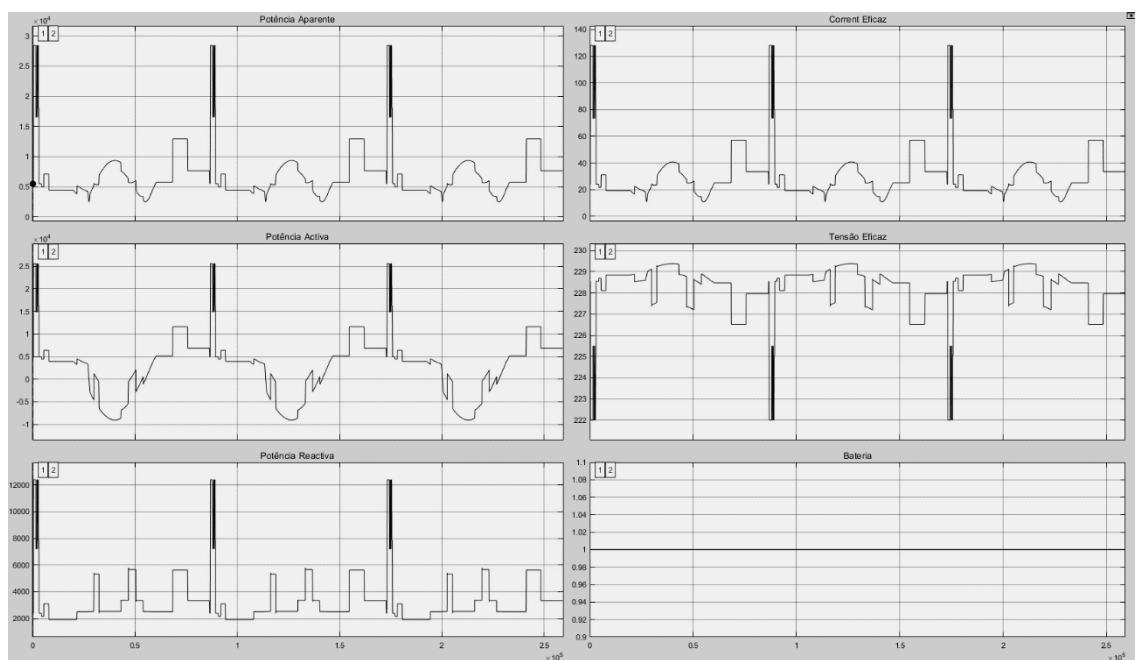


Gráfico 76 - Comportamento da Fase 3 em Outubro para 1,5 MVA de potência disponível

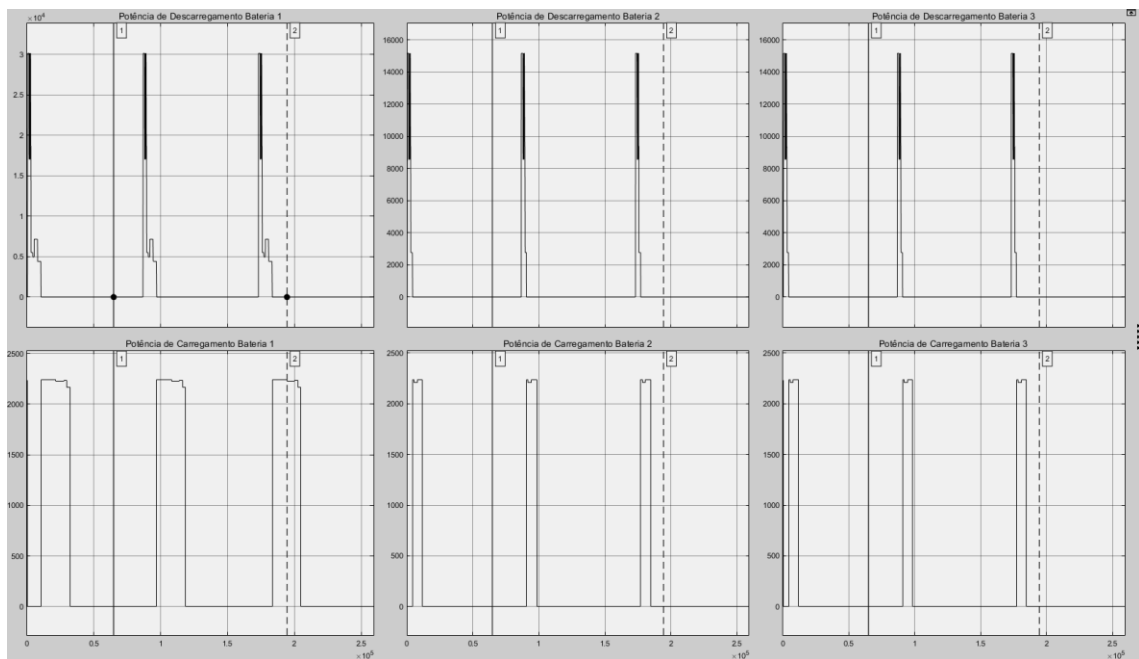


Gráfico 78 - Potência de descarregamento e carregamento de cada bateria em Abril com 750 kVA de potência disponível

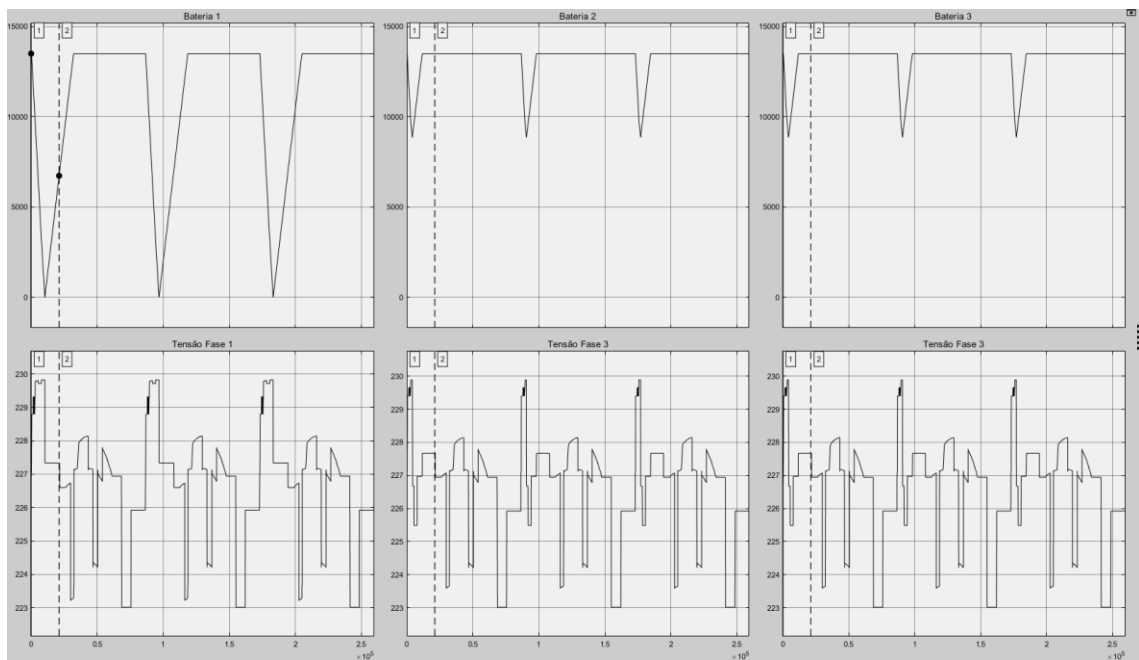


Gráfico 77 - Carga total das três baterias e o seu impacto na tensão eficaz da respetiva fase em Abril com 750 kVA de potência disponível

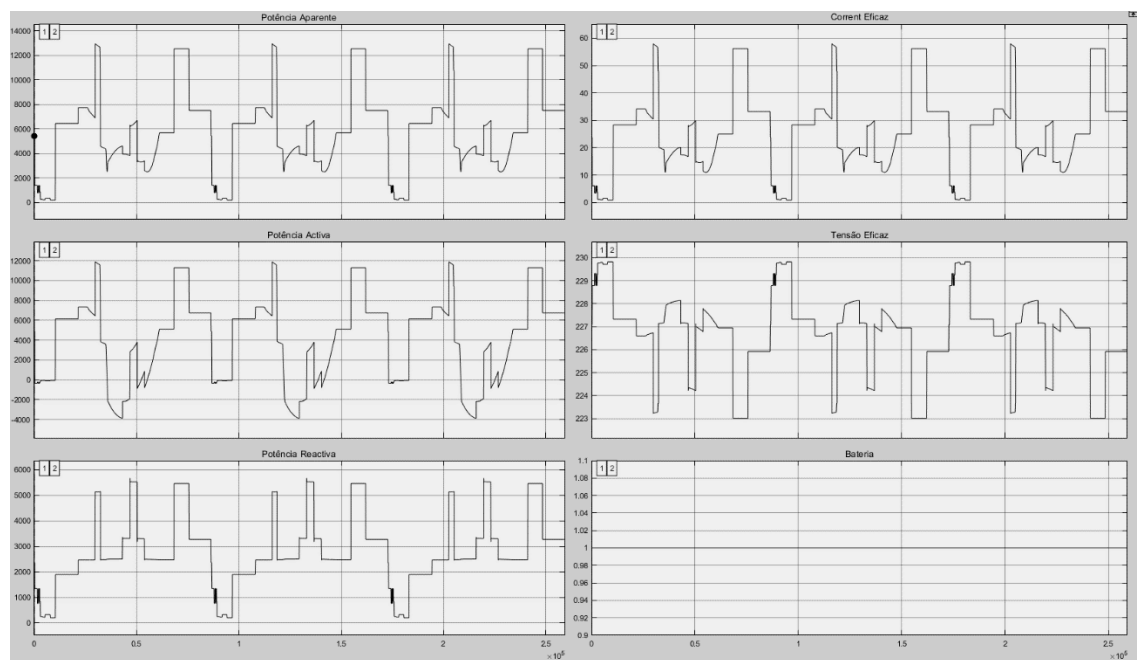


Gráfico 80 - Comportamento da Fase 1 em Abril para 750 kVA de potência disponível

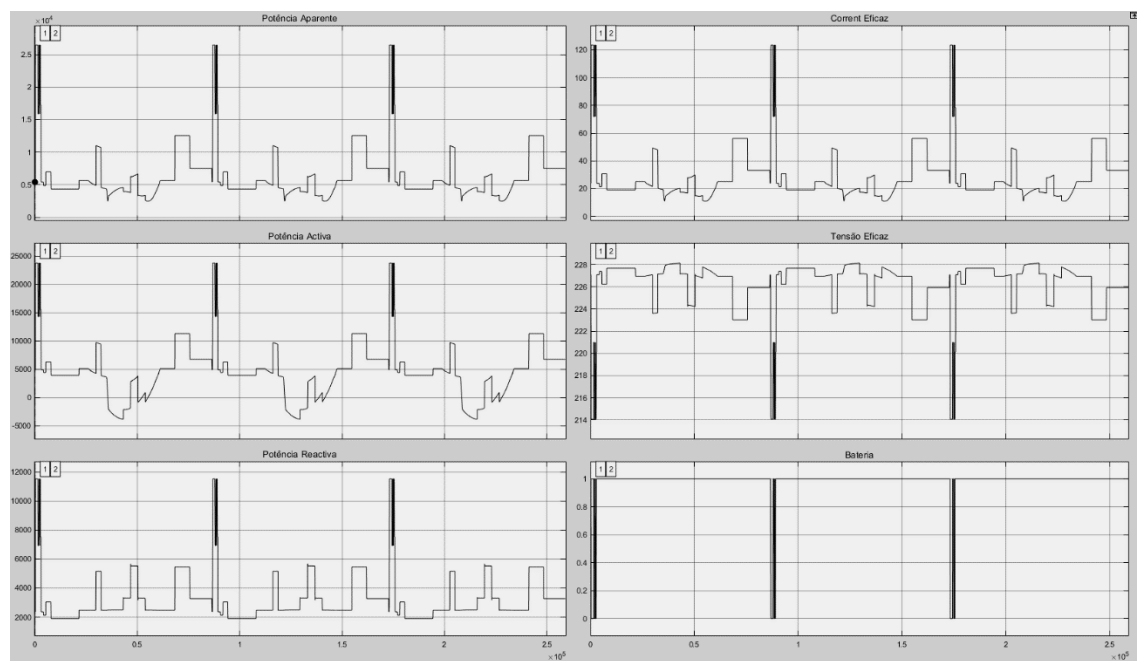


Gráfico 79 - Comportamento da Fase 2 em Abril para 750 kVA de potência disponível, antes das alterações necessárias

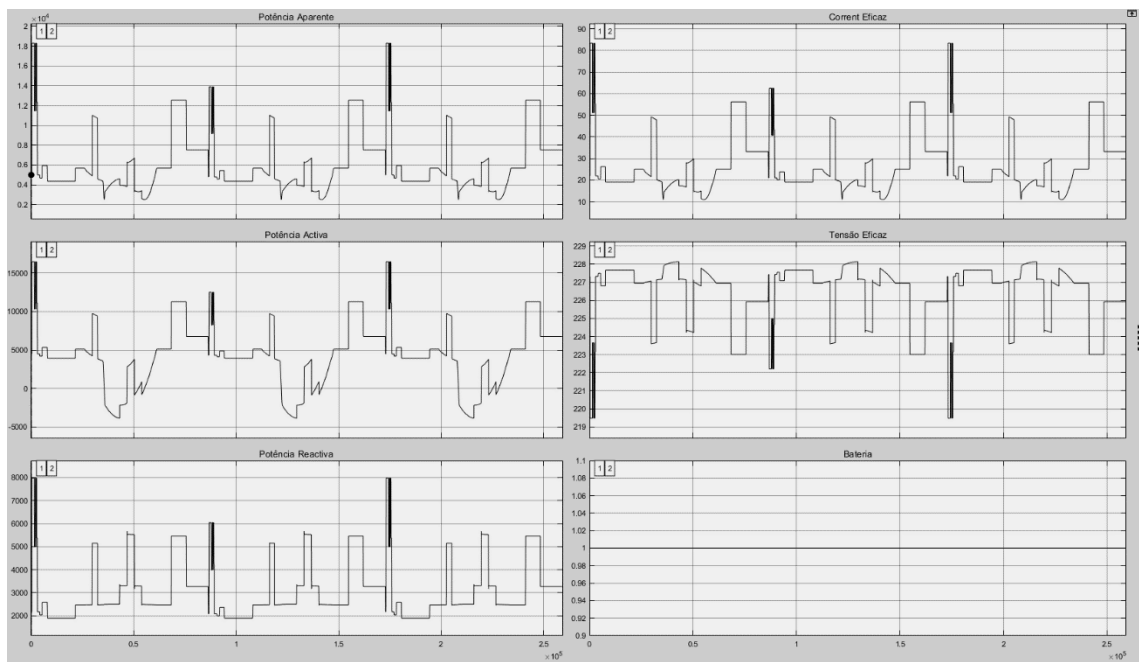


Gráfico 81 - Comportamento da Fase 2 em Abril para 750 kVA de potência disponível, depois das alterações necessárias

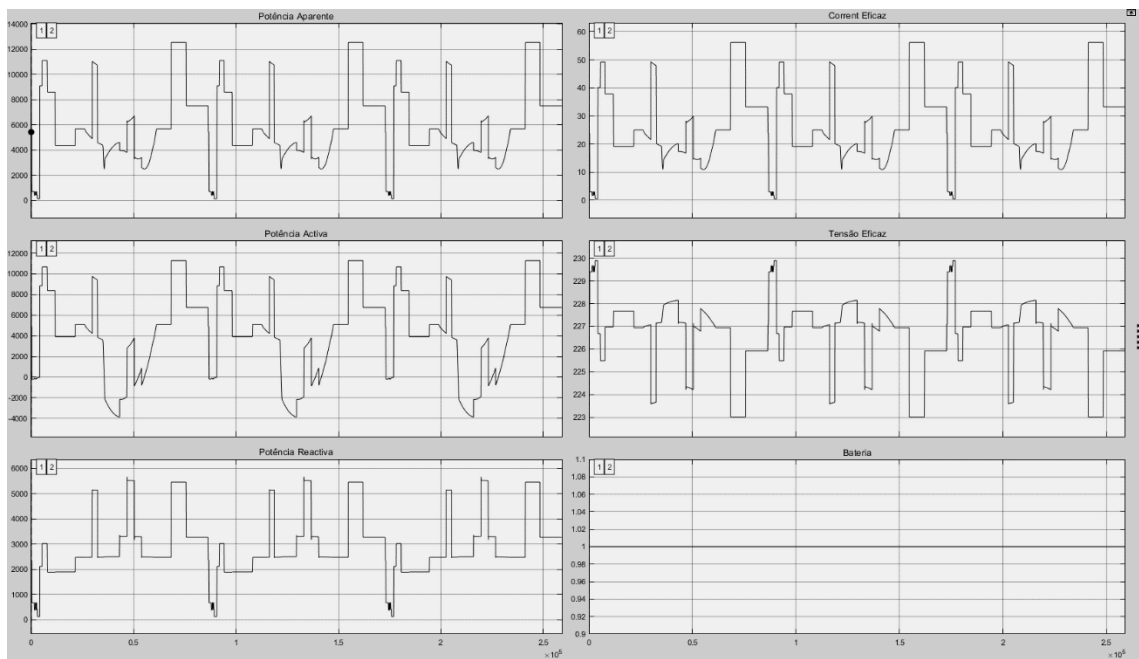


Gráfico 82 - Comportamento da Fase 3 em Abril para 750 kVA de potência disponível

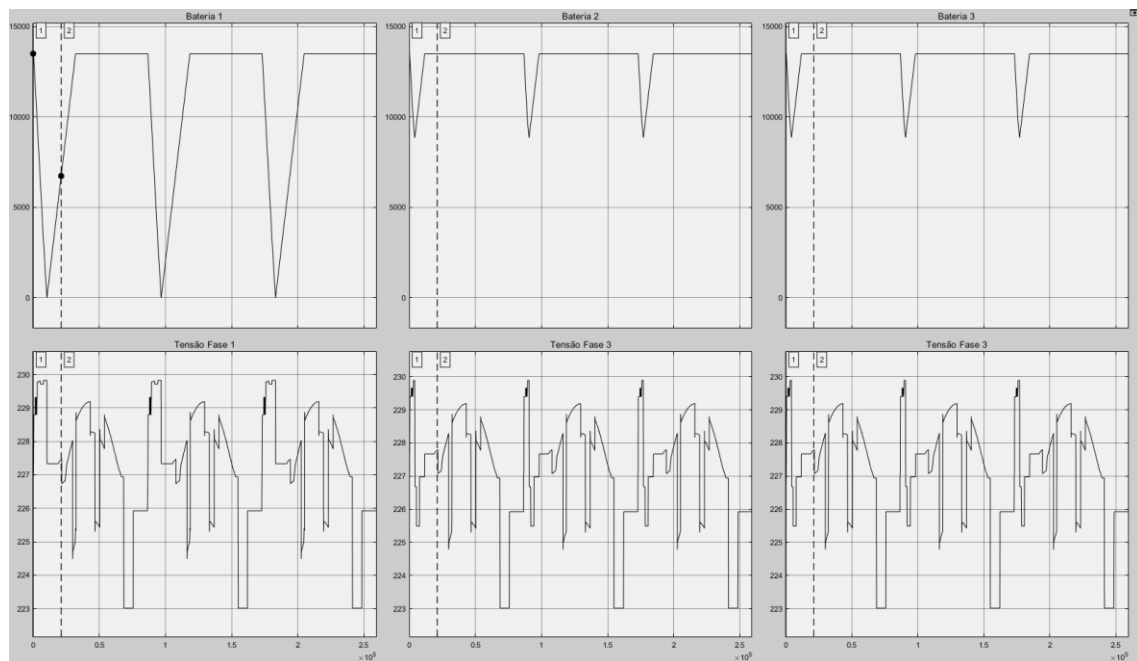


Gráfico 84 - Carga total das três baterias e o seu impacto na tensão eficaz da respetiva fase em Agosto com 750 kVA de potência disponível

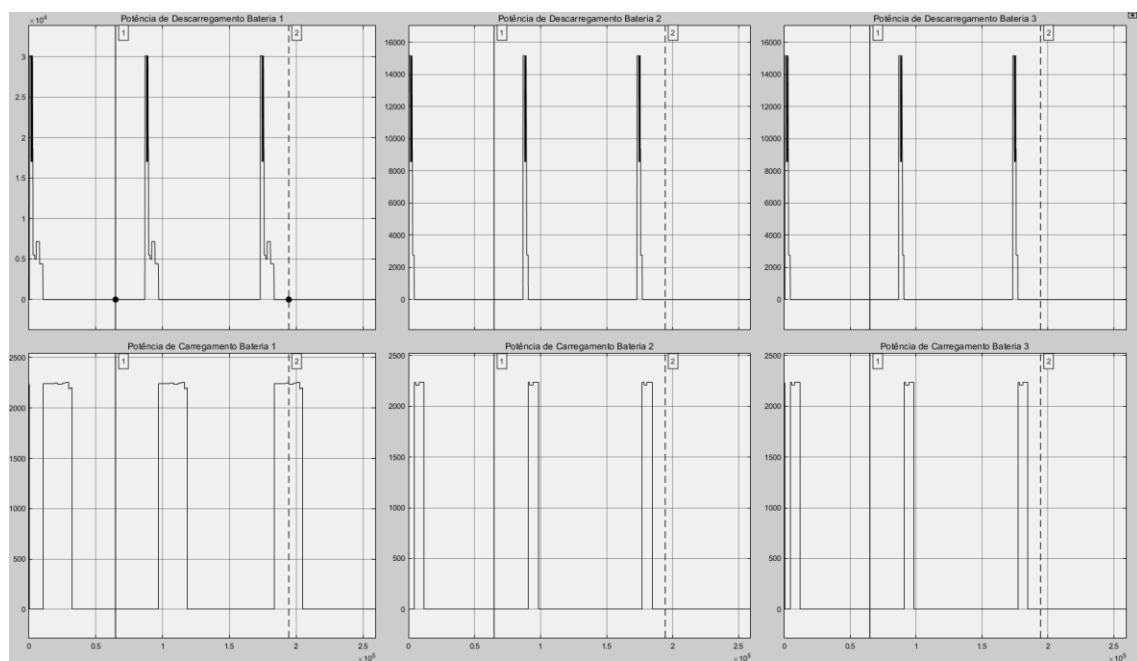


Gráfico 83 - Potência de descarregamento e carregamento de cada bateria em Agosto com 750 kVA de potência disponível

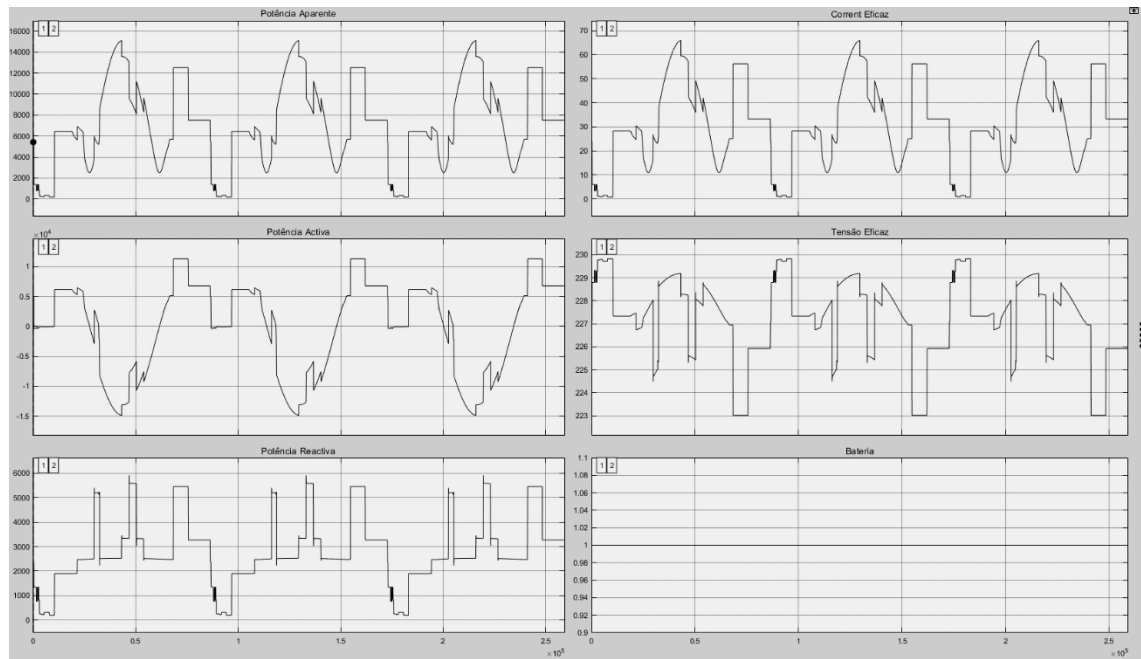


Gráfico 86 - Comportamento da Fase 1 em Agosto para 750 kVA de potência disponível

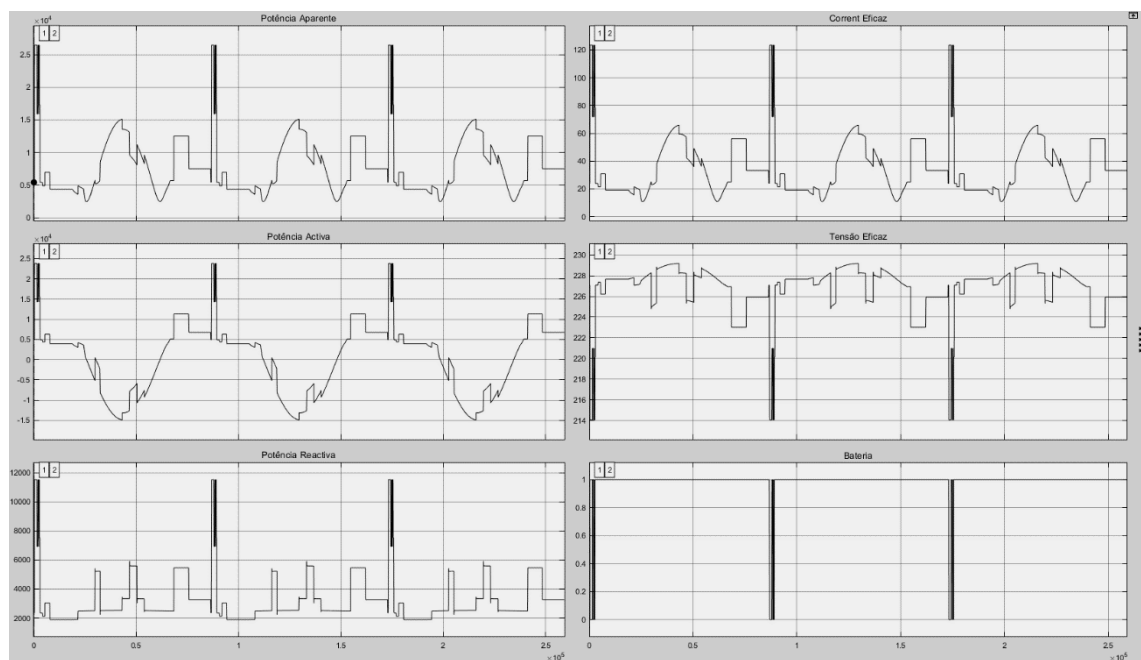


Gráfico 85 - Comportamento da Fase 2 em Agosto para 750 kVA de potência disponível, antes das alterações necessárias

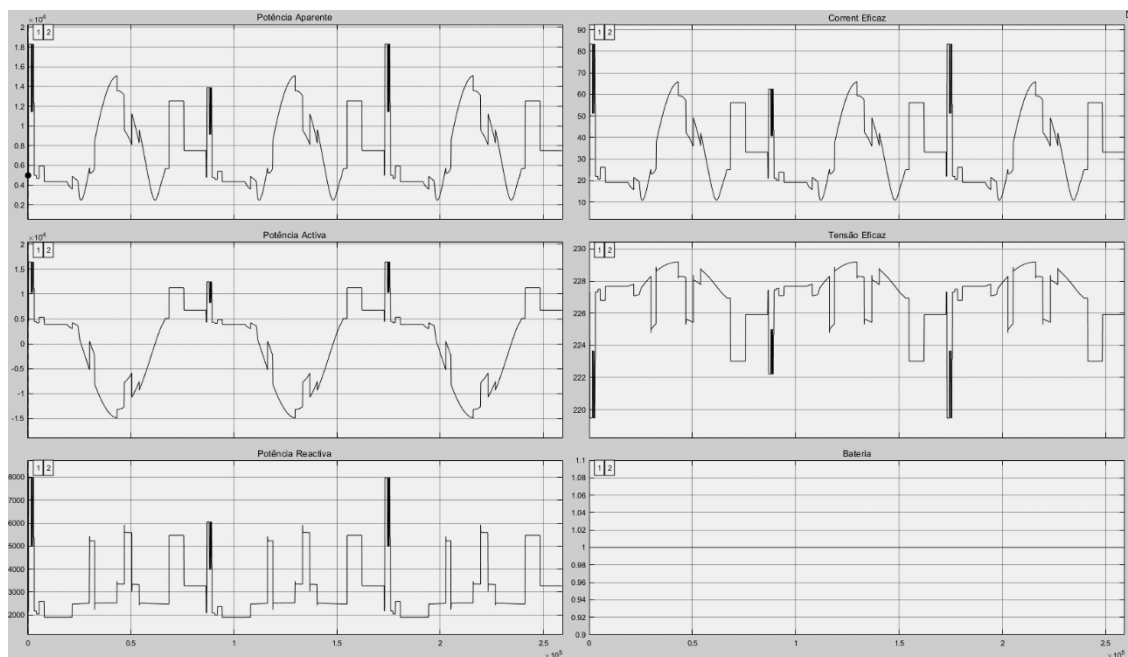


Gráfico 88 - Comportamento da Fase 2 em Agosto para 750 kVA de potência disponível, depois das alterações necessárias

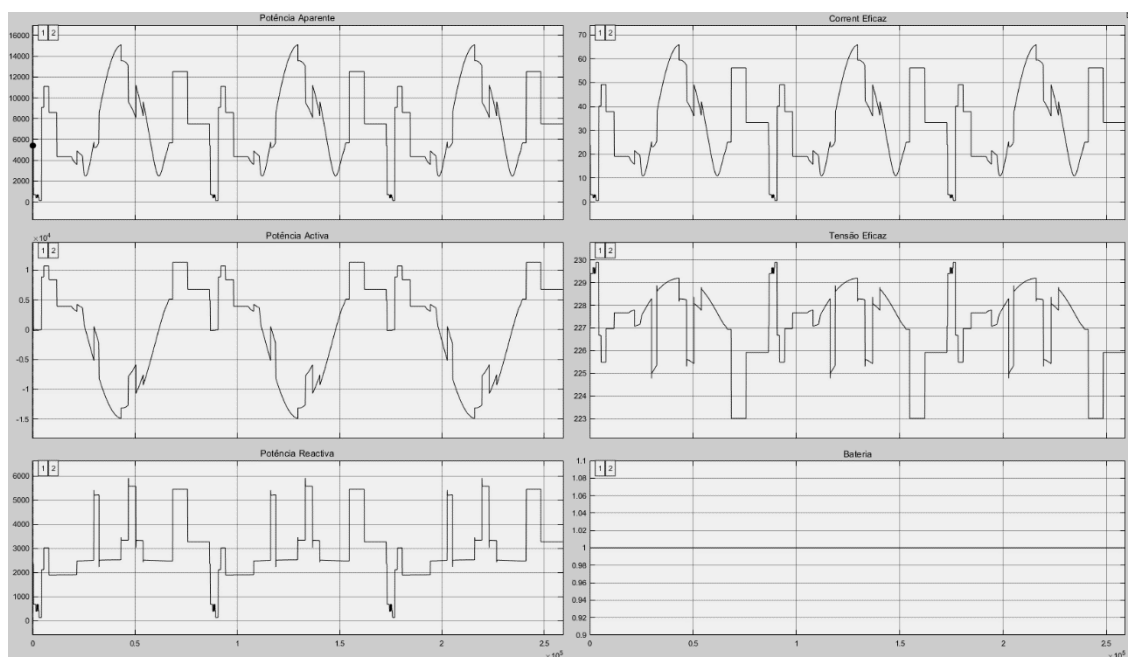


Gráfico 87 - Comportamento da Fase 3 em Agosto para 750 kVA de potência disponível

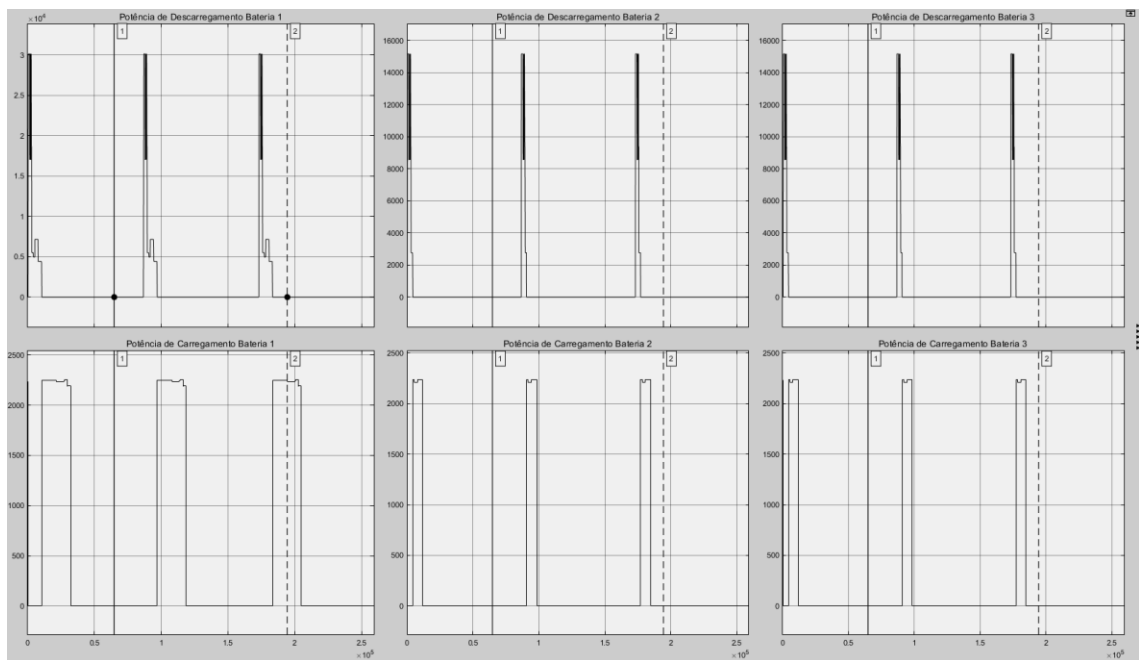


Gráfico 90 - Potência de descarregamento e carregamento de cada bateria em Outubro com 750 kVA de potência disponível

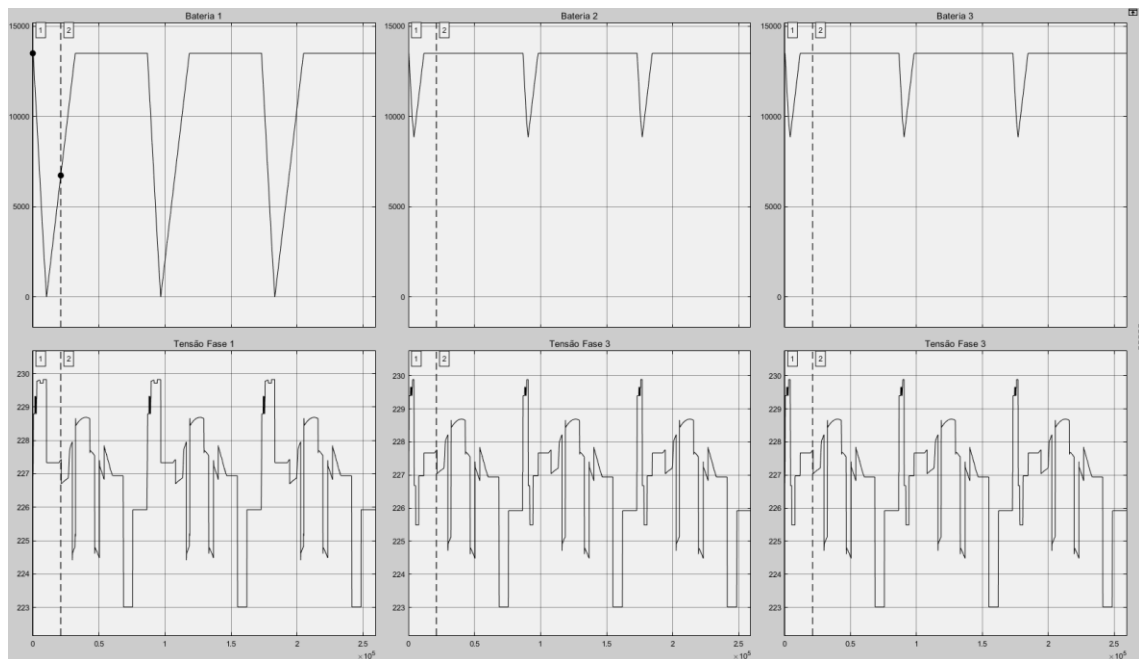


Gráfico 89 - Carga total das três baterias e o seu impacto na tensão eficaz da respetiva fase em Outubro com 750 kVA de potência disponível

