

Sara Raquel Mata e Rodrigues

Licenciada em Ciências da Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores



Integração de dispositivos de Armazenamento de Energia para Maximizar a Utilização de Energias Renováveis na Rede

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

Orientador: Professor Doutor Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis

Júri:

Presidente: Professor Doutor Luís Augusto Bica Gomes de Oliveira

Arguente: Professor Doutor Pedro Miguel Ribeiro Pereira

Vogal: Professor Doutor Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

Março 2019

Integração de Dispositivos de Armazenamento de Energia para Maximizar a Utilização de Energias Renováveis na Rede

Copyright © Sara Raquel Mata e Rodrigues, 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.

***A todos os que contribuíram para a minha formação
académica e pessoal.***

Agradecimentos

Foram muitos os que contribuíram para a minha formação académica e que me acompanharam ao longo desta jornada. Quero expressar os meus mais sinceros agradecimentos a todos os que me ajudaram a concluir esta importante etapa da minha vida.

Agradeço, em primeiro lugar, a Deus que tem conduzido os meus passos e ajudado em toda a minha vida.

De seguida, agradeço à grandiosa Faculdade de Ciências e Tecnologias da Universidade Nova de Lisboa e a todos os seus professores e funcionários, em especial ao Departamento de Engenharia Eletrotécnica. Esta instituição, que me acolheu e me providenciou uma enorme aprendizagem, foi a minha segunda casa durante estes últimos anos.

Agradeço ao Professor Doutor Francisco Reis pela sua disposição, disponibilidade, orientação, conselhos e palavras de ânimo que foram fundamentais para o sucesso desta dissertação.

De igual modo, agradeço ao Engenheiro Ricardo Pastor que esteve sempre disponível para me ajudar e orientar ao longo de todo o trabalho e ainda pelas palavras de alento que sempre me transmitiu.

Deixo também o meu agradecimento aos meus colegas de curso que percorreram comigo este caminho e que, num mesmo espírito académico, nos entreajudámos.

O meu obrigado a todos os meus amigos que estiveram sempre dispostos a ouvir-me e a apoiar-me em todos os momentos.

Agradeço ao meu noivo pelo constante incentivo, companheirismo, carinho e amor. Por estar sempre presente, acreditar nas minhas capacidades e não desistir de mim.

Para a minha família, toda a minha gratidão pelo apoio, o incentivo, o esforço, as condições que me proporcionaram e o amor incondicional. Por vocês cheguei até aqui.

Resumo

O objetivo do presente trabalho é desenvolver e aplicar uma metodologia de apoio à decisão no que concerne à localização e dimensionamento de dispositivos de armazenamento de energia (*Energy Storage System*) em redes de energia elétrica.

Para o efeito, sugere-se o algoritmo EPSO (*Evolutionary Particle Swarm Optimization*) para promover a solução ótima que minimiza o custo de DES (*Dispersed Energy Storage*) com recursos renováveis, tendo em conta a capacidade e o custo mínimos da instalação.

Aplicou-se a metodologia para resolver diferentes cenários de congestionamento potencialmente interessantes para o planeamento operacional de redes na janela temporal no dia seguinte.

Realizou-se ainda um estudo paramétrico do EPSO para perceber a sensibilidade dos parâmetros e a sua influência nas soluções finais.

Os resultados obtidos sugerem que a aplicação de ESS neste domínio é exequível e eficaz, indicando que a sua capacidade e localização são determinadas em função da duração e amplitude do congestionamento. No entanto, para melhor compreensão da metodologia aplicada, foi realizado o estudo individualizado de cada rede.

Palavras-chave: Integração de fontes de energias renováveis, Sistemas de armazenamento de energia, Armazenamento distribuído, Dimensionamento e localização de sistemas de armazenamento de energia, EPSO

Abstract

The goal of the present work is to develop and apply a methodology of decision support related to the energy storage system sizing and siting in electrical power grids.

For this purpose, it is suggested the EPSO (Evolutionary Particle Swarm Optimization) algorithm to promote the optimal solution that minimizes the cost of renewable DES, taking into account the minimal power and energy system, as well, the minimal installation cost.

The methodology was applied to solve different potentially interesting congestion scenarios for the operational planning of networks in the temporal window of the next day.

Also, it was made an EPSO parametric study to understand the sensitivity of the parameters and their influence on the final solutions.

Results suggest that the application of energy storage system in this field is feasible and effective showing that its sizing and siting are determined according to the duration and amplitude of the congestion. However, to better understand the applied methodology, it was made an individualized study of each network.

Keywords: Renewable Energy Sources, Energy Storage System, Distributed Energy Storage, ESS sizing and siting, EPSO

Índice

Lista de Figuras	xiii
Lista de Tabelas	xix
Lista de abreviaturas	xxiii
1 Introdução.....	1
1.1 Contexto e motivação	3
1.2 Objetivos	4
1.3 Estrutura	5
2 Armazenamento de energia	7
2.1 Enquadramento	9
2.2 Aplicações dos sistemas de armazenamento de energia	12
2.3 Classificação das tecnologias de armazenamento de energia	17
2.4 Casos de estudo	21
3 Análise estática da rede na ótica do planeamento	23
3.1 Critérios de planeamento.....	25
3.2 Pressupostos	25
3.3 Análise do desempenho da rede	31
3.4 Ferramenta desenvolvida	32
3.5 O problema da localização e dimensionamento do sistema de armazenamento de energia	33
4 Metodologia de apoio à decisão da localização e dimensionamento de dispositivos de Armazenamento de Energia em redes de transporte	35
4.1 Formulação matemática e natureza do problema.....	37
4.1.1 Formulação matemática.....	37
4.1.2 Restrições de operação da rede	40
4.1.3 Natureza do problema.....	42
4.2 Algoritmo PSO	43
4.3 Algoritmo EPSO.....	44
4.4 DESPLAN	47
4.4.1 Utilizador da ferramenta DESPLAN.....	48
5 Aplicação à rede IEEE14	51

5.1 Caracterização da rede	53
5.2 Sensibilidade a parâmetros	58
5.2.1 Inércia	59
5.2.2 Cooperação.....	60
5.2.3 Memória	61
5.2.4 Best Global.....	62
5.2.5 Learning rate	63
5.2.6 Velocidade	64
5.2.7 Conclusões	65
5.3 Cenários de congestionamento.....	66
5.3.1 Congestionamento de um ramo da rede	67
5.3.2 Congestionamento de dois ou mais ramos da rede	77
5.3.3 Análise dos resultados e conclusões.....	87
6 Conclusão e Trabalho futuro	89
6.1 Conclusões	91
6.2 Trabalho Futuro	92
Referências	93
Anexos.....	95
ANEXO 1. PERFIS DE CARGA E GERAÇÃO.....	95
ANEXO 2. CENÁRIO BASE - DESEMPENHO DA REDE IEEE14.....	96
ANEXO 3. CORRIDA PARAMÉTRICA	101
ANEXO 4. RESULTADOS DOS CENÁRIOS DE CONGESTIONAMENTO NUM RAMO DA REDE	113
ANEXO 5. CENÁRIO DE CONGESTIONAMENTO EM DOIS OU MAIS RAMOS DA REDE	131
ANEXO 6. RESUMO DO ARTIGO APROVADO.....	149

Lista de Figuras

Figura 1 Princípio básico do funcionamento de um sistema de armazenamento de energia. (Adaptada de [6]).....	9
Figura 2 Desempenho típico de um sistema de armazenamento de energia baseado no nível de carga. (Adaptada de [7]).....	10
Figura 3 Perfil de carga e atuação de um sistema de armazenamento de energia com grande capacidade (Adaptada de [9]). (a) Suavização de picos. (b) Nivelamento da carga.	11
Figura 4 Evolução da capacidade total de geração a partir de energias de origem renovável. (Adaptada de [10]).....	11
Figura 5 Segmentos da cadeia de valor no setor da energia elétrica. [12]	12
Figura 6 Aplicações dos sistemas de armazenamento de energia na rede elétrica. (Adaptada de [9])	12
Figura 7 Categorização das tecnologias de armazenamento de energia segundo o seu processo de armazenamento de energia. (Adaptada de [16]).....	18
Figura 8 Organização das tecnologias de armazenamento de energia segundo o desempenho. (Adaptada de [17]).....	19
Figura 9 Tecnologias de armazenamento de energia segundo o tempo de descarga. (Adaptada de [16])	20
Figura 10 Curva representativa do custo e risco das tecnologias de armazenamento de energia em função do nível de maturidade. (Adaptada de [16]).....	20
Figura 11 Perfil de carga doméstica.	27
Figura 12 Perfil de carga industrial.	28
Figura 13 Perfil de geração térmica.	28
Figura 14 Perfil de geração hídrica.	29
Figura 15 Perfil de geração eólica tipo I.....	30
Figura 16 Perfil de geração eólica tipo II.....	30
Figura 17 Processo da análise do desempenho da rede.	31
Figura 18 Estrutura da ferramenta desenvolvida.	32
Figura 19 Ilustração do movimento de uma partícula no PSO. [23]	43
Figura 20 Ilustração da reprodução de uma partícula no EPSO [23]	46
Figura 21 Estrutura do algoritmo de planeamento DES. (Adaptada de [21])	47
Figura 22 Arquitetura do programa desenvolvido.	48
Figura 23 Planeamento DES (Adaptada de [21]). (a) P1 - Análise da flexibilidade da rede. (b) EPSO intervalo único. (c) EPSO múltiplos intervalos.	49
Figura 24 Diagrama unifilar da rede IEEE14.	53
Figura 25 Diagrama unifilar da rede IEEE14 - caso base.....	55
Figura 26 Diagrama unifilar da rede IEEE14 - Hora 5h.	56
Figura 27 Diagrama unifilar da rede IEEE14 - Hora 13h.	57

Figura 28 Diagrama unifilar da rede para a hora 13 e com a violação assinalada.....	58
Figura 29 Dados e respetivo diagrama do comportamento da fitness do EPSO em função da variação da inércia.	59
Figura 30 Solução do EPSO (Inércia=0,45).....	60
Figura 31 Dados e respetivo diagrama do comportamento da fitness do EPSO em função da variação da cooperação.	60
Figura 32 Solução do EPSO (Cooperação=0,4).....	61
Figura 33 Dados e respetivo diagrama do comportamento da fitness do EPSO em função da variação da memória.	61
Figura 34 Solução do EPSO (Memória=0,4).....	62
Figura 35 Dados e respetivo diagrama do comportamento da fitness do EPSO em função da variação do Best Global.	62
Figura 36 Solução do EPSO (Best Global=0,4).....	63
Figura 37 Dados e respetivo diagrama do comportamento da fitness do EPSO em função da variação da Learning Rate.	63
Figura 38 Solução do EPSO (Learning Rate=0,35).....	64
Figura 39 Dados e respetivo diagrama do comportamento da fitness do EPSO em função da variação da velocidade máxima.	64
Figura 40 Solução do EPSO (Velocidade máx=0,35).....	65
Figura 41 Fluxo de potência na linha que liga o barramento 1 ao barramento 2 para as 24 horas do dia.	68
Figura 42 Cenário 1A - Diagrama unifilar da rede para a hora 13 e com a violação assinalada.	68
Figura 43 Cenário 1A - Solução para a hora 13.	69
Figura 44 Cenário 1A - Solução para a hora 14.	69
Figura 45 Solução para a hora 15.....	69
Figura 46 Cenário 1A - Solução final do EPSO.	70
Figura 47 Fluxo de potência na linha que liga o barramento 1 ao barramento 5 para as 24 horas do dia.	71
Figura 48 Cenário 1B - Diagrama unifilar da rede para a hora 13 e com a violação assinalada (Dados da simulação no Anexo 4).	71
Figura 49 Cenário 1B - Solução para a hora 13.	72
Figura 50 Cenário 1B - Solução para a hora 14.	72
Figura 51 Cenário 1B - Solução para a hora 15.	72
Figura 52 Cenário 1B - Solução final do EPSO (Dados da simulação no Anexo 4).....	73
Figura 53 Fluxo de potência no ramo que liga o barramento 7 ao barramento 9 para as 24 horas do dia.....	74
Figura 54 Cenário 1C - Diagrama unifilar da rede para a hora 13 e com a violação assinalada (Dados da simulação no Anexo 4).	74
Figura 55 Cenário 1C - Solução para a hora 13.	75

Figura 56	Cenário 1C - Solução para a hora 14.	75
Figura 57	Cenário 1C - Solução para a hora 15.	75
Figura 58	Cenário 1C - Solução final do EPSO (Dados da simulação no Anexo 4).	76
Figura 59	Fluxo de potência nas linhas que ligam o barramento 1 ao barramento 2, e o barramento 1 ao barramento 5, para as 24 horas do dia.	77
Figura 60	Cenário 2A - Diagrama unifilar da rede para a hora 13 e com a violação assinalada (Dados da simulação no Anexo 5).	78
Figura 61	Cenário 2A - Solução para a hora 13.	79
Figura 62	Cenário 2A - Solução para a hora 14.	79
Figura 63	Cenário 2A - Solução para a hora 15.	79
Figura 64	Cenário 2A - Solução final do EPSO (Dados da simulação no Anexo 5).	80
Figura 65	Fluxo de potência nos ramos que ligam o barramento 1 ao barramento 5, e o barramento 5 ao barramento 6, para as 24 horas do dia.	80
Figura 66	Cenário 2B - Diagrama unifilar da rede para a hora 13 e com a violação assinalada (Dados da simulação no Anexo 5).	81
Figura 67	Cenário 2B - Solução para a hora 13.	82
Figura 68	Cenário 2B - Solução para a hora 14.	82
Figura 69	Cenário 2B - Solução final do EPSO (Dados da simulação no Anexo 5).	82
Figura 70	Fluxo de potência nas linhas que ligam o barramento 1 ao barramento 2, e o barramento 1 ao barramento 5, para as 24 horas do dia.	83
Figura 71	Cenário 2C - Diagrama unifilar da rede para a hora 13 e com a violação assinalada (Dados da simulação no Anexo 5).	83
Figura 72	Cenário 2C - Solução para a hora 10.	84
Figura 73	Cenário 2C - Solução para a hora 11.	84
Figura 74	Cenário 2C - Solução para a hora 12.	84
Figura 75	Cenário 2C - Solução para a hora 13.	84
Figura 76	Cenário 2C - Solução para a hora 14.	85
Figura 77	Cenário 2C - Solução para a hora 15.	85
Figura 78	Cenário 2C - Solução para a hora 16.	85
Figura 79	Cenário 2C - Solução para a hora 17.	85
Figura 80	Cenário 2C - Solução para a hora 18.	86
Figura 81	Cenário 2C - Solução para a hora 19.	86
Figura 82	Cenário 2C - Solução para a hora 20.	86
Figura 83	Cenário 2C - Solução para a hora 21.	86
Figura 84	Cenário 2C - Solução final do EPSO (Dados da simulação no Anexo 5).	87
Figura 85	Solução do EPSO (Inércia=0,15).	101
Figura 86	Solução do EPSO (Inércia=0,2).	101
Figura 87	Solução do EPSO (Inércia=0,25).	101
Figura 88	Solução do EPSO (Inércia=0,3).	101
Figura 89	Solução do EPSO (Inércia=0,35).	102

Figura 90 Solução do EPSO (Inércia=0,4).....	102
Figura 91 Solução do EPSO (Inércia=0,45).....	102
Figura 92 Gráfico da solução final do EPSO - representação da fitness em função do número de iterações (Inércia=0,3).....	102
Figura 93 Solução do EPSO (Cooperação=0,15).....	103
Figura 94 Solução do EPSO (Cooperação=0,2).....	103
Figura 95 Solução do EPSO (Cooperação=0,25).....	103
Figura 96 Solução do EPSO (Cooperação=0,3).....	103
Figura 97 Solução do EPSO (Cooperação=0,35).....	104
Figura 98 Solução do EPSO (Cooperação=0,4).....	104
Figura 99 Solução do EPSO (Cooperação=0,45).....	104
Figura 100 Gráfico da solução final do EPSO - representação da fitness em função do número de iterações (Cooperação=0,45).....	104
Figura 101 Solução do EPSO (Memória=0,15).....	105
Figura 102 Solução do EPSO (Memória =0,2).....	105
Figura 103 Solução do EPSO (Memória =0,25).....	105
Figura 104 Solução do EPSO (Memória =0,3).....	105
Figura 105 Solução do EPSO (Memória =0,35).....	106
Figura 106 Solução do EPSO (Memória =0,4).....	106
Figura 107 Solução do EPSO (Memória =0,45).....	106
Figura 108 Gráfico da solução final do EPSO - representação da fitness em função do número de iterações (Memória=0,4).....	106
Figura 109 Solução do EPSO (Best Global =0,4).....	107
Figura 110 Solução do EPSO (Best Global =0,5).....	107
Figura 111 Solução do EPSO (Best Global =0,6).....	107
Figura 112 Solução do EPSO (Best Global =0,7).....	107
Figura 113 Solução do EPSO (Best Global =0,8).....	108
Figura 114 Solução do EPSO (Best Global =0,9).....	108
Figura 115 Solução do EPSO (Best Global =1).....	108
Figura 116 Gráfico da solução final do EPSO - representação da fitness em função do número de iterações (Best Global=0,4).....	108
Figura 117 Solução do EPSO (Learning Rate=0,2).....	109
Figura 118 Solução do EPSO (Learning Rate=0,25).....	109
Figura 119 Solução do EPSO (Learning Rate=0,3).....	109
Figura 120 Solução do EPSO (Learning Rate=0,35).....	109
Figura 121 Solução do EPSO (Learning Rate=0,4).....	110
Figura 122 Gráfico da solução final do EPSO - representação da fitness em função do número de iterações (Learning Rate=0,35).....	110
Figura 123 Solução do EPSO (Velocidade Máxima=0,05).....	111
Figura 124 Solução do EPSO (Velocidade Máxima=0,1).....	111

Figura 125 Solução do EPSO (Velocidade Máxima=0,15).	111
Figura 126 Solução do EPSO (Velocidade Máxima=0,2).	111
Figura 127 Solução do EPSO (Velocidade Máxima=0,25).	112
Figura 128 Solução do EPSO (Velocidade Máxima=0,3).	112
Figura 129 Solução do EPSO (Velocidade Máxima=0,35).	112
Figura 130 Gráfico da solução final do EPSO - representação da fitness em função do número de iterações (Velocidade=0,25).	112

Lista de Tabelas

Tabela 1 Funções do ESS nos vários segmentos da cadeia de energia elétrica. (Adaptada de [13])	13
Tabela 2 Perfil tipo carga doméstica e aplicação a uma carga.	27
Tabela 3 Perfil tipo geração térmica e aplicação a uma central de geração.	29
Tabela 4 Dados iniciais dos parâmetros do EPSO.	59
Tabela 5 Dados do EPSO para as simulações dos cenários de congestionamento.....	67
Tabela 6 Congestionamento de um ramo num período contínuo - alterações na rede que provocaram o congestionamento, período e localização da ocorrência do mesmo.....	67
Tabela 7 Congestionamento de dois ou mais ramos num período contínuo - alterações na rede que provocaram o congestionamento, período e localização da ocorrência do mesmo.....	77
Tabela 8 Perfil de carga.	95
Tabela 9 Perfil de Geração	95
Tabela 10 Cenário base – Dados de geração da rede IEEE14.....	96
Tabela 11 Cenário base – Dados dos transformadores da rede IEEE14.....	96
Tabela 12 Cenário base – Dados das baterias de condensadores da rede IEEE14.	96
Tabela 13 Cenário base – Dados das cargas da rede IEEE14.	96
Tabela 14 Dados da tensão nos barramentos da rede IEEE14 para a hora 5.	97
Tabela 15 Dados da geração da rede IEEE14 para a hora 5.	97
Tabela 16 Dados da carga da rede IEEE14 para a hora 5.	97
Tabela 17 Dados da bateria de condensadores da rede IEEE14 para a hora 5.	98
Tabela 18 Dados das linhas da rede IEEE14 para a hora 5.....	98
Tabela 19 Dados dos transformadores da rede IEEE14 para a hora 5.....	98
Tabela 20 Dados da tensão nos barramentos da rede IEEE14 para a hora 13.....	99
Tabela 21 Dados da geração da rede IEEE14 para a hora 13.....	99
Tabela 22 Dados da carga da rede IEEE14 para a hora 13.	99
Tabela 23 Dados da bateria de condensadores da rede IEEE14 para a hora 13.	100
Tabela 24 Dados da tensão nos barramentos da rede IEEE14 para a hora 13.....	100
Tabela 25 Dados da tensão nos barramentos da rede IEEE14 para a hora 13.....	100
Tabela 26 Cenário 1A CONGEST - Dados da tensão nos barramentos da rede IEEE14 para a hora 13.	114
Tabela 27 Cenário 1A CONGEST - Dados da geração da rede IEEE14 para a hora 13.....	114
Tabela 28 Cenário 1A CONGEST - Dados da carga da rede IEEE14 para a hora 13.....	114
Tabela 29 Cenário 1A CONGEST - Dados da bateria de condensadores da rede IEEE14 para a hora 13.	115
Tabela 30 Cenário 1A CONGEST - Dados das linhas da rede IEEE14 para a hora 13.	115
Tabela 31 Cenário 1A CONGEST - Dados dos transformadores da rede IEEE14 para a hora 13.....	115

Tabela 32 Cenário 1A DESPLAN - Dados da tensão nos barramentos da rede IEEE14 para a hora 13.	116
Tabela 33 Cenário 1A DESPLAN - Dados da geração da rede IEEE14 para a hora 13.....	116
Tabela 34 Cenário 1A DESPLAN - Dados da carga da rede IEEE14 para a hora 13.....	117
Tabela 35 Cenário 1A DESPLAN - Dados da bateria de condensadores da rede IEEE14 para a hora 13.	117
Tabela 36 Cenário 1A DESPLAN - Dados das linhas da rede IEEE14 para a hora 13.	118
Tabela 37 Cenário 1A DESPLAN - Dados dos transformadores da rede IEEE14 para a hora 13.	118
Tabela 38 Cenário 1B CONGEST - Dados da tensão nos barramentos da rede IEEE14 para a hora 13.	120
Tabela 39 Cenário 1B CONGEST - Dados da geração da rede IEEE14 para a hora 13.....	120
Tabela 40 Cenário 1B CONGEST - Dados da carga da rede IEEE14 para a hora 13.....	120
Tabela 41 Cenário 1B CONGEST - Dados da bateria de condensadores da rede IEEE14 para a hora 13.	121
Tabela 42 Cenário 1B CONGEST - Dados das linhas da rede IEEE14 para a hora 13.	121
Tabela 43 Cenário 1B CONGEST - Dados dos transformadores da rede IEEE14 para a hora 13.....	121
Tabela 44 Cenário 1B DESPLAN - Dados da tensão nos barramentos da rede IEEE14 para a hora 13.	122
Tabela 45 Cenário 1B DESPLAN - Dados da geração da rede IEEE14 para a hora 13.....	122
Tabela 46 Cenário 1B DESPLAN - Dados da carga da rede IEEE14 para a hora 13.....	123
Tabela 47 Cenário 1B DESPLAN - Dados da bateria de condensadores da rede IEEE14 para a hora 13.	123
Tabela 48 Cenário 1B DESPLAN - Dados das linhas da rede IEEE14 para a hora 13.	124
Tabela 49 Cenário 1B DESPLAN - Dados dos transformadores da rede IEEE14 para a hora 13.	124
Tabela 50 Cenário 1C CONGEST - Dados da tensão nos barramentos da rede IEEE14 para a hora 13.	126
Tabela 51 Cenário 1C CONGEST - Dados da geração da rede IEEE14 para a hora 13.	126
Tabela 52 Cenário 1C CONGEST - Dados da carga da rede IEEE14 para a hora 13.	126
Tabela 53 Cenário 1C CONGEST - Dados da bateria de condensadores da rede IEEE14 para a hora 13.	127
Tabela 54 Cenário 1C CONGEST - Dados das linhas da rede IEEE14 para a hora 13.	127
Tabela 55 Cenário 1C CONGEST - Dados dos transformadores da rede IEEE14 para a hora 13.....	127
Tabela 56 Cenário 1C DESPLAN - Dados da tensão nos barramentos da rede IEEE14 para a hora 13.	128
Tabela 57 Cenário 1C DESPLAN - Dados da geração da rede IEEE14 para a hora 13.	128
Tabela 58 Cenário 1C DESPLAN - Dados da carga da rede IEEE14 para a hora 13.	129

Tabela 59 Cenário 1C DESPLAN - Dados da bateria de condensadores da rede IEEE14 para a hora 13.	129
Tabela 60 Cenário 1C DESPLAN - Dados das linhas da rede IEEE14 para a hora 13.	130
Tabela 61 Cenário 1C DESPLAN - Dados dos transformadores da rede IEEE14 para a hora 13.	130
Tabela 62 Cenário 2A CONGEST - Dados da tensão nos barramentos da rede IEEE14 para a hora 13.	132
Tabela 63 Cenário 2A CONGEST - Dados da geração da rede IEEE14 para a hora 13.....	132
Tabela 64 Cenário 2A CONGEST - Dados da carga da rede IEEE14 para a hora 13.....	132
Tabela 65 Cenário 2A CONGEST - Dados bateria de condensadores da rede IEEE14 para a hora 13.	133
Tabela 66 Cenário 2A CONGEST - Dados das linhas da rede IEEE14 para a hora 13.	133
Tabela 67 Cenário 2A CONGEST - Dados dos transformadores da rede IEEE14 para a hora 13.....	133
Tabela 68 Cenário 2A DESPLAN - Dados da tensão nos barramentos da rede IEEE14 para a hora 13.	134
Tabela 69 Cenário 2A DESPLAN - Dados da geração da rede IEEE14 para a hora 13.....	134
Tabela 70 Cenário 2A DESPLAN - Dados da carga da rede IEEE14 para a hora 13.....	135
Tabela 71 Cenário 2A DESPLAN - Dados da bateria de condensadores da rede IEEE14 para a hora 13.	135
Tabela 72 Cenário 2A DESPLAN - Dados das linhas da rede IEEE14 para a hora 13.	136
Tabela 73 Cenário 2A DESPLAN - Dados dos transformadores da rede IEEE14 para a hora 13.	136
Tabela 74 Cenário 2B CONGEST - Dados da tensão nos barramentos da rede IEEE14 para a hora 13.	138
Tabela 75 Cenário 2B CONGEST - Dados da geração da rede IEEE14 para a hora 13.....	138
Tabela 76 Cenário 2B CONGEST - Dados da carga da rede IEEE14 para a hora 13.....	138
Tabela 77 Cenário 2B CONGEST - Dados da bateria de condensadores da rede IEEE14 para a hora 13.	139
Tabela 78 Cenário 2B CONGEST - Dados das linhas da rede IEEE14 para a hora 13.	139
Tabela 79 Cenário 2B CONGEST - Dados dos transformadores da rede IEEE14 para a hora 13.....	139
Tabela 80 Cenário 2B DESPLAN - Dados da tensão nos barramentos da rede IEEE14 para a hora 13.	140
Tabela 81 Cenário 2B DESPLAN - Dados da geração da rede IEEE14 para a hora 13.....	140
Tabela 82 Cenário 2B DESPLAN - Dados da carga da rede IEEE14 para a hora 13.....	141
Tabela 83 Cenário 2B DESPLAN - Dados da bateria de condensadores da rede IEEE14 para a hora 13.	141
Tabela 84 Cenário 2B DESPLAN - Dados das linhas da rede IEEE14 para a hora 13.	142

Tabela 85 Cenário 2B DESPLAN - Dados dos transformadores da rede IEEE14 para a hora 13.	142
Tabela 86 Cenário 2C CONGEST - Dados da tensão nos barramentos da rede IEEE14 para a hora 13.	144
Tabela 87 Cenário 2C CONGEST - Dados da geração da rede IEEE14 para a hora 13.	144
Tabela 88 Cenário 2C CONGEST - Dados da carga da rede IEEE14 para a hora 13.	144
Tabela 89 Cenário 2C CONGEST - Dados da bateria de condensadores da rede IEEE14 para a hora 13.	145
Tabela 90 Cenário 2C CONGEST - Dados das linhas da rede IEEE14 para a hora 13.	145
Tabela 91 Cenário 2C CONGEST - Dados dos transformadores da rede IEEE14 para a hora 13.....	145
Tabela 92 Cenário 2C DESPLAN - Dados da tensão nos barramentos da rede IEEE14 para a hora 13.	146
Tabela 93 Cenário 2C DESPLAN - Dados da geração da rede IEEE14 para a hora 13.	146
Tabela 94 Cenário 2C DESPLAN - Dados da carga da rede IEEE14 para a hora 13.	147
Tabela 95 Cenário 2C DESPLAN - Dados da bateria de condensadores da rede IEEE14 para a hora 13.	147
Tabela 96 Cenário 2C DESPLAN - Dados das linhas da rede IEEE14 para a hora 13.	148
Tabela 97 Cenário 2C DESPLAN - Dados dos transformadores da rede IEEE14 para a hora 13.	148

Lista de abreviaturas

API	<i>Application Program Interface</i>
AT	Alta Tensão
CAES	<i>Compressed Air Energy Storage</i>
CE	Comissão Europeia
DES	<i>Dispersed Energy Storage</i>
DESPLAN	<i>Dispersed Energy Storage Plan</i>
DG	<i>Dispersed Generation</i>
DSO	<i>Distribution System Operator</i>
EPSO	<i>Evolutionary Particle Swarm Optimization</i>
ESS	<i>Energy Storage System</i>
LAES	<i>Liquid Air Energy Storage</i>
MAT	Muito Alta Tensão
MT	Média Tensão
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
PSS/E	<i>Power System Simulator for Engineering</i>
PTI	<i>Power Technology International</i>
RES	<i>Renewable Energy Sources</i>
RNT	Rede Nacional de Transporte
TSO	<i>Transmission System Operator</i>
UE	União Europeia
VoLL	<i>Value of Lost Load</i>

1 Introdução

Este capítulo apresenta o contexto e a motivação do desenvolvimento deste trabalho, os objetivos que se pretendem alcançar e a estrutura do documento.

1.1 Contexto e motivação

A produção de energia através de fontes renováveis é um tema que é alvo de atenção global, tanto pelas empresas produtoras de energia, como dos governos e da opinião pública. A consciencialização das questões ambientais, nomeadamente com as emissões de CO₂ e o aquecimento global tem impulsionado os governos no uso de energias renováveis que permitam reduzir a dependência dos combustíveis fósseis [1]. As previsões de aumento do consumo de energia elétrica no futuro colocam uma pressão adicional no desenvolvimento de tecnologias mais limpas e eficientes que permitam fazer face ao aumento da produção de energia elétrica.

Em 2007, surgiu o Pacote Energia-Clima acordado entre a União Europeia (UE) e a Comissão Europeia (CE) com três seguintes objetivos relativos à eficiência energética para 2020 [2]:

- a redução das emissões de gases de efeito de estufa na UE de pelo menos 20% abaixo dos níveis de 1990;
- o aumento de 20% da componente renovável no consumo de energia na UE;
- a melhoria da eficiência energética em 20%.

Mais recentemente, em 2014, a UE e a CE acordaram objetivos mais ambiciosos para 2030 [2]:

- a redução de 40% das emissões de gases de efeito de estufa face aos níveis de 1990;
- o aumento de 27% da componente renovável no consumo de energia;
- aumento de 27% da eficiência energética.

A longo prazo, a UE ambiciona diminuir as emissões que contribuem para o efeito de estufa em 80 a 95%, comparados aos níveis de 1990, até 2050.

Neste contexto, os sistemas de armazenamento de energia (ESS – *Energy Storage System*) são fundamentais para se alcançarem as metas descritas neste pacote legislativo. As tecnologias de armazenamento de energia podem introduzir inúmeros benefícios no aumento da eficiência do sistema garantindo o fornecimento contínuo de energia em qualquer altura.

A inevitável variabilidade das fontes de energias renováveis (RES – *Renewable Energy Sources*) é o maior desafio para se atingirem as metas propostas e a sua crescente integração nas redes tende a aumentar as ocorrências de congestionamentos.

Este trabalho apresenta o armazenamento de energia distribuída (DES – *Dispersed Energy Storage*) como uma estratégia alternativa que permite, entre outros benefícios, maior integração de RES e gestão de congestionamentos.

1.2 Objetivos

Os ESS têm sido desenvolvidos ao longo dos últimos anos e são diversas as tecnologias que têm apresentado uma grande evolução. Estes sistemas oferecem segurança no fornecimento de energia ao sistema elétrico, segurança na qualidade de energia e permitem a minimização de custos económicos e ambientais (na medida em que se introduz a componente renovável como a principal fonte de energia e uma alargada substituição dos combustíveis fósseis). No entanto, fatores como a variabilidade dos RES e o seu crescente volume, podem acarretar problemas de congestionamentos na rede.

O armazenamento de energia distribuída é visto como uma estratégia para maximizar a utilização de energia renovável na rede e para ajudar na gestão das cargas. A integração destes dispositivos na rede pode trazer inúmeros benefícios para o sistema elétrico, no entanto, para se atingir este objetivo, é preciso responder ao problema da localização e dimensionamento (*sizing and siting*) dos dispositivos de ESS em redes de transporte.

O objetivo principal desta dissertação é desenvolver uma metodologia de planeamento de DES que oferece a solução ótima de *sizing* e *siting* das unidades de armazenamento. A solução otimizada é obtida através da aplicação de um algoritmo evolucionário, resultando da combinação da potência e energia mínimas, com o menor custo do ESS.

No âmbito da aplicação desta metodologia são propostos os seguintes objetivos:

- Desenvolver e aplicar uma metodologia de apoio à decisão da localização e dimensionamento de ESS em redes de transporte;
- Realizar um estudo paramétrico baseado na análise de sensibilidade da rede e dos parâmetros característicos do algoritmo evolucionário EPSO;
- Aplicar a metodologia de planeamento DES a cenários de congestionamento e análise dos respetivos resultados.

Primeiramente, será elaborado um estudo sobre o funcionamento do armazenamento de energia e as suas aplicações na rede.

Numa fase seguinte, pretende-se desenvolver um ambiente de simulação que permite ilustrar situações críticas na rede e que, através da aplicação de um algoritmo evolucionário, indica o *sizing* e *siting* da(s) unidade(s) ESS que resolve(m) o problema. A solução ótima deverá ter em consideração o cumprimento de critérios de planeamento utilizados por operadores da rede de transporte.

Para a obtenção de soluções ótimas da localização e dimensionamento de ESS será realizada uma análise paramétrica que deverá permitir a perceção da influência dos parâmetros críticos associados ao algoritmo EPSO.

1.3 Estrutura

A dissertação está dividida em seis capítulos:

O presente capítulo é uma introdução sucinta ao tema de Sistemas de Armazenamento de Energia, apresentando o contexto e a motivação para o desenvolvimento deste trabalho, e os objetivos que se pretendem alcançar.

O capítulo 2 apresenta o enquadramento do tema referindo o funcionamento de tecnologias de armazenamento de energia, as suas aplicações e o problema da localização e dimensionamento dos ESS na rede.

O capítulo 3 apresenta os critérios de planeamento da rede, os modelos preditivos de geração e carga considerados para a análise estática da rede na ótica do planeamento e o ambiente de simulação desenvolvido para o *sizing* e *siting* dos dispositivos ESS.

No capítulo 4 são apresentados os algoritmos PSO e EPSO, e é descrita a metodologia de planeamento de armazenamento de energia distribuída DESPLAN.

O capítulo 5 apresenta os resultados da aplicação do EPSO à rede de teste IEEE14 em diferentes cenários, e o estudo paramétrico realizado para se perceber a influência dos pesos que caracterizam o algoritmo na solução ótima de *sizing* e *siting*.

O último capítulo apresenta as conclusões gerais do trabalho, propondo linhas de orientação para o desenvolvimento de trabalho futuro.

2 Armazenamento de energia

Este capítulo enquadra o tema do armazenamento de energia oferecendo explicações sobre o funcionamento das tecnologias de armazenamento e os serviços que podem prestar à rede de energia elétrica.

2.1 Enquadramento

Nos sistemas de geração convencional, como centrais térmicas e hídricas, a energia percorre um caminho unidirecional, i.e., a energia é produzida em centrais de grande escala e conduzida até ao cliente final [4]. Geralmente, estas centrais não têm uma estratégia de armazenamento, pelo que a energia gerada deve ser consumida no mesmo instante; se assim não for, a energia é desperdiçada.

A procura de energia varia ao longo do dia, distinguindo os períodos de vazio (a procura é mínima) e fora de vazio (a procura é maior). Cabe aos operadores da rede garantir que a produção de energia é adequada às necessidades de consumo, controlando a injeção de potência na rede.

No sentido de se conseguir uma rede elétrica mais flexível, os sistemas de armazenamento assumem um papel cada vez mais importante no mundo da energia. Os ESS são dispositivos que envolvem o processo de conversão de energia elétrica noutra forma de energia que é armazenada e, quando surgem necessidades de consumo, é novamente convertida em energia elétrica [5]. São compostos por quatro componentes principais, como ilustra a Figura 1:

- o **meio de armazenamento** no qual a energia é armazenada;
- o processo de **carga** que permite o fluxo de energia desde a rede elétrica até ao meio de armazenamento;
- o processo de **descarga** que permite o fluxo de energia desde o meio de armazenamento até à rede;
- a componente de **controlo** que comanda todo o sistema de armazenamento.

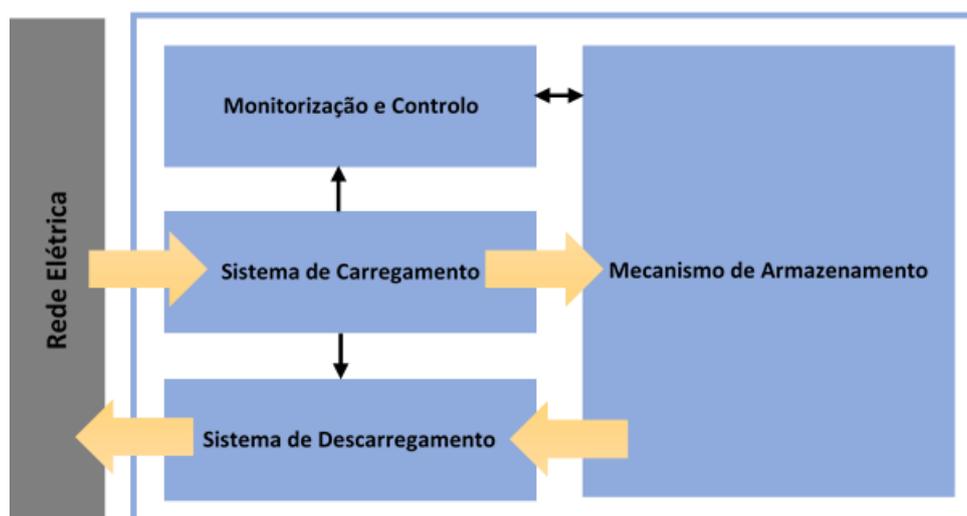


Figura 1 Princípio básico do funcionamento de um sistema de armazenamento de energia. (Adaptada de [6])

As unidades ESS integram-se em redes que o trânsito de potência (*power flow*) é bidirecional. A energia pode ser armazenada (processo de carga) em períodos onde a procura de eletricidade é menor, o custo de geração não é tão elevado, e/ou quando estão disponíveis as fontes de energia variável. Depois, essa energia armazenada pode ser fornecida (processo de descarga) nos períodos onde existe maior procura, quando as tarifas de energia são mais caras e/ou quando não houver outros meios de geração disponíveis. Nos períodos intermédios, o sistema pode ser desligado da rede de modo a reduzir perdas no dispositivo. A figura 2 exemplifica a performance de um ESS tendo em conta o nível de carga.

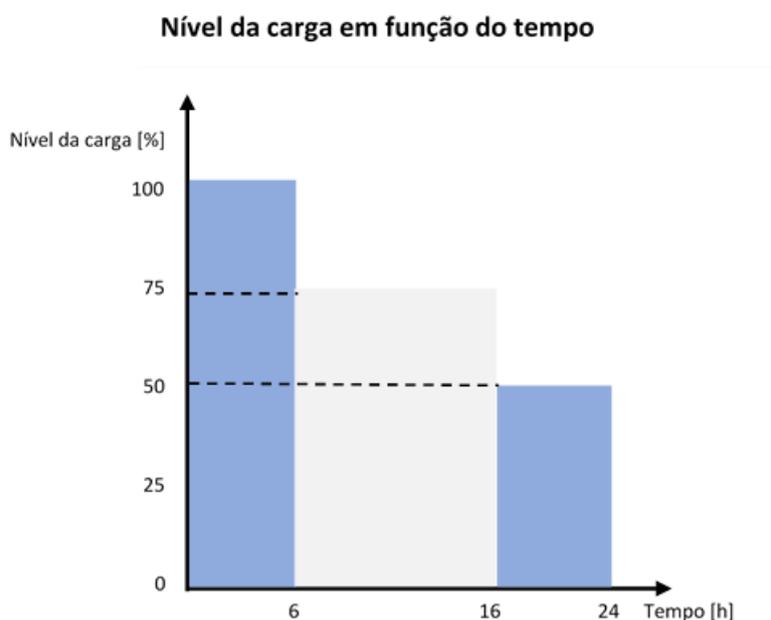


Figura 2 Desempenho típico de um sistema de armazenamento de energia baseado no nível de carga. (Adaptada de [7])

O ESS pode ser associado à geração de energia em grande escala (localizados mais perto das centrais de geração) ou pequena escala (localizados mais perto das cargas). Geralmente, o armazenamento centralizado está associado aos sistemas de geração convencional que são unidades de grandes capacidades e centralizadas. Por sua vez, a geração distribuída (DG – *Distributed Generation*), com sistemas de menor capacidade, pode ser associada ao armazenamento distribuído ao nível do consumidor. [8]

Com a possibilidade de armazenar energia em grande escala e a capacidade de fornecer eletricidade em qualquer momento, os operadores da rede têm de projetar sistemas capazes de gerar energia suficiente para atender à procura elétrica média, em vez de atender à procura dos períodos de pico. Desta forma, os ESS são interessantes para corte ou suavização de picos e para o nivelamento de carga, como ilustram as figuras 3(a) e 3(b), respetivamente.

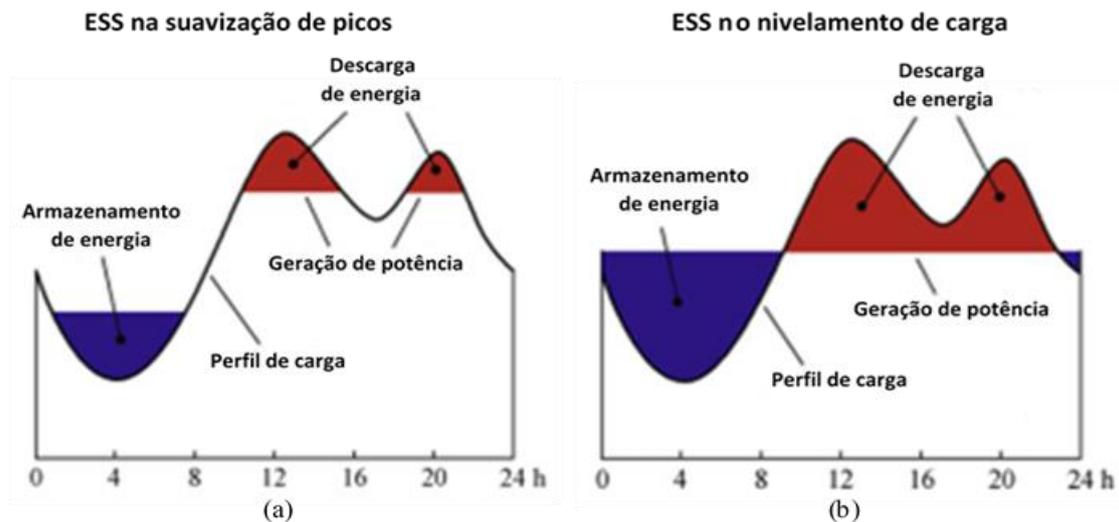


Figura 3 Perfil de carga e atuação de um sistema de armazenamento de energia com grande capacidade (Adaptada de [9]). (a) Suavização de picos. (b) Nivelamento da carga.

A integração de sistemas DES na rede pode trazer benefícios para o sistema de energia elétrica, desde menores custos de eletricidade (uma vez que se consome menos energia da rede e se consome mais energia do ESS) ao maior grau de confiabilidade no fornecimento de eletricidade em zonas de elevada dependência de RES, nomeadamente, solar, eólica, hidráulica, biomassa e geotérmica.

A produção de energia de origem renovável é importante para a redução do impacto ambiental e tem-se verificado um aumento da geração a partir de fontes limpas ao longo dos últimos anos (figura 4). A este facto está associada uma das grandes vantagens dos ESS que podem ser introduzidos na rede como novas fontes de geração de energia às quais podem aliar a componente renovável.

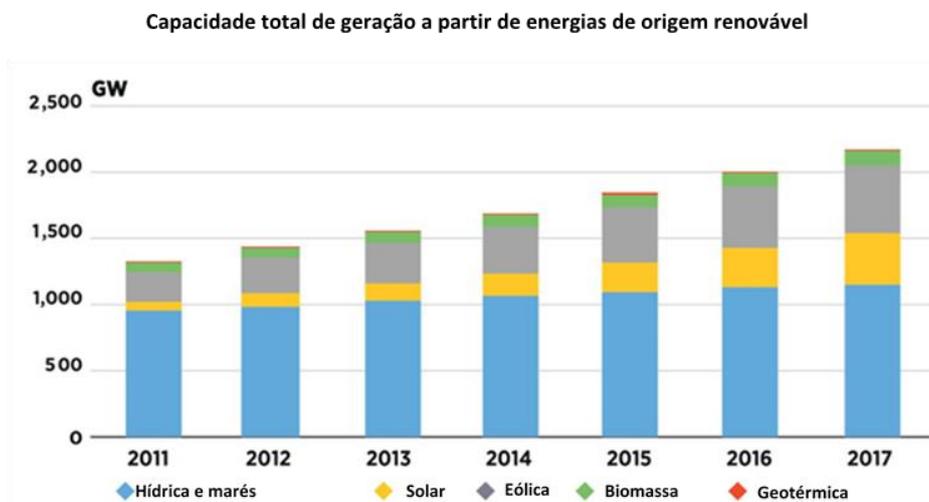


Figura 4 Evolução da capacidade total de geração a partir de energias de origem renovável. (Adaptada de [10])

2.2 Aplicações dos sistemas de armazenamento de energia

A cadeia de valor no setor elétrico integra 4 segmentos [11]: a geração, o transporte, a distribuição e o consumo de energia elétrica (figura 5).

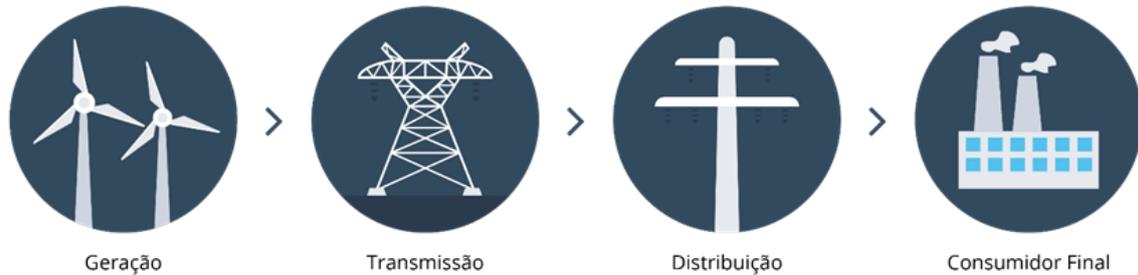


Figura 5 Segmentos da cadeia de valor no setor da energia elétrica. [12]

Um ESS tem capacidade para fornecer potência quando e onde necessário, e permite o fluxo bidirecional de potência com a rede de energia. Desta forma, o ESS cria um relacionamento com os vários segmentos da cadeia de energia, desde a geração ao transporte, distribuição e consumidor final. A figura 6 mostra, de um modo simplificado, como é que o armazenamento de energia se pode integrar na rede.

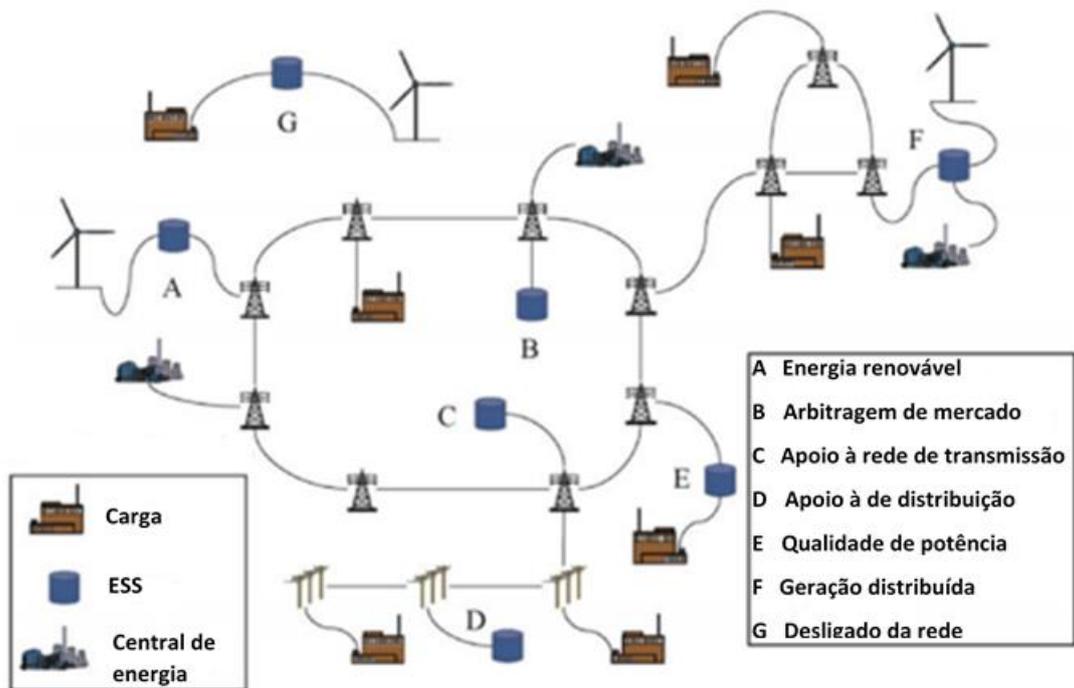


Figura 6 Aplicações dos sistemas de armazenamento de energia na rede elétrica.
(Adaptada de [9])

São várias as aplicações dos ESS nos diferentes níveis do sistema elétrico, desde o nível de geração até aos sistemas que providenciam serviços ao utilizador final [13] [14] [15]. A tabela 1, apresenta alguns exemplos de como os EES podem valorizar a cadeia de energia.

Tabela 1 Funções do ESS nos vários segmentos da cadeia de energia elétrica. (Adaptada de [13])

Geração
<ul style="list-style-type: none"> • Armazenamento de energia nos períodos de vazio e venda de eletricidade nos períodos de pico • Capacidade de fornecer energia elétrica para suprir picos • Apoio à geração convencional enquanto um gerador é reiniciado • Compensação da variabilidade de RES • Limitação de perturbações de curta e longa duração causados por geração distribuída a partir de fontes renováveis
Serviços auxiliares
<ul style="list-style-type: none"> • Participação no controlo primário da frequência – mantém o equilíbrio instantâneo entre a geração e a procura, ou seja, limita e pára as divergências de frequência da rede • Participação no controlo secundário da frequência – ajuste na produção de potência ativa, ou seja, obriga a frequência da rede a retornar ao valor de origem após uma situação de desequilíbrio • Participação no controlo terciário da frequência – restaura a frequência da rede se o controlo primário e o controlo secundário não o conseguiram fazer • Manter a estabilidade da frequência da rede – o ESS tem uma resposta rápida, evitando deslastre de carga e ajudando a estabilizar a frequência • Recuperação de apagões ao disponibilizar a energia armazenada • Controlo de tensão baseado em fluxos de potência • Novos serviços auxiliares dedicados à integração de RES
Transporte
<ul style="list-style-type: none"> • Adiar o investimento na rede de transmissão • Participação na estabilidade angular – face a perturbações como a perda de uma unidade de geração ou de linhas de transmissão e curto-circuitos, o ESS consegue carregar e descarregar grandes quantidades de energia em pequenos períodos • Apoio à rede de transmissão ao compensar anomalias elétricas e ajudar a equilibrar o perfil de tensões
Distribuição
<ul style="list-style-type: none"> • Capacidade de fornecer energia elétrica para suprir picos • Redução do impacto de falhas derivadas de situações de contingências • Adiar o investimento na rede de distribuição • o armazenamento de energia permite que o cliente usufrua de uma elevada qualidade de potência acima daquela que a rede pode oferecer • Controlo local e dinâmico de tensão • Compensação da potência reativa
Serviços ao cliente
<ul style="list-style-type: none"> • Gestão do custo de energia de acordo com o tempo de utilização – o ESS pode carregar em horas de vazio quando o preço da eletricidade é menor, e descarregar em períodos de cheia quando o preço da eletricidade é mais elevado • O armazenamento de energia permite que o cliente usufrua de uma qualidade de potência superior do que aquela que a rede oferece • Maximização de produção e autoconsumo ao combinar sistemas solares e baterias • Redução de pico a nível do consumidor • Fornecimento de energia em casos de emergência • Compensação de potência reativa • Integração de veículos elétricos

Aplicações dos sistemas de armazenamento de energia na geração

Arbitragem do preço da energia: Os ESS oferecem a oportunidade de armazenar a energia produzida nas horas de vazio, quando as tarifas são mais baixas, para a vender nos períodos de maior procura, quando o preço de energia é mais elevado.

Capacidade de fornecimento de energia elétrica: O ESS pode fornecer a energia necessária que o sistema precisa para suprir um pico de consumo.

Apoio à geração convencional: otimização da operação do sistema de geração de energia na medida em que o ESS pode fornecer a energia necessária enquanto um novo gerador é ativado ou quando um gerador é reiniciado, e pode ajudar a manter a rede estável quando há ocorrências de variações bruscas de carga.

Serviços auxiliares com integração de RES: O armazenamento de energia auxilia as unidades de geração de fontes renováveis compensando a variabilidade destas fontes no fornecimento de energia elétrica.

Garantia da capacidade dos sistemas de geração: O armazenamento de energia auxilia as unidades de geração de fontes renováveis compensando a variabilidade destas fontes no fornecimento de energia elétrica.

Limitação de desequilíbrios na rede: O ESS ajuda a limitar perturbações de curta e longa duração causadas por sistemas de geração distribuída a partir de fontes renováveis. Para perturbações de curta duração, o armazenamento pode ajudar a (a) reduzir a volatilidade relacionada a variações de geração eólica ou solar, dentro de segundos a minutos; (b) melhorar a qualidade da potência: potência reativa, harmónicas, *flicker* de tensão, estabilidade do perfil de tensões. Para perturbações de maior duração, o ESS pode (a) compensar a variabilidade de energias renováveis durante minutos a horas, (b) aliviar congestionamentos na transmissão e (c) servir de backup para picos mínimos de geração de RES.

Aplicações dos sistemas de armazenamento de energia nos serviços auxiliares

Controlo primário da frequência: Os sistemas de armazenamento de energia, quer centralizada, quer distribuída, podem participar no controlo primário da frequência com o objetivo de ajudar a manter o equilíbrio instantâneo entre a geração e a procura.

Controlo secundário de frequência: Enquanto o controlo primário limita e pára as divergências de frequência, o controlo secundário obriga a frequência a retornar ao seu valor de origem após uma situação de desequilíbrio. Desta forma, o armazenamento participa no ajuste da produção

de potência ativa dos geradores para restaurar a frequência, e apenas as máquinas de geração localizadas na área de origem do desequilíbrio devem participar do controle secundário.

Controle terciário de frequência: O controle terciário de frequência é usado para restaurar as reservas de controle primário, para gerir congestionamentos na rede e para restaurar a frequência quando o controle secundário não o conseguir fazer.

Estabilidade da frequência: O sistema de armazenamento distribuído de energia tem uma resposta muito rápida que, em sistemas isolados, ajuda a melhorar a estabilidade da frequência e a evitar o deslastre de carga.

Recuperação de apagões: As reservas de energia são uma garantia em casos de interrupção de eletricidade, como os casos em que alguns elementos essenciais ao funcionamento do sistema elétrico não estiverem em funcionamento.

Controle de tensão: Os ESS ajudam a manter o perfil de tensão equilibrado através de fluxos de potência reativa.

Novos serviços auxiliares: serviços dedicados à integração de elevado RES como por exemplo, dinamicidade da energia reativa.

Aplicações dos sistemas de armazenamento de energia na rede de transporte

Adiar o investimento na rede de transmissão: As unidades de armazenamento podem resolver congestionamentos nos ramos afetados, não sendo necessário alterações na topologia da rede e sendo possível adiar o investimento.

Estabilidade angular: Uma perturbação, tal como a perda de uma unidade de geração ou de linhas de transmissão e curto-circuito, pode fazer com que os geradores síncronos não estejam mais em sincronismo devido à aceleração ou desaceleração dos rotores de uma ou mais máquinas. Nestas situações, algumas tecnologias de armazenamento podem carregar e descarregar grandes quantidades de energia em pequenos períodos, contribuindo assim para a estabilidade angular.

Apoio à transmissão: o armazenamento de energia pode melhorar o desempenho da rede de transmissão ao compensar anomalias elétricas e equilíbrio do perfil de tensões.

Aplicações dos sistemas de armazenamento de energia na rede de distribuição

Apoio à capacidade: o ESS pode fornecer a energia necessária que o sistema precisa para suprir um pico de consumo.

Apoio em situações de contingência: Os ESS funcionam como suporte de capacidade para reduzir o impacto de alguma falha causada por um ou mais elementos importantes da rede.

Adiar o investimento na rede de distribuição: As unidades de armazenamento podem resolver congestionamentos nos ramos da rede de distribuição, não sendo necessário alterações na sua topologia e possibilitando o adiamento do investimento.

Qualidade da potência distribuída: o armazenamento de energia permite que o cliente usufrua de uma elevada qualidade de potência acima daquela que a rede pode oferecer.

Controlo local e dinâmico de tensão: Os ESS ajudam a manter o perfil de tensão equilibrado através de fluxos de energia.

Compensação da potência reativa: o armazenamento de energia pode ajudar a controlar a energia reativa na rede.

Aplicações dos sistemas de armazenamento de energia ao nível do consumidor final

Gestão do custo de energia: uma unidade de armazenamento pode ser carregada em períodos de vazio, quando as tarifas de energia são mais baixas, e descarregada durante os períodos fora de vazio, em que a energia é mais cara. Deste ponto de vista, um ESS é uma opção economicamente viável para o consumidor.

Requisitos particulares na qualidade da potência: com o armazenamento de energia, o cliente consegue obter uma qualidade de potência acima daquela que a rede oferece.

Maximização da auto produção e autoconsumo: uma unidade armazenamento é uma fonte de geração que facilmente possibilita a integração de RES, sendo vantajoso para autoconsumo quando o valor de energia está muito alto. Esta maximização é muitas vezes verificada nas combinações de sistemas solares e baterias.

Redução de pico a nível do consumidor: uma técnica usada para reduzir a quantidade de energia que a rede tem de fornecer para suprir a procura “máxima” é utilizar dispositivos de armazenamento que fornecem energia elétrica durante os períodos de maior consumo. Desta

forma, a quantidade de energia que a rede tem de fornecer para suprir as necessidades de consumo é menor e a amplitude dos picos da curva da procura de energia é reduzida.

Backup: As tecnologias de armazenamento são utilizadas como geradores em casos de emergência quando ocorrem falhas de energia ao garantirem a continuidade do fornecimento de eletricidade.

Compensação da potência reativa: o armazenamento de energia pode ajudar a controlar a energia reativa localmente.

Veículos elétricos: a integração de veículos elétricos pode contribuir para manter o equilíbrio da rede.

2.3 Classificação das tecnologias de armazenamento de energia

As tecnologias de armazenamento podem ser classificadas pela forma de armazenamento de energia, pelas características de desempenho e pela duração de armazenamento. A combinação destas características pode determinar as aplicações das tecnologias no sistema elétrico de energia.

Se se considerar o processo de transformação da energia, as tecnologias dividem-se em 5 categorias [2][16][17], como mostra a figura 7: mecânica, térmica, química, eletroquímica e elétrica.

O armazenamento de energia **mecânica** pode ser baseado na energia potencial da água nas centrais hídricas, no volume e pressão do ar no armazenamento de energia por compressão de ar (CAES – *Compressed Air Energy Storage*), na energia rotacional de uma massa nos volantes de inércia e no armazenamento de energia em líquidos criogénicos.

O armazenamento de energia por processos **térmicos** pode ser realizado no calor sensível de materiais durante a mudança de temperatura, no calor latente em que se tira vantagem da energia absorvida ou libertada durante a mudança de fase, ou no armazenamento de energia termoquímica em que se armazena o calor derivado de um processo físico ou de uma reação química.

O armazenamento **químico** consiste no armazenamento de energia em químicos no estado gasoso, líquido ou sólido. A energia é libertada durante as reações químicas e estes ESS apresentam uma elevada densidade de energia.

O armazenamento de energia por reações **eletroquímicas** ocorre quando a energia química armazenada se converte em elétrica e vice-versa. Estes ESS abrangem os vários tipos de baterias.

O armazenamento de energia por processo **elétrico** é o armazenamento de elétrons. Num condensador, a energia elétrica é armazenada no campo eletrostático entre dois eletrodos, e nos supercondutores magnéticos, a energia elétrica é armazenada no campo magnético de uma bobina. Estes ESS não apresentam capacidade de energia muito elevada, mas apresentam uma capacidade de potência alta e rápida resposta, conferindo-lhes elevada eficiência.

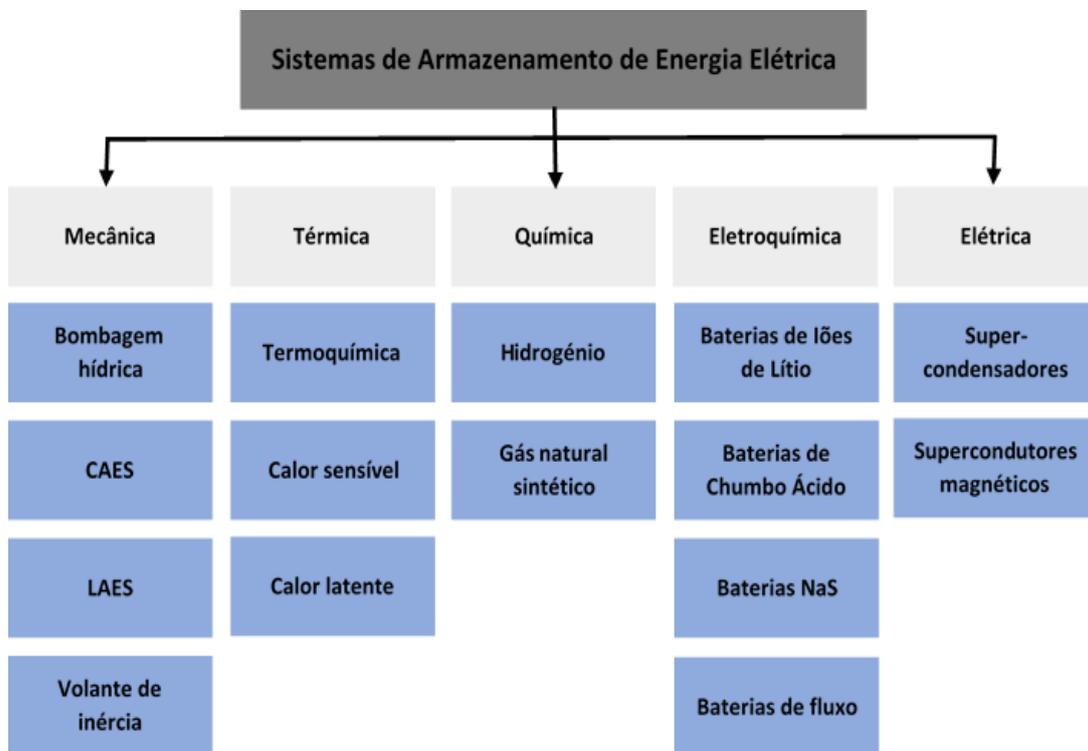


Figura 7 Categorização das tecnologias de armazenamento de energia segundo o seu processo de armazenamento de energia. (Adaptada de [16])

As características de desempenho da tecnologia estão relacionadas com a sua capacidade de energia e com o tempo de descarga à potência e energia nominal (figura 8), e têm diferentes aplicações de acordo com estas características.

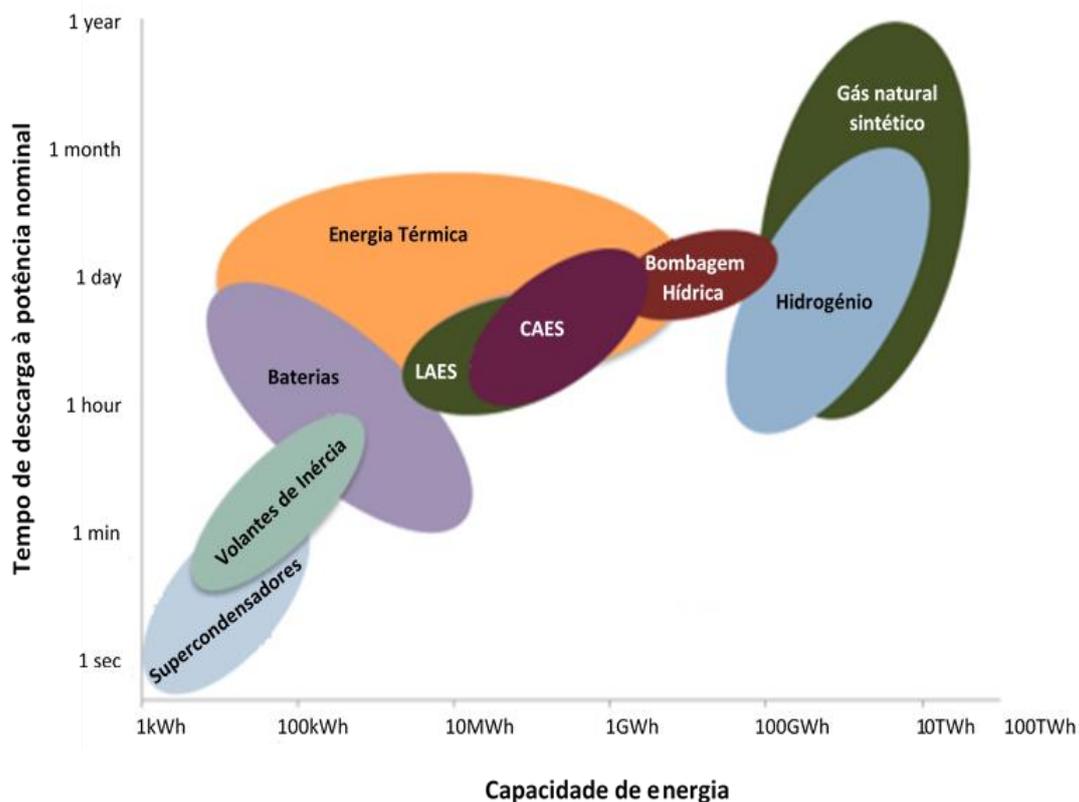


Figura 8 Organização das tecnologias de armazenamento de energia segundo o desempenho. (Adaptada de [17])

Os supercondensadores e as baterias são tecnologias que apresentam baixa capacidade de energia e um tempo de descarga pequeno à potência nominal, pelo que são tecnologias indicadas para aplicações de elevada potência. Por sua vez, as tecnologias de armazenamento com hidrogénio e gás natural sintético apresentam maior capacidade de energia com um tempo de resposta maior, sendo mais adequados para armazenar grandes quantidades de energia que podem ser descarregadas por longos períodos de tempo.

As tecnologias também podem ser classificadas tendo em conta o tempo de descarga da potência em segundos, minutos, dias, semanas ou meses (figura 9). Tecnologias como os supercondensadores que têm uma resposta rápida ao pedido de energia, são indicadas para aplicações de apoio à rede elétrica como corte de picos, equilíbrio da carga, compensação de falhas cometidas por previsão das produções renováveis, entre outras.

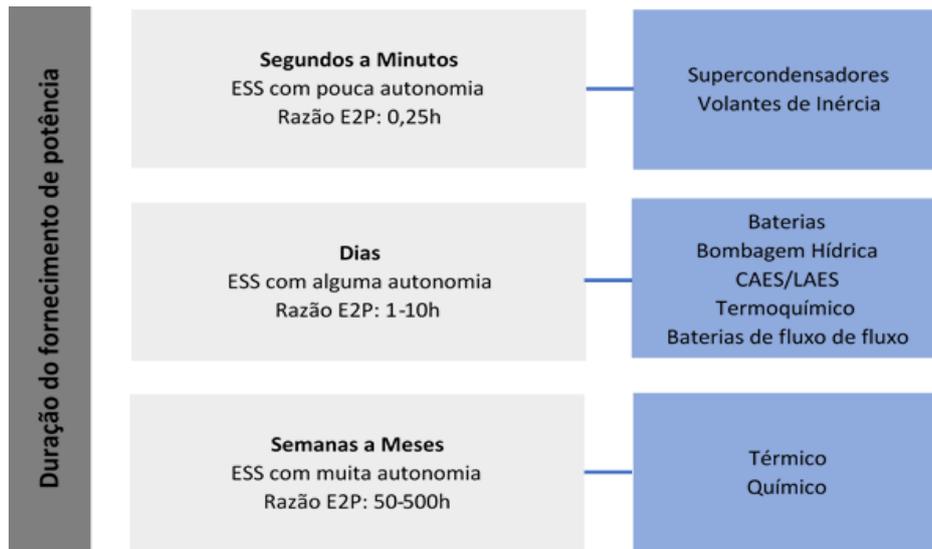


Figura 9 Tecnologias de armazenamento de energia segundo o tempo de descarga. (Adaptada de [16])

Há tecnologias de armazenamento mais desenvolvidas do que outras: umas estão a ser estudadas e desenvolvidas, enquanto outras já estão em fase de demonstração e outras já passaram por estas fases todas e são comercializadas. A figura 10 apresenta vários tipos de tecnologias de armazenamento e os seus níveis de maturidade.

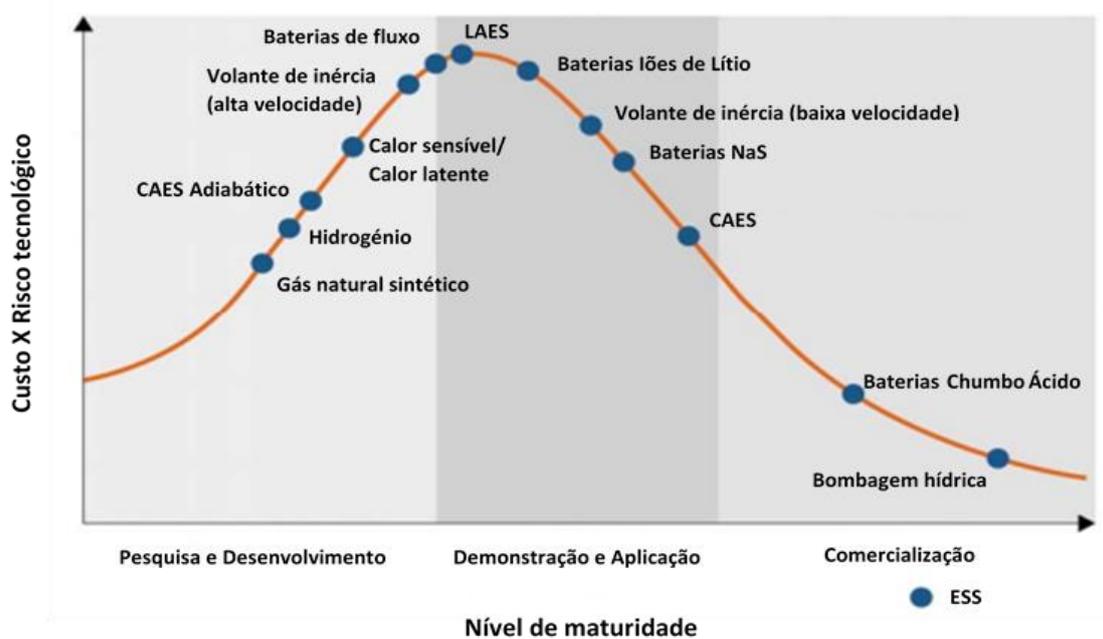


Figura 10 Curva representativa do custo e risco das tecnologias de armazenamento de energia em função do nível de maturidade. (Adaptada de [16])

Verifica-se que à medida que as tecnologias vão evoluindo da fase de demonstração para a comercialização, o custo vai diminuindo e as suas características vão sendo melhoradas. O amadurecimento está relacionado com os incentivos de mercado, o volume das instalações, restrições técnicas e geográficas. Atualmente, a bombagem hídrica, as baterias de ácido-chumbo e os sistemas de armazenamento por ar comprimido são as tecnologias com maior nível de maturidade no mercado [16].

2.4 Casos de estudo

Projeto de armazenamento de energia para o sistema fotovoltaico Enel Green em Catania, Itália (2014-2015) [16]

O projeto Enel Green integra a componente renovável ao sistema de armazenamento ao juntar um parque solar de 10 MW e um sistema de baterias *sodium-nickel chloride* (NaNiCl_2) de capacidade 1MW/2MWh. As funções desempenhadas pelo sistema de armazenamento envolvem a gestão da potência ativa, a minimização da volatilidade do sistema de geração e a providência de alguns serviços auxiliares à rede.

Projeto de armazenamento híbrido *off-grid* em Ollague, Chile (2014) [16]

O projeto de armazenamento em Ollague utilizou baterias *sodium-nickel chloride* (NaNiCl_2) com capacidade igual a 520kWh para fornecer uma potência de 200kW ao parque solar e 30 kW ao parque eólico. O propósito da construção deste sistema de armazenamento *off-grid* foi providenciar energia 24h por dia para a comunidade local e reduzir a utilização do gerador a diesel que existe no local.

Projeto de armazenamento com ligação à rede InovCity em Évora, Portugal (2015) [16]

Este projeto consistiu num sistema de armazenamento em baterias com capacidade igual a 393kW/196kWh, ligado a uma rede de distribuição de média tensão. Esta central de baterias foi construída com o intuito de aumentar a confiabilidade da rede de distribuição e de reduzir as perdas na mesma, assumindo a principal função de funcionar como reserva de energia.

3 Análise estática da rede na ótica do planeamento

Neste capítulo são apresentados os critérios de planeamento e as previsões da rede de teste. É descrito o ambiente desenvolvido para analisar o desempenho da rede e é posto o problema fulcral que se pretende resolver.

3.1 Critérios de planejamento

A rede de transporte de energia é essencial para o sistema elétrico, pois é responsável pelo fluxo da energia elétrica produzida nas centrais de geração até às redes de distribuição, que se encarregam de conduzir essa energia até aos consumidores. Existem alguns casos em que os consumidores estão diretamente ligados à rede de transporte por razões técnicas e económicas.

O papel importante da rede de transporte impõe que se garanta a sua operação em segurança, devendo considerar-se um conjunto de critérios relatados no Regulamento da Rede de Transporte [18] que são aplicados à Rede Nacional de Transporte (RNT).

A RNT é composta pela rede de Muito Alta Tensão (MAT), as interligações, as instalações para a operação da rede de transporte e a rede de telecomunicação de segurança. A rede MAT compreende os valores de tensão nominais de 400 kV, 220 kV, 150 kV e 130 kV, e a rede de Alta Tensão (AT) corresponde aos 60 kV. Os valores das tensões nos barramentos devem encontrar-se dentro de um intervalo de $\pm 5\%$ face ao valor nominal. A frequência da rede apresenta o valor nominal de 50 Hz e deve manter-se contante, uma vez que é um fator fundamental para a estabilidade entre a produção e o consumo de potência ativa [19].

A rede pode ensaiada em três condições topológicas diferentes:

- regime normal 'n' em que se consideram todos os elementos em serviço, sem registarem qualquer sobrecarga;
- regime de contingência 'n-1' em que se considera a falha de um qualquer elemento, devendo nos restantes não se verificarem violações dos critérios de tensão e de sobrecarga, sem qualquer reconfiguração topológica a nível da RNT;
- regime de contingência 'n-2' em que se considera a falha, simultânea ou não, da RNT.

Relativamente à análise da rede, podem considerar-se dois regimes:

- o regime transitório, quando a rede recebe um estímulo e o Sistema de Energia Elétrica sente variações;
- o regime permanente, quando o comportamento do Sistema de Energia Elétrica já está estável e não varia no intervalo de tempo que está a ser observado.

Neste trabalho, os estudos são realizados considerando sempre o regime permanente.

3.2 Pressupostos

Neste trabalho, o planejamento de uma rede de transporte tem em conta os critérios de segurança da sua operação e as simulações realizadas para estudar o comportamento da rede nas 24 horas seguintes tem por base modelos preditivos de carga e geração.

Restrições da rede

A análise do desempenho da rede de transporte pressupõe que são considerados os critérios de planeamento descritos em 3.1. Consideram-se as seguintes restrições para as simulações relativas à tensão e à carga admissível pelas linhas e transformadores que compõem a rede:

$$|U_{max}| \leq 1,05 U_{nominal}$$

$$|U_{min}| \geq 0,95 U_{nominal}$$

$$|S_{linha}| \leq 1,00 S_{linha\ nominal}$$

$$|S_{transf}| \leq 1,00 S_{transf\ nominal}$$

Previsões de geração e consumo

Para simular o comportamento das centrais de produção (térmicas, eólicas ou hídricas) e dos consumos (domésticos ou industriais) diários, é necessário aplicar-lhes um fator forma para cada hora do dia. Esse fator varia entre 0 e 1, sendo que 0 equivale a produção de potência nula e consumo inexistente, e 1 é o máximo que uma central pode produzir e o máximo consumo. Por exemplo, uma central eólica gera mais energia à noite porque é quando existe mais vento, por isso, atribui-se à produção eólica um fator mais próximo de 1 durante o período noturno, e um fator mais próximo de 0 nas horas em que não existe praticamente vento. No caso do consumo doméstico, a procura é maior de manhã e ao fim da tarde (períodos do dia em que as pessoas mais estão em casa), de modo que, nestes períodos multiplica-se o consumo por fatores próximos de 1. Considera-se que os perfis de produção e carga correspondentes a uma hora do dia são estáticos durante essa hora.

Para o estudo realizado neste trabalho, assumiram-se os dados de previsão de geração e de carga num espaço temporal de 24 horas retirados de [20] e apresentados no anexo 1. Estas previsões afetam os valores nominais dos geradores e das cargas, influenciando a produção e o consumo de energia. A partir daqui elaboraram-se os fatores de forma para cada perfil de geração e carga, cujos valores variam entre 0 e 1 (0% e 100%) do valor máximo associado à geração e carga de cada hora do dia.

Perfis de consumo

Consideram-se dois tipos de carga: a doméstica e a industrial.

O diagrama de carga doméstica apresenta dois picos nas horas em que as pessoas estão mais em casa: um por volta da hora do almoço, entre as 11h e as 15h, e outro por volta da hora do jantar, entre as 19h e as 21h (figura 11).

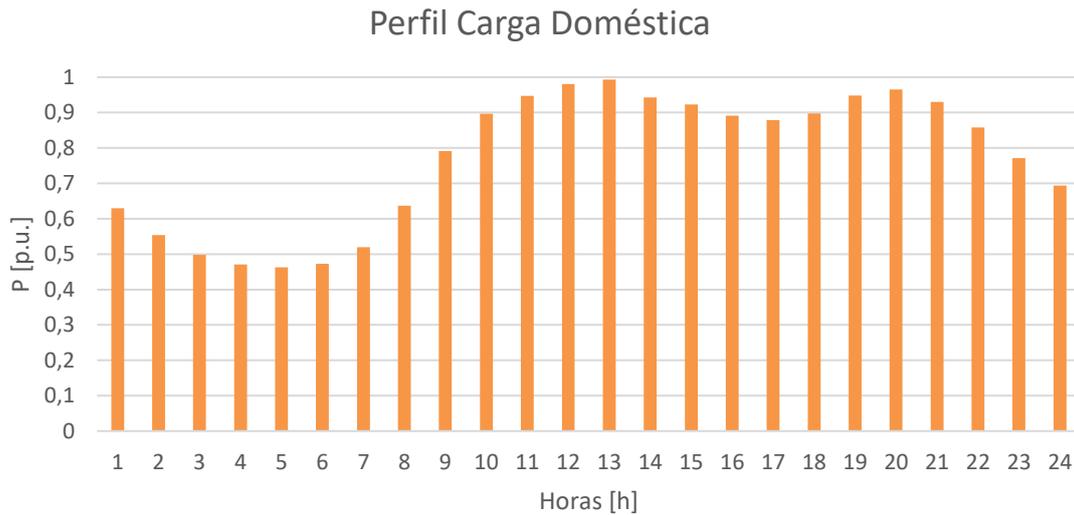


Figura 11 Perfil de carga doméstica.

Considere-se, por exemplo, que a carga num certo barramento é de natureza doméstica (P e Q constantes) e tem o valor máximo $S_{LOAD} = 21,7 + 12,7 MVA$. A tabela 2 evidencia as horas de pico e mostra como se prevê que a carga varie ao longo do dia.

Tabela 2 Perfil tipo carga doméstica e aplicação a uma carga.

Hora [h]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Fator Forma	0.630	0.554	0.498	0.471	0.463	0.473	0.520	0.637	0.791	0.897	0.947	0.981
S(h) [MVA]	13.7+ j8.0	12.0+ j7.0	10.8+ j6.3	10.2+ j6.0	10.0+ j5.9	10.3+ j6.0	11.3+ j6.6	13.8+ j8.1	17.2+ j10.0	19.5+ j11.4	20.5+ j12.0	21.3+ j12.5

Hora [h]	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Fator Forma	0.993	0.943	0.923	0.891	0.879	0.898	0.948	0.965	0.930	0.858	0.771	0.694
S(h)	21.5+ j12.6	20.5+ j12.0	20.0+ j11.7	19.3+ j11.3	19.1+ j11.2	19.5+ j11.4	20.6+ j12.0	20.9+ j12.3	20.2+ j11.8	18.6+ j10.9	16.7+ j9.8	15.1+ j8.8

Por sua vez, o perfil de carga industrial mostra uma maior atividade no horário laboral, apresentando um valor praticamente constante a partir das 8h até às 24h, como se pode ver na figura 12.

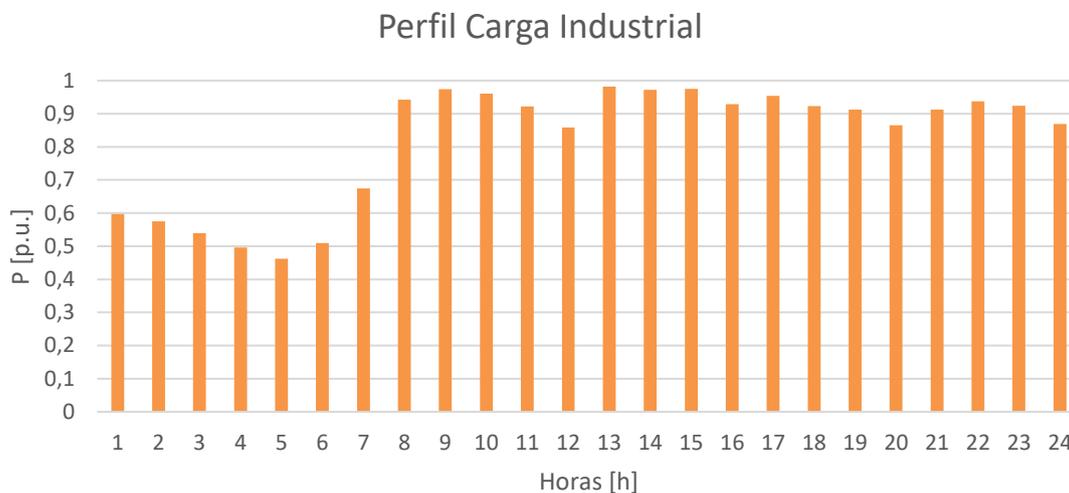


Figura 12 Perfil de carga industrial.

Perfis de geração

Quanto à produção de energia elétrica, consideram-se quatro tipos de centrais: térmica, hídrica, eólica do tipo I e eólica tipo II.

A figura 13 representa o diagrama típico de uma central térmica.

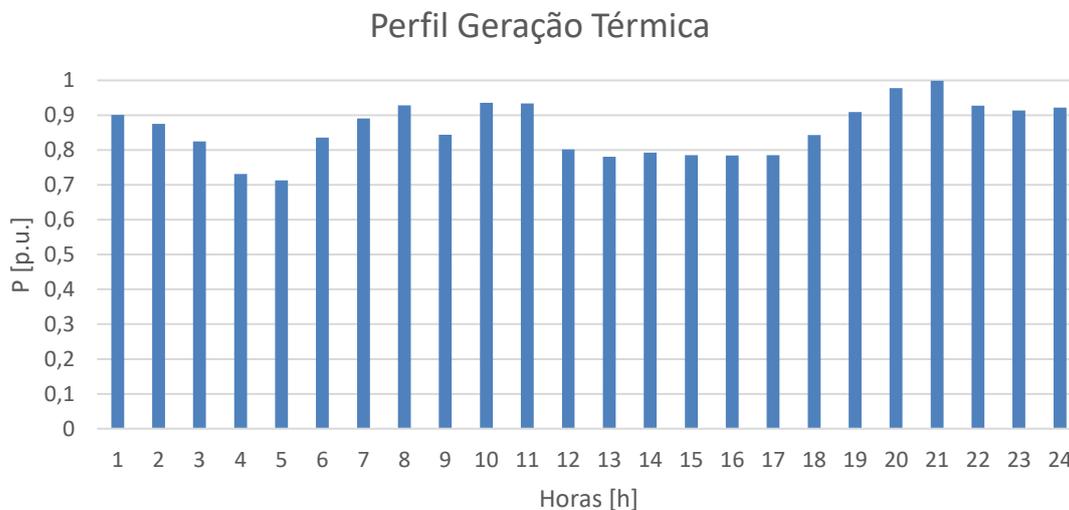


Figura 13 Perfil de geração térmica.

Por exemplo, o comportamento de uma central térmica de potência instalada igual a 234.7 MW, ao longo do dia, é o representado na tabela 3:

Tabela 3 Perfil tipo geração térmica e aplicação a uma central de geração.

Hora [h]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Fator Forma	0.901	0.875	0.825	0.731	0.713	0.836	0.891	0.928	0.844	0.936	0.934	0.802
P(h) [MW]	211,4 647	205,3 625	193,6 275	171,5 657	167,3 411	196,2 092	209,1 177	217,8 016	198,0 868	219,6 792	219,2 098	188,2 294

Hora [h]	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Fator Forma	0.781	0.793	0.785	0.784	0.785	0.843	0.909	0.978	0.999	0.927	0.914	0.922
P(h) [MW]	183,3 007	186,1 171	184,2 395	184,0 048	184,2 395	197,8 521	213,3 423	229,5 366	234,4 653	217,5 669	214,5 158	216,3 934

Uma central hídrica produz mais energia durante o período de maior consumo, entre as 10h e as 22h, como se verifica na figura 14.

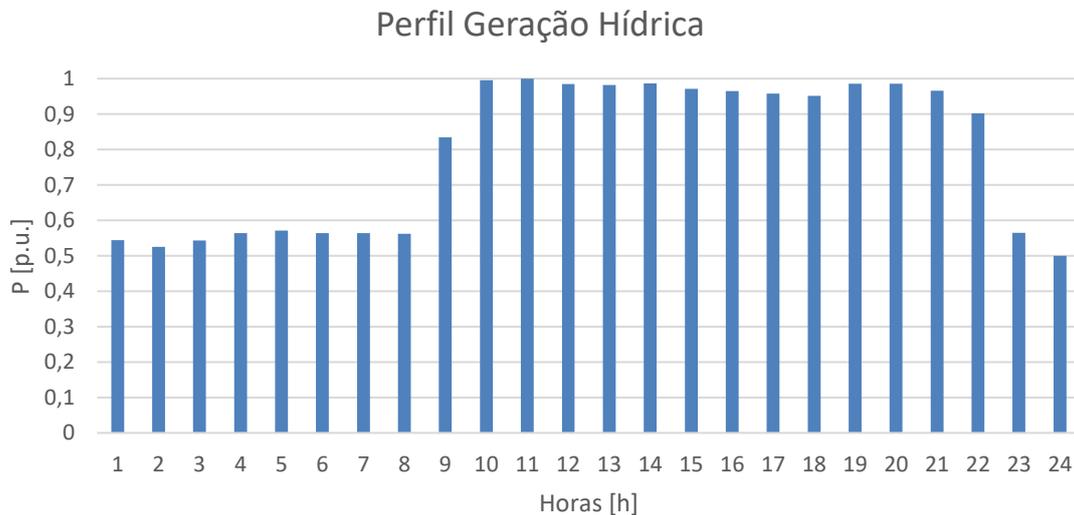


Figura 14 Perfil de geração hídrica.

Uma central eólica do tipo I apresenta um perfil de produção de energia irregular durante praticamente todo o dia (figura 15).

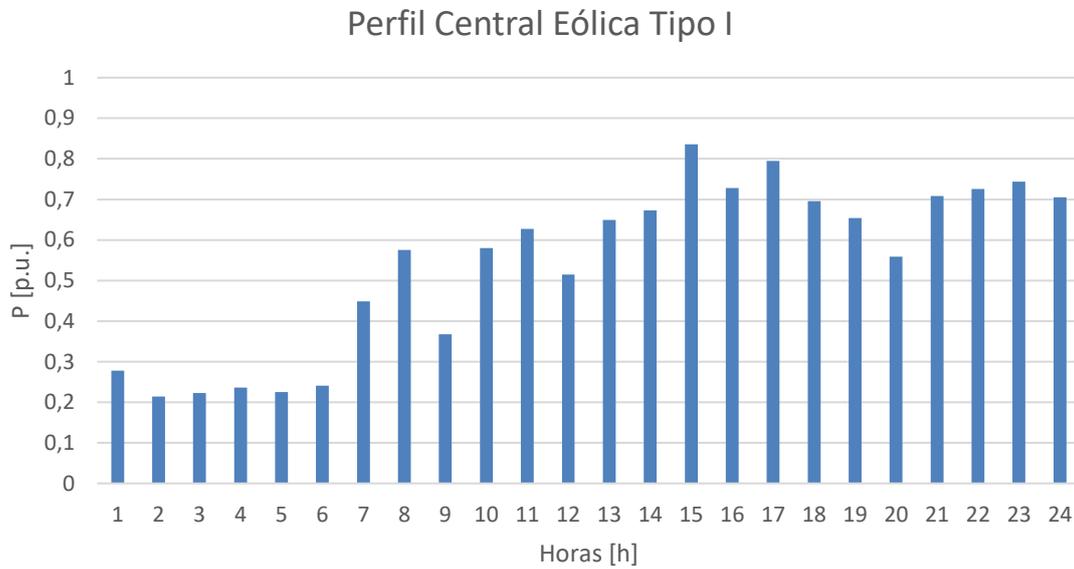


Figura 15 Perfil de geração eólica tipo I.

Já uma central eólica do tipo II produz mais energia a partir das 17h até às 24h (figura 16).

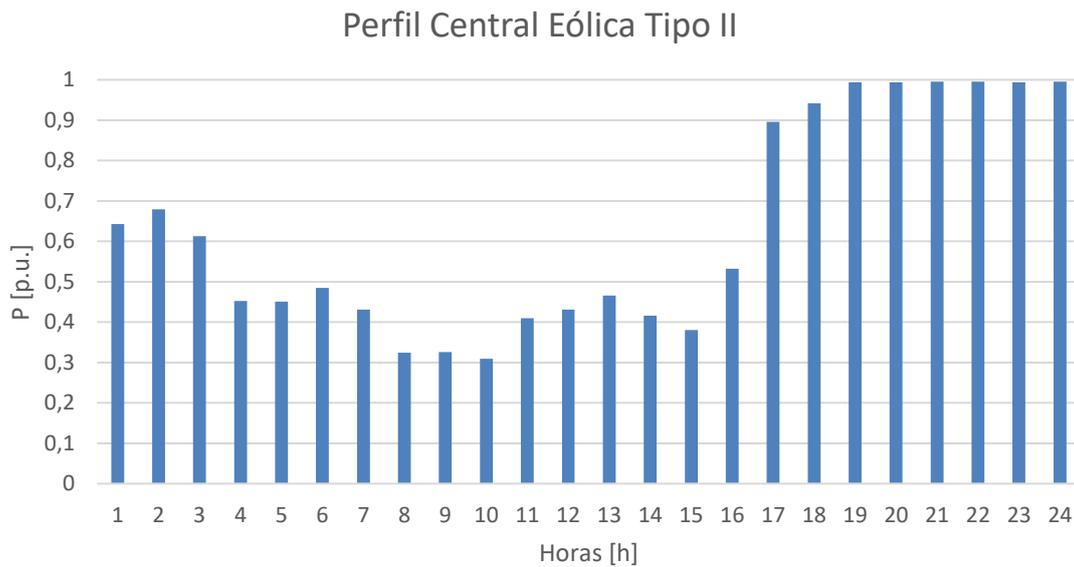


Figura 16 Perfil de geração eólica tipo II.

Representação dos geradores de energia de origem renovável

Um gerador de fontes renováveis de energias é representado como uma injeção de potência na rede, ou seja, uma carga negativa.

3.3 Análise do desempenho da rede

A rede é simulada com o software *Power System Simulator for Engineering* (PSS/E) da *Siemens Power Technology International* (PTI). Este programa é usado para analisar o trânsito de energia, a fim de se verificar o cumprimento dos limites de funcionamento dos elementos da rede. O PSS/E contém uma interface que permite descrever os elementos essenciais de uma rede elétrica (nomeadamente, geradores, transformadores e linhas), e desenhar o diagrama correspondente, possibilitando a visualização do trânsito de potência em cada ramo.

A análise da capacidade da rede é realizada para cada hora, tendo em conta os perfis de geração e consumo apresentados no subcapítulo anterior que simulam o comportamento da rede num dia. As potências que transitam nos ramos variam de hora para hora, mas em cada intervalo de uma hora a potência é a mesma, sendo possível fazer a análise estática da rede. Desta forma, para simular um dia são realizados 24 testes, um por cada hora.

Da avaliação do desempenho da rede, pode verificar-se se ocorrem congestionamentos nessa hora. Esta análise é feita de acordo com a figura 17.



Figura 17 Processo da análise do desempenho da rede na hora h.

3.4 Ferramenta desenvolvida

Para analisar o estado do sistema de energia elétrico em cada intervalo e detetar situações de incumprimento dos padrões de segurança da rede, desenvolveu-se uma ferramenta em *python*, uma linguagem de programação de alto nível que permite a interação com o programa PSS/E e com o *excel*. Basta aceder às bibliotecas do programa e construir um código baseado nas APIs (*Application Program Interface*) disponíveis. Desta forma, é possível programar praticamente todas as opções que o ambiente *user friendly* do PSS/E oferece. No caso de ser necessário fazer muitas simulações, não há necessidade de inserir os dados manualmente uma vez que o código facilita a inserção e recolha de valores, promovendo, assim, a eficiência do processo.

A ferramenta constitui a primeira parte do método de planeamento de armazenamento de energia dispersa – DESPLAN – que será abordado no subcapítulo 4.4. De modo automático, são simulados e guardados os casos referentes ao estado da rede em cada intervalo e os dados são reportados para um *excel* que contém informação sobre o *power flow*, nomeadamente os intervalos em que se registaram congestionamentos e em que ramos ocorreram.

A aplicação foi desenvolvida para se adaptar a qualquer rede, e não apenas à rede de estudo. A figura 18 representa a estrutura da aplicação composta pelos seguintes módulos:

- o módulo *functions.py* com funções que interagem com o PSS/E, desde o iniciar do programa de simulação, ao carregamento do modelo da rede, leitura de valores, alterações de parâmetros, simulação dos casos, entre outras funções auxiliares;
- o módulo *network_data.py* é o módulo que interage com o *excel*, exportando toda a informação recolhida para o ficheiro;
- o módulo principal *main.py* que chama as funções implementadas nos outros módulos;

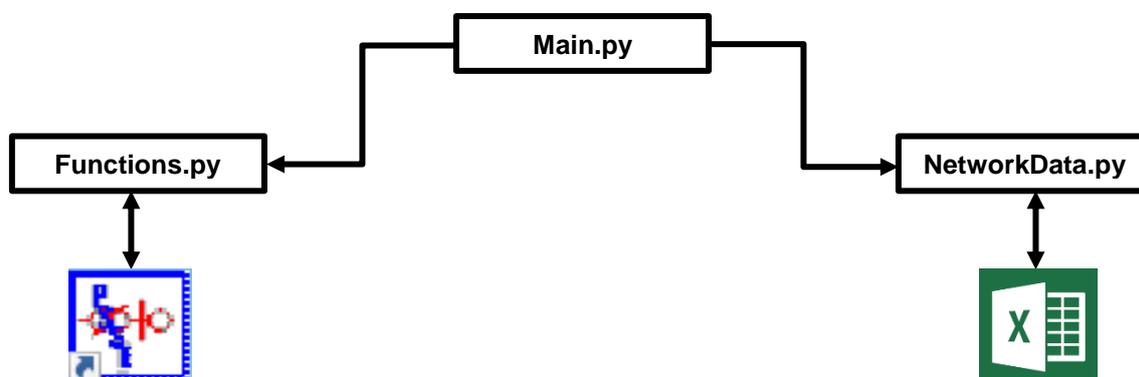


Figura 18 Estrutura da ferramenta desenvolvida.

3.5 O problema da localização e dimensionamento do sistema de armazenamento de energia

A penetração de RES pode causar problemas de congestionamento nos ramos da rede. Os operadores de rede, tanto o TSO (*Transmission System Operator*) como o DSO (*Distribution System Operator*), preveem estas situações e sugerem os ESS como uma opção relevante para o planeamento da rede.

Os sistemas de armazenamento de energia podem ser uma solução para os problemas de congestionamento na rede ao injetarem a quantidade necessária de potência que a rede pede para operar em segurança de acordo com os limites estabelecidos, ou seja, os ESS podem contribuir para o aumento da capacidade da rede. O armazenamento distribuído pode contribuir para a estabilidade do sistema localmente e compensar a variabilidade de RES.

Com a integração de unidades ESS, os operadores TSO ou DSO, responsáveis pelo planeamento da rede, preocupam-se com as questões da capacidade e localização destas unidades na rede. As respostas dependem do objetivo que se pretende alcançar, seja ele a maximização da integração de RES, a minimização das perdas na rede ou a minimização do custo da instalação.

O que se pretende neste trabalho é propor um método de planeamento de DES que gere redes de transmissão de energia elétrica com recurso a um algoritmo de otimização inteligente para o apoio à decisão da dimensão e localização dos ESS. A solução ótima deve minimizar o custo da unidade de armazenamento considerando a potência e energia mínimas requisitadas.

4 Metodologia de apoio à decisão da localização e dimensionamento de dispositivos de Armazenamento de Energia em redes de transporte

Neste capítulo apresenta-se a formulação matemática e a natureza do problema, o algoritmo que se pretende aplicar para obter a solução ótima do problema de *sizing* e *siting* de um ESS em redes de transporte e a metodologia de planeamento de sistemas de armazenamento descentralizados.

4.1 Formulação matemática e natureza do problema

Perante ocorrências de congestionamentos na rede que precisam de ser resolvidas, pretende-se encontrar uma solução que minimize o custo de ESS, para todos os intervalos, tendo em conta a potência, a energia e o número de instalações.

4.1.1 Formulação matemática

Os registos de congestionamentos apresentam durações diferentes, sendo que os de maior duração são mais graves do que os de curta duração. Por exemplo, é menos preocupante haver um congestionamento em 1 hora do dia do que em 10 horas do dia. Consoante a gravidade da duração, é aplicada uma penalização ao valor total de ESS que também interfere no resultado da solução ótima.

Portanto, a solução tem em conta o resultado da função objetivo denominada por *fitness*, que depende dos custos da potência instalada, da energia e da instalação de ESS, bem como, da penalização que é aplicada sobre a duração do congestionamento. Observe-se então como são definidos estes fatores [21].

O custo da **potência do ESS** é dado por:

$$CP = \sum_{i=1}^N CP_i \times \bar{R}_i, \forall i \in N \quad (1)$$

$$\bar{R}_i = \max\{|r_i(t)|\}, \forall t \in T \quad (2)$$

Onde

CP – Custo total da potência instalada na tecnologia (€)

CP_i – Custo da potência da tecnologia usada no nó i (€/MW)

\bar{R}_i – Potência requisitada no nó i (MW)

$r_i(t)$ – Potência de armazenamento associada ao nó i e intervalo t

i, j – Índices associados aos nós da rede $i, j = 1, \dots, N$

t – Intervalo de tempo $t = 1, \dots, T$

O custo da **energia do ESS** é dado por:

$$CW = \sum_{i=1}^N CW_i \times \bar{S}_i, \forall i \in N \quad (3)$$

$$\bar{s}_i = \max\{|s_i(t)|\}, \forall t \in T \quad (4)$$

Onde

CW – Custo total da energia da tecnologia (€)

CW_i – Custo da energia da tecnologia usada no nó i (€/MWh)

\bar{s}_i – Energia requisitada no nó i (MWh)

$s_i(t)$ – Energia de armazenamento associada ao nó i e intervalo t

O custo da **instalação de ESS** é:

$$CI = \sum_{i=1}^N f_i \delta, \forall i \in N \quad (5)$$

Onde

CI – Custo total da instalação (€)

f_i – Estado da instalação i :

$$f_i = \begin{cases} 1, & \exists t \in T: r_i(t) \neq 0, \forall i \in N \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (6)$$

δ – Custo por instalação (€/instalação)

O estado da instalação, ou seja, a existência ou não de um ESS, é uma variável binária que varia entre 0 e 1, o que significa que o problema apresenta natureza combinatória. Caso existam várias instalações de armazenamento, elas são distribuídas pelos vários barramentos da rede.

Quando é encontrado um congestionamento na rede, aplica-se uma taxa de **penalização** àquele intervalo tendo em conta a gravidade do congestionamento, ou seja, a penalização aumenta proporcionalmente com a duração do congestionamento:

$$CPEN_{i,j,t} = c_{ij}(t) \times \bar{q}_{ij}(t) \times \Delta t \times VoLL \times \beta \quad (7)$$

Onde

$CPEN_{i,j,t}$ – Custo da penalização associada ao ramo ij no instante t (€)

$c_{ij}(t)$ – Estado da penalização associada ao ramo ij :

$$c_{ij}(t) = \begin{cases} 1, & q_{ij}(t) > \bar{q}_{ij}(t), \forall t \in T \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (8)$$

$q_{ij}(t)$ – Fluxo de potência que circula entre os nós i e j no intervalo t (MW)

$\bar{q}_{ij}(t)$ – Fluxo de potência estipulado entre os nós i e j para que não entre em sobrecarga (MW)

Δt – Intervalo de tempo (h)

$VoLL$ – Valor da carga perdida (Value of Lost Load)(€/MWh)

β – Coeficiente de segurança

O valor da carga perdida, $VoLL$, é o valor criado por cada unidade de energia elétrica, isto é, o valor que os consumidores estão dispostos a pagar para serem abastecidos de energia. Segundo [22], o $VoLL$ em Portugal é 5,12€/MWh.

O coeficiente de segurança, β , é a variável que especifica o grau de aceitabilidade dos congestionamentos na rede - quanto maior for β , menor é a aceitação de situações de sobrecarga nos ramos. Se $1 \leq \beta \leq 100$ significa que existe um elevado grau de aceitação de congestionamentos, se $\beta > 100$ então não são aceites estas ocorrências.

Esta avaliação está diretamente relacionada com o fluxo de potência entre os nós e é realizada em todos os ramos e em todos os intervalos de tempo considerados.

O objetivo é obter a solução que minimize a potência e a energia instaladas no dispositivo de armazenamento de energia, com o menor custo possível. Tendo em conta estas variáveis, a função objetivo **fitness** é definida da seguinte maneira:

$$fitness = \min \sum_{i=1}^N (CP_i \bar{R}_i + CW_i \bar{S}_i) + \sum_{i=1}^N f_i \delta + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N \sum_{j \neq i}^N CPEN_{i,j,t} \quad (9)$$

A *fitness* é expressa em euros e representa a solução mais económica encontrada que resolve o problema de congestionamento nas horas especificadas. Quer isto dizer que, quanto mais baixa for a *fitness*, mais viável é a solução.

No caso em que há uma ocorrência de congestionamento apenas numa hora, a *fitness* não tem em conta o custo de energia, mas somente o custo da potência requisitada para resolver o congestionamento no intervalo t :

$$fitness = \min \sum_{i=1}^N |CP_i \bar{R}_i| + \sum_{i=1}^N f_i \delta + \sum_{i=1}^N \sum_{j \neq i}^N CPEN_{i,j,t} \quad (10)$$

O algoritmo tem dois objetivos definidos cuja ordem de prioridade é a seguinte: primeiro, o algoritmo foca-se em resolver os congestionamentos na rede que podem ser provocados pela

alteração da topologia da rede, do perfil de consumo ou de geração, inclusivé pela penetração de RES na rede; depois, procura minimizar o custo da solução.

4.1.2 Restrições de operação da rede

Os cenários de congestionamentos nas linhas nascem da violação de restrições de operação da rede, como os limites (mínimo e máximo) das tensões nos barramentos, e os limites das capacidades máximas admissíveis para o funcionamento de linhas e transformadores. Como tal, para evitar que estes problemas de sobrecargas ocorram, devem ser estabelecidas algumas restrições a nível do fluxo da potência que circula nos ramos da rede e da potência que é injetada nos nós.

Transmissão de energia

O fluxo de potência em cada ramo deve ser igual ou inferior ao fluxo máximo admissível, isto é, o ramo não está em sobrecarga se não ultrapassar a sua capacidade máxima de transporte:

$$q_{ij}(t) \leq \bar{q}_{ij}(t), i \neq j \in N \quad (11)$$

O fluxo de potência no ramo ij e intervalo t é calculado da seguinte maneira:

$$q_{ij}(t) = \sum_{j=1}^N V_i V_j Y_{ij} (\theta_i(t) - \theta_j(t)) \quad (12)$$

Onde

V_i – Tensão no nó i

$\theta_i(t)$ – ângulo da tensão no nó i

Y_{ij} – Elemento da matriz das admitâncias correspondente ao nó ij

Em cada nó, o fluxo de potência que entra ou sai à responsabilidade da geração, da procura e/ou do sistema de armazenamento é dado por:

$$q_i(t) = g_i(t) - d_i(t) + r_i(t), i \in N \quad (13)$$

Onde

$g_i(t)$ – Potência de geração no nó i e intervalo t

$d_i(t)$ – Potência da procura no nó i e intervalo t

$r_i(t)$ – Potência do armazenamento no nó i e intervalo t

Armazenamento de energia

O módulo dos valores de potência e energia instalados no ESS não devem ultrapassar os valores máximos:

$$|r_i(t)| \leq \bar{R}_i, t \in T, i \in N \quad (14)$$

$$|s_i(t)| \leq \bar{S}_i, t \in T, i \in N \quad (15)$$

Estas equações procuram mostrar que o dispositivo de ESS deve ser dimensionado considerando a potência requisitada que resolve o nível de sobrecarga mais elevado e a energia que deve estar armazenada para suprir as necessidades ao longo do dia.

Suponham-se as seguintes situações:

Situação 1: num ramo de uma dada rede elétrica prevêem-se duas ocorrências de congestionamento, uma às 11h e outra às 19h. Para aliviar a sobrecarga no ramo prevista às 11h é necessário injetar uma potência de 1,4MW, e para resolver a sobrecarga prevista às 19h é necessário injetar 0,6MW. O ESS que pode contribuir para a resolução do provável congestionamento deve ter requisitos de potência e energia de 1,4MW e 2MWh. Isto quer dizer que o ESS só consegue injetar, no máximo, 1,4MW numa hora.

Traduzindo a situação matematicamente:

$$s(11) = s(10) - r(11) \times (11 - 10) \Leftrightarrow s(11) = 2MWh - 1,4MW \times 1h \Leftrightarrow s(11) = 0,6MWh$$

$$s(19) = s(18) - r(19) \times (19 - 18) \Leftrightarrow s(19) = 0,6MWh - 0,6MW \times 1h \Leftrightarrow s(19) = 0MWh$$

Note-se que, no intervalo das 12h às 18h não se prevêem sobrecargas, pelo que o ESS não injeta potência na rede.

Situação 2: prevêem-se 3 ocorrências de congestionamento, uma às 11h com necessidade de 1,4MW, outra às 19h com necessidade de 0,6MW e outra às 20h com necessidade de 1MW.

Nesta situação, o ESS deve ser dimensionado para uma potência de 1,4MW e energia igual a 3MWh.

$$s(11) = s(10) - r(11) \times (11 - 10) \Leftrightarrow s(11) = 3MWh - 1,4MW \times 1h \Leftrightarrow s(11) = 1,6MWh$$

$$s(19) = s(18) - r(19) \times (19 - 18) \Leftrightarrow s(19) = 1,6MWh - 0,6MW \times 1h \Leftrightarrow s(19) = 1MWh$$

$$s(20) = s(19) - r(20) \times (20 - 19) \Leftrightarrow s(20) = 1MWh - 1MW \times 1h \Leftrightarrow s(20) = 0MWh$$

Conclui-se que a potência injetada no nó é sempre inferior ou igual à potência requisitada, dependendo das necessidades de consumo. E a quantidade de energia armazenada no dispositivo é aquela que supre as necessidades de consumo para o dia. Estes são casos criados para demonstrar as condições relacionadas à transmissão da energia e para estudar o dimensionamento das unidades de armazenamento, mas em situações reais os ESS têm capacidades *standard*.

Assim, pode se dizer que a conservação da energia entre as horas do dia é dada por:

$$s_i(t) = s_i(t - 1) - r_i(t) \times \Delta t, \forall t \in T, \forall i \in N \quad (16)$$

4.1.3 Natureza do problema

A solução ótima pode ser apenas uma unidade de armazenamento na rede, mas também pode ser uma combinação de unidades de armazenamento que estão distribuídas pelos barramentos da rede, portanto, todas as soluções encontradas são de natureza discreta. Nesta situação, a abordagem ao problema pode ser baseada em algoritmos de busca estocásticos.

A imprevisibilidade característica de vários fenômenos naturais inspirou o estudo de modelos evolucionários como a formação de cristais (Reconhecimento Simulado – *Simulated Annealing*), o funcionamento das redes neuronais, o comportamento das colônias de formigas, enxames, bandos, etc [23].

Nesta dissertação, explora-se o modelo de Enxames de Partículas baseado no comportamento de um grupo em que cada elemento é influenciado por ele mesmo e pela conduta dos restantes elementos. Um elemento representa uma solução admissível do problema e cada elemento procura encontrar o ponto ótimo dentro de um espaço de busca, representado pelo grupo.

4.2 Algoritmo PSO

A concepção meta-heurística de Otimização por Enxame de Partículas (PSO – *Particle Swarm Optimization*) [23][24] foi enunciada em 1995 por James Kennedy e Russel Eberhardt. O algoritmo permite que o conjunto de soluções (partículas) evolua no espaço de alternativas, otimizando o problema.

As partículas têm um comportamento zoológico pelo que são influenciadas por três fatores representados por vetores a azul escuro na figura 19:

- A **inércia**, também conhecida como **hábito**, induz as partículas na direção de acordo com o seu movimento anterior;
- A **memória** direciona as partículas de uma maneira que elas tentam retornar à sua melhor posição anterior;
- A **cooperação** é a interação com as partículas, induzindo-as a partilhar informações, orientando-as para a melhor posição encontrada por qualquer partícula do enxame em todo o espaço de busca.

Existe uma partícula X_i que se move segundo o resultado da soma destes vetores, ou seja, move-se segundo o sentido do vetor a vermelho, resultando numa nova partícula X_i^{novo} .

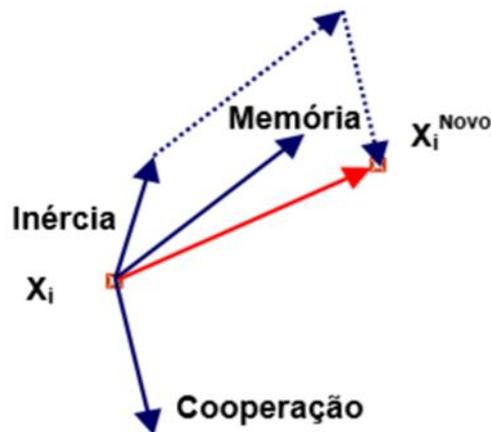


Figura 19 Ilustração do movimento de uma partícula no PSO. [23]

Uma dada partícula i (uma solução para um problema de otimização) é regida por uma regra de movimento dada por:

$$X_i^{novo} = X_i + V_i^{novo} \quad (17)$$

Com

$$V_i^{novo} = Dec(t)w_{i0}V_i + Rnd_1w_{i1}(b_i - X_i) + Rnd_2w_{i2}(b_g - X_i) \quad (18)$$

Onde

X_i – Posição inicial da partícula i

V_i^{novo} – Velocidade da partícula i

w_{i0} – matriz diagonal de pesos do termo de inércia da partícula i

w_{i1} – matriz diagonal de pesos do termo de memória da partícula i

w_{i2} – matriz diagonal de pesos do termo de cooperação da partícula i

b_i – melhor posição encontrada na história da vida da partícula i

b_g – melhor posição global encontrada pelo enxame até ao momento

$Rnd_{1,2}$ – números aleatórios sorteados de uma distribuição uniforme em [0,1]

$Dec(t)$ – função decrescente no tempo que afeta progressivamente o efeito da inércia

Na equação (18), o primeiro termo descreve a influência da inércia, o segundo descreve a memória e o terceiro a cooperação. Os pesos associados a cada um dos termos são variáveis iniciadas externamente que são afetadas pelos números aleatórios em cada iteração, o que causa uma perturbação na trajetória da partícula permitindo-a explorar o espaço na busca pela solução ótima.

A iniciação inicial dos pesos e de outros parâmetros, como a velocidade inicial, o tamanho do enxame e o número máximo de iterações, leva à necessidade do ajuste de cada um para que se consiga obter a desejada convergência.

No algoritmo PSO, a função $Dec(t)$ é um mecanismo que contribui para a progressão decrescente da influência da inércia ao longo das iterações. Esta implementação funciona no sentido de fazer com que a partícula seja menos conduzida por si mesma e aposte mais na memória que tem da melhor posição que encontrou, e no fator “social”, a cooperação por parte dos restantes elementos do enxame. No entanto, se a inércia tiver uma influência demasiada pequena, o algoritmo pode ficar preso num ótimo local precocemente não permitindo a exploração do espaço de busca.

Esta visão crítica à desenvoltura do PSO, suscitou a necessidade de encontrar outra forma de aumentar o leque de soluções, criando novas partículas que se espalham mais no espaço de busca e encaixam numa estratégia Auto Adaptativa.

4.3 Algoritmo EPSO

Em 2002, surge uma nova família de algoritmos – Otimização por Enxames de Partículas Evolucionárias (EPSO - *Evolutionary Particle Swarm Optimization*) [21][23][24] – alicerçada nos conceitos de Otimização de Enxame de Partículas e de Estratégias Evolucionárias. Este modelo

auto adaptativo diferencia-se do PSO pelo facto de as características da partícula serem transformadas, devido ao processo de mutação, e passadas para as gerações seguintes, devido ao mecanismo de seleção. Este traço permite uma maior eficiência da busca e evita a divergência do enxame.

Numa dada iteração, tem-se um conjunto de partículas e cada uma delas define-se por um conjunto de parâmetros objeto e de parâmetros estratégicos, $[X, w]$, respetivamente. As partículas reproduzem-se e evoluem segundo as seguintes etapas:

- **Replicação** – cada partícula é replicada r vezes;
- **Mutação** – cada clone sofre mutação nos seus parâmetros estratégicos;
- **Reprodução** – cada partícula gera um descendente de acordo com a regra de movimento;
- **Avaliação** – cada descendente tem a sua adaptação avaliada;
- **Seleção** – as melhores partículas são selecionadas para se tornarem a próxima geração por torneio estocástico ou outros métodos (por exemplo, elitismo).

A partícula i é conduzida pela regra do movimento:

$$X_i^{novo} = X_i + V_i^{novo} \quad (19)$$

Com

$$V_i^{novo} = w_{i0}^* V_i + w_{i1}^* (b_i - X_i) + w_{i2}^* (b_g^* - X_i) \quad (20)$$

Tal como no clássico PSO, a regra do movimento da partícula preserva os termos de inércia, memória e cooperação. No entanto, os parâmetros estratégicos sofrem mutação:

$$w_{ik}^* = w_{ik} + \tau N(0,1), k = 0,1,2 \quad (21)$$

Onde

τ – parâmetro de aprendizagem que controla a amplitude das mutações

$N(0,1)$ – variável aleatória com distribuição Gaussiana, de média 0 e variância 1

Se o ótimo ainda não foi encontrado, faz sentido orientar-se o movimento das partículas para uma vizinhança do ótimo corrente, em vez de as atrair para ele. Assim, dado um ótimo corrente b_g é perturbado da seguinte maneira:

$$b_g^* = b_g + \tau' N(0,1) \quad (22)$$

Onde

τ' – ruído

Assim, graças ao processo de auto adaptação, é possível focar sensivelmente a orientação de um enxame e permitir que o mesmo oscile mesmo quando todas as partículas já convergiram para a mesma região e quando estão muito próximas.

A figura 20 ilustra que numa iteração k , uma partícula i localizada em X origina um descendente na iteração seguinte $k + 1$, sob a influência dos termos inércia, memória e cooperação. O termo de cooperação é atraído na direção de uma vizinhança definida por uma distribuição Gaussiana do ótimo corrente b_g .

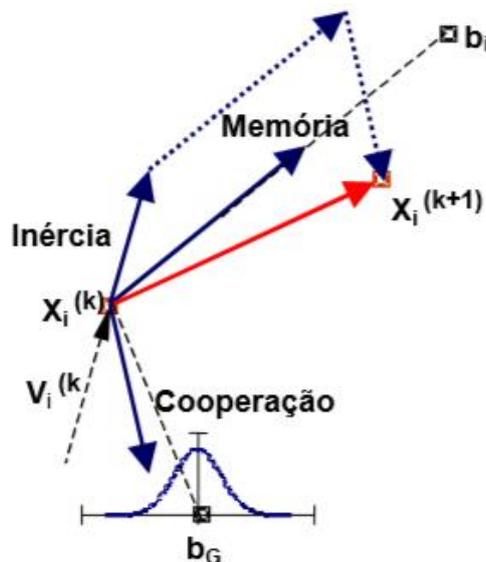


Figura 20 Ilustração da reprodução de uma partícula no EPSO [23]

A sintonização adequada dos parâmetros contribui eficientemente para que as partículas se aproximem cada vez com maior precisão do ponto ótimo: os parâmetros (número de partículas, número de replicações de cada partícula, velocidade máxima de cada partícula, constante de aprendizagem, número de iterações) devem ser ajustados no sentido de estabelecer um compromisso entre a velocidade de propagação da informação, a exploração do espaço de busca, o melhor resultado ou o mais preciso. Cada parâmetro tem o seu poder de atuação e o ajuste destes valores é resultado de várias experiências de tentativa e erro.

O EPSO apresenta um desempenho superior ao do PSO, o que pode ser justificado pelos distintos mecanismos de criação de descendentes: no EPSO esse mecanismo é composto pela mutação e pela seleção das melhores partículas que passam para a geração seguinte, enquanto que no PSO todos os descendentes de uma geração são aceites em substituição da geração anterior.

Segundo testes realizados com o PSO e o EPSO a diferentes aplicações mencionados em [25][26], como por exemplo, controlo de tensão/Var, mostram que o EPSO apresenta um desempenho superior: converge mais rapidamente, é mais exato (a média dos resultados é

superior), é mais robusto (a variância dos resultados é mais pequena) e é menos sensível à inicialização dos pesos (o desempenho não se degrada tão rapidamente com a variação dos pesos iniciais).

Nesta dissertação propõe-se a aplicação do algoritmo EPSO para resolver o problema de congestionamentos na rede com a inserção de sistemas de armazenamento de energia.

4.4 DESPLAN

Para interpretar os resultados obtidos pelo EPSO, é importante conhecer a rede que será estudada e perceber quais são os seus pontos mais sensíveis. Por isso, foi desenvolvida uma ferramenta de planeamento de armazenamento de energia dispersa denominada DESPLAN (*Dispersed Energy Storage Plan*), cuja estrutura está representada na figura 21 com destaque para dois blocos: a análise da flexibilidade da rede (P1) e o planeamento do DES (P2).

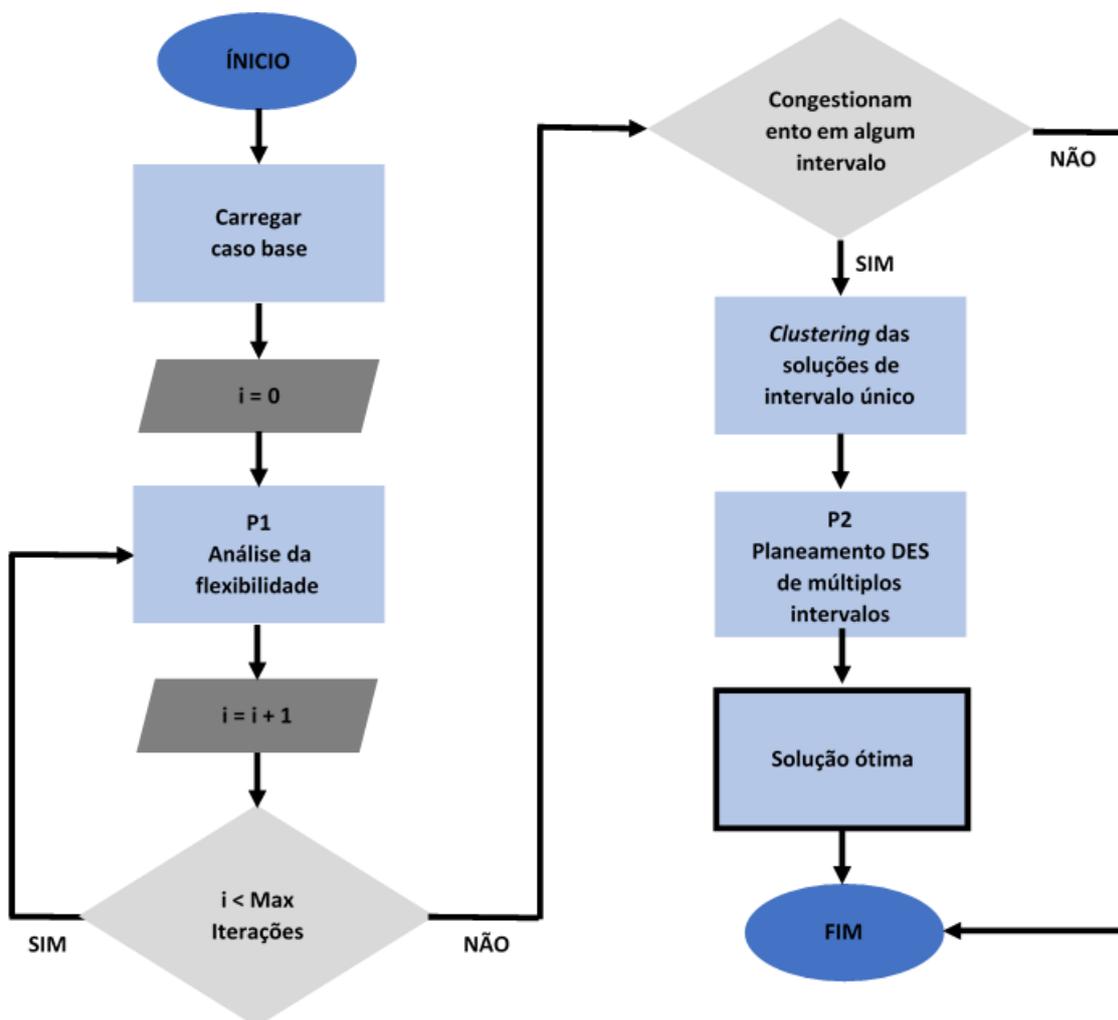


Figura 21 Estrutura do algoritmo de planeamento DES. (Adaptada de [21])

O primeiro passo é iniciar o PSS/E. De seguida é necessário carregar o caso base que contém informação sobre as características da rede e da oferta e procura para o intervalo de simulação que representa o estado da rede. Não esquecendo que o estudo é baseado nos dados de previsão de carga e geração para as 24 horas seguintes, o estado da rede muda a cada hora, mas é estável durante esse intervalo.

Na fase de análise do desempenho da rede para o período de simulação (24 horas) são detetados, se existirem, os intervalos que acusam congestionamentos e é coletada toda a informação acerca das circunstâncias da rede nesses intervalos específicos. Em cada intervalo problemático, é aplicado o EPSO e obtida a solução ótima que corrige o problema para essa hora. No fim deste processo, são guardadas as várias soluções individuais.

Na segunda fase, o EPSO procura otimizar o problema olhando para as soluções individuais obtidas que resolvem o congestionamento em cada hora. O resultado final é a melhor combinação do siz e da capacidade da instalação na rede, que minimize o custo da solução, ou seja, a solução considera a potência ótima e a energia ótima para a solução de DES.

4.4.1 Utilizador da ferramenta DESPLAN

O planeamento da rede com integração DES é feito com o algoritmo EPSO, implementado no módulo *EPSO.py* (módulo programado pelo NESTER) e adaptado para se integrar na estrutura representada na figura 22.

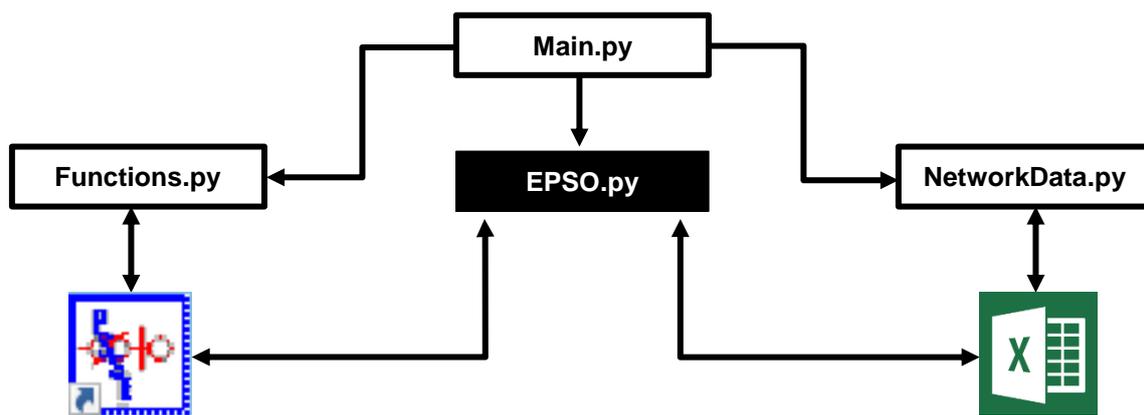


Figura 22 Arquitetura do programa desenvolvido.

O diagrama da figura 23 mostra a ordem em que se processa o planeamento de DES: a avaliação do desempenho da rede (P1) seguida da aplicação do EPSO (P2). Caso se observe mais do que um intervalo com registo de congestionamentos, a metodologia passa por aplicar P1.1 antes de

P2, ou seja, o método corre P1.1 nos casos em que o período problemático é constituído por dois ou mais intervalos.

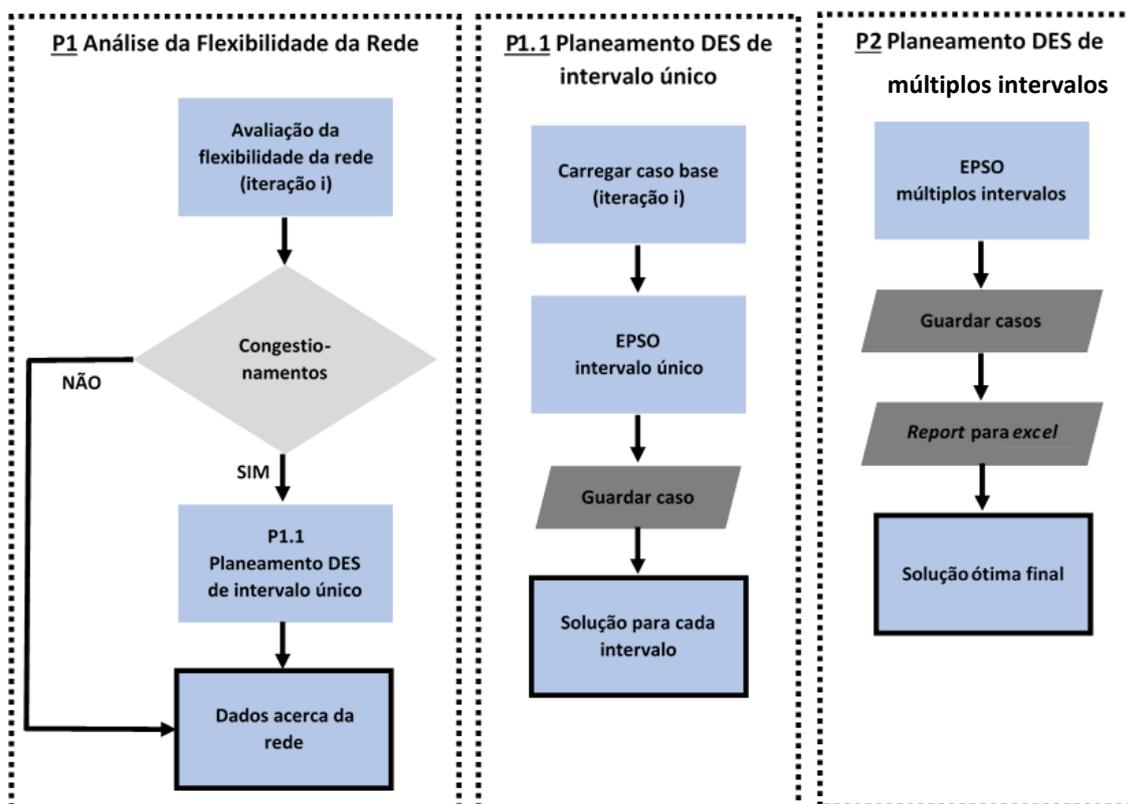


Figura 23 Planeamento DES (Adaptada de [21]). (a) P1 - Análise da flexibilidade da rede. (b) EPSO intervalo único. (c) EPSO múltiplos intervalos.

Todos os casos simulados referentes ao estado da rede em cada intervalo são guardados e os dados são reportados para um *excel* que contém informação sobre o *power flow*, antes e depois de se introduzir ESS, bem como informação sobre os parâmetros e resultados do EPSO:

- 24 folhas correspondem ao *report* antes de se inserir a tecnologia de armazenamento - cada folha contém informação sobre o estado da rede em cada intervalo antes de ser inserida a tecnologia de armazenamento;
- 1 folha é o resumo das 24 horas simuladas antes de se inserir a tecnologia de armazenamento;
- 1 folha corresponde aos dados da solução final do EPSO (informação de localização e dimensionamento, e parâmetros utilizados);
- Se for registada uma situação de congestionamento em mais de uma hora, são acrescentadas mais folhas além das 26 (o número de folhas adicionadas corresponde ao dobro do número de horas afetadas com ocorrências de congestionamento – metade das folhas reporta os resultados do EPSO aplicado a cada intervalo e a outra metade reporta os resultados do EPSO tendo em conta todos os intervalos).

5 Aplicação à rede IEEE14

Este capítulo apresenta a caracterização da rede IEEE14 e alguns cenários de congestionamento associados à mesma. Com a aplicação da metodologia descrita no capítulo 4, analisa-se cada um dos cenários e realiza-se um estudo paramétrico.

5.1 Caracterização da rede

A rede escolhida para realizar o estudo proposto nesta dissertação é a IEEE14, uma rede composta por quatro níveis de tensão em MAT, AT e MT (Média Tensão) que compreende os transformadores (15/60kV, 60/220kV e 150/220kV) e as linhas de transmissão. A figura 24 representa o diagrama unifilar da rede de transporte.

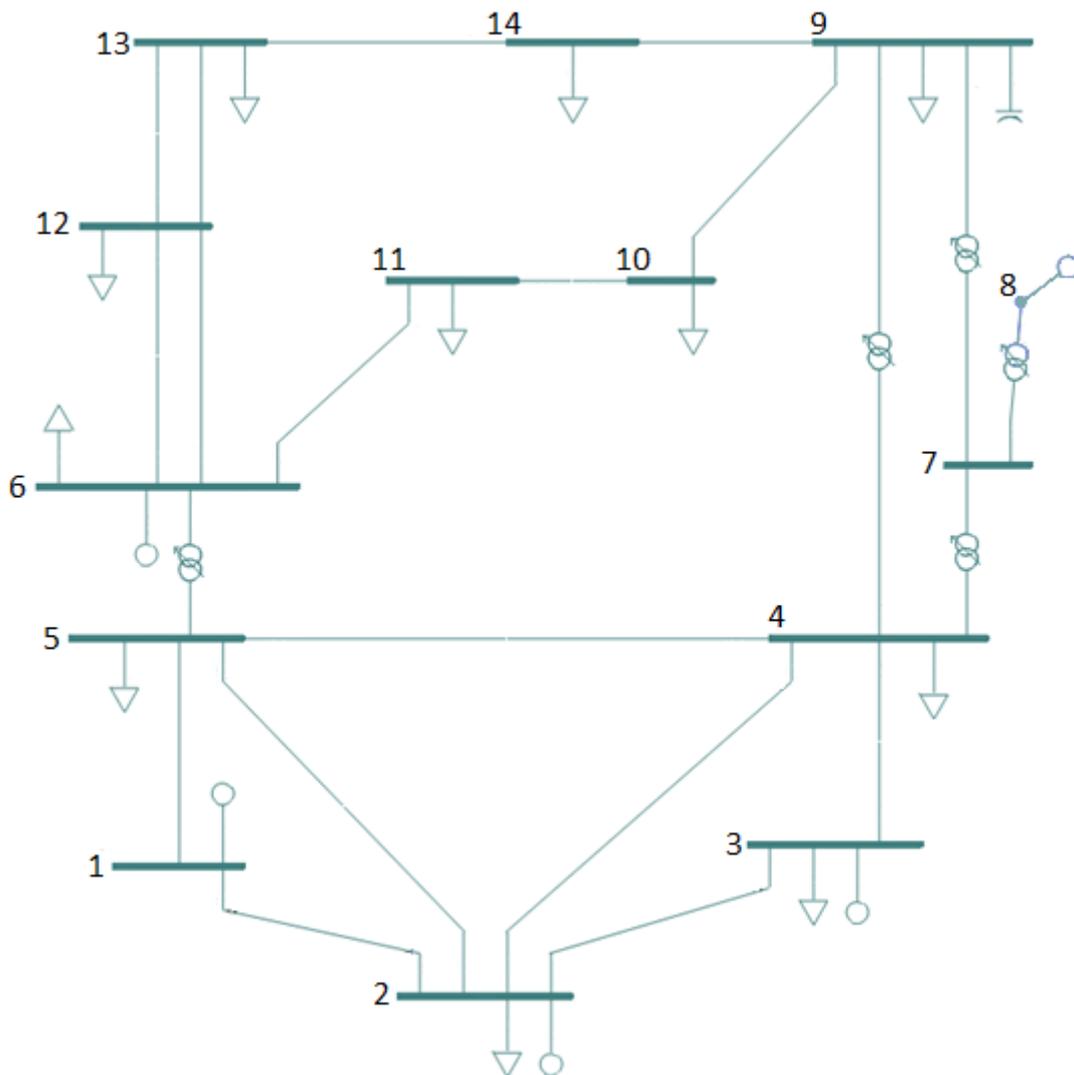


Figura 24 Diagrama unifilar da rede IEEE14.

A rede é composta por 14 barramentos, onde estão distribuídos 5 geradores, 5 transformadores, 1 bateria de condensadores e 11 cargas. As suas características estão definidas no Anexo 2.

A produção de energia elétrica é de origem predominantemente térmica. Das cinco centrais de geração, duas são de natureza térmica (G1 e G2), uma é hídrica (G3) e as restantes duas são centrais eólicas (G6 e G8).

O comportamento de cada unidade produtora é modelado pelos diagramas de geração apresentados em 3.2.2, segundo a natureza da sua energia primária. A cada hora, a potência ativa gerada por G2 varia de acordo com o diagrama de geração térmica, a potência ativa gerada por G3 varia segundo o diagrama de geração hídrica, e as potências geradas por G6 e G8 variam de acordo com o diagrama de geração eólica tipo I.

O comportamento da central de energia térmica G1 não é modelado pelo diagrama de geração térmica porque está implementada no barramento de referência, também conhecido por barramento de balanço (*slack bus* ou *swing bus*), que calcula a potência ativa e reativa de geração tendo em conta o valor da tensão (módulo e argumento). Como o próprio nome indica, este barramento controla o balanço energético do sistema garantindo que a geração satisfaz a carga. Por sua vez, os geradores G2, G3, G6 e G8 estão acomodados em barramentos tipo PV que consideram a potência ativa gerada e o módulo da tensão para calcular a potência reativa gerada e o argumento da tensão no barramento.

O comportamento das cargas também é simulado segundo o seu carácter, doméstico ou industrial. Às cargas localizadas em barramentos pares (BUS2,4,6,10,12,14) aplicou-se o perfil de carga doméstica, e às restantes (BUS3,5,9,11,13) aplicou-se o perfil de carga industrial. No caso base, a procura elétrica corresponde a 259,3MW e 73,6MVA_r.

Simulação da rede

A simulação da rede para as 24 horas seguintes tem por base a aplicação dos perfis de carga e geração ao cenário base e, neste âmbito, ilustra-se o comportamento da rede de teste em vazio, às 5h, e em hora de ponta, às 13h, apresentando o trânsito de potências em cada uma das situações.

Caso base

O cenário ou caso base é a rede IEEE14 em regime 'n', com todos os ramos em funcionamento e sem sobrecargas (figura 25).

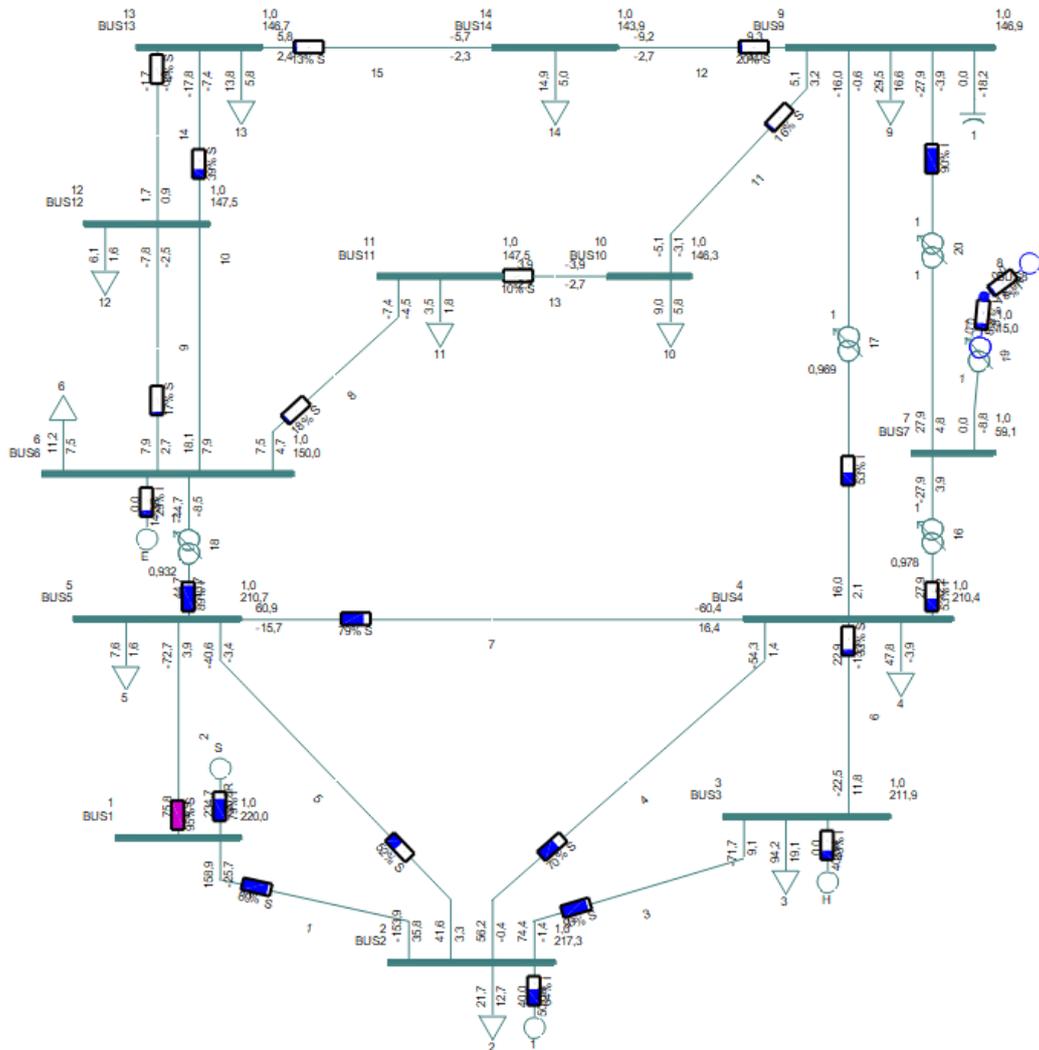


Figura 25 Diagrama unifilar da rede IEEE14 - caso base.

A simulação da rede no PSS/E, permite observar o trânsito de potências e tirar algumas conclusões:

- as tensões em todos os barramentos da rede estão dentro dos limites admissíveis $0.95 < U_B < 1.05$, garantindo-se que são cumpridos os critérios de segurança;
- nenhum dos ramos da rede está em sobrecarga, o que significa que a potência instalada satisfaz a procura elétrica $P_{injetada} \geq P_{requisitada}$;
- a potência ativa total de geração é 274,4 MW;
- a potência ativa total das cargas é 259,3MW;
- as perdas ativas registadas totalizam 15.0 MW.

Situação de vazio

Para ilustrar uma situação de vazio da rede IEEE14, observe-se o diagrama unifilar da rede às 5h, representado na figura 26. Os dados da simulação estão descritos no Anexo 2.

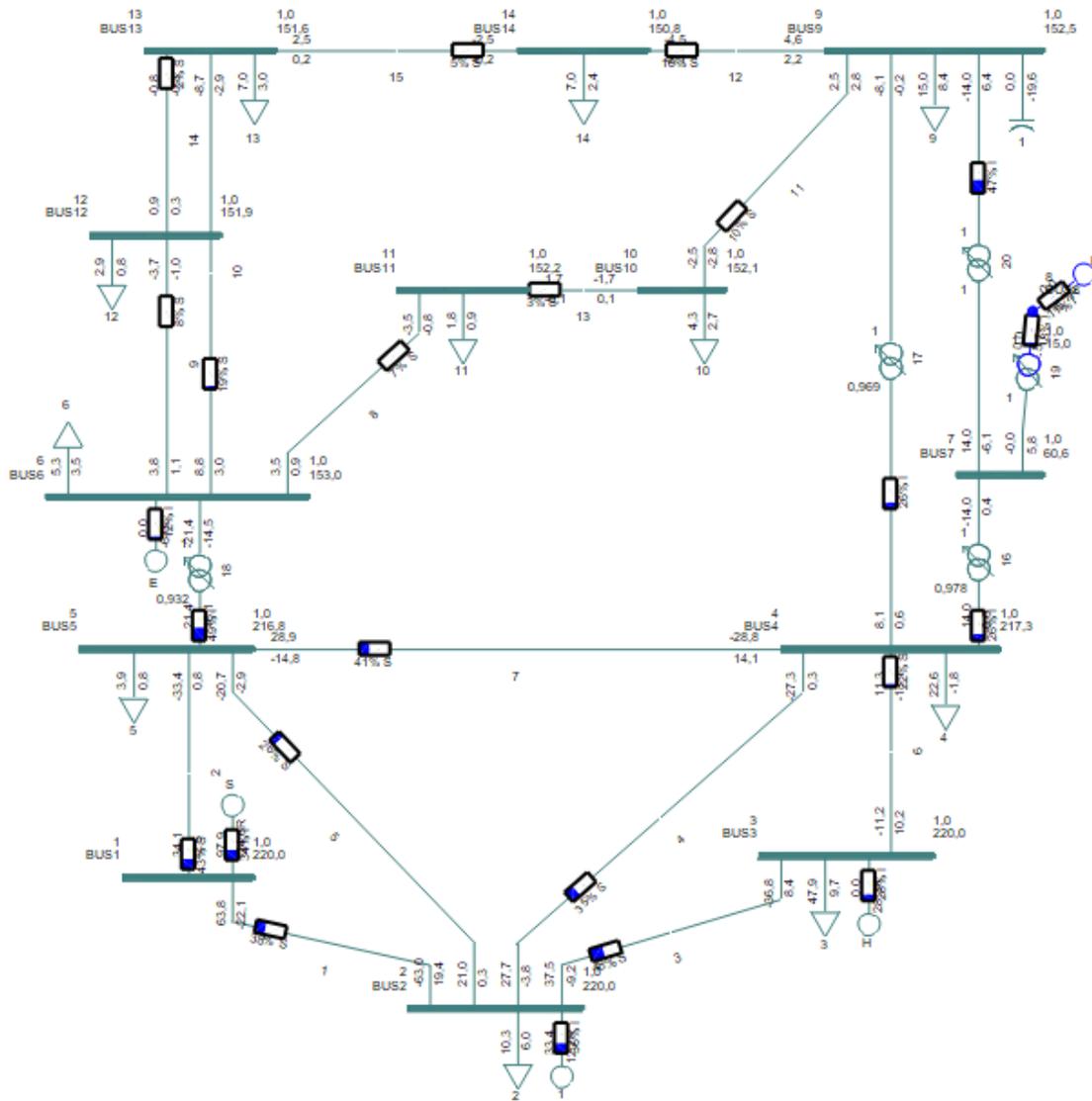


Figura 26 Diagrama unifilar da rede IEEE14 - Hora 5h.

Para este cenário regista-se um total de 131.3 MW de potência ativa, que cobre um total de 128 MW de carga em vazio. Por análise dos resultados do *power flow*, verifica-se que a rede não se encontra em violação dos critérios de planeamento.

Situação de ponta

A situação de ponta da rede IEEE14 pode ser ilustrada com o *power flow* relativo à hora 13h, representado na figura 27 e cujos dados estão descritos no Anexo 2.

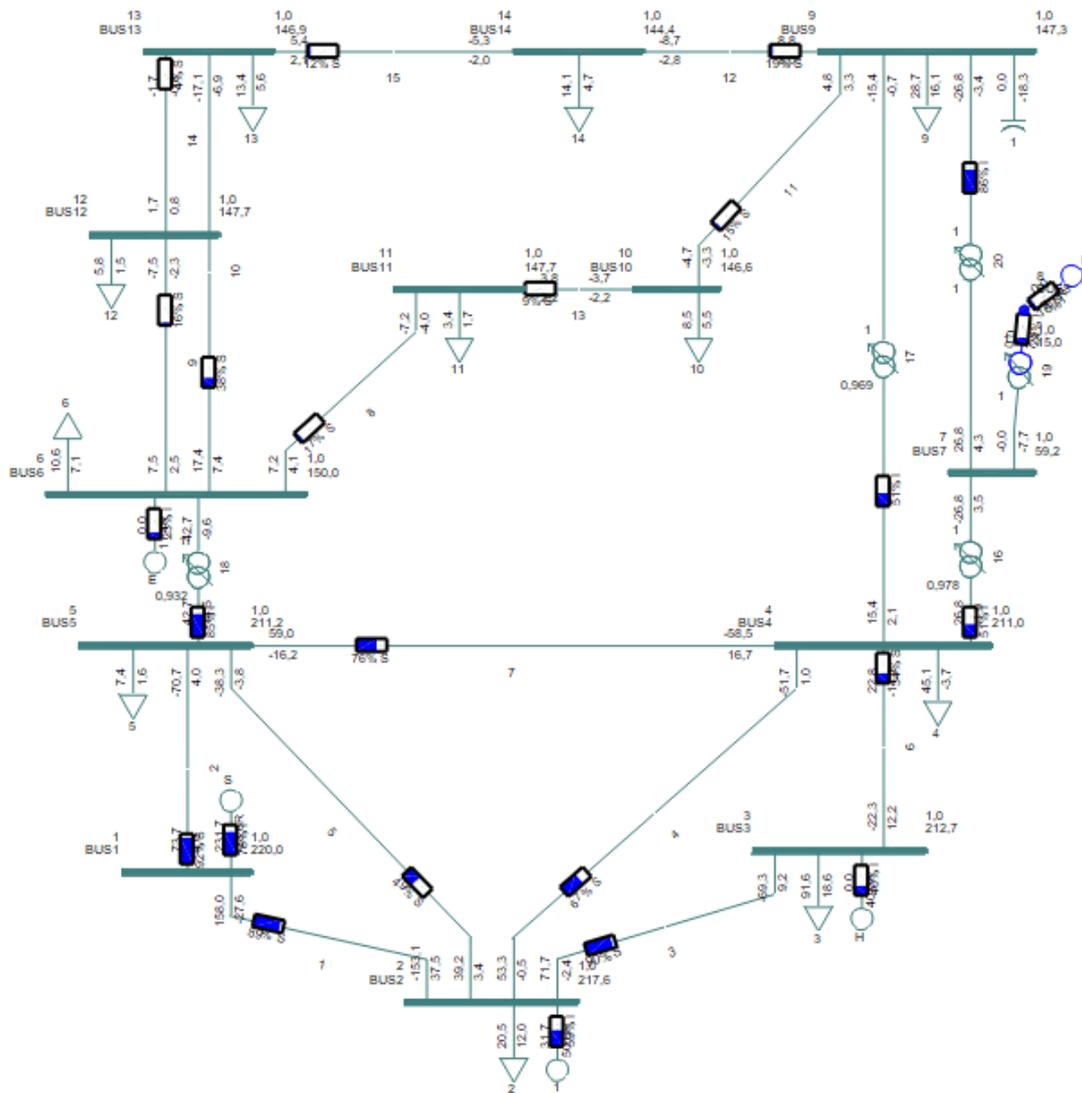


Figura 27 Diagrama unifilar da rede IEEE14 - Hora 13h.

Nesta situação, a produção de potência ativa totaliza 263,4 MW e a carga de ponta 248,8 MW. Verifica-se que a rede cumpre os critérios de planejamento, respeitando os limites de tensão e de carga nos ramos.

5.2 Sensibilidade a parâmetros

Os parâmetros, ou pesos, definidos no EPSO têm grande influência nos resultados obtidos e a escolha acertada no conjunto de parâmetros traduz resultados consistentes. Estes parâmetros devem ser afinados para o sucesso da determinação do *sizing* e *siting* dos ESS na rede e, como tal, realizou-se uma corrida paramétrica variando cada um dos parâmetros à vez, fixando os restantes.

Considerou-se um cenário de congestionamento na linha L1_2, que liga o barramento 1 ao barramento 2, entre as 13h e as 15h, e que está representado na figura 28 com a linha afetada em destaque.

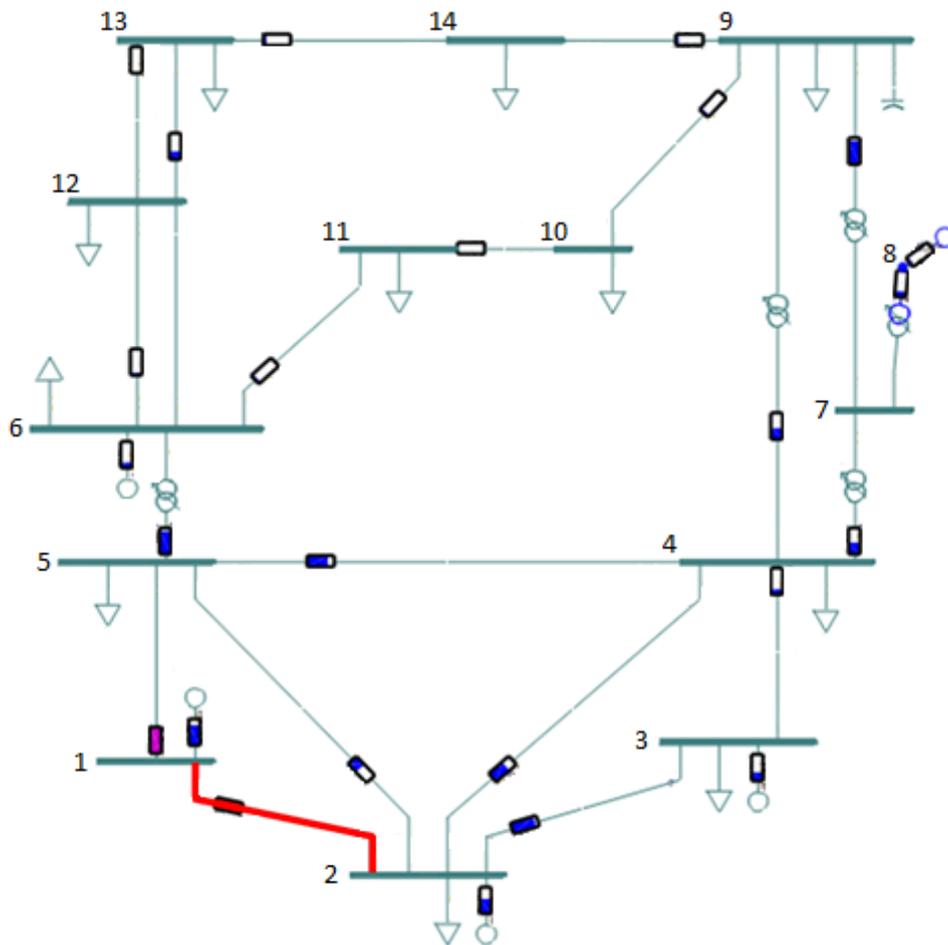


Figura 28 Diagrama unifilar da rede para a hora 13 e com a violação assinalada.

O algoritmo EPSO está definido com os parâmetros apresentados na tabela 4, escolhidos em função de uma primeira afinação dos parâmetros do EPSO na busca de uma solução subótima para o problema. A tecnologia de armazenamento de energia considerada é a bateria de iões de lítio, onde se consideram os seguintes custos representados a cinzento na tabela 4.

Tabela 4 Dados iniciais dos parâmetros do EPSO.

Inércia	Cooperação	Memória	Best Global	Learning rate	Vini max	Swarm size	Max iter
0.3	0.3	0.3	0.7	0.3	0.2	100	500

Penalty_cost	P cost	W cost	Instalation cost
20 000	3 850 000	963 000	1 000 000

Os parâmetros *swarm size*, número máximo de iterações, custo de penalização, custo de potência, custo de energia e custo da instalação são fixos, e estes últimos quatro estão relacionados com a tecnologia de armazenamento de energia.

Para melhor interpretação dos gráficos que se seguem, deve entender-se que a '% Fitness' igual a 100 corresponde ao valor máximo de fitness encontrado no intervalo. O menor valor '% Fitness' é a melhor solução e o valor do peso correspondente é, para o estudo do subcapítulo 5.3, o escolhido para simular todos os cenários.

5.2.1 Inércia

Para a inércia, no intervalo entre [0.15; 0.45], a melhor fitness varia 24% do valor máximo encontrado e corresponde à **Inércia igual a 0.45** (figura 29). Os resultados das simulações relativas a este parâmetro estão descritos no Anexo 3.

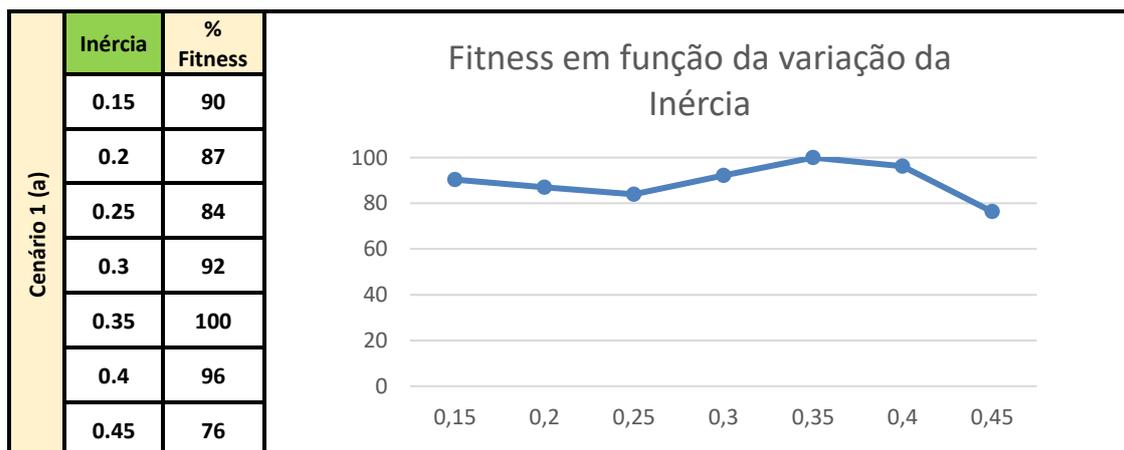


Figura 29 Dados e respetivo diagrama do comportamento da fitness do EPSO em função da variação da inércia.

A solução ótima encontrada pelo EPSO (figura 30) foi a integração de um ESS com capacidade 18,8MW/24,4MWh no barramento B2. O ESS instalado junto ao ramo em sobrecarga serve para

evitar que viaje tanta potência pela linha L1_2 para alimentar as cargas, uma vez que o armazenamento pode ajudar a responder à procura.

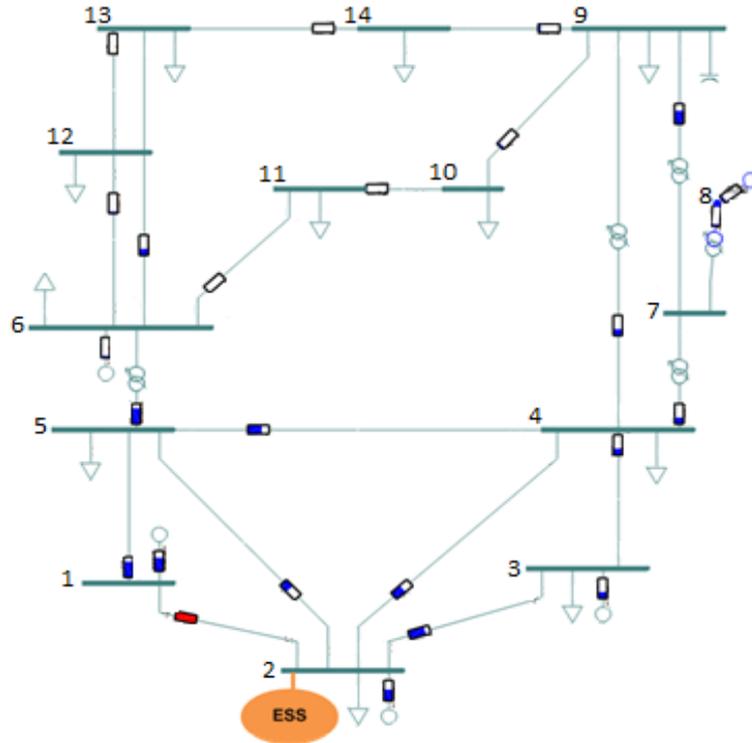


Figura 30 Solução do EPSO (Inércia=0,45).

5.2.2 Cooperação

Para a cooperação, no intervalo entre [0.15; 0.45], a melhor *fitness* varia 12% do valor máximo encontrado e corresponde à **Cooperação igual a 0.4** (figura 31). Os resultados das simulações estão no Anexo 3.

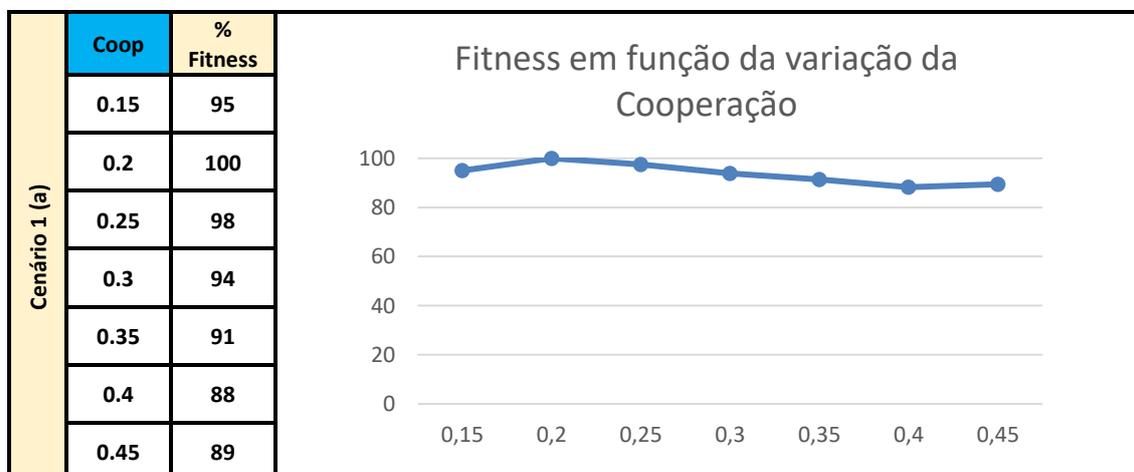


Figura 31 Dados e respetivo diagrama do comportamento da fitness do EPSO em função da variação da cooperação.

A melhor solução encontrada pelo EPSO é a integração de 2 ESS na rede próximos do ramo em que ocorreu congestionamento (figura 32): uma unidade com capacidade igual a 7,5 MW e 15 MWh no barramento B2 e outra unidade com capacidade 6.9 MW e 12,3 MWh em B5.

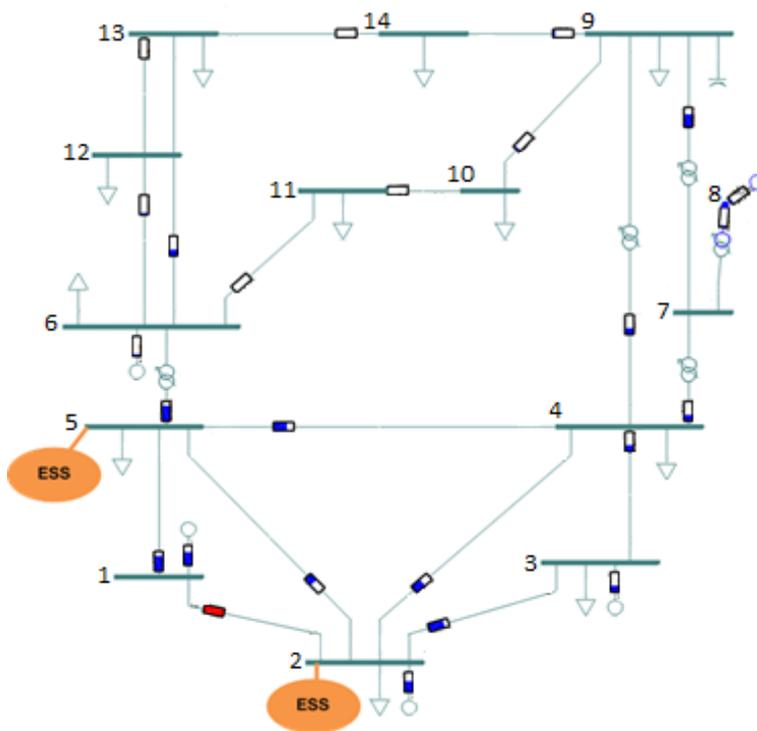


Figura 32 Solução do EPSO (Cooperação=0,4).

5.2.3 Memória

Para a memória, no intervalo entre [0.15; 0.45], a melhor *fitness* varia 9% do valor máximo encontrado e corresponde à **Memória igual a 0.4** (figura 33). Os resultados das simulações são apresentados no anexo 3.

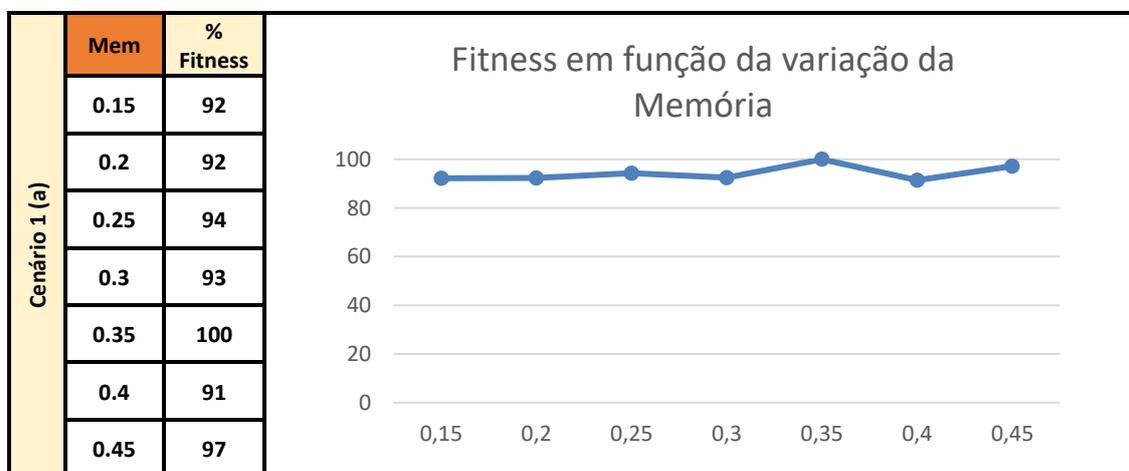


Figura 33 Dados e respetivo diagrama do comportamento da fitness do EPSO em função da variação da memória.

A solução ideal encontrada pelo EPSO é a integração de dois ESS próximos da linha afetada pelo congestionamento (figura 34): um no barramento B2 com potência igual a 6.2 MW e igual energia.

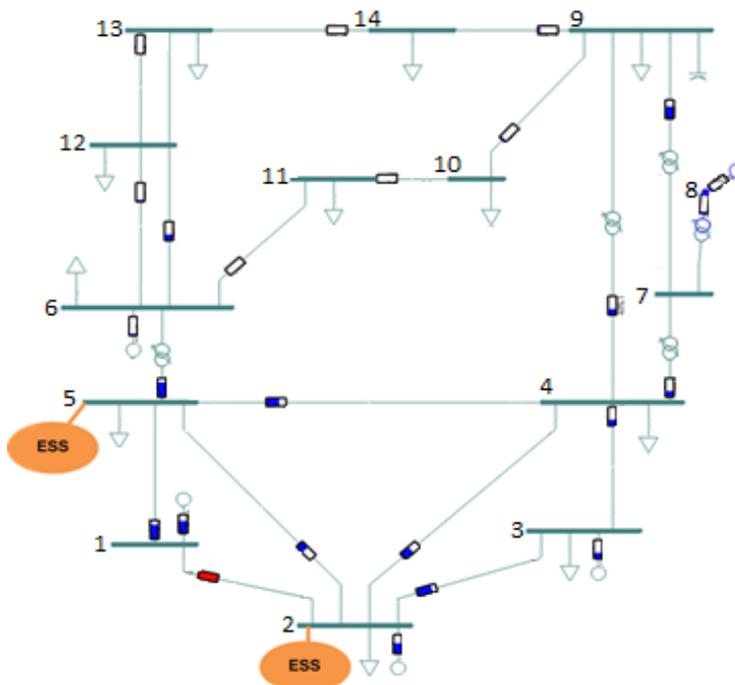


Figura 34 Solução do EPSO (Memória=0,4).

5.2.4 Best Global

Para o *best global*, no intervalo entre [0.4; 1], a melhor *fitness* varia 21% do valor máximo encontrado e corresponde ao **Best Global** igual a 0.4 (figura 35). Os dados das simulações podem ser encontrados no Anexo 3.



Figura 35 Dados e respectivo diagrama do comportamento da fitness do EPSO em função da variação do Best Global.

A solução ótima que o algoritmo encontrou (figura 36) e que resolve o congestionamento é um ESS de 12,4 MW e 24,4 MWh Novamente, verifica-se que a melhor localização para a unidade de armazenamento na rede é nas proximidades da linha L1_2.

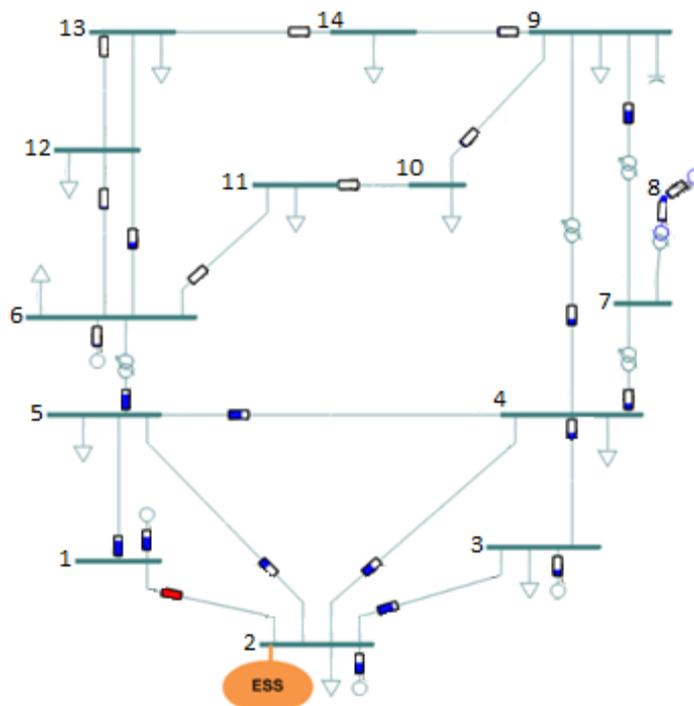


Figura 36 Solução do EPSO (Best Global=0,4).

5.2.5 Learning rate

Para a *learning rate*, no intervalo entre [0.2; 0.4], a melhor *fitness* varia 4% do valor máximo encontrado e corresponde à **Learning Rate igual a 0.35** (figura 37). Os dados das simulações são apresentados no Anexo 3.

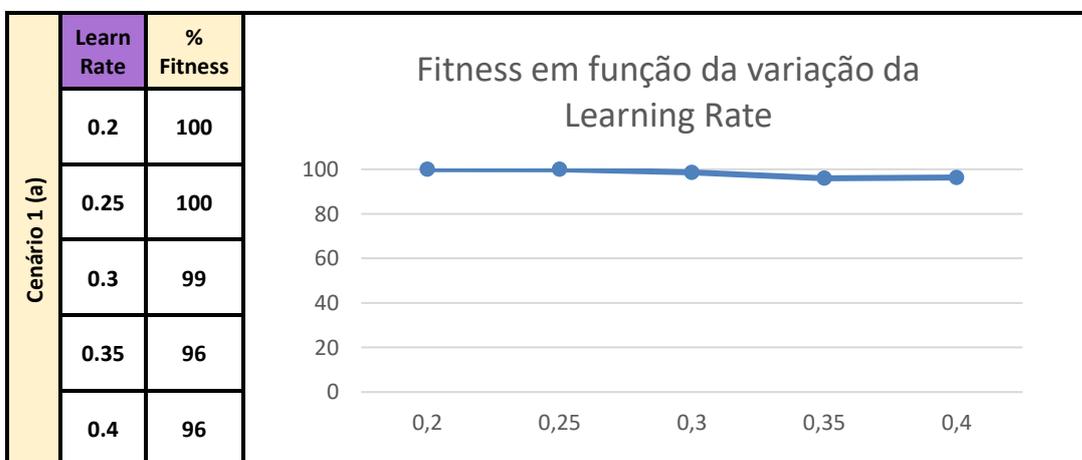


Figura 37 Dados e respetivo diagrama do comportamento da fitness do EPSO em função da variação da Learning Rate.

A *fitness* da Learning Rate não se altera muito quando se varia o valor do parâmetro. Neste caso, a solução ótima encontrada pelo EPSO é a inserção de 5 ESS nos barramentos B2 (4,5 MW e 7,8 MWh), B3 (1,4 MW e 1,9 MWh), B4 (4,6 MW e 13,2 MWh), B12 (1,8 MW e 1,8 MWh) e B14 (2,1 MW e 2,9 MWh), como mostra a figura 38. As unidades de armazenamento instaladas mais longe do congestionamento servem para evitar que a potência viaje desde B1 (onde está localizado o gerador G1, responsável pela maior parte da produção de energia da rede).

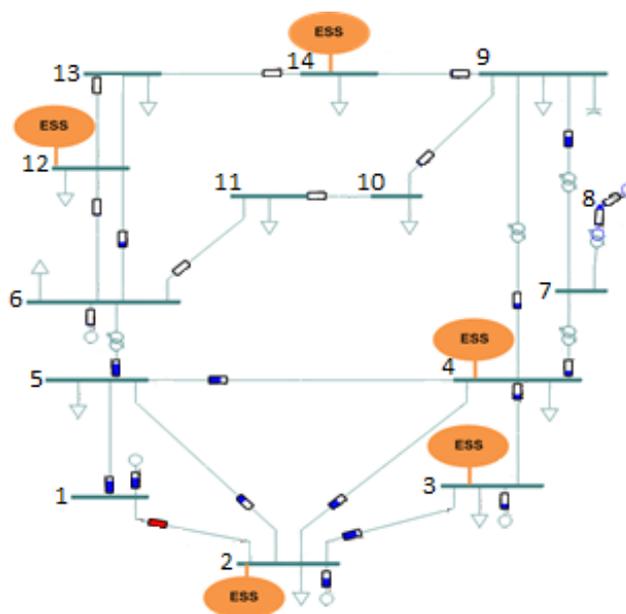


Figura 38 Solução do EPSO (Learning Rate=0,35).

5.2.6 Velocidade

Para a velocidade máxima, no intervalo entre [0.05; 0.35], a melhor *fitness* varia 14% do valor máximo encontrado e corresponde à **Velocidade máxima igual a 0.25** (figura 39). Os dados das simulações podem ser encontrados no Anexo 3.

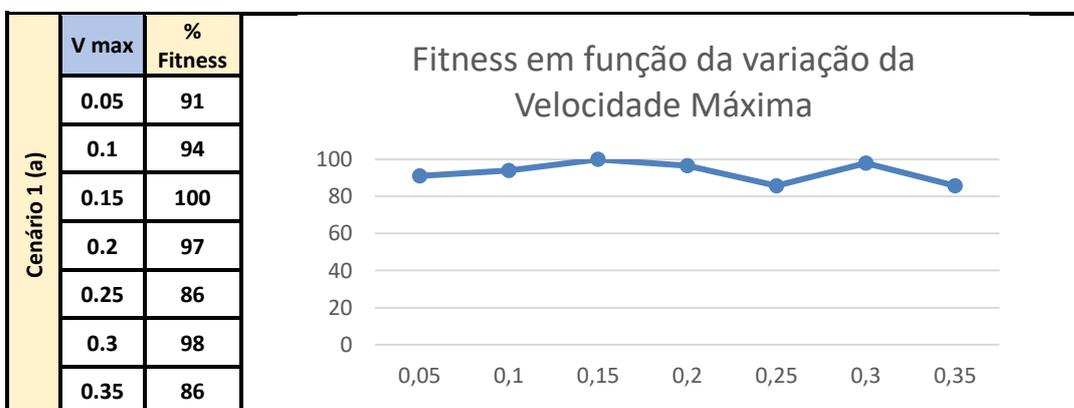


Figura 39 Dados e respetivo diagrama do comportamento da fitness do EPSO em função da variação da velocidade máxima.

A solução ótima encontrada pelo EPSO é a integração de um ESS com 13,6 MW e 26,2 MWh em B3, como está representado na figura 40.

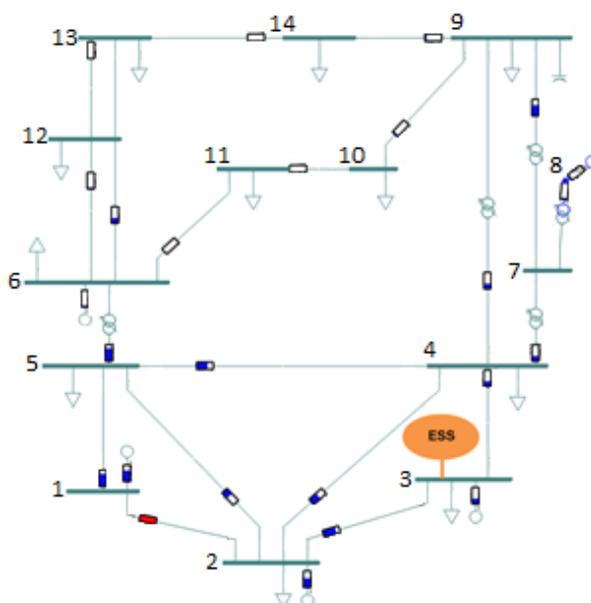


Figura 40 Solução do EPSO (Velocidade máx=0,35).

5.2.7 Conclusões

Pela análise dos gráficos acima e dos resultados do EPSO em cada intervalo e do EPSO tendo em conta todos os intervalos, podem retirar-se algumas conclusões sobre os vários parâmetros:

- a inércia, a cooperação, a memória e o *Best Global* são parâmetros muito sensíveis que têm grande peso no caminho que as soluções admissíveis percorrem no espaço de busca em direção ao melhor ponto;
- a cooperação tem a ver com a “influência social”, ou seja, a informação que as soluções admissíveis passam umas às outras sobre a solução ótima – uma maior cooperação conduz a uma menor fitness, quer isto dizer que, a maior troca de informação entre as partículas conduz à obtenção de melhores resultados;
- a inércia tem a ver com a “personalidade” de cada partícula - quanto maior for a inércia, maior é a “teimosia” das partículas, ou seja, as soluções admissíveis demoram mais iterações a convergir para a solução ótima;
- a *learning rate* é o parâmetro que menos influencia a decisão do algoritmo na busca da solução ótima, uma vez que a fitness praticamente não varia seja qual for o valor deste parâmetro;
- uma maior velocidade Inicial significa que as partículas se espalham mais no espaço de busca, permitindo explorar uma maior área.

Após a realização de mais alguns testes adicionais, retiraram-se conclusões afetas aos parâmetros a cinza:

- o *Swarm size* é o número de soluções admissíveis em cada *swarm*. Se o *Swarm size* for muito grande, o algoritmo pode ter dificuldades a convergir devido ao maior número de soluções; por outro lado, se o *Swarm size* for demasiado pequeno, o algoritmo pode convergir rapidamente ao ficar preso num mínimo local cedo de mais;
- o *Max iter* é o número máximo de iterações que corre o algoritmo se não tiver convergido antes, sendo este um critério de paragem do EPSO. Se o número máximo de iterações for muito reduzido, as partículas não terão oportunidade para explorar o espaço de busca.

O EPSO pesa vários fatores na busca da solução ótima de *siting* e *sizing* de ESS na rede. Uma solução concentrada é mais económica do que uma solução dispersa se se observar apenas o número de instalações (que é inferior), no entanto, uma solução concentrada exige, normalmente, maior capacidade da tecnologia de armazenamento, encarecendo a instalação.

Observa-se que em quase todas as soluções, existem ESS localizados nos barramentos do nível inferior da rede, que é onde está localizada a maior parte da carga e onde está o congestionamento. Estas soluções de integração dos ESS perto das cargas mais “pesadas” permitem que, através do fluxo de potência, o armazenamento contribua para o alívio dos ramos da rede. A integração de ESS no nível superior da rede implica que a potência não tenha de viajar desde o nível inferior, e evitando este trânsito minimiza a possibilidade de congestionamentos.

5.3 Cenários de congestionamento

São várias as circunstâncias que podem causar situações problemáticas de congestionamentos no sistema de energia. Entre muitas delas estão (a) a alteração da topologia da rede, (b) o aumento ou diminuição dos consumos em diferentes pontos da rede e (c) a introdução de geradores de fontes renováveis.

Desta forma, moldaram-se dois cenários de congestionamento e cada um deles pode estar associado a situações do tipo (a), (b) ou (c). As simulações são realizadas nas condições de carga e geração pressupostas e, por análise dos resultados, é possível perceber onde é que será o melhor local do espaço de busca (neste caso, os 14 barramentos da rede) para inserir a tecnologia de armazenamento e qual deve ser a capacidade desta para resolver o congestionamento.

A escolha dos parâmetros do EPSO para as simulações de congestionamento foi de carácter elitista, portanto, os parâmetros foram escolhidos com base no valor que apresentou melhor fitness na corrida paramétrica. e estão representados na tabela 5.

Tabela 5 Dados do EPSO para as simulações dos cenários de congestionamento.

Inércia	Cooperação	Memória	Best Global	Learning rate	Vini max	Swarm size	Max iter
0.45	0.45	0.4	0.4	0.35	0.25	100	500

Penalty_cost	P cost	W cost	Instalation cost
20 000	3 850 000	963 000	1 000 000

5.3.1 Congestionamento de um ramo da rede

O primeiro cenário refere-se ao congestionamento de um ramo da rede num período contínuo e são abordados 3 casos diferentes (1A, 1B e 1C) descritos resumidamente na tabela 6.

Tabela 6 Congestionamento de um ramo num período contínuo - alterações na rede que provocaram o congestionamento, período e localização da ocorrência do mesmo.

CENÁRIO 1 – Congestionamento de 1 ramo num período contínuo		
	Alteração	Problema
(a) Alterar a topologia da rede	Rate L1_2 = 155 MVA	Ramo L1_2 -> 13h-15h
(b) Alterar o perfil de consumo	Load_5*3,5 = 26,6+j5,6 MVA	Ramo L1_5 -> 13h-15h
(c) Alterar perfil de geração	$P_{GEN8} = 20MW$	Ramo TRF7_9 -> 13h-15h

CASO 1A

Neste caso, alterou-se a topologia da rede, substituindo a linha inicial L1_2 que liga o barramento B1 ao barramento B2 (potência nominal igual a 180 MVA) por outra com potência nominal inferior e igual a 155 MVA. Simulou-se a rede nas condições de simulação previstas e registou-se uma ocorrência de congestionamento no ramo alterado (figura 41).

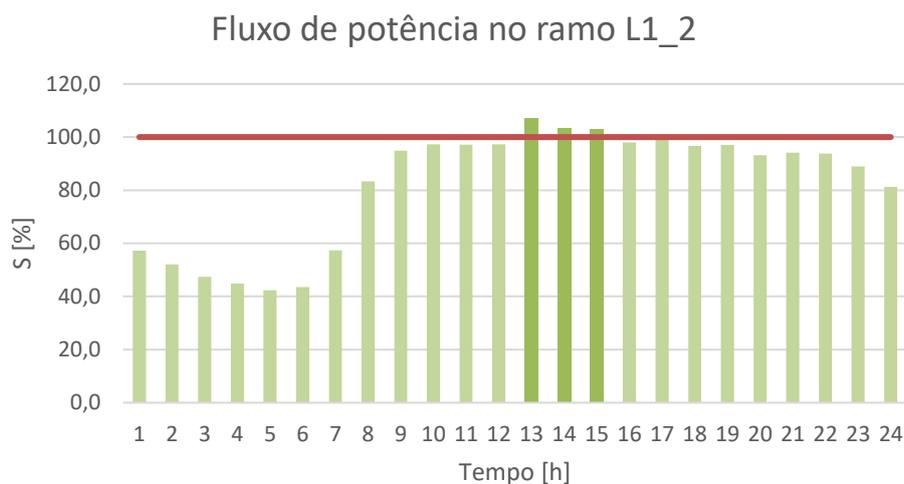


Figura 41 Fluxo de potência na linha que liga o barramento 1 ao barramento 2 para as 24 horas do dia.

G1 é a central de produção que alimenta maior parte das cargas, incluindo as cargas da parte superior da rede. Uma parte da potência viaja de B1 para B2 e daí para outros pontos até chegar à carga de destino. Este trânsito na linha L1_2 provocou, às 13h, uma sobrecarga de 7% no ramo, representada a vermelho na figura 42. Os dados da simulação estão descritos no Anexo 4.

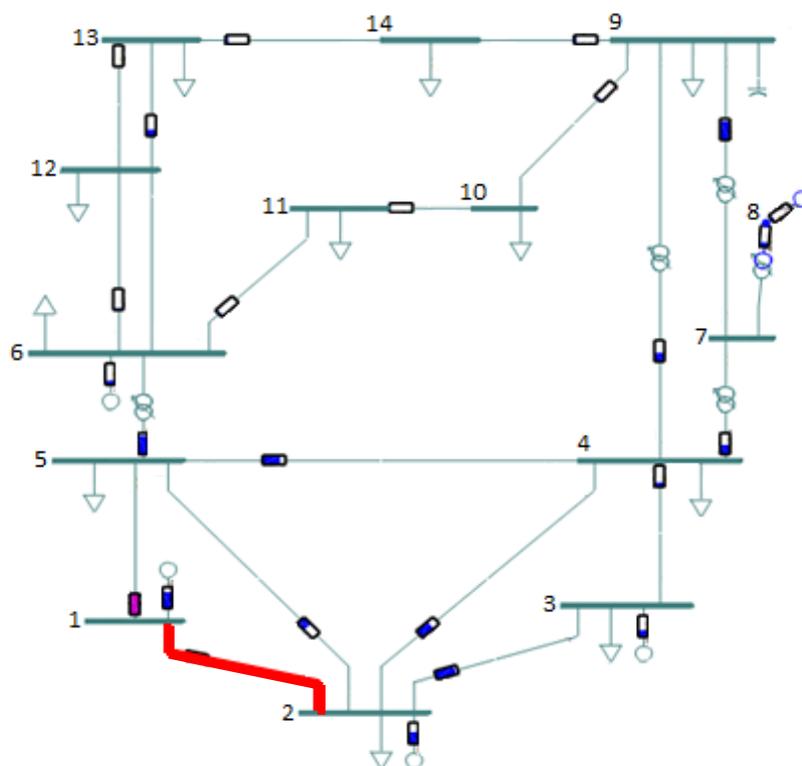


Figura 42 Cenário 1A - Diagrama unifilar da rede para a hora 13 e com a violação assinalada.

Para a hora 13h, após a detecção do congestionamento na linha L1_2, foi acionado o EPSO: o EPSO para intervalo único correu em cada hora em que se registaram congestionamentos (13h, às 14h e às 15h) obtendo 3 soluções distintas que resolvem o problema para cada intervalo. Às 13h, quando se registou o congestionamento com maior nível de sobrecarga (maior amplitude), o EPSO decidiu inserir vários ESS mais perto das cargas do nível superior da rede e aliviar assim o ramo L1_2 para que a potência não tenha de viajar até esse lado da rede (figura 43). Nas horas seguintes de congestionamento, às 14h e às 15h, a sobrecarga foi menos evidente, e o EPSO optou por inserir ESS de maior capacidade para suprir as necessidades da parte superior da rede (figuras 44 e 45).

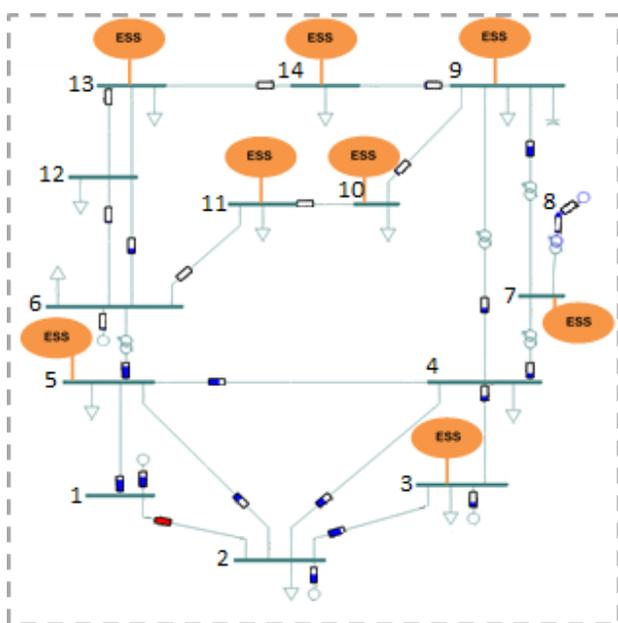


Figura 43 Cenário 1A - Solução para a hora 13.

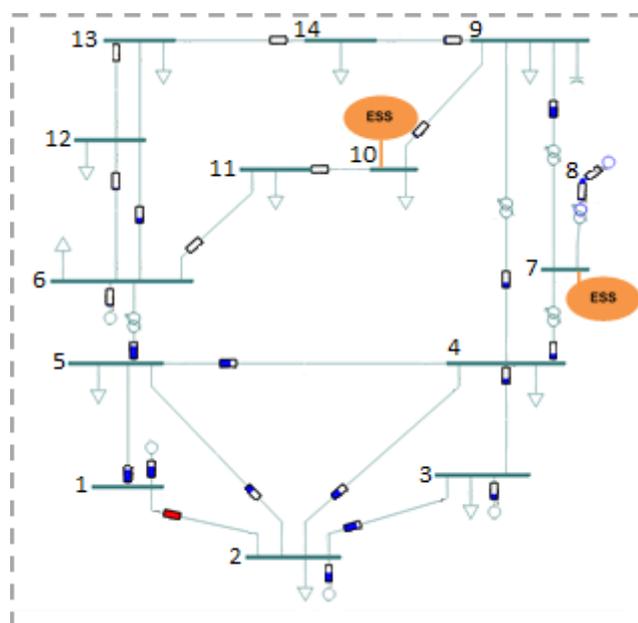


Figura 44 Cenário 1A - Solução para a hora 14.

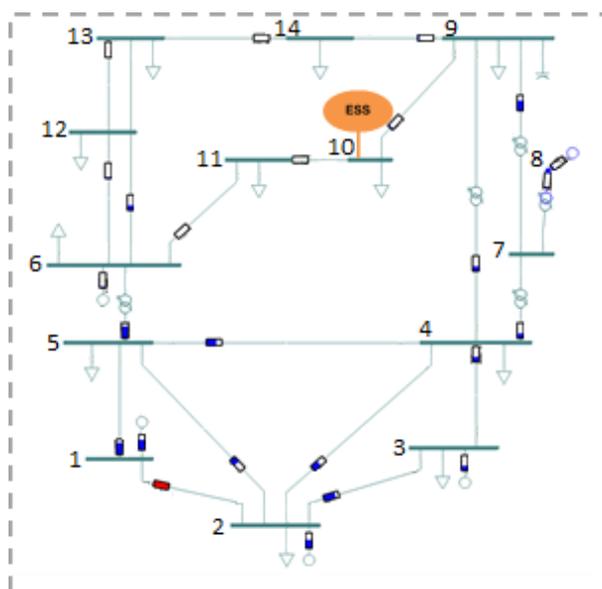


Figura 45 Solução para a hora 15.

De seguida é acionado o EPSO para múltiplos intervalos que dá a solução otimizada que resolve o congestionamento. Neste caso, a melhor solução é a integração de 2 ESS: um no barramento B9 com capacidade igual a 1,5 MW e 1,5 MWh, e outro no barramento B10 com capacidade de 14,4 MW e 28,7 MWh. A figura 46 ilustra que a solução resolve o problema e os dados da rede podem ser observados no Anexo 4.

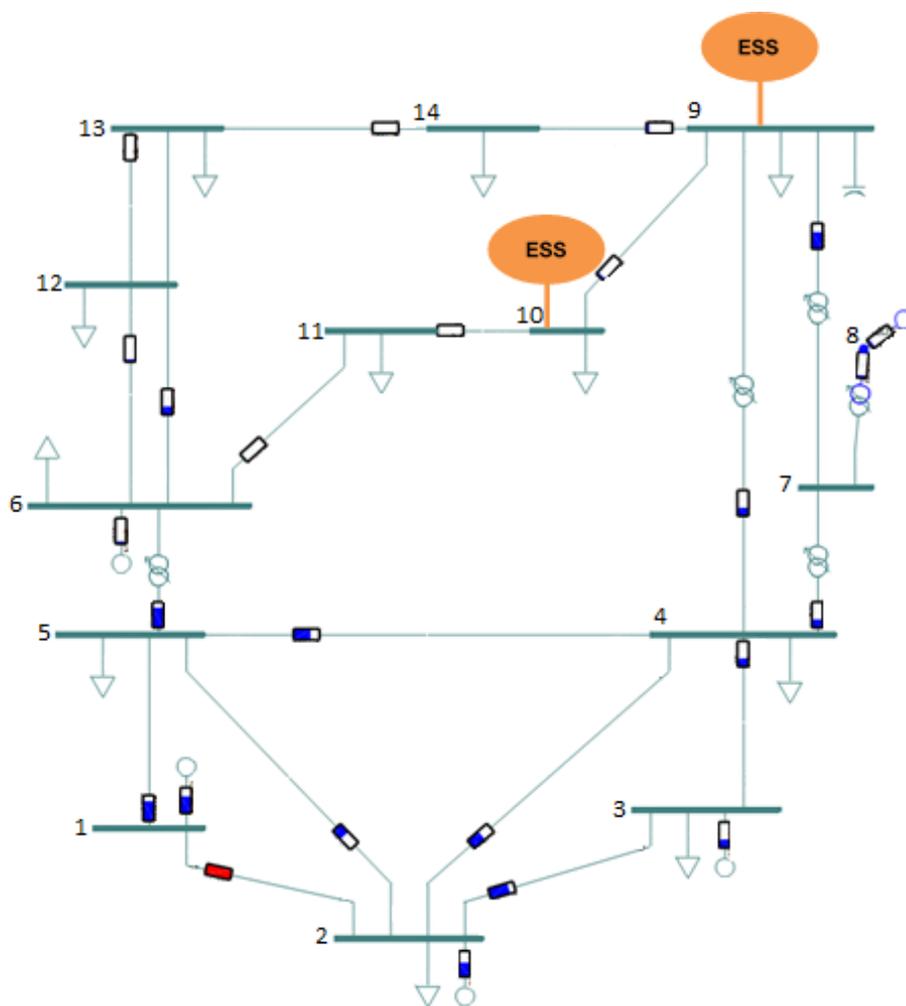


Figura 46 Cenário 1A - Solução final do EPSO.

CASO 1B

O gerador G1 alimenta a carga Load5 através da linha L1_5 que liga o barramento B1 ao barramento B5. Se esta carga aumentar, é gerada mais potência para responder à procura. Neste caso, aumentou-se exageradamente a carga Load5 em 350%, provocando um congestionamento em L1_5 entre as 13h e as 15h (figura 47).

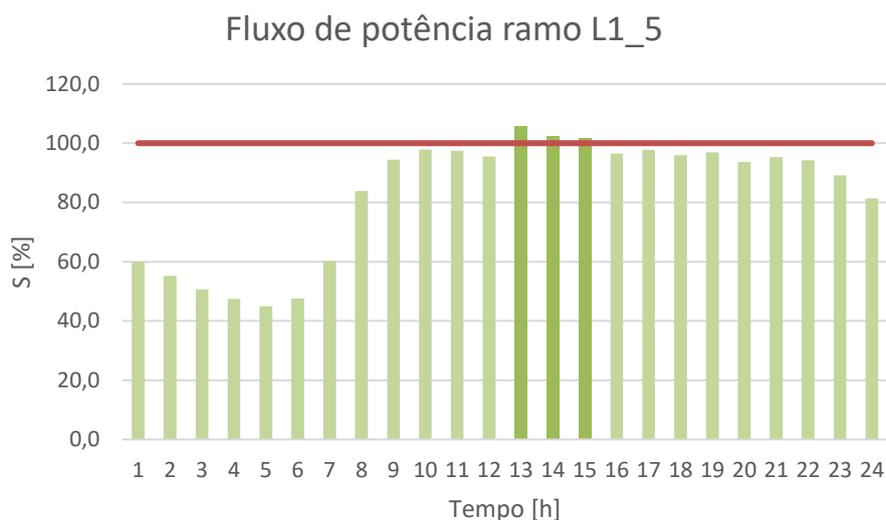


Figura 47 Fluxo de potência na linha que liga o barramento 1 ao barramento 5 para as 24 horas do dia.

G1 tem de produzir mais potência para responder à procura, o que implica que a potência tem de viajar de B1 até B5, sobrecarregando L1_5 e violando as limitações de segurança da rede. A figura 48 ilustra a rede na hora 13 e destaca o ramo afetado.

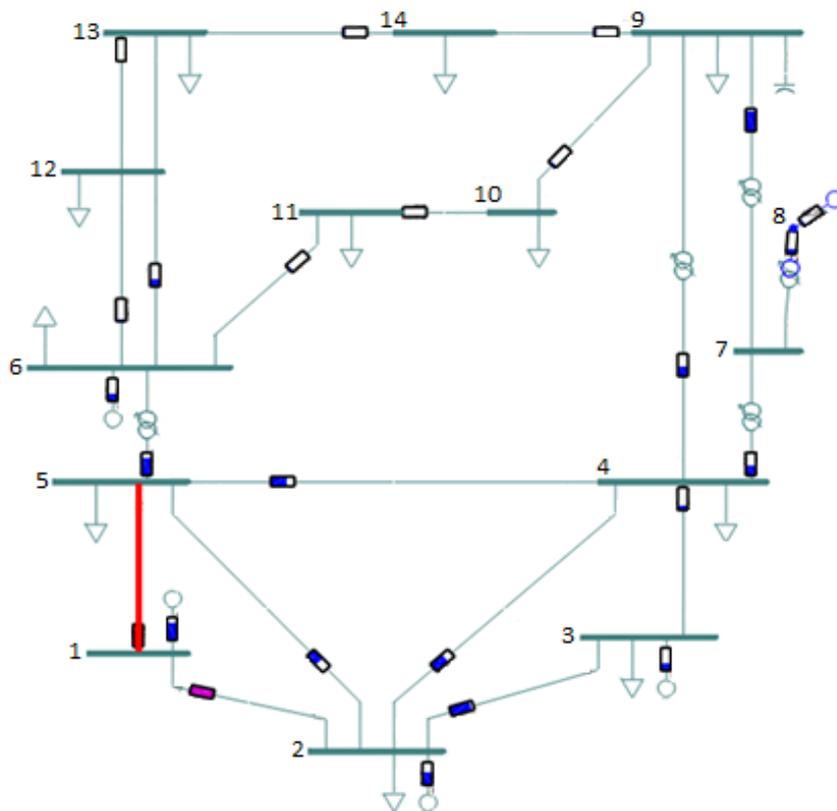


Figura 48 Cenário 1B - Diagrama unifilar da rede para a hora 13 e com a violação assinalada (Dados da simulação no Anexo 4).

Quando é detectado o congestionamento às 13, o algoritmo EPSO é acionado e encontra, primeiro, as soluções que resolvem o congestionamento em cada hora (figura 49, 50 e 51). De um modo geral, o algoritmo opta sempre por inserir um ESS perto de L1_5 para alimentar a Load5, evitando que o trânsito de potência viaje desde B1 e sobrecarregue a linha.

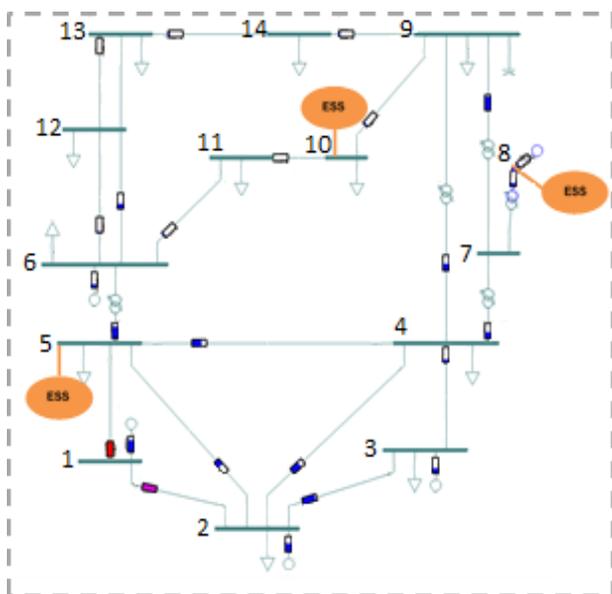


Figura 49 Cenário 1B - Solução para a hora 13.

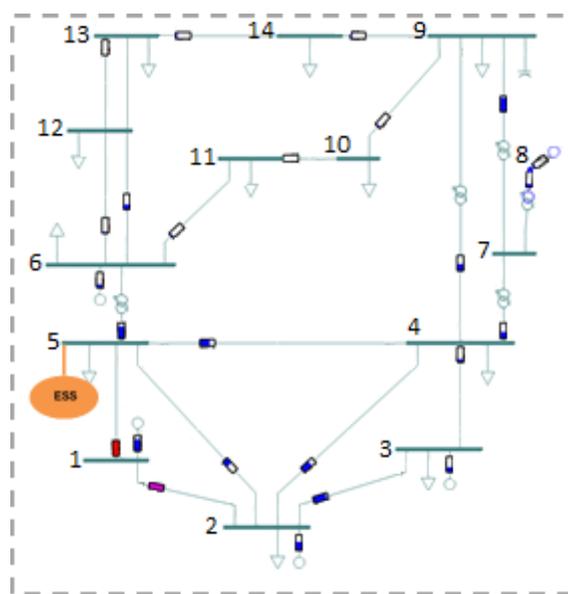


Figura 50 Cenário 1B - Solução para a hora 14.

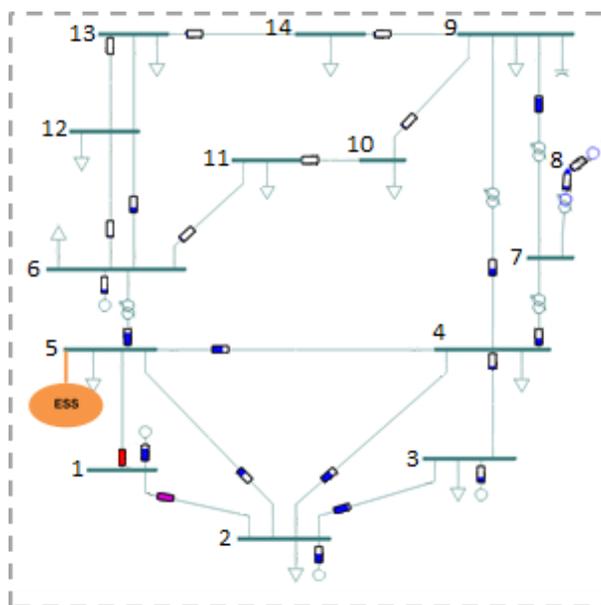


Figura 51 Cenário 1B - Solução para a hora 15.

De seguida, é encontrada a solução otimizada que resolve o congestionamento nas três horas. Nesta situação, a melhor solução é integrar um ESS no barramento B5 com capacidade de 10,3 MW de potência e 17.2 MWh de energia, como mostra a figura 52.

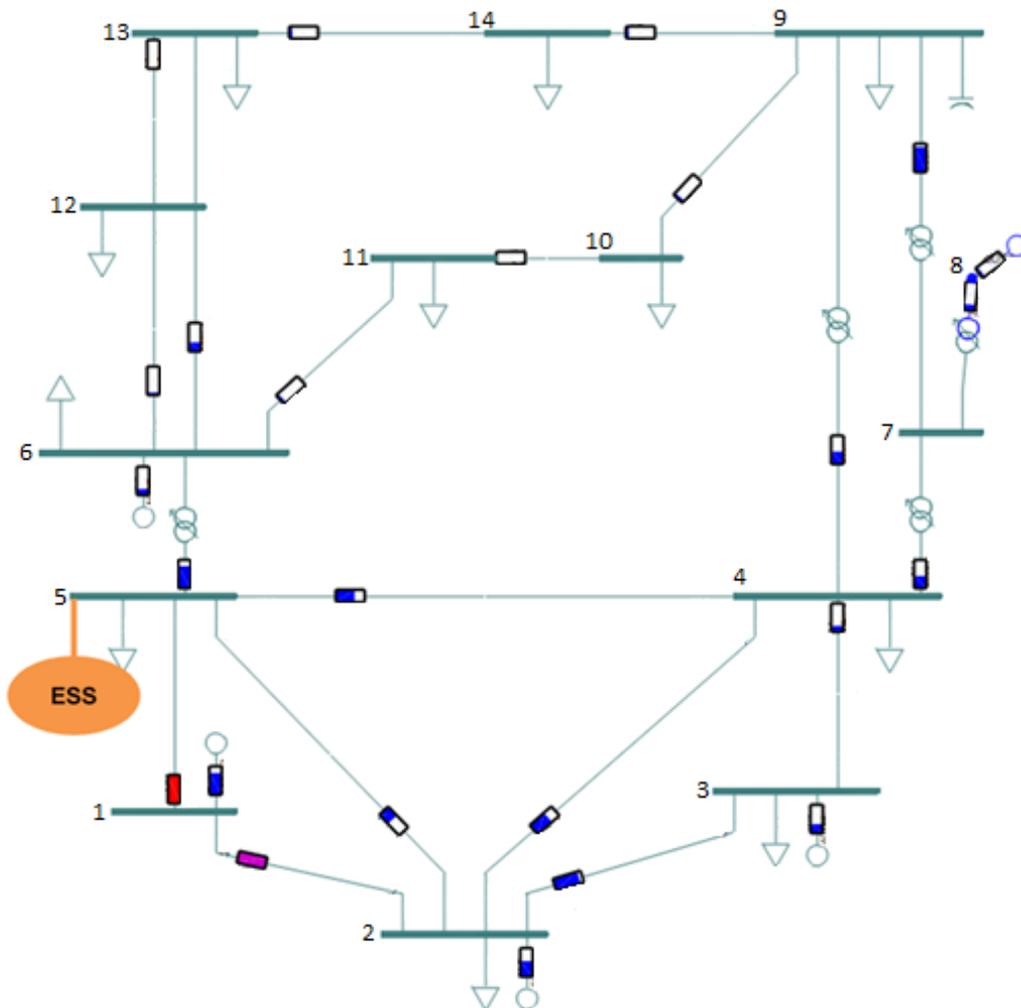


Figura 52 Cenário 1B - Solução final do EPSO (Dados da simulação no Anexo 4).

CASO 1C

Neste caso, inseriu-se no barramento B8 um gerador eólico tipo I, G8 (20 MW). Com a entrada em funcionamento desta nova fonte de geração, previu-se um congestionamento das 13h às 15h no ramo que acomoda o transformador TRF7_9 (figura 53).

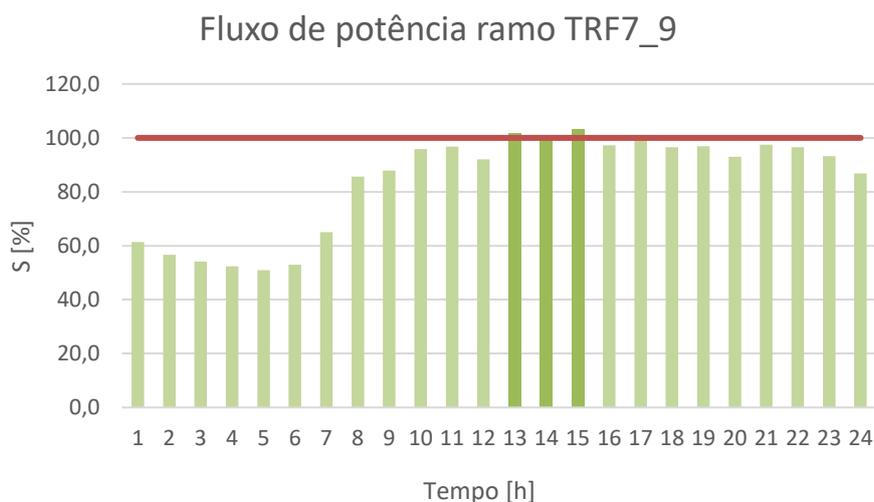


Figura 53 Fluxo de potência no ramo que liga o barramento 7 ao barramento 9 para as 24 horas do dia.

A carga Load9 está a ser alimentada por G8, e a potência que viaja de B8 até B7 e de B7 até B9, sobrecarrega o ramo TRF7_9 destacado a vermelho na figura 54, que representa o estado da rede na hora 13.

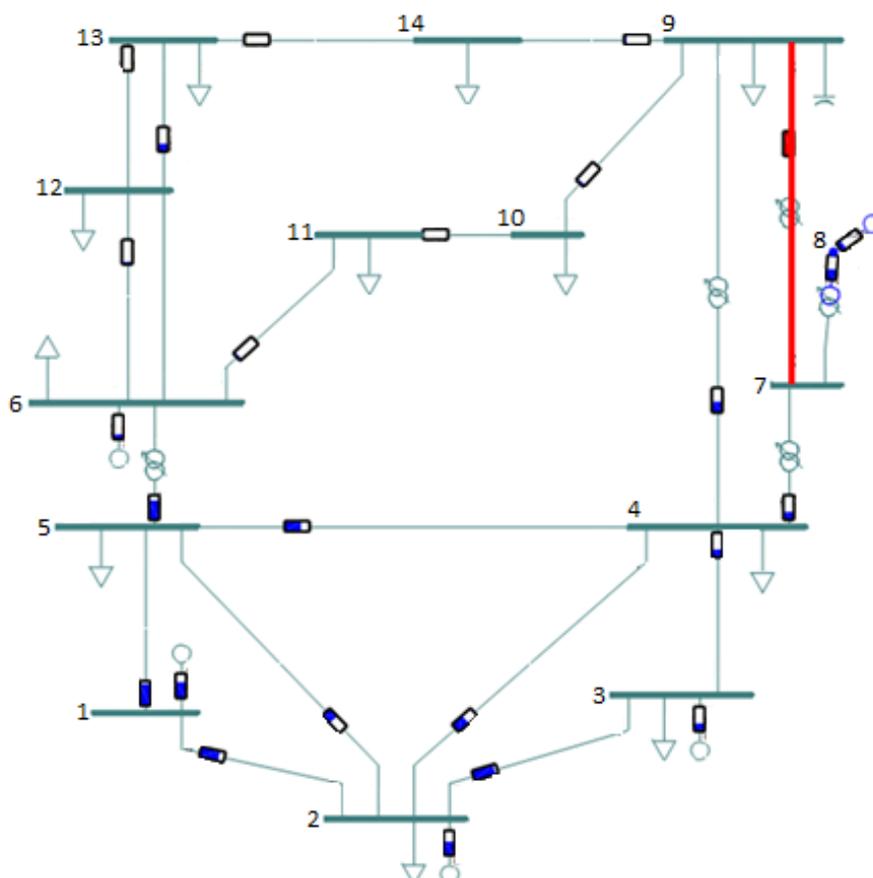


Figura 54 Cenário 1C - Diagrama unifilar da rede para a hora 13 e com a violação assinalada (Dados da simulação no Anexo 4).

Após a deteção do congestionamento e a ação do EPSO, o algoritmo oferece a solução para cada intervalo onde se verificaram as violações dos limites de segurança (figuras 55, 56 e 57). Na hora em que se registou a sobrecarga mais grave, o EPSO oferece uma solução mais dispersa. No entanto, todas as soluções inserem ESS próximas do local do congestionamento.

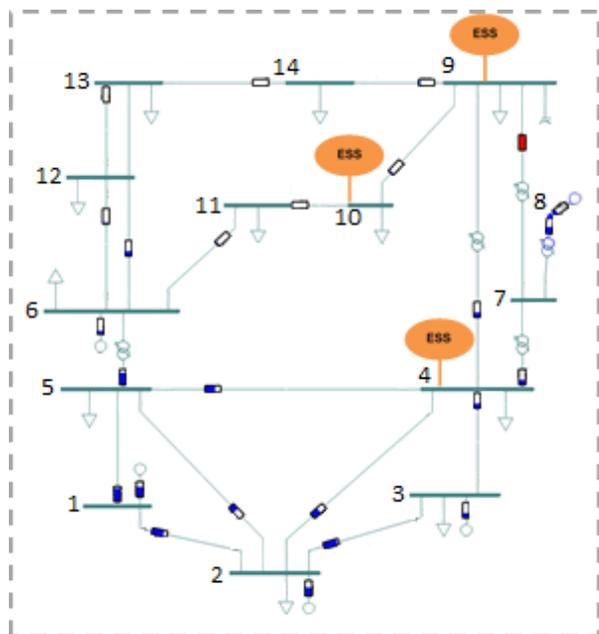


Figura 55 Cenário 1C - Solução para a hora 13.

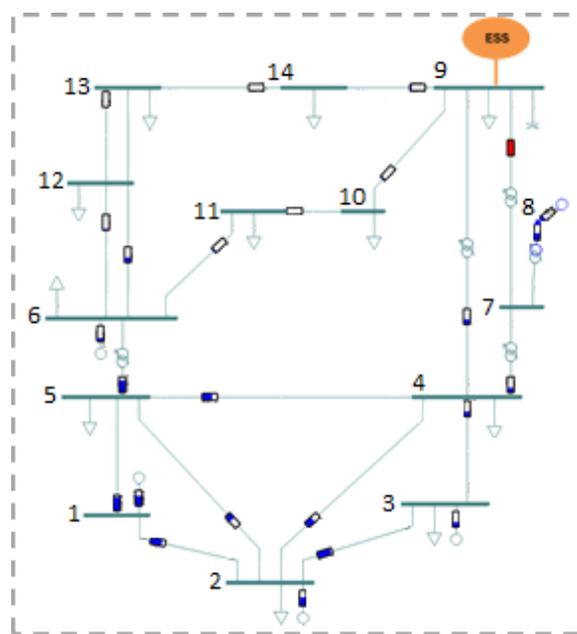


Figura 56 Cenário 1C - Solução para a hora 14.

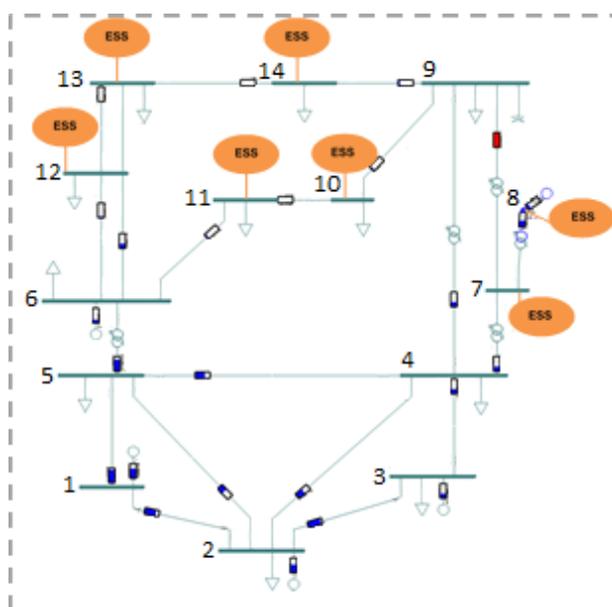


Figura 57 Cenário 1C - Solução para a hora 15.

Tendo em conta estas soluções, o EPSO dá a solução ótima representada na figura 58: a integração de um ESS com capacidade de 2.3 MW e 4 MWh no barramento B9.

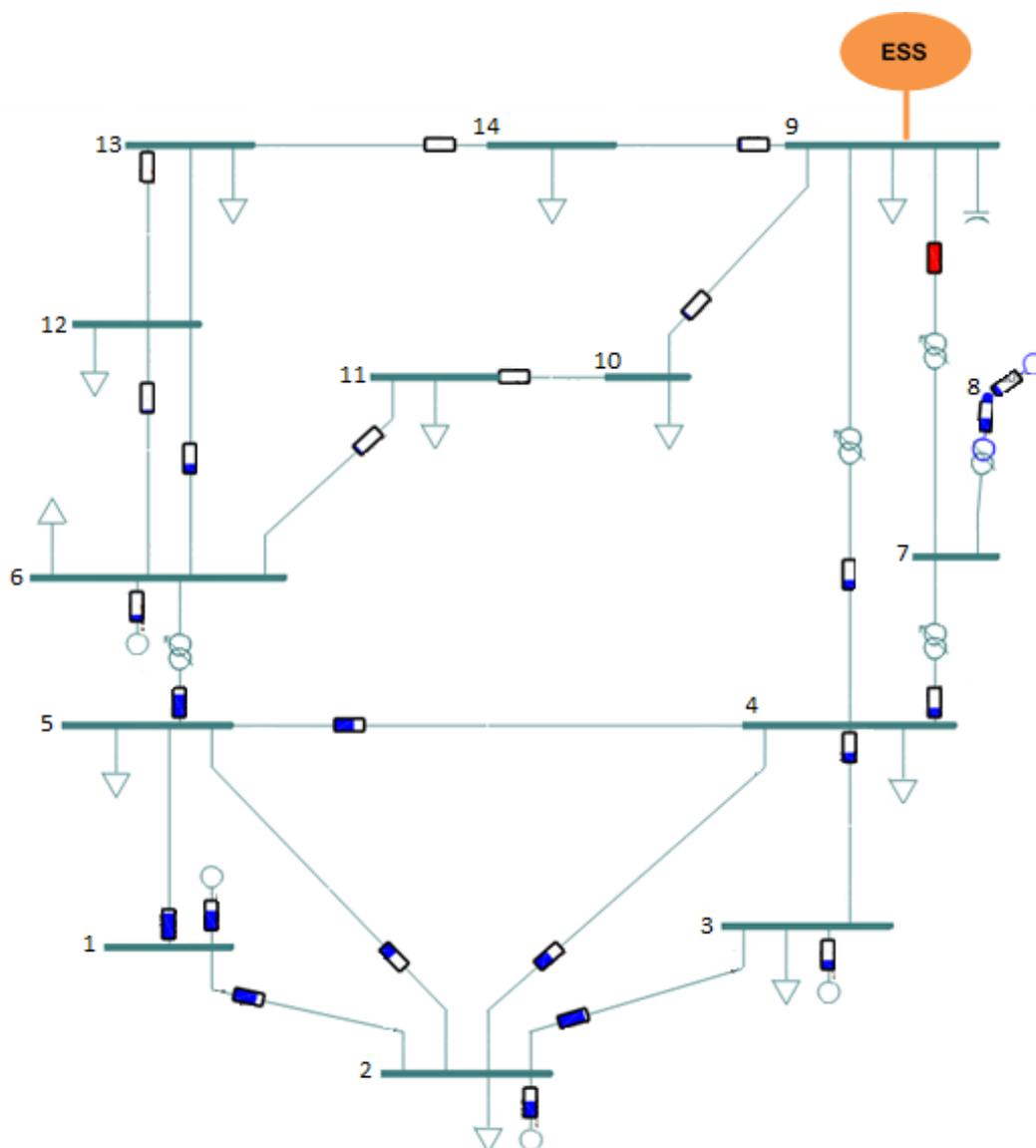


Figura 58 Cenário 1C - Solução final do EPSO (Dados da simulação no Anexo 4).

5.3.2 Congestionamento de dois ou mais ramos da rede

Este cenário retrata congestionamentos em 2 ou mais ramos da rede e, tal como no cenário anterior, são apresentados 3 casos diferentes (2A, 2B e 2C) descritos resumidamente na tabela 7.

Tabela 7 Congestionamento de dois ou mais ramos num período contínuo - alterações na rede que provocaram o congestionamento, período e localização da ocorrência do mesmo.

CENÁRIO 2 – Congestionamento de 2 ou mais ramos num período contínuo		
	Alteração	Problemas
(a) Alterar a topologia da rede	Rate L1_2 = 155 MVA Rate L1_5 = 72 MVA	Ramo L1_2 -> 13h-15h Ramo L1_5 -> 13h-15h
(b) Alterar o perfil de consumo	Load_6*2,5 = 28+j18,75 MVA	Ramo L1_5 -> 13h-14h Ramo TRF5_6 -> 13h-14h
(c) Alterar perfil de geração	$P_{GEN2} = -3,5$ MW	Ramo L1_2 -> 10h-21h Ramo L1_5 -> 13h-14h

CASO 2A

Neste caso, substituíram-se as linhas L1_2 e L1_5 (que na rede base apresentam potência nominal igual a 180 MVA e 80 MVA, respetivamente) por outras linhas de potências nominais de 155 MVA e 72 MVA, respetivamente. Neste contexto, ambos os ramos ficam em sobrecarga das 12h às 14h, como se verifica na figura 59.

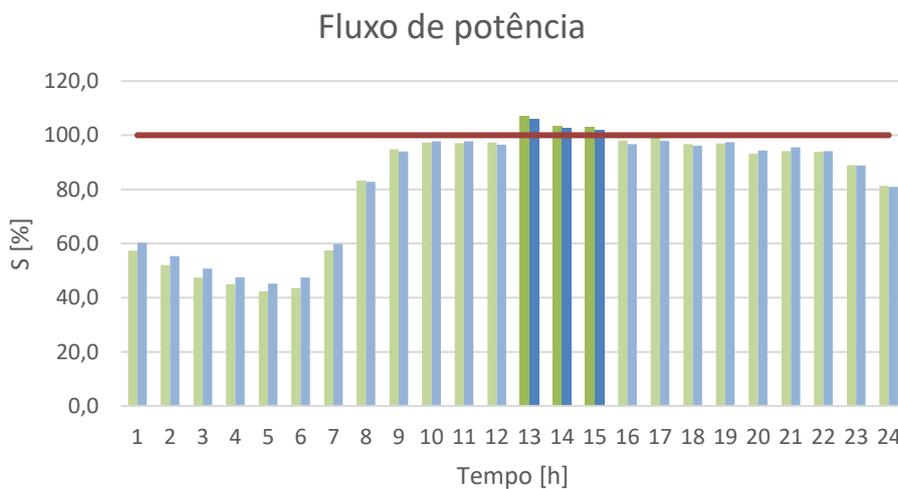


Figura 59 Fluxo de potência nas linhas que ligam o barramento 1 ao barramento 2, e o barramento 1 ao barramento 5, para as 24 horas do dia.

As cargas da parte superior da rede são maioritariamente alimentadas por G1, pelo que a potência viaja desde B1 e passa obrigatoriamente por B2 e B5. Naturalmente, se a capacidade das linhas L1_2 e L1_5 for demasiado pequena, podem ocorrer congestionamentos. Esta é a situação que se ilustra na figura 60 através da representação da rede às 13h.

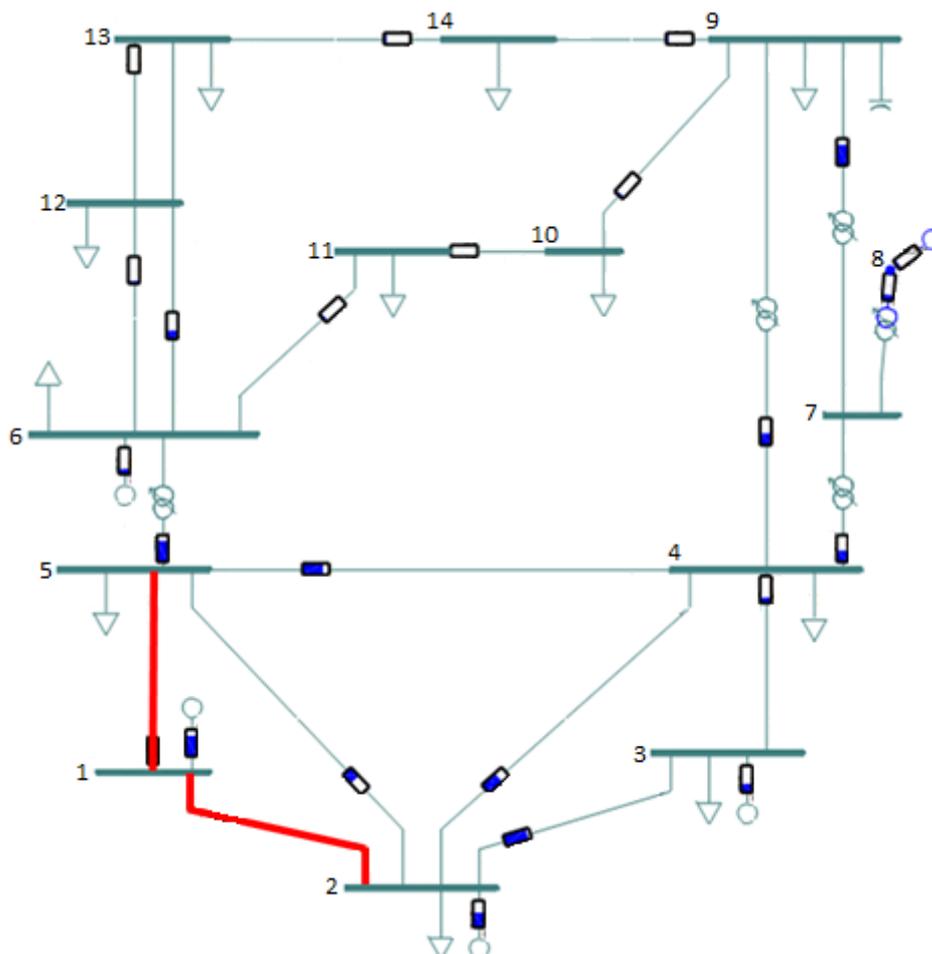


Figura 60 Cenário 2A - Diagrama unifilar da rede para a hora 13 e com a violação assinalada (Dados da simulação no Anexo 5).

Quando é registado o primeiro congestionamento, às 13h, o EPSO é acionado e corre em cada intervalo, oferecendo a solução ótima que encontrou. Pode observar-se nas figuras 61, 62 e 63 que a solução que o EPSO oferece para cada hora é uma solução de ESS dispersos por toda a rede de modo a que o armazenamento tenha capacidade de resposta à procura das várias cargas existentes (normalmente alimentadas por G1). Por outras palavras, o algoritmo planeia a rede de modo a evitar que viaje uma grande quantidade de potência de B1 para outros pontos mais distantes, garantindo que não sobrecarrega L1_2 e L1_5.

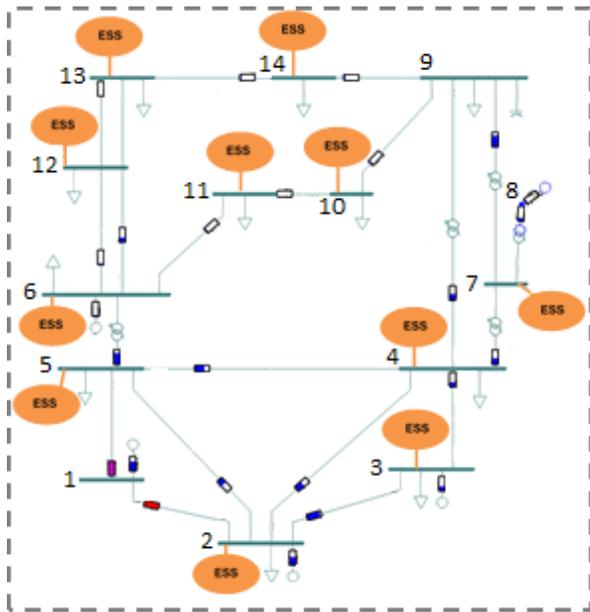


Figura 61 Cenário 2A - Solução para a hora 13.

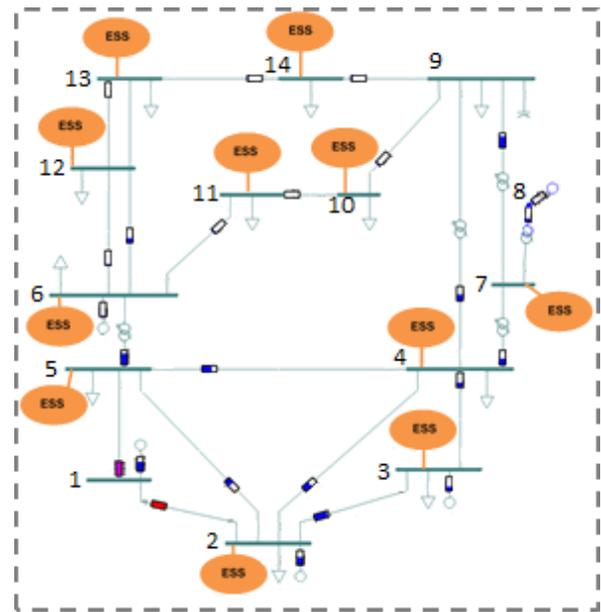


Figura 62 Cenário 2A - Solução para a hora 14.

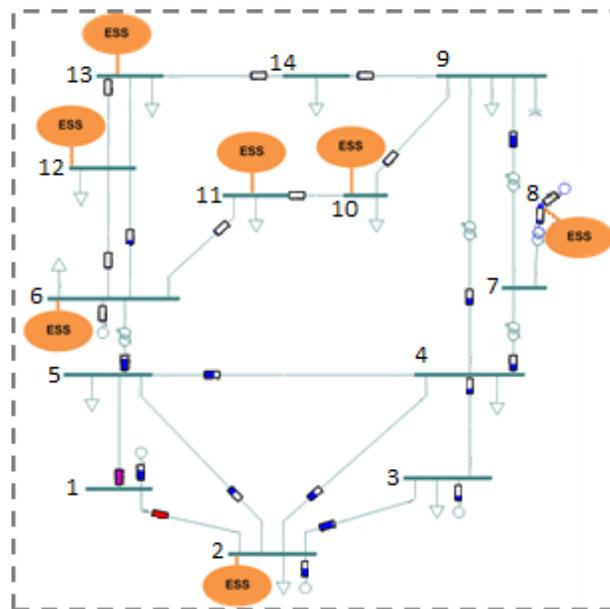


Figura 63 Cenário 2A - Solução para a hora 15.

Após a ação do EPSO em cada intervalo afetado pelo congestionamento, e a otimização das soluções para todos os intervalos, o algoritmo insere 5 unidades de armazenamento na rede (figura 64): uma em B2 com 4.8 MW e 11 MWh, outra em B6 com 2.8MW e 7, outra em B10 com 2.5MW e 5.1MWh, outra em B13 com 1.9MW e 1.9MWh, e uma última em B14 com 1.9MW e 1.9MWh.

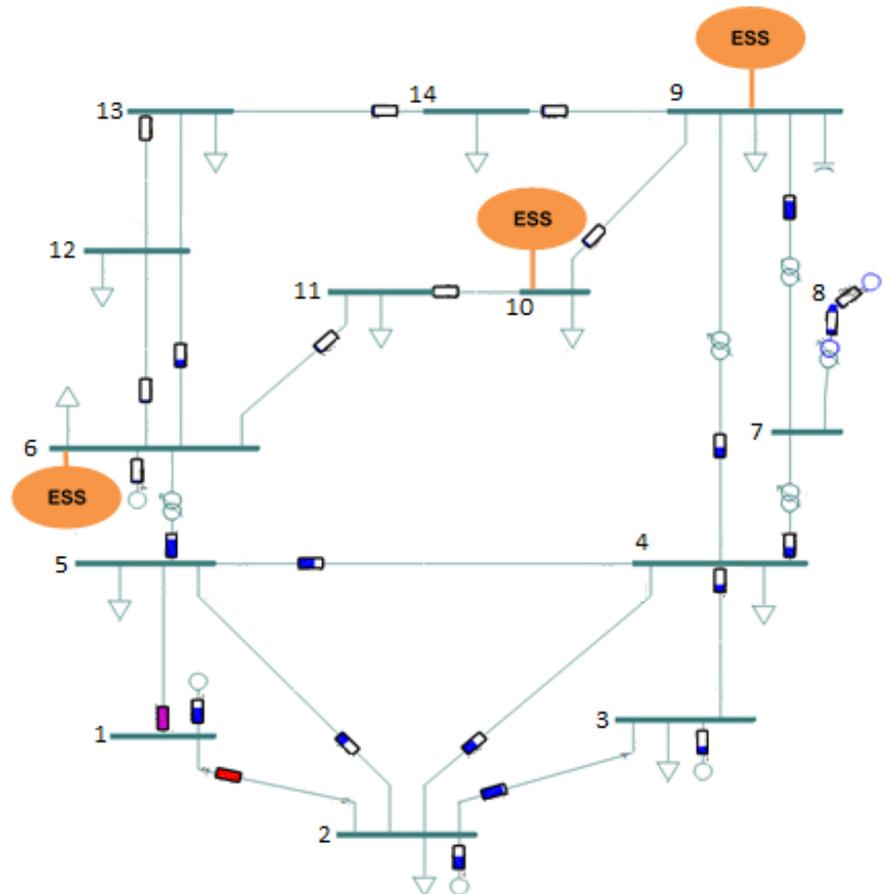


Figura 64 Cenário 2A - Solução final do EPSO (Dados da simulação no Anexo 5).

CASO 2B

Para simular um congestionamento provocado pelo aumento do consumo, aumentou-se a carga Load6 em 250%. Esta atualização do consumo provocou uma ocorrência de congestionamento nos ramos L1_5 e TRF5_6 das 13h às 14h, como mostra a figura 65.

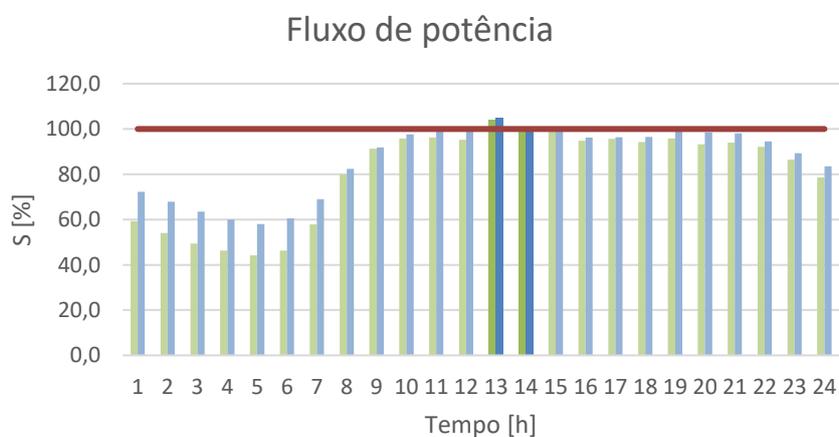


Figura 65 Fluxo de potência nos ramos que ligam o barramento 1 ao barramento 5, e o barramento 5 ao barramento 6, para as 24 horas do dia.

O pedido de Load6 instalada em B6 não é satisfeito pelo gerador mais próximo (G6), portanto, esta carga tem de ser alimentada por G1. Isto significa que a potência viaja pela linha L1_5 e pelo transformador TRF5_6 até chegar ao destino final. O aumento da carga e a necessidade de viajar mais potência pelos ramos referidos, traduz-se num congestionamento de duas horas. A figura 66 ilustra a rede às 13h e destaca os ramos afetados em sobrecarga.

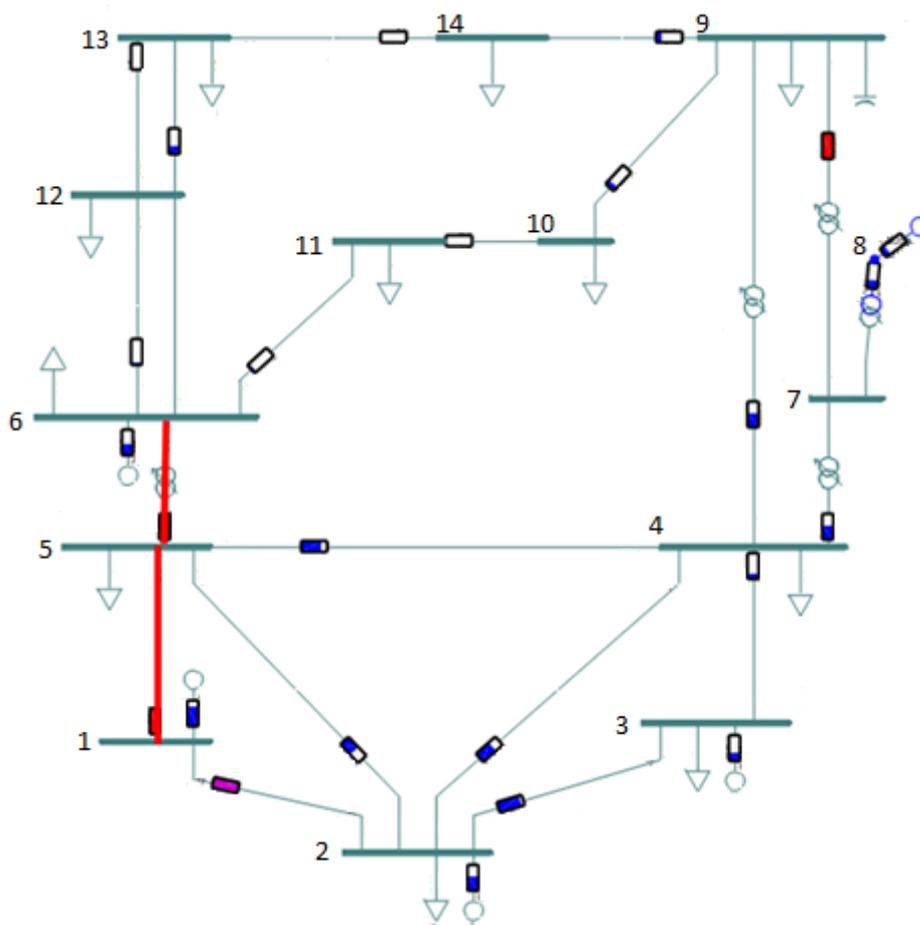


Figura 66 Cenário 2B - Diagrama unifilar da rede para a hora 13 e com a violação assinalada (Dados da simulação no Anexo 5).

O EPSO corre às 13h e às 14h e encontra a solução soluções individuais que resolvem o congestionamento em cada uma dessas horas (figuras 67 e 68). Nesta situação, verifica-se que no intervalo em que as sobrecargas nos ramos são mais graves, isto é, às 13h, a solução de que o EPSO de intervalo único encontra é mais dispersa do que no intervalo das 14h.

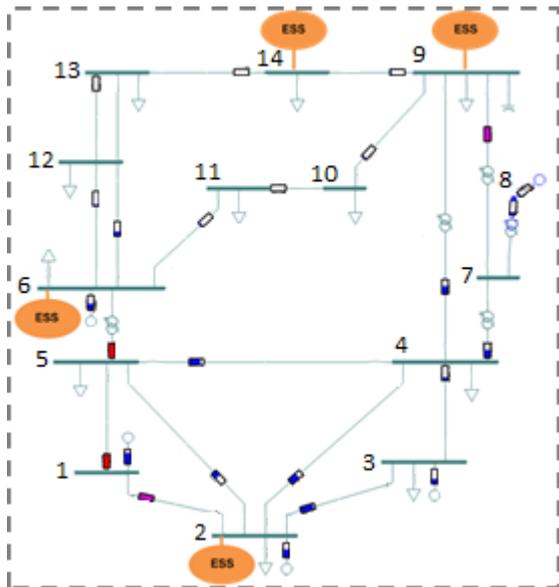


Figura 67 Cenário 2B - Solução para a hora 13.

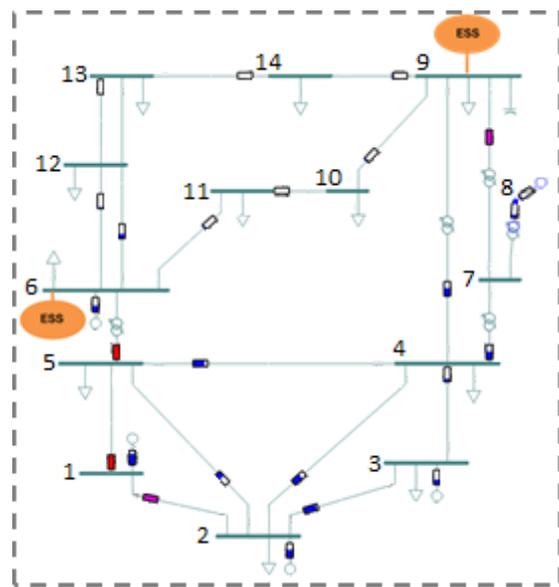


Figura 68 Cenário 2B - Solução para a hora 14.

A solução otimizada encontrada pelo algoritmo EPSO é a integração de um ESS com 7.9 MW e 8.8 MWh de capacidade no barramento B6, como mostra a figura 69.

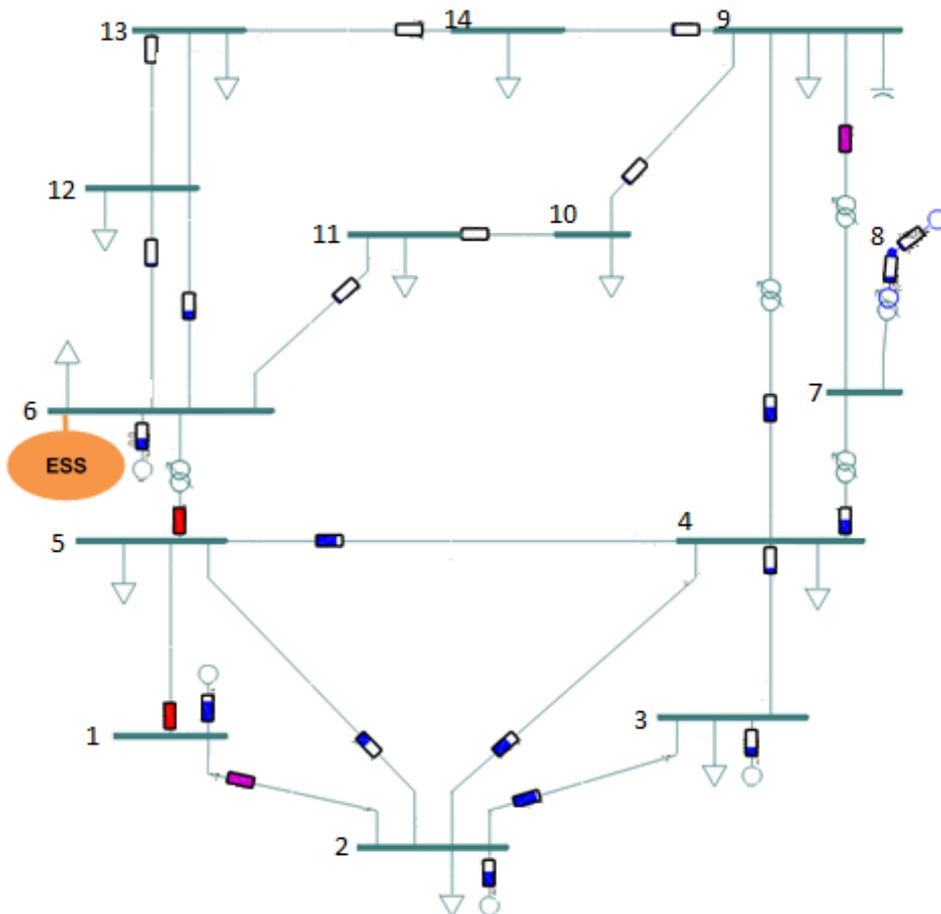


Figura 69 Cenário 2B - Solução final do EPSO (Dados da simulação no Anexo 5).

CASO 2C

Neste caso, G2 passou a funcionar como compensador síncrono e verificou-se que esta alteração provocou congestionamentos de longos períodos nos ramos L1_2 (das 10h às 21h) e L1_5 (das 13h às 14h), como se observa na figura 70.

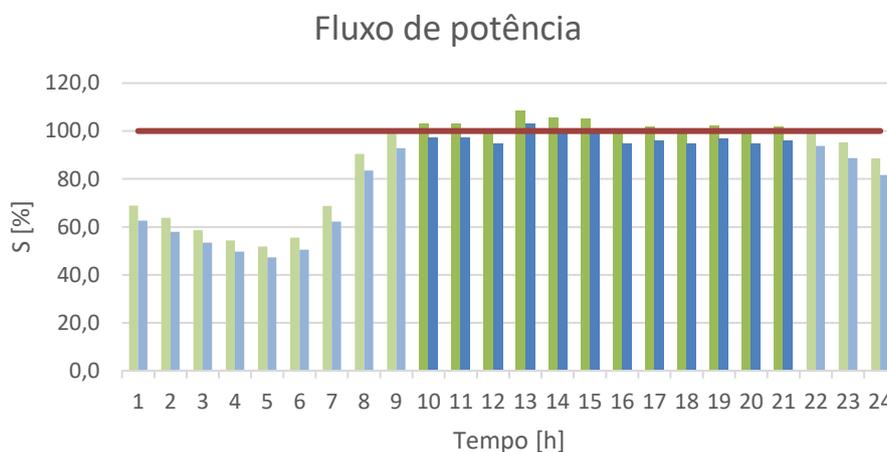


Figura 70 Fluxo de potência nas linhas que ligam o barramento 1 ao barramento 2, e o barramento 1 ao barramento 5, para as 24 horas do dia.

A figura 71 ilustra a rede às 13h e destaca os ramos L1_2 e L1_5 em sobrecarga.

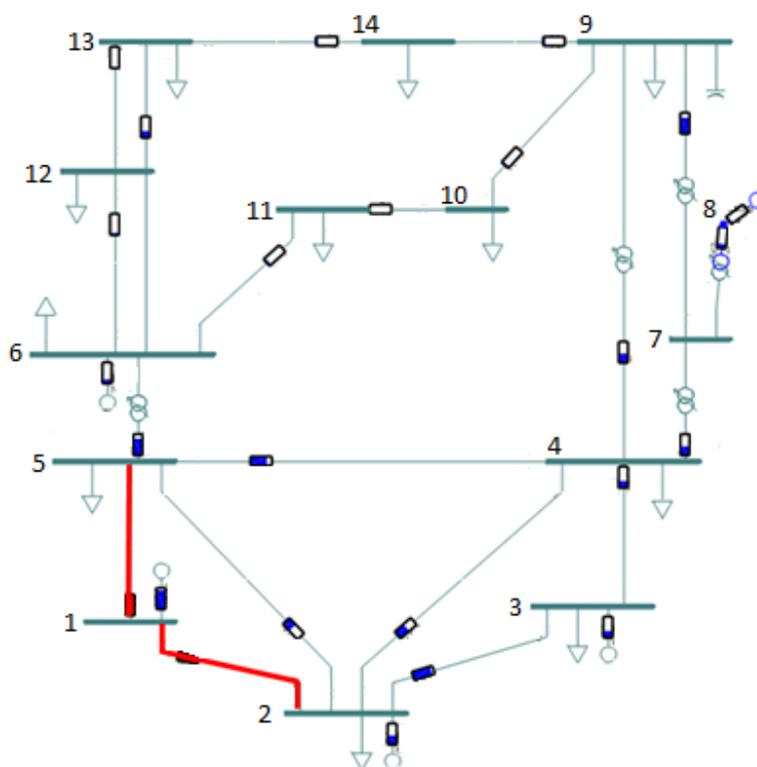


Figura 71 Cenário 2C - Diagrama unifilar da rede para a hora 13 e com a violação assinalada (Dados da simulação no Anexo 5).

Após a detecção do primeiro congestionamento, às 9h, o EPSO é acionado procurando as soluções individuais para cada hora afetada pelo problema. Este caso representa um intervalo de 11 horas de congestionamento nos ramos, e o que se verifica é a gravidade da sobrecarga está relacionada com a dispersão dos ESS na rede. Por exemplo, as soluções para os intervalos das 13h, 14h, 15h e 19h apresentam maior dispersão de ESS na rede, enquanto que as soluções para as 12h, as 16h e as 20h concentram-se num menor número de ESS. Cada uma destas soluções está representada nas figuras 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82 e 83.

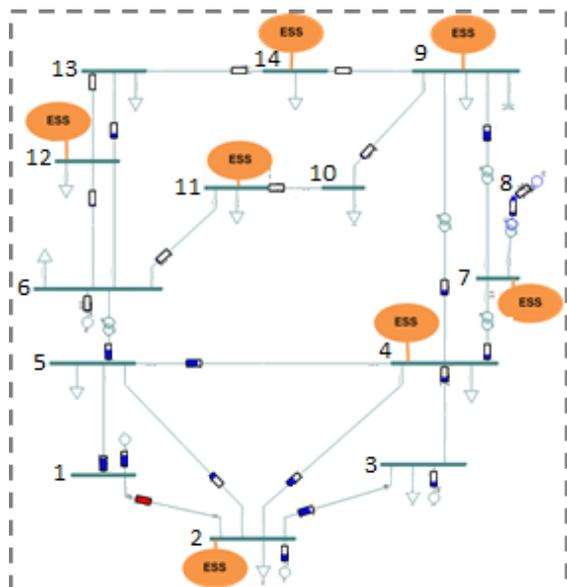


Figura 72 Cenário 2C - Solução para a hora 10.

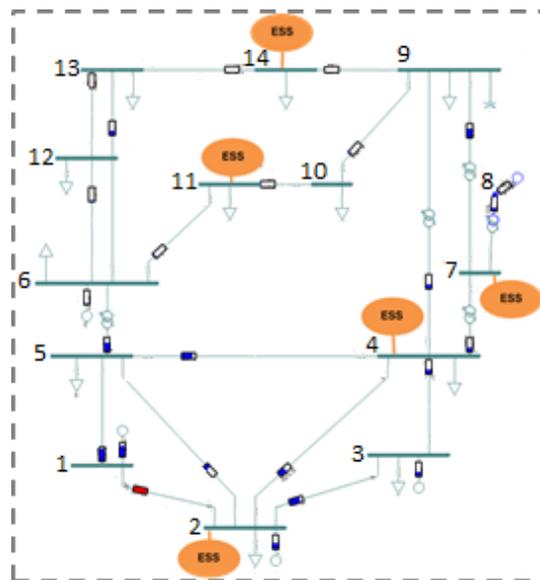


Figura 73 Cenário 2C - Solução para a hora 11.

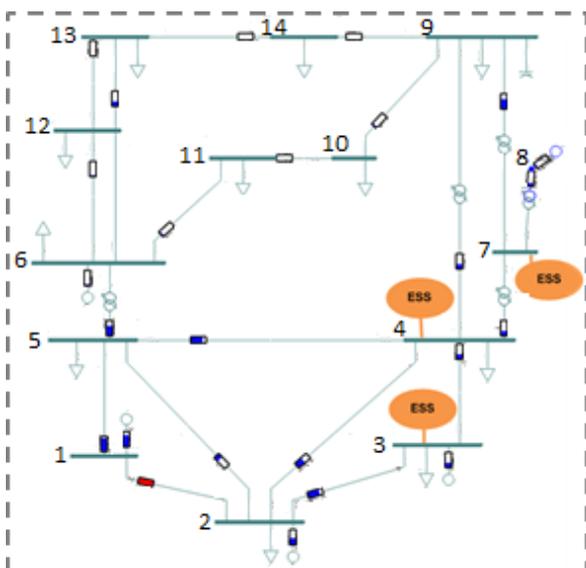


Figura 74 Cenário 2C - Solução para a hora 12.

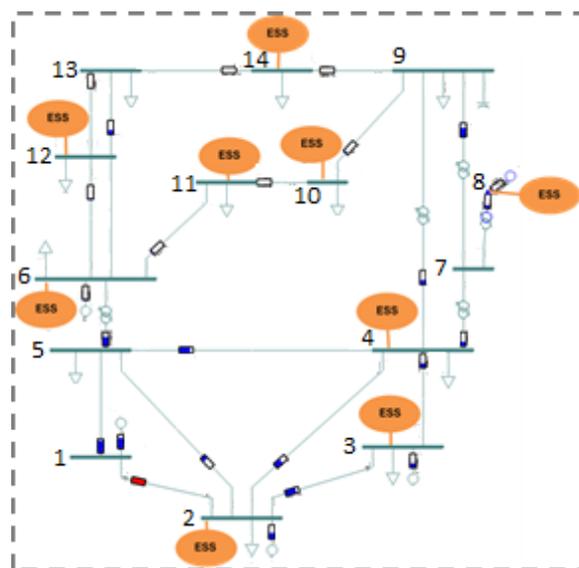


Figura 75 Cenário 2C - Solução para a hora 13.

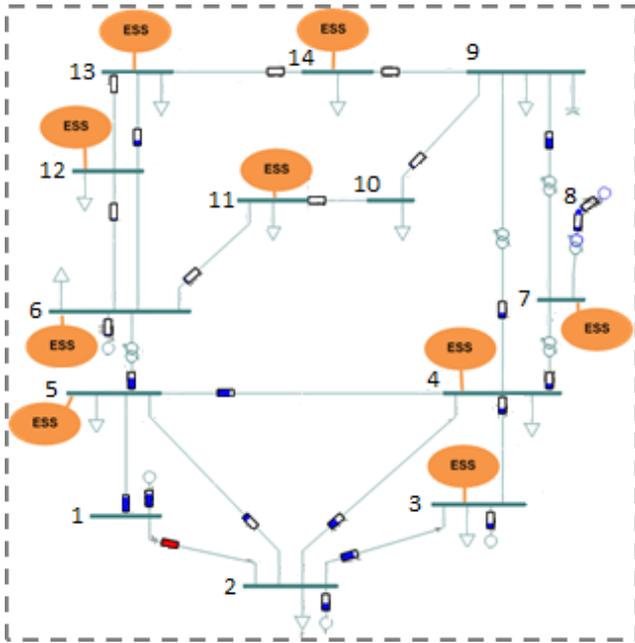


Figura 76 Cenário 2C - Solução para a hora 14.

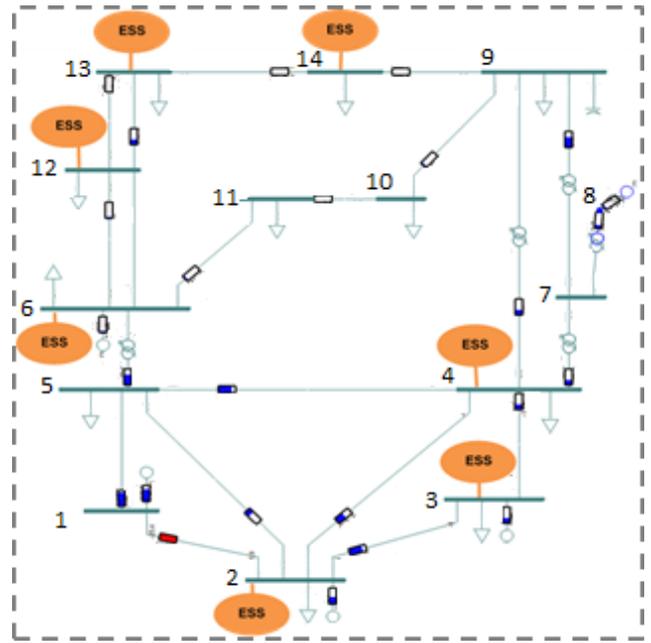


Figura 77 Cenário 2C - Solução para a hora 15.

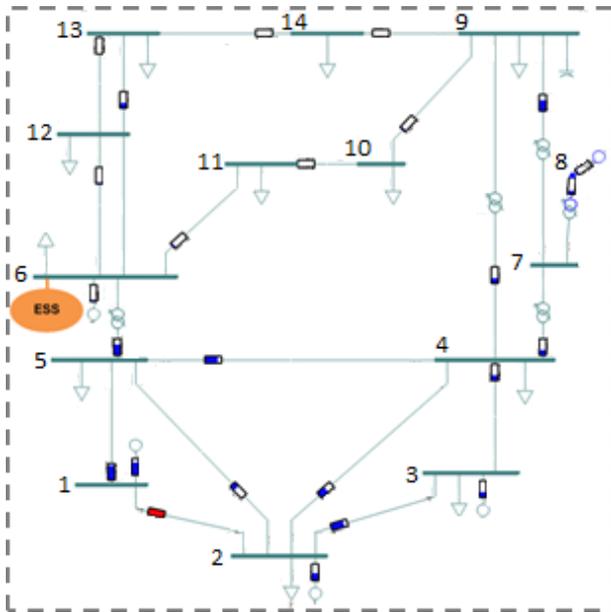


Figura 78 Cenário 2C - Solução para a hora 16.

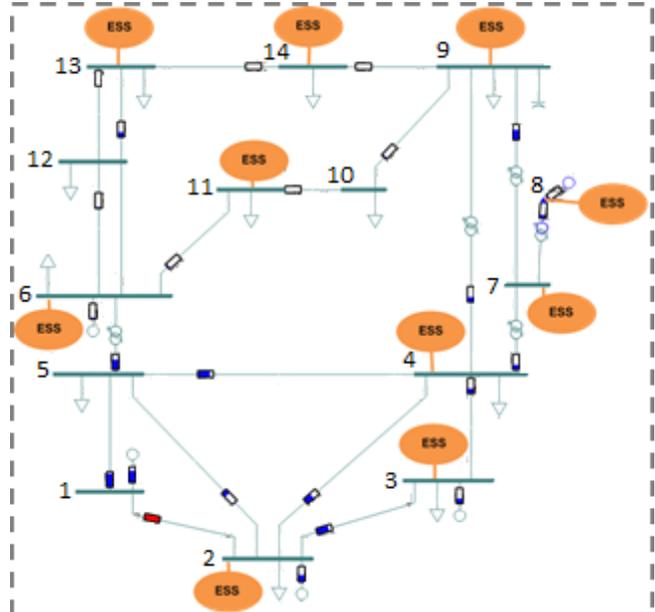


Figura 79 Cenário 2C - Solução para a hora 17.

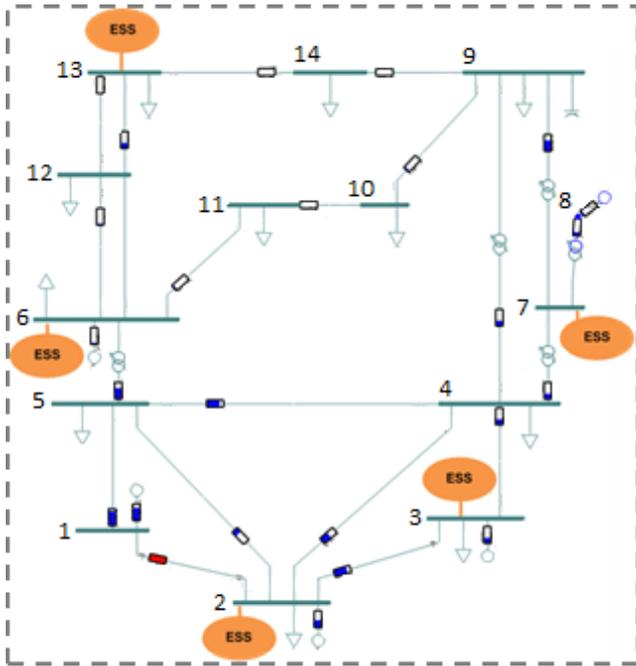


Figura 80 Cenário 2C - Solução para a hora 18.

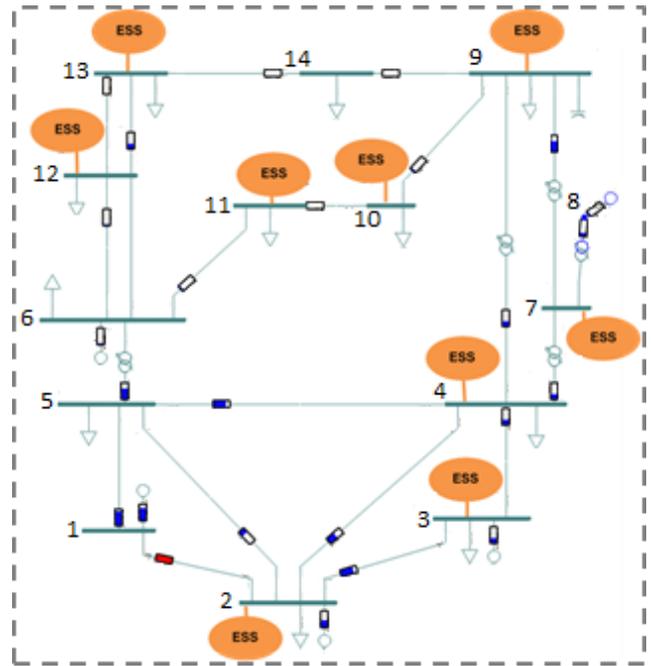


Figura 81 Cenário 2C - Solução para a hora 19.

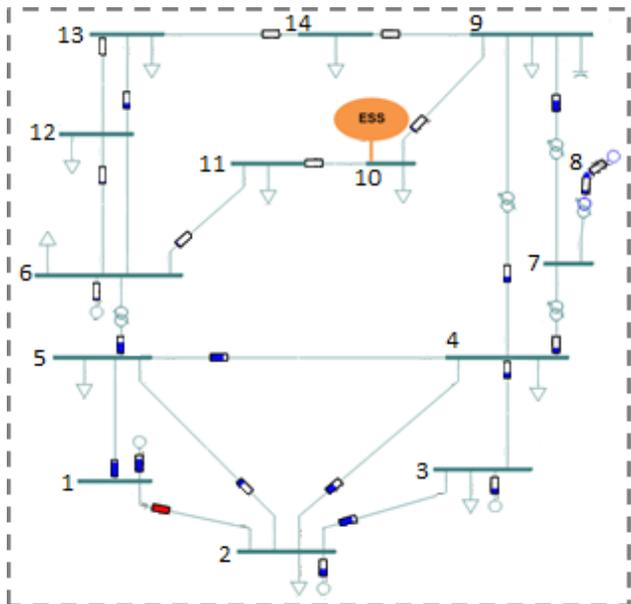


Figura 82 Cenário 2C - Solução para a hora 20.

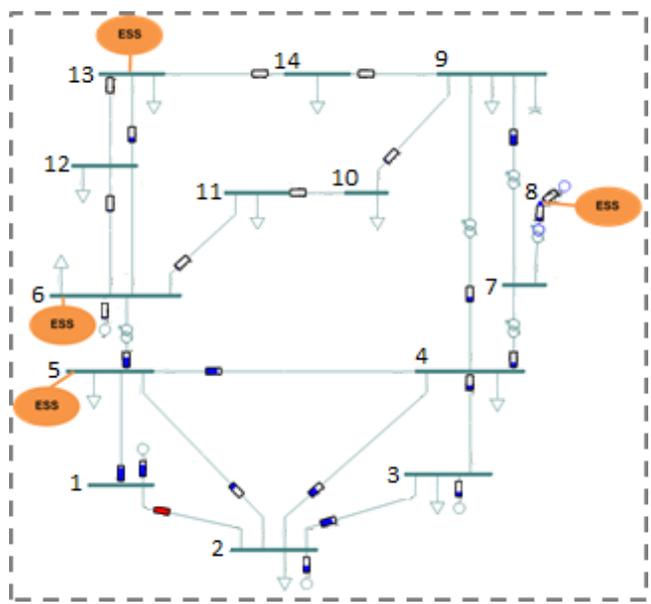


Figura 83 Cenário 2C - Solução para a hora 21.

De seguida, o EPSO faz um *clustering* com todas estas soluções e procura uma solução otimizada para todos os intervalos, apresentando a integração de unidades de armazenamento de energia em todos os barramentos da rede, à exceção do *swing bus*: um ESS de 1 MW e 5.3 MWh em B2, um de 0.9 MW e 2.8 MWh em B3, um de 3.5 MW e 13 MWh em B4, um de 0.2 MW e 0.3 MWh em B5, um de 5.9 MW e 19 MWh em B6, um de 2.3 MW e 5.6 MWh em B7, um de 3.5 MW e 4.1 MWh em B8, um de 1.6 MW e 1.9 MWh em B9, um de 2.4 MW e 4 MWh em B10,

um de 0.9 MW e 2.5 MWh em B11, um de 1.1 MW e 2 MWh no B12, um de 1.2 MW e 3.2 MWh em B13 e o último de 7.8 MW e 18.1 MWh em B14. A solução está representada na figura 84.

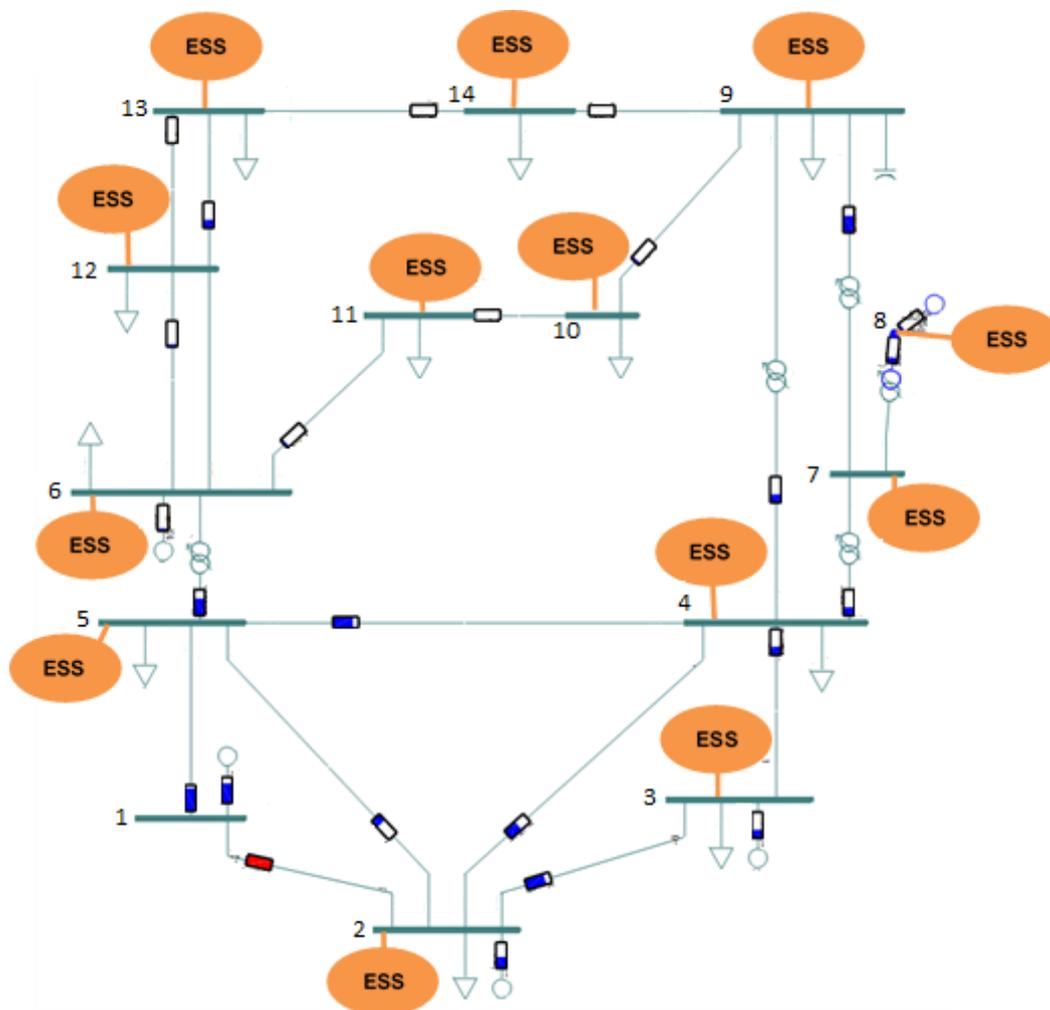


Figura 84 Cenário 2C - Solução final do EPSO (Dados da simulação no Anexo 5).

5.3.3 Análise dos resultados e conclusões

As simulações realizadas nos cenários provam que o algoritmo EPSO consegue simular uma rede com base em dados de carga e geração previstos para as 24 horas seguintes, bem como antecipar ocorrências de congestionamentos provocados por sobrecargas nos ramos. Quando são detetados estes congestionamentos, o EPSO inicia uma busca de soluções que implica a integração de ESS na rede, decidindo o *siting* e *sizing* ideais que minimizam os custos da instalação.

A primeira observação a fazer é acerca dos ramos que podem ser afetados por congestionamentos: a maioria destas situações pode ocorrer nas linhas L1_2 e L1_5, que são

as linhas por onde viaja toda a potência gerada pelo gerador com maior capacidade localizado no barramento 1. A sobrecarga no ramo TRF7_9 deve-se à introdução de um gerador eólico de 20 MW no barramento 8.

As soluções obtidas da execução do algoritmo EPSO demonstram que as unidades de armazenamento de energia são integradas idealmente nos barramentos localizados perto dos congestionamentos, uma vez que conseguem gerir o fluxo de potência nos ramos graças ao poder de controlo da potência injetada ou absorvida na rede elétrica.

Dos dados obtidos do *power flow*, percebeu-se que o EPSO dimensiona a capacidade ideal dos ESS para que os ramos funcionem à sua capacidade nominal, ou seja, a 100%. Em todos os casos (cujos dados das soluções podem ser encontrados nos Anexos 4 e 5), observa-se que para os ramos em que se prevê o congestionamento, o ESS dimensionado apresenta a capacidade ideal que resolve a sobrecarga e que permite o fluxo de potência máximo admissível.

Outra conclusão que se retira desta análise é que a dispersão dos ESS na rede tem a ver com a gravidade da sobrecarga nos ramos, isto é, quanto maior for o nível da sobrecarga nos ramos, mais unidades de armazenamento são consideradas como solução ótima. Os resultados das simulações da aplicação do EPSO em cada intervalo permitem observar que nas horas em que os ramos estão mais sobrecarregados, a solução ideal é integrar ESS espalhados pela rede que respondem à procura sem exigir que a potência viaje pelos ramos afetados pelo congestionamento ou que por estes ramos não viaje uma quantidade tão grande de potência.

Quando as soluções são mais concentradas, a potência e a energia do ESS são maiores do que nas soluções dispersas, isto porque, o ESS tem de ter uma capacidade de armazenamento de modo a fornecer potência para mais cargas e para mais horas. Por exemplo, no cenário 2B a solução é a integração de apenas um ESS com maior capacidade do que qualquer um dos cinco ESS dimensionados para o cenário 2C.

Resumidamente, conclui-se que as soluções oferecidas pelo EPSO resolvem congestionamentos que são previstos para as 24 horas seguintes. Desta forma, o EPSO revela-se um algoritmo robusto e eficaz para a resolução de problemas de planeamento de redes.

6 Conclusão e Trabalho futuro

Neste último capítulo são apresentadas as principais conclusões retiradas com a realização da dissertação e propostas algumas ideias para trabalho futuro.

6.1 Conclusões

Este trabalho aborda os problemas de congestionamentos que podem ocorrer nas redes de transporte. A solução proposta é a utilização de sistemas de armazenamento de energia para maximização de RES que é feita com a utilização do algoritmo evolucionário EPSO.

Neste âmbito desenvolveu-se uma ferramenta de apoio ao planeamento de redes constituídas por duas fases para a aplicação de uma metodologia de armazenamento distribuído – DESPLAN. Primeiro, a metodologia avalia o desempenho da rede e deteta os possíveis congestionamentos que possam ocorrer nas seguintes 24 horas, tendo por base dados preditivos de carga e geração. Depois, quando é detetado um congestionamento, o EPSO executa a procura inteligente das soluções a fim de maximizar a penetração de RES ao menor custo possível, ou seja, considera para o dimensionamento dos ESS a capacidade de armazenamento ideal que resolve o congestionamento, bem como a localização da instalação. Inicialmente, esta procura é feita para cada intervalo que registe o congestionamento e, de seguida, a solução é otimizada ao considerar o conjunto total de horas que registaram este tipo de problema. A criação de diferentes cenários para a rede IEEE14 e a ilustração da respetiva aplicação do EPSO a cada um deles, permitiu verificar que o algoritmo responde adequadamente ao problema de congestionamentos na rede.

Após o desenvolvimento da ferramenta que encontra a solução ótima de *sizing* e *siting* do ESS na rede, foi feito um estudo paramétrico que permitiu inferir quais os parâmetros que mais influenciam o movimento da partícula. No EPSO, os parâmetros inércia, cooperação, memória e *Best Global* são os que caracterizam a equação de movimento e são os mais sensíveis à variação. No entanto, os parâmetros associados aos critérios de paragem do algoritmo, como o tamanho do *swarm* e o número máximo de iterações, também devem ser escolhidos com cuidado, pois estão relacionados com a exploração do espaço de busca e a convergência para a solução ótima. O critério de seleção dos parâmetros foi o valor que apresentou melhor fitness associada a cada parâmetro.

A metodologia foi aplicada a uma rede de teste em que foram criados cenários de congestionamentos com durações e amplitudes diferentes. Dos resultados obtidos pelos EPSO, concluiu-se que os ESS são preferencialmente integrados nos barramentos localizados perto dos congestionamentos uma vez que têm a capacidade de gerir localmente o fluxo de potência nos ramos afetados.

O EPSO dimensiona a capacidade mínima requisitada para os ESS de modo que as linhas e/ou transformadores afetados pelo congestionamento funcionem à capacidade máxima admissível, portanto, o ideal é que os ramos funcionem a 100% da sua capacidade e nunca ultrapassem esse limite.

A capacidade e localização do ESS está relacionada com a duração e amplitude do congestionamento, e não necessariamente com a sua natureza, seja ela uma alteração da topologia da rede, do consumo ou da geração. Verificou-se que quando a sobrecarga é maior, o EPSO decide distribuir as unidades de armazenamento em diferentes nós da rede, enquanto que com sobrecargas menos graves (menor amplitude), o algoritmo encontra uma solução ótima mais concentrada e perto do local afetado.

Concluiu-se que a aplicação do EPSO ao problema da capacidade e localização dos ESS na rede melhora o desempenho do sistema elétrico, tornando-o mais robusto.

O desenvolvimento deste trabalho contribuiu para um projeto elaborado entre *R&D Nester* e *CEPRI* que deu o título "*Improving grid security in the presence of a high penetration of RES through optimal planning and operation of distributed energy storage devices*" ao artigo cujo resumo se encontra no Anexo 6.

6.2 Trabalho Futuro

Ao longo do trabalho foram surgindo questões que podem sugerir temas de trabalhos futuros, nomeadamente:

- Estudar a combinação de parâmetros do EPSO de modo a obter soluções mais otimizadas para o problema de *siting* e *sizing* dos ESS na rede. Neste trabalho, foi realizada uma corrida paramétrica que permitiu perceber quais os parâmetros do EPSO mais sensíveis às variações, no entanto, um estudo sobre a combinação de parâmetros pode oferecer uma solução mais interessante para o problema enunciado;
- Aplicação do EPSO em mais cenários, como por exemplo, em situações de congestionamentos em períodos diferentes do dia;
- Ilustrar a aplicação do EPSO considerando outras tecnologias;
- Desenvolver a metodologia considerando modelos e dinâmicas de mercado.

Referências

- [1] IRENA. (2017). Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030. *International Renewable Energy Agency*, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-038-9. http://www.climateaction.org/images/uploads/documents/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf
- [2] EASE/EERA. (2017). *European Energy Storage Technology Development Roadmap*. <https://eera-es.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE-EERA-Storage-Technology-Development-Roadmap-2017-HR.pdf>
- [3] DA SILVA, M. M., YE, J., SHI, T., & PASTOR, R. (2014). Planning energy storage in power transmission networks. *2014 IEEE Green Energy and Systems Conference (IGESC)*, Long Beach, CA, 2014, pp. 35-40. doi: 10.1109/IGESC.2014.7018637
- [4] MATOS, D.M.M., & CATALÃO, J.P.S. Geração Distribuída e os seus Impactes no Funcionamento da rede Elétrica: Parte 1. *International Conference on Engineering – University of Beira Interior (ICEUBI 2013)*, Covilhã, Portugal, 2013. http://webx.ubi.pt/~catalao/ICEUBI_Diogo_1.pdf
- [5] PEREIRA, R. (2017). Dossier sobre integração de energias renováveis e armazenamento de energia - Uma visão geral sobre o armazenamento da energia elétrica. *Renováveis magazine*, pp 27-31. http://www.renovaveismagazine.pt/PDF/dossier_rm31.pdf
- [6] PEREIRA, F. (2013). Sistemas de Armazenamento de Energia. ISEP-IPP. <http://parc.ipp.pt/index.php/neuroaterra/article/download/381/114/>
- [7] SABOORI, H., HEMMATI, R., & JIRDEHI, M. A. (2015). Reliability improvement in radial electrical distribution network by optimal planning of energy storage systems. *Energy*, 93 (Part 2), 2299- 2312. 10.1016/j.energy.2015.10.125
- [8] COMISSÃO EUROPEIA. (2017). Energy storage – the role of electricity. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/swd2017_61_document_travail_service_part1_v6.pdf
- [9] CHEN, H., CONG, T. N., YANG, W., TAN, C., LI, Y., & DING, Y. (2009). Progress in electrical energy storage system: A critical review, *Progress in Natural Science*. Volume 19, Issue 3, Pages 291-312, ISSN 1002-0071. 10.1016/j.pnsc.2008.07.014
- [10] IRENA. (2018). Global Renewable Generation Continues its Strong Growth. *New IRENA Capacity Data Shows*. Disponível em: <https://www.irena.org/newsroom/pressreleases/2018/Apr/Global-Renewable-Generation-Continues-its-Strong-Growth-New-IRENA-Capacity-Data-Shows>. Acedido em 05/04/2018.
- [11] ERSE. *Atividades do Setor*. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/electricidade/atividadesdosetor/producao/Paginas/default.aspx>. Acedido em: 19/02/2019.
- [12] SOMAENERGIA. *Mercado de energia*. Disponível em https://somaenergia.com.br/pages/mercado_energia. Acedido em 19/02/2019.

- [13] EASE/EERA. (2013). European Energy Storage Technology Development Roadmap Towards 2030. <https://www.eera-set.eu/wp-content/uploads/148885-EASE-recommendations-Roadmap-04.pdf>
- [14] COMISSÃO EUROPEIA. (2013). The future role and challenges of Energy Storage. *DG ENER Working Paper*, 2013. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/energy_storage.pdf
- [15] ASSIS, A. C. V. (2014). Sistema de Armazenamento de Energia como Solução Reparadora de Perturbações na Qualidade de Energia Elétrica. IST-UL. <https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/844820067123868/Tese%20Catarina%20Final.pdf>
- [16] WORLD ENERGY COUNCIL. (2016). E-storage: shifting from cost to value - Wind and solar applications. ISBN: 978 0 946121 44 1. <https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/03/Resources-E-storage-report-2016.02.04.pdf>
- [17] WORLD ENERGY COUNCIL. (2016). World Energy Resources | 2016. ISBN: 978 0 946121 62 5. <https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/10/World-Energy-Resources-Full-report-2016.10.03.pdf>
- [18] Ministério da economia, da inovação e do desenvolvimento (2010), Portaria nº 596/2010, Diário da República, 1.^a série, 30 de julho, pp 2923-2954. Versão online no site: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/rededetransporte/Documents/Portaria%20596-2010%20RRT%20RRD.pdf>
- [19] PAIVA, J. (2007). Redes de energia eléctrica: uma análise sistémica. 2a Edição, IST Press. ISBN: 978-989-8481-41-2
- [20] PASTOR, R. M. S. (2014). Estudo e Proposta de Algoritmo para a Minimização do Corte de Eólica no Contexto de uma Análise Custo-Benefício Multicritério. ISEL-IPL. <https://repositorio.ipl.pt/bitstream/10400.21/4341/1/Dissertacao.pdf>
- [21] DA SILVA, M. M., PASTOR, R., SHI, T., ZHAO, L. & YE, J. (2015). Siting and sizing dispersed energy storage in power transmission networks. *2015 IEEE Green Energy and Systems Conference (IGESC)*. Long Beach, CA, pp. 35-40. 10.1109/IGESC.2015.7359388
- [22] CASTRO, R., FAIAS, S., & ESTEVES, J. (2016). The cost of electricity interruptions in Portugal: Valuing lost load by applying the production-function approach. *Utilities Policy*, Volume 40, Pages 48-57, ISSN 0957-1787. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2016.04.003>.
- [23] VLADIMIRO, M. (2005). Computação Evolucionária: Uma Introdução. pp. 0-73. Porto.
- [24] VLADIMIRO, M. & FONSECA, N. (2002). EPSO-evolutionary particle swarm optimization, a new algorithm with applications in power systems. *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*. Yokohama, Japan, pp. 745-750 vol.2. 10.1109/TDC.2002.1177567
- [25] VLADIMIRO, M. & FONSECA, N. (2002). New evolutionary particle swarm algorithm (EPSO) applied to voltage/Var control.
- [26] KENNEDY, J., & EBERHART, R. (1995). Particle swarm optimization. *Proceedings of ICNN'95 - International Conference on Neural Networks*. Perth, WA, Australia, pp. 1942-1948 vol.4. 10.1109/ICNN.1995.488968

ANEXO 1. PERFIS DE CARGA E GERAÇÃO

Tabela 8 Perfil de carga.

Hora [h]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Carga Doméstica	0.630	0.554	0.498	0.471	0.463	0.473	0.520	0.637	0.791	0.897	0.947	0.981
Carga Industrial	0.597	0.575	0.539	0.496	0.462	0.509	0.674	0.942	0.974	0.961	0.922	0.858

Hora [h]	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Carga Doméstica	0.993	0.943	0.923	0.891	0.879	0.898	0.948	0.965	0.930	0.858	0.771	0.694
Carga Industrial	0.982	0.972	0.975	0.929	0.954	0.923	0.912	0.865	0.912	0.937	0.924	0.869

Tabela 9 Perfil de Geração

Hora [h]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Geração Térmica	0.901	0.875	0.825	0.731	0.713	0.836	0.891	0.928	0.844	0.936	0.934	0.802
Geração Hídrica	0.544	0.525	0.543	0.564	0.571	0.564	0.564	0.562	0.834	0.996	1.000	0.985
Geração Eólica I	0.278	0.214	0.223	0.236	0.225	0.241	0.449	0.575	0.368	0.580	0.627	0.515
Geração Eólica II	0.643	0.679	0.613	0.452	0.451	0.485	0.431	0.324	0.326	0.309	0.410	0.431

Hora [h]	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Geração Térmica	0.781	0.793	0.785	0.784	0.785	0.843	0.909	0.978	0.999	0.927	0.914	0.922
Geração Hídrica	0.982	0.987	0.971	0.965	0.958	0.951	0.986	0.986	0.966	0.902	0.565	0.500
Geração Eólica I	0.649	0.673	0.836	0.728	0.795	0.696	0.654	0.559	0.708	0.726	0.744	0.705
Geração Eólica II	0.466	0.416	0.380	0.532	0.896	0.942	0.994	0.994	0.995	0.995	0.994	0.995

ANEXO 2. CENÁRIO BASE - DESEMPENHO DA REDE IEEE14

DADOS DA REDE

Tabela 10 Cenário base – Dados de geração da rede IEEE14.

	P_{GEN} [MW]	Q_{GEN} [MVar]
G1 (Térmica)	234.7	-20.9
G2 (Térmica)	40	50
G3 (Hídrica)	0	40
G6 (Eólica)	0	14.3
G8 (Eólica)	0	8.9
	274.7	92.3

Tabela 11 Cenário base – Dados dos transformadores da rede IEEE14.

	Tensões [kVA]	Potência Nominal [MVA]
TRF4_7	60/220	55
TRF4_9	150/220	32
TRF5_6	150/220	55
TRF7_8	15/60	32
TRF7_9	60/150	32

Tabela 12 Cenário base – Dados das baterias de condensadores da rede IEEE14.

	Tensão [kVA]	Potência Reativa [MVar]
BUS9	150	19

Tabela 13 Cenário base – Dados das cargas da rede IEEE14.

	P_{LOAD} [MW]	Q_{LOAD} [MVar]
BUS2	21.7	12.7
BUS3	94.2	19.1
BUS4	47.8	-3.9
BUS5	7.6	1.6
BUS6	11.2	7.5
BUS9	29.5	16.6
BUS10	9	5.8
BUS11	3.5	1.8
BUS12	6.1	1.6
BUS13	13.8	5.8
BUS14	14.9	5
	259.3	73.6

CENÁRIO BASE - RESULTADOS DA REDE IEEE14 PARA A HORA 5H

Tabela 14 Dados da tensão nos barramentos da rede IEEE14 para a hora 5.

BUS						
Bus_Num	Bus_Name	Bus_ID	Bus_Base	Bus_kV	Bus_pu	Bus_Angle
1	BUS1	3	220	220	1	0
2	BUS2	2	220	220	1	-2,380266666
3	BUS3	2	220	220	1	-6,832963943
4	BUS4	1	220	217,250885	0,987504005	-5,262144566
5	BUS5	1	220	216,7523804	0,985238075	-4,433234215
6	BUS6	2	150	152,9914093	1,01994276	-7,294666767
7	BUS7	1	60	60,60352707	1,010058761	-6,903150082
8	BUS8	2	15	15	1	-6,903149605
9	BUS9	1	150	152,5277557	1,016851664	-7,760277271
10	BUS10	1	150	152,0563202	1,01370883	-7,828490734
11	BUS11	1	150	152,2460785	1,014973879	-7,638535976
12	BUS12	1	150	151,919342	1,012795568	-7,7552495
13	BUS13	1	150	151,5625305	1,010416865	-7,817828655
14	BUS14	1	150	150,7985229	1,005323529	-8,292602539

Tabela 15 Dados da geração da rede IEEE14 para a hora 5.

MACHINE										
Bus_Name	Bus_Num	Vsch	Pgen	Qgen	Pmax	Pmin	Qmax	Qmin	MBase	Percent
BUS1	1	1	97,9	-24,6	9999	-9999	1000	-1000	300	33,6
BUS2	2	1	33,4	12,7	9999	-9999	50	-40	100	35,8
BUS3	3	1	0	28,3	9999	-9999	40	0	100	28,3
BUS6	6	1	0	-6	9999	-9999	24	-6	50	12
BUS8	8	1	0	-5,7	9999	-9999	24	-6	50	11,4

Tabela 16 Dados da carga da rede IEEE14 para a hora 5.

LOAD			
Load_ID	Load_Bus_Num	PLoad	QLoad
2	2	10,26410007	6,007100582
3	3	47,94779968	9,721899986
4	4	22,6093998	-1,844700098
5	5	3,868399858	0,814400077
6	6	5,297599792	3,547500134
9	9	15,01549911	8,449399948
10	10	4,256999969	2,743400097
11	11	1,781499982	0,916199923
12	12	2,885299921	0,756799996
13	13	7,024199486	2,952200174
14	14	7,047699451	2,36500001

Tabela 17 Dados da bateria de condensadores da rede IEEE14 para a hora 5.

FIXED SHUNT		
Shunt_ID	Shunt_Bus_Num	Shunt_Value
1	9	19

Tabela 18 Dados das linhas da rede IEEE14 para a hora 5.

AC LINE								
From	To	R	X	ChargingB	Rate	Flow	Pct	Overload?
1	2	0,019380001	0,05917	0,0528	180	67,53452301	37,5191803	OK
1	5	0,054030012	0,223040015	0,0438	80	34,16069794	42,70087051	OK
2	3	0,04699	0,197970003	0,0374	80	38,58925629	48,23656845	OK
2	4	0,058109988	0,176320001	0,049199998	80	27,97612381	34,97015762	OK
2	5	0,056950003	0,173879996	0,034000002	80	20,95254707	26,19068336	OK
3	4	0,06701	0,17103	0,034600001	80	15,10192776	18,87740898	OK
4	5	0,01335	0,04211	0,0128	80	32,01996613	40,02495575	OK
6	11	0,094980009	0,198899999	0	50	3,642963886	7,285927773	OK
6	12	0,122909993	0,255809993	0	50	3,901159286	7,802318573	OK
6	13	0,066150002	0,130270004	0	50	9,278784752	18,5575695	OK
9	10	0,031810004	0,0845	0	38,5	3,792357683	9,850279808	OK
9	14	0,127110004	0,27037999	0	50	5,061238766	10,12247753	OK
10	11	0,082050003	0,192070007	0	50	1,74385798	3,48771596	OK
12	13	0,220919997	0,199879989	0	50	0,89160496	1,783209801	OK
13	14	0,170929998	0,348019987	0	50	2,549205065	5,09841013	OK

Tabela 19 Dados dos transformadores da rede IEEE14 para a hora 5.

2 WINDING									
Name	From	To	SpecifiedX	Rate	Flow	Base	Ratio	PctCURRENT	Overload?
TRF4_7	4	7	0,209120005	55	13,96626568	100	0,9779999	25,71454048	OK
TRF4_9	4	9	0,55618	32	8,142337799	100	0,9689999	25,76678658	OK
TRF5_6	5	6	0,252020001	55	26,76326752	100	0,9319999	49,38957214	OK
TRF7_8	7	8	0,176149994	32	5,767763615	100	1	17,84476662	OK
TRF7_9	7	9	0,110009998	32	15,25327396	100	1	47,19179153	OK

CENÁRIO BASE - RESULTADOS DA REDE IEEE14 PARA A HORA 13H

Tabela 20 Dados da tensão nos barramentos da rede IEEE14 para a hora 13.

BUS						
Bus_Num	Bus_Name	Bus_ID	Bus_Base	Bus_kV	Bus_pu	Bus_Angle
1	BUS1	3	220	220	1	0
2	BUS2	2	220	217,5909729	0,989049911	-5,706715107
3	BUS3	2	220	212,6894684	0,966770291	-14,26343727
4	BUS4	1	220	210,9698792	0,958953977	-11,33154583
5	BUS5	1	220	211,1798859	0,959908605	-9,655277252
6	BUS6	2	150	150	1	-15,64959908
7	BUS7	1	60	59,17188644	0,986198127	-14,65565109
8	BUS8	2	15	15	1	-14,655653
9	BUS9	1	150	147,2829132	0,981886089	-16,40120316
10	BUS10	1	150	146,6265717	0,977510512	-16,57839203
11	BUS11	1	150	147,7482605	0,984988451	-16,25792313
12	BUS12	1	150	147,6800079	0,98453337	-16,59279823
13	BUS13	1	150	146,8613892	0,979075909	-16,68792915
14	BUS14	1	150	144,3601227	0,962400854	-17,61582947

Tabela 21 Dados da geração da rede IEEE14 para a hora 13.

MACHINE										
Bus_Name	Bus_Num	Vsch	Pgen	Qgen	Pmax	Pmin	Qmax	Qmin	MBase	Percent
BUS1	1	1	231,7	-23,6	9999	-9999	1000	-1000	300	77,63973999
BUS2	2	1	31,7	50	9999	-9999	50	-40	100	59,21282196
BUS3	3	1	0	40	9999	-9999	40	0	100	40
BUS6	6	1	0	11,4	9999	-9999	24	-6	50	22,80007553
BUS8	8	1	0	7,8	9999	-9999	24	-6	50	15,67060947

Tabela 22 Dados da carga da rede IEEE14 para a hora 13.

LOAD			
Load_ID	Load_Bus_Num	PLoad	QLoad
2	2	20,46310043	11,97610092
3	3	91,56240082	18,56520081
4	4	45,07539749	-3,677700043
5	5	7,387199879	1,555199981
6	6	10,56159973	7,072500229
9	9	28,67399788	16,1352005
10	10	8,487000465	5,469400406
11	11	3,40199995	1,749599934
12	12	5,752299786	1,50880003
13	13	13,41359901	5,637600422
14	14	14,05069828	4,715000153

Tabela 23 Dados da bateria de condensadores da rede IEEE14 para a hora 13.

FIXED SHUNT		
Shunt_ID	Shunt_Bus_Num	Shunt_Value
1	9	19

Tabela 24 Dados da tensão nos barramentos da rede IEEE14 para a hora 13.

AC LINE								
From	To	R	X	ChargingB	Rate	Flow	Pct	Overload?
1	2	0,019380001	0,05917	0,0528	180	160,4270172	89,12612152	OK
1	5	0,054030012	0,223040015	0,0438	80	73,79950714	92,24938202	OK
2	3	0,04699	0,197970003	0,0374	80	71,77874756	89,72343445	OK
2	4	0,058109988	0,176320001	0,049199998	80	53,3489418	66,68618011	OK
2	5	0,056950003	0,173879996	0,034000002	80	39,38567352	49,23209381	OK
3	4	0,06701	0,17103	0,034600001	80	25,43617821	31,79522133	OK
4	5	0,01335	0,04211	0,0128	80	60,80142212	76,00177765	OK
6	11	0,094980009	0,198899999	0	50	8,320989609	16,64197922	OK
6	12	0,122909993	0,255809993	0	50	7,926101685	15,85220432	OK
6	13	0,066150002	0,130270004	0	50	18,86089897	37,72179794	OK
9	10	0,031810004	0,0845	0	38,5	5,787754536	15,03312874	OK
9	14	0,127110004	0,27037999	0	50	9,320614815	18,64122963	OK
10	11	0,082050003	0,192070007	0	50	4,341244221	8,682487488	OK
12	13	0,220919997	0,199879989	0	50	1,88224268	3,764485121	OK
13	14	0,170929998	0,348019987	0	50	5,786835194	11,57367039	OK

Tabela 25 Dados da tensão nos barramentos da rede IEEE14 para a hora 13.

2 WINDING									
Name	From	To	SpecifiedX	Rate	Flow	Base	Ratio	Pct	Overload?
TRF4_7	4	7	0,209120005	55	26,87837601	100	0,9779999	50,96154022	OK
TRF4_9	4	9	0,55618	32	15,5757103	100	0,9689999	50,75748444	OK
TRF5_6	5	6	0,252020001	55	45,06502533	100	0,9319999	85,35855103	OK
TRF7_8	7	8	0,176149994	32	7,727162361	100	1	24,48532677	OK
TRF7_9	7	9	0,110009998	32	27,15094376	100	1	86,03413391	OK

ANEXO 3. CORRIDA PARAMÉTRICA

INÉRCIA

Cenário 1 (e)	Inércia	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11	B12	B13	B14	ESS	Fitness	
	0.15			4.2	4.2	2.3	2.3						8.1	22.6			3	87 214 080€
0.2			6.3	6.3											7.9	22.1	2	84 038 440€
0.25					12.5	24.9							1.4	1.4			2	81 024 810€
0.3			2.2	2.2	1.8	1.8	7.9	19.1			1.6	3.2			1.2	1.2	5	89 040 540€
0.35							9.6	24.8	7	7							2	96 523 770€
0.4					3.5	7.8	2.1	3.5		1.4	2.8						6	92 841 630€
0.45			12.8	24.4													1	73 719 440€

Inércia

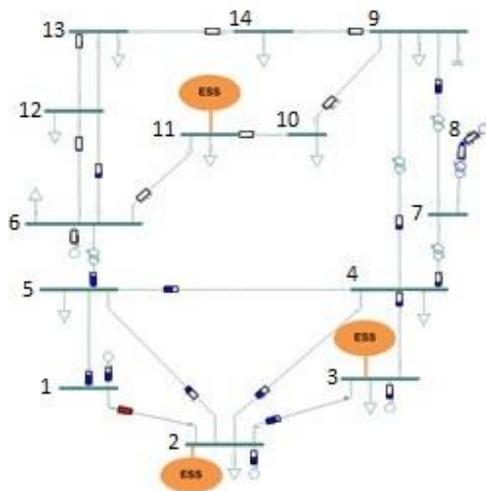


Figura 85 Solução do EPSo (Inércia=0,15).

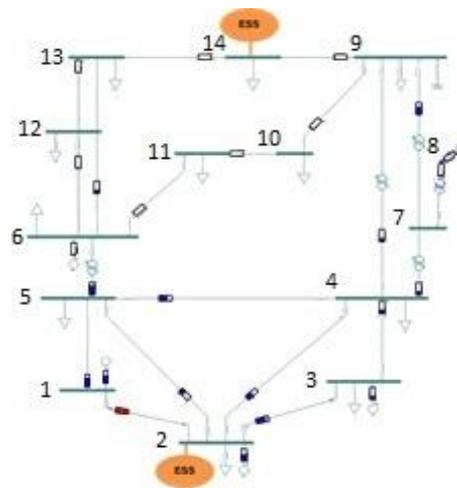


Figura 86 Solução do EPSo (Inércia=0,2).

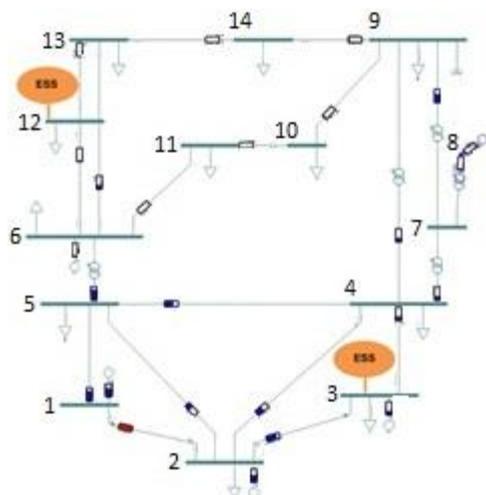


Figura 87 Solução do EPSo (Inércia=0,25).

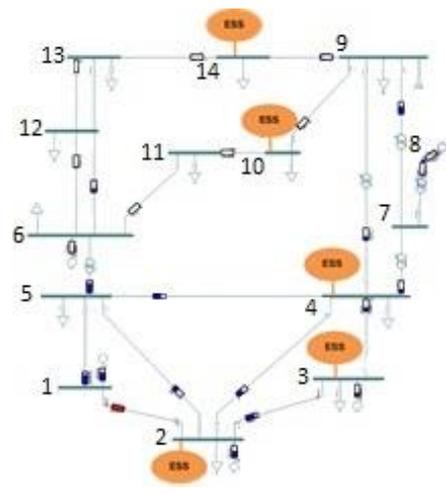


Figura 88 Solução do EPSo (Inércia=0,3).

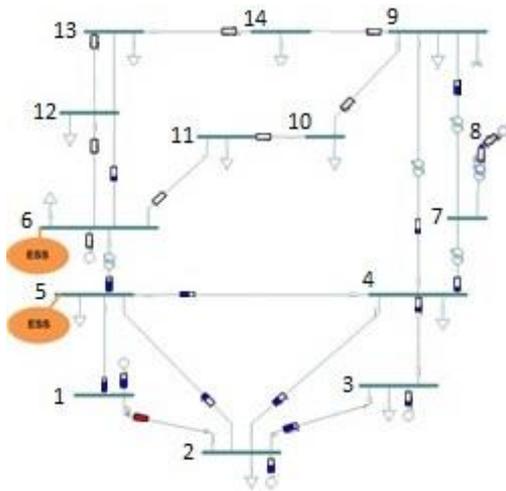


Figura 89 Solução do EPSO (Inércia=0,35).

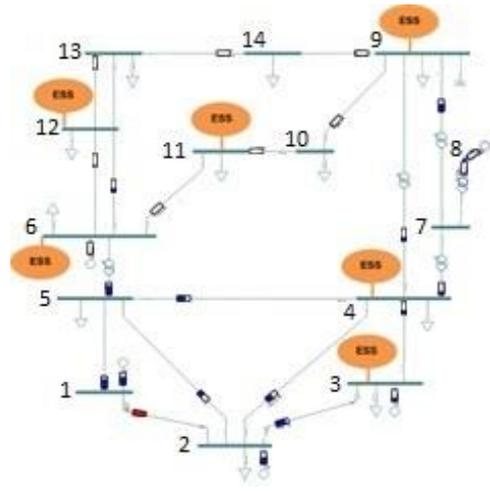


Figura 90 Solução do EPSO (Inércia=0,4).

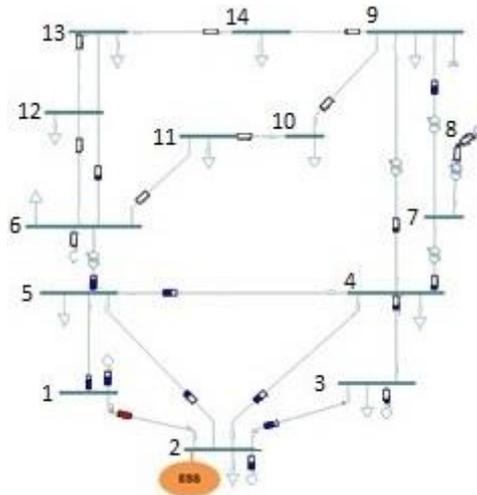


Figura 91 Solução do EPSO (Inércia=0,45).

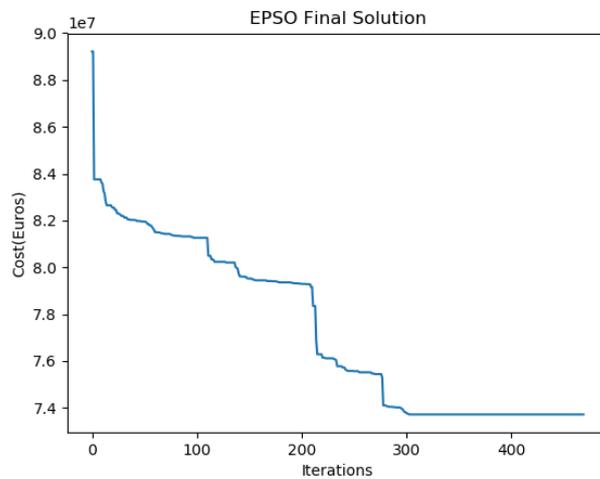


Figura 92 Gráfico da solução final do EPSO - representação da fitness em função do número de iterações (Inércia=0,3).

COOPERAÇÃO

Cenário 1 (a)	Coop	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11	B12	B13	B14	ESS	Fitness					
	0.15															15.7	29.9	1	90 209 810€			
0.2		2	5.2				1.3	3.6	1.2	2.2	1.5	3.3	2.6	4.6		2	2	2	2.9	8	94 908 960€	
0.25				2.3	3.7	4.6	9.6				3.9	8.4	1.7	3.2		0.9	0.9	1.8	3.2	6	92 504 780€	
0.3		2.2	2.2	1.8	1.8	7.9	19.1									1.6	3.2		1.2	1.2	5	89 040 540€
0.35				5.8	6.4			9	22.5												2	86 733 680€
0.4		7.5	15			6.9	12.3														2	83 749 140€
0.45		3.2	3.8	5.6	12.3					3	6.9							2.4	4.3		4	84 844 400€

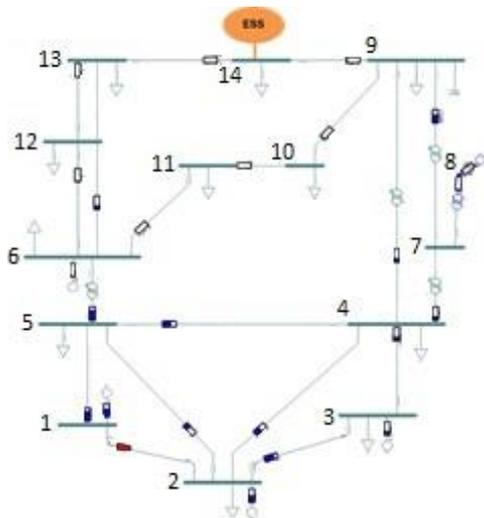


Figura 93 Solução do EPSO
(Cooperação=0,15).

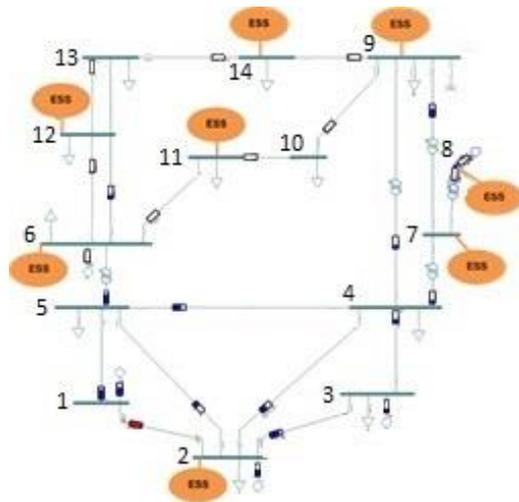


Figura 94 Solução do EPSO
(Cooperação=0,2).

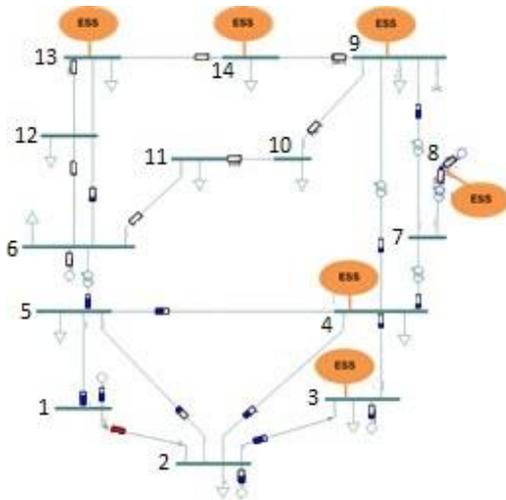


Figura 95 Solução do EPSO
(Cooperação=0,25).

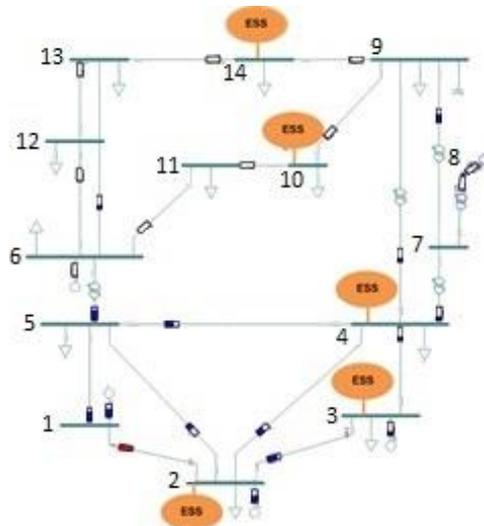


Figura 96 Solução do EPSO
(Cooperação=0,3).

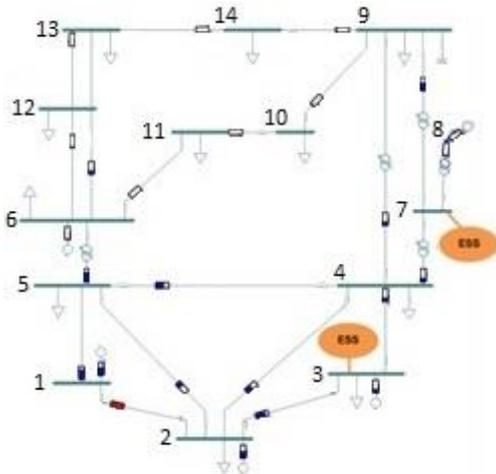


Figura 97 Solução do EPSO (Cooperação=0,35).

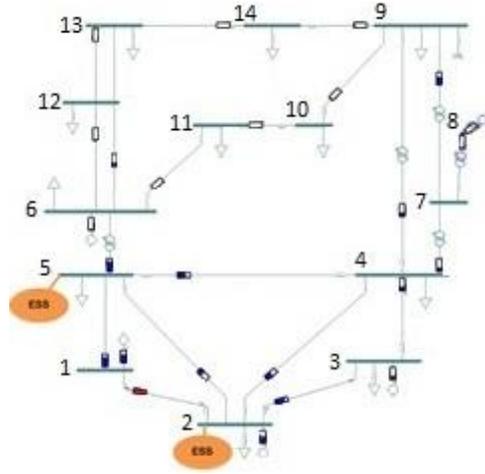


Figura 98 Solução do EPSO (Cooperação=0,4).

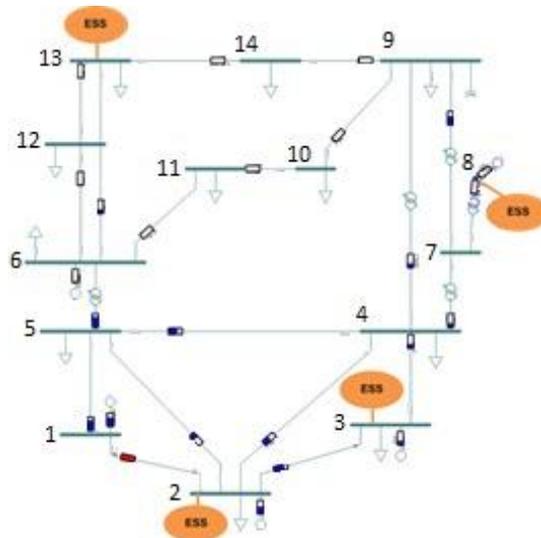


Figura 99 Solução do EPSO (Cooperação=0,45).

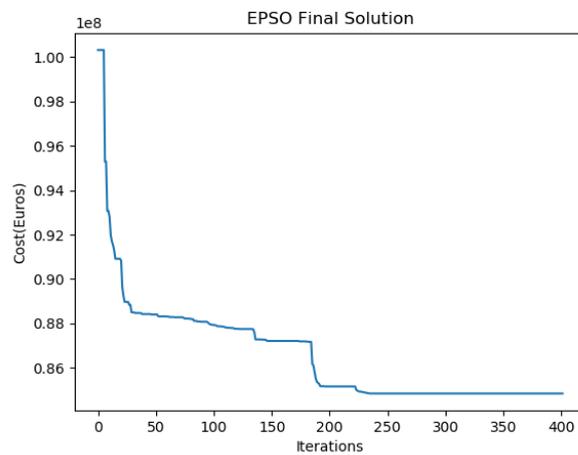


Figura 100 Gráfico da solução final do EPSO - representação da fitness em função do número de iterações (Cooperação=0,45).

MEMÓRIA

	Mem	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11	B12	B13	B14	ESS	Fitness
Cenário 1 (a)	0.15		4.5 7.4		3.2 7.1	4.5 8.5				2.8 5.7						4	88 772 040€
	0.2		3.5 4.2	1.6 2.4	2.8 4					15.8 30.1			6.9 18.5			4	88 849 260€
	0.25															1	90 787 430€
	0.3		2.2 2.2	1.8 1.8	7.9 19.1						1.6 3.2				1.2 1.2	5	89 040 540€
	0.35					16.8 32										1	96 293 850€
	0.4		6.2 6.2			8.7 23.9										2	88 004 760€
0.45		1.2 1.2	2.1 2.1				3.5 3.5						5.5 16	3.3 7.4	5	93 613 170€	

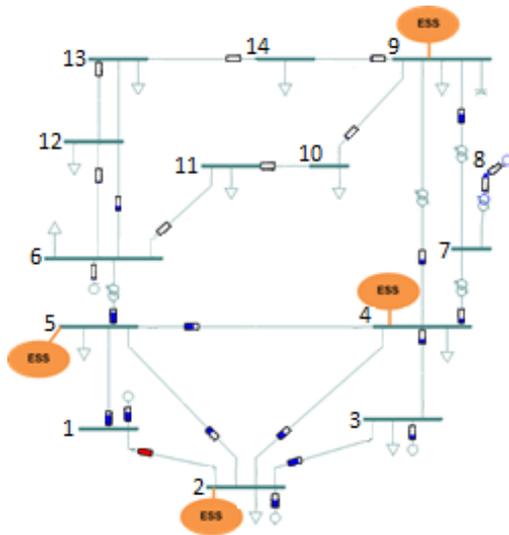


Figura 101 Solução do EPSSO (Memória=0,15).

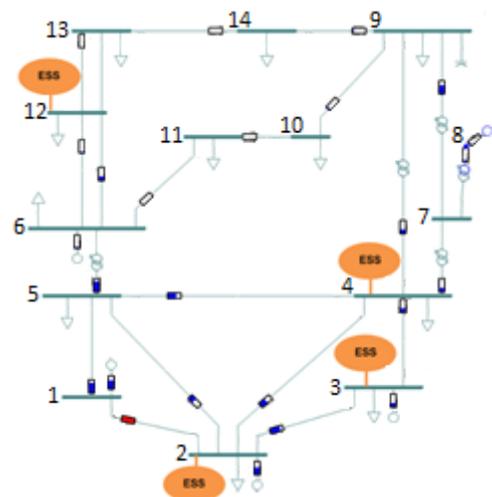


Figura 102 Solução do EPSSO (Memória =0,2).

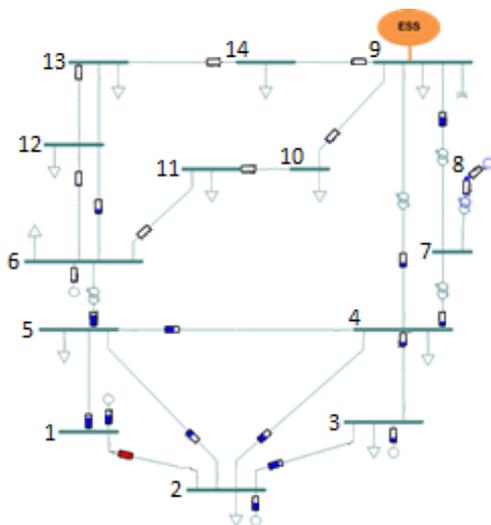


Figura 103 Solução do EPSSO (Memória =0,25).

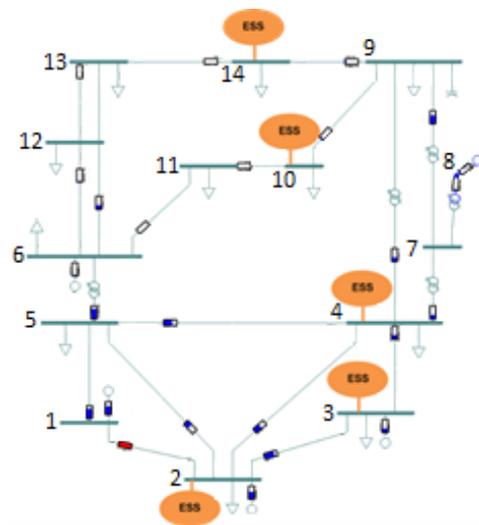


Figura 104 Solução do EPSSO (Memória =0,3).

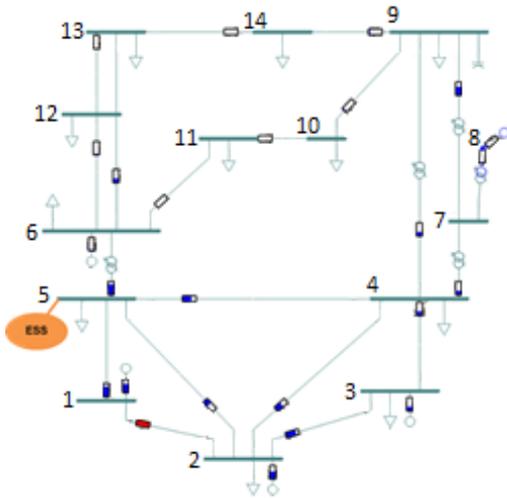


Figura 105 Solução do EPSO (Memória =0,35).

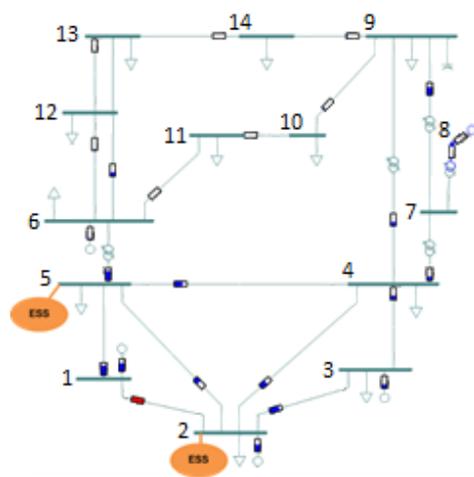


Figura 106 Solução do EPSO (Memória =0,4).

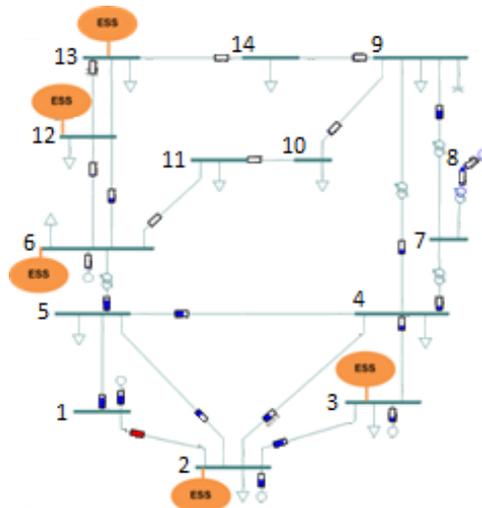


Figura 107 Solução do EPSO (Memória =0,45).

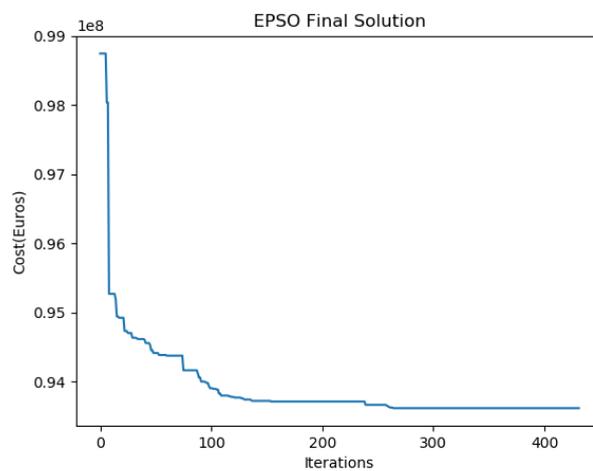


Figura 108 Gráfico da solução final do EPSO - representação da fitness em função do número de iterações (Memória=0,4).

BEST GLOBAL

	BestG	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11	B12	B13	B14	ESS	Fitness		
Cenário 1 (a)	0.4		12.8	24.4												1	73 719 440€		
	0.5				2.3	4.6							3.5	8.3		6	93 525 180€		
	0.6				13.7	26.2										1	79 062 210€		
	0.7		2.2	2.2	1.8	1.8	7.9	19.1				1.6	3.2			1.2	1.2	5	89 040 540€
	0.8		4.6	8.8			3.8	3.8						4.4	12.1			4	87 944 140€
	0.9		2.2	2.2	4.7	9.9	5.4	13.5		2.1	2.1							4	85 768 540€
	1.0			2.5	2.5	3.6	6.5	7.1	16.9									4	86 365 460€

Best Global

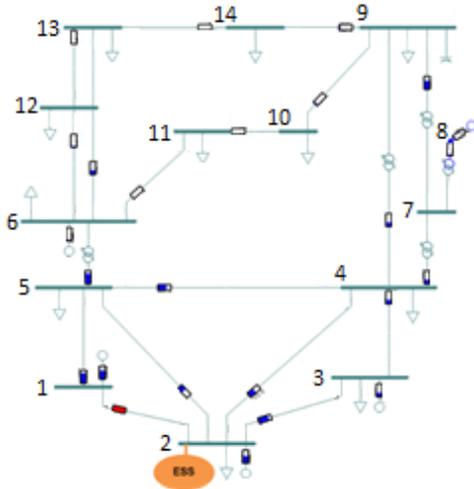


Figura 109 Solução do EPSo (Best Global =0,4).

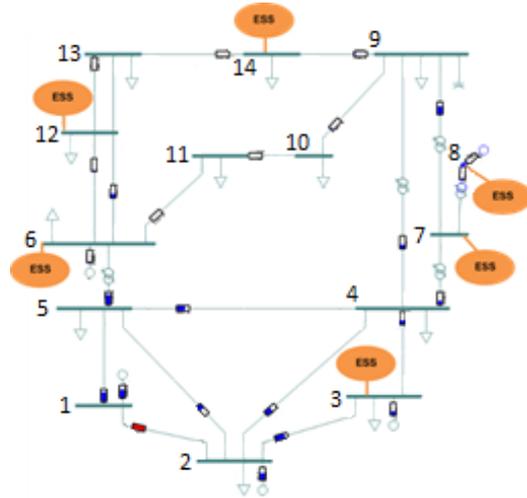


Figura 110 Solução do EPSo (Best Global =0,5).

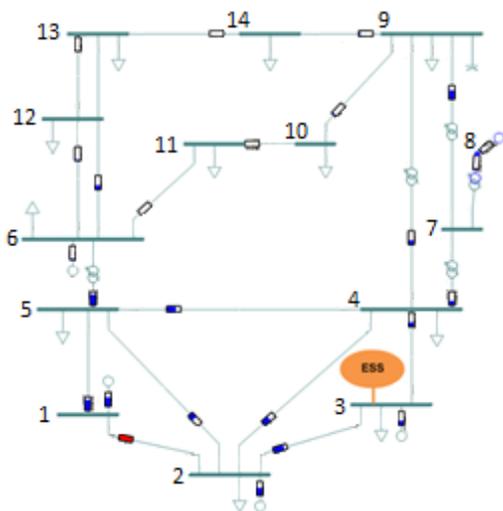


Figura 111 Solução do EPSo (Best Global =0,6).

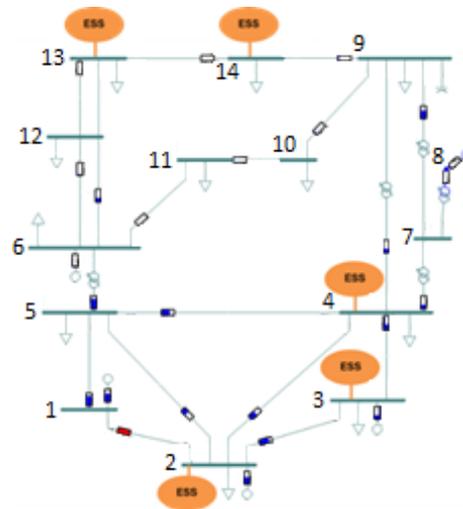


Figura 112 Solução do EPSo (Best Global =0,7).

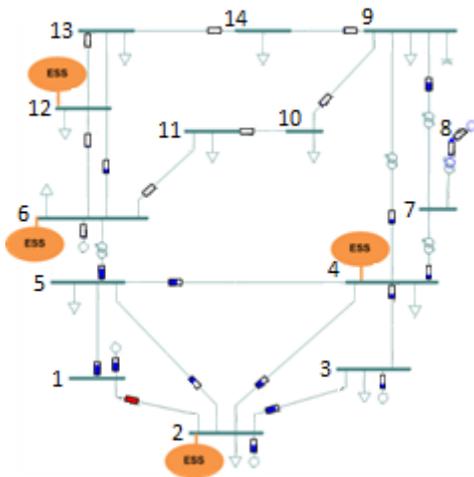


Figura 113 Solução do EPSO (Best Global =0,8).

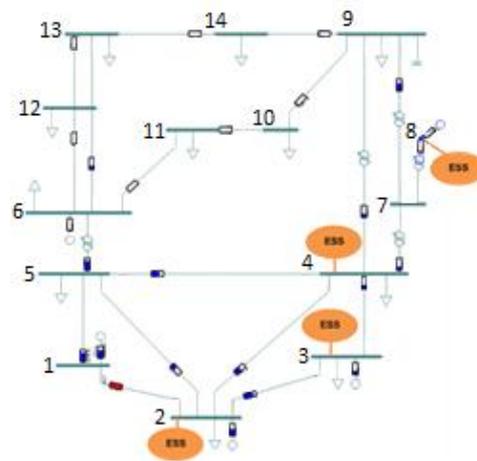


Figura 114 Solução do EPSO (Best Global =0,9).

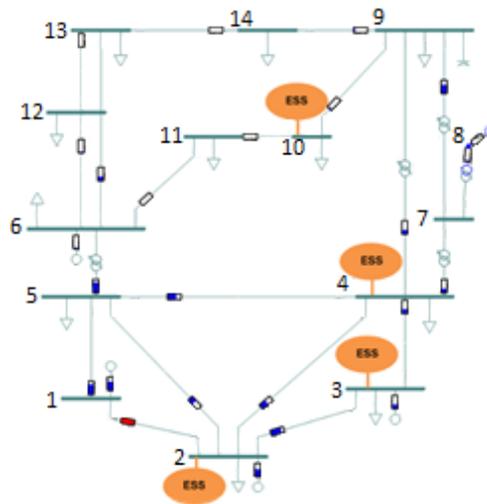


Figura 115 Solução do EPSO (Best Global =1).

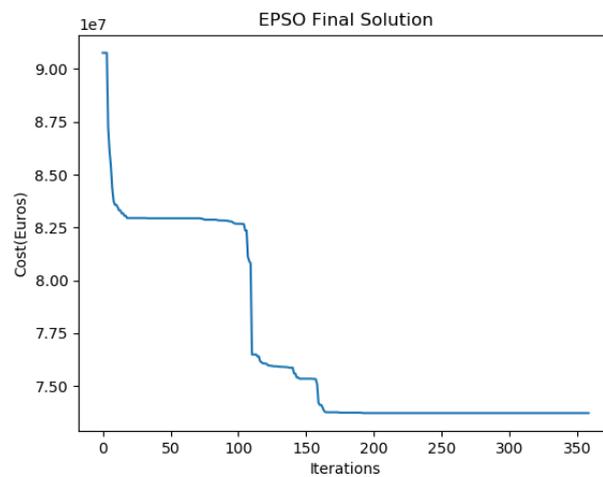


Figura 116 Gráfico da solução final do EPSO - representação da fitness em função do número de iterações (Best Global=0,4).

LEARNING RATE

Cenário 1 (a)	Learn	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11	B12	B13	B14	ESS	Fitness	
	0.2		2	2									4.5	8.7		8.8	18.8	3
0.25				4.1	7.9										2.3	2.3	4	90 332 660€
0.3		2.2	2.2	1.8	1.8	7.9	19.1				1.6	3.2			1.2	1.2	5	89 040 540€
0.35		4.5	7.8	1.4	1.9	4.6	13.2						1.8	1.8	2.1	2.9	5	86 681 870€
0.4			2.7	7.7											12.4	20.4	2	86 983 540€

Learning Rate

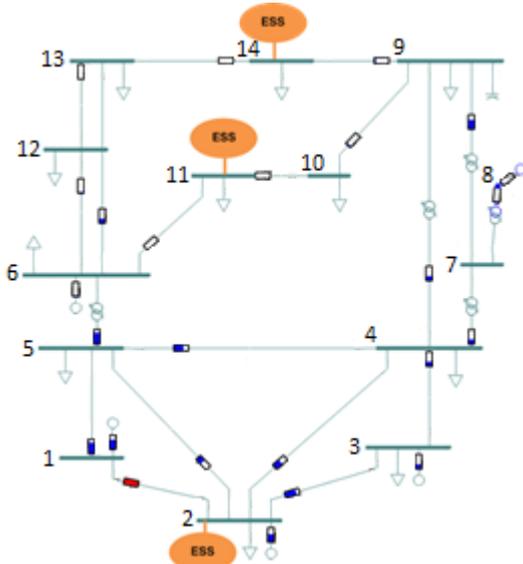


Figura 117 Solução do EPSO (Learning Rate=0,2).

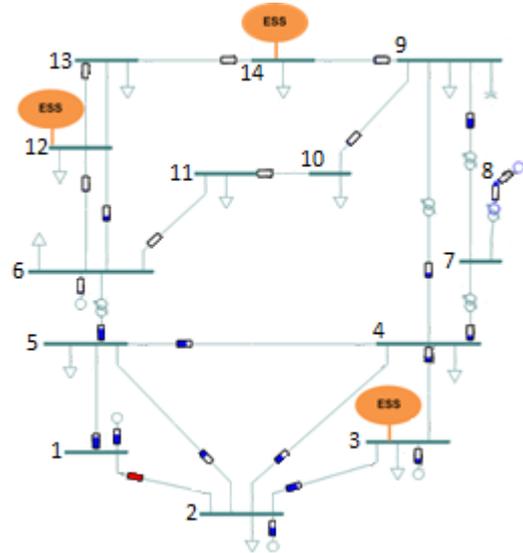


Figura 118 Solução do EPSO (Learning Rate=0,25).

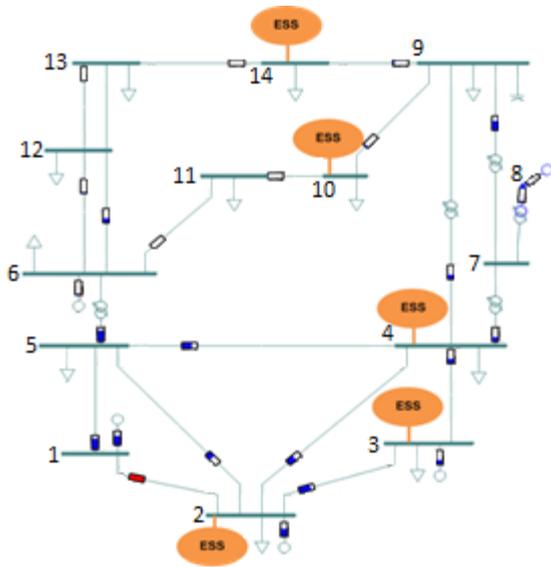


Figura 119 Solução do EPSO (Learning Rate=0,3).

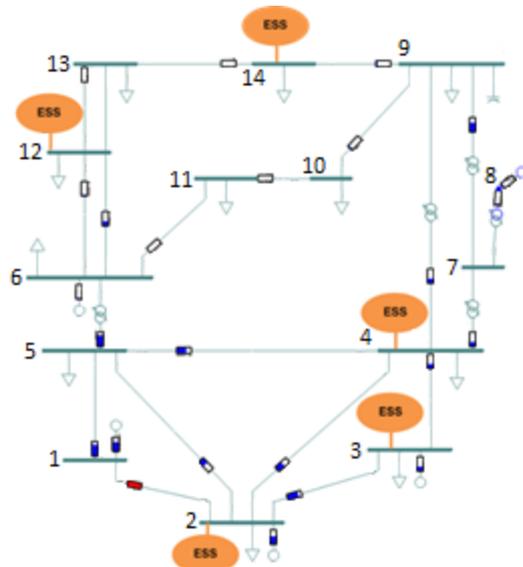


Figura 120 Solução do EPSO (Learning Rate=0,35).

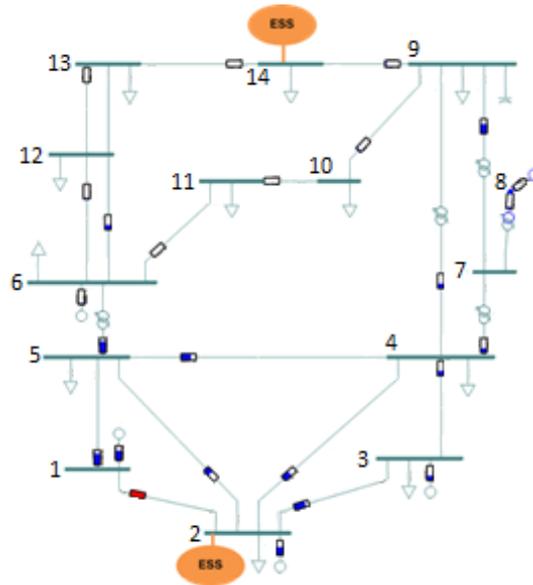


Figura 121 Solução do EPSO (Learning Rate=0,4).

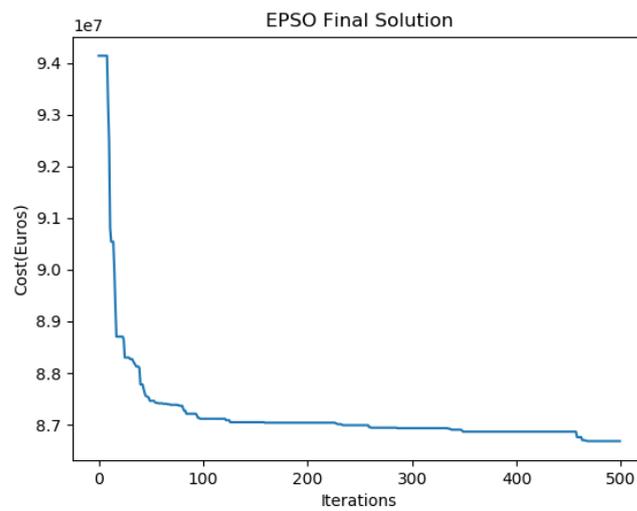


Figura 122 Gráfico da solução final do EPSO - representação da fitness em função do número de iterações (Learning Rate=0,35).

VELOCIDADE MÁXIMA

Cenário 1 (a)	Vmax	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11	B12	B13	B14	ESS	Fitness	
	0.05			4.4	5.6	4.6	8.8								5.1	13.3	3	83 911 930€
0.1			6.4	6.4			8.2	23.2								2	86 570 390€	
0.15			2.2	2.2	1.8	1.8	7.9	19.1	7	7				8.9	23.4	2	92 134 050€	
0.2					13.7	26.2					1.6	3.2			1.2	1.2	5	89 040 540€
0.25					1.9	1.9	5.6	10.7			7.8	16.8					1	79 062 210€
0.3					13.7	26.2											3	90 313 480€
0.35																	1	79 062 210€

Velocidade máxima

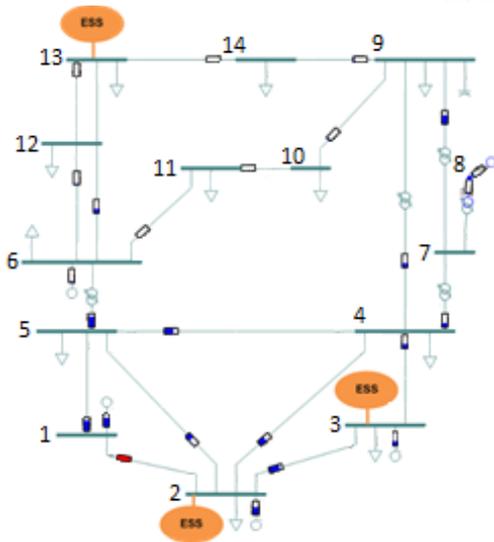


Figura 123 Solução do EPSo (Velocidade Máxima=0,05).

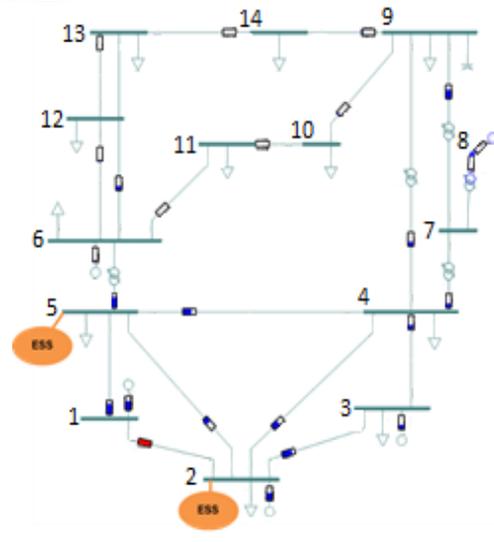


Figura 124 Solução do EPSo (Velocidade Máxima=0,1).

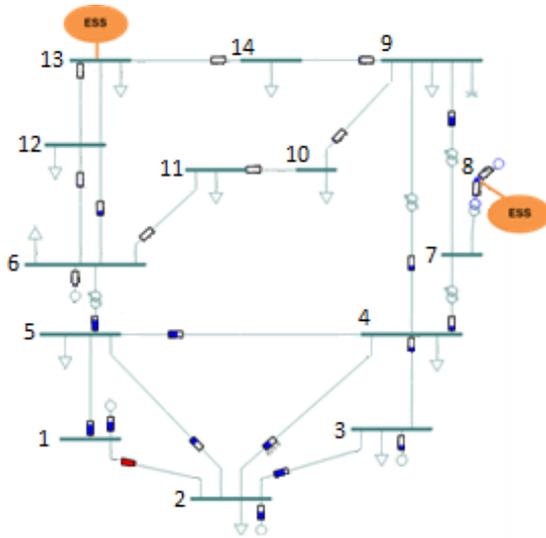


Figura 125 Solução do EPSo (Velocidade Máxima=0,15).

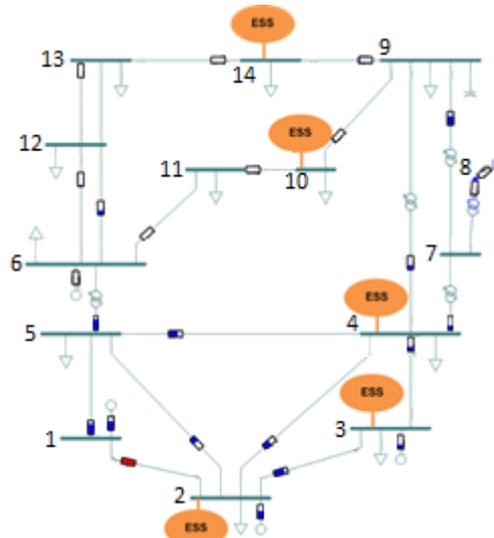


Figura 126 Solução do EPSo (Velocidade Máxima=0,2).

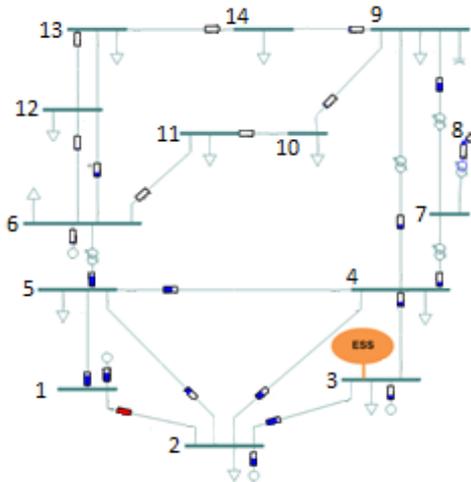


Figura 127 Solução do EPSO (Velocidade Máxima=0,25).

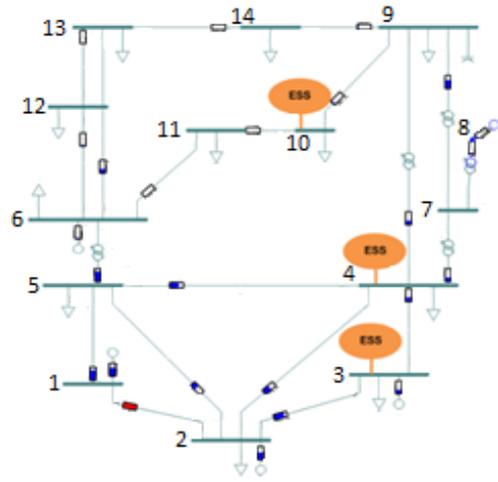


Figura 128 Solução do EPSO (Velocidade Máxima=0,3).

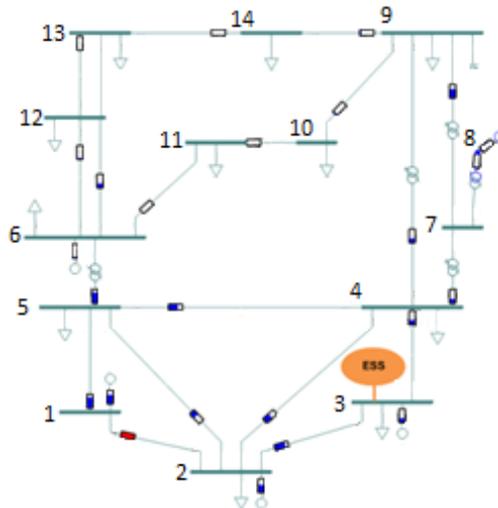


Figura 129 Solução do EPSO (Velocidade Máxima=0,35).

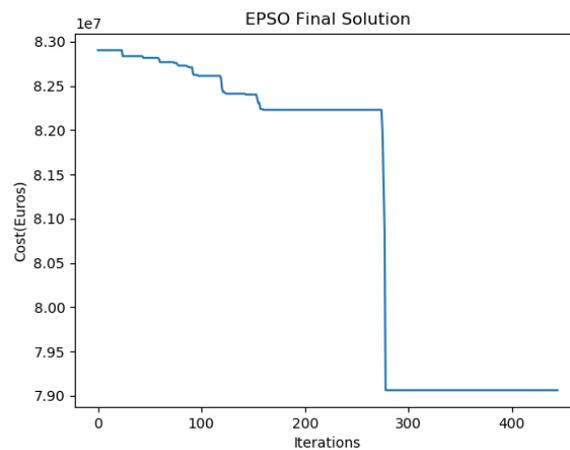


Figura 130 Gráfico da solução final do EPSO - representação da fitness em função do número de iterações (Velocidade=0,25).

ANEXO 4. RESULTADOS DOS CENÁRIOS DE CONGESTIONAMENTO NUM RAMO DA REDE

CENÁRIO 1A - RESULTADOS DA REDE NAS 24 HORAS (CONGESTIONAMENTO)

Resume of the 24 Hours		BUS DATA (U-PU)																									
Bus Number		01h00	02h00	03h00	04h00	05h00	06h00	07h00	08h00	09h00	10h00	11h00	12h00	13h00	14h00	15h00	16h00	17h00	18h00	19h00	20h00	21h00	22h00	23h00	24h00		
1	BU51	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000		
2	BU52	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000		
3	BU53	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000		
4	BU54	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000		
5	BU55	0.980	0.985	0.986	0.988	0.989	0.988	0.983	0.971	0.964	0.962	0.964	0.957	0.959	0.963	0.962	0.963	0.965	0.963	0.965	0.964	0.964	0.964	0.967	0.972		
6	BU56	1.000	1.014	1.018	1.021	1.023	1.020	1.011	1.000	0.984	0.989	0.988	0.990	0.985	0.986	0.986	0.989	0.988	0.989	0.989	0.990	0.990	0.992	0.995	1.000		
7	BU57	1.000	1.007	1.009	1.010	1.012	1.010	1.005	0.994	0.989	0.988	0.988	0.990	0.985	0.986	0.986	0.989	0.988	0.989	0.989	0.990	0.990	0.992	0.995	1.000		
8	BU58	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000		
9	BU59	1.008	1.011	1.015	1.017	1.020	1.017	1.008	0.991	0.986	0.984	0.985	0.987	0.980	0.982	0.982	0.985	0.984	0.986	0.985	0.987	0.986	0.986	0.989	0.993		
10	BU510	1.003	1.007	1.011	1.014	1.017	1.014	1.004	0.987	0.982	0.979	0.980	0.981	0.976	0.978	0.981	0.980	0.981	0.980	0.982	0.981	0.982	0.984	0.989	1.000		
11	BU511	1.004	1.008	1.013	1.016	1.018	1.015	1.005	0.990	0.987	0.986	0.986	0.982	0.984	0.985	0.987	0.986	0.987	0.988	0.987	0.988	0.987	0.989	0.991	1.000		
12	BU512	1.000	1.005	1.010	1.013	1.016	1.013	1.003	0.989	0.986	0.985	0.985	0.985	0.984	0.985	0.985	0.986	0.985	0.986	0.985	0.985	0.985	0.986	0.988	1.000		
13	BU513	0.998	1.003	1.008	1.011	1.014	1.010	0.999	0.983	0.981	0.980	0.980	0.981	0.978	0.979	0.979	0.980	0.980	0.981	0.980	0.981	0.980	0.982	0.984	1.000		
14	BU514	0.991	0.997	1.002	1.006	1.009	1.005	0.994	0.975	0.968	0.965	0.964	0.965	0.960	0.962	0.963	0.966	0.966	0.965	0.966	0.965	0.967	0.971	0.976	1.000		
MACHINES DATA (S-MVA)																											
Bus																											
1	BU51	131.030	119.516	109.189	103.057	97.433	100.929	130.960	187.020	213.171	219.742	219.495	218.799	241.043	232.919	231.354	220.231	222.762	217.659	219.057	210.773	213.225	211.725	200.134	182.522	300.000	
2	BU52	43.087	39.799	36.379	32.242	30.887	35.770	41.465	62.273	60.330	62.464	62.416	59.042	58.957	59.213	59.042	59.021	59.042	60.308	61.823	63.485	64.006	62.249	61.941	61.637	100.000	
3	BU53	35.706	33.383	30.460	27.437	25.047	28.275	39.507	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	100.000	
4	BU56	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	50.000	
5	BU58	2.498	3.797	4.982	5.919	6.000	5.711	2.723	3.640	6.085	6.901	6.620	5.761	8.664	7.835	6.788	6.296	6.705	6.181	6.439	5.542	6.138	6.543	4.712	2.775	50.000	
LOAD DATA (S-MVA)																											
Bus																											
1	BU51	2.35	2.26	2.12	1.95	1.82	2.00	2.65	3.71	3.83	3.78	3.63	3.38	3.87	3.83	3.84	3.66	3.75	3.63	3.59	3.40	3.59	3.69	3.64	3.42	7.43	
2	BU52	3.97	3.49	3.14	2.97	2.92	2.98	3.28	4.02	4.99	5.66	5.97	6.19	6.26	5.95	5.82	5.62	5.54	5.66	5.98	6.09	5.86	5.41	4.86	4.38	13.01	
3	BU53	8.94	8.61	8.07	7.43	6.92	7.62	10.09	14.10	14.58	14.39	13.80	12.84	14.70	14.55	14.60	13.91	14.28	13.82	12.95	13.65	14.03	13.83	13.01	13.01	13.01	
4	BU514	9.90	8.71	7.83	7.40	7.28	7.43	8.17	10.01	12.43	14.10	14.88	15.42	15.61	14.82	14.51	14.00	13.81	14.11	14.90	15.17	14.62	13.48	12.12	10.91	10.91	
BRANCH FLOW DATA (I-%*100)																											
From Bus																											
1	BU51	52.1	47.4	44.9	42.3	43.6	57.4	83.3	94.8	97.3	97.1	97.3	107.1	103.3	102.9	98.0	99.2	96.7	97.0	93.1	94.2	93.8	88.9	81.3	155		
2	BU52	49.8	45.6	42.8	40.7	42.7	53.8	74.5	84.6	88.0	88.0	86.8	95.4	92.2	91.5	87.1	88.1	86.5	87.7	84.9	86.0	84.7	79.9	72.8	80		
3	BU53	54.8	51.0	47.0	44.2	48.2	62.0	82.8	87.5	88.3	82.0	91.3	89.7	89.6	85.7	87.4	85.5	85.5	82.5	85.4	86.0	83.6	78.4	80			
4	BU56	39.9	36.7	34.1	32.7	35.0	42.3	56.0	62.0	65.2	65.4	63.7	68.7	66.7	66.1	63.3	63.9	63.5	64.9	63.9	64.6	63.0	59.6	55.1	80		
5	BU58	29.8	27.5	25.4	24.3	26.2	31.6	41.9	45.9	48.4	48.6	47.1	50.6	49.2	48.8	46.8	47.2	47.1	48.2	47.6	48.2	46.8	44.4	41.2	80		
6	BU51	46.0	42.4	39.8	38.1	40.0	49.3	64.1	70.7	73.5	73.7	73.0	78.1	76.0	75.5	72.7	73.2	72.5	73.5	72.0	72.5	71.3	67.9	63.3	80		
7	BU52	8.4	8.1	7.7	7.2	7.7	9.3	13.4	15.3	15.9	15.4	14.4	17.4	16.6	16.5	15.2	15.7	15.1	15.2	14.3	15.0	15.0	14.0	12.4	50		
8	BU53	9.0	8.2	7.7	7.4	7.8	9.3	13.2	14.2	14.5	14.4	15.4	14.6	15.5	15.7	14.9	15.0	15.4	15.2	14.6	15.2	14.6	13.6	12.3	50		
9	BU56	21.1	19.6	18.2	17.3	18.6	23.2	31.8	35.2	36.6	36.2	34.9	38.9	37.7	37.5	35.6	36.1	35.5	35.9	34.8	35.6	35.2	33.4	30.5	50		
10	BU51	14.3	12.0	10.5	9.8	9.8	11.0	11.5	12.8	14.7	16.2	17.4	15.6	15.0	15.1	14.4	15.4	16.4	16.4	17.6	16.2	14.6	13.6	13.7	39		
11	BU52	32.1	30.7	30.1	29.9	30.1	31.3	35.3	39.8	40.9	41.1	40.1	43.5	42.6	42.6	41.9	41.6	42.1	41.9	42.6	41.9	41.9	40.4	38.8	37.5	50	
12	BU53	4.8	4.5	4.3	4.2	4.3	4.8	6.1	7.4	7.9	7.4	8.7	9.3	8.7	8.5	7.8	7.6	7.8	7.5	7.4	7.3	7.0	6.7	5.8	50		
13	BU56	1.9	1.9	1.7	1.5	1.8	2.6	4.1	4.9	5.4	5.4	5.4	5.8	5.8	5.8	5.3	5.7	5.5	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.4	50		
14	BU514	5.9	5.3	5.1	5.0	5.1	5.7	7.3	9.5	10.8	11.2	11.4	12.4	11.4	11.3	10.8	10.6	10.6	11.2	11.1	10.9	10.1	8.9	7.7	50		
TRANSFORMERS DATA (I-%*100)																											
From Bus																											
4	BU51	31.6	29.2	26.9	24.9	23.8	25.4	31.5	41.9	45.9	47.7	46.4	50.2	48.9	48.5	46.6	47.1	46.5	47.0	46.4	46.2	44.1	41.1	35			
5	BU52	29.4	26.9	25.0	23.7	22.4	24.0	29.9	39.8	43.7	47.6	46.5	49.8	48.7	48.4	46.6	47.0	46.6	47.3	46.5	47.0	46.3	44.3	32			
6	BU53	54.8	50.9	48.1	46.3	48.7	57.2	70.7	78.5	80.0	80.7	81.3	78.8	79.1	78.9	80.4	79.7	79.8	77.9	74.8	77.9	74.6	70.9	55			
7	BU56	11.9	11.5	10.7	10.3	10.5	11.3	14.8	18.3	20.4	21.8	20.7	24.1	23.7	23.7	23.7	23.7	23.7	23.7	23.7	23.7	23.7	23.7	23.7	32		
9	BU514	51.8	49.1	47.3	46.1	47.7	54.8	72.6	79.6	82.7	82.5	80.4	87.1	84.8	84.3	80.8	81.6	80.8	81.6	80.8	82.0	80.3	81.4	80.1	76.4	70.9	32

CENÁRIO 1A - RESULTADOS DA REDE NA HORA 13H (CONGESTIONAMENTO)

Tabela 26 Cenário 1A CONGEST - Dados da tensão nos barramentos da rede IEEE14 para a hora 13.

BUS						
Bus_Num	Bus_Name	Bus_ID	Bus_Base	Bus_kV	Bus_pu	Bus_Angle
1	BUS1	3	220	220,000	1,000	0,000
2	BUS2	2	220	217,187	0,987	-5,901
3	BUS3	2	220	212,099	0,964	-14,637
4	BUS4	1	220	210,457	0,957	-11,723
5	BUS5	1	220	210,735	0,958	-9,993
6	BUS6	2	150	150,000	1,000	-16,213
7	BUS7	1	60	59,084	0,985	-15,146
8	BUS8	2	15	15,000	1,000	-15,146
9	BUS9	1	150	147,011	0,980	-16,942
10	BUS10	1	150	146,349	0,976	-17,138
11	BUS11	1	150	147,600	0,984	-16,820
12	BUS12	1	150	147,574	0,984	-17,189
13	BUS13	1	150	146,748	0,978	-17,275
14	BUS14	1	150	144,003	0,960	-18,239

Tabela 27 Cenário 1A CONGEST - Dados da geração da rede IEEE14 para a hora 13.

MACHINE										
Bus_Name	Bus_Num	Vsch	Pgen	Qgen	Pmax	Pmin	Qmax	Qmin	MBase	Percent
BUS1	1	1	240,12	-21,13	9999,00	-9999	1000	-1000	300,00	80,35
BUS2	2	1	31,24	50,00	9999,00	-9999	50	-40	100,00	58,96
BUS3	3	1	0,00	40,00	9999,00	-9999	40	0	100,00	40,00
BUS6	6	1	0,00	13,70	9999,00	-9999	24	-6	50,00	27,40
BUS8	8	1	0,00	8,66	9999,00	-9999	24	-6	50,00	17,33

Tabela 28 Cenário 1A CONGEST - Dados da carga da rede IEEE14 para a hora 13.

LOAD			
Load_ID	Load_Bus_Num	PLoad	QLoad
2	2	21,55	12,61
3	3	92,50	18,76
4	4	47,47	-3,87
5	5	7,46	1,57
6	6	11,12	7,45
9	9	28,97	16,30
10	10	8,94	5,76
11	11	3,44	1,77
12	12	6,06	1,59
13	13	13,55	5,70
14	14	14,80	4,97

Tabela 29 Cenário 1A CONGEST - Dados da bateria de condensadores da rede IEEE14 para a hora 13.

FIXED SHUNT		
Shunt_ID	Shunt_Bus_Num	Shunt_Value
1	9	19

Tabela 30 Cenário 1A CONGEST - Dados das linhas da rede IEEE14 para a hora 13.

AC LINE								
From	To	R	X	ChargingB	Rate	Flow	Pct	Overload?
1	2	0,019380001	0,05917	0,0528	180	165,939	107,057	Overload
1	5	0,054030012	0,223040015	0,0438	80	76,354	95,44	OK
2	3	0,04699	0,197970003	0,0374	80	73,002	91,25	OK
2	4	0,058109988	0,176320001	0,049199998	80	54,931	68,66	OK
2	5	0,056950003	0,173879996	0,034000002	80	40,511	50,64	OK
3	4	0,06701	0,17103	0,034600001	80	25,124	31,41	OK
4	5	0,01335	0,04211	0,0128	80	62,498	78,12	OK
6	11	0,094980009	0,198899999	0	50	8,682	17,36	OK
6	12	0,122909993	0,255809993	0	50	8,244	16,49	OK
6	13	0,066150002	0,130270004	0	50	19,438	38,88	OK
9	10	0,031810004	0,0845	0	38,5	6,007	15,60	OK
9	14	0,127110004	0,27037999	0	50	9,754	19,51	OK
10	11	0,082050003	0,192070007	0	50	4,653	9,31	OK
12	13	0,220919997	0,199879989	0	50	1,883	3,77	OK
13	14	0,170929998	0,348019987	0	50	6,183	12,37	OK

Tabela 31 Cenário 1A CONGEST - Dados dos transformadores da rede IEEE14 para a hora 13.

2 WINDING									
Name	From	To	SpecifiedX	Rate	Flow	Base	Ratio	PctCURRENT	Overload?
TRF4_7	4	7	0,209120005	55	27,593	100	0,977999985	50,17	OK
TRF4_9	4	9	0,55618	32	15,949	100	0,968999982	49,84	OK
TRF5_6	5	6	0,252020001	55	46,267	100	0,931999981	84,12	OK
TRF7_8	7	8	0,176149994	32	8,532	100	1	26,66	OK
TRF7_9	7	9	0,110009998	32	27,883	100	1	87,13	OK

CENÁRIO 1A - RESULTADOS DA REDE NA HORA 13H (RESULTADOS DA SIMULAÇÃO DESPLAN)

Tabela 32 Cenário 1A DESPLAN - Dados da tensão nos barramentos da rede IEEE14 para a hora 13.

BUS						
Bus_Num	Bus_Name	Bus_ID	Bus_Base	Bus_kV	Bus_pu	Bus_Angle
1	BUS1	3	220	220,000	1,000	0,000
2	BUS2	2	220	217,900	0,990	-5,514
3	BUS3	2	220	213,126	0,969	-13,898
4	BUS4	1	220	211,695	0,962	-10,798
5	BUS5	1	220	211,814	0,963	-9,173
6	BUS6	2	150	150,000	1,000	-14,559
7	BUS7	1	60	59,314	0,989	-13,412
8	BUS8	2	15	15,000	1,000	-13,412
9	BUS9	1	150	147,711	0,985	-14,826
10	BUS10	1	150	147,495	0,983	-14,560
11	BUS11	1	150	148,251	0,988	-14,674
12	BUS12	1	150	147,623	0,984	-15,492
13	BUS13	1	150	146,888	0,979	-15,542
14	BUS14	1	150	144,531	0,964	-16,236

Tabela 33 Cenário 1A DESPLAN - Dados da geração da rede IEEE14 para a hora 13.

MACHINE										
Bus_Name	Bus_Num	Vsch	Pgen	Qgen	Pmax	Pmin	Qmax	Qmin	MBase	Percent
BUS1	1	1	222,41	-25,61	9999,00	-9999	1000	-1000	300,00	74,63
BUS2	2	1	31,24	50,00	9999,00	-9999	50	-40	100,00	58,96
BUS3	3	1	0,00	40,00	9999,00	-9999	40	0	100,00	40,00
BUS6	6	1	0,00	10,70	9999,00	-9999	24	-6	50,00	21,41
BUS8	8	1	0,00	6,49	9999,00	-9999	24	-6	50,00	12,97

Tabela 34 Cenário 1A DESPLAN - Dados da carga da rede IEEE14 para a hora 13.

LOAD			
Load_ID	Load_Bus_Num	PLoad	QLoad
ES	1	0,00	0,00
2	2	21,55	12,61
ES	2	0,00	0,00
3	3	92,50	18,76
ES	3	-0,36	0,00
4	4	47,47	-3,87
ES	4	0,00	0,00
5	5	7,46	1,57
ES	5	-0,04	0,00
6	6	11,12	7,45
ES	6	0,00	0,00
ES	7	-0,62	0,00
ES	8	0,00	0,00
9	9	28,97	16,30
ES	9	-0,76	0,00
10	10	8,94	5,76
ES	10	-12,98	0,00
11	11	3,44	1,77
ES	11	-0,45	0,00
12	12	6,06	1,59
ES	12	0,00	0,00
13	13	13,55	5,70
ES	13	-0,06	0,00
14	14	14,80	4,97
ES	14	-0,50	0,00

Tabela 35 Cenário 1A DESPLAN - Dados da bateria de condensadores da rede IEEE14 para a hora 13.

FIXED SHUNT		
Shunt_ID	Shunt_Bus_Num	Shunt_Value
1	9	19

Tabela 36 Cenário 1A DESPLAN - Dados das linhas da rede IEEE14 para a hora 13.

AC LINE								
From	To	R	X	ChargingB	Rate	Flow	Pct	Overload?
1	2	0,019380001	0,05917	0,0528	180	154,999	100,00	OK
1	5	0,054030012	0,223040015	0,0438	80	70,145	87,68	OK
2	3	0,04699	0,197970003	0,0374	80	70,544	89,03	OK
2	4	0,058109988	0,176320001	0,049199998	80	50,303	63,48	OK
2	5	0,056950003	0,173879996	0,034000002	80	36,739	46,37	OK
3	4	0,06701	0,17103	0,034600001	80	26,978	34,81	OK
4	5	0,01335	0,04211	0,0128	80	59,314	77,05	OK
6	11	0,094980009	0,198899999	0	50	5,368	10,74	OK
6	12	0,122909993	0,255809993	0	50	7,973	15,95	OK
6	13	0,066150002	0,130270004	0	50	18,352	36,70	OK
9	10	0,031810004	0,0845	0	38,5	5,231	13,80	OK
9	14	0,127110004	0,27037999	0	50	10,546	21,42	OK
10	11	0,082050003	0,192070007	0	50	2,548	5,18	OK
12	13	0,220919997	0,199879989	0	50	1,645	3,34	OK
13	14	0,170929998	0,348019987	0	50	4,956	10,12	OK

Tabela 37 Cenário 1A DESPLAN - Dados dos transformadores da rede IEEE14 para a hora 13.

2 WINDING									
Name	From	To	SpecifiedX	Rate	Flow	Base	Ratio	PctCURRENT	Overload?
TRF4_7	4	7	0,209120005	55	21,283	100	0,977999985	40,21	OK
TRF4_9	4	9	0,55618	32	12,498	100	0,968999982	40,59	OK
TRF5_6	5	6	0,252020001	55	41,425	100	0,931999981	78,23	OK
TRF7_8	7	8	0,176149994	32	6,412	100	1	20,27	OK
TRF7_9	7	9	0,110009998	32	22,147	100	1	70,01	OK

CENÁRIO 1B - RESULTADOS DA REDE NAS 24 HORAS (CONGESTIONAMENTO)

Resume of the 24 Hours																									
BUS DATA (U-PU)																									
Bus Name	00h00	01h00	02h00	03h00	04h00	05h00	06h00	07h00	08h00	09h00	10h00	11h00	12h00	13h00	14h00	15h00	16h00	17h00	18h00	19h00	20h00	21h00	22h00	23h00	Un (MVA)
1 BUS1	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	210
2 BUS2	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	220
3 BUS3	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	220
4 BUS4	0.980	0.983	0.984	0.986	0.987	0.988	0.989	0.990	0.991	0.992	0.993	0.994	0.995	0.996	0.997	0.998	0.999	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	220
5 BUS5	0.977	0.979	0.981	0.983	0.984	0.986	0.987	0.988	0.989	0.990	0.991	0.992	0.993	0.994	0.995	0.996	0.997	0.998	0.999	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	220
6 BUS6	1.006	1.011	1.015	1.018	1.020	1.017	1.008	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	150
7 BUS7	1.003	1.005	1.008	1.009	1.010	1.009	1.003	0.991	0.987	0.985	0.986	0.988	0.988	0.988	0.984	0.984	0.987	0.986	0.987	0.988	0.987	0.987	0.987	0.989	60
8 BUS8	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	15
9 BUS9	1.006	1.009	1.013	1.016	1.018	1.015	1.006	0.989	0.983	0.982	0.982	0.985	0.985	0.985	0.979	0.980	0.982	0.983	0.983	0.985	0.983	0.984	0.987	0.991	150
10 BUS10	1.001	1.005	1.010	1.014	1.016	1.013	1.002	0.989	0.986	0.985	0.985	0.987	0.987	0.983	0.984	0.984	0.986	0.985	0.986	0.986	0.986	0.986	0.988	0.990	150
11 BUS11	1.001	1.006	1.010	1.014	1.016	1.013	1.002	0.989	0.986	0.985	0.985	0.987	0.987	0.983	0.984	0.984	0.986	0.985	0.986	0.986	0.986	0.986	0.988	0.990	150
12 BUS12	0.997	1.003	1.008	1.011	1.013	1.010	0.999	0.988	0.986	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.986	0.988	150
13 BUS13	0.995	1.000	1.005	1.009	1.011	1.008	0.996	0.983	0.980	0.980	0.980	0.981	0.981	0.978	0.979	0.979	0.980	0.980	0.980	0.980	0.980	0.980	0.982	0.984	150
14 BUS14	0.989	0.995	1.000	1.004	1.006	1.003	0.992	0.974	0.967	0.963	0.963	0.964	0.964	0.958	0.961	0.962	0.965	0.964	0.965	0.963	0.965	0.964	0.966	0.970	150
MACHINES DATA (S-MVA)																									
Bus																									
1 BUS1	143,079	131,066	119,964	112,938	106,592	111,074	144,519	205,443	232,776	239,246	238,173	236,079	261,369	252,869	251,332	239,015	242,121	236,288	237,507	228,110	231,594	230,559	218,458	199,472	300,000
2 BUS2	45,529	41,823	38,028	33,732	32,279	37,080	44,466	62,273	60,330	62,664	62,416	59,406	58,957	59,213	59,042	59,042	60,308	61,823	63,485	64,006	62,249	61,941	62,130	62,400	100,000
3 BUS3	36,916	34,528	31,505	28,383	26,885	29,249	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	100,000
6 BUS6	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	50,000
8 BUS8	1,667	3,006	4,261	5,263	5,884	5,036	1,726	4,926	7,488	8,314	7,972	7,005	10,161	9,292	9,133	7,648	8,102	7,522	7,773	6,789	7,463	7,295	6,014	3,911	50,000
LOAD DATA (S-MVA)																									
Bus																									
2 BUS2																									
3 BUS3																									
4 BUS4																									
5 BUS5																									
6 BUS6																									
9 BUS9																									
10 BUS10																									
11 BUS11																									
12 BUS12																									
13 BUS13																									
14 BUS14																									
BRANCH FLOW DATA (I-%*100)																									
From Bus																									
2	53.6	68.9	44.7	43.2	39.7	41.1	64.3	77.8	88.2	90.3	89.9	89.5	99.0	95.8	95.3	90.7	91.9	89.5	89.7	86.9	87.2	87.1	85.7	75.7	180
1	5	59.5	55.2	50.7	47.5	46.0	47.5	46.0	47.5	46.0	47.5	46.0	47.5	46.0	47.5	46.0	47.5	46.0	47.5	46.0	47.5	46.0	47.5	46.0	180
3	59.5	56.4	52.5	48.4	45.0	49.6	63.8	85.3	90.1	90.9	88.7	84.2	93.9	92.3	92.2	88.2	89.9	87.9	88.0	84.8	87.8	88.5	86.0	80.7	80.0
2	4	46.2	42.8	39.5	36.7	35.0	37.6	45.8	61.1	67.2	70.4	70.3	68.3	74.0	72.0	71.4	68.4	69.1	68.5	69.9	68.6	69.5	68.1	64.6	59.8
2	5	36.5	33.9	31.3	28.9	27.6	29.8	36.4	48.6	53.0	55.4	55.2	53.3	57.8	56.3	55.9	53.5	54.1	53.7	54.8	53.9	54.8	53.6	51.1	47.5
3	4	22.4	21.5	19.9	18.0	16.3	18.5	26.5	33.0	34.8	29.7	27.8	25.7	29.1	29.5	29.9	29.0	29.9	28.6	27.5	25.9	27.7	29.5	30.5	30.0
4	5	46.9	43.2	39.8	37.4	35.7	37.5	45.8	58.0	64.3	67.1	67.6	67.4	71.5	69.5	69.0	66.6	66.9	66.4	67.5	66.4	66.5	65.2	62.0	57.8
6	11	8.0	7.8	7.3	6.9	6.5	7.0	8.9	13.6	15.6	16.2	15.8	14.7	17.8	17.1	16.9	15.5	16.0	15.4	15.6	14.6	15.4	15.3	14.3	12.5
6	12	9.8	8.9	8.2	7.7	7.4	7.8	9.2	12.3	14.2	15.3	15.5	15.4	16.9	16.2	16.1	15.0	15.5	15.3	15.3	14.7	13.6	12.3	10.3	50
6	13	22.4	20.9	19.4	18.1	17.1	18.4	22.9	31.9	35.4	36.7	36.4	35.0	39.0	37.9	37.6	35.7	36.2	35.6	36.1	34.9	35.7	35.3	33.5	30.6
9	10	14.9	12.6	11.0	10.3	10.1	10.3	11.6	14.1	15.7	17.3	15.1	14.5	14.5	14.5	14.5	13.8	14.8	15.9	17.1	15.6	14.0	12.9	13.0	39
9	14	14.2	12.3	11.0	10.3	10.1	10.4	11.6	13.1	15.7	17.8	19.0	20.0	19.4	18.5	18.1	17.8	17.4	18.0	19.0	19.7	18.7	17.2	15.7	14.6
10	11	3.9	3.7	3.5	3.2	3.1	3.3	4.2	6.1	7.7	8.4	8.3	7.9	9.0	9.1	9.0	8.2	7.9	8.2	7.6	7.9	7.7	6.8	5.6	50
12	13	1.8	1.9	1.8	1.7	1.5	1.7	2.6	4.1	4.1	3.8	3.4	2.9	3.8	3.8	3.9	3.6	3.8	3.5	3.3	3.2	3.4	3.7	3.7	3.5
13	14	6.3	5.7	5.2	4.9	4.8	4.9	5.4	7.3	9.6	11.0	11.4	11.5	12.6	11.8	11.5	10.7	10.7	10.8	11.4	11.3	11.1	10.3	9.0	7.7
TRANSFORMERS DATA (I-%*100)																									
From Bus																									
4	7	31.9	29.5	27.1	25.2	24.0	25.6	31.8	42.2	46.2	48.1	47.9	46.8	50.6	48.3	49.0	47.0	47.5	46.9	47.7	46.7	46.3	46.5	44.4	41.3
4	9	32.1	29.6	27.2	25.2	23.9	25.7	32.0	42.2	45.8	47.5	47.4	46.4	49.7	48.6	48.6	46.5	46.9	46.5	47.2	46.3	46.9	46.2	44.2	41.4
5	6	58.5	54.2	50.3	47.5	45.9	48.1	56.4	68.1	74.3	78.0	78.7	78.1	82.3	80.0	79.4	76.8	77.0	76.9	78.4					

CENÁRIO 1B - RESULTADOS DA REDE NA HORA 13H (CONGESTIONAMENTO)

Tabela 38 Cenário 1B CONGEST - Dados da tensão nos barramentos da rede IEEE14 para a hora 13.

BUS						
Bus_Num	Bus_Name	Bus_ID	Bus_Base	Bus_kV	Bus_pu	Bus_Angle
1	BUS1	3	220	220,000	1,000	0,000
2	BUS2	2	220	216,340	0,983	-6,331
3	BUS3	2	220	211,001	0,959	-15,394
4	BUS4	1	220	209,159	0,951	-12,672
5	BUS5	1	220	209,135	0,951	-11,064
6	BUS6	2	150	150,000	1,000	-17,314
7	BUS7	1	60	58,926	0,982	-16,137
8	BUS8	2	15	15,000	1,000	-16,137
9	BUS9	1	150	146,640	0,978	-17,949
10	BUS10	1	150	146,043	0,974	-18,161
11	BUS11	1	150	147,446	0,983	-17,879
12	BUS12	1	150	147,544	0,984	-18,286
13	BUS13	1	150	146,694	0,978	-18,363
14	BUS14	1	150	143,766	0,958	-19,284

Tabela 39 Cenário 1B CONGEST - Dados da geração da rede IEEE14 para a hora 13.

MACHINE										
Bus_Name	Bus_Num	Vsch	Pgen	Qgen	Pmax	Pmin	Qmax	Qmin	MBase	Percent
BUS1	1	1	260,95	-14,81	9999,00	-9999	1000	-1000	300,00	87,12
BUS2	2	1	31,24	50,00	9999,00	-9999	50	-40	100,00	58,96
BUS3	3	1	0,00	40,00	9999,00	-9999	40	0	100,00	40,00
BUS6	6	1	0,00	17,72	9999,00	-9999	24	-6	50,00	35,44
BUS8	8	1	0,00	10,16	9999,00	-9999	24	-6	50,00	20,32

Tabela 40 Cenário 1B CONGEST - Dados da carga da rede IEEE14 para a hora 13.

LOAD			
Load_ID	Load_Bus_Num	PLoad	QLoad
2	2	21,55	12,61
3	3	92,50	18,76
4	4	47,47	-3,87
5	5	26,12	5,50
6	6	11,12	7,45
9	9	28,97	16,30
10	10	8,94	5,76
11	11	3,44	1,77
12	12	6,06	1,59
13	13	13,55	5,70
14	14	14,80	4,97

Tabela 41 Cenário 1B CONGEST - Dados da bateria de condensadores da rede IEEE14 para a hora 13.

FIXED SHUNT		
Shunt_ID	Shunt_Bus_Num	Shunt_Value
1	9	19

Tabela 42 Cenário 1B CONGEST - Dados das linhas da rede IEEE14 para a hora 13.

AC LINE								
From	To	R	X	ChargingB	Rate	Flow	Pct	Overload?
1	2	0,019380001	0,05917	0,0528	180	178,216	99,01	OK
1	5	0,054030012	0,223040015	0,0438	80	84,467	105,584	Overload
2	3	0,04699	0,197970003	0,0374	80	75,107	93,88	OK
2	4	0,058109988	0,176320001	0,049199998	80	59,201	74,00	OK
2	5	0,056950003	0,173879996	0,034000002	80	46,225	57,78	OK
3	4	0,06701	0,17103	0,034600001	80	23,255	29,07	OK
4	5	0,01335	0,04211	0,0128	80	57,235	71,54	OK
6	11	0,094980009	0,198899999	0	50	8,912	17,82	OK
6	12	0,122909993	0,255809993	0	50	8,272	16,54	OK
6	13	0,066150002	0,130270004	0	50	19,522	39,04	OK
9	10	0,031810004	0,0845	0	38,5	5,818	15,11	OK
9	14	0,127110004	0,27037999	0	50	9,685	19,37	OK
10	11	0,082050003	0,192070007	0	50	4,900	9,80	OK
12	13	0,220919997	0,199879989	0	50	1,921	3,84	OK
13	14	0,170929998	0,348019987	0	50	6,298	12,60	OK

Tabela 43 Cenário 1B CONGEST - Dados dos transformadores da rede IEEE14 para a hora 13.

2 WINDING									
Name	From	To	SpecifiedX	Rate	Flow	Base	Ratio	PctCURRENT	Overload?
TRF4_7	4	7	0,209120005	55	24,085	100	0,977999985	50,65	OK
TRF4_9	4	9	0,55618	32	13,996	100	0,968999982	49,75	OK
TRF5_6	5	6	0,252020001	55	42,670	100	0,931999981	82,35	OK
TRF7_8	7	8	0,176149994	32	6,672	100	1	31,19	OK
TRF7_9	7	9	0,110009998	32	24,332	100	1	87,35	OK

CENÁRIO 1B - RESULTADOS DA REDE NA HORA 13H (RESULTADOS DA SIMULAÇÃO DESPLAN)

Tabela 44 Cenário 1B DESPLAN - Dados da tensão nos barramentos da rede IEEE14 para a hora 13.

BUS						
Bus_Num	Bus_Name	Bus_ID	Bus_Base	Bus_kV	Bus_pu	Bus_Angle
1	BUS1	3	220	220,000	1,000	0,000
2	BUS2	2	220	216,706	0,985	-6,089
3	BUS3	2	220	211,450	0,961	-14,981
4	BUS4	1	220	209,674	0,953	-12,145
5	BUS5	1	220	209,747	0,953	-10,463
6	BUS6	2	150	150,000	1,000	-16,706
7	BUS7	1	60	58,989	0,983	-15,580
8	BUS8	2	15	15,000	1,000	-15,569
9	BUS9	1	150	146,786	0,979	-17,385
10	BUS10	1	150	146,164	0,974	-17,588
11	BUS11	1	150	147,507	0,983	-17,290
12	BUS12	1	150	147,556	0,984	-17,680
13	BUS13	1	150	146,715	0,978	-17,761
14	BUS14	1	150	143,860	0,959	-18,703

Tabela 45 Cenário 1B DESPLAN - Dados da geração da rede IEEE14 para a hora 13.

MACHINE										
Bus_Name	Bus_Num	Vsch	Pgen	Qgen	Pmax	Pmin	Qmax	Qmin	MBase	Percent
BUS1	1	1	249,48	-17,04	9999,00	-9999	1000	-1000	300,00	83,35
BUS2	2	1	31,24	50,00	9999,00	-9999	50	-40	100,00	58,96
BUS3	3	1	0,00	40,00	9999,00	-9999	40	0	100,00	40,00
BUS6	6	1	0,00	16,16	9999,00	-9999	24	-6	50,00	32,32
BUS8	8	1	0,00	9,57	9999,00	-9999	24	-6	50,00	19,13

Tabela 46 Cenário 1B DESPLAN - Dados da carga da rede IEEE14 para a hora 13.

LOAD			
Load_ID	Load_Bus_Num	PLoad	QLoad
ES	1	0,00	0,00
2	2	21,55	12,61
ES	2	0,00	0,00
3	3	92,50	18,76
ES	3	0,00	0,00
4	4	47,47	-3,87
ES	4	0,00	0,00
5	5	26,12	5,50
ES	5	-10,14	0,00
6	6	11,12	7,45
ES	6	0,00	0,00
ES	7	0,00	0,00
ES	8	-0,10	0,00
9	9	28,97	16,30
ES	9	0,00	0,00
10	10	8,94	5,76
ES	10	-0,02	0,00
11	11	3,44	1,77
ES	11	0,00	0,00
12	12	6,06	1,59
ES	12	0,00	0,00
13	13	13,55	5,70
ES	13	0,00	0,00
14	14	14,80	4,97
ES	14	0,00	0,00

Tabela 47 Cenário 1B DESPLAN - Dados da bateria de condensadores da rede IEEE14 para a hora 13.

FIXED SHUNT		
Shunt_ID	Shunt_Bus_Num	Shunt_Value
1	9	19

Tabela 48 Cenário 1B DESPLAN - Dados das linhas da rede IEEE14 para a hora 13.

AC LINE								
From	To	R	X	ChargingB	Rate	Flow	Pct	Overload?
1	2	0,019380001	0,05917	0,0528	180	171,367	95,20	OK
1	5	0,054030012	0,223040015	0,0438	80	79,999	100,00	OK
2	3	0,04699	0,197970003	0,0374	80	73,960	93,85	OK
2	4	0,058109988	0,176320001	0,049199998	80	56,858	72,15	OK
2	5	0,056950003	0,173879996	0,034000002	80	43,135	54,74	OK
3	4	0,06701	0,17103	0,034600001	80	24,324	31,63	OK
4	5	0,01335	0,04211	0,0128	80	60,172	78,92	OK
6	11	0,094980009	0,198899999	0	50	8,827	17,65	OK
6	12	0,122909993	0,255809993	0	50	8,263	16,53	OK
6	13	0,066150002	0,130270004	0	50	19,496	38,99	OK
9	10	0,031810004	0,0845	0	38,5	5,859	15,55	OK
9	14	0,127110004	0,270379999	0	50	9,700	19,83	OK
10	11	0,082050003	0,192070007	0	50	4,804	9,86	OK
12	13	0,220919997	0,199879989	0	50	1,907	3,88	OK
13	14	0,170929998	0,348019987	0	50	6,259	12,80	OK

Tabela 49 Cenário 1B DESPLAN - Dados dos transformadores da rede IEEE14 para a hora 13.

2 WINDING									
Name	From	To	SpecifiedX	Rate	Flow	Base	Ratio	PctCURRENT	Overload?
TRF4_7	4	7	0,209120005	55	27,637	100	0,977999985	52,72	OK
TRF4_9	4	9	0,55618	32	15,887	100	0,968999982	52,09	OK
TRF5_6	5	6	0,252020001	55	45,669	100	0,931999981	87,09	OK
TRF7_8	7	8	0,176149994	32	9,406	100	1	29,90	OK
TRF7_9	7	9	0,110009998	32	27,919	100	1	88,74	OK

CENÁRIO 1C – RESULTADOS DA REDE NAS 24 HORAS (CONGESTIONAMENTO)

Resume of the 24 Hours																											
BUS DATA (U-PU)																											
Bus Number	00h00	01h00	02h00	03h00	04h00	05h00	06h00	07h00	08h00	09h00	10h00	11h00	12h00	13h00	14h00	15h00	16h00	17h00	18h00	19h00	20h00	21h00	22h00	23h00	Un (kV)		
1 BUS1	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	220		
2 BUS2	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	220		
3 BUS3	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	220		
4 BUS4	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	220		
5 BUS5	0.981	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	220			
6 BUS6	1.010	1.014	1.018	1.021	1.023	1.020	1.012	1.006	0.996	0.991	0.990	0.991	0.992	0.987	0.989	0.990	0.992	0.991	0.992	0.991	0.993	0.992	0.992	0.995	150		
7 BUS7	1.005	1.007	1.009	1.012	1.014	1.011	1.006	0.996	0.991	0.990	0.991	0.991	0.992	0.987	0.989	0.990	0.992	0.991	0.992	0.991	0.993	0.992	0.992	0.995	60		
8 BUS8	1.000	1.000	1.000	1.001	1.003	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	150		
9 BUS9	1.009	1.012	1.016	1.019	1.021	1.018	1.010	0.994	0.987	0.987	0.988	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.992	150		
10 BUS10	1.004	1.008	1.012	1.016	1.018	1.015	1.006	0.989	0.988	0.987	0.988	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.992	150		
11 BUS11	1.005	1.009	1.013	1.017	1.019	1.016	1.007	0.991	0.989	0.988	0.987	0.988	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.992	150		
12 BUS12	1.000	1.006	1.010	1.014	1.017	1.013	1.004	0.989	0.988	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.986	0.987	150		
13 BUS13	0.998	1.003	1.008	1.012	1.015	1.011	1.001	0.983	0.981	0.980	0.981	0.981	0.979	0.980	0.980	0.981	0.981	0.981	0.981	0.981	0.981	0.981	0.981	0.984	150		
14 BUS14	0.992	0.998	1.003	1.007	1.010	1.006	0.996	0.977	0.970	0.967	0.966	0.966	0.967	0.966	0.968	0.968	0.968	0.968	0.968	0.968	0.968	0.968	0.970	0.973	150		
MACHINES DATA (S-MVA)																											
Bus	Name	00h00	01h00	02h00	03h00	04h00	05h00	06h00	07h00	08h00	09h00	10h00	11h00	12h00	13h00	14h00	15h00	16h00	17h00	18h00	19h00	20h00	21h00	22h00	23h00	Sr(MVA)	
1	1 BUS1	125.017	114.518	104.408	98.025	92.650	95.781	121.255	174.839	205.332	207.317	206.090	207.830	226.888	218.361	213.327	204.709	205.766	202.840	205.095	198.931	198.184	196.335	184.563	167.031	300.000	
2	2 BUS2	42.203	39.254	35.886	31.678	30.395	35.326	40.171	60.966	60.330	62.464	62.416	59.406	58.957	59.213	59.042	59.021	59.042	60.308	61.823	63.485	64.006	62.249	61.941	57.295	100.000	
3	3 BUS3	35.145	32.987	30.043	26.919	24.537	27.812	38.609	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	100.000	
6	6 BUS6	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	50.000	
8	8 BUS8	6.293	5.937	6.947	7.634	7.500	7.696	9.605	11.794	9.042	12.304	13.613	11.302	14.867	14.908	17.770	15.342	16.709	14.715	14.032	12.001	14.922	15.202	15.241	14.218	50.000	
LOAD DATA (S-MVA)																											
Bus	Name	00h00	01h00	02h00	03h00	04h00	05h00	06h00	07h00	08h00	09h00	10h00	11h00	12h00	13h00	14h00	15h00	16h00	17h00	18h00	19h00	20h00	21h00	22h00	23h00		
2	2 BUS2	15.84	13.93	12.52	11.84	11.64	11.89	13.07	16.02	19.89	22.55	23.81	24.67	24.97	23.71	23.21	22.40	22.10	22.52	23.84	24.26	23.38	21.57	19.39	17.45		
3	3 BUS3	57.38	55.27	51.81	47.67	44.41	48.92	64.78	90.54	93.62	92.37	88.62	82.47	94.39	93.43	93.71	89.29	91.70	87.52	87.66	83.14	87.66	90.06	88.81	83.53		
4	4 BUS4	30.21	26.57	23.88	22.59	22.20	22.68	24.94	30.55	37.94	43.02	45.42	47.05	47.62	45.22	44.27	42.73	42.16	43.07	45.46	46.28	44.60	41.15	36.98	33.28		
5	5 BUS5	4.64	4.47	4.19	3.85	3.59	3.95	5.23	7.32	7.56	7.46	7.16	6.66	7.63	7.32	7.17	7.08	7.21	7.41	7.17	7.08	6.72	7.08	7.28	7.18	6.75	
6	6 BUS6	8.49	7.47	6.71	6.35	6.24	6.38	7.01	8.59	10.66	12.09	12.76	13.24	13.29	12.70	12.44	12.01	11.85	12.10	12.78	13.01	12.54	11.57	10.39	9.35		
9	9 BUS9	20.21	19.46	18.24	16.79	15.64	17.23	22.81	31.89	32.97	32.53	31.21	29.04	33.24	32.90	33.00	33.45	32.29	31.20	30.87	29.28	30.87	31.72	31.28	29.41		
10	10 BUS10	6.75	5.93	5.33	5.04	4.96	5.06	5.57	6.82	8.47	9.60	10.14	10.50	10.63	10.88	9.84	9.41	9.61	10.15	10.33	9.96	9.19	8.26	7.43			
11	11 BUS11	2.35	2.26	2.12	1.95	1.82	2.00	2.65	3.71	3.83	3.63	3.38	3.48	3.67	3.43	3.66	3.75	3.56	3.67	3.59	3.40	3.59	3.69	3.64	3.42		
12	12 BUS12	3.97	3.49	3.14	2.97	2.92	2.98	3.28	4.02	4.99	5.66	5.97	6.19	6.26	5.95	5.82	5.62	5.54	5.66	5.68	5.69	5.86	5.41	4.86	4.38		
13	13 BUS13	8.94	8.61	8.07	7.43	6.92	7.62	10.09	14.10	14.58	14.39	13.80	12.84	14.70	14.55	14.60	13.91	14.28	13.82	13.65	12.95	13.65	14.03	13.83	13.01		
14	14 BUS14	9.90	8.71	7.83	7.40	7.28	7.43	8.17	10.01	12.43	14.10	14.88	15.42	15.61	14.82	14.51	14.00	13.81	14.11	14.90	15.17	14.62	13.48	12.12	10.91		
BRANCH FLOW DATA (I-%*100)																											
From Bus	To Bus	00h00	01h00	02h00	03h00	04h00	05h00	06h00	07h00	08h00	09h00	10h00	11h00	12h00	13h00	14h00	15h00	16h00	17h00	18h00	19h00	20h00	21h00	22h00	23h00	Sr(MVA)	
1	2	4.71	4.31	3.91	3.68	3.46	3.56	4.58	6.73	7.89	8.71	8.59	8.21	7.93	7.93	7.89	8.21	8.05	7.99	8.14	7.97	7.93	7.79	7.29	6.64	180	
1	3	51.7	47.8	43.6	40.7	38.6	40.5	49.7	69.2	81.1	82.5	82.1	82.5	82.1	82.5	82.1	82.5	80.2	80.5	82.8	83.0	80.3	77.9	72.9	66.4	80	
2	4	56.8	54.0	50.1	46.1	43.3	47.3	60.3	80.6	86.1	83.9	80.0	88.7	87.1	86.4	86.4	82.9	84.3	82.8	83.0	80.3	82.7	83.2	80.8	75.7	80	
2	5	41.0	38.3	35.1	32.4	31.1	33.2	38.9	51.6	59.1	60.7	60.4	59.6	63.6	61.4	59.6	57.7	57.7	58.1	59.8	59.6	59.1	57.3	53.9	49.7	80	
2	6	30.7	28.7	26.2	24.1	23.1	24.9	29.1	35.7	43.9	45.2	45.0	44.2	47.0	45.4	44.1	42.7	42.8	43.2	44.5	44.5	44.2	42.8	40.3	37.3	80	
3	4	23.1	22.3	20.8	19.8	18.9	19.4	28.3	37.1	45.7	46.9	46.0	45.2	48.2	46.5	45.1	43.6	43.9	44.9	45.1	45.1	45.1	45.1	45.1	45.1	80	
5	6	11.7	11.1	10.5	10.0	9.6	10.0	12.5	16.1	19.7	20.8	20.6	20.0	21.9	21.4	20.6	19.6	19.6	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	80	
6	11	7.1	6.7	6.3	6.0	5.7	6.0	7.3	9.0	10.8	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	11.6	80	
6	12	9.7	8.9	8.1	7.6	7.3	7.7	9.0	11.9	14.0	14.9	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	80	
6	13	22.0	20.7	19.1	17.7	16.8	18.0	22.2	30.4	34.3	35.2	34.7	33.7														

CENÁRIO 1C - RESULTADOS DA REDE NA HORA 13H (CONGESTIONAMENTO)

Tabela 50 Cenário 1C CONGEST - Dados da tensão nos barramentos da rede IEEE14 para a hora 13.

BUS						
Bus_Num	Bus_Name	Bus_ID	Bus_Base	Bus_kV	Bus_pu	Bus_Angle
1	BUS1	3	220	220,000	1,000	0,000
2	BUS2	2	220	217,763	0,990	-5,578
3	BUS3	2	220	212,912	0,968	-14,026
4	BUS4	1	220	211,477	0,961	-10,928
5	BUS5	1	220	211,575	0,962	-9,330
6	BUS6	2	150	150,000	1,000	-15,142
7	BUS7	1	60	59,250	0,987	-13,313
8	BUS8	2	15	15,000	1,000	-11,987
9	BUS9	1	150	147,509	0,983	-15,410
10	BUS10	1	150	146,776	0,979	-15,687
11	BUS11	1	150	147,834	0,986	-15,557
12	BUS12	1	150	147,601	0,984	-16,084
13	BUS13	1	150	146,835	0,979	-16,140
14	BUS14	1	150	144,331	0,962	-16,874

Tabela 51 Cenário 1C CONGEST - Dados da geração da rede IEEE14 para a hora 13.

MACHINE										
Bus_Name	Bus_Num	Vsch	Pgen	Qgen	Pmax	Pmin	Qmax	Qmin	MBase	Percent
BUS1	1	1	225,54	-24,65	9999,00	-9999	1000	-1000	300,00	75,63
BUS2	2	1	31,24	50,00	9999,00	-9999	50	-40	100,00	58,96
BUS3	3	1	0,00	40,00	9999,00	-9999	40	0	100,00	40,00
BUS6	6	1	0,00	11,77	9999,00	-9999	24	-6	50,00	23,54
BUS8	8	1	12,98	7,25	9999,00	-9999	24	-6	50,00	29,73

Tabela 52 Cenário 1C CONGEST - Dados da carga da rede IEEE14 para a hora 13.

LOAD			
Load_ID	Load_Bus_Num	PLoad	QLoad
2	2	21,55	12,61
3	3	92,50	18,76
4	4	47,47	-3,87
5	5	7,46	1,57
6	6	11,12	7,45
9	9	28,97	16,30
10	10	8,94	5,76
11	11	3,44	1,77
12	12	6,06	1,59
13	13	13,55	5,70
14	14	14,80	4,97

Tabela 53 Cenário 1C CONGEST - Dados da bateria de condensadores da rede IEEE14 para a hora 13.

FIXED SHUNT		
Shunt_ID	Shunt_Bus_Num	Shunt_Value
1	9	19

Tabela 54 Cenário 1C CONGEST - Dados das linhas da rede IEEE14 para a hora 13.

AC LINE								
From	To	R	X	ChargingB	Rate	Flow	Pct	Overload?
1	2	0,019380001	0,05917	0,0528	180	156,816	87,12	OK
1	5	0,054030012	0,223040015	0,0438	80	71,343	89,18	OK
2	3	0,04699	0,197970003	0,0374	80	70,995	88,74	OK
2	4	0,058109988	0,176320001	0,049199998	80	50,856	63,57	OK
2	5	0,056950003	0,173879996	0,034000002	80	37,574	46,97	OK
3	4	0,06701	0,17103	0,034600001	80	26,916	33,65	OK
4	5	0,01335	0,04211	0,0128	80	58,191	72,74	OK
6	11	0,094980009	0,198899999	0	50	7,321	14,64	OK
6	12	0,122909993	0,255809993	0	50	8,049	16,10	OK
6	13	0,066150002	0,130270004	0	50	18,646	37,29	OK
9	10	0,031810004	0,0845	0	38,5	7,415	19,26	OK
9	14	0,127110004	0,27037999	0	50	10,751	21,50	OK
10	11	0,082050003	0,192070007	0	50	3,464	6,93	OK
12	13	0,220919997	0,199879989	0	50	1,716	3,43	OK
13	14	0,170929998	0,348019987	0	50	5,256	10,51	OK

Tabela 55 Cenário 1C CONGEST - Dados dos transformadores da rede IEEE14 para a hora 13.

2 WINDING									
Name	From	To	SpecifiedX	Rate	Flow	Base	Ratio	PctCURRENT	Overload?
TRF4_7	4	7	0,209120005	55	19,397	100	0,977999985	35,27	OK
TRF4_9	4	9	0,55618	32	13,863	100	0,968999982	43,32	OK
TRF5_6	5	6	0,252020001	55	44,147	100	0,931999981	80,27	OK
TRF7_8	7	8	0,176149994	32	14,681	100	1	45,88	OK
TRF7_9	7	9	0,110009998	32	32,578	100	1	101,808	Overload

CENÁRIO 1C - RESULTADOS DA REDE NA HORA 13H (RESULTADOS DA SIMULAÇÃO DESPLAN)

Tabela 56 Cenário 1C DESPLAN - Dados da tensão nos barramentos da rede IEEE14 para a hora 13.

BUS						
Bus_Num	Bus_Name	Bus_ID	Bus_Base	Bus_kV	Bus_pu	Bus_Angle
1	BUS1	3	220	220,000	1,000	0,000
2	BUS2	2	220	218,397	0,993	-5,243
3	BUS3	2	220	213,770	0,972	-13,408
4	BUS4	1	220	212,368	0,965	-10,195
5	BUS5	1	220	212,354	0,965	-8,693
6	BUS6	2	150	150,000	1,000	-13,993
7	BUS7	1	60	59,394	0,990	-12,193
8	BUS8	2	15	15,000	1,000	-10,561
9	BUS9	1	150	147,946	0,986	-14,245
10	BUS10	1	150	147,240	0,982	-14,477
11	BUS11	1	150	148,116	0,987	-14,346
12	BUS12	1	150	147,834	0,986	-14,830
13	BUS13	1	150	147,029	0,980	-14,921
14	BUS14	1	150	144,902	0,966	-15,580

Tabela 57 Cenário 1C DESPLAN - Dados da geração da rede IEEE14 para a hora 13.

MACHINE										
Bus_Name	Bus_Num	Vsch	Pgen	Qgen	Pmax	Pmin	Qmax	Qmin	MBase	Percent
BUS1	1	1	210,66	-28,27	9999,00	-9999	1000	-1000	300,00	70,85
BUS2	2	1	31,40	50,00	9999,00	-9999	50	-40	100,00	59,04
BUS3	3	1	0,00	40,00	9999,00	-9999	40	0	100,00	40,00
BUS6	6	1	0,00	8,15	9999,00	-9999	24	-6	50,00	16,29
BUS8	8	1	16,72	5,96	9999,00	-9999	24	-6	50,00	35,50

Tabela 58 Cenário 1C DESPLAN - Dados da carga da rede IEEE14 para a hora 13.

LOAD			
Load_ID	Load_Bus_Num	PLoad	QLoad
ES	1	0,00	0,00
2	2	20,03	11,72
ES	2	0,00	0,00
3	3	91,85	18,62
ES	3	0,00	0,00
4	4	44,12	-3,60
ES	4	0,00	0,00
5	5	7,41	1,56
ES	5	0,00	0,00
6	6	10,34	6,92
ES	6	0,00	0,00
ES	7	0,53	0,00
ES	8	0,71	0,00
9	9	28,76	16,18
ES	9	0,00	0,00
10	10	8,31	5,35
ES	10	-0,40	0,00
11	11	3,41	1,75
ES	11	-0,55	0,00
12	12	5,63	1,48
ES	12	-0,56	0,00
13	13	13,46	5,66
ES	13	-0,24	0,00
14	14	13,75	4,61
ES	14	0,00	0,00

Tabela 59 Cenário 1C DESPLAN - Dados da bateria de condensadores da rede IEEE14 para a hora 13.

FIXED SHUNT		
Shunt_ID	Shunt_Bus_Num	Shunt_Value
1	9	19

Tabela 60 Cenário 1C DESPLAN - Dados das linhas da rede IEEE14 para a hora 13.

AC LINE								
From	To	R	X	ChargingB	Rate	Flow	Pct	Overload?
1	2	0,019380001	0,05917	0,0528	180	147,377	81,88	OK
1	5	0,054030012	0,223040015	0,0438	80	66,522	83,15	OK
2	3	0,04699	0,197970003	0,0374	80	69,042	86,94	OK
2	4	0,058109988	0,176320001	0,049199998	80	47,508	59,82	OK
2	5	0,056950003	0,173879996	0,034000002	80	35,064	44,15	OK
3	4	0,06701	0,17103	0,034600001	80	28,151	36,21	OK
4	5	0,01335	0,04211	0,0128	80	55,105	71,36	OK
6	11	0,094980009	0,198899999	0	50	6,342	12,68	OK
6	12	0,122909993	0,255809993	0	50	7,214	14,43	OK
6	13	0,066150002	0,130270004	0	50	17,446	34,89	OK
9	10	0,031810004	0,0845	0	38,5	6,731	17,73	OK
9	14	0,127110004	0,27037999	0	50	10,064	20,41	OK
10	11	0,082050003	0,192070007	0	50	2,937	5,98	OK
12	13	0,220919997	0,199879989	0	50	1,849	3,75	OK
13	14	0,170929998	0,348019987	0	50	4,567	9,32	OK

Tabela 61 Cenário 1C DESPLAN - Dados dos transformadores da rede IEEE14 para a hora 13.

2 WINDING									
Name	From	To	SpecifiedX	Rate	Flow	Base	Ratio	PctCURRENT	Overload?
TRF4_7	4	7	0,209120005	55	16,328	100	0,977999985	30,75	OK
TRF4_9	4	9	0,55618	32	12,672	100	0,968999982	41,02	OK
TRF5_6	5	6	0,252020001	55	41,357	100	0,931999981	77,90	OK
TRF7_8	7	8	0,176149994	32	16,912	100	1	53,39	OK
TRF7_9	7	9	0,110009998	32	32,000	100	1	101,02	OK

CENÁRIO 2A - RESULTADOS DA REDE NA HORA 13H (CONGESTIONAMENTO)

Tabela 62 Cenário 2A CONGEST - Dados da tensão nos barramentos da rede IEEE14 para a hora 13.

BUS						
Bus_Num	Bus_Name	Bus_ID	Bus_Base	Bus_kV	Bus_pu	Bus_Angle
1	BUS1	3	220	220,000	1,000	0,000
2	BUS2	2	220	217,187	0,987	-5,901
3	BUS3	2	220	212,099	0,964	-14,637
4	BUS4	1	220	210,457	0,957	-11,723
5	BUS5	1	220	210,735	0,958	-9,993
6	BUS6	2	150	150,000	1,000	-16,213
7	BUS7	1	60	59,084	0,985	-15,146
8	BUS8	2	15	15,000	1,000	-15,146
9	BUS9	1	150	147,011	0,980	-16,942
10	BUS10	1	150	146,349	0,976	-17,138
11	BUS11	1	150	147,600	0,984	-16,820
12	BUS12	1	150	147,574	0,984	-17,189
13	BUS13	1	150	146,748	0,978	-17,275
14	BUS14	1	150	144,003	0,960	-18,239

Tabela 63 Cenário 2A CONGEST - Dados da geração da rede IEEE14 para a hora 13.

MACHINE										
Bus_Name	Bus_Num	Vsch	Pgen	Qgen	Pmax	Pmin	Qmax	Qmin	MBase	Percent
BUS1	1	1	240,12	-21,13	9999,00	-9999	1000	-1000	300,00	80,35
BUS2	2	1	31,24	50,00	9999,00	-9999	50	-40	100,00	58,96
BUS3	3	1	0,00	40,00	9999,00	-9999	40	0	100,00	40,00
BUS6	6	1	0,00	13,70	9999,00	-9999	24	-6	50,00	27,40
BUS8	8	1	0,00	8,66	9999,00	-9999	24	-6	50,00	17,33

Tabela 64 Cenário 2A CONGEST - Dados da carga da rede IEEE14 para a hora 13.

LOAD			
Load_ID	Load_Bus_Num	PLoad	QLoad
2	2	21,55	12,61
3	3	92,50	18,76
4	4	47,47	-3,87
5	5	7,46	1,57
6	6	11,12	7,45
9	9	28,97	16,30
10	10	8,94	5,76
11	11	3,44	1,77
12	12	6,06	1,59
13	13	13,55	5,70
14	14	14,80	4,97

Tabela 65 Cenário 2A CONGEST - Dados bateria de condensadores da rede IEEE14 para a hora 13.

FIXED SHUNT		
Shunt_ID	Shunt_Bus_Num	Shunt_Value
1	9	19

Tabela 66 Cenário 2A CONGEST - Dados das linhas da rede IEEE14 para a hora 13.

AC LINE								
From	To	R	X	ChargingB	Rate	Flow	Pct	Overload?
1	2	0,019380001	0,05917	0,0528	180	165,939	107,057	Overload
1	5	0,054030012	0,223040015	0,0438	80	76,354	106,047	Overload
2	3	0,04699	0,197970003	0,0374	80	73,002	91,25	OK
2	4	0,058109988	0,176320001	0,049199998	80	54,931	68,66	OK
2	5	0,056950003	0,173879996	0,034000002	80	40,511	50,64	OK
3	4	0,06701	0,17103	0,034600001	80	25,124	31,41	OK
4	5	0,01335	0,04211	0,0128	80	62,498	78,12	OK
6	11	0,094980009	0,198899999	0	50	8,682	17,36	OK
6	12	0,122909993	0,255809993	0	50	8,244	16,49	OK
6	13	0,066150002	0,130270004	0	50	19,438	38,88	OK
9	10	0,031810004	0,0845	0	38,5	6,007	15,60	OK
9	14	0,127110004	0,27037999	0	50	9,754	19,51	OK
10	11	0,082050003	0,192070007	0	50	4,653	9,31	OK
12	13	0,220919997	0,199879989	0	50	1,883	3,77	OK
13	14	0,170929998	0,348019987	0	50	6,183	12,37	OK

Tabela 67 Cenário 2A CONGEST - Dados dos transformadores da rede IEEE14 para a hora 13.

2 WINDING									
Name	From	To	SpecifiedX	Rate	Flow	Base	Ratio	PctCURRENT	Overload?
TRF4_7	4	7	0,209120005	55		100	0,977999985	50,17	OK
TRF4_9	4	9	0,55618	32		100	0,968999982	49,84	OK
TRF5_6	5	6	0,252020001	55		100	0,931999981	84,12	OK
TRF7_8	7	8	0,176149994	32		100	1	26,66	OK
TRF7_9	7	9	0,110009998	32		100	1	87,13	OK

CENÁRIO 2A - RESULTADOS DA REDE NA HORA 13H (RESULTADOS DA SIMULAÇÃO DESPLAN)

Tabela 68 Cenário 2A DESPLAN - Dados da tensão nos barramentos da rede IEEE14 para a hora 13.

BUS						
Bus_Num	Bus_Name	Bus_ID	Bus_Base	Bus_kV	Bus_pu	Bus_Angle
1	BUS1	3	220	220,000	1,000	0,000
2	BUS2	2	220	217,914	0,991	-5,514
3	BUS3	2	220	213,056	0,968	-13,952
4	BUS4	1	220	211,442	0,961	-10,920
5	BUS5	1	220	211,627	0,962	-9,276
6	BUS6	2	150	150,000	1,000	-14,807
7	BUS7	1	60	59,238	0,987	-14,007
8	BUS8	2	15	15,000	1,000	-13,935
9	BUS9	1	150	147,443	0,983	-15,675
10	BUS10	1	150	146,838	0,979	-15,767
11	BUS11	1	150	147,873	0,986	-15,417
12	BUS12	1	150	147,754	0,985	-15,715
13	BUS13	1	150	146,974	0,980	-15,803
14	BUS14	1	150	144,561	0,964	-16,795

Tabela 69 Cenário 2A DESPLAN - Dados da geração da rede IEEE14 para a hora 13.

MACHINE										
Bus_Name	Bus_Num	Vsch	Pgen	Qgen	Pmax	Pmin	Qmax	Qmin	MBase	Percent
BUS1	1	1	223,17	-25,41	9999,00	-9999	1000	-1000	300,00	74,87
BUS2	2	1	31,40	50,00	9999,00	-9999	50	-40	100,00	59,04
BUS3	3	1	0,00	40,00	9999,00	-9999	40	0	100,00	40,00
BUS6	6	1	0,00	9,40	9999,00	-9999	24	-6	50,00	18,80
BUS8	8	1	0,00	7,21	9999,00	-9999	24	-6	50,00	14,42

Tabela 70 Cenário 2A DESPLAN - Dados da carga da rede IEEE14 para a hora 13.

LOAD			
Load_ID	Load_Bus_Num	PLoad	QLoad
ES	1	0,00	0,00
2	2	20,03	11,72
ES	2	-1,06	0,00
3	3	91,85	18,62
ES	3	0,00	0,00
4	4	44,12	-3,60
ES	4	0,00	0,00
5	5	7,41	1,56
ES	5	0,00	0,00
6	6	10,34	6,92
ES	6	-1,89	0,00
ES	7	0,00	0,00
ES	8	-0,70	0,00
9	9	28,76	16,18
ES	9	0,00	0,00
10	10	8,31	5,35
ES	10	-1,32	0,00
11	11	3,41	1,75
ES	11	-0,27	0,00
12	12	5,63	1,48
ES	12	-0,05	0,00
13	13	13,46	5,66
ES	13	-0,98	0,00
14	14	13,75	4,61
ES	14	0,00	0,00

Tabela 71 Cenário 2A DESPLAN - Dados da bateria de condensadores da rede IEEE14 para a hora 13.

FIXED SHUNT		
Shunt_ID	Shunt_Bus_Num	Shunt_Value
1	9	19

Tabela 72 Cenário 2A DESPLAN - Dados das linhas da rede IEEE14 para a hora 13.

AC LINE								
From	To	R	X	ChargingB	Rate	Flow	Pct	Overload?
1	2	0,019380001	0,05917	0,0528	180	154,998	100,00	OK
1	5	0,054030012	0,223040015	0,0438	80	70,939	98,53	OK
2	3	0,04699	0,197970003	0,0374	80	71,010	89,61	OK
2	4	0,058109988	0,176320001	0,049199998	80	51,509	65,00	OK
2	5	0,056950003	0,173879996	0,034000002	80	37,793	47,69	OK
3	4	0,06701	0,17103	0,034600001	80	26,391	34,06	OK
4	5	0,01335	0,04211	0,0128	80	59,877	77,88	OK
6	11	0,094980009	0,198899999	0	50	8,024	16,05	OK
6	12	0,122909993	0,255809993	0	50	7,651	15,30	OK
6	13	0,066150002	0,130270004	0	50	18,145	36,29	OK
9	10	0,031810004	0,0845	0	38,5	4,709	12,44	OK
9	14	0,127110004	0,27037999	0	50	8,896	18,10	OK
10	11	0,082050003	0,192070007	0	50	4,284	8,75	OK
12	13	0,220919997	0,199879989	0	50	1,790	3,63	OK
13	14	0,170929998	0,348019987	0	50	5,885	12,01	OK

Tabela 73 Cenário 2A DESPLAN - Dados dos transformadores da rede IEEE14 para a hora 13.

2 WINDING									
Name	From	To	SpecifiedX	Rate	Flow	Base	Ratio	PctCURRENT	Overload?
TRF4_7	4	7	0,209120005	55	25,030	100	0,977999985	47,35	OK
TRF4_9	4	9	0,55618	32	14,697	100	0,968999982	47,79	OK
TRF5_6	5	6	0,252020001	55	42,251	100	0,931999981	79,86	OK
TRF7_8	7	8	0,176149994	32	7,150	100	1	22,63	OK
TRF7_9	7	9	0,110009998	32	26,040	100	1	82,42	OK

CENÁRIO 2B - RESULTADOS DA REDE NAS 24 HORAS (CONGESTIONAMENTO)

Resume of the 24 Hours																										
BUS DATA (U-PU)																										
Bus Number	00h00	01h00	02h00	03h00	04h00	05h00	06h00	07h00	08h00	09h00	10h00	11h00	12h00	13h00	14h00	15h00	16h00	17h00	18h00	19h00	20h00	21h00	22h00	23h00	Un (kV)	
1	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	220	
2	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	220	
3	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	220	
4	0.980	0.981	0.982	0.983	0.984	0.985	0.986	0.987	0.988	0.989	0.990	0.991	0.992	0.993	0.994	0.995	0.996	0.997	0.998	0.999	1.000	1.000	1.000	1.000	220	
5	0.977	0.978	0.979	0.980	0.981	0.982	0.983	0.984	0.985	0.986	0.987	0.988	0.989	0.990	0.991	0.992	0.993	0.994	0.995	0.996	0.997	0.998	0.999	1.000	220	
6	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	150	
7	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	150	
8	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	150	
9	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	150	
10	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	150	
11	0.997	0.999	1.001	1.005	1.007	1.005	1.007	1.009	1.012	1.014	1.012	1.004	0.991	0.986	0.984	0.984	0.984	0.984	0.984	0.984	0.984	0.984	0.984	0.984	150	
12	0.991	0.992	0.995	1.000	1.002	0.999	1.000	0.999	0.997	0.996	0.996	0.995	0.991	0.987	0.986	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	150	
13	0.989	0.990	0.994	1.000	1.001	0.997	0.989	0.983	0.981	0.980	0.978	0.984	0.964	0.972	0.974	0.981	0.980	0.981	0.981	0.981	0.981	0.981	0.981	0.981	150	
14	0.986	0.989	0.993	0.997	1.000	0.997	0.988	0.976	0.968	0.965	0.963	0.965	0.949	0.957	0.959	0.966	0.966	0.966	0.966	0.966	0.966	0.966	0.966	0.966	150	
MACHINES DATA (S-MVA)																										
Bus																										
1	142,283	129,277	117,855	111,217	105,408	109,128	140,130	198,159	227,349	235,556	236,531	236,433	259,083	249,958	248,039	236,992	238,647	233,824	236,115	228,070	229,945	227,105	213,790	194,696	300,000	
2	45,744	42,495	38,825	34,515	33,076	37,735	44,463	62,273	60,330	62,464	62,416	59,406	58,957	59,213	59,042	59,021	59,042	60,308	61,823	63,485	64,006	62,249	61,941	62,130	100,000	
3	37,208	35,251	32,391	29,223	26,944	30,077	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	100,000	
6	0,836	4,282	6,000	6,000	6,000	6,000	3,563	9,548	19,126	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	22,650	23,109	22,630	24,000	23,400	23,533	20,903	15,736	9,453	50,000	
8	1,298	1,983	2,991	4,074	4,700	3,850	1,153	3,968	6,589	7,526	7,680	6,571	12,012	9,819	9,278	6,898	7,306	6,786	7,369	6,194	6,773	6,505	5,164	3,089	50,000	
LOAD DATA (S-MVA)																										
Bus																										
2	13,93	15,84	13,23	11,84	11,89	13,07	16,02	19,89	22,55	23,81	24,67	24,97	23,71	23,21	22,40	22,10	22,58	23,84	24,26	23,38	21,57	19,39	17,45	17,45		
3	57,38	55,27	51,81	47,67	44,41	48,92	64,78	90,54	93,62	92,37	88,62	82,47	94,39	93,43	93,71	89,29	91,70	88,72	87,66	83,14	87,66	90,06	88,81	83,53		
4	30,21	26,57	23,88	22,59	22,20	22,68	24,94	30,55	37,94	43,02	45,42	47,05	47,62	45,22	44,27	42,73	42,16	43,07	45,46	46,28	44,60	41,15	36,98	33,28		
5	4,64	4,47	4,19	3,85	3,59	3,95	5,23	7,32	7,56	7,46	7,16	6,66	7,63	7,37	7,17	7,08	7,21	7,41	7,17	7,08	6,72	7,08	7,28	7,18	6,75	
6	21,23	18,67	16,78	15,87	15,60	15,94	17,52	21,47	26,66	30,23	31,21	33,06	33,46	31,78	31,00	30,02	29,62	30,26	30,26	31,34	28,91	32,52	31,72	31,28	29,41	
10	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500		
11	2,35	2,93	3,49	3,24	2,97	2,92	2,98	3,28	4,02	4,99	5,66	5,97	6,19	6,26	5,95	5,82	5,62	5,54	5,66	5,98	6,09	5,86	5,41	4,86	4,38	
12	8,94	8,61	8,07	7,43	6,92	7,62	10,09	14,40	14,58	14,39	13,80	12,84	14,70	14,55	14,60	13,91	14,28	13,82	13,65	12,95	13,65	14,03	13,83	13,01		
14	8,71	7,83	7,40	7,28	7,43	8,17	10,01	12,43	14,10	14,88	15,42	15,61	14,82	14,51	14,00	13,81	14,11	14,30	15,17	14,62	13,48	12,12	10,91			
BRANCH FLOW DATA (I-%*100)																										
From Bus																										
To Bus	00h00	01h00	02h00	03h00	04h00	05h00	06h00	07h00	08h00	09h00	10h00	11h00	12h00	13h00	14h00	15h00	16h00	17h00	18h00	19h00	20h00	21h00	22h00	23h00	Sn(MVA)	
1	53,5	46,5	44,2	41,8	39,3	40,6	52,9	75,5	86,5	89,3	89,3	89,3	89,3	89,3	89,3	89,3	89,3	89,3	89,3	89,3	89,3	89,3	89,3	89,3	180	
2	59,2	55,1	52,5	49,1	46,7	49,5	67,9	93,3	105,3	108,2	108,2	108,2	108,2	108,2	108,2	108,2	108,2	108,2	108,2	108,2	108,2	108,2	108,2	108,2	180	
3	46,5	42,8	39,3	36,5	35,0	37,4	45,1	59,5	66,2	70,1	70,5	69,0	74,3	71,9	71,2	69,2	68,7	68,4	70,1	69,2	69,7	67,7	63,8	58,6	80	
4	22,6	22,2	20,7	18,7	17,0	19,2	26,9	33,6	32,2	29,8	27,7	25,3	29,2	29,6	30,0	29,0	30,0	28,6	27,4	25,6	22,6	20,7	30,7	30,3	80	
5	50,4	47,0	43,6	40,9	39,0	41,1	49,9	63,5	70,0	72,6	72,9	72,1	78,0	75,5	74,9	71,8	72,3	71,6	72,7	71,1	71,6	70,5	67,2	62,7	80	
6	11	3,9	3,8	3,7	3,4	3,0	3,5	5,3	10,4	12,3	12,9	11,2	11,6	12,2	12,5	12,1	12,6	12,0	11,9	11,2	12,0	11,9	10,9	9,1	50	
6	12	9,3	8,4	7,6	7,1	6,9	7,2	8,7	11,9	13,7	14,7	14,8	15,6	15,2	15,0	14,4	14,5	14,5	14,9	14,7	14,7	14,7	14,1	13,1	11,9	50
6	13	20,3	18,8	17,3	16,1	15,2	16,4	21,0	30,1	33,3	34,4	33,8	32,5	35,4	34,9	34,9	33,4	34,0	33,3	33,5	32,5	33,4	31,5	28,7	50	
9	10	19,1	17,6	16,2	15,2	14,9	15,3	15,6	14,0	17,0	19,8	22,0	23,6	23,9	21,7	20,9	20,1	19,4	20,4	22,1	23,1	21,5	19,3	17,4	16,6	39
9	14	16,7	15,1	13,7	12,9	12,6	12,9	13,9	15,2	18,4	20,9	22,4	23,4	23,9	22,3	21,7	20,9	20,4	21,1	22,4	23,0	21,9	20,1	18,2	16,9	50
10	1	1,5	2,4	2,7	2,4	2,2	2,4	2,2	2,9	5,2	6,3	5,9	5,8	4,9	5,6	5,8	5,8	6,0	5,8	5,9	5,7	5,9	5,4	4,1	2,3	50
12	1	1,3	1,3	1,3	1,1	1,0	1,2	2,1	3,7	3,7	3,4	3,0	2,5	3,0	3,2	3,3	3,4	3,1	2,9	2,6	3,0	3,3	3,1	3,1	50	
13	4	3,7	3,2	3,0	2,8	2,7	2,8	3,3	5,1	7,2	8,5	8,6	8,7	8,4	8,4	8,4	8,2	8,3	8,2	8,6	8,6	8,5	7,8	6,6	5,3	50
TRANSFORMERS DATA (I-%*100)																										
From Bus																										
To Bus	00h00	01h00	02h00	03h00	04h00	05h00	06h00	07h00	08h00	09h00	10h00	11h00	12h00	13h00	14h00	15h00	16h00	17h00	18h00	19h00	20h00	21h00	22h00	23h00	Sn(MVA)	
4	35,8	33,2	30,6	28,4	27,1	28,9	35,1	45,7	50,6	53,1	53,4	52,4	57,0	55,0	54,4	52,0	52,4	52,0	53,1	52,2	52,6	51,4	48,7	45,2	55	
5	36,0	33,4	30,7	28,5	27,2	29,0	35,4	45,8	50,7	53,2	53,6	52,6	57,2	55,2	54,6	52,2	52,6	52,2	51,6	51,7	51,8	52,7	51,0	48,6	45,3	32
4	72,3	67,9	63,5	59,9	58,1	60,0	69,0	82,4	91,9	97,6	99,5	99,3	105,0	101,2	100,0	96,2	96,3	96,4	99,1	98,5	98,0	94,6	89,2	83,5	55	
7	4,1	6,2	9,4	12,8	14,8	12,1	3,6	12,3	20,4	23,2	23,7	20,3	36,7	30,2	28,5	21,0	22,2	21,0	22,							

CENÁRIO 2B - RESULTADOS DA REDE NA HORA 13H (CONGESTIONAMENTO)

Tabela 74 Cenário 2B CONGEST - Dados da tensão nos barramentos da rede IEEE14 para a hora 13.

BUS						
Bus_Num	Bus_Name	Bus_ID	Bus_Base	Bus_kV	Bus_pu	Bus_Angle
1	BUS1	3	220	220,000	1,000	0,000
2	BUS2	2	220	216,073	0,982	-6,284
3	BUS3	2	220	210,505	0,957	-15,384
4	BUS4	1	220	208,483	0,948	-12,643
5	BUS5	1	220	208,596	0,948	-10,881
6	BUS6	2	150	147,655	0,984	-18,855
7	BUS7	1	60	58,730	0,979	-16,580
8	BUS8	2	15	15,000	1,000	-16,580
9	BUS9	1	150	145,898	0,973	-18,642
10	BUS10	1	150	145,034	0,967	-19,014
11	BUS11	1	150	145,804	0,972	-19,081
12	BUS12	1	150	145,262	0,968	-19,789
13	BUS13	1	150	144,565	0,964	-19,816
14	BUS14	1	150	142,393	0,949	-20,330

Tabela 75 Cenário 2B CONGEST - Dados da geração da rede IEEE14 para a hora 13.

MACHINE										
Bus_Name	Bus_Num	Vsch	Pgen	Qgen	Pmax	Pmin	Qmax	Qmin	MBase	Percent
BUS1	1	1	258,83	-11,51	9999,00	-9999	1000	-1000	300,00	86,36
BUS2	2	1	31,24	50,00	9999,00	-9999	50	-40	100,00	58,96
BUS3	3	1	0,00	40,00	9999,00	-9999	40	0	100,00	40,00
BUS6	6	1	0,00	24,00	9999,00	-9999	24	-6	50,00	48,00
BUS8	8	1	0,00	12,01	9999,00	-9999	24	-6	50,00	24,02

Tabela 76 Cenário 2B CONGEST - Dados da carga da rede IEEE14 para a hora 13.

LOAD			
Load_ID	Load_Bus_Num	PLoad	QLoad
2	2	21,55	12,61
3	3	92,50	18,76
4	4	47,47	-3,87
5	5	7,46	1,57
6	6	27,80	18,62
9	9	28,97	16,30
10	10	8,94	5,76
11	11	3,44	1,77
12	12	6,06	1,59
13	13	13,55	5,70
14	14	14,80	4,97

Tabela 77 Cenário 2B CONGEST - Dados da bateria de condensadores da rede IEEE14 para a hora 13.

FIXED SHUNT		
Shunt_ID	Shunt_Bus_Num	Shunt_Value
1	9	19

Tabela 78 Cenário 2B CONGEST - Dados das linhas da rede IEEE14 para a hora 13.

AC LINE								
From	To	R	X	ChargingB	Rate	Flow	Pct	Overload?
1	2	0,019380001	0,05917	0,0528	180	177,111	98,39	OK
1	5	0,054030012	0,223040015	0,0438	80	83,312	104,140	Overload
2	3	0,04699	0,197970003	0,0374	80	75,242	94,05	OK
2	4	0,058109988	0,176320001	0,049199998	80	59,414	74,27	OK
2	5	0,056950003	0,173879996	0,034000002	80	45,180	56,47	OK
3	4	0,06701	0,17103	0,034600001	80	23,354	29,19	OK
4	5	0,01335	0,04211	0,0128	80	62,369	77,96	OK
6	11	0,094980009	0,198899999	0	50	5,776	11,55	OK
6	12	0,122909993	0,255809993	0	50	7,819	15,64	OK
6	13	0,066150002	0,130270004	0	50	17,719	35,44	OK
9	10	0,031810004	0,0845	0	38,5	9,187	23,86	OK
9	14	0,127110004	0,27037999	0	50	11,949	23,90	OK
10	11	0,082050003	0,192070007	0	50	2,432	4,86	OK
12	13	0,220919997	0,199879989	0	50	1,518	3,04	OK
13	14	0,170929998	0,348019987	0	50	4,183	8,37	OK

Tabela 79 Cenário 2B CONGEST - Dados dos transformadores da rede IEEE14 para a hora 13.

2 WINDING									
Name	From	To	SpecifiedX	Rate	Flow	Base	Ratio	PctCURRENT	Overload?
TRF4_7	4	7	0,209120005	55	31,338	100	0,977999985	56,98	OK
TRF4_9	4	9	0,55618	32	17,973	100	0,968999982	56,16	OK
TRF5_6	5	6	0,252020001	55	57,730	100	0,931999981	104,964	Overload
TRF7_8	7	8	0,176149994	32	11,758	100	1	36,74	OK
TRF7_9	7	9	0,110009998	32	31,727	100	1	99,15	OK

CENÁRIO 2B - RESULTADOS DA REDE NA HORA 13H (RESULTADOS DA SIMULAÇÃO DESPLAN)

Tabela 80 Cenário 2B DESPLAN - Dados da tensão nos barramentos da rede IEEE14 para a hora 13.

BUS						
Bus_Num	Bus_Name	Bus_ID	Bus_Base	Bus_kV	Bus_pu	Bus_Angle
1	BUS1	3	220	220,000	1,000	0,000
2	BUS2	2	220	216,844	0,986	-6,042
3	BUS3	2	220	211,664	0,962	-14,883
4	BUS4	1	220	209,715	0,953	-12,112
5	BUS5	1	220	209,797	0,954	-10,432
6	BUS6	2	150	148,952	0,993	-17,943
7	BUS7	1	60	58,995	0,983	-15,812
8	BUS8	2	15	15,000	1,000	-15,812
9	BUS9	1	150	146,839	0,979	-17,749
10	BUS10	1	150	146,097	0,974	-18,097
11	BUS11	1	150	146,990	0,980	-18,162
12	BUS12	1	150	146,640	0,978	-18,831
13	BUS13	1	150	145,907	0,973	-18,862
14	BUS14	1	150	143,684	0,958	-19,333

Tabela 81 Cenário 2B DESPLAN - Dados da geração da rede IEEE14 para a hora 13.

MACHINE										
Bus_Name	Bus_Num	Vsch	Pgen	Qgen	Pmax	Pmin	Qmax	Qmin	MBase	Percent
BUS1	1	1	247,75	-17,84	9999,00	-9999	1000	-1000	300,00	82,80
BUS2	2	1	31,72	50,00	9999,00	-9999	50	-40	100,00	59,21
BUS3	3	1	0,00	40,00	9999,00	-9999	40	0	100,00	40,00
BUS6	6	1	0,00	24,00	9999,00	-9999	24	-6	50,00	48,00
BUS8	8	1	0,00	9,51	9999,00	-9999	24	-6	50,00	19,01

Tabela 82 Cenário 2B DESPLAN - Dados da carga da rede IEEE14 para a hora 13.

LOAD			
Load_ID	Load_Bus_Num	PLoad	QLoad
ES	1	0,00	0,00
2	2	20,46	11,98
ES	2	0,00	0,00
3	3	91,56	18,57
ES	3	0,00	0,00
4	4	45,08	-3,68
ES	4	0,00	0,00
5	5	7,39	1,55
ES	5	0,00	0,00
6	6	26,40	17,68
ES	6	-0,62	0,00
ES	7	0,00	0,00
ES	8	0,00	0,00
9	9	28,67	16,14
ES	9	-0,82	0,00
10	10	8,49	5,47
ES	10	0,00	0,00
11	11	3,40	1,75
ES	11	0,00	0,00
12	12	5,75	1,51
ES	12	0,00	0,00
13	13	13,41	5,64
ES	13	0,00	0,00
14	14	14,05	4,72
ES	14	0,00	0,00

Tabela 83 Cenário 2B DESPLAN - Dados da bateria de condensadores da rede IEEE14 para a hora 13.

FIXED SHUNT		
Shunt_ID	Shunt_Bus_Num	Shunt_Value
1	9	19

Tabela 84 Cenário 2B DESPLAN - Dados das linhas da rede IEEE14 para a hora 13.

AC LINE								
From	To	R	X	ChargingB	Rate	Flow	Pct	Overload?
1	2	0,019380001	0,05917	0,0528	180	169,989	94,44	OK
1	5	0,054030012	0,223040015	0,0438	80	79,757	99,70	OK
2	3	0,04699	0,197970003	0,0374	80	73,637	93,39	OK
2	4	0,058109988	0,176320001	0,049199998	80	57,107	72,42	OK
2	5	0,056950003	0,173879996	0,034000002	80	43,388	55,02	OK
3	4	0,06701	0,17103	0,034600001	80	23,847	30,98	OK
4	5	0,01335	0,04211	0,0128	80	60,180	78,91	OK
6	11	0,094980009	0,198899999	0	50	6,131	12,35	OK
6	12	0,122909993	0,255809993	0	50	7,589	15,28	OK
6	13	0,066150002	0,130270004	0	50	17,462	35,17	OK
9	10	0,031810004	0,0845	0	38,5	8,369	22,21	OK
9	14	0,127110004	0,27037999	0	50	11,153	22,79	OK
10	11	0,082050003	0,192070007	0	50	2,821	5,79	OK
12	13	0,220919997	0,199879989	0	50	1,611	3,30	OK
13	14	0,170929998	0,348019987	0	50	4,218	8,67	OK

Tabela 85 Cenário 2B DESPLAN - Dados dos transformadores da rede IEEE14 para a hora 13.

2 WINDING									
Name	From	To	SpecifiedX	Rate	Flow	Base	Ratio	PctCURRENT	Overload?
TRF4_7	4	7	0,209120005	55	29,728	100	0,977999985	56,70	OK
TRF4_9	4	9	0,55618	32	17,090	100	0,968999982	56,03	OK
TRF5_6	5	6	0,252020001	55	54,999	100	0,931999981	104,86	OK
TRF7_8	7	8	0,176149994	32	9,348	100	1	29,71	OK
TRF7_9	7	9	0,110009998	32	29,893	100	1	95,01	OK

CENÁRIO 2C - RESULTADOS DA REDE NAS 24 HORAS (CONGESTIONAMENTO)

Resume of the 24 Hours		BUS DATA (U-PU)																								
Bus Number	01h00	02h00	03h00	04h00	05h00	06h00	07h00	08h00	09h00	10h00	11h00	12h00	13h00	14h00	15h00	16h00	17h00	18h00	19h00	20h00	21h00	22h00	23h00	24h00	Un (kV)	
1 BUS1	172.966	160.164	147.450	136.517	130.429	139.651	172.435	228.386	251.408	262.864	261.983	255.141	276.978	269.237	267.270	255.832	258.482	255.911	260.371	255.005	258.536	253.706	241.205	223.512	300.000	1.000
2 BUS2	38.528	33.248	28.638	25.288	23.196	26.093	35.948	50.105	50.087	50.107	50.079	50.075	50.075	50.075	50.075	50.075	50.087	50.101	50.117	50.122	50.105	50.122	50.102	50.104	100.000	1.000
3 BUS3	35.790	33.460	30.529	27.496	25.099	28.342	39.593	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	100.000	1.000
4 BUS4	2.490	3.796	4.986	5.926	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	50.000	1.000
5 BUS5	1.009	1.014	1.018	1.021	1.023	1.020	1.011	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
6 BUS6	1.004	1.007	1.009	1.010	1.012	1.010	1.005	0.992	0.987	0.986	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	1.000	1.000
7 BUS7	1.004	1.007	1.009	1.010	1.012	1.010	1.005	0.992	0.987	0.986	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	1.000	1.000
8 BUS8	1.007	1.011	1.015	1.017	1.020	1.017	1.008	0.989	0.984	0.982	0.983	0.985	0.978	0.979	0.979	0.979	0.979	0.979	0.979	0.979	0.979	0.979	0.979	0.979	1.000	1.000
9 BUS9	1.003	1.007	1.011	1.014	1.017	1.014	1.004	0.986	0.980	0.978	0.980	0.982	0.983	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	1.000	1.000
10 BUS10	1.004	1.008	1.013	1.016	1.018	1.015	1.005	0.989	0.986	0.985	0.985	0.987	0.983	0.984	0.984	0.986	0.986	0.986	0.986	0.986	0.986	0.986	0.986	0.986	1.000	1.000
11 BUS11	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
12 BUS12	0.998	1.003	1.008	1.011	1.014	1.011	1.003	0.988	0.986	0.985	0.985	0.985	0.985	0.984	0.984	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	1.000	1.000
13 BUS13	0.991	0.997	1.002	1.006	1.009	1.005	0.994	0.974	0.967	0.964	0.963	0.964	0.962	0.961	0.962	0.965	0.964	0.965	0.964	0.964	0.964	0.964	0.964	0.964	1.000	1.000
14 BUS14	0.991	0.997	1.002	1.006	1.009	1.005	0.994	0.974	0.967	0.964	0.963	0.964	0.962	0.961	0.962	0.965	0.964	0.965	0.964	0.964	0.964	0.964	0.964	0.964	1.000	1.000
MACHINES DATA (S-MVA)																										
Name	00h00	01h00	02h00	03h00	04h00	05h00	06h00	07h00	08h00	09h00	10h00	11h00	12h00	13h00	14h00	15h00	16h00	17h00	18h00	19h00	20h00	21h00	22h00	23h00	Sn(MVA)	
1 BUS1	172.966	160.164	147.450	136.517	130.429	139.651	172.435	228.386	251.408	262.864	261.983	255.141	276.978	269.237	267.270	255.832	258.482	255.911	260.371	255.005	258.536	253.706	241.205	223.512	300.000	300.000
2 BUS2	38.528	33.248	28.638	25.288	23.196	26.093	35.948	50.105	50.087	50.107	50.079	50.075	50.075	50.075	50.075	50.075	50.087	50.101	50.117	50.122	50.105	50.122	50.102	50.104	100.000	100.000
3 BUS3	35.790	33.460	30.529	27.496	25.099	28.342	39.593	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	100.000	100.000
4 BUS4	2.490	3.796	4.986	5.926	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	50.000	50.000
5 BUS5	1.009	1.014	1.018	1.021	1.023	1.020	1.011	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
6 BUS6	1.004	1.007	1.009	1.010	1.012	1.010	1.005	0.992	0.987	0.986	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	1.000	1.000
7 BUS7	1.004	1.007	1.009	1.010	1.012	1.010	1.005	0.992	0.987	0.986	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	1.000	1.000
8 BUS8	1.007	1.011	1.015	1.017	1.020	1.017	1.008	0.989	0.984	0.982	0.983	0.985	0.978	0.979	0.979	0.979	0.979	0.979	0.979	0.979	0.979	0.979	0.979	0.979	1.000	1.000
9 BUS9	1.003	1.007	1.011	1.014	1.017	1.014	1.004	0.986	0.980	0.978	0.980	0.982	0.983	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	1.000	1.000
10 BUS10	1.004	1.008	1.013	1.016	1.018	1.015	1.005	0.989	0.986	0.985	0.985	0.987	0.983	0.984	0.984	0.986	0.986	0.986	0.986	0.986	0.986	0.986	0.986	0.986	1.000	1.000
11 BUS11	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
12 BUS12	0.998	1.003	1.008	1.011	1.014	1.011	1.003	0.988	0.986	0.985	0.985	0.985	0.985	0.984	0.984	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	1.000	1.000
13 BUS13	0.991	0.997	1.002	1.006	1.009	1.005	0.994	0.974	0.967	0.964	0.963	0.964	0.962	0.961	0.962	0.965	0.964	0.965	0.964	0.964	0.964	0.964	0.964	0.964	1.000	1.000
14 BUS14	0.991	0.997	1.002	1.006	1.009	1.005	0.994	0.974	0.967	0.964	0.963	0.964	0.962	0.961	0.962	0.965	0.964	0.965	0.964	0.964	0.964	0.964	0.964	0.964	1.000	1.000
LOAD DATA (S-MVA)																										
Name	00h00	01h00	02h00	03h00	04h00	05h00	06h00	07h00	08h00	09h00	10h00	11h00	12h00	13h00	14h00	15h00	16h00	17h00	18h00	19h00	20h00	21h00	22h00	23h00	Sn(MVA)	
2 BUS2	15.84	13.93	12.52	11.84	11.64	11.89	13.07	16.02	19.89	22.55	23.81	24.67	24.97	23.71	23.21	22.40	22.10	22.58	24.26	27.38	31.27	34.26	37.38	40.38	43.38	46.38
3 BUS3	57.38	55.27	51.81	47.67	44.41	48.92	64.78	90.54	95.62	92.37	88.62	82.47	84.39	93.43	95.71	89.29	91.70	88.72	87.66	83.14	87.66	90.06	88.81	85.53	82.53	79.53
4 BUS4	30.21	26.57	23.88	22.89	22.20	22.68	24.94	30.55	37.94	43.02	45.42	47.05	47.62	45.22	44.27	42.73	42.16	43.07	45.46	46.28	44.60	41.15	36.98	33.28	30.28	27.28
5 BUS5	4.64	4.47	4.19	3.85	3.59	3.95	5.23	7.32	7.56	7.46	7.16	6.66	6.63	7.57	7.21	7.41	7.17	7.08	6.72	7.08	7.28	7.18	6.78	6.25	5.75	5.25
6 BUS6	8.19	8.06	7.74	7.35	7.04	7.58	10.24	13.91	15.26	14.89	14.26	13.59	12.74	13.20	12.74	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50
7 BUS7	6.75	5.93	5.33	5.04	4.96	5.02	5.57	6.82	8.07	8.67	9.60	10.14	10.50	10.63	10.00	9.88	9.54	9.41	9.66	10.15	10.33	9.96	9.19	8.26	7.43	6.60
8 BUS8	2.35	2.26	2.12	1.95	1.82	2.00	2.65	3.71	4.88	5.28	5.63	5.87	5.87	5.87	5.87	5.87	5.87	5.87	5.87	5.87	5.87	5.87	5.87	5.87	5.87	5.87
9 BUS9	3.97	3.49	3.14	2.97	2.92	2.98	3.78	4.02	4.98	5.66	5.97	6.19	6.26	6.19	6.19	6.19	6.19	6.19	6.19	6.19	6.19	6.19	6.19	6.19	6.19	6.19
10 BUS10	8.94	8.61	8.07	7.43	6.92	7.62	10.09	14.10	14.58																	

CENÁRIO 2C - RESULTADOS DA REDE NA HORA 13H (CONGESTIONAMENTO)

Tabela 86 Cenário 2C CONGEST - Dados da tensão nos barramentos da rede IEEE14 para a hora 13.

BUS						
Bus_Num	Bus_Name	Bus_ID	Bus_Base	Bus_kV	Bus_pu	Bus_Angle
1	BUS1	3	220	220,000	1,000	0,000
2	BUS2	2	220	215,804	0,981	-6,946
3	BUS3	2	220	210,969	0,959	-15,675
4	BUS4	1	220	209,623	0,953	-12,642
5	BUS5	1	220	209,966	0,954	-10,825
6	BUS6	2	150	150,000	1,000	-17,111
7	BUS7	1	60	58,979	0,983	-16,062
8	BUS8	2	15	15,000	1,000	-16,062
9	BUS9	1	150	146,751	0,978	-17,853
10	BUS10	1	150	146,132	0,974	-18,046
11	BUS11	1	150	147,488	0,983	-17,722
12	BUS12	1	150	147,555	0,984	-18,090
13	BUS13	1	150	146,708	0,978	-18,175
14	BUS14	1	150	143,836	0,959	-19,148

Tabela 87 Cenário 2C CONGEST - Dados da geração da rede IEEE14 para a hora 13.

MACHINE										
Bus_Name	Bus_Num	Vsch	Pgen	Qgen	Pmax	Pmin	Qmax	Qmin	MBase	Percent
BUS1	1	1	276,52	-15,92	9999,00	-9999	1000	-1000	300,00	92,33
BUS2	2	1	-2,73	50,00	9999,00	-9999	50	-40	100,00	50,07
BUS3	3	1	0,00	40,00	9999,00	-9999	40	0	100,00	40,00
BUS6	6	1	0,00	15,71	9999,00	-9999	24	-6	50,00	31,42
BUS8	8	1	0,00	9,66	9999,00	-9999	24	-6	50,00	19,32

Tabela 88 Cenário 2C CONGEST - Dados da carga da rede IEEE14 para a hora 13.

LOAD			
Load_ID	Load_Bus_Num	PLoad	QLoad
2	2	21,55	12,61
3	3	92,50	18,76
4	4	47,47	-3,87
5	5	7,46	1,57
6	6	11,12	7,45
9	9	28,97	16,30
10	10	8,94	5,76
11	11	3,44	1,77
12	12	6,06	1,59
13	13	13,55	5,70
14	14	14,80	4,97

Tabela 89 Cenário 2C CONGEST - Dados da bateria de condensadores da rede IEEE14 para a hora 13.

FIXED SHUNT		
Shunt_ID	Shunt_Bus_Num	Shunt_Value
1	9	19

Tabela 90 Cenário 2C CONGEST - Dados das linhas da rede IEEE14 para a hora 13.

AC LINE								
From	To	R	X	ChargingB	Rate	Flow	Pct	Overload?
1	2	0,019380001	0,05917	0,0528	180	195,412	108,562	Overload
1	5	0,054030012	0,223040015	0,0438	80	82,547	103,184	Overload
2	3	0,04699	0,197970003	0,0374	80	71,990	89,99	OK
2	4	0,058109988	0,176320001	0,049199998	80	52,907	66,13	OK
2	5	0,056950003	0,173879996	0,034000002	80	37,760	47,20	OK
3	4	0,06701	0,17103	0,034600001	80	25,849	32,31	OK
4	5	0,01335	0,04211	0,0128	80	65,142	81,43	OK
6	11	0,094980009	0,198899999	0	50	8,985	17,97	OK
6	12	0,122909993	0,255809993	0	50	8,285	16,57	OK
6	13	0,066150002	0,130270004	0	50	19,588	39,18	OK
9	10	0,031810004	0,0845	0	38,5	5,717	14,85	OK
9	14	0,127110004	0,27037999	0	50	9,583	19,17	OK
10	11	0,082050003	0,192070007	0	50	4,947	9,89	OK
12	13	0,220919997	0,199879989	0	50	1,925	3,85	OK
13	14	0,170929998	0,348019987	0	50	6,366	12,73	OK

Tabela 91 Cenário 2C CONGEST - Dados dos transformadores da rede IEEE14 para a hora 13.

2 WINDING									
Name	From	To	SpecifiedX	Rate	Flow	Base	Ratio	PctCURRENT	Overload?
TRF4_7	4	7	0,209120005	55	27,515	100	0,977999985	50,03	OK
TRF4_9	4	9	0,55618	32	15,792	100	0,968999982	49,35	OK
TRF5_6	5	6	0,252020001	55	46,129	100	0,931999981	83,87	OK
TRF7_8	7	8	0,176149994	32	9,494	100	1	29,67	OK
TRF7_9	7	9	0,110009998	32	27,704	100	1	86,58	OK

CENÁRIO 2C - RESULTADOS DA REDE NA HORA 13H (RESULTADOS DA SIMULAÇÃO DESPLAN)

Tabela 92 Cenário 2C DESPLAN - Dados da tensão nos barramentos da rede IEEE14 para a hora 13.

BUS						
Bus_Num	Bus_Name	Bus_ID	Bus_Base	Bus_kV	Bus_pu	Bus_Angle
1	BUS1	3	220	220,000	1,000	0,000
2	BUS2	2	220	217,026	0,986	-6,407
3	BUS3	2	220	213,313	0,970	-14,364
4	BUS4	1	220	211,321	0,961	-11,479
5	BUS5	1	220	211,411	0,961	-9,821
6	BUS6	2	150	150,000	1,000	-15,452
7	BUS7	1	60	59,274	0,988	-14,353
8	BUS8	2	15	15,000	1,000	-13,993
9	BUS9	1	150	147,674	0,984	-16,089
10	BUS10	1	150	146,979	0,980	-16,279
11	BUS11	1	150	147,964	0,986	-16,001
12	BUS12	1	150	147,783	0,985	-16,345
13	BUS13	1	150	147,080	0,981	-16,413
14	BUS14	1	150	144,721	0,965	-17,300

Tabela 93 Cenário 2C DESPLAN - Dados da geração da rede IEEE14 para a hora 13.

MACHINE										
Bus_Name	Bus_Num	Vsch	Pgen	Qgen	Pmax	Pmin	Qmax	Qmin	MBase	Percent
BUS1	1	1	252,73	-24,14	9999,00	-9999	1000	-1000	300,00	84,63
BUS2	2	1	-3,50	50,00	9999,00	-9999	50	-40	100,00	50,12
BUS3	3	1	0,00	40,00	9999,00	-9999	40	0	100,00	40,00
BUS6	6	1	0,00	9,61	9999,00	-9999	24	-6	50,00	19,21
BUS8	8	1	0,00	6,88	9999,00	-9999	24	-6	50,00	13,75

Tabela 94 Cenário 2C DESPLAN - Dados da carga da rede IEEE14 para a hora 13.

LOAD			
Load_ID	Load_Bus_Num	PLoad	QLoad
ES	1	0,00	0,00
2	2	20,18	11,81
ES	2	0,00	0,00
3	3	85,91	17,42
ES	3	0,00	0,00
4	4	44,45	-3,63
ES	4	0,00	0,00
5	5	6,93	1,46
ES	5	-0,23	0,00
6	6	10,42	6,97
ES	6	-0,07	0,00
ES	7	0,00	0,00
ES	8	-3,52	0,00
9	9	26,90	15,14
ES	9	0,00	0,00
10	10	8,37	5,39
ES	10	0,00	0,00
11	11	3,19	1,64
ES	11	0,00	0,00
12	12	5,67	1,49
ES	12	0,00	0,00
13	13	12,59	5,29
ES	13	-0,43	0,00
14	14	13,86	4,65
ES	14	0,00	0,00

Tabela 95 Cenário 2C DESPLAN - Dados da bateria de condensadores da rede IEEE14 para a hora 13.

FIXED SHUNT		
Shunt_ID	Shunt_Bus_Num	Shunt_Value
1	9	19

Tabela 96 Cenário 2C DESPLAN - Dados das linhas da rede IEEE14 para a hora 13.

AC LINE								
From	To	R	X	ChargingB	Rate	Flow	Pct	Overload?
1	2	0,019380001	0,05917	0,0528	180	179,998	100,00	OK
1	5	0,054030012	0,223040015	0,0438	80	74,947	93,68	OK
2	3	0,04699	0,197970003	0,0374	80	66,402	84,14	OK
2	4	0,058109988	0,176320001	0,049199998	80	47,821	60,60	OK
2	5	0,056950003	0,173879996	0,034000002	80	33,994	43,07	OK
3	4	0,06701	0,17103	0,034600001	80	25,230	32,53	OK
4	5	0,01335	0,04211	0,0128	80	60,299	78,47	OK
6	11	0,094980009	0,198899999	0	50	7,522	15,04	OK
6	12	0,122909993	0,255809993	0	50	7,539	15,08	OK
6	13	0,066150002	0,130270004	0	50	17,516	35,03	OK
9	10	0,031810004	0,0845	0	38,5	6,182	16,31	OK
9	14	0,127110004	0,27037999	0	50	9,389	19,07	OK
10	11	0,082050003	0,192070007	0	50	3,809	7,77	OK
12	13	0,220919997	0,199879989	0	50	1,598	3,24	OK
13	14	0,170929998	0,348019987	0	50	5,505	11,23	OK

Tabela 97 Cenário 2C DESPLAN - Dados dos transformadores da rede IEEE14 para a hora 13.

2 WINDING									
Name	From	To	SpecifiedX	Rate	Flow	Base	Ratio	PctCURRENT	Overload?
TRF4_7	4	7	0,209120005	55	23,357	100	0,977999985	44,21	OK
TRF4_9	4	9	0,55618	32	14,213	100	0,968999982	46,24	OK
TRF5_6	5	6	0,252020001	55	42,745	100	0,931999981	80,88	OK
TRF7_8	7	8	0,176149994	32	7,631	100	1	24,14	OK
TRF7_9	7	9	0,110009998	32	27,005	100	1	85,42	OK

ANEXO 6. RESUMO DO ARTIGO APROVADO

Improving grid security in the presence of a high penetration of RES through optimal planning and operation of distributed energy storage devices

Ricardo Pastor (R&D NESTER), Yang Wei (R&D NESTER), Nuno Pinho da Silva (R&D NESTER), Sara Rodrigues (FCT-UNL), Francisco Reis (R&D NESTER), Xue Jinhua (CEPRI)

R&D Nester, Rua Cidade de Goa, nº4-B - 2685-038 Sacavém, Lisbon, Portugal
ricardo.pastor@rdnester.com; nuno.pinhosilva@rdnester.com; sara.srmr@gmail.com ;
francisco.reis@rdnester.com ; xuejinhua@epri.sgcc.com.cn ; yang.wei@rdnester.com

The massive penetration of distributed renewable energy resources (RER) and an expected more active behavior of consumers by participating in demand response initiatives are, amid others, key drivers that significantly increase the complexity in which the power systems will be operated and planned. Today, some power system operators are already experiencing additional difficulties in ensuring the required levels of system's efficiency and security.

Distributed flexibilities (DF) will be a resource for the whole electric system and may participate in day-ahead, intraday and balancing markets as well as provide transmission network congestion management services. Energy Storage Systems (ESS) are one of the technological available sources of flexibility that may provide different types of services for multiple periods.

In this framework the problem of sizing and siting of ESS becomes relevant for the system operators, both in a planning perspective as well as the correspondent modes of operation considered in the operational planning timeframe.

In this paper, due to the non-convex nature of the problem, a metaheuristic algorithm, Evolutionary Particle Swarm Optimization (EPSO), that provides the minimization of joint operation cost of renewable energy-energy storage system considering system-operating constraints is presented and applied to an IEEE network.

Realistic expected modes of operation of ESS are included in the search for the optimal solution to perform also an efficient spatio-temporal energy arbitrage by offering the optimum solution (size and site) which maximizes renewable energy integration in the network, as well as providing an energy storage charge and discharge optimization strategy.

A comprehensive validation study is carried out through exhaustive testing of different topological and operational scenarios to demonstrate the robustness of the proposed methodology.

Keywords: RES integration; Sizing and Siting of ESS; EPSO

This paper is the culmination of an extensive collaboration between R&D Nester¹ and CEPRI² teams.

¹ <http://www.rdnester.com/>

² <http://www.epri.sgcc.com.cn/html/eprien/index.html>