



Cláudio Alves Brito Otimização do Fluxo de Potência em Redes de BT com Sistemas PV e Armazenamento

Dissertação submetida como requisito parcial para obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores – Ramo das Energias Renováveis e Sistemas de Potência**, realizada sob a orientação do Professor José Luís Estrelo Gomes de Sousa e co-orientação do Professor Victor Manuel de Carvalho Fernão Pires

Júri

Presidente: Prof. Doutor José Henrique Querido Maia, Escola Superior de Tecnologia de Setúbal, Instituto Politécnico de Setúbal

Orientador: Prof. Doutor José Luís Estrelo Gomes de Sousa, Escola Superior de Tecnologia de Setúbal, Instituto Politécnico de Setúbal

Vogal: Prof.^a Doutora Dulce Helena Pereira Costa, Escola Superior de Tecnologia de Setúbal, Instituto Politécnico de Setúbal

Novembro, 2016

Agradecimentos

Gostaria de começar por agradecer ao Professor Doutor Victor Fernão Pires e ao Professor Doutor José Luís Sousa pela orientação do presente trabalho, dedicação, apoio e constante incentivo.

À minha família por me apoiar em todos os momentos e pelo imenso carinho e confiança que me transmitiram. A eles, dedico o meu trabalho.

À minha querida amiga Sílvia Antunes pela disponibilidade e esclarecimentos prestados sempre que solicitei a sua ajuda.

Aos meus colegas e amigos que me apoiaram e que estiveram sempre presentes tanto nos momentos mais difíceis como nos momentos mais felizes.

Resumo

O número de sistemas fotovoltaicos nas redes de baixa tensão tem vindo a aumentar nos últimos anos. Para além de produzir energia de uma forma limpa, é uma tecnologia que requer pouca manutenção e que é muito útil nos locais mais remotos e de difícil acesso. No entanto, o crescimento do número destes sistemas traz problemas ao nível da rede nomeadamente aumentos de tensão acima do limite definido e trânsito de potências bidirecionais. Normalmente, estes sistemas estão ligados à rede com o objetivo de injetar a máxima potência gerada. No entanto, estes sistemas podem também fornecer serviços auxiliares que permitem regular a tensão e equilibrar as fases na rede. O armazenamento de eletricidade tem vindo a emergir como um meio para melhorar a qualidade da rede elétrica e para facilitar a integração de fontes de energia renovável de pequena escala nas redes de baixa tensão. Neste contexto, a presente dissertação apresenta o estudo do impacto dos sistemas fotovoltaicos com e sem armazenamento com serviços auxiliares na rede elétrica. Neste trabalho é proposto a injeção de potência ativa e reativa de forma equilibrada ou desequilibrada de modo a equilibrar a rede e a regular a tensão. O uso de armazenamento para redução das perdas também é proposto.

Palavras-chave: *sistemas fotovoltaicos; serviços auxiliares; armazenamento de energia; trânsito de potências; potência reativa; desequilíbrio de cargas*

Abstract

The number of photovoltaic systems in low voltage grids has been increasing in recent years. Apart from the fact that these systems produce energy in a clean way, they require little maintenance and they are very useful in remote locations and with difficult access. However, the increase of the number of these systems brings problems to the grid, specially voltage increases above the threshold set and bidirectional power traffic. Typically, these systems are connected to the grid in order to inject the maximum power generated. However, these systems can also provide ancillary services that allow voltage regulation and phase balancing. The storage has been emerging as a mean to improve the quality of the grid and to facilitate the integration of small scale renewable energy resources in low voltage networks. In this context, this dissertation presents the study of the impact of photovoltaic systems with and without storage with ancillary services. In this work it's proposed the injection of active and reactive power in order to balance the network and adjust voltage. The use of storage for reduction of losses is also proposed.

Keywords: *photovoltaic systems; ancillary services; energy storage; power flow; reactive power; unbalanced loads*

Índice

Agradecimentos	iii
Resumo	v
Abstract.....	vii
Índice	ix
Lista de Figuras	xiii
Lista de Tabelas	xix
Abreviaturas e Símbolos.....	xxi
Capítulo 1	
1. Introdução.....	1
1.1. Motivação e Objetivos	2
1.2. Organização da Dissertação	3
Capítulo 2	
2. Contextualização	5
2.1. Introdução.....	5
2.2. Evolução das Energias Renováveis em Portugal	5
2.2.1. Energia Fotovoltaica	7
2.3. Armazenamento	10
2.4. Redes Inteligentes e Serviços Auxiliares	11
2.4.1. Geração Descentralizada.....	11
2.4.2. Importância das redes inteligentes	13
2.4.3. Serviços Auxiliares	14
Capítulo 3	

3. Estratégias para a Integração de Sistemas PV e Armazenamento com Suporte de Serviços Auxiliares.....	17
3.1. Introdução.....	17
3.2. Integração de Sistemas PV e Armazenamento com Suporte de Serviços Auxiliares	18
3.3. Algoritmo para análise do trânsito de potências	21
3.4. Algoritmo para compensação do desequilíbrio das fases.....	26
3.5. Algoritmo para compensação da potência reativa.....	30
3.6. Diagramas dos Consumidores	35
3.6.1. Diagramas de Carga.....	35
3.6.2. Diagramas de Produção	36
3.7. Algoritmo para carga/descarga da bateria.....	37
3.7.1. Sem previsão de carga/descarga da bateria.....	37
3.7.2. Com previsão de carga/descarga da bateria	41
3.8. Diagrama de Rede	50

Capítulo 4

4. Caso de Estudo	51
4.1. Introdução.....	51
4.2. Rede em estudo	51
4.3. Caracterização dos Consumidores	52
4.3.1. Diagramas de Carga.....	52
4.3.2. Diagramas de Produção	54

4.4.	Cenários da rede sem armazenamento	55
4.4.1.	Cenário 0: Sem produção fotovoltaica.....	56
4.4.2.	Cenário 1: Sem compensação do desequilíbrio das fases e da potência reativa	60
4.4.3.	Cenário 2: Com compensação do desequilíbrio das fases e sem compensação da potência reativa	64
4.4.4.	Cenário 3: Com compensação do desequilíbrio das fases e da potência reativa	68
4.5.	Cenários da rede com armazenamento de energia e sem previsão de carga/descarga da bateria.....	71
4.5.1.	Cenário 4: Sem compensação do desequilíbrio das fases e da potência reativa	71
4.5.2.	Cenário 5: Com compensação do desequilíbrio das fases e sem compensação da potência reativa	77
4.5.3.	Cenário 6: Com compensação do desequilíbrio das fases e da potência reativa	80
4.6.	Cenários da rede com armazenamento de energia e com previsão de carga/descarga da bateria.....	83
4.6.1.	Cenário 7: Sem compensação do desequilíbrio das fases e potência reativa	83
4.6.2.	Cenário 8: Com compensação do desequilíbrio das fases e sem compensação da potência reativa	88
4.6.3.	Cenário 9: Com compensação do desequilíbrio das fases e da potência reativa	92
4.7.	Análise Comparativa	95

Capítulo 5

5. Conclusões.....	97
5.1. Conclusões Finais.....	97
5.2. Trabalhos Futuros.....	98
Bibliografia.....	99
Anexos.....	A
Anexo A - Impedâncias das linhas da rede	A
Anexo B – Dados da Irradiação fornecidos pelo PVGIS	C

Lista de Figuras

<i>Figura 2.1 - Contributo das Fontes de Energia Renovável, FER, no consumo final bruto de energia [4]</i>	6
<i>Figura 2.2 - Potência Instalada Renovável [4]</i>	7
<i>Figura 2.3 - Potencial para Produção Fotovoltaica na Europa [5]</i>	8
<i>Figura 2.4 - Esquema tipo de uma unidade de produção em autoconsumo [8]</i>	9
<i>Figura 2.5 - Diagrama de Consumo e Produção [8]</i>	10
<i>Figura 2.6 - Tensão ao longo da rede [12]</i>	13
<i>Figura 3.1 - Sistema Fotovoltaico com armazenamento e com inversor de quatro braços</i>	19
<i>Figura 3.2 - Esquema de uma rede entre dois barramentos</i>	22
<i>Figura 3.3 - Esquema de um barramento</i>	22
<i>Figura 3.4 - Fluxograma do algoritmo para o cálculo do trânsito de potências</i>	25
<i>Figura 3.5 - Fluxograma do algoritmo para a compensação do desequilíbrio das fases</i>	29
<i>Figura 3.6 - Fluxograma do algoritmo para compensação da potência reativa</i>	34
<i>Figura 3.7 - Esquema do sistema fotovoltaico implementado</i>	35
<i>Figura 3.8 - Fluxograma do Processo de carga e descarga da bateria sem previsão</i>	40
<i>Figura 3.9 - Diagramas de Consumo e de Produção</i>	42
<i>Figura 3.10 - Estado de Carga do sistema de armazenamento sem previsão de carga/descarga</i>	42
<i>Figura 3.11 - Potência do consumidor (visto do lado da rede) com sistema de armazenamento sem previsão de carga/descarga</i>	43
<i>Figura 3.12 - Estado de Carga do sistema de armazenamento com previsão de carga/descarga</i>	43
<i>Figura 3.13 - Potência do consumidor (visto do lado da rede) com sistema de armazenamento com previsão de carga/descarga</i>	44
<i>Figura 3.14 - Estado de Carga do sistema de armazenamento sem previsão de carga/descarga</i>	45
<i>Figura 3.15 - Estado de Carga do sistema de armazenamento com previsão de carga/descarga</i>	45

<i>Figura 3.16 - Diagramas de carga e produção com representação dos instantes t1 e t2</i>	46
<i>Figura 3.17 - Esquema do Processo de carga e descarga com previsão</i>	49
<i>Figura 4.1 - Esquema da rede em estudo</i>	52
<i>Figura 4.2 - Diagramas de Carga de diferentes classes</i>	53
<i>Figura 4.3 - Diagrama de consumo da rede ao longo do ano</i>	53
<i>Figura 4.4 - Diagrama de Produção de um consumidor em janeiro</i>	54
<i>Figura 4.5 - Diagrama de produção da rede ao longo do ano</i>	55
<i>Figura 4.6 - Diagramas do Consumidor C1 para o cenário 0 para o dia de maior radiação</i>	56
<i>Figura 4.7 - Diagramas do Consumidor C1 para o cenário 0 para o dia de menor radiação</i>	56
<i>Figura 4.8 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia e hora de maior radiação</i>	57
<i>Figura 4.9 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação</i>	57
<i>Figura 4.10 - Perdas nas linhas da rede para o dia e hora de maior radiação</i>	58
<i>Figura 4.11 - Perdas nas linhas da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação</i>	58
<i>Figura 4.12 - Diagramas do Consumidor C1 para os cenários 1, 2 e 3 para o dia de maior radiação</i>	60
<i>Figura 4.13 - Diagramas do Consumidor C1 para os cenários 1, 2 e 3 para o dia de menor radiação</i>	61
<i>Figura 4.14 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia e hora de maior radiação</i>	61
<i>Figura 4.15 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação</i>	62
<i>Figura 4.16 - Perdas nas linhas da rede para o dia e hora de maior radiação</i>	62
<i>Figura 4.17 - Perdas nas linhas da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação</i>	63

<i>Figura 4.18 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia e hora de maior radiação</i>	65
<i>Figura 4.19 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação</i>	65
<i>Figura 4.20 - Perdas nas linhas da rede para o dia e hora de maior radiação</i>	66
<i>Figura 4.21 - Perdas nas linhas da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação</i>	66
<i>Figura 4.22 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia e hora de maior radiação</i>	68
<i>Figura 4.23 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação</i>	68
<i>Figura 4.24 - Perdas nas linhas da rede para o dia e hora de maior radiação</i>	69
<i>Figura 4.25 - Perdas nas linhas da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação</i>	69
<i>Figura 4.26 - Diagramas do Consumidor C1 para os cenários 4, 5 e 6 para o dia de maior radiação</i>	71
<i>Figura 4.27 - Diagramas do Consumidor C1 para os cenários 4, 5 e 6 para o dia de menor radiação</i>	72
<i>Figura 4.28 - Estado de carga do sistema de armazenamento do Consumidor C1 para os cenários 4, 5 e 6 para o dia de maior radiação</i>	72
<i>Figura 4.29 - Estado de carga do sistema de armazenamento do Consumidor C1 para os cenários 4, 5 e 6 para o dia de menor radiação</i>	73
<i>Figura 4.30 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia e hora de maior radiação</i>	74
<i>Figura 4.31 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação</i>	74
<i>Figura 4.32 - Perdas nas linhas da rede para o dia de maior radiação</i>	75
<i>Figura 4.33 - Perdas nas linhas da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação</i>	75
<i>Figura 4.34 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia e hora de maior radiação</i>	77

<i>Figura 4.35 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação</i>	77
<i>Figura 4.36 - Perdas nas linhas da rede para o dia e hora de maior produção</i>	78
<i>Figura 4.37 - Perdas nas linhas da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação</i>	78
<i>Figura 4.38 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia e hora de maior radiação</i>	80
<i>Figura 4.39 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação</i>	80
<i>Figura 4.40 - Perdas nas linhas da rede para o dia e hora de maior radiação</i>	81
<i>Figura 4.41 - Perdas nas linhas da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação</i>	81
<i>Figura 4.42 - Diagramas do Consumidor C1 para os cenários 7, 8 e 9 para o dia de maior radiação</i>	83
<i>Figura 4.43 - Diagramas do Consumidor C1 para os cenários 7, 8 e 9 para o dia de menor radiação</i>	84
<i>Figura 4.44 - Estado de carga do sistema de armazenamento do Consumidor C1 para os cenários 7, 8 e 9 para o dia de maior radiação</i>	84
<i>Figura 4.45 - Estado de carga do sistema de armazenamento do Consumidor C1 para os cenários 7, 8 e 9 para o dia de menor radiação</i>	85
<i>Figura 4.46 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia e hora de maior radiação</i>	85
<i>Figura 4.47 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação</i>	86
<i>Figura 4.48 - Perdas nas linhas da rede para o dia e hora de maior radiação</i>	86
<i>Figura 4.49 - Perdas nas linhas da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação</i>	87
<i>Figura 4.50 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia e hora de maior radiação</i>	89
<i>Figura 4.51 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação</i>	89

<i>Figura 4.52 - Perdas nas linhas da rede para o dia e hora de maior radiação</i>	<i>90</i>
<i>Figura 4.53 - Perdas nas linhas da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação</i>	<i>90</i>
<i>Figura 4.54 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia e hora de maior radiação</i>	<i>92</i>
<i>Figura 4.55 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação</i>	<i>92</i>
<i>Figura 4.56 - Perdas nas linhas da rede para o dia e hora de maior radiação</i>	<i>93</i>
<i>Figura 4.57 - Perdas nas linhas da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação</i>	<i>93</i>

Lista de Tabelas

<i>Tabela 2.1 - Produção Anual em Portugal [4]</i>	6
<i>Tabela 2.2 - Evolução da Micro/Mini Potência Instalada em Portugal [4]</i>	9
<i>Tabela 3.1 - Descrição dos índices utilizados nas equações</i>	17
<i>Tabela 3.2 - Segmentação de consumidores nos perfis de consumo tipo para BTN [37]</i>	36
<i>Tabela 4.1 - Trânsito de Potências do Cenário 0 para o dia e hora de maior radiação</i> .	59
<i>Tabela 4.2 - Trânsito de Potências do Cenário 0 para o dia de menor radiação e hora de maior radiação</i>	59
<i>Tabela 4.3 - Trânsito de potências do Cenário 1 para o dia e hora de maior radiação</i> .	63
<i>Tabela 4.4 - Trânsito de potências do Cenário 1 para o dia de menor radiação e hora de maior radiação</i>	64
<i>Tabela 4.5 - Trânsito de potências do Cenário 2 para o dia e hora de maior radiação</i> .	67
<i>Tabela 4.6 - Trânsito de potências do Cenário 2 para o dia de menor radiação e hora de maior radiação</i>	67
<i>Tabela 4.7 - Trânsito de potências do Cenário 3 para o dia e hora de maior radiação</i> .	70
<i>Tabela 4.8 - Trânsito de potências do Cenário 3 para o dia de menor radiação e hora de maior radiação</i>	70
<i>Tabela 4.9 - Trânsito de potências do Cenário 4 para o dia e hora de maior radiação</i> .	76
<i>Tabela 4.10 - Trânsito de potências do Cenário 4 para o dia de menor radiação e hora de maior radiação</i>	76
<i>Tabela 4.11 - Trânsito de potências do Cenário 5 para o dia e hora de maior radiação</i>	79
<i>Tabela 4.12 - Trânsito de potências do Cenário 5 para o dia de menor radiação e hora de maior radiação</i>	79
<i>Tabela 4.13 - Trânsito de potências do Cenário 6 para o dia e hora de maior radiação</i>	82
<i>Tabela 4.14 - Trânsito de potências do Cenário 6 para o dia de menor radiação e hora de maior radiação</i>	82
<i>Tabela 4.15 - Trânsito de potências do Cenário 7 para o dia e hora de maior radiação</i>	87
<i>Tabela 4.16 - Trânsito de potências do Cenário 7 para o dia de menor radiação e hora de maior radiação</i>	88
<i>Tabela 4.17 - Trânsito de potências do Cenário 8 para o dia e hora de maior radiação</i>	91

<i>Tabela 4.18 - Trânsito de potências do Cenário 8 para o dia de menor radiação e hora de maior radiação.....</i>	<i>91</i>
<i>Tabela 4.19 - Trânsito de potências do Cenário 9 para o dia e hora de maior radiação</i>	<i>94</i>
<i>Tabela 4.20 - Trânsito de potências do Cenário 9 para o dia de menor radiação e hora de maior radiação.....</i>	<i>94</i>
<i>Tabela 4.21 - Potência e energia de perdas totais e potência injetada do barramento de alimentação.....</i>	<i>95</i>

Abreviaturas e Símbolos

Lista de Abreviaturas

BT	Baixa Tensão
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
FED	Fontes de Energia Distribuída
FER	Fontes de Energia Renovável
GD	Geração Distribuída
PV	Fotovoltaico
RESP	Rede Elétricas de Serviço Público
UE	União Europeia
UPAC	Unidade de Produção de Autoconsumo

Lista de Símbolos

$S_{inj,f,n}^k$	Potência injetada na fase f , no barramento n , na iteração k , onde $f=R,S,T$
$S_{inj,f,j}^k$	Potência injetada na fase f , no barramento j , na iteração k , onde $f=R,S,T$
$S_{carg,f,n}$	Potência de carga na fase f , no barramento n , onde $f=R,S,T$
$S_{prod,f,n}$	Potência produzida, na fase f , no barramento n , onde $f=R,S,T$
$S_{perd,f,nj}^k$	Potência de perdas na fase f , entre os barramentos n e j , na iteração k , onde $f=R,S,T$
$S_{perd,\sigma,nj}^k$	Potência de perdas no neutro, entre os barramentos n e j , na iteração k
$V_{f,n}^k$	Tensão na fase f , no barramento n , na iteração k , onde $f=R,S,T$
$V_{f,j}^k$	Tensão na fase f , no barramento j , na iteração k , onde $f=R,S,T$

$V_{\sigma,n}^k$	Tensão no neutro, no barramento n , na iteração k
$V_{f\sigma,j}^k$	Tensão entre a fase f e o neutro, no barramento j , onde $f=R,S,T$
$Z_{f,nj}$	Impedância da linha na fase f , entre os barramentos n e j , onde $f=R,S,T$
$Z_{\sigma,nj}$	Impedância da linha no neutro entre os barramentos n e j
$I_{f,j}^k$	Corrente na fase f , no barramento j , na iteração k , onde $f=R,S,T$
$I_{\sigma,j}^k$	Corrente no neutro, no barramento j , na iteração k , onde $f=R,S,T$
$P_{pv_tri,j}$	Potência produzida trifásica, no barramento j
$P_{inj,f,j}$	Potência ativa injetada na fase f , no barramento j , onde $f=R,S,T$
$P_{inj,g,j}$	Potência ativa injetada na fase g , no barramento j , onde $g= \beta,\gamma$
$P_{\alpha,j}$	Potência injetada, na fase α , no barramento j
$P_{\beta,j}$	Potência injetada, na fase β , no barramento j
$P_{\gamma,j}$	Potência injetada, na fase γ , no barramento j
$P_{cp\alpha\beta\gamma,j}$	Potência total a compensar nas três fases, no barramento j
$P_{cp\beta\gamma,j}$	Potência total a compensar nas fases β e γ , no barramento j
$P_{comp,\alpha,j}$	Potência de compensação, na fase α , no barramento j
$P_{comp,\beta,j}$	Potência de compensação, na fase β , no barramento j
$P_{comp,\gamma,j}$	Potência de compensação, na fase γ , no barramento j
$Q_{c,f,n}$	Potência reativa da carga na fase f , no barramento n , onde $f=R,S,T$
$Q_{max,n}$	Potência reativa máxima disponível no inversor, no barramento n
$S_{inv,n}$	Potência aparente do inversor, no barramento n

$P_{comp,n}$	Potência de compensação total, no barramento n
$Q_{\alpha,n}$	Potência reativa da carga na fase α , no barramento n
$Q_{\beta,n}$	Potência reativa da carga na fase β , no barramento n
$Q_{\gamma,n}$	Potência reativa da carga na fase γ , no barramento n
$Q_{cp\alpha\beta\gamma,n}$	Potência total a compensar nas três fases, no barramento n
$Q_{cp\beta\gamma,n}$	Potência total a compensar nas fases β e γ , no barramento n
$Q_{comp,\alpha,n}$	Potência de compensação, na fase α , no barramento n
$Q_{comp,\beta,n}$	Potência de compensação, na fase β , no barramento n
$Q_{comp,\gamma,n}$	Potência de compensação, na fase γ , no barramento n
$P_{carga}(t)$	Potência de carga no instante t
$P_{consumo}(t)$	Perfil de consumo no instante t
E_{anual}	Energia consumida anual
$P_{pv}(t)$	Potência produzida no instante t
$SOC(t)$	Estado de carga do sistema de armazenamento no instante t
$SOC(t')$	Estado de carga do sistema de armazenamento no instante anterior
bat_{max}	Capacidade total do sistema de armazenamento
$P_{bat}(t)$	Potência que entra/sai do sistema de armazenamento no instante t
$E_{exc_total,dia}$	Energia excedente total do dia
$E_{exc_armz,dia}$	Energia excedente armazenada do dia
$SOC_{max,dia}$	Estado de carga máximo previsto
$SOC_{0,dia}$	Estado de carga previsto no momento anterior ao excesso de produção

$r_{ctr,dia}$	Relação para controlo de carregamento do sistema de armazenamento
$P_{rede}(t)$	Potência do consumidor visto do lado da rede no instante t
$P_{prod}(t)$	Potência da produção com armazenamento incluído no instante t

Capítulo 1

1. Introdução

A energia elétrica é uma das formas de energia mais usada em todo o mundo. Ela pode ser gerada através de fontes renováveis (vento, sol, ondas do mar, biomassa,...) ou não renováveis (combustíveis fósseis, nucleares,...). Após a geração, a energia elétrica é levada para o consumidor através de uma rede de distribuição.

O crescimento populacional e o conseqüente aumento da procura por este tipo de energia criaram pressão sobre os recursos finitos o que levou a que a questão energética se tornasse um dos tópicos prioritários na agenda política europeia. Por isso, atualmente os recursos renováveis apresentam uma percentagem elevada na satisfação da procura de energia.

Em 2009, foi lançado um plano estratégico onde foram definidos objetivos que dizem respeito a várias áreas, sendo uma delas o clima/energia. Para esta área, de acordo com a Diretiva 2009/28/EC do Parlamento Europeu e do Conselho de 23 de Abril, 2009, pretende-se, até 2020:

- Reduzir em 20% os gases do efeito estufa;
- Pelo menos 20% do consumo final de energia da UE tenha origem em fontes renováveis;
- Pelo menos 10% do consumo final de energia para os transportes da UE provenha de fontes renováveis;
- Aumentar a eficiência energética em 20% [1].

Devido a estas questões e a uma maior consciencialização por parte da comunidade, houve um aumento de sistemas de geração descentralizados (ou distribuídos), GD, no qual os sistemas de produção fotovoltaica desempenham um papel de elevada importância. Estes sistemas descentralizados, uma vez integrados na rede poderão alterar o seu funcionamento. Fluxo de potência bidirecional, flutuações nos perfis de tensão e problemas de estabilidade são alguns dos fenómenos que ocorrem e que podem

prejudicar o funcionamento do sistema elétrico se não forem tomadas as devidas precauções. Sendo assim, torna-se necessário analisar o impacto que estes sistemas têm sobre a rede elétrica, de forma a adotar medidas que permitem garantir os requisitos definidos na legislação, assim como, otimizar todo o sistema sob o ponto de vista de uma melhor gestão dos recursos e minimização das perdas.

Com o acréscimo do número dos sistemas de GD, torna-se necessário que estes sejam geridos de uma forma eficiente. E tal é possível, se a rede for inteligente (*Smart Grid*) [2]. Neste contexto, a utilização de serviços auxiliares será essencial de modo a atingir esses objetivos. Estes serviços possuem várias funções que vão desde o suporte da potência reativa até à regulação da frequência.

1.1. Motivação e Objetivos

Esta dissertação tem como objetivo estudar o comportamento de uma rede elétrica de baixa tensão, BT, onde todos os consumidores possuem sistemas de GD. Essa análise consiste em determinar os perfis de tensão em cada barramento e as perdas em cada linha, ao longo do dia, partindo dos diagramas de consumo e de produção de cada consumidor. Dado que os sistemas de produção poderão ser utilizados para serviços auxiliares, será também abordado o impacto desses serviços neste tipo de redes. Tendo em consideração a otimização da rede de energia elétrica, será também abordado o impacto que os sistemas de armazenamento poderão ter num contexto de uma rede com geração distribuída. Para este estudo será desenvolvido um programa para o cálculo das potências transitadas numa rede de baixa tensão em desequilíbrio. A simulação de um caso de estudo irá abordar diversos regimes de funcionamento, tais como, geração sem armazenamento, com armazenamento sem previsão de carga/descarga e com armazenamento com previsão de carga/descarga. Dentro de cada uma destas situações, serão também abordados os seguintes três casos: apenas com geração, com geração e compensação do equilíbrio das cargas e com geração com cargas equilibradas e compensação da energia reativa. Os diversos casos irão ser analisados para os dias de maior e menor radiação solar.

1.2. Organização da Dissertação

O presente trabalho encontra-se dividido em cinco partes estando este organizado da seguinte forma:

- No capítulo 1 é feita uma introdução e são apresentados os seus objetivos;
- No capítulo 2 é apresentado um enquadramento da dissertação onde se descreve a evolução das energias renováveis em Portugal, dando especial destaque à energia fotovoltaica. São também abordadas as redes inteligentes e os serviços auxiliares e a sua importância para uma rede com geração descentralizada;
- No capítulo 3 é descrito o algoritmo para o cálculo do trânsito de potência numa rede de baixa tensão desequilibrada, apresentando os algoritmos para a integração dos sistemas fotovoltaicos com suporte de serviços auxiliares e com armazenamento;
- No capítulo 4 a rede em estudo é caracterizada e são definidos os cenários e apresentados os resultados das simulações;
- No capítulo 5 são apresentadas as conclusões finais sobre o trabalho realizado, sendo acompanhadas das perspectivas de desenvolvimento futuro.

Capítulo 2

2. Contextualização

2.1. Introdução

Neste capítulo é efetuado um enquadramento da dissertação onde são apresentados os objetivos da Diretiva 2009/28/EC para Portugal e as potencialidades que a produção fotovoltaica tem no país. Neste contexto, também serão abordadas as tecnologias de armazenamento e o seu impacto, assim como das referidas redes inteligentes ou *Smart Grids*.

2.2. Evolução das Energias Renováveis em Portugal

A diminuição das reservas conhecidas de combustíveis fósseis e a necessidade de recorrer a formas de energia mais limpas tem levado a uma mudança de paradigma dos sistemas de energia elétrica ao longo dos últimos anos. Com a elevada dependência das fontes primárias de origem fóssil, o Governo português antecipou-se à advertência da União Europeia na diretiva das renováveis de 2001 e promoveu incentivos à produção de energias renováveis para além da hídrica. Estes incentivos levaram a um aumento significativo do número de instalações de parques eólicos, tendo havido também um acréscimo da potência instalada nos outros tipos de energia como a solar e a biomassa [3].

Atualmente estas medidas têm como fim o cumprimento das metas definidas pelo Parlamento Europeu na Diretiva 2009/28/EC. Segundo o artigo 3.º da diretiva, Portugal tem como objetivo uma quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia em 2020 de 31% (Figura 2.1) [1].

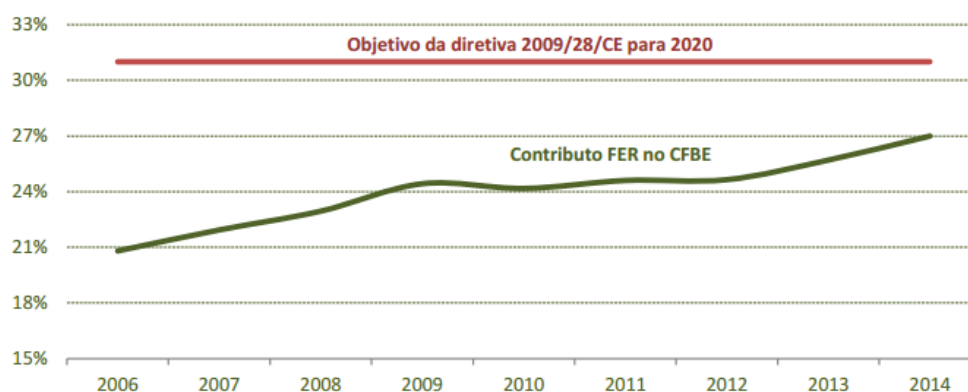


Figura 2.1 - Contributo das Fontes de Energia Renovável, FER, no consumo final bruto de energia [4]

Segundo dados fornecidos pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) em novembro de 2015, Portugal possuía uma potência instalada renovável de 12 204 MW que contribuíram para 51,9% da produção total de energia elétrica, de acordo com a metodologia da diretiva 2009/28/CE [4].

Tabela 2.1 - Produção Anual em Portugal [4]

	Produção Anual (GWh)									
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015 nov ¹
Total Renovável²	16 188	16 593	15 140	19 016	28 754	24 692	20 411	30 610	32 405	26 052
Hídrica	11 467	10 449	7 298	9 009	16 547	12 114	6 660	14 868	16 412	10 613
Grande Hídrica (>30MW)	9 884	9 405	6 281	7 648	14 454	10 615	5 683	12 931	14 168	9 351
em bombagem	548	422	499	724	399	578	1 038	1 138	843	1 098
PCH (>10 e <=30 MW)	759	500	459	619	1 005	637	411	887	1 014	554
PCH (<= 10 MW)	823	544	558	742	1 088	862	566	1 050	1 229	709
Eólica	2 926	4 036	5 757	7 577	9 182	9 162	10 260	12 015	12 111	11 482
Biomassa ³	1 380	1 549	1 500	1 713	2 226	2 467	2 496	2 516	2 530	2 383
c/ cogeração	1 302	1 385	1 338	1 364	1 560	1 722	1 710	1 780	1 765	1 595
s/ cogeração	78	164	163	349	665	745	786	736	765	788
Resíduos Sólidos Urbanos	585	551	561	579	577	592	490	571	481	586
Fração renovável	293	276	281	290	289	296	245	286	240	293
Biogás	33	58	71	83	100	161	210	250	278	296
Geotérmica	85	201	192	184	197	210	146	197	205	201
Fotovoltaica	5	24	41	160	215	282	393	479	627	786
Total normalizado (Diretiva 2009/28/CE)	15 841	17 593	18 737	20 411	22 905	25 094	25 438	26 195	27 532	27 503
Hídrica normalizada	11 109	11 390	11 169	10 978	11 478	12 187	11 587	11 333	11 860	11 614
Eólica normalizada	2 937	4 096	5 482	7 003	8 401	9 492	10 361	11 135	11 791	11 931
Produção Bruta + Saldo Importador⁴	53 934	54 319	54 901	54 259	56 316	54 697	53 470	53 310	52 861	53 000
% de renováveis (Real)	30,0%	30,5%	27,6%	35,0%	51,1%	45,1%	38,2%	57,4%	61,3%	49,2%
% de renováveis (Diretiva)	29,4%	32,3%	34,0%	37,6%	40,7%	45,9%	47,6%	49,1%	52,1%	51,9%

¹ Ano-móvel: dezembro de 2014 a novembro de 2015.

² Exclui a fração não renovável de RSU.

³ Inclui resíduos vegetais, florestais e licões sulfúricos.

⁴ Produção Bruta + Saldo Importador é estimado para 2014 e 2015. Exclui a bombagem.

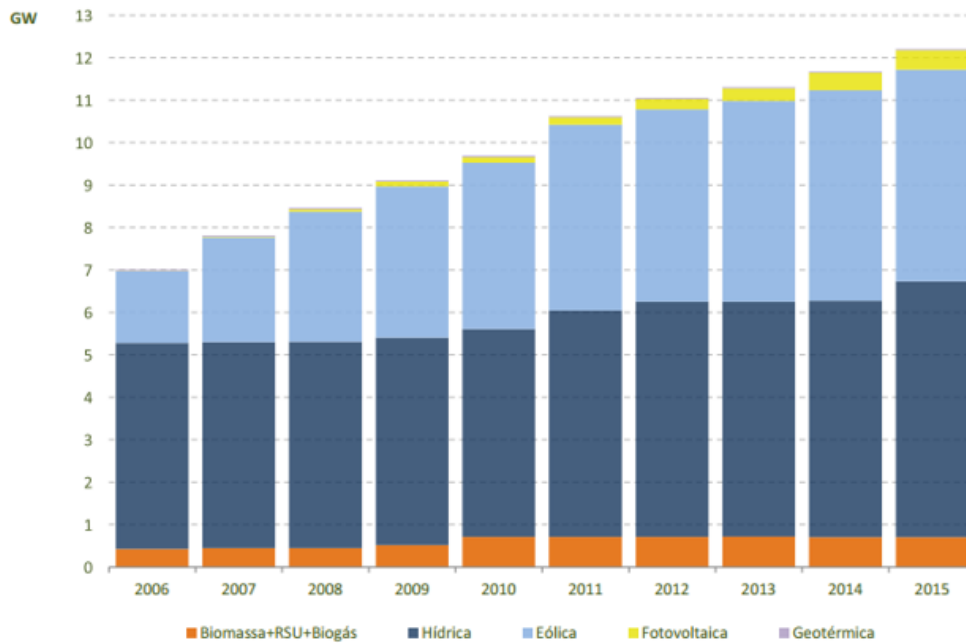


Figura 2.2 - Potência Instalada Renovável [4]

Relativamente à produção de energia a partir de sistemas fotovoltaicos, no final do ano 2015, correspondeu a cerca de 3% da energia renovável total produzida (Tabela 2.1) e 3,7% da potência instalada renovável total, sendo a que mais cresceu em termos relativos às outras tecnologias (Figura 2.2).

2.2.1. Energia Fotovoltaica

A radiação solar é um dos recursos mais abundantes no planeta e a sua conversão em energia elétrica é um processo simples. Isto levou a que depressa se compreendesse o seu potencial.

Atualmente, os sistemas fotovoltaicos, PV, podem ser encontrados em diversos lugares, como em grandes instalações para produção centralizada, integrados em edifícios ou até mesmo em sistemas isolados em zonas rurais ou sem ligação à rede elétrica.

Portugal é um dos países da Europa com maior exposição à radiação solar (Figura 2.3), pelo que existe um grande potencial para a produção de eletricidade a partir da energia solar [5].

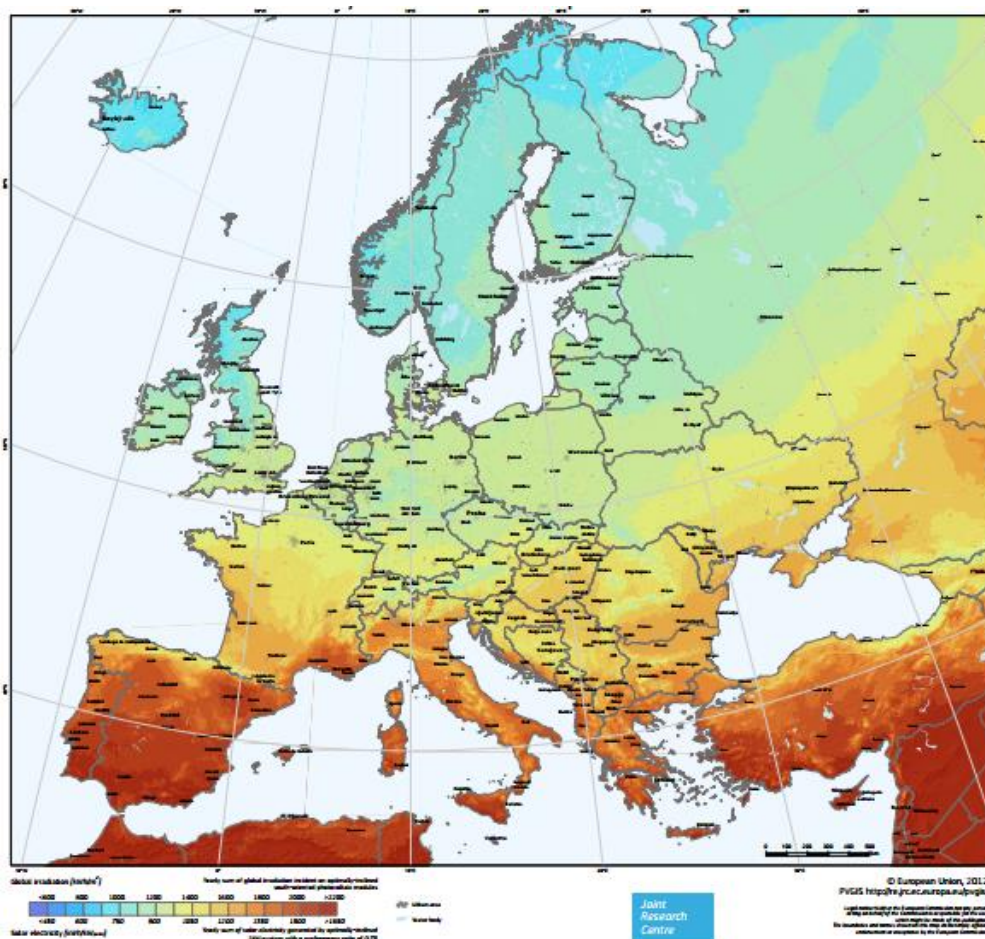


Figura 2.3 - Potencial para Produção Fotovoltaica na Europa [5]

Devido aos aumentos da eficiência dos sistemas PV e ao crescimento da sua procura, os custos destes sistemas têm vindo a decair ao longo dos anos e prevê-se que continue a decrescer nos próximos anos. De acordo com a previsão da Bloomberg New Energy Finance, intitulada New Energy Outlook 2016 (NEO), é esperado que os custos de geração fotovoltaica por MWh decaiam 60% até 2040, tornando-a uma das tecnologias mais baratas para a produção de energia elétrica [6].

Devido à redução dos custos, aos incentivos do governo e à maior consciencialização da comunidade face aos problemas ambientais, a potência instalada proveniente de fontes de energia distribuída, FED, ou de micro e mini produções aumentou (Tabela 2.2). Os sistemas PV são os que representam uma maior percentagem na produção total de micro/mini com um valor de 99,6%.

Tabela 2.2 - Evolução da Micro/Mini Potência Instalada em Portugal [4]

	Micro/Mini Potência Instalada (kW)							
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015 nov
Total Micro/Mini	10 390	27 256	35 339	65 146	105 709	138 091	163 389	173 546
Micro-Produção	10 390	27 256	34 692	63 536	83 338	91 899	98 156	101 407
Hídrica				32	24	43	103	203
Eólica				627	631	633	418	418
Fotovoltaica	10 390	27 256	34 692	62 877	82 683	91 223	97 635	100 786
Mini-Produção			647	1 610	22 371	46 192	65 234	72 139
Hídrica						20	20	20
Eólica						50	60	60
Fotovoltaica			647	1 610	22 371	46 122	65 154	72 059
Biogás						0,7	0,7	0,7

Em redes BT, os sistemas PV são os mais comuns devido aos incentivos fornecidos pelo governo para implementação de sistemas de GD.

Com o Decreto-lei nº 153/ 2014 de 20 de Outubro surgiu um novo regime de produção distribuída, no qual regulamenta a injeção da energia produzida na instalação de consumo e, em situações onde há excesso de produção, na Rede Elétrica de Serviço Público, RESP. Esse regime é denominado de regime de produção em autoconsumo (Figura 2.4) [7].

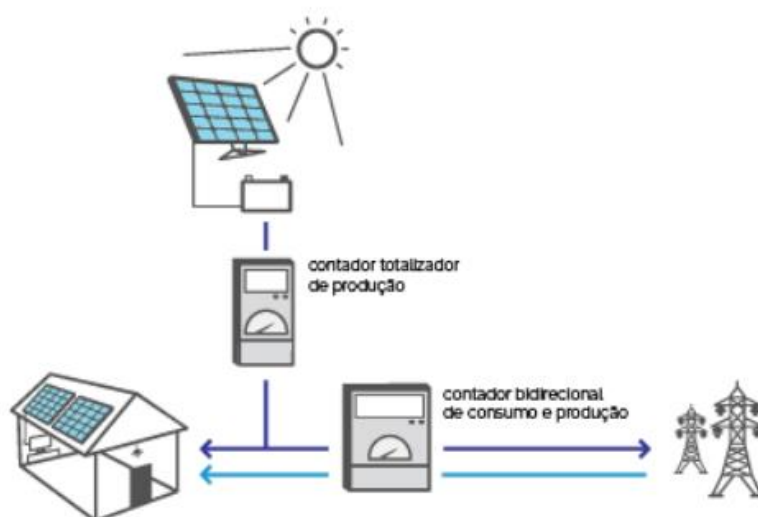


Figura 2.4 - Esquema tipo de uma unidade de produção em autoconsumo [8]

Neste regime, a energia elétrica produzida é aplicada prioritariamente ao consumo da instalação, sendo possível vender a energia excedente à RESP, tal como pode ser observado na figura 2.5. Quando a produção não é suficiente para satisfazer o consumo, a instalação é alimentada pela RESP.

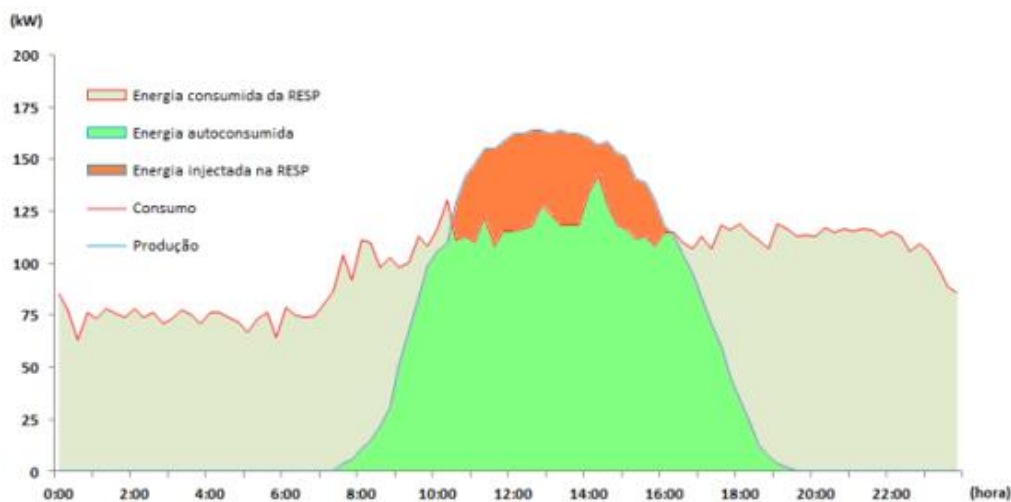


Figura 2.5 - Diagrama de Consumo e Produção [8]

2.3. Armazenamento

Um dos maiores problemas num sistema PV são os períodos em que a produção não coincide com os períodos de maior consumo. Existem várias soluções para esta situação que consistem em alterar o perfil de consumo de forma a ajustar-se às necessidades da rede e/ou ao perfil de produção. Estes ajustes passam por deslocar as cargas que puderem ser deslocadas para os períodos de produção de modo a aumentar o consumo nesses períodos. No entanto, este método não traz grandes benefícios para o consumidor e implica que este altere os seus hábitos de consumo podendo provocar uma redução na sua qualidade de vida [9].

Outra solução para o desencontro mencionado é adicionar um equipamento que permita armazenar a energia produzida excedente para que esta possa ser utilizada nos momentos em que a produção não é suficiente para satisfazer o consumo. O armazenamento de energia elétrica é um processo de conversão de energia elétrica que surge de uma fonte ou rede numa outra forma de energia (química, térmica, mecânica ou magnética) através de um módulo de conversão de energia. A energia é armazenada

por um tempo limitado e que depois é convertida novamente em energia elétrica quando necessária [9].

Um sistema de armazenamento de energia elétrica apresenta várias características que estão relacionadas com a capacidade elétrica, o comportamento de carregamento e descarregamento, eficiência, tempo de vida, entre outros. No Capítulo 3 deste trabalho serão abordados as características mais relevantes para o estudo em causa.

Este sistema desempenha um papel importante na integração de energias renováveis na rede, uma vez que garante a satisfação do consumo fora dos períodos de pico de produção.

Em [10] são abordadas várias tecnologias para armazenamento de energia elétrica tendo em consideração os custos, eficiência, tempo de vida, aplicações entre outros. No presente trabalho, são abordadas as baterias uma vez que são a tecnologia mais comum num sistema PV.

As baterias são equipamentos eletroquímicos que armazenam a energia sob a forma química e que apresentam uma resposta rápida, custos baixos para as tecnologias mais maduras e podem ser usadas em muitas aplicações. Existem vários tipos de baterias como Ácido-Chumbo, Níquel-Hidreto Metálico ou Ião Lítio.

Para tornar o sistema mais fiável e para aumentar o tempo de vida útil das baterias, a utilização de um regulador de carga torna-se imperativo. Atualmente, um regulador de carga possui várias funcionalidades como otimizar a carga/descarga da bateria, proteger contra sobrecargas e profundas descargas e informar o estado da carga.

2.4. Redes Inteligentes e Serviços Auxiliares

2.4.1. Geração Descentralizada

A capacidade de produção de eletricidade quer junto ao consumidor final quer com integração na RESP contribui para o grande potencial que os sistemas de GD apresentam.

Este tipo de geração tem sido utilizada especialmente em locais onde os sistemas de geração centralizada são difíceis de serem implementados e/ou onde existem problemas nos sistemas de transmissão. No entanto, com o desenvolvimento e redução de custos da tecnologia associada à produção de energias de reduzida potência, a geração descentralizada passou a apresentar outras vantagens como a redução dos custos associados ao transporte e distribuição de energia, uma vez que esses sistemas estão próximas do local de consumo. Sendo assim, e também devido aos incentivos fornecidos pelo governo, o número de sistemas de GD tem aumentado ao longo dos últimos anos.

Contudo, estes sistemas trazem consequências negativas para a RESP. Um dos problemas da integração desta tecnologia é o fluxo de potência bidirecional em redes de distribuição. Originalmente, a rede foi projetada para operar com um fluxo de potência unidirecional, e os sistemas de distribuição são controlados partindo do pressuposto de que os fluxos de energia são unidirecionais, indo de montante (onde se encontram as grandes centrais de produção) para jusante (onde se encontram as cargas). No entanto, a inclusão de sistemas de GD na rede pode provocar problemas no funcionamento das proteções, caso estas não estejam preparadas para este tipo de situações [2].

Como o controle da regulação de tensão é baseado em fluxos de energia, quando os sistemas de GD se encontram em sobreprodução ou mal posicionadas, estas podem criar flutuações na tensão da rede provocando alterações nos perfis de tensão. Caso haja um grande número destes sistemas distribuídos numa determinada linha, a diferença no fluxo de potência entre linhas da rede de distribuição aumenta, resultando em desvios consideráveis nos perfis de tensão. Para além disso, essa concentração provoca um aumento na potência ativa gerada levando a um acréscimo na tensão, podendo exceder os limites impostos (Figura 2.6) [2, 11].

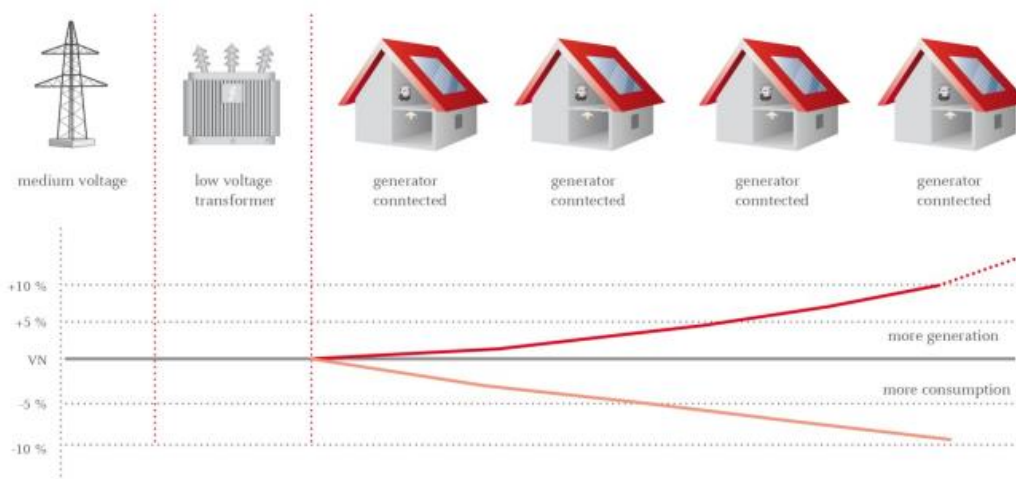


Figura 2.6 - Tensão ao longo da rede [12]

Em casos em que os sistemas descentralizados dependem de condições naturais (energia eólica e energia solar, por exemplo), que são fontes intermitentes de energia, a tensão nas linhas é suscetível a sofrer flutuações, uma vez que essas intermitências provocam alterações na saída do sistema de geração [2].

2.4.2. Importância das redes inteligentes

Com o aumento do consumo, a rede tem-se tornado num sistema cada vez menos eficiente que não é apropriado para sistemas de GD e que pode não conseguir satisfazer as necessidades no futuro. Existe então a necessidade de redesenhar a rede de modo a resolver estes problemas e a integrar diversas funcionalidades (monitorização da rede, gestão do consumo energético de uma residência, integração de sistemas de geração descentralizada, etc.) num único sistema inteligente.

No entanto, a rede atualmente não se encontra preparada para exercer estas funções. Sendo assim, uma rede mais inteligente e que tenha a possibilidade de integrar tecnologias de informação com energias renováveis é necessária. Esta rede é designada por *Smart Grid*.

Uma *Smart Grid* permite fornecer informações em tempo real de forma a controlar toda a rede elétrica como um único sistema capaz de entender e responder às alterações no

consumo, na produção, nos custos e nas emissões de modo a que o resultado final seja uma rede estável e segura [13, 14].

Uma *Smart Grid* permite então uma operação da rede elétrica mais eficiente e uma redução dos custos operacionais. Contudo, o benefício mais importante, e que é abordado neste trabalho, é a integração de um elevado número de FED na rede de energia elétrica.

Esta tecnologia possui um papel muito importante nos sistemas de produção de energia elétrica. As FED, como a solar e a eólica, dependem de uma fonte que está constantemente a variar, originando flutuações na tensão. A *Smart Grid* permite resolver este problema informando, por exemplo, os operadores do sistema elétrico sobre eventuais carências na produção através de previsões do clima e da monitorização da produção e do consumo [14]. De facto, a previsão solar é atualmente utilizada nas grandes centrais fotovoltaicas e é esperado que, com o aumento do número de sistemas de GD integrados na rede, esta previsão comece a ser aplicada também nestes sistemas [13]. No entanto, para que a rede seja eficiente e para que estas funcionalidades sejam possíveis, são necessários dispositivos inteligentes que permitem uma comunicação e coordenação entre os diversos elementos do sistema [12].

2.4.3. Serviços Auxiliares

De forma a cumprir com os objetivos ambientais de médio e longo prazo, o número de sistemas de GD tem crescido significativamente. Contudo, a elevada penetração das FED tem dado origem a diversos desafios para os operadores do sistema, nomeadamente quanto às suas variações [15].

De acordo com a Eurelectric, serviços auxiliares são todos os serviços requeridos pelo operador do sistema de transmissão e distribuição da rede de energia elétrica, de modo a manter a integridade e estabilidade deste sistema, assim como a sua qualidade de serviço [16]. De forma a substituir as grandes centrais de produção, os sistemas de GD e de armazenamento de energia deverão possuir capacidades de fornecer estes serviços.

Quando estes sistemas se encontram ligados à rede elétrica por interfaces de eletrónica de potência, estes poderão fornecer serviços importantes para uma operação satisfatória

da rede, como por exemplo, suporte com energia reativa, seguimento de carga, alteração do diagrama de carga, qualidade de energia, etc. Assim, através do conversor eletrônico e de algoritmos de controlo associado a esse conversor, os sistemas de geração e de armazenamento de energia poderão coordenar a sua operação de modo a providenciar benefícios significantes para a RESP.

Geralmente os conversores eletrónicos de potência são desenhados para obter a máxima energia solar e transmiti-la para a rede, não fornecendo assim serviços auxiliares [17]. Como este tipo de energia apresenta uma característica intermitente, quando a sua penetração é reduzida, não existem impactos negativos na rede. No entanto, quando esta penetração é muito elevada poderá desestabilizar seriamente a rede [11]. Tendo em consideração este fator e no apoio que estes sistemas poderão dar às redes de energia elétrica, alguns trabalhos têm sido desenvolvidos no sentido de os dotar de capacidade de fornecer serviços auxiliares. Neste contexto e das *Smart Grids*, estes conversores têm sido designados de inversores inteligentes (*Smart Inverter*) [12].

Uma das áreas de investigação relativa aos serviços auxiliares que os sistemas PV poderão fornecer à rede de energia elétrica é a compensação da energia reativa. Para a implementação destes serviços, é de grande importância considerar que os sistemas PV se encontram integrados numa *Smart Grid* [18]. De modo a evitar o sobredimensionamento dos conversores de potência e o aumento de custos, o sistema de controlo tem em consideração a potência aparente do conversor sendo esta igual à potência nominal dos painéis fotovoltaicos. Assim, apenas quando os painéis não estiverem a gerar a sua potência máxima é que será possível o sistema fornecer o referido serviço auxiliar [18, 19, 20, 21].

Um dos problemas que atualmente existe nas redes de energia elétrica é a existência de harmónicas de corrente. Assim, para atenuar este problema, também foram efetuados trabalhos onde se verifica a possibilidade dos conversores que interligam o sistema PV à rede de terem um modo de funcionamento paralelo como filtro ativo de linha [22, 23, 24]. Desta forma, será possível atenuar estas harmónicas, permitindo diminuir as perdas do sistema e melhorar a qualidade da forma de onda da tensão.

Uma terceira área de investigação associada ao fornecimento de serviços auxiliares por parte dos conversores eletrónicos dos sistemas PV está relacionada com a compensação

dos desequilíbrios de cargas. Neste contexto, nos últimos anos, alguns trabalhos foram apresentados, no qual os conversores trifásicos injetam uma corrente na rede que poderá ser equilibrada ou não, de acordo com a corrente de carga [25, 26]. Para providenciar este tipo de serviço, em vez do inversor trifásico com três braços, será necessário utilizar um inversor de quatro braços para acesso a uma ligação ao condutor de neutro. Assim, a corrente injetada pelo conversor do sistema PV será maior no condutor com maior carga e menor nos outros de modo a que a associação do inversor com a carga anule a corrente pedida à rede ou, pelo menos, que esta seja a mais equilibrada possível.

Capítulo 3

3. Estratégias para a Integração de Sistemas PV e Armazenamento com Suporte de Serviços Auxiliares

3.1. Introdução

Neste capítulo são apresentados os modelos e algoritmos para a otimização do fluxo de potência numa rede BT com FED, nomeadamente sistemas PV com armazenamento. Neste âmbito apresenta-se uma metodologia para o cálculo do trânsito de potência numa rede de distribuição com neutro. Serão também apresentados algoritmos para otimizar o funcionamento destas redes de baixa tensão tendo em consideração a integração da GD com armazenamento. Assim, serão abordados a compensação do desequilíbrio de fases, a compensação da potência reativa e o perfil de carga e descarga dos sistemas de armazenamento.

A tabela seguinte apresenta uma descrição dos índices utilizados.

Tabela 3.1 - Descrição dos índices utilizados nas equações

Índice	Descrição
<i>carg</i>	Carga dos consumidores
<i>pv</i>	Potência produzida a partir dos painéis fotovoltaicos
<i>bat</i>	Potência que entra/sai do sistema de armazenamento
<i>prod</i>	Potência que entra no inversor e que corresponde à junção da potência fotovoltaica e da bateria
<i>rede</i>	Potência que o consumidor está a consumir/injetar na rede
<i>f</i>	R, S, T
σ	Neutro
<i>n</i>	Barramento atual
<i>j</i>	Barramento a jusante do atual
<i>k</i>	Iteração

<i>inj</i>	Corresponde à potência injetada no barramento proveniente da rede a montante
<i>perd</i>	Perdas de potência ou energia em determinada linha
<i>pv_tri</i>	Potência trifásica que entra no inversor
α	Fase com menor consumo/menor potência injetada negativa
β	Fase com segundo menor consumo
γ	Fase com maior consumo/maior potência injetada negativa
<i>g</i>	Fases com maior consumo (β e γ)
<i>cp</i>	Potência que tem de ser compensada
<i>comp</i>	Potência que vai ser injetada em cada fase para compensar
<i>c</i>	Potência reativa da carga do consumidor
<i>max</i>	Maior valor que a variável toma
<i>inv</i>	Potência relativa ao inversor
<i>exc_total</i>	Energia excedente total
<i>exc_armz</i>	Energia excedente que é armazenada
<i>consumo</i>	Perfil de consumo da ERSE

3.2. Integração de Sistemas PV e Armazenamento com Suporte de Serviços Auxiliares

A penetração dos sistemas de GD em redes de baixa tensão está em constante crescimento [27, 28]. No entanto, isto dá origem a sistemas distribuídos vulneráveis que colocam problemas e desafios aos operadores do sistema de distribuição. Um exemplo desses problemas é o aparecimento de sobretensões nas linhas de distribuição, sobretudo quando a penetração dos sistemas PV é muito elevada [12]. De facto, estudos recentes revelam que a natureza intermitente das fontes solares e o desequilíbrio entre a potência injetada por estas fontes e a carga têm provocado aumentos da tensão [12, 29, 30]. A limitação da potência injetada pelos PV ou a redução da sua penetração são possibilidades que permitem atenuar este problema. Contudo, estas soluções não vão de encontro com os objetivos da redução do carbono definido pela União Europeia.

Tal como foi referido no capítulo anterior, os conversores de potência dos sistemas fotovoltaicos poderão ser desenhados de modo a fornecer serviços auxiliares à rede elétrica. Normalmente, um sistema PV trifásico transfere a potência ativa produzida para a rede de uma forma equilibrada através do uso de inversores trifásicos de três braços. No entanto, esta topologia não permite compensar os desequilíbrios na rede resultantes de cargas trifásicas desequilibradas e da existência de consumidores monofásicos. A solução para este problema reside na utilização de inversores trifásicos de quatro braços (Figura 3.1). Estes inversores, quando associados a sistemas de controlo adequado, poderão possuir funções avançadas que permitem auxiliar a rede (serviços auxiliares). Por outro lado, é de particular interesse a sua integração nos sistemas PV com o armazenamento (Figura 3.1) de modo a otimizar a operação dos sistemas de energia, assim como, otimizar os benefícios obtidos pela presença de ambos. De facto, é usual verificar-se que o diagrama de geração PV é diferente do diagrama de carga.

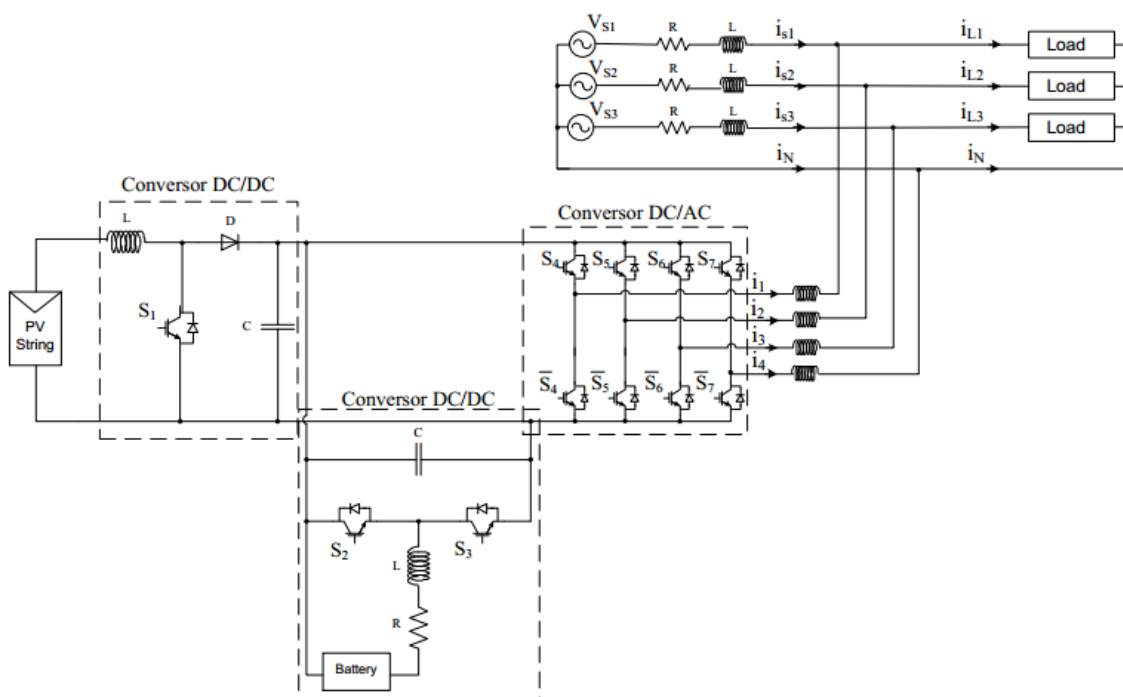


Figura 3.1 - Sistema Fotovoltaico com armazenamento e com inversor de quatro braços

Nas redes trifásicas, as tensões em cada fase podem tomar valores diferentes num mesmo local. Isto deve-se ao facto de as cargas não se encontrarem igualmente distribuídas pelas fases. Como consequência, os perfis de tensão nas fases são diferentes e as perdas nas linhas irão aumentar. Por outro lado, a integração de sistemas PV nas

redes de baixa tensão, nomeadamente de características monofásicas tem vindo a agravar este problema. De facto, o aumento não controlado deste tipo de geração poderá ter um impacto negativo na operação da rede [31]. Em muitos casos, existe uma inversão do fluxo de potência perturbando a operação destas redes que tradicionalmente foram construídas considerando o fluxo unidirecional de potência. A inversão do fluxo de potência pode causar sobrecargas e violação das normas de qualidade de energia, tal como sobretensões acima dos valores regulamentados [32, 33]. Neste contexto propõem-se estratégias associadas aos sistemas PV trifásico que irão fornecer uma potência ativa de acordo com as necessidades da rede. Assim, na situação de desequilíbrios da rede, a potência ativa a injetar será maior na fase que apresente um maior consumo. Esta estratégia também terá em consideração o sistema de armazenamento incorporado com o sistema PV, permitindo deste modo, otimizar a rede mesmo em períodos de não produção de energia solar.

Tal como referido, os inversores dos sistemas PV são desenhados para apenas injetar a potência ativa que é disponibilizada pelo painel solar. No entanto, recentemente, iniciou-se o estudo pela utilização de sistemas PV que também possibilitem a troca de potência reativa. Ao absorver ou injetar potência reativa, o sistema também irá regular a tensão melhorando assim a estabilidade da rede. Neste trabalho, propõe-se uma estratégia para o controlo da injeção/absorção de potência reativa tendo em consideração toda a rede de baixa tensão onde o sistema PV se encontra integrado. No entanto, de forma a evitar o aumento do custo destes sistemas, a potência reativa absorvida/injetada pelo conversor de potência deve ter em consideração a potência ativa gerada pelo painel solar. Deste modo, os algoritmos propostos irão limitar a potência a injetar/absorver de acordo com a seguinte expressão:

$$Q_{max} = \sqrt{S_{inv}^2 - \left(\sum P_{comp}\right)^2} \quad (3.1)$$

Onde:

Q_{max} – Potência reativa máxima disponível no inversor [kvar]

S_{inv} – Potência aparente do inversor [kVA]

P_{comp} – Potência ativa injetada [kW]

Isto significa que, quando o painel solar se encontra na sua máxima potência, a potência reativa disponível do conversor eletrônico é zero. O limite da potência reativa aumenta com a diminuição da energia ativa fornecida pelo painel solar. A potência reativa máxima disponível ocorre quando a energia ativa fornecida pelo painel é nula.

De referir que os algoritmos propostos irão definir para cada sistema PV uma potência reativa que permita otimizar a rede sob o ponto de vista dos perfis de tensão e minimização de perdas. Estes algoritmos também terão em consideração que toda a energia gerada pelo painel será aproveitada para armazenamento e/ou injetada na rede. Um dos algoritmos irá entrar em consideração com a previsão de carga diária de modo a obter-se uma maior otimização dos fluxos de potência na rede elétrica.

3.3. Algoritmo para análise do trânsito de potências

Nos últimos anos, o trânsito de potências numa rede de distribuição com cargas desequilibradas tem sido um assunto muito estudado. Em [34] é apresentado o modelo *Forward-Backward Sweep* (FBS) que permite explorar os impactos dos sistemas de geração descentralizada numa rede de distribuição trifásica e desequilibrada. Em [35] é apresentado o método da soma de potências para determinar o trânsito de potências em redes BT radiais e trifásicas. O algoritmo apresentado neste trabalho tem como base o modelo *Backward-Forward Sweep* (BFS) que é baseado no método da soma de potências, mas modificado de forma a considerar nos cálculos o condutor de neutro [36]. Deste modo, tal como apresentado na figura 3.2, o esquema de uma linha da rede entre dois barramentos terá em consideração as três fases e o condutor de neutro.

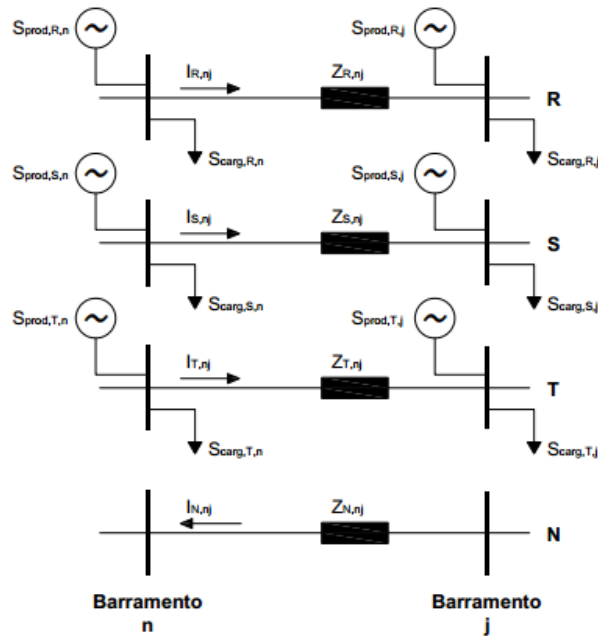


Figura 3.2 - Esquema de uma rede entre dois barramentos

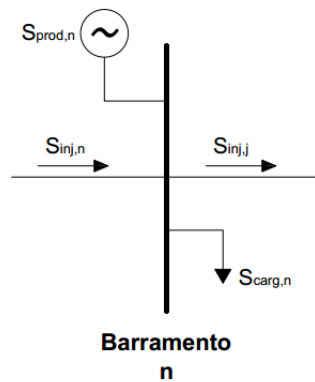


Figura 3.3 - Esquema de um barramento

A figura 3.3 apresenta o esquema de um barramento n , onde estão representadas as potências que transitam nesse barramento.

Este algoritmo considera inicialmente as correntes nas linhas de valor nulo e as tensões equilibradas em todos os barramentos e iguais a um valor de referência (V_{ref}) no barramento do transformador.

A potência injetada em cada barramento tem de ser igual à potência total que se encontra a jusante desse barramento. Isto significa que, de acordo com as figuras 3.2 e 3.3, a potência injetada no barramento n , $\bar{S}_{inj,f,n}$, será igual ao somatório das potências

dos consumidores nessa fase e nesse barramento, $\bar{S}_{carg,f,n}$, da potência produzida pelo sistema PV, $\bar{S}_{prod,f,n}$, das perdas nas linhas entre o barramento n e j , $\bar{S}_{perd,f,nj}$ e $\bar{S}_{perd,\sigma,nj}$, e a potência injetada no barramento j , $\bar{S}_{inj,f,j}$, numa qualquer fase f , R, S ou T. Sendo assim, as potências são calculadas a partir do último barramento, N , e terminando no barramento do transformador. A equação 3.2 permite calcular as potências aparentes em cada barramento.

$$\bar{S}_{inj,f,n}^k = \bar{S}_{carg,f,n} - \bar{S}_{prod,f,n} + \bar{S}_{inj,f,j}^k + \bar{S}_{perd,f,nj}^k - \bar{S}_{perd,\sigma,nj}^k \quad (3.2)$$

Onde:

$\bar{S}_{inj,f,n}^k$ – Potência no barramento n , na fase f e na iteração k [kVA]

$\bar{S}_{carg,f,n}$ – Potência consumida no barramento n , na fase f [kVA]

$\bar{S}_{prod,f,n}$ – Potência produzida no barramento n , na fase f [kVA]

$\bar{S}_{inj,f,j}^k$ – Potência no barramento j , na fase f e na iteração k [kVA]

$\bar{S}_{perd,f,nj}^k$ – Potência de perdas entre os barramentos, na fase f e na iteração k [kVA]

$\bar{S}_{perd,\sigma,nj}^k$ – Potência de perdas entre os barramentos, no neutro e na iteração k [kVA]

Depois de calculadas as potências em todos os barramentos, calcula-se as tensões. Ao contrário das potências, os cálculos das tensões têm início no barramento do transformador e são efetuados através das equações 3.3 e 3.4, respetivamente para uma qualquer fase e para o neutro.

$$\bar{V}_{f,j}^k = \bar{V}_{f,n}^k - \bar{Z}_{f,nj} \times \left(\frac{\bar{S}_{inj,f,j}^{k-1}}{\bar{V}_{f,j}^{k-1}} \right)^* \quad (3.3)$$

Onde:

$\bar{V}_{f,j}^k$ – Tensão no barramento j , na fase f e na iteração k [V]

$\bar{V}_{f,n}^k$ – Tensão no barramento n , na fase f e na iteração k [V]

$\bar{Z}_{f,nj}$ – Impedância da linha da fase f entre os barramentos [Ω]

$\bar{S}_{inj,f,j}^{k-1}$ – Potência injetada no barramento j , na fase f , na iteração $k-1$ [kVA]

$\bar{V}_{f,j}^{k-1}$ – Tensão no barramento j , na fase f e na iteração $k-1$ [V]

$$\bar{V}_{\sigma,j}^k = \bar{V}_{\sigma,n}^k + \bar{Z}_{\sigma,nj} \times \bar{I}_{\sigma,j}^{k-1} \quad (3.4)$$

Onde:

$\bar{V}_{\sigma,j}^k$ – Tensão no barramento j , no neutro e na iteração k [V]

$\bar{V}_{\sigma,n}^k$ – Tensão no barramento n , no neutro e na iteração k [V]

$\bar{Z}_{\sigma,nj}$ – Impedância da linha do neutro entre os barramentos [Ω]

$\bar{I}_{\sigma,j}^{k-1}$ – Corrente no barramento j , no neutro e na iteração $k-1$ [A]

A tensão entre a fase e o neutro, $\bar{V}_{f\sigma,j}$, é calculada pela equação 3.5.

$$\bar{V}_{f\sigma,j}^k = \bar{V}_{f,j}^k - \bar{V}_{\sigma,j}^k \quad (3.5)$$

Após a primeira iteração, as correntes nas fases e no neutro são calculadas através das seguintes equações.

$$\bar{I}_{f,j}^k = \left(\frac{\bar{S}_{inj,f,j}^k}{\bar{V}_{f,j}^k} \right)^* \quad (3.6)$$

$$\bar{I}_{\sigma,j}^k = \sum \bar{I}_{f,j}^k \quad (3.7)$$

Por fim são calculadas as perdas nas linhas a partir das equações 3.8 e 3.9.

$$\bar{S}_{perd,f,nj}^k = (\bar{V}_{f\sigma,n}^{k-1} - \bar{V}_{f\sigma,j}^{k-1}) \left(\frac{\bar{V}_{f\sigma,n}^{k-1} - \bar{V}_{f\sigma,j}^{k-1}}{\bar{Z}_{f,nj}} \right)^* \quad (3.8)$$

$$\bar{S}_{perd,\sigma,nj}^k = (\bar{V}_{\sigma,n}^{k-1} - \bar{V}_{\sigma,j}^{k-1}) \left(\frac{\bar{V}_{\sigma,n}^{k-1} - \bar{V}_{\sigma,j}^{k-1}}{\bar{Z}_{\sigma,nj}} \right)^* \quad (3.9)$$

As tensões são comparadas com as tensões da iteração anterior, e caso a diferença seja maior que um determinado valor de tolerância, ΔV , então o processo iterativo repete-se até esse valor ser alcançado.

Na figura 3.4 apresenta-se um fluxograma do algoritmo descrito para o cálculo do trânsito de potências numa rede de distribuição com condutor neutro.

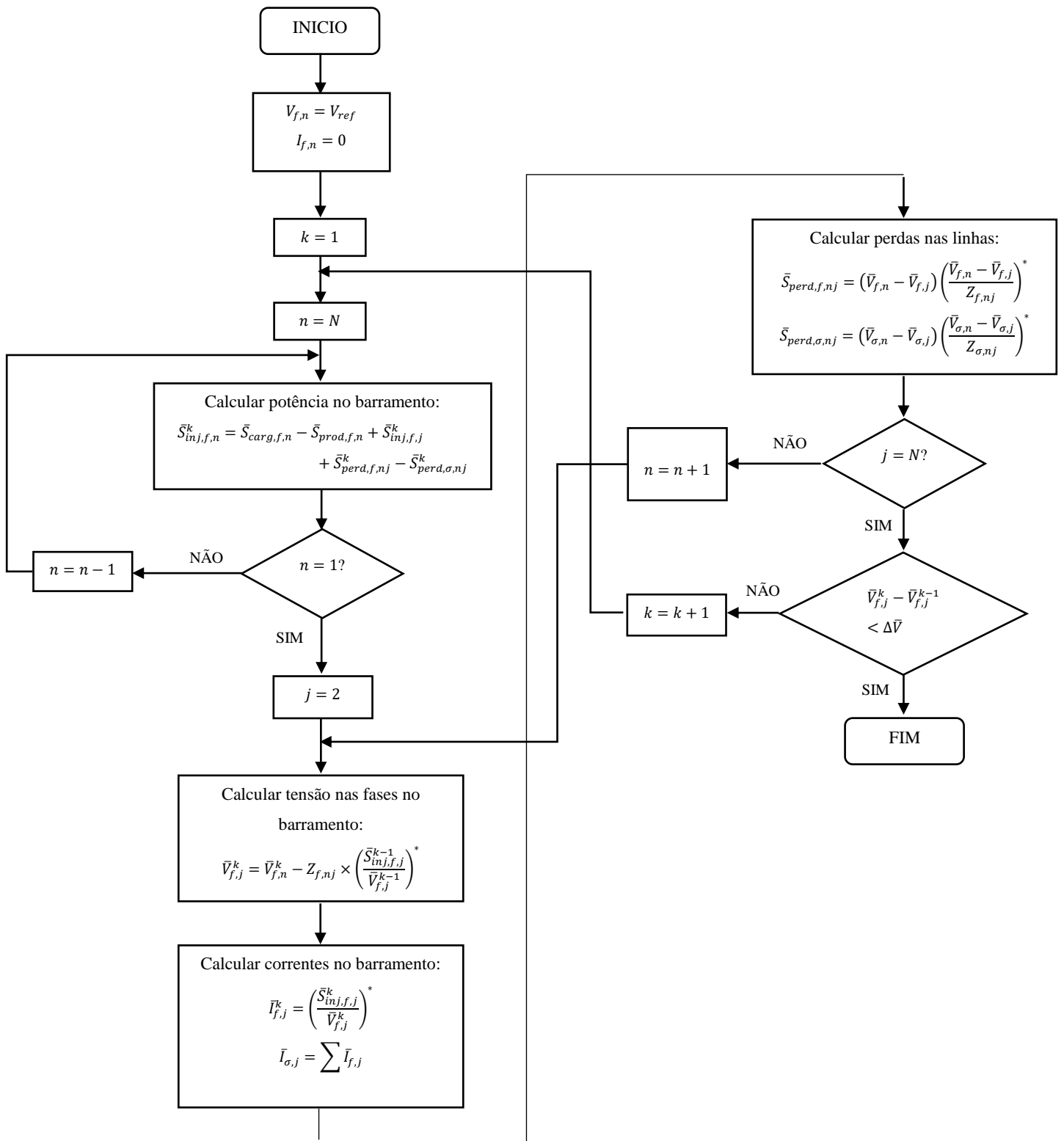


Figura 3.4 - Fluxograma do algoritmo para o cálculo do trânsito de potências

3.4. Algoritmo para compensação do desequilíbrio das fases

O algoritmo para a compensação do desequilíbrio das fases consiste em injetar a potência ativa da GD nas fases com maior consumo. Para além de equilibrar as fases na rede, este processo ajuda também na regulação da tensão.

O processo inicia com a verificação da existência de produção fotovoltaica trifásica no último barramento, N . Em caso afirmativo, é determinada a potência que transita para o barramento a jusante em cada fase, $P_{inj,f,j}$. Como se pretende compensar apenas a potência ativa, é determinada apenas a parte real dessa potência.

$$P_{inj,f,j} = \text{real} \left[\frac{\bar{V}_{f,j}}{1000} \times \left(\frac{\bar{V}_{f,n} - \bar{V}_{f,j}}{\bar{Z}_{f,nj}} \right) \right] \quad (3.10)$$

Onde:

$P_{inj,f,j}$ – Potência injetada no barramento j , na fase f [kW]

$V_{f,j}$ – Tensão no barramento j na fase f [V]

$V_{f,n}$ – Tensão no barramento n na fase f [V]

$Z_{f,nj}$ – Impedância da linha da fase f entre os barramentos [Ω]

De seguida é determinada a menor potência injetada, cuja fase é designada por α , e calculada a potência total a ser compensada nas três fases, $P_{cp,\alpha\beta\gamma,j}$.

$$P_{inj,\alpha,j} = \min(P_{inj,f,j}) \quad (3.11)$$

Onde:

$P_{inj,\alpha,j}$ – Potência injetada, na fase α , no barramento j [kW]

$$P_{cp\alpha\beta\gamma,j} = \sum (P_{inj,f,j} - P_{inj,\alpha,j}) \quad (3.12)$$

Onde:

$P_{cp\alpha\beta\gamma,j}$ – Potência total a compensar nas três fases, no barramento j [kW]

O mesmo acontece para a segunda menor potência injetada, cuja fase é designada por β . Para esta potência é determinada a potência a ser compensada, $P_{cp\beta\gamma,j}$, que considera a fase β e a fase com maior potência injetada, γ .

$$P_{inj,\beta,j} = \min(P_{inj,g}) \quad (3.13)$$

Onde:

$P_{inj,\beta,j}$ – Potência injetada, na fase β , no barramento j [kW]

$$P_{cp\beta\gamma,j} = \sum (P_{inj,g,j} - P_{\beta,j}) \quad (3.14)$$

Onde:

$P_{cp\beta\gamma,j}$ – Potência total a compensar nas fases β e γ , no barramento j [kW]

Depois é verificado se o sistema consegue compensar as três fases, ou seja, se a produção trifásica, $P_{pv_tri,j}$, é maior ou igual que a potência total a compensar, $P_{cp\alpha\beta\gamma,j}$. Se sim, então é calculada a diferença entre estas duas potências, que depois é distribuída pelas três fases de forma a compensar o desequilíbrio.

$$dif = P_{pv_tri,j} - P_{cp\alpha\beta\gamma,j} \quad (3.15)$$

Onde:

dif – Diferença entre a produção trifásica e a potência total a compensar [kW]

$P_{pv_tri,j}$ – Produção trifásica no barramento j [kW]

$$P_{comp,\alpha,j} = P_{inj,\alpha,j} - P_{inj,\alpha,j} + \frac{dif}{3} \quad (3.16)$$

$$P_{comp,\beta,j} = P_{inj,\beta,j} - P_{inj,\alpha,j} + \frac{dif}{3} \quad (3.17)$$

$$P_{comp,\gamma,j} = P_{inj,\gamma,j} - P_{inj,\alpha,j} + \frac{dif}{3} \quad (3.18)$$

Onde:

$P_{comp,\alpha,j}$ – Potência de compensação, na fase α , no barramento j [kW]

$P_{comp,\beta,j}$ – Potência de compensação, na fase β , no barramento j [kW]

$P_{comp,\gamma,j}$ – Potência de compensação, na fase γ , no barramento j [kW]

Caso o sistema não consiga compensar as três fases, então é verificado se é possível compensar as duas fases com maior potência injetada, β e γ . Em caso afirmativo, é calculada a diferença entre $P_{pv_tri,j}$ e $P_{cp\beta\gamma,j}$, que depois é distribuída pelas fases β e γ , e a fase com menor potência não é compensada, ou seja, a potência de compensação, $P_{comp,\alpha,j}$, é igual a zero.

$$dif = P_{pv_tri,j} - P_{cp\beta\gamma,j} \quad (3.19)$$

Onde:

dif – Diferença entre a produção trifásica e a potência total a compensar nas fases β e γ [kW]

$$P_{comp,\beta,j} = P_{inj,\beta,j} - P_{inj,\beta,j} + \frac{dif}{2} \quad (3.20)$$

$$P_{comp,\gamma,j} = P_{inj,\gamma,j} - P_{inj,\beta,j} + \frac{dif}{2} \quad (3.21)$$

$$P_{comp,\alpha,j} = 0 \quad (3.22)$$

Caso o sistema não consiga compensar o equilíbrio, então:

$$P_{comp,\gamma,j} = P_{pv_tri,j} \quad (3.23)$$

$$P_{comp,\alpha,j} = 0 \quad (3.24)$$

$$P_{comp,\beta,j} = 0 \quad (3.25)$$

Este processo repete-se para todos os barramentos até ao barramento do transformador.

Na figura 3.5 apresenta-se um fluxograma do algoritmo para o cálculo das potências a injetar pela GD tendo em consideração uma rede de distribuição com desequilíbrio de cargas.

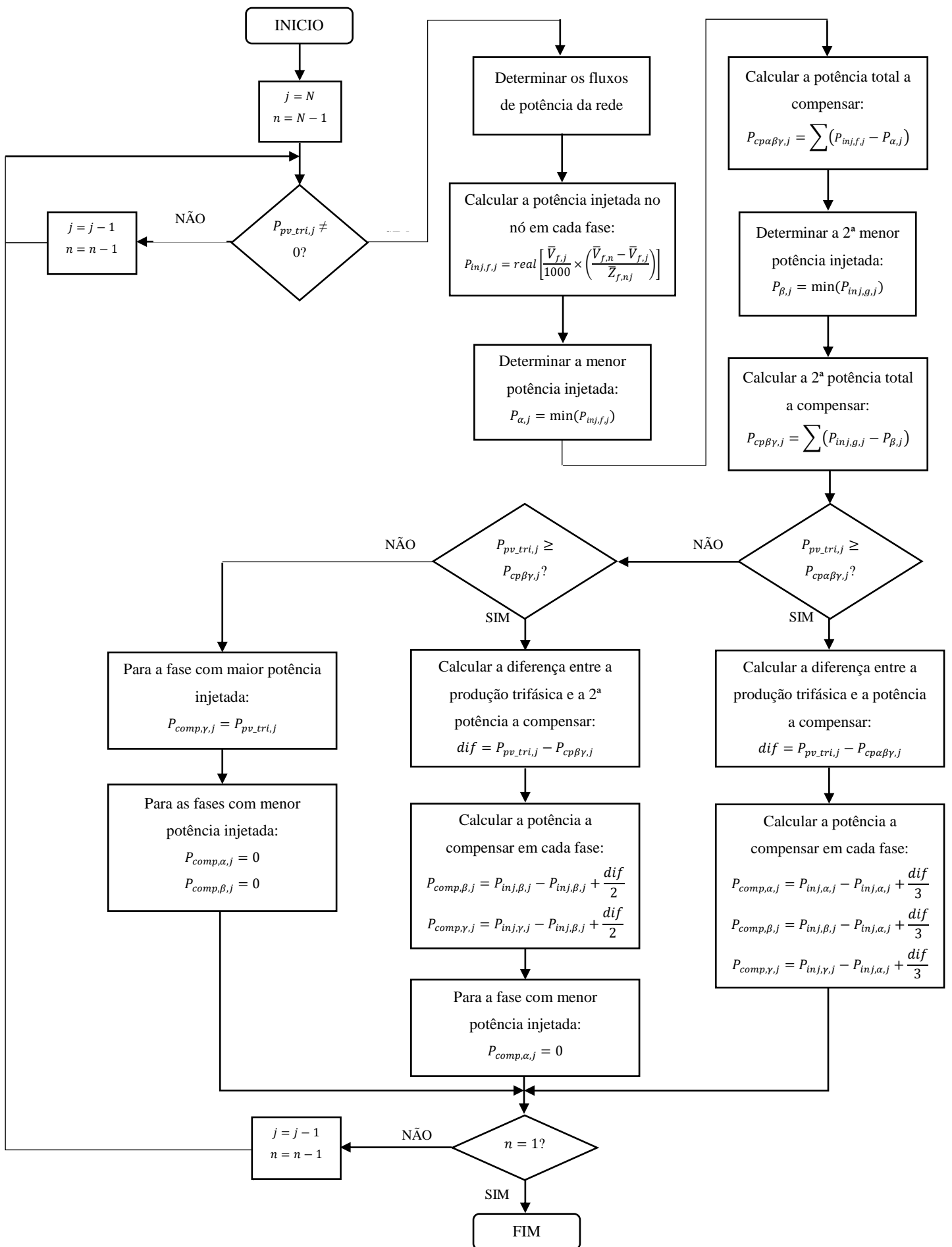


Figura 3.5 - Fluxograma do algoritmo para a compensação do desequilíbrio das fases

3.5. Algoritmo para compensação da potência reativa

À semelhança da proposta anterior, nesta secção é apresentado um algoritmo para a compensação da potência reativa das cargas tendo em consideração a capacidade que os conversores de potência da GD têm para injetar esse tipo de potência. O algoritmo tem início no barramento do transformador e termina no último barramento da rede.

Inicialmente é calculada a potência reativa da carga em cada fase, $Q_{c,f,n}$.

$$Q_{c,f,n} = \text{imag}(\bar{S}_{c,f,n}) \quad (3.26)$$

Onde:

$Q_{c,f,n}$ – Potência reativa da carga na fase f , no barramento n [kvar]

$S_{c,f,n}$ – Potência de carga na fase f , no barramento n [kVA]

No entanto, a potência reativa dos conversores deverá ter em consideração a potência aparente nominal dos conversores de potência associados à GD. Deste modo, para o cálculo da potência reativa disponível para a compensação, $Q_{max,n}$, é necessário entrar em consideração com a potência nominal do inversor, $S_{inv,n}$, e com a potência injetada pelo inversor, $P_{comp,n}$:

$$Q_{max,n} = \sqrt{S_{inv,n}^2 - (P_{comp,\alpha,n} + P_{comp,\beta,j} + P_{comp,\gamma,j})^2} \quad (3.27)$$

Onde:

$Q_{max,n}$ – Potência reativa máxima disponível no inversor [kvar]

$S_{inv,n}$ – Potência aparente do inversor [kVA]

Depois são determinadas as menores potências de carga, $Q_{\alpha,n}$ e $Q_{\beta,n}$, cujas fases são, α e β , e as potências totais a compensar, $Q_{cp\alpha\beta\gamma,n}$ e $Q_{cp\beta\gamma,n}$, considerando as três fases, e as duas fases com maior potência de carga, β e γ , respetivamente.

$$Q_{\alpha,n} = \min(|Q_{carg,f,n}|) \quad (3.28)$$

Onde:

$Q_{\alpha,n}$ – Potência reativa da carga na fase α , no barramento n [kvar]

$$Q_{cp\alpha\beta\gamma,n} = \sum (|Q_{carg,f,n}| - Q_{\alpha,n}) \quad (3.29)$$

Onde:

$Q_{cp\alpha\beta\gamma,n}$ – Potência total a compensar nas três fases, no barramento n [kvar]

$$Q_{\beta,n} = \min(|Q_{carg,g,n}|) \quad (3.30)$$

Onde:

$Q_{\beta,n}$ – Potência reativa da carga na fase β , no barramento n [kvar]

$$Q_{cp\beta\gamma,n} = \sum (|Q_{carg,g,n}| - Q_{\beta,n}) \quad (3.31)$$

Onde:

$Q_{cp\beta\gamma,n}$ – Potência total a compensar nas fases β e γ , no barramento n [kvar]

$Q_{c,g,n}$ – Potência reativa da carga nas fases β e γ , no barramento n [kvar]

De seguida é calculada a diferença entre a potência reativa máxima e a potência total a compensar, Q_{cp} .

$$dif = Q_{max,n} - Q_{cp\alpha\beta\gamma,n} \quad (3.32)$$

Onde:

dif – Diferença entre a potência reativa disponível no inversor e a potência total a compensar [kvar]

Se a potência reativa disponível no inversor, $Q_{max,n}$, for maior ou igual à potência reativa a compensar, $Q_{cp\alpha\beta\gamma,n}$, e se a diferença entre estas duas variáveis for maior ou igual ao triplo da menor potência de carga, então o sistema consegue anular a parte reativa da carga.

$$Q_{comp,\alpha,n} = -sign(Q_{c,\alpha,n}) \times j \times (|Q_{c,\alpha,n}| - Q_{\alpha,n}) - sign(Q_{c,\alpha,n}) \times j \times Q_{\alpha,n} \quad (3.33)$$

$$Q_{comp,\beta,n} = -sign(Q_{c,\beta,n}) \times j \times (|Q_{c,\beta,n}| - Q_{\alpha,n}) - sign(Q_{c,\beta,n}) \times j \times Q_{\alpha,n} \quad (3.34)$$

$$Q_{comp,\gamma,n} = -sign(Q_{c,\gamma,n}) \times j \times (|Q_{c,\gamma,n}| - Q_{\alpha,n}) - sign(Q_{c,\gamma,n}) \times j \times Q_{\alpha,n} \quad (3.35)$$

Onde:

$Q_{comp,\alpha,n}$ – Potência de compensação, na fase α , no barramento n [kvar]

$Q_{comp,\beta,n}$ – Potência de compensação, na fase β , no barramento n [kvar]

$Q_{comp,\gamma,n}$ – Potência de compensação, na fase γ , no barramento n [kvar]

Caso esta última comparação não se verifique, então o sistema não consegue anular a parte reativa, mas consegue equilibra-las pelo que irá distribuir a diferença pelas três fases de acordo com:

$$Q_{comp,\alpha,n} = -sign(Q_{c,\alpha,n}) \times j \times (|Q_{c,\alpha,n}| - Q_{\alpha,n}) - sign(Q_{c,\alpha,n}) \times j \times \frac{dif}{3} \quad (3.36)$$

$$Q_{comp,\beta,n} = -sign(Q_{c,\beta,n}) \times j \times (|Q_{c,\beta,n}| - Q_{\alpha,n}) - sign(Q_{c,\beta,n}) \times j \times \frac{dif}{3} \quad (3.37)$$

$$Q_{comp,\gamma,n} = -sign(Q_{c,\gamma,n}) \times j \times (|Q_{c,\gamma,n}| - Q_{\alpha,n}) - sign(Q_{c,\gamma,n}) \times j \times \frac{dif}{3} \quad (3.38)$$

Se a potência reativa disponível for inferior à menor potência de carga, então é porque o sistema não consegue equilibrar as três fases. Sendo assim, é verificado se a potência reativa máxima do inversor é suficiente para compensar as fases β e γ . Em caso afirmativo, é calculada a diferença entre $Q_{max,n}$ e $Q_{cp\beta\gamma,n}$ que é distribuída pelas duas fases com maior potência de carga. A potência de compensação para a fase α , $Q_{comp,\alpha,n}$, é nula.

$$dif = Q_{max,n} - Q_{cp\beta\gamma,n} \quad (3.39)$$

$$Q_{comp,\beta,n} = -sign(Q_{c,\beta,n}) \times j \times (|Q_{c,\beta,n}| - Q_{\alpha,n}) - sign(Q_{c,\beta,n}) \times j \times \frac{dif}{2} \quad (3.40)$$

$$Q_{comp,\gamma,n} = -sign(Q_{c,\gamma,n}) \times j \times (|Q_{c,\gamma,n}| - Q_{\alpha,n}) - sign(Q_{c,\gamma,n}) \times j \times \frac{dif}{2} \quad (3.41)$$

$$Q_{comp,\alpha,n} = 0 \quad (3.42)$$

Se o sistema não conseguir compensar as duas fases, então toda a potência reativa máxima do inversor serve para compensar a fase γ . A potência de compensação das restantes fases é igual a zero.

$$Q_{comp,\gamma,n} = -sign(Q_{c,\gamma,n}) \times j \times Q_{max,n} \quad (3.43)$$

$$Q_{comp,\alpha,n} = 0 \quad (3.44)$$

$$Q_{comp,\beta,n} = 0 \quad (3.45)$$

Este processo repete-se para todos os barramentos para jusante até ao último barramento.

Na figura 3.6 apresenta-se um fluxograma do algoritmo para o cálculo das potências reativas a injetar pela GD.

3.6. Diagramas dos Consumidores

Neste trabalho foi considerado que a cada consumidor está associado um diagrama de carga, um diagrama de produção e um diagrama de carga/descarga da bateria. Está também associado um diagrama que é visto do lado da rede e que é resultado da associação dos diagramas anteriores.

Na figura 3.5 está representado um esquema do sistema em estudo juntamente com o trânsito das potências. Os principais elementos que constituem um consumidor são as cargas, um sistema de produção e um sistema de armazenamento.

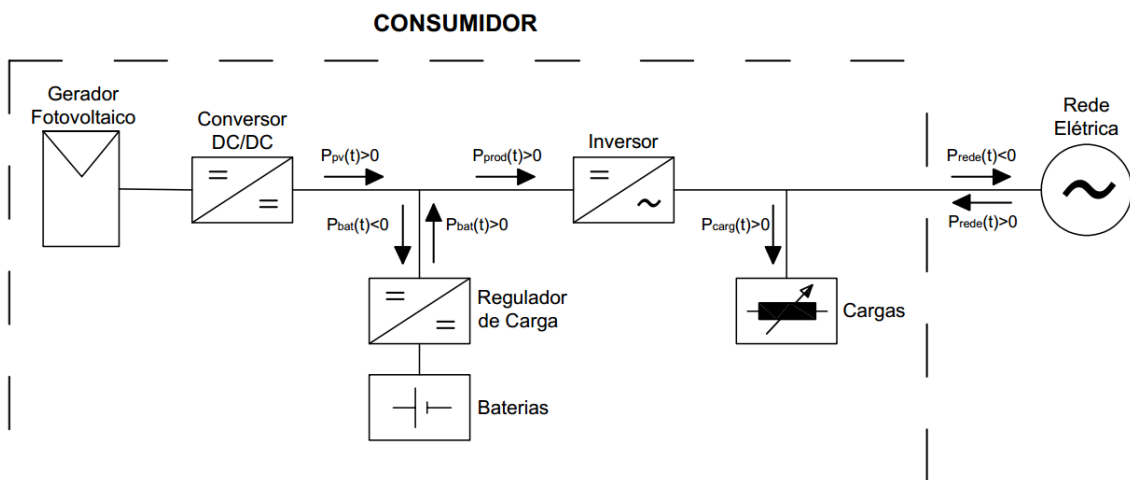


Figura 3.7 - Esquema do sistema fotovoltaico implementado

3.6.1. Diagramas de Carga

Um diagrama de carga apresenta, em forma de um gráfico, a variação da potência ativa solicitada por um determinado consumidor, ou conjunto de consumidores, ao longo do tempo. Este pode ser obtido através de medições ou como resultado de estimações. Neste trabalho, e na ausência de diagramas de carga reais, optou-se por fazer estimativas a partir dos perfis de consumo disponibilizados pela ERSE. Estes perfis são publicados anualmente e servem para determinar os consumos discriminados por períodos de 15 minutos. Os perfis são normalizados, o que significa que a soma dos todos os valores do perfil do ano a que reporta é igual a 1000.

Para cada consumidor foram atribuídos aleatoriamente valores de consumo anual e de potência contratada. Os consumidores foram então divididos em três classes: Classe A, Classe B e Classe C, dependendo da potência contratada e da energia anual consumida de acordo com a tabela 3.2:

Tabela 3.2 - Segmentação de consumidores nos perfis de consumo tipo para BTN [37]

	Potência Contratada (KVA)	Energia (kWh)
Classe A	> 13,8	qualquer
Classe B	≤ 13,8	> 7140
Classe C	≤ 13,8	≤ 7140

A cada classe de consumidor está associado um perfil de carga.

Os diagramas de carga de cada consumidor foi estimado a partir do consumo anual, E_{anual} , do perfil de consumo correspondente à classe do consumidor de acordo com a seguinte expressão:

$$P_{carga}(t) = \frac{P_{consumo}(t) \times E_{anual}}{1000 * T} \quad (3.46)$$

Onde:

$P_{carga}(t)$ – Potência de carga no instante t [kW]

$P_{consumo}(t)$ – Perfil de consumo no instante t

$E_{anual}(t)$ – Energia anual consumida [kWh/ano]

T – Período de 15 minutos [h]

3.6.2. Diagramas de Produção

Os diagramas de produção foram obtidos através do dimensionamento do sistema PV e, tal como os diagramas de carga, apresentam os valores discriminados por períodos de 15 minutos.

Para o dimensionamento do sistema PV foi necessário obter os dados da irradiação solar do local onde a instalação de produção se encontra implementada. Para tal, foi utilizado

o simulador online PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*) [38] que disponibiliza um conjunto de informações úteis para a implementação e avaliação da produção elétrica.

Com os dados da irradiação calculou-se a potência produzida ao longo do ano a partir da equação seguinte:

$$P_{pv}(t) = G(t) * A_{total\ FV} \times \eta_{painel} \times \eta_{sistema} \quad (3.47)$$

Onde:

$P_{pv}(t)$ – Potência produzida no instante t [kW]

$G(t)$ – Irradiação no instante t [W/m²]

$A_{total\ FV}$ – Área total dos painéis fotovoltaicos [m²]

η_{painel} – Rendimento do módulo

$\eta_{sistema}$ – Rendimento do sistema

3.7. Algoritmo para carga/descarga da bateria

O armazenamento de energia é fundamental para uma melhor gestão da rede de distribuição uma vez que o consumo e a produção não são iguais ao longo do tempo. Para tal foram consideradas baterias recarregáveis e um regulador de carga para controlar o seu carregamento e descarregamento.

O parâmetro SOC (*state of charge*) indica o estado de carga da bateria e pode variar entre 0 a 100%, sendo que 0% corresponde ao estado em que a bateria se encontra completamente descarregada e 100% o estado oposto.

Para o presente trabalho foram analisadas duas situações de gestão do sistema de armazenamento: sem previsão de carga/descarga e com previsão de carga/descarga.

3.7.1. Sem previsão de carga/descarga da bateria

Para o primeiro caso, o algoritmo consiste em determinar o SOC e a potência que entra e sai da bateria em cada instante ao longo do ano.

O algoritmo inicia com a comparação entre o consumo e a produção num determinado instante de tempo. Se houver excedente de produção, é verificado se a bateria consegue armazenar, ou seja, se o sistema de armazenamento não se encontra totalmente carregado (SOC menor que 100%). Em caso afirmativo, o excedente produzido é armazenado na bateria. Caso o sistema de armazenamento já se encontre totalmente carregado, então o excesso é enviado para a rede. O cálculo do SOC do sistema de armazenamento é efetuado de acordo com as equações 3.48 e 3.49. De referir que neste trabalho, o SOC é determinado tendo em consideração uma carga/descarga em função de uma potência:

$$dif(t) = P_{carga}(t) - P_{prod}(t) \quad (3.48)$$

Onde:

$dif(t)$ – Diferença entre a potência de carga e a potência de produção [kW]

$$SOC(t) = SOC(t') + \frac{dif(t) \times 100}{bat_{max}} \quad (3.49)$$

Onde:

$SOC(t)$ – SOC da bateria no instante t [%]

$SOC(t')$ – SOC da bateria no instante anterior [%]

bat_{max} – Capacidade total da bateria [kWh]

Nesta situação é verificado se $SOC(t)$ não ultrapassa os 100%. Caso tal aconteça, é feita uma correção, ou seja, o SOC passa a ser 100% e o que restou é enviado para a rede.

Nos momentos em que se verifica que o consumo é maior que a produção e caso a bateria tenha carga, então o consumo também será satisfeito pelo sistema de armazenamento (Eq. 3.49). Se a potência de descarga máxima permitida para o sistema de armazenamento não for suficiente para satisfazer o consumo, então este é completado pela rede. Durante a descarga é verificada a carga do sistema de armazenamento e se esta for menor que 0% então é corrigida e o SOC fica igual a 0%.

Posteriormente é calculada a potência da bateria, P_{bat} , através da diferença entre o SOC atual e o SOC no instante anterior sendo convertida em kW de acordo com a equação 3.50.

$$P_{bat}(t) = \frac{(SOC(t) - SOC(t')) * bat_{max}}{100} \quad (3.50)$$

Onde:

$P_{bat}(t)$ – Potência que entra/sai da bateria no instante t [kW]

Na figura 3.7 apresenta-se um fluxograma do algoritmo proposto neste processo carga/descarga.

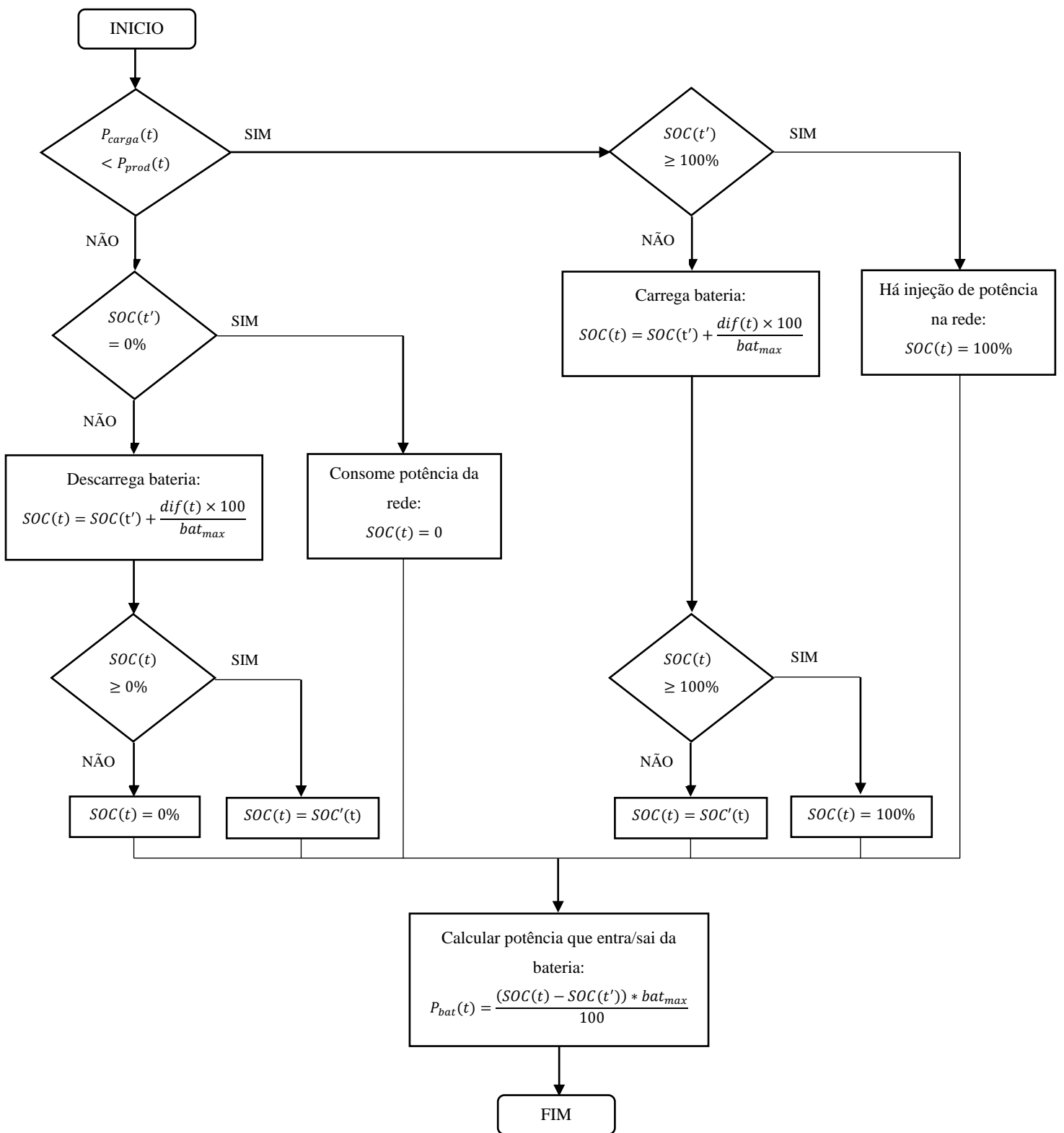


Figura 3.8 - Fluxograma do Processo de carga e descarga da bateria sem previsão

3.7.2. Com previsão de carga/descarga da bateria

Durante o carregamento do sistema de armazenamento, a partir do momento em que este atinge um SOC de 100%, o sistema de GD injeta a potência gerada na rede. Como consequência, a partir desse momento poderá existir um fluxo de potência para a rede mais elevado com eventuais aumentos das perdas e tensões nos barramentos.

Uma solução para este problema consiste em reduzir o pico da potência gerada através de um armazenamento controlado de tal modo que este atinja a sua máxima capacidade de armazenamento no último instante em que a produção é maior que o consumo. Para tal, o algoritmo de controlo tem como base uma previsão do diagrama de carga e produção para o dia em causa. Contudo, o algoritmo não garante o referido comportamento de carga do sistema de armazenamento quando a previsão não se verifica. No entanto, dado que esta previsão é de curta duração (ou seja, apenas é necessário a previsão do dia em causa), e tendo em consideração que para esta situação os algoritmos utilizados atualmente apresentam-se como bastante precisos, os erros que possam existir não são de grande relevância.

Tal como foi referido, para cada instante, o controlo consiste em enviar uma parte da potência produzida excedente para o sistema de armazenamento e a outra parte para a rede de modo a que quando a produção igualar o consumo, a bateria atinja o SOC previsto. A título ilustrativo, a seguir são apresentadas figuras referentes a um consumidor. Na figura 3.9 estão representados os diagramas de carga e de produção e nas figuras 3.10 e 3.12 encontra-se ilustrado o estado de carga do sistema de armazenamento para os cenários de ausência e de presença da previsão de carga/descarga, respetivamente.

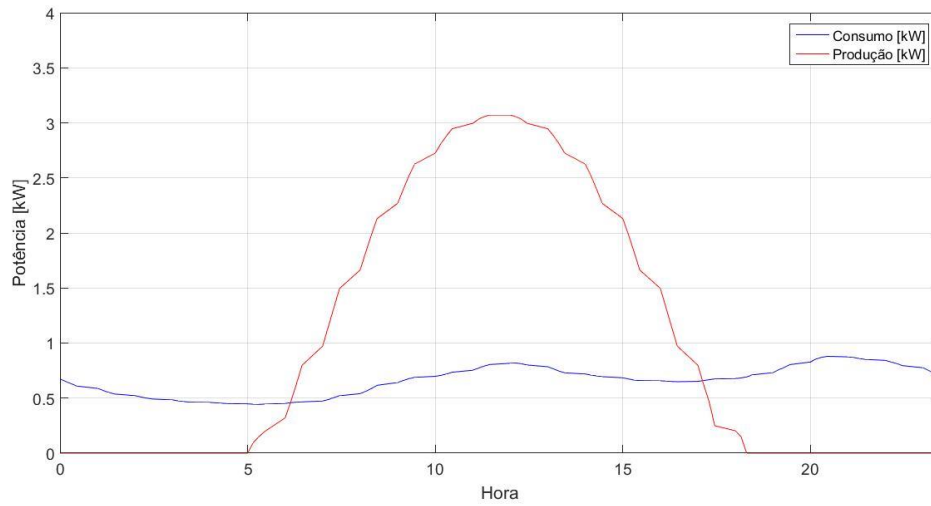


Figura 3.9 - Diagramas de Consumo e de Produção

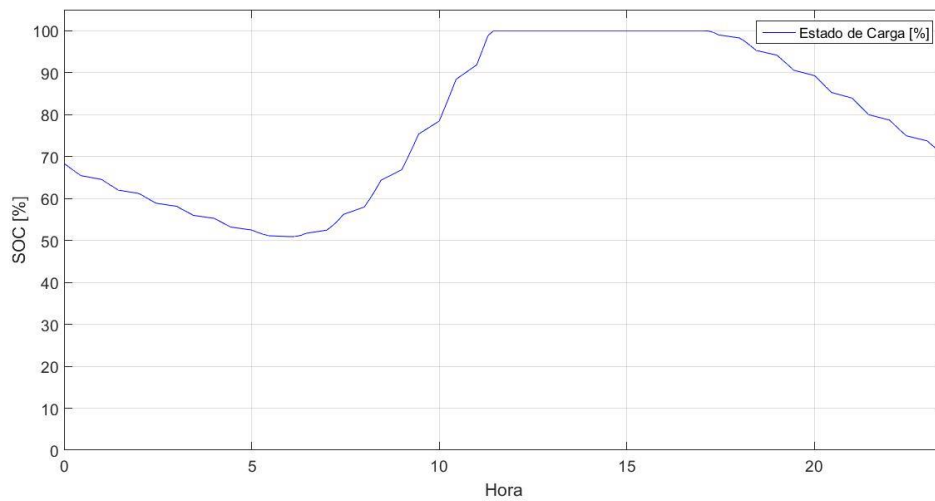


Figura 3.10 - Estado de Carga do sistema de armazenamento sem previsão de carga/descarga

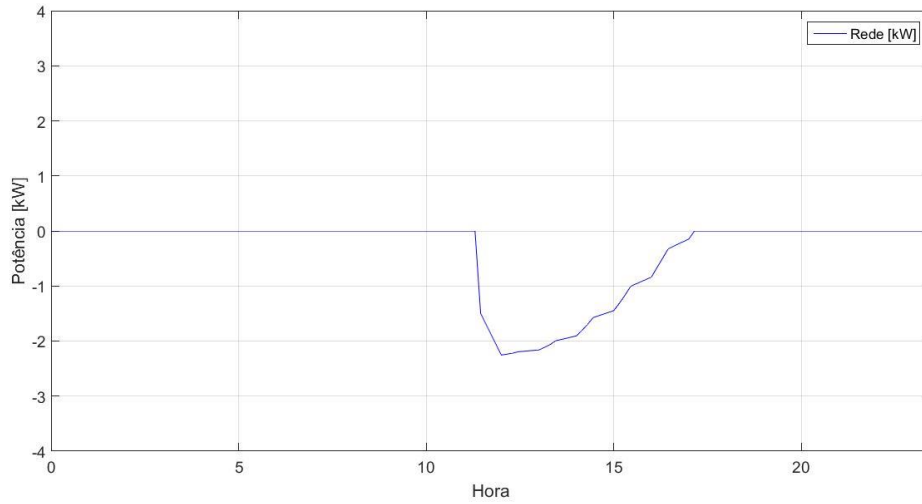


Figura 3.11 - Potência do consumidor (visto do lado da rede) com sistema de armazenamento sem previsão de carga/descarga

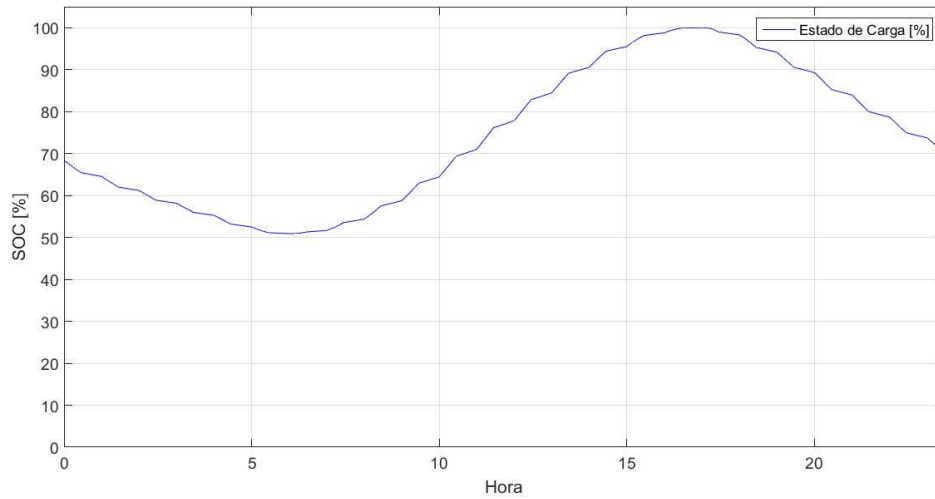


Figura 3.12 - Estado de Carga do sistema de armazenamento com previsão de carga/descarga

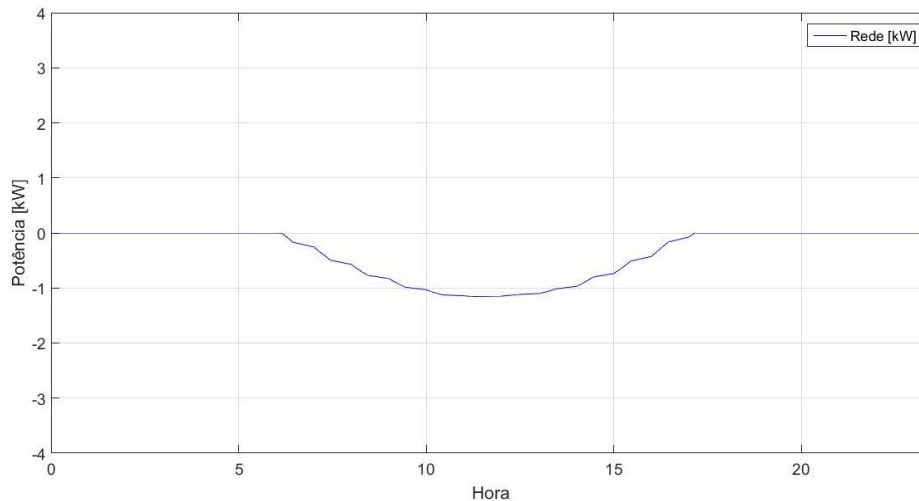


Figura 3.13 - Potência do consumidor (visto do lado da rede) com sistema de armazenamento com previsão de carga/descarga

Comparando as figuras 3.10 e 3.12, pode-se observar que, no primeiro caso, o sistema é carregado mais rapidamente do que no segundo. Isto acontece porque neste último cenário, a potência excedente é enviada em simultâneo para a rede e para a bateria. Este controlo leva a que, nos dias em que a bateria fica totalmente carregada, haja uma diminuição das perdas na rede de energia elétrica. De facto, este controlo origina uma diminuição do pico de potência injetada na rede (Figuras 3.11 e 3.13). Nos restantes dias, este controlo não tem qualquer efeito uma vez que a bateria não chega a ficar totalmente carregada (Figs 3.14 e 3.15).

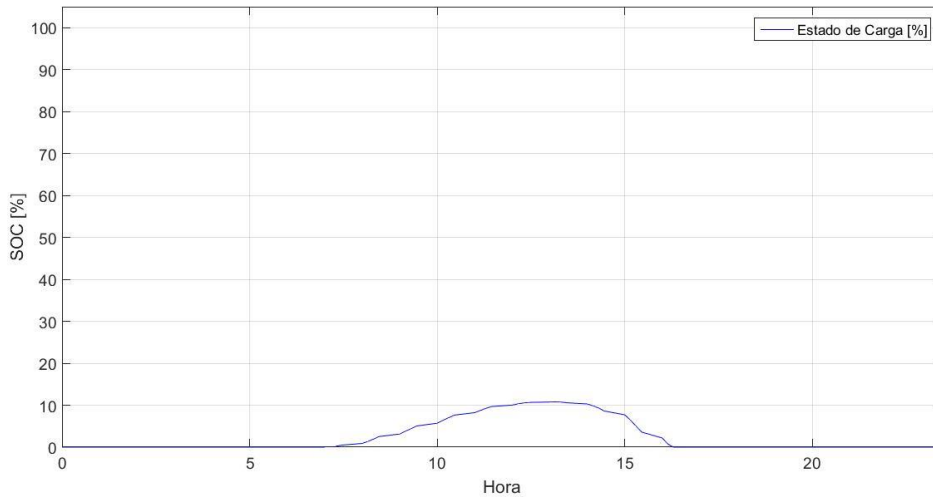


Figura 3.14 - Estado de Carga do sistema de armazenamento sem previsão de carga/descarga

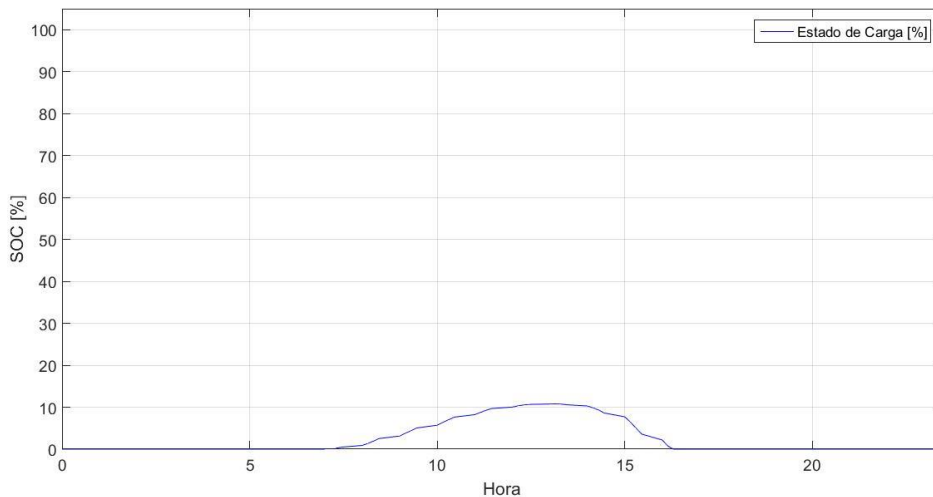


Figura 3.15 - Estado de Carga do sistema de armazenamento com previsão de carga/descarga

De forma a determinar as quantidades da potência excedente que vão para a rede ou para o armazenamento, o sistema de controlo necessita de determinar a relação entre a energia excedente total, $E_{exc_total,dia}$, que corresponde ao excesso de energia total produzida nesse dia, e a energia excedente armazenada, $E_{exc_armz,dia}$, que corresponde ao excesso de energia produzida que é armazenada. A primeira variável é determinada nos períodos em que a produção é superior ao consumo, ou seja, de acordo com a figura 3.13, entre $t1$ e $t2$, através do somatório das diferenças entre a potência de carga e a potência produzida, em cada instante (Eq. 3.52). A segunda é calculada a partir da

diferença entre o SOC máximo previsto, $SOC_{max,dia}$, e o SOC do sistema de armazenamento no instante $t1$, $SOC_{0,dia}$ (Eq.3.53).

Na figura 3.16 estão representados os diagramas de carga e de produção com a indicação dos instantes em que a produção passa a ser maior que o consumo, $t1$, e o consumo passa a ser maior que a produção, $t2$.

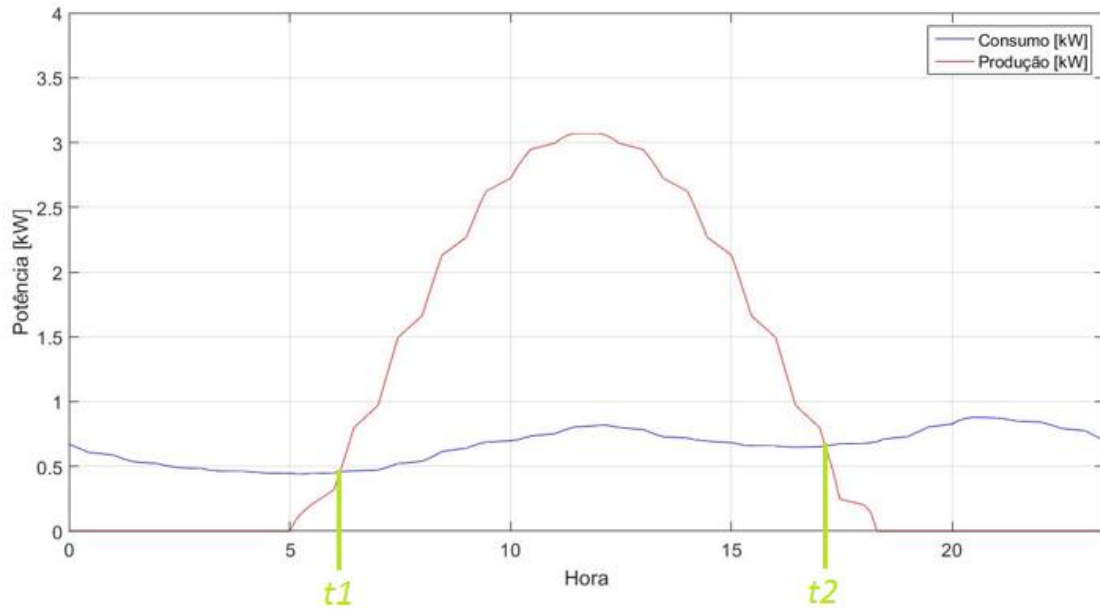


Figura 3.16 - Diagramas de carga e produção com representação dos instantes $t1$ e $t2$

$$dif(t) = P_{carga}(t) - P_{prod}(t) \quad (3.51)$$

Onde:

dif – Diferença entra a potência de carga e a potência que entra no inversor no instante t [kW]

$$E_{exc_total,dia} = \sum_{t2}^{t1} (dif(t)) \quad (3.52)$$

Onde:

$E_{exc_total,dia}$ – Energia excedente total do dia

$$E_{exc_armz,dia} = SOC_{max,dia} - SOC_{0,dia} \quad (3.53)$$

Onde:

$E_{exc_armz,dia}$ – Energia excedente armazenada do dia

$SOC_{max,dia}$ – SOC máximo previsto [%]

$SOC_{0,dia}$ – SOC previsto no momento anterior ao excesso de produção [%]

Sendo assim, a relação, $r_{ctr,dia}$, é determinada através da equação seguinte:

$$r_{ctr,dia} = \frac{E_{exc_armz,dia}}{E_{exc_total,dia}} \quad (3.54)$$

Onde:

$r_{ctr,dia}$ – Relação para controlo de carregamento

Esta relação indica a quantidade da energia excedente prevista que é armazenada na bateria e representa uma percentagem que depois é aplicada na potência excedente em cada instante.

Depois de determinadas estas variáveis, é verificado se a potência produzida é maior que a potência consumida. Em caso afirmativo, o sistema de armazenamento é carregado de acordo com a equação 3.38.

$$SOC(t) = SOC(t') + r_{ctr} \times \frac{dif(t) \times 100}{bat_{max}} \quad (3.55)$$

Tal como no algoritmo anterior, durante o carregamento será feita uma correção caso o SOC calculado ultrapasse os 100%.

Quando o consumo é maior que a produção, a bateria é descarregada, caso tenha carga. Nesta situação, o estado da carga do sistema de armazenamento será atualizado de acordo com a seguinte expressão:

$$SOC(t) = SOC(t') + \frac{dif(t) \times 100}{bat_{max}} \quad (3.56)$$

Depois de calculado o SOC é verificado se este é menor que 0%. Se esta condição se verificar, é feita uma correção e o SOC é igual a zero.

Finalmente é calculada a potência que entra/sai da bateria:

$$P_{bat}(t) = \frac{(SOC(t) - SOC(t')) * bat_{max}}{100} \quad (3.57)$$

Na figura 3.6 apresenta-se um fluxograma do algoritmo proposto para o controlo do processo de carga e descarga do sistema de armazenamento.

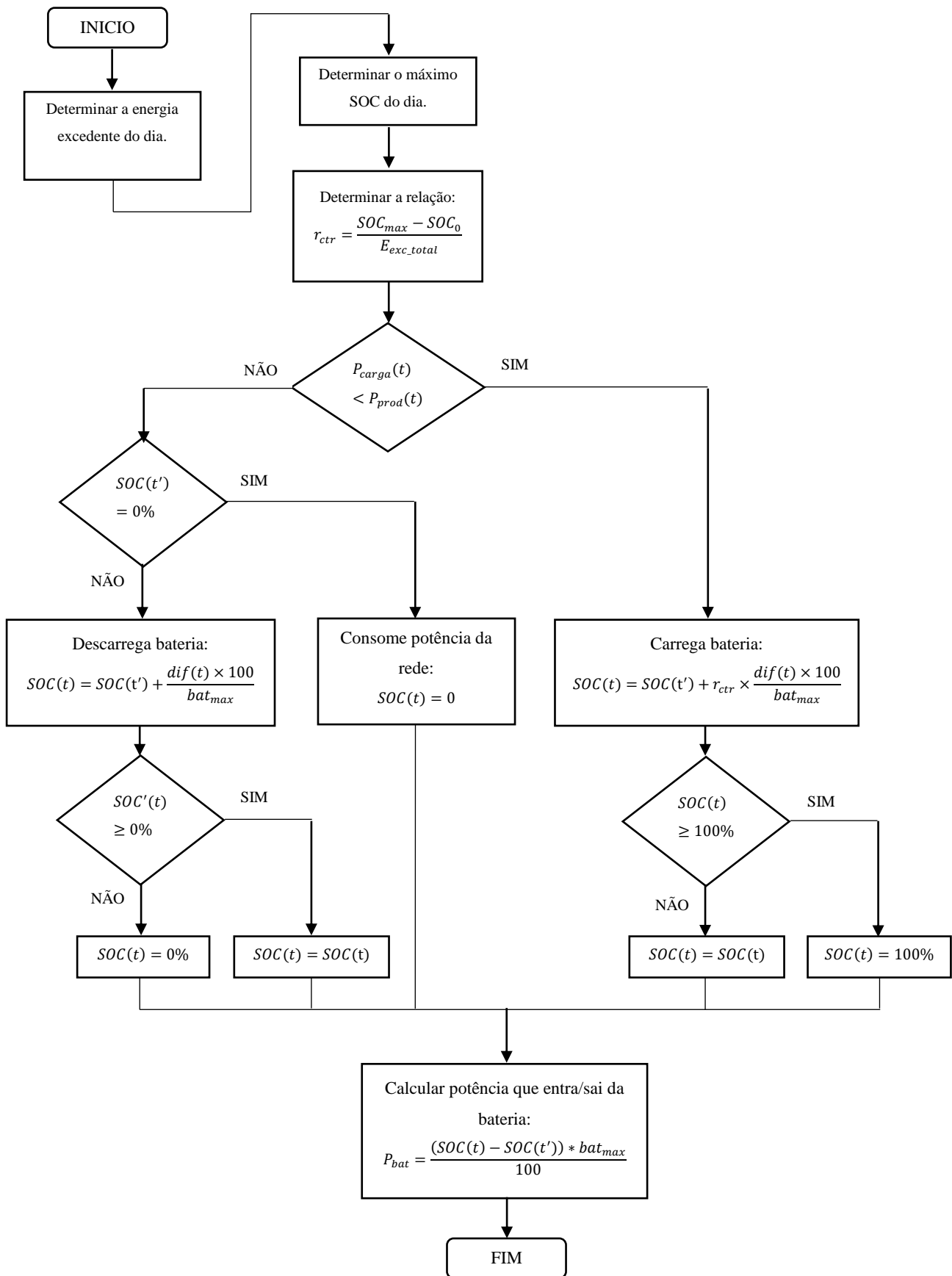


Figura 3.17 - Esquema do Processo de carga e descarga com previsão

3.8. Diagrama de Rede

Neste trabalho designou-se de diagrama de rede à potência do consumidor visto do lado da rede, ou seja, corresponde à diferença entre a potência consumida, a potência produzida e a potência que entra e sai da bateria:

$$P_{rede}(t) = P_{carg}(t) - (P_{pv}(t) + P_{bat}(t)) \quad (3.58)$$

Onde:

$P_{rede}(t)$ – Potência do consumidor visto do lado da rede no instante t [kW]

$P_{carg}(t)$ – Potência de carga no instante t [kW]

$P_{pv}(t)$ – Potência produzida no instante t [kW]

$P_{bat}(t)$ – Potência que entra/sai da bateria no instante t [kW]

Caso P_{rede} seja menor que zero significa que há mais produção/armazenamento do que consumo e o sistema está a injetar potência na rede. Se for positivo então o sistema está a consumir da rede.

Capítulo 4

4. Caso de Estudo

4.1. Introdução

O objetivo deste capítulo é apresentar um caso de estudo, nomeadamente através da sua caracterização e apresentação dos diversos resultados de simulação obtidos e estratégias propostas no capítulo anterior. Através destes resultados retiram-se conclusões acerca do comportamento de uma rede de BT com uma grande concentração de produtores fotovoltaicos, com e sem as estratégias de controlo dos sistemas PV e de armazenamento propostos.

Os resultados foram obtidos através da implementação dos algoritmos apresentados no capítulo 3 no programa *Matlab* permitindo efetuar os seguintes estudos:

- Analisar os efeitos de injeção de potência na rede elétrica;
- Avaliar as soluções encontradas para a compensação do desequilíbrio das fases e controlo da potência reativa;
- Estudar o impacto que o armazenamento de energia tem na rede elétrica.

4.2. Rede em estudo

Para a análise do impacto dos sistemas fotovoltaicos descentralizados, utilizou-se uma rede com 12 barramentos ligados a um transformador de 15/04 kV, que se encontra representada na figura 4.1. No total existem 240 consumidores, 105 monofásicos e 135 trifásicos, associados em 12 grupos. Os valores das impedâncias das linhas desta rede encontram-se no Anexo A.

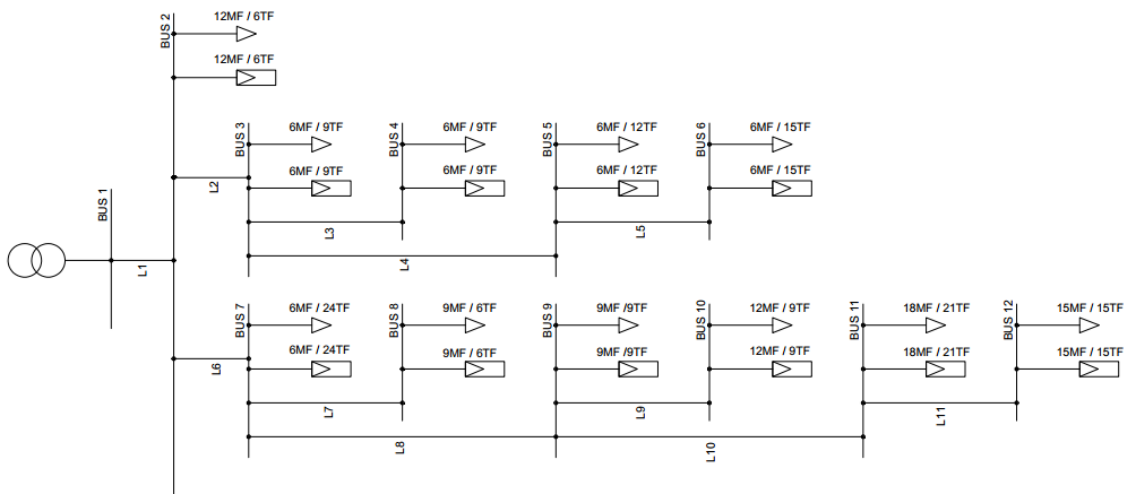


Figura 4.1 - Esquema da rede em estudo

4.3. Caracterização dos Consumidores

4.3.1. Diagramas de Carga

Cada consumidor possui um diagrama de carga anual, dependendo da potência contratada e da energia anual consumida. Para o caso em estudo, foram considerados quatro escalões de potência: 10.35 kVA, 13.8 kVA, 17.25 kVA e 20.7 kVA, De referir que foi definido um intervalo de valores para a energia anual consumida, entre 3 000 e 10 000 kWh/ano.

Tal como referido na secção 3.6.1. os diagramas de carga foram estimados a partir dos perfis de consumo para as diferentes classes de consumidores, disponibilizados pela ERSE. Com base em atribuições aleatórias de consumo e de potência contratada, foi definida a classe de cada consumidor, tal como apresentado na tabela 3.1. Na figura seguinte estão apresentados os diagramas de carga de três consumidores de diferentes classes.

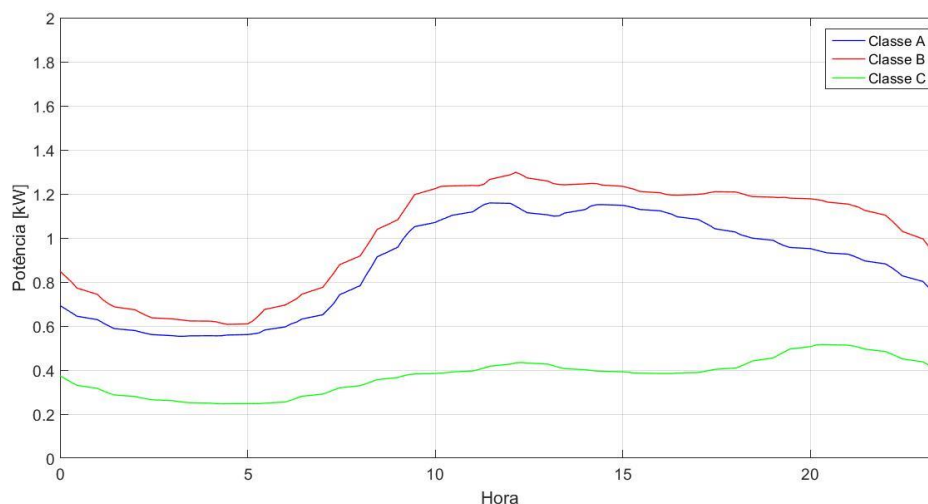


Figura 4.2 - Diagramas de Carga de diferentes classes

Para além da atribuição aleatória dos valores de consumo e escalão de potência, também o tipo de contrato de fornecimento quanto ao número de fases foi definido aleatoriamente. Para os consumidores trifásicos, as cargas foram divididas pelas fases de forma aleatória. Para o caso dos consumidores monofásicos foi-lhes atribuída uma fase da rede também de forma aleatória.

A figura 4.3 apresenta o diagrama de consumo da rede ao longo do ano.

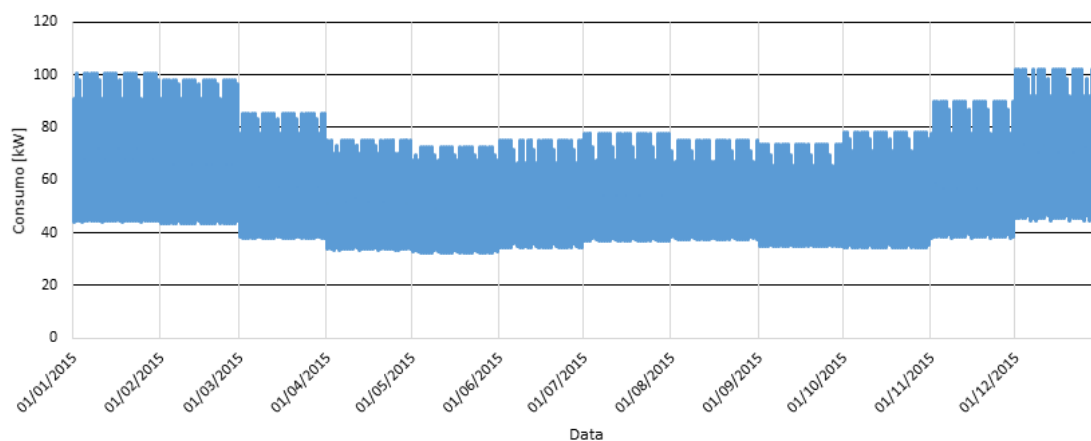


Figura 4.3 - Diagrama de consumo da rede ao longo do ano

4.3.2. Diagramas de Produção

Através do simulador PVGIS obtiveram-se os dados referentes à irradiação (Anexo B). Para tal foi necessário indicar a localização da rede, a inclinação dos painéis fotovoltaicos o azimute. Para o caso em estudo, considerou-se que todos os consumidores tinham os painéis com uma inclinação de 30° e um azimute de 0° e que se encontravam na localidade de Lamego.

Os módulos utilizados são iguais para todos os consumidores e possuem um rendimento de 19,7 % e uma área 1,674 m² cada. O número de painéis foi determinado de modo a que a energia anual produzida tivesse um valor próximo, mas inferior, ao valor da energia anual consumida [8].

A figura 4.4 apresenta o diagrama de produção de um consumidor.

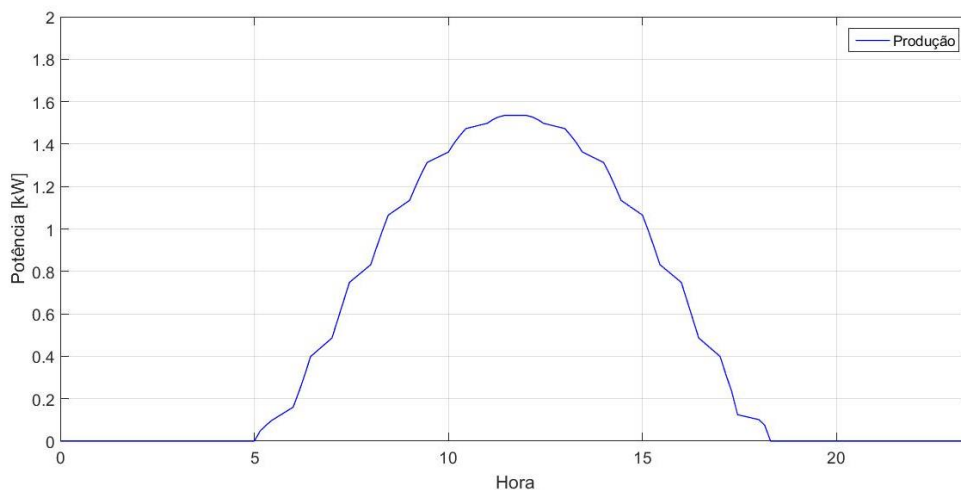


Figura 4.4 - Diagrama de Produção de um consumidor em janeiro

Na figura 4.5 encontra-se representado o diagrama de produção da rede ao longo do ano. É possível reparar que agosto e dezembro são os meses de maior e menor radiação respetivamente.

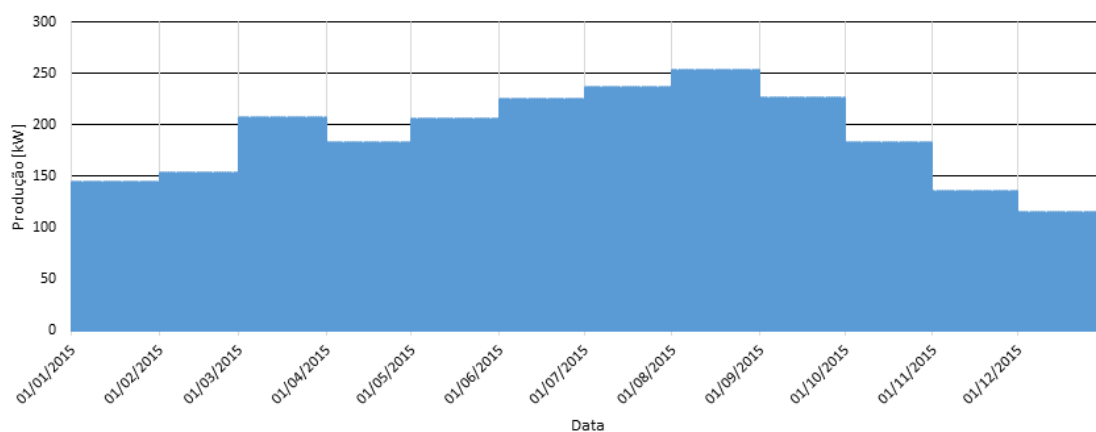


Figura 4.5 - Diagrama de produção da rede ao longo do ano

4.4. Cenários da rede sem armazenamento

A primeira análise da rede consiste em determinar as perdas e os perfis de tensão em cada barramento sem armazenamento de energia para os seguintes cenários:

Cenário 0: Sem produção fotovoltaica;

Cenário 1: Sem compensação do desequilíbrio das fases e potência reativa;

Cenário 2: Com compensação do desequilíbrio das fases e sem compensação da potência reativa;

Cenário 3: Com compensação do desequilíbrio de fases e da potência reativa.

Os cenários foram simulados para os dias de maior e menor radiação. Para o primeiro caso, o pico da produção ocorre às 12h00 e no segundo caso ocorre às 11h00, pelo que estes vão ser os instantes para avaliação do impacto dos diferentes cenários considerados para os casos em estudo. A título de exemplo, serão apresentados os diagramas para um consumidor trifásico de classe B com potência contratada de 13.8 kVA, com um consumo anual de 7764 kWh e produção anual de 7431 kWh, designado de Consumidor C1.

4.4.1. Cenário 0: Sem produção fotovoltaica

O primeiro cenário, cenário 0, serve como cenário de referência uma vez para avaliação do impacto dos geradores fotovoltaicos e sistemas de armazenamento. As figuras 4.6 e 4.7 apresentam os diagramas do consumidor para os dias de maior e menor radiação respectivamente, assim como, o instante considerado para análise.

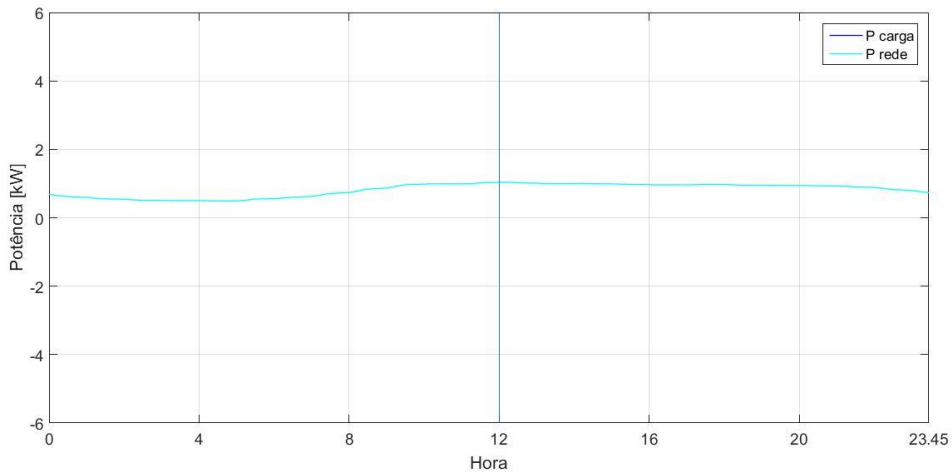


Figura 4.6 - Diagramas do Consumidor C1 para o cenário 0 para o dia de maior radiação

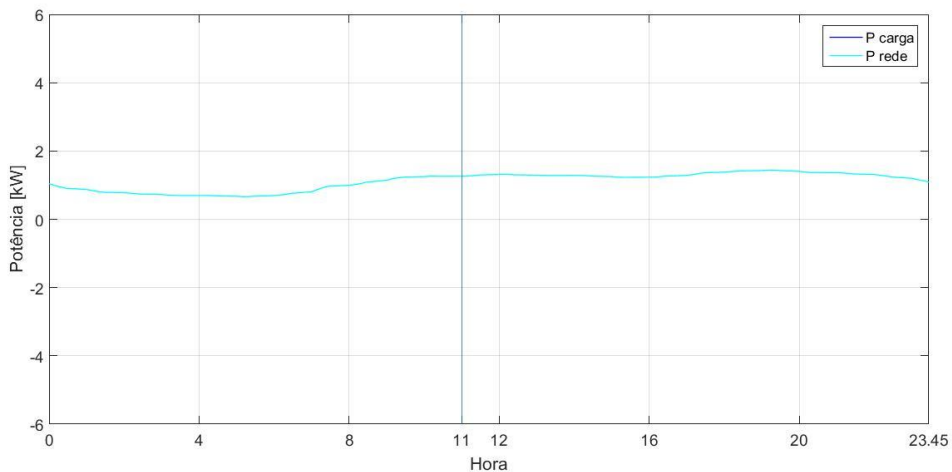


Figura 4.7 - Diagramas do Consumidor C1 para o cenário 0 para o dia de menor radiação

As figuras 4.8 e 4.9 apresentam os perfis de tensão para a hora de maior radiação dos dias de maior e menor radiação respectivamente. Como esperado, é possível verificar que

o valor da tensão tende a diminuir nos barramentos mais a jusante. No dia de menor radiação, há uma maior queda de tensão uma vez que o consumo é maior. Também é possível verificar através dos perfis de tensão das várias fases o desequilíbrio existente na rede proveniente das cargas desequilibradas. De referir que em qualquer ponto da rede, a queda de tensão é inferior a 0.1 p.u.

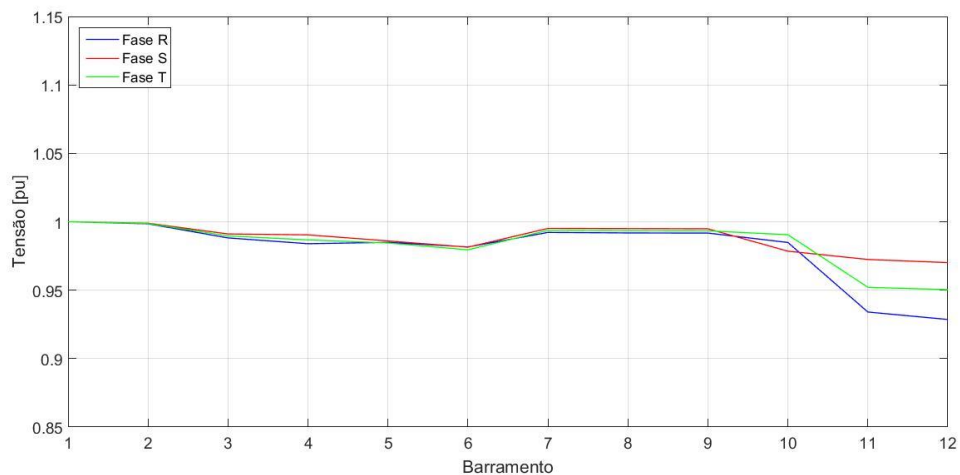


Figura 4.8 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia e hora de maior radiação

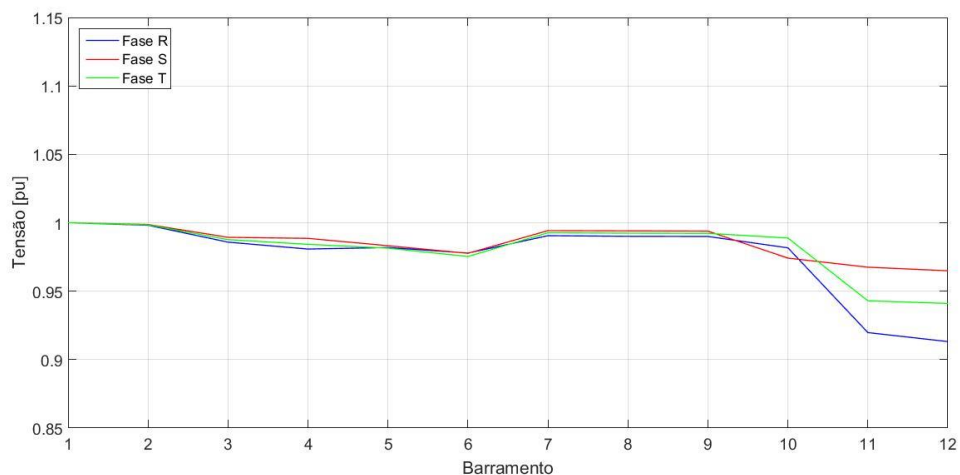


Figura 4.9 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação

As figuras 4.10 e 4.11 apresentam as potências de perdas em cada linha da rede durante o pico de radiação dos dias de maior e menor radiação, respetivamente. De referir que para efeitos comparativos com os próximos casos considerou-se que o valor máximo da

escala do gráfico aumentou para o dobro. Como se pode observar, as linhas 1, 2, 6 e 10 são as linhas que apresentam as perdas maiores. Isto é expectável dado que são as linhas da rede associados a um maior número de consumidores (Figura 4.1). Também é possível verificar que as perdas no dia de menor radiação é superior, o que se justifica pelo facto do consumo ser superior nesse dia (inverno).

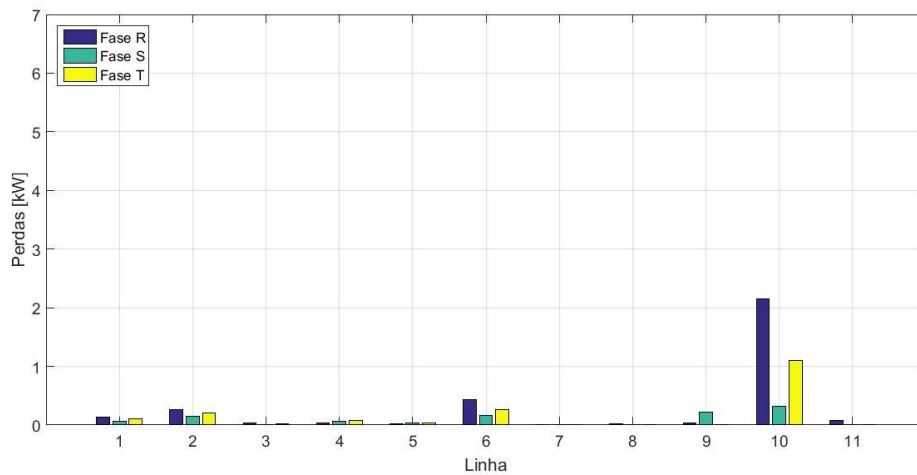


Figura 4.10 - Perdas nas linhas da rede para o dia e hora de maior radiação

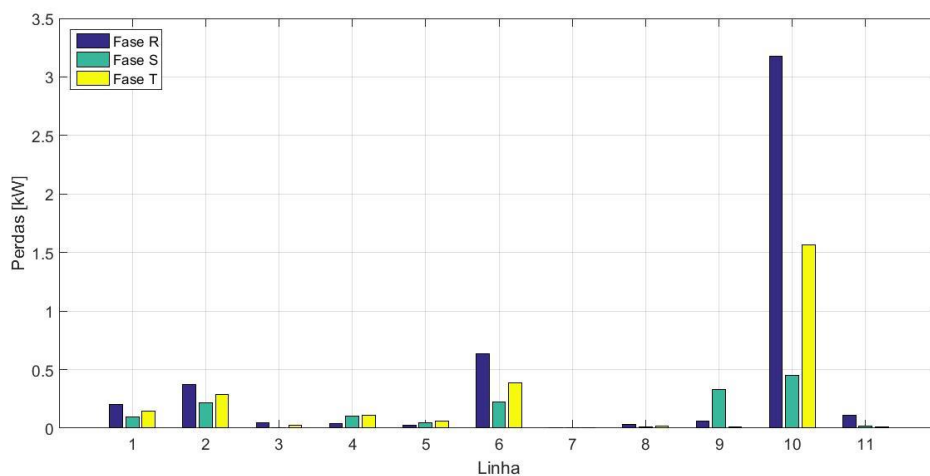


Figura 4.11 - Perdas nas linhas da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação

As tabelas 4.1 e 4.2 apresentam o trânsito de potências em cada linha da rede. É possível verificar que a fase R é a que tem um maior consumo associado. Para além

disso, é possível verificar que o dia de menor radiação apresenta um maior trânsito de potências uma vez que apresenta um maior consumo.

Tabela 4.1 - Trânsito de Potências do Cenário 0 para o dia e hora de maior radiação

Linha	Potência Ativa [kW]			Potência Reativa [kvar]		
	Fase R	Fase S	Fase T	Fase R	Fase S	Fase T
L1	94,81	66,63	82,13	31,14	21,9	26,99
L2	24,9	19,05	21,91	8,19	6,27	7,21
L3	7,9	1,24	5,43	2,6	0,41	1,78
L4	9,22	14,46	14,6	3,03	4,75	4,8
L5	5,2	7,09	7,72	1,71	2,33	2,54
L6	67,69	41	53,47	22,23	13,47	17,57
L7	7,97	3,18	4,82	2,62	1,05	1,58
L8	50,14	31,19	37,97	16,46	10,24	12,47
L9	5,67	13,37	2,37	1,86	4,4	0,78
L10	34,62	14	25,26	11,38	4,6	8,3
L11	12,96	5,71	4,11	4,26	1,88	1,35

Tabela 4.2 - Trânsito de Potências do Cenário 0 para o dia de menor radiação e hora de maior radiação

Linha	Potência Ativa [kW]			Potência Reativa [kvar]		
	Fase R	Fase S	Fase T	Fase R	Fase S	Fase T
L1	114,48	79,2	98,39	37,6	26,04	32,34
L2	29,78	22,73	26,29	9,79	7,49	8,66
L3	9,38	1,43	6,39	3,08	0,47	2,1
L4	11,12	17,38	17,71	3,66	5,71	5,82
L5	6,28	8,54	9,34	2,06	2,81	3,07
L6	81,86	48,57	63,98	26,88	15,96	21,02
L7	9,61	3,83	5,87	3,16	1,26	1,93
L8	60,82	37,17	45,47	19,96	12,21	14,93
L9	6,82	16,06	2,83	2,24	5,28	0,93
L10	41,51	16,38	29,87	13,64	5,38	9,82
L11	15,33	6,48	4,67	5,04	2,13	1,553

4.4.2. Cenário 1: Sem compensação do desequilíbrio das fases e da potência reativa

Para este cenário foi considerado produção fotovoltaica mas sem serviços auxiliares associados a estes geradores (compensação do desequilíbrio de fases e da potência reativa). Este cenário representa uma situação comum de uma rede onde existe um elevado número de consumidores que injetam potência ativa nos momentos em que existe excesso de produção face ao consumo. A injeção de potência é feita de forma equilibrada, ou seja, o inversor distribui equitativamente a potência a injetar nas fases. As figuras 4.12 e 4.13 apresentam os diagramas do consumidor e instante considerado para análise, como título de exemplo.

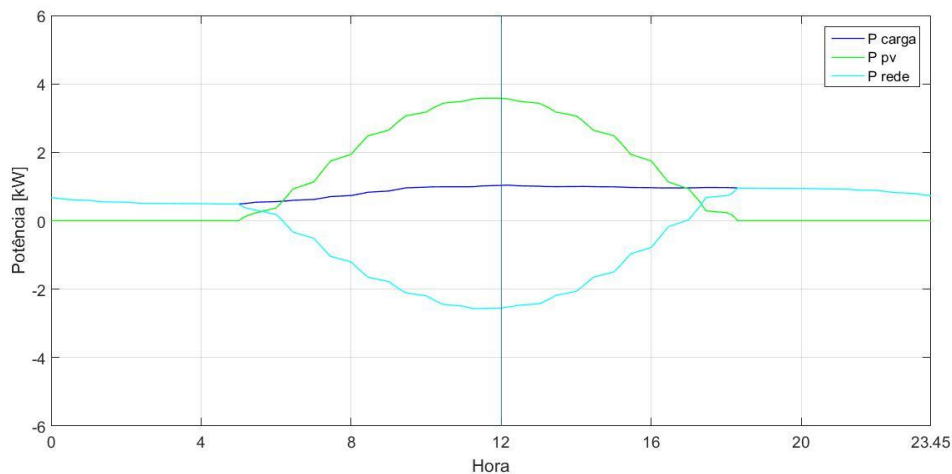


Figura 4.12 - Diagramas do Consumidor C1 para os cenários 1, 2 e 3 para o dia de maior radiação

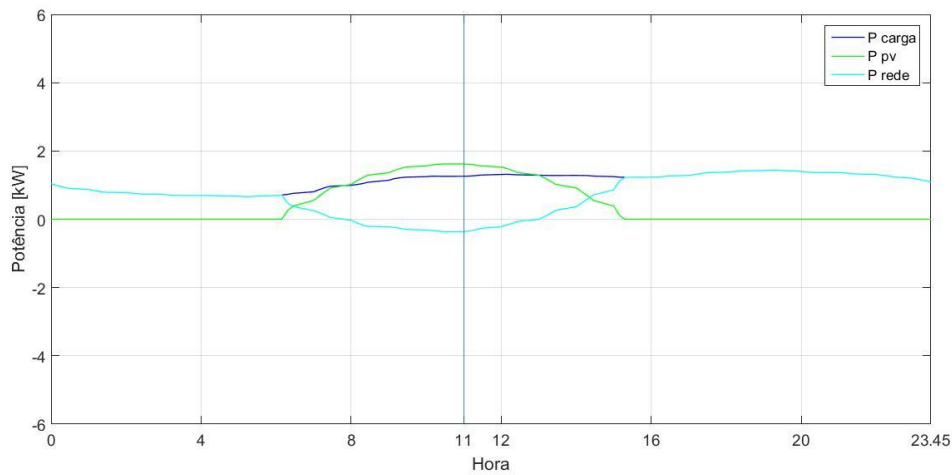


Figura 4.13 - Diagramas do Consumidor C1 para os cenários 1, 2 e 3 para o dia de menor radiação

As figuras 4.14 e 4.15 apresentam os perfis de tensão ao longo dos barramentos da rede para os dias de maior e menor radiação no instante em que a produção é maior. Como se pode observar, dado que a produção é maior do que o consumo, na generalidade, as tensões aumentam nos barramentos que estão mais afastados do Posto de Transformação. Também é possível verificar que a injeção de potência não melhorou o equilíbrio das fases. O dia de maior radiação é o pior caso verificando-se uma sobretensão superior a 0.1 p.u no barramento 12, na fase R. Por outro lado, no dia de menor radiação, os níveis de tensão melhoram, aproximando-se de 1 p.u. Isto acontece porque a energia gerada é apenas ligeiramente maior que a consumida (Figura 4.13).

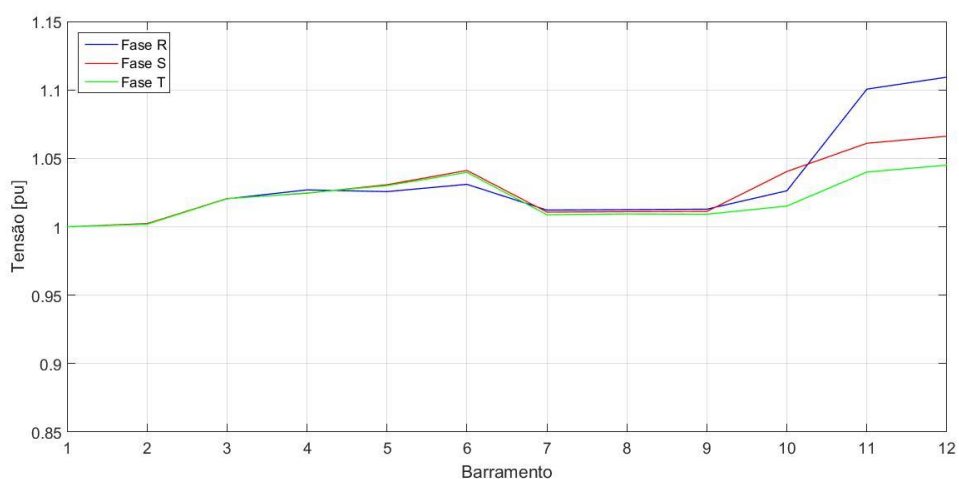


Figura 4.14 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia e hora de maior radiação

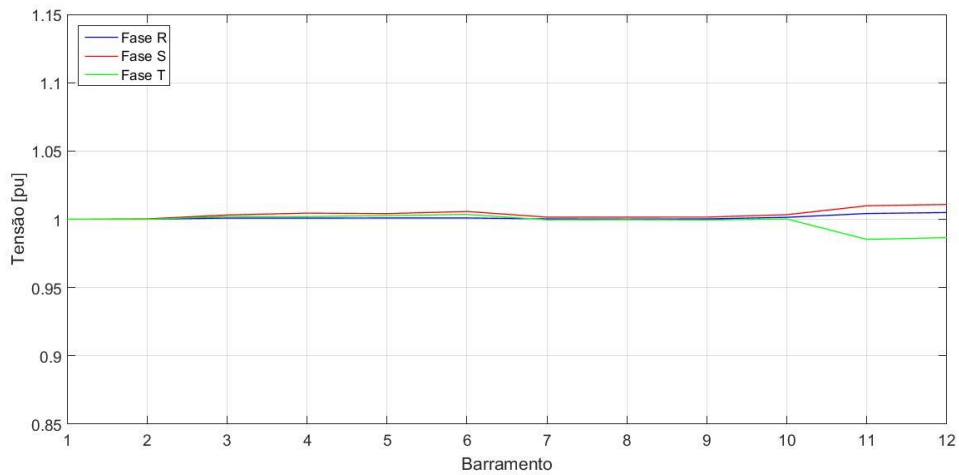


Figura 4.15 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação

As figuras 4.16 e 4.17 apresentam os valores das potências de perdas em cada linha da rede. Como no dia de maior radiação a potência gerada pelos sistemas fotovoltaicos é muito superior ao consumo, a potência transitada aumentou, pelo que as perdas aumentaram significativamente. Por outro lado, no dia de menor radiação, as perdas diminuíram para valores muito reduzidos. Tal como referido, isto deve-se ao facto da potência produzida ser próxima da potência consumida, reduzindo assim o trânsito de potências na rede.

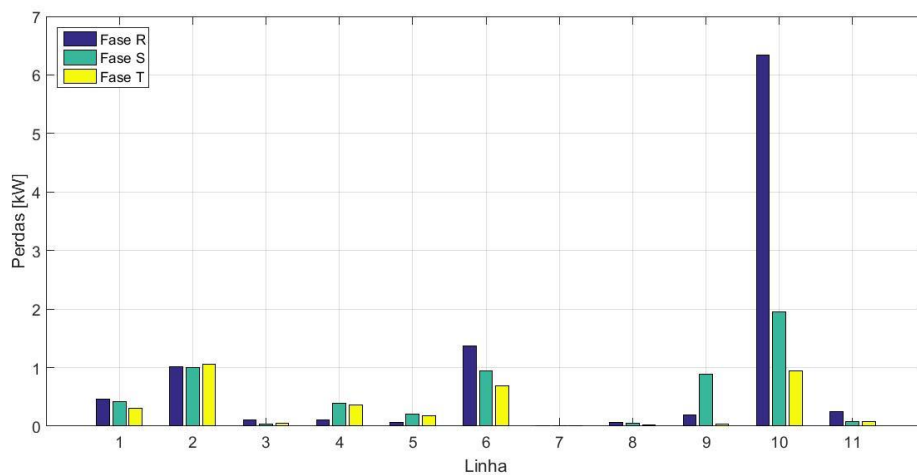


Figura 4.16 - Perdas nas linhas da rede para o dia e hora de maior radiação

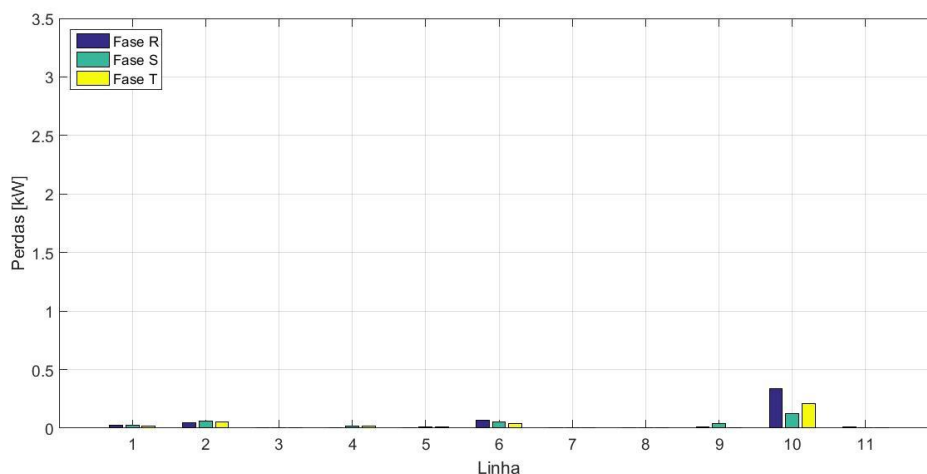


Figura 4.17 - Perdas nas linhas da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação

As tabelas 4.3 e 4.4 apresentam o trânsito de potências em cada linha da rede. É possível verificar que a injeção da potência gerada na rede levou a uma inversão do trânsito de potências, especialmente no dia de maior radiação. Por outro lado, no dia de menor radiação, houve uma redução do trânsito de potências.

Tabela 4.3 - Trânsito de potências do Cenário 1 para o dia e hora de maior radiação

Linha	Potência Ativa [kW]			Potência Reativa [kvar]		
	Fase R	Fase S	Fase T	Fase R	Fase S	Fase T
L1	-181,5	-174,13	-145,19	33,22	23,42	27,59
L2	-52,7	-52,83	-53,88	8,27	6,5	7,41
L3	-14,88	-8,49	-9,67	2,6	0,41	1,78
L4	-19,65	-37,31	-35,67	3,04	4,81	4,84
L5	-10,15	-19,78	-18,38	1,71	2,33	2,54
L6	-127,6	-106,76	-89,6	23,69	14,23	17,56
L7	-9,43	-8,85	-15,65	2,62	1,05	1,58
L8	-93	-73,42	-53,7	17,89	10,99	12,45
L9	-13,27	-29,36	-5,82	1,86	4,4	0,78
L10	-72,94	-39,6	-25,59	11,43	4,62	8,32
L11	-28,75	-16,04	-15,34	4,26	1,88	1,35

Tabela 4.4 - Trânsito de potências do Cenário 1 para o dia de menor radiação e hora de maior radiação

Linha	Potência Ativa [kW]			Potência Reativa [kvar]		
	Fase R	Fase S	Fase T	Fase R	Fase S	Fase T
L1	-17,47	-32,87	-1,87	36,3	25,68	31,64
L2	-5,52	-10,15	-8,37	9,75	7,44	8,59
L3	-0,92	-2,97	-0,44	3,08	0,47	2,1
L4	-1,98	-6,16	-5,15	3,65	5,7	5,8
L5	-0,67	-3,62	-2,46	2,06	2,81	3,07
L6	-11,58	-19,99	-2,12	25,91	15,75	20,57
L7	1,74	-1,61	-3,39	3,16	1,26	1,93
L8	-8,97	-11,85	2,65	19	12,01	14,49
L9	-1,75	-3,27	-0,87	2,24	5,28	0,93
L10	-7,33	-7,71	6,83	13,61	5,38	9,82
L11	-3,54	-3,36	-4,13	5,04	2,13	1,53

4.4.3. Cenário 2: Com compensação do desequilíbrio das fases e sem compensação da potência reativa

Neste cenário considerou-se um sistema de controlo para os sistemas PV trifásicos de modo a injetar na rede uma potência ativa que permita compensar o desequilíbrio de cargas existente na rede. Para tal, em vez de injetar uma potência por fase que é igual a um terço da potência total gerada pelo sistema PV, a potência a injetar será dependente das necessidades, podendo ser diferente entre as fases. Assim, a potência por fase será definida pelo algoritmo descrito na secção 3.4. Nas figuras 4.18 e 4.19 estão representados os perfis de tensão obtidos para este cenário, sendo possível observar que os desequilíbrios das tensões de fase reduziram em ambos os dias, e que na generalidade as tensões são praticamente iguais. Também é possível verificar uma redução das sobretensões nomeadamente passando de 0.11 p.u para 0.07 p.u, na fase R, para o dia de maior radiação.

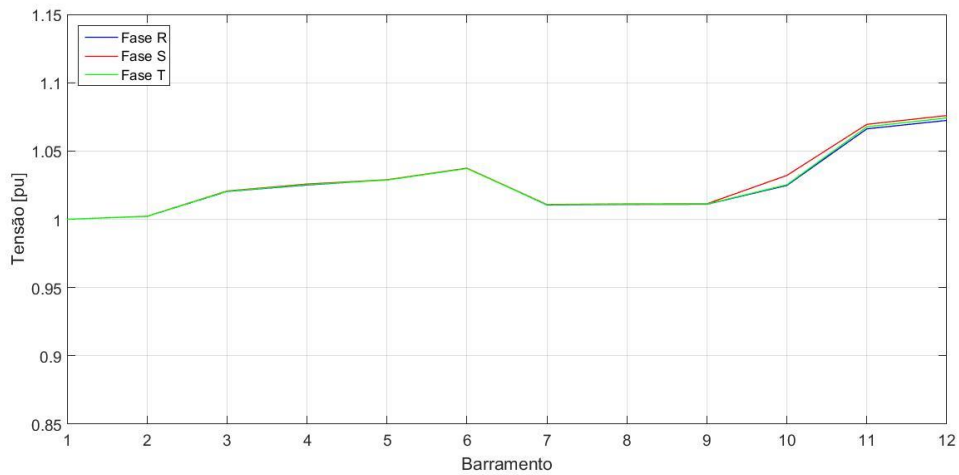


Figura 4.18 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia e hora de maior radiação

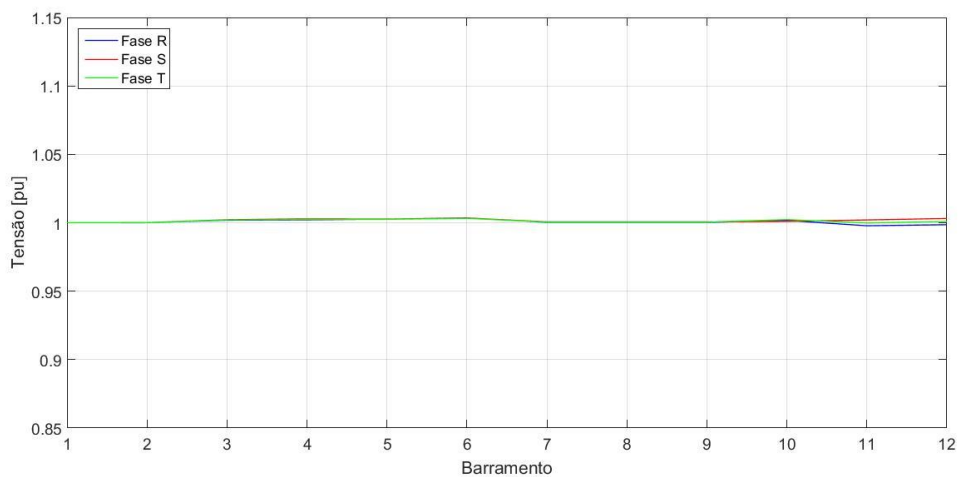


Figura 4.19 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação

Nas figuras 4.20 e 4.21 apresentam-se as perdas nas linhas da rede para este cenário e para os dias de maior e de menor radiação. Analisando estas figuras e comparando com os resultados obtidos para o cenário anterior (Figuras 4.16 e 4.17), pode-se verificar que, na generalidade, o equilíbrio das fases levou a uma redução nas perdas, embora tenha havido pequenos aumentos em certas fases. Isto deve-se ao aumento da injeção de potência nessas fases de forma a compensar o desequilíbrio.

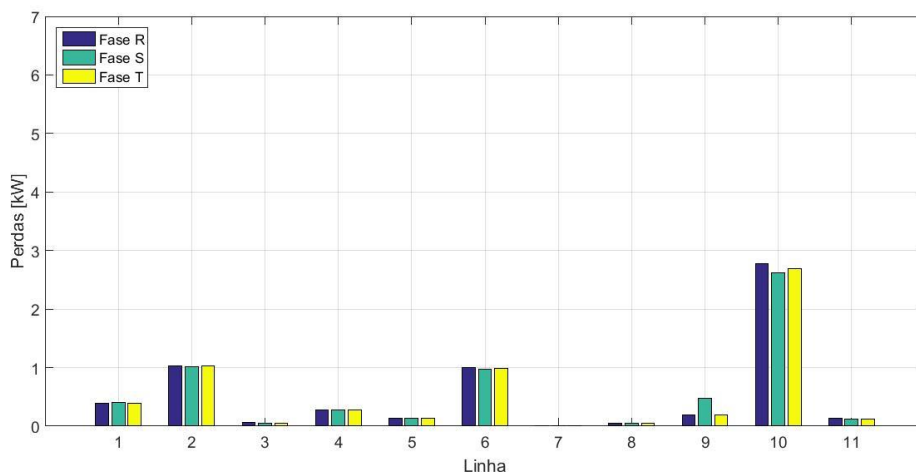


Figura 4.20 - Perdas nas linhas da rede para o dia e hora de maior radiação

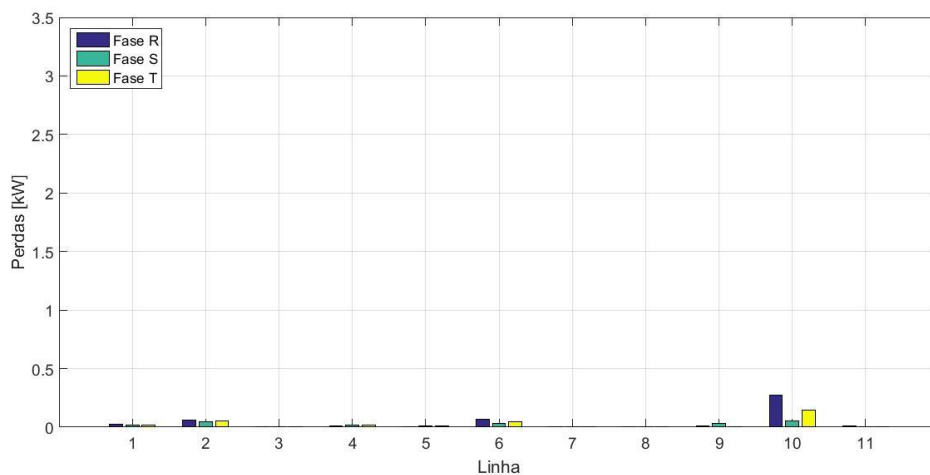


Figura 4.21 - Perdas nas linhas da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação

As tabelas 4.5 e 4.6 apresentam o trânsito de potências em cada linha da rede. É possível verificar que, no dia de maior radiação, nos barramentos 2 e 10, o sistema não consegue equilibrar as três fases uma vez que a produção trifásica nesses barramentos não é suficiente, pelo que o sistema equilibra apenas as fases com maior potência injetada, que neste caso, são as fases R e T. No caso do dia de menor radiação, o sistema consegue equilibrar toda a rede.

Tabela 4.5 - Trânsito de potências do Cenário 2 para o dia e hora de maior radiação

Linha	Potência Ativa [kW]			Potência Reativa [kvar]		
	Fase R	Fase S	Fase T	Fase R	Fase S	Fase T
L1	-165,67	-171,01	-165,67	32,02	23,46	28,25
L2	-53,16	-53,17	-53,17	8,36	6,43	7,36
L3	-11,01	-11,01	-11,01	2,6	0,41	1,78
L4	-30,89	-30,89	-30,89	3,07	4,79	4,83
L5	-16,11	-16,11	-16,11	1,71	2,33	2,54
L6	-108,46	-108,46	-108,46	22,51	14,33	18,19
L7	-11,31	-11,31	-11,31	2,62	1,05	1,58
L8	-73,84	-73,84	-73,83	16,72	11,09	13,07
L9	-13,64	-21,17	-13,64	1,86	4,4	0,78
L10	-45,9	-45,91	-45,91	11,39	4,63	8,34
L11	-20,04	-20,04	-20,04	4,26	1,88	1,35

Tabela 4.6 - Trânsito de potências do Cenário 2 para o dia de menor radiação e hora de maior radiação

Linha	Potência Ativa [kW]			Potência Reativa [kvar]		
	Fase R	Fase S	Fase T	Fase R	Fase S	Fase T
L1	-20,81	-20,81	-20,81	36,29	25,64	31,62
L2	-8,02	-8,02	-8,02	9,76	7,43	8,59
L3	-1,44	-1,44	-1,44	3,08	0,47	2,1
L4	-4,43	-4,43	-4,43	3,65	5,7	5,8
L5	-2,25	-2,25	-2,25	2,06	2,81	3,07
L6	-11,3	-11,3	-11,3	25,89	15,73	20,55
L7	-1,09	-1,09	-1,09	3,16	1,26	1,93
L8	-6,12	-6,12	-6,12	18,98	11,99	14,47
L9	-1,96	-1,96	-1,96	2,24	5,28	0,93
L10	-2,73	-2,73	-2,73	13,61	5,38	9,82
L11	-3,68	-3,68	-3,68	5,04	2,13	1,53

4.4.4. Cenário 3: Com compensação do desequilíbrio das fases e da potência reativa

Neste cenário, para além da compensação do desequilíbrio de fases, também se irá compensar a potência reativa de acordo com o algoritmo descrito na secção 3.5. Nas Figuras 4.22 e 4.23 apresentam-se os perfis de tensão para os dias de maior e menor radiação. Relativamente a estes perfis não se verificam diferenças apreciáveis, pelo que se pode concluir que a compensação da potência reativa tem pouco impacto nos perfis de tensão.

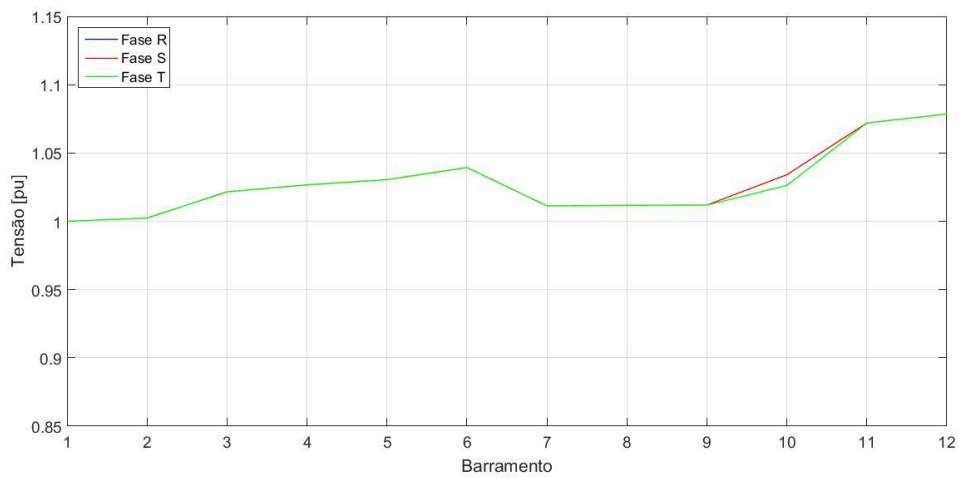


Figura 4.22 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia e hora de maior radiação

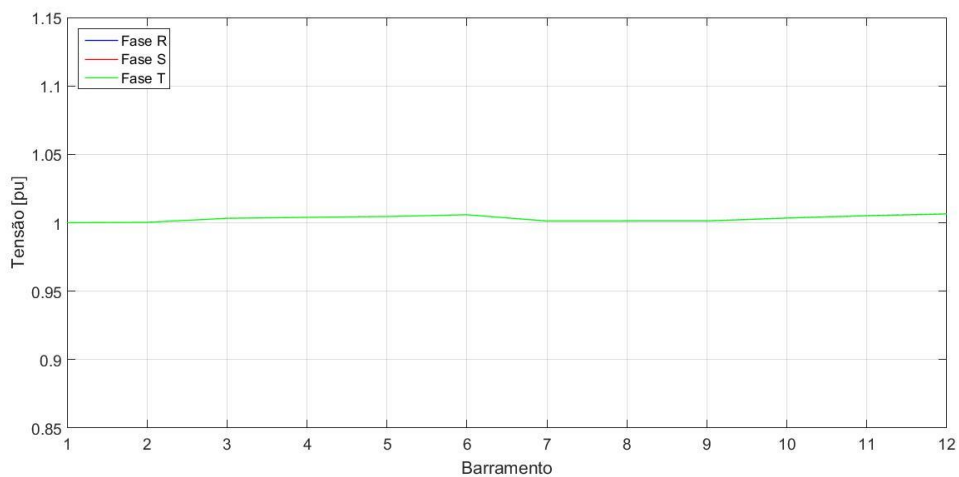


Figura 4.23 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação

Para além do equilíbrio das fases, a compensação da potência reativa levou também a uma redução das perdas nas linhas. Uma vez que no barramento 10 o sistema apenas conseguiu compensar duas fases, na linha 9 há um pequeno desequilíbrio que é depois corrigido no barramento a montante.

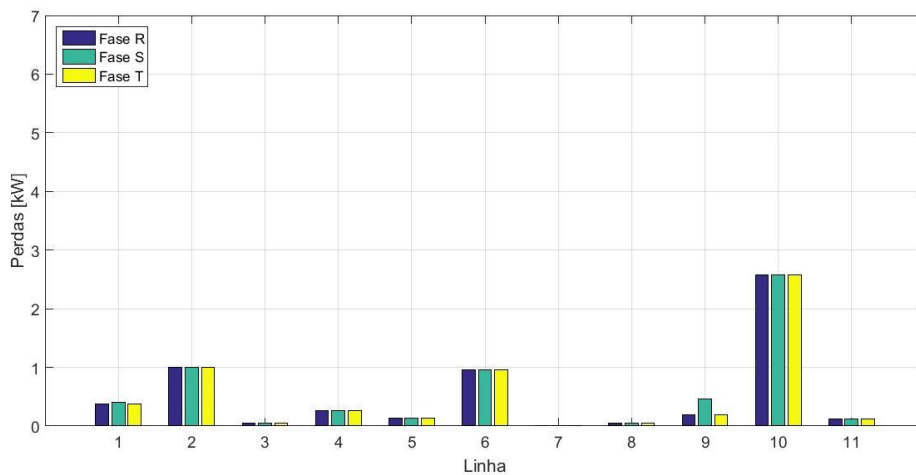


Figura 4.24 - Perdas nas linhas da rede para o dia e hora de maior radiação

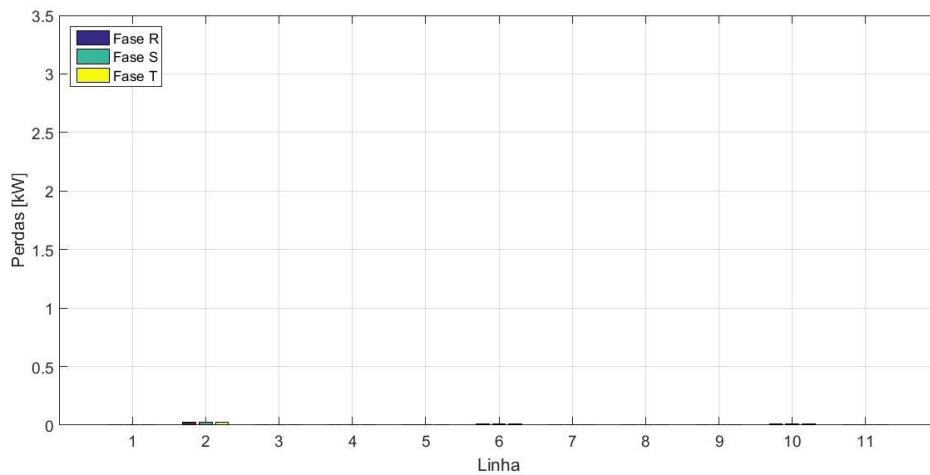


Figura 4.25 - Perdas nas linhas da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação

As tabelas 4.7 e 4.8 apresentam o trânsito de potências em cada linha da rede. É possível verificar que o controlo da potência reativa quase que anula o trânsito de potência reativa na rede.

Tabela 4.7 - Trânsito de potências do Cenário 3 para o dia e hora de maior radiação

Linha	Potência Ativa [kW]			Potência Reativa [kvar]		
	Fase R	Fase S	Fase T	Fase R	Fase S	Fase T
L1	-165,95	-171,12	-165,84	1,77	1,85	1,77
L2	-53,17	-53,18	-53,18	0,2	0,2	0,2
L3	-11,01	-11,01	-11,01	0	0	0
L4	-30,89	-30,89	-30,89	0,04	0,04	0,04
L5	-16,11	-16,11	-16,11	0	0	0
L6	-108,66	-108,52	-108,57	0,94	1,03	0,95
L7	-11,31	-11,31	-11,31	0	0	0
L8	-74,04	-73,9	-73,94	0,92	1	0,92
L9	-13,64	-21,17	-13,64	0	0	0
L10	-45,91	-45,91	-45,91	0,04	0,04	0,04
L11	-20,04	-20,04	-20,04	0	0	0

Tabela 4.8 - Trânsito de potências do Cenário 3 para o dia de menor radiação e hora de maior radiação

Linha	Potência Ativa [kW]			Potência Reativa [kvar]		
	Fase R	Fase S	Fase T	Fase R	Fase S	Fase T
L1	-21,19	-20,94	-21,03	0,02	0,02	0,02
L2	-8,03	-8,03	-8,03	0	0	0
L3	-1,44	-1,44	-1,44	0	0	0
L4	-4,43	-4,44	-4,44	0	0	0
L5	-2,25	-2,25	-2,25	0	0	0
L6	-11,58	-11,37	-11,44	0,01	0,01	0,01
L7	-1,09	-1,09	-1,09	0	0	0
L8	-6,4	-6,19	-6,26	0,01	0,01	0,01
L9	-1,96	-1,96	-1,96	0	0	0
L10	-2,74	-2,74	-2,73	0	0	0
L11	-3,68	-3,68	-3,68	0	0	0

4.5. Cenários da rede com armazenamento de energia e sem previsão de carga/descarga da bateria

A segunda análise da rede consiste em determinar os perfis de tensão em cada barramento considerando armazenamento de energia, mas sem previsão da carga/descarga para os seguintes cenários:

Cenário 4: Sem compensação do desequilíbrio das fases e potência reativa;

Cenário 5: Com compensação do desequilíbrio das fases e sem compensação da potência reativa;

Cenário 6: Com compensação do desequilíbrio de fases e da potência reativa.

Também estes cenários foram simulados para os dias de maior e menor radiação.

4.5.1. Cenário 4: Sem compensação do desequilíbrio das fases e da potência reativa

As figuras 4.26 e 4.27 apresentam os diagramas do consumidor e instante considerado para análise como título de exemplo para os cenários 4, 5 e 6.

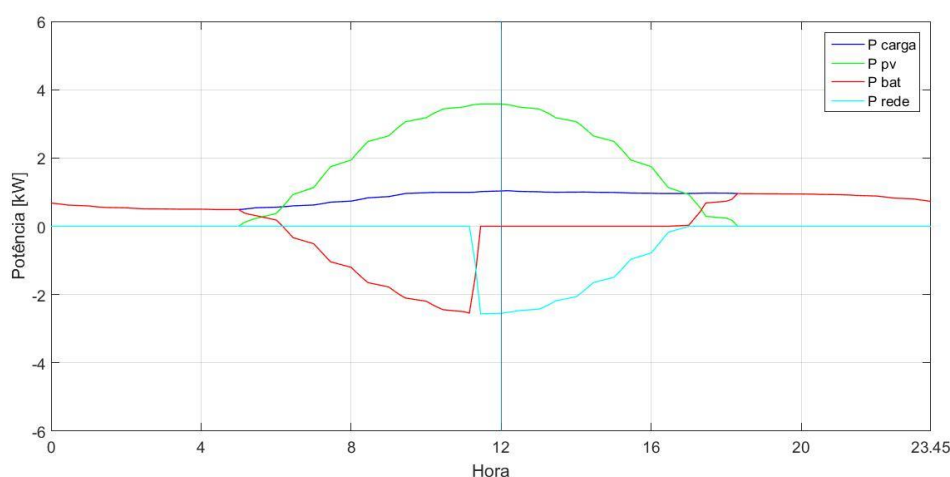


Figura 4.26 - Diagramas do Consumidor C1 para os cenários 4, 5 e 6 para o dia de maior radiação

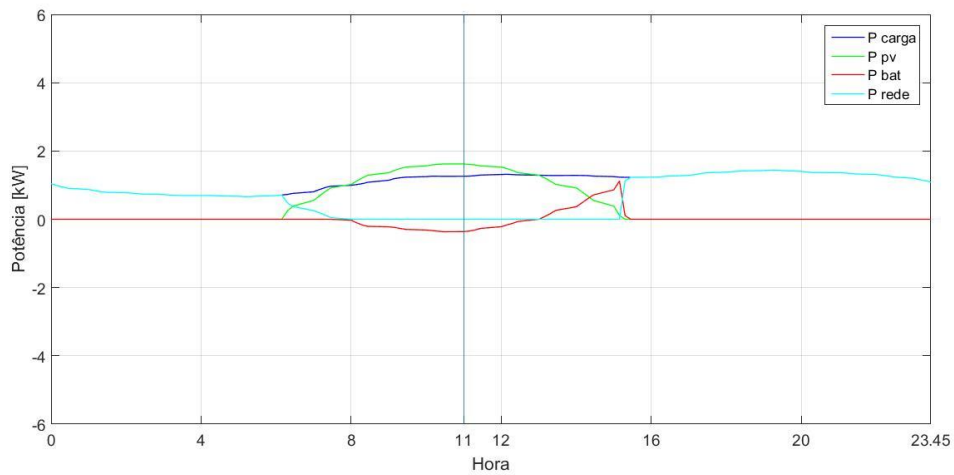


Figura 4.27 - Diagramas do Consumidor C1 para os cenários 4, 5 e 6 para o dia de menor radiação

Nas figuras 4.28 e 4.29 estão representados os estados de carga (SOC) do consumidor para cada dia.

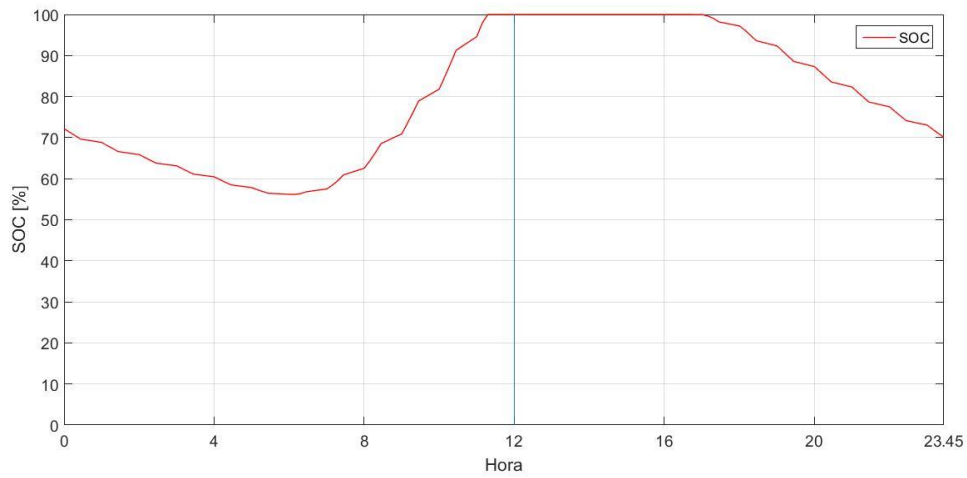


Figura 4.28 - Estado de carga do sistema de armazenamento do Consumidor C1 para os cenários 4, 5 e 6 para o dia de maior radiação

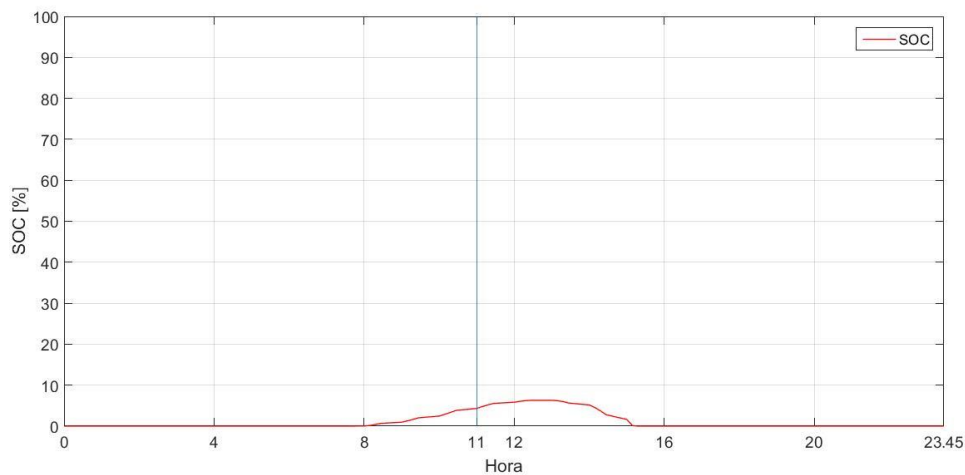


Figura 4.29 - Estado de carga do sistema de armazenamento do Consumidor C1 para os cenários 4, 5 e 6 para o dia de menor radiação

Quando o armazenamento de energia é considerado, é possível reparar, através das figuras 4.30 e 4.31, que os perfis de tensão se aproxima de 1 p.u. De facto, no caso do sistema sem armazenamento existia um barramento com uma tensão superior a 1.1 p.u. Esta redução deveu-se ao facto da energia produzida excedente ser enviada para o sistema de armazenamento em vez de ser injetada na rede de energia elétrica. No dia de maior radiação, há, contudo, aumentos das tensões, uma vez que existem consumidores cujos sistemas de armazenamento, na hora de maior radiação, já se encontram totalmente carregados. Por outro lado, no dia de menor radiação, como os sistemas de armazenamento ainda estão em carregamento, a tensão vai diminuindo ao longo da rede.

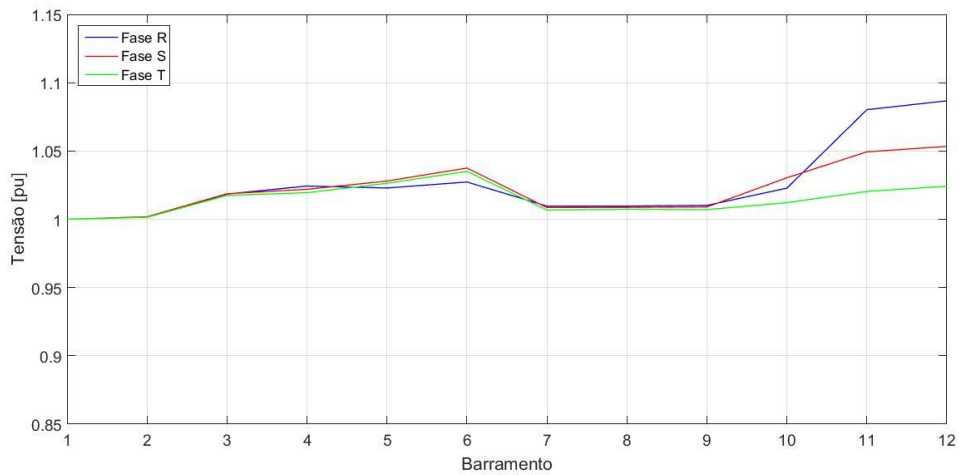


Figura 4.30 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia e hora de maior radiação

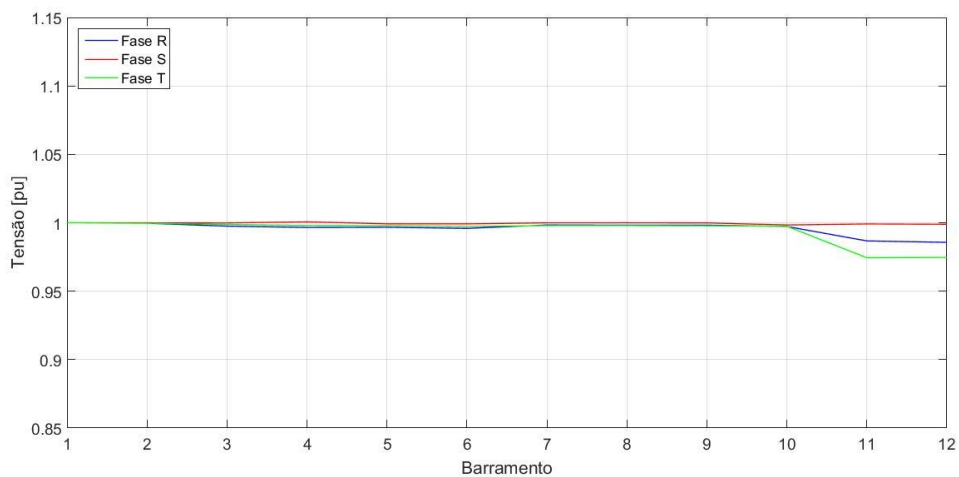


Figura 4.31 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação

Comparando as figuras 4.32 e 4.33 com as figuras 4.16 e 4.17 do Cenário 1, pode-se concluir que, com a introdução dos sistemas de armazenamento, as perdas na rede de energia elétrica diminuíram em ambos os dias.

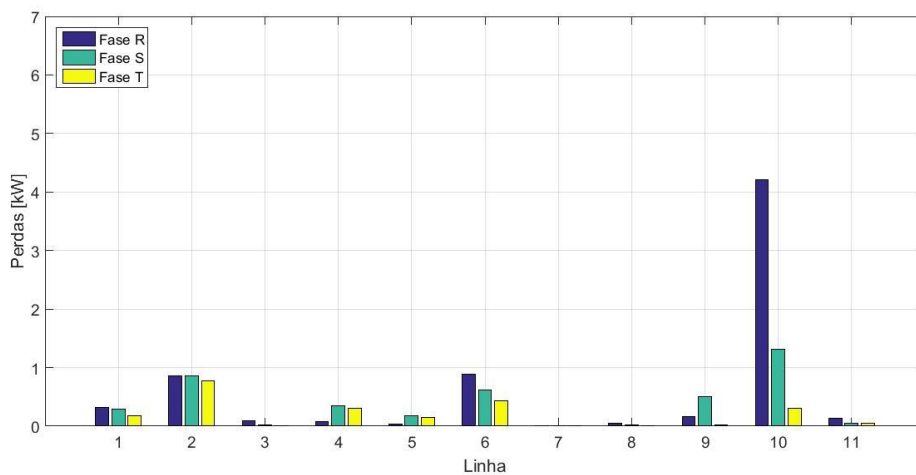


Figura 4.32 - Perdas nas linhas da rede para o dia de maior radiação

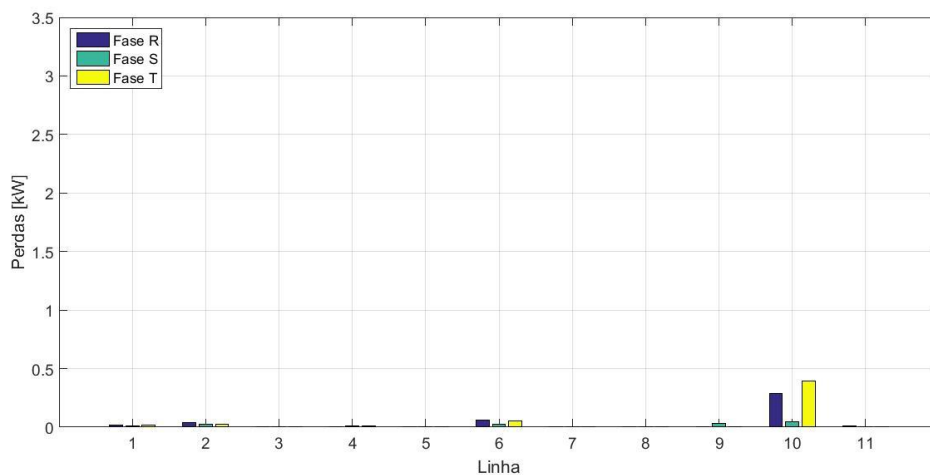


Figura 4.33 - Perdas nas linhas da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação

As tabelas 4.9 e 4.10 apresentam o trânsito de potências em cada linha da rede. É possível verificar que, quando comparado com o Cenário 1, o sistema de armazenamento levou a uma redução do trânsito de potências. Isto porque o excedente produzido, em vez de ser injetado na rede, é enviado para o sistema de armazenamento.

Tabela 4.9 - Trânsito de potências do Cenário 4 para o dia e hora de maior radiação

Linha	Potência Ativa [kW]			Potência Reativa [kvar]		
	Fase R	Fase S	Fase T	Fase R	Fase S	Fase T
L1	-148,64	-143	-111,97	32,26	22,89	27,15
L2	-48,43	-48,59	-46,15	8,24	6,46	7,37
L3	-13,45	-7,06	-4,72	2,6	0,41	1,78
L4	-16,77	-34,44	-32,8	3,04	4,8	4,83
L5	-8,42	-18,04	-16,65	1,71	2,33	4,83
L6	-101,63	-85,98	-70,17	22,96	13,89	2,54
L7	-1,13	-4,16	-13,87	2,62	1,05	17,33
L8	-76,53	-58,52	-37,25	17,17	10,66	1,58
L9	-12,46	-21,71	-5,02	1,86	4,4	12,23
L10	-57,92	-31,68	-12,37	11,4	4,61	8,31
L11	-21,31	-12,47	-11,37	4,26	1,88	1,35

Tabela 4.10 - Trânsito de potências do Cenário 4 para o dia de menor radiação e hora de maior radiação

Linha	Potência Ativa [kW]			Potência Reativa [kvar]		
	Fase R	Fase S	Fase T	Fase R	Fase S	Fase T
L1	9,61	-7,29	14,17	36,28	25,62	31,69
L2	2,6	-2,11	-0,45	9,75	7,43	8,59
L3	0,98	-1,86	0,88	3,08	0,47	2,1
L4	0,82	-0,75	-0,06	3,65	5,7	5,8
L5	0,78	-0,84	0,07	2,06	2,81	3,07
L6	7,01	-4,78	13,98	25,9	15,72	20,63
L7	2,64	-1,04	-1,6	3,16	1,26	1,93
L8	5,19	-1,6	12,61	18,99	11,98	14,55
L9	0,22	-0,25	0,03	2,24	5,28	0,93
L10	3,61	-1,2	13,02	13,61	5,38	9,82
L11	1,33	-0,03	-1,29	5,04	2,13	1,53

4.5.2. Cenário 5: Com compensação do desequilíbrio das fases e sem compensação da potência reativa

Nas figuras 4.34 e 4.35, em comparação com as figuras 4.32 e 4.31, com a introdução da compensação do desequilíbrio das fases, é possível verificar que, para além da redução do desequilíbrio das fases, houve também uma ligeira aproximação do valor da tensão a 1 p.u.

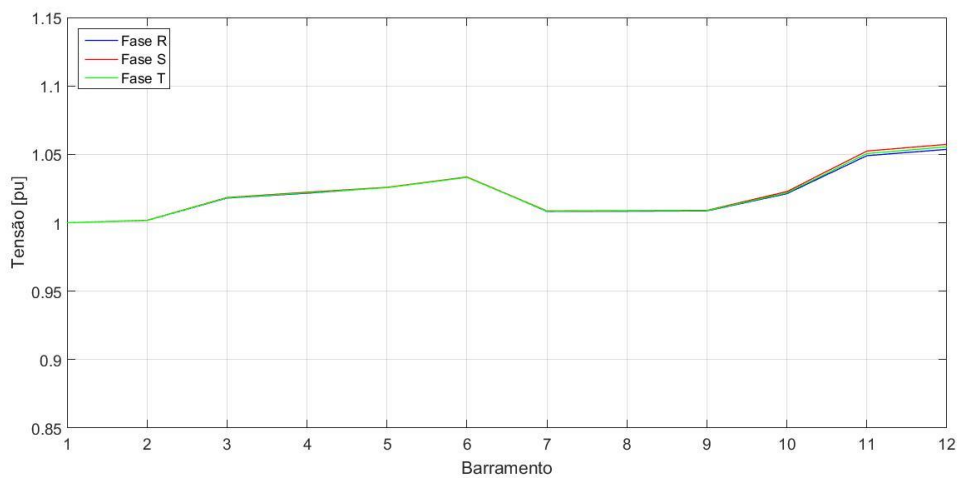


Figura 4.34 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia e hora de maior radiação

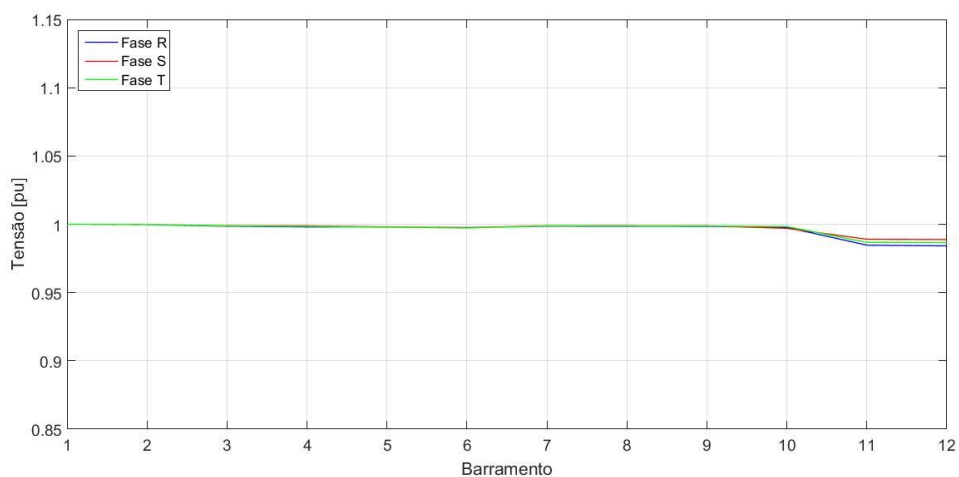


Figura 4.35 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação

A compensação do desequilíbrio das fases pode ser também verificada através das figuras 4.36 e 4.37. Tal como no Cenário 2 (Figuras 4.20 e 4.21), a pequena diferença, quer das tensões, quer das perdas entre as fases deve-se aos desequilíbrios da potência reativa.

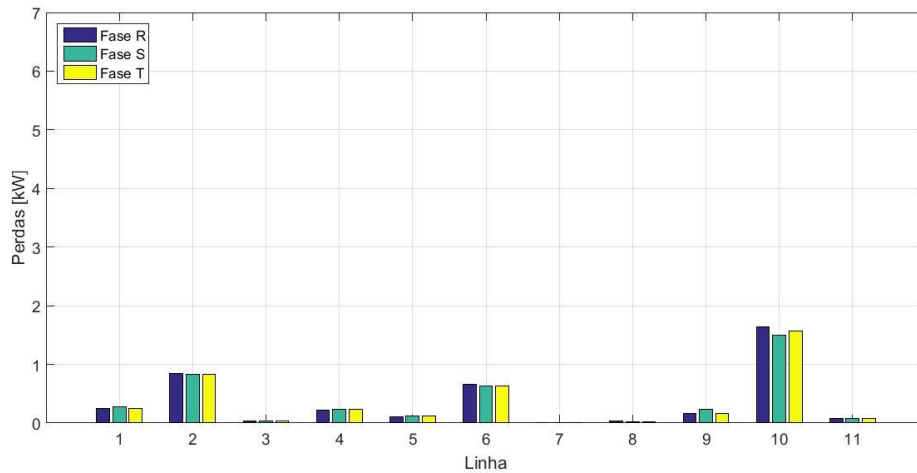


Figura 4.36 - Perdas nas linhas da rede para o dia e hora de maior produção

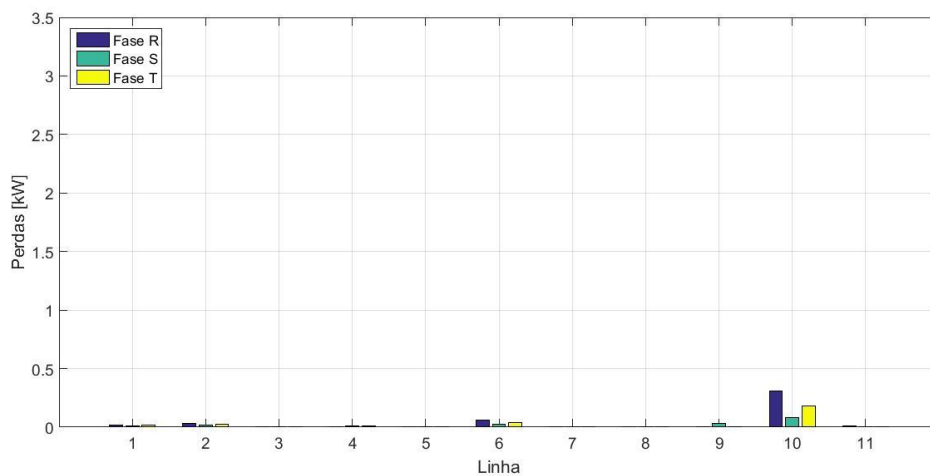


Figura 4.37 - Perdas nas linhas da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação

Nas tabelas 4.11 e 4.12 apresentam-se os trânsitos de potências em cada linha da rede. É possível verificar que, no dia de maior radiação, a potência ativa encontra-se equilibrada, à exceção das linhas L1, L7 e L9. Isto deve-se ao facto de que, nos barramentos 2, 8 e 10 a produção trifásica não é suficiente para compensar as três fases. Por outro lado, no dia de menor radiação, o sistema consegue equilibrar as três fases de tal forma que, em certos barramentos, o consumo é totalmente satisfeito pela produção

não havendo injeção de potência na rede. O mesmo não acontece para os restantes barramentos, onde o consumo é demasiado elevado tendo este de ser satisfeito pela rede, originando assim trânsito de potência nas linhas para esses barramentos.

Tabela 4.11 - Trânsito de potências do Cenário 5 para o dia e hora de maior radiação

Linha	Potência Ativa [kW]			Potência Reativa [kvar]		
	Fase R	Fase S	Fase T	Fase R	Fase S	Fase T
L1	-132,15	-140,7	-132,15	31,41	22,79	27,65
L2	-47,75	-47,76	-47,76	8,32	6,39	7,32
L3	-8,41	-8,41	-8,41	2,6	0,41	1,78
L4	-28,01	-28,01	-28,01	3,06	4,78	4,82
L5	-14,37	-14,37	-14,37	1,71	2,33	2,54
L6	-86,35	-86,35	-86,35	22,11	13,87	17,79
L7	-5,46	-5,46	-8,23	2,62	1,05	1,58
L8	-57,86	-57,86	-57,85	16,34	10,64	12,68
L9	-12,43	-14,32	-12,43	1,86	4,4	0,78
L10	-33,99	-34	-34	11,38	4,62	8,32
L11	-15,05	-15,05	-15,05	4,26	1,88	1,35

Tabela 4.12 - Trânsito de potências do Cenário 5 para o dia de menor radiação e hora de maior radiação

Linha	Potência Ativa [kW]			Potência Reativa [kvar]		
	Fase R	Fase S	Fase T	Fase R	Fase S	Fase T
L1	5,43	5,43	5,43	36,28	25,63	31,61
L2	0,01	0,01	0,01	9,75	7,43	8,59
L3	0	0	0	3,08	0,47	2,1
L4	0	0	0	3,65	5,7	5,8
L5	0	0	0	2,06	2,81	3,07
L6	5,35	5,35	5,35	25,9	15,74	20,56
L7	0	0	0	3,16	1,26	1,93
L8	5,35	5,35	5,35	18,99	11,99	14,48
L9	0	0	0	2,24	5,28	0,93
L10	5,15	5,15	5,15	13,61	5,38	9,82
L11	0	0	0	5,04	2,13	1,53

4.5.3. Cenário 6: Com compensação do desequilíbrio das fases e da potência reativa

Tal como no Cenário 3, a introdução da compensação da potência reativa levou a um equilíbrio das fases (com exceção no barramento 10 que se deve, como já tinha sido mencionado, ao facto do sistema não conseguir compensar as três fases). No dia de menor radiação, os valores da tensão mantêm-se praticamente idênticos ao longo da rede uma vez que a energia produzida em excesso, face às necessidades de consumo, é injetada no sistema de armazenamento.

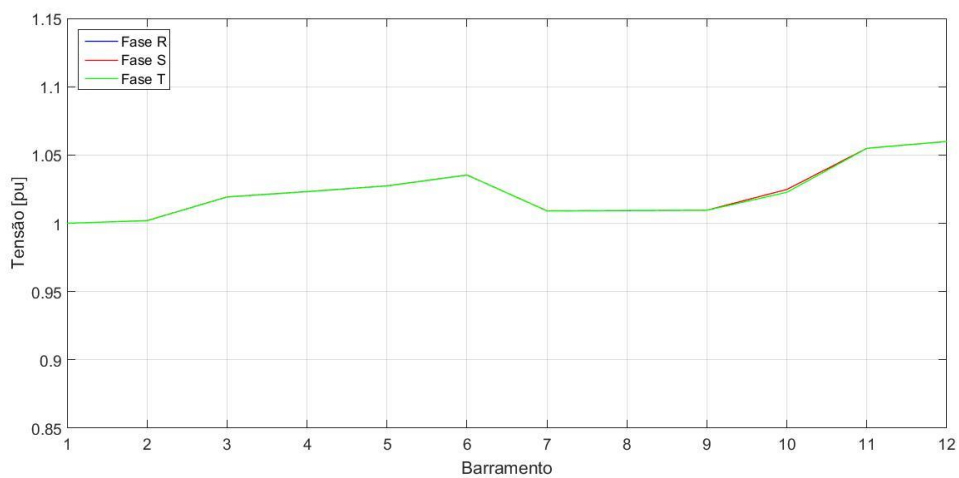


Figura 4.38 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia e hora de maior radiação

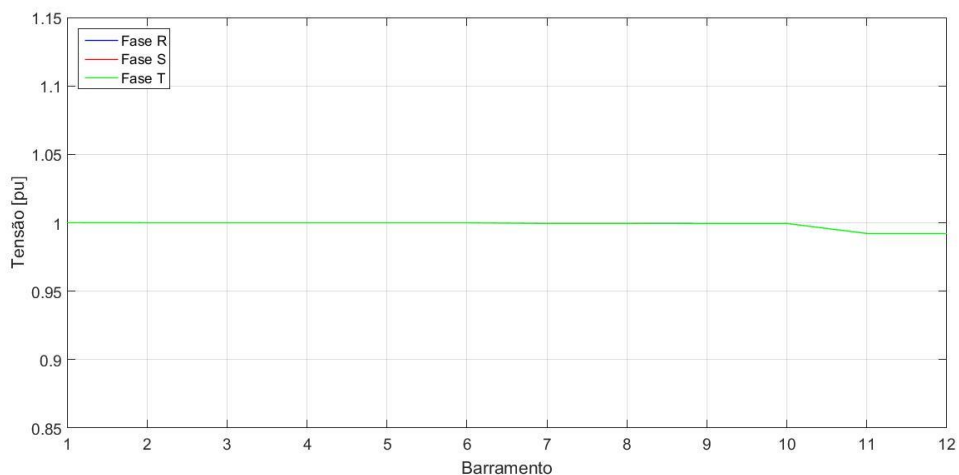


Figura 4.39 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação

O equilíbrio das fases pode também ser comprovado através do gráfico das perdas nas linhas nas figuras 4.40 e 4.41.

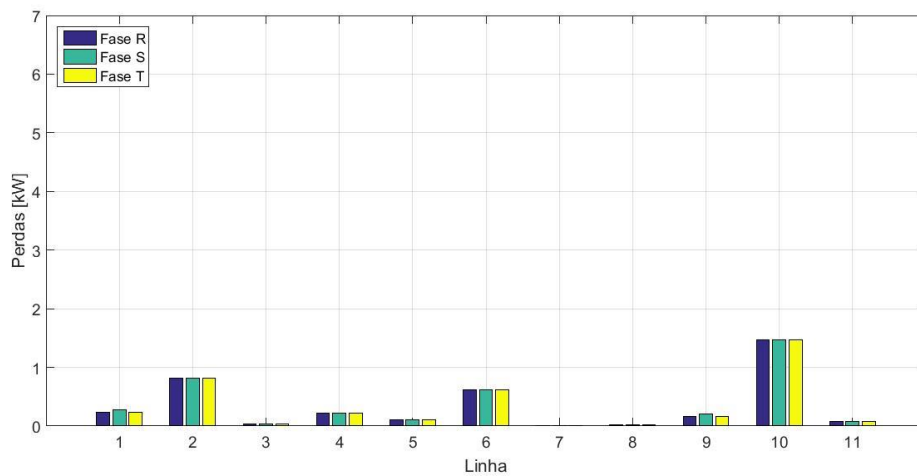


Figura 4.40 - Perdas nas linhas da rede para o dia e hora de maior radiação

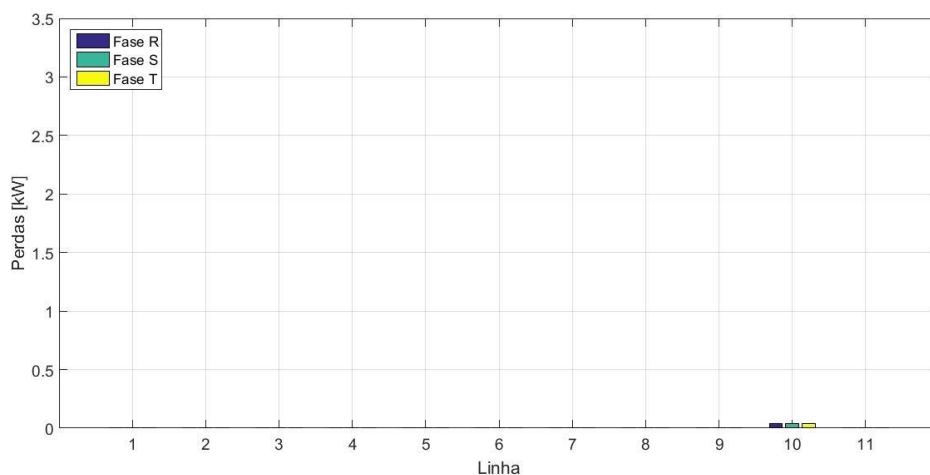


Figura 4.41 - Perdas nas linhas da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação

A partir das tabelas 4.13 e 4.14 é possível verificar que a compensação da potência reativa levou a que deixasse de existir trânsito de potência reativa em certas linhas. No dia de maior radiação, como a potência produzida é maior, o sistema não consegue anular a potência reativa em certos barramentos, embora consiga equilibra-la. Por outro lado, no dia de menor radiação, a potência produzida é menor e o sistema já tem capacidade de anular a potência reativa. Contudo, uma vez que o consumo é maior, no barramento 9 o sistema tem dificuldade em anular a potência reativa.

Tabela 4.13 - Trânsito de potências do Cenário 6 para o dia e hora de maior radiação

Linha	Potência Ativa [kW]			Potência Reativa [kvar]		
	Fase R	Fase S	Fase T	Fase R	Fase S	Fase T
L1	-132,42	-140,8	-132,31	1,16	1,18	1,16
L2	-47,46	-47,77	-47,77	0,16	0,16	0,16
L3	-8,41	-8,41	-8,41	0	0	0
L4	-28,01	-28,02	-28,02	0,04	0,04	0,04
L5	-14,37	-14,37	-14,37	0	0	0
L6	-86,54	-86,41	-86,45	0,55	0,57	0,55
L7	-5,46	-5,46	-8,23	0	0	0
L8	-58,05	-57,91	-57,95	0,54	0,55	0,54
L9	-12,43	-14,32	-12,43	0	0	0
L10	-34	-34	-34	0,02	0,02	0,02
L11	-15,05	-15,05	-15,05	0	0	0

Tabela 4.14 - Trânsito de potências do Cenário 6 para o dia de menor radiação e hora de maior radiação

Linha	Potência Ativa [kW]			Potência Reativa [kvar]		
	Fase R	Fase S	Fase T	Fase R	Fase S	Fase T
L1	5,04	5,3	5,21	0,01	0,01	0,01
L2	0	0	0	0	0	0
L3	0	0	0	0	0	0
L4	0	0	0	0	0	0
L5	0	0	0	0	0	0
L6	5,06	5,27	5,21	0,01	0,01	0,01
L7	0	0	0	0	0	0
L8	5,06	5,27	5,21	0,01	0,01	0,01
L9	0	0	0	0	0	0
L10	5,14	5,14	5,15	0	0	0
L11	0	0	0	0	0	0

4.6. Cenários da rede com armazenamento de energia e com previsão de carga/descarga da bateria

A terceira e última análise da rede consiste em determinar os perfis de tensão em cada barramento considerando armazenamento de energia com previsão de carga/descarga para os seguintes cenários:

Cenário 7: Sem compensação do desequilíbrio das fases e potência reativa;

Cenário 8: Com compensação do desequilíbrio das fases e sem compensação da potência reativa;

Cenário 9: Compensação do desequilíbrio de fases e da potência reativa.

Os cenários foram simulados para os dias de maior e menor radiação.

4.6.1. Cenário 7: Sem compensação do desequilíbrio das fases e potência reativa

As figuras 3.42 e 3.43 apresentam os diagramas do consumidor como título de exemplo para os cenários 7, 8 e 9.

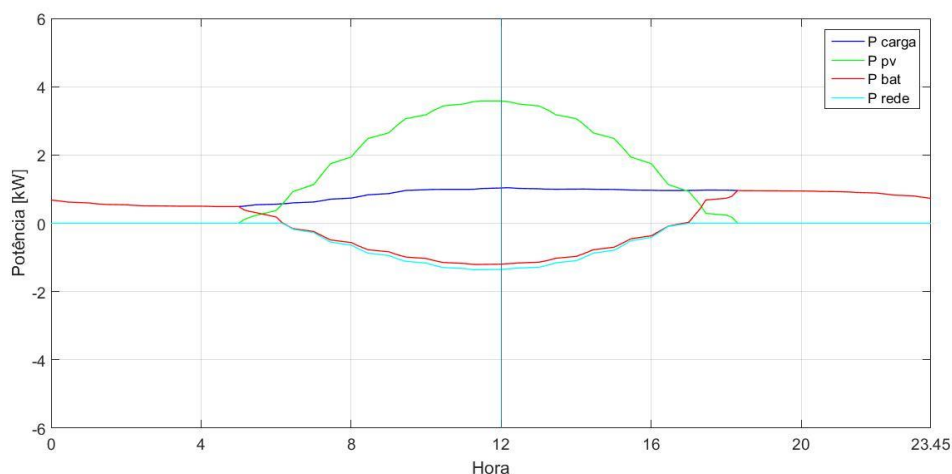


Figura 4.42 - Diagramas do Consumidor C1 para os cenários 7, 8 e 9 para o dia de maior radiação

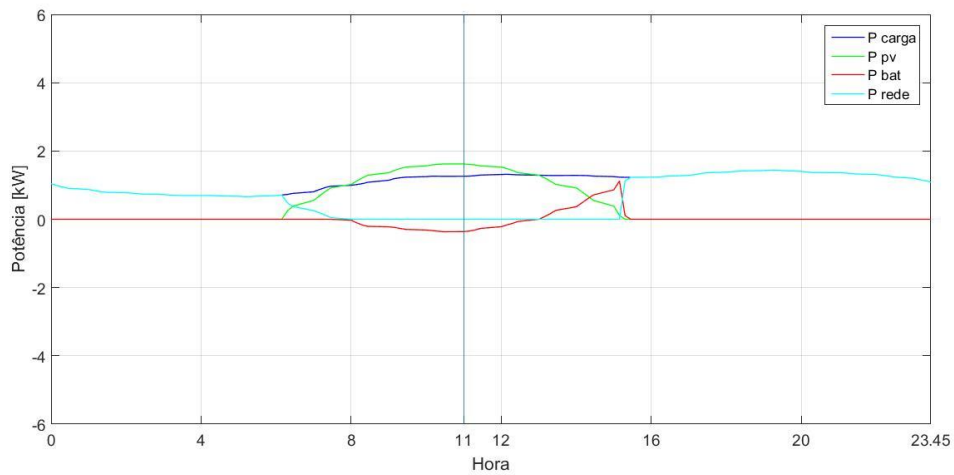


Figura 4.43 - Diagramas do Consumidor C1 para os cenários 7, 8 e 9 para o dia de menor radiação

As figuras 4.44 e 4.45 apresentam o estado de carga do sistema de armazenamento do consumidor com previsão de carga/descarga.

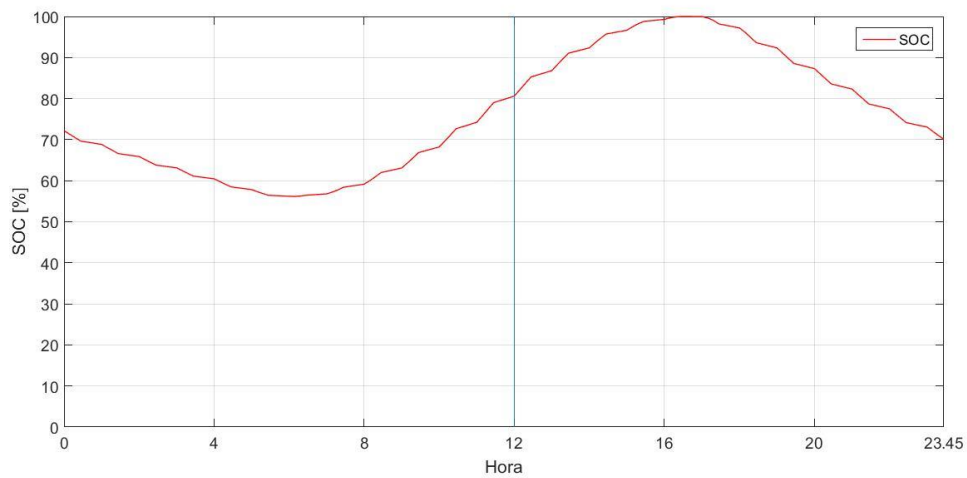


Figura 4.44 - Estado de carga do sistema de armazenamento do Consumidor C1 para os cenários 7, 8 e 9 para o dia de maior radiação

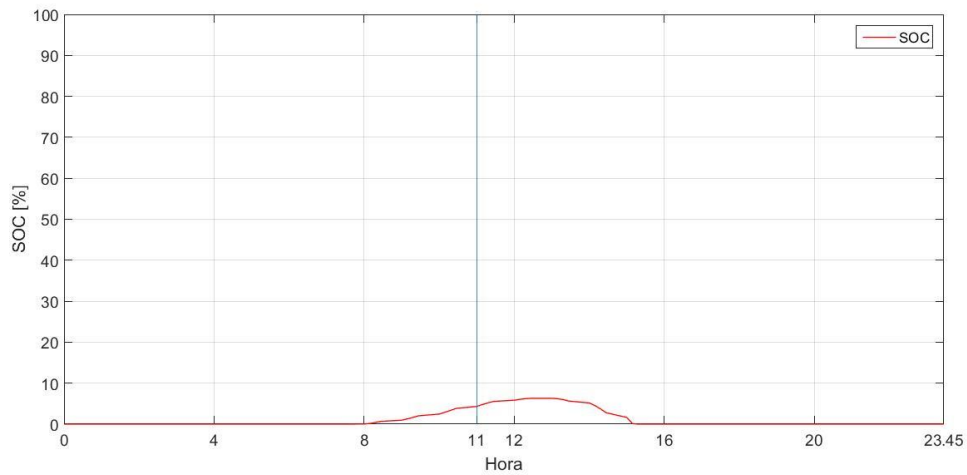


Figura 4.45 - Estado de carga do sistema de armazenamento do Consumidor C1 para os cenários 7, 8 e 9 para o dia de menor radiação

Quando a previsão de carga/descarga do sistema de armazenamento é considerada, há uma aproximação dos valores de tensão a 1 p.u (Figura 4.46). Como foi dito no capítulo 3, a previsão de carga/descarga nos dias em que o sistema de armazenamento não é totalmente carregado (como é o caso do dia de menor radiação) não origina alterações na rede de energia elétrica, pelo que não existem diferenças entre as figuras 4.47 e 4.31 do cenário 4.

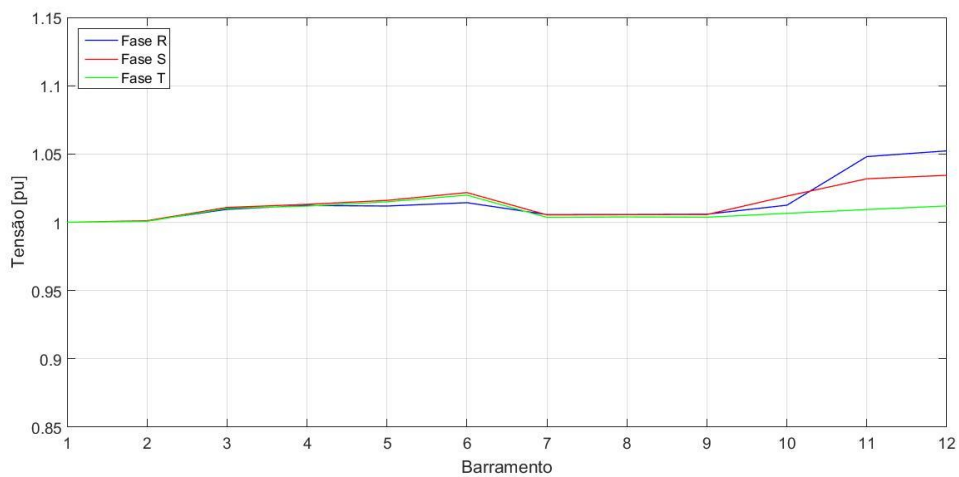


Figura 4.46 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia e hora de maior radiação

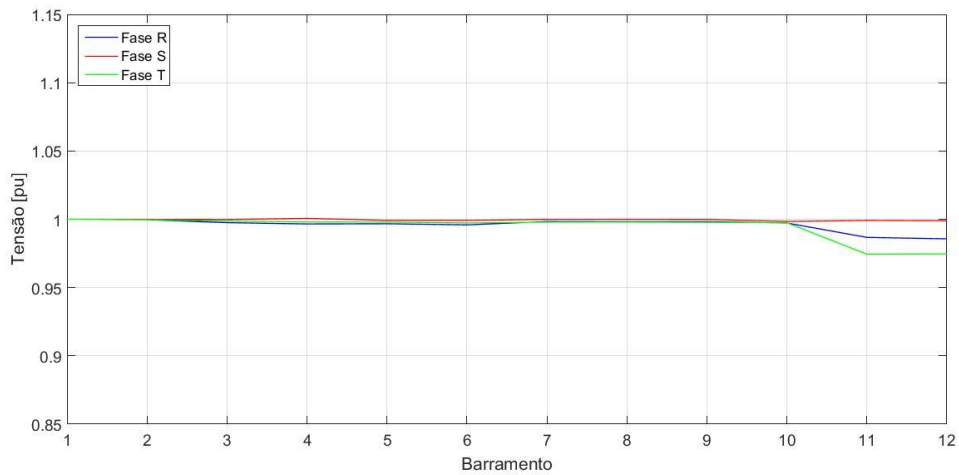


Figura 4.47 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação

Comparando a figura 4.48 com a figura 4.32 do Cenário 4, pode-se verificar que a previsão de carga/descarga/descarga levou a uma redução de perdas. Isto porque parte da energia excedente está a ser enviada para o sistema de armazenamento e para a rede em simultâneo.

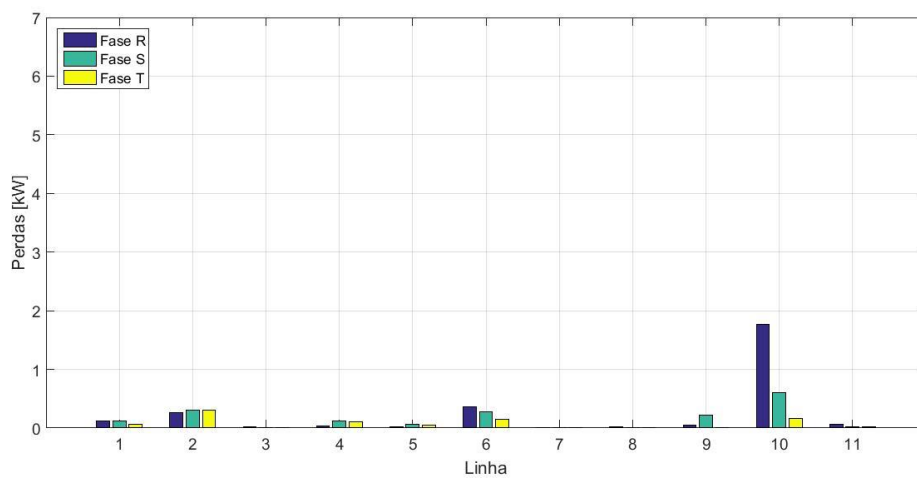


Figura 4.48 - Perdas nas linhas da rede para o dia e hora de maior radiação

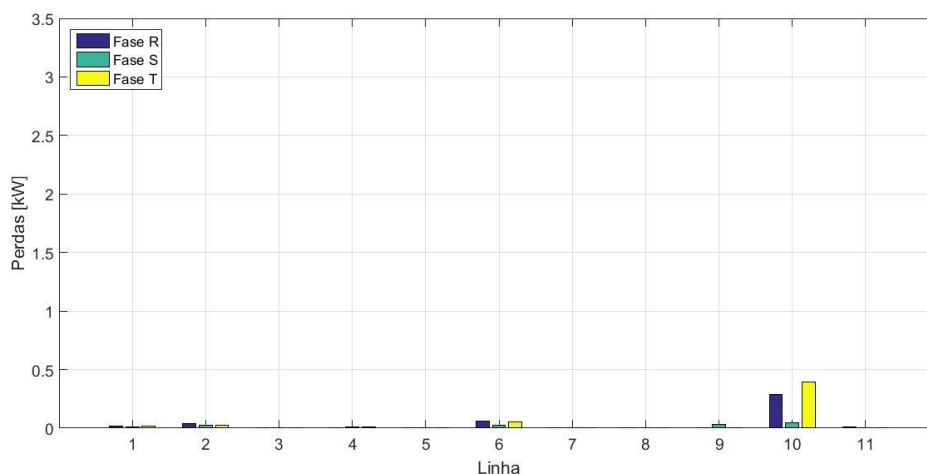


Figura 4.49 - Perdas nas linhas da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação

As tabelas 4.15 e 4.16 apresentam o trânsito de potências em cada linha da rede. Tal como era esperado, a previsão de carga/descarga do sistema de armazenamento não provoca nenhuma alteração no dia de menor radiação. Por outro lado, no dia de maior radiação, nota-se uma redução no trânsito de potências, em comparação com o Cenário 4. Isto porque a potência produzida excedente encontra-se a ser enviada em simultâneo para a rede e para o sistema de armazenamento.

Tabela 4.15 - Trânsito de potências do Cenário 7 para o dia e hora de maior radiação

Linha	Potência Ativa [kW]			Potência Reativa [kvar]		
	Fase R	Fase S	Fase T	Fase R	Fase S	Fase T
L1	-88,99	-92,13	-63,28	31	22,12	26,71
L2	-25,72	-28,61	-27,94	8,19	6,31	7,23
L3	-6,77	-4,96	-4,11	2,6	0,41	1,78
L4	-9,67	-20,08	-18,74	3,03	4,76	4,8
L5	-4,9	-10,87	-9,54	1,71	2,33	2,54
L6	-62,28	-55,75	-39,55	22,11	13,56	17,27
L7	-3,05	-4,35	-8,62	2,62	1,05	1,58
L8	-46,14	-37,88	-21,62	16,34	10,34	12,17
L9	-6,71	-14,05	-2,89	1,86	4,4	0,78
L10	-35,35	-20,74	-6,74	11,37	4,6	8,31
L11	-13,78	-7,96	-7,93	4,26	1,88	1,35

Tabela 4.16 - Trânsito de potências do Cenário 7 para o dia de menor radiação e hora de maior radiação

Linha	Potência Ativa [kW]			Potência Reativa [kvar]		
	Fase R	Fase S	Fase T	Fase R	Fase S	Fase T
L1	9,61	-7,29	14,17	36,28	25,62	31,69
L2	2,6	-2,11	-0,45	9,75	7,43	8,59
L3	0,98	-1,86	0,88	3,08	0,47	2,1
L4	0,82	-0,75	-0,06	3,65	5,7	5,8
L5	0,78	-0,84	0,07	2,06	2,81	3,07
L6	7,01	-4,78	13,98	25,9	15,72	20,63
L7	2,64	-1,04	-1,6	3,16	1,26	1,93
L8	5,19	-1,6	12,61	18,99	11,98	14,55
L9	0,22	-0,25	0,03	2,24	5,28	0,93
L10	3,61	-1,2	13,02	13,61	5,38	9,82
L11	1,33	-0,03	-1,29	5,04	2,13	1,53

4.6.2. Cenário 8: Com compensação do desequilíbrio das fases e sem compensação da potência reativa

Tal como no Cenário 5, a compensação da potência ativa levou a uma redução do desequilíbrio das fases, apesar de não ter havido diferenças significativas nos perfis de tensão quando comparado com o Cenário 7. Nas figuras 4.50 e 4.51, é possível verificar que os valores da tensão se mantêm próximos de 1 p.u.

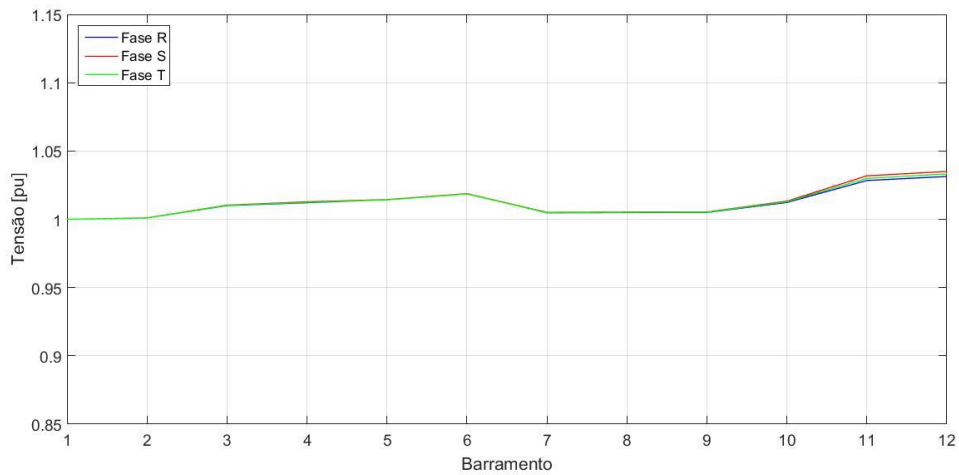


Figura 4.50 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia e hora de maior radiação

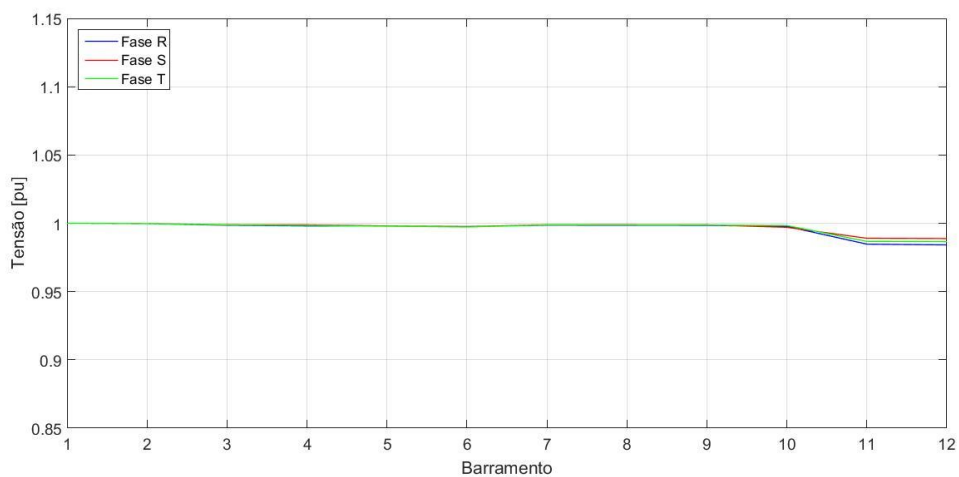


Figura 4.51 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação

As figuras 4.52 e 4.53 apresentam as perdas em cada linha da rede de energia elétrica para o presente cenário. A compensação da potência ativa levou a uma redução das perdas.

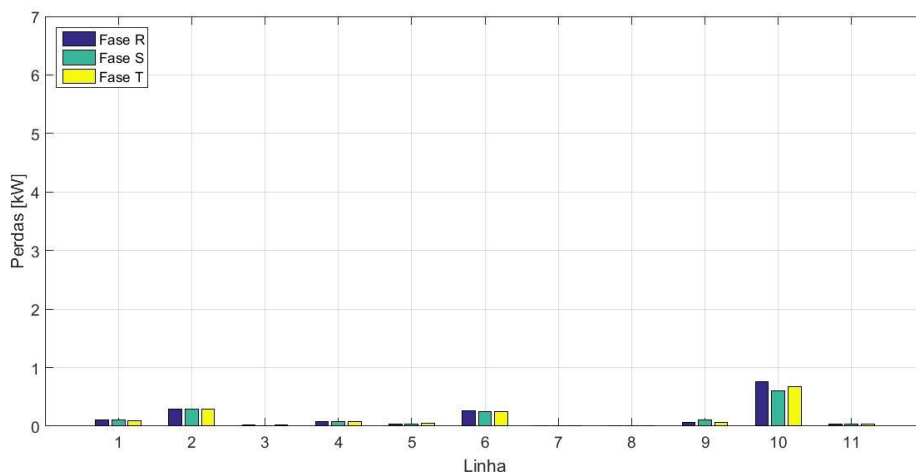


Figura 4.52 - Perdas nas linhas da rede para o dia e hora de maior radiação

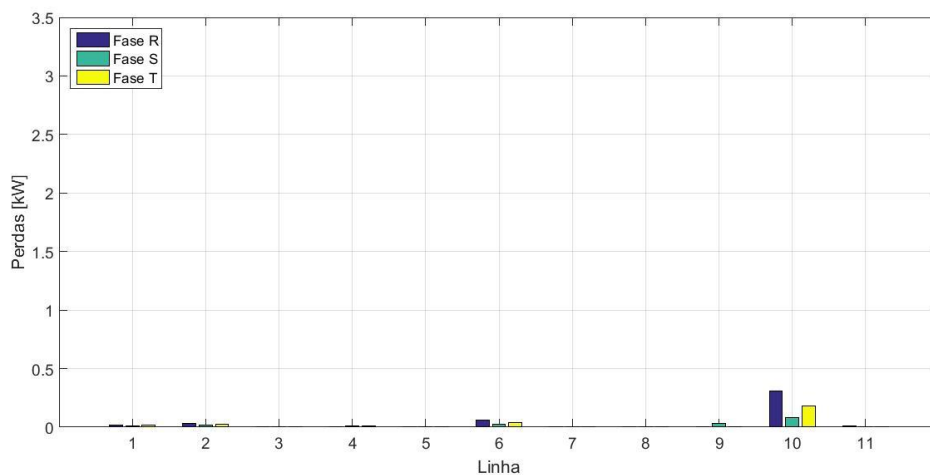


Figura 4.53 - Perdas nas linhas da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação

As tabelas 4.17 e 4.18 apresentam o trânsito de potências em cada linha da rede. Tal como nos Cenários 2 e 5, a injeção de potência ativa para a compensação dos desequilíbrios das fases levou, na generalidade, ao equilíbrio da rede, embora no barramento 10, o sistema só tenha conseguido equilibrar duas fases.

Tabela 4.17 - Trânsito de potências do Cenário 8 para o dia e hora de maior radiação

Linha	Potência Ativa [kW]			Potência Reativa [kvar]		
	Fase R	Fase S	Fase T	Fase R	Fase S	Fase T
L1	-80,09	-84,83	-80,09	30,68	22,05	26,91
L2	-27,43	-27,43	-27,43	8,22	6,29	7,22
L3	-5,28	-5,28	-5,28	2,6	0,41	1,78
L4	-16,16	-16,16	-16,16	3,04	4,75	4,8
L5	-8,44	-8,44	-8,44	1,71	2,33	2,54
L6	-52,72	-52,71	-52,72	21,78	13,53	17,46
L7	-5,34	-5,34	-5,34	2,62	1,05	1,58
L8	-35,4	-35,4	-35,4	16,01	10,3	12,36
L9	-7,43	-8,8	-7,43	1,86	4,4	0,78
L10	-20,94	-20,94	-20,94	11,37	4,61	8,31
L11	-9,89	-9,89	-9,89	4,26	1,88	1,35

Tabela 4.18 - Trânsito de potências do Cenário 8 para o dia de menor radiação e hora de maior radiação

Linha	Potência Ativa [kW]			Potência Reativa [kvar]		
	Fase R	Fase S	Fase T	Fase R	Fase S	Fase T
L1	5,43	5,43	5,43	36,28	25,63	31,61
L2	0,01	0,01	0,01	9,75	7,43	8,59
L3	0	0	0	3,08	0,47	2,1
L4	0	0	0	3,65	5,7	5,8
L5	0	0	0	2,06	2,81	3,07
L6	5,35	5,35	5,35	25,9	15,74	20,56
L7	0	0	0	3,16	1,26	1,93
L8	5,35	5,35	5,35	18,99	11,99	14,48
L9	0	0	0	2,24	5,28	0,93
L10	5,15	5,15	5,15	13,61	5,38	9,82
L11	0	0	0	5,04	2,13	1,53

4.6.3. Cenário 9: Com compensação do desequilíbrio das fases e da potência reativa

Tal como nos casos anteriores, a introdução da compensação da potência reativa levou a perfis de tensão praticamente igual em todas as fases (Figuras 4.54 e 4.55).

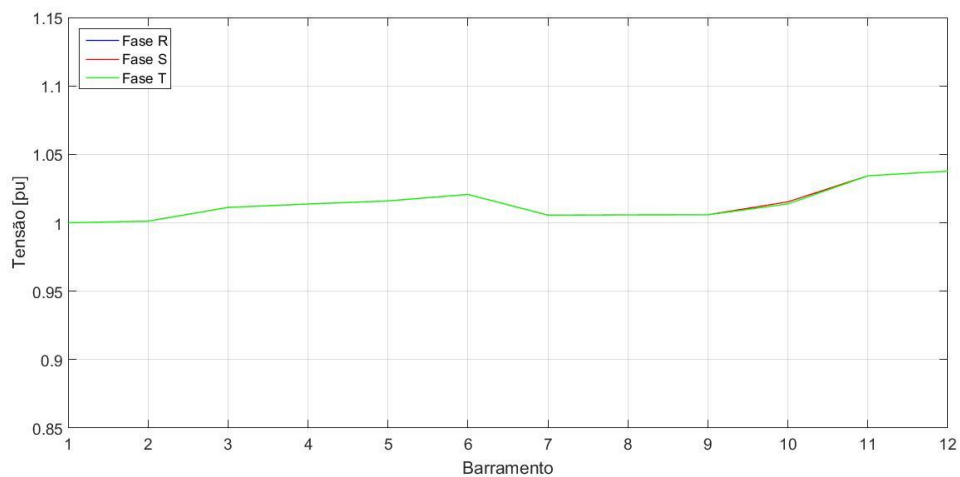


Figura 4.54 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia e hora de maior radiação

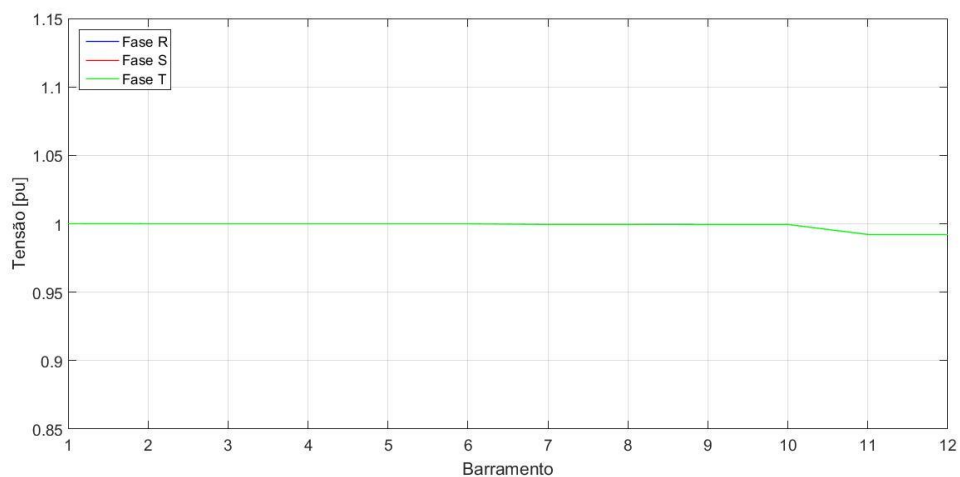


Figura 4.55 - Perfis de tensão em cada barramento da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação

As figuras 4.56 e 4.57 apresentam as perdas nas linhas da rede, onde é possível verificar que, a compensação da potência reativa levou a uma redução das perdas, comparando com os resultados obtidos no Cenário 8.

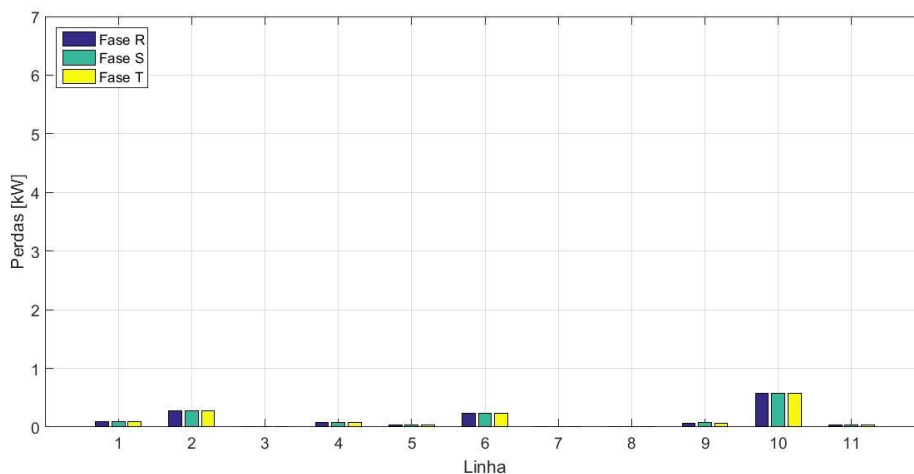


Figura 4.56 - Perdas nas linhas da rede para o dia e hora de maior radiação

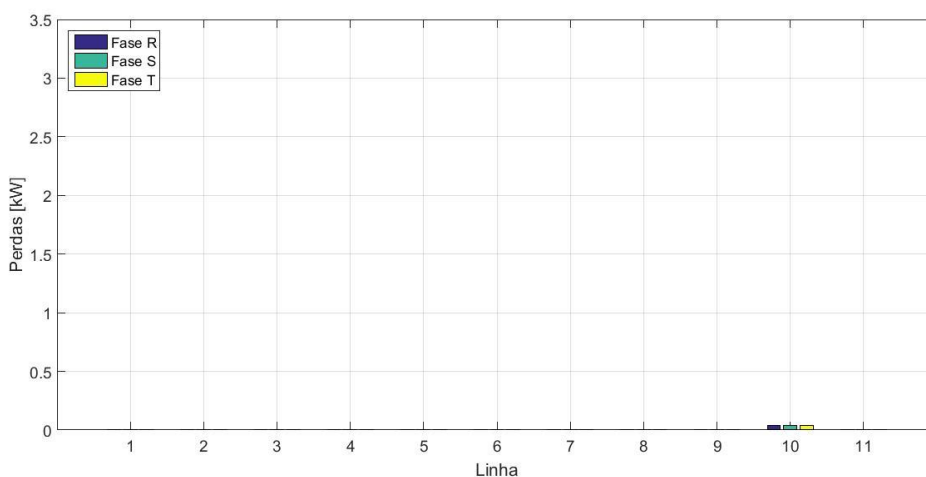


Figura 4.57 - Perdas nas linhas da rede para o dia de menor radiação e hora de maior radiação

As tabelas 4.19 e 4.20 apresentam o trânsito de potências em cada linha da rede. O controle da potência reativa trouxe os mesmos resultados que os do Cenário 3 e 6, embora o trânsito de potências tenha reduzido.

Tabela 4.19 - Trânsito de potências do Cenário 9 para o dia e hora de maior radiação

Linha	Potência Ativa [kW]			Potência Reativa [kvar]		
	Fase R	Fase S	Fase T	Fase R	Fase S	Fase T
L1	-80,35	-84,82	-80,25	0,43	0,44	0,43
L2	-27,44	-27,44	-27,45	0,05	0,05	0,05
L3	-5,28	-5,28	-5,28	0	0	0
L4	-16,17	-16,17	-16,17	0,01	0,01	0,01
L5	-8,44	-8,44	-8,44	0	0	0
L6	-52,91	-52,77	-52,81	0,22	0,23	0,22
L7	-5,34	-5,34	-5,34	0	0	0
L8	-35,59	-35,45	-35,49	0,21	0,22	0,21
L9	-7,43	-8,8	-7,43	0	0	0
L10	-20,95	-20,94	-20,95	0,01	0,01	0,01
L11	-9,89	-9,89	-9,89	0	0	0

Tabela 4.20 - Trânsito de potências do Cenário 9 para o dia de menor radiação e hora de maior radiação

Linha	Potência Ativa [kW]			Potência Reativa [kvar]		
	Fase R	Fase S	Fase T	Fase R	Fase S	Fase T
L1	5,04	5,3	5,21	0,01	0,01	0,01
L2	0	0	0	0	0	0
L3	0	0	0	0	0	0
L4	0	0	0	0	0	0
L5	0	0	0	0	0	0
L6	5,06	5,27	5,21	0,01	0,01	0,01
L7	0	0	0	0	0	0
L8	5,06	5,27	5,21	0,01	0,01	0,01
L9	0	0	0	0	0	0
L10	5,14	5,14	5,15	0	0	0
L11	0	0	0	0	0	0

4.7. Análise Comparativa

De modo a analisar o impacto na rede de baixa tensão das diversas abordagens, é apresentado na tabela 4.21 os resultados obtidos para as perdas energéticas diárias, E_{perd} , e as perdas instantâneas para o dia de maior e menor radiação e para a hora de maior radiação, P_{perd} . Para além disso, é também apresentada a potência do barramento de alimentação, $P_{inj,1}$, obtida a partir da diferença entre a potência consumida (cargas e perdas) e a potência de produção (potência produzida e armazenada).

Tabela 4.21 - Potência e energia de perdas totais e potência injetada do barramento de alimentação

	Dia de maior radiação			Dia de menor radiação		
	E_{perd} [kWh]	P_{perd} [kW]	$P_{inj,1}$ [kW]	E_{perd} [kWh]	P_{perd} [kW]	$P_{inj,1}$ [kW]
Cenário 0	65,25	6,94	243,57	112,20	10,14	292,07
Cenário 1	104,62	22,90	-500,82	76,99	1,96	-52,21
Cenário 2	87,36	18,26	-502,35	73,72	1,09	-62,43
Cenário 3	80,93	17,60	-502,91	62,38	0,21	-63,16
Cenário 4	45,56	16,22	-403,61	71,99	1,74	16,49
Cenário 5	33,73	11,99	-405,00	67,94	1,02	16,29
Cenário 6	27,74	11,36	-405,53	56,63	0,12	15,55
Cenário 7	29,07	6,80	-244,40	71,99	1,74	16,49
Cenário 8	19,78	4,85	-245,01	67,94	1,02	16,29
Cenário 9	13,90	4,23	-245,52	56,63	0,12	15,55

Através dos resultados obtidos, é possível verificar que, no dia de maior radiação, quando não há serviços auxiliares (Cenários 0 e 1), a injeção da potência produzida leva a um aumento de 60,3 % das perdas diárias. No entanto, os serviços auxiliares fornecidos pelo inversor dos sistemas PV e os sistemas de armazenamento permitem reduzir as perdas totais da rede. De facto, quando os sistemas de armazenamento com previsão de carga/descarga são considerados e comparando com o Cenário 1, as perdas decrescem cerca de 72,2 % no Cenário 7, 81,1 % no Cenário 8 e 86,7 % no Cenário 9.

Por outro lado, no dia de menor radiação, e para o caso em que não há produção fotovoltaica, as perdas são maiores do que no dia de maior radiação, uma vez que o

consumo é maior. Com a injeção da potência produzida pelos sistemas PV na rede as perdas diminuem cerca de 31,4 %. Quando os serviços auxiliares e os sistemas de armazenamento são considerados, e em comparação com o Cenário 1, as perdas diminuem cerca de 6 % nos Cenários 4 e 7, 11,8 % nos Cenários 5 e 8, e 26,4 % nos Cenários 6 e 9. Nestes cenários a rede BT encontra-se a consumir potência da rede de distribuição. Isto deve-se ao facto do armazenamento não ter a capacidade de satisfazer todo o consumo que é demasiado elevado, podendo ser superior à produção.

Sendo assim, para o dia de maior radiação, a melhor solução é a do Cenário 9, ou seja, com sistema de armazenamento com previsão de carga/descarga e com serviços auxiliares para a compensação do desequilíbrio das fases e da potência reativa. Com este cenário, as perdas reduziram cerca de 86,7 %, comparativamente com o Cenário 1. No caso do dia de menor radiação, as melhores soluções são as do Cenário 6 e 9, ou seja, com serviços auxiliares com compensação do desequilíbrio das fases e da potência reativa e com sistemas de armazenamento com/sem previsão de carga/descarga. Com estas soluções as perdas reduziram cerca de 26,4 %, em comparação com o Cenário 1.

Por fim é de referir também que os valores negativos da potência injetada do barramento de alimentação (Tabela 4.21) significam que a potência está a ser injetada na rede de distribuição. Isto deve-se ao facto da produção ser superior ao consumo e o sistema de armazenamento já estar totalmente carregado. Apesar de originar mais energia disponível na rede, as redes de energia elétrica não foram desenhadas para ter energia a circular para montante, resultando assim em problemas de segurança [2].

Capítulo 5

5. Conclusões

5.1. Conclusões Finais

Esta dissertação abordou a utilização e gestão de serviços auxiliares fornecidos pelos sistemas PV numa rede radial BT, trifásica e desequilibrada. Estas redes são geralmente afetadas por vários fatores como o desequilíbrio das cargas e perfis de tensão que não cumprem com o estipulado na legislação. Tendo em consideração o elevado incremento destes sistemas neste tipo de redes, tem-se verificado que estes problemas têm tido tendência a agravar-se. De facto, ao contrário do que se verificava, neste novo contexto um dos problemas que passou a existir foi o aparecimento de sobretensões, especialmente no verão, quando há maior radiação.

De forma a verificar o impacto da elevada integração dos sistemas PV nas redes de baixa tensão, foram realizadas diversas simulações com e sem estes sistemas. Nestes estudos abordou-se um dos problemas que tem sido pouco abordado, nomeadamente o desequilíbrio de cargas e o seu impacto nos perfis de tensão e perdas nas linhas. Para além disso, foram propostos algoritmos para atenuar o problema do desequilíbrio de cargas na rede e da consequente sobretensão causada pela injeção de potência ativa e minimizar a energia reativa que transita na rede. Também foram propostos algoritmos para gerir a carga e descarga do sistema de armazenamento como forma de reduzir as perdas na rede de energia elétrica e minimizar as variações do diagrama da rede.

De forma a analisar o impacto das soluções propostas, foi apresentado um caso de estudo de uma rede de baixa tensão com 240 consumidores (105 monofásicos e 135 trifásicos) distribuídos em doze barramentos. Através dos resultados obtidos, foi possível verificar que, ao injetar potência ativa e reativa na rede de uma forma desequilibrada, é possível compensar o desequilíbrio das cargas melhorando os perfis de tensão e reduzindo as perdas nas linhas. Relativamente a este estudo, verificou-se que era possível reduzir as perdas energéticas até 22,6 %, que se verificou no dia de maior radiação. Foi também verificado que o armazenamento de energia também contribuiu para a diminuição de perdas energéticas, especialmente se a previsão de carga/descarga

for considerada juntamente com os serviços auxiliares podendo atingir reduções de cerca de 86,7 % no dia de maior radiação.

5.2. Trabalhos Futuros

Este trabalho não termina com o estudo apresentado, uma vez que devido à sua complexidade ainda existe uma área de estudo. Assim, como propostas de trabalho futuro propõe-se o seguinte:

- No contexto das *Smart Grids*, em que a diversidade dos recursos e das suas características é relevante, para além dos critérios de eficiência e de fiabilidade, a prontidão nas respostas da rede a eventos ganha importância. Para além de gerir a oferta, a resposta dinâmica da procura é, neste contexto, um importante recurso a ser explorado pelas operadoras. Assim, o papel da procura, quer seja no fornecimento de serviços de rede, quer seja para garantir a eficiência na satisfação das necessidades energéticas dos consumidores deverá ser amplamente estudado;
- Utilização de algoritmos alternativos, nomeadamente através da utilização da designada inteligência artificial, tal como os algoritmos genéticos;
- Localização ótima dos sistemas PV num contexto de uma rede a instalar.

Bibliografia

- [1] Directiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Abril de 2009, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis que altera e subsequente revoga as Directivas 2001/77/CE e 2003/30/CE
- [2] Matos, D.M.B. e Catalão, J.P.S., “Geração Distribuída e os seus Impactes no Funcionamento da Rede Elétrica: Parte 1”, *International Conference on Engineering UBI2013*, novembro, 2013
- [3] G. Carla Amado, F. Raquel e C. Diogo, “Energias Renováveis em Portugal: Evolução e Perspectivas”, *e-publica*, janeiro de 2014
- [4] DGEG, “renováveis – estatísticas rápidas – nº133”, *Direção Geral de Energia e Geologia*, novembro de 2015
- [5] Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport (IET), *European Commission*: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eur.htm>
- [6] Bloomberg New Energy Finance, “Coal and gas to stay cheap, but renewables still win race on costs”, *Bloomberg New Energy Finance*, 12 de Junho de 2016
- [7] Decreto-Lei nº153/2014, de 20 de outubro de 2014
- [8] ASPEF, “Regime Jurídico Autoconsumo”, *Associação Portuguesa de Empresas do Sector Fotovoltaico*, maio de 2015
- [9] A. Franziska, “Demand Response and Energy Storage for a Cost Optimal Residential Energy Supply with Renewable Generation”, *ETH Zurich*, p.3-4, 2011
- [10] R. Yann, B. Seddik, B. Franck e P. Stephane, “Optimal Power Flow Management for Grid Connected PV Systems With Batteries”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, p.309-312, de julho de 2013
- [11] B. Roland, “Smart Inverter Technology for High PV Penetration,” *International workshop on PV and the electricity grid Austrian Institute of Technology*, Sydney, de novembro de 2013
- [12] B. Richard, “Functions and Capabilities of PV Inverters to be part of a Smart Grid”, *Fronius*, de setembro de 2013
- [13] IRENA, “Smart Grids and Renewables – A Guide for Effective Deployment”, *International Renewable Energy Agency*, de novembro de 2013

- [14] F. Wes, “Smart Grid – Transforming the Electricity System to Meet Future Demand and Reduce Greenhouse Gas Emissions”, *CISCO Internet Business Solutions Group (IBSG)*, de novembro de 2008
- [15] Vergara, C, “Parametric interface for Battery Energy Storage Systems providing ancillary services”, *3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, de 2012
- [16] Eurelectric – Electricity for Europe, Terminology: <http://www.eurelectric.org/facts-terminology/terminology/networks-grids/networks/>
- [17] Y. Xue, K. C. Divya, G. Griepentrog, M. Liviu, S. Suresh e M. Manjrekar, “Towards next generation photovoltaic inverters,” *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 2011, p. 2467 – 247
- [18] V. Fernão Pires, J. F. Martins, J. Fernando Silva, “A Control Structure for a Photovoltaic Supply System with Power Compensation Characteristics Suitable for Smart Grid Topologies”, *8th International Conference-Workshop Compatibility and Power Electronics (CPE2013)*, p. 40-45, de junho de 2013, Ljubljana, Slovenia
- [19] H. Yu, J. Pan, A. Xiang, “A multi-function grid-connected PV system with reactive power compensation for the grid,” *Solar Energy*, vol. 79, no. 1, p. 101–106, 2005
- [20] L. Piegari, P. Tricoli, “A Control Algorithm of Power Converters in Smart-Grids for Providing Uninterruptible Ancillary Services,” *14th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, p. 1–7, de 2010
- [21] Yang, Y., Wang, H., & Blaabjerg, F. (2014), “Reactive Power Injection Strategies for Single-Phase Photovoltaic Systems Considering Grid Requirements”, *29th Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, (APEC)*, p. 371-378, de 2014
- [22] E. Bruno, M. Vítor, J. G. Pinto, P. Delfim, A. Andrés, M. Nogueiras, A.L. João, “Three Phase Current Source Shunt Active Power Filter with Solar Photovoltaic Grid Interface” *IEEE ICIT Industrial Technology Conference*, p.1211-1215, Seville, Spain, de março de 2015
- [23] D. Xunjiang, C. Qin, "The research of photovoltaic grid-connected inverter based on adaptive current hysteresis band control”, *International Conference on Sustainable Power Generation and Supply*, p. 1-8 de 2009

- [24] A. Blorfan , P. Wira , D. Flieller , G. Sturtzer , J. Mercklé, "A Three-Phase Hybrid Active Power Filter with Photovoltaic Generation and Hysteresis Current Control", *37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON 2011)*, 2011, Melbourne, Australia
- [25] V. Fernão Pires, O. Husev, D. Vinnikov, J. F. Martins, "A Control Strategy for a Grid-Connected PV System with Unbalanced Loads Compensation", *9th International Conference on Compatibility and Power Electronics (CPE 2015)*, p. 154-159, de junho de 2015, Caparica, Lisboa, Portugal
- [26] G.-H. Kim, C. Hwang, J.-H. Jeon, J.-B. Ahn, E.-S. Kim, "A novel three-phase four-leg inverter based load unbalance compensator for stand-alone microgrid", *Electrical Power and Energy Systems*, vol.65, p.70-75, de 2015
- [27] "EPIA Announces World's Solar Photovoltaic Electricity Capacity Surpassed 100 Gigawatts in 2012", *ASES*, de 12 de fevereiro de 2013 [Online]. Disponível: <http://www.ases.org/2013/02/epia-announces-worlds-solar-photovoltaic-electricity-capacity-surpassed-100-gigawatts-in-2012/>, acessado em outubro, 2013
- [28] M. Edgar, "Installed PV capacity at 227 GW worldwide", *pV magazine*, 8 de abril de 2016 [Online]. Disponível: http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/iea-pvps--installed-pv-capacity-at-227-gw-worldwide_100024068/#axzz4NtgngTt6, acessado em outubro, 2013
- [29] M. António, C. Rui, "Microgeneration Impact on LVDistribution Grids: A Review of Recent Research on Overvoltage Mitigation Techniques", *International Journal of Renewable Energy Research*, janeiro de 2016
- [30] E.J. Coster, J.M.A. Myrzik, B. Kruimer, and W.L. Kling, "Integration issues of distributed generation in distribution grids," *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, no. 1, p. 28–39, 2011
- [31] A. M. Azmy and I. Erlich, "Impact of distributed generation on the stability of electrical power systems", *Proc. Power Eng. Soc. Gen. Meet.*, p. 1056–1063, junho de 2005
- [32] C. Rohrig, K. Rudion, A. Styczyński, and H. J. Nehrkorn, "Fulfilling the standard EN 50160 in distribution networks with a high penetration of renewable energy system", *Proc. 3rd IEEE PES ISGT Eur.*, p. 1–6, Berlin, Germany, outubro de 2012

- [33] A. S. Masoum, P. S. Moses, M. A. S. Masoum, and A. Abu-Siada, “Impact of rooftop PV generation on distribution transformer and voltage profile of residential and commercial networks” *Proc. ISGT*, p. 1–7, janeiro de 2012
- [34] Wang, S., Han, L., Wu, L. “Uncertainty tracing of distributed generations via complex affine arithmetic based unbalanced three-phase power flow”, *IEEE Trans. Power Syst.*, p. 3053–3062, 2015
- [35] Moghaddas-Tafreshi, S.M., Mashhour, E., “Distributed generation modeling for power flow studies and a three-phase unbalanced power flow solution for radial distribution systems considering distributed generation”, *Electr. Power Syst. Res.*, p. 680–686, 2009
- [36] C. Fernando, C.Rui, A. Maria Eduarda, P. Victor, “Self-consumption and storage as a way to facilitate the integration of renewable energy in low voltage distribution networks”, *IET – The Institution of Engineering and Technology*, p.1742-1743, 2016
- [37] ERSE, “Caracterização da Procura de energia elétrica em 2015”, *Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos*, dezembro de 2014
- [38] PVGIS, Acesso Iterativo para recurso solar e potencial fotovoltaico: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>

Anexos

Anexo A - Impedâncias das linhas da rede

Linha	R [Ω]	L [Ω]
L1	0,0022	0,0010
L2	0,0592	0,0189
L3	0,0764	0,0244
L4	0,0477	0,0239
L5	0,0917	0,0293
L6	0,0134	0,0043
L7	0,0064	0,0032
L8	0,0013	0,0006
L9	0,1739	0,0534
L10	0,2254	0,0719
L11	0,0567	0,0174

Anexo B – Dados da Irradiação fornecidos pelo PVGIS

Dados da irradiação para a localidade de Lamego, para painéis com inclinação de 30° e azimute de 0°.

HORA	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
04:37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:52	0	0	0	0	0	23	0	0	0	0	0	0
05:07	0	0	0	0	22	39	29	0	0	0	0	0
05:22	0	0	0	0	39	54	44	0	0	0	0	0
05:37	0	0	0	0	56	69	59	27	0	0	0	0
05:52	0	0	0	36	72	83	73	42	0	0	0	0
06:07	0	0	0	47	88	100	89	55	17	0	0	0
06:22	0	0	21	81	122	136	126	90	37	0	0	0
06:37	0	0	50	115	158	175	166	131	72	0	0	0
06:52	0	0	92	150	196	215	208	176	110	23	0	0
07:07	0	25	134	187	235	257	251	224	154	67	0	0
07:22	0	75	178	223	273	298	295	273	200	112	17	0
07:37	22	118	223	260	312	339	339	322	247	154	62	0
07:52	89	156	268	296	349	380	383	371	294	197	99	59
08:07	138	194	312	330	386	419	425	420	341	239	140	93
08:22	177	230	355	363	421	458	467	467	386	281	175	133
08:37	214	265	396	395	455	495	506	513	431	321	209	164
08:52	250	298	435	425	487	529	544	557	473	359	241	193
09:07	284	329	473	453	517	562	580	598	514	395	272	221
09:22	315	358	507	478	544	593	613	637	552	429	300	246
09:37	344	385	540	502	570	622	645	673	587	461	326	270
09:52	370	410	569	524	594	648	673	707	620	490	350	292
10:07	395	432	596	544	615	672	699	737	649	517	372	311
10:22	416	452	620	561	634	693	722	765	676	540	391	328
10:37	435	470	641	576	650	712	743	789	699	561	408	344
10:52	451	485	659	589	665	728	760	809	719	579	423	357
11:07	465	497	674	600	676	741	775	827	736	594	435	368
11:22	476	508	686	609	686	752	787	841	750	606	445	376
11:37	484	515	695	615	693	760	796	851	760	615	453	383
11:52	489	520	701	619	698	765	802	858	767	621	458	387
12:07	492	523	704	621	700	768	805	862	770	624	460	390
12:22	492	523	704	621	700	768	805	862	770	624	460	390
12:37	489	520	701	619	698	765	802	858	767	621	458	387
12:52	484	515	695	615	693	760	796	851	760	615	453	383
13:07	476	508	686	609	686	752	787	841	750	606	445	376
13:22	465	497	674	600	676	741	775	827	736	594	435	368

13:37	451	485	659	589	665	728	760	809	719	579	423	357
13:52	435	470	641	576	650	712	743	789	699	561	408	344
14:07	416	452	620	561	634	693	722	765	676	540	391	328
14:22	395	432	596	544	615	672	699	737	649	517	372	311
14:37	370	410	569	524	594	648	673	707	620	490	350	292
14:52	344	385	540	502	570	622	645	673	587	461	326	270
15:07	315	358	507	478	544	593	613	637	552	429	300	246
15:22	284	329	473	453	517	562	580	598	514	395	272	221
15:37	250	298	435	425	487	529	544	557	473	359	241	193
15:52	214	265	396	395	455	495	506	513	431	321	209	164
16:07	177	230	355	363	421	458	467	467	386	281	175	133
16:22	138	194	312	330	386	419	425	420	341	239	140	93
16:37	34	156	268	296	349	380	383	371	294	197	99	27
16:52	22	118	223	260	312	339	339	322	247	154	30	0
17:07	0	39	178	223	273	298	295	273	200	112	17	0
17:22	0	25	134	187	235	257	251	224	154	38	0	0
17:37	0	0	51	150	196	215	208	176	110	23	0	0
17:52	0	0	36	115	158	175	166	131	48	0	0	0
18:07	0	0	21	70	122	136	126	70	33	0	0	0
18:22	0	0	0	54	88	100	89	57	17	0	0	0
18:37	0	0	0	0	72	83	73	42	0	0	0	0
18:52	0	0	0	0	56	69	59	0	0	0	0	0
19:07	0	0	0	0	39	54	44	0	0	0	0	0
19:22	0	0	0	0	0	39	0	0	0	0	0	0