



M 2015

U.PORTO
FEUP FACULDADE DE ENGENHARIA
UNIVERSIDADE DO PORTO

ANÁLISE DO IMPACTO DA MICROGERAÇÃO E DO ARMAZENAMENTO NAS PERDAS DE REDES DE BAIXA TENSÃO

ELSA MARIA FREITAS DE MOURA
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO APRESENTADA
À FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO EM
ÁREA CIENTÍFICA
ENGENHARIA ELETROTÉCNICA E DE COMPUTADORES

A Dissertação intitulada

**“Análise do Impacto da Microgeração e do Armazenamento nas Perdas de
Redes de Baixa Tensão”**

foi aprovada em provas realizadas em 21-07-2015

o júri


Presidente **Professor Doutor Artur Manuel de Figueiredo Fernandes e Costa**
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto


Professor Doutor Custódio João Pais Dias
Professor Coordenador do Departamento de Engenharia Electrotécnica do Instituto
Superior de Engenharia do Porto


Professor Doutor José Nuno Moura Marques Fidalgo
Professor Associado do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.


Elsa Moura

Autor - Elsa Maria Freitas Moura

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

Com o considerável aumento do consumo de energia elétrica é essencial procurar estratégias que permitam uma maior eficiência das redes elétricas, que poderá ser atingida com a redução das perdas energéticas. Estas perdas são inerentes às redes de distribuição de energia elétrica, não podendo ser completamente eliminadas, mas podem ser atenuadas. Em Portugal a valorização das perdas na distribuição corresponde a mais de 200M€/ano.

Atualmente a distribuição da energia elétrica tem enfrentado novos desafios com a crescente relevância que a produção dispersa tem conquistado. Ao nível das redes de baixa tensão (BT), espera-se que a introdução de dispositivos de microgeração permita reduzir as perdas nas linhas BT, pois evita parte do trânsito de energia derivado das grandes centrais produtoras, que estão a maior distância do consumidor. No entanto, se a energia proveniente da microgeração for excessiva, pode haver inversão no fluxo de potências, o que poderá aumentar o total das perdas ativas nas linhas. Os dispositivos de armazenamento constituem uma das recentes mas promissoras aplicações capazes de atenuar estas consequências, permitindo armazenar a energia em excesso para ser utilizada quando necessária.

Este trabalho partiu, então, da necessidade de avaliar os efeitos que os dispositivos de microgeração e de armazenamento têm nas perdas das redes BT.

A metodologia consiste na utilização de diagramas de carga representativos de dois períodos do ano (inverno e verão). O trânsito de potências foi realizado para as 24 horas do diagrama representativo de um dia em cada período, para cinco redes típicas de BT com diferentes cenários de integração de microgeração e armazenamento isoladamente quer em conjunto. Os resultados obtidos são extrapolados de modo a permitirem a estimação do impacto da microgeração e do armazenamento nas perdas anuais globais da rede de distribuição. Por último é feita uma análise comparativa de cada cenário, incluindo a monetização dos benefícios associados à diminuição das perdas.

Palavras-chave: Perdas energéticas, Microgeração, Armazenamento, Redes de baixa tensão

Abstract

With the substantial increase of energy consumption it is essential to seek for strategies that allow a greater efficiency of the electric grids, this can be achieved with the reduction of the energetic losses. These losses are inherent to the energetics grids, they cannot be completely eliminated, but can be mitigated. In Portugal the valuation of the distribution losses can reach more than 200M€/year.

Currently the electric energy distribution faces new challenges with the building relevance that distributed generation has conquered. In regards to low voltage grids, it is expected that the introduction of microgeneration devices enables a loss reduction on the low voltage lines, because it prevents part of the power flow from the large production plants, which are at a greater distance from the consumer. However, if the energy from microgeneration is excessive, it can cause reverse power flows, which might increase the line's total active losses. The storage devices are one of the recent but promising devices able to decrease those consequences, allowing to storage the excessive energy which can be used when needed.

Therefore, this work comes from the need to assess the effects that the microgeneration and storage devices might bring to the low voltage grid losses.

The method applied consists on the usage of load diagrams representative of two year periods (winter and summer). The power flow was carried out to the 24 hours of the diagram representative of one day in each period, of five typical low voltage grids with different integration scenarios of microgeneration and storage separately, and subsequently combined. The achieved results are extrapolated in order to allow the estimation of the impact of the microgeneration and of the storage on the annual losses and the global losses of the distribution grids. At last a comparative analysis is performed for each scenario including the benefits monetization associated to the loss reductions.

Keywords: Energetic losses, Microgeneration, Storage, Low voltage grids

Agradecimentos

Em primeiro lugar, quero agradecer ao meu orientador Prof. Dr. José Nuno Fidalgo por toda a dedicação, disponibilidade demonstrada, e por todos os conselhos e críticas dadas sempre em prol de melhorar o trabalho.

Quero agradecer a todos os meus amigos por todos os bons momentos.

Agradeço à minha mãe que me inspira, todos os dias, com a sua resiliência e constante encorajamento para dar o meu melhor.

Quero agradecer também aos restantes elementos da minha família que, principalmente, nestes últimos meses têm sido incansáveis para comigo.

Por último, quero agradecer ao meu pai, que apesar de já não me poder ver a concluir o curso, a força de espírito inigualável que possuía motivar-me-á sempre a nunca desistir, mesmo quando a esperança é pouca ou nula.

Índice

Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1 - Enquadramento	1
1.2 - Motivação	4
1.3 - Objetivos	5
1.4 - Estrutura da Dissertação	5
Capítulo 2	6
Perdas nas Redes de Distribuição	6
2.1 - Classificação das Perdas	6
2.1.1 - Perdas Não Técnicas	7
2.1.2 - Perdas Técnicas	7
2.1.3 - Potência de Perdas	8
2.1.4 - Energia de Perdas	8
2.1.5 - Fator de Carga	8
2.1.6 - Fator de Perdas	9
2.2 - Causa das Perdas Técnicas	9
2.2.1 - Fator de Potência	10
2.2.2 - Resistência elétrica	11
2.2.3 - Tensão elétrica	12
2.3 - Redução de Perdas	12
2.3.1 - Reforço das Linhas	12
2.3.2 - Compensação de Energia Reativa	13
2.3.3 - Reconfiguração de Redes	14
2.3.4 - Produção Distribuída	15
2.3.5 - Sistemas de Armazenamento	17
Capítulo 3	19
Cálculo das Perdas Técnicas	19
Capítulo 4	22
Metodologia	22
4.1 - Descrição geral da metodologia	22
4.2 - Redes típicas de BT	24
4.3 - Cenários simulados	27
4.4 - <i>Software</i> de Simulação	29
4.5 - Script para Automatização do processo	29
4.6 - Algoritmo para a simulação do impacto de microgeração	30
4.7 - Algoritmo para a simulação do impacto do armazenamento	31

4.8 - Algoritmo para a simulação do impacto da microgeração e do armazenamento..	33
4.9 - Cálculo das Perdas Anuais e Globais.....	35

Capítulo 5 37

Exposição e Análise de Resultados.....	37
5.1 - Impacto da microgeração	37
5.1.1 - Diagrama de Carga	38
5.1.2 - Síntese - diagramas de carga.....	44
5.1.3 - Perdas	44
5.1.4 - Síntese - perdas.....	50
5.2 - Impacto do Armazenamento	52
5.2.1 - Diagrama de carga	52
5.2.2 - Síntese - diagramas de carga.....	57
5.2.3 - Perdas	57
5.2.4 - Síntese - perdas.....	63
5.3 - Impacto Combinado da Microgeração e do Armazenamento.....	64
5.3.1 - Diagrama de Carga	64
5.3.2 - Síntese - diagramas de carga.....	70
5.3.3 - Perdas	71
5.3.4 - Síntese - Perdas.....	76
5.4 - Síntese de resultados.....	77

Capítulo 6 81

Conclusões e Trabalhos Futuros	81
6.1 - Conclusões	81
6.2 - Trabalhos Futuros.....	84

Referências 85

Lista de figuras

Figura 1.1 - Evolução do consumo energético mundial com previsões até 2035 [52]	1
Figura 1.2 - Dependência energética externa de Portugal	3
Figura 2.1 - Modelo π da linha de distribuição	10
Figura 2.2 - Triângulo de Potência	11
Figura 4.1 - Fluxograma representativo da metodologia a seguir	23
Figura 4.2 - Diagrama de carga da rede 50 kVA para um dia típico (Esquerda: inverno; Direita: verão)	25
Figura 4.3 - Diagrama de carga da rede 100 kVA para um dia típico (Esquerda: inverno; Direita: verão)	25
Figura 4.4 - Diagrama de carga da rede 250 kVA para um dia típico (Esquerda: inverno; Direita: verão)	26
Figura 4.5 - Diagrama de carga da rede 400 kVA para um dia típico (Esquerda: inverno; Direita: verão)	26
Figura 4.6 - Diagrama de carga da rede 630 kVA para um dia típico (Esquerda: inverno; Direita: verão)	26
Figura 4.7 - Perfil da produção das unidades solares para um dia típico de inverno e um dia típico de verão	27
Figura 4.8 - Ciclos de operação do armazenamento (Esquerda: inverno; Direita: verão)	32
Figura 5.1 - Diagrama de Carga da Rede 50kVA com microgeração (dia de inverno)	38
Figura 5.2 - Diagrama de Carga da Rede 50kVA com microgeração (dia de verão)	38
Figura 5.3 - Diagrama de Carga da Rede 100kVA com microgeração (dia de inverno)	39
Figura 5.4 - Diagrama de Carga da Rede 100kVA com microgeração (dia de verão)	39
Figura 5.5 - Diagrama de Carga da Rede 250kVA com microgeração (dia de inverno)	40
Figura 5.6 - Diagrama de Carga da Rede 250kVA com microgeração (dia de verão)	40

Figura 5.7 - Diagrama de Carga da Rede 400kVA com microgeração (dia de inverno)	41
Figura 5.8 - Diagrama de Carga da Rede 400kVA com microgeração (dia de verão).....	41
Figura 5.9 - Diagrama de Carga da Rede 630kVA com microgeração (dia de inverno)	42
Figura 5.10 - Diagrama de Carga da Rede 630kVA com microgeração (dia de verão)	42
Figura 5.11 - Diagrama de Carga da Rede 100kVA - inversão de fluxo (dia de inverno)	43
Figura 5.12 - Diagrama de Carga da Rede 100kVA - inversão de fluxo (dia de verão).....	43
Figura 5.13 - Perdas na Rede 50kVA com microgeração (dia de inverno)	44
Figura 5.14 - Perdas na Rede 50kVA com microgeração (dia de verão).....	45
Figura 5.15 - Perdas na Rede 100kVA com microgeração (dia de inverno)	45
Figura 5.16 - Perdas na Rede 100kVA com microgeração (dia de verão)	46
Figura 5.17 - Perdas na Rede 250kVA com microgeração (dia de inverno)	46
Figura 5.18 - Perdas na Rede 250kVA com microgeração (dia de verão)	47
Figura 5.19 - Perdas na Rede 400kVA com microgeração (dia de inverno)	47
Figura 5.20 - Perdas na Rede 400kVA com microgeração (dia de verão)	48
Figura 5.21 - Perdas na Rede 630kVA com microgeração (dia de inverno)	48
Figura 5.22 - Perdas na Rede 630kVA com microgeração (dia de verão)	49
Figura 5.23 - Perdas na Rede 100kVA - inversão de fluxo (dia de inverno).....	49
Figura 5.24 - Perdas na Rede 100kVA - inversão de fluxo (dia de verão)	50
Figura 5.25 - Perdas totais globais em percentagem da carga com microgeração	51
Figura 5.26 - Perdas totais anuais da rede de 100kVA com microgeração	51
Figura 5.27 - Diagrama de Carga da Rede 50kVA com armazenamento (dia de inverno)	52
Figura 5.28 - Diagrama de Carga da Rede 50kVA com armazenamento (dia de verão)	52
Figura 5.29 - Diagrama de Carga da Rede 100kVA com armazenamento (dia de inverno).....	53
Figura 5.30 - Diagrama de Carga da Rede 100kVA com armazenamento (dia de verão)	53
Figura 5.31 - Diagrama de Carga da Rede 250kVA com armazenamento (dia de inverno).....	54
Figura 5.32 - Diagrama de Carga da Rede 250kVA com armazenamento (dia de verão)	54
Figura 5.33 - Diagrama de Carga da Rede 400kVA com armazenamento (dia de inverno).....	55
Figura 5.34 - Diagrama de Carga da Rede 400kVA com armazenamento (dia de verão)	55
Figura 5.35 - Diagrama de Carga da Rede 630kVA com armazenamento (dia de inverno).....	56
Figura 5.36 - Diagrama de Carga da Rede 630kVA com armazenamento (dia de verão)	56

Figura 5.37 - Perdas na Rede 50kVA com armazenamento (dia de inverno)	58
Figura 5.38 - Perdas na Rede 50kVA com armazenamento (dia de verão)	58
Figura 5.39 - Perdas na Rede 100kVA com armazenamento (dia de inverno).....	59
Figura 5.40 - Perdas na Rede 100kVA com armazenamento (dia de verão)	59
Figura 5.41 - Perdas na Rede 250kVA com armazenamento (dia de inverno).....	60
Figura 5.42 - Perdas na Rede 250kVA com armazenamento (dia de verão)	60
Figura 5.43 - Perdas na Rede 400kVA com armazenamento (dia de inverno).....	61
Figura 5.44 - Perdas na Rede 400kVA com armazenamento (dia de verão)	61
Figura 5.45 - Perdas na Rede 630kVA com armazenamento (dia de inverno).....	62
Figura 5.46 - Perdas na Rede 630kVA com armazenamento (dia de verão)	62
Figura 5.47 - Perdas totais globais em percentagem da carga com armazenamento	63
Figura 5.48 - Comparação das perdas globais em percentagem da carga com armazenamento a 100% e 90%	64
Figura 5.49 - Diagrama de Carga da Rede 50kVA com microgeração e armazenamento (dia de inverno)	65
Figura 5.50 - Diagrama de Carga da Rede 50kVA com microgeração e armazenamento (dia de verão)	65
Figura 5.51 - Diagrama de Carga da Rede 100kVA com microgeração e armazenamento (dia de inverno)	66
Figura 5.52 - Diagrama de Carga da Rede 100kVA com microgeração e armazenamento (dia de verão).....	66
Figura 5.53 - Diagrama de Carga da Rede 250kVA com microgeração e armazenamento (dia de inverno)	67
Figura 5.54 - Diagrama de Carga da Rede 250kVA com microgeração e armazenamento (dia de verão).....	67
Figura 5.55 - Diagrama de Carga da Rede 400kVA com microgeração e armazenamento (dia de inverno)	68
Figura 5.56 - Diagrama de Carga da Rede 400kVA com microgeração e armazenamento (dia de verão).....	68
Figura 5.57 - Diagrama de Carga da Rede 630kVA com microgeração e armazenamento (dia de inverno)	69
Figura 5.58 - Diagrama de Carga da Rede 630kVA com microgeração e armazenamento (dia de verão).....	69
Figura 5.59 - Consumo total global.....	71
Figura 5.60 - Perdas na Rede 50kVA com microgeração e armazenamento (dia de inverno) ..	71

Figura 5.61 - Perdas na Rede 50kVA com microgeração e armazenamento (dia de verão).....	72
Figura 5.62 - Perdas na Rede 100kVA com microgeração e armazenamento (dia de inverno)	72
Figura 5.63 - Perdas na Rede 100kVA com microgeração e armazenamento (dia de verão) ...	73
Figura 5.64 - Perdas na Rede 250kVA com microgeração e armazenamento (dia de inverno)	73
Figura 5.65 - Perdas na Rede 250kVA com microgeração e armazenamento (dia de verão) ...	74
Figura 5.66 - Perdas na Rede 400kVA com microgeração e armazenamento (dia de inverno)	74
Figura 5.67 - Perdas na Rede 400kVA com microgeração e armazenamento (dia de verão) ...	75
Figura 5.68 - Perdas na Rede 630kVA com microgeração e armazenamento (dia de inverno)	75
Figura 5.69 - Perdas na Rede 630kVA com microgeração e armazenamento (dia de verão) ...	76
Figura 5.70 - Perdas totais globais em percentagem da carga	77
Figura 5.71 - Comparação de cenários	80

Lista de tabelas

Tabela 1 - Escalões de potência de transformação adotados [45]	24
Tabela 2 - Cenários para todas as redes	28
Tabela 3 - Cenários de microgeração e armazenamento	28
Tabela 4 - Ciclo de Carregamento e Descarregamento do Armazenamento	31
Tabela 5 - Consumos energéticos anuais das redes BT [45].....	36
Tabela 6 - Perdas Anuais (MWh).....	78
Tabela 7 - Consumo (MW)	78
Tabela 8 - Perdas em percentagem ao consumo	79

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

BT	Baixa tensão
EDP	Energias de Portugal
ERSE	Entidade reguladora dos serviços energéticos
FACTS	<i>Flexible Alternating Current Transmission System</i>
GEE	Gases com Efeito de Estufa
I	Corrente Elétrica
INESC	Instituto de Engenharia de Sistemas e de Computadores
MT	Média tensão
OCDE	Organização de Cooperação e de Desenvolvimento Económico
P	Potência
PD	Produção Distribuída
PGSA	<i>Plant Growth Simulation Algorithm</i>
PRE	Produção em regime especial
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
PT	Postos de Transformação
R	Resistência
SA	<i>Simulated Annealing</i>
SEE	Sistema Elétrico de Energia
STATCOM	<i>Static Synchronous Compensator</i>
SVC	<i>Static Var Compensation</i>
TP	Trânsito de Potências
μ G	Microgeração

Lista de símbolos

A	Ampere
---	--------

Btu	Unidades Térmicas Britânicas
CO ₂	Dióxido de Carbono
h	Hora
GWh	Gigawatt-hora
kVA	Kilovolt-ampere
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-hora
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
W	watt
%	Porcentagem
€/Mwh	Euros por megawatt-hora
$tg\varphi$	Fator de potência

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Enquadramento

Ao longo do último século, com o desenvolvimento demográfico e a industrialização mundial, o consumo da energia elétrica tem aumentado de uma forma considerável. O acesso à energia elétrica é atualmente um dos fatores decisivos para o progresso tecnológico, económico e social dos diversos países. A Agência Internacional de Energia (AIE) prevê que a procura mundial de energia irá crescer 37% até 2040, apesar de se estimar um abrandamento no crescimento anual de 1% a partir de 2025 [1]. Os combustíveis fósseis têm atualmente ainda grande parte do *share* na produção de energia, sendo que são responsáveis por cerca de 87% da produção mundial de energia [2].

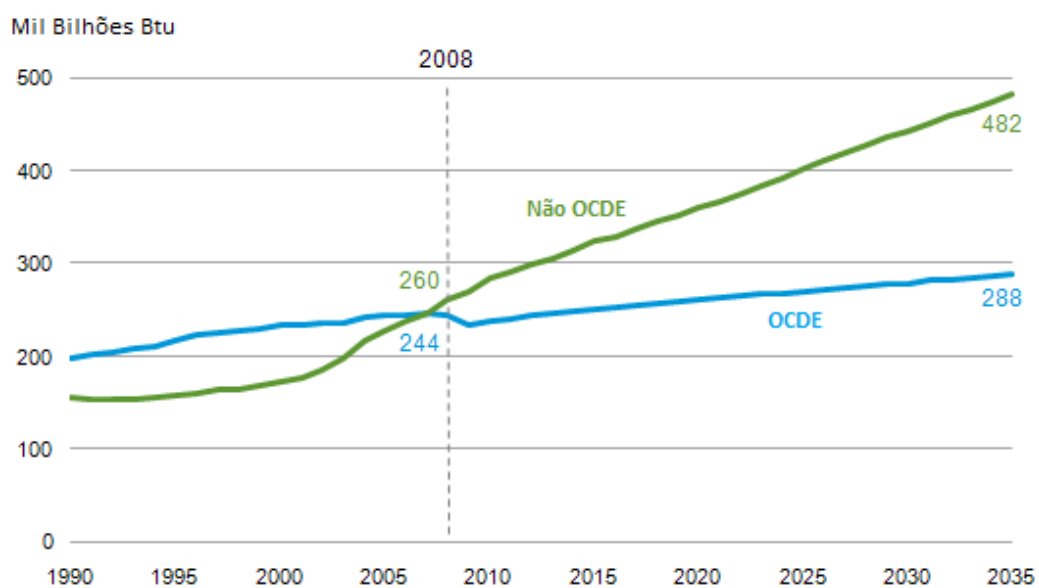


Figura 1.1 - Evolução do consumo energético mundial com previsões até 2035 [52]

2 Introdução

Com a forte dependência da sociedade pela energia elétrica, torna-se essencial garantir que exista capacidade disponível nas redes para a receção e entrega de eletricidade, com níveis adequados de segurança e qualidade de serviço, procurando melhorar a eficiência energética ao mesmo tempo que se promovem boas práticas ambientais. Em Portugal, por exemplo, para assegurar estes requisitos, e promover o desenvolvimento da rede de distribuição, é usual estabelecer um plano [3] de desenvolvimento do Sistema Elétrico Nacional de Energia que engloba as seguintes vertentes:

- Segurança de Abastecimento;
- Qualidade de Serviço Técnica;
- Eficiência da Rede;
- Eficiência Operacional.

No que respeita à eficiência energética nas redes, a União Europeia através da diretiva 2012/27/UE estabeleceu que as empresas distribuidoras devam atingir poupanças de cerca de 1,5% das vendas anuais de energia aos consumidores finais até 2020 [4].

O aumento da eficiência na rede prende-se sobretudo com a redução do nível das perdas na rede de distribuição e o adiamento de investimentos em infraestruturas das redes. Estas perdas apresentam um custo monetário elevado para as empresas de distribuição, e para os consumidores, dado que as perdas ou, pelo menos parte delas, são incluídas nas tarifas.

A reestruturação do setor elétrico, que se tem verificado nas últimas décadas, pautada pela maior liberalização do setor e pela privatização das empresas de distribuição, leva a que as margens de lucro assumam maior relevância para essas empresas. Assim, seria de esperar que houvesse uma maior aposta na otimização da exploração das redes por parte das empresas privadas com o propósito de diminuir as perdas, elevando assim os níveis de eficiência energética. Mas de facto, o investimento para a diminuição das perdas é muito elevado, levando a que as empresas privadas, se não tiverem fortes incentivos adequados, tendam a não investir muito na redução de perdas das redes. Em Portugal as perdas anuais nas redes de distribuição atingem os 4 TWh, o que equivale a cerca 200 M€/ano [5].

O Regulamento Tarifário português [6] estabelece um mecanismo de incentivo à redução das perdas globais nas redes de distribuição que visa influenciar as decisões de investimento dos operadores das redes. Este incentivo, inserido numa política de limites de proveitos [7], visa remunerar adicionalmente os operadores da rede de distribuição pelo seu desempenho. Caso as suas perdas reais sejam inferiores às referências definidas pela ERSE, o distribuidor obtém benefícios; no caso oposto será penalizado. Este mecanismo de incentivo também favorece os consumidores, pois as perdas são contabilizadas na fatura energética, sendo que a sua diminuição irá consequentemente reduzir os custos associados.

O conceito de Produção Distribuída (PD) veio alterar o paradigma clássico do sistema elétrico. Baseia-se na inserção de unidades geradoras de pequena potência nas redes elétricas utilizando recursos energéticos endógenos, ou tecnologias de produção de elevada eficiência.

No passado o sistema elétrico produtor regia-se por um modelo em que a geração em larga escala era centralizada e a energia elétrica, baseada principalmente nos combustíveis fósseis, era conduzida por meio da rede de transporte até à rede de distribuição. No entanto, a dependência dos combustíveis fósseis apresenta um grave problema ambiental, pois são responsáveis por cerca de 80% das emissões globais de CO₂ [2].

O protocolo de Quioto foi o ponto de partida para a redução da libertação de CO₂ para a atmosfera [8]. Portugal comprometeu-se, até 2012, a reduzir as emissões totais em 5% comparativamente com os valores de 1990 [9]. Em 2008, Portugal assinou a diretiva 2009/28/EC onde se definiu como meta para 2020 [10]:

- a redução de 20% das emissões de GEE comparativamente com os níveis de 1990;
- a redução em 20% do consumo energético;
- o aumento em 20% das Energias Renováveis na produção de energia.

A geração de energia elétrica através dos combustíveis fósseis também levanta problemas do foro económico devido à instabilidade política dos exportadores de petróleo que têm comprometido a segurança do sistema energético e gerado a volatilidade dos preços das matérias-primas. O investimento nas fontes de energia renováveis é uma das principais estratégias para diminuir a utilização dos combustíveis fósseis.

De facto, Portugal é um país com elevada dependência energética do exterior, devido aos seus escassos recursos energéticos fósseis, tendo atingido em 2013 a marca de 71,5% de dependência energética exterior. Valor que, comparativamente com 88,8% atingido em 2005, demonstra um maior peso das fontes renováveis na atualidade [11]. No entanto, esta dependência pode ainda ser reduzida, pois Portugal é um país rico em recursos renováveis, com recursos hídricos abundantes. É, além disso, um dos países europeus com maior exposição solar, sendo que o número médio de horas de Sol varia anualmente entre as 2200 e as 3000 horas [12].

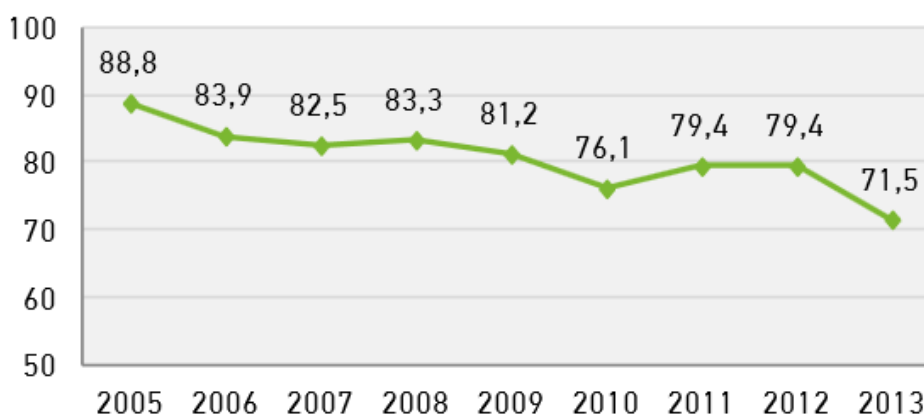


Figura 1.2 - Dependência energética externa de Portugal

Portugal vê-se assim compelido em reduzir a sua dependência energética do exterior, que pode ser combatida através da introdução do conceito de PD nas redes. É de referir que atualmente em Portugal está em vigor o decreto de lei nº 153/2014 que regula o autoconsumo e estabelece um regime jurídico aplicável à produção de eletricidade destinada ao autoconsumo e ao da venda à rede elétrica de serviço público a partir de recursos renováveis, por intermédio de unidades de pequena produção [13].

Com a microgeração (μ G) é possível reduzir as perdas nas linhas de BT devido à sua maior proximidade da carga, pois evita parte do trânsito de energia proveniente das grandes centrais produtoras, que estão localizadas a uma maior distância do consumidor. Tem também o grande benefício de diminuir a utilização dos combustíveis fósseis.

No entanto, a μ G apresenta certos inconvenientes. Quando as potências produzidas são superiores à carga do sistema dá-se a inversão do fluxo, o que poderá aumentar as perdas ativas nas redes de distribuição. Note-se que, sendo a μ G sobretudo de origem solar, a sua produção é máxima a meio do dia, altura em que a carga do sistema é normalmente relativamente baixa - em Portugal, a ponta ocorre habitualmente entre as 19:00 e as 21:00. A utilização de sistemas de armazenamento poderá contribuir para atenuar este efeito. Estes sistemas permitem, por um lado, responder à instabilidade de produção característica da μ G resultante da variação das condições atmosféricas e, por outro lado, armazenar o excedente de energia durante os períodos com maior produção e permitindo transferi-la para ser utilizada quando for necessária. Devido à diminuição da potência requisitada à rede, o armazenamento também pode contribuir para a diminuição das perdas.

Em suma, espera-se uma disseminação das tecnologias de μ G e de armazenamento nas redes de distribuição, o que permitirá estimular o autoconsumo, a eficiência da rede com a diminuição das perdas, e diminuirá o valor monetário da fatura energética.

1.2 - Motivação

Como é possível constatar, a diminuição das perdas assume grande relevância para as empresas distribuidoras, pois permite identificar de que forma se pode rentabilizar a rede, e aumentar a eficiência, reduzindo assim, a produção de energia, e diminuindo a emissão de substâncias nocivas para a atmosfera.

A par da massificação da μ G nas redes, é igualmente recomendável a utilização de dispositivos de armazenamento, que permitem armazenar a energia excedente, podendo ser utilizada quando necessário. Assim, e sendo as perdas nas redes de distribuição um fator de eficiência nos sistemas de energia, faz todo o sentido estudar o efeito destas tecnologias nas perdas das redes BT.

A pesquisa bibliográfica mostrou que existem já alguns estudos para a rede de BT em Portugal que analisam os efeitos da μG . No entanto, não foram encontrados trabalhos que considerem os seus efeitos da μG e do armazenamento em conjunto nas perdas das redes de distribuição, lacuna que este trabalho tenta colmatar.

Procurou-se apresentar um trabalho que considere vários cenários credíveis para a integração da μG e do armazenamento nas redes de distribuição, com o intuito de obter resultados realistas e que possam representar o impacto destas tecnologias nas redes de distribuição portuguesas, ao nível da BT.

1.3 - Objetivos

Os principais objetivos deste trabalho podem ser sintetizados no seguinte conjunto de pontos principais:

- Caracterizar as perdas nas redes de Baixa Tensão e estimar a sua evolução num período de teste;
- Fazer projeções de crescimento de μG e armazenamento;
- Realizar um conjunto de simulações que permita avaliar o impacto da μG e do armazenamento nas perdas de Baixa Tensão.

1.4 - Estrutura da Dissertação

A presente dissertação encontra-se dividida em seis capítulos.

No primeiro capítulo, apresenta-se um enquadramento sobre o tema em estudo, as motivações e os objetivos que esta dissertação pretende atingir.

O segundo capítulo pretende expor vários conceitos relativos às perdas das redes de distribuição, tais como a sua classificação e as suas causas. Descreve também alguns métodos que permitem controlar ou minimizar os seus efeitos.

No terceiro capítulo são apresentados alguns métodos para o cálculo das perdas.

No quarto capítulo expõem-se a metodologia seguida para a estimação de perdas. É apresentado o *software* utilizado para as simulações, bem como os algoritmos implementados e as várias etapas que o constituem.

No quinto capítulo é feita a exposição e a análise dos resultados obtidos através das simulações referidas no quarto capítulo.

Por último, o sexto capítulo em que se apresentam as principais conclusões e propostas de trabalhos futuros.

Capítulo 2

Perdas nas Redes de Distribuição

As perdas são intrínsecas às redes energéticas, não podendo ser totalmente eliminadas, no entanto podem ser atenuadas, facto que se torna particularmente relevante com a crescente dependência da energia elétrica.

As perdas nas redes de distribuição definem-se como sendo a diferença entre o total de energia entregue pelo sistema transmissor ao sistema distribuidor e a quantidade de energia que é efetivamente faturada aos consumidores.

A diminuição das perdas pode aumentar o lucro da empresa distribuidora de energia o que em último caso poderá beneficiar o consumidor com a redução da fatura energética, e com a melhoria da qualidade de serviço prestada. No caso português, as perdas são incluídas nas tarifas, incluindo parte das perdas comerciais, e com a sua redução o consumidor também poderá ser beneficiado. Assim é fundamental caracterizar as perdas pelos diversos equipamentos do SEE e encontrar estratégias que permitam a sua minimização.

Este capítulo apresenta vários conceitos relativos às perdas das redes de distribuição, tais como a sua classificação. São também expostos os fatores que as condicionam e ainda alguns métodos que permitem atenuá-las.

2.1 - Classificação das Perdas

As perdas nas redes de distribuição podem ser classificadas consoante a sua natureza e a sua origem. Quanto à sua origem podem ser divididas em dois grupos: perdas técnicas e não técnicas. Quanto à sua natureza podem ser divididas entre potência de perdas, e energia de perdas.

2.1.1 - Perdas Não Técnicas

Também denominadas por perdas comerciais equivalem à diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas. Correspondem à energia que é entregue ao consumidor, mas que não é devidamente faturada devido aos seguintes fatores:

- Furto de energia elétrica;
- Ligações clandestinas;
- Fraudes nos equipamentos de medição;
- Erros no processo de faturação;
- Erros de ligação;
- Desvio de energia antes da medição;
- Ausência ou falhas no sistema de medição.

As perdas não técnicas são as mais complicadas de medir porque não são contabilizadas de forma direta. O combate às perdas não técnicas passa por programas preventivos para evitar que os furtos e fraudes aconteçam.

Vários estudos apresentam propostas para determinar as perdas não técnicas numa rede de distribuição, sendo que, de uma maneira geral, são orientados à detecção ou à identificação das suas causas. As metodologias orientadas à sua detecção têm um carácter pontual e determinístico, recorrendo aos históricos de consumo mensal e potência contratada, denúncias, entre outros. Geralmente são baseados em ferramentas de reconhecimento de padrões como redes neurais [14], *data mining* [15], lógica *fuzzy* [16]. Por outro lado, as metodologias direcionadas às causas permitem fornecer um panorama geral, utilizando dados colhidos em inspeções das unidades consumidoras previamente selecionadas, e, a partir dessas amostras, fazem a extrapolação por meio de técnicas estatísticas e/ou probabilísticas, tal como no estudo [17] em que foi empregado o método de Naive Bayes.

No contexto desta dissertação apenas se consideram as perdas técnicas.

2.1.2 - Perdas Técnicas

Estas perdas são causadas devido às propriedades físicas dos componentes, tais como à energia dissipada pelas linhas de transmissão (efeito de Joule e efeito de Coroa) e pelas perdas no ferro dos núcleos magnéticos dos transformadores.

Perdas Ativas

As perdas ativas, que resultam do efeito de Joule, são o tipo de perdas técnicas mais frequentes nos sistemas de distribuição, estando presentes em todos os condutores elétricos. Estas são proporcionais ao módulo do quadrado da corrente elétrica que percorre os condutores, sendo expressas por:

$$P = R * I^2 \quad [kW] \quad (2.1)$$

Perdas Reativas

As perdas reativas ocorrem nas reatâncias dos equipamentos. Em corrente alternada, a energia reativa não é efetivamente perdida mas é armazenada temporariamente nas reatâncias até que estas a devolvam ao sistema meio ciclo depois. Assim não causa diretamente perdas nas linhas, mas influencia-as pois contribui para o aumento da corrente.

De seguida apresentam-se vários conceitos que são relevantes para o cálculo das perdas.

2.1.3 - Potência de Perdas

A potência de perdas corresponde à diferença entre a potência que é injetada na rede (entrada) e a potência que é fornecida aos consumidores (saída), num dado instante de tempo t :

$$P(t) = P(t)_{entrada} - P(t)_{saída} \quad [kW] \quad (2.2)$$

2.1.4 - Energia de Perdas

A energia de perdas exprime a diferença entre a energia que é injetada na rede (entrada) e a energia que é fornecida aos consumidores (saída), num dado intervalo de tempo t :

$$E(\Delta t) = E(\Delta t)_{entrada} - E(\Delta t)_{saída} \quad [kWh] \quad (2.3)$$

2.1.5 - Fator de Carga

Corresponde à relação entre o valor médio da potência ($P_{méd}$) e do valor da potência máxima ($P_{máx}$) para um dado período t :

$$f_c = \frac{P_{méd}}{P_{máx}} = \frac{\frac{1}{T} \int_0^T P(t) * dt}{P_{máx}} = \frac{E}{T * P_{máx}} \quad (2.4)$$

Em que:

- f_c é o fator de carga;
- $P_{méd}$ é o valor da potência média (kW);
- $P_{máx}$ é o valor da potência máxima (kW);
- $P(t)$ é a potência no instante t (kW);
- T é o intervalo de tempo (h).

2.1.6 - Fator de Perdas

É definido como sendo a relação entre o valor médio da potência de perdas ($p_{méd}$) e do valor máximo da potência de perdas ($p_{máx}$). Devido à sua relação com o fator de carga, como é possível verificar em 2.1.5 pode ser considerado como o fator de carga das perdas.

$$f_p = \frac{p_{méd}}{p_{máx}} = \frac{\frac{1}{T} \int_0^T p(t) * dt}{p_{máx}} = \frac{E_p}{T * p_{máx}} \quad (2.5)$$

Em que:

- f_p é o fator de perdas;
- $p_{méd}$ é a perda média de consumo (kW);
- $p_{máx}$ é a perda máxima de consumo (kW);
- $p(t)$ é a potência de perdas no instante t (kW);
- E_p é a energia de perdas no intervalo de tempo T (kWh);
- T é o intervalo de tempo (h).

Este fator assume particular relevância porque muitas metodologias dependem da estimativa do fator de perdas para o cálculo da energia de perdas.

Uma das metodologias que recorre ao fator de perdas está referida na secção 3.1.

2.2 - Causa das Perdas Técnicas

A grande parte das perdas nas linhas de transporte e distribuição ocorre nas linhas de distribuição, portanto, para uma diminuição das perdas, torna-se relevante conhecer de que forma são modelizadas. As linhas de distribuição são caracterizadas de acordo com o modelo em π , representado na figura seguinte.

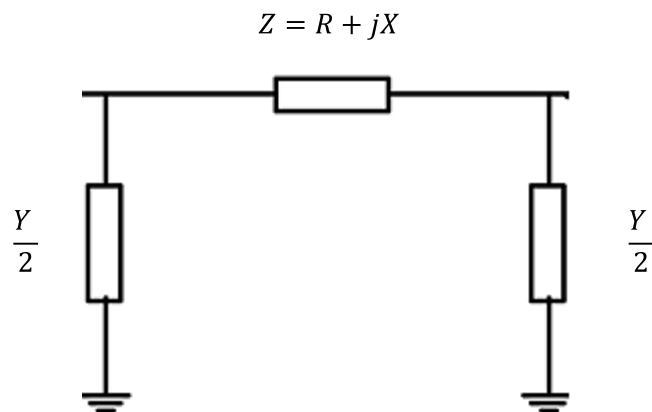


Figura 2.1 - Modelo π da linha de distribuição

Os parâmetros que a modelam são a resistência (R), admitância (Y) e reatância (X). Sendo que o parâmetro que toma maior importância para as perdas ativas é a resistência (R), facto que irá ser explicado na secção 2.2.2, pois esta é proporcional à potência ativa transmitida numa linha ($P = R * I^2$).

A segunda lei de Ohm diz que a resistência depende da resistividade elétrica do material condutor (ρ), comprimento da linha (l) e secção útil do condutor (A), conforme dado na seguinte equação: $R = (\rho * l)/A$.

A potência ativa transmitida numa linha é dada por:

$$P = VI * \cos\varphi \text{ [W]} \quad (2.6)$$

Em que:

- P é a potência ativa transmitida numa linha (W);
- V é o valor eficaz da tensão (V);
- I é o valor eficaz da intensidade da corrente elétrica (A);
- $\cos\varphi$ é o fator de potência.

Portanto estes parâmetros acima identificados influenciam diretamente as perdas nas linhas. De seguida serão analisados com maior detalhe.

2.2.1 - Fator de Potência

O fator de potência estabelece-se como sendo a relação entre a potência ativa e a potência aparente. Está intimamente relacionado com a potência reativa.

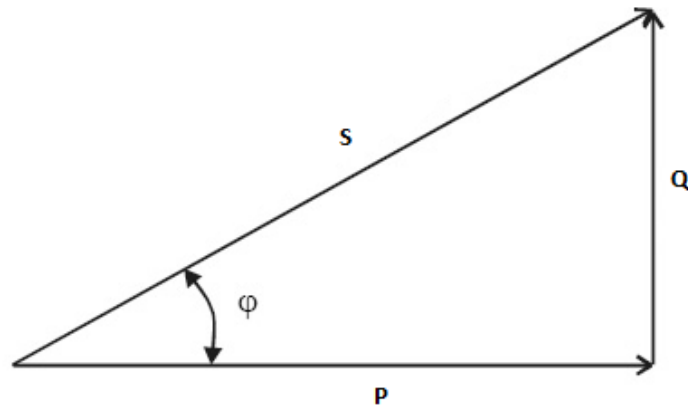


Figura 2.2 - Triângulo de Potência

$$\cos\varphi = \frac{P}{S} \quad (2.7)$$

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{Q}{P} \quad (2.8)$$

Logo,

$$\cos\varphi = \frac{P}{S} = \cos\left(\operatorname{arctg}\frac{Q}{P}\right) \quad (2.9)$$

O fator de potência ($\cos\varphi$) depende do tipo de carga, variando entre 0 e 1, embora possa ser do tipo indutivo ou do tipo capacitivo.

Pela análise da equação 2.6 é possível verificar que, para a mesma potência ativa (P), caso haja diminuição do fator de potência, a corrente irá aumentar, logo as perdas aumentam. No entanto, se o fator de potência estiver perto da unidade ($\cos\varphi \approx 1$) o fluxo de potência reativa irá diminuir, assim haverá uma redução nas perdas dos condutores.

2.2.2 - Resistência elétrica

A resistência elétrica ($R = (\rho * l)/A$), como mencionado previamente, é diretamente proporcional às perdas nas redes. Assim os seus parâmetros têm influência direta nas perdas.

Para um mesmo nível de carga, quanto maior for a resistência maior são as perdas. Assim se a resistividade, ρ , aumentar as perdas também irão aumentar. Esta depende do tipo de material condutor. Geralmente utilizam-se condutores com resistividades relativamente pequenas, como o alumínio e o cobre (condutores de prata têm menor resistividade mas são mais dispendiosos). Atualmente o cobre é furtado frequentemente porque é considerado um

material semiprecioso. Assim as distribuidoras têm optado por instalar, preferencialmente, cabos em alumínio.

Relativamente ao comprimento total da rede de distribuição, l , quanto maior for a distância da linha maior serão as perdas.

A resistência elétrica é inversamente proporcional à área da secção útil; logo, quanto maior for secção de um condutor, menor será a sua resistência, e conseqüentemente as perdas também serão menores.

2.2.3 - Tensão elétrica

Uma das características que modeliza a potência ativa numa linha é a tensão elétrica, como se pode observar na expressão 2.6. Para um dado valor de potência, se a tensão diminuir então a corrente que circula nas linhas irá aumentar, o que por sua vez aumenta o valor das perdas. Aliás, este é o principal motivo pelo qual o transporte de energia se faz sobretudo a tensões elevadas, permite diminuir as perdas. No entanto, uma vez instalada a linha, não é simples alterar a tensão porque isso exigiria muitas e dispendiosas alterações. No caso das linhas BT, obrigaria a alterar o transformador do PT e todos os consumidores BT teriam de adaptar os seus dispositivos à nova tensão.

2.3 - Redução de Perdas

Como foi possível constatar, é de extrema relevância encontrar estratégias que permitam a redução de perdas nas redes de distribuição. O aumento da eficiência das redes é da responsabilidade das empresas distribuidoras.

Contudo, antes de se escolher o método para a redução das perdas é necessário estudar a viabilidade do mesmo, encontrando o ponto que otimiza a relação entre o custo da redução das perdas e o valor económico real das perdas. Isto é, o investimento na rede tem que ser rentável permitindo atingir um ponto de equilíbrio com o custo das perdas na rede.

De seguida ir-se-á apresentar alguns métodos que permitem a redução das perdas.

2.3.1 - Reforço das Linhas

Uma estratégia para a redução das perdas nas linhas é através da substituição dos condutores. A resistência de um condutor é inversamente proporcional à secção: $R = (\rho * l)/A$. Isto significa que para o mesmo tipo de material, quando a resistividade diminui também a resistência diminui. Assim com a substituição do cabo por outro de menor resistência (ou pela inclusão de outro cabo em paralelo), as companhias distribuidoras conseguem diminuir as

perdas nas linhas para a mesma quantidade de energia entregue aos consumidores, visto que como referido na secção 2.1 as perdas nas redes de distribuição são proporcionais à resistência dos condutores ($I^2 * R$).

O processo de reforço de linhas implica inicialmente a identificação das linhas que mais contribuem para as perdas na rede, ou aquelas que se encontram a ser exploradas mais próximo da sua capacidade. Esta avaliação requer o estudo de trânsitos de potência ou a utilização de indicadores indiretos, tais como registos de qualidade de serviço ou outros.

2.3.2 - Compensação de Energia Reativa

A compensação da energia reativa é um dos métodos clássicos utilizados pelos operadores das redes de distribuição para melhorar a operação do sistema de energia. Permite a redução das perdas e diminuição das quedas de tensão ao longo das linhas, contribuindo assim para o aumento da estabilidade [18].

A energia reativa não produz trabalho, no entanto produz um campo eletromagnético que é fundamental para o funcionamento de certos equipamentos, tais como motores e transformadores. O seu fluxo circula entre uma fonte de alimentação e as cargas, diminuindo a capacidade de transmissão das linhas.

Este fluxo provoca o aumento da magnitude da corrente que circula na rede, o que irá aumentar as perdas de energia que são proporcionais ao quadrado da corrente. O método mais económico para proceder à compensação é através da instalação de baterias de condensadores que permitem compensar a energia reativa reduzindo o fluxo da energia reativa nos condutores da rede. Para além da redução das perdas, possui outros benefícios, tais como: a regulação da tensão; a diminuição dos fatores de potência das instalações; e aumento da capacidade das subestações.

Atualmente existem tecnologias mais recentes baseadas em Eletrónica de Potência (FACTS) para compensar a potência reativa. O SVC (*Static Var Compensation*) controla a potência reativa através da introdução e retirada de baterias de condensadores ou reactâncias por meio de tirístores [19]. Esta tecnologia apresenta um tempo de resposta muito rápido evitando o colapso da tensão e permitindo a estabilidade de tensão em curto termo. Outra alternativa são os STATCOM (*Static Synchronous Compensator*), compostos por inversores, transformadores e condensadores, que também permitem compensar a potência reativa.

No entanto, a utilização de FACTS tem a desvantagem de tornar a exploração da rede dispendiosa, enquanto que a utilização de baterias de condensadores, que pode ser feita em qualquer ponto da rede, quer nas centrais de geração quer junto às cargas, é a forma menos dispendiosa de introduzir potência reativa.

A instalação de bateria de condensadores pode ser otimizada com a escolha do melhor local para a inserção dos condensadores na rede. Vários métodos recorrem a programação matemática e meta heurísticas, Baran et al. [20] formulam um método para a alocação ótima da bateria de condensadores numa distribuição radial através de programação inteira mista. Neste método são considerados os locais de instalação, a dimensão e tipo de condensadores que devem ser colocados na rede de distribuição. Outros métodos recorrem a inteligência artificial, tais como a lógica *Fuzzy* [21] e redes neuronais [22]. Relativamente à utilização de FACTS, também se encontram estratégias para determinar quais as áreas de influência destes dispositivos, e assim contribuir para a diminuição de perdas [23] [24].

2.3.3 - Reconfiguração de Redes

O processo de reconfiguração tem como principal objetivo aumentar a eficiência das redes de distribuição, através da alteração da configuração topológica da rede com a abertura/fecho de seccionadores/interruptores de forma a encontrar novos caminhos para a alimentação de cargas. Para além da melhoria dos índices de fiabilidade e da redução das perdas, a reconfiguração permite a melhoria dos perfis de tensão e o isolamento/eliminação dos defeitos da rede.

As redes exploradas de forma radial, como é o caso da rede de BT, operam sem malhas. Em geral, nestas configurações, existe a possibilidade de se mudar a sua topologia, através da alteração dos estados entre as chaves de seccionamento NA (normalmente abertas) e as NF (normalmente fechadas), com vista à redução das perdas.

Com a reconfiguração de uma rede radial o trânsito de potências é redistribuído através de novos percursos para chegar a todas as cargas. As ações de manobra podem gerar perturbações, como o aparecimento de regimes transitórios que podem provocar instabilidades, assim devem ser evitadas.

Para determinar qual a configuração da rede que permite reduzir mais as perdas com o menor número de manobras pode-se recorrer à meta-heurística *Simulated Annealing (SA)*, algoritmos genéticos, *Particle Swarm Optimization (PSO)*, e mais recentemente a *Plant Growth Simulation Algorithm (PGSA)* [25].

O PGSA, apresentado por Wang et al. em 2008 [26], tenciona otimizar a configuração das redes. Este pretende caracterizar o mecanismo de crescimento de plantas, assim como determinar a probabilidade de novos ramos crescerem em diferentes nós de uma planta consoante as alterações na função objetivo. Portanto, o modelo simula o crescimento de uma planta em direção ao local ótimo, ou seja a fonte de luz. Este método apresenta a vantagem de considerar os ciclos independentes como variáveis de decisão e não o estado das chaves, o que permite reduzir o tempo de processamento, devido ao menor número de combinações.

A reconfiguração da rede é um problema complexo devido à sua natureza combinatória e à dificuldade na formulação das restrições usadas para modelar o comportamento dos elementos do sistema [27].

2.3.4 - Produção Distribuída

A necessidade de diminuir a dependência dos combustíveis fósseis, aliada ao aumento da competitividade nos mercados, impulsionou o desenvolvimento da PD, permitindo descentralizar a produção, através da utilização de unidades geradoras de pequena potência que, na sua maioria, recorrem a fontes de energia renováveis.

Em Portugal a maioria da PD encontra-se inserida na PRE. Recentemente os avanços tecnológicos permitiram a ligação deste tipo de produção à rede de BT. Assim, nas redes de distribuição BT surgiram pequenas unidades modulares, designadas por unidades de microgeração que são ligadas às redes locais.

Pode ser definida como sendo a produção de energia elétrica através de unidades de pequena dimensão, recorrendo a fontes renováveis ou tecnologias de produção de elevada eficiência, com gama de potência entre 1kW e 100kW [28].

Com a integração da PD nas redes BT surge um novo conceito no mercado energético, o conceito de consumidor/produtor [29]. Em Itália através da inserção de sistemas de μG capazes de produzir energia elétrica nas habitações dos consumidores, estes conseguem reduzir ou suprimir na totalidade a sua dependência da rede, podendo inclusive, vender o excedente da energia que produzem. Passam, portanto, a ser um elemento mais ativo no sistema elétrico. Em Portugal a entidade reguladora, de forma a incentivar a difusão da μG , começou por atribuir um preço excepcionalmente elevado – atualmente é bastante mais baixo – para a venda da energia proveniente da μG , assim toda a energia produzida é efetivamente contabilizada e vendida à rede.

A penetração da PD nas redes de distribuição tem várias vantagens, quer a nível ambiental, contribuindo para a redução da dependência dos combustíveis fósseis, como a nível técnico, com a diminuição das perdas, a melhoria dos perfis de tensão e descongestionamento nos ramos das redes. A μG pode ser introduzida perto dos locais de consumo devido à sua pequena dimensão, reduzindo assim o fluxo de energia nas linhas, o que por sua vez reduz as perdas por efeito de Joule nas redes. A redução do fluxo nas linhas possibilita também a diminuição dos custos de exploração na rede.

De facto, S. M. Silva et al. [30] comprovam que as perdas ativas e reativas diminuem com a penetração da μG na rede. Constatam também que a tensão aumenta linearmente com o crescimento da μG , melhorando os perfis de tensão. Para J. Oyarzabal et al. [31] em 2005 as

perdas ativas diminuem significativamente com o aumento da μG , o que diminui os custos associados às interrupções e diminui as emissões de CO₂.

Segundo T. Griffin et al. [32] existem localizações ideais e quantidades ótimas para a inserção dos dispositivos de μG , que permitem melhorar a performance da rede de distribuição. Para determinar quais as localizações e quantidades ótimas deve-se tomar em consideração a minimização das perdas e percentagem de carga nos ramos, bem como, a maximização da tensão nos barramentos.

Apesar dos benefícios técnicos, com a proliferação da PD nas redes de distribuição, podem também surgir certos problemas técnicos. Com o excesso de penetração de μG podem ocorrer situações em que a carga da μG seja superior à carga consumida do sistema, invertendo o sentido do fluxo de potências, o que poderá aumentar as perdas nas linhas.

Segundo Thomson et al. [33], com o aumento da penetração de energia proveniente de painéis fotovoltaicos as perdas energéticas diminuem, reduzindo a potência requisitada à rede BT, no entanto, em situações com grandes instalações de painéis fotovoltaicos poderá não haver redução das perdas se houver uma inversão considerável no fluxo de potências.

Caso o nível de penetração de μG nas redes seja exagerado podem surgir outros problemas nas redes de MT e BT, tais como harmónicos e tremulações, sobretensões e congestionamentos nas redes [34].

As tecnologias de μG mais utilizadas nas redes de BT são:

- Painéis solares fotovoltaicos;
- Microturbinas;
- Pilhas de combustível;
- Microturbinas eólicas.

No contexto desta dissertação apenas se consideraram os painéis solares fotovoltaicos, porque antevê-se que será este tipo de tecnologia mais utilizado nas redes BT em Portugal (mais de 95% de toda a μG [35]), já que como foi referido anteriormente, Portugal tem um dos melhores níveis de irradiação solar anual de toda a Europa.

A curto/médio prazo as redes de distribuição terão que desenvolver novas arquiteturas de rede que permitam a integração adequada da PD nas redes elétricas. Desta forma, surgiu o conceito de Microrede¹, que segundo P. Lopes et al. [36] consiste numa rede de distribuição de BT (área urbana pequena, centro comercial ou zona comercial) onde são integrados tecnologias de μG , juntamente com sistemas de armazenamento de energia e cargas controláveis, e onde são igualmente implementados sistemas de controlo avançados e sistemas de comunicações.

¹ As microredes foram de certa forma precursoras das Redes Inteligentes (Smart Grids).

2.3.5 - Sistemas de Armazenamento

Tradicionalmente apenas se considerava a bombagem, sistema de armazenamento que existe há algumas décadas nas grandes centrais hidroelétricas. Atualmente não só estão a ser implementadas turbinas reversíveis em muitas barragens, como também se procura tecnologias alternativas de armazenamento. Assim, os sistemas de armazenamento têm conquistado um patamar cada vez de maior relevo na sociedade atual. Na Alemanha, dada a grande quantidade de μG , existem importantes inversões do fluxo de potências nas horas de maior produção. Para atenuar esta situação existe um programa de subsídios que incentiva os consumidores a instalar armazenamento local. Esta tendência poderá ser seguida noutros países europeus, nomeadamente Portugal. Baseiam-se no conceito de absorção de energia elétrica a partir de uma rede para injetá-la mais tarde, quando necessário [37].

A μG não é suficiente por si só para satisfazer de forma contínua as necessidades de consumo devido à incapacidade de fornecer carga ao sistema nas horas de ponta. Nesse sentido, os dispositivos de armazenamento permitem compensar a variabilidade e intermitência da μG e transferir a energia excedente para períodos em que é necessária [38]. Deste modo, consegue reduzir a necessidade de requisitar potência à rede, e diminui conseqüentemente as perdas. Assim nas situações em que as potências produzidas são superiores às cargas consumidas, o armazenamento pode evitar a inversão do fluxo de potência nas linhas. Os sistemas de armazenamento podem também reduzir o impacto que os picos de consumo e/ou produção possam ter na rede. Prevê-se que num futuro próximo os dispositivos de armazenamento inseridos na BT possam ser usados para *price arbitrage*, que consiste em comprar energia na altura em que é mais barata para vendê-la quando é mais cara. Sendo que este método já é utilizado nos níveis de tensão mais elevados.

Outros inconvenientes técnicos que advém da integração em grande escala de PD nas redes de distribuição, tais como, a elevação dos perfis de tensão e congestionamentos nas linhas podem ser mitigados através da utilização de sistemas de armazenamento [39].

Com a instalação de sistemas de μG baseados em painéis fotovoltaicos, a energia é gerada apenas durante as horas em que há exposição solar, o que significa que nas horas em que existe maior pico de consumo de energia elétrica, ou seja, no início da noite, os consumidores terão que recorrer à rede. Utilizando dispositivos de armazenamento, como baterias, os consumidores poderão armazenar a energia excedente e utilizá-la quando necessitarem, reduzindo a sua dependência da energia importada da rede energética.

De facto H. Sabooril et al. comprovam que, com a introdução de dispositivos de armazenamento nas redes de distribuição, as perdas podem ser diminuídas devido à injeção, nas horas de ponta, de energia na rede que foi armazenada no ciclo de carregamento [40].

Alguns dos sistemas de armazenamento mais usados atualmente são [40]:

- Baterias;
- *Flywheel*;
- Supercondensadores;
- Bombagem;
- Volante de Inércia;
- Hidrogénio;
- Ar comprimido.

Os dispositivos de armazenamento que melhor se integram no contexto desta dissertação são as baterias, pois ao nível do consumidor doméstico possuem fatores atrativos, tais como o preço relativamente baixo e o volume reduzido.

Capítulo 3

Cálculo das Perdas Técnicas

Seguidamente ir-se-á apresentar alguns métodos existentes para o cálculo das perdas técnicas nas redes de distribuição.

Devido à grande dimensão do SEE, a estimativa das perdas elétricas nas redes de distribuição revela-se uma tarefa de grande complexidade, obtendo-se assim apenas uma aproximação ao valor real das perdas técnicas.

Existem vários processos para o cálculo das perdas técnicas nas redes. Nos sistemas de transmissão tanto as entradas como as saídas são monitorizadas através de contadores quarto-horários², tornando possível calcular as perdas através da diferença entre as energias de entrada e de saída do sistema. No entanto, esta técnica não pode ser aplicada nas redes de distribuição porque estas não são monitorizadas na saída. Existem múltiplos métodos que podem ser adotados para o cálculo das perdas técnicas nas redes de distribuição, e a sua escolha depende de vários fatores, sendo que os principais são:

- Objetivos a atingir;
- Dados disponíveis;
- Intervalo de tempo em análise;
- Grau de precisão pretendido;
- Sistemas de medição utilizados.

Como seria de esperar, os métodos que requerem o acesso a uma maior informação (como por exemplo, diagramas de carga, comprimento das linhas) do sistema conseguem, geralmente, obter resultados mais satisfatórios porque se aproximam mais da realidade, no entanto, a obtenção desses dados pelas empresas de distribuição pode ser uma tarefa árdua, pois os contadores em BT são lidos de 3 em 3 meses.

² Estes dispositivos registam o consumo de 15 em 15 min.

Os métodos mais utilizados para determinar as perdas técnicas nas redes de distribuição são, segundo Dortolina *et. al.* [41], os seguintes:

- **Top-down**

Aplica-se quando se tem pouca informação sobre a rede em análise. A estimação das perdas do sistema é feita inicialmente em segmentos do nível superior (*top*), para de seguida serem estimadas no nível inferior (*down*), ou seja, é feita a partir da subestação até ao consumidor [42]. Proceda-se à estimação global das perdas através da comparação com sistemas similares (*benchmarking*). É um método que tende a produzir estimativas rápidas com um elevado grau de incerteza.

- **Bottom-up**

Este método é aplicado quando existe um grande número de informação disponível sobre o sistema, como por exemplo diagramas de carga dos consumidores e das redes, sendo, portanto mais lento do que o método top-down. A sua precisão pode ser melhorada através do cálculo do trânsito de potência. Ao contrário do top-down, as perdas são estimadas primeiramente no nível inferior e só de seguida no nível superior, isto é, são estimadas no sentido dos consumidores para a subestação [42].

- **Hybrid Top-Down/Bottom-up**

Esta metodologia é aplicada apenas quando se tem conhecimento detalhado de uma parte da rede. Tem como vantagens o facto de a estimação das perdas demorar menos tempo do que a abordagem bottom-up, e o facto de possuir um menor grau de incerteza do que o top-down [41].

Dickert *et. al.* [43] apresentam os seguintes métodos:

- **Medição da Energia de Perdas**

Nesta metodologia obtém-se o valor das perdas através da diferença entre a energia comprada e a energia vendida pela empresa de distribuição para um determinado intervalo temporal (tipicamente, 12 meses). Este método, apesar da sua simplicidade, tem várias desvantagens tais como: a inclusão das perdas técnicas e não técnicas; não ser possível discriminar as perdas pelas diversas horas e pelos meses e o facto de a energia de perdas não ser medida frequentemente.

- **Simulação de Redes**

Através da utilização de um *software* de simulação de redes é possível fazer a divisão do intervalo temporal que se pretende analisar em segmentos, obtendo assim, a informação da carga em cada segmento. Para cada instante de tempo recorre-se à simulação e obtêm-se as perdas no sistema.

A principal desvantagem deste método é a sua complexidade, devido ao facto de ser necessária vasta informação acerca da rede de distribuição para realizar a simulação, o que pode ser impraticável. Assim, são adotadas aproximações tal como a diminuição dos intervalos de tempo simulados.

No caso de não existir a informação necessária que esta metodologia requer, geralmente, recorre-se a redes típicas para a simulação de um conjunto vasto de redes, tentando-se depois generalizar os resultados.

- **Método de Estimação alternativo das Perdas**

Permite o cálculo do fator de perdas através de uma relação não linear com o fator de carga. Para esta relação apenas é necessária informação sobre a potência máxima, a potência média e a potência de perdas. Este método demarca-se pela sua simplicidade, devido ao uso da informação disponível sobre a carga, e pela sua rapidez no cálculo das perdas técnicas.

Chen et al. [44] apresentam um método para a estimativa das perdas das redes de MT através do treino de redes neuronais, em função de diversos parâmetros da rede, como comprimento e a carga da rede.

Em suma, existe uma diversidade de métodos para o cálculo das perdas técnicas. Os métodos mais complexos são aqueles que permitem obter resultados mais idênticas com os da realidade, enquanto que aqueles que utilizam menos informação, apenas conseguem obter resultados aproximados.

Capítulo 4

Metodologia

Neste capítulo é exposta detalhadamente a metodologia adotada para estimação das perdas para diferentes cenários de μG e de armazenamento. Esta descrição inclui, numa primeira fase, a apresentação geral da metodologia, seguidamente é apresentado o *software* de simulação utilizado, bem como uma síntese dos algoritmos implementados. Por último, é descrito o processo de estimação das perdas anuais do conjunto de redes típicas analisadas e das perdas anuais globais na rede de distribuição.

4.1 - Descrição geral da metodologia

Este estudo é baseado na simulação de redes em diferentes condições de exploração. De seguida são apresentados os passos fundamentais em que esta metodologia se apoia:

- Seleção de um conjunto representativo de redes de BT;
- Escolha de um diagrama de carga representativo de um dia padrão de inverno e outro para um dia padrão de verão;
- Seleção do algoritmo a utilizar: μG , armazenamento, μG e armazenamento combinado;
- Escolha do cenário a ser simulado em termos de potência instalada do dispositivo;
- Realização do trânsito de potências para as 24 horas de cada um dos dias, para cada rede;
- Tratamento dos resultados obtidos com vista à estimação das perdas anuais e globais nas diferentes condições de exploração.

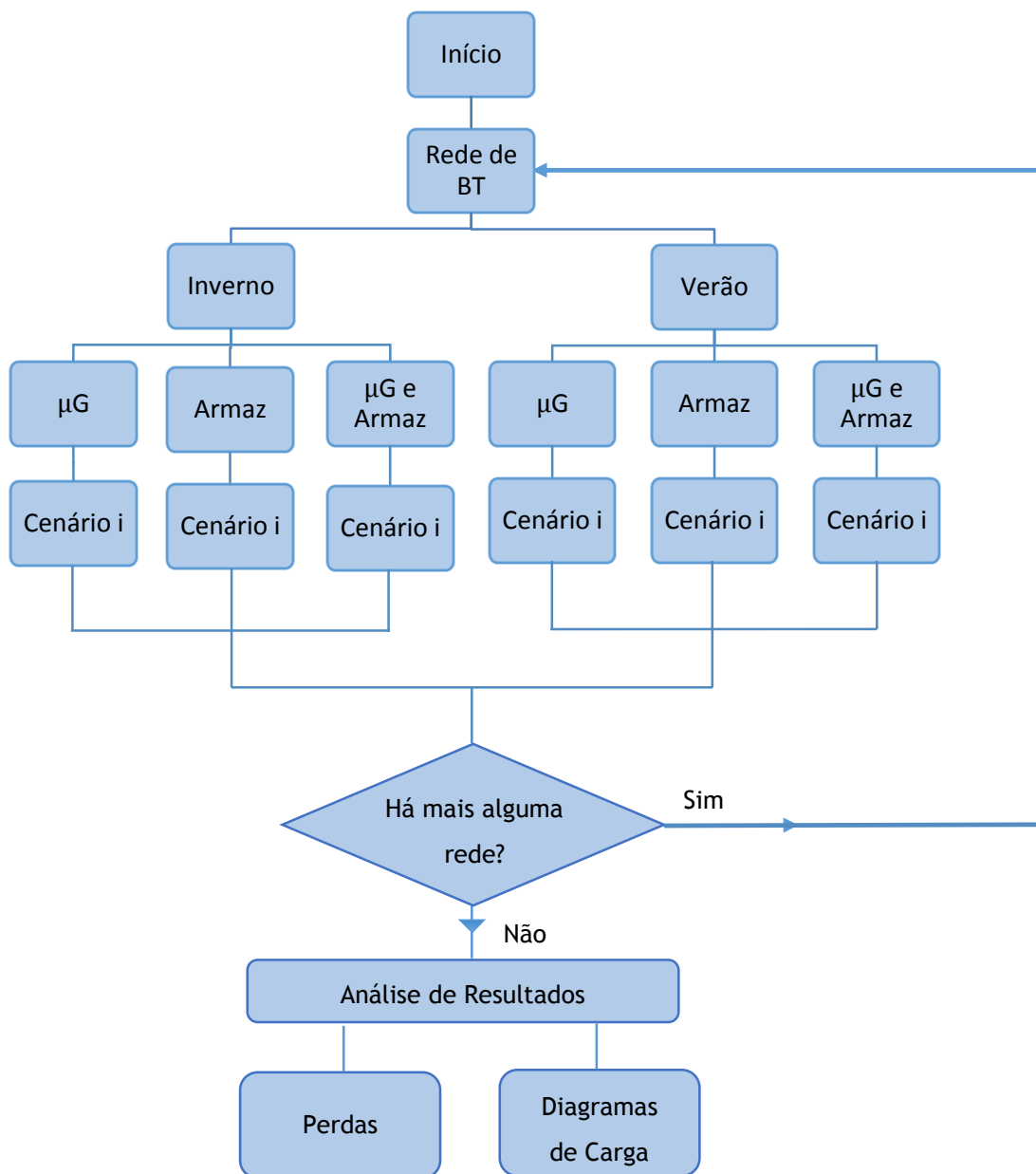


Figura 4.1 - Fluxograma representativo da metodologia a seguir

O fluxograma apresentado anteriormente sintetiza o processo de simulação implementado neste trabalho. Como já referido anteriormente foi selecionado um conjunto de redes de BT, e escolhido um diagrama de carga para um dia típico de inverno, e para um dia típico de verão para cada rede. De seguida foi necessário escolher qual algoritmo a simular: se só com μG , só armazenamento, ou com μG e armazenamento combinado. Estes algoritmos estão descritos nas secções 4.6, 4.7 e 4.8, e permitem, essencialmente, simular o trânsito de potências dos cenários escolhidos, guardando os valores das perdas e dos diagramas de carga. Estes cenários,

descritos em 4.3 permitem avaliar os efeitos de um conjunto de casos de integração de μG e de armazenamento.

Após a simulação de cada cenário, caso ainda exista alguma rede por simular volta-se à primeira etapa. Assim, só se realiza a análise dos resultados quando estiverem todas as redes simuladas.

Os *scripts* realizados guardam os resultados de potência das perdas ativas nas linhas, e das potências referentes a cada hora dos dias analisados em ficheiros Excel. De seguida realiza-se o cálculo das perdas anuais e globais, como referido na secção 4.9.

4.2 - Redes típicas de BT

Qualquer tipo de estudo que se pretenda representativo da realidade deve ser baseado em redes típicas. Neste caso, devido à limitada informação sobre as redes típicas de BT, estas foram selecionadas em função da potência do respetivo transformador MT/BT [45].

A informação relativa às redes foi fornecida, pela EDP Distribuição, no âmbito do projeto InovGrid, desenvolvido entre 2007 e 2010 em colaboração com o INESC Porto. Os escalões de potência de transformação, que segundo a EDP Distribuição, são os mais representativos relativamente à rede BT, estão presentes na Tabela 1. Para cada um dos níveis de potência selecionados a EDP Distribuição identificou uma rede BT real com um elevado grau de representatividade, considerando-a como Rede Típica [45].

Tabela 1 - Escalões de potência de transformação adotados [45]

Rede	Escalão de Potência	Potência de transformação	
		de	até
RT50kVA	50kVA	-	75kVA
RT100kVA	100kVA	76kVA	175kVA
RT250kVA	250kVA	176kVA	325kVA
RT400kVA	400kVA	326kVA	515kVA
RT630kVA	630kVA	516kVA	-

É de referir que, nestas redes, o consumo associado aos clientes do tipo industrial é desprezável comparativamente aos restantes tipos, logo apenas se consideraram os clientes do tipo residencial e comercial.

Partiu-se do pressuposto que durante um ano existem dois períodos com consumos energéticos e diagramas de carga significativamente distintos, o período de inverno e o de verão. Assim, foi necessário definir os diagramas de carga representativos desses dois períodos do ano. Estes diagramas de carga foram obtidos nos estudos desenvolvidos no projeto “CCR -

Caracterização de Consumidores e de Redes” [46], resultando da agregação dos diagramas associados aos consumidores do tipo residencial e comercial. Nas seguintes figuras apresentam-se os diagramas típicos para um dia de inverno e um dia de verão, sem a introdução da μG nem do armazenamento na rede.

Rede 50kVA

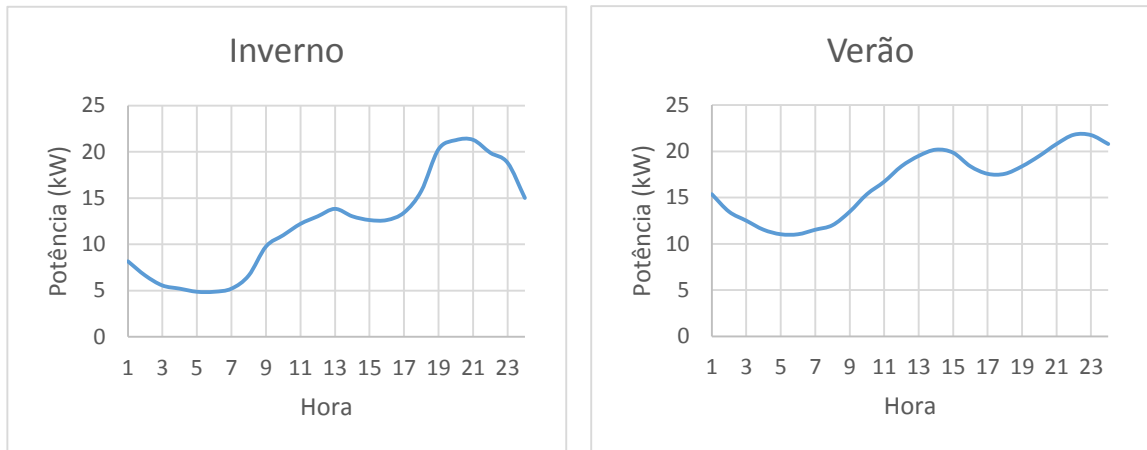


Figura 4.2 - Diagrama de carga da rede 50 kVA para um dia típico (Esquerda: inverno; Direita: verão)

Rede 100kVA

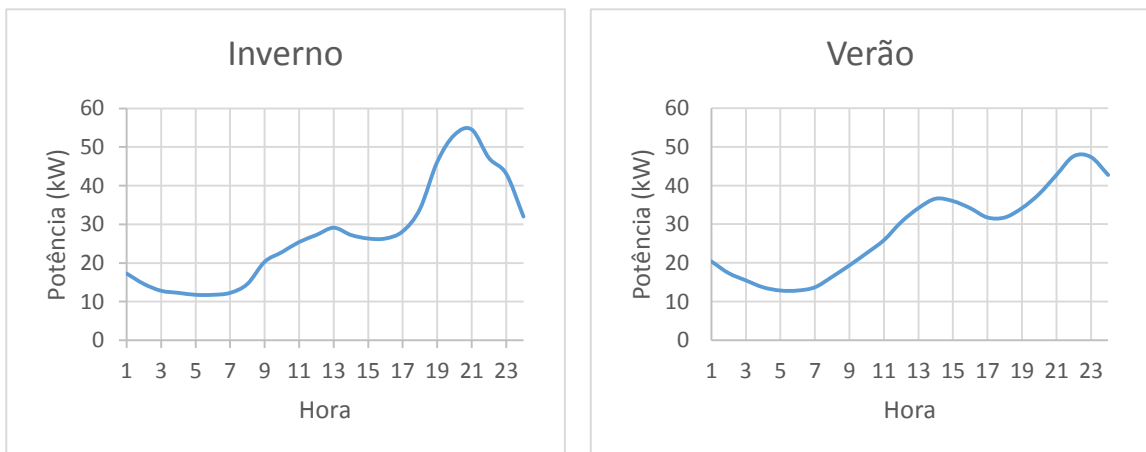


Figura 4.3 - Diagrama de carga da rede 100 kVA para um dia típico (Esquerda: inverno; Direita: verão)

Rede 250kVA

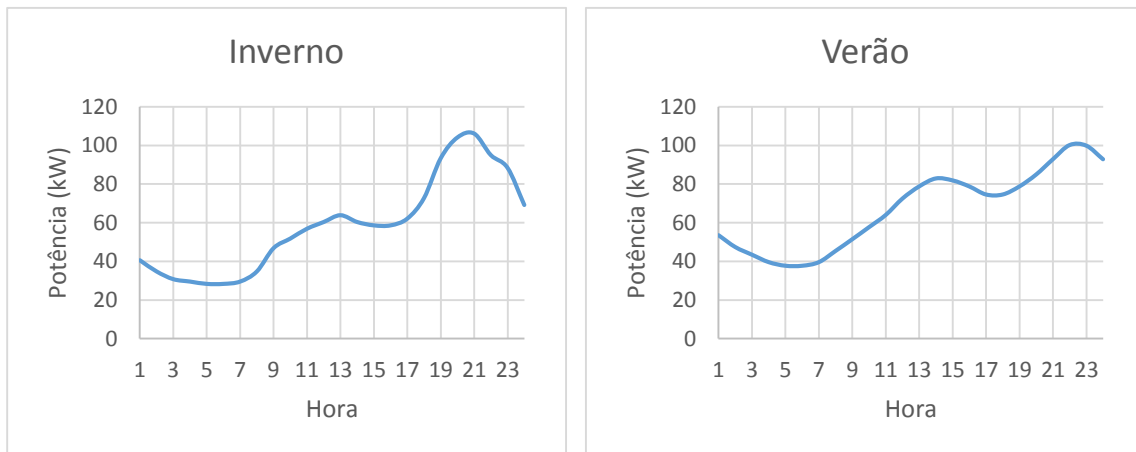


Figura 4.4 - Diagrama de carga da rede 250 kVA para um dia típico (Esquerda: inverno; Direita: verão)

Rede 400kVA

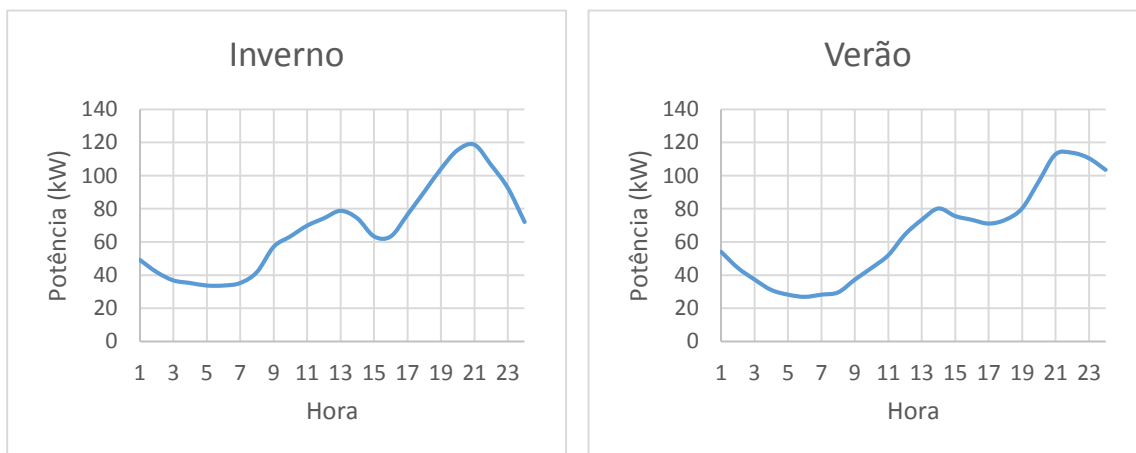


Figura 4.5 - Diagrama de carga da rede 400 kVA para um dia típico (Esquerda: inverno; Direita: verão)

Rede 630kVA

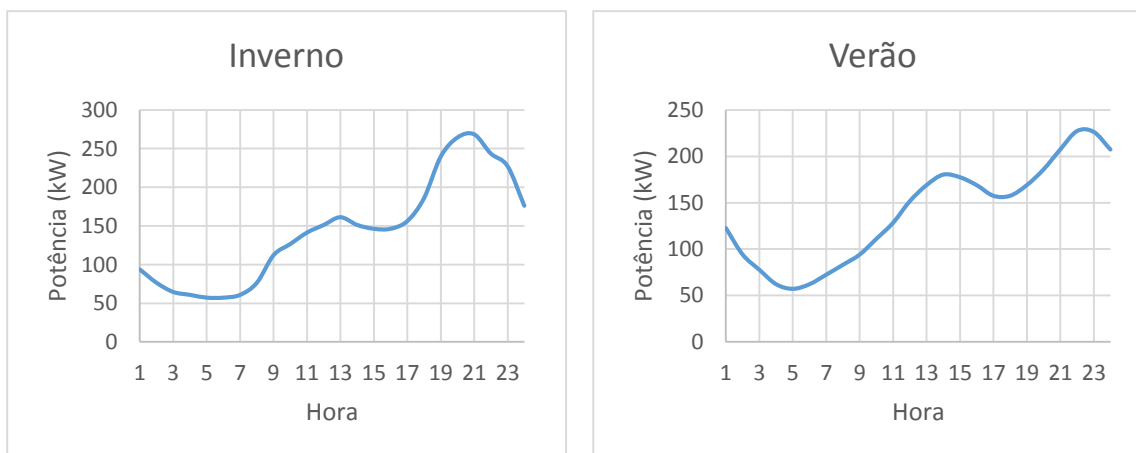


Figura 4.6 - Diagrama de carga da rede 630 kVA para um dia típico (Esquerda: inverno; Direita: verão)

Perfil da produção solar

Na seguinte figura é representado o perfil da produção solar utilizado neste trabalho tanto para um dia de inverno como para um dia típico de verão. Estes perfis são adotados pela ERSE [47].

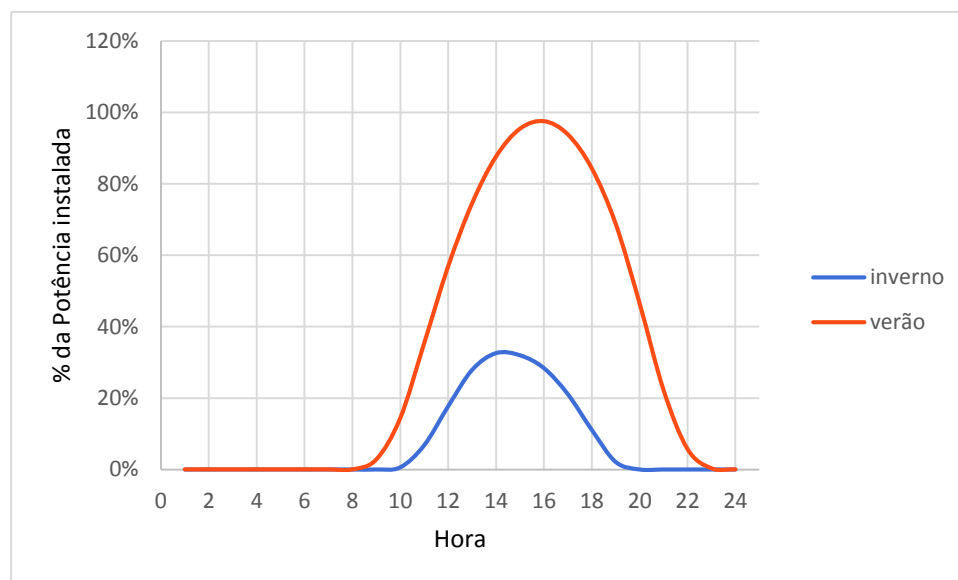


Figura 4.7 - Perfil da produção das unidades solares para um dia típico de inverno e um dia típico de verão

4.3 - Cenários simulados

Inicialmente foi definido o caso base (sem μG nem armazenamento). Nestas circunstâncias, para cada ponto (hora) do diagrama de inverno (e depois, de verão) são realizados estudos de trânsito de potências. Assim, consegue-se obter as perdas correspondentes a um dia de inverno e um dia de verão. De seguida estes resultados são extrapolados de modo a permitirem a estimação das perdas anuais do conjunto de redes típicas e posteriormente estes resultados são extrapolados para estimação das perdas anuais globais na rede de distribuição.

Cada rede foi simulada com diferentes níveis de μG e de armazenamento isoladamente. Pretendeu-se ilustrar os efeitos nas perdas, tanto de casos moderados como extremos. Desta forma, seleccionaram-se quatro níveis diferentes para cada rede e época do ano: nível baixo, médio, alto e muito alto.

Os dispositivos de armazenamento podem ser caracterizados pela sua potência (kW), energia (kWh), rendimento e tempo de resposta (ms ou s). Nas simulações optou-se por caracteriza-los pela sua potência, ou seja, pela quantidade máxima que se pode retirar ou acrescentar à rede num determinado instante.

Relativamente ao seu rendimento, inicialmente, realizaram-se simulações com este a 100%, o que significa que a carga que armazena é a mesma que fornece à rede no ciclo de descarregamento. No entanto, um sistema de armazenamento tem perdas nos seus ciclos de operação (carregamento/d Descarregamento), assim consideraram-se cenários em que o rendimento estaria a 90%, valor mais realista, ou seja, no ciclo de descarregamento a carga irá ser 0,1 vezes inferior ao valor armazenado no ciclo de carregamento.

O tempo de resposta não é relevante para este estudo, porque tanto os diagramas de carga e de μG considerados não variam muito rapidamente. Caso se tratasse de um sistema eólico, então o tempo de resposta deveria ser considerado, pois a produção pode variar de forma muito rápida.

Tabela 2 - Cenários para todas as redes

Redes (KVA)	Potência (kW)							
	Microgeração				Armazenamento			
	Baixo	Médio	Alto	Muito Alto	Baixo	Médio	Alto	Muito Alto
50	2	4	6	8	2	3	4	5
100	5	10	15	20	4	8	12	16
250	10	20	30	40	5	10	15	20
400	10	20	30	40	10	15	20	25
630	10	25	40	55	10	20	30	40

No que toca às simulações que envolvem tanto μG como armazenamento, dado o elevado número de combinações optou-se por simular, para as cinco redes, apenas os cenários intermédios, tal como se mostra na seguinte tabela:

Tabela 3 - Cenários de microgeração e armazenamento

Combinações		Microgeração	Armazenamento
		1	Baixo
2		Alto	Alto
3		Alto	Baixo
4		Baixo	Alto

4.4 - Software de Simulação

O *software* utilizado para o cálculo do trânsito de potências foi o MatPower que corre através do Matlab. O MatPower é uma ferramenta que permite inserir e modificar os valores de uma forma simples, permitindo a realização de simulações possibilitando resolver o trânsito de potências para cada rede [48], apesar de possuir o inconveniente de não utilizar um ambiente gráfico. A principal vantagem é permitir programar a realização de simulações, automatizando os processos de obtenção de resultados dos trânsitos de potências. Assim, foi necessário definir individualmente as redes estudadas em formato MatPower.

Cada ficheiro criado encontra-se estruturado em 4 matrizes, sendo estas referentes:

- à potência de base do sistema em MVA;
- aos barramentos do sistema onde se inserem os valores da potência ativa e reativa consumida, em MW e Mvar respetivamente;
- à informação relativa aos geradores;
- às linhas que ligam os barramentos.

De seguida realizou-se, para cada cenário, o trânsito de potências através do método iterativo Newton-Raphson. Este é o método de referência para a resolução do trânsito de potências, e tem como vantagens convergir rápida e eficientemente.

4.5 - Script para Automatização do processo

Devido ao número de redes, aos vários cenários de μG e armazenamento, e à discretização dos diagramas de carga para o inverno e verão, foi necessário a automatização do processo de simulação. Assim e considerando que cada diagrama tem 24 horas, resultando em 24 trânsitos de potência, para tanto um dia de inverno como para um dia de verão, para as 5 redes, obtêm-se 240 combinações. Multiplicando por 4 níveis de μG , 8 níveis de armazenamento ($\eta=100\%$ e $\eta=90\%$) e 4 combinações de μG e armazenamento equivale a 16 cenários, o que corresponde a aproximadamente a 4000 simulações. Portanto, realizaram-se vários scripts em MatLab, que permitiram um processo de simulação mais ágil e menos moroso.

Os scripts desenvolvidos tem como parâmetros de entrada os ficheiros das redes em formato MatPower, uma folha de cálculo do Excel consoante o tipo de rede BT, a estação do ano (inverno ou verão), e cenário de μG e/ou armazenamento. Os dados de entrada relativos ao Excel são:

- Diagramas diários de carga por estação do ano;
- Percentagem total da carga instalada em cada barramento;
- Potência instalada de μG /armazenamento consoante cenário.

Como referido anteriormente, o TP é realizado para cada hora de um dia médio de inverno e um dia médio de verão. Os resultados da simulação relativos aos consumos e perdas são depois exportados para ficheiros em formato Excel.

4.6 - Algoritmo para a simulação do impacto de microgeração

O algoritmo para a simulação do impacto da μG pode ser sintetizado nas seguintes etapas:

1. Distribuir a μG de forma proporcional à carga nos barramentos;
2. Atualizar os valores de potência ativa e de potência reativa;
3. Realizar o trânsito de potências;
4. Guardar valores dos consumos e perdas.

Como referido no ponto 1, o primeiro passo foi distribuir a μG consoante a percentagem de carga em cada barramento da rede analisada. Assim, utilizou-se a seguinte expressão:

$$P\mu G^i = \mu G_{Total} * \mu G_{hora} * P_{carga\%}^i \quad (4.1)$$

Em que:

- $P\mu G^i$ é a potência ativa de μG a colocar no barramento i [MW];
- μG_{Total} é a potência total da μG a distribuir [MW];
- μG_{hora} é o valor da produção de μG fotovoltaica para a hora considerada [%];
- $P_{carga\%}^i$ é a percentagem de carga que existe no barramento i relativamente ao total de carga na rede considerada [%].

Para a atualização dos valores da potência ativa foi necessário subtrair à carga de cada barramento a potência ativa associada à μG nesse barramento. Utilizou-se, então, a seguinte expressão:

$$P^i = P_{hora} * P_{carga}^i - P\mu G^i \quad (4.2)$$

Em que:

- P^i é a potência ativa no barramento i [MW];
- P_{hora} é o valor do diagrama de carga para a hora considerada [%];
- P_{carga}^i é a potência de carga no barramento i [MW];
- $P\mu G^i$ é a potência ativa a colocar no barramento i , já calculado na expressão 4.1 [MW].

Para a atualização dos valores de potência reativa considerou-se a $tg\varphi$ como 0.5 [45].

$$Q^i = P^i * tg\varphi \quad (4.3)$$

Em que:

- Q^i é a potência reativa produzida no barramento i [Mvar];
- $tg\varphi$ é o fator de potência referido anteriormente.

De seguida, o algoritmo realiza o trânsito de potências através do método Newton-Raphson, e escreve os consumos e perdas para ficheiros em formato Excel.

4.7 - Algoritmo para a simulação do impacto do armazenamento

Esta secção descreve o algoritmo implementado para a simulação do impacto do armazenamento nas redes BT. Este algoritmo é semelhante ao implementado para o estudo do impacto da μG , distinguindo-se essencialmente no facto de o armazenamento ser caracterizado pelos seus ciclos de operação (carregamento/descarregamento). Considerou-se que no inverno haverá ciclos de carregamento e descarregamento maiores do que no verão, pois existe maior consumo de energia eléctrica nessa época, havendo assim maior necessidade de armazenamento.

A seguinte tabela permite mostrar as horas em que se procede ao carregamento e descarregamento do armazenamento, de acordo com a estação do ano. Nas horas de transição foi considerado um valor de carregamento/descarregamento intermédio de armazenamento, para suavizar os efeitos da transição entre ciclos, nas restantes horas é constante.

Tabela 4 - Ciclo de Carregamento e Descarregamento do Armazenamento

	Inverno	Verão
Carregamento	1h00 às 7h00	1h00 às 5h00
Descarregamento	18h00 às 24h00	20h00 às 24h00

Os seguintes gráficos permitem ilustrar os ciclos de operação para a rede de 50kVA.

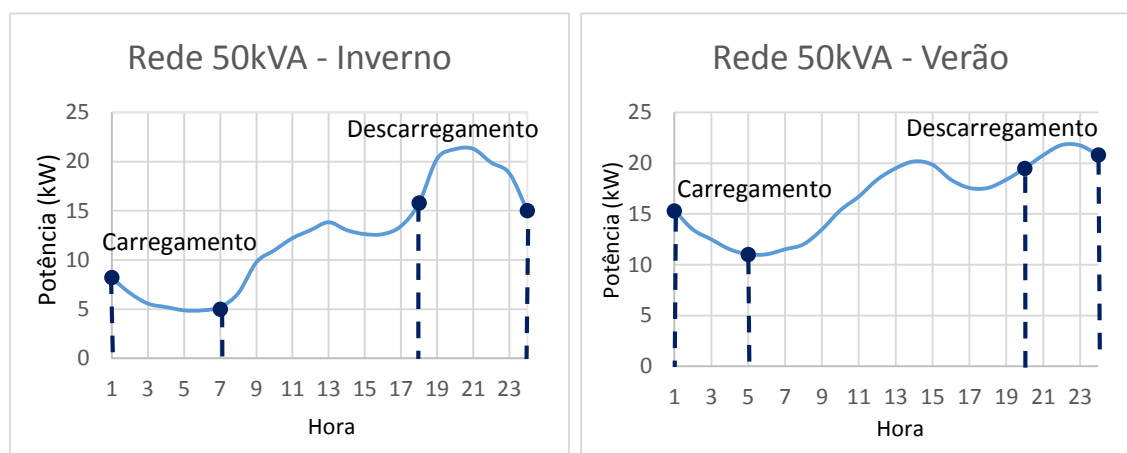


Figura 4.8 - Ciclos de operação do armazenamento (Esquerda: inverno; Direita: verão)

De seguida apresentam-se as etapas do algoritmo:

1. Distribuir o armazenamento de forma proporcional pela carga dos barramentos;
2. Atualizar os valores de potência ativa e de potência reativa. Adaptou-se o ciclo de carregamento/descarregamento do armazenamento consoante a época do ano.
3. Realizar o trânsito de potências;
4. Guardar valores dos consumos e perdas.

Igualmente, distribuiu-se o armazenamento de acordo com a percentagem de carga em cada barramento da rede analisada (equação 4.4), pois não faria sentido ter um armazenamento elevado para um consumo pequeno. A este propósito pode-se citar o exemplo da Alemanha que está a incentivar o armazenamento doméstico; assim onde houver mais consumidores haverá maior probabilidade de haver armazenamento.

$$P_{armz}^i = armz_{Total} * P_{carga\%}^i \quad (4.4)$$

Em que:

- P_{armz}^i é a potência ativa do armazenamento a colocar no barramento i [MW];
- $armz_{Total}$ é a potência total do armazenamento a distribuir [MW];
- $P_{carga\%}^i$ é a percentagem de carga que existe no barramento i relativamente ao total de carga na rede considerada [%].

No ciclo de carregamento, que decorre durante as horas apresentadas na Tabela 4, para a atualização dos valores da potência ativa foi necessário somar à carga de um determinado barramento a potência ativa do armazenamento a colocar nesse barramento. Para as horas de transição (4h00 no inverno, 5h00 no verão), de acordo com a equação 4.6, o valor relativo à potência ativa do armazenamento a colocar num determinado barramento é metade do valor das restantes horas, que é constante (equação 4.5).

$$P^i = P_{hora} * P_{carga}^i + Parmz^i \quad (4.5)$$

$$P^i = P_{hora} * P_{carga}^i + \frac{Parmz^i}{2} \quad (4.6)$$

No ciclo de descarregamento, que decorre durante as horas apresentadas na Tabela 4, foi necessário, inversamente, repor a carga armazenada, assim subtraiu-se à carga de um determinado barramento a potência ativa do armazenamento a colocar nesse barramento. Similarmente, para as horas de transição (18h00 no inverno, 20h00 no verão), de acordo com a equação 4.8, o valor relativo à potência ativa a colocar num determinado barramento é metade do valor das restantes horas, que é constante (equação 4.7).

$$P^i = P_{hora} * P_{carga}^i - Parmz^i \quad (4.7)$$

$$P^i = P_{hora} * P_{carga}^i - \frac{Parmz^i}{2} \quad (4.8)$$

Em que:

- P^i é a potência ativa no barramento i [MW];
- P_{hora} é o valor do diagrama de carga para a hora considerada [%];
- P_{carga}^i é a carga que existe no barramento i [MW];
- $Parmz^i$ é a potência ativa a colocar no barramento i , já calculado na expressão 4.4 [MW].

Identicamente para a atualização dos valores de potência reativa (Q^i) considerou-se a $tg\phi$ como 0.5, de acordo com a expressão 4.3.

De seguida, o algoritmo realiza o trânsito de potências através do método Newton-Raphson, e escreve os consumos e perdas para ficheiros em formato Excel.

4.8 - Algoritmo para a simulação do impacto da microgeração e do armazenamento

O seguinte algoritmo é a combinação dos dois algoritmos anteriormente explicados. Assim seguiram-se as próximas etapas:

1. Distribuir a μG e o armazenamento de forma proporcional pelos barramentos;

2. Atualizar os valores de potência ativa e de potência reativa. Adaptou-se o ciclo de carregamento/descarregamento do armazenamento consoante a época do ano (Tabela 4).
3. Realizar o trânsito de potências;
4. Guardar valores dos consumos e perdas.

Tal como anteriormente, distribuiu-se a μG e armazenamento de acordo com a percentagem de carga em cada barramento da rede analisada, seguindo as expressões 4.1 e 4.4 respetivamente.

No ciclo de carregamento, que decorre durante as horas apresentadas na Tabela 4, para a atualização dos valores da potência ativa foi necessário subtrair à carga de um determinado barramento a potência ativa relativa à μG e somar a potência ativa relativa ao armazenamento nesse barramento. Para as horas de transição considerou-se também um valor intermédio, utilizando a equação 4.10.

$$P^i = P_{hora} * P_{carga}^i - P\mu G^i + P_{armz}^i \quad (4.9)$$

$$P^i = P_{hora} * P_{carga}^i - P\mu G^i + \frac{P_{armz}^i}{2} \quad (4.10)$$

Para o ciclo de descarregamento, que decorre durante as horas apresentadas na Tabela 4, foi necessário, para a atualização dos valores da potência ativa, subtrair à carga do barramento a potência ativa a colocar e subtrair a potência ativa já distribuída relativa ao armazenamento a colocar nesse barramento. Para as horas de transição considerou-se igualmente um valor intermédio, recorrendo à equação 4.12.

$$P^i = P_{hora} * P_{carga}^i - P\mu G^i - P_{armz}^i \quad (4.11)$$

$$P^i = P_{hora} * P_{carga}^i - P\mu G^i - \frac{P_{armz}^i}{2} \quad (4.12)$$

Em que:

- P^i é a potência ativa no barramento i [MW];
- P_{hora} é o valor do diagrama de carga para a hora considerada [%];
- P_{carga}^i é a potência de carga que existe no barramento i [MW];
- $P\mu G^i$ é a potência ativa a colocar no barramento i , já calculado na expressão 4.1 [MW].
- P_{armz}^i é a potência ativa a colocar no barramento i , já calculado na expressão 4.4 [MW].

Analogamente a atualização dos valores de potência reativa (Q^i) realiza-se através da equação 4.3, assumindo novamente $tg\varphi$ como 0.5.

De seguida, o algoritmo realiza o trânsito de potências e guarda os resultados.

4.9 - Cálculo das Perdas Anuais e Globais

Para calcular as perdas totais anuais de cada rede BT assumiu-se a mudança de hora legal portuguesa. No período de inverno considerou-se o horário típico de inverno, e similarmente no período de verão considerou-se o horário típico de verão. Uma vez que, em Portugal, a hora muda no último fim-de-semana de outubro e no último fim-de-semana de Março, foram considerados 5 meses de inverno e 7 meses de verão. Foi necessário também multiplicar pelo número médio de dias num mês (30).

$$P_{A_BT} = (P_I * 5 + P_V * 7) * 30 \quad (4.13)$$

Em que

- P_{A_BT} são as perdas anuais de cada rede;
- P_I são as perdas totais no inverno numa rede;
- P_V são as perdas totais no verão numa rede.

As perdas globais P_G representam o total anual agregado nacional das perdas BT (nas linhas):

$$P_G = \sum (P_{A_BT} * f_{BT}) \quad (4.14)$$

Para calcular as perdas globais foi necessário determinar o fator representativo de cada rede que corresponde à relação entre a energia consumida nas redes de BT e o consumo total anual. Desta forma, recorreu-se à tabela 5.

$$f_{BT} = \frac{\text{Consumo anual total Rede BT}}{\text{Total Consumo anual}} \quad (4.15)$$

Em que

- P_G são as perdas globais numa rede;
- f_{BT} é o fator de representatividade.

Tabela 5 - Consumos energéticos anuais das redes BT [45]

Rede	Consumo médio Anual por rede (MWh)	Nº de redes existentes a nível nacional	Consumo anual total (GWh)
RT50kVA	111	9403	1041
RT100kVA	212	19376	4104
RT250kVA	479	10870	5201
RT400kVA	498	8438	4202
RT630kVA	1078	11577	12482

Todos os resultados foram compilados em gráficos e tabelas que serão apresentados e analisados no seguinte capítulo.

Capítulo 5

Exposição e Análise de Resultados

Este capítulo é dedicado à apresentação e a análise dos resultados obtidos através das diversas simulações efetuadas para as redes caracterizadas anteriormente, seguindo a metodologia proposta no capítulo 4.

Começa-se por expor e analisar os efeitos da μG , com diferentes níveis de potência instalada, nos diagramas de carga e nas perdas em BT. Considerou-se também um contraexemplo para a rede 100kVA com um dispositivo de μG sobredimensionado, o qual produz energia em excesso relativamente ao diagrama de carga. O objetivo deste contraexemplo foi ilustrar que, em excesso, a μG também pode conduzir a situações desvantajosas. Em Portugal existe uma prática corrente da EDP em limitar a μG a 25% da potência instalada no PT [49], portanto esta situação de inversão de fluxo não acontecerá. No entanto, na Alemanha, como existe um grande nível de μG , há muitas situações passíveis de inversão de fluxo originadas por estes dispositivos.

De seguida são considerados vários cenários com diferentes capacidades de armazenamento e rendimento (η) a 100% e 90%. Analisa-se a influência destes dispositivos nos diagramas de carga e, sobretudo, nas perdas nas redes BT.

Posteriormente combina-se a μG e o armazenamento, analisando-se os impactos que têm em conjunto nos diagramas de carga e nas perdas de BT.

Por último, elabora-se uma síntese dos vários casos, em termos de diagrama de carga e de perdas. Analisa-se ainda a monetização dos benefícios relacionados à redução das perdas.

5.1 - Impacto da microgeração

Nesta secção apresenta-se o impacto da μG nos diagramas de carga e nas perdas das cinco redes de BT: 50kVA; 100kVA; 250kVA; 400kVA; 630kVA.

5.1.1 - Diagrama de Carga

Os diagramas de carga apresentados nesta secção permitem visualizar o efeito da μ G ao longo de um dia típico de inverno e de um dia típico de verão. Estes diagramas fornecem dados relativos à potência média em cada intervalo de uma hora.

Rede 50kVA

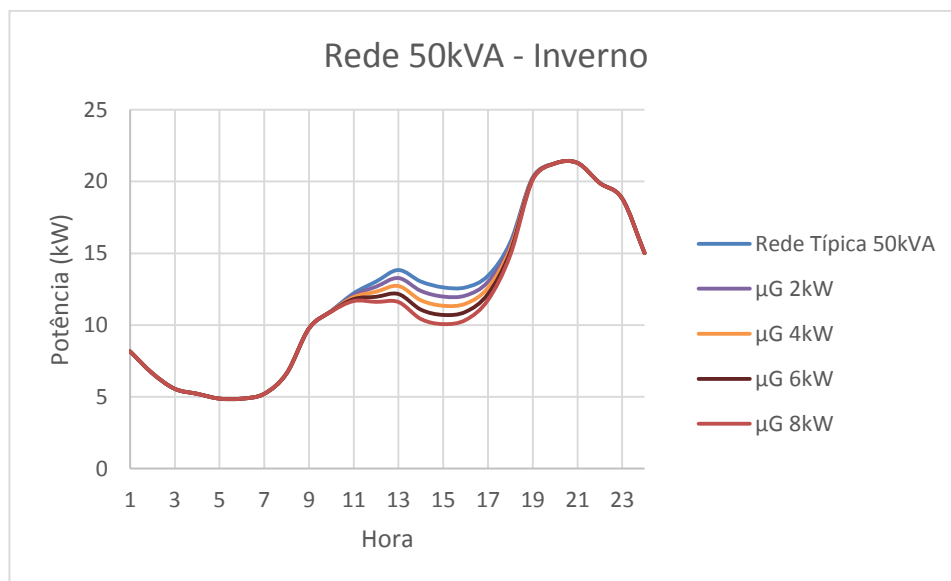


Figura 5.1 - Diagrama de Carga da Rede 50kVA com microgeração (dia de inverno)

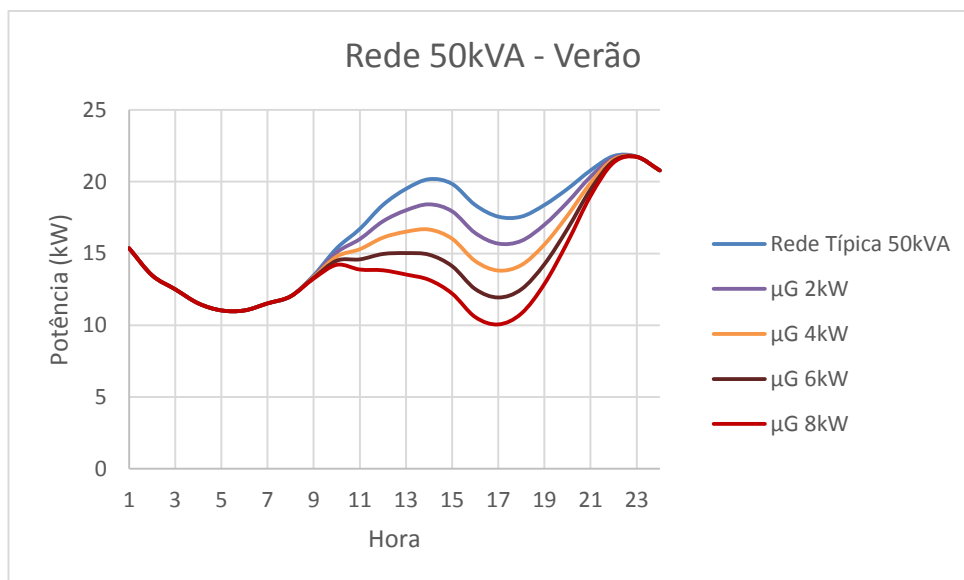


Figura 5.2 - Diagrama de Carga da Rede 50kVA com microgeração (dia de verão)

Rede 100kVA

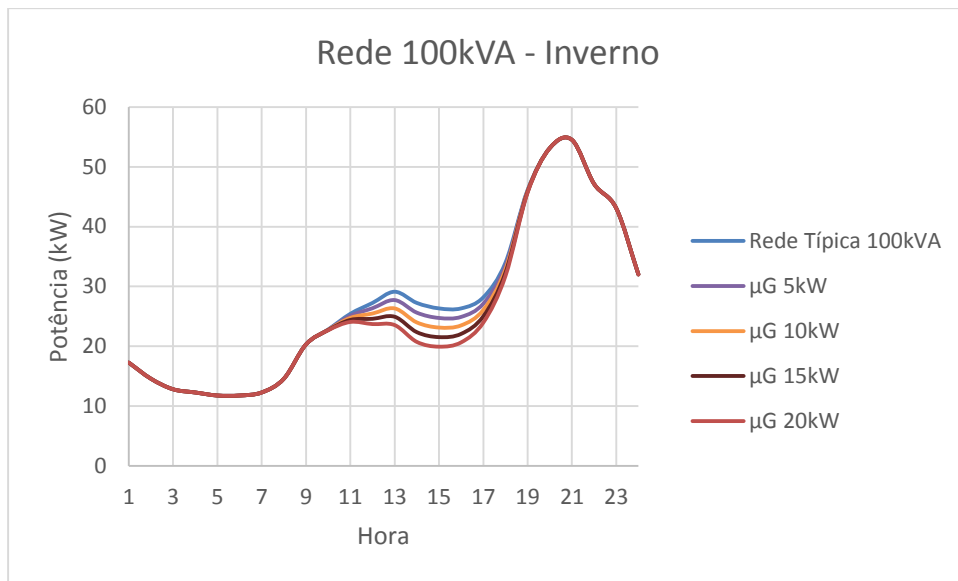


Figura 5.3 - Diagrama de Carga da Rede 100kVA com microgeração (dia de inverno)

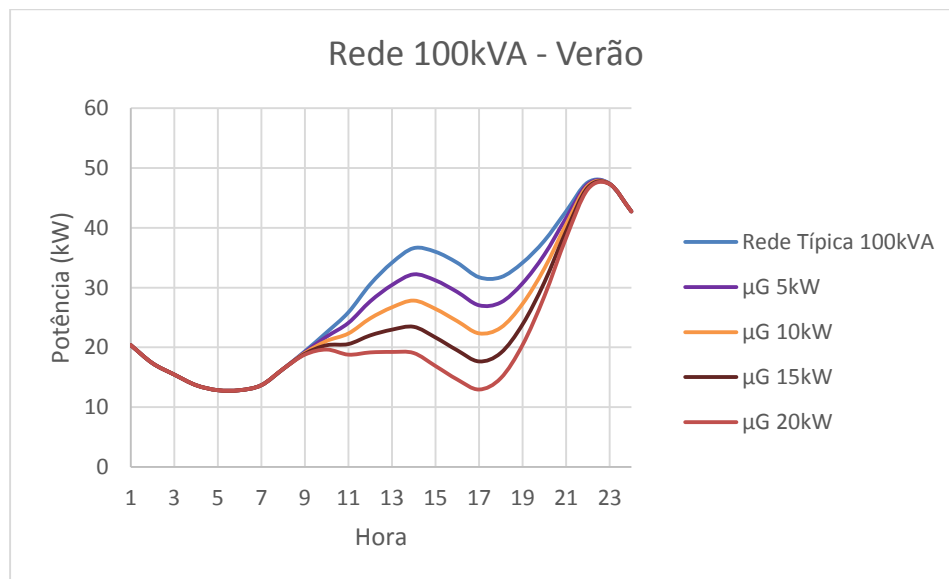


Figura 5.4 - Diagrama de Carga da Rede 100kVA com microgeração (dia de verão)

Rede 250kVA

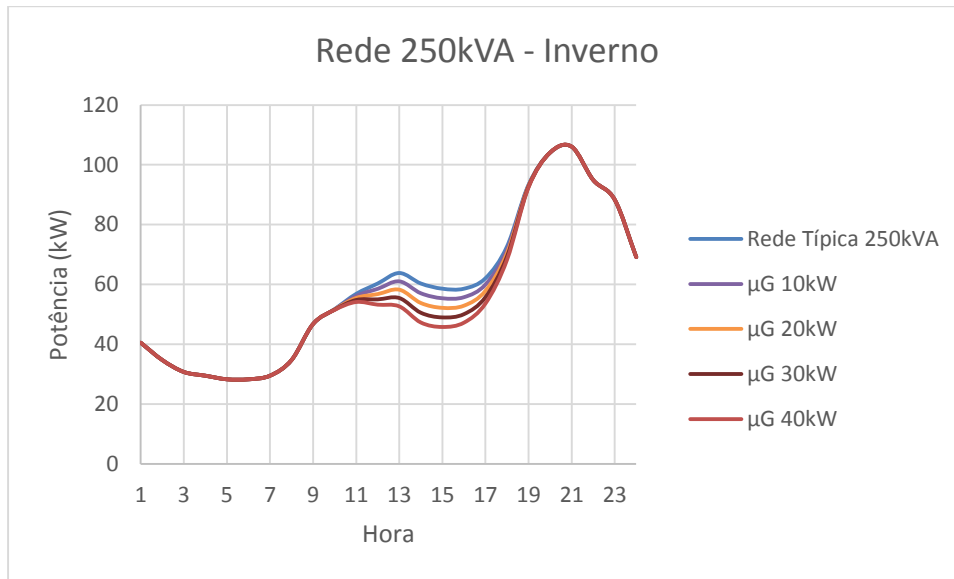


Figura 5.5 - Diagrama de Carga da Rede 250kVA com microgeração (dia de inverno)

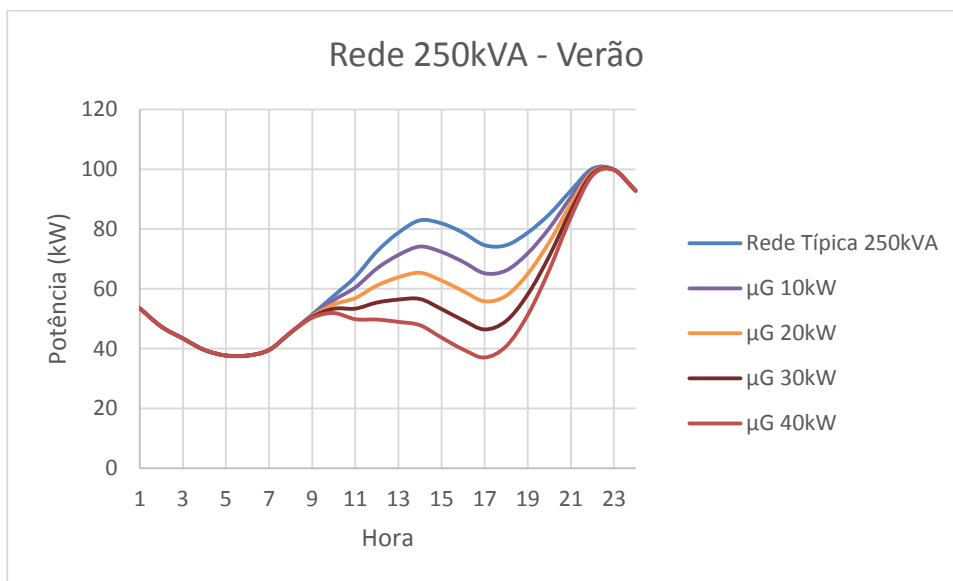


Figura 5.6 - Diagrama de Carga da Rede 250kVA com microgeração (dia de verão)

Rede 400kVA

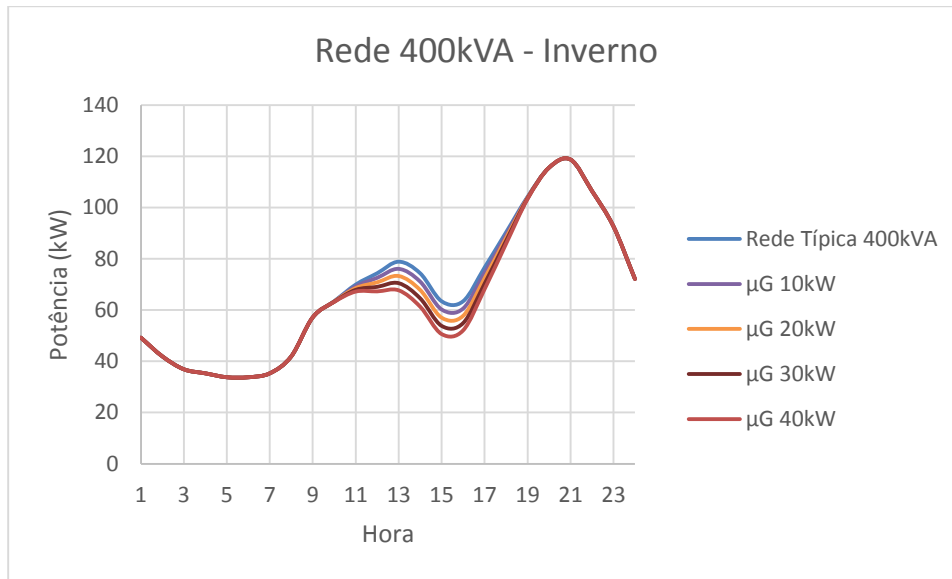


Figura 5.7 - Diagrama de Carga da Rede 400kVA com microgeração (dia de inverno)

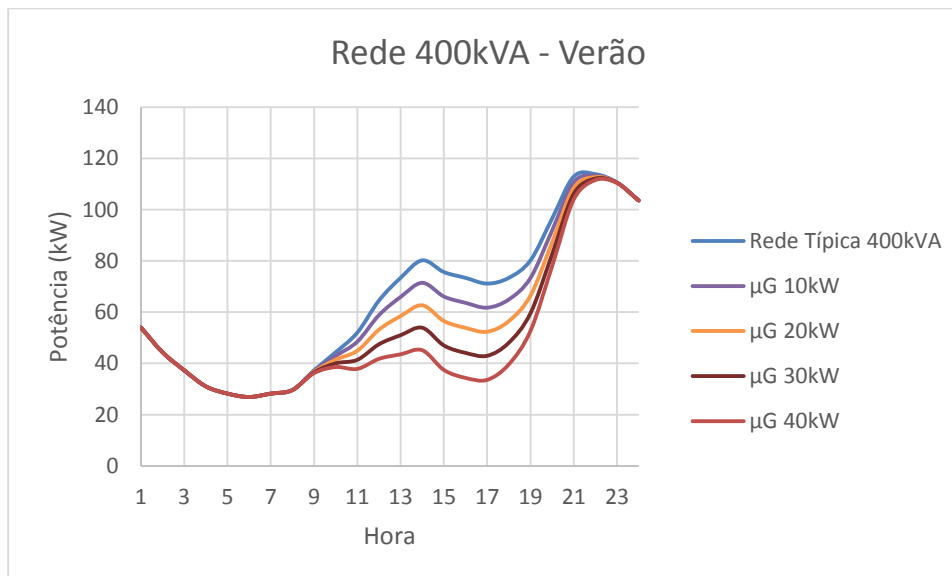


Figura 5.8 - Diagrama de Carga da Rede 400kVA com microgeração (dia de verão)

Rede 630kVA

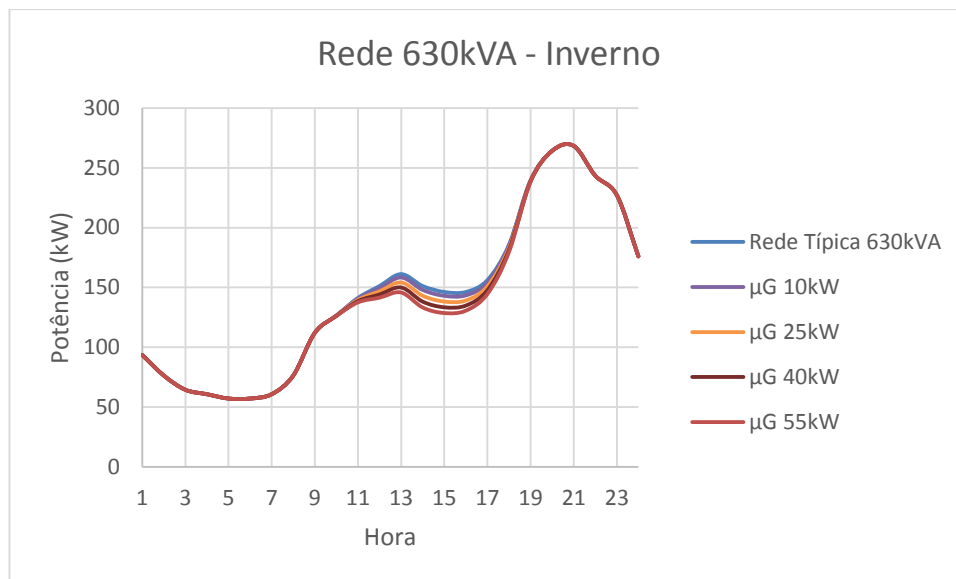


Figura 5.9 - Diagrama de Carga da Rede 630kVA com microgeração (dia de inverno)

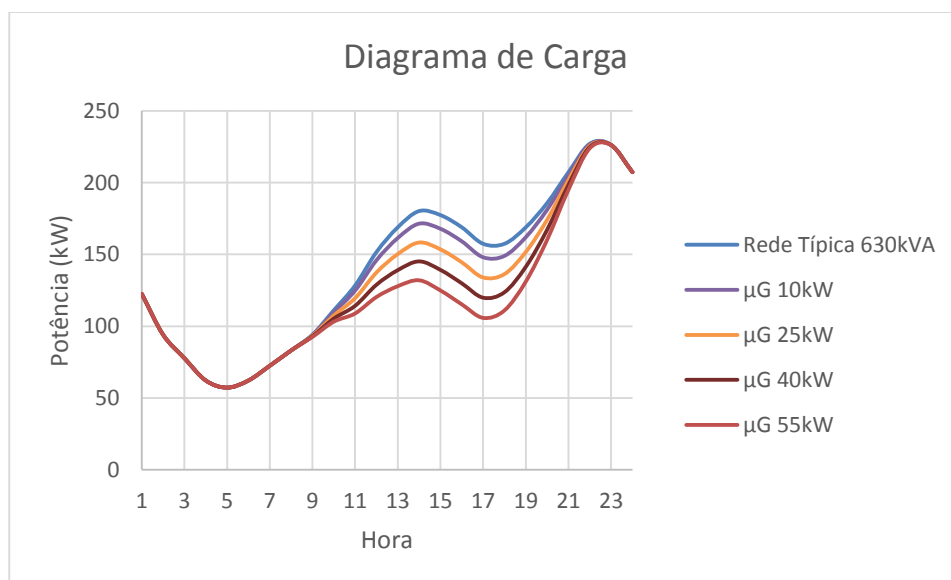


Figura 5.10 - Diagrama de Carga da Rede 630kVA com microgeração (dia de verão)

Inversão de Fluxo

Neste caso procurou-se ilustrar uma situação desvantajosa na introdução de μG nas redes. Assim para a rede de 100kVA colocou-se um dispositivo de μG , com 200kW de potência instalada, produzindo energia em excesso relativamente ao diagrama de carga do sistema, como é possível verificar nas figuras 5.11 e 5.12.

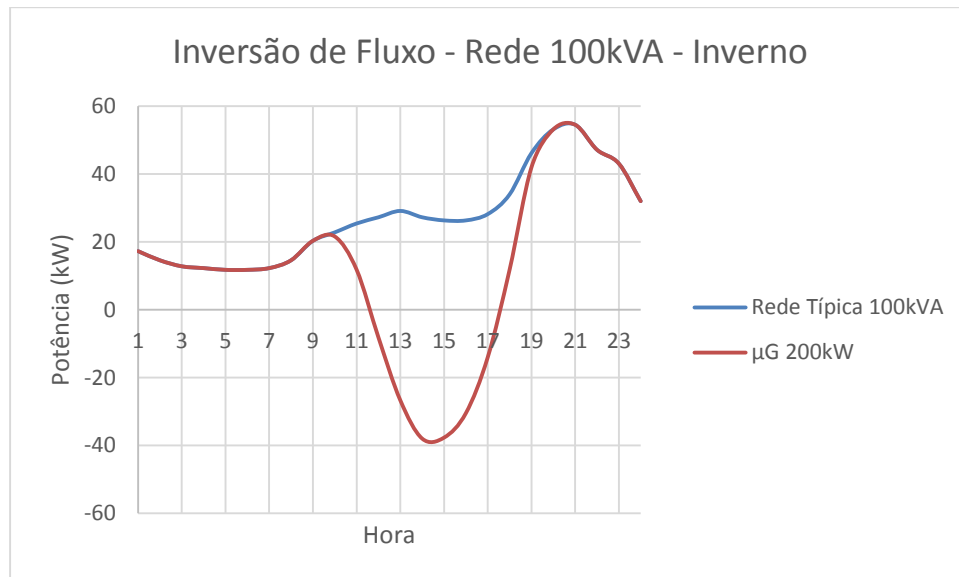


Figura 5.11 - Diagrama de Carga da Rede 100kVA - inversão de fluxo (dia de inverno)

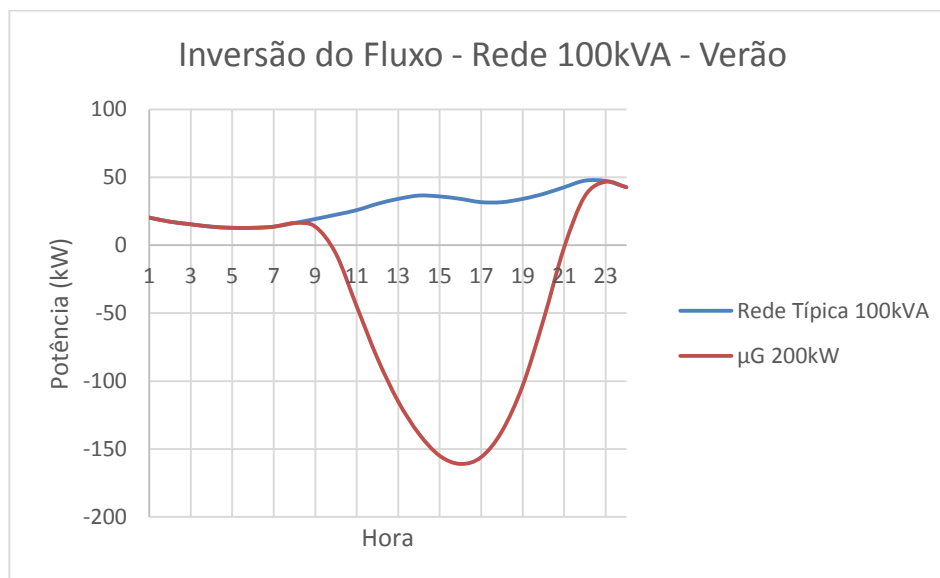


Figura 5.12 - Diagrama de Carga da Rede 100kVA - inversão de fluxo (dia de verão)

5.1.2 - Síntese - diagramas de carga

A partir das análises das figuras anteriores conclui-se que a introdução da μG permite reduzir a potência requisitada à rede nas horas em que o Sol se encontra mais alto, em torno das 13:00 no inverno, e 14:00 no verão. Nas horas de ponta, não se verifica alteração na potência total consumida pela rede pois a produção de μG de origem solar é nula.

Verifica-se um maior impacto da μG no dia típico de verão, uma vez que é nesta altura do ano em que existe maior irradiância.

A redução da energia requisitada à rede é tanto maior quanto maior for o nível de μG . No entanto, caso a energia produzida pela μG exceda a carga do sistema (tal como acontece nas figuras 5.11 e 5.12), ocorre a inversão do fluxo de potências, o que limita ou anula as habituais vantagens da μG .

5.1.3 - Perdas

Neste ponto apresenta-se o impacto da μG nas perdas nas redes de BT. Em cada gráfico estão representados os vários níveis de μG , tal como a curva da rede típica. São apresentados os diagramas para um dia típico de inverno e de um dia típico de verão.

Rede 50kVA

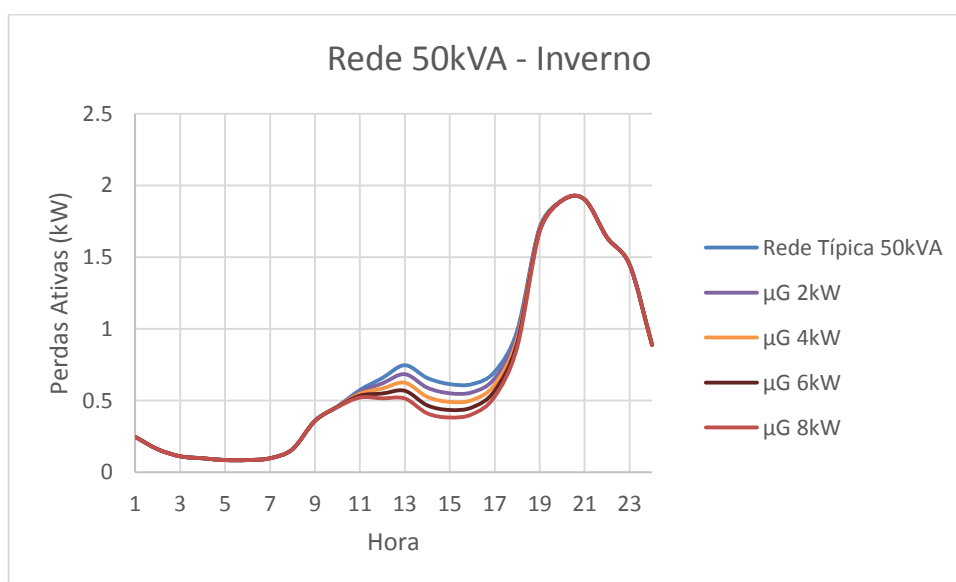


Figura 5.13 - Perdas na Rede 50kVA com microgeração (dia de inverno)

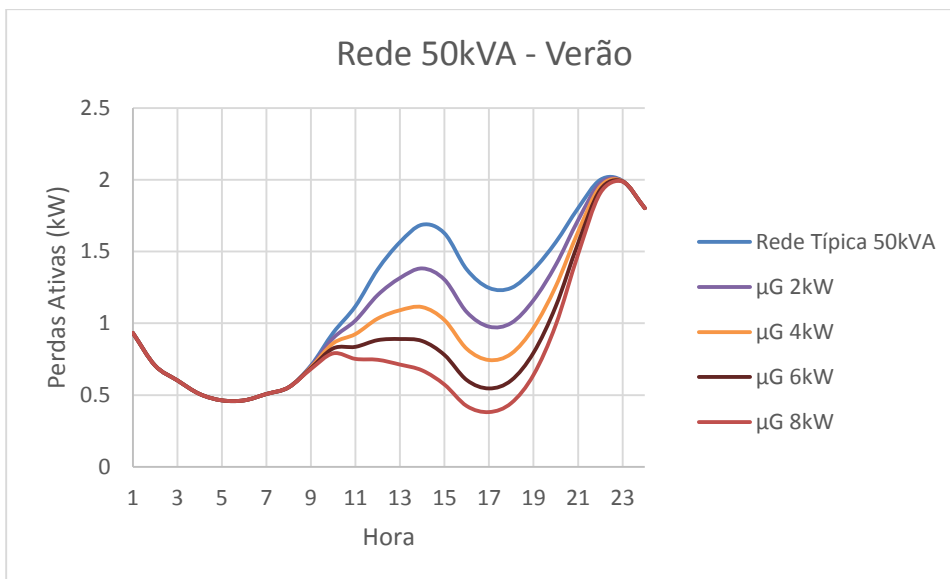


Figura 5.14 - Perdas na Rede 50kVA com microgeração (dia de verão)

Rede 100kVA

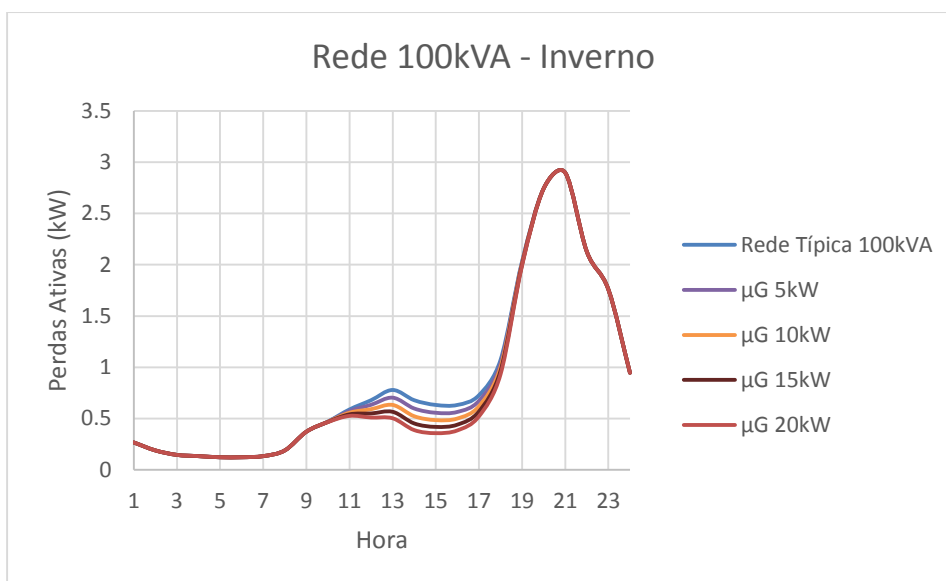


Figura 5.15 - Perdas na Rede 100kVA com microgeração (dia de inverno)

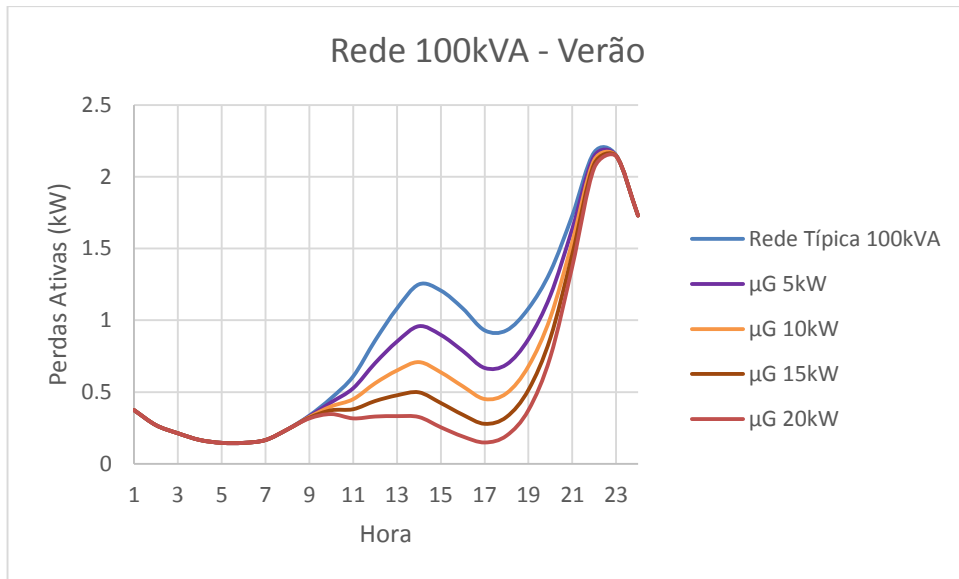


Figura 5.16 - Perdas na Rede 100kVA com microgeração (dia de verão)

Rede 250kVA

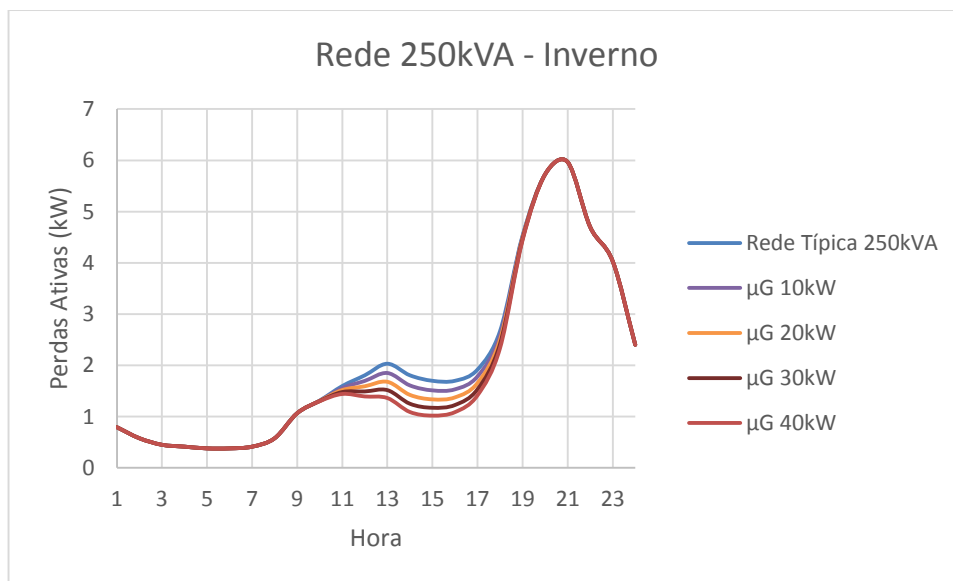


Figura 5.17 - Perdas na Rede 250kVA com microgeração (dia de inverno)

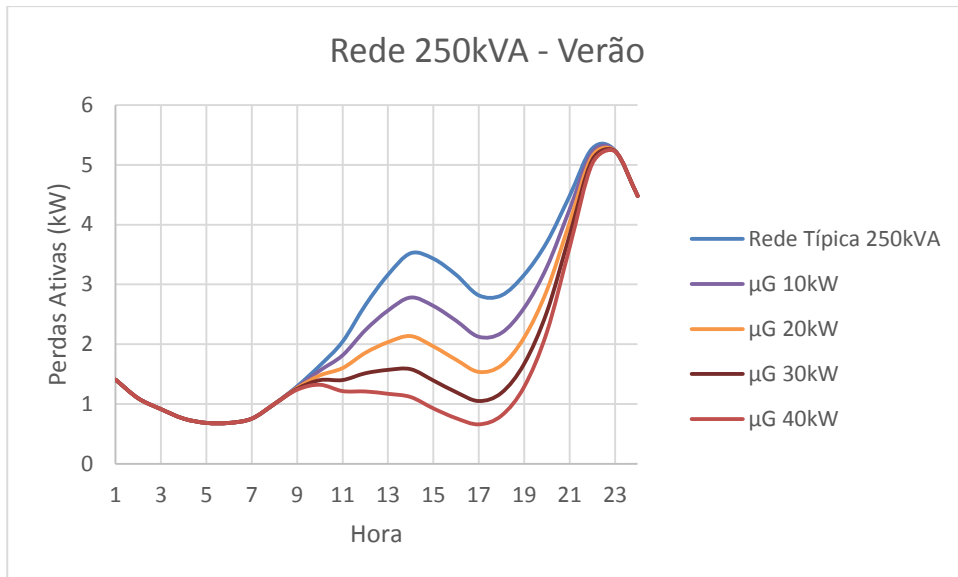


Figura 5.18 - Perdas na Rede 250kVA com microgeração (dia de verão)

Rede 400kVA

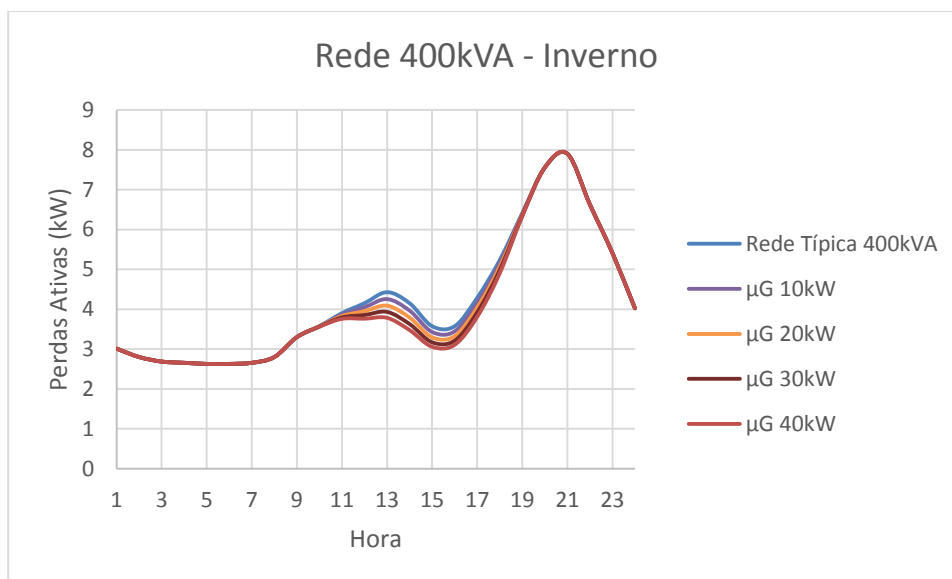


Figura 5.19 - Perdas na Rede 400kVA com microgeração (dia de inverno)

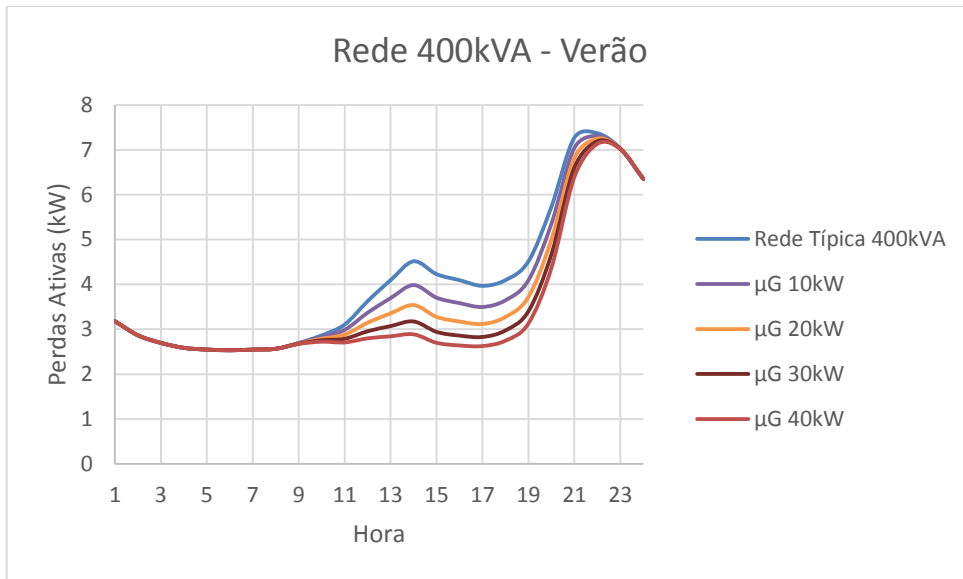


Figura 5.20 - Perdas na Rede 400kVA com microgeração (dia de verão)

Rede 630kVA

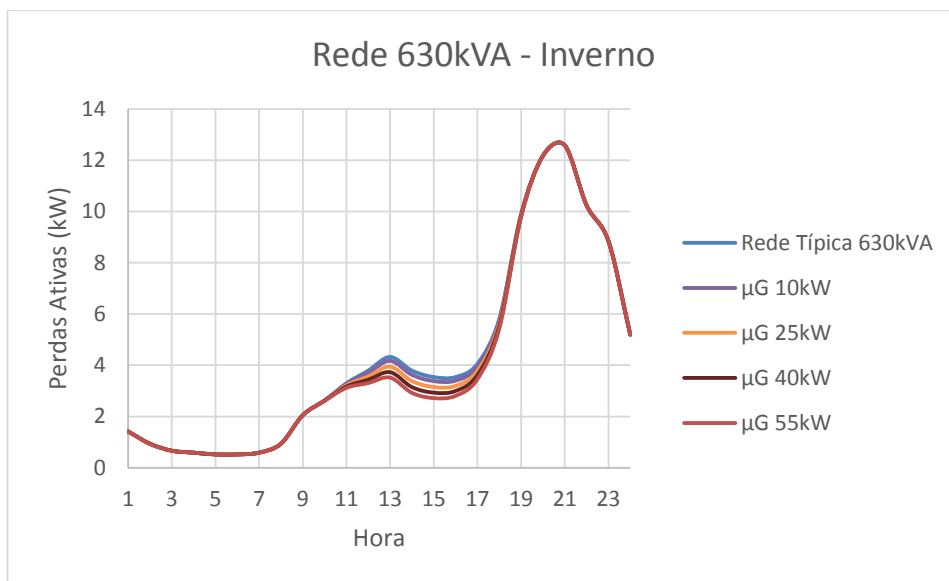


Figura 5.21 - Perdas na Rede 630kVA com microgeração (dia de inverno)

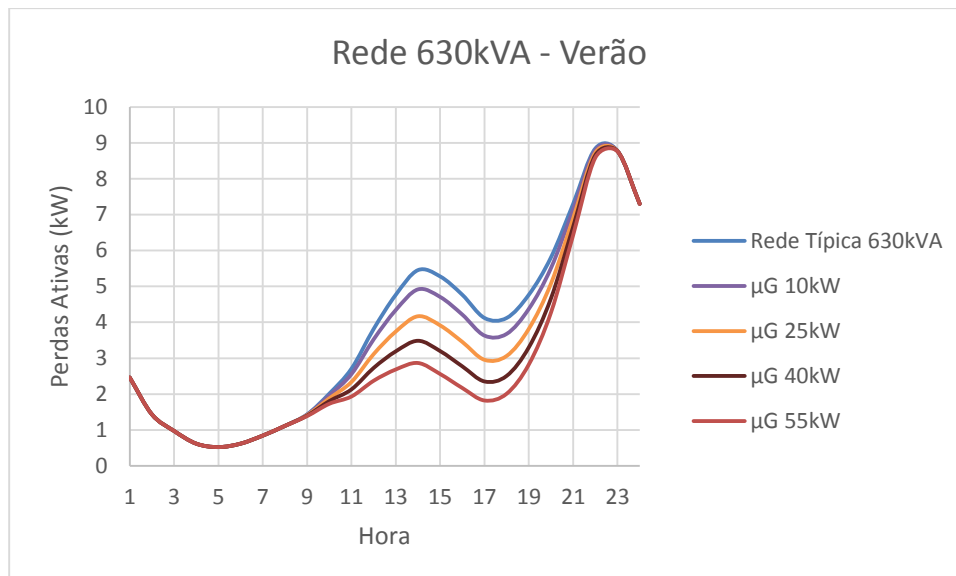


Figura 5.22 - Perdas na Rede 630kVA com microgeração (dia de verão)

Inversão de Fluxo

Nas seguintes figuras é possível verificar de que forma o excesso de energia produzida, sendo que neste caso recorreu-se a um dispositivo com 200kW de potência instalada, afeta as perdas ativas na rede de 100kVA.

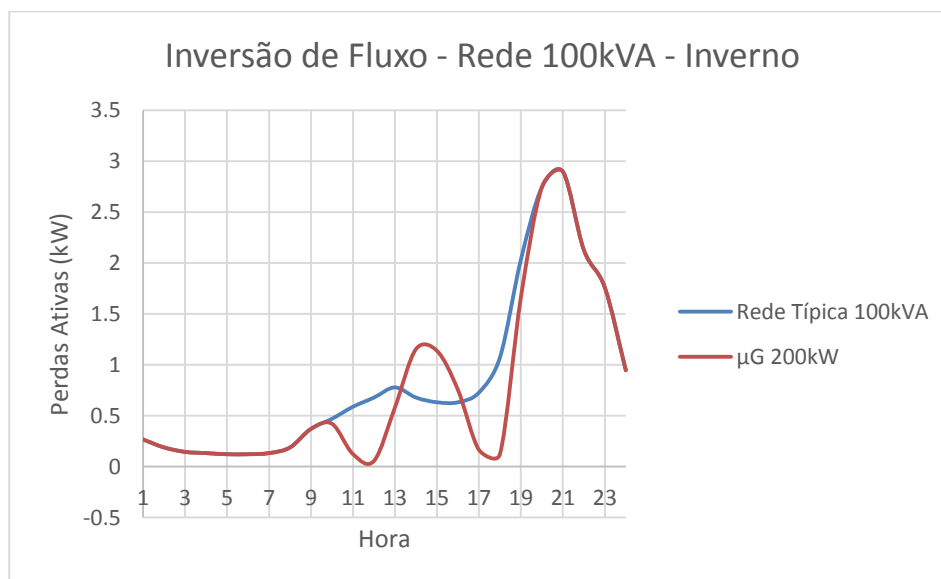


Figura 5.23 - Perdas na Rede 100kVA - inversão de fluxo (dia de inverno)

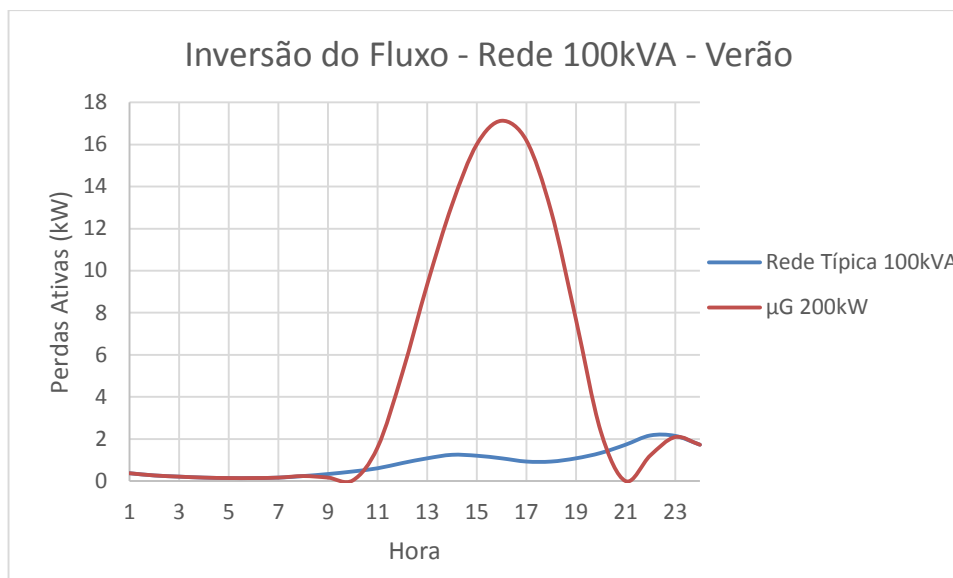


Figura 5.24 - Perdas na Rede 100kVA - inversão de fluxo (dia de verão)

Como ilustra a figura 5.24 as perdas na rede com um dispositivo de μG sobredimensionado aumentam. Sendo que a época do ano mais afetada é o verão.

5.1.4 - Síntese - perdas

É possível constatar que as curvas das perdas ativas presentes nas figuras anteriores têm um comportamento semelhante ao das curvas de potência total consumida com dispositivos de μG . Quanto maior for o nível de penetração de μG menor será a potência proveniente da rede, e, conseqüentemente, o valor do fluxo nos ramos diminui. Assim, denota-se que a introdução da μG reduz as perdas de forma proporcional.

Do mesmo modo, esta diminuição das perdas pode ser explicada pelo facto de a μG se encontrar normalmente próxima dos locais de consumo. Desta forma, há uma redução na corrente que circula nos ramos da rede, o que diminui as perdas ativas por efeito Joule, visto que estas são proporcionais a I^2 .

A figura 5.25 permite comprovar que a introdução da μG possibilita reduzir as perdas globais nas redes BT analisadas comparativamente com o caso típico. E, tal como referido anteriormente, verifica-se que quanto maior for o nível de penetração da μG menor serão as perdas. Sendo que o total global das perdas com o nível de μG muito alto diminuiu 13% relativamente ao caso base.

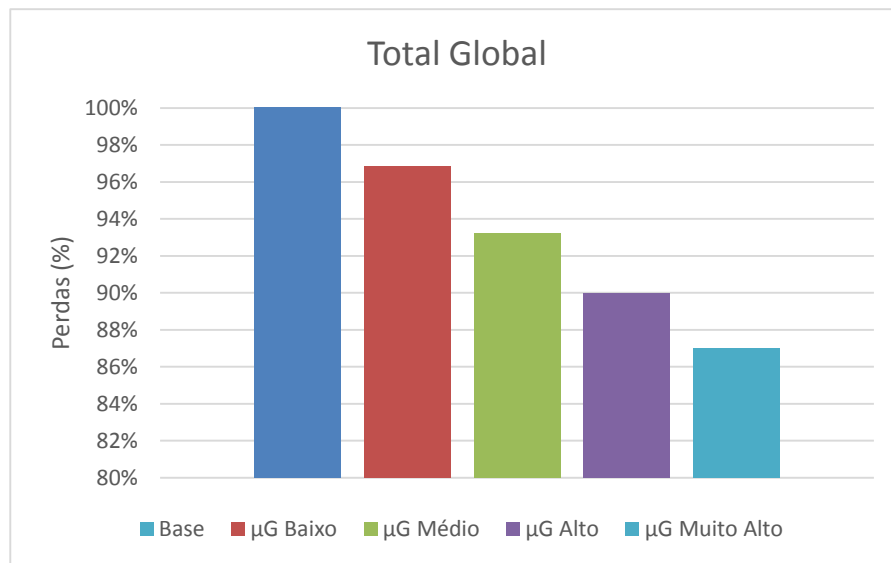


Figura 5.25 - Perdas totais globais em percentagem da carga com microgeração

Na secção anterior considerou-se um cenário em que a energia produzida excede a carga do sistema. No inverno, só a partir das 13 às 17 horas é que a inversão de fluxo fez aumentar as perdas ativas. No entanto, no verão, das 10 às 20 horas, as perdas tiveram um aumento considerável relativamente ao caso base. Já o total anual das perdas presente na figura 5.26 permite, para a rede de 100kVA, demonstrar que com a inversão de fluxo as perdas aumentaram quase cerca de 3 vezes mais relativamente à situação base.

Portanto para valores muito elevados de penetração da μG , verifica-se que as perdas ativas podem ultrapassar os valores atingidos na ausência da μG . Isto porque a energia produzida pela μG excede a energia necessária para satisfazer a carga, o que origina uma inversão no fluxo de potências, podendo aumentar as perdas.

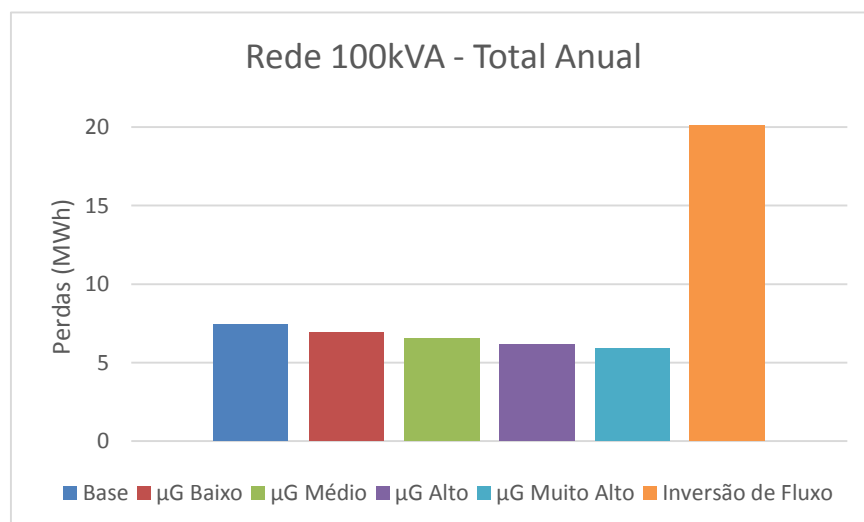


Figura 5.26 - Perdas totais anuais da rede de 100kVA com microgeração

5.2 - Impacto do Armazenamento

Neste ponto apresenta-se o impacto do armazenamento nos diagramas de carga e nas perdas das cinco redes de BT.

5.2.1 - Diagrama de carga

Os diagramas de carga apresentados seguidamente são referentes a um dia típico de verão e um dia típico de inverno. Exibem os cenários com rendimento a 90% e 100%.

Rede 50kVA

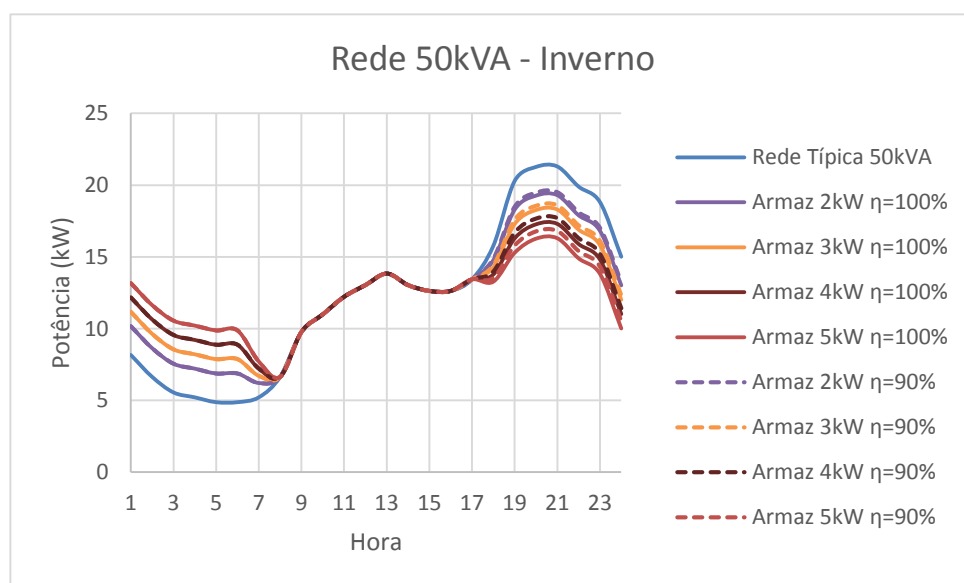


Figura 5.27 - Diagrama de Carga da Rede 50kVA com armazenamento (dia de inverno)

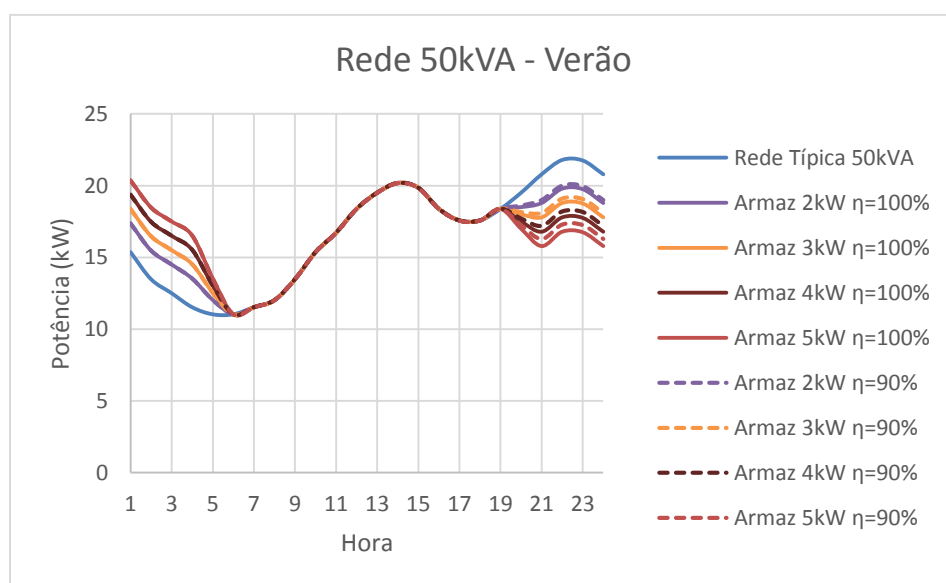


Figura 5.28 - Diagrama de Carga da Rede 50kVA com armazenamento (dia de verão)

Através dos diagramas de carga anteriores é possível verificar que o armazenamento de 5kW, tanto com $\eta=100\%$ como com $\eta=90\%$, apresenta um vale, entre as 17 e 18 horas no inverno, e entre as 19 e 21 horas no verão, ou seja, este dispositivo de armazenamento está a contribuir para diminuir a carga numa zona que já não corresponde à ponta – isto significa que, em princípio, este será um mau investimento para a rede de 50kVA, pois é demasiado elevado para as suas necessidades. Os armazenamentos de 3kW e 4kW ($\eta=100\%$ e $\eta=90\%$) também não serão os armazenamentos mais adequados, porque no diagrama de verão apresentam-se desajustados à rede com um ligeiro vale entre as 19 e 21 horas.

Rede 100kVA

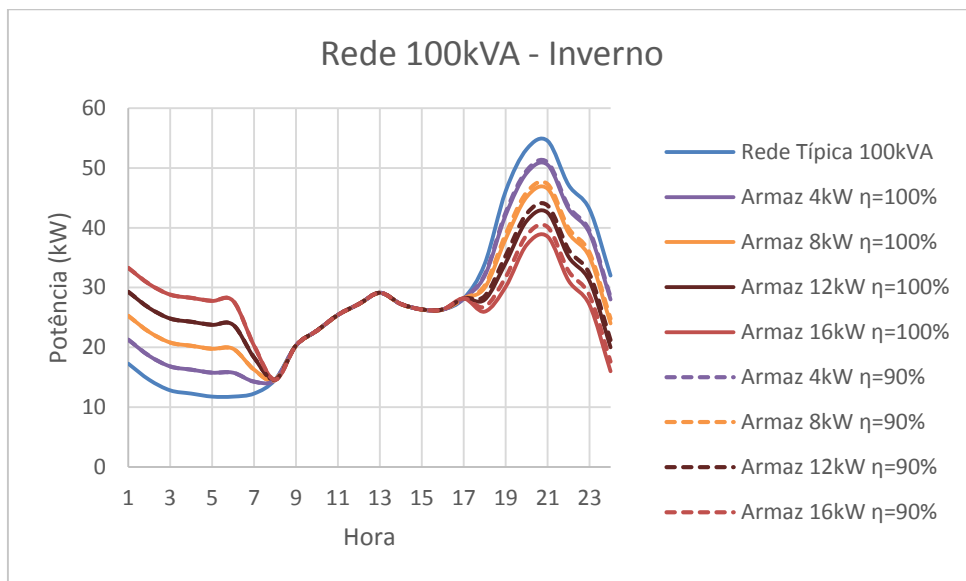


Figura 5.29 - Diagrama de Carga da Rede 100kVA com armazenamento (dia de inverno)

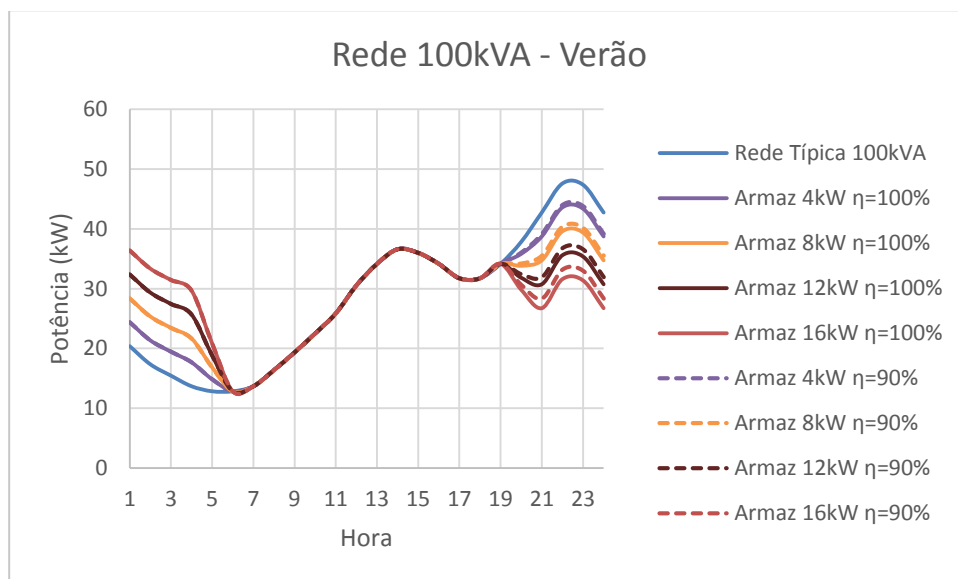


Figura 5.30 - Diagrama de Carga da Rede 100kVA com armazenamento (dia de verão)

Em ambos os diagramas verifica-se que os armazenamentos de 12kW e 16kW não ilustram uma boa opção para a rede de 100kVA, tanto devido ao vale presente entre as 19 e 21 horas no dia ilustrativo do verão como pelo pico que atingem às 6 horas no inverno e 4 horas no verão.

Rede 250kVA

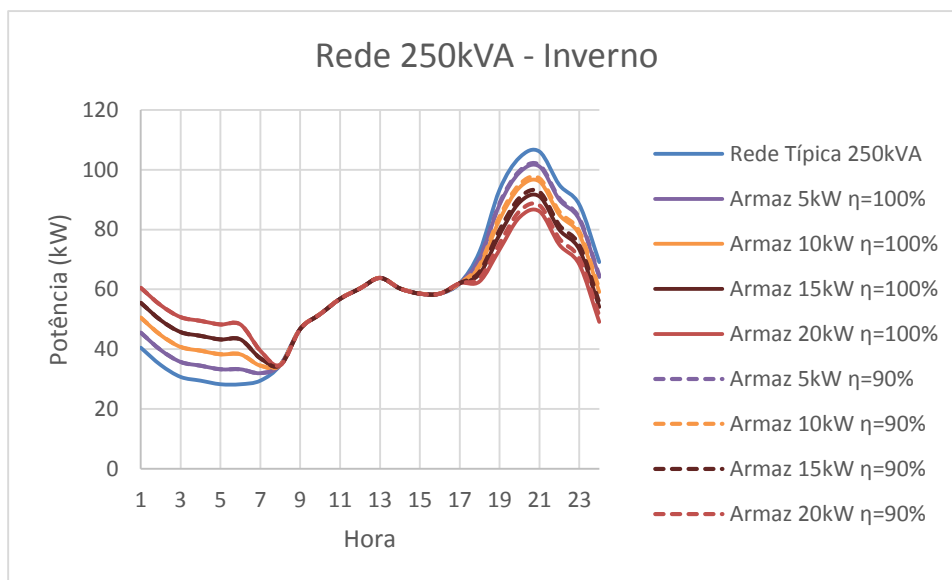


Figura 5.31 - Diagrama de Carga da Rede 250kVA com armazenamento (dia de inverno)

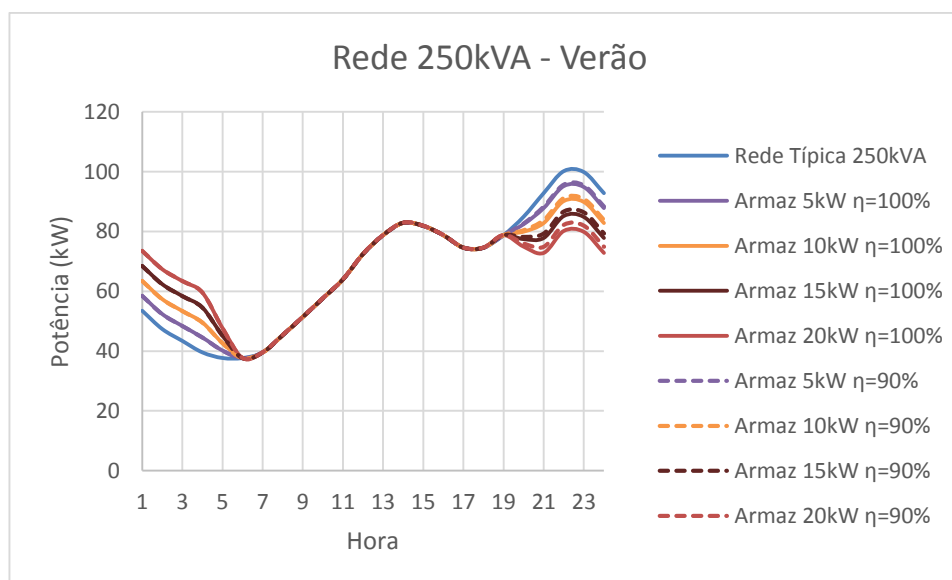


Figura 5.32 - Diagrama de Carga da Rede 250kVA com armazenamento (dia de verão)

Nesta rede os valores do armazenamento são mais razoáveis sendo que a pior situação será a do armazenamento mais elevado (20kW).

Rede 400kVA

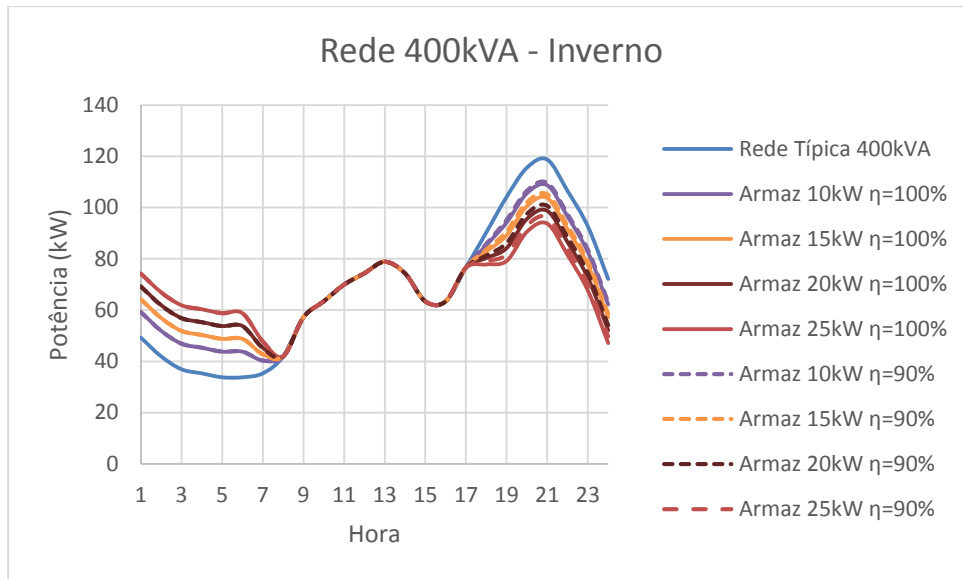


Figura 5.33 - Diagrama de Carga da Rede 400kVA com armazenamento (dia de inverno)

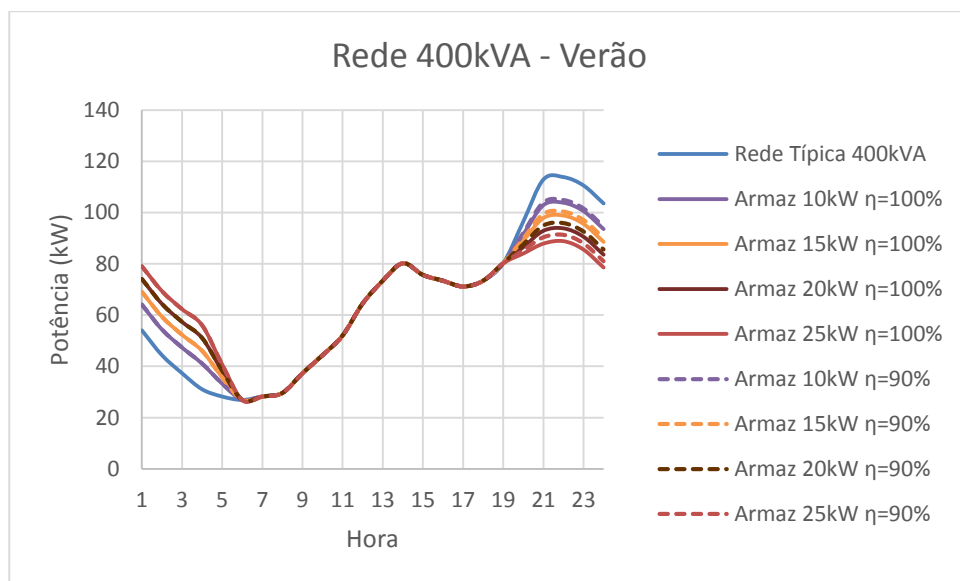


Figura 5.34 - Diagrama de Carga da Rede 400kVA com armazenamento (dia de verão)

O armazenamento de 25kW apresenta-se no diagrama de carga do dia típico de inverno com um pequeno vale nas horas de início do seu ciclo de descarregamento, diminuindo então, a carga numa zona que já não corresponde à ponta. Portanto, é um mau investimento para a rede de 400kVA, pois é demasiado elevado.

Rede 630kVA

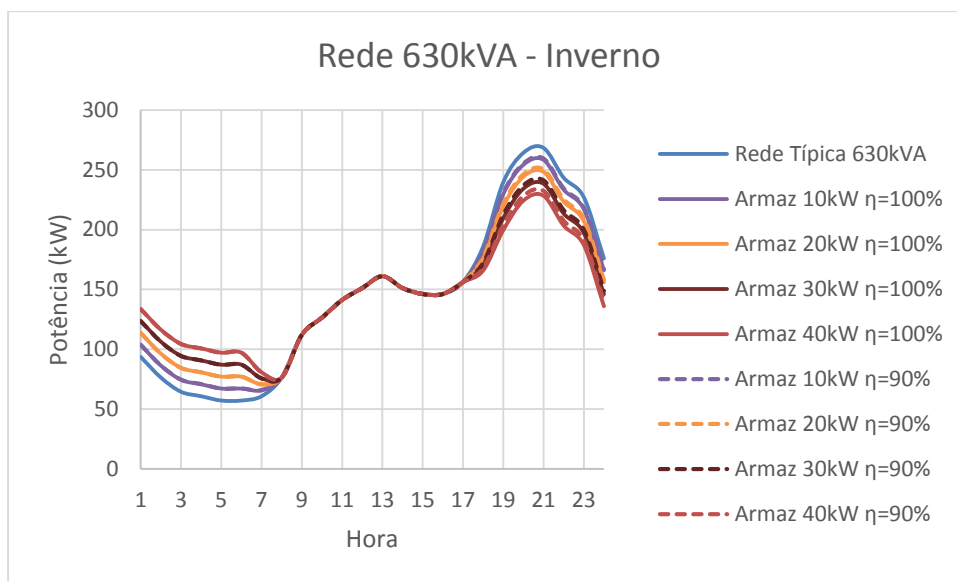


Figura 5.35 - Diagrama de Carga da Rede 630kVA com armazenamento (dia de inverno)

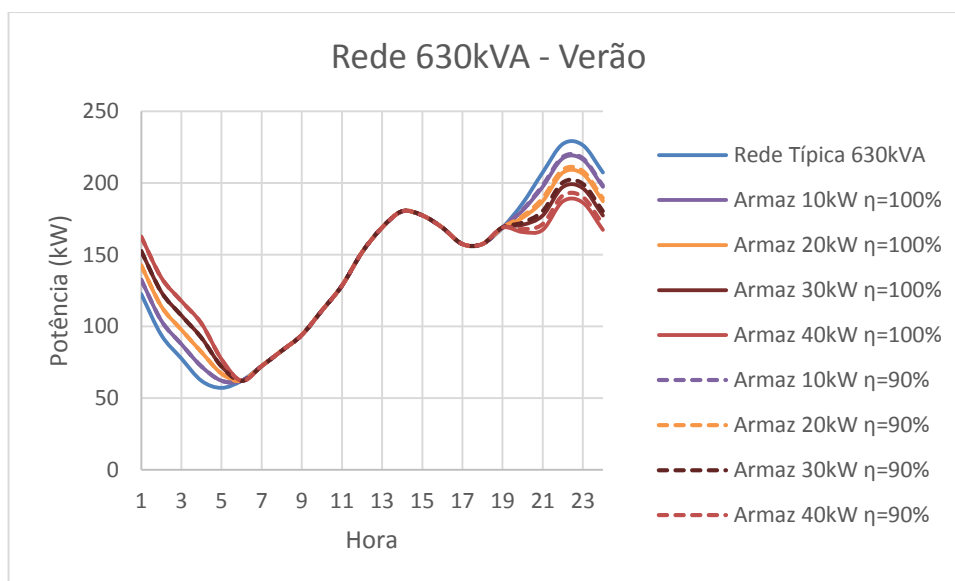


Figura 5.36 - Diagrama de Carga da Rede 630kVA com armazenamento (dia de verão)

Na rede de 630kVA verifica-se que o armazenamento de nível muito alto (40kW) dá origem a um pequeno vale entre as 19 e as 21 horas no diagrama de carga do dia típico de verão. Por outro lado, o armazenamento de nível baixo (10kW) não tem um efeito muito pronunciado no diagrama de carga, o que poderá constituir, por sua vez, um investimento sem os benefícios pretendidos.

5.2.2 - Síntese - diagramas de carga

O armazenamento realiza o seu ciclo de carregamento nas horas de vazio quando a energia é mais barata. Esta característica pode ser comprovada com o aumento da potência requisitada ao PT através da inserção de dispositivos de armazenamento durante as horas de vazio, 1 às 7 horas no inverno e 1 às 5 horas no verão. Após o seu ciclo de carregamento e até começar o ciclo de descarregamento as baterias não atuam.

No ciclo de descarregamento, o armazenamento devolve à rede a energia que armazenou, situação que se pode observar nas figuras anteriores. Nas horas de ponta, quanto maior for a capacidade de armazenamento menor será a necessidade de solicitar energia à rede.

Nos cenários em que o rendimento está a 90% verificou-se, como seria de esperar, uma redução na energia armazenada devolvida à rede, e consequentemente a curva de potência situa-se acima da correspondente com o armazenamento a 100%. Esta não é a situação mais desejável, no entanto, é a mais realista pois todos os dispositivos de armazenamento têm perdas relativas ao processo de carregamento/d Descarregamento.

Se se escolher um armazenamento demasiado elevado, para além de ter um custo alto, não se usufrui da sua capacidade de armazenamento por inteiro. Por outro lado, se se seleccionar um armazenamento demasiado pequeno o impacto poderá não ser significativo. Assim, o dimensionamento do sistema de armazenamento mais apropriado para a rede em questão é um problema complexo que depende de muitas variáveis, nomeadamente do custo, do rendimento e dos benefícios esperados no tempo de vida útil deste tipo de dispositivo.

Note-se que a redução da ponta proporcionada pelos sistemas de armazenamento também podem permitir o adiamento de investimentos em reforço das linhas.

5.2.3 - Perdas

Os gráficos apresentados nesta secção permitem visualizar o efeito do armazenamento nas perdas ao longo de um dia típico de inverno e de um dia típico de verão. Tal como na secção anterior cada figura representa os vários níveis do armazenamento com rendimentos de 100% e 90%.

Rede 50kVA

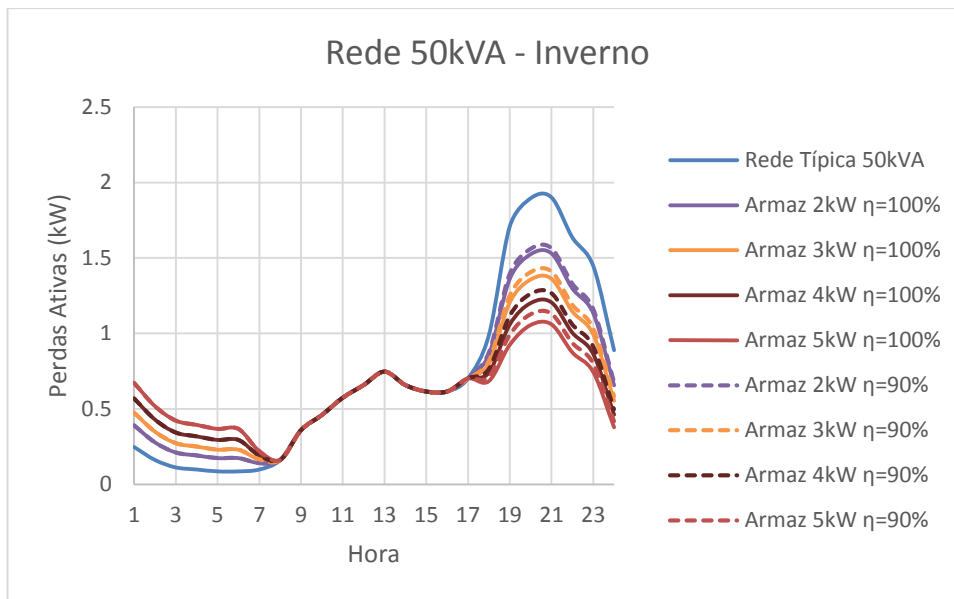


Figura 5.37 - Perdas na Rede 50kVA com armazenamento (dia de inverno)

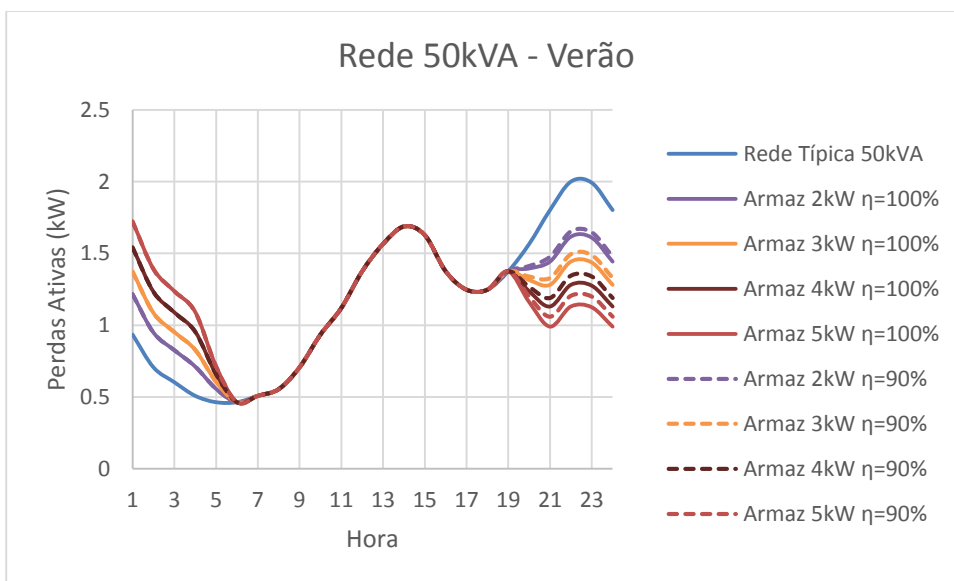


Figura 5.38 - Perdas na Rede 50kVA com armazenamento (dia de verão)

Rede 100kVA

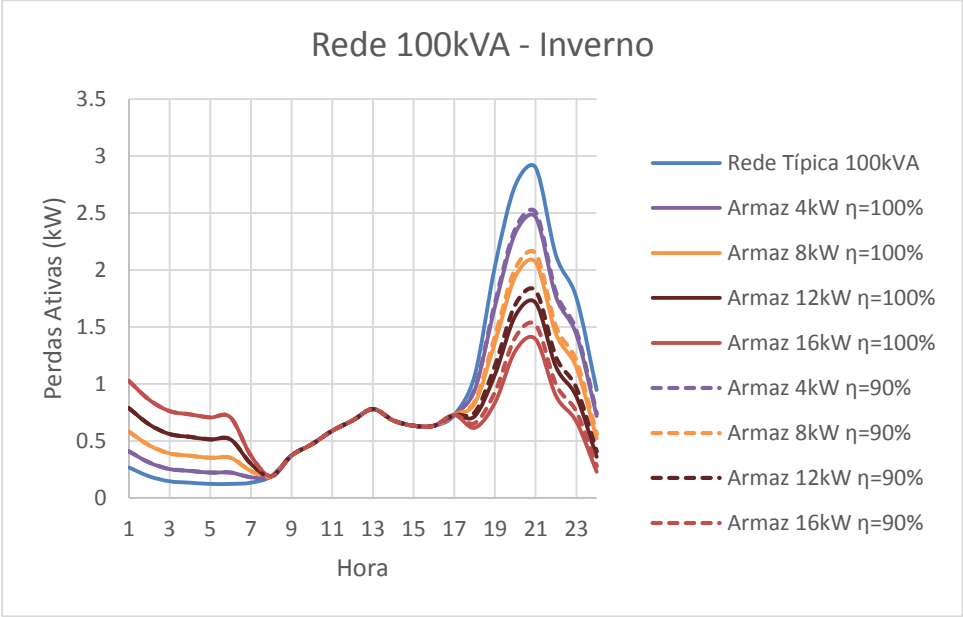


Figura 5.39 - Perdas na Rede 100kVA com armazenamento (dia de inverno)

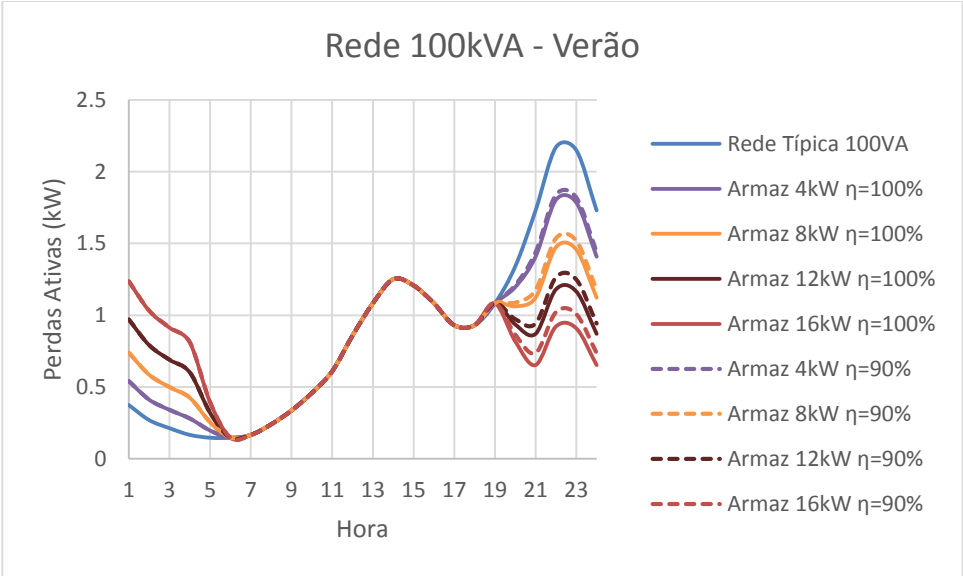


Figura 5.40 - Perdas na Rede 100kVA com armazenamento (dia de verão)

Rede 250kVA

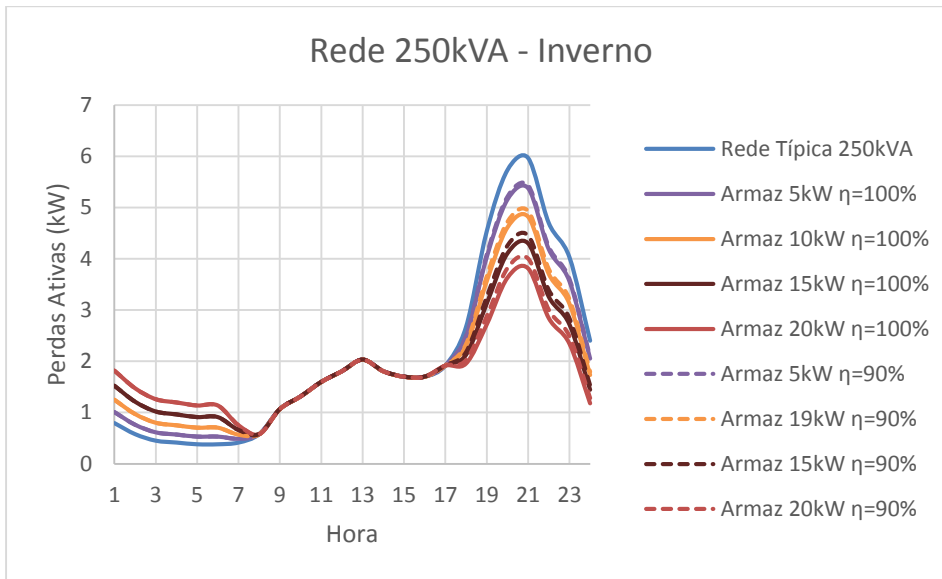


Figura 5.41 - Perdas na Rede 250kVA com armazenamento (dia de inverno)

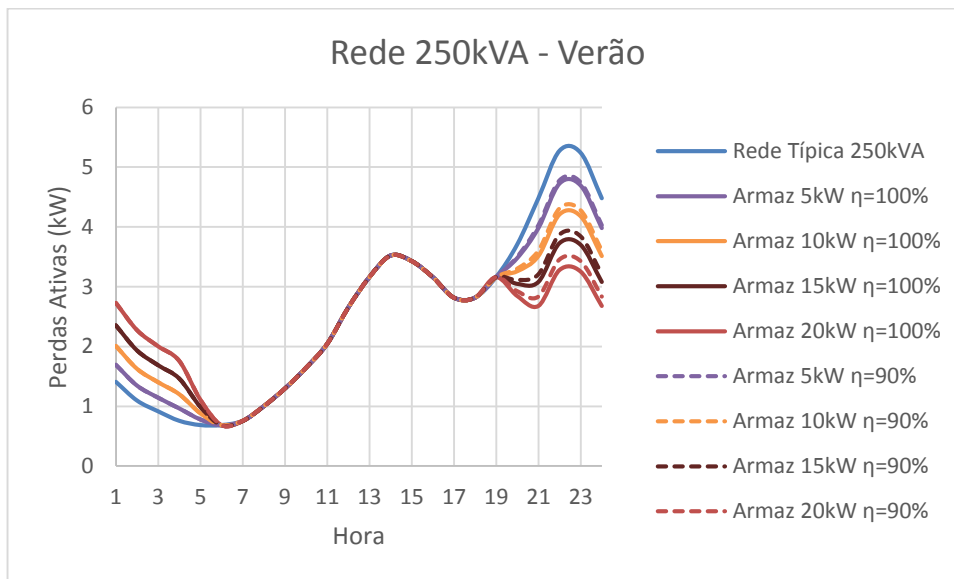


Figura 5.42 - Perdas na Rede 250kVA com armazenamento (dia de verão)

Rede 400kVA

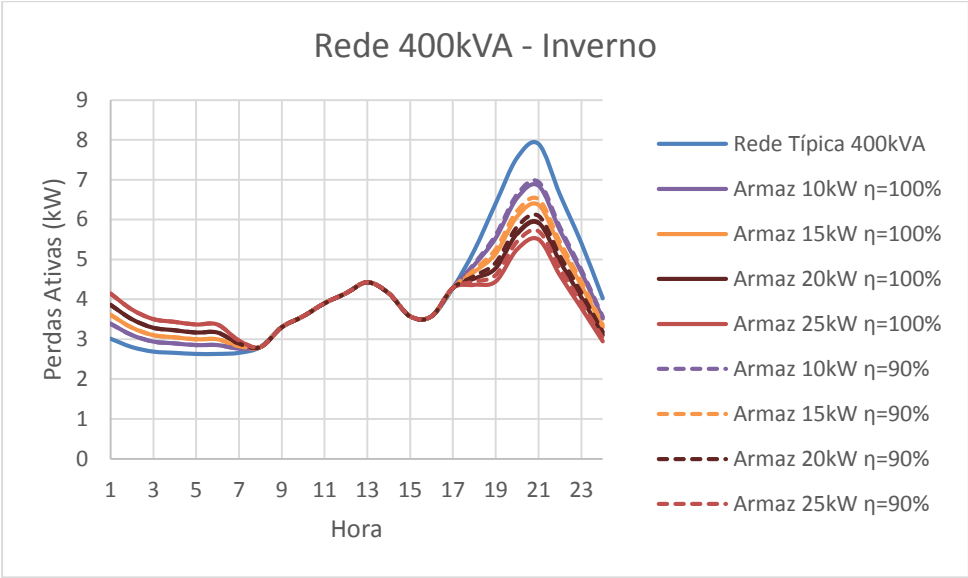


Figura 5.43 - Perdas na Rede 400kVA com armazenamento (dia de inverno)

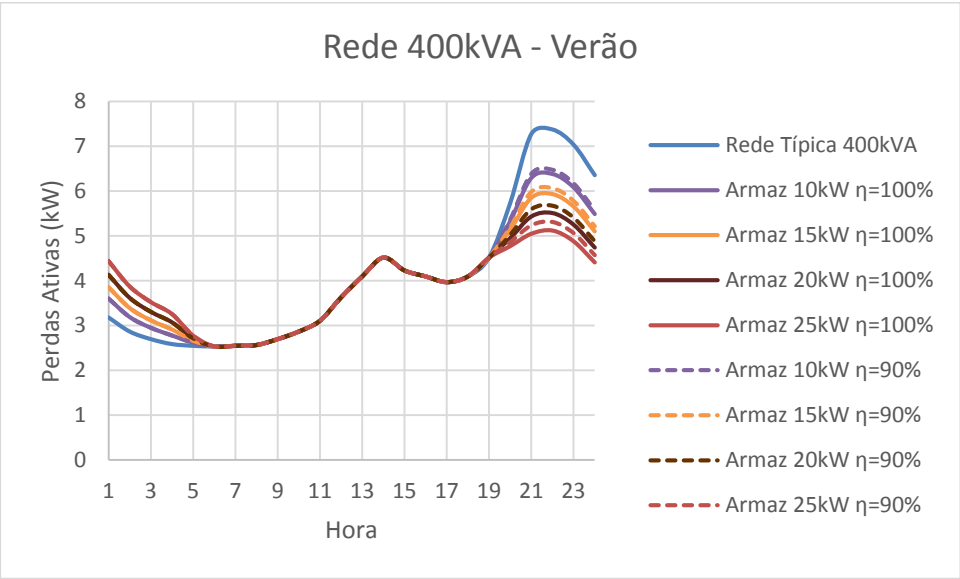


Figura 5.44 - Perdas na Rede 400kVA com armazenamento (dia de verão)

Rede 630kVA

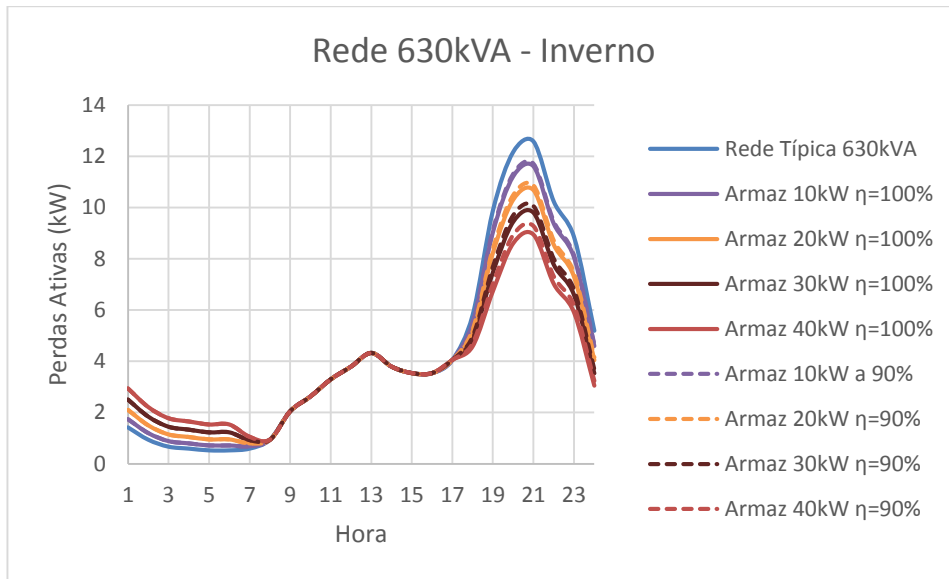


Figura 5.45 - Perdas na Rede 630kVA com armazenamento (dia de inverno)

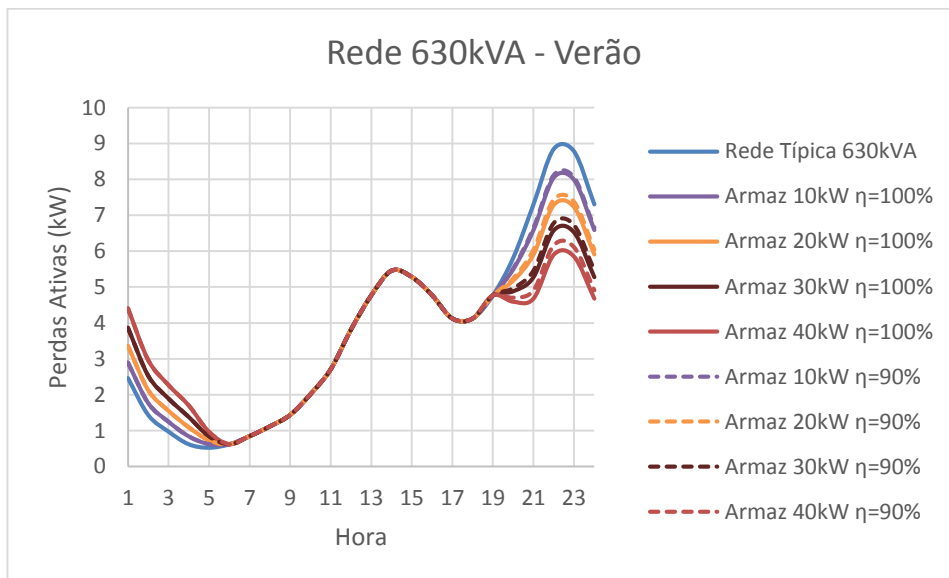


Figura 5.46 - Perdas na Rede 630kVA com armazenamento (dia de verão)

5.2.4 - Síntese - perdas

O comportamento das perdas com os dispositivos de armazenamento difere consoante o seu ciclo de operação (carregamento/descarregamento). No seu ciclo de descarregamento verifica-se uma redução das perdas devido à injeção de energia na rede por parte das baterias, que foi armazenada no ciclo de carregamento, e assim tal como na μG , existe menor necessidade de requisitar energia à rede, reduzindo o fluxo nos ramos da rede. No ciclo de carregamento verifica-se o oposto. Ao armazenar a energia no vazio, estes dispositivos, irão aumentar a potência requisitada à rede, o que eleva o trânsito de corrente na rede, e consequentemente aumenta as perdas ativas.

Apesar do armazenamento aumentar as perdas nas redes nas horas de vazio, estas conseguem, nas horas de ponta, diminuir significativamente, compensando assim os valores que atingem no seu ciclo de carregamento. Desta forma, a inserção de dispositivos de armazenamento consegue reduzir as perdas comparativamente com o caso base, como se pode verificar na figura 5.47.

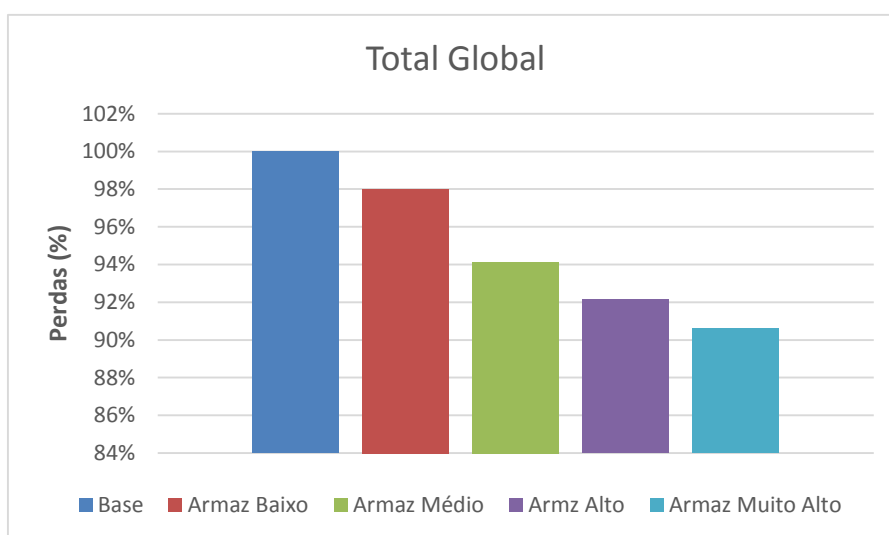


Figura 5.47 - Perdas totais globais em percentagem da carga com armazenamento

A figura 5.48 permite comprovar que com o rendimento a 100% as perdas globais são ligeiramente inferiores às perdas com os dispositivos com rendimento a 90%, isto porque, com o rendimento a 100% verifica-se uma maior injeção de energia na rede proveniente da carga que foi armazenada, e consequentemente uma menor necessidade de requisitar energia à rede, o que diminui o trânsito de corrente na rede.

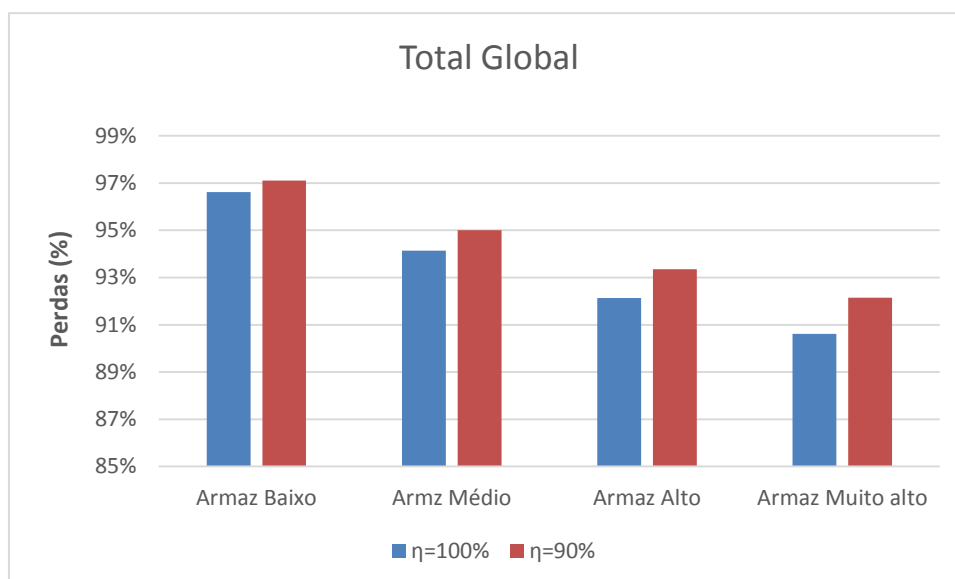


Figura 5.48 - Comparação das perdas globais em percentagem da carga com armazenamento a 100% e 90%

5.3 - Impacto Combinado da Microgeração e do Armazenamento

Nesta secção apresenta-se o impacto da μG e do armazenamento ($\eta=100\%$), nos diagramas de carga e nas perdas em BT.

5.3.1 - Diagrama de Carga

Optou-se por apresentar duas figuras diferentes para a análise dos diagramas de carga. A figura da esquerda representa os cenários com nível de μG baixo, enquanto, que o gráfico da direita ilustra os cenários com a μG num nível alto.

Rede 50kVA

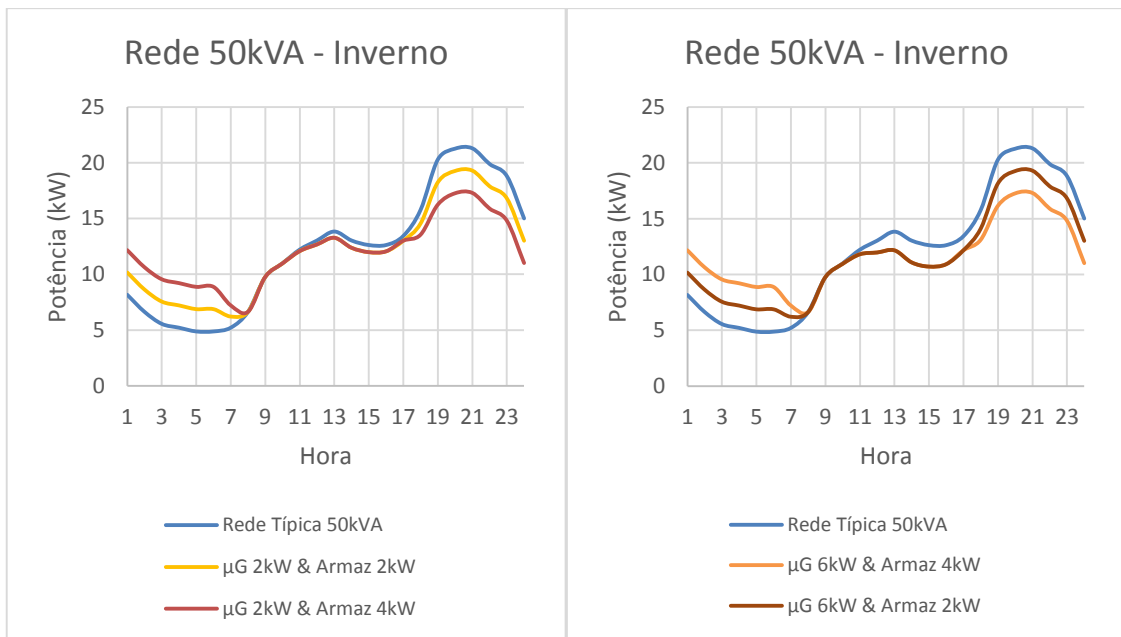


Figura 5.49 - Diagrama de Carga da Rede 50kVA com microgeração e armazenamento (dia de inverno)

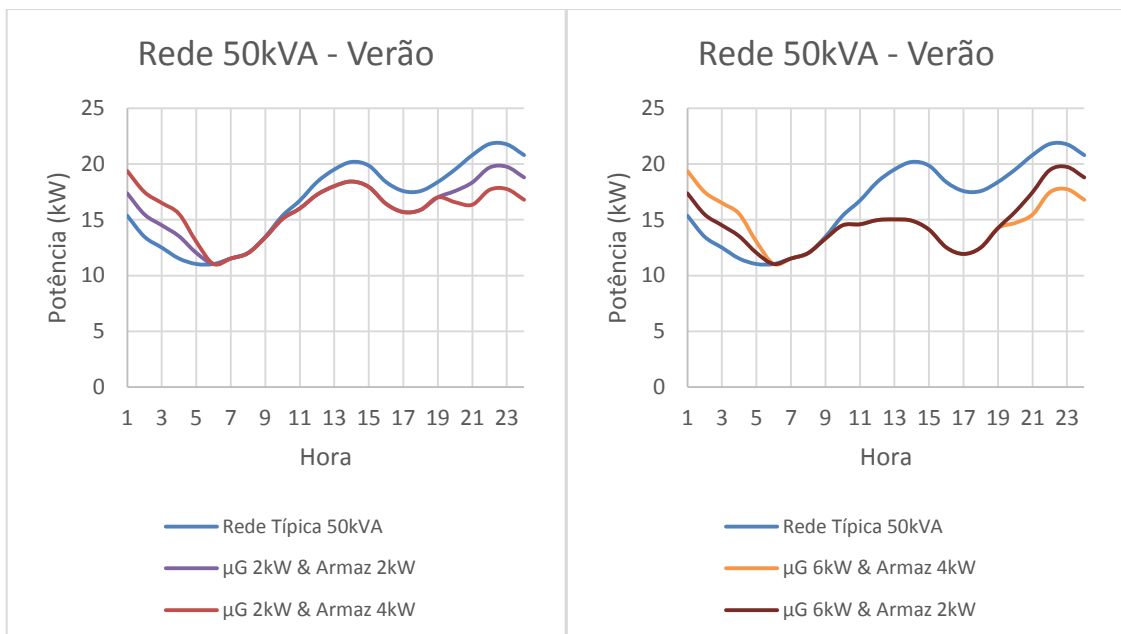


Figura 5.50 - Diagrama de Carga da Rede 50kVA com microgeração e armazenamento (dia de verão)

Nesta rede verifica-se que os cenários em que o armazenamento é de 4kW, independentemente do nível de μG , não são os mais indicados devido ao controlo do armazenamento que não foi o mais apropriado, na hora de início do seu ciclo de descarregamento, sendo que os seus efeitos são mais pronunciados no dia típico de verão (20 horas).

Rede 100kVA

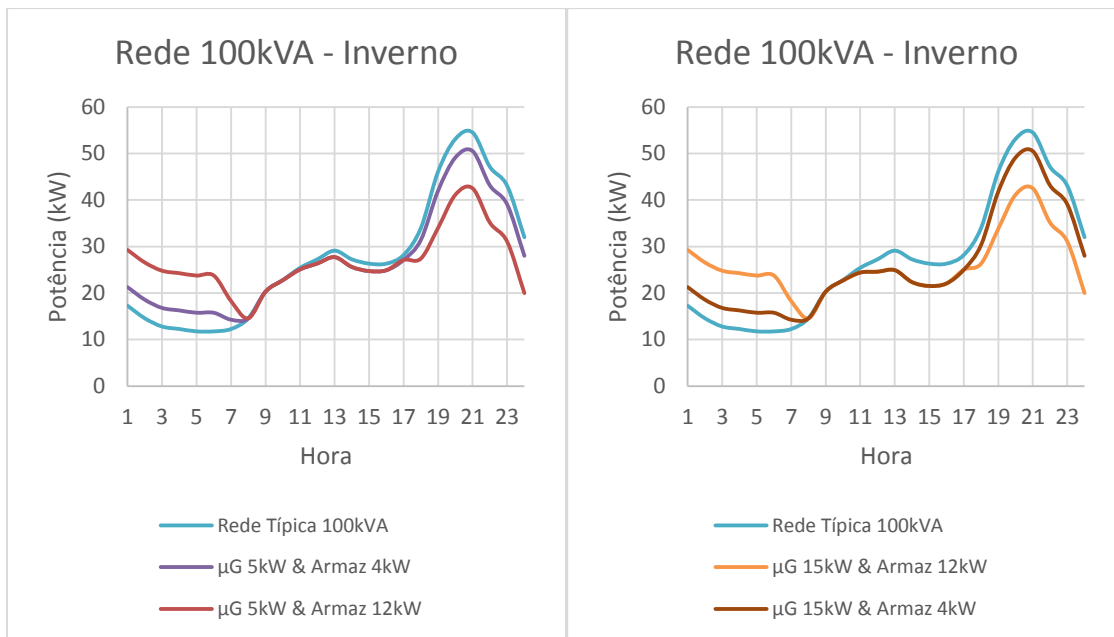


Figura 5.51 - Diagrama de Carga da Rede 100kVA com microgeração e armazenamento (dia de inverno)

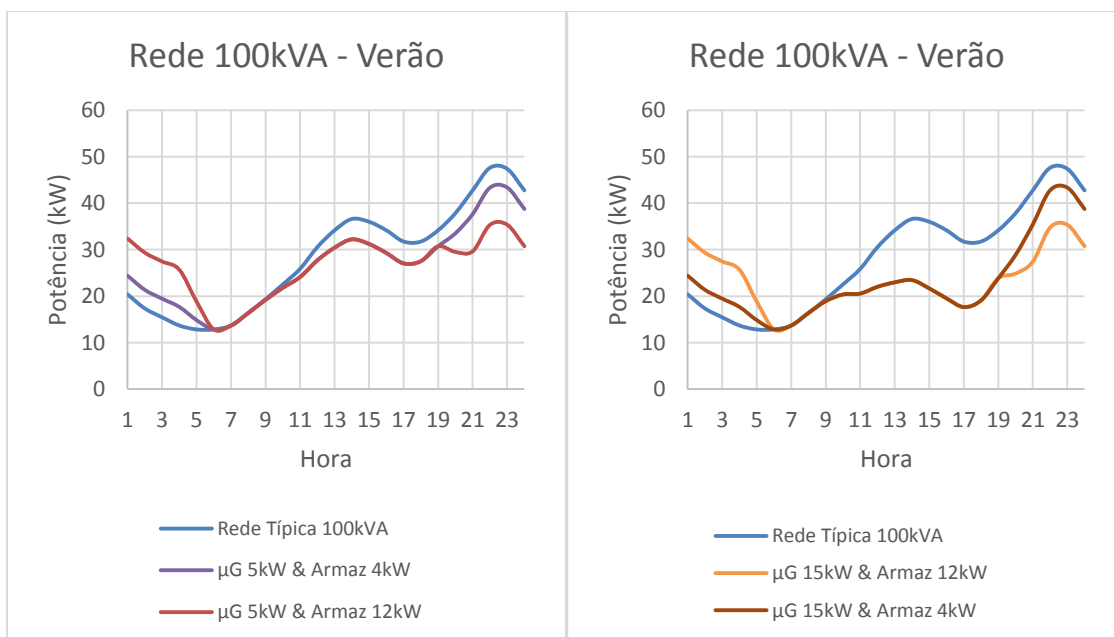


Figura 5.52 - Diagrama de Carga da Rede 100kVA com microgeração e armazenamento (dia de verão)

Na rede de 100kVA verifica-se o mesmo desajustamento para os cenários com o armazenamento mais elevado (12kW).

Rede 250kVA

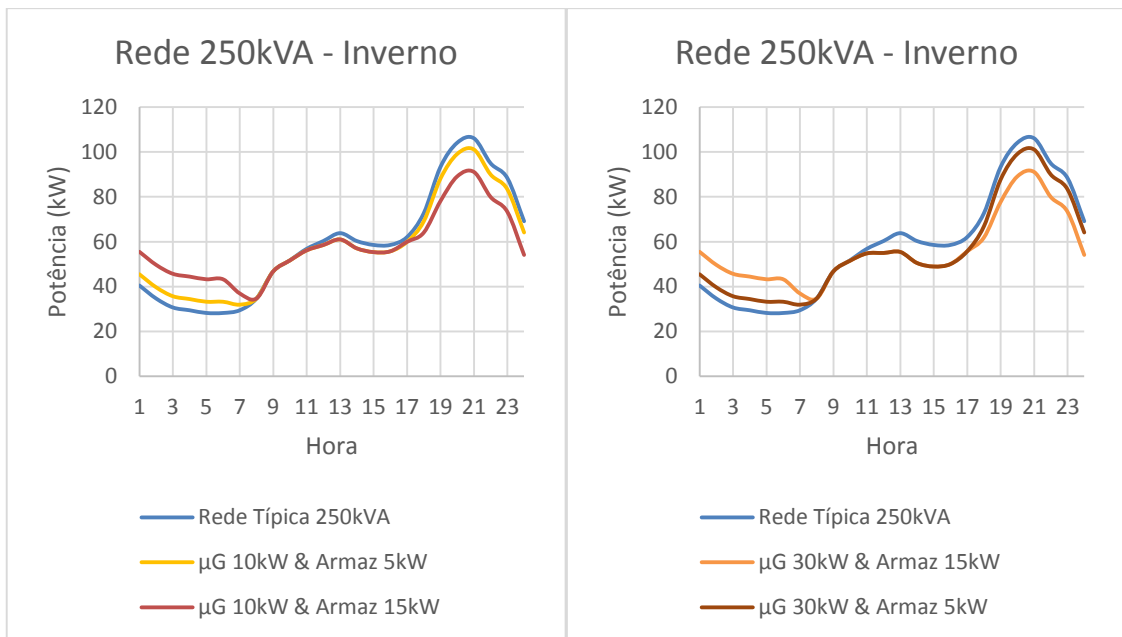


Figura 5.53 - Diagrama de Carga da Rede 250kVA com microgeração e armazenamento (dia de inverno)

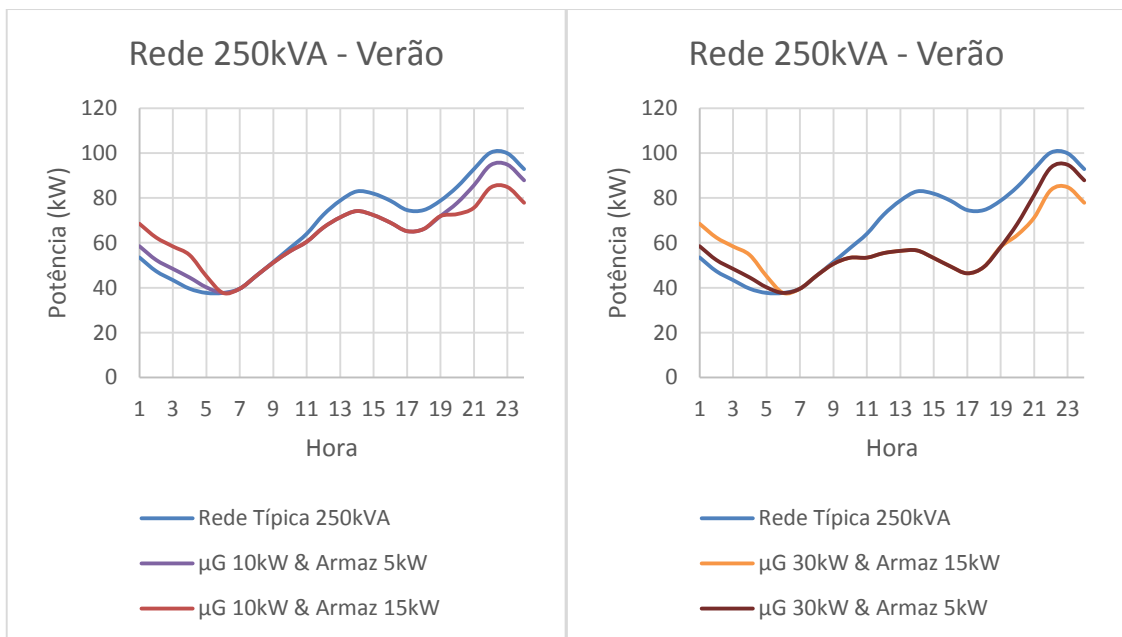


Figura 5.54 - Diagrama de Carga da Rede 250kVA com microgeração e armazenamento (dia de verão)

Rede 400kVA

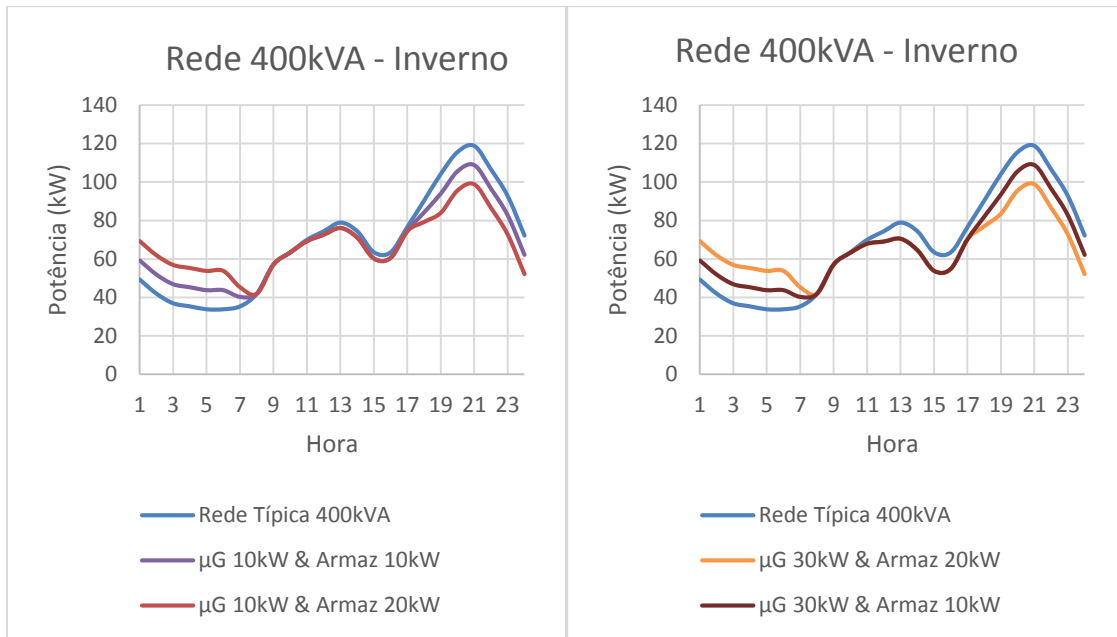


Figura 5.55 - Diagrama de Carga da Rede 400kVA com microgeração e armazenamento (dia de inverno)

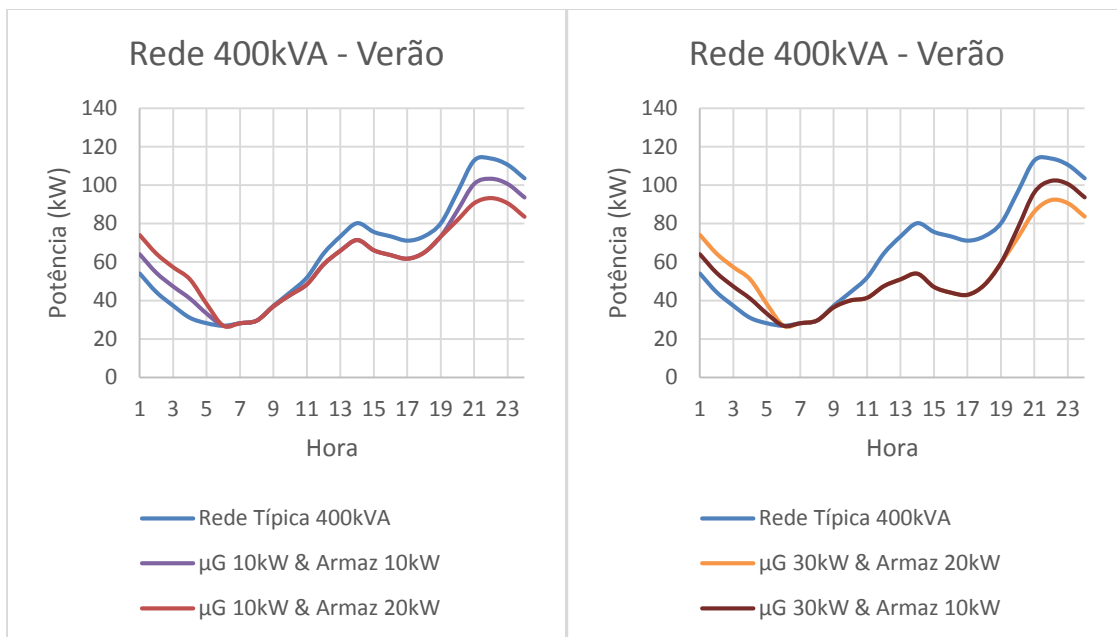


Figura 5.56 - Diagrama de Carga da Rede 400kVA com microgeração e armazenamento (dia de verão)

Rede 630kVA

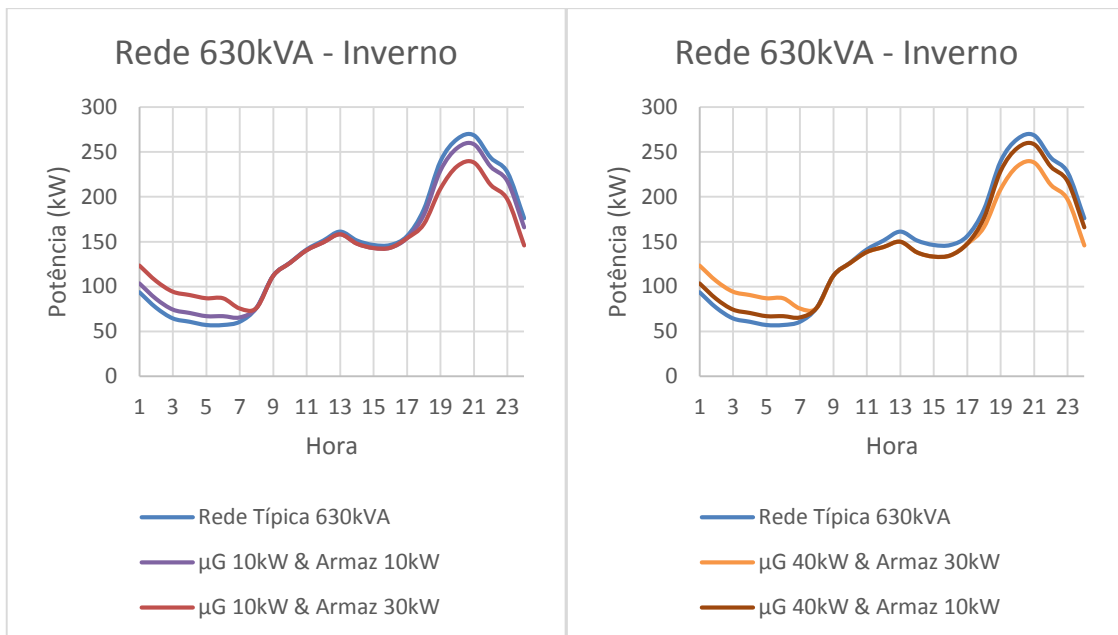


Figura 5.57 - Diagrama de Carga da Rede 630kVA com microgeração e armazenamento (dia de inverno)

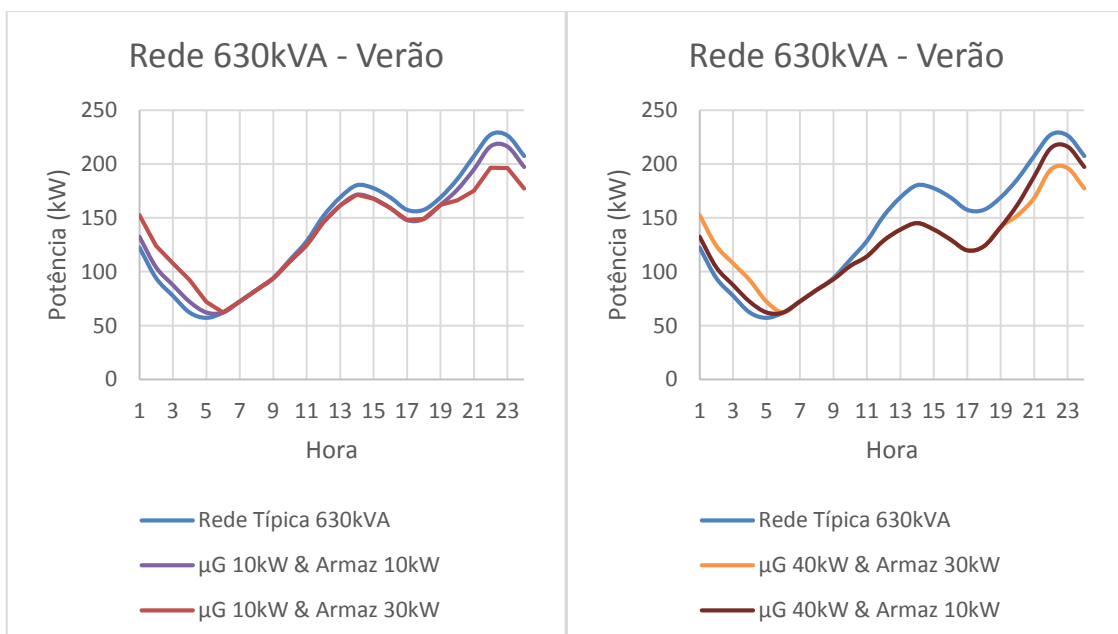


Figura 5.58 - Diagrama de Carga da Rede 630kVA com microgeração e armazenamento (dia de verão)

Na rede de 630kVA com μG a 10kW e armazenamento com capacidade de 10kW não existe um efeito significativo na rede, assim poderá não compensar o investimento realizado na rede com a sua instalação.

5.3.2 - Síntese - diagramas de carga

Os diagramas de carga obtidos nesta secção resultam da combinação da μG e do armazenamento, logo os resultados seguem a mesma ordem de ideias que foi apresentada nos pontos 5.1 e 5.2. Neste trabalho não se procurou otimizar o controlo destes recursos de uma forma integrada. Por exemplo, o excesso de μG , analisado anteriormente poderia não ser problemático se o armazenamento fosse utilizado nessa situação e fosse carregado nas horas de maior irradiância.

Os cenários considerados assumem algoritmos de carregamento/descarregamento elementares, ou seja, podem ser implementados nas redes atuais - não exigem uma *Smart Grid* perfeitamente operacional.

Os gráficos que ilustram um nível alto de μG causam um maior benefício na rede durante as horas de maior produção energética de origem solar, nas 13 horas no inverno e 14 horas no verão, pois exigem menor solicitação de energia à rede. Com a introdução de dispositivos de armazenamento, a potência total consumida nas horas de ponta é agora reduzida, pois estes dispositivos injetam energia na rede, proveniente dos seus ciclos de carregamento, diminuindo, assim, a necessidade de requisitar energia à rede.

Nos cenários relativos ao verão, verifica-se que há um maior impacto da μG devido à maior exposição solar característica desta época do ano.

É possível confirmar, tal como esperado, que o cenário com maior μG e maior armazenamento é aquele que permite diminuir mais a potência consumida nas horas de ponta e durante as horas de maior produção fotovoltaica.

É relevante referir que, para a situação considerada, apenas se analisa o armazenamento com rendimento de 100%, portanto a energia armazenada é igual à energia descarregada nas horas de ponta. Através da figura 5.59 verifica-se que com a μG alta, independentemente da capacidade de armazenamento o consumo é igual, o mesmo acontece para μG baixa, portanto a variação do consumo depende apenas da μG .

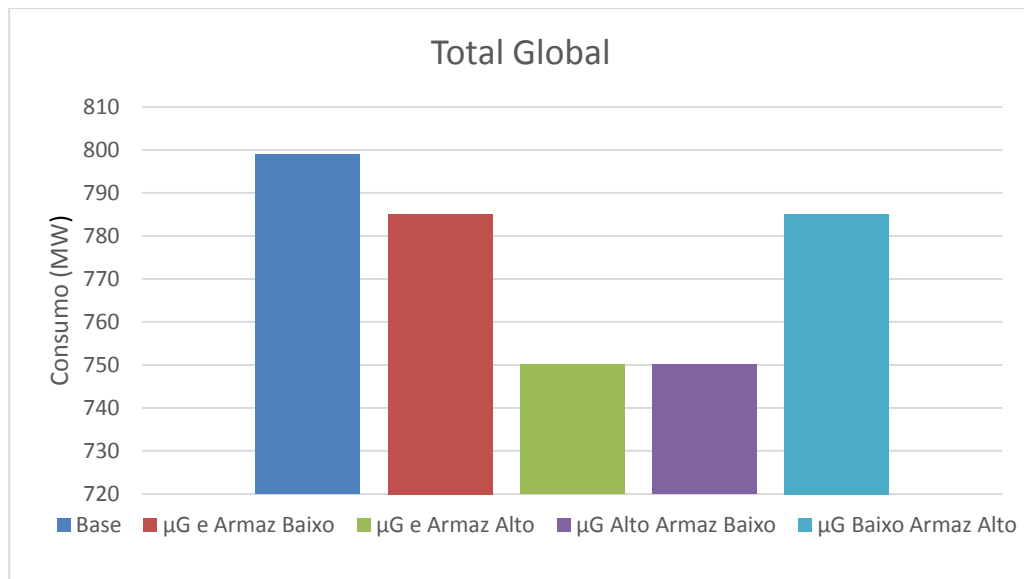


Figura 5.59 - Consumo total global

5.3.3 - Perdas

Nesta secção apresentam-se as perdas referentes à combinação da μG e do armazenamento.

Rede 50kVA

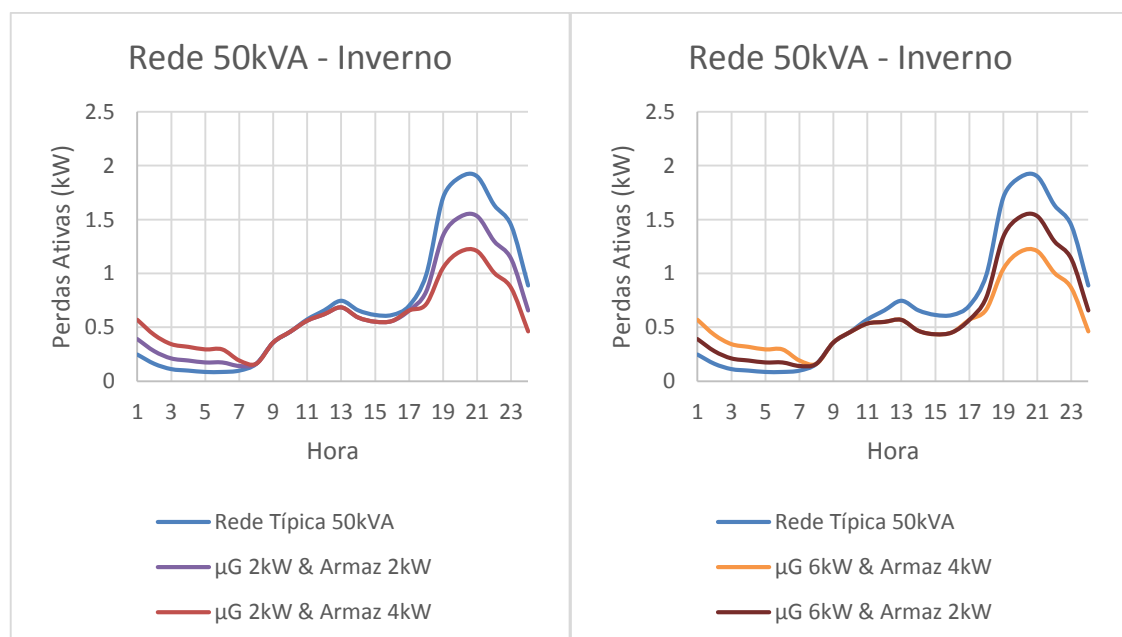


Figura 5.60 - Perdas na Rede 50kVA com microgeração e armazenamento (dia de inverno)

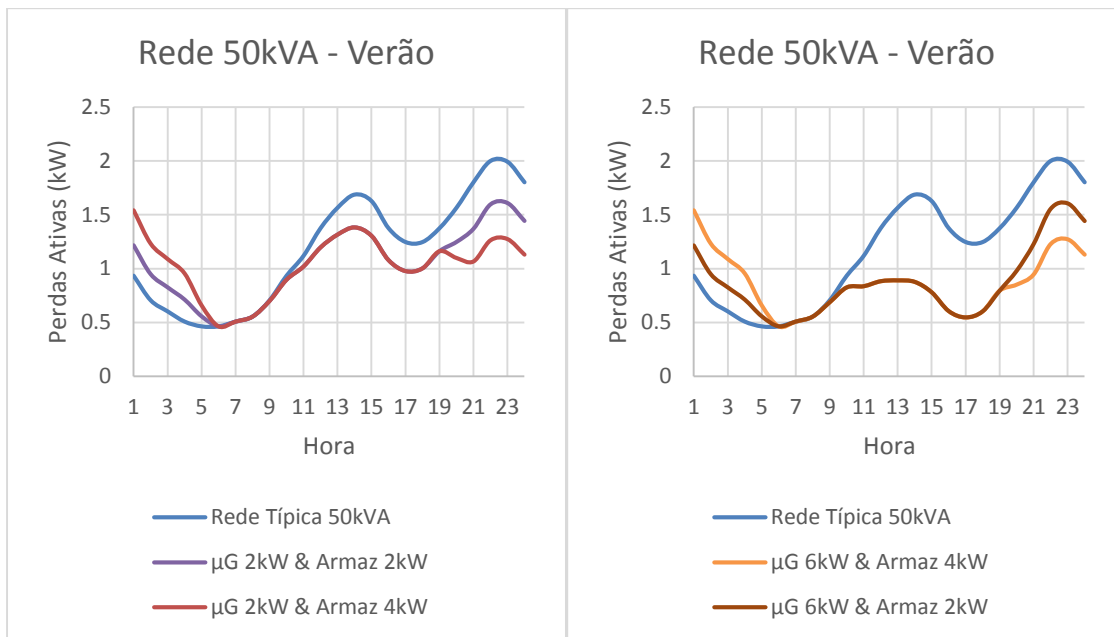


Figura 5.61 - Perdas na Rede 50kVA com microgeração e armazenamento (dia de verão)

Rede 100kVA

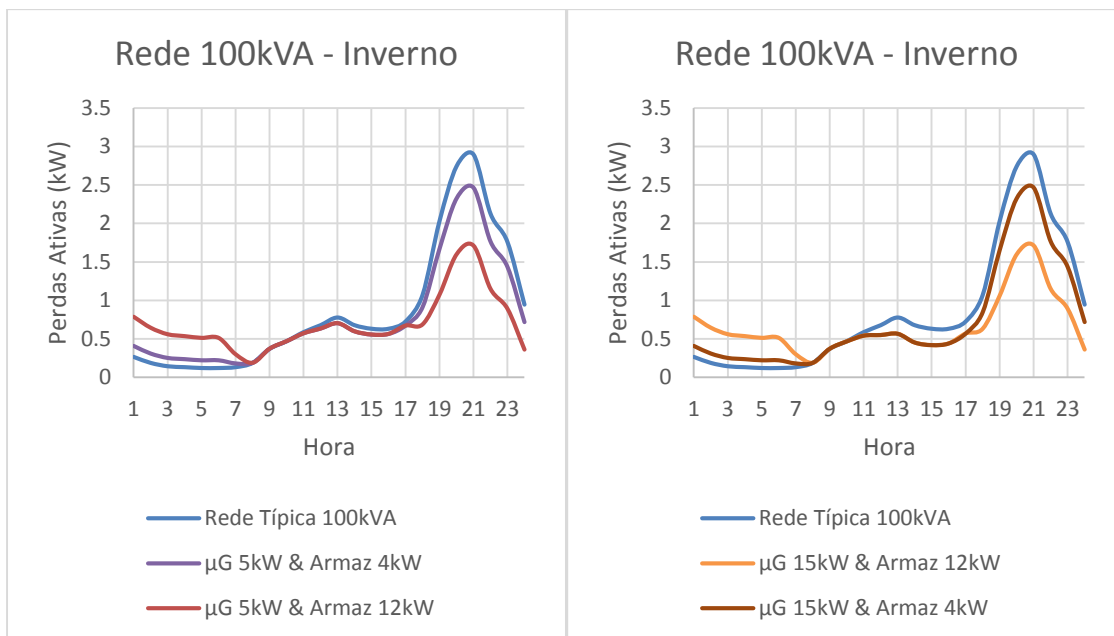


Figura 5.62 - Perdas na Rede 100kVA com microgeração e armazenamento (dia de inverno)

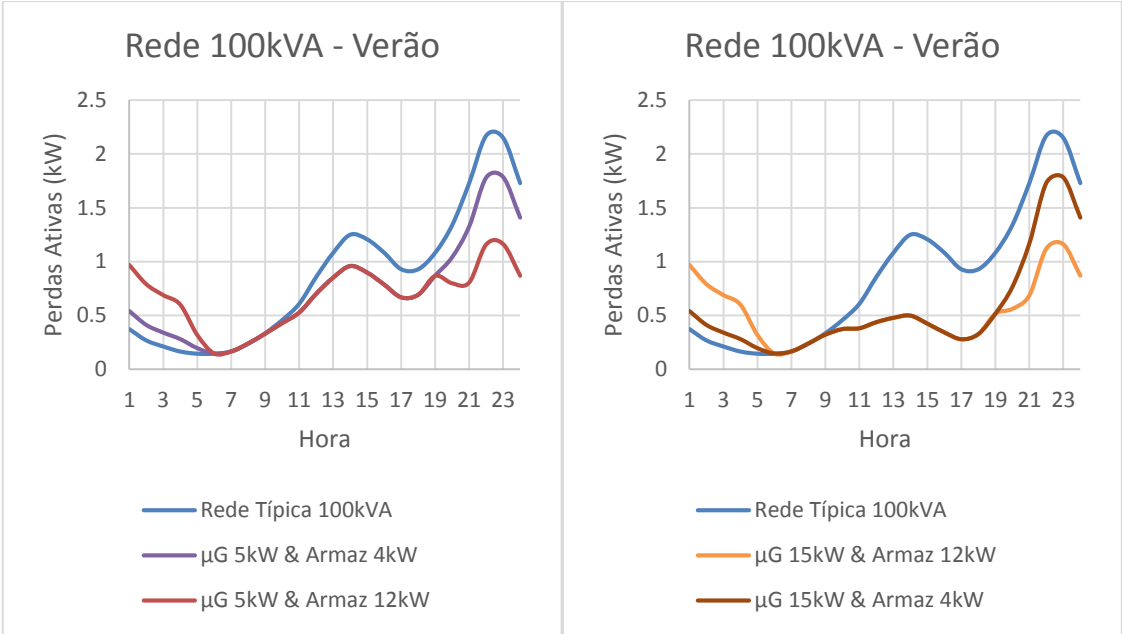


Figura 5.63 - Perdas na Rede 100kVA com microgeração e armazenamento (dia de verão)

Rede 250kVA

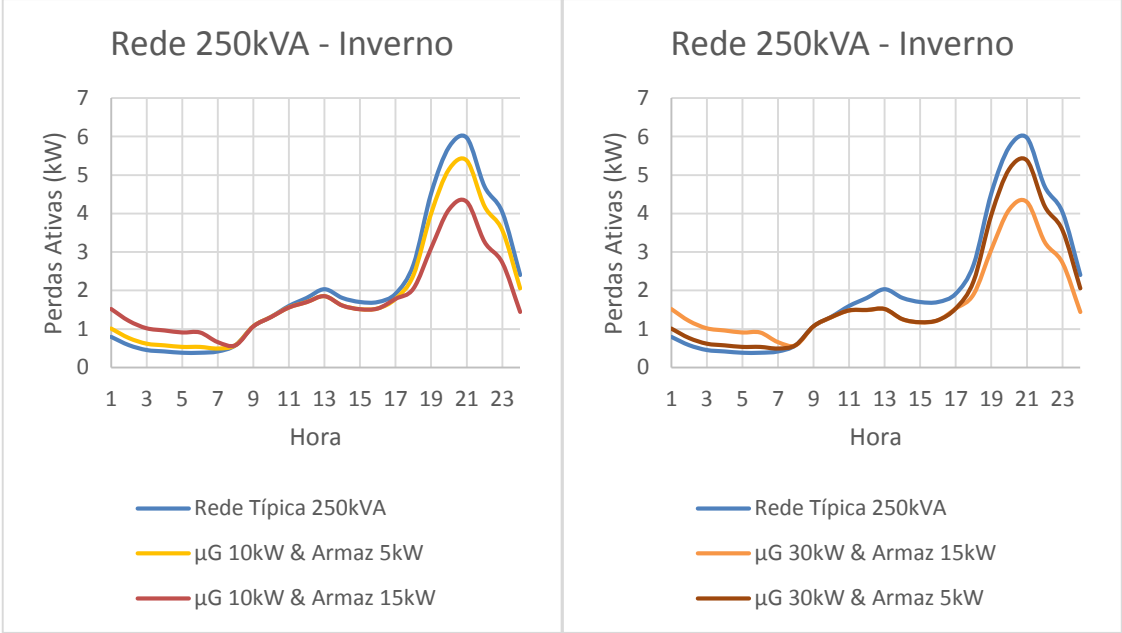


Figura 5.64 - Perdas na Rede 250kVA com microgeração e armazenamento (dia de inverno)

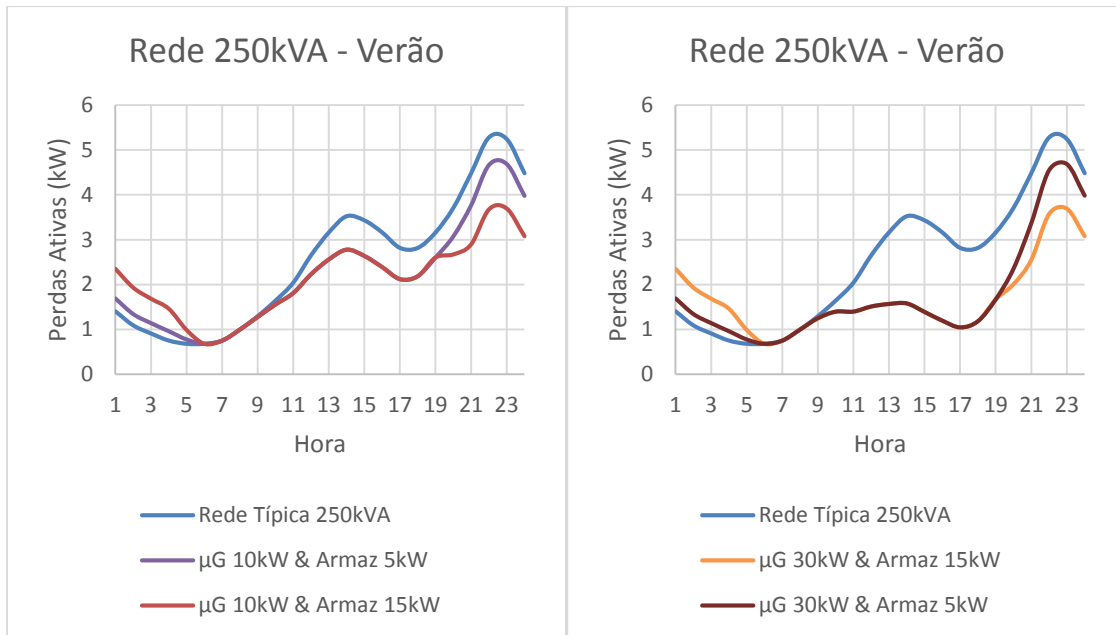


Figura 5.65 - Perdas na Rede 250kVA com microgeração e armazenamento (dia de verão)

Rede 400kVA

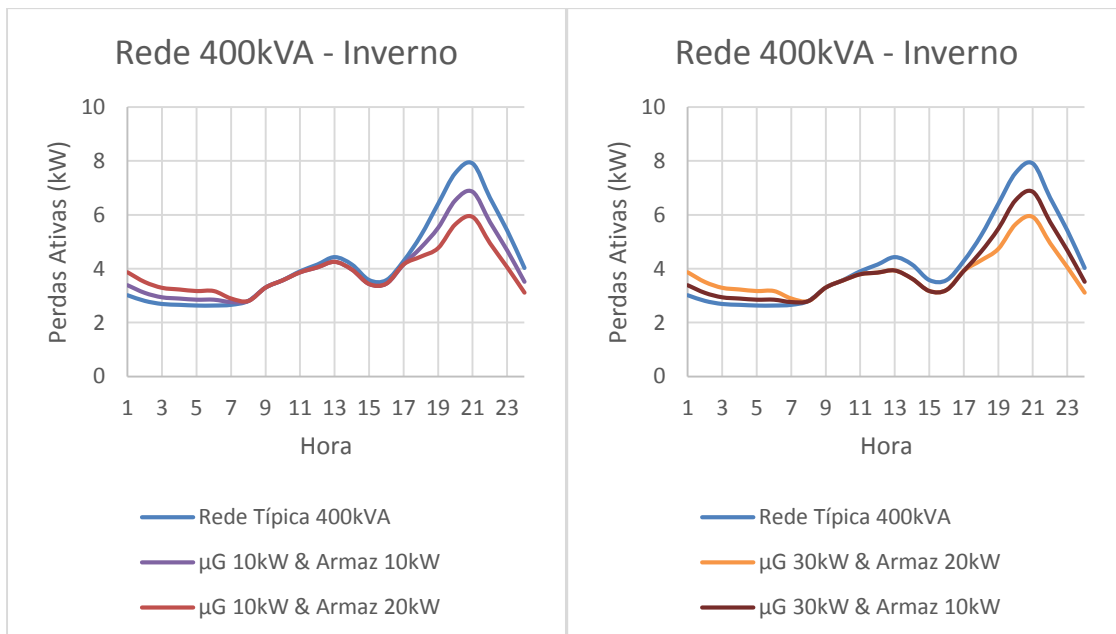


Figura 5.66 - Perdas na Rede 400kVA com microgeração e armazenamento (dia de inverno)

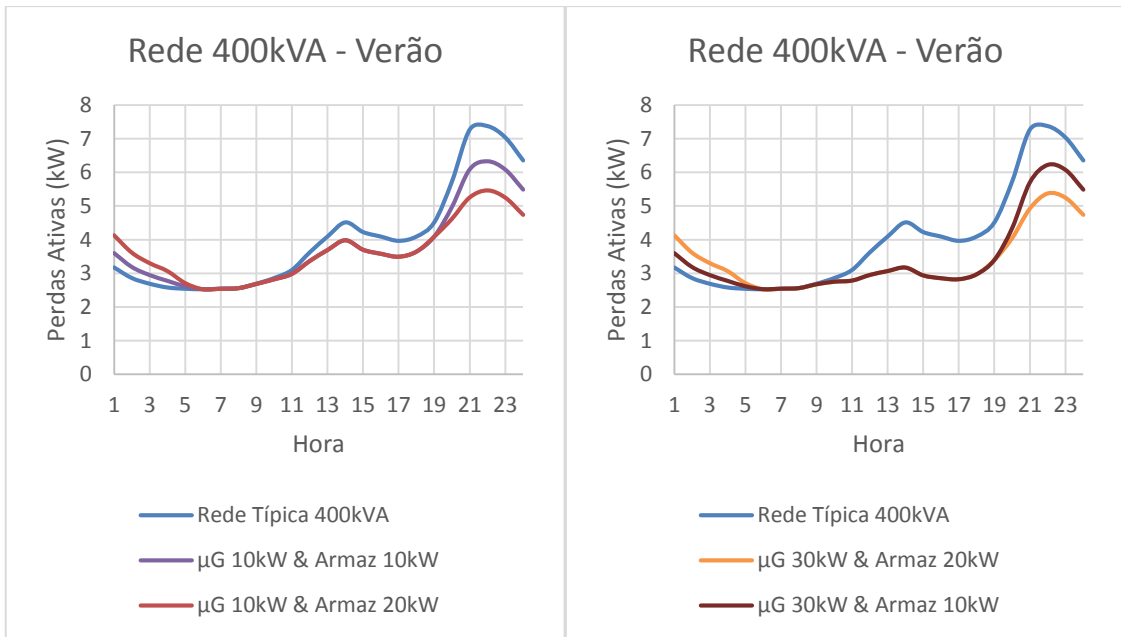


Figura 5.67 - Perdas na Rede 400kVA com microgeração e armazenamento (dia de verão)

Rede 630kVA

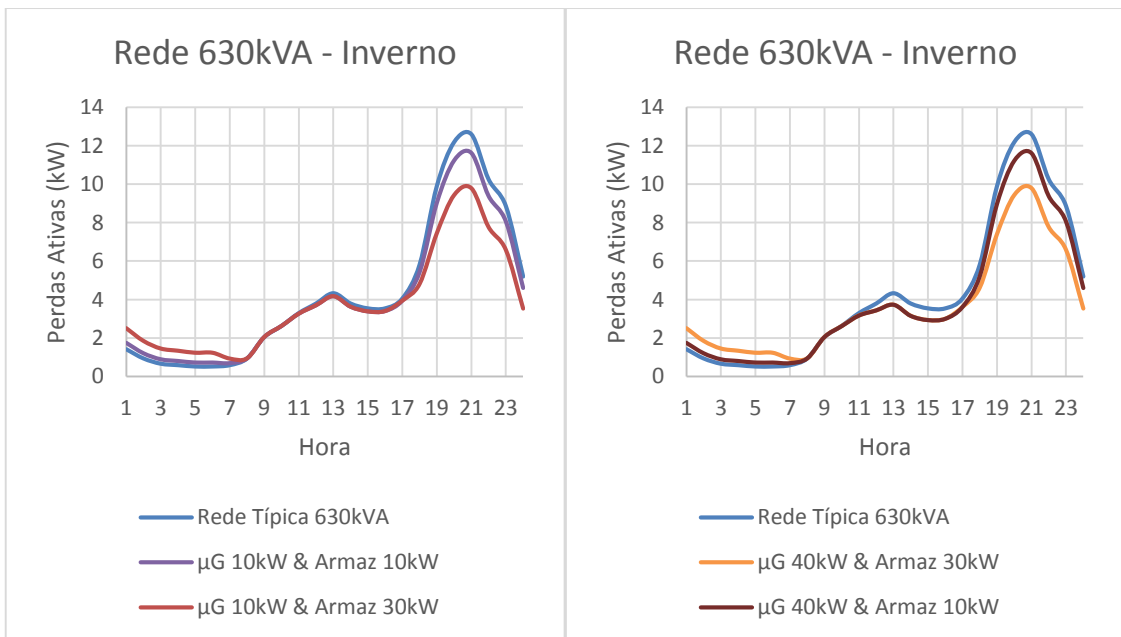


Figura 5.68 - Perdas na Rede 630kVA com microgeração e armazenamento (dia de inverno)

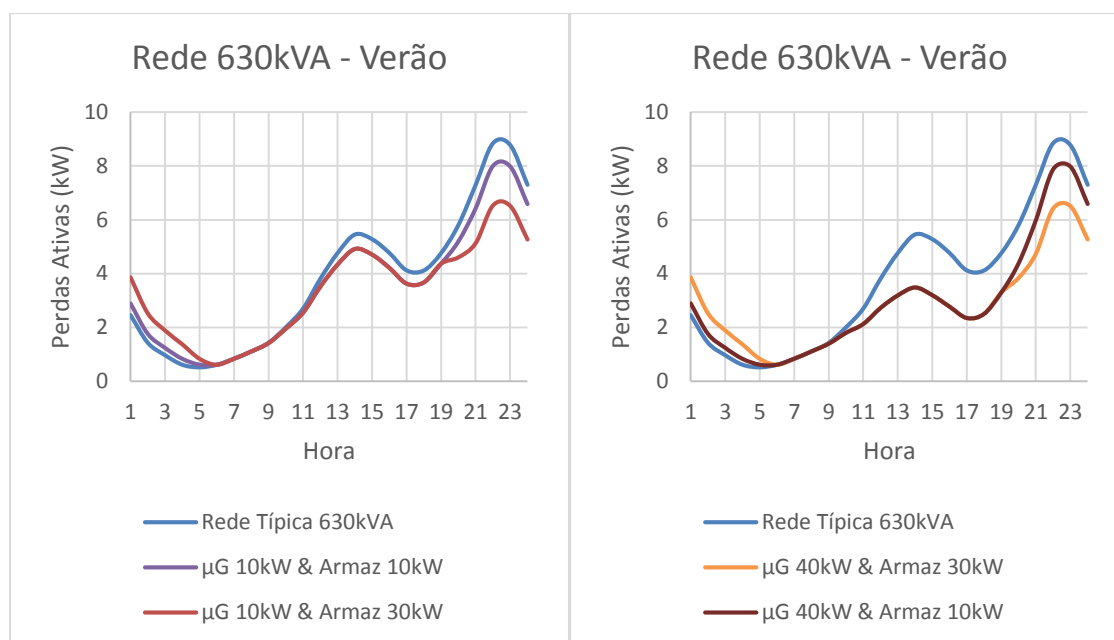


Figura 5.69 - Perdas na Rede 630kVA com microgeração e armazenamento (dia de verão)

5.3.4 - Síntese - Perdas

As curvas das perdas ativas, tal como verificado anteriormente, seguem a tendência das curvas de potência total consumida analisadas na secção anterior.

Verifica-se que, com a inserção de dispositivos de armazenamento e da μG , durante as horas de ponta e as horas em que há maior irradiância as perdas ativas são menores. Isto porque com a inserção da μG há menor trânsito de potências nas linhas, nas horas em que o Sol se encontra mais alto, pois há menor necessidade de solicitar energia à rede. E no caso do armazenamento, nas horas de ponta injeta energia na rede proveniente do seu ciclo de carregamento. Por outro lado, o carácter local que a μG e o armazenamento apresentam pode explicar a redução do nível de perdas, pois com a instalação de baterias e de microgeradores perto das zonas de consumo as correntes nas linhas resultam diminuídas, o que proporciona a redução das perdas. De referir que no ciclo de carregamento, o armazenamento aumenta as perdas ativas.

Com a figura 5.70 depreende-se então que a situação com menores perdas globais será o cenário em que o nível de armazenamento e de μG é alto, conseguindo reduzir cerca de 18% relativamente ao caso base. Qualquer dos cenários considerados na figura 5.70 permite reduzir as perdas sendo que a diferença entre a μG e armazenamento alto, e a μG alta e armazenamento baixo é de apenas, cerca de, 4%.

No entanto, nem sempre os cenários mais elevados são as melhores opções, devido ao desajuste relativo às curvas de potência total consumida. Por sua vez, tal como referido

previamente, para a rede de 50kVA e de 100kVA, os benefícios do cenário mais elevado não compensam o custo associado.

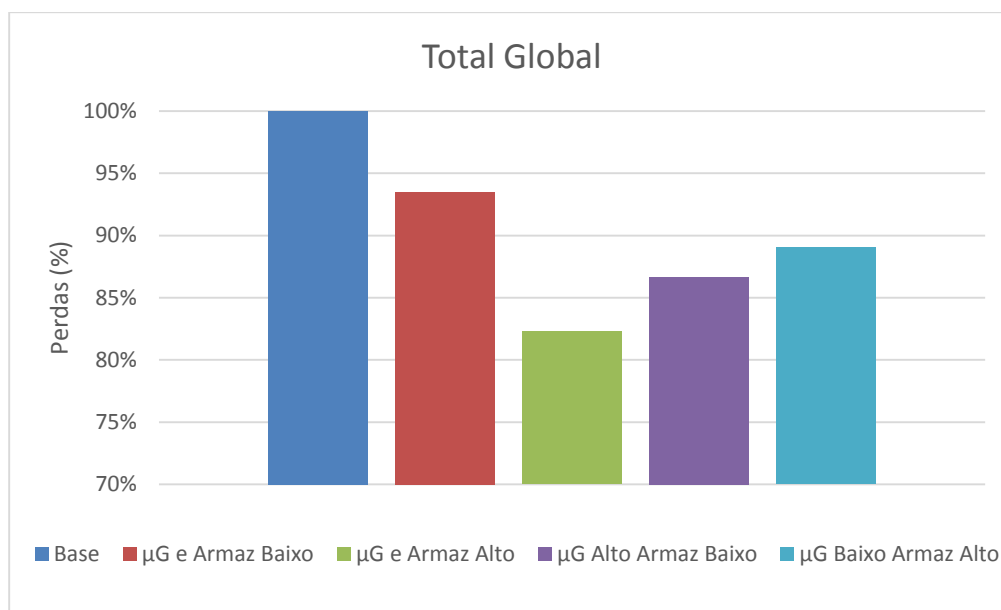


Figura 5.70 - Perdas totais globais em percentagem da carga

5.4 - Síntese de resultados

As seguintes tabelas permitem quantificar as perdas anuais totais, o consumo e a relação entre as perdas e o consumo em termos percentuais. As percentagens que as perdas representam relativamente ao consumo global das redes de 100kVA e 630kVA rondam os 3%, as redes de 50kVA e 100kVA rondam os 6%, e a rede de 250kVA ronda os 4%. Em termos globais de BT estas atingem os 4%.

Perdas Anuais (MWh)													
Redes (kVA)	Caso Base	Armazenamento				Microgeração				Microgeração e Armazenamento			
		Baixo	Médio	Alto	Muito Alto	Baixo	Médio	Alto	Muito Alto	Baixo	Alto	Armaz Baixo μG Alta	Armaz Alto μG Baixo
50	7,77	7,38	7,24	7,15	7,09	7,32	6,91	6,54	6,21	6,93	5,93	6,16	6,70
100	7,39	6,93	6,60	6,41	6,34	6,93	6,53	6,17	5,87	6,48	5,23	5,73	5,96
250	19,31	18,68	18,17	17,78	17,50	18,14	17,09	16,16	15,34	17,52	14,68	15,55	16,63
400	35,56	34,33	33,88	33,53	33,29	34,69	33,92	33,26	32,70	33,47	31,30	32,07	32,68
630	34,88	34,58	32,83	32,02	31,36	34,02	32,80	31,66	30,60	32,92	28,84	30,57	31,17

Tabela 6 - Perdas Anuais (MWh)

Consumo (MW)													
Redes (kVA)	Caso Base	Armazenamento				Microgeração				Microgeração e Armazenamento			
		Baixo	Médio	Alto	Muito Alto	Baixo	Médio	Alto	Muito Alto	Baixo	Alto	Armaz Baixo μG Alta	Armaz Alto μG Baixo
50	121	121	121	121	121	118	115	112	108	118	112	112	118
100	238	238	238	238	238	230	223	215	207	230	215	215	230
250	536	536	536	536	536	521	505	490	474	521	490	490	521
400	574	574	574	574	574	558	542	527	511	558	527	527	558
630	1225	1225	1225	1225	1225	1210	1186	1163	1140	1210	1163	1163	1210

Tabela 7 - Consumo (MW)

Perdas (%) relativamente ao consumo													
Redes (kVA)	Caso Base	Armazenamento				Microgeração				Microgeração e Armazenamento			
		Baixo	Médio	Alto	Muito Alto	Baixo	Médio	Alto	Muito Alto	Baixo	Alto	Armaz Baixo μG Alta	Armaz Alto μG Baixo
50	6,43%	6,11%	5,99%	5,91%	5,86%	6,21%	6,02%	5,86%	5,72%	5,88%	5,32%	5,52%	5,69%
100	3,10%	2,91%	2,77%	2,69%	2,66%	3,01%	2,93%	2,87%	2,83%	2,81%	2,43%	2,67%	2,59%
250	3,60%	3,48%	3,39%	3,31%	3,26%	3,48%	3,38%	3,30%	3,24%	3,36%	3,00%	3,18%	3,19%
400	6,20%	5,99%	5,91%	5,85%	5,80%	6,22%	6,25%	6,31%	6,40%	6,00%	5,94%	6,09%	5,86%
630	2,85%	2,82%	2,68%	2,61%	2,56%	2,81%	2,76%	2,72%	2,69%	2,72%	2,48%	2,63%	2,58%

Tabela 8 - Perdas em percentagem ao consumo

A seguinte figura permite sintetizar a informação relativa às perdas globais das redes analisadas. Depreende-se que com a introdução de microgeradores e dispositivos de armazenamento nas redes é possível diminuir consideravelmente as perdas globais. Os melhores resultados são para as situações em que a μG é mais elevada e a capacidade de armazenamento é maior. É possível concluir que, para os cenários analisados, na melhor situação é possível reduzir até aos 18% de perdas relativamente ao caso base.

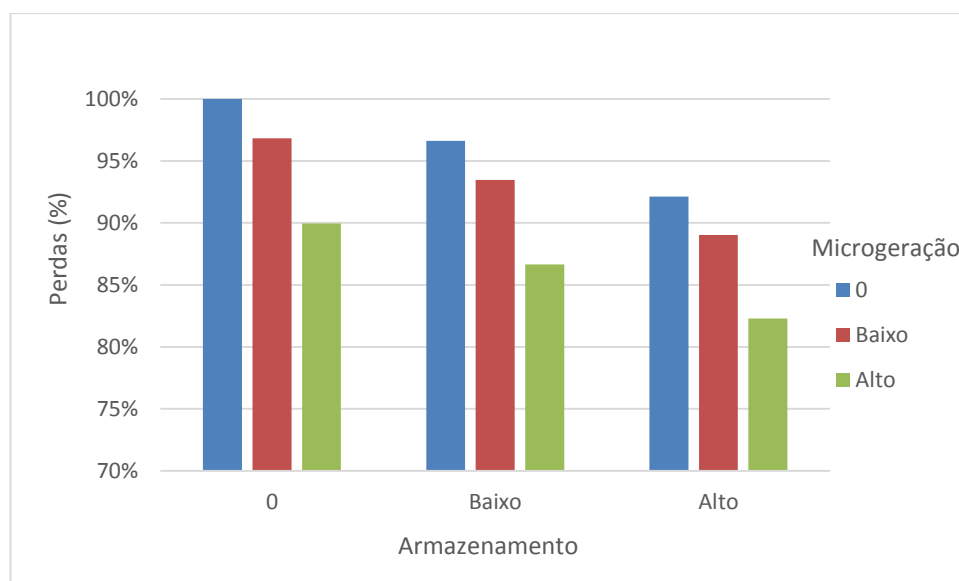


Figura 5.71 - Comparação de cenários

As perdas na BT situam-se em cerca de 1200 GWh/ano em Portugal, sendo que 80% corresponde às perdas nas linhas e 20% às perdas dos transformadores [50]. Assim, as perdas das linhas na BT rondam os 960 GWh/ano. É conveniente então analisar quanto se poderá poupar globalmente com a introdução de dispositivos de μ G e de armazenamento.

Relativamente aos benefícios associados à redução de perdas adotou-se uma valorização semelhante à considerada atualmente (2015) pelo operador da rede de distribuição para as perdas nas redes BT, que é um pouco acima dos 100 €/MWh [51]. Portanto, com apenas a μ G de nível baixo considerada neste trabalho, é possível reduzir as perdas em 3%, poupando assim à volta de 2,88 M€/ano. Se se considerar a situação que mais reduz as perdas, ou seja, a inclusão de dispositivos de μ G e de armazenamento com nível alto é possível reduzir as perdas em 18%, como referido anteriormente, e como tal poupar cerca de 17,28 M€/ano.

Assim a introdução destes dispositivos nas redes de distribuição permite, para além de aumentar a eficiência na rede, reduzir o capital investido na produção de energia.

Capítulo 6

Conclusões e Trabalhos Futuros

6.1 - Conclusões

Com o crescente consumo de energia é fundamental encontrar estratégias que possam aumentar a eficiência energética. As perdas energéticas acarretam custos anuais exorbitantes para o sistema energético, e sendo um indicador de eficiência fará sentido atenuá-las. No entanto, embora o seu cálculo exato seja bastante complexo, a estimativa do impacto da microgeração (μG) e do armazenamento é viável, como se demonstra neste trabalho.

A massificação dos dispositivos de μG e de armazenamento nas redes de BT tem alterado o paradigma energético, com uma participação mais ativa do consumidor na geração de energia, e como tal, o impacto que a introdução destes dispositivos nas redes provoca deve ser analisado. Assim, este estudo teve o propósito de avaliar de que forma é que as perdas energéticas são afetadas com a inserção destes dispositivos nas redes.

Com o intuito de obter resultados realistas e representativos do impacto que estas tecnologias apresentam nas perdas das redes de BT, o trânsito de potências foi simulado para um conjunto de redes típicas portuguesas, hora a hora, para um dia típico de inverno e de verão. Foi imprescindível a automatização deste processo, assim recorreu-se a programação em Matlab que permitiu otimizar o processo de realização das simulações e diminuir a morosidade do processo.

Os vários cenários considerados permitiram, assim, avaliar os efeitos nas perdas de um amplo conjunto de possibilidades de integração de μG e de armazenamento.

Nas simulações dos cenários com apenas μG foi possível concluir que a μG tem uma forte influência nos diagramas de carga nas horas em que há maior irradiância, isto por se ter considerado μG unicamente de origem solar, atingindo, portanto, um maior impacto no dia

típico de verão (situação em que há maior irradiância). Assim, foi possível verificar uma redução da energia solicitada à geração tradicional.

Esta redução de energia requisitada proporciona um benefício considerável nas perdas nas redes BT, pois quanto maior for o nível de penetração de μG menor será o fluxo nos ramos, e consequentemente menor serão as perdas. No entanto, esta relação não é inteiramente linear, pois verificou-se que pode ocorrer a inversão do fluxo de potências caso a energia produzida pela μG exceda a carga do sistema, o que para a situação analisada, aumentou consideravelmente as perdas. Em Portugal ainda não se verificam situações suscetíveis de inversão de fluxo de potências devido à limitação praticada pela EDP (μG é no máximo 25% da potência instalada no PT).

O estudo relativo ao impacto do armazenamento permitiu concluir que a integração destes dispositivos provoca diferentes comportamentos nas redes de BT de acordo com o seu ciclo de operação (carregamento/descarregamento). Estes têm um forte impacto nos diagramas de carga durante as horas de ponta. Isto porque nessas horas, o armazenamento procede ao seu ciclo de descarregamento, injetando, assim, a energia previamente armazenada. Portanto, quanto maior for a capacidade de armazenamento menor será a necessidade de requisitar energia à rede, reduzindo o fluxo nos ramos da rede, e diminuindo as perdas. Por sua vez, durante as horas de carregamento (horas de vazio) a energia solicitada à rede irá aumentar o que, consequentemente, aumenta as perdas nas linhas. Apesar deste aumento de perdas, na globalidade das 24 horas verificou-se uma diminuição das perdas, o que significa que a redução atingida no seu ciclo de carregamento permitiu compensar as perdas obtidas durante as horas de vazio.

Com o rendimento a 90%, observou-se, como seria esperado, uma redução da energia armazenada devolvida à rede comparativamente com o rendimento a 100%. Desta forma, a energia requisitada para satisfazer as necessidades da rede aumentou, aumentando o trânsito de corrente, e naturalmente as perdas nas linhas.

Os diversos cenários de armazenamento permitiram depreender que o dimensionamento do sistema de armazenamento adequado às redes em análise é de extrema importância. Pois caso se escolha um armazenamento demasiado pequeno, os benefícios obtidos poderão não colmatar o investimento feito. De outro modo, se se seleccionar um armazenamento demasiado elevado poder-se-á não usufruir da sua capacidade por inteiro não compensando o investimento realizado.

Portanto, o dimensionamento atinge um grau de dificuldade elevado pois está sujeito a múltiplas variáveis, sendo que para se tirar o máximo proveito destes sistemas deverá haver um equilíbrio entre estas.

Por último procedeu-se ao estudo da combinação da μG e do armazenamento. É de referir que o objetivo desta dissertação não passa pela otimização do controlo destes dispositivos de uma forma integrada.

Os efeitos atingidos com a inserção destes recursos resultam da combinação dos resultados obtidos anteriormente. Assim foi possível verificar que as curvas das perdas ativas seguem a tendência das curvas de potência total consumida. As perdas são menores nas horas em que há maior exposição solar e nas horas de ponta, uma vez que nessas horas há menor trânsito de energia nas linhas, isto porque: com os dispositivos de μG , nas horas com maior irradiância há menor necessidade de requisitar energia ao PT; já nas horas de ponta, os sistemas de armazenamento devolvem a energia previamente armazenada nas horas de vazio.

A redução das perdas pode também ser explicada pelo facto de estes dispositivos estarem localizados perto dos consumidores o que irá reduzir o fluxo de corrente nas linhas.

Foi possível concluir que a situação com menor perdas é a que consegue reduzir mais o trânsito de potências. Neste trabalho foi o cenário com a μG e armazenamento mais elevado, pois permitiu reduzir em 18% as perdas relativamente ao caso base. No entanto, como já referido anteriormente, nem sempre os casos mais elevados são as melhores opções. É necessário então, adaptar a escolha de acordo com a rede em questão.

A redução das perdas nas redes de distribuição poderá ter um efeito económico importante. Atentando que a valorização considerada em 2015 pelo operador da rede de distribuição para as perdas nas redes BT corresponde a cerca de 100€/MWh, consegue-se, assim, para a situação analisada mais favorável (μG e armazenamento mais elevado) poupar à volta de 17,28M€. Assim, a diminuição das perdas nas redes permite poupar capital que poderá ser utilizado de outra forma.

Portanto, com introdução de dispositivos de μG e armazenamento nas redes BT, é possível requisitar menor potência à rede, e assim diminuir as perdas nas redes de distribuição, o que poderá evitar custos de exploração das redes e possibilitar o adiamento de investimentos em infraestruturas das redes. Existirão também benefícios da ordem ambiental, pois com a redução das perdas energéticas antecipa-se uma redução de CO₂ libertado para a atmosfera, o poderá igualmente ser estimulado com o novo paradigma da produção distribuída, através da utilização de dispositivos que geram energia a partir de fontes renováveis.

6.2 - Trabalhos Futuros

Com base neste estudo propõem-se os seguintes projetos futuros:

- Análise económica e ambiental da integração da μ G e do armazenamento nas redes BT;
- Exploração dos efeitos nas perdas resultantes da otimização do controlo de μ G e armazenamento de uma forma integrada;
- Analisar os efeitos resultantes da integração de dispositivos de μ G de origem eólica.

Referências

- [1] IEA - International Energy Agency, “World Energy Outlook 2014,” [Online]. Available: <https://www.iea.org/Textbase/npsum/WEO2014SUM.pdf>. [Acedido em Abril 2015].
- [2] BP - British Petrol, “BP Statistical Review of World Energy 2014,” 2014. [Online]. Available: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2014/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-full-report.pdf>. [Acedido em Abril 2015].
- [3] EDP Distribuição, “Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição - PDIRD 2015-2019,” [Online]. Available: http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/49_1/PDIRD%202015-2019%20-%20Plano.pdf. [Acedido em Abril 2015].
- [4] European Commission, “Energy Efficiency Directive,” [Online]. Available: <http://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/energy-efficiency-directive>. [Acedido em Abril 2015].
- [5] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2014,” [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2014/Documents/Caracteriza%C3%A7%C3%A3o%20Procura%20EE%202014.pdf>.
- [6] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Regulamento Tarifário do Sector Elétrico,” Abril 2015. [Online]. Available: http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/tarifario/Documents/RT%20SE_Articulado_vs%20Internet.pdf.
- [7] J. Saraiva, J. P. Silva e M. P. Leão, “Mercados de Electricidade - Regulação e Tarifação de Uso das Redes,” *FEUPedições*, pp. 75-76, 2002.
- [8] United Nations, “Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change,” 1998.
- [9] European Commission, “Climate Action - Kyoto Protocol is a first step,” [Online]. Available:

- http://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/index_en.htm.
[Acedido em Abril 2015].
- [10] European Commission, “Climate ActionThe 2020 - climate and energy package,” [Online]. Available: http://ec.europa.eu/clima/policies/package/index_en.htm.
[Acedido em Abril].
- [11] Direção Geral de Energia e Geologia, “Balço Energético de 2013,” [Online]. Available: http://www.apren.pt/fotos/newsletter/conteudos/dgeg_2014_balanco_energetico_sintetico_2013_1404920046.pdf. [Acedido em Abril 2015].
- [12] Direção Geral de Energia e Geologia, “Energia Solar,” [Online]. Available: <http://www.dgeg.pt/>. [Acedido em Abril 2015].
- [13] Ministério da Economia e Inovação, “Decreto-lei nº 153/2014,” *Diário da República*, 2014.
- [14] J. R. Galvan, A. Elices, A. Munoz, T. Czernichow e M. A. Sanz-Bobi, “System for Detection of Abnormalities and Fraud in Customer Consumption,” *Proc. of the 12th Conference on the Electric Power Supply Industry*, 1998.
- [15] A. H. Nizar, Z. Y. Dong, J. H. Zhao e P. Zhang, “A Data Mining Based NTL Analysis Method,” *IEEE PES General Meeting*, pp. 1-8, 2007.
- [16] J. Nagi, K. S. Yap, S. K. Tiong, S. K. Ahmed e F. Nagi, “Improving SVM-based Nontechnical Loss Detection in Power Utility Using Fuzzy,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, nº 2, pp. 1284 - 1285, 2011.
- [17] P. R. F. d. M. Bastos, N. R. Ferreira e B. A. d. Souza, “Diagnóstico das perdas não técnicas,” *CIDEL Argentina*, 2010.
- [18] T. J. E. Miller, “Reactive Power Control in Electric Power Systems,” 1992.
- [19] J. Dixon, L. Mórán, J. Rodríguez e R. Domke, “Reactive Power Compensation Technologies: State-of-the-Art Review,” pp. Vol 93, Nº 12, 2005.
- [20] M. E. Baran e F. F. Wu, “Optimal capacitor placement on radial distribution systems,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, nº 1, pp. 725 - 734, 1989.
- [21] S. J. Isac, K. S. Kumar e P. V. Kumar, “Optimal Capacitor Placement in Radial Distribution System to minimize the loss using Fuzzy Logic Control,” *International Conference on Smart Structures & Systems (ICSSS)*, pp. 33 - 40, 2013.
- [22] P. K. Dash, S. Saha e P. K. Nanda, “Artificial neural net approach for capacitor placement in power system,” *Proceedings of the First International Forum on Applications of Neural Networks to Power Systems*, pp. 247-250, 1991.
- [23] A. Rathi, A. Sadda, L. Nebhnani e V. M. Maheshwari, “Loss minimization with D-FACTS devices using sensitivity based technique,” *IEEE 5th India International Conference on Power Electronics (IICPE)*, pp. 1 - 5, 2012.

- [24] N. A. Belyaev e O. V. Frolov, "Reduction of active power losses in electric power systems with optimal placement of FACTS devices," *Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering Conference (EIconRusNW)*, pp. 150 - 154, 2015 IEEE NW Russia.
- [25] P. V. V. R. Rao e S. Sivanagaraju, "Radial Distribution Network Reconfiguration for Loss Reduction and Load Balancing using Plant Growth Simulation Algorithm," *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*, vol. 2, nº 4, 2010.
- [26] H. Z. Cheng e C. Wang, "Optimization of Network Configuration in Large Distribution Systems Using Plant Growth Simulation Algorithm," *Optimization of Network Configuration in Large Distribution Systems Using Plant Growth Simulation Algorithm*, vol. 23, pp. 119 - 126, 2008.
- [27] E. M. Carreno, R. Romero e A. P. Feltrin, "An Efficient Codification to Solve Distribution Network for Loss Reduction Problem," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. vol. 23, nº no. 4, pp. pp. 1542-1551, 2008.
- [28] C. C. L. Moreira, "Identification and development of microgrids emergency control procedures," *Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto*, 2008.
- [29] INESC Porto, "INESC Porto lidera revolução no sistema energético nacional," Abril 2015. [Online]. Available: <http://bip.inesctec.pt/99/destaque.html>.
- [30] S. M. Silva, J. N. Fidalgo e J. A. P. Lopes, "Analysis of Micro Generation Impacts in Distribution Networks," Marbella, España, 2005.
- [31] J. Oyarzabal, J. A. P. Lopes, N. Hatziargyriou, A. Madureira, C. Moreira e A. Androutsos., "Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage Grids," DI3 - Report on Socio-Economic Evaluation of MicroGrids, [Online]. Available: http://www.microgrids.eu/micro2000/delivarables/Deliverable_DI3.pdf. [Acedido em Maio 2015].
- [32] T. Griffin, K. Tomsovic, D. Secres e A. Law, "Placement of Dispersed Generations systems for reduced losses," *Proceedings of the 33rd Annual Hawaii International Conference on System Sciences*, p. 9, 2009.
- [33] M. Thomson e D. Infield, "Impact of widespread photovoltaics generation on distribution," *IET Renewable Power Generation*, vol. 1, nº 1, pp. 33 - 40, 2007.
- [34] J. Lopes, N. Hatziargyriou, J. Mutale, P. Djapic e N. Jenkins, "Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities.," *Electric Power Systems Research*, p. 1189-1203, 2007.
- [35] M. Matos, A. G. Martins, J. N. Fidalgo e H. Jorge, "Caracterização de consumidores e redes - Perfis da microprodução para 2010," Projeto CCR, INESC Porto e INESC Coimbra, Janeiro 2010.

- [36] J. A. P. Lopes, C. L. Moreira e A. G. Madureira, “Defining control strategies for microgrids islanded operation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, nº 2, pp. 916 - 924, 2006.
- [37] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li e Y. Ding, “Progress in electrical energy storage system: A critical review,” *Progress in Natural Science*, vol. 19, p. 291-312, 2009.
- [38] European Association for Storage of Energy , “Storage and intermittency: opportunities and perspectives,” [Online]. Available: http://www.ease-storage.eu/tl_files/ease-documents/4.%20Newsroom/Events/EASE%20Events/EUSEW/Presentations/EASE%20-%202014-06-%20Storage%20and%20intermittency-v3-3.pdf. [Acedido em Abril 2015].
- [39] J. v. Appen, T. Stetz e M. Brau, “Local Voltage Control Strategies for PV Storage Systems in Distribution Grids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, nº 2, pp. 1002 - 1009.
- [40] H. Sabooril e H. Abdi, “Application of a Grid Scale Energy Storage System to Reduce Distribution Network Losses,” *2013 18th Conference on Electrical Power Distribution Networks (EPDC)*, pp. 1-5, 2013.
- [41] C. A. Dortolina e R. Nadira, “The loss that is unknown is no loss at all: a top-down/bottom-up approach for estimating distribution losses,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, nº 2, pp. 1119 - 1125, 2005.
- [42] M. E. Oliveira e A. Padilha-Feltrin, “A Top-Down Approach for Distribution Loss Evaluation,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, nº 4, pp. 2117 - 2124 , 2009.
- [43] J. Dickert, M. Hable e P. Schegner, “Energy Loss Estimation in Distribution Networks for Planning Purposes,” *IEEE Bucharest PowerTech*, pp. 1 - 6, 2009 .
- [44] C. S. Chen, C. H. Lin, M. Y. Huang, H. D. Chen, M. S. Kang e C. W. Huang, “Development of distribution feeder loss models by artificial neural networks,” *IEEE - Power Engineering Society General Meeting*, vol. 1, pp. 164 - 170, 2005.
- [45] F. J. N. Soares, J. Vasiljevska, L. M. L. S. Seca, P. M. P. R. Almeida e P. N. Barbeiro, “Projecto InovGrid - Avaliação dos impactos da integração de μ P nas Redes de Distribuição,” Dezembro 2010.
- [46] M. Matos, “Caracterização de consumidores e redes - Consolidação de diagramas e de perfis,” INESC Porto, INESC Coimbra, Janeiro 2007.
- [47] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Perfis de perdas, perfis de consumo e perfis de produção,” [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/acessoasredesaasinterligacoes/Paginas/PerfishorariosdeperdasedeconsumoemBTEBTNeIP.aspx?master=ErsePrint.master>.
- [48] R. D. Zimmerman e C. E. Murillo-Sánchez, *Matpower 5.0 - User's Manual*, 2015.

- [49] J. N. Fidalgo e D. B. Fontes, “Fostering microgeneration in power systems: The effect of legislative limitations,” *Elsevier*, vol. 84, nº 1, 2012.
- [50] J. N. Fidalgo, “Perfis de perdas - Determinação de perfis de perdas e de fatores de ajustamento para perdas para 2015,” Relatório final, INESC Porto, Novembro 2014 .
- [51] EDP Distribuição, “Custos_Médios_Inv_AT_MT.xlsx,” documento confidencial cedido pela EDP Distribuição ao INESC TEC no âmbito do Projeto Tarifas Dinâmicas, Maio 2015.
- [52] U. S. Energy Information Administration, “China and India account for half of global energy growth through 2035,” [Online]. Available: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=3130>. [Acedido em Abril 2015].