

José Óscar Madeira Carvalho

Contribuição para o dimensionamento de condomínios energéticos

Tese de Mestrado

Engenharia Eletrotécnica-Energia e Automação Industrial

Professor Doutor Paulo Moisés Almeida da Costa

Professor Doutor Vasco Eduardo Graça dos Santos



Junho de 2013

RESUMO

Ao longo dos últimos anos, a produção distribuída de eletricidade teve um rápido crescimento, devido aos mecanismos de incentivo que foram implementados principalmente nos países que integram a União Europeia. Perante este cenário tem-se assistido a um aumento da ligação de pequenas unidades de produção distribuída (microgeração) à rede de baixa tensão. Este facto tem levado à investigação sobre formas de integrar dos sistemas de microgeração nas redes baixa tensão. Neste âmbito, um dos conceitos que têm vindo a ser desenvolvido são as microrredes elétricas. No entanto, novos conceitos como os condomínios energéticos poderão também ser englobados no seio do sistema elétrico.

A presente dissertação procura contribuir para a definição do conceito de condomínio energético, visto como uma expansão natural das microrredes e, conseqüentemente, na definição de modelos que podem ser aplicados para dimensionamento destas entidades. Os modelos desenvolvidos procuram potenciar os benefícios mais relevantes da produção distribuída, tendo em consideração os seguintes fatores: i) dimensionamento de uma rede elétrica totalmente (condomínio autónomo) ou parcialmente (condomínio com consumo líquido zero) autónoma; ii) conjugação de redes elétricas e de calor; iii) localização da produção distribuída no interior da rede visando a redução de perdas e a não degradação dos níveis de tensão; e iv) dimensionamento otimizado da rede de distribuição de eletricidade integrada no condomínio.

A metodologia desenvolvida é aplicada a casos de estudos baseados em redes reais. Os resultados obtidos permitem retirar conclusões que caracterizam os potenciais benefícios e custos que resultam da implementação do conceito de condomínio energético.

A dissertação é finalizada com a avaliação da capacidade dos condomínios energéticos prestarem serviços à rede a montante. Esta avaliação teve em consideração as características destas estruturas, nomeadamente a possibilidade de alterar a carga e a produção internas.

ABSTRACT

Over the past few years, distributed generation of electricity had a rapid growth due to incentive mechanisms that have been implemented mainly in the countries of the European Union. Considering this concept, we have observed an increase of the connection of small units of distributed production (microgeneration) to the low voltage network. This has led to the research on ways to integrate the microgeneration systems in low voltage network. In this context, one of the concepts that have been developed is the electrical microgrids. However, new concepts such as energetic condominiums may also be included within the electrical system.

This work aims to contribute to the definition of energetic condominiums, seen as a natural expansion of microgrids and consequently as a definition of models that can be applied to the measurement of these entities. The developed models intend to maximize the most relevant benefits of the distributed generation by taking into account the following factors: i) Total dimensioning of an electrical grid (autonomous condominium) or partially autonomous (with zero net energy); ii) combination of heat and electrical networks; iii) location of distributed generation within the network in order to reduce loss and no degradation of voltage levels; and iv) optimized dimensioning of the network distribution of electricity integrated in the condo.

The methodology applied is based upon real networks study cases. The results obtained allow us to draw conclusions which characterize the potential benefits and costs resulting from the implementation of the concept of energetic condominium.

The dissertation concludes with an evaluation of the ability of condominiums to provide energy services to the upstream network. This evaluation has taken into account the characteristics of these structures, mainly the possibility of changing the amount of charge and internal production.

PALAVRAS CHAVE

Microredes

Produção Distribuída

Condomínios Energéticos

Otimização

Serviços de Sistema

KEY WORDS

Microgrids

Distributed Generation

Energetic Condominium

Optimization

Services System

AGRADECIMENTOS

A realização desta dissertação marca o fim de uma etapa muito importante da minha vida. Esta foi facilitada pela ajuda que obtive de muitas pessoas, que conheci ao longo de toda a minha existência.

Em primeiro lugar agradeço aos meus orientadores, Professor Doutor Paulo Moisés e Professor Doutor Vasco Santos, pela confiança depositada em mim, pela disponibilidade que demonstraram, pelas críticas e opiniões dadas sempre com o intuito de melhorar o trabalho.

À minha namorada, Joana por sempre ter acreditado em mim, pela paciência e apoio oferecido ao longo destes meses que foram sem dúvida fundamentais para superar alguns momentos menos bons durante a elaboração deste trabalho.

Aos meus Pais e Irmão pelo apoio e confiança que depositaram em mim ao longo de todo este percurso e pelas oportunidades que sempre me proporcionaram para aprender e chegar mais longe.

À minha restante família, pelo apoio, incentivo e carinho que sempre me dedicaram. Um agradecimento especial à Íris, pela força que me transmitiu todos os dias.

A todos os meus amigos que me apoiaram e apoiam sempre, alguns dos quais partilharam também comigo esta fase final do curso.

ÍNDICE GERAL

ÍNDICE GERAL	xi
ÍNDICE DE FIGURAS	xv
ÍNDICE DE QUADROS.....	xix
ABREVIATURAS E SIGLAS	xxiii
1. Introdução.....	1
1.1 Âmbito do trabalho	1
1.2 Contribuições do trabalho	3
1.3 Organização do trabalho	4
2. Conceitos inovadores	5
2.1 Benefícios das microrede e da microgeração	5
2.2 Barreiras ao desenvolvimento da microrede e da microgeração	7
2.3 Microgeração.....	7
2.3.1 Sistemas Fotovoltaicos.....	8
2.3.2 Sistemas micro-eólicos	10
2.3.3 Sistema de microcogeração.....	12
2.4 Redes inteligentes	14
2.5 Microredes.....	16
2.5.1 Modos de operação das microredes.....	17
2.5.2 Situação internacional das microredes.....	17
2.5.3 Serviços de sistema.....	18
2.5.3.1 Controlo de frequência.....	19
2.5.3.2 Controlo de tensão	20
2.5.3.3 Reposição de serviço	20
2.5.3.4 Resposta da procura.....	21
2.6 Condomínio Energético	21
2.6.1 Condomínio autónomo.....	22
2.6.1.1 Sistemas de armazenamento aplicáveis	24

2.6.2	Condomínio com consumo líquido zero (CCLZ)	27
2.7	Formas de dimensionamento	30
2.7.1	HOMER	30
2.7.2	Hybrid2	30
2.7.3	RETScreen.....	31
2.7.4	H2RES	31
3.	Metodologia para a conceção de um condomínio energético	33
3.1	Condomínio totalmente autónomo.....	34
3.1.1	Armazenamento centralizado	34
3.1.1.1	Sistema dotado de gerador PV e bateria de armazenamento	34
3.1.1.2	Inclusão de sistemas μ CHP	41
3.1.1.3	Inclusão das turbinas micro-eólicas.....	45
3.1.2	Armazenamento descentralizado	48
3.1.2.1	Sistema dotado de gerador PV e baterias de armazenamento	48
3.1.2.2	Inclusão das turbinas micro-eólicas e sistemas μ CHP.....	51
3.2	Condomínio com consumo líquido zero (CCLZ)	53
3.3	Implementação da metodologia.....	56
4.	Casos de estudo	61
4.1	Considerações gerais.....	61
4.1.1	Custo da energia elétrica e das perdas	62
4.1.2	Rede de distribuição BT.....	64
4.1.3	Cenário de carga	67
4.1.4	Caracterização dos equipamentos.....	69
4.1.5	Cenário de produção	73
4.2	Resultados sem produção distribuída.....	77
4.3	Condomínio autónomo.....	79
4.3.1	Armazenamento centralizado	79
4.3.1.1	Conceção do condomínio dotado de AE e PV	80
4.3.1.2	Conceção do condomínio dotado de AE, PV e μ CHP.....	85
4.3.1.3	Conceção do condomínio dotado de AE, PV, μ CHP e μ Eólicas	90
4.3.2	Armazenamento distribuído	96
4.3.2.1	Conceção do condomínio dotado de AE e PV	97

4.3.2.2	Conceção do condomínio dotado de AE, PV e μ CHP.....	101
4.3.2.3	Conceção do condomínio dotado de AE, PV, μ CHP e μ Eólicas	106
4.4	Condomínio com consumo líquido zero (CCLZ).....	111
4.4.1	Conceção do CCLZ dotado de PV.....	111
4.4.2	Conceção do CCLZ dotado de PV e μ CHP	116
4.4.3	Conceção do CCLZ dotado de PV, μ CHP e μ Eólicas	121
5.	Serviços de sistema	127
5.1	Utilização de baterias	127
5.1.1	Sistema de AE centralizado.....	128
5.1.2	Sistemas de AE distribuídos.....	129
5.2	Redução de consumo	131
5.2.1	Condomínio autónomo.....	132
5.2.2	Condomínio com consumo líquido zero	134
5.3	Utilização de μ CHP	136
5.3.1	Sistema μ CHP centralizado.....	136
5.3.2	Sistemas μ CHP distribuídos.....	139
6.	Conclusão e desenvolvimentos futuros	141
6.1	Conclusões	141
6.2	Desenvolvimentos futuros.....	143
	Referências	145

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 Modelo do sistema elétrico Português pré-reforma [1] [2]	1
Figura 1-2 Estrutura do sistema elétrico Português [3].....	2
Figura 2-1 Média da radiação anual para Portugal Continental [36].....	8
Figura 2-2 Perfis de irradiância solar para geradores PV em Viseu	9
Figura 2-3 Velocidade média do vento em Portugal continental [40]	10
Figura 2-4 Tipos de turbinas eólicas	10
Figura 2-5 Série de vento anual para Viseu.	11
Figura 2-6 Curva de potência da microturbina “Wren Micro-turbine 300 W” [41].....	11
Figura 2-7 Arquitetura de um sistema de microcogeração [45]	12
Figura 2-8 Arquitetura de uma rede inteligente [50]	14
Figura 2-9 Arquitetura de uma microrede [58]	16
Figura 2-10 Arquitetura do Condomínio Energético autónomo.....	23
Figura 2-11 Diagrama de blocos de um sistema híbrido com fonte PV e eólica	26
Figura 2-12 Arquitetura do Condomínio Energético de consumo líquido zero	29
Figura 3-1 Sistema dotado de produção PV e de AE centralizado	35
Figura 3-2 Inclusão do sistema de microcogeração na rede.....	43
Figura 3-3 Inclusão dos sistemas micro-eólicos na rede de distribuição	46
Figura 3-4 Sistema dotado de geradores PV e AE descentralizado.....	49
Figura 3-5 Tipologia de ligação da PD no CCLZ.....	54
Figura 3-6 Passos base da função fmincon	56
Figura 3-7 Esquematização do vetor solução	57
Figura 3-8 Fluxograma do método de resolução adotado	59
Figura 4-1 Rede de BT em estudo	65
Figura 4-2 Rede de distribuição a dimensionar	66
Figura 4-3 Perfil de consumo do conjunto de consumidores em diferentes dias do ano	68
Figura 4-4 Condomínio autónomo com AE centralizado	69
Figura 4-5 Perfil de radiação para a cidade de Viseu	73
Figura 4-6 Fator de carga do sistema de microcogeração para os meses frios (entre novembro e março inclusive)	74
Figura 4-7 Fator de carga do sistema de microcogeração para os meses quentes (entre abril e outubro inclusive)	74
Figura 4-8 Relação entre potências elétrica e térmica da microcogeração	75
Figura 4-9 Perfil de vento para a série real	76
Figura 4-10 Série de vento adaptada.....	76
Figura 4-11 Perfil de vento da série adaptada	77
Figura 4-12 Perfil de tensão do AD 5 sem condomínio.....	78
Figura 4-13 Perfil de tensão do AD 3 sem condomínio	78

Figura 4-14 Perfil de perdas da rede de distribuição sem condomínio	79
Figura 4-15 Esquema do condomínio autónomo com AE centralizado	79
Figura 4-16 Perfil de perdas da rede distribuição (sistema dotado com PV e AE centralizado)	82
Figura 4-17 Evolução do SoC do AE (sistema dotado com PV e AE centralizado)	83
Figura 4-18 Evolução do SoC no dia 25 de dezembro (sistema dotado com PV e AE centralizado)	83
Figura 4-19 Perfil de tensão dos armários AD 5 (sistema dotado com PV e AE centralizado)	84
Figura 4-20 Perfil de tensão dos armários AD 5 no dia 2 de agosto (sistema dotado com PV e	84
Figura 4-21 Colocação do sistema de microcogeração no interior da rede	85
Figura 4-22 Perfil de perdas da rede distribuição com e sem condomínio (sistema dotado com PV, microcogeração e AE centralizado)	88
Figura 4-23 Evolução do SoC do AE (sistema dotado com PV, microcogeração e AE centralizado)	88
Figura 4-24 Evolução do SoC no dia 31 de outubro (sistema dotado com PV, microcogeração e AE centralizado).....	89
Figura 4-25 Perfil de tensão do AD 5 (sistema dotado com PV, microcogeração e AE centralizado)	89
Figura 4-26 Perfil de tensão dos armários AD 4 no dia 2 de agosto (sistema dotado com PV, microcogeração e AE centralizado)	90
Figura 4-27 Perfil de perdas da rede distribuição (sistema dotado com PV, microcogeração, micro-eólicas e AE centralizado).....	93
Figura 4-28 Evolução do SoC do AE (sistema dotado com PV, microcogeração, micro-eólicas e AE centralizado).....	94
Figura 4-29 Evolução do SoC no dia 21 de julho (sistema dotado com PV, microcogeração, micro-eólicas e AE centralizado).....	94
Figura 4-30 Perfil de tensão do AD 5 (sistema dotado com PV, microcogeração, micro-eólicas e AE centralizado).....	95
Figura 4-31 Perfil de tensão dos armários AD 5 no dia 15 de agosto (sistema dotado com PV, microcogeração, micro-eólicas e AE centralizado)	95
Figura 4-32 Tipologia de ligação adotada para o sistema de AE distribuído.....	96
Figura 4-33 Evolução do SoC do AE do AD 1 (sistema dotado com PV e AE distribuído) .	100
Figura 4-34 Evolução do SoC do AE 1 para o dia 25 de dezembro (sistema dotado com PV e AE distribuído)	100
Figura 4-35 Perfil de tensão do AD 5 (sistema dotado com PV e AE distribuído).....	101
Figura 4-36 Disposição dos sistemas de microcogeração no interior da rede (sistema dotado AE distribuído)	101
Figura 4-37 Evolução do SoC do AE do AD 1 (sistema dotado com PV, microcogeração e AE distribuído)	105

Figura 4-38 Evolução do SoC do AE 1 para o dia 1 de novembro (sistema dotado com PV e microcogeração)	105
Figura 4-39 Perfil de tensão do AD 5 (sistema dotado com PV, microcogeração e AE distribuído)	106
Figura 4-40 Perfil de tensão do AD 5 do dia 26 de dezembro (sistema dotado com PV, microcogeração e AE distribuído)	106
Figura 4-41 Evolução do SoC do AE do AD 1 (sistema dotado com PV, microcogeração, micro-eólicas e AE distribuído).....	110
Figura 4-42 Evolução do SoC do AE 1 para o dia 15 de novembro (sistema dotado com PV, microcogeração e micro-eólicos).....	110
Figura 4-43 Perfil de tensão do AD 5 (sistema dotado com PV, microcogeração, micro-eólicas e AE distribuído).....	111
Figura 4-44 Balanço energético o mês de agosto e dezembro (CCLZ dotado de sistema PV)	113
Figura 4-45 Balanço energético para um dia do mês de agosto (CCLZ dotado de sistema PV)	114
Figura 4-46 Balanço energético para um dia do mês de dezembro (CCLZ dotado de sistema PV)	114
Figura 4-47 Perfil de tensão do AD 5 (CCLZ dotado de sistema PV)	115
Figura 4-48 Balanço energético o mês de agosto e dezembro (CCLZ dotado de sistema PV e microcogeração)	118
Figura 4-49 Balanço energético para o dia do mês de agosto (CCLZ dotado de sistema PV e microcogeração)	119
Figura 4-50 Balanço energético para o dia do mês de dezembro (CCLZ dotado de sistema PV e microcogeração).....	119
Figura 4-51 Perfil de tensão do AD 5 (CCLZ dotado de sistema PV e microcogeração)	120
Figura 4-52 Balanço energético o mês de agosto e dezembro (CCLZ dotado de sistema PV, microcogeração e eólica).....	123
Figura 4-53 Balanço energético para o dia do mês de agosto (CCLZ dotado de sistema PV, microcogeração e eólica).....	124
Figura 4-54 Balanço energético para o dia do mês de dezembro (CCLZ dotado de sistema PV, microcogeração e eólica).....	124
Figura 4-55 Perfil de tensão do armário AD 5 (CCLZ dotado de sistema PV, microcogeração e eólica)	125
Figura 5-1 Esquema ilustrativo da limitação do sistema (AE centralizado)	128
Figura 5-2 Disponibilidade do sistema de AE (sistema dotado com PV, microcogeração, micro-eólicas e AE centralizado).....	129
Figura 5-3 Esquema ilustrativo da limitação do sistema (AE distribuído)	130
Figura 5-4 Disponibilidade do sistema de AE para o dia 22 de agosto (sistema dotado com PV, microcogeração, micro-eólicas e AE distribuído)	130

Figura 5-5 Disponibilidade do sistema de AE para o dia 21 de dezembro (sistema dotado com PV, microcogeração, micro-eólicas e AE distribuído)	131
Figura 5-6 Disponibilidade de causada pela redução de 5 % do consumo (condomínio autónomo).....	132
Figura 5-7 Disponibilidade de energia causada pela redução de 10 % do consumo (condomínio autónomo)	133
Figura 5-8 Custo por unidade de energia não fornecida para os diferentes sectores [98]	134
Figura 5-9 Disponibilidade causada pela redução de 5 % do consumo (CCLZ)	135
Figura 5-10 Disponibilidade causada pela redução de 10% do consumo (CCLZ).....	135
Figura 5-11 Disponibilidade do sistema de microcogeração nos meses frios para prestar serviços à rede.....	137
Figura 5-12 Disponibilidade do sistema de microcogeração nos meses quentes para prestar serviços à rede.....	138
Figura 5-13 Disponibilidade dos sistemas de microcogeração distribuídos nos meses frios para prestar serviços à rede.....	139
Figura 5-14 Disponibilidade dos sistemas de microcogeração distribuídos nos meses quentes para prestar serviços à rede.....	140

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 Características de sistemas de armazenamento [80] [81] [82]	24
Quadro 4-1 Período horário do ciclo diário.....	62
Quadro 4-2 Tarifas de venda a clientes finais da EDP Universal 2012	63
Quadro 4-3 Preço da energia entregue à rede por período (€/kWh)	64
Quadro 4-4 Distribuição dos consumos pela rede de distribuição BT.....	65
Quadro 4-5 Potência contratada por tipologia de habitação.....	65
Quadro 4-6 Dados para o dimensionamento da secção da rede de distribuição	66
Quadro 4-7 Dimensionamento da secção da rede de distribuição (sem PD)	67
Quadro 4-8 Consumos anuais por consumidor	68
Quadro 4-9 Custo de tecnologia PV	69
Quadro 4-10 Parâmetros dos painéis PV	70
Quadro 4-11 Custo de instalação PV	70
Quadro 4-12 Custos anual de operação e manutenção PV	70
Quadro 4-13 Custo e características dos inversores DC/AC (com MPPT).....	70
Quadro 4-14 Custos e características da bateria.	71
Quadro 4-15 Custo e características do inversor/carregador.....	71
Quadro 4-16 Custo de cabos.....	71
Quadro 4-17 Área do piso a aquecer por habitação.....	72
Quadro 4-18 Custos e características de uma caldeira de microcogeração.....	72
Quadro 4-19 Custos e características de uma caldeira convencional	72
Quadro 4-20 Custos e características do sistema eólico	72
Quadro 4-21 Dispersão da PD (sistema dotado de PV e AE centralizado).....	80
Quadro 4-22 Balanço energético (sistema dotado de PV e AE centralizado).....	81
Quadro 4-23 Perdas produzidas (sistema dotado com PV e AE centralizado)	82
Quadro 4-24 Distribuição da PD (sistema dotado com PV, microcogeração e AE centralizado)	85
Quadro 4-25 Comparação das potências PV a instalar com e sem microcogeração (AE centralizado)	86
Quadro 4-26 Comparação das capacidades de AE a instalar com e sem microcogeração (AE centralizado)	86
Quadro 4-27 Comparação do VAL da solução com e sem microcogeração (AE centralizado)	86
Quadro 4-28 Balanço energético anual (sistema dotado com PV, microcogeração e AE centralizado)	87
Quadro 4-29 Perdas produzidas (sistema dotado com PV, microcogeração e AE centralizado)	87

Quadro 4-30 Distribuição da produção distribuída (sistema dotado com PV, microcogeração, micro-eólicas e AE centralizado).....	90
Quadro 4-31 Comparação das potências PV a instalar com e sem sistemas micro-eólicos (AE centralizado)	91
Quadro 4-32 Comparação das capacidade do AE a instalar com e sem sistemas micro-eólicos (AE centralizado).....	91
Quadro 4-33 Comparação do VAL das várias soluções (AE centralizado).....	91
Quadro 4-34 Balanço energético anual (sistema dotado com PV, microcogeração, micro-eólicas e AE centralizado).....	92
Quadro 4-35 Custos médio de produção do condomínio das várias soluções (AE centralizado)	92
Quadro 4-36 Custos médio da energia elétrica do condomínio das várias soluções (AE centralizado)	92
Quadro 4-37 Perdas produzidas (sistema dotado com PV, microcogeração, micro-eólicas e AE centralizado)	93
Quadro 4-38 Distribuição das potências de microcogeração no interior da rede	97
Quadro 4-39 Custo e características dos sistemas de microcogeração distribuídos pela rede .	97
Quadro 4-40 Custo e características das caldeiras térmicas de referência	97
Quadro 4-41 Localização das potências PV e capacidade do AE a instalar (sistema dotado com PV e AE distribuído)	98
Quadro 4-42 Comparação da solução centralizada e descentralizada (sistema dotado com PV)	98
Quadro 4-43 Balanço energético anual (sistema dotado com PV e AE distribuído).....	99
Quadro 4-44 Perdas do sistema (antes do condomínio; sistema dotado de PV e AE).....	99
Quadro 4-45 Disposição das potências PV, microcogeração e capacidade a instalar	102
Quadro 4-46 Balanço energético anual (sistema dotado com PV, microcogeração e AE distribuído)	102
Quadro 4-47 Comparação da solução descentralizada com e sem microcogeração.....	103
Quadro 4-48 Comparação da solução centralizada e descentralizada com microcogeração .	104
Quadro 4-49 Perdas do sistema (sistema dotado com PV, microcogeração e AE distribuído)	104
Quadro 4-50 Disposição das potências PV, microcogeração e capacidade a instalar (sistema dotado com PV, microcogeração, micro-eólicas e AE distribuído).....	107
Quadro 4-51 Balanço energético anual (sistema dotado com PV, microcogeração, micro-eólicas e AE distribuído)	107
Quadro 4-52 Comparação da solução descentralizada com e sem sistemas micro-eólicos ...	108
Quadro 4-53 Comparação da solução centralizada e descentralizada com sistemas micro-eólicos	109
Quadro 4-54 Perdas do sistema (sistema dotado com PV, microcogeração, micro-eólicas e AE distribuído)	109
Quadro 4-55 Dispersão da PD (CCLZ dotado de sistema PV)	112

Quadro 4-56 Balanço energético (CCLZ dotado de sistema PV)	112
Quadro 4-57 Perdas produzidas (CCLZ dotado de sistema PV)	115
Quadro 4-58 Comparação da solução AE centralizado, AD descentralizado e CCLZ (CCLZ dotado de sistema PV).....	116
Quadro 4-59 Distribuição da produção distribuída (CCLZ dotado de sistema PV e microcogeração)	116
Quadro 4-60 Comparação do VAL da solução CCLZ com e sem microcogeração.....	117
Quadro 4-61 Balanço energético (CCLZ dotado de sistema PV e microcogeração)	117
Quadro 4-62 Perdas produzidas (CCLZ dotado de sistema PV e microcogeração).....	120
Quadro 4-63 Comparação da solução centralizada, descentralizada e CLZZ (dotado de sistema PV e microcogeração)	121
Quadro 4-64 Distribuição da produção distribuída (CCLZ dotado de sistema PV, microcogeração e micro-eólicas).....	121
Quadro 4-65 Comparação das potências PV a instalar com e sem turbinas micro-eólicas ...	122
Quadro 4-66 Comparação do VAL da solução com e sem sistemas micro-eólicos.....	122
Quadro 4-67 Balanço energético (CCLZ com sistema dotado de PV, microcogeração e eólica)	122
Quadro 4-68 Perdas produzidas (CCLZ dotado de sistema PV, microcogeração e eólica)...	125
Quadro 4-69 Comparação da solução centralizada, descentralizada e CCLZ (com sistemas micro-eólicos).....	126

ABREVIATURAS E SIGLAS

AD	Armário de Distribuição
AE	Armazenamento de Energia
BT	Baixa Tensão
MAT	Muito Alta Tensão
AT	Alta Tensão
MT	Media Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
PD	Produção Distribuída
EDP	Energias de Portugal
REN	Redes Energéticas Nacionais
UE	União Europeia
EUA	Estados Unidos da América
PT	Posto de Transformação
PV	Fotovoltaico
CHP	Combined Heat and Power
μ CHP	Microcogeração
μ eólica	Micro-eólica
MPPT	Maximum power point tracking
CLZ	Consumo Líquido Zero
CCLZ	Condomínio com Consumo Líquido Zero
F.O.	Função Objetivo
VAL	Valor Atual Líquido
SoC	State of Charge

1. Introdução

No primeiro capítulo desta dissertação expõem-se as razões que estão na sua origem, e são apresentados os seus principais objetivos. O presente capítulo conclui-se com a descrição da organização da dissertação.

1.1 Âmbito do trabalho

Nos últimos anos tem-se assistido a grandes reformas na organização do sistema elétrico (tanto a nível Nacional quanto a nível Mundial) e, presumivelmente, levará alguns anos até que esta reestruturação se encontre concluída.

O sistema elétrico português era, no período pré-reforma (ver Figura 1-1), caracterizado por ser um monopólio verticalmente integrado.

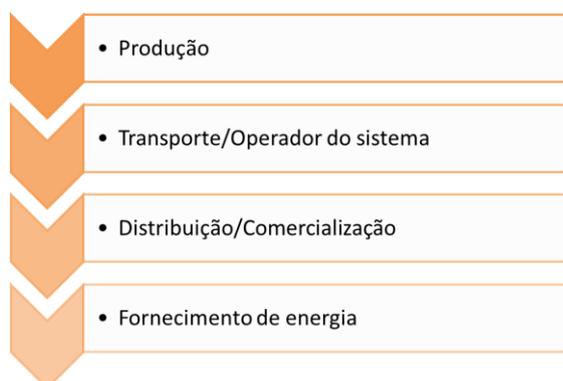


Figura 1-1 Modelo do sistema elétrico Português pré-reforma [1] [2]

A ineficiência deste tipo de sistema aliada ao aparecimento de novas formas de captação de energia e à constante procura de energia mais barata levou à reestruturação do sistema elétrico. No entanto, esta reestruturação ainda está longe de estar concluída. Neste momento, no sector elétrico Português, coabitam na mesma estrutura o mercado liberalizado e o mercado regulado (Figura 1-2).



Figura 1-2 Estrutura do sistema elétrico Português [3]

O mercado regulado tem vindo a ser extinto de forma gradual, sendo que a totalidade dos consumidores de MAT, AT, MT e BTE deverão estar integrados no mercado liberalizado no final do ano de 2014 [4]. No que respeita aos consumidores BT, perspectiva-se que estes estejam fora do mercado regulado até ao final de 2015 [5]. Em suma, em 2015 acabará o mercado regulado (onde o preço de energia é regulado), e todos os consumidores do sistema elétrico Português terão de pertencer ao mercado liberalizado (onde o preço da energia é determinado pelas condições de mercado). Outro passo dado à data do presente texto, foi a retirada do Capital Público, por parte do Governo Português, das entidades que detêm o direito de transporte (REN) e distribuição de energia (EDP).

Para além das reformas referidas anteriormente o Governo Português implementou medidas de incentivo à integração da produção distribuída (PD), tal como a microprodução e a miniprodução [6]. Estas medidas têm como principais objetivos a diminuição da dependência energética do País, o crescimento do uso de novas tecnologias de captação de energia, fazer face ao aumento de consumo e melhorar a qualidade de serviço [7]. Paralelamente à progressiva penetração de unidades de PD, perspectiva-se ainda, que os consumidores se possam tornar mais ativos (através da gestão ativa de carga e/ou prestação de serviços à rede) mudando assim o paradigma do sistema elétrico, caracterizado por consumidores passivos.

Apesar deste desenvolvimento, a PD de eletricidade não está inda suficientemente explorada, particularmente no que se refere às pequenas unidades de produção renováveis. Para este cenário, entre outros aspetos, contribuem os impactos negativos que a PD pode produzir. As redes de distribuição, até aqui passivas e projetadas para um fluxo de potência unidirecional desde o PT até ao consumidor, não foram concebidas para suportar a inserção de unidades de

PD. Em consequência, e de acordo com [8] [9], dois desafios técnicos a superar neste âmbito, são: i) os níveis de tensão; e, ii) os limites térmicos da rede de distribuição.

Estes factos têm levado as instituições I&D e as Universidades, a desenvolver novas arquiteturas de gestão que integram de forma coordenada a PD, dispositivos de armazenamento de energia (AE) e cargas controláveis. Neste âmbito, um dos conceitos que tem vindo a ser estudado são as microrredes elétricas. No entanto, outros conceitos tal como os condomínios energéticos poderão também ser englobados no seio do sistema elétrico. Neste sentido, o presente trabalho procura contribuir para a definição de modelos para o dimensionamento de condomínios energéticos (consistindo em aglomerados de habitações vistas como uma entidade única por parte do operador de sistema). O condomínio energético pode ser uma rede elétrica de um de dois tipos: i) totalmente autónoma (condomínio autónomo) ou ii) parcialmente autónoma (condomínio com consumo líquido zero). Ambos os casos são definidos visando o funcionamento em regime interligado relativamente à rede elétrica a montante, importando (no caso do condomínio com consumo líquido zero) ou exportando eletricidade e, eventualmente, serviços de sistema. A constituição de um condomínio energético envolve a utilização de geradores fotovoltaicos (PV), geradores micro-eólicos (μ eólicos) e sistemas de microcogeração (μ CHP), bem como sistemas de AE elétrica (no caso do condomínio autónomo). Os geradores podem ser utilizados simultaneamente num mesmo sistema, permitindo a construção de sistemas híbridos.

Neste trabalho, os casos de estudo em que se aplicarão os modelos definidos será a uma rede constituída unicamente por edifícios de habitação. No entanto, os princípios apresentados poderão ser aplicáveis a redes constituídas por diferentes tipos de edifícios (habitação, comércio, serviços).

1.2 Contribuições do trabalho

As principais contribuições desta dissertação são:

- Definição do conceito de condomínio energético como uma extensão do conceito de microrrede;
- Definição de formas de dimensionamento de redes de distribuição de eletricidade a aplicar no contexto da criação de condomínios energéticos;
- Estudo e implementação de modelos matemáticos que traduzam o comportamento técnico e económico dos diversos elementos integrantes do condomínio energético, permitindo a posterior definição de ferramentas destinadas à avaliação técnica e económica de condomínios energéticos, incluindo a definição de formas para otimização económica de condomínios energéticos;
- Estudo e avaliação da possibilidade dos condomínios energéticos poderem fornecer serviços de sistema aos operadores das redes elétricas.

1.3 Organização do trabalho

Esta dissertação está organizada em 6 capítulos:

O capítulo 1 é constituído pela introdução, onde é feita a contextualização do trabalho e se apresentam as contribuições que se pretendem atingir. Este capítulo é concluído com a descrição da organização da dissertação.

O capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica, expondo conceitos emergentes (microrredes, e redes inteligentes) e discutido o que se encontra feito a respeito desses temas. Apresenta-se ainda a definição do conceito de condomínio energético (principal foco de estudo da presente dissertação), visto como uma expansão da microrrede. Para o efeito, são apresentadas duas abordagens: a primeira consiste na definição de uma rede totalmente autónoma e a segunda consiste na definição de uma comunidade com consumo líquido zero. Por fim é feita uma descrição de alguns programas disponíveis no mercado destinados ao dimensionamento e planeamento dos conceitos abordados no presente capítulo.

O capítulo 3 propõe duas metodologias, baseadas numa abordagem mono-objetivo, para o dimensionamento de um condomínio energético (autónomo e de consumo líquido zero). As metodologias desenvolvidas têm em consideração perfis típicos de consumo e de produção das tecnologias de PD. As metodologias avaliam o impacto da PD nos valores de perdas e nos níveis de tensão da rede do condomínio.

O capítulo 4 é dedicado à aplicação das metodologias desenvolvidas, utilizando-o para o dimensionamento das aplicações. Apresentam-se três casos de estudo, a saber: i) condomínio autónomo com AE centralizado; ii) condomínio autónomo com AE distribuído; e, iii) condomínio com consumo líquido zero.

O capítulo 5 apresenta alguns serviços de sistema que um condomínio energético (autónomo ou de consumo líquido zero) pode oferecer à rede.

O capítulo 6 apresenta as principais conclusões do trabalho desenvolvido e aponta potenciais linhas de investigação futura.

2. Conceitos inovadores

O conceito de microrredes e microgeração tem vindo a ser objeto de muita investigação. Uma parte significativa desta investigação tem vindo a identificar os benefícios e as barreiras que resultarão do desenvolvimento dos referidos conceitos. Os principais benefícios que têm vindo a ser identificados, prende-se com: i) perdas elétricas evitadas; ii) diferimento de investimentos; iii) aumento da fiabilidade dos sistemas de distribuição; e iv) emissões evitadas [10] [11] [12] [13] [14] [15] [16] [19]. No que se refere às barreiras, estas estão relacionadas com: i) barreiras técnicas e ii) barreiras económicas.

2.1 Benefícios das microrrede e da microgeração

i) Perdas elétricas evitadas

A crescente tendência para a ligação da microgeração às redes BT tende a reduzir as perdas de todo o sistema elétrico. No entanto, os impactos da PD nas perdas dependem de fatores como o nível de penetração e a localização da PD. No que se refere ao nível de penetração, o impacto nas perdas tem um comportamento em forma de U, isto é, a redução de perdas produzida pela PD tem um mínimo a partir do qual as perdas tendem a aumentar [17] [18] [19]. No que concerne à localização, uma maior dispersão da PD tende, geralmente, a reduzir mais as perdas. Contudo esta situação pode ser diferente, sendo que a localização ótima da PD depende, por um lado, da distribuição das cargas ao longo da rede e, por outro, da energia gerada que é autoconsumida [19].

Várias metodologias têm vindo a ser propostas para estudar a localização e dimensão ótimas da PD do ponto de vista da redução de perdas. Uma parte significativa destas metodologias tem como base algoritmos de otimização. Por exemplo em [20] os autores afirmam que os

algoritmos de “tabu search” e “simulated annealing” são adequados para a definição da melhor localização e/ou dimensão de unidades de PD. Na referência [21], é proposta uma metodologia baseada em algoritmos genéticos para definir a localização da PD em redes de distribuição, tendo em consideração as perdas. O processo de otimização deverá conter uma ferramenta para cálculo de trânsito de potências. Por exemplo em [22] e [23] é proposta uma metodologia baseada no método Newton-Raphson.

ii) Diferimento de investimentos

A inclusão de unidades de PD nas redes BT permite reduzir o trânsito de potência nas redes elétricas (devido à proximidade da produção relativamente às cargas) [24]. Consequentemente, investimentos relacionados com o reforço de redes, provocado pelo crescimento da carga, poderão ser diferidos. Este diferimento tenderá a ser maior no caso da produção elétrica da PD coincidir com os períodos de maior carga das redes elétricas. Neste contexto, as microredes, pela capacidade que têm de controlar o funcionamento de algumas unidades de PD (como sejam unidades de microcogeração), podem contribuir para este diferimento de investimentos [19]. Esta situação conduz, portanto a benefícios económicos para o sistema elétrico, relacionados com o facto de não ser necessário dotar as redes elétricas de capacidade adicional [14].

iii) Aumento da fiabilidade dos sistemas de distribuição

As microredes podem funcionar isoladas ou interligadas com a rede a montante (assunto abordado mais adiante na presente dissertação). Este facto permite, melhorar os índices de fiabilidade, quer dos consumidores que se encontrem ligados à microrede, quer dos consumidores que não se encontram ligados a qualquer microrede [19] [25] [26]. O melhoramento da fiabilidade dos consumidores que não se encontrem ligados a nenhuma microrede resulta, por exemplo, da contribuição das microredes para a reconfiguração da rede MT (permitindo o abastecimento destes consumidores) [15] [27] [28]. Conclui-se, portanto, que o desenvolvimento de microredes pode melhorar a fiabilidade do sistema de distribuição. Este melhoramento traduz-se em benefícios económicos para a PD, para os consumidores e para os operadores de rede [29].

iv) Emissões evitadas

Nos sistemas elétricos, apesar do progressivo interesse na PD, uma parte significativa de produção de eletricidade tem vindo a ser obtida recorrendo a grandes centrais de produção (produção centralizada) baseadas na utilização de combustíveis fósseis (gás natural, carvão, petróleo e derivados). Contudo, os países desenvolvidos têm vindo a identificar os impactos nocivos no meio ambiente, relacionado com as emissões resultantes da queima da energia primária (nomeadamente no protocolo de Quioto). Este reconhecimento tem impulsionado a

adoção de medidas de incentivo à redução das emissões atmosféricas. Neste sentido, a União Europeia (UE) estabeleceu como objetivo para 2020 a redução de emissões de gases de efeito estufa em 20%, o aumento da eficiência energética em 20% e a promoção da utilização de energias renováveis de tal forma que o seu peso no conjunto energético global atinja os 20% [30] [31]. Efetivamente, o rápido desenvolvimento da PD contribui para a redução da quantidade de energia gerada em sistemas centralizados com níveis de emissões superiores [32]. É de notar que as emissões evitadas pelos sistemas de PD e pela microrede são influenciadas pela tecnologia da própria PD [33]. Por exemplo, os sistemas PV e eólicos não apresentam emissões durante a operação, já no caso dos sistemas de microgeração apresentam emissões durante a operação.

2.2 Barreiras ao desenvolvimento da microrede e da microgeração

i) Barreiras técnicas

As principais barreiras técnicas resultam dos impactos que a PD tem no seio dos atuais sistemas de distribuição. Estes impactos estão relacionados principalmente com: os níveis de tensão, as potências de curto-circuito e os fluxos de potência (limites térmicos da rede de distribuição).

ii) Barreiras económicas

A PD de eletricidade com base em recursos renováveis teve, nos últimos anos, um rápido crescimento, devido aos mecanismos de incentivo que foram implementados um pouco por todos os países desenvolvidos. Apesar deste desenvolvimento, a PD de eletricidade não está ainda suficientemente explorada. Consequentemente os seus custos tendem ainda a ser superiores ao das tecnologias convencionais. Este facto constitui uma limitação ao desenvolvimento da PD.

2.3 Microgeração

Os países desenvolvidos têm vindo a reforçar a aposta em sistemas de produção distribuída (principalmente em pequenas unidades de produção de alguns kW, ligados a redes de BT) [34]. Estas circunstâncias devem-se, em grande medida, à atribuição de incentivos à instalação da PD por parte dos Governos destes países. Consequentemente existem diversas tecnologias a serem desenvolvidas e comercializadas, sendo as mais promissoras e de maior expressão: geradores fotovoltaicos, microturbinas eólicas e sistemas de microgeração [35]. No que refere, à microgeração ainda não se encontra muito difundida pois, esta tecnologia

ainda está em fase de estudo e desenvolvimento. Já os geradores fotovoltaicos e as microturbinas eólicas são tecnologias que já se encontram bastante difundidas.

Em Portugal, a atividade de microgeração e de microprodutor é regulada pelos Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro e Decreto-Lei n.º 118-A/2010 de 25 de Outubro. O Decreto-Lei n.º 118-A/2010 de 25 de Outubro determina os regimes de remuneração.

2.3.1 Sistemas Fotovoltaicos

A energia solar é um recurso cada vez mais utilizado, apresentando um potencial energético elevado. A Figura 2-1 mostra que em Portugal a média de exposição solar anual varia entre as 2200 e as 3000 horas e que a radiação varia entre os 40 kWh/m^2 no Inverno e os 340 kWh/m^2 no Verão.

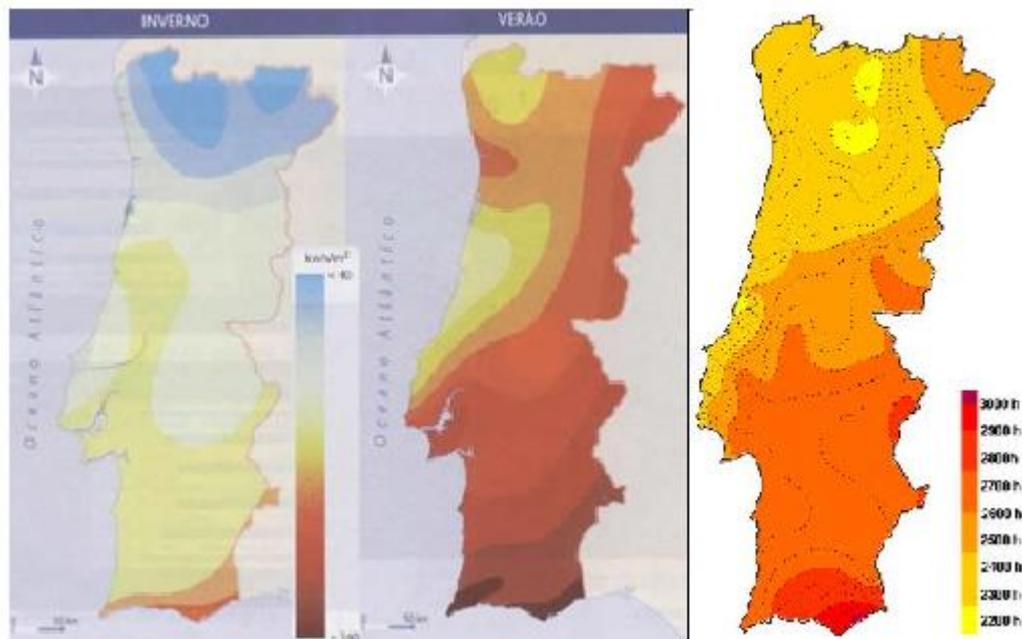


Figura 2-1 Média da radiação anual para Portugal Continental [36]

A produção de um gerador PV durante um determinado período de tempo é influenciada por fatores de diferentes ordens, a saber: níveis de irradiância; características dos geradores PV; e disposição (orientação e inclinação).

Sendo conhecida a irradiância incidente na superfície do gerador PV, expressa em W/m^2 , a potência produzida por este pode ser obtida por [37] [38]:

$$P_{pv} = \frac{I}{I_{ref}} \times [P_{pico} + \mu_{P_{pico}}(T_c - T_{ref})] \quad (2-1)$$

Sendo: I a irradiância que incide na superfície do gerador PV em W/m^2 ; I_{ref} a irradiância nas condições de teste, em W/m^2 ; P_{pico} a potência máxima do gerador PV, em W; $\mu_{P_{pico}}$ o coeficiente de temperatura, em $W/^\circ C$; T_c a temperatura da célula, em $^\circ C$; e, T_{ref} a temperatura em condições de teste, em $^\circ C$.

A temperatura da célula (T_c), pode ser calculada com recurso à expressão (2-2):

$$T_c - T_{ext} = (NOCT - 20) \times \frac{I}{800} \quad (2-2)$$

Sendo: T_{ext} a temperatura ambiente, em $^\circ C$; e, NOCT a temperatura nominal de operação da célula (dada pelo fabricante).

Nestas condições, torna-se necessário determinar os valores de irradiância sabendo que estes valores são influenciados pela localização geográfica e pela inclinação e orientação dos painéis. O projeto “Photovoltaic Geographical Information System” (PVGIS) disponibiliza informação sobre os valores de irradiância global para diversas localizações (incluindo Portugal) tendo em consideração diferentes orientações (Norte, Sul, etc.) [39]. A irradiância global é tida como a soma de três contribuições, nomeadamente:

- Irradiância direta: radiação que atinge diretamente a superfície do gerador PV;
- Irradiância difusa: radiação que não atinge diretamente a superfície do gerador PV;
- Irradiância refletida: radiação que atinge a superfície do gerador PV por reflexão do solo ou de objetos.

Os valores facultados são estimados para cada período de 15 minutos de um dia típico de cada mês do ano. Com base na informação do PVGIS e considerando um sistema estático localizado na zona de Viseu, voltado a Sul e com uma inclinação de 35° , obtêm-se os perfis de irradiância representados na Figura 2-2, para os meses de agosto e dezembro.

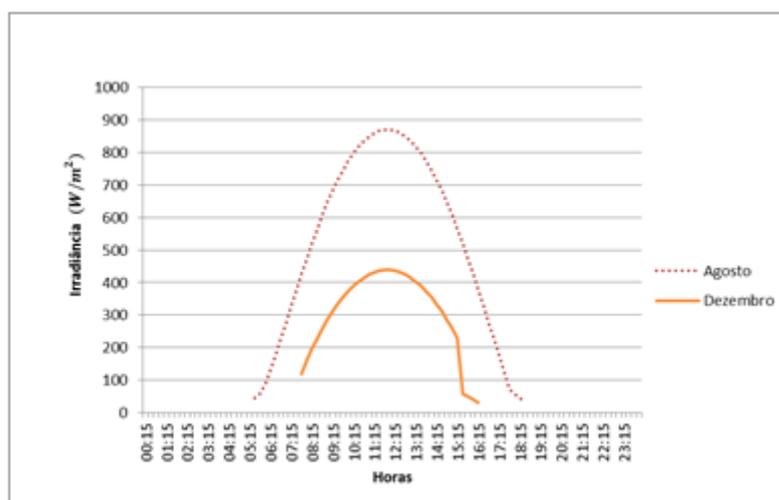


Figura 2-2 Perfis de irradiância solar para geradores PV em Viseu

2.3.2 Sistemas micro-eólicos

A energia cinética do vento é uma fonte renovável que pode ser convertida em energia elétrica. Esta fonte de energia tem algum potencial em Portugal, como se pode constatar na Figura 2-3, existindo zonas onde a velocidade média anual atinge os 6,5 m/s.

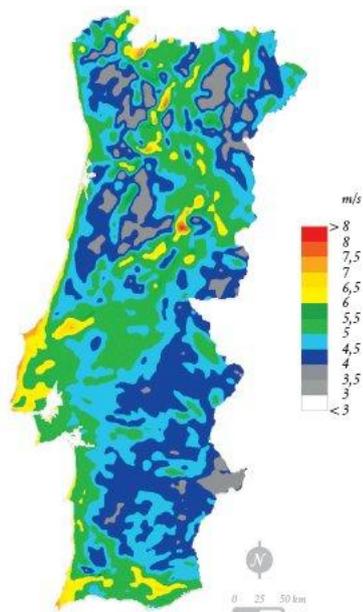


Figura 2-3 Velocidade média do vento em Portugal continental [40]

No caso das microturbinas eólicas, as capacidades são relativamente baixas (alguns kW). No que respeita ao tipo de turbinas, existem diversas tecnologias como se mostra a Figura 2-4, podendo ser de eixo vertical ou horizontal. Atualmente as mais utilizadas são as turbinas eólicas de eixo horizontal de três pás.



Figura 2-4 Tipos de turbinas eólicas

A caracterização da produção de um gerador eólico envolve dois aspetos principais: i) o perfil de vento (velocidade do vento ao longo do tempo) a que estes geradores estarão sujeitos; e, ii) as características dos geradores utilizados (nomeadamente as características técnicas). A velocidade do vento, tal como a irradiância solar, varia no tempo e geograficamente. A Figura 2-5 mostra, uma serie anual de velocidade de vento, em intervalos de uma hora, na cidade de Viseu.

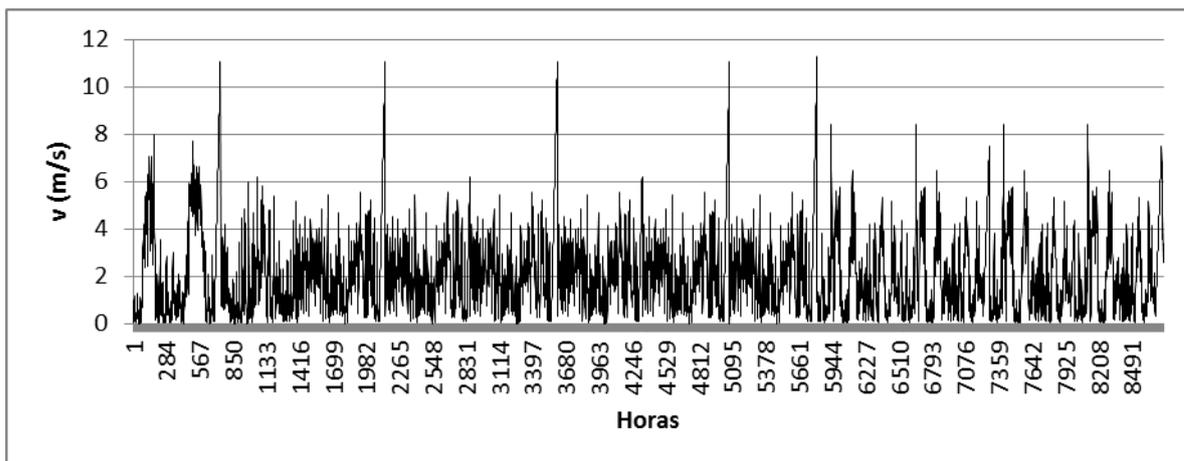


Figura 2-5 Série de vento anual para Viseu.

Note-se que a potência elétrica produzida por uma turbina eólica é função da série de vento e da curva de potência do gerador eólico. Esta curva relaciona a potência produzida com a velocidade do vento. A Figura 2-6 mostra, para uma microturbina do fabricante Wren, a relação entre a potência produzida por esta e a velocidade do vento. Facilmente se compreende que a potência elétrica produzida difere entre turbinas eólicas, uma vez que, diferentes turbinas apresentam curvas de potência diferentes.



Figura 2-6 Curva de potência da microturbina “Wren Micro-turbine 300 W” [41]

Devido à diversidade de turbinas e, conseqüentemente, de curvas de potência existentes, é usual adotar-se uma curva de potência típica.

Em [42] e [43] consideram que a potência produzida em W por um sistema eólico pode ser obtida por:

$$P_w(v) = \begin{cases} P_r \times \left[\frac{(v^2 - v_c^2)}{(v_r^2 - v_c^2)} \right] & \text{se } v_c \leq v \leq v_r \\ P_r & \text{se } v_r \leq v \leq v_f \\ 0, & \text{caso contrario} \end{cases} \quad (2-3)$$

Onde: P_r é a potência nominal do aerogerador, em W; v_c é a velocidade de cut-in, em m/s; v é a velocidade do vento no local, em m/s; v_r é a velocidade nominal do vento para a turbina, em m/s; e , v_f é a velocidade de cut-out, em m/s.

A expressão (2-3) pode, portanto, ser utilizada para determinar a potência produzida pelos geradores micro-eólicos localizados em qualquer região geográfica. É de notar que a potência obtida pela expressão anterior deverá ainda ser afetada pelo rendimento do sistema de ligação.

Frequentemente as velocidades do vento são determinadas a uma altitude que não corresponde à altitude a que os sistemas micro-eólicos serão instalados. Nestes casos, a expressão (2-4) determina a velocidade do vento à altitude de instalação.

$$V = V_{ref} \times \left(\frac{H}{H_{ref}} \right)^\alpha \quad (2-4)$$

Sendo: V a velocidade do vento à altura H , em m/s; V_{ref} a velocidade do vento medida à altura de referência, em m/s; H a altura a que se pretende estimar a velocidade do vento (altura de instalação do sistema micro-eólico), em metros; H_{ref} a altura de referência (à qual se fizeram as medições da velocidade do vento), em metros; e , α o coeficiente de rugosidade.

2.3.3 Sistema de microgeração

Os sistemas de microgeração tenderão a ser instalados para substituir as caldeiras de aquecimento convencionais de aquecimento central. Todavia realça-se o facto de estes sistemas produzirem em simultâneo calor e eletricidade (Figura 2-7), o que acarreta vantagens como: maior eficiência, redução de emissões e redução do custo da energia [44].

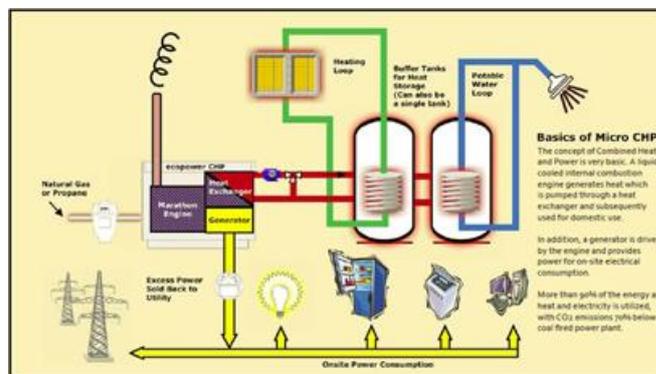


Figura 2-7 Arquitetura de um sistema de microgeração [45]

Estes sistemas podem ter como base diversas tecnologias (motores Stirling, micro turbinas, pilhas de combustível ou motores de combustão interna) alimentadas por vários tipos de

combustíveis (gasóleo, gás natural, pellets derivados de biomassa ou biocombustíveis líquidos).

O funcionamento de um sistema de microcogeração depende das necessidades térmicas do edifício onde está integrado e, conseqüentemente, depende das condições climáticas. As referidas necessidades tendem a ser superiores no período de Inverno e inferiores no período de Verão (sendo que são superiores no início e no final dos dias). Assim sendo, a disponibilidade de um sistema de microcogeração para fornecer potência elétrica depende claramente das condições climáticas.

No entanto, têm sido desenvolvidas e apresentadas estratégias de controlo que tendem a influenciar as condições de funcionamento destes sistemas [44]. Estas estratégias têm como objetivo maximizar os benefícios económicos inerentes aos sistemas de microcogeração para os agentes do sistema eléctrico (como sejam o proprietário e os operadores de rede). Numa das formas de controlo, o funcionamento do sistema é determinado para satisfazer as necessidades térmicas. Neste controlo, a produção de potência elétrica é determinada pelas necessidades térmicas, ou seja, o perfil de produção eléctrico do sistema de microcogeração segue o perfil térmico) [46].

Noutra forma de controlo, o sistema de microcogeração segue o consumo eléctrico da instalação onde está inserido. Neste caso, o sistema é lançado por forma a produzir a energia elétrica necessária à instalação (é de notar que também é possível lançar o sistema de microcogeração por forma a prestar serviços à rede, nos períodos em que a remuneração é atrativa). Note-se que, neste modo de operação, é necessário incluir um sistema de armazenamento térmico, por forma a garantir a máxima eficiência e o princípio da cogeração [47].

Outra forma de controlo, mais complexa, é a junção das duas formas anteriores. Neste caso, o sistema de microcogeração será lançado sempre que haja necessidades térmicas ou eléctricas. Note-se, no entanto, que o sistema deverá ser dotado de um sistema de armazenamento térmico. Esta estratégia de controlo, segundo [47], pode ser chamada de “custo mínimo”, ou seja, o controlo é efetuado de forma a minimizar o custo da energia.

No âmbito dos sistemas microcogeração, um aspeto importante, prende-se com a relação existente entre as potências produzidas (elétrica e térmica). Em [48], por exemplo, avaliaram esta relação num sistema de microcogeração alimentado a pellets com base em motores Stirling. Deste estudo ([48]) conclui-se que a relação entre as potências elétrica e térmica da unidade de microcogeração pode ser aproximada por uma relação linear e proporcional. Importa salientar que, nos casos de estudo apresentados no capítulo 4, serão utilizadas unidades de microcogeração alimentadas a pellets e do tipo Stirling pelo que, será utilizada uma relação linear entre as potências elétrica e térmica.

2.4 Redes inteligentes

A União Europeia define uma rede inteligente (Figura 2-8) como sendo “uma rede de eletricidade que integra de forma eficiente o comportamento e ações de todos os utilizadores ligados a esta (sejam eles produtores, consumidores ou produtores-consumidores), por forma a garantirem eficiência económica e um sistema de energia sustentado com baixas perdas e altos níveis de qualidade e segurança” [49]. Esta definição surgiu como resposta aos objetivos traçados pela UE para 2020, nomeadamente, utilização de 20% de fontes renováveis para a produção de energia elétrica, redução do consumo energético em 20% e redução de 20% de emissões de gases com efeito de estufa.

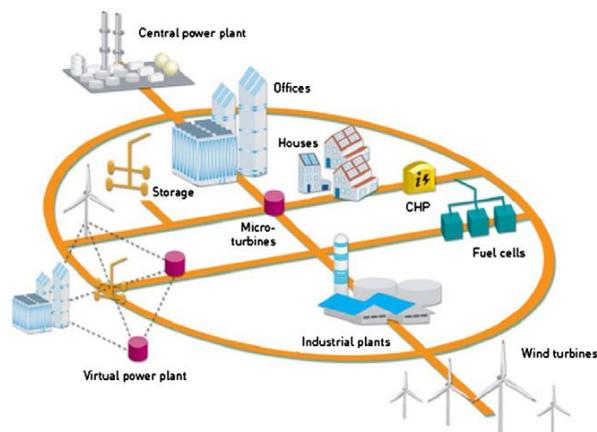


Figura 2-8 Arquitetura de uma rede inteligente [50]

A rede inteligente é uma rede de comunicação integrada com uma rede de distribuição de energia. Estas entidades, em tempo real, adquirem e analisam dados referentes a aspetos como a produção e o consumo de energia. Com base nesses dados são tomadas decisões para gerir de melhor forma a energia e as infraestruturas. No entanto, ao longo dos últimos anos, várias definições para o conceito de redes inteligentes têm vindo a ser apresentadas, nomeadamente, na UE e nos EUA.

Apesar das diferentes interpretações, a expectativa é a de que nestas entidades comecem a surgir pontos de convergência para a criação de normalização adequada à evolução e consolidação de novos conceitos. No entanto, pelo exposto em [51] e [52] pode concluir-se que as redes inteligentes surgem como um novo paradigma de operações e gestão das redes elétricas, com algumas características fundamentais:

- i) **Automatização:** O estabelecimento de uma rede inteligente implica a instalação de equipamento de controlo e gestão, comunicação, sensores e atuadores. Os equipamentos de controlo e gestão incluem o controlador central e os controladores de carga e/ou de microgeração, a instalar em microredes. A troca de informação entre o controlador central e os restantes controladores impõe a existência de um sistema de comunicação. Estes sistemas devem ser capazes de lidar com um número elevado de

- dados. A existência de sensores e atuadores é, também, um requisito crucial para a operação de uma rede inteligente, de modo a assegurar o controlo e proteção;
- ii) Flexibilidade: A flexibilidade exigida a uma rede inteligente está relacionada com os seguintes aspetos: capacidade de expansão, com penetração de fontes de energia renováveis e não renováveis; múltiplas estratégias de controlo; adaptável às condições de mercado;
 - iii) “Inteligência”: Cada nó da rede de comunicação deve ser capaz de compreender situações e tomar ações em conformidade com a estratégia adotada.
 - iv) Resiliência: Em caso de ataques ou desastre, a rede de comunicação permite adquirir e processar informação em tempo real e, se possível, redirecionar os fluxos de potência por percursos alternativos que garantam o serviço nas zonas afetadas. Adicionalmente, a aquisição de informação em tempo real permitirá antecipar, detetar e responder a problemas na rede;
 - v) AMI (“Advanced Metering Infrastructure”): A utilização de contadores inteligentes permite, por um lado, monitorizar em tempo real os consumos de energia e, por outro, estabelecer comunicação entre o consumidor e a rede. Em consequência, os consumidores podem otimizar o uso de energia em conformidade com os preços, ativando e desativando cargas elétrica;
 - vi) Eficiência: A monitorização em tempo real permite estudar e gerir padrões de consumo de modo a atenuar ou até suprimir os picos de procura energética. Por outras palavras, uma rede inteligente deverá ter uma resposta automática na gestão dos consumos no momento de pico de procura.

As características anteriormente apresentadas descrevem a visão para uma rede elétrica do futuro. O exposto permite inferir que a rede inteligente é mais controlável, mais protegida, mais “inteligente” e mais eficaz que a rede elétrica atual. Adicionalmente, estas entidades permitem o desenvolvimento de novos serviços e a participação no mercado em tempo real [53].

O desenvolvimento do conceito de rede inteligente terá de ser seguido pelo desenvolvimento de novas arquiteturas de gestão e de controlo distribuído. Estas novas arquiteturas deverão ser capazes de integrar, de forma coordenada, a PD, os sistemas de AE e as cargas controláveis. Neste sentido, um dos conceitos que se espera promissor, fruto da possibilidade de controlo conjunto da carga e da PD, é o de microrede (descrito em 2.5). Outro conceito que pode ser conjugado com a rede inteligente e que é o principal objeto de estudo desta dissertação é o de Condomínio Energético, entendido como uma expansão natural do conceito de microrede, como veremos na secção 2.6.

2.5 Microredes

O conceito de microrede (Figura 2-9) é tido como uma forma de integração das unidades de microgeração nas redes de BT. Uma microrede consiste num “conjunto de cargas e microgeradores que operam como um sistema controlável e único, com capacidade de fornecer energia (total ou parcialmente) a uma determinada área” [33].

Estudos desenvolvidos indicam inúmeras vantagens deste tipo de redes [54]. Estas vantagens prendem-se com o aumento da fiabilidade, a redução dos impactos ambientais e o aumento da eficiência energética (ver mais na secção 2.1) [55]. Por exemplo, uma microrede pode operar isolada da rede a montante, isto permite que os sistemas de microgeração alimentem as suas cargas internas (contrariamente ao que atualmente ocorre). Este tipo de operação permite, melhor a fiabilidade dos sistemas de distribuição [56] [57].

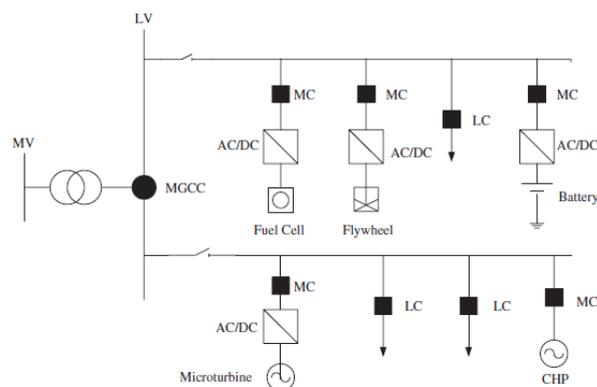


Figura 2-9 Arquitetura de uma microrede [58]

A ligação de uma microrede à rede de distribuição a montante (normalmente em MT) é, geralmente, assegurada por um só ponto de interligação e efetuada por um dispositivo capaz de garantir o seu isolamento sempre que necessário [19]. A criação de uma microrede, para além dos elementos referidos anteriormente (cargas, geradores e dispositivo de ligação), envolve a instalação de equipamentos de controlo, gestão, comunicação, proteção e armazenamento.

Os equipamentos de controlo e gestão implicam três tipos de controladores, a saber [59] [60]:

- Um controlador central da microrede (MGCC-“ MicroGrid Central Controller”)
- Controladores de produção (um por cada microgerador) (MC- “Microsource Controller”);
- Controladores de carga (um por cada consumidor) (LC- “Load Controller”).

Os controladores de produção (MC) fazem o controlo das potências (ativa e reativa) produzidas pelos sistemas de microgeração e pelos sistemas de AE. Os controladores de carga (LC) controlam as cargas, podendo em algumas situações interrompe-las. Já o controlador central da microrede (MGCC) tem a função de gerir a microrede, com objetivo de garantir as

questões técnicas e otimizar o desempenho económico. Isto é conseguido com base num sistema de comunicação que permite a troca de informação entre os diversos controladores. Esta informação é enviada com uma periodicidade bem definida e pode, por exemplo, incluir pontos de funcionamento para os LC e MC.

A instalação de sistemas de AE no interior de uma microrede (Figura 2-9) é um elemento essencial para assegurar o bom funcionamento durante os períodos em modo isolado. Efetivamente, a reduzida contribuição dos sistemas de microgeração para as correntes de defeito, devido à utilização de interfaces eletrónicas, torna necessária a utilização de um sistema adequado para proteção. Este facto, impõe a existência de sistemas capazes de garantir a injeção de potência na rede, de modo a assegurar a atuação das proteções (através da elevação da corrente de curto-circuito). Outra função importante dos sistemas de AE, quando a microrede está em modo isolado, é a de lidar com os desequilíbrios entre a produção e o consumo. Vários sistemas de AE têm vindo a ser utilizados nomeadamente: volantes de inercia (“flywheels”), supercondensadores e baterias.

2.5.1 Modos de operação das microredes

A conceção de microrede pressupõe, regra geral, que estas entidades devem funcionar no modo normal. Contudo, como referido anteriormente, podem operar em dois modos; i) modo normal ii) e modo isolado (emergência). No modo normal, a microrede encontra-se ligada à rede a montante, podendo importar ou exportar energia. O MGCC pode proceder à otimização da PD interna através do envio de dados referentes a despachos para os MC e LC. A informação pode incluir valores de potência a manter e cargas a desligar.

No modo isolado a microrede subsiste unicamente com os seus próprios recursos. A mudança para este modo ocorrerá quando a rede a montante estiver fora de serviço. Perante esta situação, a microrede terá de utilizar a produção interna para alimentar as suas cargas, podendo tal não ser suficiente. Nesta situação, poderá haver duas ações a desenvolver; i) deslastre de cargas não prioritárias; ii) colocar em funcionamento a microgeração controlável (neste caso as tecnologias de microcogeração).

2.5.2 Situação internacional das microredes

Vasta investigação tem vindo a ser efetuada sobre os conceitos de microrede, nomeadamente no território Europeu e Americano. Os projetos europeus, designados de “Microgrids” e “More Microgrids”, têm-se focado no estudo técnico das microredes [61]. Neste âmbito, têm vindo a ser identificados os impactos destas entidades sobre as redes elétricas. Por exemplo, o trabalho intitulado “Large Scale Integration of Micro-Generation to LowVoltage Grids-MicroGrids” desenvolvido no projeto “Microgrids”, centra-se fundamentalmente, no estudo e

desenvolvimento de modelos que permitam analisar estratégias operacionais e de controle para microrredes [62]. Em consequência, têm vindo a surgir várias redes de teste por toda a Europa. Por exemplo, na Alemanha foi desenvolvida uma microrrede de testes [63]. Esta rede possui unidades de AE baseadas em baterias, dois grupos de geradores alimentados a diesel, painéis PV e uma microturbina eólica. Esta entidade tem uma potência total instalada de aproximadamente 200 kW. As cargas são classificadas quanto à respetiva prioridade de alimentação perante situações de escassez de produção. Um sistema SCADA (“Supervisory Control And Data Acquisition”) permite o controle dos geradores e das cargas em função do estado de funcionamento do sistema. A troca de informação entre os controladores é feita através de uma rede Ethernet.

O projeto CERTS (“Consortium for Electric Reliability Technology Solutions”), financiado pelo governo dos Estados Unidos da América, apresenta algumas diferenças em relação ao projeto europeu “Microgrids”. O CERTS, tal como o “Microgrids”, do ponto de vista da rede, pode ser tratado como uma unidade única e controlável, em resposta às necessidades dos sistemas elétricos. A principal diferença está relacionada com a potência de ligação da PD. A potência máxima de ligação no caso do conceito CERTS é de 500 kW, superior à da “MicroGrids” (que é de 100 kW) [64] [65]. À semelhança do que acontece na Europa, têm vindo a ser desenvolvidas muitas redes de teste nos EUA. No Ohio a “American Electric Power” desenvolveu uma microrrede com três geradores alimentados a gás natural com potência individual de 60 kW. No interior desta entidade existem três unidades de AE, baseadas em baterias. O sistema de comunicação é baseado no protocolo Ethernet, usado para estabelecer a comunicação entre o controlador central e os controladores da PD (definindo pontos de funcionamento) [66].

2.5.3 Serviços de sistema

No sistema elétrico em regime de monopólio verticalmente integrado, os serviços de sistemas eram garantidos, essencialmente, por grandes centrais elétricas. No entanto, a reestruturação do sistema elétrico e o aparecimento de várias unidades de PD agrupadas numa entidade única, como seja a microrrede, potência a capacidade destas entidades para prestarem serviços de sistema à rede de distribuição [67]. Efetivamente, apesar de algumas dificuldades técnicas, a microrrede pode funcionar como um produtor e fornecedor de serviços de sistema, com menores custos de transmissão e distribuição (devido à proximidade entre a produção e o consumo elétrico).

As microrredes, devido às suas características, possibilitam uma gestão ativa das redes de distribuição permitindo um maior equilíbrio entre a produção e a carga e conseqüente melhoramento dos índices de fiabilidade. Conseqüentemente, os serviços de sistema podem ser vários [68] [69]:

- Regulação de frequência;

- Controlo de tensão;
- Reposição de serviço;
- Resposta da procura “Demand response”.

Na literatura podem ser encontrados diversas abordagens que, de uma forma ou de outra, abordam os serviços referidos anteriormente. Por exemplo em [70] apresentam uma metodologia para o despacho automático da PD de forma a regular a tensão. Em [71] é proposta uma metodologia para efetuar o controlo de tensão e potência reativa das redes AT considerando como elementos controláveis parques eólicos e mini-hídricas. Este estudo incluiu também as microredes como um dos elementos controláveis. Em [11] é apresentada uma metodologia analítica para avaliação do impacto das microredes sobre os índices de fiabilidade dos sistemas de distribuição e das próprias microredes. Esta metodologia considera a possibilidade das microredes funcionarem em modo interligado ou em modo isolado. Nesta metodologia são consideradas as seguintes capacidades das microredes:

- Capacidade de alimentar totalmente ou parcialmente os consumidores internos durante os períodos de funcionamento isolado.
- Controlo conjunto da carga e de unidades de PD (como seja unidades de microgeração).

O último item referido anteriormente surge em resposta a necessidades de reconfiguração após a ocorrência de um defeito na rede MT. Os resultados obtidos mostram que a adição das microredes permitem melhorar os índices de fiabilidade dos consumidores. Este melhoramento é sentido nos consumidores dentro e fora das microredes.

2.5.3.1 Controlo de frequência

O objetivo deste tipo de serviço é manter a frequência dentro dos limites estabelecidos. Para que tal seja possível deverá verificar-se um equilíbrio permanente entre a produção e o consumo. No entanto, podem ocorrer situações de desequilíbrio entre o consumo e a produção, podendo assim ser violados os limites de frequência estabelecidos como aceitáveis.

Na prática, o sistema elétrico é um consumidor não linear, isto é potência exigida ao sistema electroprodutor varia ao longo do tempo. Devido a este facto, é necessário que a produção de potência ativa seja regularizada de forma a assegurar o correto funcionamento do sistema elétrico. Nestas condições, a potência produzida tem de variar ao longo do tempo de forma a garantir o equilíbrio entre a potência ativa produzida e a requerida pelas cargas.

Conclui-se, portanto, que as microredes devido às suas características podem ajudar no restabelecimento do equilíbrio energético em tempo real. As microredes podem efetivamente reduzir as cargas e aumentar a geração interna por forma a assegurar este tipo de serviços.

Alem disso a PD (mais concretamente a microcogeração) da microrede tem a vantagem de dar uma resposta rápida às variações de frequência [72].

2.5.3.2 Controlo de tensão

O controlo de tensão contribui para o bom funcionamento do sistema elétrico. Este serviço tem como objetivo assegurar o controlo adequado da tensão na rede de transporte e de distribuição, de modo a que o fornecimento de energia se realize com níveis de qualidade adequados. O controlo da tensão é efetuado pela gestão de produção e consumo de potência reativa. No entanto, a potência reativa consumida pelo sistema elétrico depende da carga do sistema. Em períodos de baixo consumo verifica-se, normalmente, um excesso de energia reativa provocando um aumento da tensão, devendo esse excesso ser absorvido de forma a provocar a descida dos níveis de tensão. Em sentido inverso, nos períodos de maior consumo, o sistema elétrico consome grandes quantidades de potência reativa que deve ser compensada, através da injeção resultando num aumento da tensão.

A participação da microrede no controle de tensão do sistema elétrico depende do seu tamanho e da sua localização. Efetivamente uma microrede pode executar a regulação de tensão a nível local em função das necessidades do sistema elétrico. No momento em que ocorra um afundamento da tensão na rede de distribuição a PD das microredes deverá fornecer energia reativa. No entanto, é importante referir que PD só será capaz de fornecer energia reativa se os seus interfaces eletrónicos forem concebidos para tal efeito.

2.5.3.3 Reposição de serviço

Em consequência de perturbações pode ser necessário retirar de serviço uma parte do sistema elétrico. Estas perturbações, podem resultar de várias situações como, por exemplo, a retirada de serviço de alguns geradores (devido a avarias). Nestas situações, o sistema deve estar preparado para restabelecer a operação normal o mais rápido possível. Geralmente, este tipo de serviço é denominado por reposição de serviço (sendo designado na literatura anglo-saxónica por “blackstart”).

A contribuição das microredes para a reposição de serviço resulta da capacidade destas estruturas controlarem o funcionamento de algumas unidades de PD. O procedimento de reestruturação começa com a ligação de algumas unidades de PD seguido pela formação de pequenas ilhas. Neste contexto, importa referir que os sistemas PV e eólicos não são controláveis, uma vez que a sua produção depende da disponibilidade do recurso primário. No entanto, no caso dos sistemas de microcogeração e de AE, a sua integração em microredes pode ser benéfica em termos de contribuição para a promoção do “blackstart”. Por outras

palavras, a integração de sistemas microgeração e de AE em microredes permite que as unidades se transformem em “geradores” despacháveis.

2.5.3.4 Resposta da procura

O conceito de “Demand response” ou, em Português, resposta da procura tem vindo a ser estudado como um mecanismo capaz de tornar o uso da energia mais eficiente. Fatores como a introdução de sistemas de comunicação no seio das redes elétricas e os conceitos de microredes e redes inteligentes têm acelerado a introdução deste mecanismo.

A resposta da procura tem como principal objetivo influenciar a forma como os clientes consomem eletricidade (em resposta a alterações de preço ao longo do tempo) [73]. Por outras palavras, a resposta da procura refere-se às ações que podem ser tomadas com o objetivo de alterar o padrão de procura de eletricidade. Efetivamente, a resposta da procura define incentivos destinados ao não uso da energia elétrica em momentos em que a estabilidade do sistema é prejudicada (por exemplo períodos de ponta).

Perante estas condições existem três ações que os consumidores podem executar. Uma das ações passa por o consumidor reduzir o seu uso de eletricidade durante os períodos críticos (como por exemplo sistemas de ar condicionado) [74]. Outra ação será o consumidor deslocar alguns consumos (como por exemplo máquinas de lavar) para fora dos períodos do pico. Já os clientes que possuem unidades de geração de energia têm ainda a opção de usar a sua própria produção para atender ao seu consumo, libertando assim a rede de o abastecer [75] [76]. Este tipo de controlo fornece às microredes a possibilidade de, por exemplo, fornecerem serviços de sistema relacionados com a reserva operacional.

Os benefícios produzidos pelo estabelecimento de programas “Demand response” resultam fundamentalmente dos custos evitados, nomeadamente relacionados com o diferimento de investimentos em novos recursos de rede e de produção de energia elétrica. A definição deste programa pode ainda criar benefícios adicionais, principalmente, relacionados com o aumento da fiabilidade dos sistemas de distribuição.

2.6 Condomínio Energético

A integração da PD no seio dos sistemas elétricos, só por si, poderá contribuir para uma série de vantagens. No entanto, a sua contribuição pode ainda ser reforçada. Neste âmbito, vários conceitos têm vindo a ser estudados e desenvolvidos por forma a integrar a PD nas redes de BT. Esta investigação tem-se centrado, fundamentalmente, no estudo de conceitos como microredes e redes inteligentes (já discutidos anteriormente). Os resultados obtidos até ao momento têm sido promissores. Contudo, o sucesso do desenvolvimento destes conceitos não inviabiliza o estudo e o desenvolvimento de novas formas de integrar os sistemas de

microgeração nas redes BT. Neste sentido, esta secção procura contribuir para a definição do conceito de Condomínio Energético, adequado à integração dos conceitos emergentes de microgeração e microrredes no seio dos atuais sistemas de distribuição. Para o efeito, são apresentadas duas abordagens para definição de condomínio energético: a primeira consiste na definição de uma microrrede totalmente autónoma; a segunda define uma microrrede com consumo líquido zero.

2.6.1 Condomínio autónomo

Os condomínios energéticos autónomos são um conceito que apresenta algumas características interessantes e são tidos como um desenvolvimento natural das microrredes [77]. O conceito de condomínio energético autónomo assenta no alargamento da noção de microrrede no âmbito mais amplo da integração da PD. Efetivamente, estas entidades procuraram acomodar um maior número de PD sem prejudicar os níveis de tensão da rede de distribuição, garantindo uma comunidade eletricamente e termicamente autónoma. A conceção de um condomínio energético autónomo, como mostra a Figura 2-10, prevê que este seja um sistema autónomo, isto é, que utilize apenas a produção local para suprimir todos os consumos. É de notar que, segundo [78], os condomínios energéticos autónomos são estruturas que não importam eletricidade da rede a montante. Efetivamente, estas estruturas são projetadas para satisfazer o consumo elétrico e térmico da comunidade e, eventualmente, vender energia à rede a montante.

O condomínio energético autónomo tem como objetivo contribuir para remover os potenciais obstáculos ao desenvolvimento das microrredes tradicionais. Por outras palavras, o planeamento de um condomínio energético autónomo permite obter vantagens adicionais relativamente ao atual planeamento das microrredes, nomeadamente relacionadas com a redução dos impactos ambientais, otimização do sistema e redução dos impactos negativos da PD (por exemplo impacto nos níveis de tensão). Em [79] referem que a principal vantagem do desenvolvimento dos condomínios energéticos autónomos está na combinação de tecnologias diferentes (sistemas micro-eólicos, sistema PV e unidades de microcogeração).

A metodologia a empregar na definição destas entidades deve, portanto, possuir algumas características fundamentais, nomeadamente: i) determinar a combinação adequada das tecnologias a instalar; e ii) determinar a capacidade adequada para cada tecnologia selecionada.

Estas características obrigam ao desenvolvimento de ferramentas que envolvem processos de otimização, capazes de definir e dimensionar as tecnologias de PD e de AE a integrar, visando minimizar o custo de capital, operação e manutenção para os promotores do projeto.

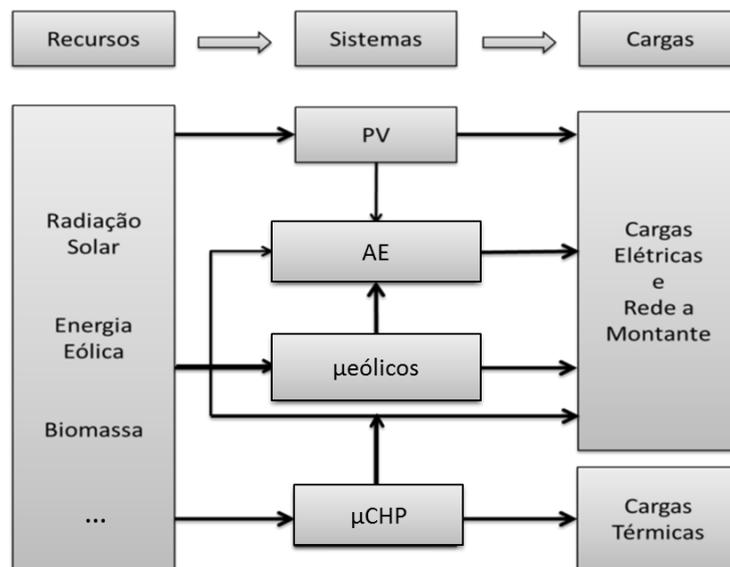


Figura 2-10 Arquitetura do Condomínio Energético autônomo

A ligação do condomínio energético autônomo à rede a montante (rede de distribuição MT) será efetuada por um único ponto de ligação, por meio de um dispositivo estático. Em termos de tecnologias de PD são consideradas: os sistemas de microcogeração, os geradores micro-eólicos e os sistemas PV (mas facilmente se poderia considerar outros tipo de sistemas, como por exemplo as pilhas de combustível). No caso dos sistemas de microcogeração, a sua integração é benéfica para a cobertura parcial do consumo elétrico e total do consumo térmico. Ou seja, a integração dos sistemas de microcogeração permite o desenvolvimento de entidades autónomas termicamente. Para além, da rede de distribuição BT, das cargas e da PD, um condomínio energético autónomo inclui também dispositivos de AE. Estes dispositivos, como veremos mais à frente, vão ter um papel importante neste tipo de entidades, nomeadamente para assegurar a alimentação das cargas durante os períodos em que a produção é inferior ao consumo. A existência de sistemas de AE é também um elemento fulcral ao bom funcionamento do condomínio energético autónomo, como foi referido na secção 2.5.

O estabelecimento de um condomínio energético, a exemplo do que ocorre nas microrredes, implica a instalação de uma infraestrutura de comunicação que permita a gestão e controlo integrado da PD, do armazenamento e das cargas. Tal como nas microrredes, os elementos de controlo encontram-se organizados em níveis hierárquicos.

O condomínio energético autónomo, tal como a microrrede, também possui dois modos de operação: o modo interligado e o modo isolado. É de notar que, em qualquer dos modos de funcionamento, os consumidores do condomínio são satisfeitos unicamente pela produção interna. No modo interligado, estas entidades encontram-se ligadas à rede a montante, exportando eletricidade e, em algumas situações, serviços de sistema (abordados no capítulo 5). Naturalmente, quando solicitado um serviço, o condomínio energético pode não possuir produção suficiente para atender a esse pedido. Nesta situação, os sistemas PD controláveis,

como por exemplo os sistemas de microcogeração que não estejam em funcionamento, podem ser acionados para satisfazer as necessidades da rede a montante. Outra alternativa é a utilização de ações de deslastre de cargas. Este procedimento permite reduzir o consumo interno do condomínio energético, permitindo desviar parte da produção para alimentar a rede a montante. As operações de deslastre tenderão a ser executadas de acordo com a prioridade de alimentação. No modo isolado estas estruturas funcionam de modo isolado da rede a montante, abastecendo unicamente as cargas internas.

2.6.1.1 Sistemas de armazenamento aplicáveis

A escolha do sistema de armazenamento a empregar nestas entidades deve ter em conta algumas características fundamentais, nomeadamente: i) boa densidade de energia; ii) e boa densidade de potência. Efetivamente, o presente estudo centra-se na resposta em energia, pois em sistemas autónomos, de modo assegurar a continuidade de serviço, há necessidade de colocar sistemas de AE, capazes de garantir o abastecimento quando não existe energia proveniente das fontes de produção. No entanto, no contexto das microrredes com possibilidade de funcionamento autónomo, a resposta em potência é também um fator importante por forma a garantir a atuação das proteções.

Para melhor comparação das tecnologias em estudo, apresenta-se o Quadro 2-1. Este Quadro apresenta um resumo das principais características dos sistemas de armazenamento referidos anteriormente (secção 2.5).

Quadro 2-1 Características de sistemas de armazenamento [80] [81] [82]

Tecnologia	Custo (€/kWh)	Tempo de vida (anos)	Potência (MW)	Densidade de energia (Wh/kg)	Densidade de potência (W/kg)
Bateria ácida	230	5-15	20	50	200
Bateria níquel-cadmio	1170	10-20	40	75	160
Bateria sódio-enxofre	390	10-15	8	240	230
Bateria iões de lítio	780	5-15	0,1	200	500
Volantes de inercia	3890	15-20	0,25	30	900
Super condensadores	1560	20	0,3	15	10000

A comparação dos valores apresentados no Quadro 2-1 permite perceber que os vários tipos de armazenamento possuem características muito diferentes. Por exemplo, o recurso a tecnologias emergentes como os supercondensadores apresenta vantagens interessantes,

nomeadamente, no tempo de vida que é longo (20 anos) e na elevada densidade de potência (10000 W/kg). No entanto, apresentam um custo muito elevado (1560 €/kWh), seis vezes superior ao da bateria ácida. Outra limitação desta tecnologia prende-se com a baixa densidade de energia (15Wh/kg) face às demais tecnologias. Este facto constitui uma das principais barreiras à utilização desta tecnologia no presente estudo, uma vez que não permite uma resposta em energia como a exigível no contexto dos sistemas autónomos. Esta situação verifica-se também, no caso dos volantes de inercia, onde a densidade de energia é de 30 Wh/kg, tal como se constata no Quadro 2-1. Para além disso, os referidos sistemas de armazenamento apresentam uma potência baixa 0,3 MW e 0,25 MW.

No caso das baterias, as suas potências variam de acordo com a tecnologia que está na sua base. Efetivamente, as baterias ácidas e as de níquel-cádmio conseguem abranger várias dezenas de MW (20 e 40 MW respetivamente). No que respeita às baterias de sódio-enxofre a sua potência podem atingir valores de 8 MW. Por último, as baterias de iões de lítio conseguem atingir valores na ordem das centenas de kW. Os valores permitem concluir que as tecnologias emergentes (sódio-enxofre e iões de lítio) apresentam valores mais baixos comparativamente com as tecnologias já estabelecidas (baterias ácidas e de níquel-cádmio). Contudo, apesar da elevada potência das baterias de níquel-cádmio, a sua utilização não é aconselhável, devido ao facto de esta tecnologia sofrer do efeito memória, que a impede de ter um bom desempenho. No que se refere às densidades de energia e potência as baterias de sódio-enxofre e de iões de lítio apresentam valores mais elevados quando comparados com as baterias ácidas. No entanto, como todas as tecnologias emergentes, tendem a apresentar um custo superior ao das tecnologias já estabelecidas (como é o caso das baterias ácidas). Conclui-se, portanto, que a utilização de baterias apresenta-se como uma boa solução. Na prática, a utilização de um armazenamento com base em baterias permitirá ao sistema ter uma boa densidade de energia e uma elevada resposta em potência a um custo acessível.

Um aspeto determinante no âmbito do dimensionamento dos sistemas de AE é a modelização do processo de carga e descarga das baterias. Esta modelização depende da tipologia de ligação do sistema, nomeadamente no que se refere à localização das unidades de produção (lado AC ou DC) e dos interfaces eletrónicos utilizados. Por exemplo, em [42] é apresentada a modelização de um sistema dotado de um gerador PV e outro eólico, ligados ao barramento DC ao qual liga ainda o sistema de AE (Figura 2-11).

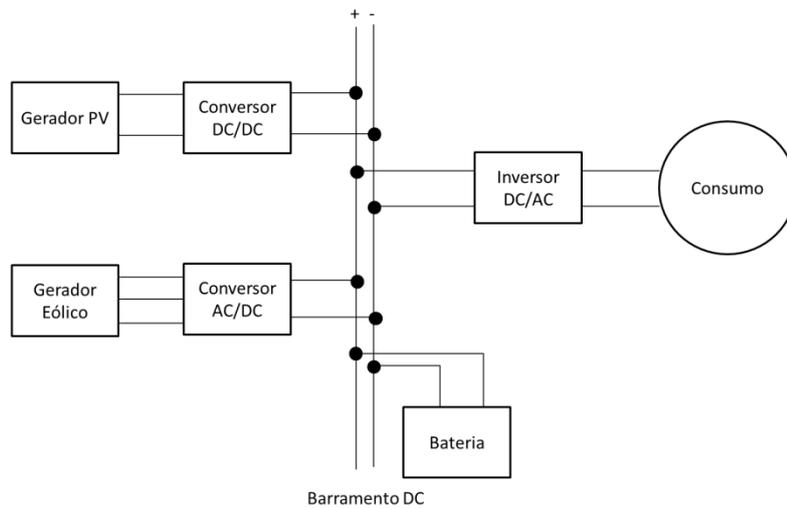


Figura 2-11 Diagrama de blocos de um sistema híbrido com fonte PV e eólica

Analisando a Figura 2-11, a descarga do AE ocorre quando a soma da produção dos geradores PV e eólico (considerando também os rendimentos dos conversores eletrônicos) é inferior ao consumo. Neste caso, a capacidade do AE no final do período t pode ser determinada por [38] [42] [83]:

$$E_{bat,(t)} = E_{bat,(t-1) \times (1-\sigma) + \left(\frac{(E_{PV(t)} \times \eta_{DC/DC_{pv}} + E_{eolica(t)} \times \eta_{AC/DC_{eolica}}) - \frac{E_{consumo,t}}{\eta_{inv_DC/AC}}}{\eta_{descarga_bat}} \right) \quad (2-5)$$

Sendo: $E_{bat,(t)}$ a energia armazenada na bateria no final do período t , em Wh; $E_{bat,(t-1)}$ a energia armazenada na bateria no final do período $t - 1$, em Wh; σ a taxa de auto descarga (este valor foi considerado nulo, pois a auto descarga é pouco sentida neste tipo de aplicações), em percentagem por dia; $E_{PV(t)}$ a energia elétrica produzida pelo gerador PV durante o período t , em Wh; $E_{eolica(t)}$ a energia elétrica produzida pelo gerador eólico durante o período t , em Wh; $E_{consumo,t}$ a energia de consumo no período t , em Wh; $\eta_{inv_DC/AC}$ é o rendimento do inversor DC/AC, em percentagem; $\eta_{descarga_bat}$ o rendimento de descarga do sistema de AE, em percentagem; $\eta_{DC/DC_{pv}}$ o rendimento do conversor DC/DC (controlador MPPT), em percentagem; e, $\eta_{AC/DC_{eolica}}$ o rendimento do conversor AC/DC da eólica, em percentagem.

Nos períodos em que a produção é maior que o consumo existe excesso de energia que será entregue ao sistema de AE (desde que este tenha um SoC inferior a 1). O processo de carga é dado por:

$$\begin{aligned}
 E_{bat,(t)} = & E_{bat,(t-1)} \times (1 - \sigma) \\
 & + \left((E_{PV(t)} \times \eta_{DC/DC_{pv}} + E_{eolica(t)} \times \eta_{AC/DC_{eolica}}) \right. \\
 & \left. - \frac{E_{consumo,t}}{\eta_{inv_DC/AC}} \right) \times \eta_{carga_bat}
 \end{aligned} \tag{2-6}$$

Onde: η_{carga_bat} é o rendimento de carga do sistema de AE, em percentagem.

É de notar, que a informação sobre os rendimentos de carga e descarga das baterias não é, normalmente, fornecida pelos fabricantes. No entanto, segundo [83] habitualmente considera-se que o rendimento de descarga é igual a um e que o rendimento de carga poderá variar entre 65 e 85%.

2.6.2 Condomínio com consumo líquido zero (CCLZ)

A comunidade científica tem vindo a efetuar muita investigação com vista ao desenvolvimento de comunidades sustentáveis, nomeadamente na UE e EUA. No caso concreto da UE, a Diretiva 2010/31/EU estabelece, a obrigação dos Estados Membros garantirem que todos os edifícios novos serão de Consumo Líquido Zero (“Net Zero Energy”), em 2020 (2018 para os edifícios públicos). Já nos EUA o Programa de Tecnologias de Edifícios do Departamento de Energia (DOE), estabeleceu um programa de investigação com o objetivo de encontrar soluções que permitam que em 2025 a construção de edifícios de consumo zero seja competitiva com as soluções convencionais.

O conceito de consumo líquido zero pode ser definido de varias forma, dependendo dos objetivos que se pretendem alcançar. Contudo, tal como refere [84], é necessário distinguir entre quatro métodos, nomeadamente: i) “Net-Zero Site Energy”; ii) “Net-Zero Source Energy”; iii) “Net-Zero Energy Costs”; iv) “Net-Zero Emissions”.

i) “Net-Zero Site Energy”

Um edifício deste tipo deve produzir anualmente um valor de energia renovável igual ou superior ao seu consumo anual de energia não renovável. Por exemplo, um edifício que consome 2000 kWh de energia não renovável (importada da rede a montante) no inverno para completar a sua energia renovável e atender a todos os seus consumos deve, no verão, produzir um excesso de energia (para exportar para rede a montante) de igual valor (repondo assim a energia anteriormente comprada)

ii) “Net-Zero Source Energy”

Um edifício deste tipo produz anualmente pelo menos tanta energia renovável quanto aquela que consome (independentemente da fonte). Neste caso, se um edifício utilizar gás natural para aquecimento nos meses frios, então a eletricidade

exportada anualmente para a rede a montante deverá compensar o teor energético do gás natural utilizado.

iii) “Net-Zero Energy Costs”

Num edifício deste tipo o valor da energia anual exportada para a rede a montante é, no mínimo, igual ao valor pago pela energia importada da rede durante esse mesmo ano.

iv) “Net-Zero Emissions”

Um edifício deste tipo produz e exporta anualmente energia renovável (livre de emissões) suficiente para compensar as emissões de toda a energia não renovável usada no edifício nesse mesmo ano. Por exemplo, um edifício que utilize gás natural para o aquecimento deverá gerar e exportar anualmente para a rede energia renovável suficiente para compensar as emissões causadas pelo uso de gás natural.

Note-se que, um edifício pode ser projetado para atingir mais do que um dos objetivos referidos. Além disso, em todos os casos pressupõe-se o uso de fontes de energia renováveis e a rede a montante para a contabilidade do consumo líquido zero.

O conceito de consumo líquido zero tem vindo a ser aplicado essencialmente a edifícios de habitação (unifamiliares). No entanto, segundo [85], a aplicação deste conceito a uma comunidade maior permite obter vantagens adicionais. Estas vantagens estão relacionadas com o aumento da eficiência energética e da sustentabilidade (através de uma maior integração da PD). Adicionalmente, este tipo de entidades permitirá integrar edifícios de habitação, transporte (por exemplo veículos híbridos) e indústria com um objetivo comum (possuir um consumo líquido zero). No entanto, a definição de uma comunidade de consumo líquido zero é mais complexa do que a de um edifício. Esta complexidade resulta do facto da energia não se destinar unicamente aos edifícios, mas também à indústria e transportes.

O objetivo desta dissertação é a definição de um condomínio energético onde as infraestruturas existentes são unicamente destinadas a habitação. Além disso, é de salientar que, o foco principal deste trabalho é essencialmente a energia necessária ao consumo doméstico (pelo que não se contabilizam consumos relacionados com transporte e similares). Portanto a metodologia desenvolvida utiliza o conceito de “Net-Zero Site Energy”, ou seja.

$$\text{Necessidades}^{anual} \leq \text{Produção}^{anual} \quad (2-7)$$

Tomando como referência a equação (2-7), teremos que o processo de otimização poderá, se economicamente viável, dimensionar PD capaz de gerar anualmente mais energia que aquela que é consumida pelo condomínio. Já no caso de não ser economicamente viável o processo de otimização dimensionará PD capaz de, no mínimo, satisfazer as necessidades energéticas anuais do condomínio. Note-se que a referida viabilidade está diretamente relacionada com

tarifários da energia fornecida à rede a montante por parte do condomínio. Como será demonstrado mais adiante, foi considerado que a eletricidade comprada e vendida por parte do condomínio têm o mesmo preço. Do exposto, e tomando como referência a Figura 2-12, conclui-se que ao longo do tempo o condomínio terá os seguintes comportamentos:

- i) A produção das unidades de PD é igual à soma do consumo com as perdas do condomínio. Nesta situação o condomínio não consome nem injeta energia na rede a montante;
- ii) A produção das unidades de PD é insuficiente para satisfazer o consumo e as perdas do condomínio. Consequentemente o condomínio terá de adquirir energia elétrica junto da rede a montante;
- iii) A produção das unidades de PD é superior ao consumo acrescido das perdas do condomínio. Nestes momentos o condomínio repõe a energia adquirida junto da rede nos momentos do ponto ii).

Note-se que, tal como o condomínio autónomo, um CCLZ poderá estabelecer ligação com a rede a montante para exportar serviços de sistema, assunto abordado no capítulos 5.

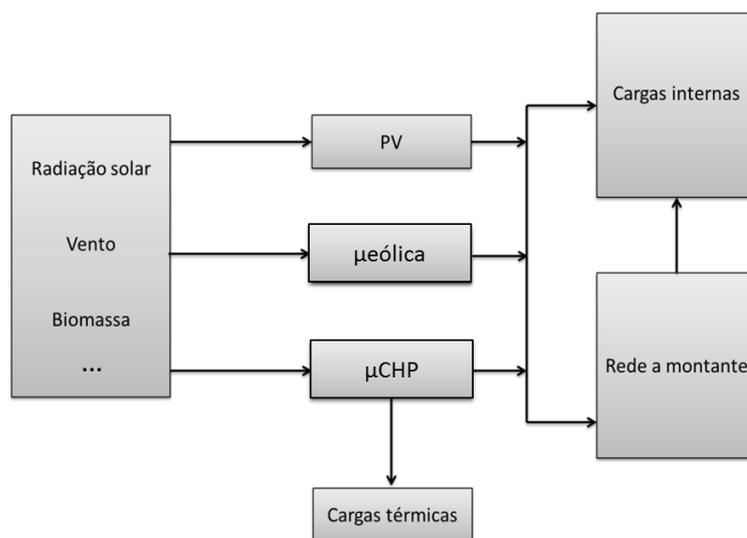


Figura 2-12 Arquitetura do Condomínio Energético de consumo líquido zero

No que se refere às tecnologias de PD renováveis, as mais promissoras, são: PV, turbinas micro-eólicas e unidades de microcogeração a biomassa [86]. No entanto, o uso destas tecnologias está dependente da localização da comunidade. Por exemplo, no caso das unidades micro-eólicas a sua aplicabilidade é dependente do regime de vento verificado na zona de instalação. Neste contexto, um dos objetivos desta dissertação é o desenvolvimento de ferramentas de otimização para a definição da dimensão e localização ótima da PD (por tecnologia). Neste caso, tal como no condomínio autónomo, além da minimização das perdas, procura-se ainda garantir perfis de tensão adequados.

2.7 Formas de dimensionamento

Como referido anteriormente, a metodologia a aplicar no dimensionamento, planeamento e análise de sistemas integrados deve, por um lado, determinar quais as tecnologias mais adequada a instalar e, por outro, determinar as suas respectivas potências. Ao longo dos últimos anos, varias metodologias têm sido propostas as quais, de alguma forma, lidam com esta situação. Esta secção apresenta uma revisão bibliográfica sobre as ferramentas que podem ser aplicadas no planeamento e análise de condomínios energéticos e microredes.

2.7.1 HOMER

O Homer é um método desenvolvido em 1993 nos EUA pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL). Trata-se de um software que tem uma licença grátis durante os primeiros 15 dias de utilização, após o que é necessário comprar uma licença de seis meses por 99 dólares. O Homer é um software de otimização económica que permite a avaliação de projetos isolados ou interligados à rede elétrica. Este software permite simular cargas elétricas e térmicas alimentadas por diversos sistemas de PD (PV, micro- eólicas, microturbinas, pilhas de combustível, baterias eletroquímicas e tanques de hidrogénio).

O algoritmo envolve três processos fundamentais: a simulação; a otimização; e a análise de sensibilidade [87]. O primeiro passo da metodologia consiste em simular o comportamento do sistema para todas as horas do ano, permitindo determinar a viabilidade técnica. De seguida, no processo de otimização, determina-se a configuração (número e tamanho das fontes) do sistema que apresenta menor custo durante o ciclo de vida. Finalmente, no terceiro passo, efetua-se uma análise do sistema tendo em conta a variação das entradas (como seja preço de combustíveis ou a taxa de inflação).

Em [88] argumentam que o Homer é essencialmente um modelo económico dedicado à seleção e dimensionamento das tecnologias de unidades de PD. Por outras palavras, este software tem como objetivo determinar a solução com menor custo que garante a satisfação dos consumos elétricos e térmicos do projeto. Efetivamente, não é possível considerar uma análise técnica (por exemplo, o nível de tensão dos barramentos), sendo esta uma desvantagem desta ferramenta.

2.7.2 Hybrid2

O Hybrid2 é um software de simulação, desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável do departamento de Energia dos EUA em cooperação com a Universidade de Massachusetts. Este software permite a análise de sistemas híbridos com várias tecnologias de PD (PV, eólica e geradores a diesel) e com vários tipos de carga (AC, DC e térmicas).

A principal limitação a este tipo de abordagem consiste no facto de não efetuar nenhuma tarefa de otimização [89]. Este facto constitui uma das principais barreiras a aplicação deste método. Isto significa que a utilização deste método pode implicar a pré-utilização de métodos de otimização (por exemplo o Homer) [88] para a escolha da PD. Outra limitação desta abordagem prende-se com o facto de não permitir a inclusão da rede a montante e de PD no mesmo projeto. Por outras palavras, esta ferramenta só permite a análise de sistemas isolados alimentados unicamente pela PD ou de sistemas alimentados pela rede a montante, sem PD.

2.7.3 RETScreen

O RETScreen é um software de Análise de Projetos de Energia Renovável criado em Varennes, Quebec, pelo Governo do Canadá através do CanmetENERGY em cooperação com a Administração Nacional de Aeronáutica e Espaço (NASA), Associação de Energia Renovável e Eficiência Energética (REEEP), Programa do Ambiente das Nações Unidas (UNEP) e Fundo Global para o Meio Ambiente (GEF). Este produto não acarreta qualquer custo de utilização e tem como base o Microsoft Excel.

O RETScreen é um modelo que permite a comparação entre um “caso base”, normalmente com base em tecnologias convencionais, e um “caso proposto”, com base em energias renováveis [90]. Este procedimento permite determinar qual dos casos apresenta menor custo. A avaliação de ambos os casos inclui a comparação de custos e, de índices económicos, ou seja, a taxa interna de rentabilidade (TIR) e o valor atual líquido (VAL) [78]. Adicionalmente, o mesmo software quantifica a influência da PD nas emissões de gases com efeito de estufa [91].

A abordagem desenvolvida admite a existência de várias tecnologias de PD, nomeadamente geradores eólicos, sistemas PV, microturbinas, turbina hídrica e sistemas de microcogeração. Contudo, no que se refere aos sistemas de AE, a metodologia só considera a utilização de baterias eletroquímicas [78]. Uma desvantagem desta abordagem prende-se com o facto de se utilizar alguns dados pouco precisos [92]. Esta situação verifica-se no caso dos sistemas eólicos, onde a quantificação da energia produzida considera a velocidade média anual do vento. Outra limitação desta abordagem prende-se com o facto de não ser possível modelizar a rede de distribuição de energia [90]. Esta situação não permite, por exemplo, contabilizar os impactos produzidos pela PD nas perdas.

2.7.4 H2RES

O H2RES é uma metodologia desenvolvida em 2000 pelo Instituto Superior Técnico de Lisboa, em colaboração com a Universidade de Zagreb. Esta metodologia é apresentada como

um modelo para o planeamento de energia para regiões isoladas [93]. O modelo foi desenvolvido para simular a integração das seguintes tecnologias: turbinas micro-eólicas, painéis PV, geradores de combustão interna, microturbinas, células de combustível, baterias e armazenamento de hidrogénio [91]. O processo de simulação baseia-se num período máximo de um ano com um intervalo de uma hora. Neste processo, a cada período de uma hora, são analisadas: a produção de eletricidade; a energia contida no armazenamento; os dados históricos de procura de energia [93].

Em [90] referem que, atualmente, não são considerados custos inerentes ao sistema (isto é a metodologia não considera aspetos económicos), o que constitui uma limitação do respetivo modelo. Esta limitação, além de condicionar o comportamento económico do sistema, tende a restringir a utilidade deste método a análises técnicas (relacionadas com a disponibilidade dos recursos de PD suprirem a carga). Em [90] é referido ainda que esta abordagem foi concebida para se concentrar em pequenos sistemas, o que limita a sua aplicabilidade.

3. Metodologia para a conceção de um condomínio energético

Neste capítulo procede-se á apresentação da metodologia desenvolvida (incluindo a função objetivo e as restrições a que esta está sujeita) para dimensionamento de condomínios energéticos (apresentados na secção 2.6).

Na primeira parte apresenta-se a metodologia para o dimensionamento de um condomínio energético autónomo. O objetivo é o de conceber um condomínio totalmente autónomo. A metodologia apresentada dimensiona: a secção da rede de distribuição de energia elétrica; a capacidade e a localização das unidades de PD; e, a capacidade do AE. A metodologia proposta apresenta duas variantes, sendo a principal diferença entre estas o facto de uma considerar um sistema de AE centralizado e a outra considerar um AE distribuído (pelos vários AD da rede BT).

Na segunda parte apresenta-se a metodologia destinada a conceber um condomínio com consumo líquido zero. À semelhança do que ocorre no condomínio autónomo, a metodologia apresentada dimensiona a secção da rede de distribuição de energia elétrica, as capacidades e a localização das unidades de PD a colocar no interior de um condomínio energético. A localização da PD no condomínio energético é definida considerando a minimização das perdas e procurando garantir níveis de tensão adequados. O processo de otimização consiste na utilização conjunta de algoritmos de otimização e de métodos para avaliação dos impactos da PD nas perdas e nos perfis de tensão.

3.1 Condomínio totalmente autónomo

Esta secção apresenta os modelos desenvolvidos destinados ao dimensionamento de sistemas autónomos (capazes de satisfazer as necessidades energéticas das habitações do condomínio). Naturalmente que estas estruturas exigem sistemas de AE elétrica, tendo sido adotadas baterias ácidas para o efeito. Atendendo a que estes sistemas podem ter diferentes configurações, nomeadamente no que se refere às tecnologias de produção envolvidas e ao número de unidades de AE, optou-se por apresentar separadamente os modelos aplicáveis aos seguintes casos:

- AE centralizado;
 1. Sistemas dotados de produção fotovoltaica;
 2. Sistemas dotados de produção fotovoltaica e microcogeração;
 3. Sistemas dotados de produção fotovoltaica, microcogeração e microeólica.
- AE distribuído (uma unidade de AE por AD);
 1. Sistemas dotados de produção fotovoltaica;
 2. Sistemas dotados de produção fotovoltaica e microcogeração;
 3. Sistemas dotados de produção fotovoltaica, microcogeração e microeólica.

3.1.1 Armazenamento centralizado

Nesta secção apresenta-se os modelos utilizados para a definição das capacidades das tecnologias de produção e AE, visando à conceção de um condomínio autónomo. A metodologia proposta considera que existe um único sistema de AE colocado junto ao posto de transformação do condomínio e que as unidades de PD poderão ser sistemas PV, microcogeração e micro-eólicos.

3.1.1.1 Sistema dotado de gerador PV e bateria de armazenamento

A definição do problema de otimização é dependente das tecnologias de PD utilizadas. Consequentemente, a definição dos cenários e a modelização destas tecnologias devem ser conjuntamente realizadas. Inicialmente optou-se por modelizar o problema considerando que as unidades de PD são unicamente sistemas PV. A Figura 3-1 mostra a tipologia de ligação adotada na modelização desenvolvida.

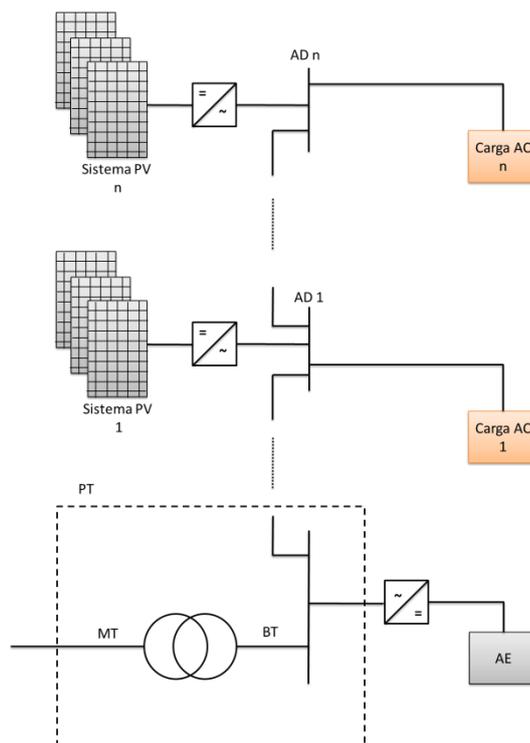


Figura 3-1 Sistema dotado de produção PV e de AE centralizado

Conhecida a tipologia de ligação foi formalizado um problema de otimização com o objetivo de dimensionar a capacidade das unidades de PD (sistemas PV) e do sistema de AE (com o intuito de conceber um condomínio autónomo). Na formulação utiliza-se uma função objetivo para minimizar os custos globais do sistema. Assim, a metodologia proposta no presente caso formula a função objetivo como:

$$\text{Min} (C_{tecnologias} + C_{variaveis} + C_{perdas} + C_{cabo_final} - B_{venda}) \quad (3-1)$$

O valor de $C_{tecnologias}$ representa os custos associados ao investimento na aquisição das tecnologias PV e AE e os seus sistemas eletrónicos de interface. Atendendo a que no interior do condomínio existem n AD de energia passíveis de lhe ser ligado geradores PV e um único sistema de AE (colocado junto ao PT) temos que os $C_{tecnologias}$ podem ser ditados pela expressão:

$$C_{tecnologias} = \sum_{i=1}^n \left(X_{PV}^i \times (C_{PV} + C_{inv_{pv}}) \right) + \left(X_{bat} \times \left(\sum_j \frac{C_{bat} \times (1 + inf)^j}{(1 + a)^j} + C_{inv_{bat}} \right) \right) \quad (3-2)$$

Onde: n representa o número de armários de distribuição; C_{PV} o custo de aquisição da tecnologia PV (inclui-se aqui o custo de tecnologia e o custo de mão de obra para instalação), em €/kW; X_{PV}^i a potência fotovoltaica a instalar no armário i , em kW; C_{bat} o custo de aquisição da bateria (inclui-se aqui o custo de tecnologia e o custo de mão de obra para instalação), em €/kWh; X_{bat} é a capacidade estipulada do armazenamento, em kWh; j representa os anos em que ocorrem substituições do sistema de AE (nos casos de estudo foi considerado que j toma o valor 0; 5; 10 e 15); a é a taxa de juro; inf representa a taxa de inflação; $C_{inv_{pv}}$ o custo do inversor (com MPPT) DC/AC, em €/kW; e, $C_{inv_{bat}}$ é o custo do inversor/carregador AC/DC do AE, em €/kWh.

Os custos variáveis do sistema ($C_{variaveis}$) são dados por:

$$C_{variaveis} = \left(\sum_{i=1}^n X_{PV}^i \times \left(\sum_{k=1}^{\gamma} \frac{C_{O\&M_{pv}} \times (1 + inf)^k}{(1 + a)^k} \right) \right) + \left(X_{bat} \times \left(\sum_{k=1}^{\gamma} \frac{C_{O\&M_{bat}} \times (1 + inf)^k}{(1 + a)^k} \right) \right) \quad (3-3)$$

Onde: $C_{O\&M_{pv}}$ é o custo anual de operação e manutenção do gerador PV, em €/kW; $C_{O\&M_{bat}}$ é o custo anual de operação e manutenção do sistema de AE, em €/kWh; e, γ representa o número de anos em análise.

O custo das perdas anuais do condomínio (C_{perdas}) é obtido por:

$$C_{perdas} = \sum_{k=1}^{\gamma} \frac{\sum_{t=1}^T (C_{perdas,t} \times E_{perdas_{x,t}}) \times (1 + inf)^k}{(1 + a)^k} \quad (3-4)$$

Sendo: t o período horário; $C_{perdas,t}$ o custo de perdas para o período t , em €/kWh; $E_{perdas_{x,t}}$ a energia de perdas da rede de distribuição do condomínio de secção $x \text{ mm}^2$, no período t , em kWh; e, T o numero de períodos anuais em análise.

O custo do cabo da rede de distribuição do condomínio (C_{cabo_final}) é dado por:

$$C_{cabo_final} = L \times C_{cabo_km_x} \quad (3-5)$$

Onde: L é a extensão total da rede de distribuição, em km; e, $C_{cabo_km_x}$ é o custo do cabo de secção $x \text{ mm}^2$, em €/km.

A introdução desta parcela na função objetivo permite determinar a influência da secção da rede no custo global (investimento mais exploração) do condomínio. Note-se que a expressão (3-5) contabiliza unicamente o custo do cabo, excluindo os restantes custo da rede de distribuição (como seja os armários de distribuição (AD)). Esta exclusão está relacionada com o facto de se considerar que os restantes custo são constantes, independentemente da secção. Assim sendo, a exclusão destes valores não influencia o processo de otimização.

O valor do benefício económico relacionado com a entrega de energia à rede a montante (B_{venda}), é calculado pela equação (3-6):

$$B_{venda} = \sum_{k=1}^y \frac{\sum_{t=1}^T (C_{venda,t} \times E_{venda,t}) \times (1 + inf)^k}{(1 + a)^k} \quad (3-6)$$

Onde: $C_{venda,t}$ é o valor pago pela energia fornecida à rede a montante pelo condomínio no período t , em €/kWh; e, $E_{venda,t}$ é a energia entregue pelo condomínio à rede a montante no período t , em kWh (este valor é obtido através de uma ferramenta para cálculo de trânsitos de potência).

As restrições a incluir no problema prendem-se com limites técnicos do sistema. A expressão (3-7) determina que, em cada período t , a produção de energia fotovoltaica em conjunto com a energia armazenada “utilizável” (isto é superior ao limite inferior definido na restrição (3-9)) tem de garantir a soma do consumo e das perdas do sistema, ou seja:

$$E_{Consumo,t} + E_{perdas,t} \leq \left(F_{PV,t} \times \sum_{i=1}^n X_{PV}^i \times \Delta t \right) + E_{bat,(t-1)} \quad (3-7)$$

Onde: $E_{Consumo,t}$ é o consumo global do condomínio no período t , em kWh; $E_{perdas,t}$ representa as perdas do condomínio no período t , em kWh; e, $E_{bat,(t-1)}$ é a energia armazenada no sistema de AE no final do período $t - 1$, em kWh (este valor é obtido adaptando as expressões (2-5) e (2-6)); Δt é o intervalo de tempo em análise, em horas; $F_{PV,t}$

representa o fator de produção PV no período t . Note-se que o valor de $F_{PV,t}$ e $E_{bat,(t-1)}$ são afetados pelos rendimento dos sistemas associados à interface com a rede elétrica.

Note-se que o valor de F_{PV} foi obtido utilizando a expressão (2-1), sendo este valor afetado pela temperatura da célula, pelo rendimento do painel e pelo condicionar de potência dos sistemas PV. Assim F_{PV} é dado pela expressão seguinte:

$$F_{pv} = \frac{I}{I_{ref}} \times \left[1 + \frac{\mu_{P_{pico}}(T_c - T_{ref})}{P_{pico}} \right] \times \eta_{inv_{pv}} \quad (3-8)$$

Onde: $\eta_{inv_{pv}}$ é o rendimento do inversor DC/AC dos painéis fotovoltaicos, em percentagem.

Na gestão da unidade de AE teve-se em consideração a limitação da capacidade mínima e máxima do armazenamento. Como mostra a equação (3-9), considerou-se que SoC do sistema deve, em todos os períodos t , encontrar-se entre os limites mínimo e máximo. O estado de carga do AE é atualizado em para cada período t com base no estado de carga do período $t - 1$. Nesta formulação considerou-se que no início do primeiro período o armazenamento se encontra com o SoC a 100 %.

$$SOC_{\min} \leq SOC \leq SOC_{\max} \quad (3-9)$$

Também na questão dos sistemas de AE, é necessário conhecer o limite de carga e descarga. O não cumprimento destes limites, poderá comprometer o desempenho das baterias. As restrições (3-10) e (3-11) procuram internalizar os valores limite admitidos para os processos de carga e descarga das baterias.

$$I_{carga,t} \leq I_{\max_carga} \quad (3-10)$$

$$I_{descarga,t} \leq I_{\max_descarga} \quad (3-11)$$

Sendo: $I_{carga,t}$ a máxima corrente de carga efetiva ocorrida no período t , em A; I_{\max_carga} valor estipulado pelo fabricante para a máxima corrente de carga que o AE suporta, em A; $I_{descarga,t}$ a máxima corrente de descarga efetiva ocorrida no período t , em A; e, $I_{\max_descarga}$ o valor estipulado pelo fabricante para a máxima corrente de descarga que o AE suporta, em A.

No dimensionamento das unidades de PD existem limitações técnicas relacionadas com a rede que devem ser consideradas, nomeadamente relacionadas com os níveis de tensão verificados em cada AD do condomínio. Assim em cada AD terá de se verificar que:

$$U_{\min} \leq U_t^i \leq U_{\max} \quad (3-12)$$

Onde: U_{\min} é a tensão mínima estipulada, em p.u.; U_t^i representa a tensão verificada no AD i no período t , em p.u.; e, U_{\max} é a tensão máxima estipulada, em p.u..

Os geradores PV são ligados à rede de distribuição por meio de inversores. Assim, os módulos PV devem ser ligados em paralelo de series (também conhecidas como “strings”) que posteriormente serão ligados à entrada CC (corrente contínua) do inversor. Neste âmbito, o objetivo fundamental das restrições representadas nas equações (3-13), (3-14), (3-15), (3-16) e (3-19) é garantir as condições técnicas da ligação dos sistemas PV.

A restrição (3-13) determina que a tensão máxima dos módulos PV em vazio (ligados em série) é menor ou igual que a máxima tensão do inversor de potência com MPPT do gerador fotovoltaico:

$$n_{\text{série,pv}} \times U_{oc,\max} \leq U_{\max,inv_pv}^i \quad (3-13)$$

Onde: $n_{\text{série,pv}}$ representa o número de painéis fotovoltaicos por fileira; $U_{oc,\max}$ é a tensão máxima dos módulos PV em vazio, em V; e, U_{\max,inv_pv}^i é a tensão máxima que a entrada CC no inversor do armário i suporta, em V.

O valor de $U_{oc,\max}$ pode ser obtido por;

$$\max \{U_{oc} \times 1,2 ; U_{oc} - \beta \times (25 - T_{\min})\} \quad (3-14)$$

Onde: U_{oc} é a tensão dos módulos fotovoltaico em vazio, em V; β representa o coeficiente variação da tensão com a temperatura, em V/°C; e, T_{\min} é a temperatura mínima verificada no local de instalação, em °C (geralmente esta componente toma o valor de -10 °C).

A equação (3-15) garante que a máxima tensão dos geradores PV ligados em série é menor ou igual que o limite superior da gama de tensão de controlo MPPT do inversor. A equação (3-16), por sua vez, define que a mínima tensão gerada pelos painéis PV ligados em série é igual ou superior ao limite inferior da gama de tensão de controlo MPPT do inversor:

$$n_{\text{série,pv}} \times U_{\max} \leq U_{\max,MPPT,inv_pv}^i \quad (3-15)$$

$$n_{\text{série,pv}} \times U_{\min} \geq U_{\min,MPPT,inv_pv}^i \quad (3-16)$$

Sendo: U_{\max} e U_{\min} respetivamente, os valores máximo e mínimo da tensão do gerador PV, em V; e, $U_{\max,MPPT,inv_pv}^i$ e $U_{\min,MPPT,inv_pv}^i$ respetivamente, os limites superior e inferior da

gama de tensão de controlo MPP para o conversor de potência do gerador fotovoltaico instalado no AD i , em V.

Os valores de U_{max} e U_{min} podem ser obtidos pelas equações (3-17) e (3-18):

$$U_{max} = U_{MPP} - \beta \times (25 - T_{min}) \quad (3-17)$$

$$U_{min} = U_{MPP} - \beta \times (25 - T_{max}) \quad (3-18)$$

Onde: U_{MPP} é a tensão MPP do painel fotovoltaico, em V; e, T_{max} é a temperatura máxima verificada no local de instalação, em °C (geralmente esta componente toma o valor de 70 °C).

A metodologia, através da restrição da expressão (3-19), garante ainda que a máxima corrente de entrada no inversor é maior ou igual que a corrente de curto-circuito máxima da fonte PV.

$$n_{paralelos,pv} \times I_{SC_pv}^i \times 1,25 \leq I_{DC_max}^i \quad (3-19)$$

Onde: $n_{paralelos,pv}$ é o número de fileiras de painéis fotovoltaicos (paralelo) ligadas ao inversor instalado no AD i ; $I_{SC_pv}^i$ corrente de curto-circuito dos painéis fotovoltaicos ligado ao inversor instalado no AD i , em A; $I_{DC_max}^i$, representa a máxima corrente de entrada CC do inversor instalado no AD i , em A.

O modo de ligação do armazenamento implica também restrições técnicas que devem ser garantidas, nomeadamente relacionadas com os níveis de tensão dos equipamentos. Neste caso, as equações (3-20) e (3-21), garantem, por um lado, que a tensão máxima das “séries” é inferior à tensão máxima admissível pelo interface do armazenamento (inversor) e, por outro lado, que as “séries” apresentam uma tensão mínima superior a mínima do referido interface.

$$n_{série,bat} \times U_{bat,max} \leq U_{max,inv_bat} \quad (3-20)$$

$$n_{série,bat} \times U_{bat,min} \geq U_{min,inv_bat} \quad (3-21)$$

Sendo: $n_{série,bat}$ o número de baterias em série; $U_{bat,min}$ e $U_{bat,max}$ respetivamente, os valores mínimo e máximo de tensão da bateria, em V; e U_{min,inv_bat} e U_{max,inv_bat} respetivamente, as tensões mínima e máximas admissíveis na entrada DC do inversor do AE, em V.

A restrição (3-22) procura internalizar os valores limite admitidos para a secção da rede de distribuição de energia elétrica.

$$S_{min} \leq x_{cabo} \leq S_{max} \quad (3-22)$$

Onde; S_{min} é a mínima secção que a rede de distribuição do condomínio pode tomar, em mm^2 ; x_{cabo} é a secção a adotar, em mm^2 ; e, S_{max} é a máxima secção que a rede de distribuição do condomínio pode tomar, em mm^2 .

O valor de S_{min} deverá ser determinado considerando o disposto no regulamento aplicável ao dimensionamento de redes de distribuição em condomínios privados (Guia Técnico de Instalações elétricas estabelecidas em condomínios fechados).

Por último, importa referir que a utilização da restrição (3-23) deverá garantir que a máxima corrente verificada na rede de distribuição de energia elétrica é menor ou igual que a corrente admissível pela secção definida como sendo a ótima.

$$I_{efetiva} \leq I_{admissivel_x} \quad (3-23)$$

Onde: $I_{efetiva}$ representa a máxima corrente verificada ao longo da rede de distribuição, em A; e, $I_{admissivel_x}$ é a corrente admissível para a rede de distribuição de secção x mm^2 , em A.

3.1.1.2 Inclusão de sistemas μ CHP

A metodologia desenvolvida permite a inclusão de geradores de microcogeração, possibilitando o desenvolvimento de uma microrrede autónoma também do ponto de vista térmico. Assumindo que o sistema de microcogeração é instalado em substituição de sistemas de aquecimento central, a determinação da capacidade nominal da caldeira de microcogeração (quer térmica quer elétrica) pode ser conseguida utilizando uma metodologia com dois passos fundamentais. O primeiro passo consiste na determinação da potência térmica de uma caldeira convencional capaz de satisfazer a procura de energia térmica. Frequentemente, o cálculo das necessidades térmicas de um edifício ou conjunto de edifícios é conseguido através de programas especificamente desenvolvidos para o efeito. Uma aplicação desenvolvida para esse fim é o RETscreen (utilizado no presente projeto). Esta aplicação permite obter a potência térmica a instalar para uma caldeira alimentada a biomassa (ou outro tipo de combustível) de forma a satisfazer a curva anual de energia térmica de um aglomerado de habitações. Adicionalmente, permite dimensionar a rede de distribuição de energia térmica. O processo de dimensionamento envolve a utilização de informação sobre: graus dia; a menor temperatura verificada no local do projeto; a área de piso a aquecer; as perdas na rede de distribuição e a procura de águas quentes sanitárias. É importante referir que os dados relativos aos graus dias e à menor temperatura verificada no local do projeto já se incluem na base de dados do referido programa (incluindo a cidade de Viseu).

O segundo passo consiste na escolha de uma caldeira de microcogeração que apresente potência térmica compatível com a determinada pelo programa RETscreen, obtendo-se assim a potência elétrica.

Como referido anteriormente, a metodologia desenvolvida admite que os sistemas de microcogeração são instalados em substituição de sistemas de aquecimento central e, conseqüentemente, os custos que ocorreriam nestes (para a produção da energia térmica) são contabilizados. Por outras palavras, na tecnologia de microcogeração, os custos são estimados considerando, por um lado os respetivos custos e, por outro, os custos de uma caldeira convencional de referência (que tenha por base as mesmas características térmicas).

No que se refere ao perfil de produção da unidade pode ser definido considerando informação histórica sobre necessidades térmicas de edifícios de habitação. Neste contexto, os perfis típicos de funcionamento das caldeiras convencionais poderão ser utilizados para a definição destes perfis. Nestas circunstâncias, os sistemas de microcogeração, pelo facto de apresentarem um perfil de produção coincidente com os períodos de maior consumo elétrico, poderão permitir uma redução da potência instalada das restantes tecnologias de PD. Obviamente, neste contexto, também os sistemas de AE são passíveis de ver a sua capacidade reduzida. Ainda nestas circunstâncias, é importante frisar que os sistemas PV e micro-eólicos não são controláveis, uma vez que o perfil de produção é condicionado pela disponibilidade do recurso primário (radiação solar e velocidade do vento, respetivamente). No caso dos sistemas de microcogeração, a sua integração permite que o condomínio possua geradores despacháveis em resposta a necessidades do sistema elétrico (tema abordado no capítulo 5).

A presente metodologia considera que o fator de carga dos sistemas de microcogeração a instalar é determinado em função das necessidades térmicas da rede em estudo (perfil típico). Esta metodologia foi desenvolvida para ser aplicada a uma rede de distribuição de energia em BT (condomínio) considerando a possibilidade de existir no interior da rede uma única unidade de microcogeração de grande potência (Figura 3-2).

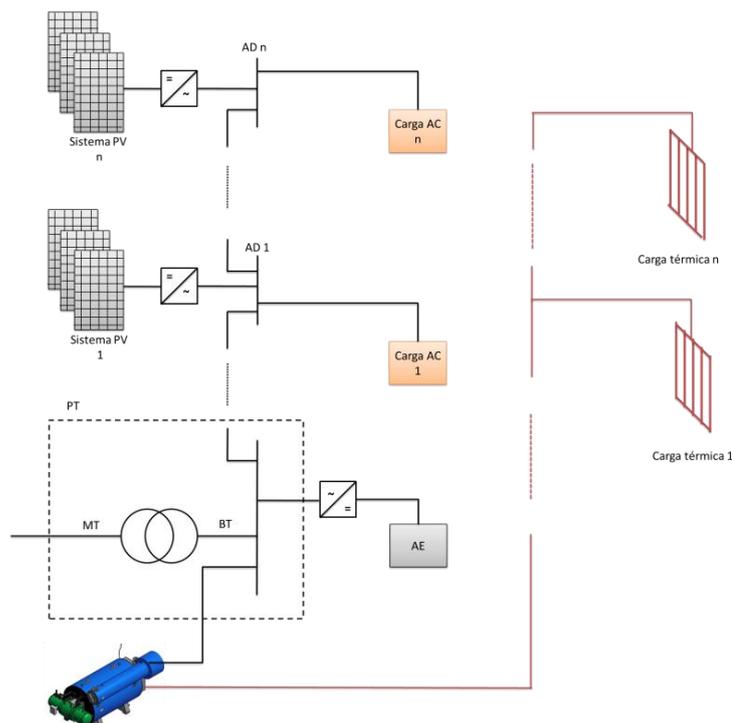


Figura 3-2 Inclusão do sistema de microgeração na rede.

Na formulação utiliza-se uma função objetivo para minimizar os custos globais do sistema. Assim, a metodologia proposta nesta secção é idêntica à anterior, pelo que se evidenciam unicamente as diferenças verificadas na metodologia. A metodologia proposta formula a função objetivo apresentada na equação (3-24):

$$\text{Min} (C_{tecnologias} + C_{variaveis} + C_{perdas} + C_{cabo} - B_{venda}) \quad (3-24)$$

Aos valor de $C_{tecnologias}$ representado anteriormente são adicionados os custos de aquisição do sistema de microgeração, assim os $C_{tecnologias}$ são dados pela expressão (3-25):

$$C_{tecnologias} = \sum_{i=1}^n (X_{PV}^i \times (C_{PV} + C_{inv_pv})) + \left(X_{bat} \times \left(\sum_j \frac{C_{bat} \times (1 + inf)^j}{(1 + a)^j} + C_{inv_bat} \right) \right) + C_{CHP} \quad (3-25)$$

Onde: C_{CHP} representa o custo da tecnologia de microgeração, em €. Como referido anteriormente o sistema de microgeração é instalado em substituição de sistemas de aquecimento central, conseqüentemente o valor C_{CHP} é dado pela expressão (3-26):

$$C_{CHP} = C_{cald_CHP} - C_{cald_conv} \quad (3-26)$$

Sendo: C_{cald_conv} o custo de aquisição de uma caldeira convencional, em €; e, C_{cald_CHP} representa o custo de aquisição da unidade de microcogeração, em €. É de notar, que a potência térmica deverá ser igual para as duas caldeiras

No valor $C_{variaveis}$, com a inclusão do sistema de microcogeração, deverá considerar-se o custo de operação e manutenção deste equipamento.

$$C_{variaveis} = \left(\sum_{i=1}^n X_{PV}^i \times \left(\sum_{k=1}^{\gamma} \frac{C_{O\&M_pv} \times (1 + inf)^k}{(1 + a)^k} \right) \right) + \left(X_{bat} \times \left(\sum_{k=1}^{\gamma} \frac{C_{O\&M_bat} \times (1 + inf)^k}{(1 + a)^k} \right) \right) + \left(\sum_{k=1}^{\gamma} \frac{C_{O\&M_CHP} \times (1 + inf)^k}{(1 + a)^k} \right) \quad (3-27)$$

Sendo $C_{O\&M_CHP}$, o custo anual de operação e manutenção da unidade de microcogeração, em €. Este valor considera a situação de referência referente à instalação de uma caldeira convencional. Assim sendo, a expressão (3-28) caracteriza o custo de operação e manutenção do sistema de microcogeração:

$$C_{O\&M_CHP} = (C_{M_CHP} \times X_{CHP} - C_{M_convencional} \times X_{convencional}) + \sum_{t=1}^T (F_{carga,t} \times (C_{O_CHP} - C_{O_convencional}) \times C_{pellets} \times \Delta t) \quad (3-28)$$

Onde C_{M_CHP} é o custo de manutenção da uma unidade de microcogeração, em €/kW; X_{CHP} representa a potência total (elétrica + térmica) da unidade de microcogeração, em kW; $C_{M_convencional}$ é o custo de manutenção de uma unidade convencional, em €/kW; $X_{convencional}$ representa a potência térmica da unidade convencional, em kW; $F_{carga,t}$ é o fator de carga no período t , em percentagem; C_{O_CHP} é o consumo de uma unidade de microcogeração à sua potência nominal, em kg/h; $C_{O_convencional}$ é o consumo de uma unidade convencional à sua potência nominal, em kg/h; $C_{pellets}$ é o custo do pellets, em €/kg. É de referir, que os sistemas em estudo devem ser alimentados pela mesma energia primária (por exemplo pellets).

No que se refere às restantes parcelas da função objetivo, apesar do seu valor poder ser afetado pela inclusão do sistema de microgeração, estas não sofrem qualquer alteração na forma de cálculo. Assim sendo, as perdas do sistema são dadas pela equação (3-4), o custo do cabo da rede de distribuição é obtido a partir da equação (3-5) e o benefício obtido pela venda de eletricidade à rede a montante é caracterizado pela equação (3-6).

A inclusão da unidade de microgeração influencia o dimensionamento das restantes capacidades a instalar no condomínio, nomeadamente no que se refere aos geradores PV e ao sistema de AE. A restrição da equação (3-29) determina que, em a cada período t , a soma da energia disponibilizada pelos sistemas PV, pelo AE e pelo sistema de microgeração satisfaz os consumos e das perdas do sistema.

$$E_{Consumo,t} + E_{perdas,t} \leq \left(F_{PV,t} \times \sum_{i=1}^n X_{PV}^i \times \Delta t \right) + E_{bat,(t-1)} + E_{CHP,t} \quad (3-29)$$

Onde E_{CHP} é a produção do sistema de microgeração no período t , em kWh. Uma vez mais, o valor de $F_{PV,t}$, $E_{bat,(t-1)}$ e $E_{CHP,t}$ são afetados pelos rendimento dos sistemas associados à interface com a rede elétrica

Para a obtenção do valor de $E_{CHP,t}$, uma vez que se desconhece a relação efetiva (não disponibilizada pelo fabricante), adotou-se uma relação linear entre fator de carga e a potência elétrica nominal da caldeira (expressão (3-30)).

$$E_{CHP,t} = F_{carga,t} \times P_{el}^n \times \Delta t \quad (3-30)$$

Onde: P_{el}^n é potencia elétrica nominal da caldeira de microgeração, em kW.

As restantes restrições apresentadas na secção 3.1.1.1 não são alteradas pela inclusão do sistema de microgeração.

3.1.1.3 Inclusão das turbinas micro-eólicas

A produção eólica é modelizada em função da velocidade do vento e da curva de potência das unidades de produção. Ou seja, a contribuição de uma unidade de geração eólica depende, por um lado, do regime de vento a que estes geradores poderão estar sujeitos e, por outro, das características dos geradores utilizados (como referido em 2.3.2). Neste contexto, é importante perceber que a área geográfica onde será instalado o condomínio condiciona a escolha dos geradores a utilizar. Neste âmbito, uma abordagem possível é a pré-escolha do

tipo de gerador eólico a utilizar na modelização, adotando aquele que apresente a melhor relação entre a produção e o respetivo custo.

Nesta secção é apresentada a metodologia para à inclusão dos sistemas micro-eólicos no problema de otimização. Na prática, esta inclusão é similar à apresentada anteriormente para o sistema PV, tal como se mostra na Figura 3-3.

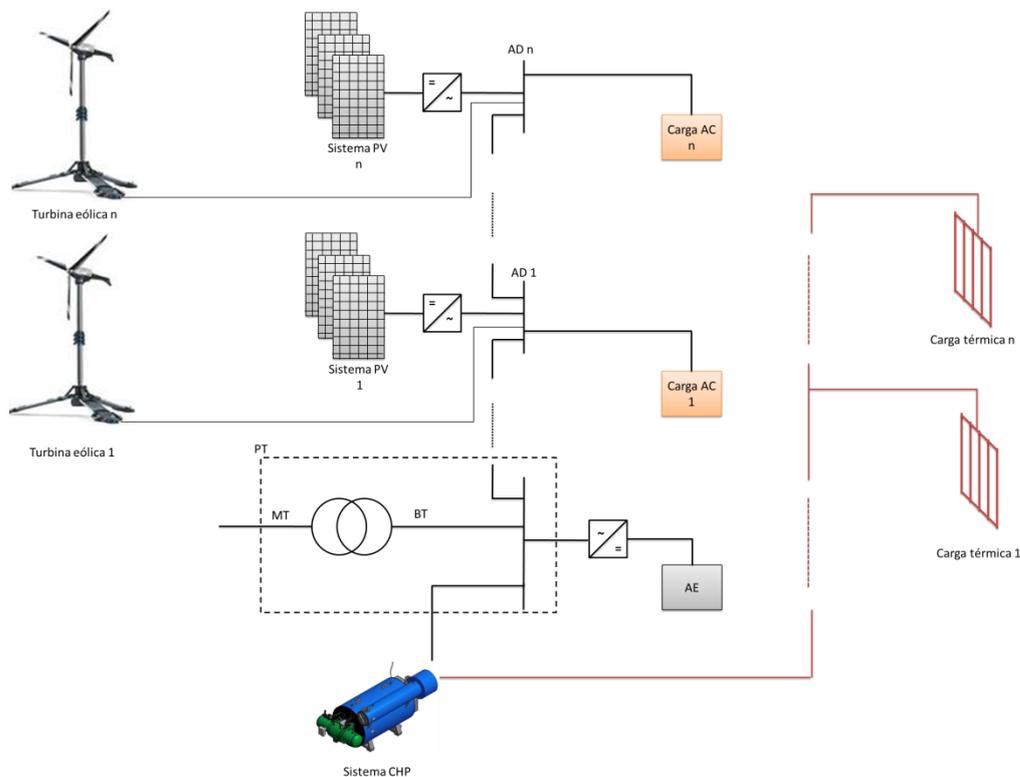


Figura 3-3 Inclusão dos sistemas micro-eólicos na rede de distribuição

À semelhança da metodologia proposta anteriormente, a função objetivo tem a forma:

$$\text{Min} (C_{tecnologias} + C_{variaveis} + C_{perdas} + C_{cabo} - B_{venda}) \quad (3-31)$$

O valor de $C_{tecnologias}$ representa os custos associados ao investimento na aquisição das tecnologias de PD e de AE. Considerando a inclusão de sistemas micro-eólicos na metodologia a parcela $C_{tecnologias}$ é da por:

$$C_{tecnologias} = \sum_{i=1}^n \left(\left(X_{PV}^i \times (C_{PV} + C_{inv_pv}) \right) + \left(X_{eolica}^i \times C_{eolica} \right) \right) + \left(X_{bat} \times \left(\sum_j \frac{C_{bat} \times (1 + inf)^j}{(1 + a)^j} + C_{inv_bat} \right) \right) + C_{CHP} \quad (3-32)$$

Sendo: C_{eolica} o custo de aquisição da tecnologia micro-eólica (inclui-se aqui o custo de tecnologia e o custo de mão de obra para a instalação), em €; X_{eolica}^i representa o numero de sistemas micro-eólicos a instalar no AD i .

Note-se que a equação anterior assume que os sistemas micro-eólicos possuem já o conversor de potência adequado. Por outra palavras o valor de C_{inv_pv} inclui o custo da tecnologia micro-eólica e o custo do interface eletrónico que permite a sua ligação à rede elétrica.

A inclusão dos sistemas micro-eólicos torna necessário a inclusão, na parcela $C_{variaveis}$, do custo de operação e manutenção destes sistemas. Assim sendo, $C_{variaveis}$ é dado pela expressão (3-33):

$$C_{variaveis} = \sum_{i=1}^n \left(\left(X_{PV}^i \times \left(\sum_{k=1}^{\gamma} \frac{C_{O\&M_pv} \times (1 + inf)^k}{(1 + a)^k} \right) \right) + \left(X_{eolica}^i \times \left(\sum_{k=1}^{\gamma} \frac{C_{O\&M_eolica} \times (1 + inf)^k}{(1 + a)^k} \right) \right) \right) + \left(X_{bat} \times \left(\sum_{k=1}^{\gamma} \frac{C_{O\&M_bat} \times (1 + inf)^k}{(1 + a)^k} \right) \right) + \left(\sum_{k=1}^{\gamma} \frac{C_{O\&M_CHP} \times (1 + inf)^k}{(1 + a)^k} \right) \quad (3-33)$$

Onde: $C_{O\&M_eolica}$ representa o custo anual de operação e manutenção de um sistema eólico, em €.

As restantes parcelas da função mantêm a forma de cálculo apresentada na secção 3.1.1.1.

A restrição da expressão (3-34) determina que, em cada período t , a soma da energia disponibilizada pelos sistemas PV, micro-eólicos, AE e sistemas de microgeração é suficiente para suprimir os consumos e as perdas do sistema.

$$E_{Consumo,t} + E_{perdas,t} \leq \left(F_{PV,t} \times \sum_{i=1}^n (X_{PV}^i) \times \Delta t \right) + \left(P_{eolica,t} \times \sum_{i=1}^n X_{eolica}^i \times \Delta t \right) + E_{bat,(t-1)} + E_{CHP,t} \quad (3-34)$$

Onde: $P_{eolica,t}$ representa a potência gerada por cada eólica, para o período t , em kW e é dado pela expressão (2-3).

A inclusão da restrição (equação (3-35)) na modelização, garante que o número de geradores micro-eólicos a instalar no armário i , é inteiro e maior ou igual que zero.

$$X_{eolica}^i \in Z_0^+ \quad (3-35)$$

As restantes restrições, apresentadas na secção 3.1.1.1, não são alteradas pela inclusão dos sistemas micro-eólicos.

3.1.2 Armazenamento descentralizado

O objetivo fundamental dos modelos apresentados nesta secção é a definição das capacidades das tecnologias de produção e AE a instalar em cada AD, visando a satisfação dos seus consumos e, simultaneamente, a minimização dos custos ocorridos na instalação, operação e manutenção do sistema. Por outras palavras, a metodologia proposta procura garantir que cada um dos AD é autossuficiente (através da colocação de PD e de AE). Esta metodologia propõe, tal como a anteriormente exposta, a conceção de um condomínio autónomo. Consequentemente, os modelos são bastante semelhantes aos apresentados anteriormente. Tal com a metodologia apresentada na secção 3.1.1, a presente metodologia define a secção da rede de distribuição a instalar.

3.1.2.1 Sistema dotado de gerador PV e baterias de armazenamento

A exemplo do que ocorre na secção 3.1.1, inicialmente optou-se por modelizar o problema considerando que as unidades de PD são unicamente sistemas fotovoltaicos, existindo agora

um sistema de AE em cada AD. A Figura 3-4 mostra a topologia de ligação adotada nesta modelização.

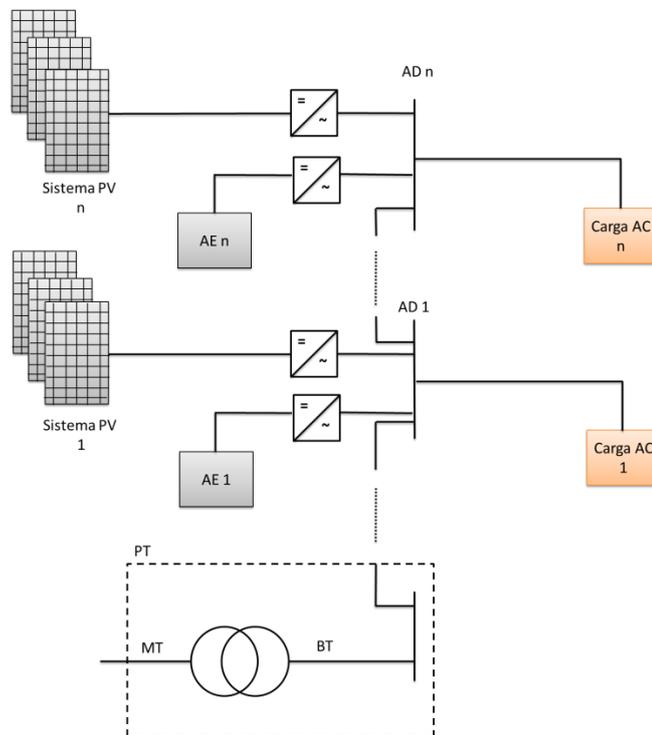


Figura 3-4 Sistema dotado de geradores PV e AE descentralizado

A formulação do problema proposto utiliza uma função objetivo para minimizar os custos globais do sistema (tal como na metodologia apresentada anteriormente). Assim, a metodologia proposta na presente abordagem formula a seguinte função objetivo:

$$\text{Min} (C_{tecnologias} + C_{variaveis} + C_{perdas} + C_{cabo} - B_{venda}) \quad (3-36)$$

O valor de $C_{tecnologias}$ representa os custos associados ao investimento na aquisição da tecnologia PV e AE bem como os seus interfaces eletrónicos. Considerando que no interior do condomínio existem n AD de energia passíveis de lhe ser ligado PD e um sistema de AE os $C_{tecnologias}$ são dados pela expressão (3-37):

$$C_{tecnologias} = \sum_{i=1}^n \left(\left((C_{PV} + C_{inv_pv}) \times X_{PV}^i \right) + \left(X_{bat}^i \times \left(\sum_j \frac{C_{bat} \times (1 + inf)^j}{(1 + a)^j} + C_{inv_bat} \right) \right) \right) \quad (3-37)$$

Onde: X_{PV}^i é a potência fotovoltaica a instalar no armário i , em kW; X_{bat}^i é a capacidade nominal do armazenamento a instalar no armário i , em kWh; C_{inv_pv} representa o custo do inversor (com MPPT) DC/AC, em €/ kW; e, C_{inv_bat} é o custo do inversor/carregador AC/DC do AE, em €/ kWh.

Os custos variáveis do sistema ($C_{variaveis}$) são dados por:

$$C_{variaveis} = \sum_{i=1}^n \left(\left(X_{PV}^i \times \left(\sum_{k=1}^{\gamma} \frac{C_{O\&M_pv} \times (1 + inf)^k}{(1 + a)^k} \right) \right) + \left(X_{bat}^i \times \left(\sum_{k=1}^{\gamma} \frac{C_{O\&M_bat} \times (1 + inf)^k}{(1 + a)^k} \right) \right) \right) \quad (3-38)$$

Onde $C_{O\&M_pv}^i$ é o custo anual de operação e manutenção do gerador PV instalado no armário i , em €/kW; e, $C_{O\&M_bat}$ é o custo anual de operação e manutenção do sistema de AE instalado no armário i , em €/kWh.

As restantes parcelas da expressão (3-36) mantêm a mesma forma de cálculo apresentada na secção 3.1.1.1.

Algumas das restrições necessárias a incluir no presente problema sofrem uma pequena alteração em relação ao método anterior. A expressão (3-39) determina que a produção de energia fotovoltaica em conjunto com a energia armazenada no AE de cada armário de distribuição i garante o consumo e as perdas inerentes a esse mesmo armário. Esta restrição é válida para todos os AD da rede.

$$E_{Consumo,t}^i + E_{perdas,t}^i \leq (F_{PV,t} \times X_{PV}^i \times \Delta t) + E_{bat,(t-1)}^i \quad (3-39)$$

Onde: $E_{Consumo,t}^i$ é o consumo de energia inerente ao armário i no período t , em kWh; $E_{perdas,t}$ são as perdas inerentes ao troço da rede de distribuição de energia que alimenta AD i no período t , em kWh; e, $E_{bat,(t-1)}^i$ é a energia armazenada no sistema de AE instalado no AD i no final do período $t - 1$, em kWh.

As restantes restrições mantêm a mesma forma de cálculo apresentada na secção 3.1.1.1.

3.1.2.2 Inclusão das turbinas micro-eólicas e sistemas μ CHP

A inclusão das turbinas micro-eólicas e dos sistemas de microcogeração não alteram a função objetivo formulada na expressão (3-36). Contudo, algumas parcelas desta função sofrem alterações. Com a inclusão dos sistemas de microcogeração e micro-eólicos em cada AD de energia o valor de $C_{tecnologias}$ é dado pela expressão (3-40):

$$C_{tecnologias} = \sum_{i=1}^n \left(\left((C_{PV} + C_{inv_pv}) \times X_{PV}^i \right) + \left(X_{bat}^i \times \left(\sum_j \frac{C_{bat} \times (1 + inf)^j}{(1 + a)^j} + C_{inv_bat} \right) \right) + (C_{eolica} \times X_{eolica}^i) + C_{CHP}^i \right) \quad (3-40)$$

Onde X_{eolica}^i representa o numero total de micro-eólicas a instalar no AD i ; C_{CHP}^i é o custo da tecnologia de microcogeração instalada no AD i , em €.

Como referido anteriormente os sistemas de microcogeração são instalados em substituição de caldeiras de aquecimento central convencionais, consequentemente, o investimento na tecnologia de microcogeração é dado pela expressão (3-41):

$$C_{CHP}^i = C_{cald_CHP}^i - C_{cald_conv}^i \quad (3-41)$$

Sendo; $C_{cald_conv}^i$ o custo de aquisição de uma caldeira convencional que seria instalada no armário i , em € e, $C_{cald_CHP}^i$ representa o custo de aquisição da caldeira de microcogeração a instalar no armário i , em €.

No que se refere aos custos variáveis é necessário adicionar à expressão (3-38) os custos de manutenção dos sistemas micro-eólicos e o custo de operação dos sistemas de microcogeração ou seja:

$$\begin{aligned}
 C_{variaveis} = & \sum_{i=1}^n \left(\left(X_{PV}^i \times \left(\sum_{k=1}^{\gamma} \frac{C_{O\&M_pv} \times (1 + inf)^k}{(1 + a)^k} \right) \right) \right. \\
 & + \left(X_{bat}^i \times \left(\sum_{k=1}^{\gamma} \frac{C_{O\&M_bat} \times (1 + inf)^k}{(1 + a)^k} \right) \right) \\
 & + \left(X_{eolica}^i \times \left(\sum_{k=1}^{\gamma} \frac{C_{O\&M_eolica} \times (1 + inf)^k}{(1 + a)^k} \right) \right) \\
 & \left. + \sum_{k=1}^{\gamma} \frac{C_{O\&M_CHP}^i \times (1 + inf)^k}{(1 + a)^k} \right) \quad (3-42)
 \end{aligned}$$

Sendo: $C_{O\&M_bat}$ o custo anual de operação e manutenção do AE, em €/kWh; $C_{O\&M_eolica}$ e custo anual de operação e manutenção de um sistema eólico, em €; $C_{O\&M_CHP}^i$, o custo de operação e manutenção da unidade de microcogeração, em €, considerando mais uma vez como situação de referencia a instalação de uma caldeira convencional.

Assim sendo, a expressão (3-43) caracteriza o custo de operação do sistema de microcogeração:

$$\begin{aligned}
 C_{O\&M_CHP}^i = & (C_{M_CHP}^i \times X_{CHP}^i - C_{M_convencional}^i \times X_{convencional}^i) \\
 & + \sum_{t=1}^T (F_{carga,t}^i \times (C_{O_CHP}^i - C_{O_convencional}^i) \times C_{pellets} \times \Delta t) \quad (3-43)
 \end{aligned}$$

Onde $C_{M_CHP}^i$ é o custo de manutenção de uma unidade de microcogeração instada no AD i , em €/kW; X_{CHP}^i representa a potência total (elétrica + térmica) da unidade de microcogeração

instada no AD i , em kW; $C_{O\&M_convencional}^i$ é o custo de manutenção de uma unidade convencional em €/kW; e, $X_{convencional}^i$ representa a potência térmica da unidade convencional que seria instada no AD i , em kW; $F_{carga,t}^i$ é o fator de carga da unidade instalada no AD i no período t , em percentagem; $C_{O_CHP}^i$ é o consumo de uma unidade de microgeração instalada no AD i à sua potência nominal, em kg/h; $C_{O_convencional}^i$ representa o consumo de uma unidade convencional que seria instalada no AD i à sua potência nominal, em kg/h.

As restrições necessárias a incluir no presente problema são semelhantes às discutidas para a metodologia anterior. No entanto, na restrição da equação (3-44) tem de se incluir a contribuição dos sistemas micro-eólicos e do sistema de microgeração para satisfazer o consumo inerente ao AD em causa.

$$\begin{aligned}
 E_{Consumo,t}^i + E_{perdas,t}^i \\
 \leq (F_{PV,t} \times X_{PV}^i \times \Delta t) + (P_{eolica,t} \times X_{eolica}^i \times \Delta t) + E_{CHP,t}^i \\
 + E_{bat,(t-1)}^i
 \end{aligned} \quad (3-44)$$

Onde: $E_{CHP,t}^i$ é a produção do sistema de microgeração instalado no armário i no período t , em kWh.

A inclusão da restrição (3-45) na modelização, garante que o número de geradores micro-eólicos a instalar no armário i , é inteiro e maior ou igual que zero.

$$0 \leq X_{eolica}^i; X_{eolica}^i \in Z_0^+ \quad (3-45)$$

As restantes restrições não são alteradas pela inclusão dos sistemas micro-eólicos e de microgeração, pelo que podem ser consultadas na secção (3.1.1).

3.2 Condomínio com consumo líquido zero (CCLZ)

A modelização do CCLZ é muito semelhante à modelização do condomínio autónomo. No entanto, contrariamente ao que ocorre no condomínio autónomo, o CCLZ não considera qualquer sistema de AE. Este facto deve-se à utilização da rede a montante para suprimir os consumos nos momentos em que a produção da PD é insuficiente para satisfazer a carga. Note-se que, na presente secção, optou-se por apresentar somente a formulação final do problema (PV mais microgeração mais sistemas micro-eólicos). No entanto, nos casos de estudo, para uma melhor fundamentação, apresentam-se os resultados para: i) CCLZ somente

3-Metodologia para a conceção de um condomínio energético

com PV; ii) CCLZ com PV mais sistema de microgeração centralizado; e iii) CCLZ com PV mais sistema de microgeração mais sistemas micro-eólicos.

A Figura 3-5 apresenta a topologia de ligação adotada para o condomínio com consumo líquido zero.

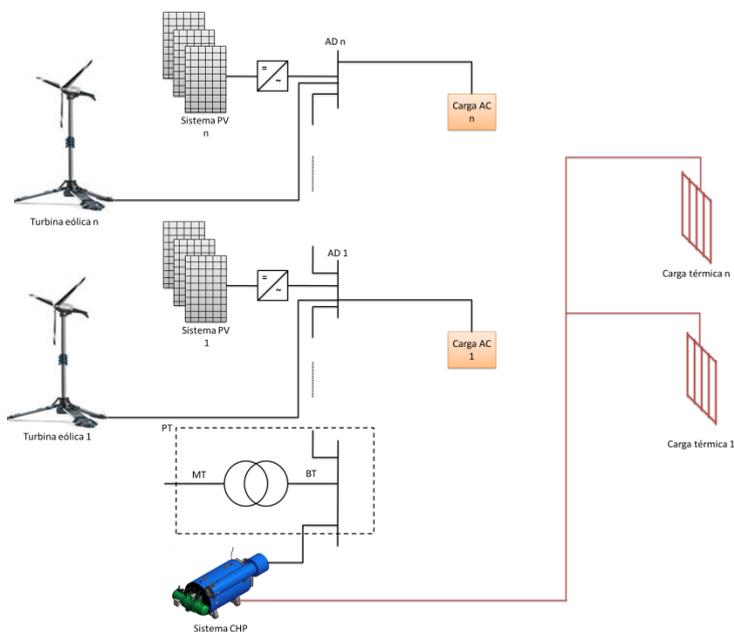


Figura 3-5 Tipologia de ligação da PD no CCLZ

Conhecida a tipologia de ligação foi então formalizado um problema de otimização com o objetivo de dimensionar a capacidade das unidades de produção distribuída

Assim, a metodologia proposta no presente caso formula a função objetivo como:

$$\text{Min} (C_{tecnologias} + C_{variaveis} + C_{perdas} + C_{compra_energia} + C_{cabo_final} - B_{venda}) \quad (3-46)$$

Onde: $C_{compra_energia}$ é o custo anual com a energia importada da rede a montante para o interior de condomínio, calculado por:

$$\begin{aligned}
 C_{compra_energia} &= \sum_{k=1}^{\gamma} \frac{\sum_{t=1}^T (C_{compra,t} \times E_{compra,t}) \times (1 + inf)^k}{(1 + a)^k} \\
 &+ \sum_{k=1}^{\gamma} \frac{12 \times C_{termo_fixo} \times (1 + inf)^k}{(1 + a)^k} \\
 &+ \left(P_{cont} \times \sum_{k=1}^{\gamma} \frac{12 \times C_{potencia_contratada} \times (1 + inf)^k}{(1 + a)^k} \right)
 \end{aligned} \tag{3-47}$$

Onde: $C_{compra,t}$ é o custo da energia comprada pelo condomínio no período t , em €/kWh; $E_{compra,t}$ é a energia que o condomínio tem de importar da rede a montante no período t , em kWh; C_{termo_fixo} representa o custo do termo do tarifário fixo, em €/mês; P_{cont} é a potência contratada, em kW; e, $C_{potencia_contratada}$ é o custo da potência contractada, em €/kW.mês. Note-se que o valor de $C_{compra,t}$, C_{termo_fixo} e $C_{potencia_contratada}$ são valores estabelecidos pelo fornecedor de energia elétrica.

As restantes parcelas são calculadas de acordo com as equações apresentadas na secção 3.1. No entanto, nas parcelas C_{fixos} e $C_{variaveis}$ exclui-se todos os custos relacionados com AE (inexistente nesta abordagem).

Tal como, nas abordagens anteriores, as restrições a incluir no problema prendem-se com limites de produção de energia e os limites técnicos do sistema. A expressão (3-48), determina que, anualmente, a produção de energia fotovoltaica em conjunto com a produção de microgeração e micro-eólica têm de ser maior ou igual que a soma do consumo de energia com as perdas elétricas, ou seja:

$$\begin{aligned}
 \sum_{t=1}^T E_{Consumo,t} + \sum_{t=1}^T E_{perdas,t} &\leq \left(\sum_{t=1}^T F_{PV,t} \times \sum_{i=1}^n X_{PV}^i \times \Delta t \right) \\
 &+ \left(\sum_{t=1}^T F_{eolica,t} \times \sum_{i=1}^n X_{eolica}^i \times \Delta t \right) + \sum_{t=1}^T E_{CHP,t}
 \end{aligned} \tag{3-48}$$

Também aqui, o cálculo das parcelas $E_{Consumo,t}$; $E_{perdas,t}$; $F_{PV,t}$; $F_{eolica,t}$ e $E_{CHP,t}$, são de acordo com as expressões da secção 3.1.

Tal como na formulação descrita na secção 3.1, considerou-se as restrições descritas nas equações (3-12), (3-13), (3-14), (3-15), (3-16), (3-19), (3-22), (3-23) e (3-35).

3.3 Implementação da metodologia

O problema de dimensionamento e localização das tecnologias de PD consistirá (para qualquer rede de distribuição), em identificar as potências e locais mais apropriados para a sua instalação. Por outras palavras, trata-se de um problema de seleção, dimensionamento e localização das tecnologias de PD. Adicionalmente, o problema considera ainda o dimensionamento tecno-económico da rede de distribuição de energia eléctrica. O processo consiste na utilização conjunta de algoritmos de otimização e de métodos para avaliação dos impactos da PD nas perdas e nos perfis de tensão. O ajustamento da solução é conseguido pela minimização dos custos de perdas e dos custos de investimento, operação e manutenção. No cálculo da capacidade ótima das tecnologias a instalar e na determinação da sua localização foi utilizado o ambiente de cálculo Matlab, utilizando o Matpower para o cálculo do trânsito de potência e dos níveis de tensão nos nós da rede. Dadas as características do problema, é utilizada a função fmincon para o processo de otimização (cujo algoritmo pode ser resumido nas etapas representadas no fluxograma da Figura 3-6).

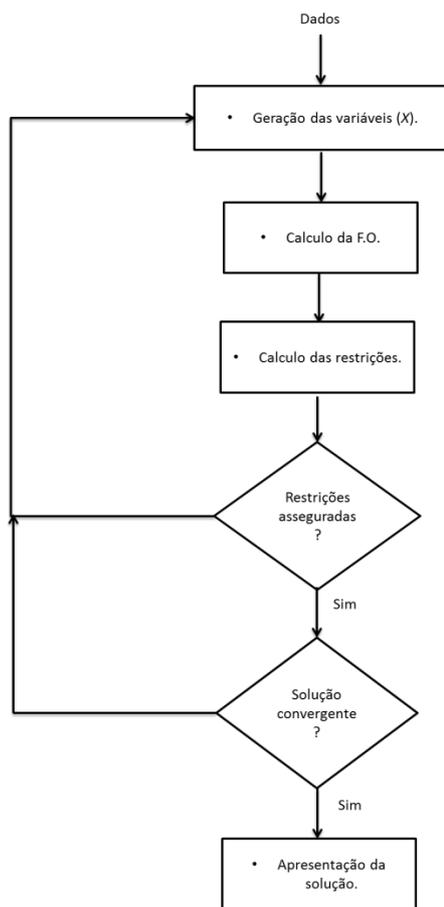


Figura 3-6 Passos base da função fmincon

3- Metodologia para a concepção de um condomínio energético

Cada solução é apresentada por um vetor de dimensão N , em que N depende do número de armários (i) e, das tecnologias de PD passíveis de ser instaladas e do número de sistemas AE (caso exista). Este vetor (Figura 3-7) inclui uma posição por cada AD e por tipo de tecnologia de PD. Por outras palavras, a cada AD, são atribuídas duas variáveis que representam a potência PV e o número de micro-eólicas que poderão vir a ser instaladas. Já no que respeita aos sistemas de AE podem ser representados por uma única posição (metodologia propõe uma unidade AE centralizado), por uma posição por cada AD (metodologia propõe um sistema de AE por cada armário), ou por nenhuma posição (concepção de um CCLZ). No caso particular da secção da rede de distribuição esta é representada por uma única posição no vetor N (independentemente da topologia do condomínio energético). No que se refere ao sistema de microgeração, a sua capacidade é obtida com recurso ao programa RETScreen (tema abordado na secção 3.1.1.2). É de salientar ainda que facilmente se poderia englobar a otimização da localização da unidade de microgeração na formulação final. No entanto, tal não foi considerado, por aumentar muito o tempo de processamento. Contudo a localização ótima tende a ser junto ao sistema de AE (esta conclusão foi retirada de aplicações elaboradas ao longo do desenvolvimento desta dissertação).

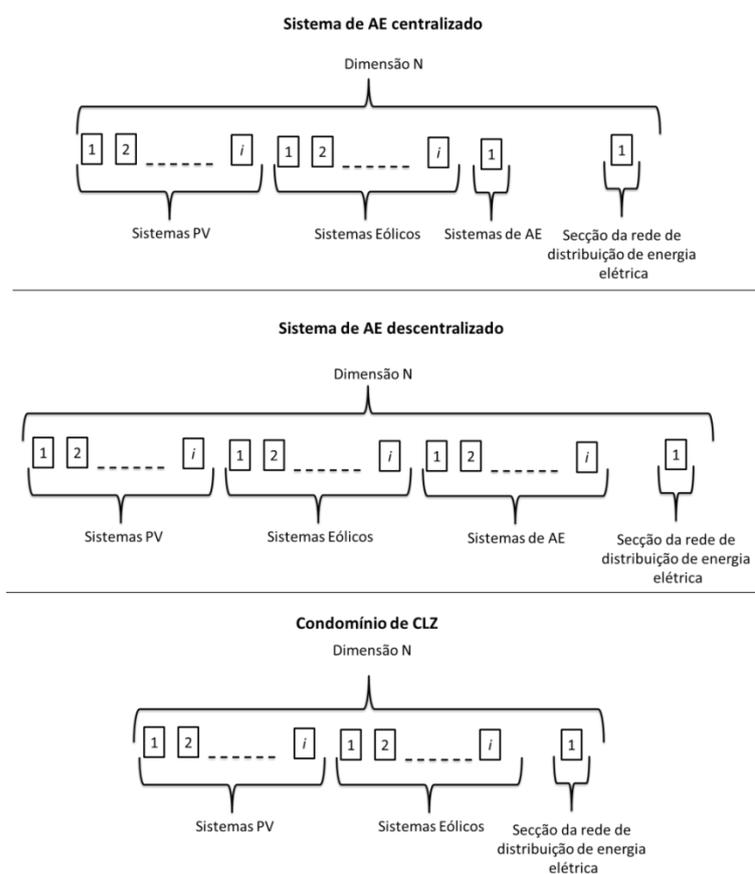


Figura 3-7 Esquematização do vetor solução

O algoritmo a ser utilizado na resolução do problema deverá ser capaz de conseguir encontrar o melhor valor para a função objetivo, respeitando todas as restrições envolvidas. Neste

âmbito, é de referir que a função escolhida (fmincon) para a resolução do problema não permite lidar com números inteiros. Tendo em atenção este aspeto, optou-se por uma abordagem com recurso a um conceito de pós-otimização. Este método de resolução, apesar de usual é claramente uma aproximação à situação ótima.

O processo de identificação de soluções para o problema, com a utilização da função fmincon (que utiliza o método de Programação Quadrática Sequencial), será composto essencialmente por cinco passos fundamentais (Figura 3-8). O primeiro passo consiste na resolução do problema sem considerar as restrições técnicas. Por outras palavras, é determinado o número de micro-eólicas, a potência PV e a capacidade de AE (caso exista) não considerando as restrições de acoplamento (sistema PV e AE). Neste passo não se considera ainda que o número de eólicas a instalar deverá ser um valor inteiro. O segundo passo consiste na fixação dos valores da capacidade de AE (caso exista) e dos sistemas micro-eólicos. No caso dos sistemas micro-eólicos, este valor é obtido pela aproximação ao valor inteiro mais próximo. Já no caso do AE, a capacidade é obtida pela aproximação ao valor que permita ter a mesma tensão em todas as fileiras. Em seguida, é efetuada a pós-otimização considerando o passo anterior e deixando o PV disponível para se ajustar às novas condições. No quarto passo, é feita a aproximação da capacidade do PV para valores que permitam garantir as restrições de ligação (tensões e corrente). Finalmente, no quinto passo, é efetuada a simulação considerando os valores determinados no processo anterior por forma a atualizar os indicadores inerentes ao problema.

3- Metodologia para a conceção de um condomínio energético

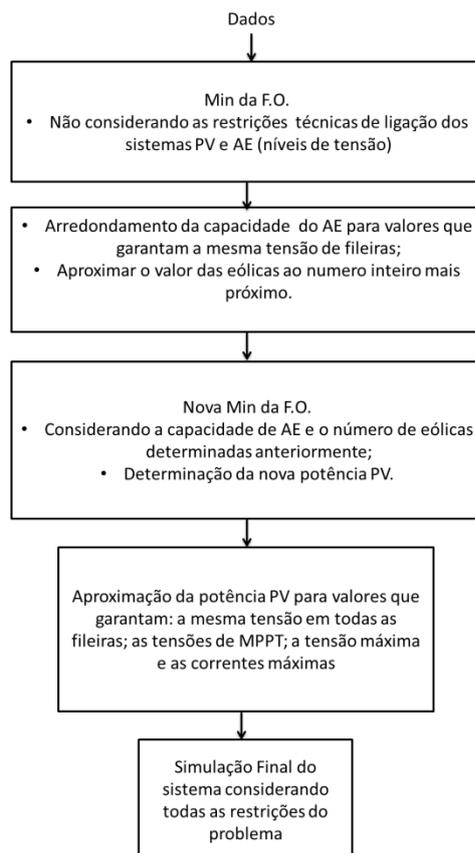


Figura 3-8 Fluxograma do método de resolução adotado

4. Casos de estudo

Os casos de estudos apresentados em seguida têm como objetivo evidenciar a aplicação das metodologias desenvolvidas na secção 3 e apoiar na tomada de decisão no problema de dimensionamento de condomínios energéticos. O problema descrito na referida secção é caracterizado por ter variáveis reais, função mono-objetivo e restrições não lineares. Dada a natureza e complexidade do problema, foi necessário desenvolver uma plataforma computacional para o estudo, análise e dimensionamento de condomínios elétricos.

Este capítulo inicia-se com a apresentação das considerações gerais da simulação, nomeadamente: sobre os equipamentos, respetivos custos e características. Apresentam-se, em seguida, as condições iniciais da rede em estudo. Expõem-se, em seguida, os resultados retirados da aplicação desenvolvida, os quais permitem reconhecer as potencialidades destas estruturas, nomeadamente no que se refere à integração de diversos tipos de PD. Na terceira parte, discutem-se os resultados obtidos para a conceção do CCLZ e comparam-se com os resultados obtidos no condomínio autónomo.

4.1 Considerações gerais

A metodologia apresentada no capítulo 3 para a conceção de condomínios energéticos pode ser aplicada a qualquer zona geográfica do globo terrestre. Contudo, foi escolhida a zona geográfica da cidade de Viseu para efetuar os casos de estudo que se seguem.

É importante referir que, nos casos em estudos, poderia considerar-se o diagrama de carga típico para todos os dias do ano discretizado em períodos de 15 minutos. No entanto, para lidar com os longos tempos de simulação, optou-se por considerar uma discretização de 1 hora.

Importa ainda frisar que os custos com o AE contabilizam o custo de substituição, referente ao capital despendido para a substituição das baterias quando atingem o final da sua vida útil, antes do final do projeto (20 anos). Neste estudo e tendo como referência [80] [81] [82], foi considerado que a substituição ocorre no quinto, no décimo e no décimo quinto ano de operação do sistema. Admitiu-se ainda que os custos causados pela substituição do AE deverão ser atualizados com uma taxa de inflação de 3% e uma taxa de juro de 5%. Note-se que, na atualização do custo da energia e nos custos de operação e manutenção, foi utilizada a mesma taxa de inflação e de juro.

No que se refere aos limites do AE foi definido 30% para o SoC mínimo e naturalmente, de 100% para o SoC máximo. O valor do SoC mínimo prende-se com a limitação dos efeitos que descargas profundas provocam na vida útil do sistema. É de salientar que [38] e [94] consideram 20% do SoC como o valor mínimo admissível neste tipo de aplicações.

Já no que se refere aos limites de tensão dos AD U_{\min} e U_{\max} tomam o valor de 0,95 p.u. e 1,05 p.u., respetivamente. Estes valores foram obtidos em por consulta do Guia Técnico de Instalações elétricas estabelecidas em condomínios fechados [95]. Este guia estabelece que as variações de tensão ao longo da rede de distribuição não deverão ser superiores a +/- 8% em relação ao valor nominal. No entanto, nos centros urbanos, recomenda-se que as variações de tensão não exceda os +/- 5%.

4.1.1 Custo da energia elétrica e das perdas

Considerou-se que o condomínio é um consumidor em média tensão (MT), sujeito a uma tarifa tetra-horaria de longas utilizações e ciclo diário (Quadro 4-1).

Quadro 4-1 Período horário do ciclo diário

Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Horas Ponta	10.00/11.30h	Horas Ponta	10.30/12.30h
	19.00/21.00h		20.00/22.00h
Horas Cheias	08.00/10.00h	Horas Cheias	09.00/10.30h
	11.30/19.00h		12.30/20.00h
	21.00/22.00h		22.00/23.00h
Horas Vazio	06.00/08.00h	Horas Vazio	06.00/09.00h
	22.00/02.00h		23.00/02.00h
Horas Super Vazio	02.00/06.00h	Horas Super Vazio	02.00/06.00h

No caso do condomínio autónomo não se considerou qualquer estrutura tarifária. Esta situação ocorre porque contrariamente ao CCLZ, o condomínio autónomo não deverá adquirir energia junto da rede a montante. Já no estudo do CCLZ assumiu-se que a estrutura do tarifário de eletricidade aplicável é composta pelas seguintes tarifas:

- Termo tarifário fixo, que corresponde a um valor fixo mensal pago ao fornecedor de eletricidade.
- Preço da potência contractada. A potência contratada é a potência que o distribuidor coloca à disposição do cliente (neste caso condomínio) em termos contractuais.
- Preço da potência em horas de ponta. A potência em horas de ponta, para um mês típico, é calculada pelo quociente entre a energia fornecida ao cliente em horas de ponta nesse mês e o número de horas de ponta do mês.
- Preço da energia ativa, faturada de acordo com os preços do Quadro 4-2. Note-se que no presente estudo não foi considerado, a faturação da energia reativa.

Quadro 4-2 Tarifas de venda a clientes finais da EDP Universal 2012

Termo fixo (€/mês)		44,41	
Tarifa de longas utilizações		Horas de ponta	8,983
		Contratada	1,397
Energia ativa (€/kWh) Tarifas de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1215
		Horas cheias	0,0936
		Horas de vazio normal	0,0603
		Horas de super vazio	0,0566
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1253
		Horas cheias	0,0962
		Horas de vazio normal	0,0626
		Horas de super vazio	0,0584

O excesso de energia (no CCLZ e condomínio autónomo) é entregue á rede a montante, consequentemente, é necessário a definição do preço desta energia a ser recebido pela entidade gestora do condomínio. Visto não se encontrar estipulado nenhum preço para estas circunstâncias, optou-se por atribuir o mesmo custo que o cobrado pela rede a montante pela venda de energia. A estrutura tarifária apresentada anteriormente permite concluir que a remuneração obtida junto da rede pela eletricidade é variável ao longo do tempo. De facto,

este valor varia de acordo com o período tarifário diário e ainda com o período tarifário anual. Adicionalmente, a entrega de energia nas horas de ponta implica custos relacionados não apenas com a energia efetivamente entregue mas também com a potência em horas de ponta. Nas horas cheias, vazio normal e super vazio a entrega de cada kWh de eletricidade implica apenas o custo de energia de acordo com a tarifa em vigor no mês. Assim a energia ativa entregue à rede é faturada de acordo com os preços do Quadro 4-3.

Quadro 4-3 Preço da energia entregue à rede por período (€/kWh)

	Período I, IV	Período II, III
Horas de ponta	0,196	0,200
Horas de cheias	0,094	0,096
Horas de vazio normal	0,060	0,063
Horas de super vazio	0,057	0,058

Note-se que, os valores apresentados no Quadro 4-3, são válidos também para a energia importada da rede a montante pelo CCLZ.

O custo considerado para a energia de perdas é um parâmetro determinante para o processo de dimensionamento. Efetivamente, se o custo de perdas não for bem equacionado corre-se o risco de se obter uma má solução (ou uma má dispersão da PD). Efetivamente se este custo for subestimado, as perdas não terão o peso que lhes é devido no modelo (podendo ser determinada uma solução com um valor elevado de perdas). Assim, torna-se necessário PD adicional para compensar perdas que poderiam ser evitadas.

Nesta bordagem optou-se por determinar o custo médio de produção de um kWh no condomínio e atribuir esse valor ao custo de perdas:

$$C_{perdas} = \frac{Custo_{sistema}}{Produção} \quad (4-1)$$

Onde: $Custo_{sistema}$ é o custo total do sistema considerando um tempo de vida útil de 20 anos, em €; e $Produção$ é uma estimativa, a 20 anos, da produção de energia elétrica, em kWh.

4.1.2 Rede de distribuição BT

No estudo apresentado neste capítulo foi considerada a rede elétrica BT de um condomínio esquematizada na Figura 4-1. É uma rede subterrânea com condutores de alumínio maciço isolado a policloreto de vinilo, armado com fitas de aço, bainha exterior de policloreto de vinilo (cabo LSVAV).

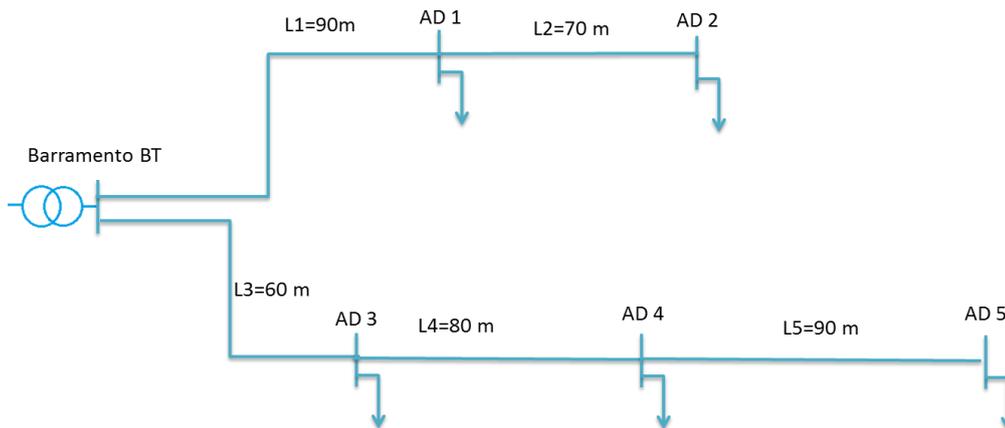


Figura 4-1 Rede de BT em estudo

Trata-se de uma rede radial com 5 AD de energia elétrica e alimentada por um posto de transformação próprio. A rede apresenta diversos consumidores distribuídos segundo o especificado no Quadro 4-4.

Quadro 4-4 Distribuição dos consumos pela rede de distribuição BT

Armário	Consumidores
AD 1	<ul style="list-style-type: none"> • 3 Moradias do tipo T4 • 3 Moradias do tipo T5
AD 2	<ul style="list-style-type: none"> • 3 Moradias do tipo T5
AD 3	<ul style="list-style-type: none"> • 3 Moradias do tipo T3
AD 4	<ul style="list-style-type: none"> • 6 Moradias do tipo T3
AD 5	<ul style="list-style-type: none"> • 2 Moradias do tipo T3

É importante realçar que neste trabalho, quando se refere AD, não é necessariamente uma caixa única podendo existir AD duplos.

Para o dimensionamento técnico da secção mínima da rede de distribuição foram consideradas, por tipo de consumidor, as potências indicadas no Quadro 4-5.

Quadro 4-5 Potência contratada por tipologia de habitação

Tipo de edificação	Potência contratada (kVA)
T3	6,9
T4	6,9
T5	10,35

Importa frisar que a secção mínima deve respeitar o disposto nas regras de dimensionamento das instalações elétricas estabelecidas em condomínios fechados (Guia Técnico de Instalações elétricas estabelecidas em condomínios fechados). Par tal foi feito o dimensionamento dos dois troços alimentados pelo posto de transformação (Figura 4-2).

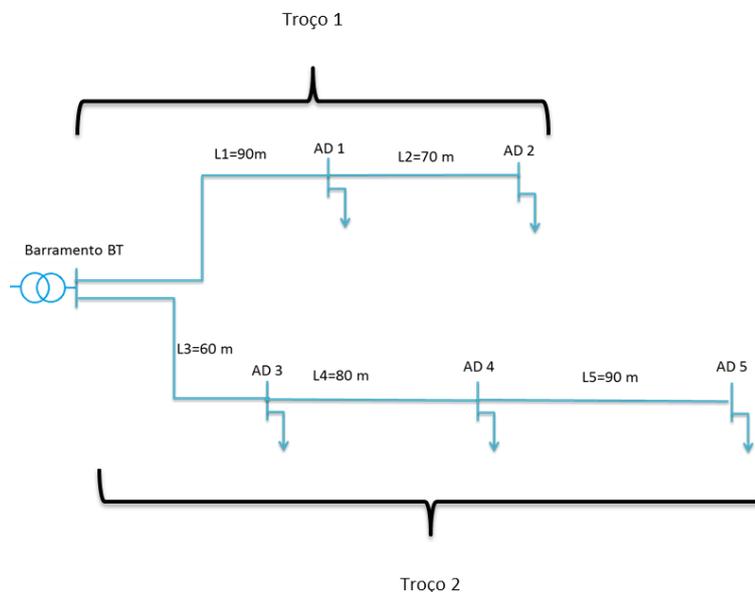


Figura 4-2 Rede de distribuição a dimensionar

No Quadro 4-6 apresentam-se os dados mais relevantes utilizados no dimensionamento da rede de distribuição.

Quadro 4-6 Dados para o dimensionamento da secção da rede de distribuição

Descrição	Nomenclatura	Troço 1	Troço 2
Comprimento (m)	L	160	230
Número de habitações	<i>n</i>	9	11
Potência aparente total (kVA)	S_{total}	82,8	75,9
Resistividade do condutor ($\Omega \times mm^2/m$)	ρ	0,036	

Uma vez conhecida a rede a dimensionar é utilizada a metodologia apresentada o Quadro 4-7 para dimensionar a rede de distribuição.

Quadro 4-7 Dimensionamento da secção da rede de distribuição (sem PD)

Descrição	Formula	Troço 1	Troço 2
Coefficiente de simultaneidade	$C_1 = 0,2 + \left(\frac{0,8}{\sqrt{n}}\right)$	0,46	0,44
Potência a considerar para o dimensionamento (kVA)	$S_{sim} = C_1 \times S_{total}$	9	11
Corrente de serviço (A)	$I_b = \frac{S_{sim}}{\sqrt{3} \times 400}$	55,8	48,3
Corrente estipulada do fusível (A)	I_N	63	50
Corrente convencional de funcionamento do fusível (A)	I_2	101	80
Corrente máxima admissível (A)	$I_z \geq \frac{I_2}{1,45 \times F_c}$	69,6	55,1
Secção do cabo normalizada (mm^2)	S	35	35
Corrente máxima admissível de tabela para cabos enterrados diretamente no solo (A)	I_z^{Tab}	130	130
Condição térmica 1	$I_b \leq I_N \leq I_z^{Tab} \times F_c$	$55,8 \leq 63 \leq 130$	$48,3 \leq 50 \leq 130$
Condição térmica 2	$I_2 \leq 1,45 \times I_z^{Tab}$	$101 \leq 188$	$80 \leq 188$
Queda de tensão (V)	$\Delta u = \frac{\rho \times L}{S} \times I_b \times \cos \varphi$	9	11,5
Queda de tensão (%)	$\Delta u (\%) = \frac{\Delta u}{230} \times 100\%$	3,9	4,9
Condição da queda de tensão	$\Delta u (\%) \leq 5\%$	$3,9 \leq 5$	$4,9 \leq 5$

Admite-se ainda que secção de 35 mm^2 garante que o tempo de atuação das proteções é inferior ao tempo de fadiga térmica.

4.1.3 Cenário de carga

A definição da potência das tecnologias de PD e das capacidades de AE para um condomínio torna necessária a definição do cenário de carga para o qual estas vão ser dimensionadas. Por

outras palavras, a instalação de PD e de AE (caso exista) no condomínio tem, necessariamente, de satisfazer os requisitos da carga. Note-se que não se quer com isto dizer que a PD tem de satisfazer a carga em tempo real, uma vez que:

- No caso do condomínio autónomo, a PD em conjugação com o AE deve assegurar a satisfação da carga eléctrica (neste caso em tempo real);
- No caso do CCLZ, a PD em conjugação com a energia adquirida junto da rede a montante deve assegurar a satisfação da carga eléctrica.

Conclui-se, portanto, que o sobredimensionamento da geração e/ou do AE (caso exista) compromete o correto funcionamento do sistema (insuficiência da geração para atender ao consumo). Neste tipo de problemas, a melhor solução consiste na utilização dos diagramas de carga anual de cada consumidor (perfil de consumo). Para o efeito consideraram-se os perfis típicos de consumo para BT (disponíveis no sítio da REN na internet) e optou-se por considerar os consumos anuais apresentados no Quadro 4-8.

Quadro 4-8 Consumos anuais por consumidor

Tipo de edificação	Consumo anual (kWh)
T3	5000
T4	6000
T5	7000

Com base nos consumos anuais apresentados anteriormente, obteve-se a Figura 4-3, que mostra graficamente o perfil de consumo do eléctrico condomínio para alguns dias do ano.

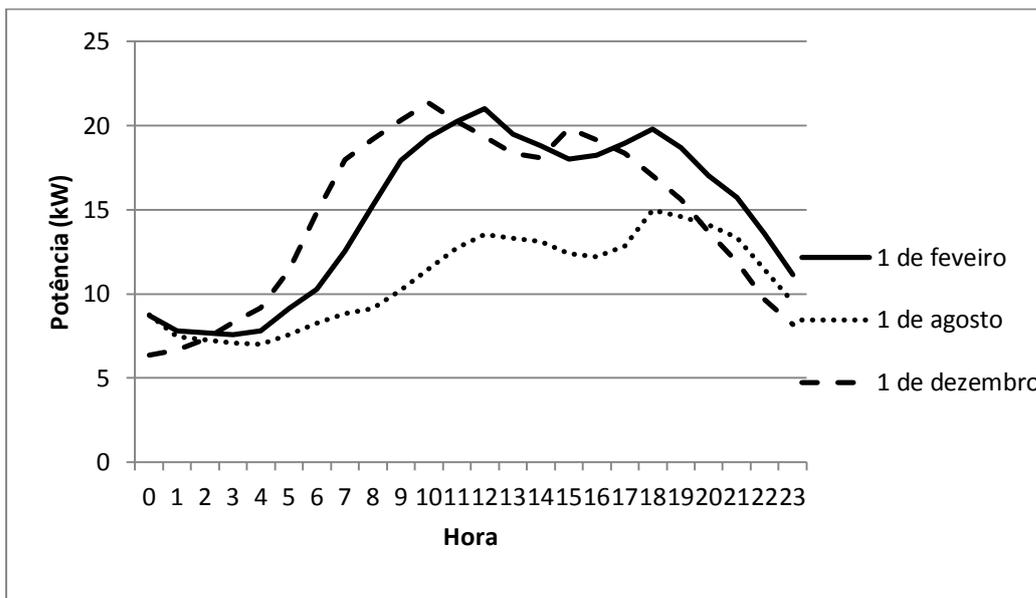


Figura 4-3 Perfil de consumo do conjunto de consumidores em diferentes dias do ano

4.1.4 Caracterização dos equipamentos

O modelo matemático descrito na secção 3 tem como objetivo a minimização do custo global da solução a implementar. Para tal torna-se necessário conhecer a tipologia do sistema e os custos dos elementos a utilizar na sua constituição. Na Figura 4-4 é visível a tipologia adotada, neste caso, para a conceção do condomínio.

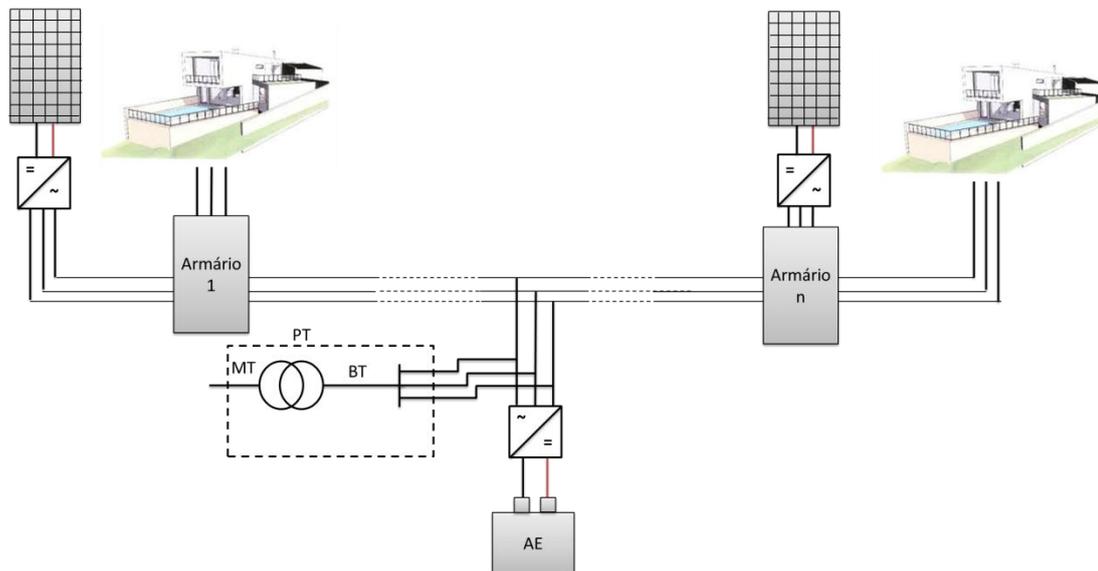


Figura 4-4 Condomínio autónomo com AE centralizado

O custo associado a cada uma das tecnologias de PD foi obtido tendo em conta os custos de investimento (inclui-se aqui o custo de instalação e aquisição da tecnologia) e os custos de operação e manutenção.

Os módulos de painéis fotovoltaicos foram selecionados de um catálogo comercial de um revendedor do fabricante ET, sendo apresentados os custos no Quadro 4-9.

Quadro 4-9 Custo de tecnologia PV

Potência de pico (Wp)	Preço do módulo (€)	Custo (€/Wp)
250	200	0,80

O Quadro 4-10 mostra os parâmetros revelantes para os painéis PV adotados.

Quadro 4-10 Parâmetros dos painéis PV

Parâmetro	Valor
I_{ref} (irradiância às condições de teste)	1000 (W/m^2)
T_{ref} temperatura às condições de teste	25 ($^{\circ}C$)
$NOCT$	46 ($^{\circ}C$)
U_{oc}	37,47 (V)
U_{MPP}	30,34 (V)
I_{sc}	8,76 (A)
Coef. Variação U com T (β)	-0,346 ($\%/^{\circ}C$)
Coef. Variação P com T (ζ)	-0,46 ($\%/^{\circ}C$)
Coef. Variação I com T (α)	0,065 ($\%/^{\circ}C$)

O custo de instalação apresentado no Quadro 4-11 resulta de consulta direta a um instalador (este preço já contabiliza todos os materiais necessário à montagem bem como a mão de obra).

Quadro 4-11 Custo de instalação PV

Potência de pico (Wp)	Preço de instalação (€)	Custo (€/Wp)
250	100	0,40

Os encargos de operação e manutenção caracterizam-se por serem custos periódicos que, no caso da tecnologia PV e após consulta de um instalador valem:

Quadro 4-12 Custos anual de operação e manutenção PV

Custo (€/Wp)	Porcentagem	Custo O&M (€/Wp.ano)
0,8	3,5%	0,03

O Quadro 4-13 mostra as características relevantes e o custo dos inversores considerados no dimensionamento.

Quadro 4-13 Custo e características dos inversores DC/AC (com MPPT)

Custo (€)	Máxima Potência (kW)	Faixa de Tensão MPPT (V)	U_{dc} max. (V)	I_{dc} max. (A)
851,242	1,4	125-480	600	11
1945,696	3,2	175-500	750	15
3100,953	5,1	245-800	1000	11

No Quadro 4-14, encontram-se descritos os parâmetros e os custos das baterias utilizadas para o AE.

Quadro 4-14 Custos e características da bateria.

Tensão (V)	Capacidade (Ah)	Capacidade (Wh)	Preço da bateria (€)	Custo (€/Wh)
12	215	2580	438	0,17

O Quadro 4-15 mostra as características relevantes e o custo do inversor/carregador que se pretende utilizar no dimensionamento do sistema.

Quadro 4-15 Custo e características do inversor/carregador

Custo (€)	Potência (kW)	Tensão (V)
4371,42	5	48

A modelização considera também o investimento no cabo da rede de distribuição. O Quadro 4-16 contém os custos dos cabos considerados nas simulações efetuadas.

Quadro 4-16 Custo de cabos

S (mm^2)	Custo (€/km)
LSVAV 4×35	4015
LSVAV 4×50	5000
LSVAV 4×70	6693
LSVAV 4×95	9752
LSVAV 4×120	11272
LSVAV 4×150	13354
LSVAV 4×185	15018
LSVAV 4×240	20582

O Quadro 4-17 apresenta a área a aquecer por tipo de habitação. O sistema de microgeração utilizado para garantir as necessidades térmicas do condomínio (em função das áreas apresentadas) foi selecionado de um catálogo comercial (e a sua potência térmica foi determinada pelo programa RETscreen). A potência elétrica foi determinada com base nos valores de potência. No Quadro 4-18 são indicados os custos de aquisição e montagem do sistema de microgeração bem como as características mais relevantes do equipamento.

Quadro 4-17 Área do piso a aquecer por habitação

Tipologia da habitação	Área a aquecer (m^2)
T3	150
T4	180
T5	250

Quadro 4-18 Custos e características de uma caldeira de microcogeração

Custo (€)	Potência elétrica (kW)	Potência térmica (kW)	Consumo de pellets à plena carga (kg/hora)
280000	70	280	140

Como referido na secção 3, a modelização só considera os sobrecustos do sistema de microcogeração. Por outras palavras, a modelização considera os custos de uma caldeira convencional por forma a determinar o acréscimo de custo pela utilização da tecnologia de microcogeração. No Quadro 4-19, encontram-se os custos de uma caldeira convencional com características térmicas semelhantes à caldeira microcogeração, assumida como referencia no presente estudo.

Quadro 4-19 Custos e características de uma caldeira convencional

Custo (€)	Potência térmica (kW)	Consumo de pellets à plena carga (kg/hora)
63047	280	73

Verifica-se nos quadros anteriores que tanto a caldeira convencional como a unidade de microcogeração, são sistemas alimentados a biomassa (pellets), tendo sido assumido um custo por kg de pellets igual a 0,20 cêntimos.

O sistema micro-eólico utilizado foi selecionado de um catálogo comercial. No Quadro 4-20 são indicados os custos de aquisição e montagem do sistema (adicionalmente apresentam-se algumas características do equipamento).

Quadro 4-20 Custos e características do sistema eólico

Custo (€)	Potência elétrica (kW)	Tensão de saída (AC)
12000	2,5	400

Para além das características mencionadas no quadro anterior é de referir que esta turbina possui uma velocidade de cut-in de 3 m/s e de cut-out de 20 m/s. A sua velocidade de nominal é de 9 m/s.

4.1.5 Cenário de produção

A obtenção da energia expectável de ser produzida pelas unidades de PD impõe a definição de modelos adequados (secção 2.3). No caso dos sistemas PV é utilizado o perfil de radiação de um dia típico de cada mês, obtidos com base no site “PVGIS” (Figura 4-5).

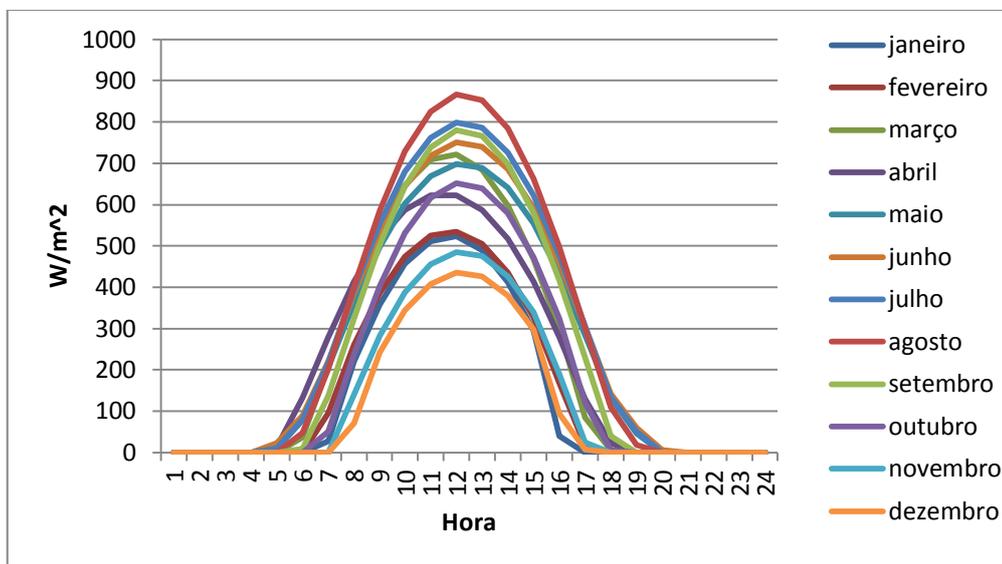


Figura 4-5 Perfil de radiação para a cidade de Viseu

Já a possibilidade do sistema de microgeração fornecer potência eléctrica num determinado período de tempo é determinada pela circunstância desta unidade se encontrar ou não em funcionamento para produção de energia térmica. Essa possibilidade é influenciada por fatores como: a estação do ano e o período do dia. Assim, para efeitos dos estudos aqui efetuados foi considerado um perfil para um dia típico de cada mês como se mostra nas Figura 4-6 e na Figura 4-7.

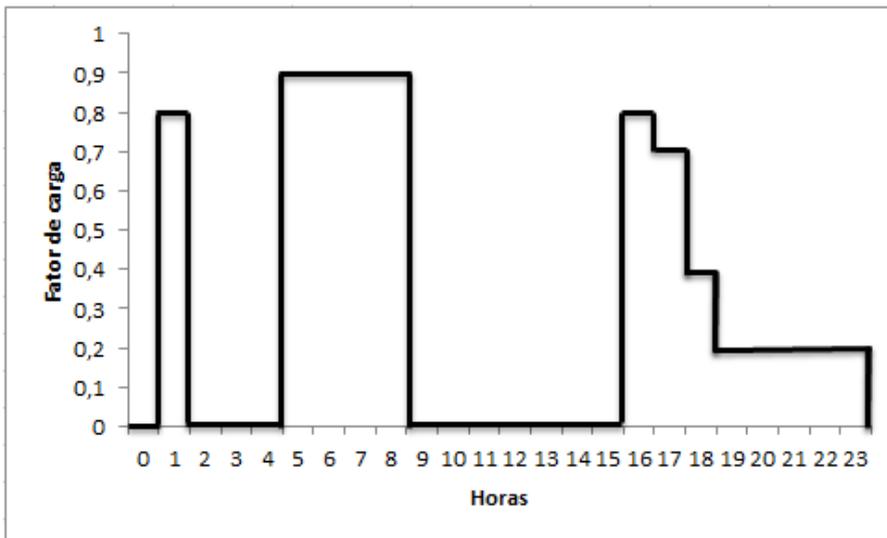


Figura 4-6 Fator de carga do sistema de microgeração para os meses frios (entre novembro e março inclusive)

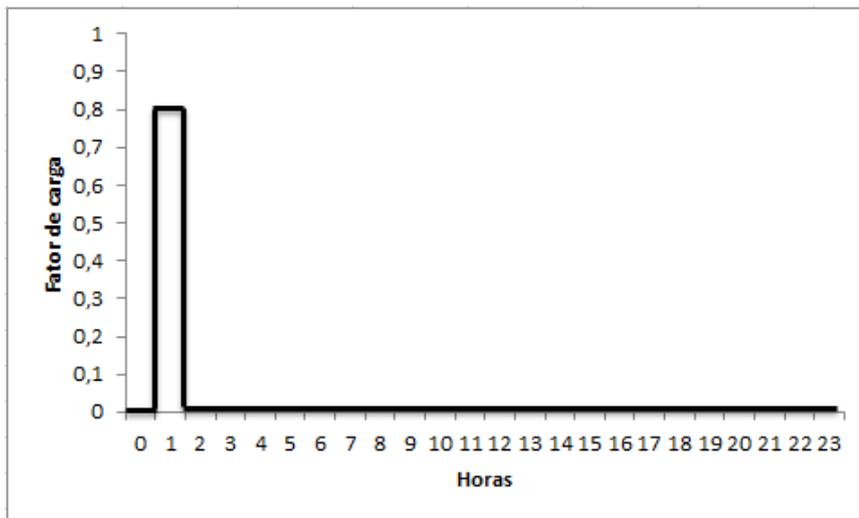


Figura 4-7 Fator de carga do sistema de microgeração para os meses quentes (entre abril e outubro inclusive)

Note-se que os valores utilizados foram determinados tendo em consideração a época do ano. Consequentemente, os meses tipicamente com menor temperatura ambiente, como, novembro, dezembro, janeiro, fevereiro e março, consideram o aquecimento de espaços e águas quentes sanitárias. Nos restantes meses do ano apenas se considera o aquecimento de águas para usos sanitários (dai o funcionamento da caldeira entre a 1 e as 2 horas de todos os dias), estimado em cerca de 230 kWh_{th} por dia para a totalidade dos consumidores. Este valor resulta da aplicação da expressão (4-2) [96]:

$$E_{termica} = 0,00116 \times m \times C_p \times \Delta T \quad (4-2)$$

Onde: $E_{termica}$ representa a energia térmica a armazenar, em kWh_{th}; m é a massa de água a aquecer, em kg; C_p representa o calor específico do fluido utilizado, em Kcal/Kg°C; e, ΔT é a diferença entre a temperatura da água que se pretende atingir e a de entrada, em °C.

No cálculo admitiram-se os seguintes pressupostos:

- Consumo diário de águas quentes sanitárias é de 6600 litros, o que confere ao condomínio um conforto elevado (este valor resulta das 20 habitações inseridas no condomínio);
- A temperatura da água no depósito deve igual a 45°C sendo que a água da rede tem temperatura média igual a 15°C;
- 1 litro de água tem massa igual a 1 kg;

Importa ainda referir que a relação entre a potência elétrica e térmica produzida pela microcogeração é um parâmetro importante para a no dimensionamento do condomínio energético. Neste caso, uma vez que não se conhece a relação efetiva (não disponibilizada pelo fabricante) e tendo em consideração o disposto na secção 2.3.3, adotou-se uma relação linear, como ilustra a Figura 4-8.

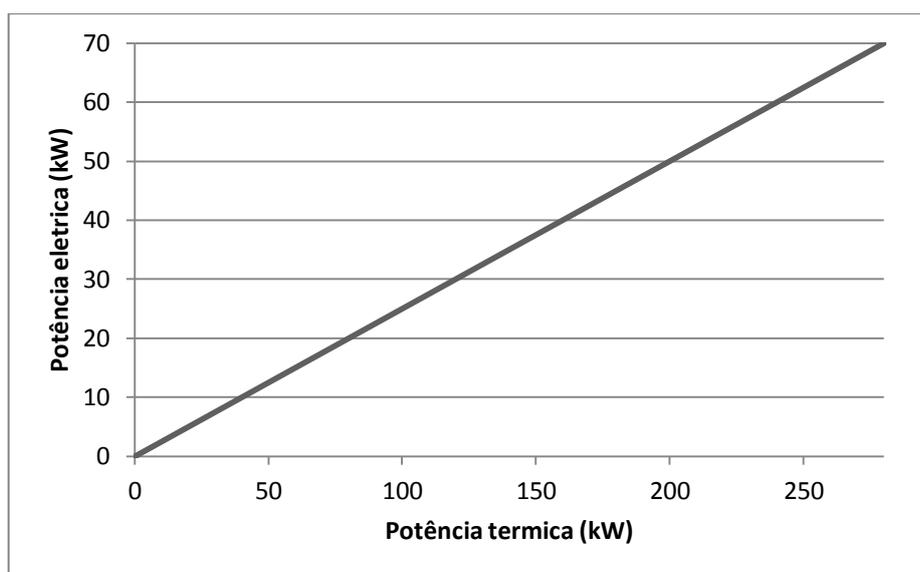


Figura 4-8 Relação entre potências elétrica e térmica da microcogeração

A determinação da produção dos geradores micro-eólicos envolve o conhecimento do regime de vento (secção 2.3.2) a que estes estão sujeitos. Tal como as restantes variáveis (por exemplo o consumo, a irradiação solar e o perfil térmico), inicialmente criou-se uma base de dados contendo a velocidade do vento para intervalos de uma hora para todos os dias do ano (Figura 2-5). No entanto, nestas condições, o número de micro-eólica a instalar seria zero. Esta situação ocorre devido à preponderância de baixos valores de velocidade de vento para a zona de Viseu como mostra a Figura 4-9.

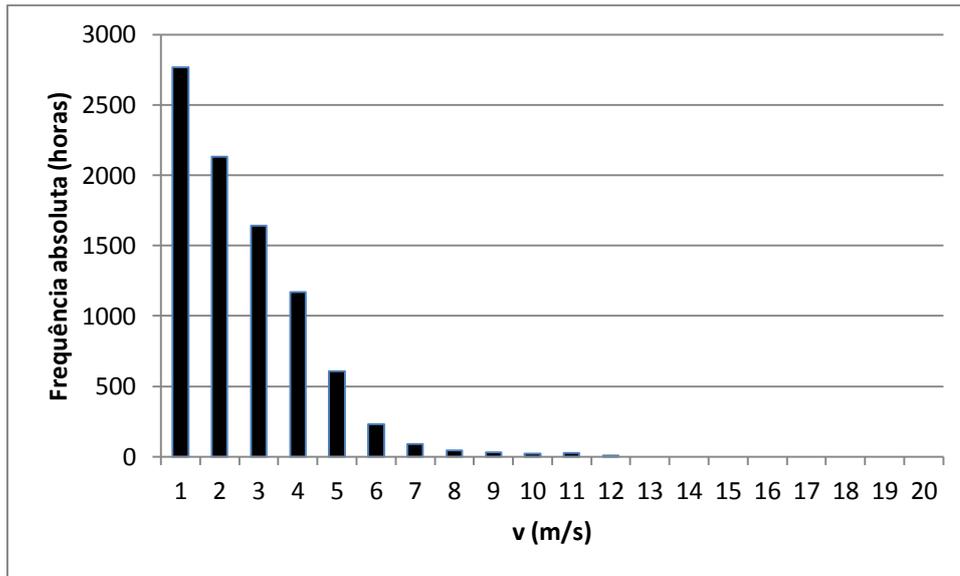


Figura 4-9 Perfil de vento para a série real

Para ver o efeito dos sistemas micro-eólicos nos resultados (e comprovar que a metodologia funciona), definiu-se uma serie de vento mais favorável que a apresentada na Figura 2-5. Esta série permitiu obter uma maior de frequência de ocorrência de velocidade de vento superiores, como ilustra a Figura 4-10.

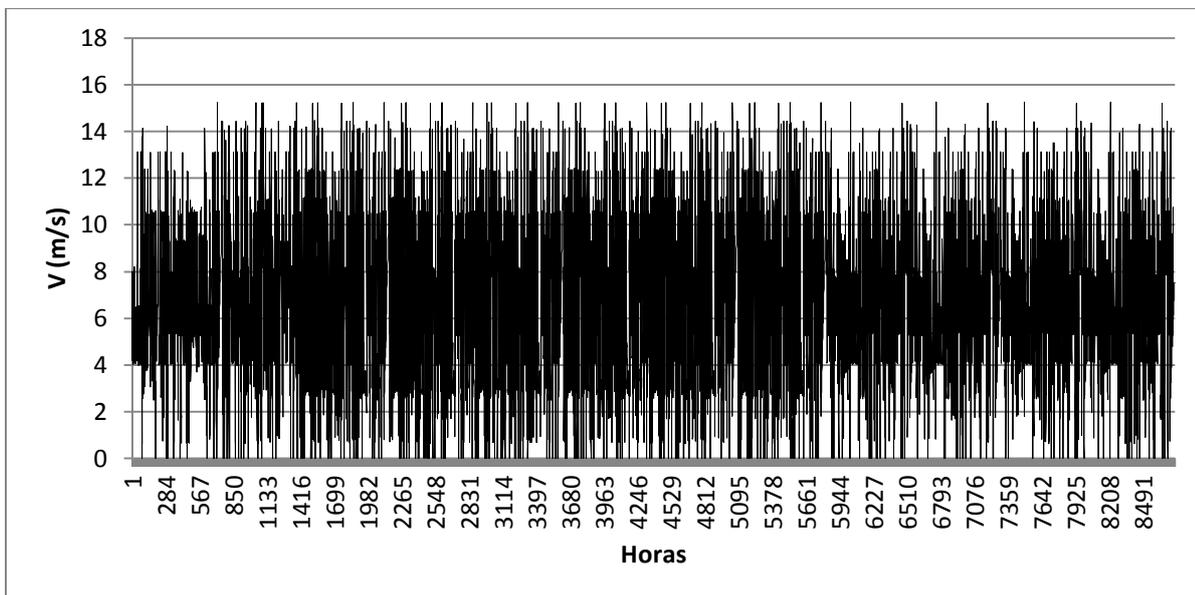


Figura 4-10 Série de vento adaptada

A Figura 4-11 mostra o perfil de vento da série adaptada. Esta série possui uma velocidade média de 6,3 m/s. É ainda de referir que em 19 % dos períodos anuais a velocidade do vento é inferior a 3 m/s e que a velocidade do vento nunca é superior a 15, 2 m/s. Note-se que tentou-se criar uma série o mais realista possível e sem valores improváveis.

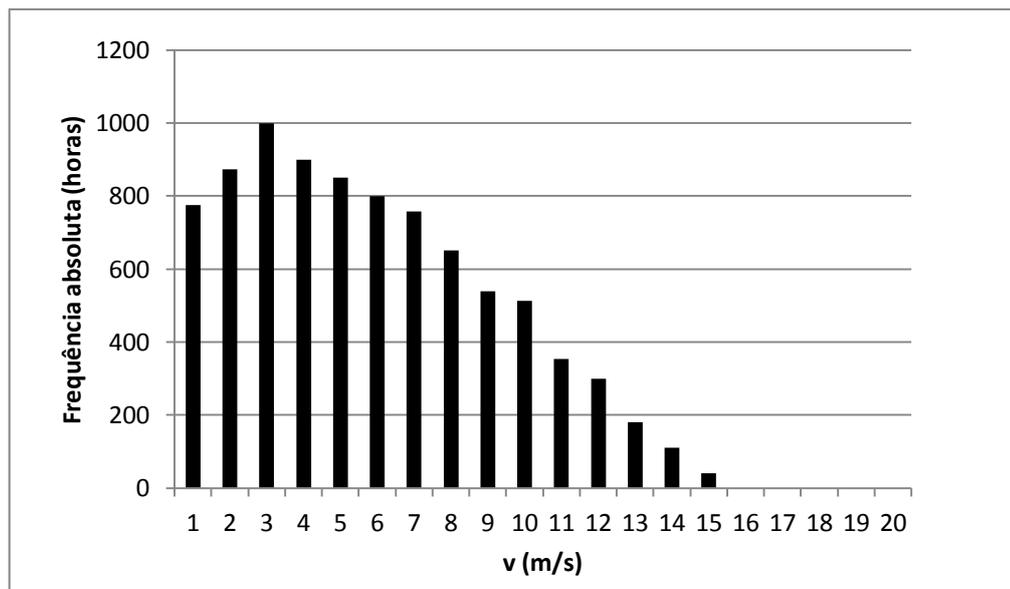


Figura 4-11 Perfil de vento da série adaptada

4.2 Resultados sem produção distribuída

Nesta secção são apresentados os valores da rede em estudo, obtidos numa simulação efetuada á rede do condomínio, sem PD no seu interior (todo o consumo é satisfeito pela rede a montante). Na prática, este cenário irá permitir a obtenção de resultados para posterior comparação com os resultados obtidos após o estabelecimento do condomínio energético. Note-se que nesta simulação foi obtida considerando que a rede de distribuição de energia possui uma secção técnica de 35 mm^2 (LSVAV $4 \times 35 \text{ mm}^2$). Este valor foi obtido, considerando o disposto na secção 4.1.2.

Na Figura 4-12 e na Figura 4-13, encontram-se os resultados dos valores de tensão nos AD 3 (perfil mais elevado) e 5 (perfil mais baixo) para todas as horas do mês de agosto e dezembro da rede em análise na situação inicial. Em termos técnicos, o perfil de tensão da rede deve encontrar-se entre os valores de 0,95 e 1,05 p.u. No caso da rede em estudo, para o cenário criado, as tensões dos armários representados, encontram-se dentro dos limites estabelecidos (os níveis de tensão dos restantes AD encontram-se entre os valores representados).

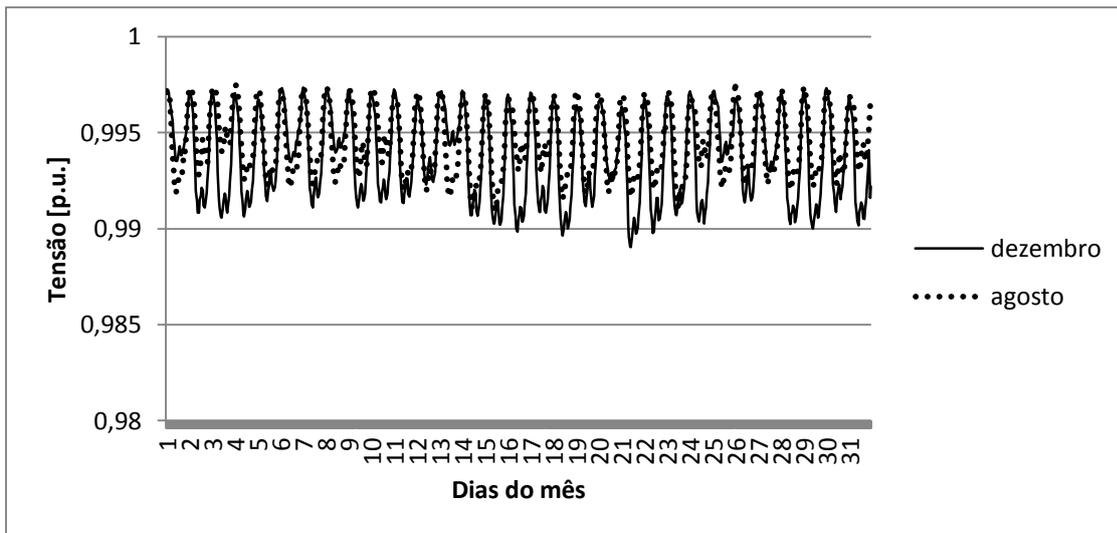


Figura 4-12 Perfil de tensão do AD 5 sem condomínio

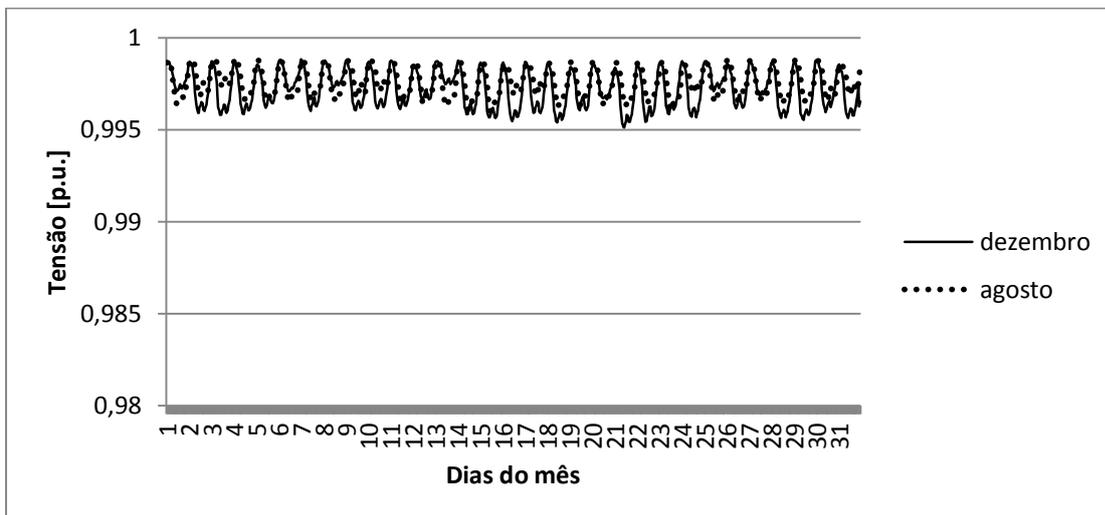


Figura 4-13 Perfil de tensão do AD 3 sem condomínio

A Figura 4-14 mostra, a título de exemplo, o valor de perdas ocorridas ao longo da rede de distribuição de energia durante o dia 22 de agosto e o dia 21 de dezembro.

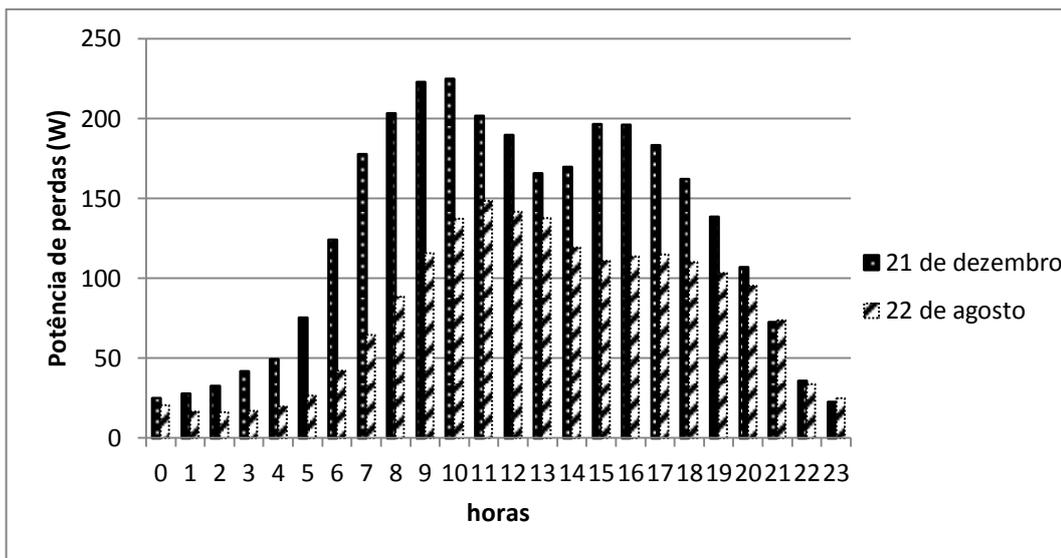


Figura 4-14 Perfil de perdas da rede de distribuição sem condomínio

Às perdas anuais de energia, no cenário sem produção distribuída (e sem condomínio energético), têm o valor global de 0,57 MWh.

4.3 Condomínio autónomo

4.3.1 Armazenamento centralizado

Com base no modelo descrito na secção 3.1.1 e com a informação disponibilizada na secção anterior efetuou-se o dimensionamento do sistema apresentado na Figura 4-15. Como esquematizado na Figura 4-15, neste cenário, o sistema de AE é único e colocado junto ao posto de transformação do condomínio.

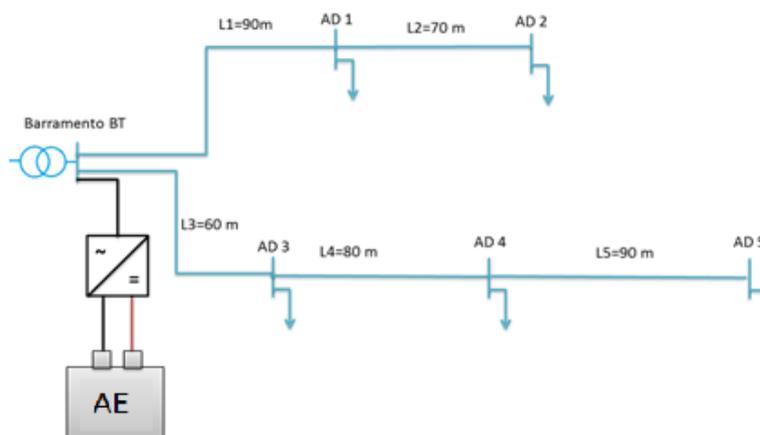


Figura 4-15 Esquema do condomínio autónomo com AE centralizado

4.3.1.1 Conceção do condomínio dotado de AE e PV

Nesta primeira abordagem ao condomínio autónomo com AE centralizado, a produção PV é a única tecnologia de PD considerada. Esta tecnologia deverá ser responsável por satisfazer todos os consumos elétricos do condomínio, bem como as perdas produzidas pelo fluxo de potências. Note-se que, neste caso, a otimização procura determinar a capacidade de PD (bem como a sua localização) e a dimensão do AE que minimize os custos globais do sistema.

Para melhor visualização da dispersão da PD optou-se por apresentar a solução através de um quadro contendo a potência PV a ser ligada ao longo da rede de distribuição (Quadro 4-21).

Quadro 4-21 Dispersão da PD (sistema dotado de PV e AE centralizado)

Armário	Potência PV a instalar (kW)
AD 1	45
AD 2	54
AD 3	27
AD 4	54
AD 5	54
Total	234

A solução apresentada foi obtida pela minimização da função objetivo (minimização dos custos globais do sistema). A disposição da produção tem em conta a minimização das perdas, e a satisfação dos limites de tensão.

Para além das capacidades PV apresentadas, o modelo propõe a instalação de um sistema de AE (colocado junto ao posto de transformação) com capacidade de 1,114 (MWh). Este sistema é responsável por armazenar a energia necessária ao consumo nas horas em que a produção PV não é suficiente. O modelo determina ainda que a secção económica da rede de distribuição de energia eléctrica é de 240 mm^2 . No entanto, é de salientar que a secção técnica da solução é inferior. Por outras palavras a secção mínima que garante a máxima corrente verifica ao longo da rede (120 A) é de 35 mm^2 (que apresenta uma corrente admissível de 130 A).

A solução apresentada tem um VAL de -1018497 € calculado num período de 20 anos. Este valor já contém o custo de substituição das baterias. Adicionalmente, observa-se que o benefício obtido pela venda de energia em excesso à rede a montante é de 353333 € em vinte anos. No Quadro 4-22, encontra-se o valor anual produzido pelo sistema de produção, a energia anual entregue à rede e a percentagem que tal representa da produção total.

Quadro 4-22 Balanço energético (sistema dotado de PV e AE centralizado)

Produção Anual (MWh)	Energia entregue à rede (MWh)	Percentagem da produção que é entregue à rede (%)
349,72	159,13	45,5

Importa, neste momento, distinguir o custo médio de produção da energia elétrica no condomínio do custo médio da energia elétrica consumida no condomínio (ou seja o que cada consumidor deverá pagar por kWh consumido). No que se refere ao custo médio de produção da energia elétrica do condomínio este valor é obtido pela expressão:

$$C_p = \frac{C_{global}}{P_{global}} \quad (4-3)$$

Onde: C_{global} é o custo global do sistema em 20 anos, em €; e, P_{global} é a produção global do sistema em 20 anos, em kWh.

Já o custo médio da energia elétrica consumida no condomínio pode ser obtido pela seguinte expressão:

$$C_c = \frac{C_{global} - B_{global}}{E_c} \quad (4-4)$$

Onde: B_{global} representa o benefício global em 20 anos resultante da venda de energia a rede a montante, em €; e, E_c é o consumo de energia elétrica no condomínio em 20 anos, em kWh.

Na presente solução o custo médio da energia elétrica consumida é de 0,27 €/kWh. Este valor foi obtido considerando uma estimativa da energia consumida ao longo dos vinte anos (3811,8 MWh) e o VAL a 20 anos (-1018497 €). O custo médio de produção da energia elétrica é de 0,20 €/kWh. Este valor foi obtido considerando uma estimativa da energia produzida ao longo dos vinte anos (6994,4 MWh) e o custo global do sistema (1371831 €).

A localização dos geradores tem uma importante influência nas perdas produzidas nos cabos da rede de distribuição. Em geral, uma maior dispersão dos sistemas de produção tende a provocar uma redução de perdas. No presente caso verifica-se um aumento de perdas relativamente às condições iniciais (sem PD), como mostra o Quadro 4-23.

Quadro 4-23 Perdas produzidas (sistema dotado com PV e AE centralizado)

	Antes do condomínio ($S=35 \text{ mm}^2$)	Depois do condomínio ($S=240 \text{ mm}^2$)	Variação (%)
Energia ativa de perdas (MWh/ano)	0,57	1,62	184

O aumento que se verifica comparando a Figura 4-16 com a Figura 4-14 ocorre devido à energia em excesso do sistema que é injetada na rede a montante. Naturalmente, antes do estabelecimento do condomínio, tal não ocorria.

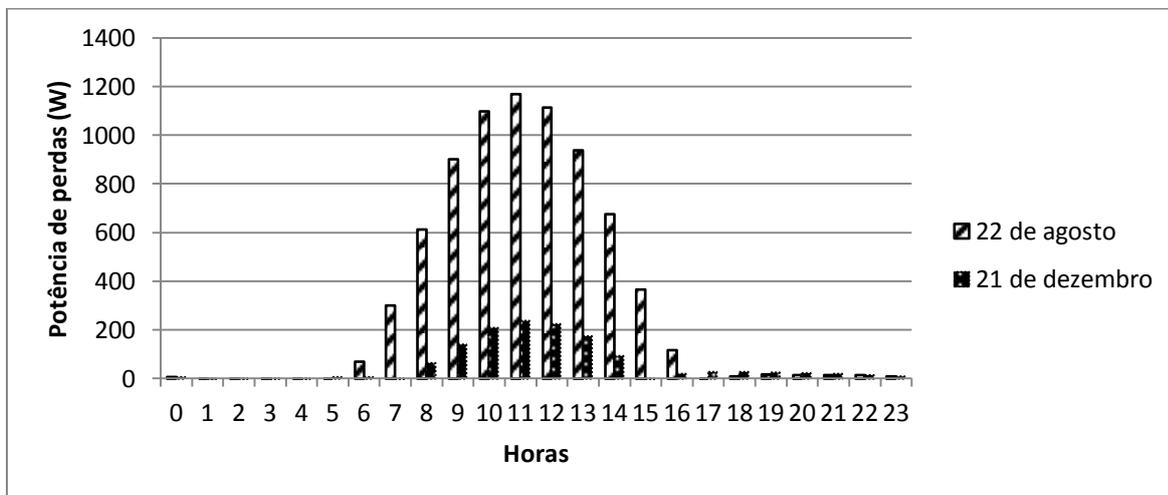


Figura 4-16 Perfil de perdas da rede distribuição (sistema dotado com PV e AE centralizado)

Outro aspeto relevante é o comportamento do SoC do AE. A título de exemplo, a Figura 4-17 mostra o estado de carga (SoC) da bateria para os meses de agosto e dezembro (a análise destes meses será constante para todos os casos de estudo). Na Figura, é possível constatar que os limites mínimo e máximo definidos (30% e 100%) não são violados. Por outras palavras, a bateria armazena energia até à sua capacidade estipulada (o excesso, quando existe, é entregue à rede) e descarrega até 47 % da sua capacidade estipulada (na pior situação). A Figura mostra ainda que no mês dezembro ocorrem situações em que o SoC máximo diário é inferior a 100%. Simultaneamente, é de salientar que em agosto, mês de maior nível de irradiação, ocorre produção em excesso todos os dias, a qual é entregue à rede. Conclui-se portanto que, devido ao maior nível de irradiação, o sistema de AE sofre descargas menos profundas no mês de agosto.

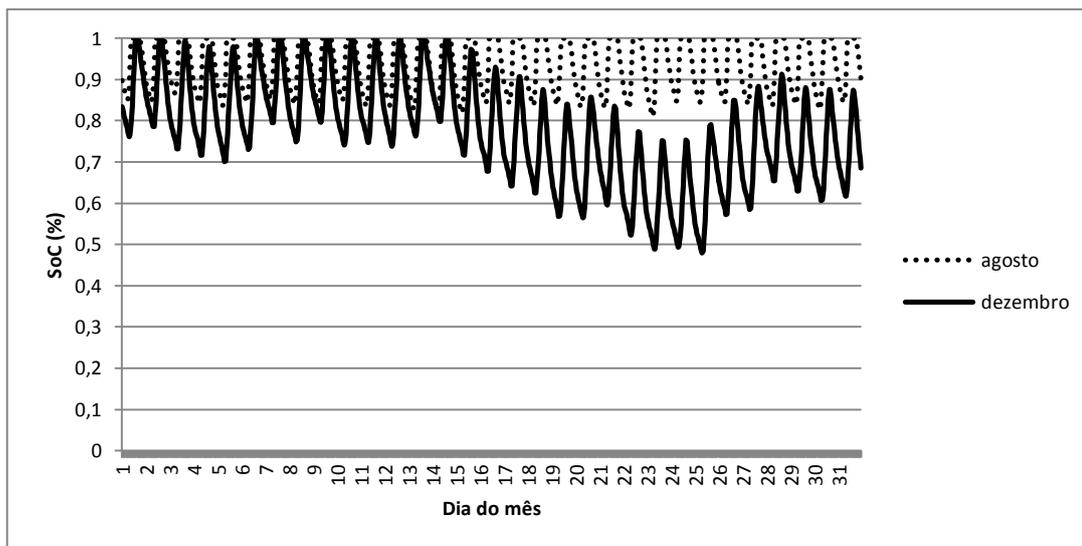


Figura 4-17 Evolução do SoC do AE (sistema dotado com PV e AE centralizado)

A Figura 4-18 representa o comportamento do SoC obtido para o dia 25 de dezembro, que inclui o valor mínimo anual (cerca de 47 % da sua capacidade estipulada).

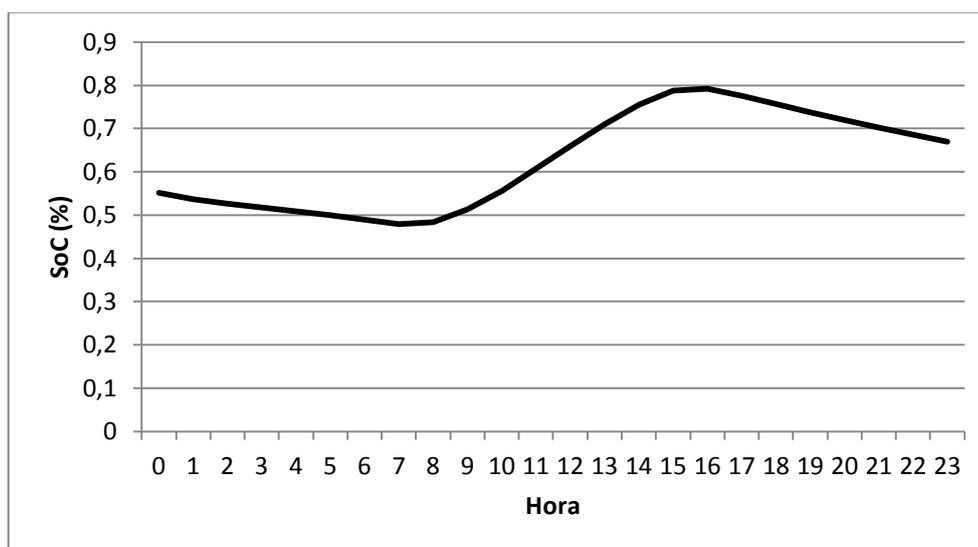


Figura 4-18 Evolução do SoC no dia 25 de dezembro (sistema dotado com PV e AE centralizado)

No que concerne ao tipo de AD (barramento), assume-se que todos os AD (com exceção do barramento do posto de transformação que será do tipo VSI, isto é tensão controlada) são do tipo P-Q.

A Figura 4-19 mostra, a título de exemplo, os valores de tensão no AD 5 para o mês de agosto e dezembro. Comparando os valores desta Figura com os da Figura 4-12 (que representa os níveis de tensão antes do estabelecimento do condomínio energético) constata-se que há um aumento significativo dos níveis de tensão. Note-se, no entanto, que este aumento é mais notado no mês de agosto (situação relacionada com os níveis de produção PV).

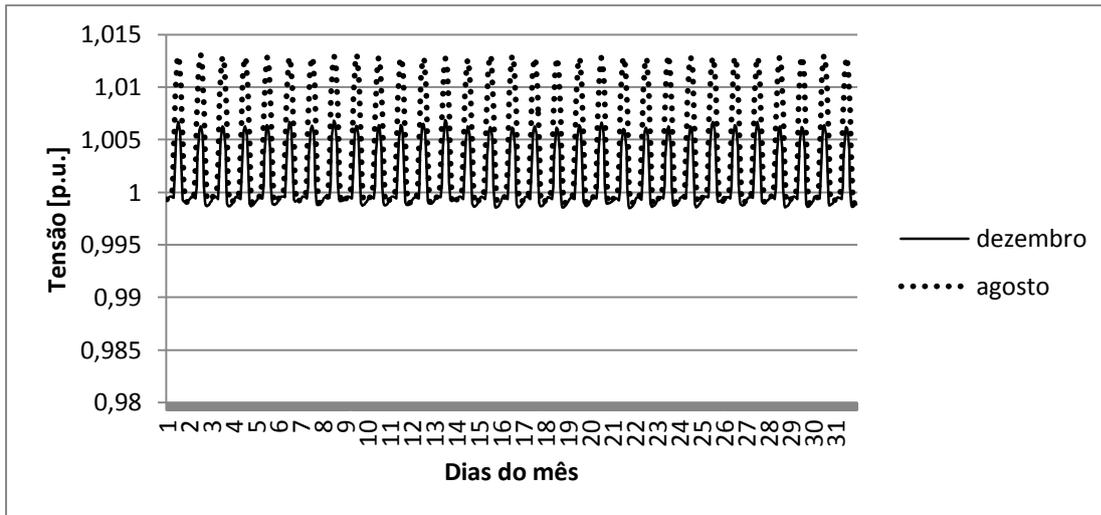


Figura 4-19 Perfil de tensão dos armários AD 5 (sistema dotado com PV e AE centralizado)

Na Figura 4-20 está representado o perfil de tensão do AD 5 para o segundo dia de agosto (antes e depois do estabelecimento do condomínio energético), no qual ocorre o máximo valor de tensão anual. Analisando a Figura salienta-se que antes do estabelecimento do condomínio energético os valores de tensão mínimos ocorriam durante os períodos de maior consumo (durante o dia) e os valores máximos durante a noite (períodos de baixo consumo). Após o estabelecimento do condomínio energético, ocorre uma inversão desta situação. Importa ainda referir que a tensão composta atinge um valor máximo de 405,25 V.

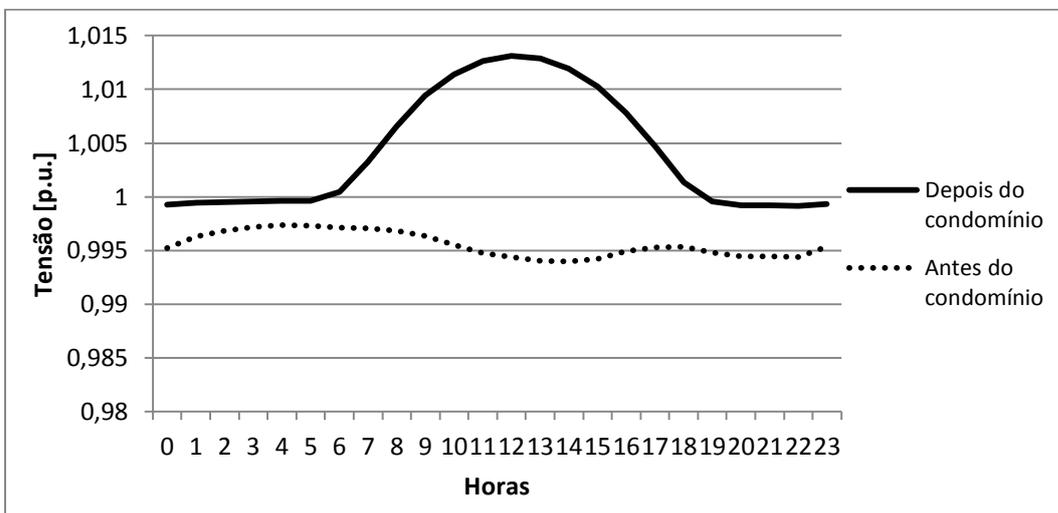


Figura 4-20 Perfil de tensão dos armários AD 5 no dia 2 de agosto (sistema dotado com PV e AE centralizado)

4.3.1.2 Conção do condomínio dotado de AE, PV e μ CHP

O caso de estudo apresentado nesta secção utiliza, para além dos geradores PV, uma unidade de microcogeração (potência térmica de 280 kW e potencia elétrica de 70 kW) que providencia a energia térmica necessária ao aquecimento de espaços e de águas quentes sanitárias.

Nesta aplicação considerou-se que se utiliza um único sistema de produção de calor para satisfação da procura de energia térmica. Tomando como referencia a Figura 4-21, e admitindo que existe uma rede distribuição de energia térmica, teremos que o sistema de microcogeração será instalado junto ao PT do condomínio energético.

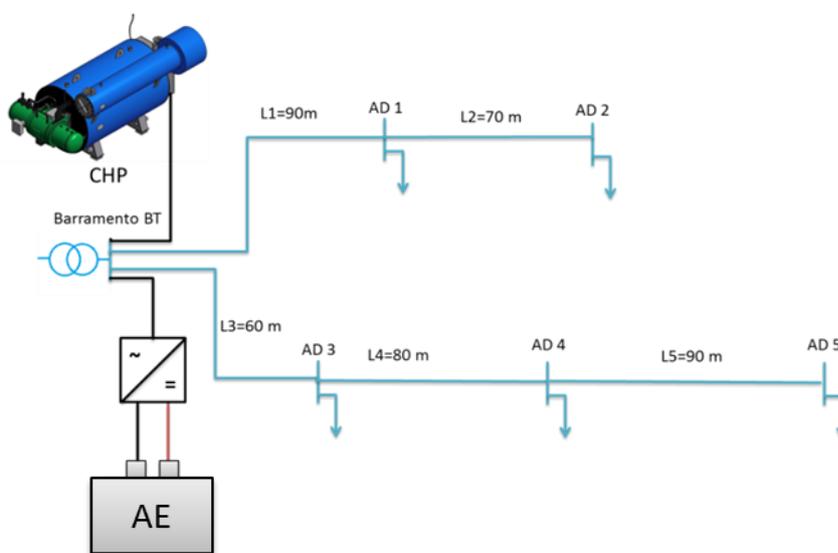


Figura 4-21 Colocação do sistema de microcogeração no interior da rede

No Quadro 4-24 encontram-se os valores de potência PV a instalar na rede do condomínio, determinadas pela plataforma desenvolvida. A solução, apresentada propõe a instalação de 99 kW, distribuídos pelos AD segundo o Quadro 4-24.

Quadro 4-24 Distribuição da PD (sistema dotado com PV, microcogeração e AE centralizado)

Armário	Potência PV a instalar (kW)
AD 1	9
AD 2	18
AD 3	54
AD 4	18
AD 5	0
Total	99

A instalação de um sistema de microcogeração permite a redução da potência PV a instalar (comparativamente à solução anterior). Esta redução é de 135 kW, correspondendo a 57,6 % da potência PV no cenário sem microcogeração, tal como mostra o Quadro 4-25.

Quadro 4-25 Comparação das potências PV a instalar com e sem microcogeração (AE centralizado)

Potência PV sem μ CHP (kW)	Potência PV com μ CHP (kW)	Variação (kW)	Variação (%)
234	99	-135	-57,6

Para além das capacidades PV e de microcogeração referidas, a metodologia propõe a instalação de um sistema de AE de 804,96 (kWh). A capacidade do sistema de AE sofre, portanto, uma redução com a introdução do sistema de microcogeração (relativamente à solução anterior). Esta redução é de 309,04 kWh correspondendo a 27,7 % da capacidade de AE no cenário sem microcogeração, tal como mostra o Quadro 4-26.

Quadro 4-26 Comparação das capacidades de AE a instalar com e sem microcogeração (AE centralizado)

Capacidade do AE sem μ CHP (kWh)	Capacidade do AE com μ CHP (kWh)	Variação (kWh)	Variação (%)
1114	804,96	-309,04	-27,7

O modelo determina ainda que a secção económica é de 150 mm^2 . A secção da rede de distribuição sofre portanto, uma redução com a introdução do sistema de microcogeração (relativamente à solução anterior, que seria de 240 mm^2). Neste caso, mais uma vez, a secção técnica é de 35 mm^2 (visto que a máxima corrente que se verifica ao longo da rede é de 110 A).

A solução apresentada tem um VAL de -1203688 € (este valor contabiliza o custo de substituição das baterias). Adicionalmente, observa-se que o benefício obtido pela venda da energia em excesso à rede a montante é de 132302 €, em vinte anos. Conclui-se portanto que o custo global da solução é de 1335990 €. No Quadro 4-27, encontra-se a comparação entre o VAL da presente solução e o referente à solução anterior.

Quadro 4-27 Comparação do VAL da solução com e sem microcogeração (AE centralizado)

Sistema PV (€)	Sistema PV e μ CHP (€)	Variação (€)	Variação (%)
-1018497	-1203688	-185191	-18,1

Analisando o Quadro 4-27 verifica-se que a introdução do sistema de microcogeração provoca uma diminuição no VAL da solução de cerca de 18,1%. É importante referir, mais uma vez, que no caso da tecnologia de microcogeração, os custos são estimados

considerando, por um lado os respetivos custos e, por outro, os custos de uma caldeira central de referência que tenha por base as mesmas características técnicas (só são considerados os sobrecustos da tecnologia de microgeração). O principal motivo para a diminuição do VAL são os elevados custos da tecnologia de microgeração (tanto de investimento como de operação e manutenção). Saliente-se que cada W elétrico tem um custo de cerca de 3 €. Este valor resulta da diferença entre os custos da caldeira de microgeração e da caldeira convencional a dividir pela potência elétrica da caldeira de microgeração (ver dados na secção 4.1.4).

No Quadro 4-28, encontra-se o valor anual produzido pelos sistemas de geração, a energia anual entregue à rede, e a percentagem que tal representa da produção total. Da produção anual (239 MWh) 90,26 MWh são produzidos pelo sistema de microgeração e 148 MWh pelo sistema PV. Tendo em consideração esta produção e um tempo de vida útil de 20 anos o custo médio de produção é de 0,28 €/kWh (logo 0,08 €/kWh mais caro que a solução anterior).

O custo médio da energia elétrica no condomínio, o qual, tendo em consideração o tempo de vida de útil do projeto (20 anos), é de 0,37 €/kWh (0,10 €/kWh mais caro que a solução anterior)

Quadro 4-28 Balanço energético anual (sistema dotado com PV, microgeração e AE centralizado)

Produção Anual (MWh)	Energia entregue à rede (MWh)	Percentagem da produção que é entregue á rede (%)
239	75,7	31,6

No que se refere às perdas, verifica-se uma diminuição relativamente às condições iniciais, sendo no presente caso, de 22,8 (%) como mostra o Quadro 4-29.

Quadro 4-29 Perdas produzidas (sistema dotado com PV, microgeração e AE centralizado)

	Antes do condomínio	Depois do condomínio	Variação (%)
Energia ativa de perdas (MWh)	0,57	0,44	-22,8

Um dos aspetos a realçar com a introdução do sistema de microgeração é o facto de toda a energia entregue pelo sistema de microgeração ao sistema de AE não produzir perdas, uma vez que ambos os sistemas se encontram no mesmo barramento na rede do condomínio. Esta situação, como mostra a Figura 4-22, leva a uma diminuição das perdas quando comparado com a solução anterior (Figura 4-16).

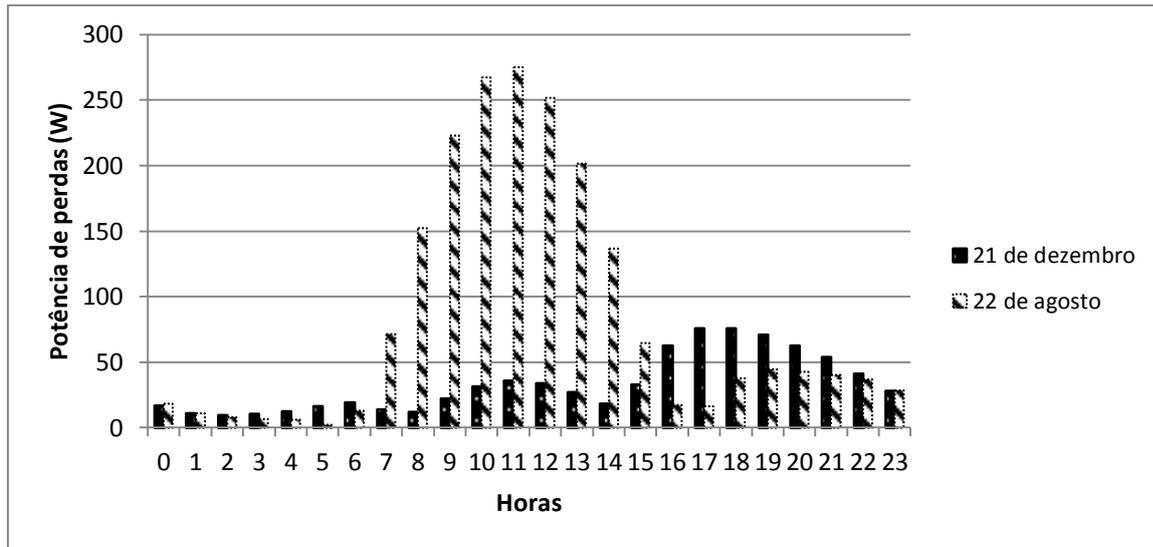


Figura 4-22 Perfil de perdas da rede distribuição com e sem condomínio (sistema dotado com PV, microgeração e AE centralizado)

A Figura 4-23 mostra evolução do SoC do AE para os meses de agosto e dezembro. A Figura mostra claramente o efeito do sistema de microgeração no AE. A principal conclusão a retirar é que a colocação do sistema de microgeração altera a curva do SoC comparativamente com a curva apresentada na Figura 4-17 (onde a PD é unicamente PV). É de notar que no presente caso o sistema de AE é mais solicitado nos períodos de maior incidência solar e de menor utilização dos sistemas de microgeração (mês de agosto). Isto é, no mês de dezembro, em que a irradiância é menor e a utilização do sistema de microgeração é maior, as profundidades de descarga do AE são menores comparativamente com o mês de agosto.

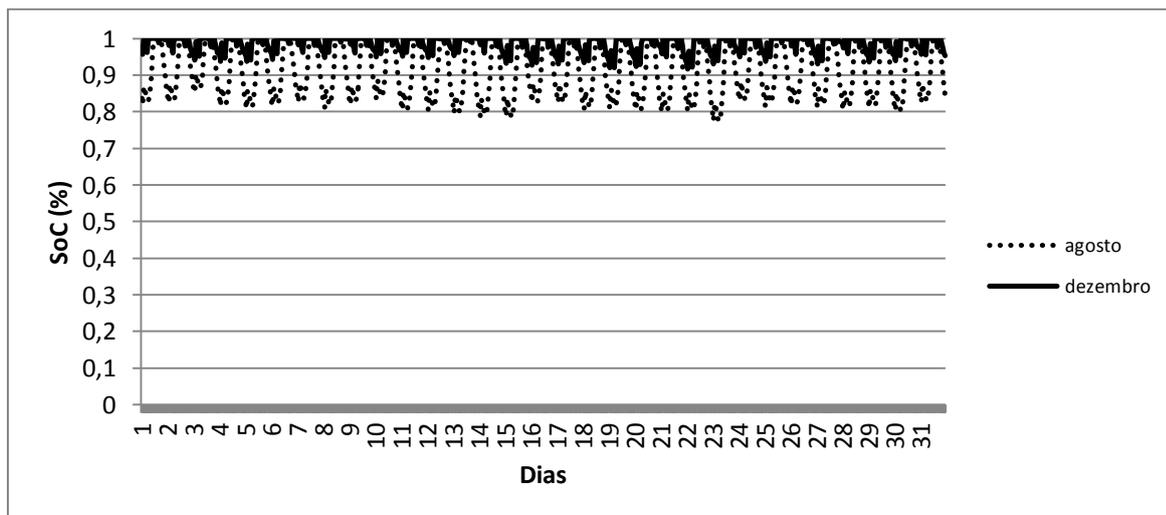


Figura 4-23 Evolução do SoC do AE (sistema dotado com PV, microgeração e AE centralizado)

A Figura 4-24 representa o comportamento do SoC obtido para o dia 31 de outubro, no qual se atinge o valor mínimo anual (64 % da capacidade estipulada).

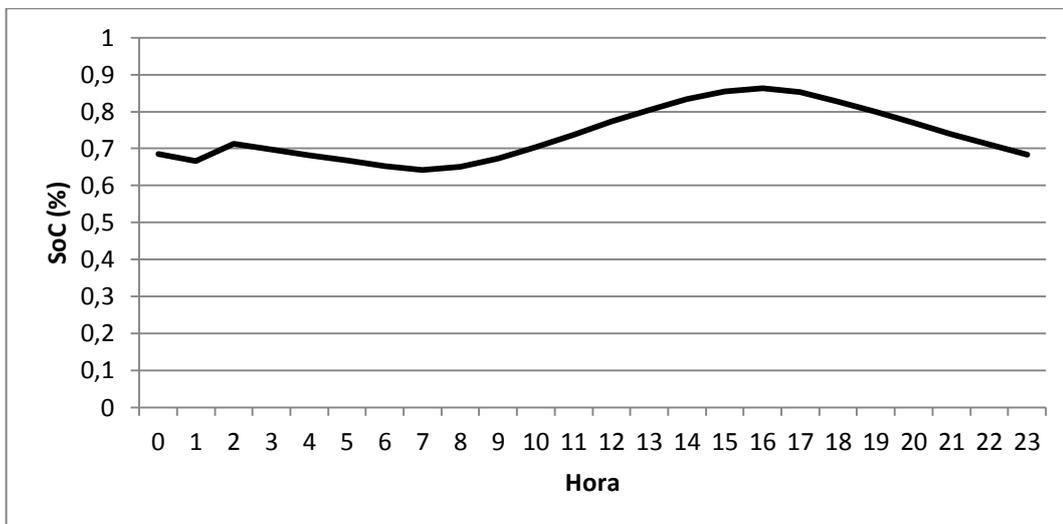


Figura 4-24 Evolução do SoC no dia 31 de outubro (sistema dotado com PV, microcogeração e AE centralizado)

A Figura 4-25 mostra o perfil de tensão para o mês de agosto e dezembro do AD 5 depois do estabelecimento do condomínio energético. Comparando esta Figura com a Figura 4-19 (sistema dotado com PV) verifica-se que existe uma diminuição dos níveis de tensão. Esta situação deve-se ao facto da capacidade PV sofrer uma redução com a introdução do sistema de microcogeração.

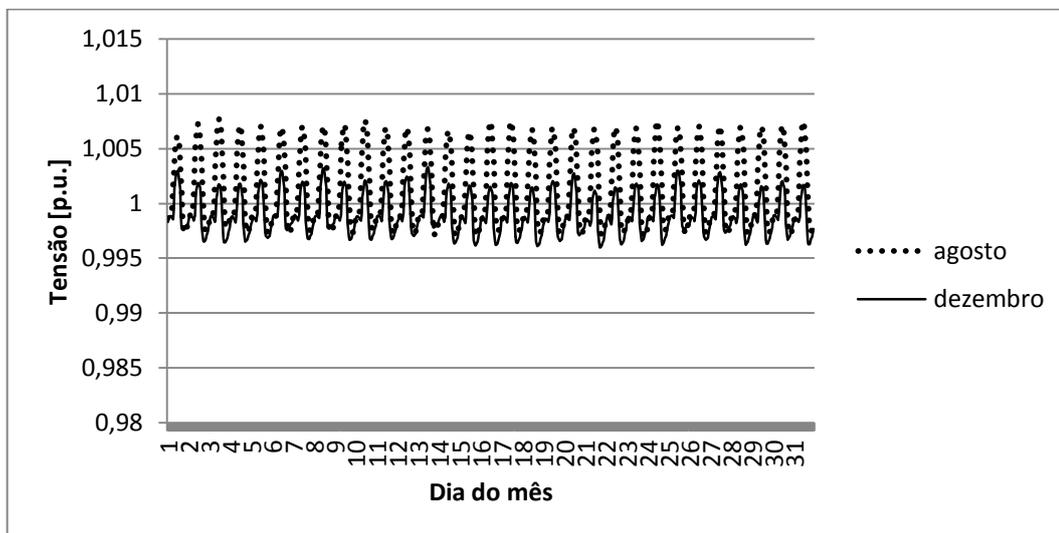


Figura 4-25 Perfil de tensão do AD 5 (sistema dotado com PV, microcogeração e AE centralizado)

No que se refere à máxima tensão verifica depois do estabelecimento do condomínio energético (Figura 4-26), neste caso, verifica-se no AD 4. Tal como no sistema dotado somente com fontes PV, este valor ocorre no dia 2 de agosto. Analisando a Figura salienta-se

que a máxima tensão anual é de 403,2 V (existe portanto uma redução de 2,5 V, comparativamente ao valor verificado no sistema dotado com PV e AE centralizado).

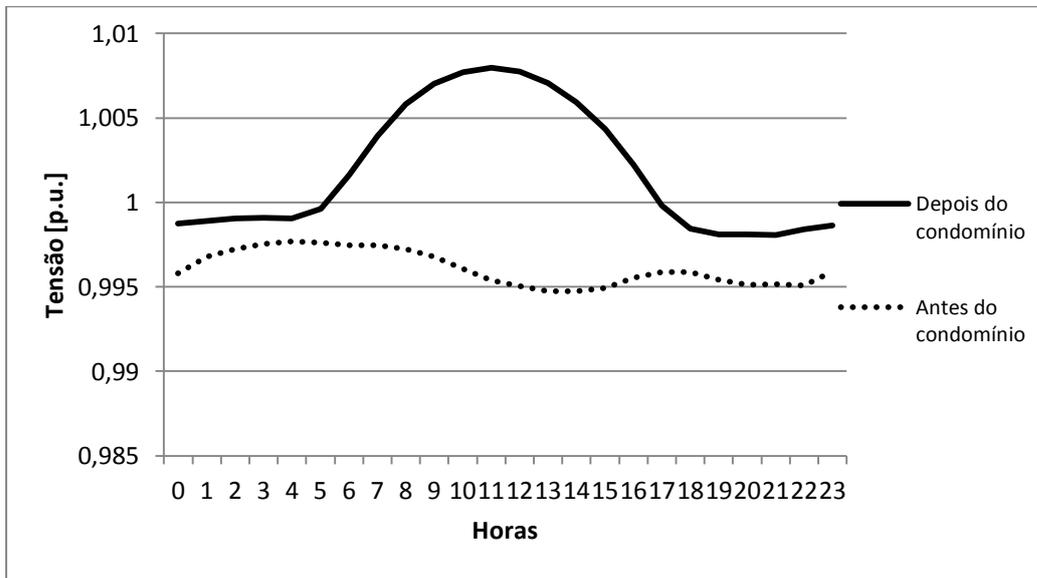


Figura 4-26 Perfil de tensão dos armários AD 4 no dia 2 de agosto (sistema dotado com PV, microcogeração e AE centralizado)

4.3.1.3 Conceção do condomínio dotado de AE, PV, μ CHP e μ Eólicas

O caso que se segue tem como objetivo ilustrar a aplicação da metodologia a um caso de estudo que conjugue as tecnologias de PD já mencionadas (PV e microcogeração) com a tecnologia eólica. Neste estudo foi necessário adaptar uma série de vento (este facto já foi justificado na secção 4.1.5). O objetivo fundamental desta aplicação é o de estimar a influência na potência PV e no AE que a presença dos sistemas micro-eólicos proporciona.

O Quadro 4-30 apresenta os resultados obtidos para a PD (resultante da otimização do problema).

Quadro 4-30 Distribuição da produção distribuída (sistema dotado com PV, microcogeração, micro-eólicas e AE centralizado)

Armário	Potência PV a instalar (kW)	Potência micro-eólica a instalar (kW)
AD 1	9	4×2,5
AD 2	9	0
AD 3	0	5×2,5
AD 4	9	1×2,5
AD 5	9	0
Total	36	25

O Quadro 4-31 permite perceber a influência dos sistemas micro-eólicos na potência instalada da tecnologia PV. Analisando os valores do Quadro conclui-se que a instalação dos sistemas micro-eólicos permite a redução da potência PV a instalar (comparativamente ao cenário anterior). Esta, redução é de 63 kW, correspondendo a 63,6 % da potência PV.

Quadro 4-31 Comparação das potências PV a instalar com e sem sistemas micro-eólicos (AE centralizado)

Potência PV considerando o caso PV+ μ CHP (kW)	Potência PV considerando PV+ μ CHP +sistemas μ eólicos (kW)	Variação (kW)	Variação (%)
99	36	-63	-63,6

Conclusões semelhantes podem ser retiradas para a capacidade do AE que, como mostra o Quadro 4-33, sofre uma redução de 11,5%. Esta redução está relacionada com o facto dos sistemas micro-eólicos produzirem energia elétrica durante o período noturno (normalmente período onde o sistema de AE é mais solicitado).

Quadro 4-32 Comparação das capacidade do AE a instalar com e sem sistemas micro-eólicos (AE centralizado)

Capacidade AE antes das μ eólicas (kWh)	Capacidade AE depois das μ eólicas (kWh)	Variação (kWh)	Variação (%)
804,96	712,08	-92,88	-11,5

O modelo determina ainda que a secção económica é de 150 mm^2 . A secção da rede de distribuição não sofre portanto, qualquer redução com a introdução dos sistemas micro-eólicos. No que se refere à secção técnica, importa referir que esta tal como os casos anterior seria de 35 mm^2 (a máxima corrente verifica ao longo da rede neste caso é de 115 A).

No que se refere ao VAL, a solução apresentada tem um VAL de -1054712 €. Para este valor contribui o benefício obtido pela venda de energia em excesso á rede a montante que é de 150052 €, em vinte anos (o custo global da solução é de 1204764 €). No Quadro 4-33, encontra-se a comparação entre VAL da presente solução e a solução anterior.

Quadro 4-33 Comparação do VAL das várias soluções (AE centralizado)

Sistema PV+ μ CHP (€)	Sistema PV+ μ CHP + μ eólicos (€)	Variação (€)	Variação (%)
-1203688	-1054712	148976	12,3

Analisando o Quadro 4-33, verifica-se que a introdução dos sistemas micro-eólicos permite um aumento do VAL em cerca de 12,3%. O principal motivo para o aumento do VAL está relacionada com a redução verificada na capacidade do AE e na potência PV a instalar.

No Quadro 4-34, encontra-se o valor anual produzido pelos sistemas de geração. A energia anual entregue à rede, e a percentagem que tal representa da produção total. Da produção anual (255,71 MWh), 90,26 MWh são produzidos pelo sistema de microgeração, 53,8 MWh pelo sistema PV e 110,65 MWh pelos sistemas micro-eólicos.

Quadro 4-34 Balanço energético anual (sistema dotado com PV, microgeração, micro-eólicas e AE centralizado)

Produção Anual (MWh)	Energia entregue à rede (MWh)	Percentagem da produção entregue á rede (%)
255,71	99,1	38,75

O custo médio de produção da energia elétrica no condomínio é de 0,24 €/kWh. O Quadro 4-35 contém os valores do custo de produção para as diferentes soluções apresentadas. Estes valores permitem concluir que a solução que apresenta menor custo de produção é a que considerara unicamente a instalação da tecnologia PV.

Quadro 4-35 Custos médio de produção do condomínio das várias soluções (AE centralizado)

PV (€/kWh)	PV+ μ CHP (€/kWh)	PV+ μ CHP+Eólica (€/kWh)
0,20	0,28	0,24

Já o custo médio da energia elétrica no condomínio é de 0,34 €/kWh. O Quadro 4-36 contém os valores do custo médio da energia para as diferentes soluções apresentadas. Mais uma vez a solução que apresenta menor custo médio de energia é o que considera unicamente a instalação da tecnologia PV.

Quadro 4-36 Custos médio da energia elétrica do condomínio das várias soluções (AE centralizado)

PV (€/kWh)	PV+ μ CHP (€/kWh)	PV+ μ CHP +Eólica (€/kWh)
0,27	0,37	0,34

As perdas na rede do condomínio, no presente caso, verificam uma redução relativamente às condições iniciais. Esta redução representa 40,35 (%) das perdas observadas sem condomínio energético como mostra o Quadro 4-37. Esta redução deve-se ao facto dos sistemas micro-eólicos produzirem energia elétrica durante o período noturno diminuindo assim a energia fornecida nestes períodos pelo sistema de AE colocado junto ao PT (reduzindo o fluxo de potência na rede de distribuição do condomínio).

Quadro 4-37 Perdas produzidas (sistema dotado com PV, microgeração, micro-eólicas e AE centralizado)

	Antes do condomínio	Depois do condomínio (PV+ μ CHP+eólica)	Variação (%)
Energia ativa de perdas (MWh)	0,57	0,34	-40,35

É de realçar que comparando a Figura 4-27 e a Figura 4-14 verifica-se que as perdas de energia em alguns momentos são inferiores às que ocorriam antes do estabelecimento do condomínio energético.

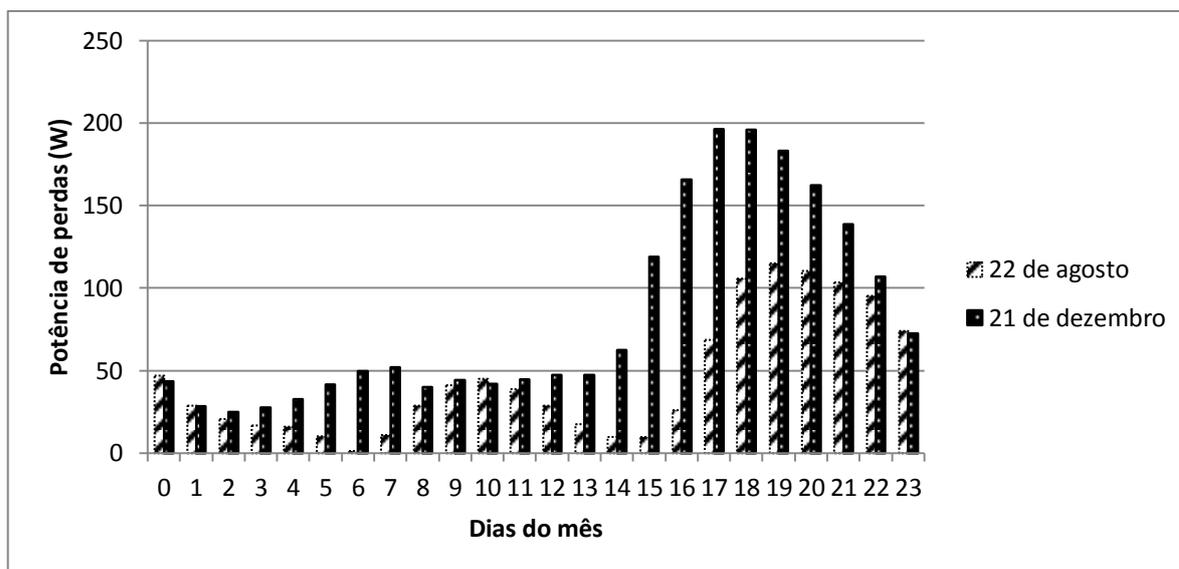


Figura 4-27 Perfil de perdas da rede distribuição (sistema dotado com PV, microgeração, micro-eólicas e AE centralizado)

A Figura 4-28 mostra o SoC do sistema de AE para o mês de agosto e dezembro. A principal conclusão a retirar é que a influência dos sistemas micro-eólicos é sentida durante o mês de agosto (mês de maior utilização da bateria no caso anterior (Figura 4-23)). Por outras palavras, comparando a Figura 4-28 com a Figura 4-23 (sistema dotado com PV e microgeração), verifica-se que a tendência é para que o sistema de AE sofra ainda menores profundidades de descarga no mês de agosto. É de notar que o comportamento do SoC no mês de dezembro, Figura 4-28, é semelhante ao período homólogo da Figura 4-23. No entanto a utilização do AE é ligeiramente maior no presente caso.

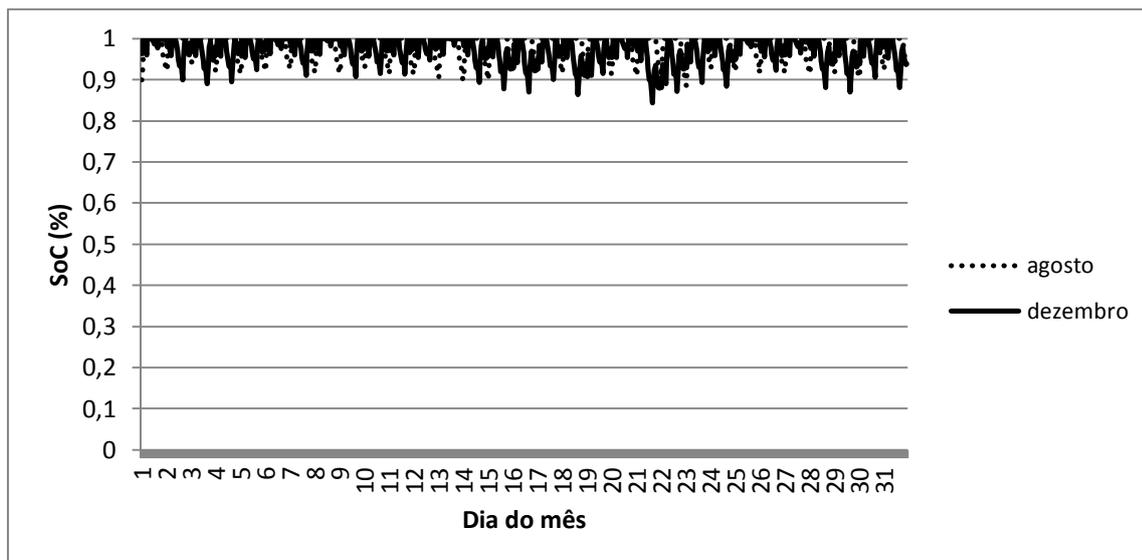


Figura 4-28 Evolução do SoC do AE (sistema dotado com PV, microcogeração, micro-eólicas e AE centralizado)

A Figura 4-29 mostra a variação diária do SoC para o dia 21 de julho. O valor de SoC mínimo anual ocorre neste dia, tomando o valor de 76%. Tal como nos casos de estudo anteriores, o estado atual de carga do sistema de AE nunca atingirá o valor definido na restrição relacionada com o mínimo de SoC.

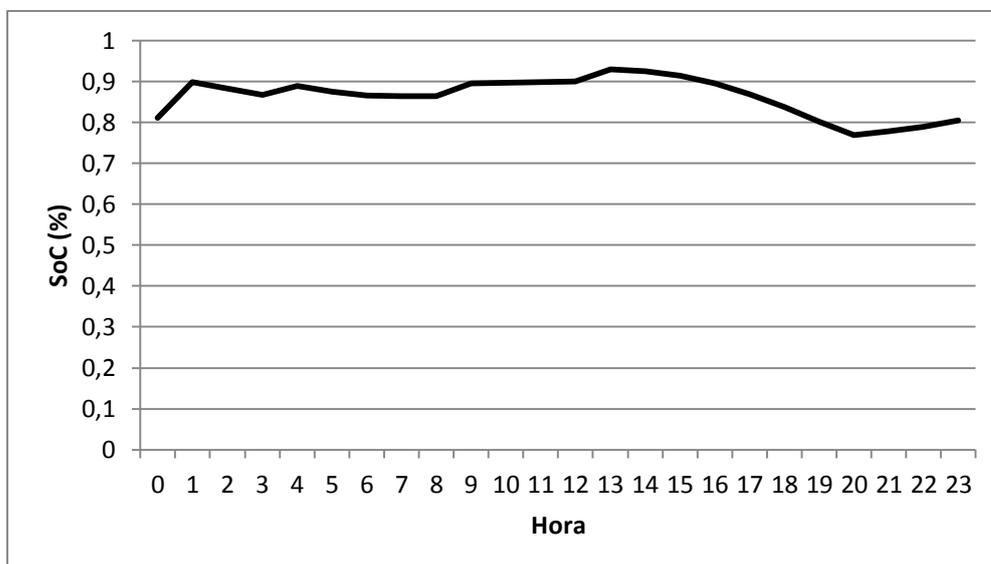


Figura 4-29 Evolução do SoC no dia 21 de julho (sistema dotado com PV, microcogeração, micro-eólicas e AE centralizado)

A Figura 4-30 mostra o perfil de tensão para o AD 5 para o mês de agosto e dezembro. Esta Figura permite perceber que a inclusão dos sistemas micro-eólicos altera o perfil de tensão. Comparando esta Figura com a Figura 4-25 (sistema dotado de PV e microcogeração)

verifica-se um aumento significativo dos níveis de tensão. Esta situação está relacionada inclusão dos sistemas micro-eólicos.

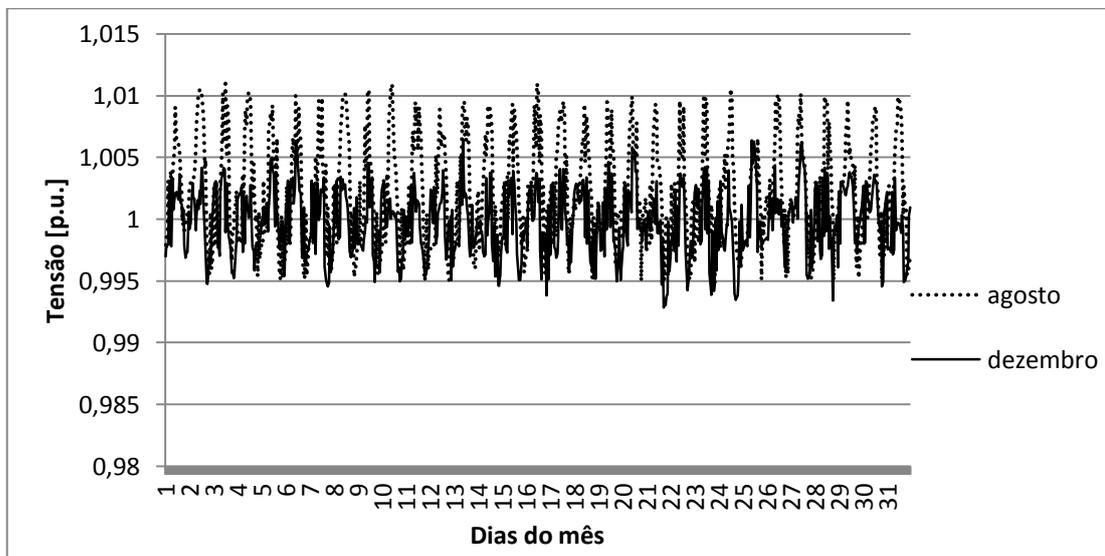


Figura 4-30 Perfil de tensão do AD 5 (sistema dotado com PV, microcogeração, micro-eólicas e AE centralizado)

Na Figura 4-31 mostra-se a evolução do perfil de tensão no dia 15 de agosto, referente ao AD 5. A análise da Figura permite concluir que a introdução dos sistemas micro-eólicos provoca variações bruscas nos níveis de tensão ao longo do dia (devido à intermitência da fonte primária). Importa ainda referir que o valor máximo de tensão composta anual é de 404,4 V.

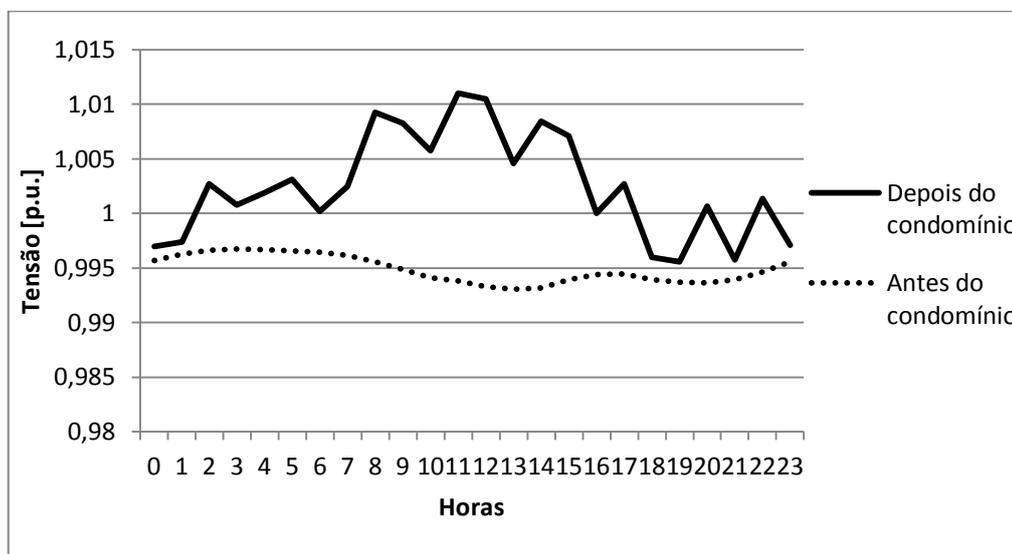


Figura 4-31 Perfil de tensão dos armários AD 5 no dia 15 de agosto (sistema dotado com PV, microcogeração, micro-eólicas e AE centralizado)

4.3.2 Armazenamento distribuído

Paralelamente à aplicação já apresentada (AE centralizado) e cujos resultados foram apresentados anteriormente, foi desenvolvida uma segunda aplicação. Esta aplicação considerou os seguintes propostos; i) cada AD possui sistemas de geração e de AE capaz de satisfazer o seu próprio consumo; e ii) o excesso de energia produzido por todos os AD é entregue à rede a montante (tal como acontece na análise anterior).

A Figura 4-32 retrata a tipologia adotada para a ligação dos diversos equipamentos.

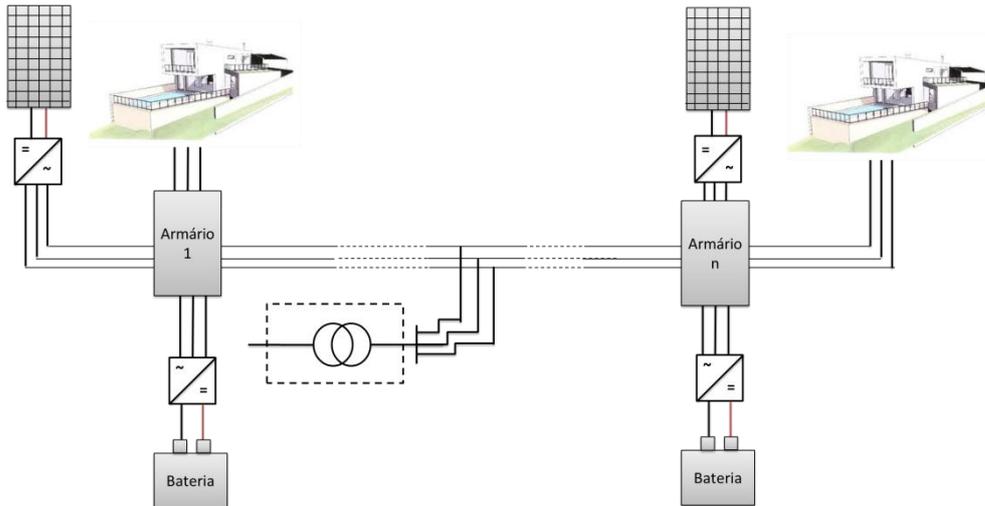


Figura 4-32 Tipologia de ligação adotada para o sistema de AE distribuído

É de referir que os custos da tecnologia de AE, PV, eólica, perdas, manutenção, excesso de energia e pellets são considerados os mesmos referidos na secção 4.1. Note-se, no entanto que na abordagem anterior, onde o sistema de aquecimento era centralizado, foi utilizado o Software RETscreen para determinar a sua potência de ponta (280 kW térmicos e 50 kW elétricos). No entanto, na presente abordagem onde a cada AD se encontra ligado uma unidade de microgeração, é necessário determinar as potências das referidas unidades. Assim sendo, foi considerado que a potência anteriormente obtida (pelo Software RETscreen 280 kW térmicos e 50 kW elétricos) é distribuída pelos diversos AD. Contudo, devido ao facto de um sistema descentralizado possuir fatores de simultaneidade menores comparativamente ao que ocorre no sistema centralizado, as referidas potências (280 kW térmicos e 50 kW elétricos) sofrem um aumento de 50%. No Quadro 4-38 encontra-se a distribuição dos sistemas de microgeração pelos AD da rede em estudo.

Quadro 4-38 Distribuição das potências de microgeração no interior da rede

Armário	Potência térmica (kW)	Potência elétrica (kW)
AD 1	120	30
AD 2	60	15
AD 3	60	15
AD 4	120	30
AD 5	60	15
Total	420	105

Um aspeto importante neste contexto são as características e os custos dos sistemas de microgeração considerados, as quais se apresentam no Quadro 4-39.

Quadro 4-39 Custo e características dos sistemas de microgeração distribuídos pela rede

Potência térmica (kW)	Potência elétrica (kW)	Custo (€)	Consumo pellets à plena carga (kg/h)
120	30	120000	60
60	15	60000	30

Note-se, uma vez mais, que para determinar os custos da tecnologia de microgeração se consideram sistemas de referência com base em caldeiras convencionais de aquecimento, cujos custos se apresentam no Quadro 4-40.

Quadro 4-40 Custo e características das caldeiras térmicas de referência

Potência térmica (kW)	Custo (€)	Consumo pellets à plena carga (kg/h)
120	31000	30
60	16000	15

4.3.2.1 Conceção do condomínio dotado de AE e PV

No Quadro 4-41 encontra-se a estrutura da solução obtida (potência PV e capacidade de armazenamento a serem instalados em cada armário).

Quadro 4-41 Localização das potências PV e capacidade do AE a instalar (sistema dotado com PV e AE distribuído)

Armário	Potência PV a instalar (kW)	Capacidade de bateria a instalar (kWh)
1	72	340,56
2	45	185,76
3	30	123,84
4	56,25	278,64
5	18	123,84
Total	221,25	1052,64

O modelo determina ainda que a secção económica é de 240 mm^2 . A secção da rede de distribuição não sofre portanto, qualquer redução comparativamente à solução que previa a instalação de geradores PV e AE centralizado. No que respeita à secção técnica, esta toma o valor de 35 mm^2 (a corrente máxima que se verifica na rede é de 117 A).

A solução obtida tem um VAL de -961413 €. Observa-se ainda que o benefício económico resultante da venda do excesso de produção é de 352592 €, no final dos vinte anos (o custo global será de 1314005 €). O custo médio da energia eléctrica consumida no condomínio, neste caso, situa-se próximo de 0,28 €/kWh. No que se refere ao custo médio de produção da energia eléctrica do condomínio este toma o valor de 0,20 €/kWh.

O Quadro 4-42 permite a comparação das soluções dotadas de PV com AE centralizado e distribuído.

Quadro 4-42 Comparação da solução centralizada e descentralizada (sistema dotado com PV)

	VAL (€)	Potência PV total (kW)	Capacidade de bateria total (kWh)	Custo médio da energia consumida (€/kWh)	Custo médio de produção (€/kWh)
AE centralizado	-1018497	234	1114	0,27	0,20
AE distribuído	-961413	221,25	1052,64	0,27	0,20
Variação	57084	-12,75	-61,36	0	0
Variação (%)	5,6	-5,4	-5,5	0	0

Do Quadro anterior conclui-se que a potência PV a instalar e a capacidade de armazenamento total é menor relativamente à abordagem que considera o AE centralizado. Esta redução ocorre devido à redução das perdas na rede do condomínio (ver Quadro 4-44). A solução

economicamente mais vantajosa é portanto, a colocação de um sistema AE e de produção de energia em cada AD, de forma a satisfazer o respetivo consumo.

No Quadro 4-43, encontra-se o valor anual produzido pelos sistemas de geração, a energia anual entregue à rede, e a percentagem que tal representa da produção total.

Quadro 4-43 Balanço energético anual (sistema dotado com PV e AE distribuído)

Produção Anual (MWh)	Energia entregue à rede (MWh)	Percentagem da produção total que é entregue á rede (%)
330,67	152,6	46,1

No Quadro 4-44, encontra-se a comparação dos valores de perdas obtidos nas seguintes situações: i) antes do estabelecimento do condomínio energético; ii) condomínio energético com sistema de AE centralizado; e iii) condomínio energético com sistema de AE distribuído.

Quadro 4-44 Perdas do sistema (antes do condomínio; sistema dotado de PV e AE)

	Antes do condomínio energético ($S=35 \text{ mm}^2$)	AE centralizado ($S=240 \text{ mm}^2$)	AE distribuído ($S=240 \text{ mm}^2$)
Energia ativa de perdas (MWh/ano)	0,57	1,62	0,9

As perdas ocorridas nesta abordagem (AE descentralizado) devem-se unicamente à energia entregue à rede a montante por parte do condomínio. Note-se no entanto que existe um aumento significativo de perdas relativamente à situação inicial.

A título de exemplo, a Figura 4-33 mostra o estado de carga do AE do AD 1, para todos os dias do mês de agosto e dezembro. Na figura, é possível constatar que os limites definidos nunca são violados (30% e 100%). Em suma, a bateria armazena energia até à sua capacidade estipulada (sendo o excesso de energia entregue à rede), e descarrega no máximo até 38 % da sua capacidade estipulada.

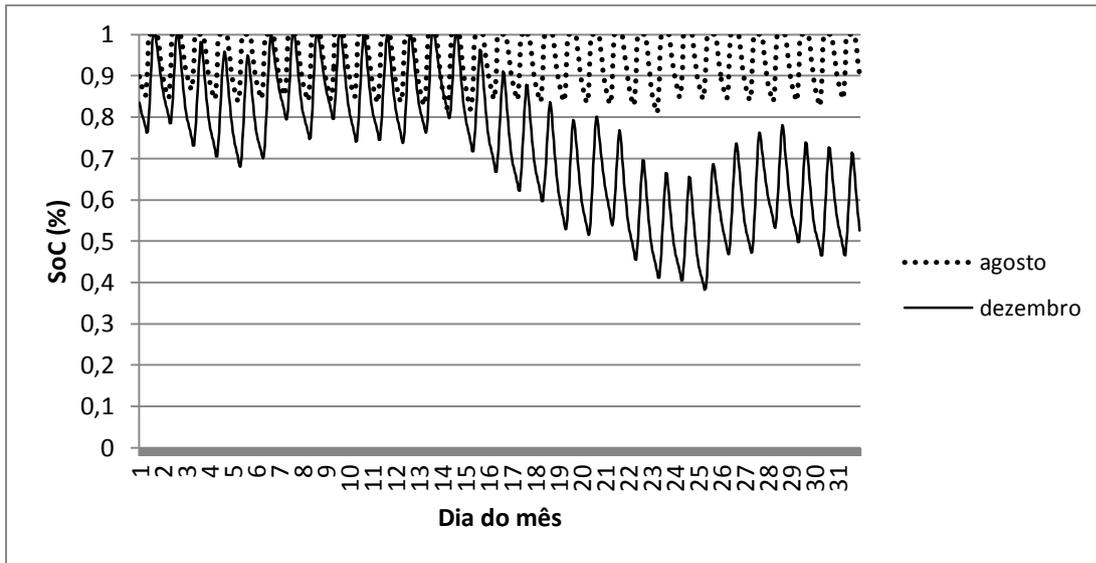


Figura 4-33 Evolução do SoC do AE do AD 1 (sistema dotado com PV e AE distribuído)

A Figura 4-34 representa o comportamento do SoC obtido para o dia 25 de dezembro, dia em que se atinge o ponto mínimo anual (38 % da capacidade estipulada).

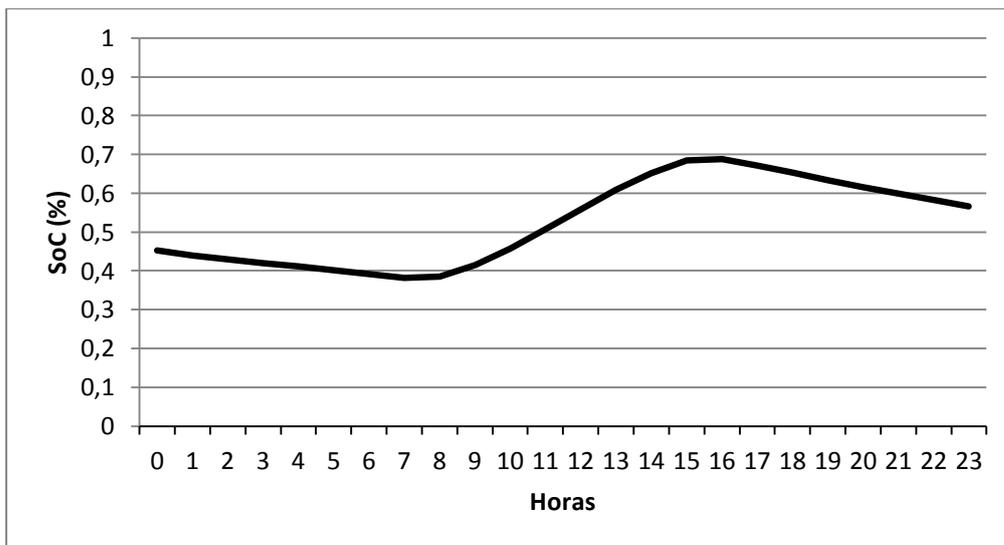


Figura 4-34 Evolução do SoC do AE 1 para o dia 25 de dezembro (sistema dotado com PV e AE distribuído)

Na Figura 4-35, encontram-se os perfis de tensão do AD 5 para o mês de agosto e dezembro para a solução proposta. Analisando os valores da Figura, constata-se que a tensão composta mínima verificada é de aproximadamente 400 (V). Este valor está relacionado com o facto da energia de consumo nas horas de não produção provir do próprio armário (não ocorrendo assim quedas de tensão). No que respeita ao valor máximo, ocorre nos momentos em que existe excesso de produção no AD.

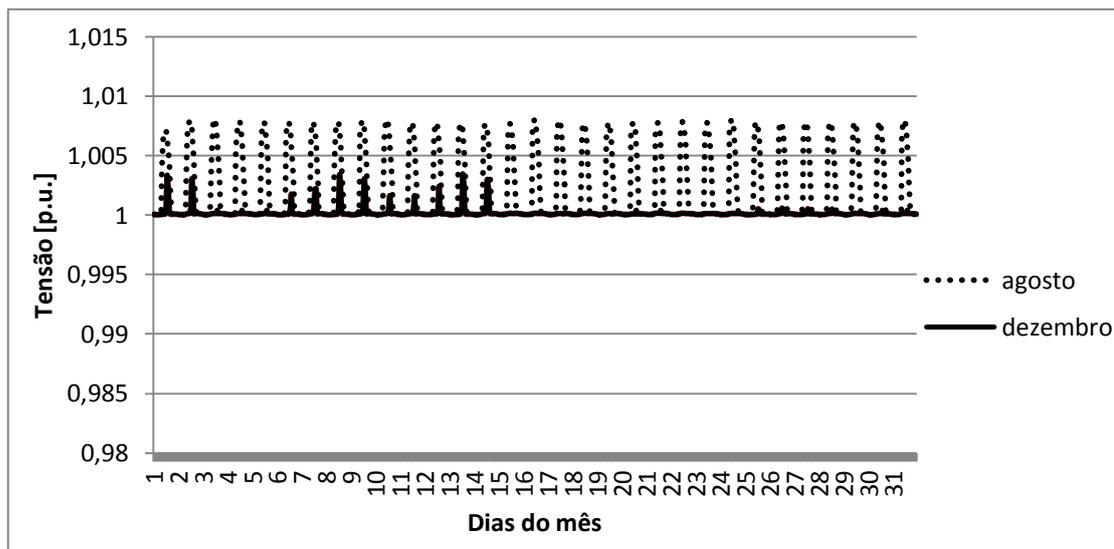


Figura 4-35 Perfil de tensão do AD 5 (sistema dotado com PV e AE distribuído)

4.3.2.2 Conceção do condomínio dotado de AE, PV e μ CHP

No presente caso considerou-se que se utiliza um sistema de microgeração em cada AD para satisfazer a procura de energia térmica (Figura 4-36).

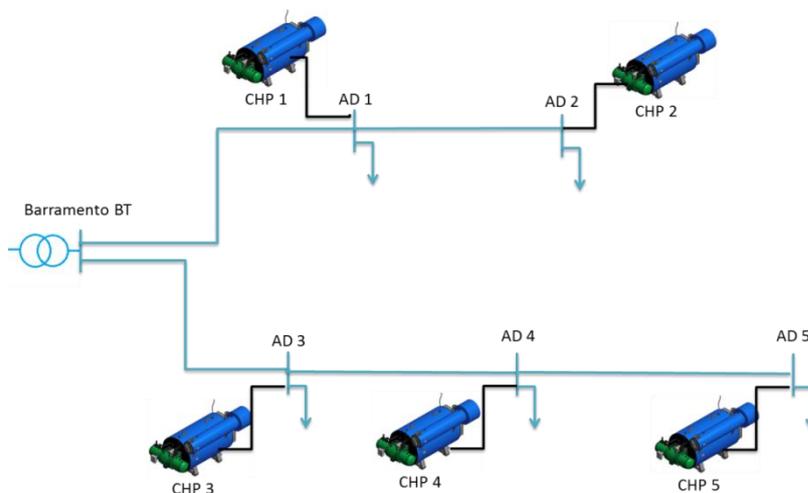


Figura 4-36 Disposição dos sistemas de microgeração no interior da rede (sistema dotado AE distribuído)

No Quadro 4-45 encontra-se a estrutura da solução obtida (potência PV e capacidade de armazenamento a ser instalada em cada armário). O mesmo Quadro faz referência à distribuição das potências elétricas do sistema de microgeração.

Quadro 4-45 Disposição das potências PV, microgeração e capacidade a instalar

Armário	Potência PV a instalar (kW)	Capacidade de bateria a instalar (kWh)	Potência elétrica μ CHP (kW)
1	30	309,6	30
2	18	154,8	15
3	11,25	123,84	15
4	27	278,64	30
5	9	123,84	15
Total	95,25	990,72	105

No que se refere à secção económica, o modelo determina que é de 240 mm^2 . Note-se que a solução anterior (AE distribuído com geradores PV) previa a instalação de uma rede de distribuição com a mesma secção. A secção mínima que garante a máxima corrente verifica ao longo da rede (112 A) é de 35 mm^2 .

A solução apresentada tem um VAL de -1562762 €. Adicionalmente, observa-se que a entrega (venda) do excesso de energia à rede a montante resulta num benefício de 194854 €, no final dos vinte anos (custo global é de 194854 €).

No Quadro 4-46, encontra-se o valor anual produzido pelos sistemas de geração, a energia anual entregue à rede, e a percentagem que tal representa da produção total. Da produção anual (280 MWh), 137 MWh são produzidos pelo sistema de microgeração e 142 MWh pelo sistema PV.

Quadro 4-46 Balanço energético anual (sistema dotado com PV, microgeração e AE distribuído)

Produção Anual (MWh)	Energia entregue à rede (MWh)	Percentagem da produção total que é entregue à rede (%)
280	116,5	41,8

O custo médio da energia elétrica consumida no condomínio e o custo médio de produção da energia elétrica assumindo os valores, respetivamente, de 0,48 €/kWh e de 0,31 €/kWh.

Para melhor comparação das soluções apresenta-se o Quadro 4-47 contendo o VAL, o custo médio da energia elétrica consumida e as potências a instalar para a presente solução e para a solução apresentada anteriormente (sistema dotado de PV e AE distribuído). A comparação das duas soluções permite perceber que existem diferenças significativas, em especial no que se refere à capacidade do AE e à potência PV a instalar. A utilização de sistemas de microgeração leva a uma diminuição na potência PV (neste caso resulta numa diminuição de 126 kW, ou seja, 56,9%). Além disso, a inclusão dos sistemas de microgeração implicar

também uma diminuição da capacidade total dos sistemas de AE distribuídos (na totalidade dá-se uma diminuição de 61,92 kWh, isto é, cerca de 6%). O valor do custo médio de produção de energia é superior ao verificado no caso anterior (cerca de 0,21 €/kWh mais caro). Este aumento está relacionado com dois factos: o elevado custo da tecnologia de microgeração e os custos de produção inerentes aos ditos sistemas de microgeração. Esta situação leva a uma diminuição do VAL em cerca de 601349 € (comparativamente com a solução que não considera a instalação de unidades de microgeração).

Quadro 4-47 Comparação da solução descentralizada com e sem microgeração

	VAL (€)	Custo médio da eletricidade consumida (€/kWh)	Potência PV total (kW)	Capacidade de bateria total (kWh)
AE distribuído (sem μ CHP)	-961413	0,27	221,25	1052,64
AE distribuído (com μ CHP)	-1562762	0,48	95,25	990,72
Variação	-601349	0,21	-126	-61,92

O Quadro 4-48 permite comparar a solução que considera o sistema dotado AE distribuído (com microgeração) e a solução que considera o sistema de AE centralizado (com microgeração). A primeira conclusão a retirar da análise dos resultados apresentados neste Quadro é que a solução que considera a instalação de unidades de microgeração distribuídas apresenta uma potência PV a instalar inferior em 3,8% quando comparada com a solução do sistema de microgeração centralizado. Outra conclusão importante que pode ser retirada da análise dos resultados do Quadro 4-47 é que a capacidade total do sistema de AE distribuído é maior que a capacidade do AE centralizado (na totalidade dá-se um aumento de 185,76 kWh, isto é, cerca de 23%). Esta situação está relacionada com o facto das correntes de descarga a que os sistemas de AE distribuídos estão sujeitos obrigarem o modelo a aumentar a sua capacidade (este efeito não é sentido no AE centralizado uma vez que as grandes dimensão do conjunto de baterias garantem esta situação). Já no que se refere ao custo médio da eletricidade é superior no AE distribuído (ocorre um aumento em relação ao AE centralizado de 0,11 €/kWh, isto é, cerca de 29,7%). Este aumento está relacionado com o maior custo dos sistemas de microgeração distribuídos comparativamente com o sistema de microgeração centralizado e à maior capacidade exigida ao AE distribuído. Este facto, leva a uma diminuição do VAL da solução em cerca de 359074 €.

Quadro 4-48 Comparação da solução centralizada e descentralizada com microcogeração

	VAL (€)	Custo médio da eletricidade consumida (€/kWh)	Custo médio de produção (€/kWh)	Potência PV total (kW)	Capacidade de bateria total (kWh)	Capacidade μ CHP total (kW)
AE centralizado (com μ CHP centralizado)	-1203688	0,37	0,28	99	804,96	70
AE distribuído (com μ CHP distribuído)	-1562762	0,48	0,31	95,25	990,72	105
Variação	-359074	0,11	0,03	-3,75	185,76	35

No Quadro 4-49, encontra-se a comparação dos valores de perdas obtidas nas seguintes situações: i) antes do estabelecimento do condomínio energético e, ii) condomínio energético com sistema de AE distribuído (com unidades de microcogeração distribuída). Note-se que o aumento de perdas relativamente á situação inicial é bastante significativo (cerca de 15,7%).

Quadro 4-49 Perdas do sistema (sistema dotado com PV, microcogeração e AE distribuído)

	Antes do condomínio energético	Armazenamento distribuído (com μ CHP)	Variação (%)
Energia ativa de perdas (MWh/ano)	0,57	0,66	15,7

A título de exemplo, a Figura 4-37 mostra o comportamento do valor esperado do SoC do AE associado ao AD 1. Comparando a Figura 4-37 com Figura 4-33 (sistema dotado de PV e AE distribuído) conclui-se que a inclusão dos sistemas de microcogeração provoca profundidades de descarga menores no sistema de AE.

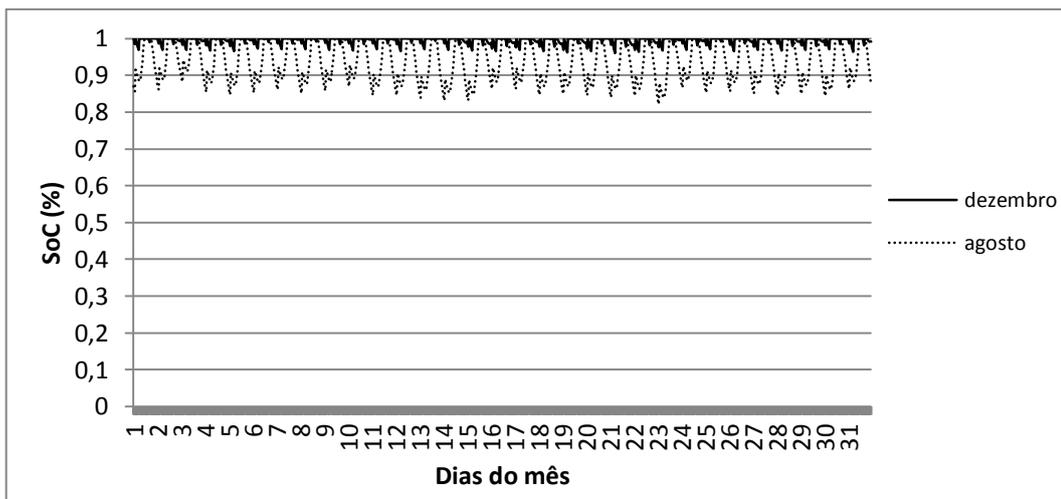


Figura 4-37 Evolução do SoC do AE do AD 1 (sistema dotado com PV, microcogeração e AE distribuído)

A Figura 4-38 representa o comportamento do SoC do AE colocado no AD 1 obtido para o dia 1 de novembro, onde é atingido o valor mínimo anual (74 % da capacidade estipulada). Importa salientar que o SoC permanece durante um tempo considerável igual a 1, o que se deve ao facto da produção no AD ser igual ou superior ao consumo durante este período.

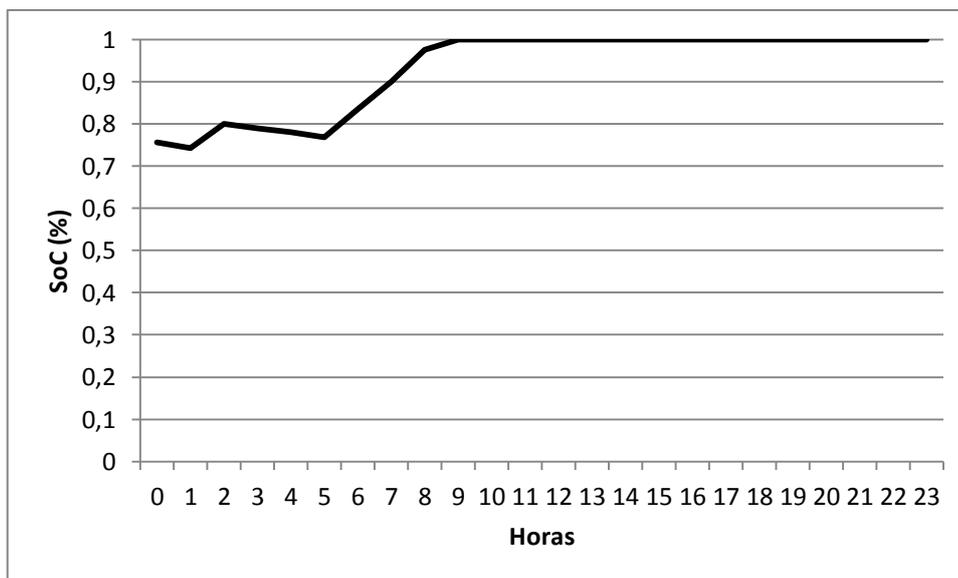


Figura 4-38 Evolução do SoC do AE 1 para o dia 1 de novembro (sistema dotado com PV e microcogeração)

A Figura 4-39, representa os perfis de tensão do AD 5 para a solução proposta. Os perfis dos restantes AD apresentam valores entre os perfis representados. A análise desta Figura permite concluir que a inclusão das unidades de microcogeração tende a elevar os níveis de tensão do AD. Esta análise permite, adicionalmente, verificar que o valor máximo de tensão tende a ser

coincidente com as horas de produção do sistema de microgeração (como mostra a Figura 4-40).

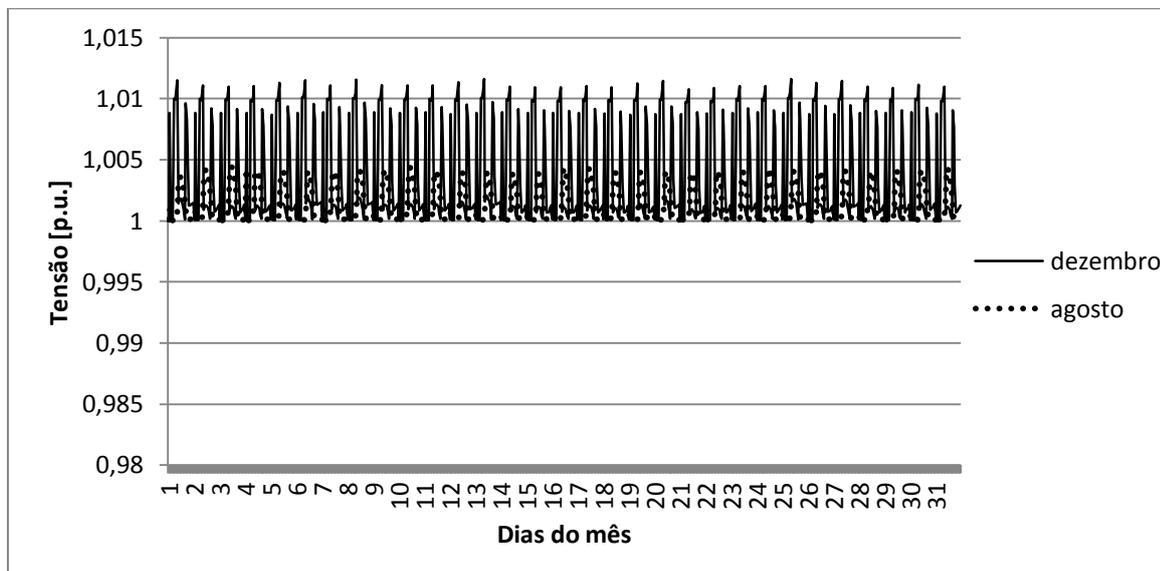


Figura 4-39 Perfil de tensão do AD 5 (sistema dotado com PV, microgeração e AE distribuído)

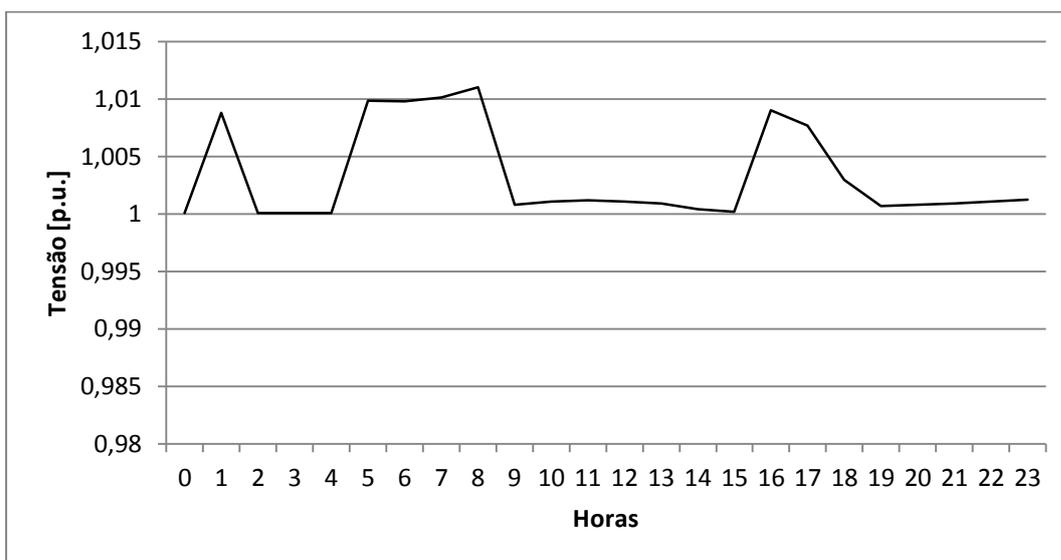


Figura 4-40 Perfil de tensão do AD 5 do dia 26 de dezembro (sistema dotado com PV, microgeração e AE distribuído)

4.3.2.3 Conceção do condomínio dotado de AE, PV, μ CHP e μ Eólicas

A constituição do condomínio autónomo com o AE distribuído prevê também a possibilidade de inclusão de sistemas micro-eólicos no seu seio. Por outras palavras, nesta aplicação considerou-se que cada AD poderá ter as seguintes tecnologias de PD: PV; microgeração e micro-eólicas. O Quadro 4-50 mostra a estrutura da solução obtida (potência PV e micro-

eólica a instalar e a capacidade de armazenamento a ser instalada em cada AD). O mesmo Quadro faz referência à distribuição das potências elétricas do sistema de microgeração.

Quadro 4-50 Disposição das potências PV, microgeração e capacidade a instalar (sistema dotado com PV, microgeração, micro-eólicas e AE distribuído)

Armário	Potência PV a instalar (kW)	Capacidade de bateria a instalar (kWh)	Potência elétrica μ CHP (kW)	Potência micro-eólica (kW)
1	11,25	247,68	30	2×2,5
2	7,5	123,84	15	1×2,5
3	3,75	123,84	15	1×2,5
4	7,5	247,68	30	2×2,5
5	9	123,84	15	0
Total	39	866,88	105	15

O modelo determina que, neste caso, a secção económica é de 240 mm^2 . Note-se que a solução anterior (AE distribuído com geradores PV e de microgeração) previa a instalação de uma rede de distribuição com a mesma secção. Mais uma vez a secção técnica é de 35 mm^2 pois a máxima corrente verifica ao longo da rede é de 110 A.

A solução apresentada tem um VAL de -1474994 €. A entrega (venda) do excesso de energia à rede a montante, resulta num benefício de 137999 €, no final dos vinte anos.

No Quadro 4-51, encontra-se o valor anual produzido pelos sistemas de geração, a energia anual entregue à rede, e a percentagem que tal representa da produção total. Da produção anual (250 MWh), 137 MWh são produzidos pelo sistema de microgeração, 58 MWh pelo sistema PV e 55 MWh pelos sistemas micro-eólicos.

Quadro 4-51 Balanço energético anual (sistema dotado com PV, microgeração, micro-eólicas e AE distribuído)

Produção Anual (MWh)	Energia entregue à rede (MWh)	Percentagem da produção total que é entregue à rede (%)
250	97	38,8

O custo médio de produção é de 0,31 €/kWh, e o custo médio da energia consumida no condomínio é de 0,48 €/kWh.

O Quadro 4-52 contém o VAL e as potências a instalar para a presente solução e para a solução apresentada anteriormente. Os valores deste Quadro permitem retirar algumas conclusões importantes. A primeira é que a utilização dos sistemas micro-eólicos provoca diminuição na potência PV (neste caso resulta numa diminuição de 56,25 kW, ou seja, 60%).

Outra conclusão está relacionada com a diminuição da capacidade do AE (uma diminuição de 123,84 kWh, isto é, 12,5%). Este aspeto, mais uma vez, prende-se com o auxílio que as turbinas micro-eólicas prestam ao sistema de AE durante os períodos noturnos. Em consequência, o aumento do VAL da solução é igual de 87768 €.

Quadro 4-52 Comparação da solução descentralizada com e sem sistemas micro-eólicos

	VAL (€)	Custo médio de produção (€/kWh)	Custo médio da energia consumida (€/kWh)	Potência PV total (kW)	Capacidade de bateria total (kWh)	Potência eólica (kW)
AE distribuído (com μ CHP)	-1562762	0,31	0,48	95,25	990,72	0
AE distribuído (com eólica)	-1474994	0,31	0,48	39	866,88	15
Variação	87768	0	0	-56,25	-123,84	15

O Quadro 4-53 permite comparar a solução que considera o sistema de AE distribuído e a solução que considera o sistema de AE centralizado, também dotada de sistemas micro-eólicos. A primeira conclusão que resulta da análise dos resultados apresentados é que a consideração do sistema AE distribuído diminui o total de potência micro-eólica a instalar (em 40%). Outra conclusão é que a capacidade do AE a instalar é menor no caso do sistema de AE ser centralizado (17,8%). Esta situação deve-se à necessidade de garantir as restrições do problema como mencionado na secção 4.3.2.2 (e ainda a menor potencia micro-eólica instalada na solução que considera o AE distribuído). Devido ao elevado custo do AE a conclusão anterior tem influência no VAL da solução. Para o caso do AE centralizado o seu VAL é maior em 420282 € comparativamente com a solução que considera o AE distribuído.

Quadro 4-53 Comparação da solução centralizada e descentralizada com sistemas micro-eólicos

	VAL (€)	Custo médio de produção (€/kWh)	Custo médio da energia consumida (€/kWh)	Potência PV total (kW)	Capacidade de bateria total (kWh)	Potência eólica (kW)
AE centralizado (com eólica)	-1054712	0,24	0,34	36	712,08	25
AE distribuído (com eólica)	-1474994	0,31	0,48	39	866,88	15
Variação	-420282	0,07	0,14	3	154,8	-10

No Quadro 4-54, encontra-se a comparação dos valores de perdas obtidas nas seguintes situações: i) antes do estabelecimento do condomínio energético e, ii) condomínio energético com sistema de AE distribuído dotado de sistemas micro-eólicos. Analisando, os valores do referido Quadro, constata-se existe uma diminuição de perdas relativamente á situação inicial (cerca de 7,5%).

Quadro 4-54 Perdas do sistema (sistema dotado com PV, microcogeração, micro-eólicas e AE distribuído)

	Antes do condomínio energético	Armazenamento distribuído (com μ CHP)
Energia ativa de perdas (MWh/ano)	0,57	0,527

A Figura 4-41 mostra o comportamento do SoC do AE, associado ao AD 1 para o mês de agosto e dezembro. Tal como na situação em que não se consideram sistemas micro-eólicos, em nenhum momento o SoC atinge os 30% (valor mínimo).

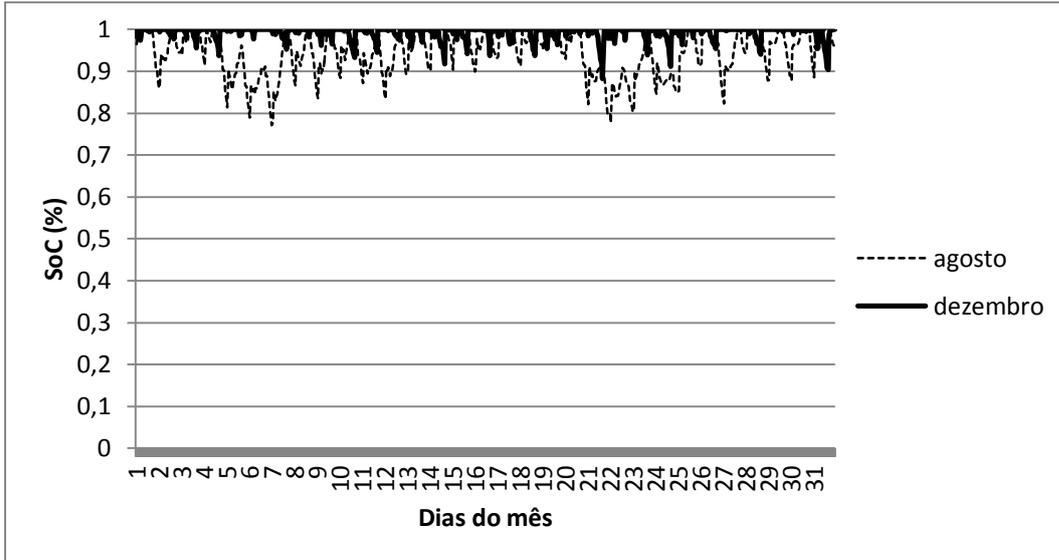


Figura 4-41 Evolução do SoC do AE do AD 1 (sistema dotado com PV, microcogeração, micro-eólicas e AE distribuído)

A Figura 4-42 representa o comportamento do SoC do AE colocado no AD 1 obtido para o dia 15 de novembro, onde se pode constatar o seu valor mínimo anual deste AE (54 %).

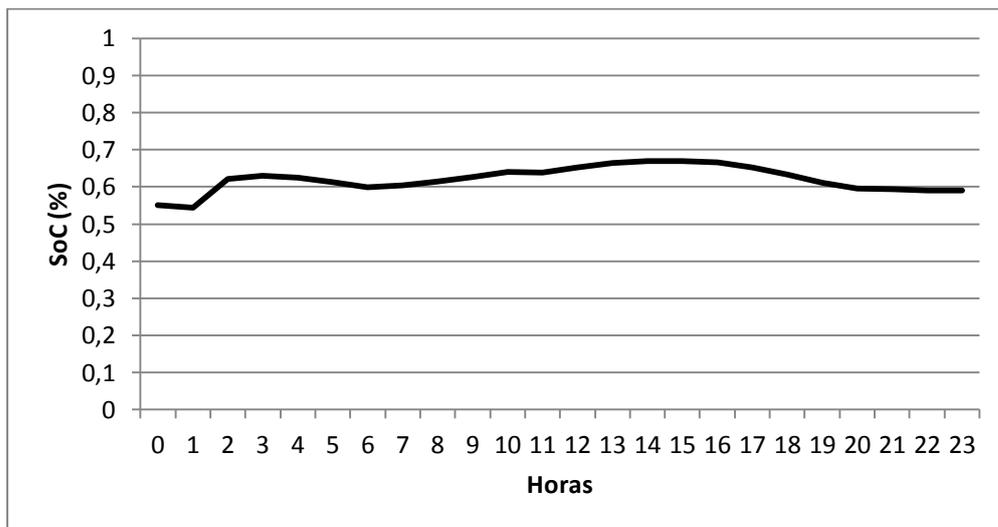


Figura 4-42 Evolução do SoC do AE 1 para o dia 15 de novembro (sistema dotado com PV, microcogeração e micro-eólicos)

A Figura 4-43, representa os perfis de tensão do AD 5 para a solução proposta. Esta Figura permite verificar que os níveis de tensão tendem a estar muito próximos de 400 (V). A análise desta Figura permite ainda concluir que a PD tenderá a elevar os níveis de tensão do AD nos períodos de maior excesso de energia.

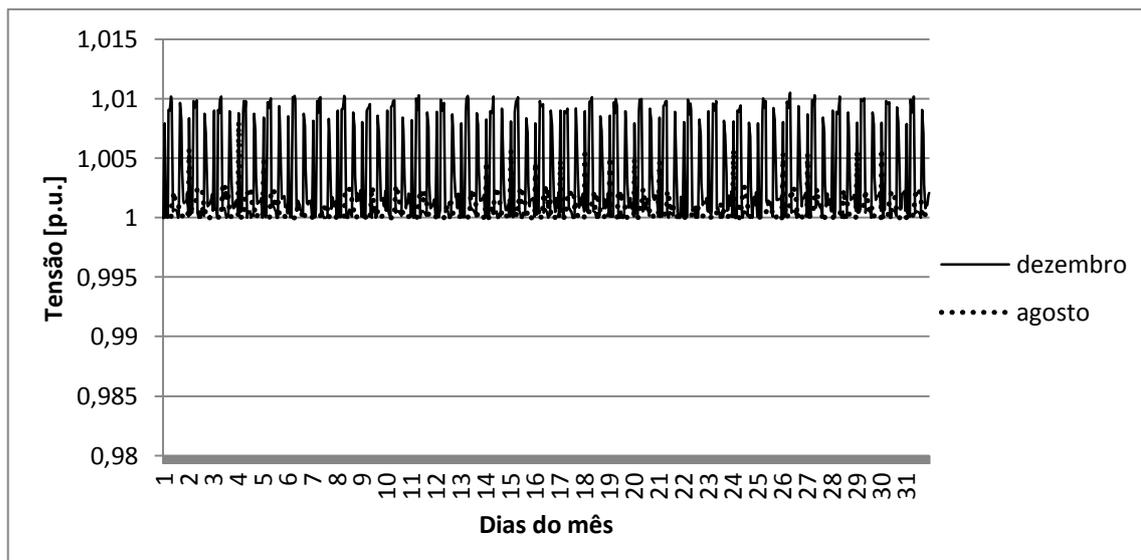


Figura 4-43 Perfil de tensão do AD 5 (sistema dotado com PV, microcogeração, micro-eólicas e AE distribuído)

4.4 Condomínio com consumo líquido zero (CCLZ)

Como foi evidenciado nos capítulos 2.6 e 3 a concepção de um condomínio energético poderá não prever a instalação de qualquer sistema de AE. Neste caso o condomínio é designado por condomínio com consumo líquido zero. As tecnologias de PD deverão ser responsáveis por produzir a energia anual de todos os consumos elétricos do condomínio, bem como das perdas produzidas pelo fluxo de potências. É também de referir que isto não invalida que haja uma produção anual maior que o consumo anual no caso de ser vantajoso economicamente para o condomínio. Note-se que, neste caso, a otimização procura determinar a capacidade de PD e respetiva localização que minimiza os custos globais do sistema.

4.4.1 Concepção do CCLZ dotado de PV

Na primeira abordagem feita ao CCLZ considerou-se que este possui unicamente a tecnologia PV. O Quadro 4-55 apresenta a PD a instalar ao longo da rede de distribuição. Como mostra este Quadro o AD 1 e o AD 3 contêm a maior parte da potência instalada. Este facto está relacionado com a minimização das perdas elétricas, uma vez que a maior parte da produção será injetada na rede a montante, como será mostrado.

Quadro 4-55 Dispersão da PD (CCLZ dotado de sistema PV)

Armário	Potência PV a instalar (kW)
AD 1	280
AD 2	5
AD 3	275
AD 4	10
AD 5	0
Total	570

Para além das capacidades PV apresentadas, o modelo propõe a instalação de uma rede de distribuição de energia elétrica de secção económica de 240 mm^2 . No presente caso a secção económica é igual a secção técnica (a máxima corrente ao longo da rede de distribuição é de 360 A e a corrente admissível do cabo de 240 mm^2 é de 388 A). Este facto está relacionado com as correntes provocadas pelo excesso de energia (entregue à rede a montante).

A solução apresentada tem um VAL de 227447 €. Note-se que, no caso de o decisor optar por investir num CCLZ, terá um benefício de 227447 € no final de 20 anos. Este valor contabiliza o custo total do sistema (1618589 €), o benefício obtido junto da rede a montante pela entrega de energia em excesso (1846036 €) e os custos com a energia adquirida junto da rede a montante (208141 €).

No Quadro 4-56, encontra-se o balanço energético do sistema.

Quadro 4-56 Balanço energético (CCLZ dotado de sistema PV)

Produção Anual (MWh)	Consumo Anual (MWh)	Energia autoconsumida (MWh)	Energia entregue à rede (MWh)	Energia importada da rede (MWh)
933	118	68	865	50

É de notar que o valor da energia anual produzida pelo sistema de produção é igual a 933 MWh. Este valor corresponde à soma da energia autoconsumida (68 MWh) e a energia entregue a rede a montante (865 MWh). Outro aspeto a salientar é que a energia entregue a rede é superior á energia importada da rede a montante (50 MWh). Este facto, torna o condomínio num consumidor de energia líquido zero. É ainda de referir que o custo de produção da energia elétrica no condomínio, é de 0,075 €/kWh. Note-se que este valor é inferior à média do valor que a rede estará disposta a pagar por cada kWh (segundo os pressupostos expostos na secção 4.1.1 a rede pagará em média 0,10 €/kWh). Esta situação conduz a que a otimização procure maximizar a energia exportada para a rede (aumentando a potência PV instalada) de forma a minimizar o custo final do projeto. Note-se que o que limita

o valor da potência instalada são as restrições técnicas da rede de distribuição de energia elétrica.

A título de exemplo, na Figura 4-44 mostra-se o balanço energético do mês de agosto e de dezembro. Os valores positivos representam a energia adquirida pelo condomínio junto da rede a montante e os valores negativos representam a energia injetada na rede a montante pelo condomínio.

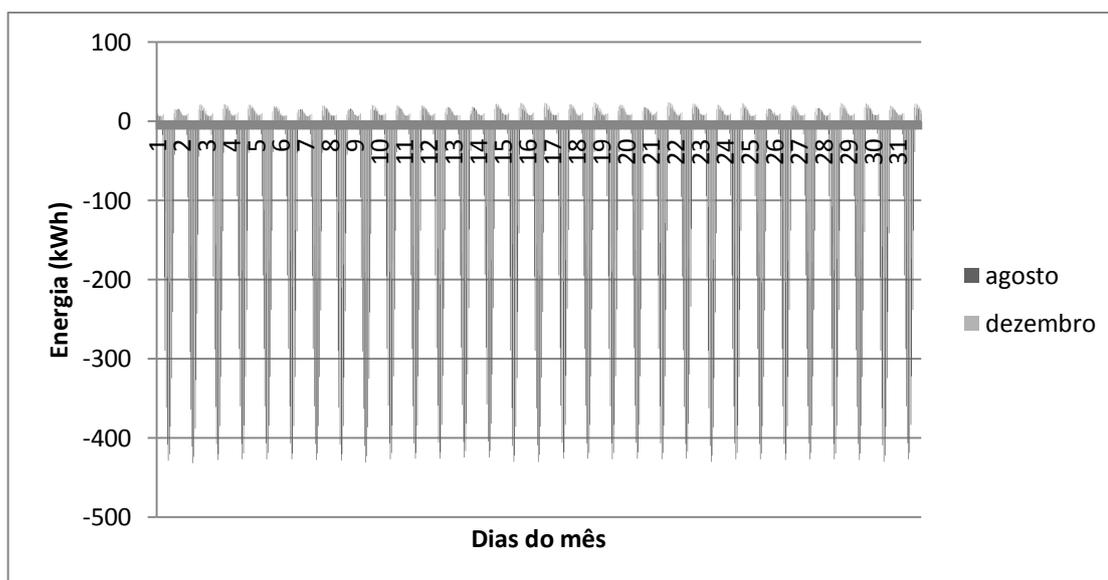


Figura 4-44 Balanço energético o mês de agosto e dezembro (CCLZ dotado de sistema PV)

A Figura 4-45 e a Figura 4-46 mostram a evolução da energia importada da rede a montante e exportada para a rede a montante de um dia do mês de agosto e de um dia do mês de dezembro, respetivamente. Por observação destas Figuras verifica-se que o CCLZ só adquirirá energia junto da rede a montante nas horas em que a produção das unidades de PD não é suficiente para satisfazer o consumo. Tomando como referência a Figura 4-45, constata-se que nas horas de ponta do período da manhã e cheias da hora de almoço (Quadro 4-1) o CCLZ poderá ser uma ajuda significativa da rede a montante devido a energia que a esta poderá entregar. Contudo, nas horas de ponta noturnas o CCLZ tem necessidade de recorrer à rede para satisfazer os seus consumos. Outra conclusão é que o CCLZ é mais dependente da rede a montante no mês de dezembro. Note-se que esta conclusão já era esperada pois as unidades de PD têm como base unicamente a tecnologia PV, logo a dependência da rede será maior nos meses de menor exposição solar.

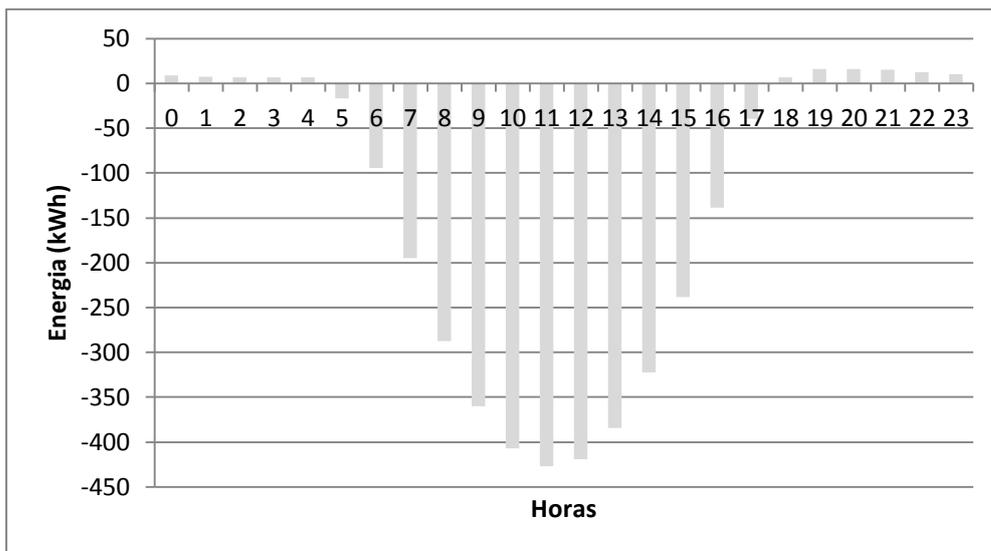


Figura 4-45 Balanço energético para um dia do mês de agosto (CCLZ dotado de sistema PV)

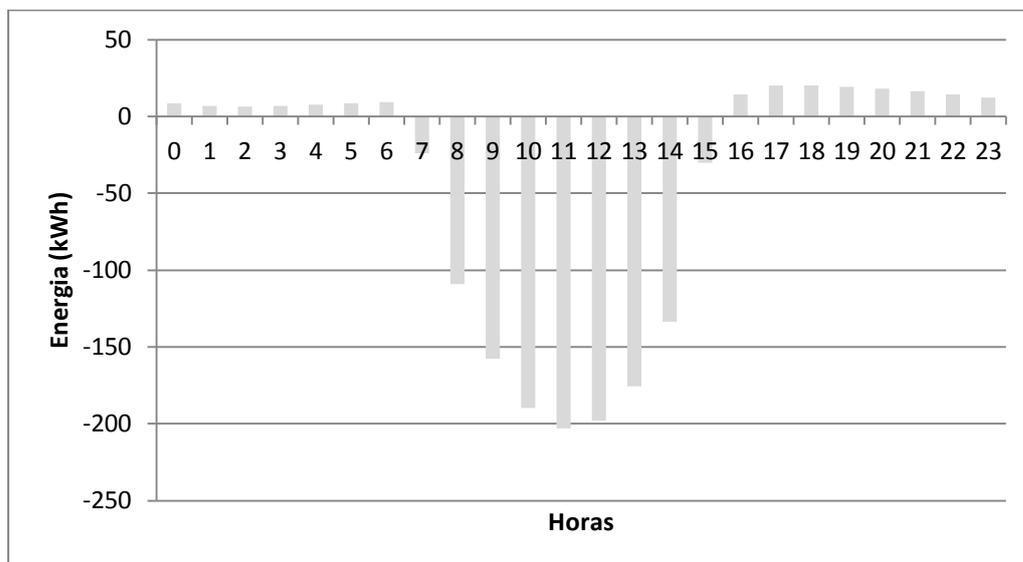


Figura 4-46 Balanço energético para um dia do mês de dezembro (CCLZ dotado de sistema PV)

No que respeita às perdas, no presente caso verifica-se um aumento relativamente ao condomínio autónomo, como mostra o Quadro 4-57. Este aumento está relacionado com o aumento da potência instalada no interior do condomínio.

Quadro 4-57 Perdas produzidas (CCLZ dotado de sistema PV)

	Antes do condomínio (Secção de 35 mm ²)	Depois do condomínio autónomo (Secção de 240 mm ²)	Depois do condomínio de C.L.Z. (Secção de 240 mm ²)
Energia ativa de perdas (MWh/ano)	0,57	1,62	8,2

A Figura 4-47 apresenta o perfil de tensão no AD número 5. Á semelhança do que acontece nas abordagens anteriores, a colocação de PD aumenta os níveis de tensão nas horas de produção. A Figura mostra também que os limites máximos e mínimos de tensão nunca serão violados.

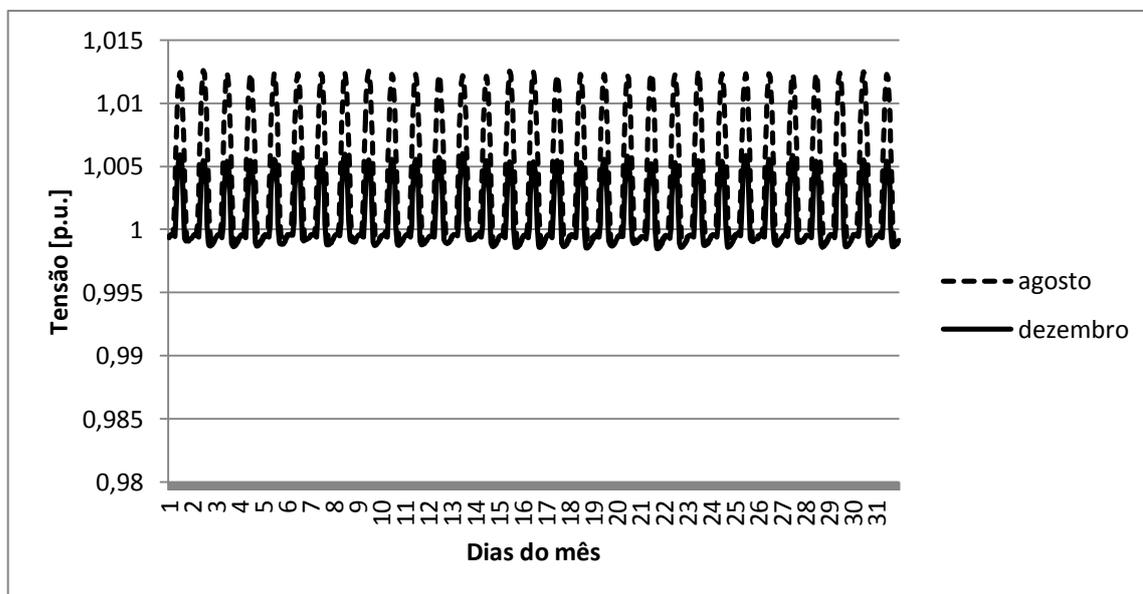


Figura 4-47 Perfil de tensão do AD 5 (CCLZ dotado de sistema PV)

O Quadro 4-59 permite a comparação das soluções (considerando unicamente a PD com base na tecnologia PV). A primeira conclusão a retirar dos resultados apresentados no Quadro 4-58 é que apesar da potência PV instalada do CCLZ ser muito superior aquela instalada nos condomínios autónomos o seu custo final é muito inferior. Esta situação está relacionada com o benefício obtido junto da rede a montante pela energia a esta entregue (já salientado nesta secção).

Outra conclusão importante que pode ser retirada da análise dos resultados presentes no Quadro 4-58 é que o elevado custo dos condomínios autónomos (comparativamente aos CCLZ) está relacionado com o custo dos sistemas de AE. Por exemplo, no caso do condomínio autónomo com AE centralizado o custo com do sistema de AE é de 791173 € o

que representa 57,6 % do custo da solução. Note-se que este valor elevado ocorre devido à necessidade de proceder à substituição do sistema de AE durante a vida útil do projeto.

Quadro 4-58 Comparação da solução AE centralizado, AD descentralizado e CCLZ (CCLZ dotado de sistema PV)

	VAL (€)	Custo médio de produção (€/kWh)	Potência PV total (kW)
Condomínio autónomo (AE centralizado)	-1050063	0,20	234
Condomínio autónomo (AE distribuído)	-1256707	0,20	221,25
CLZ	227447	0,075	570

4.4.2 Conceção do CCLZ dotado de PV e μ CHP

Tal como no condomínio autónomo, foi considerado que o CCLZ possui uma unidade de microcogeração de 70 kW elétricos 280 kW térmicos colocado junto ao PT do condomínio. Contudo, como mostra o Quadro 4-59, a potência PV a instalar não sofre qualquer alteração quanto ao seu valor e localização. Conclui-se, portanto, que no presente caso a instalação de um sistema de microcogeração não influencia potência PV a instalar. Esta situação está relacionada, mais uma vez, com a minimização dos custos globais.

Quadro 4-59 Distribuição da produção distribuída (CCLZ dotado de sistema PV e microcogeração)

Armário	Potência PV a instalar (kW)
AD 1	280
AD 2	5
AD 3	275
AD 4	10
AD 5	0
Total	570

O modelo propõe a instalação de uma rede de distribuição de energia elétrica de secção económica de 240 mm^2 . A secção técnica devido às correntes causadas pelo excesso de energia entregue à rede (360 A), também é de 240 mm^2 .

O presente caso tem VAL de -166885 €. Este valor contabiliza o custo total do sistema (1920243 €), o benefício obtido junto da rede a montante pela entrega de energia em excesso (1931164 €) e os custos com a energia adquirida junto da rede a montante (177807 €).

No Quadro 4-60, encontra-se a comparação entre o VAL da presente solução e a solução anterior, permitindo verificar que a introdução do sistema de microcogeração diminui o VAL em cerca de 394332 €. Da utilização da tecnologia de microcogeração resultam custos de operação no valor de 292840 €. A diminuição do VAL da solução está relacionada também com os elevados custos da tecnologia de microcogeração (216954 €).

Quadro 4-60 Comparação do VAL da solução CCLZ com e sem microcogeração

Sistema PV (€)	Sistema PV e μ CHP (€)	Variação (€)
227447	-166885	-394332

No Quadro 4-61, encontra-se o balanço energético do sistema considerando o sistema de microcogeração. Por observação do Quadro 4-61 e do Quadro 4-56 facilmente se constata que a energia entregue à rede é maior no caso de se considerar a tecnologia de microcogeração. No entanto é de referir, que a energia produzida pela unidade de microcogeração tem um custo superior (0,40 €/kWh) à média do valor que a rede estará disponível a pagar (0,10 €/kWh). É ainda de referir que, que a inclusão do sistema de microcogeração, torna o CCLZ menos dependente da rede a montante. Por outras palavras, um CCLZ composto por unidades PV e microcogeração consome anualmente da rede a montante 28 MWh (menos 22 MWh que um CCLZ composto unicamente por unidades PV)

Quadro 4-61 Balanço energético (CCLZ dotado de sistema PV e microcogeração)

Produção Anual (MWh)	Consumo Anual (MWh)	Energia autoconsumida (MWh)	Energia entregue à rede (MWh)	Energia importada da rede (MWh)
1024	118	90	934	28

O custo médio de produção de energia elétrica no condomínio é de 0,093 €/kWh. Este valor foi obtido considerando uma estimativa da energia produzida ao longo dos vinte anos pela tecnologia PV e microcogeração e o custo total do sistema (2098050 €)

A Figura 4-48 mostra o balanço energético do mês de agosto e de dezembro. Os valores positivos representam a energia adquirida junto da rede a montante pelo condomínio e os valores negativos representam a energia injetada na rede a montante pelo condomínio.

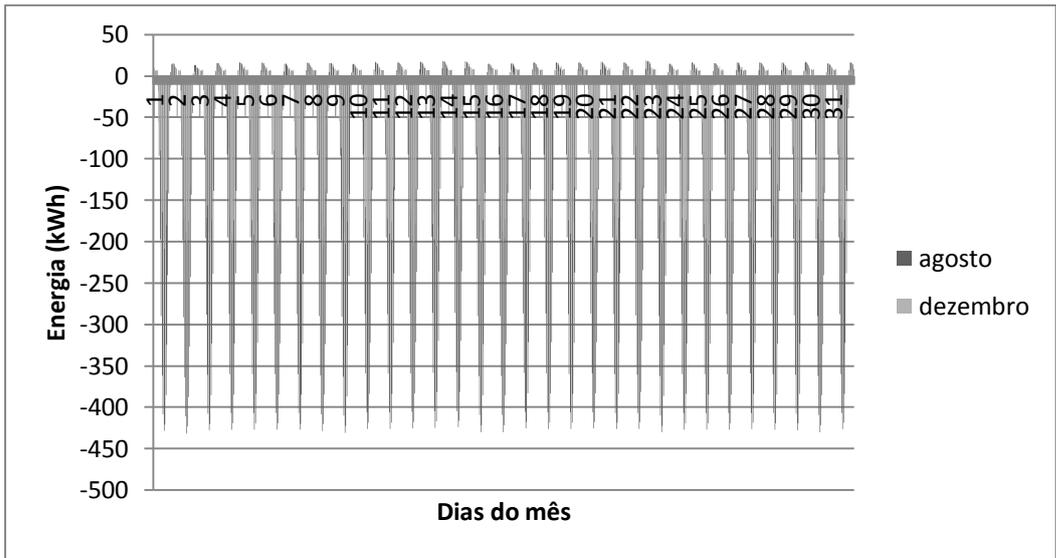


Figura 4-48 Balanço energético o mês de agosto e dezembro (CCLZ dotado de sistema PV e microcogeração)

A Figura 4-49 e a Figura 4-50 mostram a evolução da energia importada e exportada para a rede a montante para um dia do mês de agosto e um dia do mês de dezembro, respetivamente. Por observação destas Figuras, e por comparação com a Figura 4-45 e a Figura 4-46, verifica-se que o CCLZ com microcogeração, no mês de dezembro é menos dependente da rede a montante para satisfazer os seus consumos. Esta situação ocorre devido ao funcionamento da unidade de microcogeração (para aquecimento de águas quentes sanitárias e espaços) que passará a satisfazer parte dos consumos ocorridos nestes períodos. No que se refere ao dia de agosto, a inclusão da unidade de microcogeração provoca uma redução da dependência da rede por parte do CLZ (Figura 4-45 e Figura 4-49). Note-se que neste período a unidade de microcogeração só entrará em funcionamento para o aquecimento de águas quentes sanitárias (entre a 1h e as 2h).

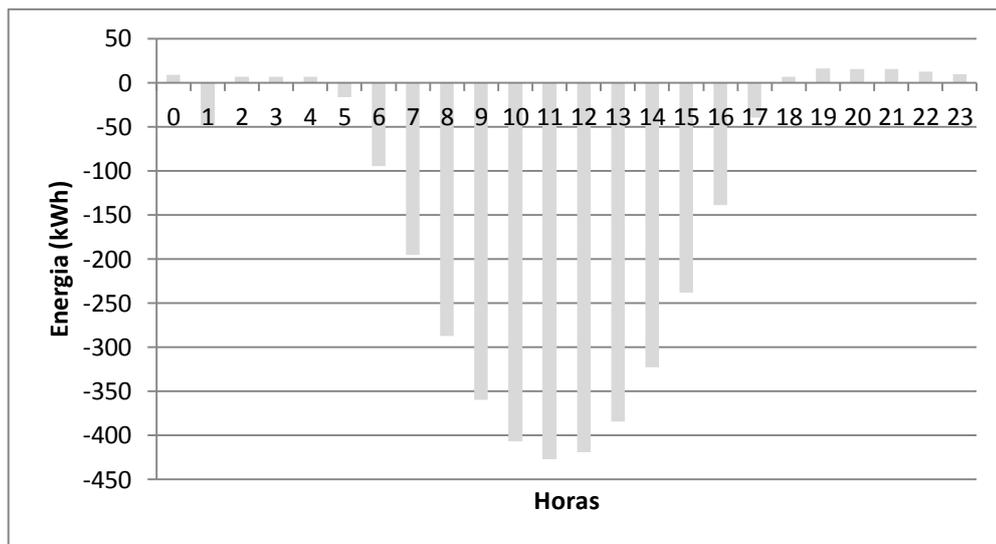


Figura 4-49 Balanço energético para o dia do mês de agosto (CCLZ dotado de sistema PV e microcogeração)

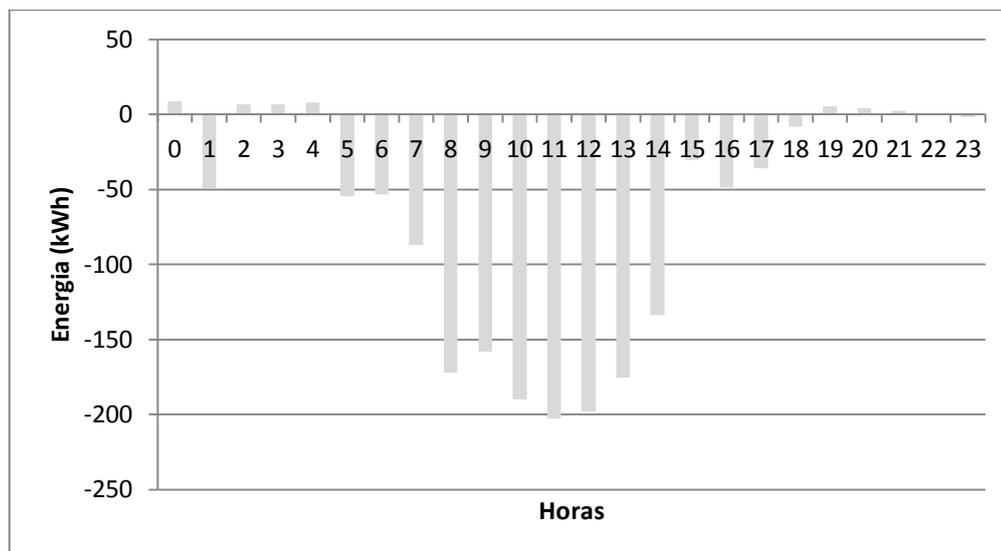


Figura 4-50 Balanço energético para o dia do mês de dezembro (CCLZ dotado de sistema PV e microcogeração)

Tal como na abordagem anterior verifica-se um aumento de perdas relativamente às condições iniciais, como mostra o Quadro 4-62. Os valores apresentados no Quadro permitem, concluir que as perdas ocorridas no caso de se considerar a instalação da unidade de microcogeração são iguais às perdas ocorridas no caso de não se considerar a unidade de microcogeração. Esta situação resulta do facto da energia entregue pelo sistema de microcogeração à rede a montante não produzir perdas porque se encontra no barramento do PT do condomínio (e como a produção PV durante a maior parte do tempo é suficiente para suprir os consumos e é por vezes coincidente com a produção do sistema de microcogeração a

maior parte da produção do sistema de microgeração é injetada na rede a montante). Para além disso, a potência instalada PV não sofreu alterações.

Quadro 4-62 Perdas produzidas (CCLZ dotado de sistema PV e microgeração)

	Antes do condomínio (Secção de 35 mm ²)	Depois do condomínio (sem µCHP) (Secção de 240 mm ²)	Depois do condomínio (com µCHP) (Secção de 240 mm ²)
Energia ativa de perdas (MWh)	0,57	8,2	8,2

A Figura 4-51 mostra os níveis de tensão do AD 5. É de referir que os presentes perfis de tensão são semelhantes os apresentados anteriormente (secção 4.4.1), pois a localização das unidades PV e a sua capacidade total não sofreu nenhuma alteração (quando comparado com a situação anterior).

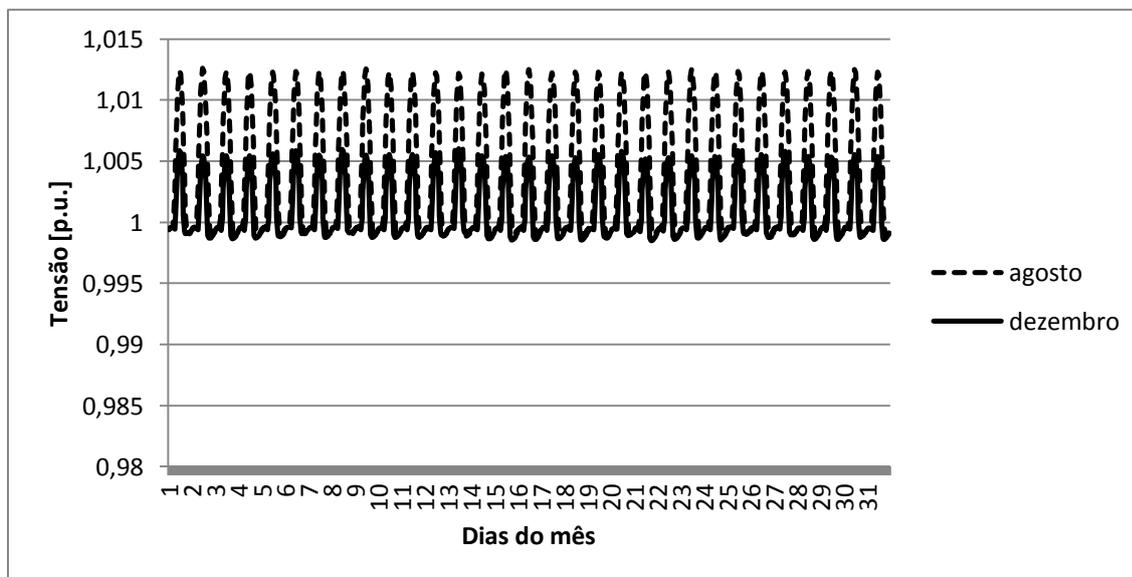


Figura 4-51 Perfil de tensão do AD 5 (CCLZ dotado de sistema PV e microgeração)

O Quadro 4-63 permite a comparação das várias soluções que consideram a instalação de unidades de microgeração (AE centralizado, AE descentralizado e CCLZ). A análise dos valores do Quadro permite concluir que a solução mais viável do ponto de vista económico é o CCLZ. Por exemplo, o VAL de um CCLZ é aproximadamente 86% maior comparativamente ao condomínio autónomo com AE centralizado.

Quadro 4-63 Comparação da solução centralizada, descentralizada e CLZZ (dotado de sistema PV e microgeração)

	VAL (€)	Custo médio de produção (€/kWh)	Potência μ CHP total (kW)	Potência PV total (kW)
Condomínio autónomo com μ CHP (AE centralizado)	-1256707	0,29	70	99
Condomínio autónomo com μ CHP (AE distribuído)	-1919801	0,38	105	95,25
Condomínio de CLZ (com μ CHP)	-166885	0,093	70	350

4.4.3 Conceção do CCLZ dotado de PV, μ CHP e μ Eólicas

Nesta secção são apresentados os resultados da metodologia do CCLZ, baseado num sistema híbrido de produção de energia elétrica que conjuga a produção PV, microgeração e eólica. Esta conjugação de tecnologias deverá ser responsável por produzir pelo menos a energia anualmente consumida.

O Quadro 4-64 apresenta a solução para a PD a instalar. Neste Quadro, é possível verificar que o AD 1 e o AD 3 possuem a maior parte da potência instalada, este facto mais uma vez resulta da minimização das perdas e pelos motivos já referidos na secção 4.4.1.

Quadro 4-64 Distribuição da produção distribuída (CCLZ dotado de sistema PV, microgeração e micro-eólicas)

Armário	Potência PV a instalar (kW)	Potência micro-eólica a instalar (kW)
AD 1	260	6×2,5
AD 2	0	3×2,5
AD 3	270	3×2,5
AD 4	0	6×2,5
AD 5	5	3×2,5
Total	535	52,5

Para além dos valores apresentados no Quadro 4-64, o modelo propõe a instalação de uma rede de distribuição de energia eléctrica de secção económica de 240 mm^2 (mais uma vez a secção técnica é igual a secção económica).

O Quadro 4-65 mostra que os sistemas micro-eólicos influenciam a potência PV a instalar. Note-se que a introdução dos sistemas micro-eólicos causa uma redução de 6,1 % comparativamente à situação anterior (não consideração de unidades micro-eólicas).

Quadro 4-65 Comparação das potências PV a instalar com e sem turbinas micro-eólicas

Potência PV com μ CHP (kW)	Potência PV considerando sistemas μ eólicos (kW)	Varição (kW)	Varição (%)
570	535	-35	-6,1

Outro valor que é influenciado pela colocação dos sistemas micro-eólicos é o VAL da solução, como mostra o Quadro 4-66. Por observação dos valores deste Quadro conclui-se que o VAL da solução sofre um aumento de 49 % comparativamente com a solução que não considera a instalação de sistemas micro-eólicos. Este aumento no VAL está relacionado com a diminuição da potência PV. O valor de 84505 € contabiliza o custo total do sistema (2258129 €), o benefício obtido junto da rede a montante pela entrega de energia em excesso (2173624 €) e os custos com a energia adquirida junto da rede a montante (157873 €).

Quadro 4-66 Comparação do VAL da solução com e sem sistemas micro-eólicos

CLZ PV+ μ CHP (€)	CLZ PV+ μ CHP+Eólica (€)	Varição (€)	Varição (%)
-166885	-84505	82380	49

No Quadro 4-67, encontra-se o balanço energético do sistema. Da produção anual 1199 MWh 91 MWh são produzidos pelo sistema de microcogeração, 879 MWh pelo sistema PV e 229 MWh pelos sistemas micro-eólicos. Tendo em consideração estas produções e um tempo de vida útil de 20 anos o custo médio de produção é de 0,087 €/kWh.

Quadro 4-67 Balanço energético (CCLZ com sistema dotado de PV, microcogeração e eólica)

Produção Anual (MWh)	Consumo Anual (MWh)	Energia autoconsumida (MWh)	Energia entregue à rede (MWh)	Energia importada da rede (MWh)
1199	118	109	1090	9

A Figura 4-52 mostra o balanço energético do mês de agosto e de dezembro. Os valores positivos representam a energia adquirida junto da rede a montante pelo condomínio e os valores negativos representam a energia injetada na rede a montante pelo condomínio.

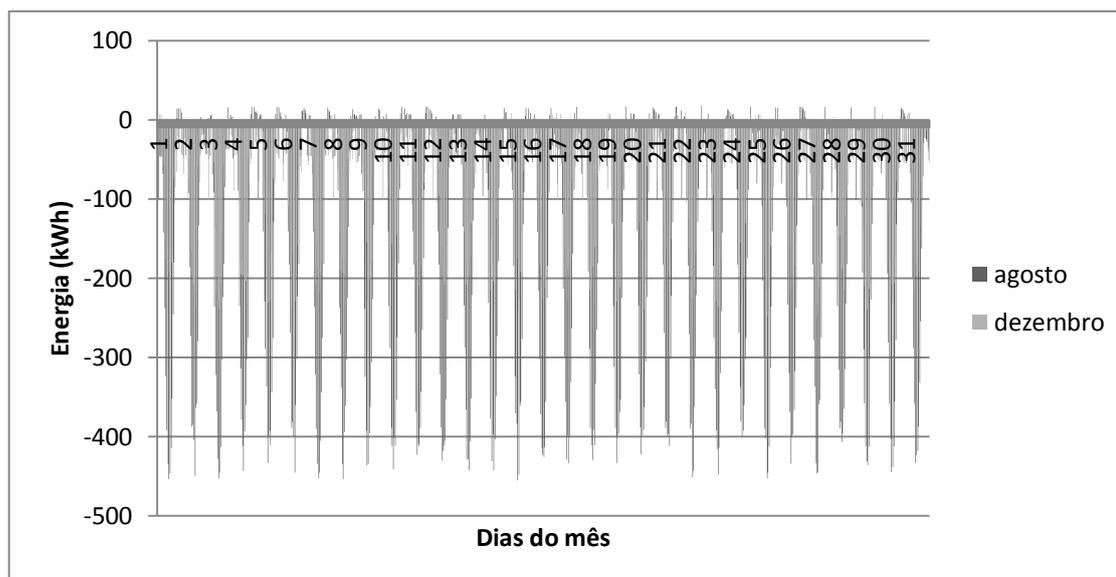


Figura 4-52 Balanço energético o mês de agosto e dezembro (CCLZ dotado de sistema PV, microcogeração e eólica)

A Figura 4-53 e a Figura 4-54 mostram a evolução das trocas de energia com a rede a montante para um dia do mês de agosto e um dia do mês de dezembro, respetivamente. Os valores destas Figuras permitem concluir que o CCLZ com sistemas micro-eólicos são os menos dependentes da rede a montante. Conclui-se, portanto, que os sistemas micro-eólicos podem ser um complemento às restantes tecnologias de geração.

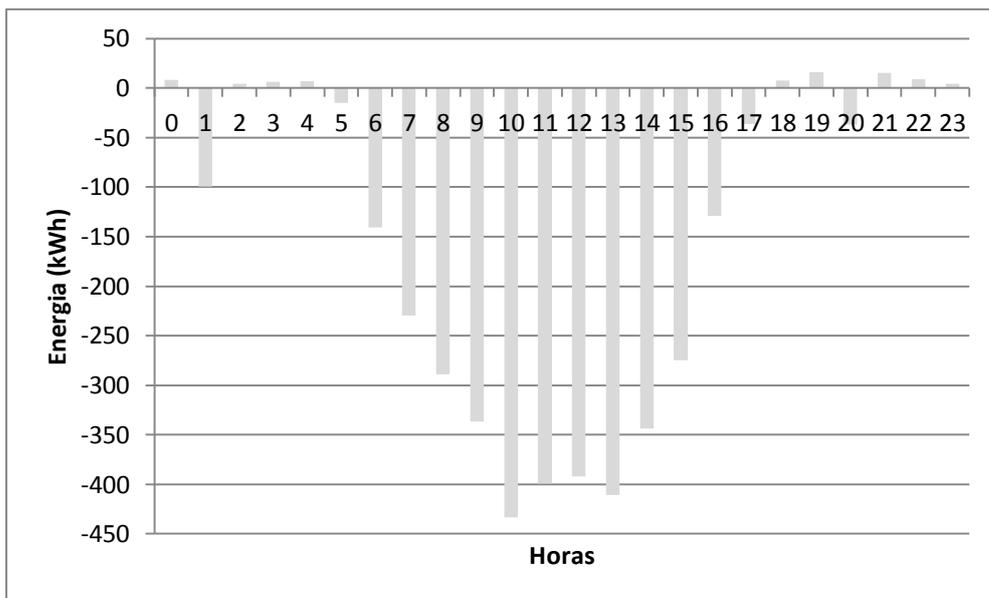


Figura 4-53 Balanço energético para o dia do mês de agosto (CCLZ dotado de sistema PV, microcogeração e eólica)

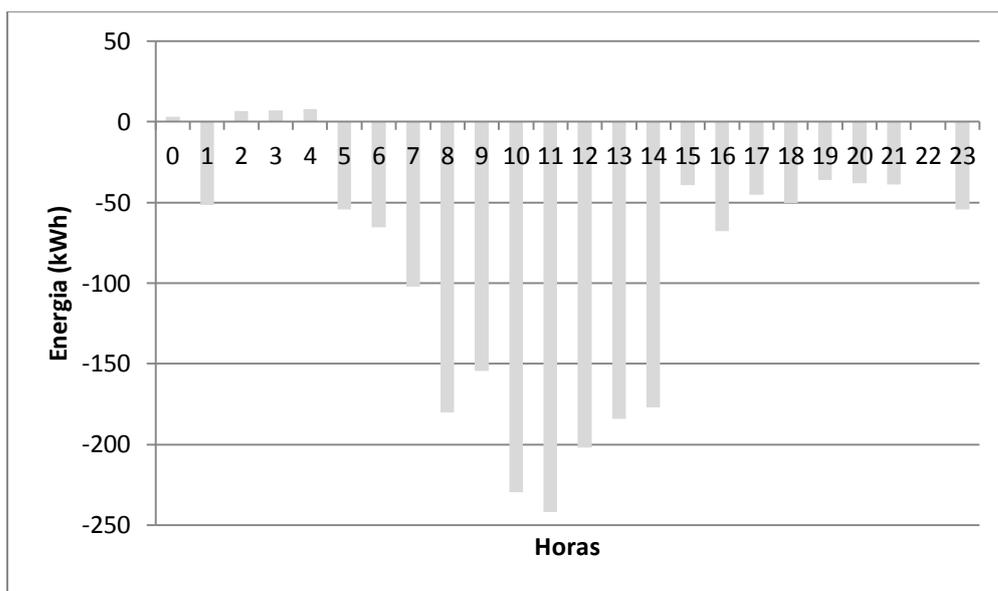


Figura 4-54 Balanço energético para o dia do mês de dezembro (CCLZ dotado de sistema PV, microcogeração e eólica)

Note-se que, neste caso, a introdução de sistemas micro-eólicos causa um aumento de perdas de energia relativamente ao CCLZ sem sistemas micro-eólicos, como mostra o Quadro 4-66. Este facto está relacionado com o aumento da energia exportada para a rede a montante comparativamente com o CCLZ dotado de PV e de microcogeração.

Quadro 4-68 Perdas produzidas (CCLZ dotado de sistema PV, microcogeração e eólica)

	Antes do condomínio (Secção de 35 mm ²)	Depois do condomínio sem sistemas µeólicos (Secção de 240 mm ²)	Depois do condomínio com sistemas µeólicos (Secção de 240 mm ²)
Energia ativa de perdas (MWh)	0,57	8,2	9,1

A instalação dos sistemas micro-eólicos pode influenciar os níveis de tensão dos AD. Tal como ilustra a Figura 4-55 a inclusão dos sistemas micro-eólicos provoca variações nos níveis de tensão. É ainda de referir que tal como em todos os casos já analisados, os níveis de tensão encontram-se entre o mínimo e máximo definidos na restrição da aplicação.

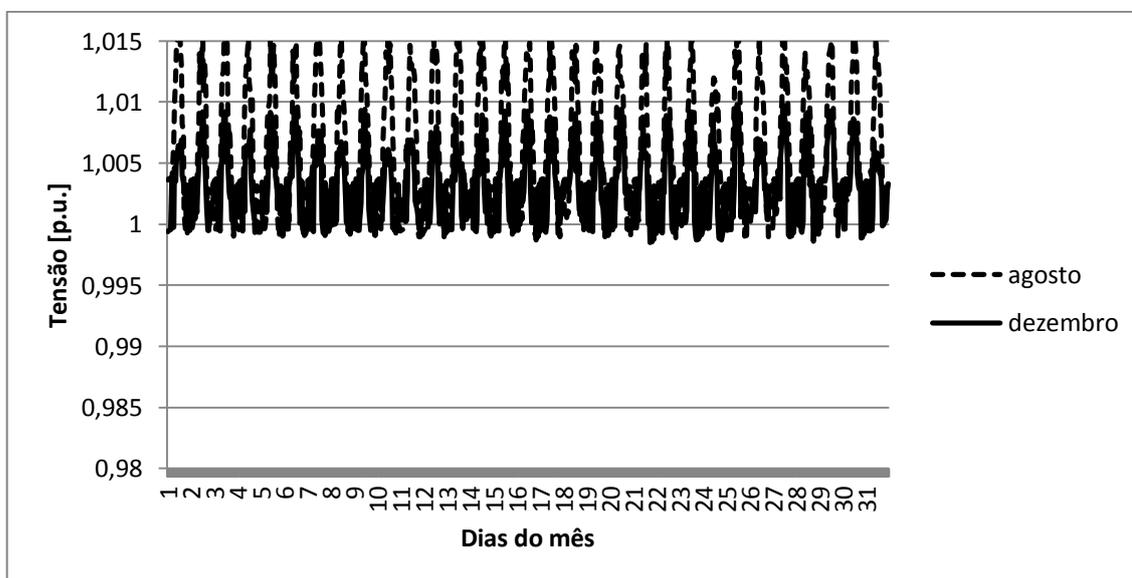


Figura 4-55 Perfil de tensão do armário AD 5 (CCLZ dotado de sistema PV, microcogeração e eólica)

O Quadro 4-69 permite a comparação das soluções que consideram a instalação de sistemas micro-eólicos. Como é visível pela análise dos valores (e tal como nos casos anteriores) o condomínio de CLZ, apesar da sua potência instalada ser muito superior aos restantes casos, apresenta menor custo (comparativamente aos condomínios autónomos). Esta situação está relacionada com dois factos: o benefício obtido junto da rede em troca da energia exportada (2173624 € em vinte anos) e a não utilização de sistemas de AE no CCLZ.

Quadro 4-69 Comparação da solução centralizada, descentralizada e CCLZ (com sistemas micro-eólicos)

	VAL (€)	Custo médio de produção (€/kWh)	Potência micro-eólica total (kW)	Potência PV total (kW)	Capacidade de bateria total (kWh)
Condomínio autónomo (AE centralizado)	-1148487	0,23	25	36	712,08
Condomínio autónomo (AE distribuído)	-1801210	0,38	15	39	866,88
Condomínio de CLZ	-84505	0,087	40	290	0

5. Serviços de sistema

Uma extensão natural do trabalho apresentado nos capítulos anteriores prende-se com os serviços de sistema. O fornecimento de serviços de sistema aos operadores das redes elétricas, como referido na secção 2.5.3, pode ser de várias ordens. No entanto, o principal objetivo nesta dissertação, passa por perceber qual a disponibilidade de Condomínio (autónimo ou líquido zero) entregar potência à rede. Este tipo de operação permitirá potenciar benefícios relacionados com a fiabilidade dos sistemas de distribuição, nomeadamente no que se refere à fiabilidade do abastecimento de consumidores que não integram qualquer condomínio energético. Na prática alguns serviços de sistema consistem na utilização das unidades de PD para exportar eletricidade e, eventualmente, reduzir os consumos elétricos. Esta situação permite que os sistemas de distribuição se tornem em entidades mais ativas com possibilidade de efetuar um controlo ativo da carga e de algumas unidades de PD. Os sistemas de AE (caso existam) poderão ter também um papel importante a desempenhar neste contexto. Neste capítulo efetua-se avaliação da possibilidade dos condomínios autónomos e CCLZ poderem fornecer serviços de sistema aos operadores das redes elétricas.

5.1 Utilização de baterias

A existência de AE é um requisito crucial à operação do condomínio autónomo, nomeadamente nos momentos em que a produção da PD não é suficiente para satisfazer os consumos. No entanto, os sistemas de AE poderão ter um papel importante a desempenhar no contexto dos serviços de sistema referidos no presente capítulo. Nestes casos, as unidades de AE podem ser utilizadas em resposta a necessidades do sistema elétrico. Por outras palavras, a integração de unidades de AE no condomínio possibilita a estas entidades transformarem-se em “geradores” despacháveis.

5.1.1 Sistema de AE centralizado

Para determinar a disponibilidade do AE prestar serviços à rede a montante torna-se necessário determinar qual o elemento (ou equipamento) que limita esta disponibilidade. A Figura 5-1, permite verificar que o elemento que limita a disponibilidade é a máxima corrente de descarga das baterias.

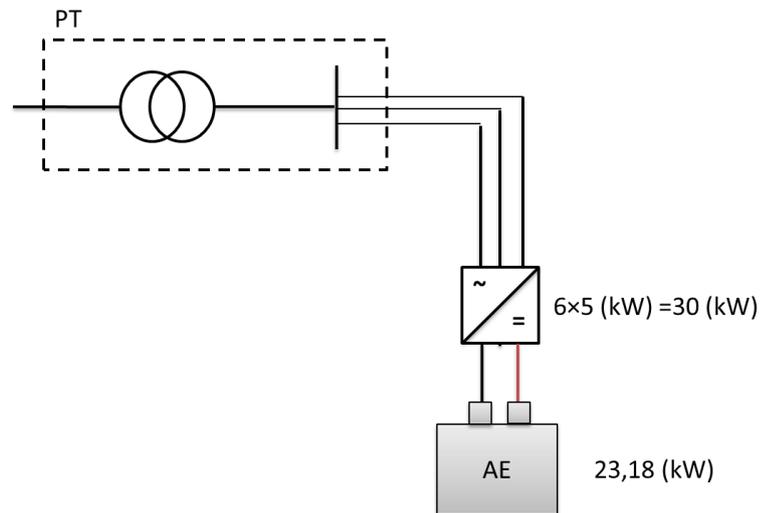


Figura 5-1 Esquema ilustrativo da limitação do sistema (AE centralizado)

Uma vez conhecido o limite, a disponibilidade do sistema de AE fornecer potência elétrica à rede a montante num determinado período é condicionada pelas circunstâncias desta se encontrar ou não a abastecer os consumos internos do condomínio autónomo. Por outras palavras a potência passível de ser entregue à rede a montante, num determinado momento, é influenciada pelas correntes de descarga verificadas nesse mesmo momento (expressão (5-1)).

$$P_{disp}^t = P_{limite} - P_{consumo}^t \quad (5-1)$$

Onde: P_{disp}^t é a disponibilidade do AE entregar potência à rede no período t , em kW; P_{limite} é a potência nominal do equipamento que limita a disponibilidade do sistema, em kW; e, $P_{consumo}^t$ é a potência de consumo no período t , em kW.

A Figura 5-2 mostra a disponibilidade de potência do AE para um dia de agosto e outro de dezembro. Por observação dos valores conclui-se que o AE tem disponibilidade para prestar serviços de sistema em todos os períodos em análise. Por exemplo entre as 20 e as 21 h o AE tem uma disponibilidade de 3 kW para o dia do mês de agosto e 13 kW para o dia do mês de dezembro. Outra conclusão importante que pode ser retirada da análise dos resultados presentes na Figura 5-2 é que a disponibilidade é semelhante em muitos períodos de uma hora para os dois dias em análise. Sendo que, nas horas de ponta noturnas (entre as 20 e as 22 h), a

disponibilidade tende a ser menor (este facto está relacionado com os consumos internos do condomínio)

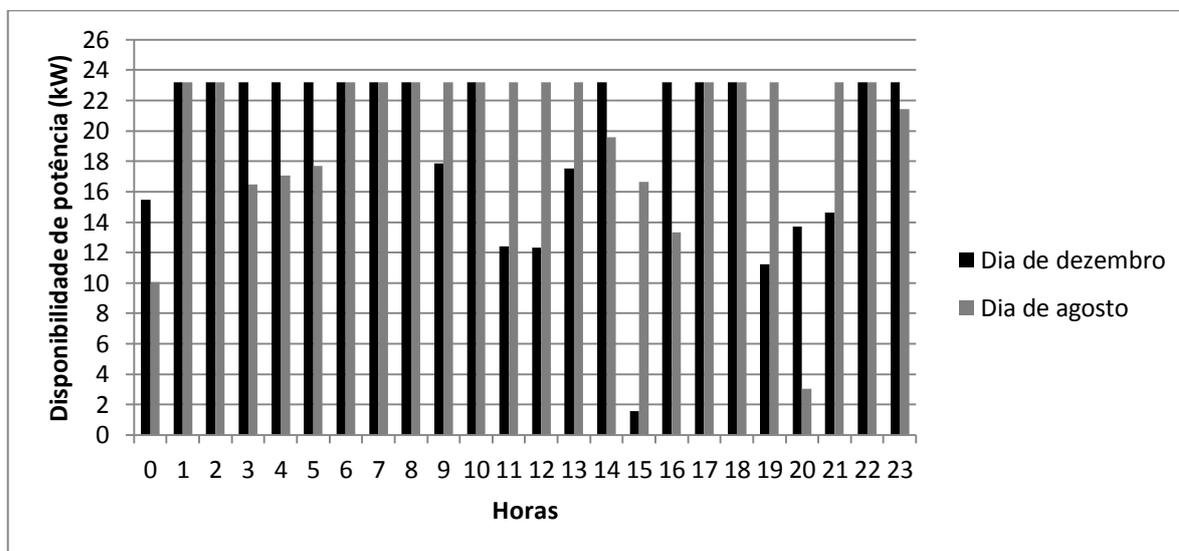


Figura 5-2 Disponibilidade do sistema de AE (sistema dotado com PV, microgeração, micro-eólicas e AE centralizado)

No que se refere ao valor que a rede deverá pagar pela energia entregue, é importante referir que este poderá ser influenciado pelo efeito que as descargas (devido a prestação de serviço) poderão ter na vida útil do AE. Esta situação está relacionada com o facto das descargas profundas consomem sempre mais tempo da vida útil do AE. No entanto, devido à falta de informação sobre o número de vezes que este serviço poderá ser utilizado não se considerou nenhum custo adicional (causado pela diminuição da vida útil). Por esta razão considerou-se que todos os serviços têm o mesmo custo independentemente da descarga sofrida no AE. O custo por cada kWh entregue à rede a montante é de 0,24 € (calculado considerando o custo médio de produção no condomínio autónomo com AE centralizado). Note-se que este é o valor a partir do qual o proprietário do sistema de AE poderá ter algum benefício. Assim sendo o valor a cobrar ao operador da rede a montante deverá ser sempre superior a 0,24 €/kWh.

5.1.2 Sistemas de AE distribuídos

Tal como no AE centralizado, o elemento que limita a disponibilidade do AE distribuídos prestar serviços à rede a montante são as suas máximas correntes de descarga (Figura 5-3).

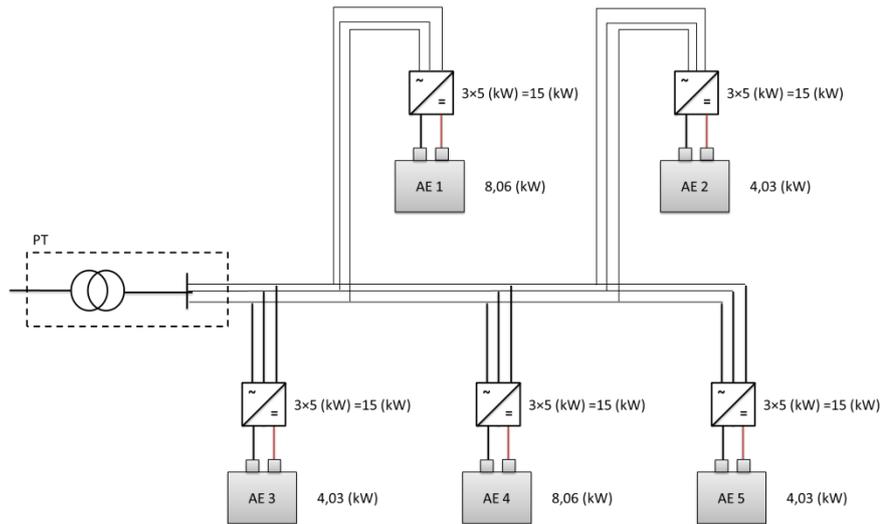


Figura 5-3 Esquema ilustrativo da limitação do sistema (AE distribuído)

Aplicando a expressão (5-1) a cada um dos sistemas de AE distribuídos, obteve-se a disponibilidade de potência de prestar serviços a rede. A Figura 5-4 e a Figura 5-5, mostram a disponibilidade dos sistemas de AE prestarem serviços a rede para o dia 22 de agosto e 21 de dezembro, respectivamente. Comparando estes valores com os contidos na Figura 5-2 conclui-se que o sistema de AE distribuído apresenta uma disponibilidade maior. Por exemplo, no dia 21 de dezembro entre as 20 e as 21h o AE distribuído tem uma disponibilidade 25 kW (mais 12 kW). Já no mesmo período horário do dia 22 de agosto os sistemas de AE têm uma disponibilidade total de 10 kW (mais 7 kW).

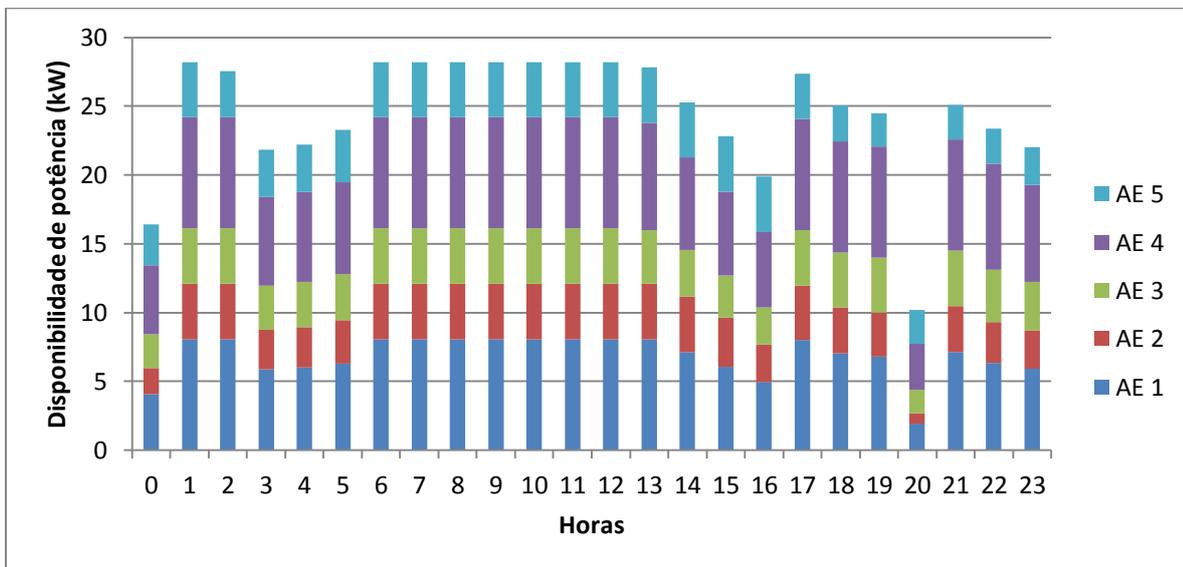


Figura 5-4 Disponibilidade do sistema de AE para o dia 22 de agosto (sistema dotado com PV, microcogeração, micro-eólicas e AE distribuído)

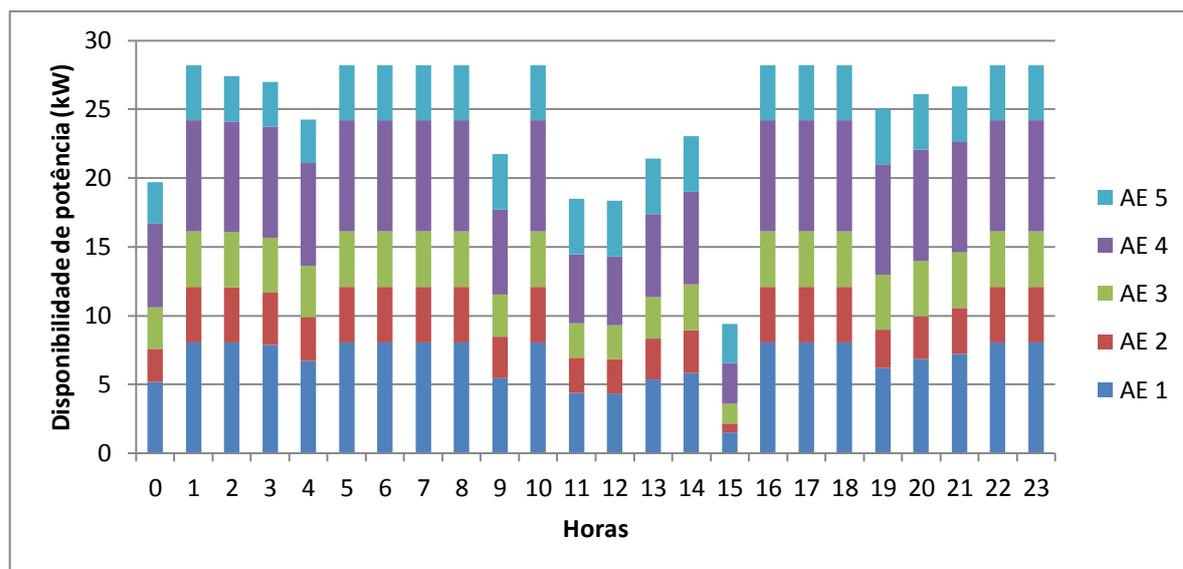


Figura 5-5 Disponibilidade do sistema de AE para o dia 21 de dezembro (sistema dotado com PV, microgeração, micro-eólicas e AE distribuído)

O valor mínimo que a rede deverá pagar pela energia entregue tal como na abordagem anterior foi determinado considerando o custo médio de produção de eletricidade no condomínio com o AE distribuído. Este procedimento leva a que o operador tenha de pagar ao investidor um valor sempre superior a 0,31€/kWh entregue à rede a montante (e suficiente para o incentivar a entrar neste tipo de processos).

5.2 Redução de consumo

A capacidade do condomínio autónomo e do CCLZ para auxiliarem no processo de reconfiguração das redes MT, após a ocorrência de um defeito nesta, depende da capacidade de aumentarem a produção interna e/ou reduzir a carga. A redução de carga é conseguida com ações de deslastre de cargas. As operações de deslastre tenderão a ser executadas tendo em consideração a importância das cargas elétricas. Por outras palavras, as diferentes cargas internas tenderão a ser classificadas quanto à respetiva prioridade de alimentação perante situações de emergência.

A redução de consumo permite, no caso do condomínio autónomo, injetar energia na rede a montante (devido a libertação da PD e/ou do AE de abastecer alguns consumos internos). Já no caso dos CCLZ, dependendo do período horário, ocorrem duas situações diferentes, a saber;

- Existe produção em excesso-Nestes casos, a redução de consumo provoca um aumento na energia injetada na rede a montante;

- A produção é menor que o consumo (existe necessidade de recorrer à rede para abastecer o consumo interno) -Nestes casos, a redução de consumo liberta a rede a montante para abastecer o consumo de outros consumidores.

5.2.1 Condomínio autónomo

A Figura 5-6 e a Figura 5-7 mostram a potência disponibilizada para um dia de agosto e um dia de dezembro causada pela redução de 5 e 10 % do consumo, respetivamente. Estes valores foram definidos, perante a ausência de melhor informação, sendo aqui admitidos unicamente com o propósito ilustrar duas situações possíveis de ocorrer. Os valores permitem concluir que, independentemente do período horário a redução de consumo, no caso do condomínio autónomo, permite libertar parte da PD e/ou da capacidade do AE para abastecer a rede a montante. Adicionalmente conclui-se que nos períodos de maior sobrecarga do sistema elétrico (horas de ponta), este tipo de operação pode ser uma importante ajuda para o sistema elétrico em geral. A Figura 5-6 mostra esta constatação, por exemplo no dia 21 de dezembro entre às 20 e as 21 o condomínio autónomo possui uma disponibilidade de 1,10 kW. Já no caso de se considerar uma redução de 10 % (Figura 5-7) este valor pode atingir os 2,20 kW.

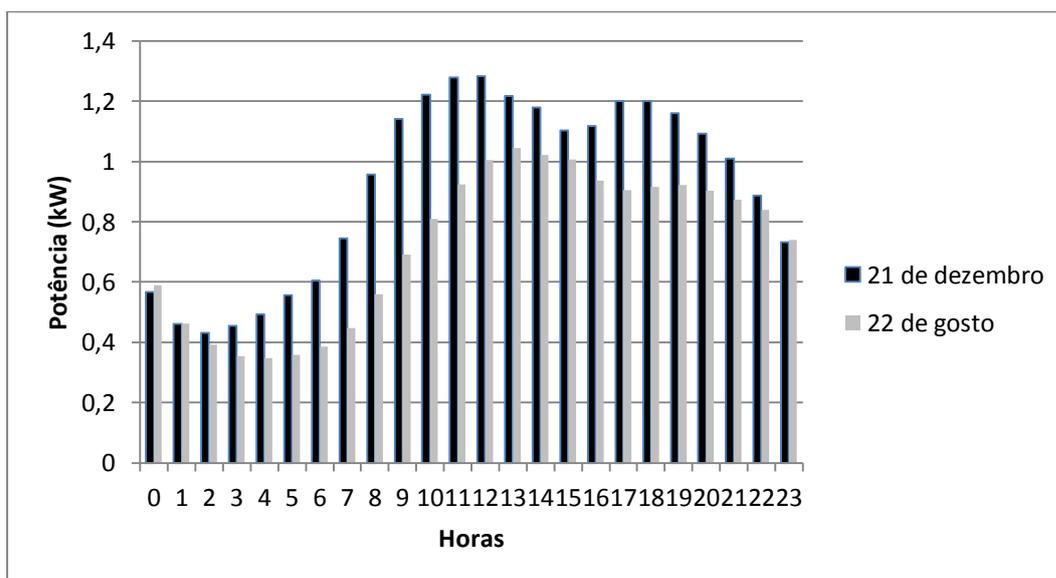


Figura 5-6 Disponibilidade de causada pela redução de 5 % do consumo (condomínio autónomo)

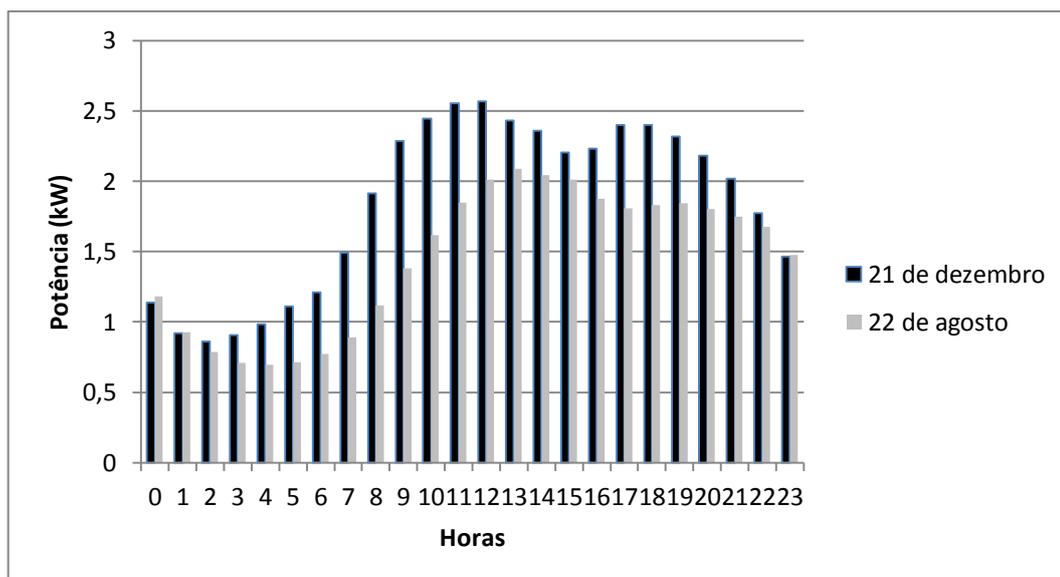


Figura 5-7 Disponibilidade de energia causada pela redução de 10 % do consumo (condomínio autónomo)

No estudo do condomínio autónomo é importante frisar e diferenciar, duas situações, nomeadamente:

- A redução de consumo é causada por deslastre de cargas do tipo sistemas de ar condicionado. Nestes casos, dá-se um corte de consumo (não existe alteração do período t em que a carga está a consumir);
- A redução de consumo é causada por deslastre de cargas do tipo máquinas de lavar louça ou roupa. Nestes casos, o consumo é movido (é alterado o período t em que a carga está em funcionamento).

Note-se que na primeira situação este tipo de ações não influencia o comportamento do sistema nos períodos t seguintes à ação de deslastre de carga. Já a segunda situação tem influência no comportamento do sistema nos períodos seguintes ao corte, devido à alteração do período t em que ocorre o consumo. No caso de existir excesso no dia seguinte à prestação de serviço, o sistema recuperará a energia entregue anteriormente (vendo reduzida a energia entregue à rede causada pelo excesso). No entanto, a situação poderá ser diferente se não existir excesso de energia no dia seguinte. Neste caso, o sistema deverá recorrer à rede a montante assim que possível (ou economicamente viável) para adquirir a energia entregue anteriormente de forma a poder atender todos os consumos. Contudo, nos períodos de maior carga (meses frios), onde este tipo de mecanismo poderá ser mais útil, ocorre sempre excesso de energia (por exemplo num dia típico de dezembro existe um excesso diário de 30,2 kWh para o condomínio com AE centralizado e perto de 400 kWh para o AE distribuído).

No que respeita ao valor que a rede deverá pagar pela energia entregue, à semelhança da análise efetuada na secção 5.1, importa determinar o valor a partir do qual o investidor poderá ter algum retorno. Tara tal torna-se necessário determinar qual o custo que os consumidores

esperam ter em consequência da redução de consumo. As interrupções de alimentação de eletricidade, no caso de edifícios de habitações, têm custos económicos relacionados com a perda de conforto [97]. No entanto, estes custos são subjetivos e dependem normalmente do período em que ocorrem e da irritabilidade provocada pelo não fornecimento da energia elétrica. Uma forma de lidar com esta dificuldade poderá ser a determinação do custo por unidade de energia não fornecida, para valores em €/kWh, ou por unidade de potência interrompida, para valores em €/kW. Recorrendo à Figura 5-8 e sabendo que o condomínio é composto unicamente por edifícios residenciais então o custo por kWh interrompido é de 2,35 €. Note-se contudo, que o valor que os consumidores pretendem receber por cada kWh entregue à rede (devido à redução de consumo) terá de ser sempre superior ao valor referido e suficiente para os incentivar a entrar neste tipo de programas.

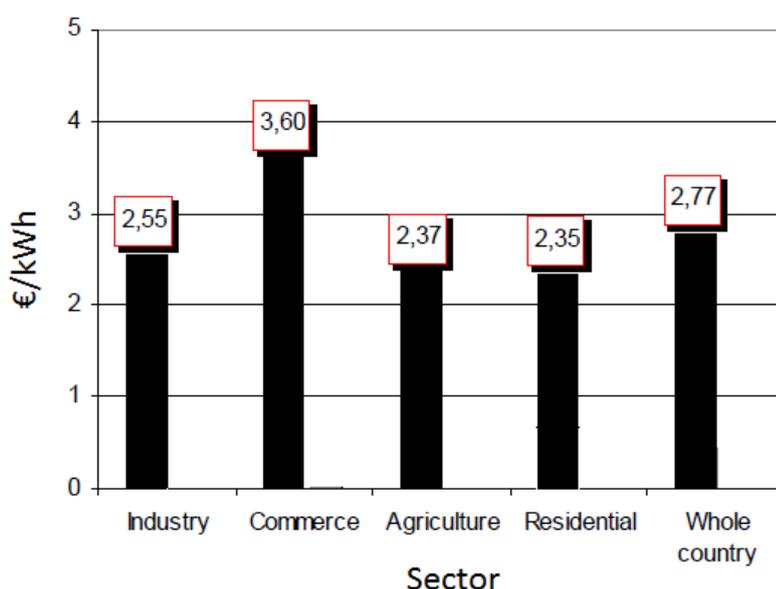


Figura 5-8 Custo por unidade de energia não fornecida para os diferentes sectores [98]

5.2.2 Condomínio com consumo líquido zero

A redução de consumo no CCLZ dependendo do momento em que ocorre, pode aumentar a energia exportada para a rede ou diminuir a energia importada da rede a montante. A Figura 5-9 e a Figura 5-10, mostram a disponibilidade de potência do CCLZ resultante de uma redução de 5 e 10 % do seu consumo para um dia de agosto e um dia de dezembro (os valores positivos representam a disponibilidade de injetar potência na rede e os valores negativos representam a redução de potência adquirida junto da rede). É de referir que estas Figuras referem-se ao CCLZ que comporta as tecnologias PV, microcogeração e micro-eólicas. Por observação dos valores, conclui-se que durante a maior parte do tempo o CCLZ tem produção suficiente para satisfazer totalmente os seus consumos. Uma exceção a esta situação ocorre por exemplo entre as 20 e as 21 horas do dia 21 de dezembro, onde a redução de consumo em

5 % provoca uma diminuição de potência consumida de 0.325 kW (já uma redução de 10 % provoca uma diminuição de 0,65 kW).

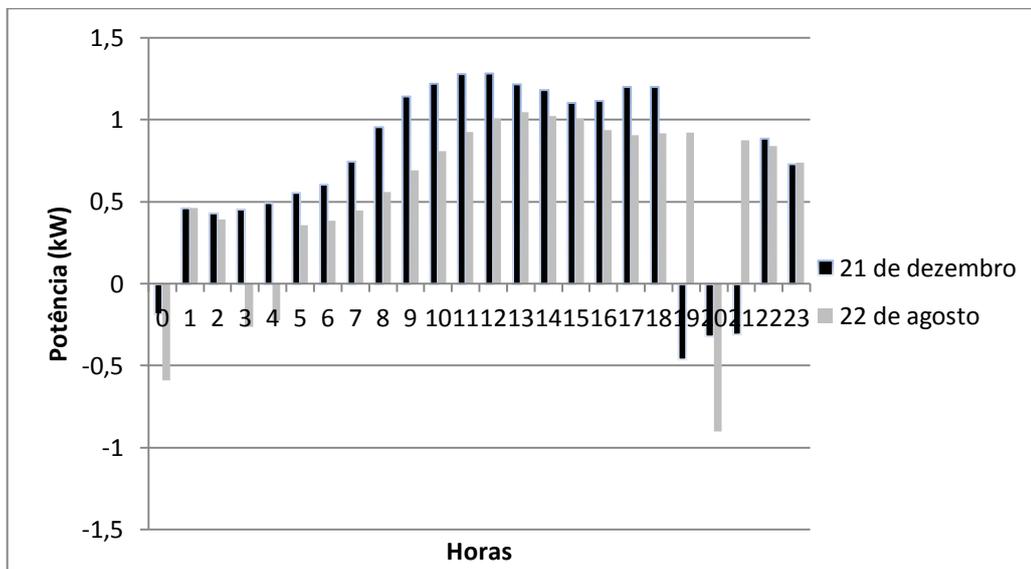


Figura 5-9 Disponibilidade causada pela redução de 5 % do consumo (CCLZ)

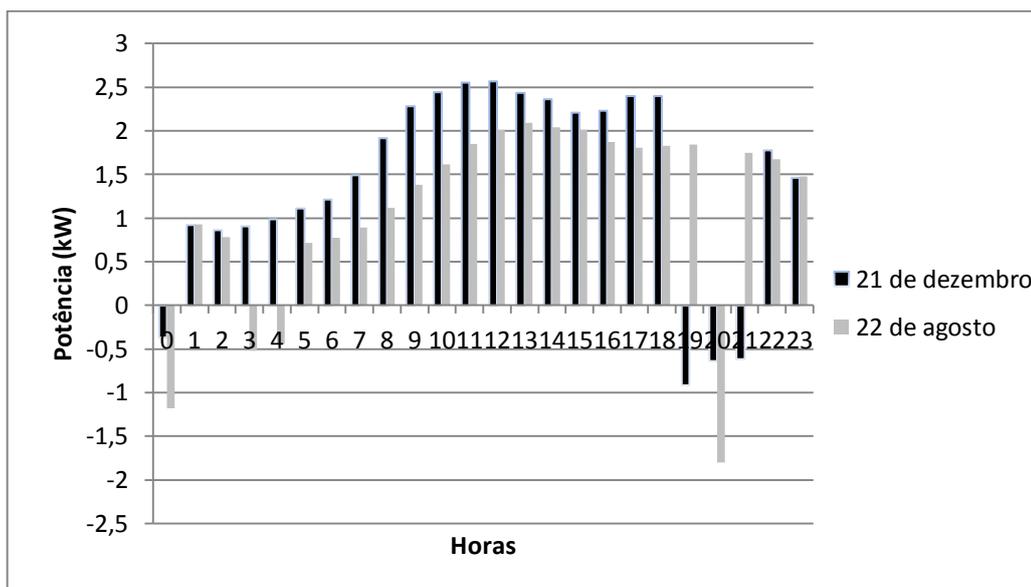


Figura 5-10 Disponibilidade causada pela redução de 10% do consumo (CCLZ)

Note-se que no deslastre de cargas que alteraram o período t em que se está a consumir energia (por exemplo maquinas de lavar louça), poderão causar duas situações distintas, a saber:

- A carga é deslocada para períodos de autoconsumo. Nestes casos a energia entregue à rede a montante devido ao excesso será menor.
- A carga é deslocada para períodos em que o sistema subsiste com energia vinda da rede a montante. Nestes casos, a energia importada da rede será maior.

Neste contexto, é de salientar que, a energia diária entregue à rede a montante é abundante, pelo que não deverá haverá necessidade de recorrer á rede para satisfazer os consumos deslocados no tempo.

Tal como no condomínio autónomo, o custo mínimo do kWh interrompido no CCLZ, pode ser obtido pelos valores da Figura 5-8.

5.3 Utilização de μ CHP

Como já foi referido anteriormente o condomínio necessita de energia térmica para o aquecimento das habitações (espaço e águas quentes sanitárias). No presente estudo, considerou-se a hipótese do aquecimento ser realizado por um sistema de microcogeração. Assim pode-se satisfazer as necessidades térmicas e, adicionalmente, produzir energia eléctrica. O sistema de microcogeração pode também ser utilizado para satisfazer exigências da rede a montante.

A avaliação efetuada nesta secção tem como objetivo auxiliar a tomada de decisão da possível prestação de serviços à rede por parte do condomínio utilizando a unidade de microcogeração. Assim a análise efetuada centra-se em dois aspetos fundamentais, a saber:

- Verificar os períodos temporais em que a unidade (ou unidades no caso do sistema descentralizado) terá disponibilidade de prestar serviços à rede;
- Quantificar os custos inerentes ao funcionamento da unidade de microcogeração para a prestação de serviços à rede (por forma a estimar o custo mínimo do serviço).

5.3.1 Sistema μ CHP centralizado

Naturalmente que a disponibilidade da unidade de microcogeração prestar serviços à rede a montante é influenciada pelo seu fator de carga. Assim sendo a disponibilidade da unidade é dada pela seguinte expressão:

$$CHP_{disp}^t = CHP_{max}(1 - FC_{consumo}^t) \quad (5-2)$$

Onde; CHP_{disp}^t é a disponibilidade de potência da unidade de microcogeração no período t , em kW; CHP_{max} representa a potência eléctrica estipulada da unidade de microcogeração, em kW; e, $FC_{consumo}^t$ é o fator de carga da unidade de microcogeração no período t , em percentagem.

Aplicando a expressão (5-2) à unidade de microcogeração centralizada obteve-se a Figura 5-11 e a Figura 5-12. Estas Figuras permitem perceber a disponibilidade de potência diária da unidade de microcogeração centralizada para prestar serviços à rede a montante para os meses frios e quentes, respetivamente. A análise destas Figuras mostra que a unidade de microcogeração poderá auxiliar os operadores das redes em momentos críticos para o sistema elétrico. Por exemplo, pelos valores apresentados na Figura 5-11 é possível perceber que entre as 20 h e as 21 h (tipicamente o período de maior consumo anual do sistema elétrico) a unidade tem uma disponibilidade de 56 kW. No que se refere aos meses quentes a disponibilidade do sistema de microcogeração, como seria de esperar, é maior comparativamente com os meses frios. Para o mesmo período (20 h e as 21 h) a unidade tem uma disponibilidade de 70 kW.

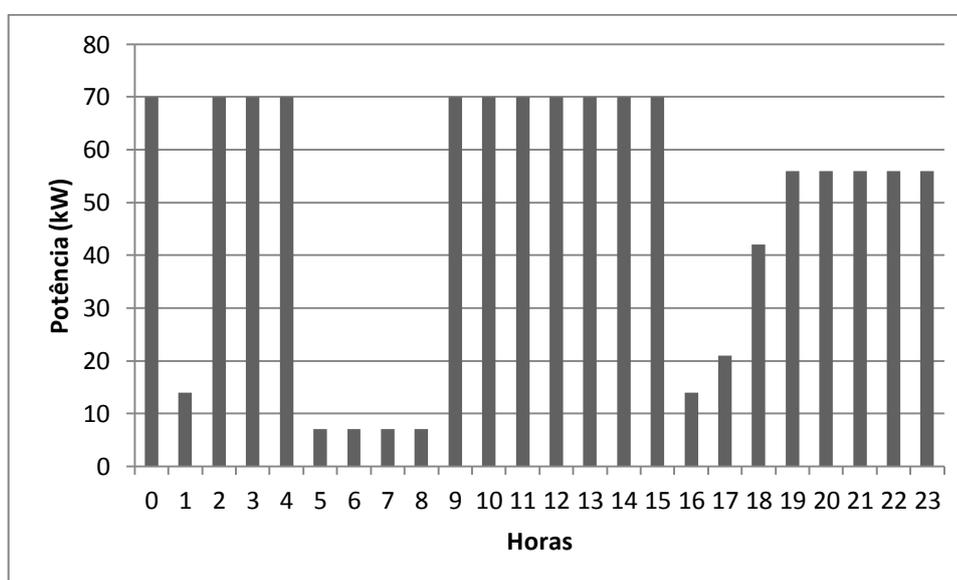


Figura 5-11 Disponibilidade do sistema de microcogeração nos meses frios para prestar serviços à rede

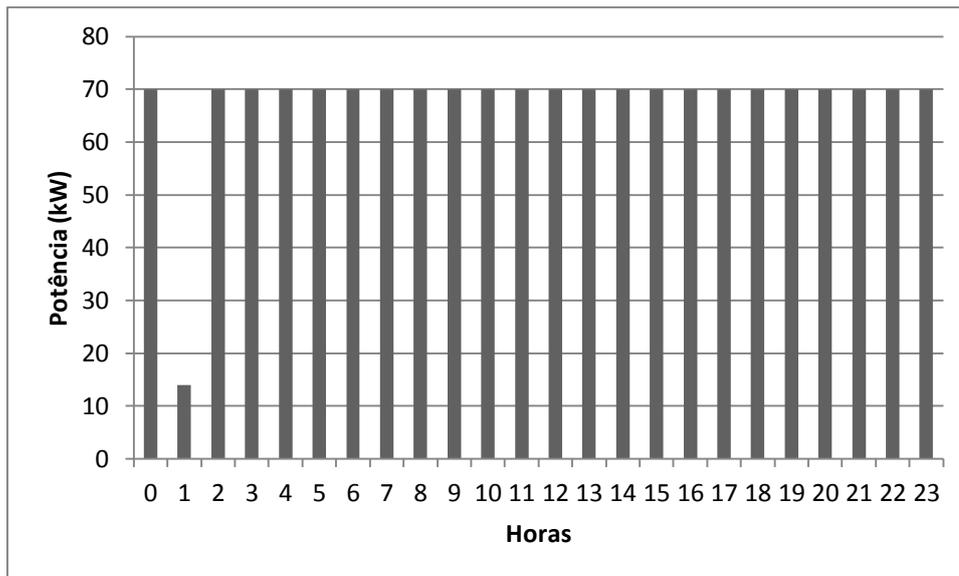


Figura 5-12 Disponibilidade do sistema de microcogeração nos meses quentes para prestar serviços à rede

A unidade de microcogeração possui dois modos de funcionamento, nomeadamente: o modo normal e o modo alternativo. No funcionamento normal o objetivo primário é a produção de energia térmica, tendo como subproduto a produção de energia elétrica. O modo alternativo corresponde à produção de energia elétrica tendo como subproduto a energia térmica. Neste modo, a energia térmica poderá ser armazenada ou então libertada para a atmosfera. No presente estudo, no caso de prestação de serviços à rede a montante, devido à não consideração de armazenamento térmico, a energia térmica é libertada para atmosfera. O custo de produção da turbina no modo alternativo (sem aproveitamento da energia térmica) é apresentado na expressão (5-3).

$$C_{produção_chp} = \frac{Cons_n \times C_{pellets}}{E_{el}} = \frac{140 \times 0,20}{70} = 0,40 \text{ €/kWh} \quad (5-3)$$

Sendo: $Cons_n$ o consumo nominal de pellets da unidade de microcogeração, em kg; $C_{pellets}$ o custo do kg de pellets, em €/kg; e, E_{el} é a energia elétrica produzida às condições nominais da máquina, em kWh.

É de referir que, por questões de simplicidade, neste exemplo não se considerou os custos de manutenção causados por este tipo de operação (prestação de serviços à rede a montante). Note-se que o custo de manutenção causado por este modo de operação é baixo, devido a baixa recorrência a este tipo de serviços.

A análise efetuada anteriormente permitiu determinar o custo que o proprietário terá por cada kWh entregue à rede a montante. No entanto é espetável, que o proprietário retire algum

benefício da prestação deste tipo de serviços. Nesta circunstância caberá ao proprietário da unidade de microcogeração e ao operador de rede estabelecer um preço justo para o serviço.

5.3.2 Sistemas μ CHP distribuídos

A Figura 5-13 e a Figura 5-14 mostram a disponibilidade das várias unidades de microcogeração para prestarem serviços à rede a montante para os meses frios e quentes. As conclusões a retirar destas Figuras são semelhantes as referidas para as Figura 5-11 e Figura 5-12. No entanto, é importante salientar que o sistema distribuído apresenta uma maior disponibilidade que o centralizado. Por exemplo, no período entre as 20 h e as 21 h dos meses frios, onde o sistema distribuído tem uma disponibilidade de 84 kW (mais 28 kW que o sistema centralizado). Conclui-se, portanto, que a colocação de unidades de pequena potência em detrimento de uma unidade centralizada possibilita um maior auxílio à rede a montante. É ainda de referir que o custo de produção calculados para estas unidades tem o mesmo valor que o caso anterior 0,4 €/kWh (admitindo iguais consumos e rendimentos).

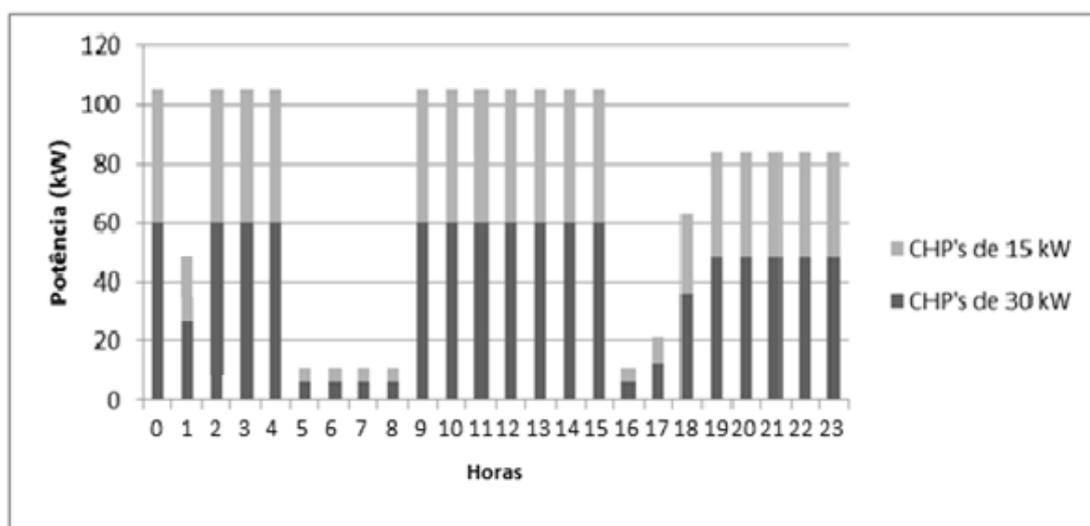


Figura 5-13 Disponibilidade dos sistemas de microcogeração distribuídos nos meses frios para prestar serviços à rede

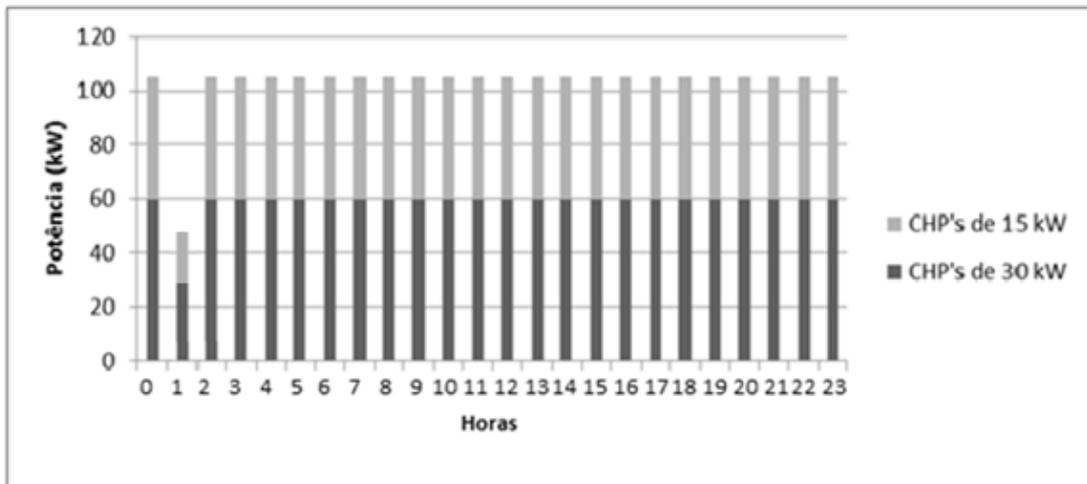


Figura 5-14 Disponibilidade dos sistemas de microgeração distribuídos nos meses quentes para prestar serviços à rede

6. Conclusão e desenvolvimentos futuros

6.1 Conclusões

Esta dissertação procurou contribuir para a definição de uma metodologia adequada ao desenvolvimento do conceito de condomínio energético no seio dos atuais sistemas elétricos de distribuição

O desenvolvimento referido é, como foi mostrado no capítulo 2.6, fundamentalmente uma expansão dos conceitos, atualmente em estudo e em desenvolvimento, de microredes e microgeração. O sucesso do desenvolvimento destas novas entidades (condomínio energético) requer, portanto, a existência de metodologias capazes de eliminar barreiras relacionadas com os elevados custos e os baixos benefícios económicos (dai a necessidade de englobar a otimização neste processo). No entanto, existem também barreiras técnicas que devem ser ultrapassadas. A supressão destas barreiras envolve a definição de metodologias capazes de avaliar os efeitos negativos e positivos da PD no seio do sistema elétrico de distribuição. Para o efeito, é necessário identificar e quantificar esses efeitos, visando a sua posterior superação, no caso dos negativos.

A principal contribuição desta dissertação foi a definição de modelos para o dimensionamento de condomínios energéticos. Esta definição apresenta duas abordagens: a primeira consiste no dimensionamento de uma microrede eletricamente autónoma por vezes designada de “cidadão ideal”. Por outras palavras, uma das definições propostas neste trabalho para condomínio energético prevê o desenvolvimento de uma entidade que não consome em nenhum momento qualquer energia da rede a montante. A segunda consiste no dimensionamento de uma microrede com CLZ. Ou seja, a microrede produz anualmente pelo menos um valor de energia renovável igual ao seu consumo. Naturalmente, neste caso, pressupõe-se o uso da rede

a montante para a contabilidade do consumo líquido zero. Note-se que a definição de modelos tem em consideração aspetos, como: i) os níveis de perdas da rede de distribuição; ii) os níveis de tensão dos AD da rede; iii) otimização da secção da rede de distribuição; e iv) otimização dos custos globais da solução.

O capítulo 3 apresentou duas metodologias destinadas à conceção do condomínio energético (considerando as contribuições anteriormente referidas). A primeira consiste numa metodologia para a definição das tecnologias de PD, a sua localização e as suas dimensões ótimas (incluindo AE) considerando a minimização das perdas, procurando garantir os níveis de tensão adequados e minimizando os custos globais. O processo de otimização consiste na utilização conjunta de uma função de minimização e de um método para avaliação do impacto da PD nas perdas e nos níveis de tensão (método Newton Raphson). É de referir ainda que neste processo é considerado um único sistema de AE (colocado junto ao PT). Adicionalmente, incluiu-se nesta secção uma segunda abordagem ao condomínio autónomo. Esta abordagem prevê a instalação de um sistema AE e de PD em todos os AD de forma a assegurar o seu consumo, ou seja, cada AD tem geração e armazenamento suficiente para ser independente (térmica e eletricamente). A metodologia define a dimensão das tecnologias a instalar num determinado AD minimizando os custos globais e garantindo ainda os perfis de tensão adequados. Nesta abordagem ainda são utilizados métodos para avaliar os impactos da PD nas perdas (a semelhança do que ocorre em todas as abordagens). A segunda metodologia não considera sistemas de AE mas sim trocas de energia com a rede a montante. Contudo, o processo de otimização e os seus objetivos são iguais aos da primeira abordagem (excluindo o dimensionamento do AE).

No capítulo 4 a metodologia foi aplicada a um sistema de distribuição teste, o qual possibilitou obter as seguintes conclusões: i) tecnicamente, o conceito de condomínio energético pode ser exequível; ii) a introdução da otimização na conceção deste tipo de entidades permite uma maior flexibilidade e, além disso, permite realçar o que a PD tem de bom e minimizar os possíveis efeitos negativos; iii) a PD permite melhorar o perfil de tensão da rede de distribuição; iv) atualmente é possível desenvolver uma entidade com um custo de produção não muito elevado (0,20 €/kWh para o condomínio autónomo e 0,075 €/kWh para CCLZ); v) atualmente a tecnologia de microgeração ainda apresenta custos elevados (a inclusão deste sistema na rede teste eleva o custo de produção para 0,28 €/kWh no caso do condomínio autónomo e 0,093 €/kWh para o CCLZ; vi) a secção da rede de distribuição poderá influenciar significativamente a potência da PD e da capacidade de AE a instalar; vii) as correntes máximas de carga e descarga das baterias por vezes levam a obter sistemas de AE de tamanho elevado; viii) os sistemas micro-eólicos podem permitir em função do regime de vento, diminuir o custo global da solução (pois possibilitam a diminuição das restantes tecnologias de PD); ix) o CCLZ dotado de PV apresenta um VAL de 227447 € resultante da venda de energia; x) os sistemas de AE são responsáveis pelo elevado custo dos condomínios autónomos comparativamente com os CCLZ.

A capacidade do condomínio energético prestar serviços, por exemplo, em resposta a necessidades de reconfiguração das redes após a ocorrência de um defeito nas mesmas foi avaliada no capítulo 5. Para o efeito utilizou-se uma análise que permite ter em consideração as características destas estruturas, nomeadamente a possibilidade de alterar a carga e a produção internas. A análise foi aplicada ao condomínio autónomo (com AE distribuído e centralizado) e ao CCLZ, a qual possibilitou obter as seguintes conclusões:

- i) Os condomínios energéticos criam reservas de energia que podem ser mobilizadas pelos operados de sistema/rede para satisfazer as suas necessidades;
- ii) O condomínio autónomo tem maior disponibilidade de exportar serviços para a rede, que o CCLZ. Esta maior disponibilidade está relacionada com o facto do condomínio autónomo possuir AE. Assim sendo, o CCLZ só poderá exportar serviços de sistema utilizando o sistema de microcogeração (centralizado) e a redução de consumo;
- iii) Os sistemas de microcogeração distribuídos têm uma maior capacidade de ajudar a rede, comparativamente com o sistema de microcogeração centralizado devido a sua maior capacidade instalada;
- iv) Os sistemas de AE distribuídos têm uma maior disponibilidade de entregar potência à rede, quando comparados com o sistema de AE centralizado;
- v) Das duas conclusões anteriores conclui-se que o condomínio autónomo que considera o AE distribuído é o que apresenta maior disponibilidade de entregar potência à rede;
- vi) A redução de carga no CCLZ poderá aumentar a energia exportada para a rede ou diminuir a energia importada da rede dependendo do momento.

As metodologias desenvolvidas podem ser aplicadas ou adaptadas a vários contextos e permitem ao decisor identificar as opções adequadas para as potências a instalar. De um modo geral, as metodologias desenvolvidas mostram-se eficientes na obtenção de soluções com resultados consistentes para o problema considerado (minimização dos custos globais, incluindo perdas).

6.2 Desenvolvimentos futuros

Ao longo do desenvolvimento deste trabalho foram identificados vários assuntos que devem ser investigados em trabalhos futuros. Os assuntos mais relevantes são apresentados em seguida, sendo que são expansões naturais do tema abordado nesta dissertação:

- Englobar na metodologia modelos para a estimação da vida útil dos sistemas do AE;
- Incluir a possibilidade de escolha de diferentes tipos de tecnologias de AE elétrico;

- Considerar métodos para avaliação dos desequilíbrios de fase;
- Desenvolvimento de uma metodologia que permita relacionar de forma mais coerente o fator de carga e a energia elétrica disponibilizada pelo sistema de microcogeração. No presente caso foi considerada uma relação linear;
- Considerar uma abordagem de custo mínimo para os sistemas de microcogeração. Ou seja, considerar um armazenamento térmico de forma a permitir que este opere quer por necessidades térmicas quer por necessidades elétricas sem desperdício da energia térmica;
- Estudar a viabilidade destas entidades fornecerem outro tipo de serviços de sistema como por exemplo, o controlo de frequência.

REFERÊNCIAS

- [1] Jorge A. Mendes de Sousa, "Integração de mercados liberalizados de energia eléctrica com aplicações ao MIBEL," UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA, LISBOA, Dissertação de Doutoramento 2005.
- [2] Helder Filipe da Silva Heitor, "HARMONIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE SISTEMA ENTRE PORTUGAL E ESPANHA," Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Dissertação realizada no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores 2008.
- [3] EDP. (2012, Abril) edpsu. [Online]. <http://www.edpsu.pt/pt/CUR/Pages/organizacaoDoMercado.aspx>
- [4] EDP. (2012, Abril) edp. [Online]. http://en.peninsula-press.com/uploads/Custom_Publishing/2012/on26/PT/ON26_%28local%29_intranet.pdf
- [5] Erse. (2012, Maio) erse. [Online]. <http://www.erse.pt/pt/Paginas/home.aspx>
- [6] Renovaveis na hora. (2012, Fevereiro) renovaveisnadora. [Online]. <http://www.renovaveisnadora.pt/web/srm/informacoes>
- [7] Marc Ringel, "Fostering the use of renewable energies in the European Union: the race between feed-in tariffs and green certificates," in *Renewable Energy*. Germany: Elsevier, January 2006, pp. Pages 1–17.
- [8] R. Dugan, T. McDermott, and GE. Ball, "Planning for distributed generation," in *Industry Applications Magazine*. USA: IEEE, 2001, pp. 80 - 88.
- [9] R. C. Dugan, "Challenges in considering distributed generation in the analysis and design of distribution systems," in *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*, Knoxville, 2008, pp. 1 - 6.
- [10] Ashoke Kumar Basua, S.P. Chowdhury, S.Chowdhuryb, and S. Paul, "Microgrids: Energy management by strategic deployment of DERs—A comprehensive survey," in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. India: Elsevier, 2011, pp. 4348–4356.
- [11] P. Moisés Costa and Manuel A. Matos, "Avoided Losses on LV Networks as a Result of Microgeneration," in *Electric Power Systems Research*.: Elsevier, Abril 2009, vol. 79, ch. 4, pp. 629–634.
- [12] P. Moisés Costa, Manuel A. Matos, and J.A. Peças Lopes, "Regulation of microgeneration and microgrids," *Energy Policy*, vol. 36, no. 10, pp. 3893–3904, 2008.
- [13] T. Hoff and D.S. Shugar, "The value of grid-support photovoltaics in reducing distribution system losses," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 10, no. 3, pp. 569 - 576, setembro 1995.

- [14] Li Xin and Garry K. Zielke, "One-Year Deferral Method for Estimating Avoided Transmission and Distribution Costs," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 3, pp. 1408 - 1413, agosto 2005.
- [15] P. Moisés Costa and Manuel A. Matos, "Assessing the contribution of microgrids to the reliability of distribution networks," in *Electric Power Systems Research.*: Elsevier, 2009, ch. 2, pp. 382–389.
- [16] Islam Md. Razibul and Hossam A. Gabbar, "Study of Micro Grid Safety & Protection Strategies with Control System Infrastructures," *Smart Grid and Renewable Energy*, vol. 3, pp. 1-9, February 2012.
- [17] A. Sheikhi, A. Maani, F. Safe, and A.M. Ranjbar, "Distributed Generation Penetration Impact on Distribution Networks Loss," in *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*, Bilbao, 2013.
- [18] H. Víctor Méndez Quezada, Juan Rivier Abbad, and Tomás Gómez San Román, "Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation," *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 21, no. 2, pp. 533 - 540 , MAY 2006.
- [19] P. Moisés Costa, "REGULAÇÃO DA INTEGRAÇÃO DE MICROGERAÇÃO E MICROREDES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA," Feup, Porto, Tese de Doutoramento 2008.
- [20] K. Nara, Y. Hayashi, K. Ikeda, and T. Ashzawa, "Application of Tabu search to optimal placement of distributed generators," *Proceedings of IEEE PES winter meeting*, vol. 2, pp. 918 - 923 , 2001.
- [21] A.K. Basu, A. Bhattacharya, S.P. Chowdhury, and S. Chowdhury, "Reliability study of a micro-grid system with optimal sizing and placement of DER," *Smart grids for distribution*, pp. 1-4, June 2008.
- [22] A. K. Basu, S. Chowdhury, and S. P. Chowdhury, "Value-based analysis on microgrid reliability and power quality ," *International Journal of Distributed Energy Resources*, vol. 6, pp. 209 - 228, July 2010.
- [23] D. H. Popovic, J. A. Greatbanks, M. Begovic, and A. Pregelj, "Placement of distributed generators and reclosers for distribution network security and reliability," in *International Journal of Electrical Power & Energy Systems.*: Elsevier, 2005, ch. 6, pp. 398–408.
- [24] Juan R. Abbad et al., "Assessment and Recommendations: Overcoming in Short-Term Grid System Regulatory and other Barriers to Distributed Generation," *DG-Grid Project*, October 2005.
- [25] Chiara Lo Pretea et al., "Sustainability and reliability assessment of microgrids in a regional electricity market," in *Energy.*: Elsevier, 2012, ch. 1, pp. 192–202.
- [26] Yiming Mao and Miu K., "Switch Placement to Improve System Reliability for Radial Distribution Systems with Distributed Generation," *IEEE Transactions on Power*

- Systems*, vol. 18, no. 4, pp. 1346 - 1352, November 2003.
- [27] J. A. Greatbanks, D. H. Popovic, M. Begovic, A. Pregelj, and T.C. Green, "On optimization for security and reliability of power systems with distributed generation," in *Power Tech Conference Proceedings 2003 IEEE*, Bologna, 2003.
- [28] Sangswang Anawach and Kirtikara Krissanapong, "Reliability Improvement of a Distribution System Using PV Grid Connected System with Tie Switch," in *IEEE Asia Pacific Conference on Circuits and Systems*, Bangkok, 2006, pp. 1354 - 1357.
- [29] H.A. Gil and G. Joos, "Models for quantifying the economic benefits of distributed generation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 2, pp. 327 - 335 , May 2008.
- [30] Comissão Europeia. (2012, Maio) eur-lex.europa. [Online]. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:153:0013:0035:PT:PDF>
- [31] Comissão Europeia. (2012, Agosto) União Europeia. [Online]. http://ec.europa.eu/energy/strategies/2010/2020_en.htm
- [32] Mancarella Pierluigi and Chicco Gianfranco, "CO2 Emission Reduction from Sustainable Energy Systems:Benefits and Limits of Distributed Multi-Generation," in *The Second International Conference on Bioenvironment*, 2011.
- [33] Rashad M. Kamel, Aymen Chaouachi, and Ken Nagasaka, "Carbon Emissions Reduction and Power Losses Saving besides Voltage Profiles Improvement Using Micro Grids," *Low Carbon Economy*, August 2010.
- [34] A. G. Tsikalakis and N. D. Hatziargyriou, "Financial Evaluation of Renewable Energy Source Production in Microgrids Markets Using Probabilistic Analysis," in *Power Tech 2005 IEEE* , Russia, June 2005, pp. 1-7.
- [35] N. HATZIARGYRIOU et al., "Microgrids - Large Scale Integration of Microgeneration to Low Voltage Grids," MICROGRIDS , November 2006.
- [36] Energias Renovaveis. (2012, Março) energiasrenovaveis. [Online]. http://www.energiasrenovaveis.com/DetalleConceitos.asp?ID_conteudo=47&ID_area=8&ID_sub_area=27
- [37] Avril S., Arnaud G., Florentin A., and Vinard M., "Multi-objective optimization of batteries and hydrogen storage technologies for remote photovoltaic systems," in *Energy*.: Elsevier, 2010, ch. 12, pp. 5300–5308.
- [38] Zeng Jun, Liu Junfeng, Wu Jie, and H.W. Ngan, "A multi-agent solution to energy management in hybrid renewable energy generation system," in *Renewable Energy*.: Elsevier, 2011, ch. 36, p. 1352 1363.
- [39] Comissão Europeia. (2012, Janeiro) pvgis. [Online]. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>
- [40] Instituto Geográfico Português. (2012, Março) Instituto Geográfico Português. [Online]. http://www.igeo.pt/atlas/cap1/Cap1d_2.html
- [41] Allsmallwindturbines. (2012, Fevereiro) allsmallwindturbines. [Online].

<http://www.allsmallwindturbines.com/files/WREN.pdf>

- [42] A. Kaabeche, I M. Belhame, and R. Ibtouen, "Sizing optimization of grid-independent hybrid photovoltaic/wind power generation system," in *Energy*: Elsevier, 2011, ch. 2, pp. 1214–1222.
- [43] Yang Hongxing, Lu Lin, and Zhou Wei, "A novel optimization sizing model for hybrid solar-wind power generation system," in *Solar Energy*: Elsevier, 2007, ch. 1, pp. 76–84.
- [44] M. Houwing, *Smart Heat and Power Utilizing the Flexibility of Micro Cogeneration*. Delft, Países Baixos: Next Generation Infrastructures Foundation, 2010.
- [45] Greensgogreen. (2012, Janeiro) greensgogreen. [Online]. <http://greensgogreen.blogspot.pt/2008/01/micro-combined-heat-and-power.html>
- [46] J. Harrison and Redford S., "Domestic CHP: What are the potential benefits," Energy Saving Trust by EA Technology Limite, Chester, 2001.
- [47] A.D. Hawkes and M.A. Leach, "Cost-effective operating strategy for residential micro-combined heat and power," in *Energy*: Elsevier, 2005, ch. 5, pp. 711–723.
- [48] Bernard Aoun, Stéphane Thiers, and Bruno Peupartier, "Experimental Characterization of a Micro-CHP unit based on a Stirling Engine, fueled by Wood Pellets," ISEC International Stirling Engine Committee, França, 2009.
- [49] Comissão Europeia. (2012, Agosto) eur-lex.europa. [Online]. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:153:0013:0035:PT:PDF>
- [50] EUROPEAN COMMISSION, "Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future. European SmartGrids Technology Platform," EUROPEAN COMMISSION, Europa, Community research 2006.
- [51] Jingcheng Gao, Yang Xiao, Jing Liu, Wei Liang, and Philip Chenc C.L., "A survey of communication/networking in Smart Grids," in *Future Generation Computer Systems*: Elsevier, 2012, ch. 2, pp. 391–404.
- [52] S. Nithin, N. Radhika, and V. Vanitha, "SMART GRID TEST BED BASED ON GSM," in *Procedia Engineering*: Elsevier, 2012, pp. 258–265.
- [53] P. Acharjee, "Strategy and implementation of Smart Grid in India," in *Energy Strategy Reviews*: Elsevier, 2013, ch. 3, pp. 193–204.
- [54] P. M. Costa and Manuel A. Matos, "Economic Analysis of Microgrids Including Reliability Aspects," in *9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, Stockholm, 2006, pp. 1-8.
- [55] Mohammad Shahidehpour and Joseph F. Clair, "A Functional Microgrid for Enhancing Reliability, Sustainability, and Energy Efficiency," in *The Electricity Journal*: Elsevier, 2012, ch. 8, pp. 21–28.
- [56] Wu Chengming, Liu Jie, and Wu Yabin, "The impacts of micro-grid on the reliability of distribution system," in *Consumer Electronics, Communications and Networks*

- (CECNet), 2012 2nd International Conference, Yichang, 2012, pp. 1423 - 1426.
- [57] P.M. Costa and M.A. Matos, "Reliability of distribution networks with microgrids," in *Power Tech, 2005 IEEE Russia*, St. Petersburg, 2005, pp. 1-7.
- [58] Huang Jiayi, Jiang Chuanwen, and Xu Rong, "A review on distributed energy resources and MicroGrid," in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.: Elsevier, 2008, ch. 9, pp. 2472–2483.
- [59] Hugo Gabriel Valente Morais, "Gestão de Recursos Energéticos nas SmartGrids," ISEP, Porto, Dissertação realizada no âmbito do Mestrado em Engenharia Electrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia 2010.
- [60] Márcio Lunardelli Ribeiro, "Estratégia de Reposição de Serviço utilizando Micro-Redes," Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Dissertação realizada no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores 2010.
- [61] União Europeia. (2012, Abril) microgrids. [Online]. <http://www.microgrids.eu>
- [62] European Commission, "MICROGRIDS Large Scale Integration of Microgeneration to Low Voltage Grids," MICROGRIDS, Report on Telecommunication infrastructures and communication protocols 2005.
- [63] M. Barnes et al., "Microgrid laboratory facilities," in *Future Power Systems, 2005 International Conference on*, Amsterdam, 2005, pp. 1-6.
- [64] André Guimarães Madureira, "Definição de Estratégias de Controlo e Avaliação da Estabilidade em Redes de Baixa Tensão com Micro-Geração Funcionando em Rede Isolada," Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Tese de Mestrado 2005.
- [65] Robert Lasseter et al., "Integration of Distributed Energy Resources The MicroGrid Concept," California Energy Commission, California , Public Interest Energy Research Program 2001.
- [66] B. Kroposki et al., "A look at microgrid technologies and testing projects from around the world, Making microgrids work," in *Power Energy Magazine*.: IEEE, 2008.
- [67] J.A. Peças Lopes, N. Hatziargyriou, J. Mutale, P. Djapic, and N. Jenkins, "Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities," in *Electric Power Systems Research*.: Elsevier, 2007, ch. 9, pp. 1189–1203.
- [68] M. Braun, "Technological control capabilities of DER to provide future ancillary services," Technology & Science Publishers, Kassel, 2006.
- [69] CERTS, "Microgrid Energy Management," CALIFORNIA ENERGY COMMISSION, CALIFORNIA, CONSULTANT REPORT 2003.
- [70] M. E. Baran and I. M. El-Markabi, "A Multiagent-Based Dispatching Scheme for Distributed Generators for Voltage Support on Distribution Feeders," in *Transactions*

- on *Power Systems*.: IEEE, 2007, ch. 1, pp. 52 - 59.
- [71] A. G. Madureira and J. A. Peças Lopes, "Coordinated voltage support in distribution networks with distributed generation and microgrids," in *IET Renewable Power Generation*.: IEEE , 2009, ch. 4, pp. 439 - 454.
- [72] André Guimarães Madureira, "COORDINATED AND OPTIMIZED VOLTAGE MANAGEMENT OF DISTRIBUTION NETWORKS WITH MULTI-MICROGRIDS," Faculty of Engineering, University of Porto, Porto, Tese de Doutoramento 2010.
- [73] Claude Mandil, "The Power to Choose—Demand Response in Liberalized Electricity Markets," International Energy Agency, Paris, 2003.
- [74] K. Herter, P. McAuliffe, and A. Rosenfeld, "An exploratory analysis of California residential customer response to critical peak pricing of electricity," in *Energy*.: Elsevier, 2007, ch. 1, pp. 25–34.
- [75] S. Valero et al., "Methods for customer and demand response policies selection in new electricity markets," in *Generation Transmission & Distribution IET*.: IEEE , 2007, ch. 1, pp. 104 - 110.
- [76] O. Sezgen, C.A. Goldman, and P. Krishnarao, "Option value of electricity demand response," in *Energy*.: Elsevier, 2007, ch. 2, pp. 108–119.
- [77] D. Cartes, J. Ordonez, J. Harrington, D. Cox, and R. Meeker, "Novel Integrated Energy Systems and control methods with economic analysis for integrated community based energy systems," in *Power Engineering Society General Meeting IEEE*, Tampa, 2007, pp. 1-6.
- [78] Gonçalo Mendes, Christos Ioakimidis, and Paulo Ferrão, "On the planning and analysis of Integrated Community Energy Systems: A review and survey of available tools," in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.: Elsevier, 2011, ch. 9, pp. 4836–4854.
- [79] G. Chicco and P. Mancarella, "Distributed multi-generation: a comprehensive view," in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.: Elsevier, 2009, ch. 3, pp. 535–551.
- [80] Annette Evans, Vladimir Strezov, and Tim J. Evans, "Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration," in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.: Elsevier, 2012, ch. 6, pp. 4141–4147.
- [81] Marc Beaudin, Hamidreza Zareipour, Anthony Schellenberglabe, and William Rosehart, "Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review," in *Energy for Sustainable Development*.: Elsevier, 2010, ch. 4, pp. 302–314.
- [82] Francisco Díaz-González, Andreas Sumper, Oriol Gomis-Bellmunt, and Roberto Villafila-Robles, "A review of energy storage technologies for wind power applications," in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.: Elsevier, 2012, pp. 2154–2171.

- [83] S. Diaf, G. Notton, M. Belhamel, M. Haddadi, and A. Louche, "A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid," in *Energy Policy*.: Elsevier, 2007, ch. 11, pp. 5708–5718.
- [84] Shanti Pless and Paul Torcellini, "Net-Zero Energy Buildings: A Classification System Based on Renewable Energy Supply Options," National Renewable Energy Laboratory, Colorado, Technical Report 2010.
- [85] Nancy Carlisle, Otto Van Geet, and Shanti Pless, "Definition of a "Zero Net Energy" Community," National Renewable Energy Laboratory, Colorado, Technical Report 2009.
- [86] R.S. Adhikari, N Aste, C. Del Pero, and M Manfren, "Net Zero Energy Buildings: Expense or Investment?," in *Energy Procedia*.: Elsevier, 2012, ch. 14, pp. 1331 – 1336.
- [87] National Renewable Energy Laboratory, "Getting Started Guide for HOMER," U.S. Department of Energy, Colorado, Started Guide 2005.
- [88] S. Georgilakis Pavlos, "STATE-OF-THE-ART OF DECISION SUPPORT SYSTEMS FOR THE CHOICE OF RENEWABLE ENERGY SOURCES FOR ENERGY SUPPLY IN ISOLATED REGIONS," *International Journal of Distributed Energy Resources*, vol. 2, no. 2, pp. 129-150, December 2005.
- [89] Eric Hoevenaars, "Temporal Resolution in Time Series and Probabilistic Models of Renewable Power Systems," Queen's University, Canadá , Thesis Submitted in Partial Fulllment of the Requirements for the Degree of MASTER OF APPLIED SCIENCE in the Department of Mechanical Engineering 2009.
- [90] D. Connolly, H. Lund, B.V. Mathiesen, and M. Leahy, "A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems," in *Applied Energy*.: Elsevier, 2010, ch. 4, pp. 1059–1082.
- [91] Headley Stewart Jacobus, "SOLAR-DIESEL HYBRID POWER SYSTEM OPTIMIZATION AND EXPERIMENTAL VALIDATION," University of Maryland, Maryland, Thesis Submitted in Partial Fulllment of the Requirements for the Degree of MASTER 2010.
- [92] RETScreen. (2012, Abril) RETScreen. [Online]. www.retscreen.net/ang/printable_version_textbook.html
- [93] Raquel Segurado, Luís Alves, Neven Duić, and Goran Krajačić, "Integrated Energy and Water Planning on an Arid Island, Case of S. Vicente, Cape Verde," in *Applied Energy*.: Elsevier, 2011, pp. 466–472.
- [94] Rodolfo Dufo-López and José L. Bernal-Agustín, "Multi-objective design of PV–wind–diesel– hydrogen– battery systems," in *Renewable Energy*.: Elsevier, 2008, ch. 12, pp. 2559–2572.
- [95] Certiel. (2012, Janeiro) certiel. [Online]. http://www.certiel.pt/c/document_library/get_file?uuid=bf0201f2-1e92-4320-8d64-5be749748612&groupId=10100

- [96] Giedrė Streckienė, Vytautas Martinaitis, Anders N. Andersen, and Jonas Katz, "Feasibility of CHP-plants with thermal stores in the German spot market," in *Applied Energy*.: Elsevier, 2009, pp. 2308–2316.
- [97] L. Goel, "Power system reliability cost/benefit assessment and application in perspective," in *Computers & Electrical Engineering*.: Elsevier, 1998, ch. 5, pp. 315–324.
- [98] RAESAAR P., TIIGIMÄGI E., and VALTIN J., "Assessment of electricity supply interruption costs under restricted time and information resources," in *Proceedings of the 2006 IASME/WSEAS International Conference on Energy & Environmental Systems*, Chalkida, Greece, 2006, pp. 409-415.