

Instituto Superior de Engenharia do Porto



**Gestão de instalações eléctricas para optimização
do desempenho, eficiência e qualidade de energia
em grandes edifícios com integração de
Miniprodução**

José Manuel Reis Lima Freitas

Dissertação realizada no âmbito do Mestrado em Engenharia Electrotécnica
Sistemas Eléctricos de Energia

Orientador: Professor Doutor António Andrade

Julho 2013

© José Manuel Reis Lima Freitas, 2013

Resumo

As alterações climáticas e as emissões de CO₂ são questões que suscitam a nível internacional e nacional o desenvolvimento de estratégias que atenuem os seus impactos. A Eficiência Energética (EE) é essencial para que num futuro próximo não haja impactos significativos no meio ambiente devido a elevado e ineficiente consumo energético. A União Europeia (UE) e Portugal têm desenvolvido políticas e programas que estimulam a eficiência energética, bem como a diminuição de gases com efeito de estufa (GEE) e a promoção da utilização de fontes de energia renovável.

Por outro lado vivemos numa sociedade que passa cerca de 80% do seu tempo em edifícios e, nestes, é consumida 40% da energia mundial.

Com uma dependência energética superior a 80%, Portugal tem vindo a apostar, nos últimos anos, em fontes de energia renovável. Esta aposta serve como substituição de fontes, mas não leva directamente à redução de consumos. A redução da factura de energia só pode ser atingida com uma maior eficiência energética e melhores práticas de gestão de energia em edifícios, transportes e indústria.

Esta dissertação centra-se especificamente num conjunto de edifícios públicos, património municipal da autarquia de Matosinhos, cujo modelo de fornecimento da energia eléctrica é passível de análise crítica no sentido de uma optimização radical ao nível da concepção da rede e exploração, com conseqüente redução de custos ao nível da facturação.

Esta nova metodologia de exploração e gestão de sistemas eléctricos incidirá na criação de um “campus” energético autárquico resultante do novo layout da rede e respectivo fornecimento de energia a partir da rede de distribuição pública.

O estudo permitirá fornecer ferramentas fundamentais para a gestão municipal e empresarial ao nível da sustentabilidade energética nos edifícios públicos com abrangência aos serviços empresariais.

De referir que a gestão das instalações eléctricas para optimização do desempenho, eficiência e qualidade de energia é aplicável aos 308 municípios nacionais com relevância para as empresas que apresentam consumos significativos nos seus edifícios.

Enquanto funcionário da Câmara Municipal de Matosinhos, este município foi uma escolha natural como referência, na análise da relação existente entre a administração local e a gestão da energia. Para ajudar à análise foi efectuado um benchmarking a cinco edifícios municipais: Edifício dos Paços do Concelho, Biblioteca Municipal Florbela Espanca, Palacete Visconde Trevões, ex-Edifício dos SMAS e Edifício do ex-Tribunal, visando potenciar a correcta

gestão de energia destes edifícios por parte das entidades que os gerem, perante novas oportunidades de melhoria e soluções encontradas.

Como contributo às metas impostas pela Directiva 2009/28/CE para 2020, a qual prevê uma redução de 20% no consumo final de energia através da eficiência energética, a incorporação de 20% de energia renovável no consumo energético global e a conseqüente redução em 20% da emissão de GEE, é apresentado um estudo ao nível de um parque fotovoltaico com a componente técnica e económica.

Palavras-Chave: Eficiência Energética; Optimização do desempenho e qualidade de energia nas instalações eléctricas; Consumo de Energia.

Abstract

Climate change and CO2 emissions are matters that cause national and international strategy development to try and diminish their impact. Energetic Efficiency is essential so that in a near future there is no meaningful impact on the environment due to high and inefficient energy consumption. The European Union (EU) and Portugal have been developing politics and programs that stimulate energetic efficiency, as well as the reduction of greenhouse gas (GHG) and the promotion of the utilization of renewable energy sources.

By contrast, we live in a society that spends about 80% of its time in buildings, on which is consumed 40% of the world's energy.

With an energetic dependence superior to 80%, Portugal has been taking a stand, throughout the last years, on renewable energy sources. This position leads to a source shift, but it doesn't lead directly to a consumption reduction. The reduction of our energetic bill can only be obtained with a higher energetic efficiency and better habits of energy management in buildings, transports and industry.

This dissertation is centered specifically in a set of public buildings, municipal patrimony from Matosinhos council, whose electric energy supplying plan is susceptible to critical analysis towards the radical optimization concerning the network's conception and exploration, with a consequent turnover cost reduction.

This new methodology of exploration and management of electrical systems will incise on the creation of an energetic council campus resulting from the new network layout, whose respective energy supply will come from the public distribution network.

This study will allow providing fundamental tools towards council and business management concerning energetic liability on public buildings, with scope to corporate services.

It should be noted that the management of electric facilities towards the optimization of performance, efficiency and energy quality is applicable to the 308 national councils, with prominence to businesses that submit significant consumptions on their buildings.

As an employee to Câmara Municipal de Matosinhos, this council was the natural pick as reference in the analysis of the relation between local administration and energy management. To help this review it was conducted a benchmarking to five council buildings: Paços do Concelho, Biblioteca Florbela Espanca, Palacete Visconde Trevões,

former SMAS building and the former Court building, aiming the enhancement of the correct energy management of these buildings by the entities that manage them, in view of new improvement opportunities and found solutions.

As a contribution to the goals subjected by Directive 2009/28/CE to 2010, which foresees a 20% reduction on the final energy consumption by means of energy efficiency, the incorporation of 20% of renewable energy on the global energy consumption and the consequent 20% reduction of GHG emissions, a study is presented towards a photovoltaic park with the technical and economical components.

Key-Words: Energetic Efficiency; Electrical facilities performance and energy quality optimization; Energy Consumption.

Agradecimentos

Desde o início do mestrado, tive o privilégio de contar com a confiança e o apoio de várias pessoas fantásticas e instituições. Os seus contributos e envolvimento, foram fundamentais para que este trabalho fosse possível e, por isso, ficam os registos.

Ao professor António Andrade, orientador da dissertação, agradeço o apoio, a partilha do saber e as valiosas contribuições para a elaboração do trabalho. Expresso-lhe ainda a minha gratidão pelo acompanhamento e orientação.

À ERSE pela disponibilidade e apoio na concepção do simulador de tarifas eléctricas.

Quem nos acompanha no percurso da vida, também deve ser evocado, por isso deixo umas palavras de muito apreço para a Lídia, para a Inês e para o Ricardo, porque os seus sorrisos e a sua disponibilidade sempre conseguiram dissipar os meus eventuais remorsos pelo tempo que, devido ao meu percurso académico, lhes subtraí.

“Os dias prósperos não vêm por acaso; nascem de muita fadiga e persistência”

Henry Ford

Índice

RESUMO	III
ABSTRACT	V
AGRADECIMENTOS	VII
ÍNDICE	IX
LISTA DE FIGURAS	XIII
LISTA DE TABELAS	XV
ABREVIATURAS E SÍMBOLOS	XVII
CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO	1
1.1 - OBJECTIVOS	3
1.2 - ESTRUTURA.....	3
CAPÍTULO 2 ASPECTOS GERAIS E MOTIVAÇÃO	5
2.1 - MOTIVAÇÃO PARA A ADOÇÃO DAS MEDIDAS DE URE.....	6
2.2 - ADOÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS.....	8
2.3 - CONCLUSÕES.....	14
CAPÍTULO 3 ASPECTOS JURÍDICO ADMINISTRATIVOS DAS INSTALAÇÕES ELÉCTRICAS	15
3.1 - DOMÍNIOS DE COMPETÊNCIA DE LICENCIAMENTO E VISTORIA	17
3.2 - ENQUADRAMENTO LEGAL DA INSTALAÇÃO ELÉCTRICA - SITUAÇÃO ACTUAL	18
3.3 - ENQUADRAMENTO LEGAL DA INSTALAÇÃO ELÉCTRICA - SITUAÇÃO FUTURA.....	19
CAPÍTULO 4 FACTURAÇÃO E TARIFÁRIO	21
4.1 - ESTRUTURA DA FACTURA ELÉCTRICA	21
4.2 - ASPECTOS A OBSERVAR E RECOMENDAÇÕES.....	24
4.3 - ANÁLISE DE CONSUMOS E CUSTOS	26
4.4 - OPÇÃO TARIFÁRIA	28
4.5 - COMPOSIÇÃO DOS PREÇOS DE ELECTRICIDADE	30
4.6 - PROSPECTIVAS FUTURAS	32

4.7 - CONCLUSÕES.....	33
CAPÍTULO 5 COMPENSAÇÃO DO FACTOR DE POTÊNCIA.....	35
5.1 - VANTAGENS NA COMPENSAÇÃO DO FACTOR DE POTÊNCIA	35
5.2 - FACTURAÇÃO DA ENERGIA REACTIVA	38
5.3 - MODOS DE COMPENSAÇÃO EM BAIXA TENSÃO	41
5.4 - CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	46
CAPÍTULO 6 CAMINHO PARA O DESEMPENHO E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA ATRAVÉS DO “CAMPUS ENERGÉTICO” AUTÁRQUICO	47
6.1 - FUNÇÕES DO MUNICÍPIO EM RELAÇÃO À ENERGIA	47
6.2 - CARACTERIZAÇÃO DA INSTALAÇÃO ELÉCTRICA EM EXPLORAÇÃO.....	49
6.3 - REQUISITOS PARA OPTIMIZAÇÃO DA INSTALAÇÃO ELÉCTRICA EM EXPLORAÇÃO	58
CAPÍTULO 7 REQUISITOS TÉCNICOS E DIMENSIONAMENTO DO POSTO DE TRANSFORMAÇÃO E SECCIONAMENTO.....	61
7.1 - CARACTERÍSTICAS GERAIS DO PTS.....	61
7.2 - INSTALAÇÃO ELÉCTRICA.....	65
7.3 - CELAS MT	65
7.4 - TRANSFORMADOR	67
7.5 - CARACTERÍSTICAS DOS DIVERSOS MATERIAIS DE MÉDIA TENSÃO	69
7.6 - CARACTERÍSTICAS DA APARELHAGEM DE BAIXA TENSÃO – QUADRO BT	69
7.7 - LIGAÇÃO À TERRA	70
7.8 - REGIME DO NEUTRO DE BAIXA TENSÃO	70
7.9 - ILUMINAÇÃO E OUTRAS GENERALIDADES	71
7.10 - CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS DO EQUIPAMENTO MT/BT	72
CAPÍTULO 8 REQUISITOS TÉCNICOS E DIMENSIONAMENTO REDE ELÉCTRICA DE BAIXA TENSÃO . 85	
8.1 - REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA EM BT	86
8.2 - PROTECÇÃO CONTRA SOBRECARGAS	87
8.3 - QUEDA DE TENSÃO	88
8.4 - PROTECÇÃO CONTRA CURTO-CIRCUITOS	88
8.5 - DIAGRAMA DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO BT E CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS	89
8.6 - VALAS	90
8.7 - ARMÁRIO DE DISTRIBUIÇÃO.....	91
8.8 - TUBOS DE POLIETILENO	92
8.9 - CAIXAS DE VISITA E PASSAGEM DE CABOS	93
8.10 - TRAÇADO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BAIXA TENSÃO	93
CAPÍTULO 9 ANÁLISE ECONÓMICA.....	95

9.1 - SIMULAÇÃO DE TARIFÁRIOS - BTE E MT	97
9.2 - CUSTOS FUTUROS	101
9.3 - INVESTIMENTO	101
CAPÍTULO 10 MINIPRODUÇÃO FOTOVOLTAICA.....	105
10.1 - SISTEMAS DE MINIPRODUÇÃO FOTOVOLTAICA	105
10.2 - DIMENSIONAMENTO E CONSTITUIÇÃO DA MINIPRODUÇÃO FOTOVOLTAICA	114
10.3 - VIABILIDADE ECONÓMICA	119
10.4 - CONCLUSÕES.....	122
CAPÍTULO 11 CONCLUSÃO.....	125
REFERÊNCIAS.....	129
ANEXO A	131
ORÇAMENTO DA BATERIA DE CONDENÇADORES	133
ANEXO B.....	135
CÂMARA MUNICIPAL DE MATOSINHOS – PERÍODO DE FACTURAÇÃO ABRIL DE 2011	137
EX SMAS – PERÍODO DE FACTURAÇÃO ABRIL DE 2011	139
EX TRIBUNAL – PERÍODO DE FACTURAÇÃO ABRIL DE 2011	141
BIBLIOTECA MUNICIPAL FLORBELA ESPANCA - PERÍODO DE FACTURAÇÃO ABRIL DE 2011	143
PALACETE VISCONDE TREVÕES – FACTURA DE ABRIL DE 2011.....	145
ANEXO C.....	147
PAINEL SOLAR RENDESOLA	149
RELATÓRIO PVSYS.....	151
ORÇAMENTO EFACEC	155

Lista de figuras

Figura 1-1 Fases da actuação do processo de optimização da instalação eléctrica	2
Figura 1-2: Edifícios referência para estudo	3
Figura 2-1: Matriz Energética Nacional em 2009 (http://eurostat.ec.europa.eu).....	6
Figura 2-2: Programas do PNAEE e respectivos organismos coordenadores (www.adene.pt)	7
Figura 2-3: Evolução do Mix Energético (www.erse.pt)	14
Figura 3-1: Objectivos a atingir na mudança legislativa futura (www.ordemengenhadores.pt).....	19
Figura 4-1: Consumos de energia nos períodos diários [17]	22
Figura 4-2: Relações Comerciais definidas no Regulamento Tarifário [18]	24
Figura 4-3: Tarifas de acesso às redes (Regulamento Tarifário) [18]	24
Figura 4-4: Ciclo Diário (CD) (www.edp.pt)	27
Figura 4-5: Ciclo Semanal (CS) (www.edp.pt).....	27
Figura 4-6: Ciclo Semanal Opcional (CSO) (www.edp.pt)	27
Figura 4-7: Composição de preços em BTE (www.erse.pt).	31
Figura 4-8: Composição dos preços de electricidade em MT (www.erse.pt).	31
Figura 4-9: Evolução das Tarifas de Venda a Cliente Finais (www.erse.pt).....	33
Figura 5-1: Variação da Secção do cabo em função do factor de potência	36
Figura 5-2: Compensação Global [22]	42
Figura 5-3: Compensação sectorial [22]	43
Figura 5-4: Compensação individual [22]	43
Figura 5-5: Princípio de funcionamento da compensação automática [23]	45
Figura 5-6: Folha de cálculo para dimensionamento da bateria de condensadores	46
Figura 6-1: Funções do município na área da energia [24]	48
Figura 6-2: Localização/distribuição dos edifícios municipais em estudo [19].....	49
Figura 6-3: Edifício dos Paços do Concelho	50
Figura 6-4: Edifício Biblioteca Florbela Espanca	50
Figura 6-5: Palacete Visconde Trevões.....	50
Figura 6-6: Edifício do Ex-SMAS	50
Figura 6-7: Edifício Ex-Tribunal	50
Figura 6-8: Alimentação típica nos contratos BTN e BTE [18].....	51

Figura 6-9: Equipamentos do PTS dotado de aparelhos de corte e protecção no ar.....	52
Figura 6-10: Custos da energia em MT.....	53
Figura 6-11: Custos da energia em BTE.....	53
Figura 6-12: Custo do kWh nas opções BTE "versus" MT.....	54
Figura 6-13: Acréscimo percentual na opção BTE face à MT.....	54
Figura 6-14: Desagregação dos consumos anuais por edifício.....	55
Figura 6-15: Repartição de energia nos edifícios resultante dos ciclos horários.....	55
Figura 6-16: Consumo de energia anual por ciclo horário.....	56
Figura 6-17: Ganhos com deslocação de consumos da energia de Ponta para Vazio (BTE).....	56
Figura 6-18: Ganhos com deslocação de consumos de energia em Ponta para Vazio (MT).....	57
Figura 6-19: Consumos anuais de energia reactiva por escalões.....	57
Figura 6-20: Custo de energia reactiva por escalões tarifários.....	57
Figura 7-1: Celas de MT.....	62
Figura 7-2: Transformador seco.....	67
Figura 8-1: Diagrama da Rede de Distribuição BT.....	89
Figura 8-3: Dispositivo de identificação a instalar sobre as canalizações.....	90
Figura 8-2: Pormenor tipo das valas.....	90
Figura 8-4: Armário de Distribuição "tipo W" ISO EDP Distribuição SA.....	91
Figura 8-5: Rede de Distribuição em BT a implementar.....	93
Figura 9-1 Procedimento de análise económica.....	96
Figura 9-2: Encargos anuais com energia em BTE/MT (Longas Utilizações).....	99
Figura 9-3: Encargos anuais com energia BTE/MT (Médias Utilizações).....	100
Figura 9-4: Comparação dos encargos em BTE (MU) "versus" MT (LU).....	101
Figura 10-1: Local de instalação da Miniprodução Fotovoltaica [19].....	107
Figura 10-2: Trajecto solar em Matosinhos (Lat. 41.2°N, Long. 8.7 °W, Alt. 25 m) – (Fonte-PVSyst) ..	108
Figura 10-3: Concepção com Inversor central.....	111
Figura 10-4: Concepção com Inversor de String.....	111
Figura 10-5 - Local de Instalação dos dois grupos geradores da Miniprodução Fotovoltaica.....	115
Figura 10-6 Esquema Unifilar do Sistema de Miniprodução Fotovoltaica.....	118
Figura 10-7: Esquema Unifilar do PT do Sistema de Miniprodução Fotovoltaica.....	119
Figura 10-8 Fluxo de caixa acumulado – Regime Bonificado.....	123
Figura 10-9: Fluxo de caixa acumulado – “Sistema chave na mão” EFACEC.....	124
Figura 11-1: Fluxo de caixa acumulado – Opção “A” e “Sistema chave na mão” EFACEC.....	128
Figura 11-2: Fluxo de caixa acumulado – Opção “B” “Sistema chave na mão” EFACEC.....	128

Lista de tabelas

Tabela 3-1: Classificação das Instalações Eléctricas	18
Tabela 4-1: Horário dos Períodos Tarifários em Portugal Continental.....	26
Tabela 5-1: Variação das perdas em função do Factor de potência.....	37
Tabela 5-2: Escalões de Tensão.....	38
Tabela 5-3: Estrutura dos escalões da energia reactiva indutiva	40
Tabela 5-4: Factores multiplicativos	41
Tabela 6-1: Contratos referentes ao fornecimento de energia por edifício	51
Tabela 7-1: Superfície mínima da grelha de ventilação.....	71
Tabela 7-2: Intensidade no primário - MT.....	72
Tabela 7-3: Intensidade no primário - MT.....	73
Tabela 7-4: Intensidade curto-circuito - MT	74
Tabela 7-5: Intensidade curto-circuito - BT	74
Tabela 7-6: Intensidade estipulada do fusível - MT.....	78
Tabela 7-7: Superfície mínima da grelha de ventilação.....	79
Tabela 7-8: Tensões aplicadas	84
Tabela 8-1 Cálculos Justificativos.....	89
Tabela 9-1: Encargos anuais com energia (Opção BTE)	97
Tabela 9-2: Encargos anuais com inclusão da energia reactiva	98
Tabela 9-3: Encargos anuais com energia (Opção MT).....	98
Tabela 9-4: Simulação dos custos de energia com o Edifício dos Paços do Concelho	100
Tabela 9-5: Mapa de trabalhos e quantidades.....	102
Tabela 10-1 Características Geográficas – “Campus Autárquico” de Matosinhos.....	107
Tabela 10-2 Valores meteorológicos mensais - Fonte: NASA-SEE satélite data, 1983-2005.....	109
Tabela 10-3: Intervalo de eficiência e área aproximada por kWp instalado	109
Tabela 10-4: Módulo Fotovoltaico “ReneSola” JC245M-24/Bb	110
Tabela 10-5: Área Útil e Potência a Instalar	114
Tabela 10-6: Características técnicas das três concepções simuladas no Software <i>PVSyst</i>	115
Tabela 10-7 Custo de Investimento Inicial para as 3 concepções simuladas.....	116
Tabela 10-8: Custo de Investimento Inicial para as 3 concessões simuladas	117

Tabela 10-9: Indicadores Económicos de apenas um grupo gerador – Regime Bonificado	121
Tabela 10-10: Indicadores Económicos para dois grupos geradores – Regime Bonificado.....	122
Tabela 10-11 “Sistema chave na mão” EFACEC-Um grupo gerador - Regime Bonificado	122
Tabela 10-12: “Sistema chave na mão” EFACEC – Dois grupos geradores - Regime Bonificado	122
Tabela 11-1: Retorno do Investimento.....	126
Tabela 11-2:Indicadores Económicos – MT Longas Utilizações “Opção A”	127
Tabela 11-3:Indicadores Económicos – MT Longas Utilizações “Opção B”	127

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

AC	Corrente Alternada
ADENE	Agência para a Energia
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
BTN	Baixa Tensão Normal
CCRD	Comissões de Coordenação Regional e Desenvolvimento
CE	Comissão Europeia
CIEG	Custos de Interesse Económico Geral
CNE	Custo Nivelado de Energia
CUR	Comercializador de Último Recurso
CTE	Consumo Total de Energia
DGEG	Direcção Geral de Energia e Geologia
DL	Decreto-Lei
DC	Corrente contínua
DREA	Direcção Regional de Economia do Alentejo
DREA	Direcção Regional de Economia do Algarve
DREC	Direcção Regional da Economia do Centro
DRELV	Direcção Regional da Economia de Lisboa e Vale do Tejo
DREN	Direcção Regional da Economia e do Norte
DRME	Direcção Regional do Ministério da Economia
DST	Descarregador de Sobre Tensões
EAP	Energia anual produzida, em kWh/ano
EE	Eficiência Energética
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
GEE	Gases com Efeito de Estufa
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado

LU	Longas Utilizações
MAT	Muito Alta Tensão
MEE	Ministério da Economia e Emprego
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MT	Média Tensão
UM	Médias Utilizações
PNAC	Programa Nacional para as Alterações Climáticas
PNAEE	Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética
PNALE	Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão
PPEC	Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Eléctrica
PRI	Período de Recuperação do Investimento
PT	Posto de Transformação
PTS	Posto de Transformação e Seccionamento
QREN	Quadro de Referência Estratégica Nacional
REN	Redes Energéticas Nacionais
RESP	Rede Eléctrica de Serviço Público
RLIE	Regulamento de Licenças para Instalações Eléctricas
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
RTIEBT	Regras Técnicas de Instalações Eléctricas em Baixa Tensão
UE	União Europeia
URE	Utilização Racional de Energia
VAL	Valor Actual Líquido
TEP	Tonelada Equivalente de Petróleo
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
XLPE	Polietileno reticulado por processo químico

Lista de símbolos

ω	Frequência angular
α	Ângulo
Ω	Ohm
τ	Factor de anulação para o equipamento
GW	Giga Watt
Km	Quilómetro

Capítulo 1

Introdução

As emissões produzidas pelos combustíveis fósseis usados para satisfazer as crescentes necessidades energéticas a nível global estão a provocar alterações climáticas perigosas no planeta [1].

As consequências do aquecimento global são alarmantes e podem tornar-se catastróficas. Torna-se portanto urgente intervir para alcançar um novo equilíbrio que esteja em harmonia com o ambiente e respeite os direitos das gerações futuras. É necessário modificar e reduzir o consumo de energia por motivos éticos e sociais; por motivos estratégicos e por motivos económicos [1].

Este trabalho visa apresentar aos administradores e decisores locais informação relevante que permita elevar o nível de consciencialização para a utilização da energia nos edifícios públicos. A estes compete dar um contributo relevante para a poupança da energia nos municípios.

A utilização eficiente da energia é (e deve ser) cada vez mais uma das principais prioridades das administrações locais, conduzindo a uma redução de custos operacionais e, por outro lado, servindo de modelo a todos os cidadãos na adopção de uma política sustentável.

É, no entanto, imperioso que exista uma vontade política forte e estruturada em relação à eficiência energética, que se traduza em competências técnicas e organizadas e com o envolvimento dos recursos humanos adequados (definição da função do Gestor de Energia).

São inúmeros os factores que contribuem para uma utilização racional e eficiente da energia: por exemplo, a operação do equipamento e instalações; as tecnologias utilizadas; o estado estrutural dos edifícios; os comportamentos dos ocupantes, etc. A avaliação dos hábitos dos diferentes utilizadores na fruição da energia devem constituir o primeiro passo na avaliação do potencial de economia energética existente.

Um planeamento energético eficaz permite otimizar a prestação de serviços, melhorando a qualidade de vida dos cidadãos, quer pela redução de custos na utilização de energia, quer

Introdução

pela redução de emissão de gases com efeito de estufa, aumentando a competitividade económica.

Os factos atrás descritos conduziram ao desenvolvimento deste trabalho, o qual surge após uma fase de análise e /ou diagnóstico energético realizado a um conjunto de edifícios municipais muito próximos, cujo fito é a possibilidade de se poder vir a obter uma redução apreciável no preço de aquisição da energia eléctrica consumida naquele conjunto de edifícios doravante designados por “campus” de edifícios. Para o efeito será avaliada a situação legal da instalação eléctrica, a relação contratual existente com o respectivo fornecedor de energia bem como o conceito de exploração dos mesmos.

Nos capítulos seguintes apresenta-se o estudo sobre a sustentabilidade técnico-económica de tal medida, abrangendo o conjunto de 5 edifícios municipais. São eles: o Edifício sede dos Paços do Concelho, Biblioteca Florbela Espanca, o Palacete Visconde de Trevões e dois edifícios para serviços técnicos, vulgarmente conhecidos por “ex-SMAS” e “ex-Tribunal”.

Na presente análise apresenta-se numa fase inicial o enquadramento do problema, sugerindo-se depois uma possível solução, com análise crítica da sua viabilidade técnico-económica.

Ciente da necessidade do envolvimento nas questões ambientais decorrentes de imperativos legais, foi considerada a instalação de uma fonte de energia renovável na proposta sugerida.

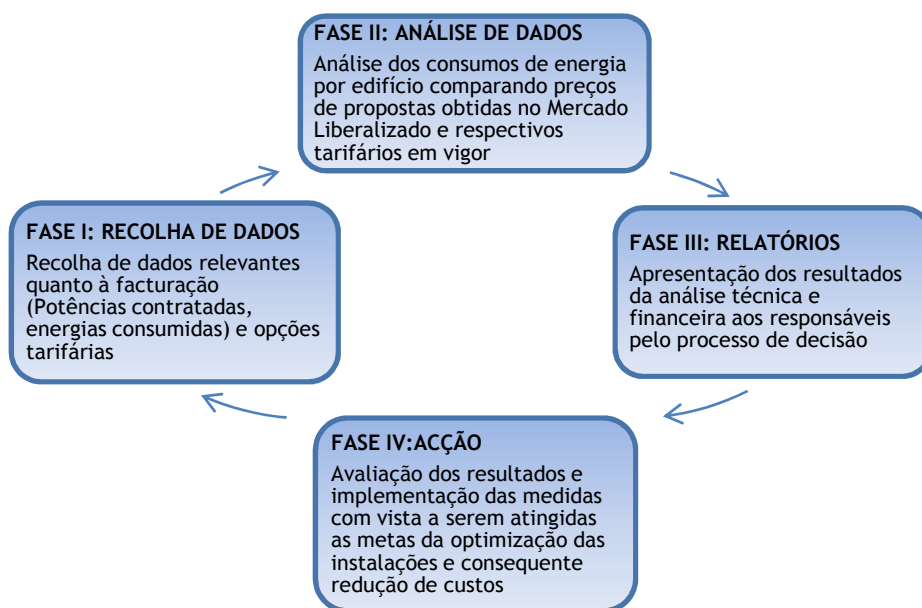


Figura 1-1 Fases da actuação do processo de optimização da instalação eléctrica

As questões relacionadas com a optimização do desempenho das instalações eléctricas, da eficiência e da qualidade de energia são fundamentais ao nível dos desafios actuais. Por outro lado a Utilização Racional de Energia (URE) consiste num conjunto de acções e medidas, que têm como objectivo melhorar a sua utilização. A URE é cada vez mais um factor importante de economia energética e redução de custos, tanto no sector doméstico como no sector de

serviços e industrial. Tendo em conta uma série de recomendações técnicas e conselhos úteis, é possível reduzir os consumos energéticos mantendo o conforto e a produtividade das actividades dependentes de energia. Para que tal aconteça, o desenvolvimento de uma ferramenta que permita elaborar um conjunto de recomendações técnicas e conselhos de modo a se encontrar o compromisso mais adequado entre a URE e o custo necessário à sua implementação reveste-se de elevada actualidade.

1.1 - Objectivos

Os principais objectivos deste trabalho são: o estudo das diferentes tecnologias que permitam melhorar a utilização da energia e o desenvolvimento de uma aplicação que, após a introdução dos dados respeitantes à instalação, permita elaborar um relatório onde constem um conjunto de recomendações e de conselhos que possam contribuir para uma utilização mais racional da energia nessa instalação; a definição de metodologias que optimizem a exploração do sistema. Pretende-se, também, que seja efectuada uma análise técnico económico do custo necessário para a sua implementação versus ganhos no consumo de energia versus poupança na factura energética.

O desenvolvimento de uma nova metodologia de exploração e gestão de sistemas eléctricos em presença da Miniprodução bem como a integração de diversos aspectos da eco-eficiência na gestão das infra-estruturas numa ferramenta única, são também pontos a serem considerados.



Figura 1-2: Edifícios referência para estudo

1.2 - Estrutura

Este documento é composto por 11 capítulos. No primeiro capítulo apresenta-se uma introdução do assunto tratado, com a apresentação do tema e objectivos a atingir.

Introdução

No segundo capítulo apresenta-se em detalhe o enquadramento do projecto, onde estão presentes a análise da situação energética actual, a motivação para a adopção de medidas de Utilização Racional Energia e energias renováveis.

No capítulo 3 expõe-se os aspectos jurídicos das instalações eléctricas, com especial evidência na tipificação das instalações, respectiva classificação e competências. Também se propõe um novo enquadramento para as mesmas numa lógica de simplificação e desburocratização de processos.

O capítulo quarto evidência o sistema tarifário da energia eléctrica com recomendações quanto às opções a tomar ao nível dos ciclos horários e respectiva opção tarifária. Nesta secção é efectuada informação quanto à composição dos preços da electricidade apresentados pelos comercializadores a operar em Mercado Liberalizado, bem como as perspectivas futuras quanto à evolução dos preços.

O capítulo cinco faz referência ao factor de potência nas instalações eléctricas traduzindo e identificando a legislação vigente no tocante à facturação da energia reactiva. Também se dão a conhecer os modos de compensação a adoptar nas instalações de forma a anular esta componente.

No capítulo seis é apresentada uma proposta de alterações na instalação para melhor desempenho e Eficiência Energética através da criação do “Campus” Energético Autárquico, dando-se especial enfoque às alterações do posto de transformação e seccionamento, bem como à nova concepção da rede de Baixa Tensão.

No capítulo sete através dos “requisitos técnicos e dimensionamento do posto de transformação e seccionamento” é efectuada a identificação e caracterização dos vários equipamentos assim como o respectivo dimensionamento e estudo técnico de acordo com a legislação vigente sobre a matéria¹.

O capítulo oito identifica e caracteriza a nova rede de distribuição em baixa tensão, com definição do novo traçado, protecções e respectivos cálculos contra sobrecargas, curto-circuitos e quedas de tensão.

O capítulo nove aborda a análise económica com especial incidência no simulador adoptado, através de diversas simulações e comparação dos encargos ao nível das tarifas. É apresentada a análise financeira do projecto, considerando os custos actuais e os futuros custos a ter com a solução apresentada.

O décimo capítulo faz referência técnica e financeira à adopção da Miniprodução na instalação onde se faz uma explicitação do modelo a implementar, tipologia da instalação, estudo técnico e financeiro.

O décimo primeiro capítulo e último, apresenta as conclusões a que se chegou após a realização deste trabalho.

¹ - Regulamento de Segurança de Subestações e Postos de Transformação e Seccionamento (Decreto-Lei n.º42.895, de 31.06.60, alterado pelo Decreto Regulamentar n.º14/77, de 18 de Fevereiro)

Capítulo 2

Aspectos gerais e motivação

Nas sociedades actuais tem-se verificado a adopção de políticas de energia para se conseguir um equilíbrio entre o consumo energético e o meio ambiente. A forma como se utiliza a energia de que dispomos é uma questão de grande ênfase, pelo que a Eficiência Energética (EE) é, actual e futuramente, um imperativo de segurança económica, social e ambiental, quer a nível nacional ou internacional [2].

Para além dos objectivos definidos no Protocolo de Quioto, o Conselho Europeu decretou três objectivos ambiciosos para o horizonte 2020:

- Redução de 20% dos Gases com Efeito de Estufa (GEE);
- Poupança de 20% no consumo energético;
- Uma quota de 20% de energias renováveis no consumo global de energia [3].

A poupança de energia é, sem dúvida, a forma mais rápida, eficaz e rentável de reduzir as emissões de GEE e de melhorar a qualidade do ar, sobretudo nas regiões densamente povoadas. Contudo existem obstáculos à EE, entre eles identifica-se a falta de informação (sobre os custos e a disponibilidade de novas tecnologias e sobre os custos do próprio consumo de energia) e a falta de formação dos técnicos sobre a manutenção adequada dos equipamentos. Para além destes obstáculos existem os obstáculos técnicos, como a falta de normalização dos equipamentos e componentes consumidores de energia que podem também dificultar um rápido impacto no mercado por parte de novas tecnologias eficientes energeticamente [4].

Assim, para favorecer a utilização eficiente da energia a Comissão Europeia (CE) adoptou em Abril de 2006 uma directiva que impõe aos Estados-Membros um objectivo de economia de energia nacional na ordem dos 9% após o nono ano de aplicação da mesma. Esta economia é alcançável através de uma redução anual média de 1% no consumo, por meio de serviços energéticos e outras medidas de melhoramento da eficiência energética [4].

Aspectos gerais e motivação

O desenvolvimento de medidas para a eficiência energética surgiu em seguimento e concordância com as directivas para os mercados internos de electricidade e gás (Directiva 2003/54/CE e Directiva 2003/55/CE, respectivamente), permitindo às autoridades dos Estados-Membros optar pela abertura de concursos para novas capacidades ou pela adopção de medidas de eficiência especialmente no lado da procura [6].

A Figura 2-1 evidencia a originalidade da matriz energética nacional, onde se constata nos consumos o forte peso do petróleo e transportes, respectivamente, na energia primária e consumo final.

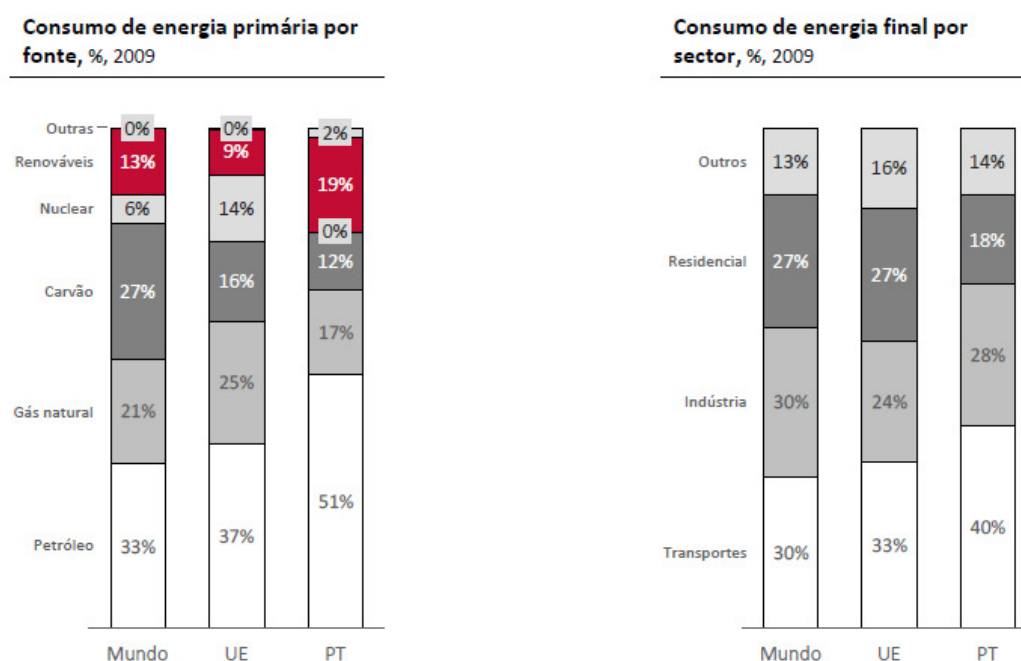


Figura 2-1: Matriz Energética Nacional em 2009 (<http://eurostat.ec.europa.eu>)

2.1 - Motivação para a adopção das medidas de URE

Portugal é um país com forte dependência energética internacional (82,9% em 2007), com défice de recursos energéticos fósseis - petróleo, carvão e gás natural, tendo que os importar [7]. Por isso torna-se bastante vulnerável a situações de crise do mercado petrolífero, o que afecta fortemente a economia nacional.

Em 2005, o consumo de energia primária em Portugal elevou-se a 27.047 ktep, o que significa um consumo de 51,5 tep por minuto. A energia final, em 2007, atingiu o valor de 18.695 ktep (uma redução de 2,1% face a 2006), com maior ocorrência nos sectores da Indústria e Transportes [7]. Perante este cenário e incitada a introdução de um mercado de Certificados Brancos em Portugal de forma a mitigar os efeitos de consumos energéticos excessivos.

A intensidade energética² [8], por permitir colocar no mesmo plano o desenvolvimento económico e os consumos energéticos que lhe dão suporte, facilita verificar algumas melhorias de desempenho nos últimos anos, que importa consolidar e acelerar. Nos anos de 2006-07, em Portugal, registaram-se as primeiras reduções neste indicador, conseguindo-se uma convergência para a média europeia [9].

A 20 de Maio de 2008 foi aprovado, pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 80/2008 [9], o Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética (PNAEE) no âmbito da Directiva n.º 2006/32/CE, encontrando-se algumas medidas do PNAEE consideradas noutros mecanismos, tais como Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC) e o Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão (PNALE).

No PNAEE foram estabelecidos doze programas para áreas específicas - Transportes, Residencial e Serviços, Indústria e Estado, de forma a promover a gestão da procura energética, incidindo sobre as tecnologias e comportamentos. As medidas descritas no programa permitem uma redução de 10% do consumo final de energia até 2015, ultrapassando a meta estabelecida pela UE na Directiva n.º 2006/32/CE. Estas medidas permitirão uma redução de 1% ao ano do crescimento do consumo de energia até 2015. O intuito é cativar a utilização de novos equipamentos, a mudança de comportamentos e de valores para que se consiga um consumo mais eficiente e consciente.

Na Figura 2-2 estão esquematizados os doze programas presentes no PNAEE, indicando as medidas aplicadas pelos vários sectores.

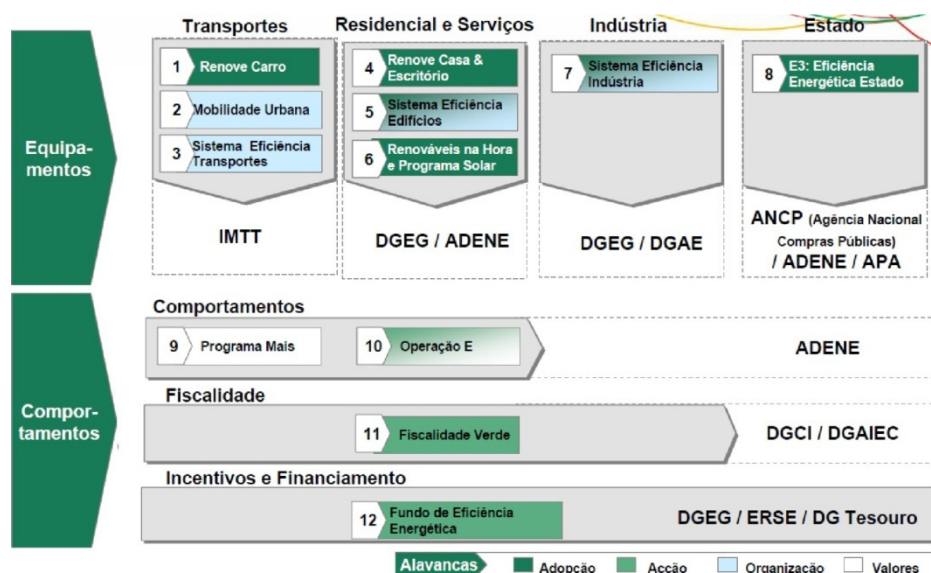


Figura 2-2: Programas do PNAEE e respectivos organismos coordenadores (www.adene.pt)

²-Indicador energético que se refere a relação entre o consumo final de energia e o produto interno bruto.

Aspectos gerais e motivação

O PNAC confere à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) responsabilidades específicas na definição de mecanismos que promovam a EE ao nível da procura de energia eléctrica. Por esta razão, a ERSE instituiu o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC) com o intuito de apoiar financeiramente medidas que promovam a eficiência no consumo, através de actividades delineadas por promotores elegíveis, destinadas aos consumidores dos diversos sectores. As actividades são resultado de medidas características propostas, sujeitas a um concurso de selecção, cujos critérios constam nas regras do PPEC. Com esta metodologia são apuradas as melhores medidas de EE a executar pelos promotores, considerando o orçamento bienal do PPEC [11].

Os mecanismos descritos anteriormente criam um incentivo a que uma análise técnico-económica seja realizada nos edifícios municipais, de forma a estimular e dinamizar todos os consumidores finais de energia, neste caso específico a Câmara Municipal de Matosinhos, a adoptarem medidas de eficiência energética.

A utilização eficiente da energia é (e deve ser) cada vez mais uma das principais prioridades das administrações locais, conduzindo a uma redução dos custos operacionais e, por outro lado, servindo de modelo a todos os cidadãos na adopção de uma política sustentável.

São inúmeros os factores que contribuem para uma utilização racional e eficiente da energia: por exemplo, a operação do equipamento e das instalações; as tecnologias utilizadas; o estado da estrutura dos edifícios; os comportamentos dos ocupantes, etc.

No papel de consumidores de energia, os municípios devem prestar especial atenção à EE identificando-se as seguintes áreas de intervenção como prioritárias [12]:

- Parque de edifícios municipais;
- Frota de veículos municipais;
- Instalações de serviços municipais.

No caso concreto, o estudo incidirá apenas na questão dos edifícios municipais.

2.2 - Adopção de energias renováveis

As energias renováveis estão na ordem do dia de todos os países e economias. Portugal não é excepção e podemos dizer, orgulhosamente, que somos um bom exemplo para o exterior, não pela dimensão, mas sim pela percentagem de electricidade de origem renovável que consumimos e pela forma como em poucos anos nos transformamos.

Tudo foi fruto de um trabalho continuado de alguns, mas tivemos também uma ajuda importante do aumento do preço do petróleo. De facto, com aumento da procura do petróleo, o mundo tomou consciência de que este recurso é finito e de que a forma como a

economia responde a esta situação é aumentando o preço, o que levou a que esse mesmo mundo tomasse consciência que a “Era da Energia “ barata acabou [13].

Quando isto acontece, o mercado procura outras formas de satisfazer as suas necessidades crescentes em energia e ganha consciência de que a queima de combustíveis fósseis tem o problema da emissão de GEE, o que levou ao aparecimento de uma forma de quantificar os respectivos custos.

A escassez do recurso, aliada aos custos do GEE, deu outra perspectiva das renováveis, e a expressão de sustentabilidade energética ganhou outro significado e relevância.

Associado às energias renováveis está também, hoje em dia, a eficiência energética e o uso racional da energia. Este conceito, mais difícil de entender, e de praticar, começa a ganhar força, apesar de muitas vezes ser difícil de concretizar por não estar ainda suficientemente entendido e explicado ao cidadão consumidor.

O que se pretende com esta eficiência é que ela seja feita de uma forma sustentada e continuada, não se limitando ao apagar das lâmpadas quando saímos de um escritório ou de uma sala de aulas.

Impõe-se a questão: como é que as energias renováveis se relacionam com a eficiência energética?

Se o que se pretende é aumentar a percentagem da energia renovável (%ER) no consumo total de energia (CTE), e como esta percentagem é dada por $\%ER = \frac{ER}{CTE}$ em que ER representa a quantidade de energia de origem renovável no consumo total de energia, podemos facilmente perceber que, se diminuirmos o CTE sem alterarmos a energia de origem renovável (ER), a percentagem de energia renováveis (%ER) aumenta [14].

Por isso mesmo, se juntarmos o facto de Portugal ser um dos países da EU-27 que maior diversidade tem de recursos energéticos renováveis, e que, por outro lado, é dos que apresenta uma maior dependência energética do exterior, a aposta nas energias renováveis vem também ajudar a equilibrar a balança de pagamentos.

Outro factor, que não é de desprezar no contexto actual, é que a indústria das energias renováveis cria um número significativo de empregos, tendo já ultrapassado a dezena de milhar de postos de trabalho, directos e indirectos.

Parece, pois, que as energias renováveis são uma aposta muito interessante para o nosso país, e são-no porque estamos a aproveitar fontes energéticas que sempre estiveram à nossa disposição e que durante tanto tempo ignoramos. Podemos invocar que as tecnologias não estavam desenvolvidas, o que não é verdade, por exemplo, para o caso do uso do sol para aquecimento de águas sanitárias ou, ainda, quando durante anos se parou o desenvolvimento do aproveitamento dos nossos recursos hidroeléctricos.

2.2.1 - MIX Eléctrico

O esforço que vai ser exigido aos países da EU-27, para cumprir as metas impostas pela Directiva 2009/28/CE para 2020, é muito grande:

- Redução de 20% no consumo final de energia através da eficiência energética (base 2005);
- Incorporação de 20% de energia de origem renovável no consumo energético global;
- Redução de 20% da emissão de GEE (base 2005).

Contudo, estes objectivos só serão atingidos se houver uma participação e envolvimento muito grande por parte do público consumidor. Mas esta participação tem de ser percebida e actuante e não ditada por legislação ou por que está na moda.

Ao nível da electricidade, o estado actual e futuro (2020) de cada uma das principais formas de produzir electricidade a partir de fontes renováveis.

Para se analisar o passado recente usam-se, por exemplo, os valores da origem da electricidade, publicados pela REN - Redes Energéticas Nacionais.

A previsão do mix eléctrico futuro, em 2020, tem no mínimo, duas incertezas marcantes: a taxa de crescimento do consumo e a distribuição pelas diferentes fontes.

Quanto à primeira, considerou-se que o consumo de electricidade, em 2020 será de, aproximadamente, 62.300 GWh, isto é, cerca de 22% acima de 2008. Considerou-se um crescimento nulo em 2009 e depois um aumento gradual da taxa de crescimento até 2% em 2016, mantendo esse valor até 2020. Neste cálculo não se considerou qualquer impacto significativo no consumo da electricidade devido ao uso crescente previsto de carros eléctricos [14].

A resolução da segunda incerteza baseou-se nos pressupostos traduzidos em seguida e que se podem dividir em dois grupos, um de carácter geral e outro específico de cada fonte.

Os pressupostos gerais para chegar a este mix eléctrico de 2020, são:

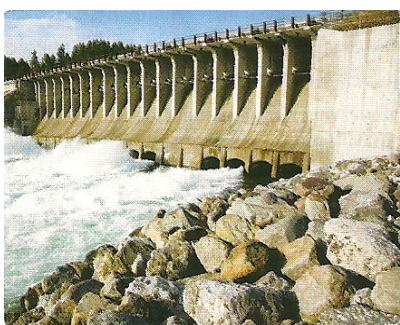
- Ano hidrológico médio;
- A evolução preconizada pelas políticas actuais;
- O limite mínimo de renováveis de 60%, conforme expectável para Portugal cumprir a Directiva;
- Diminuição das importações para cerca de 10%;
- Cogeração não renovável com um aumento ligeiramente superior ao consumo;
- O ajuste para fecho do mix é feito através do acerto na produção térmica clássica.

Daqui resulta a seguinte análise:

- O aumento significativo da PRE - Produção em Regime Especial³, que em 2008 era de 11.560 GWh (22,6%) e em 2020 atingirá 28.700 GWh (46,1%);

³ Inclui a produção de origem renovável e a cogeração fóssil.

- Aumento significativo da PRE Renovável passando 15,6% em 2008 (8.027 GWh) para 38,8% 24.200 GWh em 2020;
- No cenário apresentado para 2020, a maior contribuição é da electricidade eólica seguida de perto pela grande hídrica, sendo que aquela não atingirá os níveis esperados sem o papel importantíssimo que as centrais reversíveis desempenharão no futuro. Estas duas origens contribuem, em 2020, para mais de metade do consumo eléctrico.

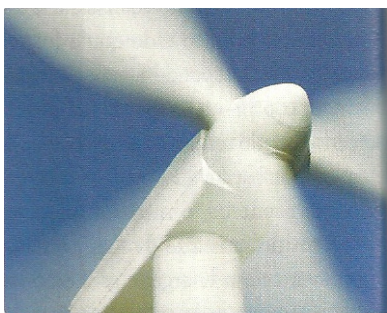


HÍDRICA

A electricidade de origem hídrica é, no caso do nosso país, o garante de uma fiabilidade e capacidade de resposta do nosso sistema eléctrico. Com o aparecimento de outras fontes renováveis, para produzir electricidade, este papel reforçou-se, pois a hídrica é, actualmente, a única forma eficiente de transferir grandes quantidades de energia, de períodos em que a oferta excede a procura, para períodos em que a oferta é deficitária.

A energia eléctrica será o elo fundamental para garantir o cumprimento dos objectivos que Portugal tem perante a EU. Com as centrais adjudicadas em 2008, também aumenta a contribuição deste tipo de energia que se situará, em ano médio, em 25,5% do consumo. Mas o papel de armazenamento de energia, que será desempenhado por estas novas centrais reversíveis, é muito mais importante do que o acréscimo à electricidade de origem renovável proveniente do turbinamento do escoamento natural.

A grande hídrica tem também um papel muito importante como regularizador da aleatoriedade do escoamento, que cada vez mais se tem acentuado, usando critérios de projecto que permitam minimizar uns impactos e compensar outros, as grandes hídricas reversíveis podem ajudar-nos muito a garantir um futuro energético sustentável.



EÓLICA

A electricidade de origem eólica teve, nos últimos 10 anos, uma evolução explosiva. Em 1999 contribuía apenas com 108 GWh, em 2009 essa contribuição excederá os 7.000GWh. Passou de quase inexistente para uma situação em que o contributo é de 13% do consumo e, até final da próxima década, esta contribuição continuará a aumentar, devendo ultrapassar 28% e afirmando-se como a maior de todas as contribuições.

Aspectos gerais e motivação

Os parques eólicos, na maioria, serão *on-shore*, esperando-se que depois de 2015 já apareçam alguns parques *off-shore*, mas para tal é preciso que seja encontrada uma forma económica de “ancorar” os aerogeradores no mar com as profundidades que a nossa costa tem e que sejam criadas condições de licenciamento e tarifários compatíveis.

A contribuição da eólica representa para o país uma maior independência energética, que, a manter-se em 2020 a estrutura das fontes energéticas semelhante à actual, pode representar uma diminuição de 9% na dependência energética, com todas as consequências benéficas que isso aporta para a economia nacional. Registe-se ainda a criação de um número significativo de empregos e uma extraordinária redução de CO₂. Por fim, garante ao país uma estabilidade de preços da electricidade, pois deixamos de estar sujeitos às flutuações dos últimos anos e ao esperado aumento de preços nos próximos anos devido ao aumento da procura.



RESÍDUOS

Na categoria dos resíduos incluem-se aqueles que são considerados resíduos renováveis, por exemplo os RSU- Resíduos Sólidos Urbanos, outros resíduos de origem humana e não susceptíveis de reutilização e o biogás. No total, estas origens representarão 4% da electricidade consumida em 2020.

A parte mais importante desta rubrica diz respeito aos outros resíduos, que terão uma evolução semelhante ao que se tem verificado nos últimos anos.

A electricidade proveniente dos RSU tem tendência a aumentar pouco, pois as centrais dos grandes centros urbanos, Lisboa e Porto, já estão em operação e as outras têm uma dimensão que não é economicamente rentável. O biogás tem pouca expressão e, apesar de se prever um aumento, a sua contribuição será sempre modesta.



SOLAR

No seguimento da discussão sobre as alterações climáticas a União Europeia elaborou a iniciativa 20-20-20, que consiste em que a Europa tem de aumentar o peso das energias renováveis, reduzir as emissões de dióxido de carbono e melhorar a eficiência energética em 20%, até 2020. Para ajudar a cumprir essa meta, Portugal terá de aumentar a electricidade produzida a partir de fontes renováveis dos 43% em 2008, para 45% em 2010, e 59% em

2020. Esse esforço passa pelo aumento da potência solar instalada dos actuais 56,5 MW⁴ para 700 MW. A capacidade instalada em energia fotovoltaica era de 56,5 MW em Dezembro de 2008, tendo produzido 38,1 GWh de energia eléctrica nesse ano (0,07% do consumo). Quanto ao aquecimento de água, estima-se que a área instalada de colectores solares rondasse os 390 mil metros quadrados no fim de 2008, o que ainda está longe do milhão de metros quadrados pretendidos para o final de 2010.

A tecnologia fotovoltaica tem uma área interessante de aplicação em ambientes construídos, como sejam habitações, e que poderia ser alargada a outros edifícios como os centros comerciais, grandes edifícios de escritórios, hospitais e parques de estacionamento. Mas actualmente não existe legislação que permita o seu licenciamento e instalação simplificados, além de uma tarifa que torne este tipo de investimento interessante, quer do ponto de vista energético, quer do ponto de vista do desenvolvimento desta fileira industrial. Em Portugal, como obra de referência feita em 2008 temos o Parque Fotovoltaico da Amareleja. Tem uma capacidade instalada de 46,41 MWp, podendo abastecer energia eléctrica a cerca de 30 mil lares (93 GWh/ano). A absorção da luz solar é feita por 2.520 seguidores solares azimutais com 104 painéis cada um. Esta central pode evitar a emissão de cerca de 86 mil toneladas de dióxido de carbono

Contudo, ainda não foram fixados objectivos que sejam compatíveis com os recursos existentes e com a vontade dos promotores para os desenvolver. Certamente é este tipo de electricidade que mais crescerá nos próximos anos, podendo crescer 40 vezes, assim se criem condições para que tal aconteça.

Temos que ter presente que a electricidade de origem solar é a que mais se aproxima do padrão de consumo actual, e tem de se tirar partido disso, e, tal como na eólica, o número de empregos associados a esta indústria é muito elevado.

BIOMASSA



A electricidade produzida a partir da biomassa, em especial da biomassa florestal, a de maior expressão a nível nacional, está limitada pelo recurso disponível. Há 10 anos esta electricidade representava apenas 3 GWh, em 2008 atingiram-se os 146 GWh e espera-se que, com as centrais instaladas nas novas unidade fabris, ligadas ao sector da pasta de papel, bem como as centrais atribuídas no âmbito do concurso nacional, venha a aumentar

significativamente, podendo, em regime de cruzeiro, aproximar-se dos 1.600 GWh/ano a partir de 2015.

⁴ - Dados da Direcção Geral de Energia e Geologia



ONDAS

O aproveitamento das ondas para produzir electricidade está a dar os primeiros passos. Ainda há muito que fazer, até porque não parece que vá haver uma tecnologia única, como no caso da eólica, e o mar é de difícil tratamento, não só pelos esforços em jogo, mas também no que toca à corrosão.

Não há dúvidas que o potencial português é muito interessante, a ondulação é a ideal, o consumo está muito concentrado junto à costa, a nossa vocação marítima também pode ser usada nesta área, mas ainda não se deu o “click” que tornará esta fonte mais uma realidade. Tal deverá concretizar-se na próxima década.

2.3 - Conclusões

Apenas se apresentam aspectos factuais e, como tal, conclui-se que o potencial português de fontes renováveis é muito variado e com grande potencial. O seu aproveitamento já foi iniciado e é possível continuar a fazê-lo, pois, além de todos os benefícios que isso implica, tem de considerar-se que esta electricidade de origem renovável, em 2020, poderá representar uma diminuição de 20% na dependência energética externa, o que de outra forma não acontecerá.

Importa realçar as conclusões da REN em diversos seminários, onde refere que a energia eléctrica é o vector energético com maior crescimento a nível mundial e que praticamente todas as fontes de energia podem ser convertidas em energia eléctrica [15].

Na Figura 2-3 é apresentada a evolução do mix energético até 2020, onde se constata o aumento da grande hídrica com bombagem.

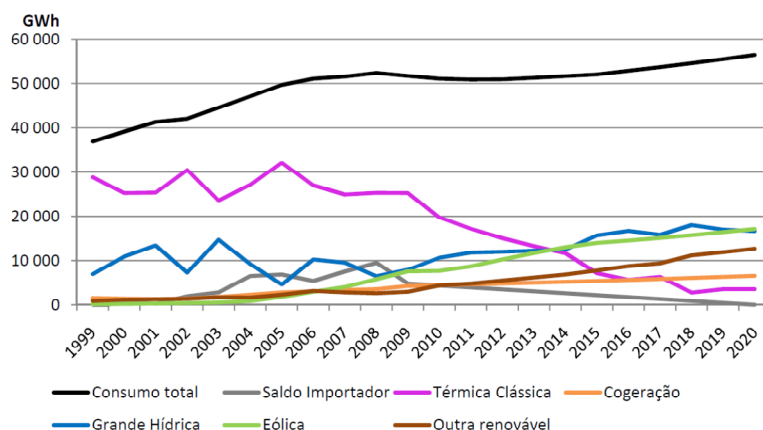


Figura 2-3: Evolução do Mix Energético (www.erse.pt)

Capítulo 3

Aspectos Jurídico Administrativos das Instalações Eléctricas

O estabelecimento e a entrada em exploração das instalações eléctricas, sejam de que tipo e categoria forem, pressupõem o cumprimento prévio de formalidades legais tendo em vista o seu licenciamento (aprovação do respectivo projecto, nas situações em que tal for exigível) e aprovação da execução através de vistoria.

No que se refere ao licenciamento, as instalações eléctricas são classificadas em dois grandes grupos:

- Serviço público⁵ - instalações destinadas a tracção eléctrica e aquelas que forem estabelecidas com o fim de fornecer energia eléctrica a quaisquer consumidores ou que sirvam para o transporte ou transformação de energia eléctrica destinada àquele fim (artigo 2.º do Decreto-Lei 26.852 de 30/07/1936);
- Serviço particular - instalações destinadas a outros fins que não sejam do tipo anterior.

Entre as primeiras podem considerar-se, por exemplo, todas as instalações de produção, transporte e distribuição do concessionário da rede pública de electricidade (linhas de muito alta, alta, media e baixa tensão, subestações, postos de transformação, etc.)

Entre as segundas podem referir-se as instalações com produção própria, as alimentadas por rede pública de alta e/ou média tensão, as instalações situadas em recintos públicos ou privados destinados a espectáculos, etc.

Regista-se que a legislação associada a projectos e obras eléctricas está dispersa por diversos diplomas que importa sistematizar.

⁵ - Seguidamente a designar por abastecimento público

O Decreto-Lei n.º 26.852, de 30 de Julho de 1936, que aprovou o Regulamento de Licenças para Instalações Eléctricas (RLIE), não estabelecia qualquer obrigação em termos de elaboração de projectos. Foi com o Decreto-Lei n.º 740/74, de 26 de Dezembro, que se estabeleceu a obrigatoriedade de apresentação de projecto para edifícios cuja potência total excedesse 20 kVA.

Posteriormente, o Decreto-Lei n.º 517/80, de 31 de Outubro, que estabeleceu a tramitação dos projectos, no seu Anexo I, determinava que careciam de projecto eléctrico as instalações eléctricas de serviço particular de 1ª, 2ª, 3ª e 4ª categorias (independentemente da potência instalada) e as de 5ª categoria, de potência nominal superior a 20 kVA, ou estabelecidas em locais de área superior a 100 m², quando se tratasse de estabelecimentos recebendo público, ou instalações eléctricas estabelecidas em locais sujeitos a risco de explosão e, ainda, instalações de parques de campismo e de portos de recreio (marinas).

Mais recentemente, o Decreto-Lei n.º 272/92, de 3 de Dezembro, entre outros aspectos, veio alterar o n.º 5 do anexo I do Decreto-Lei n.º 517/80, de 31 de Outubro, passando a não ser exigido projecto para as instalações de serviço particular de 5ª categoria (sensivelmente correspondente ao actual tipo C) com potência até 50 kVA.

Atendendo às sucessivas alterações que o Decreto-Lei nº 26.852, de 30 de Julho 1936 sofreu, nomeadamente, aprovadas pelos Decretos-Leis nºs 446/76, de 5 de Junho, 517/80, de 31 de Outubro, 272/92, de 3 de Dezembro, e 4/93, de 8 de Janeiro, e pela Lei nº 30/2006, de 11 de Julho, acrescentando-se a alteração ao Decreto-Lei 517/80 de 31 de Outubro pelo Decreto - Lei 101/2007, de 2 de Abril, o que justificou uma nova revisão no âmbito da simplificação e desburocratização do processo de licenciamento.

Assim, o Decreto-Lei 101/2007, de 02 de Abril veio dar pleno cumprimento a dois objectivos do Programa de Simplificação Administrativa e Legislativa - SIMPLEX 2006.

Em consequência seguidamente transcreve a alteração constante no seu artigo 1º (Alteração ao Decreto-Lei nº26852, de 30 de Julho de 1936):

“Os artigos 7º, 8º, 9º, 12º, 13º, 18º, 27º, 32º, 39º, 41º e 42º do Regulamento de Licenças para Instalações Eléctricas, aprovado pelo Decreto-Lei nº 26.852, de 30 de Julho de 1936, alterado pelos Decretos-lei nºs 446/76, de 5 de Junho, 517/80, de 31 de Outubro, 272/92, de 3 de Dezembro, e 4/93, de 8 de Janeiro, e pela Lei nº 30/2006, de 11 de Julho, passam a ter a seguinte redacção:

Artigo 7º:

As instalações eléctricas de serviço particular, para efeitos do seu licenciamento ou aprovação, classificam-se nos três tipos seguintes:

- **Tipo A** - Instalações de carácter permanente com produção própria, não incluídas no tipo C;
- **Tipo B** - Instalações que sejam alimentadas por instalações de serviço público em média, alta ou muito alta tensão;

- **Tipo C** - Instalações alimentadas por uma rede de distribuição de serviço público em baixa tensão ou instalações de carácter permanente com produção própria em baixa tensão até 100 kVA, se de segurança ou de socorro.”

Exemplos:

- **Instalações do tipo A (1.ª Categoria)** - Grupos geradores accionados por motores de combustão (de recurso ou para produção autónoma, com potência superior a 100 kVA);
- **Instalações do tipo B (2.ª Categoria)** - Subestações, Postos de Seccionamento, Postos de Transformação e respectivas instalações de utilização associadas;
- **Instalações dos tipos B/C (3.ª Categoria)** - Instalações eléctricas de baixa tensão situadas em recintos públicos ou privados destinados a espectáculos ou outras diversões;
- **Instalações dos tipos B/C (4.ª Categoria)** - Instalações eléctricas de carácter permanente que ultrapassam os limites de uma propriedade particular, alimentadas por uma rede pública em média ou baixa tensão, respectivamente;
- **Instalações do tipo C (5.ª Categoria)** - Instalações eléctricas abastecidas a partir da rede pública de distribuição em baixa tensão e instalações de carácter permanente com produção própria em baixa tensão até 100 kVA, se de segurança ou de socorro.

3.1 - Domínios de competência de licenciamento e vistoria

A competência para licenciamento e vistoria das instalações eléctricas está cometida à:

- Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG) - instalações de serviço público de tensão superior a 60 kV e instalações de serviço particular “tipo A” de potência superior a 10 MVA;
- Delegações Regionais do Ministério da Economia e do Emprego (DRMEE’S)- restantes instalações.

Actualmente existem cinco delegações regionais do Ministério da Economia e do Emprego (MEE), respectivamente, com sede no Porto a Direcção Regional da Economia do Norte (DREN), Coimbra, Direcção Regional da Economia do Centro (DREC), Lisboa, Direcção Regional da Economia Lisboa e Vale do Tejo (DRELVT), Évora, Direcção Regional da Economia do Alentejo (DREA) e Faro, Direcção Regional da Economia do Algarve (DREA). Ambas cobrem todo o território continental com áreas de actuação semelhantes às Comissões de Coordenação Regional e Desenvolvimento (CCRD’S).

3.2 - Enquadramento legal da instalação eléctrica - situação actual

Actualmente os cinco edifícios da autarquia de Matosinhos, identificados no Capítulo 2, são alimentados em baixa tensão a partir da rede de energia gerida pelo operador de serviço público. Para o efeito foram estabelecidos os respectivos projectos de licenciamento de acordo com as disposições regulamentares vigentes à data da respectiva construção.

No caso dos edifícios identificados como a sede dos Paços do Concelho, Biblioteca Municipal Florbela Espanca e Serviços Técnicos, existem os respectivos projectos onde se apuram com clareza os pormenores técnicos das respectivas instalações. No tocante aos restantes edifícios não se identificam quaisquer elementos tendentes à definição do cadastro da instalação.

Em função das características dos ramaís de alimentação e facturas emitidas pelo fornecedor de energia, facilmente se pode indicar os tipos e categorias das instalações, as quais se passam a descrever na Tabela 3-1.

Tabela 3-1: Classificação das Instalações Eléctricas

Designação	Potência Contratada (kW)	Origem da alimentação	Tipo Ramal	Classificação Instalação ⁶	Projecto Instalação aprovada ⁷
Edifício dos Paços do Concelho	242,40	RESP ⁸	BTE	Tipo C	Distribuidor público de energia
Palacete Visconde Trevões	20,70	RESP	BTN	Tipo C	Distribuidor público de energia
Biblioteca Florbela Espanca	125,00	RESP	BTE	Tipo C	Distribuidor público de energia
Ex- Edifício dos SMAS	58,00	RESP	BTE	Tipo C	Distribuidor público de energia
Ex- Tribunal	43,80	RESP	BTE	Tipo C	Distribuidor público de energia

Em resumo, temos em exploração instalações com cerca de duas a três décadas de existência que, embora licenciadas ao abrigo do Regulamento de Licenças para Instalações Eléctricas (Decreto - Lei 26.852 de 30 de Julho de 1936) apresentam a sua classificação à luz do Decreto - Lei 101/2007 tipificando-as como “tipo C”.

⁶ Instalações inicialmente classificadas como “5ª categoria”

⁷ À altura do licenciamento, a responsabilidade era da EDP

⁸ Rede Eléctrica de Serviço Público

3.3 - Enquadramento legal da instalação eléctrica - situação futura

O ajustamento na instalação decorrente das medidas técnicas que se propõem para o “campos energético” implica necessariamente a execução de um novo projecto de licenciamento. Este estudo, além de agregar o conjunto dos edifícios, também implica medidas de redefinição no layout do posto de transformação e seccionamento, assim como o estabelecimento de uma rede de baixa tensão que será propriedade privada da autarquia.

O projecto a estabelecer, impõe que a instalação passe a ser classificada como “tipo B” e será remetido à DREN para efeitos de licenciamento.

Esta reformulação implicará, naturalmente, um novo contexto para as relações autarquias-Estado Central, pois a instalação passa a ser tutelada pela respectiva DREN e consequentemente obrigará à existência de responsabilidade técnica.

O processo de qualidade global nas instalações eléctricas passa, necessariamente pela garantia da qualidade na elaboração do projecto, na execução da instalação e na sua exploração.

Torna-se evidente a necessidade de alterações à legislação existente, visando a simplificação de processos, reforçando a credibilização e oferecendo garantias de segurança e de qualidade aos utilizadores.

No novo contexto, o papel do Engenheiro será determinante para atingir estes objectivos dignificando-se, simultaneamente, o exercício da sua actividade profissional. A Ordem dos Engenheiros tem em estudo nova legislação cujos objectivos assentam na Figura 3-1.

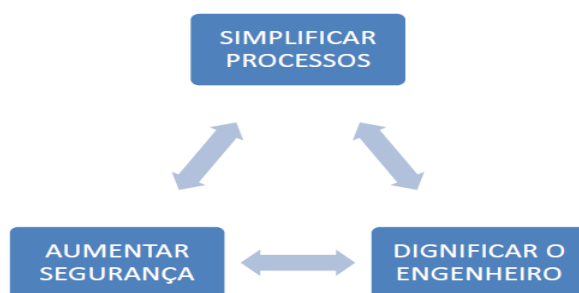


Figura 3-1: Objectivos a atingir na mudança legislativa futura (www.ordemengenheiros.pt)

Para o efeito torna-se necessário:

- Assegurar a exigência de projecto de execução para todas as instalações eléctricas elaborado por Engenheiros Electrotécnicos, melhorando assim a qualidade e a segurança das instalações, conferindo plena responsabilidade ao engenheiro projectista com a emissão do termo de responsabilidade pelo projecto e dispensando a análise prévia do mesmo;

- Assegurar a boa execução das instalações eléctricas com uma implementação efectiva da figura do técnico responsável pela execução;
- Na exploração, garantir o bom estado de conservação e a conseqüente segurança dos utilizadores das instalações, durante a sua vida útil, mediante adequada regulamentação da figura do técnico responsável pela exploração de instalações eléctricas;
- As instalações eléctricas, que careçam de técnico responsável pela exploração, devem estar referenciadas no portal do regulador do sector que publicará, em formato electrónico, o respectivo termo de responsabilidade e relatórios técnicos exigidos, ou outros que o responsável pela exploração entenda por convenientes. Nenhuma destas instalações pode estar mais do que três meses sem técnico responsável pela manutenção, sob pena de corte na alimentação eléctrica;
- Na ligação, garantir, sem prejuízo das inspecções a realizar numa óptica de auditoria pelo regulador do sector ou seu delegado, que é condição suficiente para a ligação de uma instalação de serviço particular à RESP, a apresentação, em moldes a definir pelo regulador do sector, de um termo de responsabilidade acompanhado dos ensaios de conformidade, a emitir por engenheiro qualificado pela respectiva associação profissional.

Capítulo 4

Facturação e Tarifário

Indicam-se neste capítulo, de forma reduzida e não exaustiva, algumas constatações que poderão fazer-se com base na análise das facturas eléctricas, tendo em vista a economia de energia e/ou redução da factura eléctrica. Preferivelmente estas constatações deverão ser conjugadas com a análise de outros dados disponíveis, quando os houver (diagramas de carga, medições de consumos de sectores produtivos e evolução da produção ao longo do período coberto pelas facturas).

A análise das facturas eléctricas serve essencialmente para: verificar se a opção tarifária da empresa é a melhor; analisar a distribuição dos consumos por horas cheias, vazio e pontas; se existe pagamento de energia reactiva ou não; e a evolução da potência em Horas de ponta e da potência contratada [16].

O tarifário de energia eléctrica em vigor introduziu alterações importantes ao nível do cálculo de termo de potência, com cinco modificações de relevo:

- Criação da potência em Horas de Ponta;
- Alteração dos preços e da relação entre potências;
- Aumento do termo de potência;
- Automatiza a descida/subida da potência contratada;
- Criação do termo fixo.

4.1 - Estrutura da factura eléctrica

A introdução da Potência em Horas de Ponta que, de algum modo, substitui no tarifário anterior a Potência Tomada, constitui a modificação de maior impacto da facturação.

A estrutura da factura eléctrica continua a basear-se na separação entre uma parcela que paga a energia e uma parcela associada à potência. No tarifário em vigor foi criado um termo

adicional, designado por termo fixo, mas que tem muito pouca importância em termos de peso na factura final.

A parcela de energia mantém uma estrutura de cálculo baseada na multiplicação do preço do kWh pelo consumo, desagregado por períodos tarifários (ponta, cheia, vazio e super-vazio).

A parcela de potência sofre alterações metodológicas, sendo-lhes dedicada uma atenção mais profunda.

Os valores de consumo de energia activa nos diversos períodos diários, conjugados com a análise do tipo de processo/laboração/organização da instituição, podem sugerir medidas destinadas a reduzir custos energéticos. Na Figura 4-1 podemos observar um exemplo da distribuição dos consumos de energia activa de uma organização pelos quatro períodos horários diários.

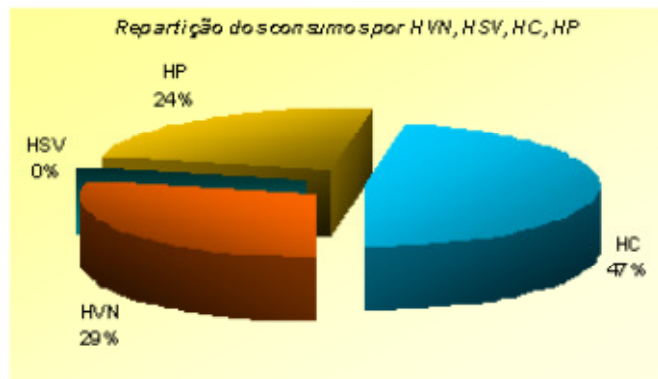


Figura 4-1: Consumos de energia nos períodos diários [17]

Por vezes, consumos substanciais podem ser transferidos das horas de ponta para as horas cheias ou de vazio.

Se existirem grandes diferenças nas percentagens mensais de energia consumida nestes três ou quatro períodos, essa circunstância pode dever-se a exigências da laboração ao longo do ano. Mas pode também significar falta de controlo em relação à forma como a energia é consumida.

A transposição para a forma gráfica dos valores dos consumos das facturas de energia eléctrica, ao longo de doze meses, constitui uma espécie de diagrama de cargas anual. A sua evolução pode confirmar alterações significativas nas instalações ou no ritmo de laboração, ou ainda anomalias e irregularidades no processo de consumo [17].

O processo de liberalização, gradualmente implementado a partir de 2007, permitiu que a quase totalidade de consumidores em Muita Alta Tensão (MAT) e em Alta Tensão (AT) tenham optado por condições mais favoráveis oferecidas por comercializadores em mercado, sendo expectável que os benefícios de mais concorrência, traduzida em termos de maior escolha e melhores preços, sejam também crescentemente aproveitados por consumidores em Média Tensão (MT) e Baixa Tensão (BT).

Refere-se que o ano de 2013 será o primeiro ano de plena vigência do mercado liberalizado de electricidade, no sentido das tarifas reguladas remanescentes serem já exclusivamente de natureza transitória.

A elaboração de uma proposta de tarifas de energia eléctrica está sempre submetida a um conjunto de critérios que, ponderando o equilíbrio de interesses entre os consumidores e as empresas, se traduzem em:

- Minimizar os custos para os consumidores, assegurando a sustentabilidade do mercado e promovendo a adequação dos preços aos custos nas actividades reguladas;
- Incentivar a afectação eficiente dos recursos utilizados nas diferentes actividades reguladas;
- Reflectir os custos de interesse económico geral e de política energética nos termos da legislação em vigor.

O custo de produção de um kWh de energia eléctrica depende da hora a que é produzido, tal variação deve-se ao facto de a energia eléctrica ser produzida em centrais com maiores ou menores custos de produção, conforme a potência que, num dado momento, é requisitada ao sistema produtor.

Simplificadamente, as centrais com custos de produção mais baixos produzem em permanência, enquanto que aquelas com custos de produção mais elevados apenas são utilizadas para satisfazer a ponta do diagrama de cargas do sistema produtor.

Além dos custos de produção há perdas que se verificam no sistema de transporte e distribuição de energia eléctrica. Estas perdas também são crescentes com a potência requisitada, dado o aquecimento e conseqüente aumento da resistência à passagem da corrente eléctrica nos transformadores e cabos que compõe o sistema de transporte e distribuição.

Para além dos custos de produção, transporte e distribuição há ainda outro custo relevante. Este custo deriva da necessidade de sobredimensionar todo o sistema, de forma a ser capaz de suportar as horas de maior consumo.

O regulamento tarifário contempla todos estes itens, pelo que define custos variáveis ao longo do dia para a energia consumida e para a potência média de 15 minutos. Define também custos para a potência tomada e um termo tarifário fixo que está relacionado com os custos de contratação, leitura, facturação e cobrança.

O regulamento Tarifário define as tarifas a aplicar nas seguintes relações comerciais indicadas na Figura 4-2.

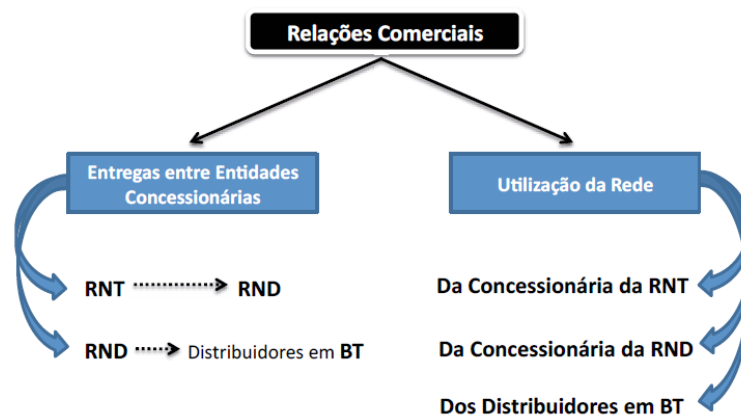


Figura 4-2: Relações Comerciais definidas no Regulamento Tarifário [18]

As tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelos operadores de redes de distribuição às entregas dos seus clientes resultam da adição de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte e de Uso das Redes de Distribuição, conforme se verifica na Figura 4-3.

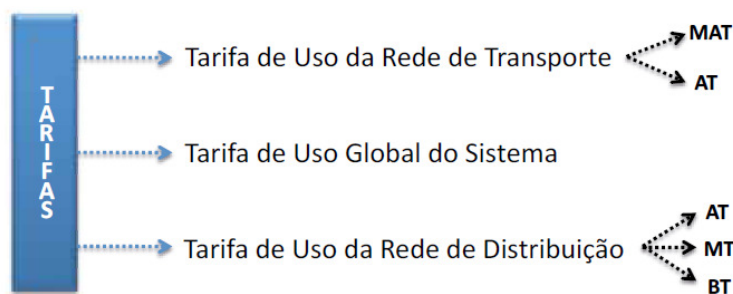


Figura 4-3: Tarifas de acesso às redes (Regulamento Tarifário) [18]

Pela análise, de acordo com as tarifas disponíveis, do diagrama de cargas e correspondente facturação, para um determinado ponto de consumo, pode encontrar-se a opção tarifária que melhor satisfaz os interesses do consumidor.

4.2 - Aspectos a Observar e Recomendações

Olhando para os dados de consumo e facturação com espírito crítico podemos estudar e implementar soluções para baixar o custo médio do kWh na factura de energia, reduzindo custos e contribuindo para a eficiência global do sistema eléctrico de energia.

Será possível reduzir a Potência Contratada?

Será possível deslocar consumos, das horas de ponta para períodos em que a energia é mais barata? Quais serão os custos? Quais serão os proveitos?

4.2.1 - Análise das opções Ciclo Horário e Opção Tarifária, de acordo com o diagrama típico de consumos.

Resultado: Respeitando integralmente os hábitos de produção, reduzimos os custos variáveis pela selecção da melhor opção horária e tarifária.

4.2.2 - Análise da Potência Contratada.

Resultado: Eventual decisão pela instalação de um sistema de controlo de ponta. Redução dos custos fixos decorrentes da facturação de Potência Contratada, sem necessidade de alterações relevantes nos hábitos de produção.

4.2.3 - Determinação do consumo de energia nas diferentes fases do ciclo de produção.

Resultado: Conhecimento da quantidade média de energia consumida por unidade de produto nas diferentes fases do processo produtivo.

4.2.4 - Determinação do custo da energia nos diferentes Períodos Horários.

Resultado: Conhecimento do custo médio equivalente do kWh em cada Período Horário.

4.2.5 - Determinação dos custos de produção nos diferentes Períodos Horários

Resultado: Conhecimento dos custos associados a cada fase do processo produtivo, bem como da variação de custos ao longo do dia, de acordo com os diferentes Períodos Horários.

4.2.6 - Análise de custo da execução de determinada fase do processo produtivo durante os Períodos Horários em que a energia é mais cara.

Resultado: Avaliação da eficiência económica de executar determinada fase do processo produtivo durante os Períodos Horários em que a energia é mais cara.

4.2.7 - Análise do benefício económico de deslocar a produção dos Períodos Horários em que a energia é mais cara para aqueles em que é mais barata.

Resultado: Conhecimento das mais-valias económicas que podem advir por alterações no horário de funcionamento de determinado processo de fabrico.

Quando for considerada a hipótese de deslocação de consumos devem ser reconsiderados todos os Ciclos Horários, avaliando cada um deles de forma a encontrar o mais conveniente, de acordo com os possíveis horários de funcionamento e os correspondentes custos de mão-de-obra.

Em empresas e/ou organizações que estejam nos limites da capacidade de produção (não podendo assim deslocar consumos), o conhecimento das mais-valias económicas da deslocação de consumos deve ser levado em conta na avaliação da possibilidade de expansão da capacidade de produção.

4.3 - Análise de Consumos e custos

Nos próximos pontos serão analisados os ciclos e opções tarifárias existentes, bem como as suas características, com o objectivo de estabelecer um perfil do consumidor e adoptar a opção economicamente mais vantajosa.

Far-se-á uma abordagem aos períodos horários, identificando claramente a sua distribuição pelos períodos “hora legal de Inverno” e “hora legal de Verão”.

4.3.1 - Opção de ciclo horário

Tabela 4-1: Horário dos Períodos Tarifários em Portugal Continental

Consumidores em MAT, AT e MT	Consumidores em BTE e BTN
Ciclo Semanal (CS)	Ciclo diário (CD)
Ciclo semanal Opcional (CSO)	Ciclo semanal

O ciclo horário divide as horas do dia em Períodos Horários, sendo períodos de Horas de Ponta, Cheias, Vazio Normal, ou Super Vazio.

A duração dos períodos horários, definida no regulamento tarifário, é a seguinte:

Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09.00/10.30 h 18.00/20.30 h	Ponta:	10.30/13.00 h 19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/09.00 h 10.30/18.00 h 20.30/22.00 h	Cheias:	08.00/10.30 h 13.00/19.30 h 21.00/22.00 h
Vazio normal:	06.00/08.00 h 22.00/02.00 h	Vazio normal:	06.00/08.00 h 22.00/02.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

Figura 4-4: Ciclo Diário (CD) (www.edp.pt)

Horários Baixa Tensão Normal



Horários Baixa Tensão Especial



Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta:	09.15/12.15 h
Cheias:	07.00/09.30 h 12.00/18.30 h 21.00/24.00 h	Cheias:	07.00/09.15 h 12.15/24.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Cheias:	09.00/14.00 h 20.00/22.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.30 h 13.00/18.30 h 22.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.00 h 14.00/20.00 h 22.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

Figura 4-5: Ciclo Semanal (CS) (www.edp.pt)

Horários Média Tensão



Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	17.00/22.00 h	Ponta:	14.00/17.00 h
Cheias:	00.00/00.30 h 07.30/17.00 h 22.00/24.00 h	Cheias:	00.00/00.30 h 07.30/14.00 h 17.00/24.00 h
Vazio normal:	00.30/02.00 h 06.00/07.30 h	Vazio normal:	00.30/02.00 h 06.00/07.30 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	10.30/12.30 h 17.30/22.30 h	Cheias:	10.00/13.30 h 19.30/23.00 h
Vazio normal:	00.00/03.00 h 07.00/10.30 h 12.30/17.30 h 22.30/24.00 h	Vazio normal:	00.00/03.30 h 07.30/10.00 h 13.30/19.30 h 23.00/24.00 h
Super vazio:	03.00/07.00 h	Super vazio:	03.30/07.30 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/04.00 h 08.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/04.00 h 08.00/24.00 h
Super vazio:	04.00/08.00 h	Super vazio:	04.00/08.00 h

Figura 4-6: Ciclo Semanal Opcional (CSO) (www.edp.pt)

Horários Média Tensão



4.3.2 - Os feriados nacionais

Os feriados nacionais em ciclo semanal são considerados períodos de vazio.

O conhecimento dos ciclos horários disponíveis e a análise de consumos ao longo de cada dia da semana permitirão determinar qual o ciclo horário mais interessante para cada ponto de contagem do distribuidor de energia.

4.4 - Opção Tarifária

Além da escolha do ciclo horário (CD, CS, ou CSO), deve ainda ser avaliada a Opção Tarifária (CU, MU, ou LU)⁹ mais económica, de acordo com o diagrama de cargas do consumidor.

O custo do kWh em cada período horário depende da Opção Tarifária escolhida. A opção mais económica deve ser determinada através de simulações de custos.

Esta análise deve ser repetida sempre que se verifiquem alterações significativas nos hábitos de produção, pois dessa alteração pode resultar a variação da Opção Tarifária e Ciclo Horário mais convenientes.

4.4.1 - Utilização da Potência Contratada

A Potência Contratada é definida como a máxima potência média em qualquer intervalo ininterrupto de 15 minutos (Potência Tomada) ao longo dos últimos 12 meses. O custo unitário do kW de Potência Contratada depende da opção tarifária escolhida.

A Potência Contratada é uma das variáveis de facturação, pelo que se a Potência Tomada ultrapassar a Potência Contratada, o correspondente custo irá manifestar-se ao longo de 12 meses.

O valor da Potência Tomada deve ser controlado através de um sistema de controlo de ponta. A conveniente regulação do sistema permitirá reduzir a Potência Contratada.

Após a instalação de um sistema de controlo de ponta, pode ser requerida ao fornecedor a actualização da Potência Contratada, manifestando-se a correspondente redução de custos a partir da factura do mês seguinte.

⁹ - CU: Curtas Utilizações; MU: Médias Utilizações; LU: Longas Utilizações

4.4.2 - Potência média em horas de ponta e custo efectivo do kWh nos diferentes períodos horários.

A Potência Média em Horas de Ponta é definida como o quociente entre a energia total consumida em horas de ponta e o número total de horas de ponta do mês a que a factura reporta.

O custo unitário do kW de Potência em Horas de Ponta depende da opção tarifária escolhida.

O custo da Potência Média em Horas de Ponta deve ser acrescentado ao custo de Energia Activa em Horas de Ponta, o que representará um acréscimo de cerca de 65% no custo do kWh em horas de ponta.

O custo efectivo do kWh em horas de ponta ao fim de um mês pode ser determinado como (Custo total de energia em horas de ponta + Custo de potência média em horas de ponta) / (Energia consumida em horas de ponta).

A potência média em horas de ponta não tem influência sobre o custo da energia nos restantes períodos horários.

4.4.3 - Consumo específico (kWh por unidade de produto) nas fases de maior consumo energético do processo de produção

O consumo específico de uma fase do processo produtivo define-se como a razão entre a energia consumida nessa fase do processo e a quantidade de produto produzida.

No Sector da Fundição o maior consumo de energia vem da fusão do metal, normalmente seguido do consumo dos sistemas de ar comprimido e de gestão ambiental. O consumo específico da fusão de metal define-se como o total de energia consumida para fundir uma tonelada de metal e é dado em kWh / tonelada.

4.4.4 - Custo médio da energia eléctrica consumida na execução de tarefas de maior consumo para os diferentes períodos horários

Tendo-se determinado o custo efectivo da energia eléctrica nos diferentes Períodos Horários e sabendo o consumo específico de cada fase do processo produtivo calcula-se o custo de realizar cada fase do processo produtivo em cada período horário.

O custo de fundir uma tonelada de metal em Horas de Ponta será:

- (Consumo específico da fusão) x (Custo efectivo do kWh em Horas de Ponta).

Em Horas Cheias será:

- Consumo específico da fusão) x (Custo do kWh em Horas Cheias).

Em Horas de Vazio Normal será:

- (Consumo específico da fusão) x (Custo do kWh em Horas de Vazio Normal).

Em Horas de Super Vazio será:

- $(\text{Consumo específico da fusão}) \times (\text{Custo do kWh em Horas de Super Vazio})$.

O mesmo raciocínio pode ser feito para as restantes fases do processo produtivo.

4.4.5 - Determinação da poupança na factura por deslocar consumos das horas de ponta.

A redução que será notada na factura de energia por deslocar uma fase do processo produtivo do período de Horas de Ponta para outro Período Horário determina-se pela diferença entre o custo médio de produzir no período de Horas de Ponta e em qualquer outro Período Horário

4.5 - Composição dos preços de electricidade.

Os preços da energia eléctrica que consumimos são determinados em cada ano pela ERSE e têm como principais componentes:

A energia, que inclui os custos de produção e de comercialização e resulta dos preços formados no mercado de electricidade;

As redes, necessárias à veiculação da energia desde os centros electroprodutores até aos consumidores, sujeitas a regulação, sendo as tarifas de “Uso das Redes” aprovadas pela ERSE e englobadas nas tarifas de Acesso às Redes;

Os Custos de Interesse Económico Geral (CIEG), associados aos custos de política energética e de interesse económico geral, integrados também nas tarifas de Acesso às redes, suportados por todos os consumidores.

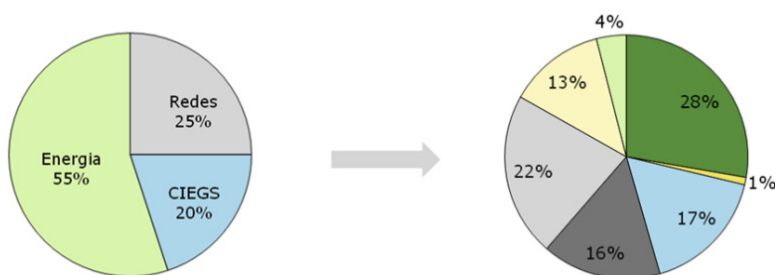
A desagregação dos preços por cada um dos componentes dependente do tipo de cliente.

Os valores referentes ao acesso às redes e CIEG são sempre indicados na factura.

Seguidamente, na Figura 4-7 e Figura 4-8, apresenta-se a desagregação dos preços para consumidores finais, designadamente em Baixa Tensão Especial (BTE) e em Média Tensão (MT), bem como a estrutura dos custos de interesse económico geral.

Composição dos preços de electricidade.

Cliente BTE



Composição dos CIEG:

- Rendas Pagas aos Municípios: 28%
- Sobrecusto de Produção em Regime Especial (essencialmente energias renováveis): 1%
- Sobrecusto Produção em Regime Especial (essencialmente energias não renováveis): 17%
- Sobrecusto das regiões Autónomas: 16%
- Sobrecusto da Produção em Regime Ordinário (centrais térmicas e hídricas): 22%
- Rendas de Défices de Tarifas: 13%
- Outros Custos: 4%

Figura 4-7: Composição de preços em BTE (www.erse.pt).

Cliente MT



Composição dos CIEG:

- Sobrecusto da Produção em Regime Especial (essencial/energias não renováveis): 25%
- Sobrecusto das Regiões Autónomas: 23%
- Sobrecusto da Produção em Regime Ordinário (centrais térmicas hídricas): 30%
- Rendas de Défices de Tarifas: 17%
- Outros Custos: 5%

Figura 4-8: Composição dos preços de electricidade em MT (www.erse.pt).

Análise à Figura 4-7 e Figura 4-8:

- Sobrecusto da Produção em Regime Ordinário (centrais térmicas e hídricas): sobrecusto dos contratos de aquisição de energia, custos para a manutenção do equilíbrio contratual e garantia de potência;
- Sobrecusto da Produção em Regime Especial (essencialmente energias não renováveis) designadamente sobrecusto da produção em regime especial do tipo cogeração;

- Sobrecusto da Produção em Regime Especial (essencialmente energias renováveis): sobrecusto da produção em regime especial, alocado nos termos do Decreto-Lei nº90/2006, do tipo: eólica, fotovoltaica, mini-hídrica, biogás, biomassa, resíduos urbanos e energias das ondas;
- Os outros custos incluem designadamente as rendas de défices de tarifas, os ajustamentos da actividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores e os custos associados aos terrenos das centrais hídricas.

4.6 - Prospectivas futuras

O ano 2013 é o primeiro ano de plena vigência do mercado liberalizado de electricidade, no sentido das tarifas remanescentes serem já exclusivamente de natureza transitória. O processo de liberalização, gradualmente implementado a partir de 2007, permitiu que a quase totalidade de consumidores em MAT e em AT tenham optado por condições mais favoráveis oferecidas por comercializadores em mercado, sendo expectável que os benefícios de mais concorrência, traduzida em termos de maior escolha e melhores preços, sejam também crescentemente aproveitados por consumidores em MT e BT.

A elaboração de uma proposta de tarifas de energia eléctrica está sempre submetida a um conjunto de critérios que, ponderando o equilíbrio de interesses entre consumidores e as empresas, se traduzem em:

- Minimizar os custos para os consumidores, assegurando a sustentabilidade do mercado e promovendo a adequação dos preços aos custos nas actividades reguladas;
- Incrementar a afectação eficiente dos recursos utilizados nas diferentes actividades reguladas;
- Reflectir os custos de interesse económico geral e da política energética nos termos da legislação em vigor.

Contudo, em sede de contratação impõe-se sempre uma análise cuidada e atenta ao custo do quilowatt hora em mercado uma vez que a escalada de preços é constante e permanente, conforme se pode verificar através da Figura 4-9.

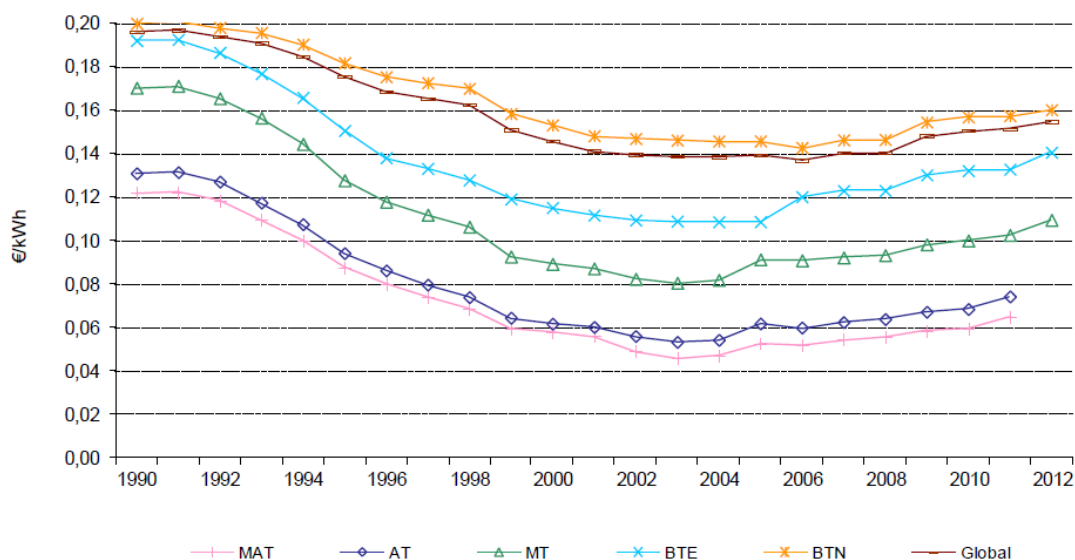


Figura 4-9: Evolução das Tarifas de Venda a Cliente Finais (www.erse.pt).

4.7 - Conclusões

Cada unidade de consumo tem as suas características próprias, os hábitos de produção e os diagramas de cargas variam substancialmente de empresa para empresa.

Não é possível definir uma opção tarifária ou alteração de hábitos de produção conveniente a todas as empresas, o que se define são métodos de simulação e formas de determinar as reduções de custos de acordo com as características particulares de cada consumidor.

As diversas componentes de análise definidas neste documento devem ser aplicadas em particular e em privado para cada um dos sistemas envolvidos.

Capítulo 5

Compensação do Factor de Potência

Com o avanço da tecnologia e com o aumento das cargas não lineares nas instalações eléctricas, a correcção do factor de potência passa a exigir alguns cuidados especiais. Para além dos encargos resultantes ao nível da factura de electricidade, um baixo factor de potência provoca também maiores perdas de energia na instalação eléctrica, e contribui para a deterioração mais rápida dos equipamentos eléctricos.

Para melhorar o factor de potência deve-se reduzir o consumo de energia reactiva, ou seja, solicitar menos energia reactiva ao distribuidor. Existem vários métodos para a compensação do factor de potência, mas independente do método a adoptar, o valor ideal do factor de potência seria o valor unitário, que significa a inexistência de circulação de potência reactiva no sistema.

Com novo regime de facturação da Energia reactiva que está em vigor desde Janeiro de 2011 (Despacho da ERSE nº 7.253/2010), fixando um valor mais exigente para o limiar de facturação da energia reactiva indutiva no período de vazio, introduzindo 3 escalões de preço em função da $\text{tg}\phi$, induziu nos consumidores de electricidade adequar a instalação eléctrica quanto à compensação de energia reactiva. A utilização de equipamentos adequados à compensação de energia reactiva nas instalações eléctricas pode evitar um aumento da factura de electricidade.

5.1 - Vantagens na compensação do Factor de Potência

O factor de potência deve permanecer próximo do valor unitário, pois para além das vantagens económicas, este terá influência também no bom funcionamento dos equipamentos da instalação eléctrica.

5.1.1 - Melhoria da Tensão

Um baixo factor de potência, provoca quedas de tensão ao longo dos condutores, sendo necessário aumentar a secção destes para transportar a mesma potência activa, por exemplo para um factor de potência de 0,7 é necessário um cabo com o dobro da secção, do que numa instalação com um factor de potência unitário como se verifica na Figura 5-1.

Seção relativa	Fator de potência
1,00	1,00
1,23	0,90
1,56	0,80
2,04	0,70
2,78	0,60
4,00	0,50
6,25	0,40
11,10	0,30

Figura 5-1: Variação da Secção do cabo em função do factor de potência

A melhoria da tensão deve ser considerada como um benefício adicional à instalação da bateria de condensadores, pois geralmente estes não são instalados para esse fim. Contudo com a instalação da bateria de condensadores consegue-se uma diminuição da corrente, existindo menos quedas de tensão ao longo da instalação.

5.1.2 - Redução das Perdas

Nos sistemas de distribuição de energia eléctrica na indústria, as perdas podem ir de 2,5 a 7,5% da potência consumida por essa mesma indústria, sendo que estas perdas dependem das horas de trabalho à plena carga, da secção e comprimento dos condutores [20].

Para analisar a evolução das perdas num cabo de alimentação de uma carga, em função do factor de potência, consideremos uma carga monofásica alimentada por um cabo de dois condutores (Fase e Neutro) de resistência R (por condutor), sendo V a tensão da carga.

Desta forma, a corrente no cabo de alimentação (corrente absorvida pela carga), I , é dado por:

$$I = \frac{S}{V}$$

Equação 5-1

Então as perdas no cabo podem ser calculadas pela expressão:

$$\text{Perdas} = 2RI^2$$

Equação 5-2

Desenvolvendo a expressão, obtemos o seguinte resultado:

$$\text{Perdas} = 2R \frac{S^2}{V^2} = 2R \frac{P^2}{\cos^2 \varphi V^2}$$

Equação 5-3

Considerando uma variável:

$$K = \frac{2RP^2}{V^2}$$

Equação 5-4

Obtemos a expressão desejada:

$$\text{Perdas} = \frac{K}{\cos^2 \varphi}$$

Equação 5-5

Usando a Equação 5-5 é elaborada a Tabela 5-1, para um conjunto de valores (entre 0,5 e 1) do $\cos\varphi$.

Tabela 5-1: Variação das perdas em função do Factor de potência

$\cos\varphi$	Perdas = $K/\cos^2\varphi$
1	K
0,9	1,23 K
0,8	1,56 K
0,7	2,04 K
0,6	2,77 K
0,5	4,00 K

Como se pode verificar na Tabela 5-1 com a diminuição do factor de potência existe um crescimento rápido das perdas. Desta forma torna-se claro que um factor de potência unitário traz vantagens para o sistema, quer na redução de perdas, quer na estabilidade da tensão no seu valor nominal.

Para o consumidor a redução das perdas no sistema e a não facturação da energia reactiva, por parte do distribuidor, traz uma redução significativa no custo de energia eléctrica. Além disso um factor de potência próximo do valor unitário aumenta a eficiência energética do sistema, existe uma redução do efeito de joule (aquecimento nos condutores e equipamentos), aumenta a vida útil da instalação e dos equipamentos, e uma redução da corrente reactiva na rede eléctrica [21]

5.2 - Facturação da energia reactiva

Em Janeiro de 2011 entrou em vigor a primeira fase das novas regras de facturação da energia reactiva, que foram publicadas pelo Despacho da ERSE nº 7.253/2010. Mas só em Janeiro de 2012, este regime de facturação foi totalmente aplicado.

Este despacho tem como objectivo promover, nos consumidores de electricidade, comportamentos adequados relativamente à compensação de energia reactiva nas suas instalações. Com a introdução destas medidas espera-se uma utilização mais eficiente das redes eléctricas, em linha com os objectivos indicados no PNAC de redução das perdas nas redes de transporte e distribuição.

5.2.1 - Aspectos Gerais na Facturação da Energia Reactiva

A facturação da energia reactiva, ocorre nos fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE. Isto é, as instalações com potência contratada acima de 41,4 kVA estão abrangidas pelo regime de facturação da energia reactiva, como se verifica na Tabela 5-2.

Tabela 5-2: Escalões de Tensão

MAT	Tensão > 110 kV
AT:	45 kV < Tensão ≤ 110 kV
MT:	1 kV < Tensão ≤ 45 kV
BT	Tensão < 1 kV
BTE:	Potência contratada > 41,4 kVA
BTN:	Potência contratada ≤ 41,4 kVA (não facturada)

O preço da energia reactiva indutiva (energia reactiva consumida) medida nas horas fora de vazio é variável por escalões, em função da energia reactiva indutiva medida em cada período de integração, em percentagem da energia activa medida no mesmo período.

Enquanto a energia reactiva capacitiva (energia reactiva fornecida à rede) medida em cada período de integração nas horas de vazio pode ser objecto de facturação, dependendo dos critérios objectivos definidos pelos operadores de rede.

No caso dos comercializadores, estes repercutem os encargos da energia reactiva, do uso das redes de transporte e distribuição no fornecimento aos clientes (excepto em Baixa Tensão Normal). Assim os encargos com a energia reactiva de uma instalação são totalmente independentes do comercializador que a fornece e dependem, exclusivamente, do funcionamento da instalação. Desta forma o cliente deve tomar medidas que evitem ou minimizem o pagamento de energia reactiva, através da utilização de equipamentos com factor de potência elevado, e/ou instalar equipamentos para a correcção do factor de potência da instalação [21].

5.2.2 - Regras de Facturação da Energia Reactiva

5.2.2.1 - Facturação da Energia Reactiva Capacitiva

Nos períodos de vazio os consumos reduzem-se significativamente, em particular as cargas indutivas na rede. Com a redução dos consumos e o comportamento capacitivo das linhas e cabos em vazio, pode suceder que a rede fique descompensada no sentido capacitivo. Desta forma a injeção de energia reactiva capacitiva na rede pelos clientes, durante as horas de vazio, traz efeitos indesejados para a rede. Nestas circunstâncias, o regime em vigor incentiva os consumidores a desligarem os bancos de condensadores nas horas de vazio.

A facturação da energia reactiva capacitiva, no regime que actualmente está em vigor não veio alterar em nada face ao que existia antes, a facturação desta energia apenas é facturada nas Horas de Vazio (horas Vz).

Quanto ao período de integração, esta que pode ser diário ou mensal, conforme o caso que se aplique. Toda a energia reactiva pode ser alvo de facturação, ou seja, aplica-se o princípio que constata na Equação 5-6 e Equação 5-7 [16].

$$W_{r_{\text{Faturada}}} = W_{r_{\text{VZ}}}$$

Equação 5-6

$$\text{Encargo}_{\text{P.I.}} = q * W_{r_{\text{Faturada}}}$$

Equação 5-7

Onde:

- $W_{r_{VZ}}$ = Energia reactiva capacitiva medida [kVARh] nas horas de vazio, em cada período de integração
- q = Preço de referência [€/kVARh] da energia reactiva capacitiva, publicado anualmente pela ERSE.
- Encargo P.I. = Valor facturado [€] em cada período de integração

5.2.2.2 - Facturação da Energia Reactiva Indutiva

Com o objectivo de promover a compensação da energia reactiva indutiva, esta é facturada por escalões, em que o preço varia com o escalão de $\text{tg}\varphi$. Estes escalões penalizam os elevados consumos de energia reactiva indutiva nas horas fora de vazio (horas FV).

A energia reactiva indutiva é facturada em cada período de integração, que pode ser diário ou mensal, conforme o caso que se aplique, na energia reactiva indutiva que exceda 30% da energia activa consumida no mesmo período.

A facturação é baseada num sistema de escalões, que pode ser visualizado na Tabela 5-3:

Tabela 5-3: Estrutura dos escalões da energia reactiva indutiva

Escalão 0	$\text{tg}\varphi < 0,3$
Escalão 1	$0,3 \leq \text{tg}\varphi < 0,4$
Escalão 2	$0,4 \leq \text{tg}\varphi < 0,5$
Escalão 3	$\text{tg}\varphi \geq 0,5$

O pagamento da energia reactiva dos escalões é facturado ao preço de referência com um factor multiplicativo conforme consta da Tabela 5-4.

No entanto para o efeito de facturação tem-se em conta o montante em excesso nesse escalão e não o desvio agregado, isto é, sempre que a energia reactiva exceda, por exemplo $\text{tg}\varphi = 0,5$, esse montante em excesso será distribuído e facturado pelos 3 escalões, ao respectivo preço do escalão, pois não será facturado todo o montante em excesso ao preço do último escalão.

$$\text{Preço Escalão } i = \text{Preço de Referência} * \text{Fator Multiplicativo } i$$

Equação 5-8

Os factores multiplicativos a aplicar ao preço de referência da energia reactiva indutiva, em 2012, de acordo com os Despachos 7.253/2010 de 26 de Abril e 10/2010 de 29 Julho, da ERSE, são os seguintes, Tabela 5-4:

Tabela 5-4: Factores multiplicativos

Factor Multiplicativo ₁ (escalão 1)	0,33
Factor Multiplicativo ₂ (escalão 2)	1
Factor Multiplicativo ₃ (escalão 3)	3

5.2.2.3 - Períodos de integração

Para o cálculo da facturação da energia reactiva, o período de integração corresponde ao intervalo de tempo em que a energia reactiva é medida e contabilizada para efeitos de facturação. O período de integração para a facturação de energia reactiva favorece o comportamento da instalação de consumo na perspectiva da rede, pois garante a compensação da energia reactiva nos momentos em que esta é prejudicial para a rede.

Os períodos de integração têm a seguinte duração:

- Diário para as entregas do Operador da Nacional de Transporte (RNT) ao Operador da Rede Nacional de Distribuição em AT e MT (RND);
- Diário para as entregas a clientes em MAT, AT e MT (Portugal Continental);
- Igual ao período de facturação (normalmente mensal) para as entregas a clientes em AT E MT nas Regiões Autónomas da Madeira e Açores;
- Igual ao período de facturação (normalmente mensal) para as entregas a clientes em BTE.

Existe um período de carência da facturação da energia reactiva, em que esta só é facturada após oito meses de consumo de energia eléctrica. Esta situação ocorre nas entregas a clientes em MAT, AT e BTE, desde que se trate de instalações novas ou não o sendo, se houver uma variação da potência contratada da instalação de, pelo menos, 50% [16].

5.3 - Modos de Compensação em Baixa Tensão

Existem várias soluções para a compensação da energia reactiva numa instalação de utilização. Estas soluções variam com a localização dos equipamentos na instalação de utilização da energia eléctrica, e têm como objectivo assegurar o valor do factor de potência dentro do permitido pela legislação, sem que haja facturação.

Os modos de compensação mais comuns de se optar são:

- Compensação global;
- Compensação sectorial;
- Compensação local ou individual.

Para a escolha do modo de compensação, as características das cargas existentes na instalação tem um papel importante, mas o aspecto económico será o factor mais influenciador da escolha [21].

Analisemos de seguida os modos de compensação acima referidos.

5.3.1 - Compensação Global

Neste modo de compensação as baterias de condensadores são ligadas na entrada da instalação, isto é, no barramento do quadro geral, garantindo a compensação para o conjunto da instalação na Figura 5-2.

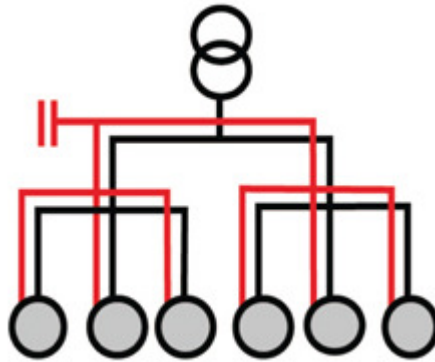


Figura 5-2: Compensação Global [22]

Este modo de compensação é geralmente utilizado quando não existe grande variação de carga, típico em instalações com muitos receptores de baixa potência ou média potência, que não entram em funcionamento todos ao mesmo tempo.

Este modo de compensação tem as seguintes vantagens:

- As baterias de condensadores instalados são mais utilizadas, permite uma maior rentabilidade do investimento;
- Facilidade de supervisão e manutenção;
- Possibilidade de controlo automático;
- Alterações à instalação para implementação do sistema são relativamente simples.

O principal inconveniente consiste nas maiores perdas e quedas de tensão nos cabos de alimentação dos vários quadros parciais, em comparação com a compensação individual, pois não existe supressão dessa potência [21].

5.3.2 - Compensação sectorial

Neste modo de compensação as baterias de condensadores são instaladas de forma a compensar um conjunto de cargas. Estas baterias são instaladas nos quadros parciais que alimentam esse sector Figura 5-3.

Este modo de compensação torna-se interessante quando os vários sectores da instalação apresentam regimes de carga diferentes nos vários sectores.

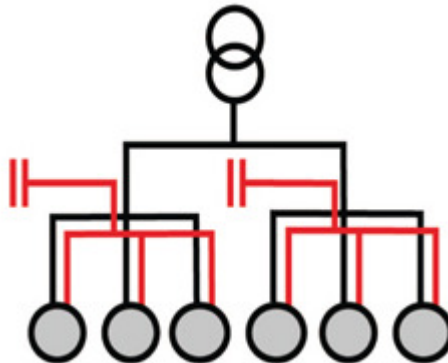


Figura 5-3: Compensação sectorial [22]

Neste modo de compensação é reduzido a potência reactiva nos cabos de alimentação de interligação dos vários quadros parciais, contribuindo para a redução total das perdas e quedas de tensão da instalação [21].

5.3.3 - Compensação individual

É efectuada instalando os condensadores junto ao equipamento cujo factor de potência se pretende melhorar como representa a Figura 5-4.

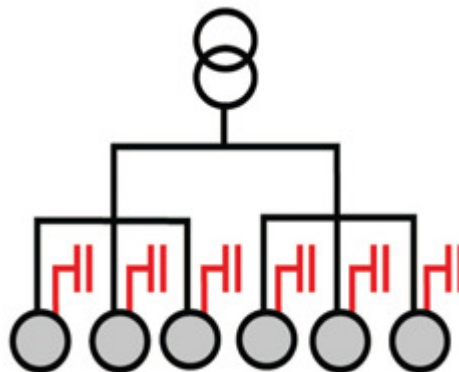


Figura 5-4: Compensação individual [22]

Esta solução do ponto de vista técnico é a melhor solução, pois apresenta as seguintes vantagens:

- Reduz as perdas de energia em toda a instalação;
- Diminui a carga nos circuitos de alimentação dos equipamentos compensados;
- Melhora os níveis de tensão em toda a instalação;
- Gera energia reactiva apenas onde esta é necessária.

A principal desvantagem deste modo de compensação é o aspecto económico, pois muitos condensadores de pequena potência têm um custo superior ao banco de condensadores concentrados de potência superior. A pouca utilização dos condensadores, no caso do equipamento compensado não ser de uso constante, torna este sistema pouco rentável [21].

5.3.4 - Compensação Não Automática e Compensação Automática

No que diz respeito às configurações das baterias de condensadores, para a compensação da energia reactiva, elas podem ser dispostas da seguinte forma:

- Baterias de condensadores de capacidade fixa;
- Baterias de condensadores de regulação automática.

5.3.5 - Baterias de Condensadores de Capacidade Fixa

As baterias de condensadores, que normalmente são modulares (constituídas por um conjunto de condensadores), são ligadas directamente nos barramentos, onde a injeção de energia reactiva é fixa, independente da carga.

A compensação da energia reactiva é feita através da totalidade da potência das baterias de condensadores, não existindo a possibilidade de regulação da mesma, designando-se desta forma compensação não automática.

Esta solução, em comparação com a compensação automática, tem um custo de aquisição inferior. Como não existe o controlo da energia reactiva injectada na rede, existe a possibilidade de sobretensões na rede, devido à sobrecompensação em períodos em que a carga seja reduzida, além do pagamento de energia reactiva capacitiva [21].

A ligação ou corte das baterias de condensadores, pode ser realizada de três modos:

- Modo manual - em que a actuação é realizada por um interruptor, accionando pelo comando manual de um operador;
- Modo semiautomático - comando realizado por contacto, mediante uma ordem eléctrica, por exemplo, através de um interruptor-horário;

- Modo directo - quando o equipamento é ligado directamente ao receptor, que quando este é ligado ou desligado, actua conjuntamente da mesma forma sobre a bateria de condensadores.

5.3.6 - Baterias de Condensadores de Regulação Automática

As baterias de condensadores de regulação automática são constituídas por vários condensadores que são ligados e desligados em escalões conforme a necessidade de energia reactiva na instalação. Este tipo de equipamento é instalado no quadro geral da instalação ou então num quadro parcial de um sector importante da mesma.

O controlo da ligação ou corte dos escalões de condensadores é feito por um dispositivo electrónico (relé varimétrico), que recebe informação da corrente da carga através de um transformador de corrente instalado na entrada do quadro, como é ilustrado na representação esquemática da Figura 5-5. Com esta informação e com o ajuste do factor de potência desejado, o controlador manobra os condensadores [21].

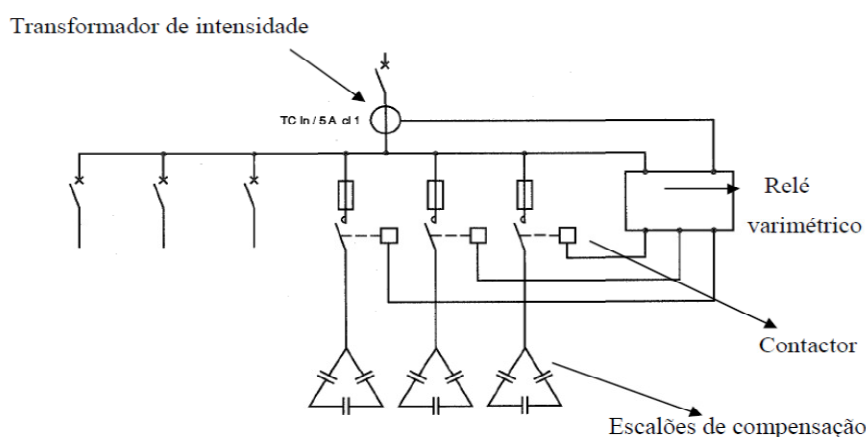


Figura 5-5: Princípio de funcionamento da compensação automática [23]

5.3.7 - Folha de Cálculo para optimização factor de potência

Como já foi referido a melhoria do factor de potência (habitualmente designada por compensação) é obtida a partir da instalação de fontes de energia reactiva, tendo em vista diminuir a quantidade daquela energia fornecida pela rede.

As fontes de energia reactiva utilizadas são os condensadores que podem ser do tipo fixo (potência unitária constante) ou constituindo baterias de regulação automática (potência global variável, adaptada de forma automática às necessidades exigidas pelo diagrama de cargas.)

Para cálculo da bateria de condensadores a adoptar na instalação, foi desenvolvida uma folha de cálculo que se apresenta na Figura 5-6.

Cliente: BIBLIOTECA MUNICIPAL FLORBELA ESPANCA			Utilizar com a folha 1 e 2 da factura		
Dados do cliente			Cálculos LOP		
P. Contratada (kW)	Cosφ (factura)	Tangφ ₁	Cosφ(correcção)	Tangφ ₂	Qc (kVAr)
150	0,86	0,593	0,94	0,363	34,6
Tipo de Bateria:			0,95	0,329	39,7
			0,96	0,292	45,3
			0,97	0,251	51,4
			0,98	0,203	58,5
			0,99	0,142	67,6
Bateria proposta:			1	0,000	89,0

Figura 5-6: Folha de cálculo para dimensionamento da bateria de condensadores

Como se constata através da folha de cálculo apresentada na Figura 5-6, a correcção do factor de potência pode fazer-se com os valores referentes à potência contratada e factor de potência a corrigir. Estes são facilmente identificados na factura do comercializador de energia. Introduzindo os mesmos nos “Dados do Cliente”, obtemos o parâmetro “tangφ₁” (valor da componente reactiva a tratar). No caso em estudo a “tangφ₁” é 0,593, a qual se insere no escalão máximo de penalização.

Atendendo que não há penalização quando $tg\phi < 0,3$, facilmente, se constata que o valor da bateria de condensadores a aplicar deverá estar no intervalo $45,3 \leq (kVAr) \leq 89,0$, sendo sempre desejável que a opção incida no escalão de maior valor para responder com flexibilidade a um possível aumento de cargas.

5.4 - Considerações Finais

A componente reactiva da energia eléctrica é uma consequência do funcionamento dos sistemas eléctricos, existindo várias tecnologias de compensação para aplicação efeito no local de consumo. Desta forma torna-se relevante que os consumidores procedam à compensação da energia reactiva nas suas instalações, aumentando a eficiência do sistema eléctrico e, em consequência, evitar a facturação dessa mesma energia.

A entrada em vigor do novo regime de facturação da energia reactiva, que assenta num princípio de progressividade dos preços, é um incentivo à aplicação de baterias de condensadores optimizando a eficiência e reduzindo o consumo. Se todos os consumidores compensassem localmente o factor de potência das suas instalações estariam a maximizar a capacidade disponível nas redes para transporte de energia activa.

Como as Câmaras Municipais têm um elevado número de infra-estruturas, com fortes consumos energéticos, é importante que estas dêem o exemplo de boas práticas de eficiência energética e de redução de custos na facturação de energia, adoptando uma política sustentável e racional.

Capítulo 6

Caminho para o desempenho e Eficiência Energética através do “Campus energético” Autárquico

Durante 2011 e 2012 foram efectuados estudos de caracterização nos consumos de energia eléctrica no edifício dos Paços do Concelho bem como nos restantes edifícios propriedade da autarquia, situados na zona envolvente.

A partir dos dados recolhidos, é propósito deste trabalho o tratamento dos mesmos, numa lógica de contenção e racionalidade, clarificando questões fundamentais quanto às opções a ter em conta no âmbito do fornecimento de energia e respectiva opção tarifária.

Face aos resultados, afigura-se que é possível implementar medidas de URE nos edifícios da Câmara Municipal de Matosinhos, pois, tendo como base valores de referência dos edifícios com a mesma tipologia e características de utilização é possível, através da ferramenta desenvolvida, calcular com exactidão a potência de redução de energia e definir prioridades de intervenção.

Com estas acções, garantindo sempre a manutenção e/ou aumento do nível de conforto dos vários utilizadores, será possível a redução da factura eléctrica da CMM. Por outro lado, com o assumir dos compromissos a propor, será facilitada a mobilização dos munícipes e cidadãos para tomarem medidas no mesmo sentido.

6.1 - Funções do município em relação à energia

De uma forma geral o posicionamento dos municípios no que se refere à energia pode ser dividido em quatro funções principais, de acordo com a Figura 6-1 [24].

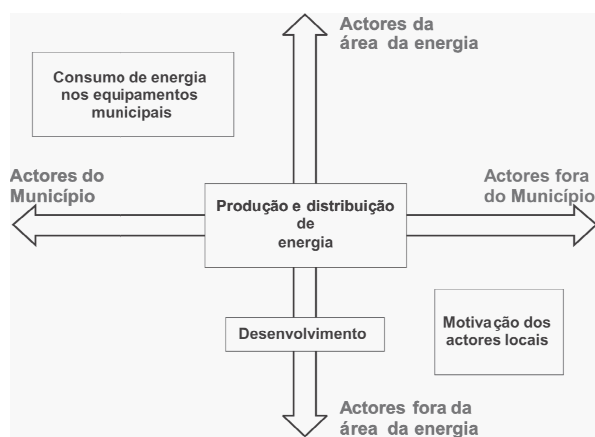


Figura 6-1: Funções do município na área da energia [24]

De acordo com a Figura 6-1, os municípios têm funções diversificadas, na sua relação com a energia as quais podem ser resumidas como:

- **O município como consumidor**
Aquecer e iluminar edifícios, operar equipamento, gerir um sistema de iluminação pública e uma frota de veículos municipais são algumas das acções comuns à maioria dos municípios. Ou seja, todos eles são de facto consumidores de energia, e como tal têm uma capacidade de intervenção sobre este factor, que não pode ser descurada.
- **O município como produtor e distribuidor de energia**
Produzir e distribuir energia e água para os habitantes e os variados actores económicos são acções de alguns municípios, no entanto a existência ou não deste tipo de acções por parte do município já depende muito do seu enquadramento geopolítico. Em Portugal não será de facto muito comum encontrar municípios que tenham nas suas funções a produção e distribuição de energia. No entanto, trata-se de algo comum noutros países, perfeitamente possível em Portugal, e com consequências muito positivas a todos os níveis do Desenvolvimento Sustentável dos municípios. Unicamente a título de exemplo, os benefícios financeiros que decorrem da venda de energia, a criação de emprego local ou a diminuição da dependência energética face ao exterior são parâmetros a ter em conta na avaliação deste tipo de oportunidades.
- **O município como regulador/dinamizador da cidade**
Como será visto em detalhe mais à frente neste trabalho, a escolha do desenvolvimento e planeamento de um município influencia fortemente o consumo energético de todos os seus «actores», por motivos tais como as deslocações ou o consumo das respectivas habitações. Ter estes factores em conta é o papel da cidade

como regulador/dinamizador. Ou seja, intervindo sobre os referidos factores, através da tomada de decisão informada, condiciona o consumo de energia e as emissões de GEE, provocadas pelos consumos de terceiros. Como um exemplo concreto, se podemos considerar a concretização de um determinado regulamento municipal que condicione a construção de edifícios, em função das suas características comportamentais em termos energéticos.

- **O município como motivador**

O consumo global de energia é simplesmente o resultado dos consumos individuais, que são, em si mesmo, o resultado de um número elevado de decisões isoladas, privadas e públicas.

Possibilitando a melhoria da relação custo/benefício dos investimentos realizados pelo município e tentar resolver estes diversos “actores” encorajando as suas acções é o papel do município como motivador.

6.2 - Caracterização da instalação eléctrica em exploração

Actualmente os edifícios em estudo são alimentados directamente a partir da RESP em baixa tensão, possuindo cada edifício o seu ramal dimensionado em função da potência contratada, conforme Tabela 6-1 e o respectivo contrato com o distribuidor de energia.

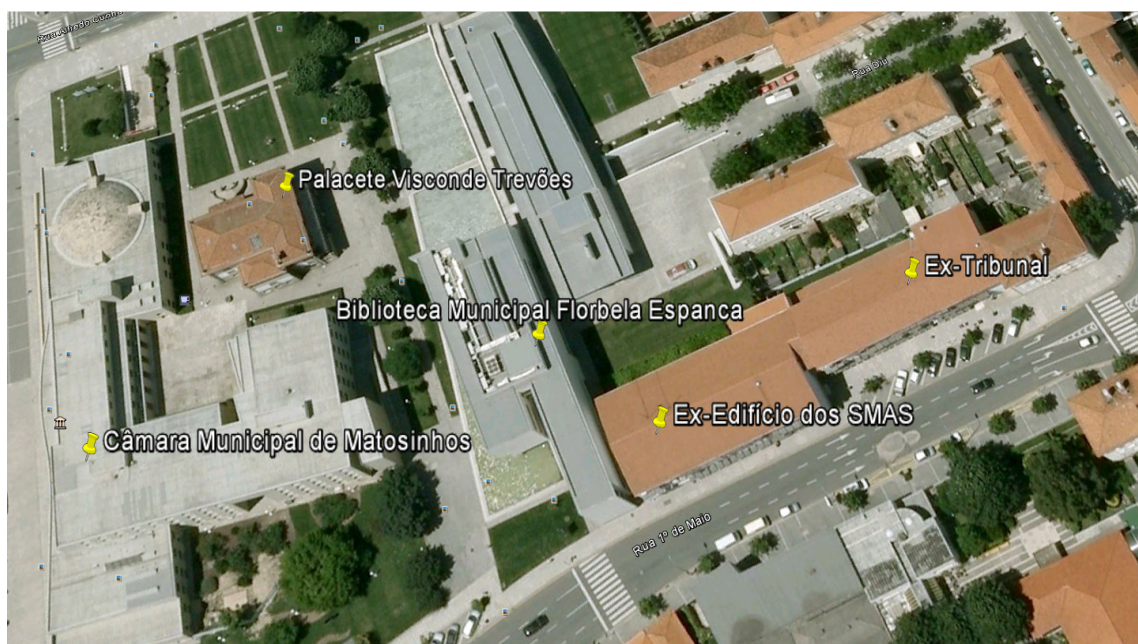


Figura 6-2: Localização/distribuição dos edifícios municipais em estudo [19]

Caminho para o desempenho e Eficiência Energética através do “Campus energético” Autárquico



Figura 6-3: Edifício dos Paços do Concelho



Figura 6-4: Edifício Biblioteca Florbela
Espanca



Figura 6-5: Palacete Visconde Trevões



Figura 6-6: Edifício do Ex-SMAS

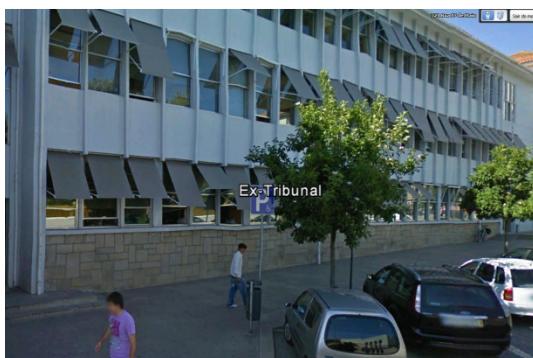


Figura 6-7: Edifício Ex-Tribunal

Os edifícios identificados apresentam uma arquitectura consolidada, perfeitamente enquadrados na componente urbana, apresentando em alguns casos direitos de autor em termos de projectos de especialidade.

Por outro lado os mesmos enquadram-se em zonas com disponibilidades de infra-estruturas, nomeadamente electricidade.

Como se constata pela localização estamos perante uma zona nobre da cidade com uma forte densidade construtiva e habitacional, onde a rede eléctrica é subterrânea, quer de

média tensão quer de baixa tensão. Ambas são propriedade do município, mas geridas pelo distribuidor público em regime de concessão.

De referir que aquando a construção do edifício dos Paços de Concelho, a autarquia incluiu um posto de transformação e seccionamento, integrando-o na RESP após negociação com o distribuidor público. Este equipamento localiza-se na sub-cave do edifício, com fácil acesso e muito próximo do quadro eléctrico geral do edifício dos Paços do concelho.

As características dos contratos contam da Tabela 6-1:

Tabela 6-1: Contratos referentes ao fornecimento de energia por edifício

Designação	Potência Contratada (kW)	Origem da alimentação	Tipo Ramal	Tarifa contratada	Ciclo	Factor de Potência
Edifício dos Paços do Concelho	242,40	RESP	BTE	Médias Utilizações/Tetra horário	Diário	0,92
Palacete Visconde Trevões	20,70	RESP	BTN	Simplex		
Biblioteca Florbela Espanca	125,00	RESP	BTE	Longas Utilizações/Tetra horário	Semanal c/ feriados	0,79
Ex- Edifício dos SMAS	58,00	RESP	BTE	Longas Utilizações/Tetra horário	Diário	0,90
Ex- Tribunal	43,80	RESP	BTE	Longas Utilizações/Tetra horário	Diário	0,93

Da informação constante da Tabela 6-1, constata-se a necessidade de corrigir o factor de potência assim como avaliar o comportamento dos encargos de energia eléctrica através de simulações no âmbito do fornecimento de energia em média tensão “versus” baixa tensão, acrescentando os vários cenários para tarifas a contratar e ciclos.

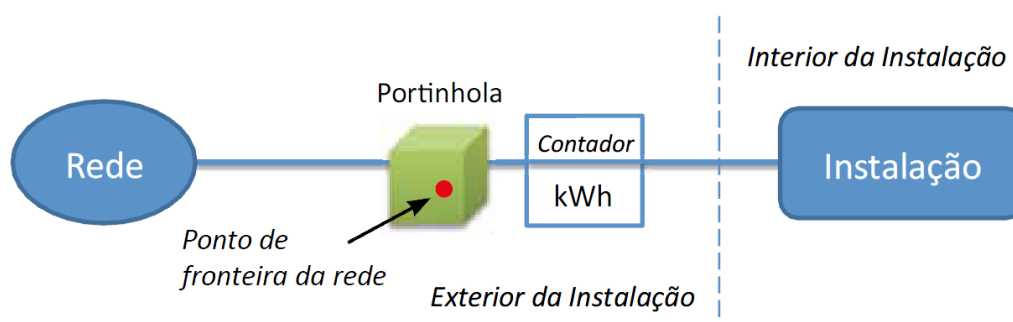


Figura 6-8: Alimentação típica nos contratos BTN e BTE [18]

Caminho para o desempenho e Eficiência Energética através do “Campus energético” Autárquico

Quanto ao posto de transformação e seccionamento (PTS) foi executado há cerca de 20 anos na empreitada de construção do edifício dos Paços de Concelho, a autarquia incluiu este equipamento, integrando-no na RESP como já referido.

A distribuição dos órgãos de seccionamento, corte e protecção, bem como a localização do transformador, obedecem à Figura 6-9.

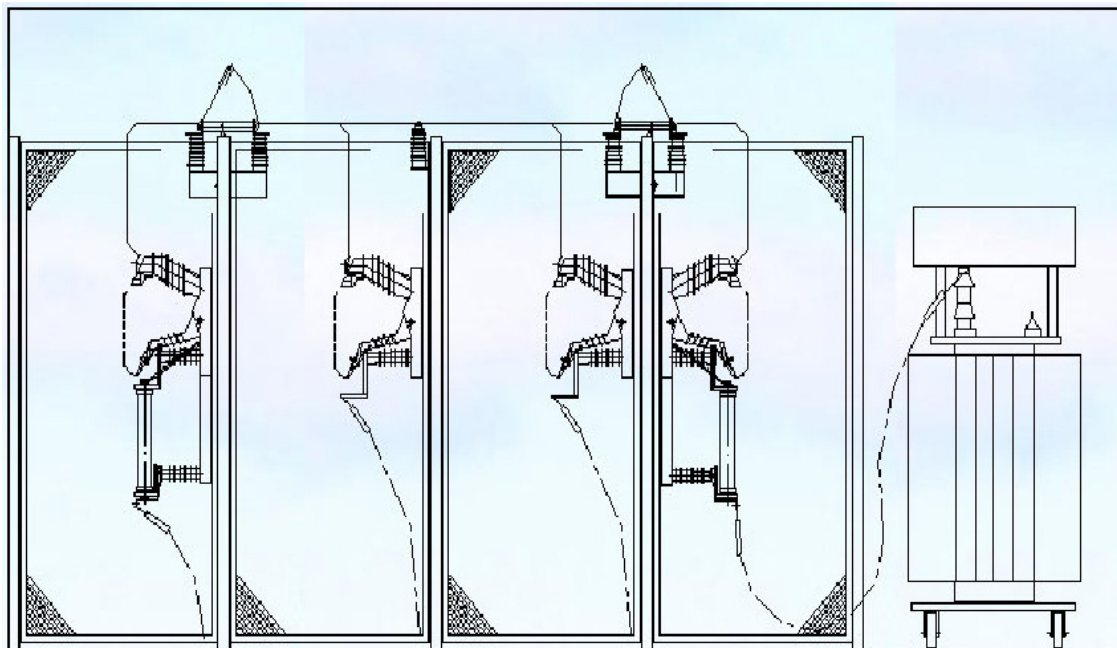


Figura 6-9: Equipamentos do PTS dotado de aparelhos de corte e protecção no ar.

6.2.1 - Análise crítica à instalação eléctrica

Durante a fase de análise à facturação de electricidade referente ao edifício dos Paços do Concelho de Matosinhos e restantes edifícios municipais envolventes, é notório o facto de se poder vir a obter uma redução apreciável no preço da aquisição de energia eléctrica consumida naquele conjunto de edifícios, por alteração contratual existente ou após consulta aos fornecedores a operar no âmbito do Mercado Liberalizado de Energia.

Por outro lado, esta componente reveste-se de vital importância face ao vertiginoso aumento de preços que o custo da electricidade apresenta impondo-se, naturalmente, uma alteração contratual decorrente de imperativos legais e financeiros.

A estrutura da rede de alimentação pode ficar concentrada na estrutura municipal, uma vez que dispõe de técnicos habilitados detentores de *Know-how*, autonomizando a exploração destas instalações e consequentemente flexibilizando a sua utilização.

Reveste-se também de vital importância a possibilidade destas medidas apresentarem elegibilidade em sede de candidaturas a fundos de financiamento, nomeadamente, ao QREN e outras entidades como a DGEG e ADENE.

6.2.2 - Análise crítica aos custos com aquisição de energia eléctrica

O presente trabalho reuniu a facturação dos edifícios em estudo no ano 2011. Perante os documentos obtidos procedeu-se a uma análise do custo de energia praticados pelo comercializador de último recurso (CUR) “in caso” EDP Distribuição, SA., pois é actualmente a entidade detentora dos contratos.

As Figura 6-10 a Figura 6-13 que se seguem, ilustram o preço médio do quilowatt praticado pelo CUR no ano em análise para o fornecimento em BTE e MT.

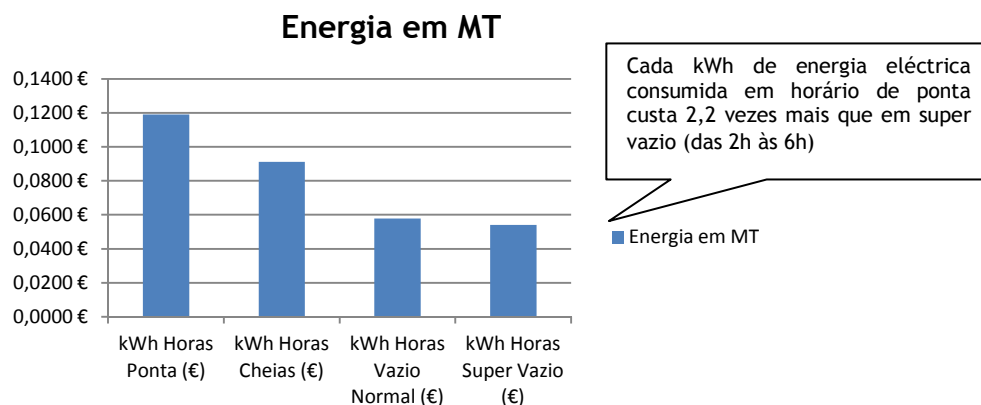


Figura 6-10: Custos da energia em MT

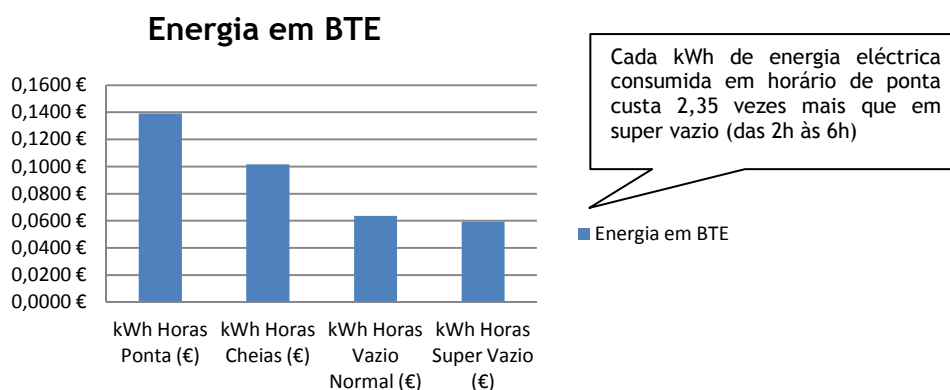


Figura 6-11: Custos da energia em BTE

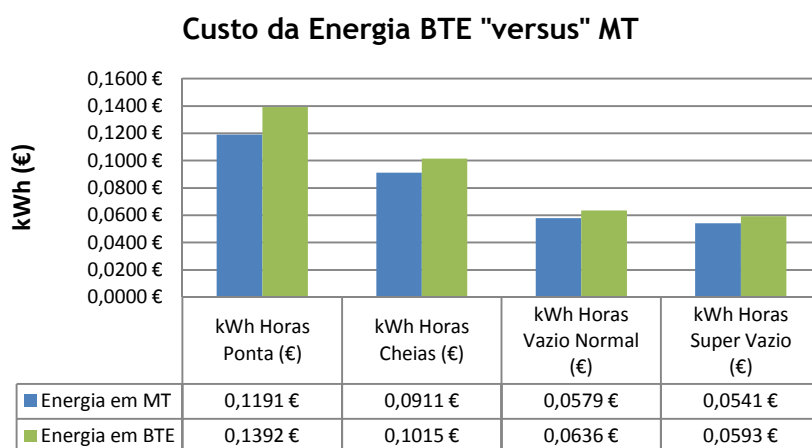


Figura 6-12: Custo do kWh nas opções BTE "versus" MT

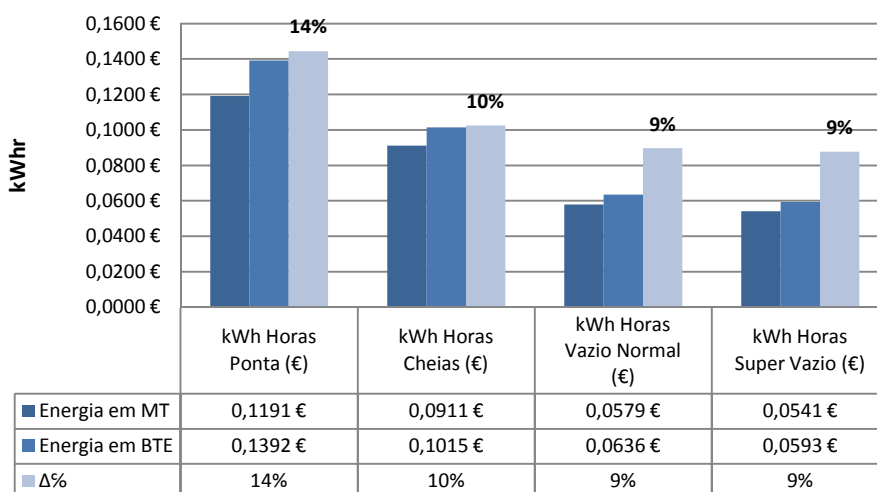


Figura 6-13: Acréscimo percentual na opção BTE face à MT

6.2.3 - Análise crítica aos consumos actuais de energia eléctrica

Perante os documentos obtidos procedeu-se de forma selectiva à desagregação de consumos, com clara identificação do tipo de energia facturada. Na perspectiva do utilizador final a motivação para a utilização racional de energia assim como na optimização da instalação, está na redução de encargos da factura de energia eléctrica. Essa factura não só depende da quantidade mas também do modo temporal como se utiliza essa energia, principalmente a energia eléctrica, bastante dependente do período em que é consumida.

Consumos de Energia em kWh

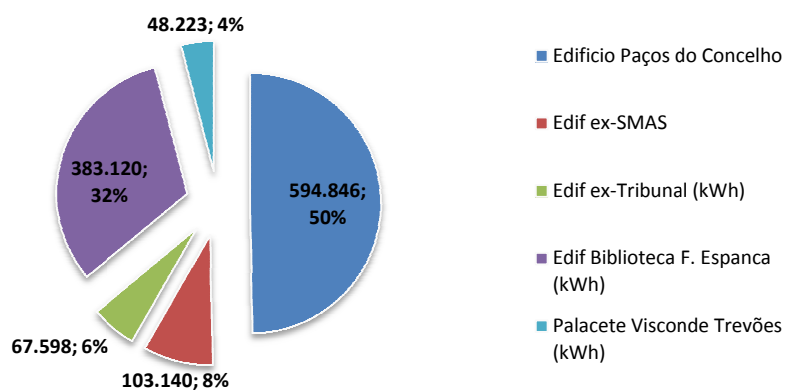


Figura 6-14: Desagregação dos consumos anuais por edifício

Face à Figura 6-14 constata-se que o edifício dos Paços do Concelho e a Biblioteca Florbela Espanca consomem 82% da energia total dos 5 edifícios o que impõe, necessariamente, uma atenção especial em termos de gestão e controlo ao nível da facturação destes edifícios bem como na forma como são explorados ao nível da instalação eléctrica.

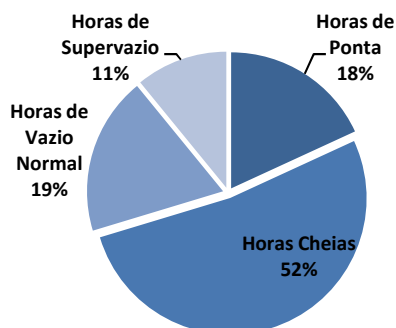


Figura 6-15: Repartição de energia nos edifícios resultante dos ciclos horários

Por outro lado resulta da análise à Figura 6-15 que uma transferência da energia consumida em horas de ponta e horas cheias para períodos de vazio e super vazio, nomeadamente, com acções de gestão dos equipamentos de climatização e força motriz dos edifícios, obter-se-ão ganhos consideráveis.

Caminho para o desempenho e Eficiência Energética através do “Campus energético” Autárquico

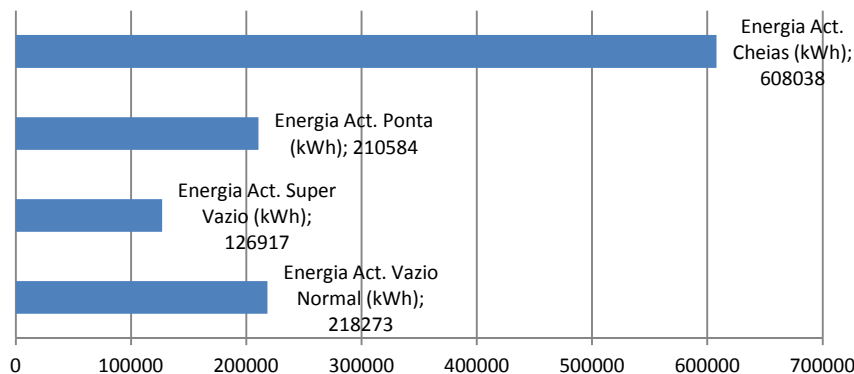


Figura 6-16: Consumo de energia anual por ciclo horário

Tomando como referência o tarifário de venda de energia eléctrica a clientes finais em vigor ao longo de 2012, os tipos de contratos de aquisição de energia eléctrica em vigor para cada um dos edifícios municipais envolvidos e os dados recolhidos sobre os perfis de consumos de energia eléctrica nos mesmos, resultam claras evidências que a optimização da instalação assim como alteração da classificação actual “tipo C” para “tipo B” trará óbvias vantagens financeiras e técnicas para a autarquia.

No fornecimento em BTE, através da Figura 6-17 pode-se verificar que reduções de 10% e 20% no consumo em ponta, transferindo essa energia para vazio, conduzem a ganhos de 5.242,00€ e 11.030,00€, respectivamente. Para o efeito, basta deslocar o funcionamento das cargas não prioritárias para esses períodos.

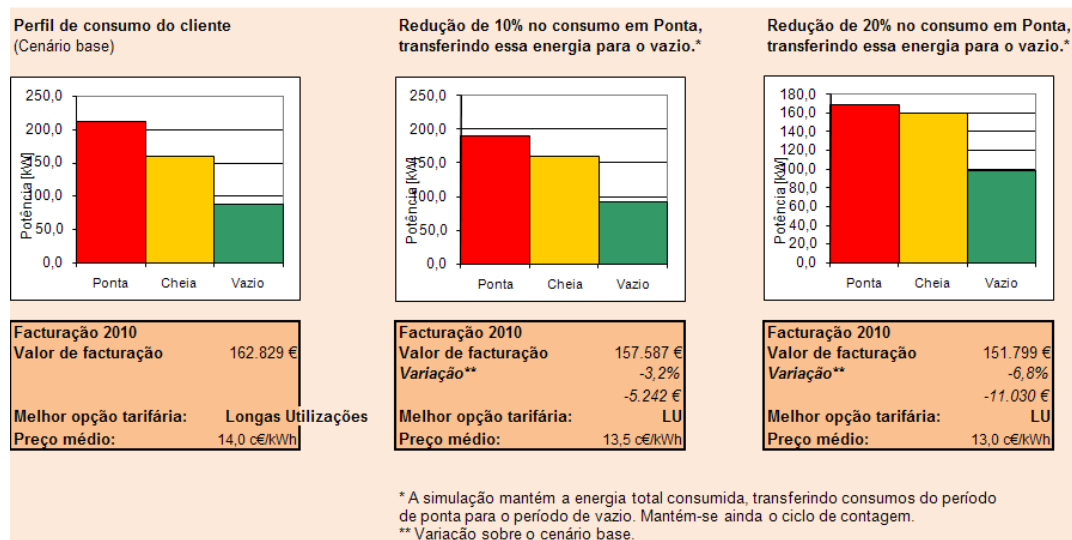


Figura 6-17: Ganhos com deslocação de consumos da energia de Ponta para Vazio (BTE)

Já em MT, reduções de 10% e 20% no consumo em ponta, transferindo essa energia para vazio, conduzem a ganhos de 2.815,00€ e 6.406,00€, respectivamente.

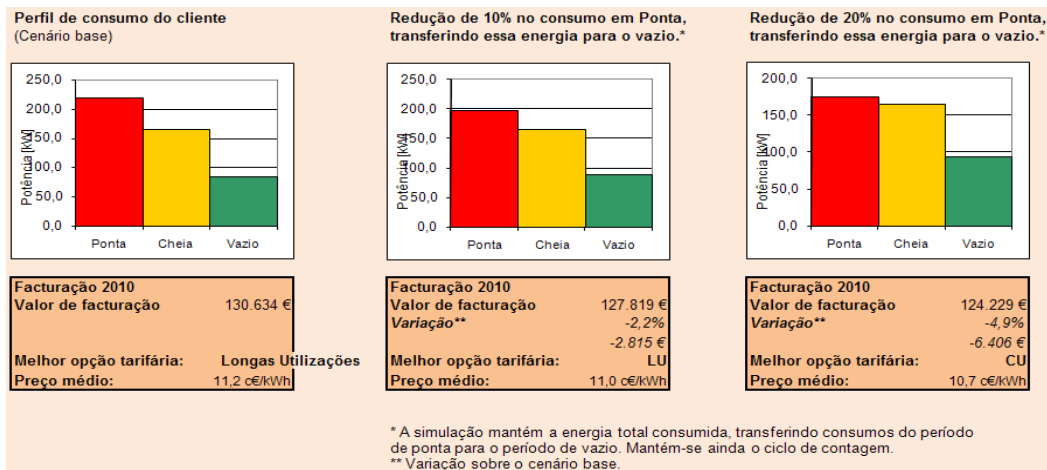


Figura 6-18: Ganhos com deslocação de consumos de energia em Ponta para Vazio (MT).

Como referido no Capítulo 5, o novo regime de facturação onera fortemente os consumos de energia reactiva, especialmente, para instalações com elevado valor de tgφ. Por outro lado, a introdução de períodos de integração diários (em MT, AT e MAT) é mais exigente, originando encargos com reactiva em instalações actualmente compensadas, o que acontece nos edifícios em estudo, cujos valores se identificam na Figura 6-19.

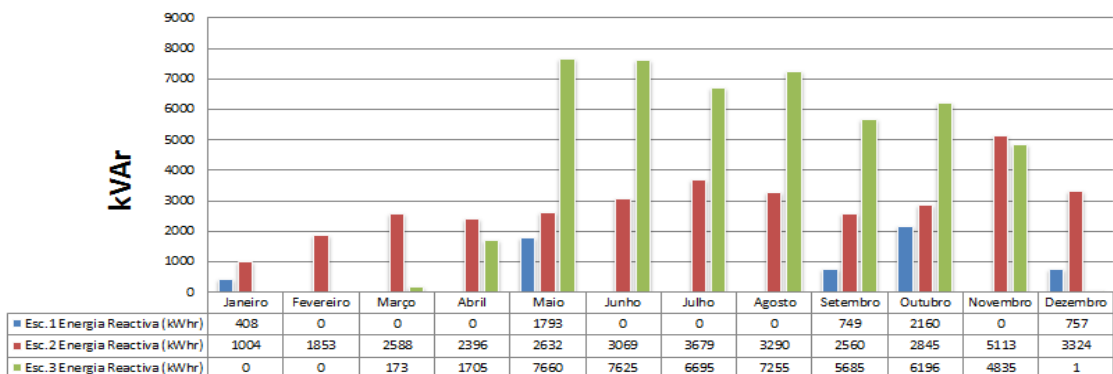


Figura 6-19: Consumos anuais de energia reactiva por escalões

Componente de energia reactiva nas instalações

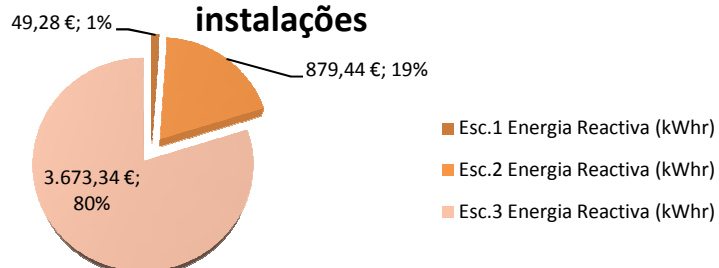


Figura 6-20: Custo de energia reactiva por escalões tarifários

Como referido no Capítulo 6 o regime de Facturação da Energia Reactiva publicado pelo Despacho ERSE nº 7.253/2010-Anexo, de 19 de Março, já está em vigor e severamente aplicado. O referido documento é complementado por um outro, o Despacho da ERSE nº12.605/2010, de 29 de Julho, o qual fixa os valores dos factores multiplicativos a aplicar ao preço de referência da energia reactiva por escalão de facturação. Como facilmente se verifica a nova legislação assenta no princípio de progressividade dos preços.

O regime aprovado tem por objectivo motivar comportamentos adequados dos clientes relativamente à compensação de energia reactiva. Pretende-se objectivamente contribuir para a utilização mais eficiente das redes, em linha com os objectivos indicados no PNAC, nomeadamente em matéria de redução das perdas e utilização da capacidade de transporte das redes.

Enquadrado o problema a resolver e apontada uma solução tecnicamente viável - adopção de um posto de transformação e seccionamento privativo da Câmara Municipal de Matosinhos, que poderá passar pelo “direito de regresso” deste equipamento para a posse da Autarquia, sujeitando-o a ligeiras alterações técnicas, os ganhos com a aquisição de energia em Média Tensão, com agregação do 5 contratos de aquisição de energia eléctrica (BTN/BTE) num só contrato, serão consideráveis conforme se verificará no capítulo referente à análise económica.

6.3 - Requisitos para optimização da instalação eléctrica em exploração

A instalação eléctrica existente assenta em processos individuais sujeita à criação individual de cada edifício. Se foi a opção natural pela condição de especialidade própria que cada processo de licenciamento à altura, hoje a realidade ao nível do tratamento das instalações é outra e por outro lado o aumento de custos de energia eléctrica obrigam a uma análise permanente quanto aos custos com energia eléctrica. Assim:

- Verificada a existência de 5 edifícios municipais vizinhos, todos alimentados em baixa tensão, a 230/400 Volt/50 Hz, de forma independente, a partir da rede do distribuidor de serviço público;
- Verificada as condições contratuais para a aquisição da energia eléctrica assentes em tarifários desadequados e dejajustados;
- Verificada a existência de 2 postos de transformação, em dependência própria, estando um inserido no edifício dos Paços do Concelho e outro na Biblioteca Municipal Florbela Espanaca, com potências cada um de 630 kVA/15000-400/231 Volt/50Hz.

Daqui se pode concluir existir um número exagerado de contratos independentes para aquisição de energia eléctrica, diferentes uns dos outros, seguramente responsáveis por excessivos preços comparados por um único contrato global.

Atendendo às potências em jogo é óbvio que qualquer solução alternativa global deverá passar por um contrato do tipo MT - Longas Utilizações, tetra-horário em ciclo diário.

Por outro lado é necessário proceder à implementação de uma rede de distribuição em baixa tensão, específica para alimentar os respectivos edifícios, com origem num único quadro geral, próximo do posto de transformação a eleger para o efeito.

Considerando os seguintes pontos:

- o somatório das potências actualmente contratadas para os 5 edifícios municipais abrangidos e já mencionados anteriormente;
- o correspondente factor de simultaneidade (praticamente igual a 1, dada a semelhança de regimes de funcionamento);
- a vantagem de garantir, à partida, uma certa capacidade de reserva que permita “encaixar” previsíveis crescimentos daquelas potências (particularmente no respeitante ao Edifício T1) e, até, consumos adicionais temporários (particularmente se ocasionados por eventos municipais no jardim de Basílio Teles).

Atendendo que o edifício dos Paços dos Concelho é considerado um estabelecimento com exigências especiais em termos de segurança, quer pela sua função, quer pela sua volumetria, optar-se-á por este posto de transformação (PT) pelas especificidades técnicas que apresenta em termos de disponibilidade de reservas. Não obstante estar equipado com um transformador de 630 kVA que, poderá ser mantido por razões económicas, serão efectuados os cálculos para um transformador de 800 kVA (tipo seco), para 15.000/400-230 V - 50 Hz, ligado por rede subterrânea de serviço público, a 15 kV - 50 Hz, preferencialmente em anel. Esta opção, se for equacionada no futuro, dotará o edifício de padrões de elevada segurança uma vez que estamos perante um estabelecimento de área elevada que recebe público e também se poder responder a um eventual aumento de cargas.

A ser assim, os já mencionados 5 edifícios municipais continuarão a ser alimentados em baixa tensão, a 400-230 V - 50 Hz, mas agora a partir do quadro geral de baixa tensão (QGBT) do PT existente, mas a modificar.

Adicionalmente, em tal QGBT deverá também constituir-se uma saída trifásica de reserva , já equipada, por exemplo para 100 A.

A escolha do posto de transformação bem como a sua localização preferencial e sem prejuízo de se poderem considerar outras alternativas, também assenta nos seguintes argumentos:

- Trata-se de um PT já existente, instalado em domínio municipal, com alimentações de média tensão já estabelecidas, que apenas terão de ser internamente remodeladas;

Caminho para o desempenho e Eficiência Energética através do “Campus energético” Autárquico

- Não interfere esteticamente com a arquitectura de quaisquer dos edifícios;
- Como alimenta exclusivamente o edifício municipal, mais facilmente permitirá a negociação prévia com a EDP;
- É o PT a partir de cujo QGBT já se encontra estabelecida a canalização eléctrica de alimentação dos Paços do Concelho, sem dúvida o maior consumidor eléctrico no conjunto de edifícios municipais a servir, que se poderá manter nas condições actuais;
- É o PT já preparado para a alimentação temporária de eventos municipais no jardim de Basílio Teles;
- É a dependência mais ampla que permitirá as seguintes alternativas negociais com a EDP: desactivação completa do actual posto de transformação da EDP, substituindo-o por um da Câmara, ou partilha do espaço actual (PT a constituir e celas de MT mantidas sob exploração da EDP).

Tudo pesado e embora condicionado ao processo negocial referido, aponta-se para a solução de remodelação do actual PT nos Paços do Concelho.

Capítulo 7

Requisitos técnicos e dimensionamento do posto de transformação e seccionamento

Pretende-se especificar as condições técnicas de execução e exploração do Posto de transformação e seccionamento - PTS de características normalizadas cujo fim é fornecer energia eléctrica em BT.

Para a elaboração deste projeto foram tidas em conta as seguintes normas e regulamentos:

- Regulamento de Segurança de Subestações e Postos de Transformação e de Seccionamento;
- Regras Técnicas das Instalações Eléctricas de Baixa Tensão, aprovadas pela Portaria 949-A/2006 de 11 de Setembro.;
- Normas Portuguesas aplicáveis, as recomendações técnicas da IEC e demais regulamentação aplicável;
- Determinações das empresas fornecedoras de energia eléctrica e respectivas Direcções Regionais de Energia e Geologia.

7.1 - Características gerais do PTS

O PTS objecto do presente estudo e/ou projecto será do tipo interior, composto por celas pré-fabricadas em invólucro metálico.

A chegada será subterrânea, alimentada em anel com previsão de uma derivação da rede de MT de 15 kV, frequência de 50 Hz, sendo a Empresa Distribuidora a Energias de Portugal, Distribuição.

7.1.1 - Características das Celas SM6



Figura 7-1: Celas de MT

As celas a empregar serão SM6 da “Schneider Electric” ou equivalente, modulares, de isolamento em ar, equipadas com aparelhagem fixa que utiliza o gás hexafluoreto de enxofre - SF6 como elemento de corte e extinção, homologadas pela Direcção Geral de Energia, arquivo nº 13.118 processo nº 29/246.

Responderão na sua concepção e fabricação à definição de aparelhagem sob envolvente metálico compartimentada de acordo com as recomendações IEC: 60.298; 60.265; 60.129; 60.694; 60.420 e 60.056.

As celas terão os seguintes compartimentos:

- a) Compartimento de aparelhagem;
- b) Compartimento de barramento;
- c) Compartimento de ligação;
- d) Compartimento de comando;
- e) Compartimento de controlo.

7.1.2 - Balanço de cargas e potência instalada em kVA

O PTS será instalado numa cabina independente destinada unicamente a esta finalidade. Será de construção pré-fabricada de betão armado, gama “KIOBLOC”, modelo “EHCP5T1DPF” com duas portas de acesso, concebida pela “Schneider Electric”, com dimensões 5.370 x 2.500 e altura útil 2.750 mm homologado pela Direcção Geral de Energia, processo *Ec 3.0/295*, cujas características se descrevem a seguir:

- O PTS estará dividido em duas zonas: uma, correspondente à zona da Empresa Distribuidora de electricidade contendo as celas de entrada, saída e medida e corte geral. O acesso a esta zona será restrito ao pessoal da Empresa Distribuidora que normalizará a fechadura da porta de acesso. Outra, correspondente à zona do cliente que conterà o resto das celas do PTS e o seu acesso será restrito ao pessoal da Empresa Distribuidora e ao pessoal de manutenção especialmente autorizado.

7.1.3 - Características do edifício

Será aproveitado um espaço existente que alberga um posto de transformação existente que actualmente está concessionado à EDP Distribuição S.A., não obstante o mesmo estar encastrado no edifício da autarquia e sem acesso directo à via pública. No sentido de otimizar a exploração sob o ponto de vista técnico-financeiro, o presente estudo aponta para o “direito de reversão” do espaço e respectivo equipamento ao direito privado da autarquia, obviamente sujeito os respectivos ajustes técnicos e consequente processo administrativo.

Ao nível do respectivo layout a posto será dotado com todos os elementos para um Posto de Transformação e Seccionamento de distribuição particular (PS em anel).

O transformador a adoptar será tipo seco para minimizar a contaminação ambiental e o risco de incêndio, satisfazendo as “Normas” ISO 9001.

7.1.4 - Malha de protecção do transformador

Uma malha metálica impedirá o acesso directo à zona do transformador desde o interior do edifício. Será de construção robusta, preparada para montagem de um Quadro de Distribuição BT tipo CA2.

Estará ligada ao circuito de Terra de Protecção.

7.1.5 - Malha de separação interior

Quando houver mais de um transformador instalado no mesmo lado, haverá uma malha metálica de separação entre eles.

7.1.6 - Índice de protecção

O índice de protecção da parte exterior do espaço técnico do PT será de IP 23, excepto as grelhas de ventilação que será de IP 33. O impacto mecânico será de IK 10.

Os principais componentes que formarão o PT serão :

Portas e grelhas de ventilação

Serão de chapa de aço galvanizado de 2 mm de espessura, pintada por electrolização com epoxy polimerizada a quente. Esta dupla protecção, galvanização e pintura, torna-as muito resistentes à corrosão causada pelos agentes atmosféricos.

Finas malhas metálicas impedem a penetração de pequenos insectos ou outros animais de pequeno porte sem diminuir a capacidade de ventilação.

As grelhas de ventilação acessíveis às pessoas e as portas, estarão ligadas ao circuito de Terra de Protecção.

7.1.7 - Pavimento

Constituídos por elementos planos, pré-fabricados de betão armado, montados em mesas vibratórias, de composição adequada para se conseguir uma grande resistência mecânica. Colocados sobre a base por gravidade, constituem o piso do edifício pré-fabricado. Sobre estes, colocam-se o quadro de MT, compacto RM6 ou celas SM6, quadros de BT e restantes elementos do PTS. Neste pavimento existem orifícios que permitem o acesso ao quadro MT e aos quadros BT. Na parte central dispõe de uma tampa metálica de pouco peso que permite o acesso à parte interior da base, a fim de facilitar a realização das pontas, ligações dos cabos, etc.

7.1.8 - Material

A resistência e grande fiabilidade destes equipamentos obtém-se pela garantia de qualidade do betão armado, material empregue na fabricação das peças (bases, paredes e tectos). Com uma dosagem certa, consegue-se óptima resistência mecânica (superior a 250 Kg/cm²) e uma perfeita impermeabilização.

7.1.9 - Impermeabilidade

Os tectos estarão projectados de forma a impedir infiltrações e acumulação de água sobre os mesmos, escoando-se directamente para o exterior.

7.1.10 - Grau de protecção

O grau de protecção da parte exterior do edifício será de IP 23, excepto as grelhas de ventilação que será de IP 33. Em relação ao impacto mecânico este será de IK 10.

7.1.11 - Equipotencialidade

A própria armadura da malha electro-soldada, garantirá a perfeita equipotencialidade de todo o conjunto. Existe na parte inferior das paredes laterais um terminal metálico em cada extremo, num total de quatro, acessíveis ao sistema equipotencial que permitem a verificação da continuidade eléctrica da malha electro-soldada e, ligação ao circuito de Terra de Protecção num ponto em cada parede.

7.2 - Instalação eléctrica

Características da rede de alimentação

A rede de alimentação do PTS será subterrânea a uma tensão de 15 kV e à frequência de 50 Hz.

A potência de curto-circuito máxima da rede de alimentação será de 350 MVA, segundo os dados fornecidos pela Empresa Distribuidora.

Características gerais das celas SM6

- Tensão estipulada: 24 kV
- Tensão de isolamento:
 - de curta duração a 50 Hz/1 minuto : 50 kV eff
 - à onda de choque (1,2/50 µs) : 125 kV crista
 - Intensidade estipulada da entrada : 630 A
 - Intensidade estipulada do disjuntor : 630 A
 - Intensidade estipulada para cela fusível : 200 A
- Intensidade estipulada de curta duração admissível :
 - durante 3 segundo 16 kA eff
- Valor de crista da intensidade estipulada de curta duração admissível :
 - 40 kA crista i.é. 2,5 vezes a intensidade estipulada de curta duração admissível
- Índice de protecção segundo IEC 60.259: IP 2XC
- Ligação à terra
- Colector de terra

O condutor de ligação à terra estará disposto ao longo de todo o comprimento das celas e estará dimensionado para suportar a intensidade de curta-duração admissível.

O barramento será dimensionado para suportar sem deformação permanente os esforços dinâmicos que, em caso de curto-circuito, se podem apresentar, o que se detalha no capítulo 'Cálculos Justificativos'.

7.3 - Celas MT

7.3.1 - Cella de entrada / saída

Cella de entrada ou saída, SM6 IM, com dimensões: 375 mm de largura, 940 mm de profundidade e 1.600 mm de altura, contendo:

- Barramento tripolar de 630 A;

- Interruptor-seccionador de corte em SF6 de 24 kV 630 A 16 kA/3s;
- Comando CIT motorizado 48V DC;
- Coletor de terra;
- Seccionador de ligação à terra;
- Indicadores de presença de tensão;
- Bornes para ligação de cabos;
- Cella preparada para ligação de cabos secos unipolares de secção máxima de 240 mm².

7.3.2 - Cella de entrada / saída

Cella de entrada ou saída, SM6 IM, com dimensões: 375 mm de largura, 940 mm de profundidade e 1.600 mm de altura, contendo:

- Barramento tripolar de 630 A;
- Interruptor-seccionador de corte em SF6 de 24 kV 630 A 16 kA/3s;
- Comando CIT motorizado 48V DC;
- Colector de terra;
- Seccionador de ligação à terra;
- Indicadores de presença de tensão;
- Bornes para ligação de cabos;
- Cella preparada para ligação de cabos secos unipolares de secção máxima de 240 mm².

7.3.3 - Cella de corte geral e medida

Cella de corte geral e medida, SM6 GCM, com entrada e saída superiores por barramento, com dimensões: 750 mm de largura, 1.020 mm de profundidade e 1.600 mm de altura, contendo:

- Barramento tripolar de 630 A;
- Interruptor-seccionador de corte em SF6 de 24 kV 630 A 16 kA/3s;
- Comando CIT manual;
- Colector de terra;
- Seccionador de ligação à terra;
- Transformadores de medida a instalar em obra pela companhia eléctrica.

7.3.4 - Cella de Interface

Cela de ganho intercalar de barras tipo SM6 GIM, com dimensões: 125 mm de largura, 840 mm de profundidade e 1.600 mm de altura, para separação física entre a zona da Empresa Distribuidora e a do cliente.

- Barramento tripolar de 630 A, 24 kV.

7.3.5 - Cella de protecção com fusíveis

Cela de protecção com interruptor e fusíveis combinados SM6 QM, com dimensões: 375 mm de largura, 940 mm de profundidade e 1.600 mm de altura, contendo:

- Barramento tripolar para ligação superior com celas adjacentes;
- Interruptor-seccionador em SF₆, 24 kV/ 200 A/ 16 kA/3s, equipado com bobina de disparo à emissão de tensão a 220 V 50 Hz;
- Comando C11 manual;
- Três corta-circuitos fusíveis de alto poder de corte e baixa dissipação térmica tipo CF, de 24 kV, calibre de 63 A;
- Seccionador de ligação à terra duplo (a montante e a jusante dos fusíveis);
- Sinalização mecânica de fusão do fusível;
- Indicadores luminosos de presença de tensão;
- Preparada para ligação inferior de cabos unipolares seco;
- Colector de terra;
- Encravamento por fechadura tipo C1 com a função de impedir o acesso ao transformador se o seccionador de terra da cela não for previamente fechado.

7.4 - Transformador



Figura 7-2: Transformador seco

Transformador de potência MT/BT seco:

Será uma máquina trifásica redutora de tensão, sendo a tensão entre fases na entrada de 15 kV e a tensão na saída em carga de 400 V entre fase e 230 V entre fase e neutro obedecendo às Normas IEC 726, GB 6.450 e GB/T10.228-1.997S.

O transformador a instalar terá o neutro acessível em Baixa Tensão e refrigeração natural.

Requisitos técnicos e dimensionamento do posto de transformação e seccionamento

As suas características mecânicas e eléctricas estarão de acordo com as normas e recomendações internacionais, IEC standards, sendo as seguintes:

- Potência estipulada: 800 kVA
- Tensão estipulada primária: 15 kV
- Regulação no primário: $\pm 2,5\% - \pm 5\%$
- Tensão estipulada secundária em vazio: 400 V
- Tensão de curto-circuito: 6 %
- Grupo de ligação: Dyn05

Nível de isolamento:

- Tensão de ensaio a onda de choque: 1,2/50 μ s/95 kV
- Tensão de ensaio a 50 Hz: 1 min a 38 kV

Dimensões aproximadas:

- Comprimento: 1.776 mm
- Largura: 1.106 mm
- Altura: 1.564 mm
- Peso: 150 Kg

Dispositivo térmico de protecção

Relé DGPT2 para detecção de gás, pressão e temperatura do transformador com 2 contactos, com as suas ligações à alimentação e ao elemento disparador da protecção correspondente, devidamente protegidas contra sobreintensidades.

7.4.1 - Ligação no lado primário (MT)

Conjunto de 3 pontas de cabos de AT, unipolares de isolamento seco termoestável de polietileno reticulado, tensão de isolamento 15/24 kV, secção transversal de 120 mm² em alumínio com os respectivos elementos de ligação.

7.4.2 - Ligação no lado secundário (BT)

A ligação entre o transformador e o quadro BT será por cabos unipolares com alma de alumínio e com isolamento e bainha de PVC, do tipo LSVV, tensão de isolamento 0,6/1 kV, de 3x(2 x 185) mm² por fase e de 4 x 185 mm² para o neutro.

7.5 - Características dos diversos materiais de média tensão

7.5.1 - Barramento geral das celas SM6

O barramento geral das celas SM6 será constituído por um jogo de três barras de cobre isoladas dispostas em paralelo.

7.5.2 - Acessórios de ligação do barramento

A ligação do barramento efectua-se sobre os bornes superiores da envolvente do interruptor-seccionador com ajuda de repartidores de campo com parafusos imperdíveis integrados de cabeça M8 com um binário de aperto de 2,8 m.da.N.

7.6 - Características da aparelhagem de baixa tensão - Quadro BT

A saída de Baixa Tensão será protegida por disjuntor com as seguintes características:

- Disjuntor tetrapolar em caixa moldado tipo Compact “NS1250N” da “Schneider Electric” de intensidade estipulada de 1.250 A, com unidade de controlo electrónica Micrologic 5,0 para protecção contra sobrecargas e contra curto-circuitos (ambas curvas reguláveis).

7.6.1 - Medidas da energia eléctrica

A contagem de energia realiza-se mediante um quadro de contadores ligados ao secundário dos transformadores de intensidade e de tensão instalados na cela de medida; no caso de contagem em AT. Caso a contagem seja efectuada em BT, o referido quadro de contadores será ligado aos transformadores de intensidade de BT instalados no QGBT e directamente da tensão secundária.

O quadro de contadores será formado por um armário da “HIMEL” modelo PL77 com dimensões 750 mm de altura, 750 mm de largura e 300 mm de profundidade, com porta transparente, equipado com os seguintes elementos:

- Régua de verificação normalizada pela Empresa Distribuidora;
- Contador de Energia Activa de tripla tarifa cl 1;
- Contador de Energia Reactiva, de dupla tarifa, cl 3.

7.7 - Ligação à terra

7.7.1 - Terra de protecção

Serão ligados à terra de protecção os elementos metálicos da instalação que normalmente não estão em tensão, mas que poderão eventualmente estar, devido a avarias ou circunstâncias externas (defeito de isolamento).

As celas disporão de uma interligação, constituindo o colectador de terra de protecção.

7.7.2 - Terra de serviço

Ligar-se-ão à terra de serviço o neutro do transformador e os circuitos de Baixa Tensão dos transformadores do equipamento de medida, como se indica no parágrafo 'Cálculo dos circuitos de ligação à terra' no capítulo 'Cálculos justificativos' deste projecto.

7.7.3 - Terras interiores

A terra no interior do PTS terá como missão pôr em continuidade eléctrica todos os elementos que estão ligados à terra exterior.

Nas instalações interiores ou fora do solo, realizar-se-á com condutor de cobre nú de secção não inferior a 16 mm² e nas instalações exteriores com condutor de cobre nu de secção não inferior a 35 mm². Este cabo ligará à terra os elementos indicados no parágrafo 7.7.1. Próximo da saída do edifício e dentro deste, mas fora das celas, nas instalações interiores, ou antes da entrada no solo, nas instalações exteriores, deverá existir uma ligação amovível que permita efectuar a medição das resistências de terra dos eléctrodos.

7.8 - Regime do neutro de baixa tensão

Regime de neutro em BT tipo TT.

Neutro ligado directamente à terra. Massas de utilização interligadas à terra num ponto.

O dispositivo de protecção deve assegurar o disparo ao primeiro defeito num tempo compatível com a curva de segurança.

7.9 - Iluminação e outras generalidades

7.9.1 - Iluminação

No interior do PTS será instalado no mínimo dois pontos de luz capazes de proporcionar um nível de iluminação suficiente para verificação e manobras dos elementos do mesmo, o nível médio será no mínimo de 150 lux.

Os focos luminosos estarão colocados sobre suportes rígidos e dispostos de tal modo que se mantenha a máxima uniformidade possível da iluminação. Também se deverá poder efectuar a substituição de lâmpadas sem perigo de contacto com os elementos sob tensão.

7.9.2 - Protecção contra incêndios

De acordo com a regulamentação em vigor, dispor-se-á no mínimo de um extintor para combate aos incêndios.

7.9.3 - Ventilação

A ventilação do PTS será feito de modo natural mediante as grelhas de entrada e saída de ar, por cada transformador, sendo a superfície mínima da grelha de entrada de ar uma função da potência do transformador segundo a relação a seguir.

Estas grelhas são feitas de modo a impedirem a entrada de pequenos animais, a entrada de águas pluviais e os contactos accidentais com as partes sob tensão pela introdução de elementos metálicos pelas mesmas.

Tabela 7-1: Superfície mínima da grelha de ventilação

Potência do Transformador (kVA)	Superfície mínima da grelha (m ²)
800	0,82

7.9.4 - Segurança nas celas SM6

As celas tipo SM6 dispõem de uma série de encravamentos funcionais que respondem às recomendações IEC 60.298 e que se descrevem:

- Só é possível fechar o interruptor se o seccionador de terra estiver aberto e o painel de acesso colocado no lugar;

- O fecho do seccionador de ligação à terra só é possível se o interruptor estiver aberto;
- A abertura do painel de acesso ao compartimento dos cabos só é possível se o seccionador de ligação à terra estiver fechado;
- Com o painel dianteiro retirado, é possível abrir o seccionador de ligação à terra para realizar o ensaio dos cabos, mas não é possível fechar o interruptor.

Dos encravamentos funcionais também está previsto que algumas das diferentes funções se encravarão entre elas mediante fechadura como se indica no ponto.

7.10 - Cálculos Justificativos do Equipamento MT/BT

Nos seguintes pontos são apresentados os cálculos Justificativos de todos os equipamentos MT e BT.

7.10.1 - Valor da Intensidade de Corrente

MT

Num sistema trifásico, a intensidade no primário I_p é determinada pela expressão:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \times U}$$

Equação 7-1

Onde:

- S - Potência do transformador em kVA;
- U - Tensão composta primária, 15 kV;
- I_p - Intensidade no primário em A.

Substituindo os valores, teremos:

Potência do Transformador (kVA)	Intensidade no <i>primário</i> (A)
800	30,79

Sendo a intensidade total no lado primário de 31 A.

BT

Num sistema trifásico a intensidade no secundário do transformador I_s é determinada pela expressão:

$$I_s = \frac{S - W_{fe} - W_{cu}}{\sqrt{3} \times U}$$

Equação 7-2

Onde:

- S - Potência do transformador em kVA;
- W_{fe} - Perdas no ferro;
- W_{cu} - Perdas nos enrolamentos;
- U - Tensão composta em carga do secundário, 0,4 kV;
- I_s - Intensidade no secundário em A.

Substituindo os valores, teremos:

Tabela 7-3: Intensidade no primário - MT	
Potência do Transformador (kVA)	Intensidade no secundário (A)
800	1.200,81

Sendo a intensidade total no lado do secundário aproximadamente de 1.201 A.

7.10.2 - Correntes de curto-circuito

O cálculo das intensidades de curto-circuito determina-se em função da potência de curto-circuito de 350 MVA da rede de distribuição (dado fornecido pela Empresa Distribuidora de energia).

Intensidade primária em curto-circuito no lado de MT:

$$I_{ccp} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \times U}$$

Equação 7-3

Onde:

- S_{cc} - Potência de curto-circuito da rede em MVA;
- U - Tensão primária em kV;
- I_{ccp} - Intensidade de curto-circuito no lado primário em kA.

Tabela 7-4: Intensidade curto-circuito - MT

Scc (MVA)	U (kV)	Iccp (kA)
350	15	13,47

Intensidade primária com curto-circuito no lado de Baixa Tensão não se calcula dado que será inferior à calculada no ponto anterior.

Intensidade secundária em curto-circuito no lado de Baixa Tensão (desprezando a impedância da rede de Alta Tensão)

$$I_{ccs} = \frac{S}{\sqrt{3} \times \frac{U_{cc}}{100} \times U_s}$$

Equação 7-4

Onde:

- S - Potência do transformador em kVA;
- U_{cc} - Tensão de curto-circuito do transformador em percentagem;
- U_s - Tensão no lado secundário em carga em volts;
- I_{ccs} - Intensidade de curto-circuito no lado secundário em kA.

Tabela 7-5: Intensidade curto-circuito - BT

S (kVA)	U _{cc} (%)	I _{ccs} (kA)
800	6	20,26

7.10.3 - Dimensionamento do barramento

O barramento das celas SM6 é constituído por troços paralelos rectilíneos de tubos de cobre com isolamento termoretráctil.

O barramento é fixo nos ligadores existentes na parte superior do aparelho funcional (interruptor-seccionador ou seccionador em SF6). A fixação do barramento é realizada por meio de parafusos M8.

A separação entre as secções de uma mesma fase e as correspondentes de uma cela contígua é de 375 mm. A separação entre barras (separação entre fases) é de 200 mm.

Características do barramento:

- Intensidade estipulada 630 A
- Intensidade limite térmico (3 seg.) 16 kA eff
- Intensidade limite electrodinâmica 40 kA crista

Portanto, tem que se assegurar que a intensidade limite térmico seja superior ao valor eficaz máximo que pode alcançar a intensidade de curto-circuito no lado de Alta Tensão.

7.10.3.1 - Verificação da densidade de corrente

Para a intensidade estipulada de 630 A, sendo o barramento das celas da gama SM6 de tubo de cobre de diâmetro exterior de Ø24 mm e com uma espessura de 3 mm, o que equivale a uma secção de 198 mm².

A densidade de corrente é:

$$d = \frac{630}{198} = 3,18 \text{ A/mm}^2$$

Equação 7-5

Segundo as normas DIN, para uma temperatura ambiente de 35°C e a temperatura do barramento de 65°C, a intensidade máxima admissível em regime permanente para um diâmetro de 20 mm é de 548 A e para um diâmetro de 32 mm é de 818 A, o que corresponde às densidades máximas de 3,42 e 2,99 A/mm² respectivamente. Com estes valores obter-se-á uma densidade máxima admissível de 3,29 A/mm² para o barramento de diâmetro de 24 mm superior ao calculado (3,18 A/mm²). O aquecimento do barramento de 630 A é aproximadamente de 30°C sobre a temperatura ambiente.

7.10.3.2 - Verificação dos esforços electrodinâmicos

Para o cálculo considerou-se uma intensidade de curto-circuito trifásico de 16 kA eficazes e 40 kA crista. O maior esforço que se produz sobre o condutor da fase central é expresso pela seguinte fórmula:

$$F = 13,85 \times 10^7 \times f \times \frac{I_{cc}^2}{d} \times L \times \left(\sqrt{1 + \frac{d^2}{L^2}} - \frac{d}{L} \right)$$

Equação 7-6

Requisitos técnicos e dimensionamento do posto de transformação e seccionamento

Onde:

- F - Força resultante em N;
- f - coeficiente em função do $\cos\phi$, sendo $f = 1$ para $\cos\phi = 0$;
- I_{cc} - intensidade máxima de curto-circuito = 16.000 A eficazes;
- d - separação entre fases = 200 m;
- L - Comprimento do troço do barramento = 375 mm.

Substituindo os valores, $F = 399$ N.

Esta força está uniformemente repartida por todo o comprimento do barramento, sendo a carga:

$$q = \frac{F}{L} = 0,108 \text{ kg / mm}$$

Equação 7-7

Cada barra equivale a uma viga fixa nos extremos, com uma carga uniformemente repartida.

O momento flector máximo que se produz nos extremos é:

$$M_{\text{máx}} = \frac{q \times L^2}{12} = 1,272 \text{ kgmm}$$

Equação 7-8

O barramento tem um diâmetro exterior $D = 24$ mm e um diâmetro interior $d = 18$ mm.

O Módulo de Flexão de uma barra é:

$$W = \frac{\pi}{32} \times \left(\frac{D^4 - d^4}{D} \right) = \frac{\pi}{32} \times \left(\frac{24^4 - 18^4}{24} \right) = 927 \text{ mm}^3$$

Equação 7-9

A Carga de Segurança à flexão é:

$$r_{\text{máx}} = \frac{M_{\text{máx}}}{W} = \frac{1,272}{927} = 1,37 \text{ kg / mm}^2$$

Equação 7-10

Para uma barra de cobre deformada a frio $r = 19 \text{ kg/mm}^2$, muito maior que $r_{\text{máx}}$, verifica-se uma grande margem de segurança.

O momento flector nos extremos deve ser suportado por parafusos M8, com um binário de aperto de 2,8 m.Kg, superior ao binário máximo ($M_{\text{máx}}$).

7.10.3.3 - Verificação dos esforços térmicos

A sobreintensidade máxima admissível durante 1 segundo é determinada de acordo com IEC 298 de 1981 pela expressão:

$$S = \frac{I}{\alpha} \times \sqrt{\frac{t}{\delta\theta}}$$

Equação 7-11

Onde:

- S - secção de cobre = 198 mm²;
- α - 13 para o cobre;
- t - tempo de duração do curto-circuito em segundos;
- I - Intensidade eficaz em A;
- $\delta\theta$ - 180°C para condutores, inicialmente à temperatura ambiente.

Se reduzirmos o valor de $\delta\theta$ em 30°C considerando que o curto-circuito se produz depois da passagem permanente da intensidade estipulada, e para $I = 16 \text{ kA}$:

$$\delta\theta = 150^\circ$$

Equação 7-12

$$t = \delta\theta \times \left(\frac{S \times \alpha}{I} \right)^2 = 3,88s$$

Equação 7-13

Assim e segundo este critério, o barramento poderia suportar uma intensidade de corrente térmica de 16 kA eficazes durante 3 segundos.

7.10.4 - Escolha das protecções de média e baixa tensão

Média tensão

Os corta-circuitos fusíveis são limitadores de corrente, produzindo-se a sua fusão a uma determinada intensidade, antes desta ter alcançado o seu máximo valor. De todas as formas, esta protecção deve permitir a passagem das correntes de pico verificadas na ligação do transformador em vazio, suportar a intensidade em serviço contínuo e eventuais sobrecargas e cortar as intensidades de defeito nos bornes do secundário do transformador.

Como regra prática, simples e comprovada, tendo em conta a ligação em vazio do transformador e evitar o envelhecimento dos fusíveis, consiste em verificar que a intensidade de fusão do fusível em 0,1 segundos é sempre superior ou igual a 14 vezes a intensidade estipulada do transformador.

A intensidade estipulada dos fusíveis será portanto escolhida em função da potência do transformador a proteger.

Tabela 7-6: Intensidade estipulada do fusível - MT

Potência do Transformador (kVA)	Intensidade estipulada do fusível de MT (A)
800	63

Baixa tensão

A saída de Baixa Tensão do transformador será protegida por um disjuntor cuja intensidade estipulada e o poder de corte, serão como mínimo iguais aos valores de intensidade estipulada de B.T. e intensidade máxima de curto-circuito de B.T. indicados nos pontos 7.10.1 e 7.10.2, respectivamente.

7.10.5 - Dimensionamento da ventilação do P.T.

Para calcular a superfície das grelhas de entrada de ar utilizou-se a seguinte expressão:

$$S_r = \frac{W_{cu} + W_{fe}}{0,24 \times K \times \sqrt{h \times \Delta t^3}}$$

Equação 7-14

Sendo:

- W_{cu} - Perdas em curto-circuito do transformador em kW;
- W_{fe} - Perdas em vazio do transformador em kW;
- H - Distância vertical entre centros de grelhas, 1,2 m;

- Δt - Diferença de temperatura entre o ar de saída e o de entrada, considerando, neste caso o valor de 15°C ;
- K - Coeficiente em função da grelha de entrada de ar, considerando-se o valor de 0,6;
- S_r - Superfície mínima da grelha de entrada de ventilação do transformador.

Substituindo os valores teremos:

Tabela 7-7: Superfície mínima da grelha de ventilação

Potência do transformador (kVA)	Perdas $W_{cu} + W_{fe}$ (kW)	S_r -Superfície mínima da grelha (m^2)
800	9,65	0,82

Dispor-se-á de duas grelhas de ventilação para a entrada de ar, situadas na parte lateral inferior, de dimensões 960 x 700 mm cada, conseguindo-se assim uma superfície total de ventilação de $1,34 \text{ m}^2$. Para a evacuação do ar dispor-se-á de duas grelhas, uma na parte posterior superior e outra na parte lateral direita superior a uma altura de 2 m, como se ilustra no desenho correspondente.

7.10.6 - Cálculo dos circuitos de ligação à terra

Segundo o estudo prévio do terreno onde se instalará este PTS, determina-se uma resistividade média superficial $\sigma = 120 \Omega\text{m}$.

Para eliminação dos defeitos considerou-se um tempo de actuação do equipamento de protecção a montante de 0,8 segundos.

Por outro lado, o neutro da rede de distribuição em Alta Tensão será isolado. Por isto, a intensidade máxima de defeito dependerá da capacidade entre os cabos da rede AT e a terra. Tal capacidade dependerá não somente dos cabos que alimentam o PTS, mas também de todos os cabos que tenham a sua origem na mesma subestação a montante, já que no momento em que se produz um defeito (e até a sua eliminação) todas estes cabos estarão interligados.

Segundo dados proporcionados pela Empresa Distribuidora, o comprimento dos cabos da rede subterrânea é 1 km.

7.10.6.1 - Projecto preliminar dos circuitos de terra

Circuito de terra de protecção

Serão ligados a este circuito as partes metálicas tais como os chassis e os bastidores dos aparelhos de manobra; envolvente metálico das cabinas pré-fabricadas e carcaças dos transformadores, que normalmente não estão em tensão mas que podem estar em consequência de avarias ou causas fortuitas.

Para o eléctrodo de terra de protecção optaremos por um sistema de varetas cujas características se indicam a seguir:

- Parâmetros característicos:
 - $K_r = 0,13 \Omega / (\Omega \times m)$;
 - $K_p = 0,017 V / (\Omega \times m \times A)$.

Descrição:

Será constituída por 3 varetas em em fila unidas por um condutor horizontal de cobre nú de 50 mm^2 de secção transversal.

- As varetas terão um diâmetro de 15 mm e um comprimento de 2,00 m. Serão enterradas verticalmente a uma profundidade de 0,8 m e uma separação entre elas de 3,00 m. Com esta configuração, o comprimento de condutor desde a primeira vareta até a última será de 6 m, portanto deverá haver disponibilidade de terreno.

Pode-se utilizar outras configurações, desde que os parâmetros K_r e K_p da configuração escolhida sejam inferiores ou iguais aos indicados no parágrafo anterior.

A ligação desde o PTS até a primeira vareta realizar-se-á por cabo de cobre isolado de 0,1/1 kV protegido contra eventuais danos mecânicos.

As expressões a empregar para calcular a intensidade de defeito são:

$$I_d = \frac{U}{\sqrt{3} \times \sqrt{R_t^2 + X_c^2}}$$

Equação 7-15

Onde;

- U - Tensão de serviço da rede de AT;
- R_t - resistência do sistema de ligação à terra;
- $X_c = 1 / (3 \times \omega \times C)$;
- C - $L_s \times C_s$ (capacidade da rede);

- ω - $2 \times 3,14 \times 50$ (frequência angular da rede);
- L_s - Comprimento das linhas subterrâneas em Km;
- C_s - $0.25E^{-6} f/Km$ (capacidade homopolar dos cabos da rede subterrânea de AT).

Segundo os dados proporcionados pela Empresa Distribuidora, $L_s = 1$ km, logo:

- $C = 0,25 E^{-6} f$;
- $X_c = 4.246,28$.

Circuito de terra de serviço

Serão ligados a este circuito o neutro do transformador, assim como a terra dos secundários dos transformadores de tensão e intensidade da cela de medida.

O eléctrodo proposto para a terra de serviço será também um sistema de varetas cujas características e configuração serão as mesmas que as indicadas para o eléctrodo de terra de protecção.

O valor da resistência de ligação à terra deste eléctrodo deverá ser inferior a 20Ω . Com este critério consegue-se que um defeito à terra numa instalação de Baixa Tensão protegida contra contactos indirectos por um aparelho (dispositivo) diferencial de sensibilidade 500 mA, não ocasione no eléctrodo de ligação à terra uma tensão superior a 10 Volt ($20 \times 0,5$), muito inferior ao valor da tensão limite convencional, 25 Volt.

Existirá uma separação mínima entre as varetas do circuito de terra de protecção e as varetas do circuito de terra de serviço para evitar possíveis transferências de tensões elevadas para a rede de Baixa Tensão.

Circuito de terra de protecção

Para o cálculo da resistência de ligação à terra das massas do PTS (R_t), intensidade e tensão de defeito correspondentes (I_d , U_d):

$$R_t = K_r \times \delta$$

Equação 7-16

$$U_d = i_d \times R_t$$

Equação 7-17

Recorrendo à equação Equação 7-15, Equação 7-16 e Equação 7-17 com:

- $\delta = 120 \Omega.m$;
- $K_r = 0,13 \Omega/(\Omega m)$;
- $X_c = 4.246,28 \Omega$.

Obtém-se os seguintes resultados:

- $R_t = 15,6 \Omega$;
- $I_d = 2,04 \text{ A}$.

O isolamento das instalações de baixa tensão do PTS deverá ser maior ou igual que a tensão máxima de defeito calculada (U_d), assim deverá ser como mínimo, 2.000 V.

Deste modo, evita-se que as sobretensões que aparecem ao produzir-se um defeito na parte de Alta Tensão deteriore os elementos de Baixa Tensão do PTS e, sobretudo não afectem a rede de Baixa Tensão.

Circuito de terra de serviço

Recorrendo a Equação 7-16 obtém-se uma resistência de ligação à terra de 15,6 Ω , que é inferior aos 20 Ω regulamentares.

7.10.7 - Cálculo das tensões no exterior e no interior da instalação

Tensões no exterior

Com a finalidade de evitar o aparecimento de tensões de contacto elevadas no exterior da instalação, as portas e grelhas de ventilação metálicas que dão para o exterior do PTS não terão nenhum contacto eléctrico com massas condutoras que, em caso de defeitos ou avarias, sejam susceptíveis de estarem submetidas a tensões.

Com estas medidas de segurança, não será necessário calcular as tensões de contacto no exterior, por estas serem praticamente nulas.

Por outro lado, a tensão de passo no exterior será determinada pelas características do eléctrodo e da resistividade do terreno, pela expressão:

$$U_p = K_p \times \delta \times I_d = 0,017 \times 120 \times 2,04 = 4,2V$$

Equação 7-18

Tensões no interior

O piso do PTS será constituído por uma malha electrosoldada com diâmetro não inferior a 4 mm, formando uma retícula não superior a 0,30 x 0,30 m. Esta malha liga-se no mínimo, em dois pontos preferencialmente do lado oposto do eléctrodo de terra de protecção do PTS. Com esta disposição consegue-se que uma pessoa que deva aceder a uma parte que pode eventualmente estar sob tensão, esteja sobre uma superfície equipotencial, o que faz desaparecer o risco inerente de tensão de contacto e de passo interior. Esta malha é coberta com uma capa de betão de 10 cm de espessura no mínimo.

O espaço técnico de betão será construído de tal maneira que, uma vez instalado, o seu interior seja uma superfície equipotencial. Todas as varas metálicas embebidas no betão que constituem a armadura do sistema equipotencial estarão unidas entre si mediante soldadura eléctrica. As ligações entre varas metálicas pertencentes a diferentes elementos efectuem-se para que se consiga a equipotencialidade destes.

Esta armadura equipotencial ligar-se-á ao sistema de terra de protecção.

Assim, não será necessário o cálculo das tensões de passo e de contacto no interior da instalação, porque o seu valor será praticamente nulo.

Não obstante, e segundo o método de cálculo empregue, a existência de uma malha equipotencial ligada ao eléctrodo de terra implica que a tensão de passo de acesso seja equivalente ao valor da tensão de defeito, que se obtém pela expressão:

$$Up(acesso) = U_d = R_t \times I_d = 15,6 \times 2,04 = 32,8V$$

Equação 7-19

Cálculo das tensões aplicadas:

Para a determinação dos valores máximos admissíveis da tensão de passo no exterior, e no acesso ao PTS, empregaremos as seguintes expressões:

$$Up(exterior) = 10 \times \frac{K}{t^n} \times \left(1 + \frac{6 \times \sigma}{1000} \right)$$

Equação 7-20

$$Up(acesso) = 10 \times \frac{K}{t^n} \times \left(1 + \frac{3 \times \sigma + 3 \times \sigma h}{1000} \right)$$

Equação 7-21

Sendo:

- U_p - Tensões de passo em V;
- K, n - Constantes, funções do tempo de eliminação do defeito; para $0,9 \geq t > 0,1s$; $K=72$ e $n=1$;

- T - Duração do defeito em segundos: 800 ms;
- δ - Resistividade do terreno em Ωm ;
- δh = Resistividade do beta, 3.000 Ωm .

Tabela 7-8: Tensões aplicadas

Up(exterior) (V)	Up(acesso) (V)
1.548	9.324

Comprovando-se assim que os valores calculados são inferiores aos máximos admissíveis:

- Exterior:
 $U_p = 4,2 \text{ V} < U_{p(\text{exterior})} = 1.548 \text{ V}$
- Acesso:
 $U_d = 31,8 \text{ V} < U_{p(\text{acesso})} = 9.324 \text{ V}$

Estudo das tensões transferíveis para o exterior:

Dada a não existência de meios de transferência de tensões para o exterior, não se considera necessário um estudo prévio para sua redução ou eliminação.

Não obstante, com o objectivo de garantir que o sistema de ligação à terra de serviço não alcance tensões elevadas quando se produz um defeito, existirá uma distância mínima de separação D_{\min} , entre os eléctrodos dos sistemas de ligação a terra de protecção e de serviço, determinada pela seguinte expressão:

$$D_{\min} = \frac{\sigma \times I_d}{2000 \times \pi}$$

Equação 7-22

com:

- $\sigma = 120 \Omega\text{m}$
- $I_d = 2,04 \text{ A}$

Obteremos o valor da distância mínima $D_{\min} = 0.04\text{m} \leq 3\text{m}$ de acordo com o art. 59º - 2º do Regulamento de Segurança de Subestações e Postos de Transformação e de Seccionamento.

Capítulo 8

Requisitos técnicos e dimensionamento Rede Eléctrica de Baixa Tensão

Como solução para a alimentação dos 5 edifícios municipais a servir adoptar-se-á o estabelecimento de ramais eléctricos subterrâneos, com cabos isolados cujas características estão definidas anteriormente.

O Palacete Visconde Trevões assim como a Biblioteca Florbela Espanca terão cabos independentes desde o posto de transformação até aos quadros gerais dos respectivos edifícios. Já no tocante aos edifícios dos Serviços Técnicos e ex-SMAS, a solução preconizada aponta para uma saída a partir do posto de transformação até um armário de distribuição. Deste sairão dois cabos, sendo um para cada edifício já referenciados.

Esta solução visa a disponibilidade de reserva no armário com vista a futuras alimentações pontuais, nomeadamente as de índole cultural e artístico.

Refere-se que os cabos serão instalados em valas tanto quanto possível comuns, a estabelecer nos espaços ajardinados pertença do Município ,ver Figura 8-5.

Considerando que o posto de transformação a utilizar definitivamente passa pela opção existente no edifício dos Paços do Concelho, apenas será necessário vir a estabelecer os ramais de baixa tensão exteriores, já que o do próprio edifício de localização do PT a modificar não necessitará de alteração.

Atente-se ainda que esta solução potenciará a canalização existente no Parque Basílio Teles, constituída actualmente por um armário de distribuição, assente num BTE, com 5 reservas disponíveis que servem essencialmente os eventos municipais que ocorrem naquele espaço.

Por último refere-se que as entradas dos cabos eléctricos de alimentação nos edifícios devem respeitar, tanto quanto possível, o que está estabelecido actualmente para o efeito, com excepção do edifício onde funcionou o antigo Tribunal de Matosinhos, em que a respectiva canalização eléctrica de alimentação deve ser preferencialmente estabelecida pelas traseiras do mesmo.

8.1 - Rede de distribuição de energia eléctrica em BT

O objetivo do estudo referente a esta matéria é especificar as condições técnicas de execução e exploração da Rede de Distribuição de Energia Eléctrica em Baixa Tensão cujo fim é fornecer energia eléctrica aos 5 edifícios municipais já designados.

8.1.1 - Regulamentação e Disposições Oficiais

Para a elaboração do estudo é importante satisfazer as seguintes “normas e regulamentos”:

- Regras Técnicas Instalações Eléctricas Em Baixa Tensão (Portaria n.º949/2006);
- Regulamento de Segurança de Subestações de Transformação e de Seccionamento (Decreto-Lei n.º42.895, de 31/03/1960), alterado pelo Decreto Regulamentar n.º14/77, de 18 de Fevereiro;
- Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Baixa Tensão (Decreto-Regulamentar n.º90/84, de 26 de Dezembro);
- Normas CEI 479-1 e 479-2, 1994-Efeitos da corrente eléctrica sobre o corpo humano;
- Norma CEI 529, 1989-1 - Índices de protecção dos invólucros do equipamento e materiais eléctricos;
- Norma CEI 536, de 1976 - Classificação dos equipamentos eléctricos quanto à protecção contra choques eléctricos, em caso de defeito de isolamento;
- Norma EN 50.110-1, de 1996- Trabalhos em instalações eléctricas;
- Normas Portuguesas aplicáveis, as recomendações técnicas da IEC e demais regulamentação aplicável;
- Determinações da Empresa Fornecedora de energia eléctrica e respectiva DRME.

8.1.2 - Concepção

A rede de distribuição em baixa tensão é subterrânea e será executada de acordo com a Figura 8-5.

O abastecimento de energia eléctrica aos utilizadores/chegadas subterrâneas, será efectuado a partir da rede de subterrânea a estabelecer na execução das presentes infra-estruturas.

8.1.3 - Condições técnicas

Nos pontos seguintes, são referidas as características a que deve obedecer o estabelecimento da rede de distribuição em baixa tensão.

8.1.4 - Condutores

Na rede subterrânea, os cabos eléctricos a utilizar deverão possuir armadura e de características não inferiores aos dos classificados sob o código 307 210, para as tensões de 0,8 /1,2 kV, em uso na rede pública do RESP, ou seja:

- LVAV 3 x 185+95 mm²;
- LSVAV 4 x 35 mm².

Os condutores terão as cores de identificação de acordo com o estabelecido na Norma Portuguesa NP - 917. Os cabos serão de cor preta.

As extremidades dos cabos devem ser protegidas contra a penetração de humidade através da colocação de acessórios apropriados tais como extremidades termoretrácteis adequadas às secções dos mesmos.

8.2 - Protecção contra sobrecargas

A corrente de serviço de um cabo subterrâneo não pode, regulamentarmente, ser superior à corrente estipulada do fusível que o protege contra sobreintensidades.

$$I_B \leq I_n \leq I_Z$$

Equação 8-1

$$I_2 \leq 1,45I_Z$$

Equação 8-2

$$I_B = \frac{S}{\sqrt{3} \times U}$$

Equação 8-3

Onde:

- I_B - Intensidade de corrente de serviço da canalização, em A;
- I_n - Intensidade nominal do aparelho de protecção, em A;
- I_2 - Intensidade de corrente convencional de não funcionamento do aparelho de protecção, em A;
- I_z - Intensidade de corrente máxima admissível na canalização, em A;
- S - Potência aparente, em kW;

8.3 - Queda de tensão

De acordo com RTIEBT, a queda de tensão entre a origem da instalação e qualquer ponto de utilização, expressa em função da tensão nominal da instalação, não deve ser superior a 8%.

8.4 - Protecção contra curto-circuitos

As condições a verificar para assegurar a protecção contra curto-circuitos, detalhadas no Artigo 130 do Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Eléctrica em Baixa Tensão, são garantidas pelas equações Equação 8-4, Equação 8-5 e Equação 8-6.

$$t_{ap} \leq t_{ft}$$

Equação 8-4

$$t_{ap} \leq 5s$$

Equação 8-5

$$\sqrt{t_{ft}} = k \frac{S}{I_{cc}}$$

Equação 8-6

Onde:

- t_{ap} - o tempo de corte do aparelho de protecção, expresso em segundos;
- t_{ft} - o tempo de fadiga térmica do condutor, expresso em segundos;
- k - e uma constante, 76 para condutor de alumínio isolado a XLPE;
- I_{cc} - a corrente de curto-circuito mínimo, expressa em Ampere.
- S - seção do condutor de protecção, em mm^2 .

8.5 - Diagrama da Rede de Distribuição BT e Cálculos Justificativos

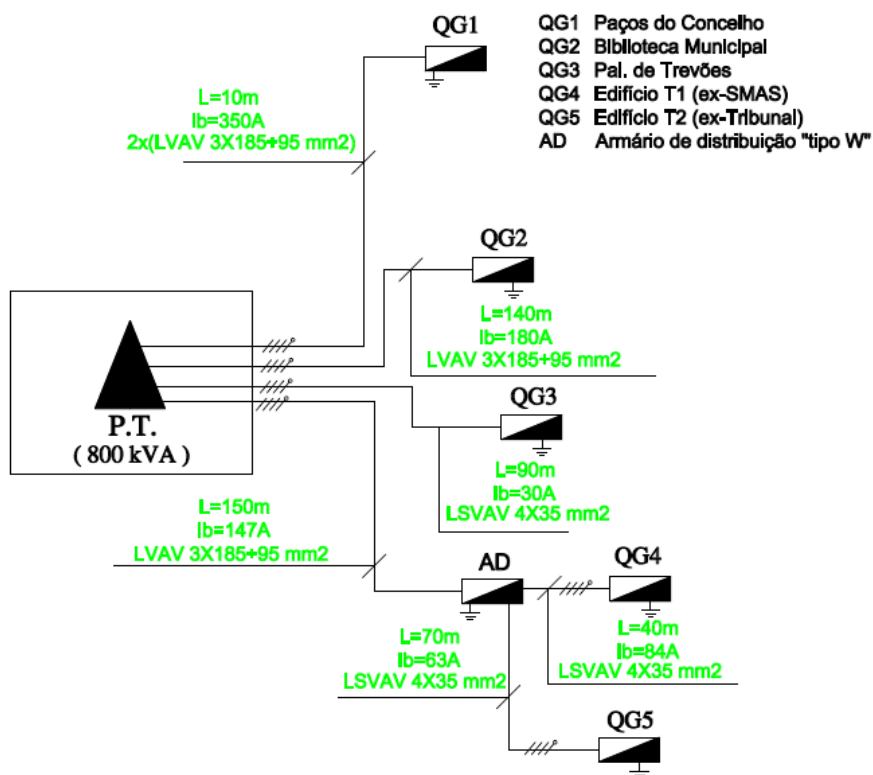


Figura 8-1: Diagrama da Rede de Distribuição BT

Tabela 8-1 Cálculos Justificativos

Quadros	I_B	I_N	I_2	Cabo	I_2	$1,45 \times I_2$	ΔU	
Origem	Destino	(A)	(A)	(A)	(mm ²)	(A)	(A)	(%)
QGBT	QG1	350	350	560	2x(LVAV3x185+95)	674	977	0,1
QGBT	QG2	180	315	504	LVAV3x185+95	337	489	2,1
QGBT	AD	147	315	504	LVAV3x185+95	337	489	2,1
QGBT	QG3	30	315	504	LSVAV 4x35	134	194	1,2
AD	QG4	84	100	160	LSVAV 4x35	134	194	1,5
AD	QG5	63	100	160	LSVAV 4x35	134	194	2,0

Nota: refere-se que os valores para as potências são os máximos previstos, não afectados pelos respectivos coeficientes de utilização

8.6 - Valas

As valas para enterramento das canalizações e ou tubos terão a profundidade de 0,80 m se abertas ao longo dos passeios e de 0,80 m se abertas ao longo das vias de comunicação (arruamentos).

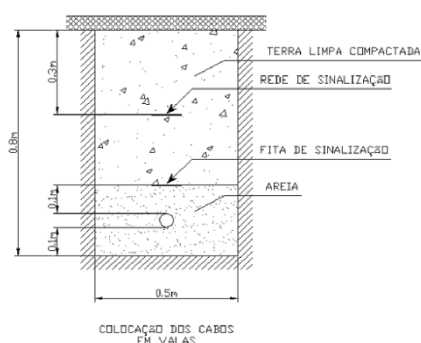


Figura 8-2: Pormenor tipo das valas

Depois das valas abertas, até à profundidade atrás indicada, deverá o seu leito ser regularizado, removendo-se todas as pedras, rochas, ou quaisquer outros corpos que devido à sua dureza possam vir a originar danos no isolamento dos cabos.

No fundo da vala será colocado um leito de areia, não salina, ou devidamente lavada, com 0,10 m de

espessura sobre o qual serão instalados os tubos e/ou os cabos, sendo novamente colocada uma camada de

areia com a espessura de 0,10 m. Sobre aquela camada será colocado um dispositivo de sinalização, constituído por fita de material plástico da cor vermelha.



Figura 8-3: Dispositivo de identificação a instalar sobre as canalizações

Acima do nível daquele dispositivo, até à altura de 0,30 m, o enchimento da vala far-se-á com terra cirandada, a restante vala será cheia com os materiais provenientes da escavação donde se deverá ter retirado as pedras maiores.

A compactação do enchimento das valas deverá ser feita por camadas cuja espessura não ultrapasse os 0,20 m e devidamente regadas.

À superfície, o terreno deverá apresentar-se perfeitamente compactado e bem nivelado.

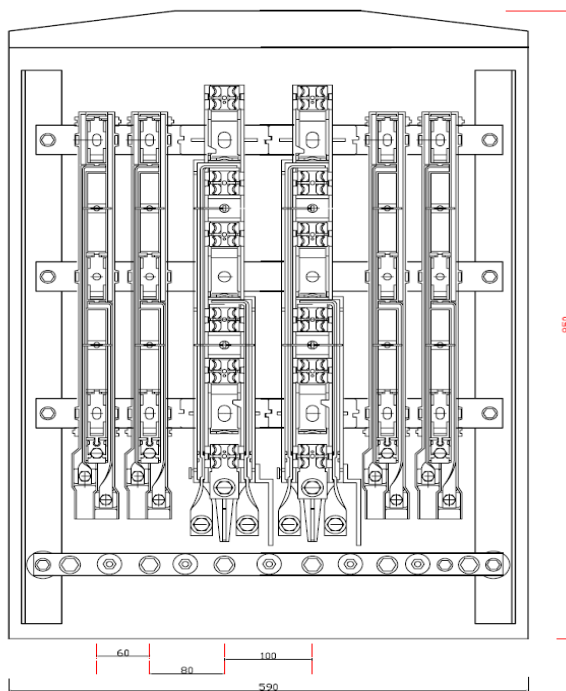
Além do dispositivo de sinalização atrás referido, deverá à cota de 0,30 m, relativamente ao pavimento, será colocada uma rede plástica de pré-sinalização, de cor vermelha.

Aonde se tornar necessário efectuar reposição do pavimento existente, por baixo deverá ser colocada uma camada de 20 cm de espessura de betão, devendo à superfície apresentar-se em perfeito estado.

As valas destinadas para o enterramento das canalizações e/ou tubos serão executadas de acordo com as especificações do distribuidor público de energia.

8.7 - Armário de Distribuição

O armário de distribuição será construído em rigorosa observância das prescrições constantes no Guia Técnico dos Armários de Distribuição e os seus Maciços de Fundação da DGEG conforme consta e da Figura 8-4, com as seguintes características:



OS TRIBLOCOS FORAM DESENHADOS NA VERSÃO IP 00
NO ENTANTO, SERÃO PROVIDOS DE PROTECÇÕES QUE LHEZ CONFEREM IP 20

Figura 8-4: Armário de Distribuição "tipo W" ISO EDP
Distribuição SA

- dimensão compatível com as utilizadas pelo distribuidor público local, equipado com triblocos do tamanho DIN 00 ou DIN 2, conforme as peças desenhadas;
- invólucro de poliéster reforçado a fibra de vidro através de processo de moldagem a quente, auto-extinguível, assegurando um índice de protecção mínimo IP 45-1K 09 verificado de acordo com a Norma Portuguesa NP - 999;
- bastidor de aço ou de liga de alumínio, de perfil "U" ou de cantoneira "L" com todos os seus elementos constituintes protegidos contra a corrosão por galvanização por imersão a quente com a espessura mínima de 80 mm, satisfazendo a norma I - 1.327;
- os Armários de Distribuição são equipados com um barramento constituído por 5 barras em cobre nu, 3 para as fases, 1 para o neutro e 1 para a terra, de acordo com a secção, tamanho e intensidade indicados nas peças desenhadas;
- maciço de fundação construído em betão ao qual é fixado o bastidor por meio de quatro parafusos roscados M12, devendo resistir aos esforços ou solicitações a que está submetido, devendo sobressair do solo no mínimo de 15 cm;
- as ligações dos cabos aos triblocos serão executados, com terminais de cravação, sendo todos os cabos dotados de caixas terminais, em material termoretráctil.

- no interior dos Armários de Distribuição a barra de neutro será ligada à terra, por meio de um condutor do tipo H1VV-R35 mm², com isolamento nas cores azul/preto. O bastidor metálico e as bainhas de aço dos cabos serão também ligadas à barra de terra por meio de trança estanhada de cobre de 16 mm² de secção. As barras de terra e de neutro serão interligadas por condutor H1VV-R35 mm² de secção;
- devem ser dotados de um sistema selável que permita fechar a porta quer em baixo, quer em cima, devendo o tipo de fecho satisfazer as disposições do distribuidor público local;
- os eléctrodos de terra serão executados com vareta de aço revestido por película de cobre 0,70 mm, com o diâmetro de 15 mm e o comprimento de 2,00 m. Estas varetas serão enterradas verticalmente no solo à profundidade mínima de 0,90 m e afastadas de 3,00 m entre si;
- a interligação entre varetas far-se-á com condutor de cobre H1VV-R35 mm² de secção e entre esses eléctrodos e as correspondentes barras de terra e neutro, em cabo de cobre H1VV-R35mm². Entre cada um dos eléctrodos deverá haver um afastamento mínimo de 20 eléctrodos. O valor da resistência de terra dos referidos eléctrodos de terra de serviço e a terra de protecção deverá ser de 1 Ω;
- na face interior deverá haver um esquema sinóptico da rede de distribuição que está associada, executado de forma indelével;
- nos armários de distribuição deverá proceder-se à ligação das bainhas metálicas de protecção mecânica dos cabos à terra de protecção. Nestas ligações serão empregues tranças em cobre nu estanhado a 16 mm² de secção;
- os quadros tipo armário de distribuição urbana previstos, devem possuir um invólucro em poliéster reforçado a fibra de vidro pelo processo da moldagem a quente e apresentar um índice de protecção não inferior a IP 55-IK09;
- a distância entre fases dos barramentos dos quadros dos armários de distribuição deverá ser de 185 mm;
- os maciços de apoio e fixação dos armários ao pavimento deverão ser do tipo pré-fabricado.

8.8 - Tubos de Polietileno

A partir das caixas de distribuição serão colocados tubos de polietileno, PET e/ ou PEAD, com o diâmetro mínimo de 2” - 4” a 10 kgf/cm², de modo a garantir no futuro o enfiamento das chegadas aos lotes respectivos.

8.9 - Caixas de Visita e Passagem de Cabos

As caixas de visita e passagem de cabos destinadas a facilitar o enfiamento de cabos nas tubagens, serão executadas de acordo com as especificações do distribuidor público de energia, e constituídas por anéis e cone, em betão, com fundo roto, em areia, de secção circular de diâmetro mínimo 1,20 m.

As tampas das referidas caixas são redondas, do tipo hidráulico e construídas em ferro fundido reforçado, dimensionadas para 250 kN e com o diâmetro 0,60 m. As tampas deverão conter as inscrições “EDP-Distribuição, S.A.” e “ELECTRICIDADE”, executadas de forma indelével e de acordo com as “normas” em vigor.

8.10 - Traçado da rede de distribuição em baixa tensão

A rede de energia eléctrica em baixa tensão será definida conforme traçados constantes da Figura 8-5 e dará integralmente satisfação à legislação vigente [25].

Os projectos-tipo, as recomendações ou as instruções técnicas elaborados e aprovados pela DGEG serão cumpridos integralmente.

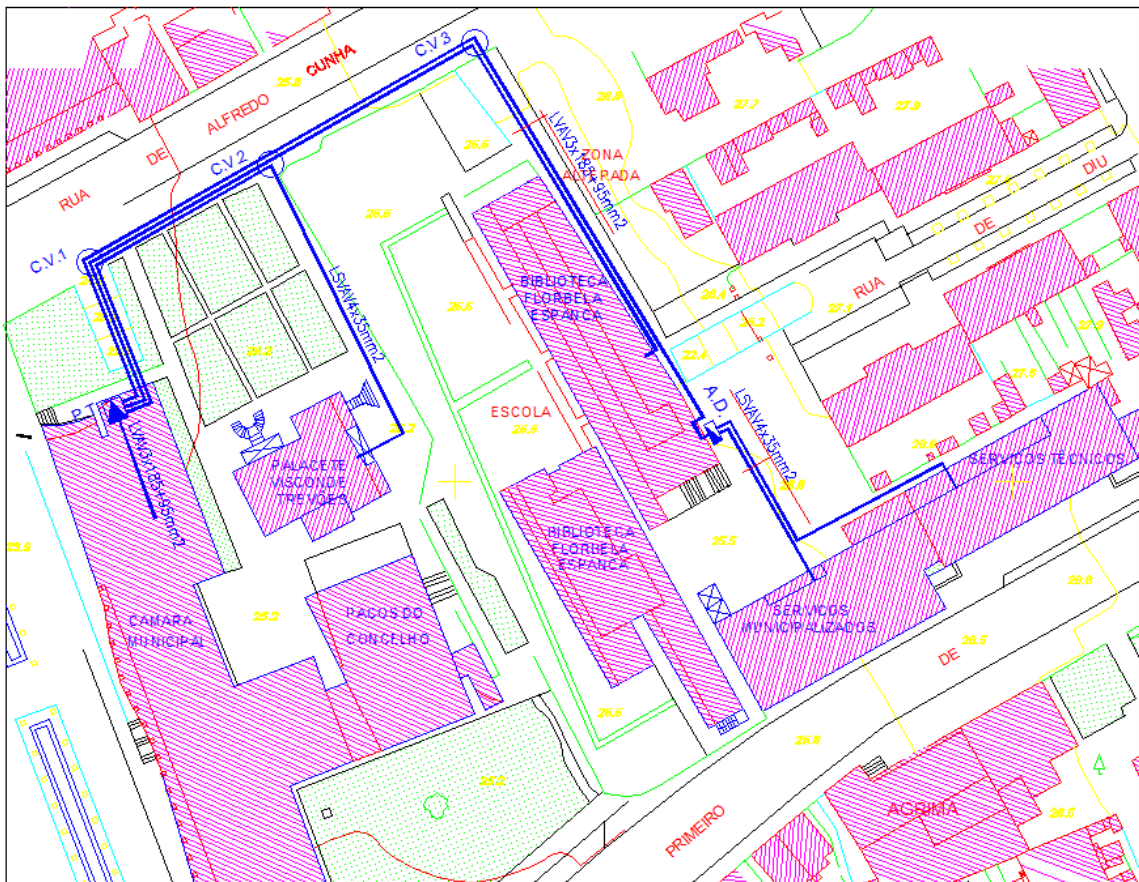


Figura 8-5: Rede de Distribuição em BT a implementar

Capítulo 9

Análise Económica

Enquadrado o problema a resolver e apontada uma solução tecnicamente viável - reconfiguração do posto de transformação de serviço público instalado no edifício dos Paços do Concelho de Matosinhos passando-o para o domínio privado da autarquia utilizando o “direito de regresso” consagrado na lei e correspondente execução da rede de distribuição subterrânea em baixa tensão, interligando a totalidade dos edifícios municipais, com agregação dos actuais 5 contratos de aquisição de energia eléctrica (BTN/BTE) num só contrato (MT) - resta avaliar a sustentabilidade económica dessa mesma solução.

A análise económico-financeira de um projecto pretende estimular e analisar as perspectivas do desenvolvimento financeiro do produto resultante do projecto e assim fundamentar a decisão de realizar ou não o investimento.

A análise tarifaria foi efetuada com recurso a um simulador de faturação de energia eléctrica desenvolvido no âmbito do trabalho, para opções BTN/BTE, MT. O simulador disponibiliza as seguintes características:

- Permite avaliar a melhor opção tarifária em instalações existentes, sendo necessário introduzir o valor das potências e consumos de energia referentes a um período anual assim como os custos com aquisição de energia;
- Permite, para novas instalações, e após cálculos de previsão dos consumos, introduzir potências e respectivos perfis de consumos também estimados para o período de um ano, incluindo custos com energia orçamentados pelos fornecedores em Mercado Liberalizado;
- Sugere a melhor opção tarifária minimizando o valor global da factura;
- Sugere alteração do perfil de consumo, nomeadamente, transferindo o consumo de horas de ponta para outros períodos horários;
- Permite caracterizar o perfil mensal de consumo do cliente;

- Permite comparar as ofertas tarifárias dos fornecedores do mercado com a facturação otimizada do comercializador de último recurso.

A Figura 9-1 apresenta o fluxograma do procedimento a executar na análise económica, onde se identifica as várias acções prévias a estabelecer para a decisão contratual com vista ao fornecimento de energia eléctrica.

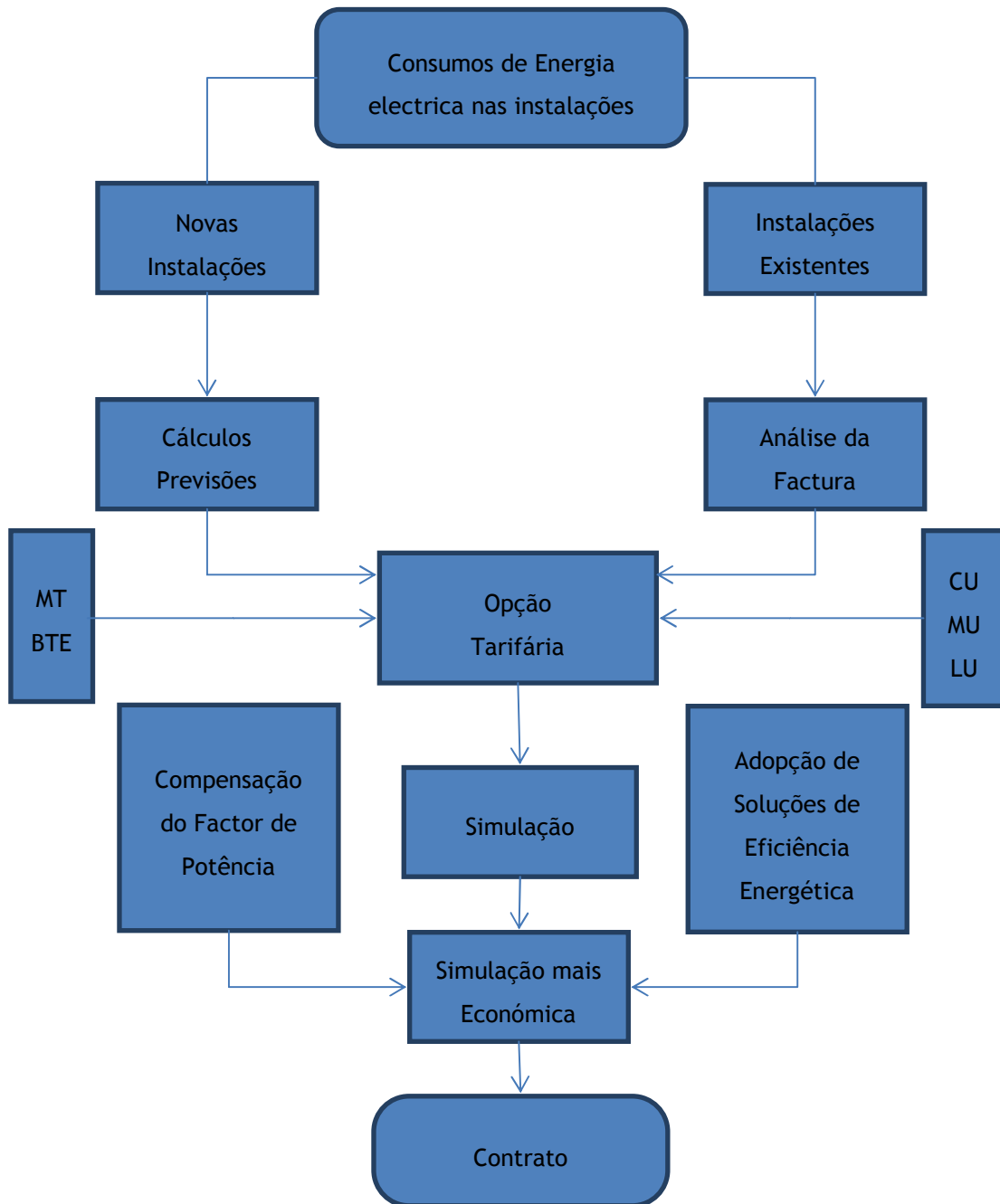


Figura 9-1 Procedimento de análise económica

9.1 - Simulação de Tarifários - BTE e MT

Tomando como referência o tarifário de venda de energia eléctrica a clientes finais em vigor ao longo do ano de 2012¹⁰, os tipos de contratos de aquisição de energia eléctrica em vigor para cada um dos edifícios municipais envolvidos e os dados recolhidos sobre os perfis de consumos eléctricos nos mesmos, o encargo global do município, relativo à aquisição de energia eléctrica para os seus Paços do Concelho, Palacete do Visconde de Trevões, Biblioteca Municipal Florbvela Espanca e Edifícios T1 (ex-SMAS) e T2 (ex-Tribunal), totalizou os valores indicados na Tabela 9-1, obtida a partir do simulador:

- Opção em Médias Utilizações (MU): 167.145,00€
- Opção em Longas Utilizações (LU): 162.829,00€

Embora na opção MU apenas esteja o contrato referente ao edifício dos Paços do Concelho, este representa no consumo global, conforme decorre da Figura 6-14, 50% do conjunto dos edifícios.

Como se constata nos valores da Tabela 9-1, o ganho nas LU é de 4.316,00€ valor ao qual teremos que adicionar os ganhos com energia reactiva no valor de 4.602,00€, desde que se efectue a compensação conforme se traduz na Tabela 9-2.

Tabela 9-1: Encargos anuais com energia (Opção BTE)

Nome: "CAMPUS"MATOSINHOS
 Nível de tensão: BTE
 Opção tarifária simulada: LU / M U
 Ciclo: CSSF
 Melhor opção tarifária: LU
 (após simulação)

Mês de consumo	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Ano
Potencia (kW)													
Horas de Ponta	203,3	203,1	178,1	172,6	189,7	179,4	197,1	180,2	183,0	176,6	191,2	195,6	
Contratada	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	
Energia activa (kWh)	104.966	97.050	100.415	86.818	91.592	99.212	91.193	100.549	90.771	89.064	106.818	105.364	1.163.812
Horas de Ponta	20.797	19.091	19.173	14.398	16.700	16.174	15.246	16.565	15.081	16.119	20.672	20.568	210.584
Horas Cheias	57.335	52.065	52.080	43.810	48.121	50.216	46.902	51.072	45.740	47.707	56.425	56.565	608.038
Horas de Vazio	26.834	25.894	29.162	28.610	26.771	32.822	29.045	32.912	29.950	25.238	29.721	28.231	345.190
Horas de Vazio Norm:	16.986	16.674	18.384	18.055	17.255	20.325	18.039	20.446	19.985	16.003	18.469	17.652	218.273
Horas de Supervazio	9.848	9.220	10.778	10.555	9.516	12.497	11.006	12.466	9.965	9.235	11.252	10.579	126.917

* Para as tarifas tri-horárias (BTE), este campo corresponde à energia activa consumida no período de vazio.

Facturação 2012 [EUR]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
Opção tarifária													
LU	14.872	14.040	13.787	12.147	13.111	13.431	13.062	13.592	12.720	12.648	14.715	14.705	162.829
MU	15.401	14.393	14.336	12.317	13.355	13.780	13.168	13.973	12.903	12.917	15.330	15.272	167.145
CU													

De referir os valores apresentados não refletem os encargos com taxas, nomeadamente a “contribuição áudio-visual” e o IVA. A estes valores terão que ser acrescidos os encargos com energia reactiva uma vez que os pontos de consumo apresentam facturação nesta componente da energia, conforme legislação vigente. Assim teremos para valores finais na Tabela 9-2:

¹⁰ - Exemplos da facturação disponíveis no Anexo B

Tabela 9-2: Encargos anuais com inclusão da energia reactiva

Encargos	Total parcial	Total Global c/ reactiva
Custo da Energia em BTE: Médias Utilizações	167.145,00€	171.747,06€
Custo da Energia em BTE: Longas Utilizações	162.829,00€	167.431.06€
Custo da energia reactiva	4.602,06€	

Através do simulador desenvolvido, constata-se que na opção média tensão (MT) estes encargos podem decrescer substancialmente, desde que se proceda à agregação dos edifícios e se efectue a sua alimentação a partir do posto de transformação e seccionamento.

Também a energia reactiva que se paga actualmente e cujo valor representa 4.602,06€, sem IVA, pode ser anulada através da respectiva compensação, descrita no Capítulo 5.

Desta forma a Tabela 9-3, obtida através do simulador, dá-nos os encargos com energia eléctrica para o conjunto dos edifícios em MT e na melhor opção tarifária que é em LU.

Tabela 9-3: Encargos anuais com energia (Opção MT)

Nome: "CAMPUS"MATOSINHOS
 Nível de tensão: MT
 Opção tarifária simulada: LU\MU
 Ciclo: CScF
 Melhor opção tarifária: LU
 (após simulação)

Mês de consumo	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Ano
Potencia (kW)													
Horas de Ponta	203,3	203,1	178,1	172,6	189,7	179,4	197,1	180,2	183,0	176,6	191,2	195,6	
Contratada	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	
Energia activa (kWh)	104.966	97.050	100.415	86.818	91.592	99.212	91.193	100.549	90.771	89.064	106.818	105.364	1.163.812
Horas de Ponta	20.797	19.091	19.173	14.398	16.700	16.174	15.246	16.565	15.081	16.119	20.672	20.568	210.584
Horas Cheias	57.335	52.065	52.080	43.810	48.121	50.216	46.902	51.072	45.740	47.707	56.425	56.565	608.038
Horas de Vazio	26.834	25.894	29.162	28.610	26.771	32.822	29.045	32.912	29.950	25.238	29.721	28.231	345.190
Horas de Vazio Normal*	16.986	16.674	18.384	18.055	17.255	20.325	18.039	20.446	19.985	16.003	18.469	17.652	218.273
Horas de Supervazio	9.848	9.220	10.778	10.555	9.516	12.497	11.006	12.466	9.965	9.235	11.252	10.579	126.917

* Para as tarifas tri-horárias (BTE), este campo corresponde à energia activa consumida no período de vazio.

Facturação 2012	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
Opção tarifária													
LU	11.789	11.052	11.022	9.849	10.583	10.974	10.488	11.115	10.291	10.025	11.744	11.701	130.634
MU	12.094	11.328	11.299	10.047	10.805	11.205	10.700	11.351	10.501	10.265	12.048	12.003	133.645
CU	14.941	13.995	13.873	7.878	8.500	8.664	8.448	8.767	8.271	12.540	14.839	14.799	135.516

Como se constata o valor global dos encargos com aquisição de energia em MT, considerando a opção tarifária Longas Utilizações será de 130.634,00€, o que representa um ganho de 36.511,00€ (167.145,00€ - 130.634,00€).

A este valor há que considerar a anulação dos custos com energia reactiva, pois justifica-se plenamente a sua rescisão através da adopção da respectiva compensação que passa pela aplicação das baterias de condensadores.

Assim teremos:

$$36.511,00€ + 4.602,06€ = 41.113,06€$$

Equação 9-1

Seguem-se exemplos que demonstram claramente as vantagens decorrentes do custo de energia em MT.

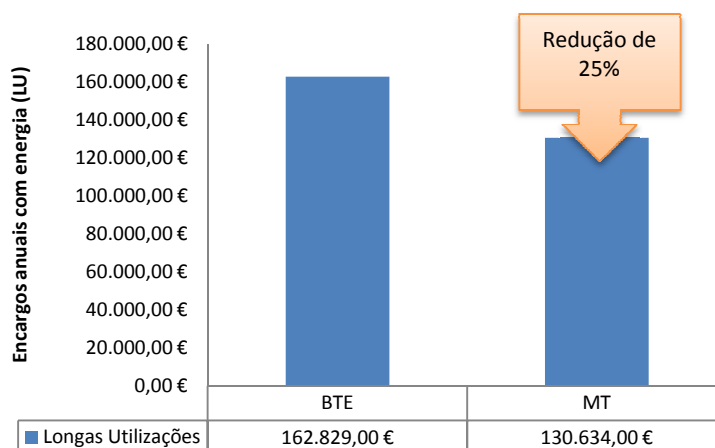


Figura 9-2: Encargos anuais com energia em BTE/MT (Longas Utilizações)

Se compararmos a aquisição de energia eléctrica nas opções tarifárias Médias Utilizações e Longas Utilizações, com níveis de tensão em BTE e MT, facilmente se constata que a redução de custos é de 25%. Se a comparação for efectuada em BTE na opção Médias Utilizações, com a alimentação em MT nas Longas Utilizações esse valor atinge os 28% (Figura 9-4). Esta redução é significativa e enquadra-se nos propósitos do presente trabalho, pelo que se recomenda vivamente a alteração contratual como referência no âmbito da URE.

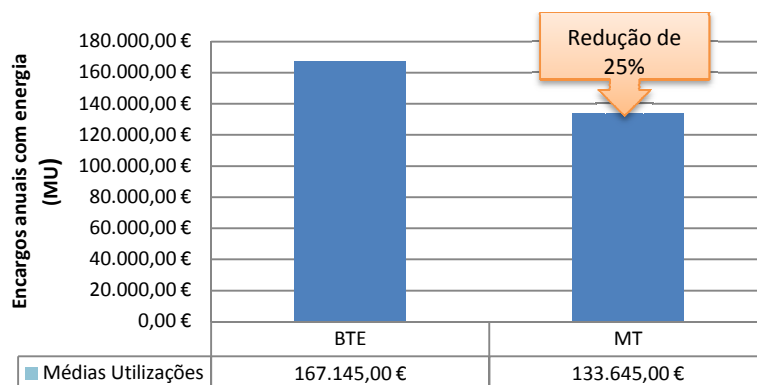


Figura 9-3: Encargos anuais com energia BTE/MT (Médias Utilizações)

Atendendo que o maior consumidor de energia no conjunto é o edifício dos Paços do Concelho, impõe-se uma análise ao contrato actual estabelecido com o fornecedor de energia eléctrica. Utilizando o simulador verifica-se pela Tabela 9-4 que a opção mais vantajosa seria um contrato em Longas Utilizações, contrariando a opção existente por Médias Utilizações.

Tabela 9-4: Simulação dos custos de energia com o Edifício dos Paços do Concelho

Nome: CM MATOSINHOS
 Nível de tensão: BTE
 Opção tarifária simulada: LU/MU
 Ciclo: CSsF
 Melhor opção tarifária: LU (após simulação)

Mês de consumo	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Ano
Potencia (kW)													
Horas de Ponta	102,5	104,6	81,1	67,7	73,0	64,0	65,5	61,0	68,1	69,7	86,7	97,1	
Contratada	242,4	242,4	242,4	242,4	242,4	242,4	242,4	242,4	242,4	242,4	242,4	242,4	
Energia activa (kWh)	58.104	55.141	54.438	42.810	43.295	46.644	40.812	46.230	43.854	42.798	56.160	55.638	585.924
Horas de Ponta	11.892	11.292	10.704	7.848	9.046	8.442	7.332	8.292	7.896	8.643	11.094	11.262	113.743
Horas Cheias	33.018	31.482	29.640	21.498	22.832	23.118	20.208	22.674	21.912	22.484	30.654	30.672	310.192
Horas de Vazio	13.194	12.367	14.094	13.464	11.417	15.084	13.272	15.264	14.046	11.671	14.412	13.704	161.989
Horas de Vazio Normal*	7.916	7.416	8.456	8.078	7.157	9.050	7.963	9.158	8.428	7.262	8.575	8.222	97.681
Horas de Supervazio	5.278	4.951	5.638	5.386	4.260	6.034	5.309	6.106	5.618	4.409	5.837	5.482	64.308

* Para as tarifas tri-horárias (BTE), este campo corresponde à energia activa consumida no período de vazio.

Facturação em 2012 [EUR]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
Opção tarifária													
LU	8.090	7.838	7.238	5.725	6.000	6.003	5.469	5.893	5.817	5.864	7.519	7.695	79.150
MU	8.497	8.168	7.676	5.967	6.286	6.341	5.676	6.236	6.070	6.141	7.960	8.075	83.093
CU													

Atingindo os custos na opção tarifária existente um valor de 83.093,00€, os encargos com a opção em Longas Utilizações ficaria pelos 79.150,00€, representado um ganho de 3.943,00€.

A Figura 9-4 evidencia claramente a necessidade na alteração contratual existente com evolução para um fornecimento em Média Tensão na opção tarifária Longas Utilizações, onde o ganho anual representa 28%.

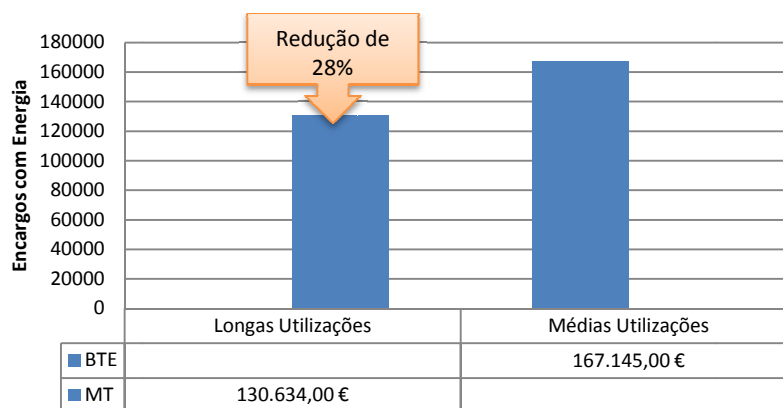


Figura 9-4: Comparação dos encargos em BTE (MU) "versus" MT (LU)

9.2 - Custos Futuros

Tomando para base da simulação o mesmo tarifário de venda de energia eléctrica a clientes finais (2012), mas agora do tipo MT - Longas Utilizações, tetra-horário em ciclo diário, admitindo a invariância de consumos eléctricos por edifício e um factor de simultaneidade unitário - o que se julgou realista, já que todos são edifícios municipais - julga-se que, após a remodelação do PT existente e correspondente rede de distribuição em baixa tensão, a redução dos encargos globais do município, relativos à aquisição de energia eléctrica para o mesmo conjunto de edifícios situar-se-á em **41.113,06€**, acrescidos de IVA.

A propósito da obtenção destes montantes, refere-se que:

- os dois limites foram estabelecidos para os mesmos cenários já assumidos no cálculo dos custos actuais;
- consoante o cenário considerado, a nova potência a contratar foi fixada em 500 - 600 kW, ou seja, igual ao somatório das potências individualmente contratadas, o que se julga poder vir a ser reduzido, fruto de uma gestão de consumos optimizada - este aspecto é importante já que constitui 5 a 6% do futuro custo global;
- de igual forma deverá ser racionalizado o futuro consumo em horas de ponta, já que se estima que o mesmo contribuirá com cerca de 16% do mesmo custo global.

Concluindo, julga-se realista admitir que a poupança de custos anuais, resultante da solução agora proposta, se traduzirá num decréscimo de 28% (**± 41 mil euros/ano**).

9.3 - Investimento

Tendo presente que a solução proposta - constituição de um posto de transformação privativo e correspondente rede de distribuição subterrânea de baixa tensão, com fusão num

só dos actuais cinco contratos de aquisição de energia eléctrica - envolverá seguramente a remodelação de um PT já existente e o estabelecimento de uma rede de cabos subterrâneos, julga-se que o investimento municipal para o efeito ascenderá a **€49.102,00**, acrescidos de IVA e considerando o cenário de substituição do transformador existente por um seco de 630 kVA, como discriminad na Tabela 9-5 na “Opção B”.

Orçamento da Bateria de condensadores disponível no Anexo A.

Tabela 9-5: Mapa de trabalhos e quantidades

1. Posto de Transformação	Quantidade	Opção “A”	Opção “B”
Fornecimento Transformador (Seco) 630 kVA	1 Un	-	21.780,00€
Fornecimento e instalação da celas de MT de entrada e saída equipada com interruptor e demais aparelhagem prevista na memória descritiva.	2 Un	3.600,00€	3.600,00€
Fornecimento e instalação da cela de de protecção, equipada com interruptor/Fusível e demais aparelhagem prevista na memória descritiva.	1 Un	2.200,00€	2.200,00€
Fornecimento de cablagens e execução das ligações MT	1 Un	2.600,00€	1.600,00€
Fornecimento e instalação do relé DGPT2 p/ detecção de gás, pressão e temperatura.	1 Un	770,00€	770,00€
Total do PT			
2. Rede Distribuição em BT			
Abertura e tapamento de valas para protecção de cabos	300 m	3.200,00€	3.200,00€
Fornecimento e aplicação de cabo LSVAV4x35mm ²	200 m	1.600,00€	1.600,00€
Fornecimento e aplicação de cabo LVAV3x185+95mm ²	350 m	6.300,00€	6.300,00€
Fornecimento e instalação de armário distribuição equipado	1 Un	650,00€	650,00€
Fornecimento de tubos em PVC Ø125 6kgf/cm ²	40 ml	300,00€	300,00€
Total da rede de distribuição em BT			
3. Compensação energia reactiva			
Fornecimento e montagem bateria condensadores	1 Un	1.102,00€	1.102,00€
Fornecimento e montagem bateria condensadores			
4. Projectos/Encargos			
Concepção projecto eléctrico e taxas licenciamento	1 Un	5.000,00€	5.000,00€
Total:		27.322,00€	49.102,00€

A este propósito julga-se ainda conveniente realçar que:

- Se admitiu não haver custos com o estabelecimento do ramal MT, porque a solução preconizada pressupõe o máximo aproveitamento das infra-estruturas existentes, no entanto, previu-se que o PTS a constituir seja alimentado em anel;

- O orçamento relativo à intervenção técnica a levar a efeito no PTS aponta para 2 soluções. Na “opção A” e numa perspectiva de racionalidade, prevê-se que o transformador existente se mantenha uma vez que a disponibilidade do mesmo é suficiente. Já a “opção B” aponta para a substituição do transformador existente por um outro do tipo seco, onerando o investimento.
- A “opção B” aponta para a adopção pelo transformador seco para 15.000/400-230 Volt justifica-se, por motivos de segurança, dado o local previsto para a sua instalação situar-se na cave de um edifício que recebe público e conseqüentemente apresentar a classificação “Risco de incêndio”;
- Faz-se referência que as duas últimas parcelas da previsão orçamental poderem ser bastante mais reduzidas no caso de a Câmara Municipal de Matosinhos optar por envolver o(s) seu(s) departamento(s) técnico(s) na execução parcial e/ou total dos trabalhos.

Capítulo 10

Miniprodução Fotovoltaica

O Programa Governamental estabelece que um dos objectivos para Portugal deve ser «liderar a revolução energética», apostando na produção descentralizada de energia, simplificando os processos e procedimentos, facilitando a adesão dos cidadãos, empresas e outras entidades [26].

Com o propósito de concretizar estes objectivos, foi estabelecido um regime jurídico aplicável à produção de electricidade por intermédio de instalações de pequena potência, designadas por unidades de miniprodução, Decreto-Lei n.º 34/2011 de 8 de Março. Entende-se por «miniprodução» a actividade de pequena escala de produção descentralizada de electricidade, recorrendo-se a instalações baseadas em apenas uma tecnologia de produção, no presente caso painéis fotovoltaicos, cuja potência máxima atribuível para ligação à rede é de 250 kWp.

Neste capítulo é efectuado o dimensionamento e estudo de viabilidade económica de uma Miniprodução fotovoltaica. Para o efeito foi utilizado o Software *PVSyst* que permite o dimensionamento e simulação de sistemas fotovoltaicos, fornecendo relatórios completos, gráficos e tabelas específicas. O *PVSyst* inclui ainda ajuda detalhada contextual, que explana os procedimentos e modelos utilizados e permite importar dados meteorológicos de diferentes fontes, bem como os dados pessoais [27].

10.1 - Sistemas de Miniprodução Fotovoltaica

Os Sistemas Fotovoltaicos aproveitam a energia solar convertendo-a em potência eléctrica em corrente contínua (DC) através do efeito fotovoltaico descoberto pelo Físico Francês A.E. Becquerel em 1839.

Miniprodução Fotovoltaica

De dimensionamento complexo, devido à existência de diversos factores que influenciam a sua viabilidade económica, os Sistemas de Miniprodução Fotovoltaica requerem um estudo prévio das seguintes premissas:

- Legislação vigente;
- Local da instalação;
- Radiação Solar;
- Equipamentos técnicos a utilizar.

A análise destas variáveis permite otimizar o sistema e avaliar indicadores de produção de energia e retorno do investimento.

10.1.1 - Legislação e Regimes Remuneratórios Vigentes

O regime jurídico aplicável à Miniprodução é estabelecido pelo DL 34/2011, de 8 de Março. Este diploma define direitos e deveres dos produtores, competências da DGEG, tarifa subsidiada aplicável a cada tecnologia, bem como condições de acesso e licenciamento da actividade [26].

O acesso à actividade de Miniprodução é permitido a todas as entidades que sejam titulares de um contrato de compra de electricidade, incluindo indivíduos, empresas, condomínios e entidades públicas. Estas unidades são limitadas à potência máxima de produção de 50% da potência contratada para consumo, sendo o processo de licenciamento feito através do Sistema de Registo da Miniprodução criado pela DGEG e disponível em [28]. As instalações são subdivididas em três escalões, em função da respectiva potência:

- - Escalão I: até 20 kW;
- - Escalão II: 20 a 100 kW;
- - Escalão III: 100 a 250 kW.

O mesmo DL define dois regimes remuneratórios, o regime geral, aplicável a todos os que tenham acedido à actividade de Miniprodução, e o regime bonificado. No regime geral, a electricidade produzida é remunerada nas condições de mercado, não existindo, por isso, qualquer tarifa de referência administrativamente fixada para a injeção de electricidade na RESP. O regime bonificado é aplicável a produtores cuja potência de ligação seja superior ao limite legalmente estabelecido para o acesso ao regime bonificado no âmbito do regime jurídico da actividade de Microprodução e que a unidade de Miniprodução utilize uma fonte de energia renovável. No caso de potências superiores a 20 kW, a selecção dos registos e fixação da tarifa bonificada depende de mecanismos concorrenciais. Isto é, tendo como base a tarifa de referência de € 250/ MWh, são seleccionadas as entidades que oferecerem o melhor desconto na tarifa, sendo os diversos pedidos de registo ordenados em função do

desconto. Nos casos em que a potência de ligação seja inferior a 20 kW, os pedidos são ordenados por ordem de chegada [26].

10.1.2 - Local da Instalação

O primeiro ponto a ter em conta no dimensionamento de uma instalação fotovoltaica deve ser o local da instalação. Este aspecto permitir-nos-á conhecer áreas disponíveis e suas características, avaliar o recurso solar e sombreamentos, bem como a disposição física do equipamento a utilizar e condicionantes ao dimensionamento.

O local de estudo é o “ Campus Autárquico “, mais propriamente a cobertura do edifício da Câmara Municipal e a cobertura da Biblioteca Municipal Florbela Espanca, como apresentado na Figura 10-1

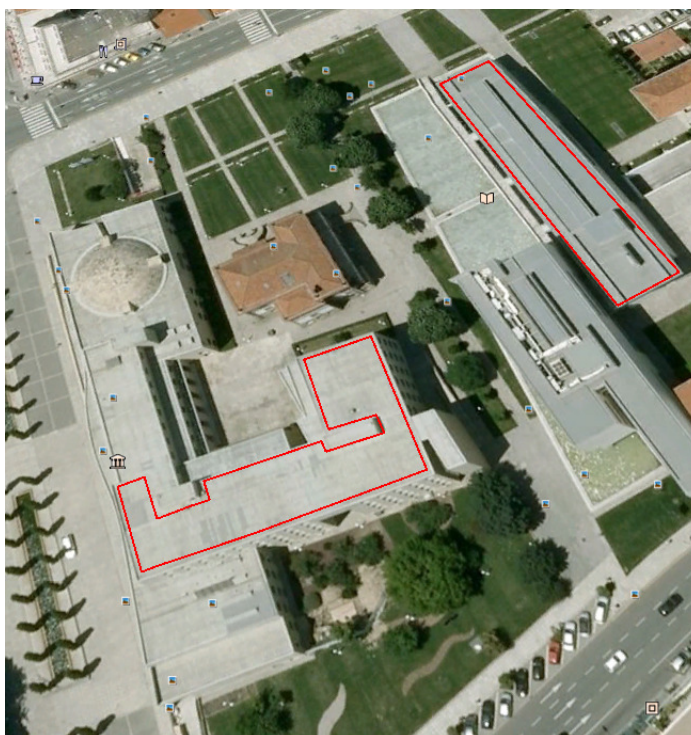


Figura 10-1: Local de instalação da Miniprodução Fotovoltaica [19]

As principais características Geográficas do local são apresentadas na Tabela 8-1.

Tabela 10-1 Características Geográficas - “Campus Autárquico” de Matosinhos

“Campus Autárquico” de Matosinhos - Avenida Dom Afonso Henriques, Matosinhos, Portugal	
Latitude	41.2° N - 11min.
Longitude	8.7° W - 41min.
Altitude	25m acima do nível do mar

As características físicas do local possibilitarão ainda averbar disposição dos Módulos Fotovoltaicos, estimar comprimentos de cabos e canalizações, bem como avaliar possíveis locais para instalação de equipamentos técnicos.

10.1.3 - Radiação Solar

O conhecimento do recurso solar no local é imprescindível para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, permitindo determinar a altura do sol e a sua variação ao longo do dia e ano. Permite ainda determinar a posição dos Módulos Fotovoltaicos para que o plano de incidência seja perpendicular aos raios solares, determinando assim o azimute e a inclinação do Módulo de forma a maximizar a produção.

Trajeto solar anual no local da implementação do sistema - Matosinhos (Lat. 41.2° N, Long. 8.7 °W, Alt. 25 m) é apresentado na Figura 10-2.

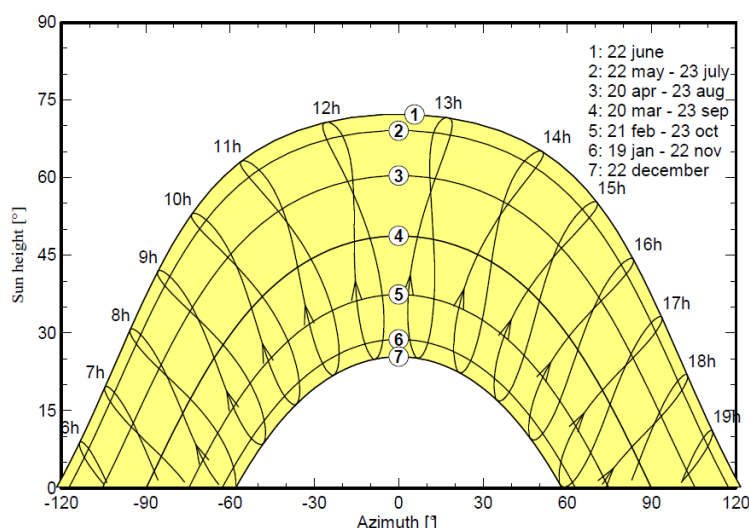


Figura 10-2: Trajeto solar em Matosinhos (Lat. 41.2° N, Long. 8.7 °W, Alt. 25 m) - (Fonte- PVSyst)

A curva característica de um Módulo Fotovoltaico, corrente em função tensão, é afectada por vários factores, entre eles a irradiação incidente e a temperatura da célula. Estes factores devem ser estimados, de forma a avaliar o rendimento dos Módulos e a respectiva produção anual de energia no local. Os valores meteorológicos mensais no local da implementação são apresentados na Tabela 10-2.

Tabela 10-2 Valores meteorológicos mensais - Fonte: NASA-SEE satélite data, 1983-2005

	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Anual
Irradiação Global (kWh/m ²)	58,3	77,3	126,5	161,7	197,2	213,0	217,6	192,5	142,5	96,1	60,9	48,4	1.592
Irradiação Difusa (kWh/m ²)	22,6	27,7	42,8	53,4	64,5	63,6	61,7	53,6	43,5	35,6	24,3	20,2	514
Temperatura (°C)	8,0	8,8	11,3	12,8	16,0	20,1	22,3	21,7	19,6	15,5	11,5	9,3	14,7

10.1.4 - Equipamentos Técnicos

Os sistemas fotovoltaicos são constituídos por diversos equipamentos cujas características técnicas influenciam e condicionam o seu dimensionamento e concepção. Nos pontos seguintes serão avaliados os principais equipamentos e condicionantes técnicas inerentes ao dimensionamento de um sistema fotovoltaico

10.1.4.1 - Módulos Fotovoltaicos

Um Módulo Fotovoltaico é constituído por um conjunto de células, ligadas em série e em paralelo, que vão definir a sua potência. Para além do material celular, os Módulos são também constituídos por várias camadas com funcionalidades de protecção eléctrica e física. Existem vários tipos de tecnologia de células, Monocristalinas, Poli-cristalinas e células de Silício Amorfo, cada uma delas com diferentes eficiências. A escolha da tecnologia a utilizar depende de vários factores, como a orientação do sistema, sombreamento, espaço disponível e factor económico.

Na Tabela 10-3 apresentam-se dados indicativos sobre a eficiência e área por kWp das duas tecnologias mais comuns [29].

Tabela 10-3: Intervalo de eficiência e área aproximada por kWp instalado

	Monocristalinas	Policristalinas
Eficiência da célula	13% a 16%	11% a 13%
Área por kwp	≈7,0m ²	≈8,0m ²

Para o presente caso de estudo foi escolhido o Módulo Fotovoltaico do fabricante “ReneSola”, modelo JC245M-24/Bb, cujas características são apresentadas na Tabela 10-4 e no Anexo C.

Tabela 10-4: Módulo Fotovoltaico “ReneSola” JC245M-24/Bb

Tecnologia	Policristalino
Potência máxima (Pmax)	245 W
Tensão Pmax (Vmp)	29,9 V
Intensidade a Pmax (Imp)	8,19 A
Corrente de curto-circuito (IscSTC)	8,73 A
Tensão em circuito aberto (VocSTC)	37,3 V
Coeficiente de temperatura de IscSTC	0,04%
Coeficiente de temperatura de VocSTC	0,30%
Coeficiente de temperatura de Pmax	0,40%
Eficiência	15%

10.1.4.2 - Inversor DC/AC

O inversor, um dos componentes principais da instalação a par dos módulos, tem como principal funcionalidade transformar o sinal DC, proveniente dos módulos, num sinal em corrente alternada (AC) com as mesmas características de tensão e frequência da RESP. Para além da conversão do sinal, os inversores actualmente disponibilizam funções de ajuste do ponto operacional MPPT (Maximum Power Point Tracking), bem como dispositivos de protecção AC e DC, controlo de rede e registo de dados operacionais.

Existem duas concepções no que diz respeito à ligação eléctrica de inversores, inversor central ou inversores de strings. A solução formada por inversor central é caracterizada pela ligação de todos os Módulo a um único inversor de potência aproximadamente igual á Potência Instalada (P_{Inst}). Esta concepção tem a desvantagem do tamanho do inversor, do MPPT ser unificado, e de obrigar ao uso de cabos de maior secção no lado AC do sistema.

A solução composta por vários inversores, de funcionamento semelhante ao inversor central, permite distribuir a associação de Módulos por vários inversores e MPPT's. Esta solução permite também minimizar secção dos condutores e efeitos de sombreamento.

As Figura 10-3 e Figura 10-4 apresentam as duas concepções, inversor central e inversor de “string” respectivamente.

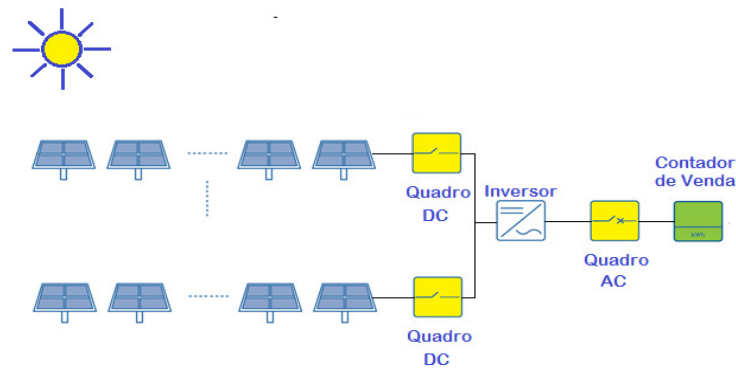


Figura 10-3: Concepção com Inversor central

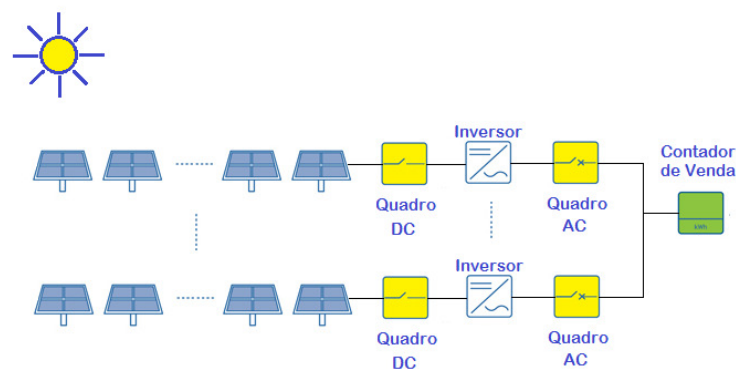


Figura 10-4: Concepção com Inversor de String

A potência de ligação à RESP a contratualizar deve ser igual ou superior ao valor da potência nominal do inversor. Só serão aceites inversores certificados nos termos do art.º 20º do DL n.º 34/2011 constante da listagem fornecida pelo no portal renováveis na hora [28]

10.1.4.3 - Contador de venda de energia a RESP

O apuramento da electricidade produzida é feito por telecontagem, mediante contador bidireccional, ou contador que assegure a contagem líquida nos dois sentidos. Os contadores de compra e venda de energia têm de ser distintos, ficando a instalação do contador de venda à responsabilidade do produtor e sendo selado pelo distribuidor, como consta no DL n.º34/2011. Apenas se pode instalar contadores referenciados e constantes da listagem fornecida pelo no portal renováveis na hora [28].

A entrega de electricidade produzida à RESP efectua-se no nível de tensão constante do contrato de aquisição de electricidade para a instalação de utilização, excepto nos casos de aquisição de electricidades em média tensão com contagem em BT, caso em que a contagem de electricidade pode ser efectuada neste nível de tensão, com desconto das perdas verificadas no transformador [26].

10.1.4.4 - Cablagem

A cablagem a utilizar no sistema fotovoltaico vai ser influenciada pelas características técnicas dos Módulos Fotovoltaicos, cablagem DC, e pela concepção de inversor utilizado, cablagem AC.

Cabos DC

A cablagem DC requer um dimensionamento e estabelecimento cuidado, devido aos esforços electrodinâmicos, aquecimento por efeito de Joule e efeitos dos raios ultravioletas. Os cabos de string deverão ser dimensionados para que possam dispensar aparelhos de protecção contra sobreintensidades, norma IEC 60364-7-712, verificando assim as condições da Equação 10-1

$$I_Z \geq 1,25 \times I_{ccSTC}$$

Equação 10-1

Onde:

- I_Z - Corrente máxima admissível do cabo, em A;
- I_{ccSTC} - corrente de curto-circuito da string, em A.

A queda de tensão máxima permitida do lado DC da instalação é de 3 % em condições I_{ccSTC} , sendo recomendável limitar esta queda de tensão a um máximo de 1% [30]. Os cabos DC utilizados devem ser monocondutores e do tipo condutor ZZ-F (AS) ou XZ1FA3Z-K (AS), dada a elevada segurança que proporcionam.

Cabos AC

Os cabos AC são responsáveis por ligar o(s) inversor(es) à RESP e o seu dimensionamento e optimização estão dependentes do dimensionamento das protecções. Assim sendo os cabos AC devem garantir as condições expostas pelas equações Equação 10-2 e Equação 10-3.

$$I_B \leq I_n \leq I_Z$$

Equação 10-2

$$I_2 \leq 1,45 I_Z$$

Equação 10-3

Onde

- I_B - Intensidade de corrente de serviço da canalização, em A;
- I_n - Intensidade nominal do aparelho de protecção, em A;
- I_2 - Intensidade de corrente convencional de funcionamento do aparelho de protecção, em Amperes;
- I_z - Intensidade de corrente máxima admissível na canalização, em Amperes.

A queda de tensão máxima entre o Inversor e a RESP não poderá ser superior a 3 % em condições de potência nominal do inversor, sendo recomendada uma queda de tensão máxima de 1 % [30].

10.1.4.5 - Sistemas de protecção

A protecção contra contactos directos dever ser assegurada pelo estabelecimento das partes activas em invólucros com grau de protecção mínimo de IP 2X, ou IP 44 no caso de se situarem no exterior [30].

Lado DC

Do lado da corrente contínua, a protecção contra choques eléctricos deve ser garantida pela utilização de materiais de classe II de isolamento e, tanto os cabos de string como o cabo principal, deverão garantir um nível de isolamento mínimo de 1 kV. As estruturas metálicas dos módulos e as estruturas de suporte deverão ser equipotencializadas [30].

Deve também ser utilizado um Descarregador de Sobre Tensão (DST) por string, específico para a protecção contra descargas atmosféricas indirectas do lado DC da instalação.

Do lado AC

Do lado AC, a protecção contra contactos indirectos deverá ser assegurada através de aparelho de protecção diferencial de 300 mA ou inferior. O aparelho de protecção diferencial poderá garantir simultaneamente a protecção contra sobreintensidades, disjuntor diferencial. Adoptando-se a utilização de dois aparelhos distintos, disjuntor e interruptor diferencial, a protecção contra sobreintensidades através de aparelho magneto térmico deverá ser estabelecida do lado da rede [30].

Deve ser previsto a utilização de um DST como forma de protecção do Inversor contra sobretensões transitórias, não só de origem atmosférica, mas também resultantes da comutação de transformadores, de motores, ou de variações bruscas da carga.

Dispositivos de seccionamento

De forma a permitir a manutenção do inversor e da unidade de Miniprodução deverão ser previstos meios de seccionamento tanto do lado DC como do lado AC. Todos os dispositivos de seccionamento deverão ser omnipolares [30].

10.2 - Dimensionamento e Constituição da Miniprodução Fotovoltaica

O dimensionamento do Sistema de Miniprodução foi realizado tendo em conta potência máxima possível de instalar ao abrigo do DL n.º34/2011, 50% da potência contratada, bem como a área útil da cobertura dos dois edifícios, como apresentado na Tabela 10-6.

Tabela 10-5: Área Útil e Potência a Instalar

Potência Contratada	Área Útil	Potência Instalada Miniprodução
500 kW	Câmara Municipal	800 m ² ≈120 kWp
	Biblioteca	800 m ² ≈120 kWp

A Miniprodução será constituída por dois grupos geradores, como apresentado na Figura 10-5, a saber:

- Grupo A - a instalar na cobertura da Câmara Municipal;
- Grupo B - a instalar cobertura da Biblioteca Municipal Florbela Espanca.

Os dois grupos geradores serão iguais no que concerne a potência instalada e equipamentos utilizados, diferindo apenas no local de implementação. Assim sendo, o estudo e dimensionamento que se segue serão referentes apenas a um dos grupos geradores, grupo A, sendo os resultados apresentados aplicáveis ao segundo grupo, Grupo B.

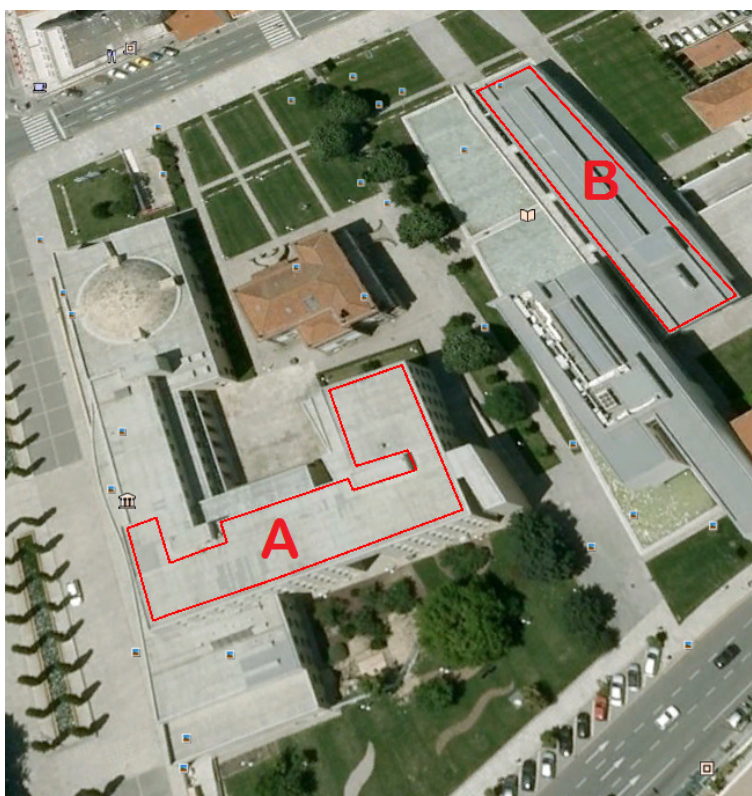


Figura 10-5 - Local de Instalação dos dois grupos geradores da Miniprodução Fotovoltaica

Durante o dimensionamento do grupo A foram simuladas três concepções distintas de inversor, sempre com os Módulos Fotovoltaicos orientados a sul, azimute 0° , e com uma inclinação em relação ao plano horizontal de 30° . A potência instalada em cada um dos modelos está depende das características técnicas dos inversores, principalmente tensão máxima DC e Intensidade de corrente por string. Os inversores utilizados nas simulações são certificados nos termos do art.º 20º do DL n.º 34/2011 [28].

A Tabela 10-6 apresenta os principais parâmetros obtidos para cada sistema.

Tabela 10-6: Características técnicas das três concepções simuladas no Software *PVSyst*

Inversor	N_{inv}	N_{Mod}	N_{String}	$N_{MString}$	P_{inst} (kWp)	P_{lig} (kW)	Área (m^2)	Energia MWh/ano
Ingecon Sun 100HE	1	468	26	18	115	100	761	≈172
Sunny Tripower 20000 TLHE	5	460	20	23	113	100	748	≈174
Sunny Tripower15000 TL	7	483	21	23	118	105	786	≈181

Miniprodução Fotovoltaica

O Decreto-Lei n.º 34/2011 impõe que a entrega de electricidade produzida à RESP se efectue ao nível de tensão constante do contrato de aquisição de electricidade para a instalação de utilização, no presente caso, média tensão com contagem em MT [26]. Assim sendo, será necessário a inclusão de um PT “elevador” para a produção fotovoltaica, sendo este constituído por:

- Quadro BT;
- Transformador 160 kVA por instalação ou 250 kVA para 2 grupos;
- Quadro MT isolado a SF6.

A Tabela 10-7 apresenta o de investimento inicial, sem IVA, estimado para cada uma das tipologias simuladas. O valor de mão-de-obra estimado com base no software *PVSyst*.

Tabela 10-7 Custo de Investimento Inicial para as 3 concepções simuladas

	<i>Ingecon Sun 100HE</i>		<i>Sunny Tripower 20000 TL</i>		<i>Sunny Tripower15000 TL</i>	
	Quant.	Total (€)	Quant.	Total (€)	Quant.	Total (€)
Módulos Fotovoltaicos (un)	468	78.624	460	77.280	483	81.144
Estrutura (un)	468	11.700	460	11.500	483	12.075
Cabos DC (m)	1.400	2.340	1.000	1.100	1.000	1.100
Quadro AC (un)	26	10.270	20	7.900	21	8.295
Inversor (un)	1	21.500	5	18.000	7	17.500
Quadro AC (un)	1	3.750	5	3.075	7	4.305
Cabos AC (m)	150	4.944	300	1.920	300	1.920
Mão-de-obra	1	15.000	1	15.000	1	15.000
PT da Miniprodução	1	12.700	1	12.700	1	12.700
	Total (€)	160.828	Total (€)	148.475	Total (€)	154.039

Com intuito de a avaliar o investimento de cada uma das alternativas foi calculado o indicador Custo Nivelado de Energia (CNE), traduzido pela Equação 10-4 e Equação 10-5 bem como o Custo Ponderado por Wp instalado (C_p).

$$CNE = \frac{\tau \times I_0}{EAP}$$

Equação 10-4

$$\tau = \frac{i \times (1+i)^t}{(1+k)^t - 1}$$

Equação 10-5

Onde:

- CNE - representa o custo nivelado de energia, em €/MWh;
- I₀ - investimento total no ano 0 para a instalação, em €;
- EAP -Energia anual produzida, em kWh/ano;
- τ - é o factor de anualização para o equipamento;
- k¹¹ - taxa de actualização, 5%;
- t - tempo de vida do equipamento em anos, 25 anos.

A Tabela 10-8 apresenta os valores encontrados para os três casos simulados.

Tabela 10-8: Custo de Investimento Inicial para as 3 concessões simuladas

Sistema	P _{inst} (Wp)	EAP (Mwh/Ano)	I ₀ (€)	C _p (€/Wp)	CNE (€/MWh)
Ingecon Sun 100HE	114660	172	160.8284	1,40	66,3
Sunny Tripower 20000 TL	112700	174	148.475	1,32	60,5
Sunny Tripower15000 TL	118335	181	154.039	1,30	60,4

A análise da tabela anterior mostra que a solução composta por apenas um inversor central é a que apresenta um CNE e C_p mais elevado. Este factor deve-se essencialmente ao preço do inversor, cablagem e quadros de protecção. As outras duas soluções apresentam valores de CNE e C_p muito semelhantes

Sendo objectivo principal maximizar a produção anual de energia para a área disponível, a escolha recaiu sobre a 3ª opção, formada por sete inversores Sunny Tripower 1500 TL e por 483 módulos Renesola JC245M-24/Bb, perfazendo um Potência Instalada de 118 kWp e uma Potência nominal de 105 kWp. Relatório PVSystem disponível em Anexo C.

A Figura 10-6 e a Figura 10-7 apresentam o esquema unifilar da Miniprodução Fotovoltaica e do Posto de transformação, respectivamente.

¹¹ - A Taxa de actualização deve reflectir o retorno mínimo para o capital investido e quantificar a remuneração requerida pelo investidor. Na óptica do projecto importa determinar o valor dos fluxos que ficam disponíveis para accionistas e para credores, sendo que a taxa de actualização mais indicada é a do custo médio do capital [31].

Miniprodução Fotovoltaica

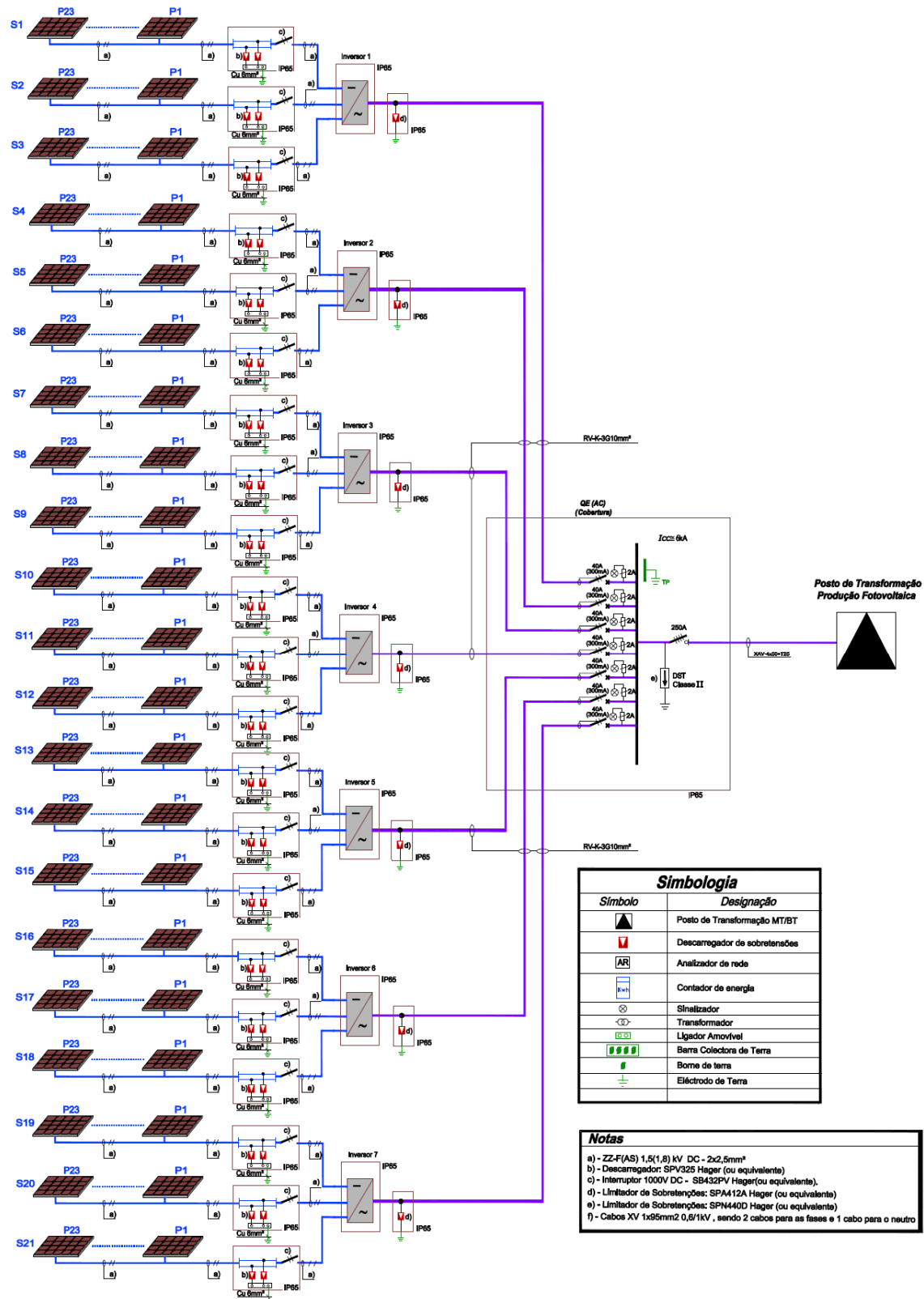


Figura 10-6 Esquema Unifilar do Sistema de Miniprodução Fotovoltaica

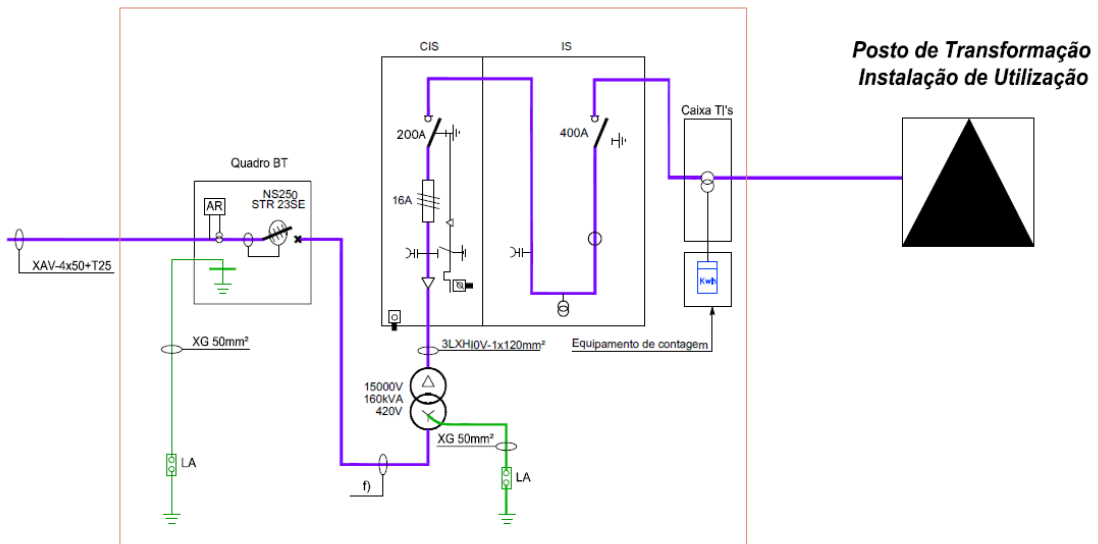


Figura 10-7: Esquema Unifilar do PT do Sistema de Miniprodução Fotovoltaica

10.3 - Viabilidade económica

Definida a melhor alternativa, e tendo em conta a especificidade do projecto de investimento, efectuou-se o estudo de viabilidade Económico-Financeira de forma a determinar a sua possibilidade de sucesso. O estudo é realizado com base em previsões de custos e de proveitos gerados pelo projecto através do cálculo de diversos indicadores de viabilidade, entre os quais se encontram o **Valor Actual Líquido (VAL)**, **Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)** e o **Período de Recuperação do Investimento (PRI)**. Naturalmente que, ao basear-se em dados previsionais, este estudo envolve um elevado grau de incerteza [31]. O facto da Miniprodução fotovoltaica ser compostas por dois grupos distintos, apesar de estes serem de características iguais, permite que estes possam ser implementados em simultâneo ou em separado. Assim sendo, o estudo económico contemplará estas duas situações, implementação conjunta e isolada.

10.3.1 - VAL- Valor Actual Líquido

Teoricamente, o indicador de rentabilidade mais consistente em condições determinísticas que aglomera os fluxos líquidos actualizados gerados pelo projecto. Corresponde à diferença entre os valores actualizados das entradas e saídas de dinheiro, “*cash flow*”, durante o período de vida útil do projecto, calculados para o ano zero. O VAL pode ser determinado através da equação [31].

$$VAL = \sum_{t=0}^n \left[\frac{CF_t}{(1+k)^t} \right]$$

Equação 10-6

Onde:

- CF_t - valor do Cash Flow, gerado pelo projecto no período t , em €;
- k - taxa de actualização 5%;
- t - numero do período;
- n - é o tempo de vida do equipamento em anos, 25 anos;
- I_t - corresponde ao investimento no ano t , em €.

O critério de análise e decisão é tomado com base na seguinte regra:

- $VAL > 0$ - Um VAL positivo significa que o projecto gera retorno suficiente para cobrir o investimento inicial e ainda excedentes financeiros. A decisão de investir no projecto é viável;
- $VAL = 0$ - Caso limite em que o investidor ainda recebe a remuneração exigida, existindo uma grande probabilidade do projecto se tornar inviável;
- $VAL < 0$ - O projecto é economicamente inviável, devendo ser rejeitado.

10.3.2 - TIR - Taxa Interna de Rentabilidade

A Taxa Interna de Rendibilidade representa a taxa de juro que torna nulo o valor actual de uma série de “*cash flows*”, exprimindo assim a taxa de rentabilidade periódica do capital investido. Em suma, forma concluir se projecto de investimento é rentável o suficiente para cobrir as remunerações do capital próprio e do capital alheio. O cálculo da TIR é efectuado igualando-se a expressão do VAL a zero, Equação 10-7, e resolvendo em ordem a taxa de actualização [31].

$$VAL = \sum_{t=0}^n \left[\frac{CF_t}{(1+TIR)^t} \right] = 0$$

Equação 10-7

O investimento será rentável caso a TIR seja superior à taxa de referência, no presente caso 5%. Quanto mais elevada for o valor da TIR, maior será a capacidade de remuneração do capital investido no projecto.

10.3.3 - PRI - Período de Retorno do Investimento

O PRI representa o tempo, em anos, de retorno do capital investido, ou seja, reflecte o tempo necessário para que os fluxos gerados e acumulados pelo projecto cubram a totalidade do investimento. O PRI pode ser calculado com recurso à Equação 10-8, não servindo o seu valor como indicador de rentabilidade do investimento [31].

$$\sum_{t=1}^n \left[\frac{CF_t}{(1+k)^{PRI}} \right] = I_0$$

Equação 10-8

10.3.4 - Quadro de Resultados

A análise financeira foi efectuada considerando o regime bonificado, tarifa de referência de €250/MWh que será anualmente reduzida em 7 %, nos primeiros 13 anos. Em regime geral a tarifa é a €110/MWh nos restantes anos. O regime bonificado só foi considerado para 13 primeiros anos porque após esse tempo a redução anual de 7% faz com que o valor da tarifa se torne inferior ao valor perspectivado para o regime geral. O valor da tarifa em regime geral foi estimado com base na média ponderada da tarifa MT, de 1990 a 2012

No cálculo dos “cash flows” consideraram-se:

- Diminuição da eficiência dos Módulos, 1% ano;
- Investimento inicial, 154.039€, IVA não incluído;
- Dividendos provenientes da venda da totalidade da energia a RESP;
- Custos de operação e manutenção do sistema, 2000€.

Os valores apresentados na Tabela 10-9 foram obtidos tendo em conta as condições expostas nos postos anteriores e referem-se apenas a um grupo gerador.

Tabela 10-9: Indicadores Económicos de apenas um grupo gerador - Regime Bonificado

VAL	182.993€
TIR	20%
PRI (anos)	≈5

Miniprodução Fotovoltaica

A Tabela 10-10 apresenta os valores obtidos para a implementação em simultâneo dos dois grupos geradores. Como espectável, a diferença incide sobre o valor do VAL, sendo os valores da TIR e do PRI iguais nos dois casos.

Tabela 10-10: Indicadores Económicos para dois grupos geradores - Regime Bonificado

VAL	365.987€
TIR	20%
PRI (anos)	≈5

Foi também realizada uma análise financeira de uma solução “chave na mão”, com as mesmas características, fornecida pela EFACEC. Orçamento disponível no Anexo B.

Os resultados obtidos para um grupo gerador e dois grupos geradores são apresentados na Tabela 10-11 e Tabela 10-12, respectivamente.

Tabela 10-11 “Sistema chave na mão” EFACEC-Um grupo gerador - Regime Bonificado

VAL	136.032,€
TIR	13,60%
PRI (anos)	≈7

Tabela 10-12: “Sistema chave na mão” EFACEC - Dois grupos geradores - Regime Bonificado

VAL	272.065,€
TIR	13,60%
PRI (anos)	≈7

10.4 - Conclusões

O estudo de dimensionamento de uma Miniprodução fotovoltaica com ligação à RESP, permitiu concluir que diferentes configurações do sistema fotovoltaico conduzem a diferentes níveis de produção eléctrica e de investimento. Das diversas configurações simuladas a que apresentou melhores resultados foi a composta por sete inversores Sunny Tripower 1500 TL e uma Potência Instalada de 118 kWp por grupo. O estudo de viabilidade económica demonstrou que no regime bonificado o projecto é atractivo.

O Sistema dimensionado apresentou VAL positiva, no valor de 182.993€ para apenas um grupo e de 365.987€ para a implementação dos dois grupos em simultâneo, significando que os fluxos gerados cobrem o investimento inicial na sua totalidade, remuneram as fontes de

financiamento, obtendo ainda um excedente. A TIR, de 20%, representa a taxa de rentabilidade máxima exigível do projecto, ou seja, o recurso ao financiamento não poderá ser realizado a taxas de juro superior a 20% a 25 anos. Por sua vez, o PRI indica que o capital investido deverá ser recuperado em cerca de 5 anos, no caso de uma taxa de actualização de 5%.

As Figura 10-8 apresenta os fluxos de caixa acumulados na implementação de apenas um grupo e na implementação dos dois grupos em simultâneo.

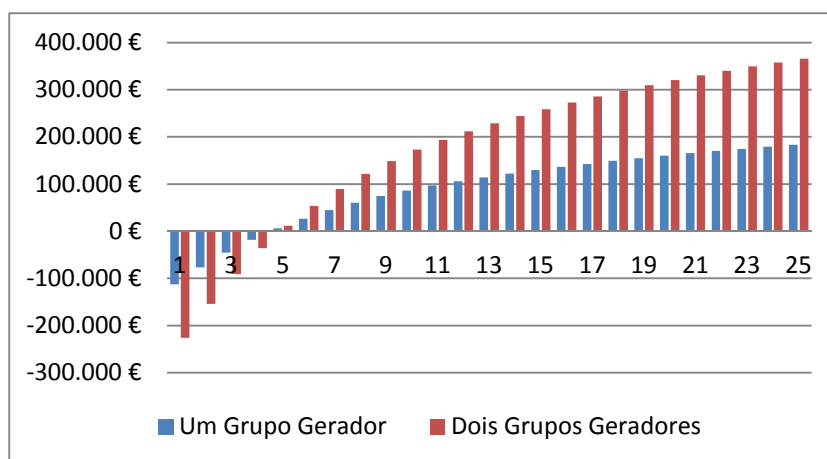


Figura 10-8 Fluxo de caixa acumulado - Regime Bonificado

O estudo de viabilidade económica do “Sistema chave na mão” EFACEC, apresentou o VAL e TIR substancialmente mais baixos e um PRI mais alto, Figura 10-9, mas também ele economicamente viável. Este sistema tem a mais-valia já incluir outros serviços, tais como:

- Desenvolvimento e realização de todo o Projecto;
- Engenharia do Projecto;
- Gestão e Planeamento;
- Transporte, instalação e concepção;
- Sistema de Monitorização.

Miniprodução Fotovoltaica

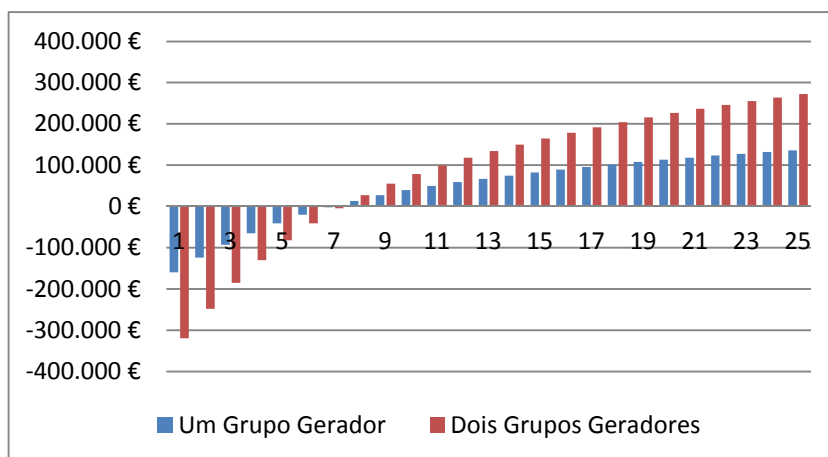


Figura 10-9: Fluxo de caixa acumulado - “Sistema chave na mão” EFACEC

Os resultados apresentados afiguram o projecto como viável, sendo essa viabilidade fortemente influenciada pelo regime remuneratório e pela taxa de juro de financiamento. Contudo, no contexto socioeconómico actual, marcado pela falta de liquidez, um investimento de aproximadamente 155.000€ +IVA, opção mais económica e com melhores índices de viabilidade, implicaria quase impreterivelmente o recurso ao financiamento bancário, limitando assim os ganhos e viabilidade do projecto.

Capítulo 11

Conclusão

Actualmente há necessidade emergente de um consumo energético muito mais eficiente e racional. A eficiência energética é, portanto, uma questão relevante e de elevada prioridade tanto para a União Europeia como para Portugal.

As políticas que existem para agir em EE não são suficientemente abrangentes para capturar todo o potencial de recursos existentes, devido a diversas dificuldades.

No presente trabalho procedeu-se a uma avaliação ao nível das instalações eléctricas que servem um conjunto de edifícios públicos, propondo-se medidas técnicas e recomendações administrativas que, concretizadas, permitem a redução dos encargos com a aquisição de energia eléctrica que alimenta os mesmos. Por outro lado, o tratamento da opção mais vantajosa em termos de contratualização através do simulador adoptado para o efeito, torna-se fundamental como ferramenta de vital importância nesta matéria. Importa também sublinhar que esta ferramenta pode ser potenciada com adopção de um segundo suporte de cálculo referente à compensação da energia reactiva nas instalações, cuja concepção também serviu o presente trabalho.

O presente estudo também valoriza as instalações na sua componente de exploração devido à sua interligação e consequente passagem a instalação do “tipo B”, conforme prevê o Decreto-Lei 517/80 de 31 de Outubro, com a redacção dada pelo Decreto-Lei 272/92 de 3 de Dezembro.

Assim sendo, impõe-se que sejam tomados procedimentos administrativos e técnicos com vista à adopção de uma drástica redução de custos com aquisição de energia eléctrica requerida por 5 edifícios municipais relativamente próximos.

Do estudo feito concluiu-se haver uma solução que, basicamente, passa pelos seguintes procedimentos:

Conclusão

- Negociação com a EDP Distribuição S.A. no sentido de esta libertar, o espaço municipal onde tem instalado o posto de transformação de serviço público, integrando-o na propriedade privada da autarquia;
- Reformulação, no espaço assim libertado, do posto de transformação privativo da Câmara Municipal de Matosinhos e a respectiva parte de seccionamento, mantendo o transformador existente ou substituindo-o por outro de 800 kVA (seco), cuja acção será sujeita à decisão superior, para $15.000 \pm 5\%$ / 400-230 V - 50Hz e respectivo quadro geral de baixa tensão com capacidade técnica adequada e devidamente equipado para alimentar os edifícios envolvidos: Paços do Concelho, Palacete do Visconde de Trevões, Biblioteca Municipal Florbela Espanca e 2 edifícios para Serviços Técnicos Municipais (“ex-SMAS” e “ex-Tribunal”);
- A que acresce o facto da Câmara Municipal de Matosinhos vir a dispor de capacidade autónoma para alimentação eléctrica temporária de eventos municipais a realizar no jardim de Basílio Teles, fronteiro aos Paços do Concelho, e/ou nas zonas ajardinadas envolventes deste último;
- Estabelecimento de uma rede subterrânea de baixa tensão que garanta a alimentação eléctrica dos mencionados edifícios a partir do PT a constituir;
- Fusão dos actuais 5 contratos de aquisição de energia eléctrica, em BTN/BTE, num só contrato em MT - Longas Utilizações, de tipo tetra-horário em ciclo diário.

De um posto de vista da sustentabilidade económica da solução proposta, apuraram-se os valores constantes da seguinte tabela-resumo:

Tabela 11-1: Retorno do Investimento

	Soluções Propostas				
	Custo Actual (€/ano)	Custo Futuro (€/ano)	Poupança (€/ano)	Investimento (€)	PRI (anos)
“Opção A”	167.145,00	130.634,00	41.113,06	27.322	≈0,7
“Opção B”	167.145,00	130.634,00	41.113,06	49.102	≈1,5

Foi também contemplado o estudo de inclusão de uma Miniprodução Fotovoltaica composta por dois grupos geradores, sendo um implementado na cobertura do edificio dos Paços do Concelho de Matosinhos e o segundo previsto para a Biblioteca Municipal Florbela Espanca, estimando-se a energia produzida e respectiva sustentabilidade económica do projecto. O estudo revelou que um sistema com uma potência instalada de 118 kWp, apenas um grupo, permitiria uma produção média anual de 181 MWh, ou seja, aproximadamente 15,6% do consumo dos 5 edifícios municipais. Já a implementação simultânea dos dois grupos, potência instalada de 236 kWp, conduzirá à produção média anual de 362 MWh, ou seja 31,2% do consumo dos 5 edifícios municipais.

A análise económica revelou que o sistema é viável, quando incluído no regime bonificado, sendo os índices de viabilidade económica e prazo de retorno condicionados pelo regime de financiamento.

A integração da Miniprodução Fotovoltaica será implementada na sequência da optimização do desempenho, eficiência e qualidade de energia dos 5 edifícios municipais. Assim sendo, realizou-se estudo económico da execução dos dois projectos em simultâneo, sendo o sistema de Miniprodução o “Sistema chave na mão” EFACEC, situação mais desfavorável. Os Indicadores Económicos foram obtidos de acordo com os pressupostos utilizados no estudo de viabilidade económica da Miniprodução Fotovoltaica, taxa de actualização de 5%, período de 25 anos e investimento, IVA não incluído. A Tabela 11-2 e a Tabela 11-3 apresentam os valores encontrados para o estudo das várias situações, ou seja, “Opção A” e “Opção B”, com e sem implementação da Miniprodução Fotovoltaica, e sendo a Miniprodução composta por um ou dois grupos geradores.

Tabela 11-2: Indicadores Económicos - MT Longas Utilizações “Opção A”

	MT Longas Utilizações “Opção A”	MT- Longas Utilizações e Miniprodução 1 Grupo	MT- Longas Utilizações e Miniprodução 2 Grupos
VAL	552.122€	688.155 €	824.187€
TIR	150 %	33%	25%
PRI (anos)	≈0,7	≈3	≈4

Tabela 11-3: Indicadores Económicos - MT Longas Utilizações “Opção B”

	MT Longas Utilizações “Opção B”	MT- Longas Utilizações e Miniprodução 1 Grupo	MT- Longas Utilizações e Miniprodução 2 Grupos
VAL	530.342€	666.375 €	802.408€
TIR	84 %	30%	23%
PRI (anos)	≈1,5	≈4	≈5

A análise dos dois projectos em conjunto apresenta uma taxa de rentabilidade máxima exigível superior á TIR apresentada só pelo projecto da Miniprodução Fotovoltaica, ou seja, torna a sua implementação mais atractiva e o recurso ao financiamento poderá ser realizado a taxas superiores.

A Figura 11-1 e a Figura 11-2 apresentam os fluxos de caixa acumulados nas disposições em estudo, sendo considerado em todos os casos uma taxa de 5%.

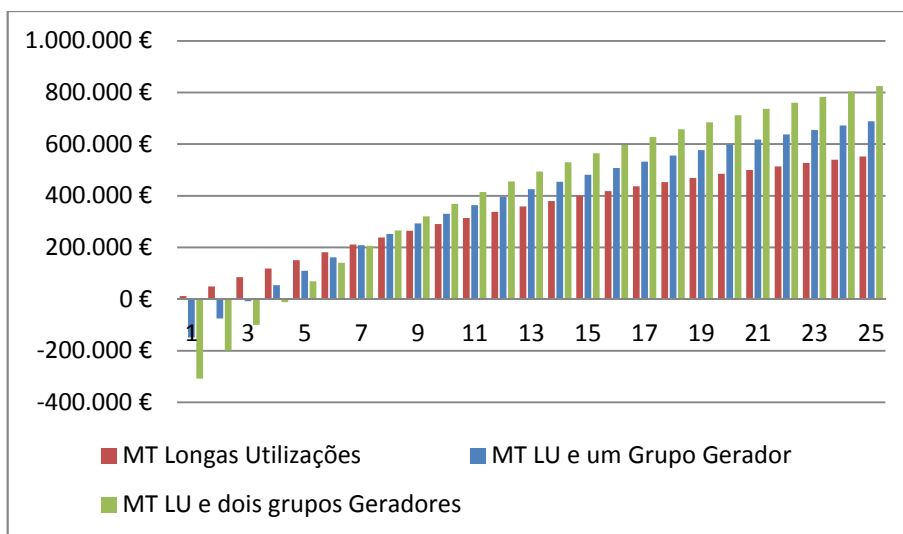


Figura 11-1: Fluxo de caixa acumulado - Opção “A” e “Sistema chave na mão” EFACEC

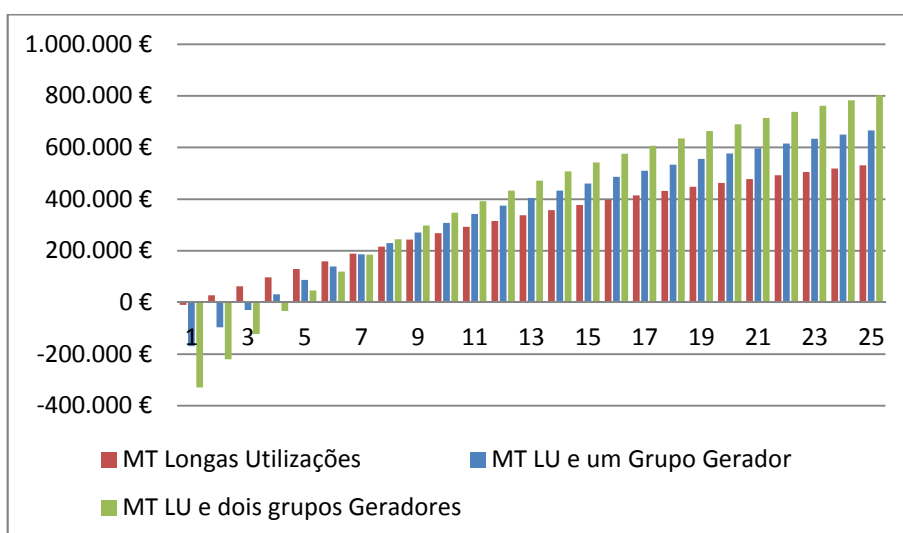


Figura 11-2: Fluxo de caixa acumulado - Opção “B” “Sistema chave na mão” EFACEC

A análise das Figuras mostra que a execução dos dois projectos em simultâneo só fornece dividendos acrescidos, comparativamente com a implementação apenas do contrato MT - Longas Utilizações, aproximadamente ao fim de 8 anos. Contudo, o retorno total do investimento é alcançado em pouco mais de 4 anos, no caso mais desfavorável e a uma taxa de actualização de 5%. No fim do período de 25 anos regista-se um ganho acrescido de 136.033€, aproximadamente 25%, no caso da implementação de apenas um grupo gerador, e de 272.066€, aproximadamente 49%, no caso da implementação em simultâneo dos dois grupos geradores da Miniprodução Fotovoltaica.

Referências

- [1] “A utilização racional de energia em edifícios públicos”, Peraldo Isolini. Disponível em enerbuilding.eu
- [2] EDP, ECO- Programa de Eficiência Energética. Disponível em <http://www.eco.edp.pt/default.aspx> e consultado em Dezembro 2009
- [3] L. Stankeviciute and P. Criqui-“Energy and Climate Policies to 2020: The Impacts of the European “20/20/20” approach”, “International Journal of Energy Sector Management, Vol.2, pp 252-273, 2008
- [4] Livro verde sobre eficiência energética- “Fazer mais com menos”. Bruxelas: Comissão das Comunidades Europeias, 2005
- [5] In LS News - The European Magazine of Leroy-Somer. Vol.21: Leroy-Somer 2008
- [6] “Directiva do Parlamento Europeu e do Conselho relativa a eficiência na utilização final de energia e dos serviços energéticos”: Comissão das Comunidades Europeias, 2003-Bruxelas.
- [7] “Ministério da Economia e Emprego: Direcção Geral de Energia e Geologia”. Disponível em <http://www.dgeg.pt>
- [8] “Lextec-Léxico Técnico do Português”. Disponível em <http://www.instituto-camoes.pt/lextec/inicio.html>
- [9] “Resolução do Conselho de Ministros 80/2008”. Disponível do Diário da República, pp. P 2824-2865
- [10] “Portugal Eficiência 2015. Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética. Versão sumário”: ADENE- Agência para a Energia
- [11] “Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Eléctrica - Breves notas de enquadramento”, Lisboa - ERSE: Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2009
- [12] AGENEAL: Energias Renováveis. Disponível em <http://.ageneal.pt/content01.asp?BTreelD=00/01&treeID=00/01&news!D8>
- [13] “Portal da Energia”. Disponível em <http://www.portal-energia.com>.
- [14] INGENIUM Edições Ld.ª (Série II, n.º 112: Ordem dos Engenheiros): “Energia/Factura para Portugal/Diversificação de Fontes/Metas Europeias”
- [15] REN-Redes Energéticas Nacionais, SGPS, SA:”A Integração da Produção Sustentável em Portugal” - Rui Pestana

- [16] ERSE: Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, Despacho 7253/2010, de 26 de Abril
- [17] ADENE-AGÊNCIA PARA A ENERGIA (Cursos de Utilização Racional de Energia)
- [18] Manual de Ligações à Rede Eléctrica de Serviço Público-Guia Técnico e Logístico de Boas Práticas; 3.ª Edição, Junho 2011; EDP Distribuição, SA
- [19] Obtido através de “Google Earth”
- [20] WEG, “Manual para Correção do Factor de Potência”, Edição de Novembro de 2007
- [21] Novo Regime de Facturação da Energia Reactiva, Revista INFO 26 (4º Trimestre 2011) da Ordem dos Engenheiros da Região Norte (OERN), Prof José Neves dos Santos e Prof José Rui Ferreira.
- [22] Compensação de Energia Reactiva e Filtragem de Harmónicos: SISvar Internacional 1.2 (Informação Técnica da Scneider Electric) <http://www.ops-ecat.schneider-electric.com>
- [23] Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP): Compensação do Factor de Potência, Prof. José Neves dos Santos, Abril 2006
- [24] Autarquia Digital/Inovação e Governação nas Autarquias (Energia, Ambiente e Desenvolvimento Sustentável) 2005. Autores: Prof. Joaquim Borges Gouveia e Eng.º Luís Castanheira
- [25] Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Eléctrica em Baixa Tensão (Decreto - Lei 90/84 de 26 de Dezembro)
- [26] Decreto-Lei n.º 34/2011 de 8 de Março
- [27] <http://www.pvsyst.com/en/>
- [28] Ministério da Economia e do Emprego, Sistema de Registo da Miniprodução. Disponível em <http://www.renovaveisnadora.pt>
- [29] Portal energia. Disponível em <http://www.portal-energia.com/principais-tipos-de-celulas-fotovoltaicas-constituintes-de-paineis-solares/>
- [30] Certiel; “Guia Prático de Instalações de Microprodução”. Disponível em http://www.certiel.pt/c/document_library/get_file?uuid=c76836cb-7304-492f-b442-8f60b1ab750c&groupId=10100
- [31] Vânia Sofia dos Santos Gomes; “Avaliação de Projectos de Investimento: Elaboração de um Estudo de Viabilidade Económico-financeira; Setembro de 2011, Coimbra

Anexo A

Anexo B

Câmara Municipal de Matosinhos - Período de Facturação Abril de 2011



serviço universal

www.edpsu.pt

apoio comercial

808 505 000 (dias úteis, das 8 às 20h - custo chamada local)

EDP Distribuição

avarias eléctricas

800 506 506 (24h - chamada grátis)



CAMARA MUNICIPAL DE MATOSINHOS
AV D AFONSO HENRIQUES
MATOSINHOS
4454-510 MATOSINHOS

Cód. Ident. Local - 0 069 158 934

CAMARA MUNICIPAL DE MATOSINHOS
Id. Fiscal - PT501305912
AV D AFONSO HENRIQUES MATOSINHOS
4450-009 MATOSINHOS

Descrição da Instalação - AV.D.AFONSO HENRIQUES
Tarifa Contratada - BTE-Médias UT,Tetra-Horário
Ciclo Horário - diário

Potência Contratada - 242,40 kW

Conta Contrato - 200314206597

Contrato - C206597001

Zona da Qualidade de Serviço - Electricidade - B

Cód. Ponto Entrega - PT 0002 000 069 158 934 QF

Electricidade

Valor a débito

€ 5.806,79

Período de facturação

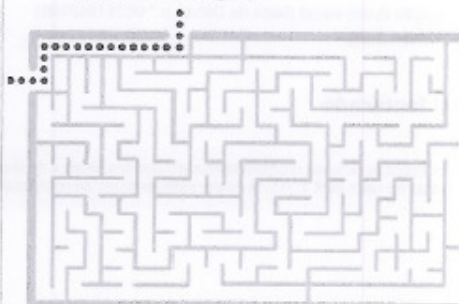
2011-04-05 a 2011-05-03

Evite o uso do ar condicionado e outros sistemas de climatização. Isole eficazmente portas, janelas, paredes, tecto e pavimento.

Diminua as viagens de trabalho. Tente substituí-las por teleconferências ou vídeo-conferências.

Instale detectores de presença que activem a iluminação apenas quando existem pessoas no local.

nova factura
muito mais simples



mais informação em www.edpsu.pt

ecoedp
energias e água

Comparar e Impacto ambiental por cada factura. Saiba mais em www.ecoedp.pt

Leituras/Consumos

Período de leitura: 2011-04-05 a 2011-05-03

Equipa de contagem: Activa nº: 1013193418 Reactiva nº: 2030579449

Elementos medidos	Leitura Inicial	Leitura final	Factor Multipl.	Consumo Registado
En. Activa vazio normal (kWh)	284272,0	286516,0	6,00000	13464,00
En. Activa ponta (kWh)	241855,0	243163,0	6,00000	7848,00
En. Activa cheias (kWh)	655698,0	659281,0	6,00000	21498,00
En. Reactiva cons. fora vazio (kvarh)	700141,0	702110,0	6,00000	11814,00
Potência tomada (kW)	0,0	26,2	6,00000	157,20

Informações de Instalação

Pot. Máx. admissível (kVA)	396,00
Pot. Requisitada (kVA)	396,00
Pot. Tomada em 12-2010 (kW)	242,40
Factor de potência	0,92
Total En. Activa no período (kWh)	42.810,00

Emissão de CO2 associado ao consumo de energia desta factura: 8.729,82 kg

Detalhe da Factura

RefP 136006511257

Factura nº 10427032219 de 31 de Maio de 2011

Electricidade	Data inicial	Data final	Qtd.	Preço(€)	Valor(€)	IVA(%)
En. Activa vazio normal (kWh)	2011-04-05	2011-05-03	8078	0,0677	546,88	6
En. Activa super vazio (kWh)	2011-04-05	2011-05-03	5386	0,0628	338,24	6
En. Activa ponta (kWh)	2011-04-05	2011-05-03	7848	0,1921	1.507,60	6
En. Activa cheias (kWh)	2011-04-05	2011-05-03	21498	0,1028	2.209,99	6
Escalação 2 de En. React cons. FV (kvarh)	2011-04-05	2011-05-03	76	0,0220	1,67	6
Escalação 3 de En. React cons. FV (kvarh)	2011-04-05	2011-05-03	0	0,0660	0,00	6
Potência contratada 242,40 kW (dias)			29	0,0163	114,58	6
Potência horas de ponta 67,66 kW (dias)			29	0,3731	732,07	6
Termo tarifário fixo (dias)			29	0,8559	24,82	6
IVA (6% de € 5.475,85)					328,55	
Total*					5.804,40	
Outros Débitos / Créditos						
Contribuição áudio-visual (Nota de Débito n.º 00251942568)			1		2,25	6
IVA (6% de € 2,25)					0,14	
Total					2,39	
Total facturado					5.806,79	

*O valor indicado inclui os custos relativos ao uso das redes e os custos de interesse económico geral que decorrem de medidas de política energética, no valor de € 2.315,14 (Valor independente do comercializador de energia eléctrica).

Ex SMAS - Período de Facturação Abril de 2011



serviço universal

www.edpsu.pt

apoio comercial
808 505 000 (dias úteis, das 8 às 20h - custo chamada local)

EDP Distribuição
avarias eléctricas
800 506 506 (24h - chamada grátis)



CAMARA MUNICIPAL DE MATOSINHOS
AV D AFONSO HENRIQUES
MATOSINHOS
4454-510 MATOSINHOS

1/2

Cód. Ident. Local - 0 069 159 972

CAMARA MUNICIPAL DE MATOSINHOS
Id. Fiscal - PT501305912
RUA 1 DE MAIO, 273 MATOSINHOS
4450 MATOSINHOS

Descrição da Instalação - RUA 1 MAIO, 273
Tarifa Contratada - BTE-Longas UT, Tetra-Horário
Ciclo Horário - diário

Potência Contratada - 58,00 kW
Conta Contrato - 290000077222
Contrato - 9005258913
Zona da Qualidade de Serviço - Electricidade - B

Cód. Ponto Entrega - PT 0002 000 069 159 972 SX

Electricidade

Valor a pagar € 1.162,98

Data limite de pagamento 2011-05-28

Período de facturação 2011-03-25 a 2011-04-24

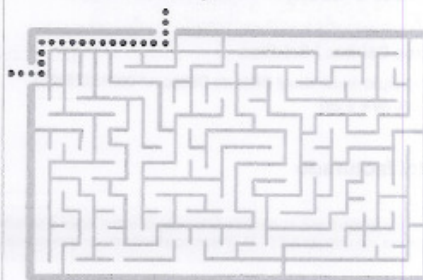
PROCESSADO POR COMPUTADOR - CONSERVE ESTE DOCUMENTO - VALIDADO RECEBIDO ANOS BOM CARABANCA
EDP Serviços Universais, S. A. - Sede Social: Rua Correio Central, Matosinhos, 4450-514, Portugal
Código postal 4450-514, Matosinhos, Portugal - N.º de Registo: 50307/2003, 50307/2003

A Entigere - Entidade Gestora da Rede Multiserviços, S.A. foi declarada insolvente, tendo cessado a sua actividade. Assim, a partir desta data, deixará de poder pagar a sua factura EDP através dos Agentes Megarede.

Evite o uso do ar condicionado e outros sistemas de climatização. Isole eficazmente portas, janelas, paredes, tecto e pavimento.

Diminua as viagens de trabalho. Tente substituí-las por teleconferências ou vídeo-conferências.

nova factura
muito mais simples



mais informação em www.edpsu.pt

gco edp
energias eléctricas

Compreensão e rapidez utilizadas produzidas por este factura. Saiba mais em www.edpsu.pt

Leituras/Consumos

Período de leitura: 2011-03-25 a 2011-04-24
 Equipa de contagem nº: 3096026670

Elementos medidos	Leitura inicial	Leitura final	Factor Multipl.	Consumo Registrado
En. Activa vazio normal (kWh)	7086,0	8372,0	1,00000	1284,00
En. Activa super vazio (kWh)	4305,0	5099,0	1,00000	794,00
En. Activa ponta (kWh)	10263,0	11990,0	1,00000	1727,00
En. Activa cheias (kWh)	31601,0	35693,0	1,00000	4092,00
En. Reactiva cons. fora vazio (kvarh)	22978,0	26060,0	1,00000	3082,00
En. Reactiva fornecida vazio (kvarh)	736,0	770,0	1,00000	34,00
Potência tomada (kW)	0,0	39,0	1,00000	39,00

Informações de Instalação

Pot. Máx. admissível (kVA)	76,00
Pot. Requisitada (kVA)	76,00
Pot. Tomada em 02-2011 (kW)	58,00
Factor de potência	0,88
Total En. Activa no período (kWh)	7.897,00

Emissão de CO2 associado ao consumo de energia desta factura:
1840,00 kg

Detalhe da Factura

RefP 110007100243

Factura nº 10422935914 de 24 de Abril de 2011

Electricidade	Data inicial	Data final	Qtd.	Preço(€)	Valor(€)	IVA(%)
En. Activa vazio normal (kWh)	2011-03-25	2011-04-24	1284	0,0588	75,50	6
En. Activa super vazio (kWh)	2011-03-25	2011-04-24	794	0,0548	43,51	6
En. Activa ponta (kWh)	2011-03-25	2011-04-24	1727	0,1287	222,26	6
En. Activa cheias (kWh)	2011-03-25	2011-04-24	4092	0,0938	383,83	6
Escalão 2 de En.React.cons.FV (kvarh)	2011-03-25	2011-04-24	582	0,0220	12,80	6
Escalão 3 de En.React.cons.FV (kvarh)	2011-03-25	2011-04-24	173	0,0660	11,42	6
En. Reactiva fornecida vazio (kvarh)	2011-03-25	2011-04-24	34	0,0168	0,57	6
Potência contratada 58,00 kW (dias)			31	0,0410	73,72	6
Potência horas de ponta 13,93 kW (dias)			31	0,5668	244,76	6
Termo tarifário fixo (dias)			31	0,8559	26,53	6
IVA (6% de € 1.094,90)					65,69	
Total*					1.160,59	

Outros Débitos / Créditos

Contribuição áudio-visual (Nota de Débito n.º 00248225805)	1	2,25	6
IVA (6% de € 2,25)		0,14	
Total		2,39	

Total facturado

1.162,98

*O valor indicado inclui os custos relativos ao uso das redes e os custos de interesse económico geral que decorrem de medidas de política energética, no valor de € 517,71 (Valor independente do comercializador de energia eléctrica).

mais informação em www.edpsu.pt

Ex Tribunal - Período de Facturação Abril de 2011



serviço universal

www.edpsu.pt

apoio comercial
808 505 000 (dias úteis, das 8 às 20h - custo chamada local)

EDP Distribuição
avarias eléctricas
800 506 506 (24h - chamadas grátis)



CAMARA MUNICIPAL DE MATOSINHOS
AV D AFONSO HENRIQUES
MATOSINHOS
4454-510 MATOSINHOS

1/2

Cód. Ident. Local - 0 101 681 177

CAMARA MUNICIPAL DE MATOSINHOS
Id. Fiscal - PT501305912
RUA 1 DE MAIO, 317 MATOSINHOS
4450 MATOSINHOS

Descrição da Instalação - EX TRIBUNAL MATOSINHOS
Tarifa Contratada - 3TE-Médias UT, Tetra-Horário
Ciclo Horário - diário

Potência Contratada - 43,80 kW
Conta Contrato - 290000041166
Contrato - 9000292062
Zona da Qualidade de Serviço - Electricidade - B

Cód. Ponto Entrega - PT 0002 000 101 681 177 DC

Electricidade

Valor a débito € 775,41

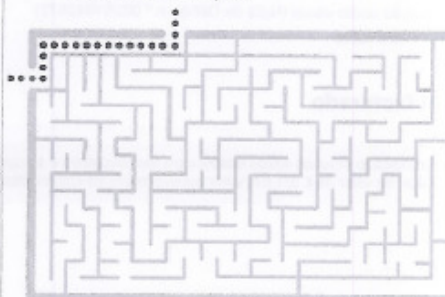
Período de facturação 2011-04-05 a 2011-05-03

A Entigere - Entidade Gestora da Rede Multiserviços, S.A. foi declarada insolvente, tendo cessado a sua actividade. Assim, a partir desta data, deixará de poder pagar a sua factura EDP através dos Agentes Megarede.

Evite o uso do ar condicionado e outros sistemas de climatização. Isole eficazmente portas, janelas, paredes, tecto e pavimento.

Diminua as viagens de trabalho. Tente substituí-las por teleconferências ou vídeo-conferências.

nova factura
muito mais simples



mais informação em www.edpsu.pt

Compensação e Impacto Ambiental produzido por esta factura. Saiba mais em www.ecoedp.pt

ecoedp
energias eficientes

Leituras/Consumos

Período de leitura: 2011-04-05 a 2011-05-03

Equipa de contagem: Activa nº: 2032037960 Reactiva nº: 1013193740

Elementos medidos	Leitura Inicial	Leitura final	Factor Multipl.	Consumo Registrado
En. Activa vazio normal (kWh)	102449,0	102843,0	2,00000	788,00
En. Activa ponta (kWh)	152406,0	152956,0	2,00000	1100,00
En. Activa cheias (kWh)	393574,0	395121,0	2,00000	3094,00
En. Reactiva cons. fora vazio (kvarh)	219412,0	220207,0	2,00000	1590,00
Potência tomada (kW)	0,0	13,2	2,00000	26,40

Informações de Instalação

Pot. Máx. admissível (kVA)	80,00
Pot. Requisitada (kVA)	80,00
Pot. Tomada em 12-2010 (kW)	43,80
Factor de potência	0,93
Total En. Activa no período (kWh)	4.982,00

Emissão de CO2 associado ao consumo de energia desta factura:
1.015,90 kg

Detalhe da Factura

Refº 138006511261

Factura nº 10427032223 de 31 de Maio de 2011

Electricidade	Data inicial	Data final	Qtd.	Preço(€)	Valor(€)	IVA(%)
En. Activa vazio normal (kWh)	2011-04-05	2011-05-03	473	0,0677	32,02	6
En. Activa super vazio (kWh)	2011-04-05	2011-05-03	315	0,0628	19,78	6
En. Activa ponta (kWh)	2011-04-05	2011-05-03	1100	0,1921	211,31	6
En. Activa cheias (kWh)	2011-04-05	2011-05-03	3094	0,1028	318,06	6
Escalão 2 de En.React.cons.FV (kvarh)	2011-04-05	2011-05-03	0	0,0220	0,00	6
Escalão 3 de En.React.cons.FV (kvarh)	2011-04-05	2011-05-03	0	0,0660	0,00	6
Potência contratada 43,80 kW (dias)			29	0,0163	20,70	6
Potência horas de ponta 9,48 kW (dias)			29	0,3731	102,57	6
Termo tarifário fixo (dias)			29	0,8559	24,82	6
IVA (6% de € 729,26)					43,76	
Total*					773,02	
Outros Débitos / Créditos						
Contribuição áudio-visual (Nota de Débito n.º 00251942572)			1		2,25	6
IVA (6% de € 2,25)					0,14	
Total					2,39	
Total facturado					775,41	

*O valor indicado inclui os custos relativos ao uso das redes e os custos de interesse económico geral que decorrem de medidas de política energética, no valor de € 321,89 (Valor independente do comercializador de energia eléctrica).

Biblioteca Municipal Florbela Espanca - Período de Facturação Abril de 2011

1/2



serviço universal

www.edpsu.pt

apoio comercial
808 505 000 (dias úteis, das 8 às 20h - custo chamada local)

EDP Distribuição
avarias eléctricas
800 506 506 (24h - chamada grátis)

CAMARA MUNICIPAL DE MATOSINHOS
AV D AFONSO HENRIQUES
MATOSINHOS
4454-510 MATOSINHOS

Cód. Ident. Local - 0 079 652 256

CAMARA MUNICIPAL DE MATOSINHOS
Id. Fiscal - PT501305912
RUA DIU OBRAS MATOSINHOS
4450-109 MATOSINHOS

Descrição da Instalação - R.DIU-TRASEIRAS CAMARA
Tarifa Contratada - BTE-Longas UT,Tetra-Horário
Ciclo Horário - semanal sem feriados

Potência Contratada - 130,00 kW
Conta Contrato - 290000048244
Contrato - 9001768961
Zona da Qualidade de Serviço - Electricidade - B

Cód. Ponto Entrega - PT 0002 000 079 652 256 LQ

Electricidade

Valor a débito € 4.117,10

Período de facturação 2011-04-05 a 2011-05-03

A Entigere - Entidade Gestora da Rede Multiserviços, S.A. foi declarada insolvente, tendo cessado a sua actividade. Assim, a partir desta data, deixará de poder pagar a sua factura EDP através dos Agentes Megarede.

Evite o uso do ar condicionado e outros sistemas de climatização. Isole eficazmente portas, janelas, paredes, tecto e pavimento.

Diminua as viagens de trabalho. Tente substituí-las por teleconferências ou video-conferências.

nova factura
muito mais simples



mais informação em www.edpsu.pt

eco.edp
energia elétrica

Compensar e melhorar o ambiente produzido por este sistema. Saiba mais em www.eco.edp.pt

Leituras/Consumos

Período de leitura: 2011-04-05 a 2011-05-03

Equipa de contagem: Activa nº: 2031750830 Reactiva nº: 203117354

Elementos medidos	Leitura Inicial	Leitura final	Factor Multipl.	Consumo Registrado
En. Activa vazio normal (kWh)	241986,0	243006,0	10,00000	10200,00
En. Activa ponta (kWh)	110048,0	110437,0	10,00000	3890,00
En. Activa cheias (kWh)	300322,0	301866,0	10,00000	15440,00
En. Reactiva cons. fora vazio (kvarh)	195829,0	196966,0	10,00000	11370,00
Potência tomada (kW)	0,0	13,0	10,00000	130,00

Informações de Instalação

Pot. Máx. admissível (kVA)	600,00
Pot. Requisitada (kVA)	600,00
Pot. Tomada em 05-2011 (kW)	130,00
Factor de potência	0,86
Total En. Activa no período (kWh)	29.530,00

Emissão de CO2 associado ao consumo de energia desta fatura: 6.021,76 kg

Detalhe da Factura

Refº 136006511265

Factura nº 10427032227 de 31 de Maio de 2011

Electricidade	Data inicial	Data final	Qtd.	Preço(€)	Valor(€)	IVA(%)
En. Activa vazio normal (kWh)	2011-04-05	2011-05-03	6120	0,0588	359,86	6
En. Activa super vazio (kWh)	2011-04-05	2011-05-03	4080	0,0548	223,58	6
En. Activa ponta (kWh)	2011-04-05	2011-05-03	3890	0,1287	500,64	6
En. Activa cheias (kWh)	2011-04-05	2011-05-03	15440	0,0938	1.448,27	6
Escalão 2 de En.React.cons.FV (kvarh)	2011-04-05	2011-05-03	1933	0,0220	42,53	6
Escalão 3 de En.React.cons.FV (kvarh)	2011-04-05	2011-05-03	1705	0,0660	112,53	6
Potência contratada 130,00 kW (dias)			29	0,0410	154,57	6
Potência horas de ponta 61,75 kW (dias)			29	0,5668	1.015,00	6
Termo tarifário fixo (dias)			29	0,8559	24,82	6
IVA (6% de € 3.881,80)					232,91	
Total*					4.114,71	
Outros Débitos / Créditos						
Contribuição áudio-visual (Nota de Débito n.º 00251942576)			1		2,25	6
IVA (6% de € 2,25)					0,14	
Total					2,39	
Total facturado					4.117,10	

*O valor indicado inclui os custos relativos ao uso das redes e os custos de interesse económico geral que decorrem de medidas de política energética, no valor de € 1.925,33 (Valor independente do comercializador de energia eléctrica).

Palacete Visconde Trevões - Factura de Abril de 2011



serviço universal

www.edpsu.pt

apoio comercial

808 505 505 (dias úteis das 8h às 20h - custo chamada local)

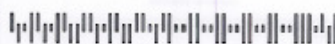
EDP Distribuição

avarias eléctricas

800 506 506 (24h - chamada grátis)

leitura do contador

800 507 507 (24h - chamada grátis)



MUNICIPIO MATOSINHOS
AV D AFONSO HENRIQUES
MATOSINHOS
4454-510 MATOSINHOS

Cód. Ident. Local - 0 022 556 863

MUNICIPIO MATOSINHOS
Id. Fiscal - PT501305912
AV D AFONSO HENRIQUES , 669 BI BLIOTE AV A
HENR/BIBLIOTECA MUNICIPAL MATOSINHOS
4450 MATOSINHOS

Tarifa Contratada - BTN-Simples 3,45 até 20,7 kVA

Ciclo Horário - sem ciclo

Potência Contratada - 20,7 kVA

Conta Contrato - 102315274086

Contrato - 225568601

Zona da Qualidade de Serviço - Electricidade - B

Cód. Ponto Entrega - PT 0002 000 022 556 863 RF

Electricidade

Valor a débito € 765,67

Período de faturação 2011-03-01 a 2011-03-28

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) aprovou, a 15 de Dezembro, os valores das tarifas e preços para a energia eléctrica a vigorar em 2011. Para mais informações consulte www.edpsu.pt ou www.erse.pt.

A Entigere - Entidade Gestora da Rede Multiserviços, S.A. foi declarada insolvente, tendo cessado a sua actividade. Assim, a partir desta data, deixará de poder pagar a sua factura EDP através dos Agentes Megarede.

Se é um cliente registado no edpOnline, pode efectuar o pagamento das suas facturas online, através de uma autorização de débito em conta temporária. O NIB que fornecer é válido apenas para essa transacção específica.

Altere o seu
contrato
no sofá
mais próximo
EDP Online

www.edpsu.pt

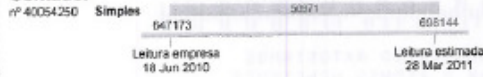


eco.edp
energias eficientes

Compensar o impacto ambiental produzido por esta factura. Saiba mais em www.eco.edp.pt

Leituras/Consumos (kWh)

Contador



Gasto médio diário no período: € 22,48
Emissão de CO2 associada ao consumo de energia desta factura: 1.155,03 kg

Envio de Leituras

Comunique a sua leitura através de:

www.edpsu.pt

800 507 507 (24h - chamado grátis)

Data aconselhável de envio

2011-04-26

Detalhe da Factura

Refª 106007206895

Factura nº 10420080713 de 31 de Março de 2011

Electricidade	Data inicial	Data final	Qtd.	Preço(€)	Valor(€)	IVA(%)
Consumo estimado (MWh)	2011-03-01	2011-03-28	5133	0,1326	680,64	6
Potência Contratada 20,7 kVA (das)			28	0,9916	27,76	6
Taxa Exploração DGEG: Isento			1		0,00	6
IVA (6% de € 708,40)					42,50	
Total*					750,90	
Outros Débitos / Créditos						
Mora/Juros atraso pagamento (Nota de Débito n.º 20112429045)					2,73	
Mora/Juros atraso pagamento (Nota de Débito n.º 20228396982)					3,88	
Mora/Juros atraso pagamento (Nota de Débito n.º 20260397487)					5,77	
Contribuição áudio-visual (Nota de Débito n.º 00245531463)			1		2,25	6
IVA (6% de € 2,25)					0,14	
Total					14,77	
Total facturado					765,67	

* O valor indicado inclui os custos relativos ao uso das redes e os custos de interesse económico geral que decorrem de medidas de política energética, no valor de € 385,87 (Valor independente do comercializador de energia eléctrica).

Anexo C

Painel Solar RendeSola






156 Series Polycrystalline Solar Module

235W, 240W, 245W, 250W

- 

High Module Conversion Efficiency
- 

Easy Installation and Handling for Various Applications
- 

Withstanding Mechanical Load up to 5400 Pa
- 

Conform with PV Standards: IEC 61215:2005, IEC 61730:2004, UL 1703
- 

ISO9001, OHSAS18001, ISO14001



Guarantee

We provide a 10 years material and workmanship guarantee for our modules. In addition, a 90%-power-output guarantee for 10 years and a 80%-power-output guarantee for 25 years of the modules life are provided.

10-year

material & workmanship

10-year

90% power output

25-year

80% power output










SunFields Europe
info@sfe-solar.com | www.sfe-solar.com

Julho 2013

149

Relatório PVSyst

PVSYST V6.05		22/04/13	Page 1/3	
Grid-Connected System: Simulation parameters				
Project : Grid-Connected Project at Matosinhos				
Geographical Site	Matosinhos	Country	Portugal	
Situation	Latitude	41.2°N	Longitude	8.7°W
Time defined as	Legal Time	Time zone UT	Altitude	25 m
	Albedo	0.20		
Meteo data:	Porto	Synthetic	Meteonorm 6.1	
Simulation variant : inv15kwfinal				
	Simulation date	22/04/13 19h32		
Simulation parameters				
Collector Plane Orientation	Tilt	30°	Azimuth	0°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Measured
Horizon	Free Horizon			
Near Shadings	No Shadings			
PV Array Characteristics				
PV module	Si-poly	Model	JC245M-24/Bb	
	Manufacturer	Renesola		
Number of PV modules	In series	23 modules	In parallel	21 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	483	Unit Nom. Power	245 Wp
Array global power	Nominal (STC)	118 kWp	At operating cond.	106 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	617 V	I m pp	172 A
Total area	Module area	786 m²		
Inverter				
	Model	Sunny Tripower15000 TLEE		
	Manufacturer	SMA		
Characteristics	Operating Voltage	580-800 V	Unit Nom. Power	15.0 kW AC
Inverter pack	Number of Inverter	7 units	Total Power	105.0 kW AC
PV Array loss factors				
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (wind)	0.0 W/m ² K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m ² , Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)			NOCT	56 °C
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	59 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	1.5 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05
User defined profile				
User's needs :	Unlimited load (grid)			

PV Syst Evaluation mode

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : Grid-Connected Project at Matosinhos

Geographical Site	Matosinhos	Country	Portugal
Situation	Latitude 41.2°N	Longitude	8.7°W
Time defined as	Legal Time	Time zone	UT
	Albedo		25 m
Meteo data:	Porto	Synthetic	Meteonorm 6.1

Simulation variant : inv15kwfinal

Simulation date 22/04/13 19h32

Simulation parameters

Collector Plane Orientation Tilt 30° Azimuth 0°

Models used Transposition Perez Diffuse Measured

Horizon Free Horizon

Near Shadings No Shadings

PV Array Characteristics

PV module	Si-poly	Model	JC245M-24/Bb
		Manufacturer	Renesola
Number of PV modules		In series	23 modules
Total number of PV modules		Nb. modules	483
		Unit Nom. Power	245 Wp
Array global power		Nominal (STC)	118 kWp
		At operating cond.	108 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	617 V
		I m pp	172 A
Total area		Module area	786 m²

Inverter

	Model	Sunny Tripower15000 TLEE	
	Manufacturer	SMA	
Characteristics	Operating Voltage	580-800 V	Unit Nom. Power 15.0 kW AC
Inverter pack	Number of Inverter	7 units	Total Power 105.0 kW AC

PV Array loss factors

Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (wind)	0.0 W/m ² K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m ² , Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)			NOCT	58 °C
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	59 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	1.5 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05
User defined profile				

User's needs : Unlimited load (grid)

Grid-Connected System: Main results

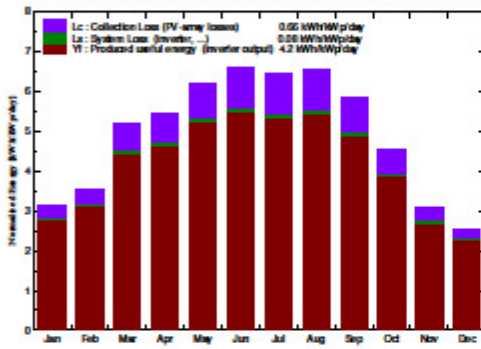
Project : Grid-Connected Project at Matosinhos

Simulation variant : inv15kwfinal

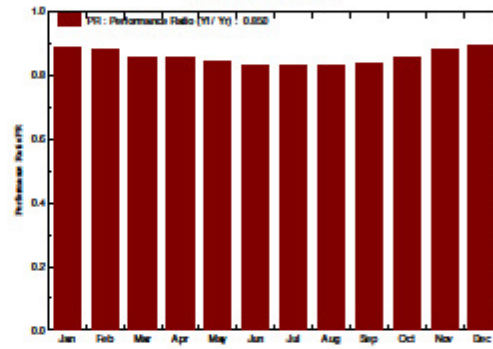
Main system parameters		System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation		tilt	30°	azimuth 0°
PV modules		Model	JC245M-24/Bb	Pnom 245 Wp
PV Array		Nb. of modules	483	Pnom total 118 kWp
Inverter		Model	Sunny Tripower15000 TLEEPnom	15.00 kW ac
Inverter pack		Nb. of units	7.0	Pnom total 105 kW ac
User's needs		Unlimited load (grid)		

Main simulation results				
System Production	Produced Energy	181.4 MWh/year	Specific prod.	1533 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	85.0 %		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 118 kWp



Performance Ratio PR



inv15kwfinal
Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
January	59.4	10.21	97.9	95.1	10.48	10.27	13.63	13.35
February	71.2	10.61	98.8	95.8	10.55	10.34	13.69	13.32
March	126.4	13.01	160.9	156.3	16.63	16.31	13.16	12.90
April	151.2	13.62	163.1	157.8	16.84	16.51	13.14	12.88
May	192.7	15.63	192.2	185.7	19.57	19.20	12.96	12.71
June	207.9	18.64	198.1	191.3	19.82	19.44	12.73	12.49
July	206.0	19.44	200.4	193.6	20.07	19.69	12.75	12.51
August	192.0	19.63	203.0	196.9	20.30	19.93	12.73	12.49
September	145.4	18.62	175.8	170.9	17.76	17.43	12.85	12.62
October	101.2	16.11	140.7	136.9	14.53	14.26	13.14	12.90
November	60.5	12.41	92.1	89.3	9.81	9.61	13.56	13.29
December	47.6	10.71	79.3	76.9	8.55	8.37	13.73	13.44
Year	1561.4	14.91	1802.2	1746.4	184.93	181.37	13.06	12.81

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic. Eout system / rough area

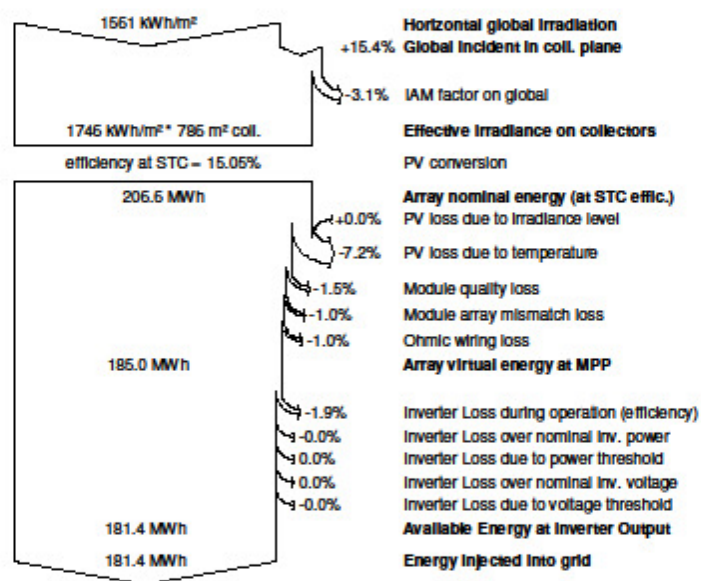
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Grid-Connected Project at Matosinhos

Simulation variant : inv15kwfinal

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth 0°
PV modules	Model	JC245M-24/Bb	Pnom 245 Wp
PV Array	Nb. of modules	483	Pnom total 118 kWp
Inverter	Model	Sunny Tripower15000 TLEEPnom	15.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	7.0	Pnom total 105 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



Orçamento EFACEC



Unidade de Energias Renováveis

Rua Eng. Frederico Ulrich

Apartado 3078

4471-907 MOREIRA MAIA

PORTUGAL

www.efacec.com

ORÇAMENTO

Data: 29-04-2013
Ref:
Cliente:

PROPOSTA ELABORADA POR:

Pedro Rodrigues

QUANTIDADE	DESCRIÇÃO DE EQUIPAMENTOS E SERVIÇOS
	EQUIPAMENTOS
480	Modulos Fotovoltaicos de 250Wp - CSUN (ou equivalente)
1	Estruturas Mecânicas de Suporte dos Módulos Fotovoltaicos
1	Bases de Apoio da Estrutura de Suporte
1	Equipamento de Proteção e Ligação
7	Inversor de ligação à Rede Electrica SMA TRIPOWER 15000TLEE
1	Quadro eléctrico, Equipamento de Medida e Contagem
	OUTROS SERVIÇOS
1	Desenvolvimento e Realização de todo o Dossier de Projecto
1	Engenharia do Projecto
1	Gestão e Planeamento de Todo o Projecto
1	Transporte, Instalação e Concepção
1	Colocação em Serviço e Comissionamento
1	Gestão Ambiental e Segurança em Obra
	OPÇÕES
1	Sistema de Monitorização

CUSTO TOTAL DO INVESTIMENTO C/ OPÇÕES E S/IVA

201.000,00 €

Se tiver quaisquer questões relativamente a esta cotação:

Pedro Miguel Rodrigues

UN Renováveis - Dept. Comercial & Marketing

BU Renewables - Marketing & Commercial Dept.

pedro.miguel.rodrigues@efacec.com

Phone: +351 22 943 2226 / +351 93 771 7878

Fax: +351 22 943 2209



OBRIGADO POR NOS TER ESCOLHIDO PARA O SEU NEGÓCIO!



