Nº11 · 1º semestre de 2013 · ano 6 · ISSN: 1647-5496

NEUTRO À TERRA

Revista Técnico-Científica |Nº11| Junho de 2013
http://www.neutroaterra.blogspot.com

Atendendo ao crescente impacto que a revista tem obtido no setor eletrotécnico, não só a nível nacional, mas também a nível internacional, vai iniciar-se com esta edição a publicação de pelo menos um artigo em Inglês, de forma que gradualmente a revista possa ir consolidando o seu prestigio também a nível internacional. Nesta edição da revista o tema que é publicado em Inglês é no âmbito das máquinas elétricas. Além deste tema, merecem particular destaque nesta revista os temas relacionados com as instalações elétricas, as energias renováveis, a eficiência energética e a automação industrial.

Professor Doutor José Beleza Carvalho

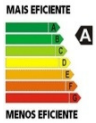
Máquinas Elétricas Pág.5

Energias Renováveis Pág. 15

Instalações Elétricas Pág. 29

Telecomunicações Pág. 44

Segurança Pág. 49



Eficiência Energética Pág.53

Automação Domótica Pág. 65

FUTRO À TERRA

Índice

03| Editorial

05| Máquinas Elétricas
A general overview on hybrid and electric vehicles
Pedro Miguel Azevedo Sousa Melo

15| Energias Renováveis
A evolução do défice tarifário em Portugal
Manuel Azevedo; Manuel Bravo de Faria Cruz

23| Potencial de produção de energia eólica em parques offshore
Sérgio Emanuel Carvalho Moreira; Tiago António de Sousa Almeida

29| Instalações Elétricas
Instalações de utilização de energia elétrica em baixa tensão executadas ao abrigo do RSIUEE e RSICEE. Medidas complementares de segurança
António Augusto Araújo Gomes; Mário Pombeiro

41| A termografia como a forma mais simples e rápida na resolução de problemas elétricos!
José Caçote; Paulo Diniz

44| Telecomunicações
A fibra ótica nas comunicações eletrónicas
Sérgio Filipe Carvalho Ramos

49| Segurança
Cabo e Radio frequência em sistemas deteção de incêndio
Américo Manuel Marques Alves Viana

53| Eficiência Energética
Utilização racional de energia em equipamentos de força motriz
José António Beleza Carvalho

65| Automação e Domótica
Automação industrial. Uma perspetiva de terreno!
Jorge Manuel Teixeira Tavares

72| Autores

FICHA TÉCNICA

DIRETOR: Doutor José António Beleza Carvalho

SUBDIRETORES: Eng.º António Augusto Araújo Gomes
Doutor Roque Filipe Mesquita Brandão
Eng.º Sérgio Filipe Carvalho Ramos

PROPRIEDADE: Área de Máquinas e Instalações Elétricas
Departamento de Engenharia Electrotécnica
Instituto Superior de Engenharia do Porto

CONTATOS: jbc@isep.ipp.pt ; aag@isep.ipp.pt

PUBLICAÇÃO SEMESTRAL: ISSN: 1647-5496

Estimados leitores

Voltamos com mais uma edição da revista "Neutro à Terra", que já vai na sua décima primeira publicação.

Atendendo ao crescente impacto que a revista tem obtido no setor eletrotécnico, não só a nível nacional, mas também a nível internacional, vai iniciar-se com esta edição a publicação de pelo menos um artigo em Inglês, de forma que gradualmente a revista possa ir consolidando o seu prestigio também a nível internacional. Nesta edição da revista o tema que é publicado em Inglês é no âmbito das máquinas elétricas. Além deste tema, merecem particular destaque nesta revista os temas relacionados com as instalações elétricas, as energias renováveis, a eficiência energética e a automação industrial.

Os veículos elétricos têm-se apresentado como uma resposta da nossa sociedade aos impactos ambientais e económicos dos combustíveis fosseis. Nas últimas décadas tem-se assistido a um forte desenvolvimento dos veículos elétricos, sobretudo das soluções híbridas. Os desafios que se colocam no campo da engenharia são múltiplos e exigentes, motivados pela necessidade de integrar diversas áreas, tais como, novos materiais e conceções de motores elétricos, eletrónica de potência, sistemas de controlo e sistemas de armazenamento de energia. Nesta revista apresenta-se um artigo, escrito em língua inglesa, que faz uma análise comparativa na utilização de motores síncronos de ímanes permanentes ou motores de indução, num espectro alargado de velocidades de funcionamento, dando especial destaque aos respetivos desempenhos energéticos.

A evolução do défice tarifário em Portugal, segundo as previsões da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), deverá atingir em finais de 2013 um valor acumulado de 3,7 mil milhões de Euros. Na comunicação social, o défice tarifário é considerado como mais uma "renda" a alguns grupos de interesse. Na realidade o défice tarifário é justificado por uma acumulação sucessiva de diversos tipos de sobrecustos do sistema elétrico, que não foram considerados em anos anteriores nas tarifas e preços da eletricidade junto dos respetivos consumidores. Nesta revista, apresenta-se um artigo que pretende ser uma primeira tentativa de analisar as razões politicas e económico-financeiras para a existência do défice tarifário em Portugal.

A utilização racional de energia (URE) visa proporcionar o mesmo nível de produção de bens, serviços e de conforto através de tecnologias que reduzem os consumos face a soluções convencionais. A URE pode conduzir a reduções substanciais do consumo de energia e das emissões de poluentes associadas à sua conversão. Embora geralmente sejam mais dispendiosos, em termos de custo inicial, os equipamentos mais eficientes consomem menos energia, conduzindo a custos de funcionamento mais reduzidos e apresentando outras vantagens adicionais. Os motores elétricos são de longe as cargas mais importantes na industria e no sector terciário. A União Europeia, através do organismo EU MEPS (European Minimum Energy Performance Standard) definiu um novo regime obrigatório para os níveis mínimos de eficiência dos motores elétricos que sejam introduzidos no mercado europeu. O novo regime abrange motores de indução trifásica até 375 kW, de velocidade simples. Entrou em vigor em três fases a partir de meados de 2011. Nesta publicação, apresenta-se um artigo que aborda a nova classificação, assim como algumas metodologias que se podem adotar para uma utilização mais eficiente dos equipamentos de força motriz.

Nesta edição da revista "Neutro à Terra" pode-se ainda encontrar outros assuntos reconhecidamente importantes e atuais, como um artigo que aborda a utilização da fibra ótica nas comunicações eletrónicas, um artigo que analisa o potencial de produção de energia eólica em parques offshore, um artigo que aborda as instalações de utilização de energia elétrica em baixa tensão executadas ao abrigo do RSIUEE e RSICEE e, finalmente, um artigo sobre automação industrial, numa perspetiva de quem tem uma elevada experiência ao nível de projetos de automatização industriais.

No âmbito do tema "Divulgação", que pretende divulgar os laboratórios do Departamento de Engenharia Eletrotécnica, onde muitas vezes são realizados trabalhos que posteriormente são publicados nesta revista, apresenta-se o Laboratório de Eletromagnetismo – Engº Mesquita Guimarães.

Desejando que esta edição da revista "Neutro à Terra" satisfaça as expectativas dos nossos leitores, apresento os meus cordiais cumprimentos.

Porto, junho de 2013

José António Beleza Carvalho

Pedro Miguel Azevedo de Sousa Melo
Instituto Superior de Engenharia do Porto

A GENERAL OVERVIEW ON HYBRID AND ELECTRIC VEHICLES

Abstract

The economical and environment impacts of fossil energies increased the interest for hybrid, battery and fuel-cell electric vehicles. Several demanding engineering challenges must be faced, motivated by different physical domains integration.

This paper aims to present an overview on hybrid (HEV) and electric vehicles (EV) basic structures and features. In addition, it will try to point out some of the most relevant challenges to overcome for HEV and EV may be a solid option for the mobility issue. New developments in energy storage devices and energy management systems (EMS) are crucial to achieve this goal.

Index Terms

Hybrid and electric vehicles, batteries and fuel cells, energy management systems.

1. Introduction

HEV and EV concepts were first introduced at the end of the XIX century. At that time the main efforts were made to improve the internal combustion engine (ICE) features and the autonomy of electric motor (EM) based vehicles. It should be noted that ICE development was in the beginning, while EM technology was in a much higher level: for instance, braking mode was already available, allowing recover the vehicle kinetic energy and storing it in batteries. That was a major contribution for HEV and EV efficiency and autonomy, which is still a fundamental issue for its development, particularly for the last one [1].

In the 1920´s there was a huge evolution in the ICE – higher rated power and efficiency with smaller dimensions –, which overcame the EM option. Difficulties on its control, smaller autonomies, higher weight and cost turned out to be fatal for EV development [1].

The energy crises at the end of the 20th century, together with the environment impacts and the awareness of limitations on fossil fuel reservations are the main reasons why hybrid and electric vehicle´s interest started to boost once again. In fact, so far they represent the most promising alternative to the classic vehicles based on internal combustion engine (ICE).

It is in the transportation sector that the fossil energy consumption achieves the highest levels, which are increasing every year [1]. Particularly on urban centers, electric vehicle´s spreading will be responsible for considerable reductions in the air pollution, as well in noise levels. The green-house gases emissions of fuel electric plants related to the electric vehicles will be much lesser than the ones in ICE vehicles. The main reasons are the electric power train higher efficiency and regenerative braking mode.

Since the 1990 decade hybrid conceptions started to get a general interest, as a consequence of serious difficulties in overcome EV limitations, when compared to ICE based vehicles. Several automobile manufacturers developed different hybrid prototypes, although none of them achieved the commercial stage. The exceptions were the Japanese manufacturers: in 1997, Toyota launched the Prius and Honda released the hybrid versions of Insight and Civic. Since then, other manufacturers started to produce hybrid versions. Presently, the most important car manufacturers offer hybrid vehicles with good dynamic performances and energy consumption [1], [2].

HEV and EV are bringing new engineering challenges, since several different domains (electric motors, power electronics, energy storage devices, control theory, automobile technology) must be integrated, in order to achieve (at least) drivability performances similar to conventional vehicles.

As for the EV development and diffusion, the fundamental issue is still on the energy storage devices, although a lot of work and progress has been made in this field. So far, batteries energy and power densities are in a much lower level than the fuel deposit of a conventional vehicle. As a consequence, the relative short trails in urban centers are presently the ones with higher potential for EV acceptance.

Meanwhile, a considerable amount of effort has been made in fuel cells (FC) development for EV, both by car manufacturers and academic researchers. The biggest challenges to deal with are the energy storage levels so far achieved, manufacturing costs and hydrogen storage and distribution. FC technology is still far from a mature stage, which brings some uncertainty for this option in the future.

This paper is structured as follows: Section 2 presents an overview on HEV (sub-section 2.1) and EV (sub-section 2.2) main features: an emphasis is made on the energy storage devices (batteries and fuel cells), EV EMS´s major challenges, different configurations and plug-in vehicles. In Section 3 some conclusions are presented.

2. Hybrid and electric vehicles features

Currently, HEVs and EVs are the most promising alternatives to ICE conventional vehicles. The first ones combine ICE together with EM, while in EVs only EMs are present. Energy supply systems for both alternatives include batteries or fuel cells (FCs). Super-capacitors (SC) may also be considered.

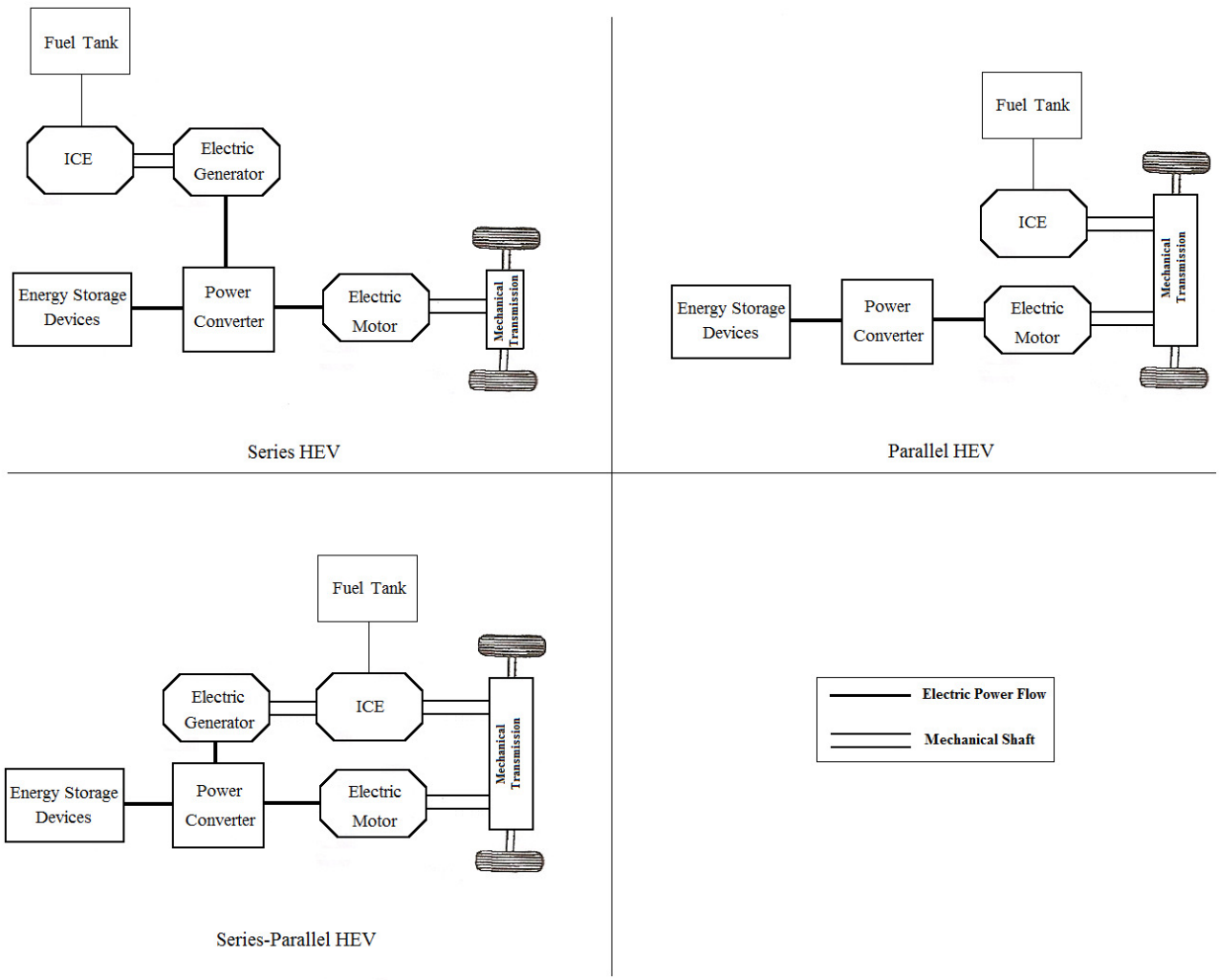


Figure 1 – HEV major configurations

2.1. Hybrid Electric Vehicles

HEVs use a combination of ICE and electric motor power train to overcome the disadvantages of both ICE vehicles (demand for oil, green-house gas emissions) and the pure battery-powered electric vehicle (high initial cost, short driving range and long charging time) [3]. HEVs use the electric motor(s) to optimize the efficiency of the ICE, as well to recover the kinetic energy during the vehicle braking. Basically, there are three different configurations, depending on the ICE connection to the electric propulsion system, as depicted in figure 1 [1], [4]:

2.1.1. Series HEV

The ICE mechanical output is converted into electricity using a generator, which either charges the battery or is used to propel the wheels through electric motor and mechanical transmission. So, there is no mechanical connection between the ICE and the traction load. The decoupling between the ICE and the driving wheels has the advantage of flexibility for fixing the engine operating states. Nevertheless, it has three propulsion devices (ICE, generator, electric motor). Therefore, the efficiency of series HEV is generally lower.

2.1.2. Parallel HEV

It allows both the ICE and electric motor to deliver power in parallel to drive the wheels. Both the ICE and electric motor are generally coupled to the drive shaft of the wheels via two clutches, so the propulsion power may be supplied by the ICE alone, by the electric motor, or by both.

The electric motor can be used as a generator to charge the battery in two ways:

- Regenerative braking;
- Absorbing power from the ICE when its output is greater than that required to drive the wheels.

The parallel hybrid needs only two propulsion devices – ICE and the electric motor. Another advantage over the series case is that a smaller ICE and a smaller electric motor can be used to get the same performances.

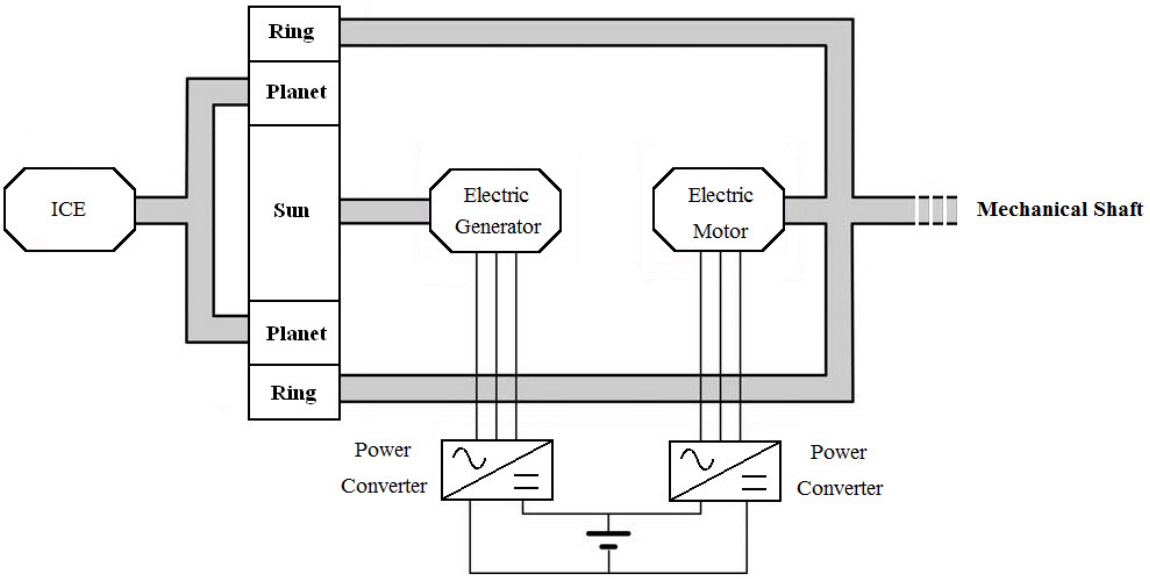


Figure 2 – Planetary gear set [5]

2.1.3. Series-Parallel HEV

This configuration incorporates the features of both the series and parallel HEVs, but involving an additional mechanical link and an additional electric machine compared with, respectively, the series hybrid and parallel hybrid. A planetary gear set (figure 2) must be included in the drive-train, in order to allow the mechanical coupling between the three machines and the transmission shaft.

However, the planetary gear set and the three machines make the drive train more complicated, costly and increase the control complexity. In order to reduce the system weight and size, a combination of two concentric electric machines can be used as a power split device, instead of the planetary gear set [4]. Also, in addition, special electromechanical converters were developed: the two electric machines are substituted by a single one, with double rotor – the electric variable transmission concept [5], [6].

2.2. Electric Vehicles

EV main obstacles are its high weight and initial cost, battery limited ranges and high charging time, together with small power densities (W/Kg) Nevertheless, several achievements have been made in recent years, both by academic and industry, aiming to the development of new battery devices [7], [10]. Hybrid energy storage systems (e.g. battery + super-capacitor) are also considered, in order to overcome batteries (and fuel-cells) low energy density features. Figure 3 presents an EV basic structure.

There are three fundamental sub-systems:

- Electrical Power Propulsion System;
- Energy Source/Storage System;
- Auxiliary Services System.

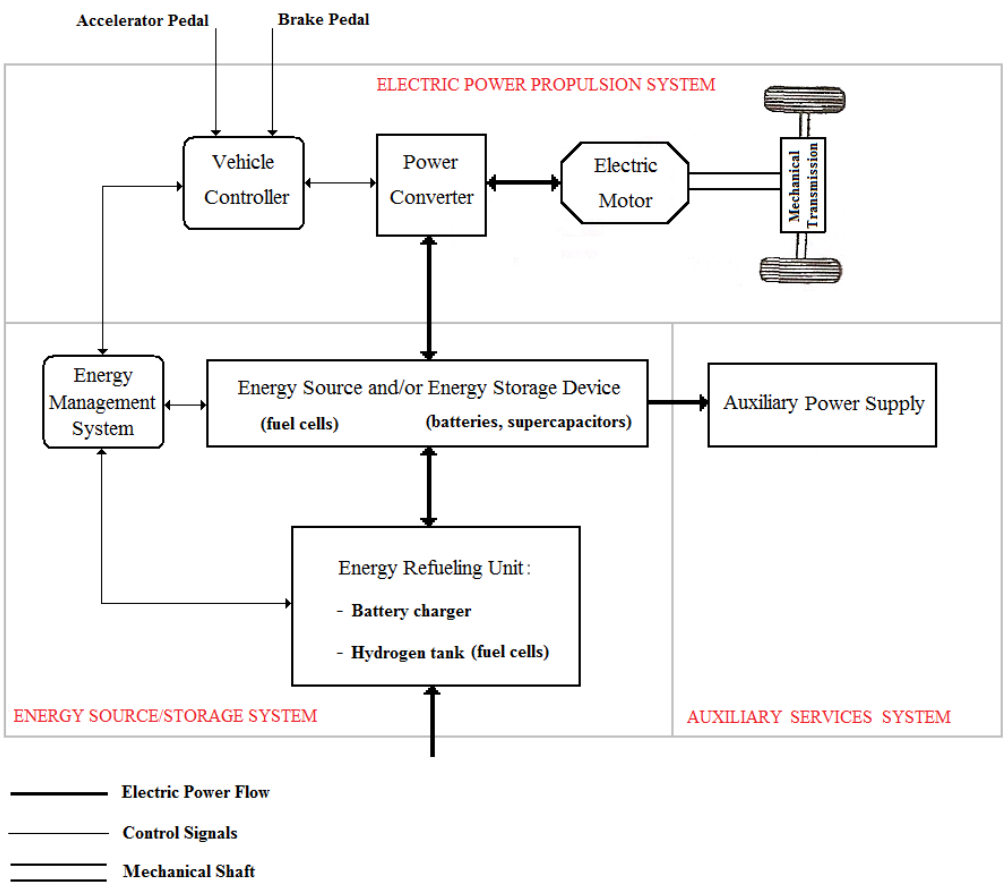


Figure 3 – EV general structure (based in [1])

The electrical power propulsion system includes the vehicle propulsion controller (VPC), static power converter, electric motor(s) and the mechanical power transmission.

The energy storage system includes the energy source and/or storage devices, the energy management system and an exterior interface for energy supply.

The auxiliary services system provides energy for several units, like steering system, ABS, active suspension, air conditioning, etc. They are in every kind of vehicle, conventional, hybrid or pure electric; the number of services included in this system has a clear trend to increase and, of course, its energy needs.

Signals generated by the accelerator and brake pedals are processed by the VPC unit in order to regulate the energy fluxes between the electric motor(s) and the energy storage devices, in both ways. Naturally, the VPC actuates directly on the power converter unit.

The VPC also gets information from the EMS, which has a crucial role in the vehicle´s performances: it controls the braking modes and energy storage operations, the energy supply from the exterior, the monitoring of energy storage devices, just to mention some of its mainly tasks.

For EVs there are several electric motor topologies, including more than one motor (see 2.2.4). Regarding to the vehicle energy supply, basically two different options may be considered: Battery Electric Vehicles and Fuel Cell Electric Vehicles.

2.2.1. Battery Electric Vehicles (BEV)

Presently, the most common batteries for HEV and EV are Lead Acid (Pb Acid), Nickel Metal Hydride (NiMH), and Lithium Ion (Li-Ion). Particularly, Li-Ion seems to be the most promising option (at the moment they present the highest energy density values). Considering batteries and super-capacitors features (see figure 4), integrating both devices through power electronic converters not only allows to decouple the power (acceleration, braking mode) and energy (cruise speed) functions, providing lower power levels in batteries, but also improves the energy management efficiency in the storage system [8], [9], [10].

Figure 4 shows some relevant facts: batteries features for HEV and Plug-in HEV (PHEV) already reached its goals; however, for pure EV, batteries technology does not fulfill its requirements. Currently, metal-air batteries are the ones with higher potential, both in energy and power density; in addition, they allow a substantial reduction in the battery´s weight.

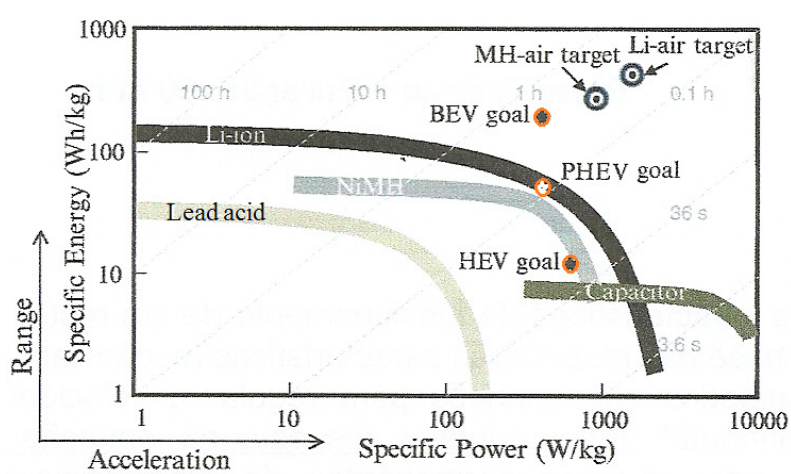


Figure 4 – Batteries and super-capacitors for propulsion [11]

Traction batteries may operate in very aggressive environments (wide temperature ranges, shock and vibration). Besides the hard loading cycles to which they are subjected, a fast aging process may occur (loss of capacity and internal resistance increase) [9]. There are several factors that affect battery performance, such as [10]:

- State of charge (SOC);
- Battery storage capacity;
- Rate of charge/discharge;
- Operation temperature;
- State of health (SOH);
- Age.

Every battery pack must include a management system, not only to monitor and protect the battery and its users, but also for keeping it ready to deliver (or charging) the power demanded by the Energy Management System (EMS). The battery management system (BMS) must pay a special attention to acceleration and braking modes, since the large current and gradient values may destroy the battery pack.

Particularly, lithium battery cells must be operated under tight controlled conditions. These cells are affected by over voltage, over current and temperature, which may lead to irreversible cell damage.

An important challenge in BMS development is also the ability to monitoring the battery SOH in real time. In fact, most of the present methods used for this purpose are time consuming, meaning they are not suitable for online applications [10], [11].

As stated before, the high initial cost of BEVs and its weight, its short driving range and long recharging time, together with low power densities and relative low energy density (Wh/Kg), when compared to a conventional fuel tank, are its main drawbacks.

2.2.2. Fuel Cell Electric Vehicles (FCV)

FCs generate electrical energy as a result of an electrochemical reaction based on hydrogen (nonpolluting fuel, with high energy content per unit of weight). ; FCs reaction´s product is water steam. There is an important difference between a FC and a battery: the first one generates (convert) energy, the last one stores it. Some of its advantages are efficient conversion of fuel (hydrogen) to electrical energy, quiet operation, zero or very low emissions and rapid refueling [2], [4].

Fuel cell´s produced electricity can be used to provide power to the propulsion motor or stored in batteries or super-capacitors for future use [2].

FCV development is in a considerable lower technologic level than batteries. The future of FCV is dependent on the development of a large scale hydrogen infrastructure – hydrogen economy paradigm; however many authors and experts have a reluctant perspective about a hydrogen based economy [12].

2.2.3. EMS for EVs

The EMS is a fundamental component for HEV, BEV and FCV, since the energy flux in the drive-train must be always associated to high efficiency levels, without compromising the vehicle performance constraints.

Since Evs near future (at least) will pass by multiple energy sources and converters, to benefit from the best characteristics of the available energy sources. EMS will have to deal with the necessity of multiple energy sources (hybridization) [13].

Modeling these systems is a fundamental step to achieve efficient EMS. However, it is complex due to the multiple interconnected physical subsystems and its different dynamic interactions [4]. For instance, considering EV, basic drive train structure includes fuel cell and/or batteries, super-capacitors, power converters, electric motors and mechanical transmission [8].

Due to system´s complexity, EMSs should be considered at two different levels [4]:

- Local energy management for each subsystem, in real time;

- Global energy management, at system level to coordinate the power flow in each subsystem and supervising the whole system.

Designing EMSs with good efficiency in different scenarios determined by traffic conditions, topography and driver characteristics, is a hard task, particularly for real-time applications. With the availability of traffic information from global positioning systems (GPS), mobile phones, and geographic information systems (GIS), predictions of the vehicle propulsion load can be made.

Different EMS structures, together with efficient real-time performance, significantly increase the control task complexity. Modeling and simulation are crucial to achieve efficient EMS, since it allow concept evaluation and prototyping, in a non-expensive and time consuming way. This is determinant for new powertrain configurations and controllers development [3].

2.2.4. EV Configurations Based on EMs Features

As stated before, there are several possible configurations for the propulsion system, related to the EM´s high flexibility.

In figure 5 are depicted different possibilities, with distinct features [1].

a) Given the high EM working flexibility, both in low speed (constant torque region) and high speed (flux weakening region), the multi-gear system (unavoidable for ICE vehicles) may be replaced by a simpler system, with a fixed gear. This way, the clutch is eliminated and the size and weight of the mechanical system have a substantial reduction.

b) The mechanical differential is replaced by an electronic one. Naturally, EM´s controllers will adjust both wheel´s speed in a coordinate way, particularly in curve paths where wheel speeds are different.

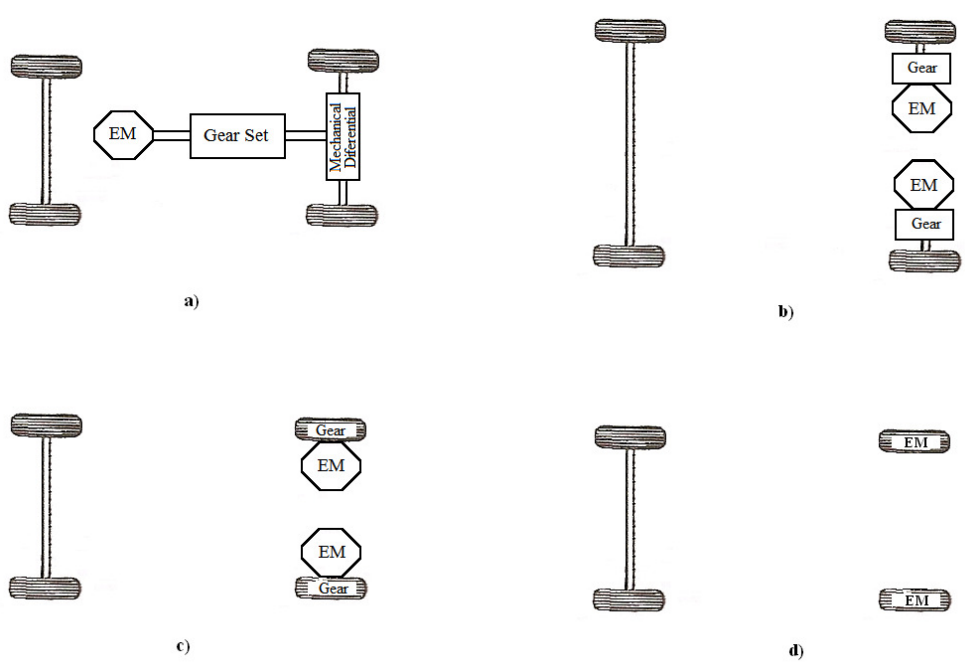


Figure 5 – EV possible configurations

c) In order to simplify the mechanical transmission, each EM is fixed on the traction wheel through its own gear (in-wheel system). Several issues must be taken into account (motor dimension, weight, robustness, reliability,...).

d) When compared to c), the gear system is removed. The rotor is directly attached to the wheel, so motors are directly controlled both in torque and speed. In addition to the issues mentioned in c), motor must be able to develop high starting torques, since there is no gear system.

Although EV has zero local emissions, global emissions in battery charge may have a significant impact, depending on the level of green-house utilities for its energy supply.

2.3. External Electric Energy Supply – (Plug-in Vehicles)

An external charging system supplies the vehicle´s battery.

The propulsion system of Plug-in HEV is similar to the conventional ones. For short distances, only electrical propulsion is activated, meaning that batteries must ensure the energy propulsion; on longer distances, when batteries SOC is below a certain level, the ICE starts working, together with the electric motors (hybrid mode). In both scenarios, Plug-in HEV propulsion is close to pure EV [14]. As a consequence, it should be noted that batteries for Plug-in HEV must have similar features to the ones in EV (usually, these are Plug-in vehicles).

Another relevant possibility for Plug-in vehicles (PV) is that they can be used as energy storage units to serve the grid when they are parked and plugged-in (particularly at night), and supply energy to the grid during day time, helping to achieve a more uniform charge diagram [14].

Table 1 presents a summary of the main characteristics of each kind of vehicle.

Table I – Characteristics of the HEV, BEV and FCV [4]

	HEV	BEV	FCV
Energy Storage Subsystem (ESS)	- Battery - Supercapacitor - Fossil or alternative fuels	- Battery -Supercap.	- H_2 tank -Battery & supercapacitor to enhance power density
Energy Source and Infrastructure	- Gasoline stations -Electrical grid charge facilities (Plug-in hybrid)	-Electric grid charge facilities	- H_2 -H_2 production and transport infrastructure
Characteristics	- Low local emissions - High fuel economy - Dependence on fossil fuel - Long driving range - Higher cost than ICE vehicles	- Zero local emissions - High energy efficiency - Independent of fossil fuel - Relatively short range - High initial cost	- Zero local emissions - High energy efficiency - Fossil fuel independent (if not using gasoline to produce H_2) - High cost
Major Issues	- Battery sizing and management - Control, optimization and management of multiple energy sources	- Battery sizing and management - Charging facilities - Cost - Battery lifetime	- Fuel cell cost, life cycle and reliability - Hydrogen production and distribution infrastructure - Cost

3. Conclusions

The economical and environment impacts of fossil energies increased the interest for hybrid, battery and fuel-cell electric vehicles. HEV and BEV spreading, particularly in urban centers, will be responsible for considerable reductions in the air pollution, as well in noise levels. The green-house gases emissions of fuel electric plants related to BEV will be much lesser than the ones in ICE vehicles. The main reasons are the electric power train higher efficiency and regenerative braking mode.

The integration of multi-domain efforts (electric motors, power electronics, energy storage devices, control theory, automobile technology) in order to achieve high drivability, safety and reliability performances make HV and EV conception a very challenging engineering task. Modeling and simulation are crucial in order to reach these goals.

EMS´s are a fundamental key for vehicle´s energy fluxes control with high efficiency levels, particularly in real-time. Also, several vehicle power-train architectures must be considered, which require different energy management approaches.

So far, HEVs have been known a higher development stage: there is already available a considerable commercial set of HEV. Vehicle final cost and the development of efficient EMS are the main challenges to face.

Large efforts are also being made for developing each of BEV´s subsystems. The biggest issue is still relying on the batteries features (energy and power densities, charge/discharge cycles and its lifetime, costs). As for the FC, its development stage is far from being a mature one, which, in turn, puts important doubts about its future.

PV in particularly, pure electrical ones, are an important step towards zero emissions goal, particularly with renewable energy sources integration.

However, having in mind battery´s sate of the art, it is predictable, in the near future, that pure electrical PV will be limited to urban drive scenario (relative short distances).

Finally, it should be pointed out that, besides technical and scientific issues previously discussed, HV and EV future will deeply rely on the integration of multiple social and economy players, like public opinions together with country´s government incentives, automotive manufacturers, transport companies, academic research communities and energy utilities.

References

[1] Ehsani, Mehrdad, Gao,Yimin, E. Gay, Sebastien, Emadi, Ali (2005). “Modern Electric, Hybrid Electric and Fuel Cell Vehicles – Fundamentals, Theory and Design”, CRC Press.

[2] Chan, C.C. (2007). “The State of the Art of Electric, Hybrid, and Fuel Cell Vehicles”, Proceedings of the IEEE, Vol. 95, No. 4, pp. 704-718.

[4] Letrouvé, T., Bouscayrol, A., Lhomme, W., Dollinger, M., Calvairac, F.M. (2010). “Different Models of a Traction Drive for an Electric Vehicle Simulation”. IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), September 1-3, France.

[3] Chan, C.C., Bouscayrol, A., Chen, K. (2010). ”Electric, Hybrid and Fuel- Cell Vehicles: Architectures and Modeling”, IEEE Transactions on Vehicular Technology, Vol.59, 2, 589--598.

[5] K. T. Chau and C. C. Chan (2007). “Emerging energy-efficient technologies for Hybrid Electric Vehicle”, Proc. IEEE, vol. 95, no. 4, pp. 821–835.

[6] Hoeijmakers, Martin J., Ferreira, Jan A. (2006). “The Electric Variable Transmission”, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol.42, No4, pp. 1092-1100.

[7] Affanni, Antonio et al. (2005). "Battery Choice and Management for New-Generation Electric Vehicles", IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol.52, No5, pp. 1343-1349.

[8] Guzzella, Lino, Sciarretta, Antonio (2005). "Vehicle Propulsion Systems-Introduction to Modeling and Optimization", Springer, Heidelberg.

[9] Miller, John M., Startorelli, Gianni (2010). "Battery and Ultracapacitor Combinations – Where Should the Converter Go?", IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), September 1-3, France.

[10] Young, Kwo et al. (2013). "Electric Vehicle Battery Technologies". In: R. Garcia-Valle and J.A. Peças Lopes (eds), Electric Vehicle Integration into Modern Power Networks . (pp.15-56). Springer Science+Business Media New York. ISBN 978-1-4614-0133-9.

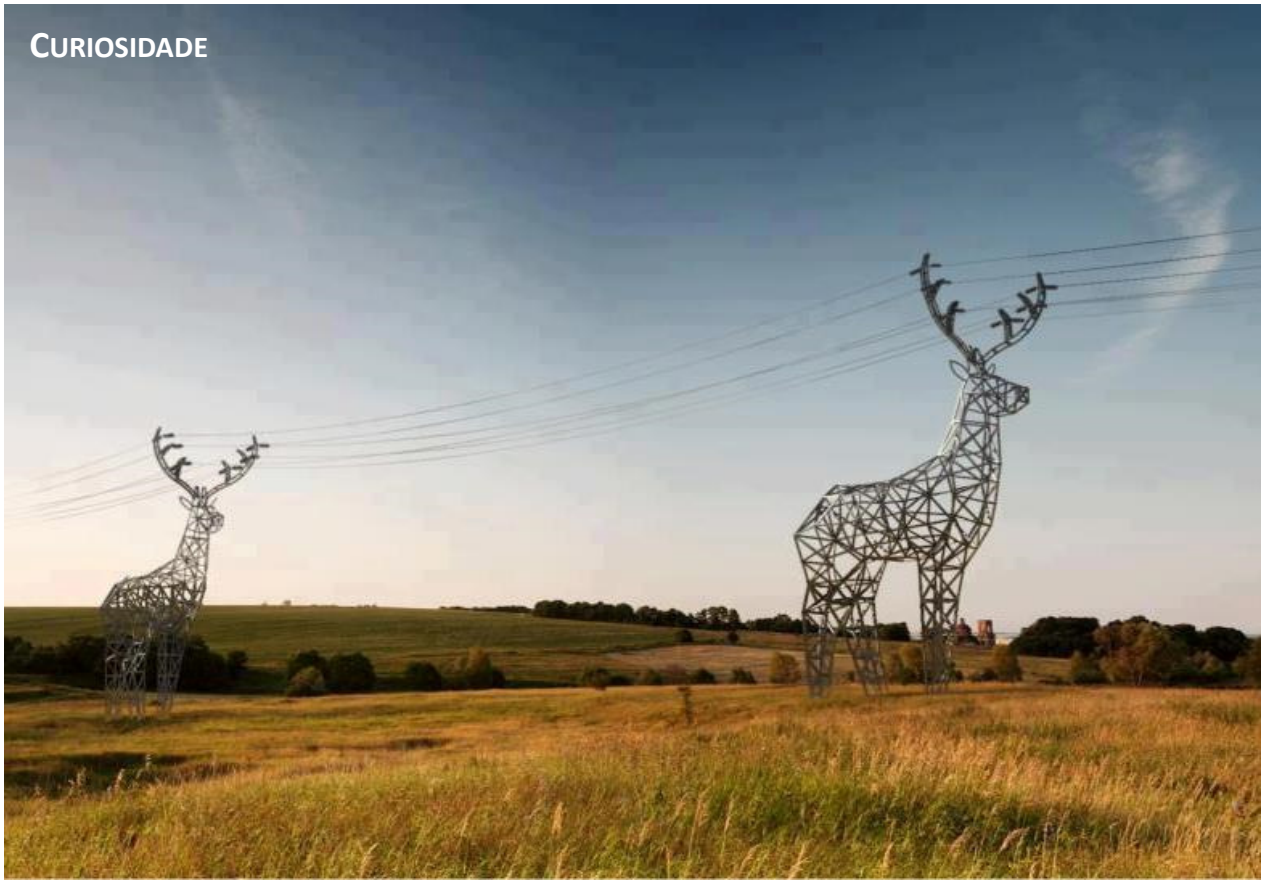
[11] Banaei, Anahita, Fahimi, Babak (2010). "Real Time Condition Monitoring in Li-Ion Batteries via Battery Impulse Response", IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), September 1-3, France.

[12] Neef, H.-J (2009)."International overview of hydrogen and fuel cell research". J. Energy 34, 327--333.

[13] Silva, M., Trovão, J.P., Pereirinha, P., Marques, L. (2008). "Multiple Energy Sources Monitoring System for Electric Vehicle". SPEEDAM.

[14] Amjad, Shaik al. (2010). "Review of Design Considerations and Technological Challenges for Successful Development and Deployment of Plug-in Hybrid Electric Vehicles", Renewable and Sustainable Energy Reviews, No14, pp. 1104-1110, Elsevier.

CURIOSIDADE



Manuel Azevedo; Manuel Bravo de Faria Cruz
Instituto Superior de Engenharia do Porto

A EVOLUÇÃO DO DÉFICE TARIFÁRIO EM PORTUGAL

1. Introdução

Segundo as previsões da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), o défice tarifário deverá atingir em finais do 2013 um valor acumulado de 3,7 mil milhões de Euros. Na comunicação social, o défice tarifário (DT) é considerado como mais uma "renda" a alguns grupos de interesse. Na realidade o DT é justificado por uma acumulação sucessiva de diversos tipos de sobrecustos do sistema elétrico que não foi considerada nas tarifas e preços da eletricidade nos anos anteriores aos respetivos consumidores elétricos.

O trabalho aqui apresentado corresponde a uma primeira tentativa de analisar as razões políticas e económico-financeiras para a existência do défice tarifário. Nesse sentido serão abordadas: as origens e justificações dos diferentes sobrecustos (CAE's, CMEC's, Garantia de Potência, Produção em Regime geral (PRE), convergência tarifária com as regiões autónomas dos Açores (RAA) e da Madeira (RAM), entre outros); a análise dos diferentes tipos de mecanismos; os parâmetros no cálculo dos sobrecustos bem como as possíveis soluções e medidas já implementadas para reduzir os efeitos do défice tarifário nas tarifas nos consumidores.

2. A evolução do défice tarifário

O défice é o resultado da decisão politica de não permitir que, num ano, os preços da eletricidade (regulados) reflitam os seus custos, limitando os aumentos de preço a um teto administrativo arbitrário e obrigando assim os consumidores (cerca 6,4 milhões) a pagar os juros referentes ao deferimento do pagamento. Desde de 2006, todos os anos, os preços foram manipulados à revelia do direito comunitário, das regras básicas da economia de mercado e dos verdadeiros interesses dos consumidores. Onde se encontra o défice na fatura do consumidor? A fatura da eletricidade é constituída por duas componentes : a) uma componente que varia com o consumo, dada em euros/kWh e b) uma que é fixa e depende da potência contratada em euros/dia. A componente variável (consumo) é composta por sua vez por três componentes de custos: i) o custo com o valor da energia; ii) o custo da utilização das redes elétricas de (AT, MT, BT) e iii) dos chamados custos de interesse económico geral (CIEG's). A distribuição destes três tipos de custos para consumidores domésticos e industriais está representada na tabela 1.

Tipo de custo	Doméstico	Industrial
Energia	51%	66%
Redes	24%	19%
CIEGs	25%	16%

Tabela 1 – Comparação da distribuição dos custos de energia, redes e CIEGS entre consumidores domésticos e industriais

Na componente fixa estão incluídos também uma parte dos custos com as redes elétricas e dos CIEG's.

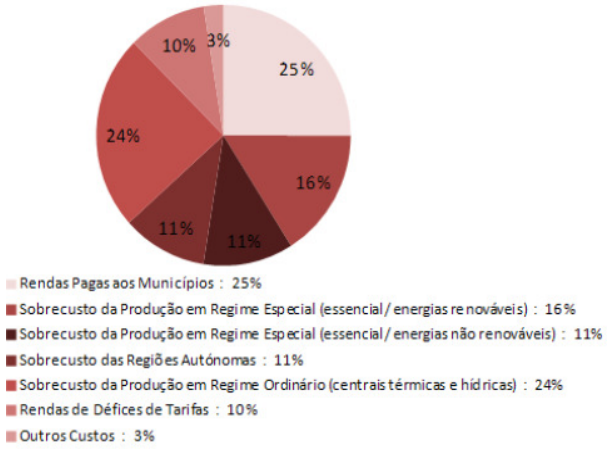


Figura 1 – Distribuição das diferentes componentes nos CIEGS para o caso de um consumidor doméstico típico.

Nos custos de interesse económico geral estão incluídos vários custos de política ambiental e energética, como por exemplo: o apoio à produção em regime especial PRE (baseado em fontes de energias renováveis e não renováveis/cogeração); a convergência tarifária das regiões autónomas; as compensações para a produção em regime ordinária (PRO); rendas pagas aos municípios; rendas devido ao défice tarifário (juros e amortizações) e outros custos globais do sistema. Na figura 1 apresenta-se a distribuição relativa às diferentes componentes nos CIEG's para um consumidor doméstico. Nos últimos anos a evolução dos CIEG's sofreu um drástico aumento como se pode observar na figura 2.

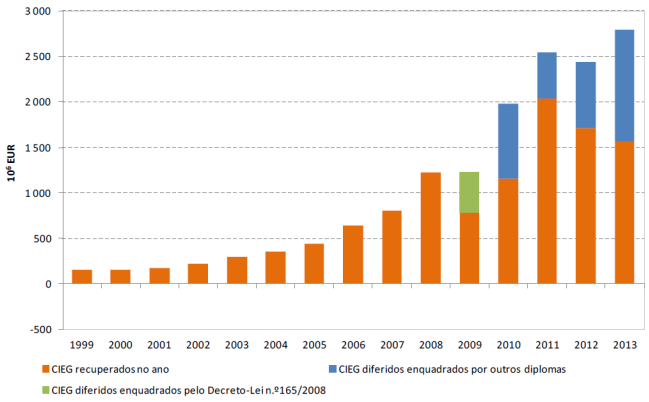


Figura 2 – Evolução dos CIEG's [4]

As razões deste forte aumento devem-se ao aumento dos sobrecustos com as PRE's e as compensações aos produtores PRO, nomeadamente os com contratos de aquisição de energia de longa duração (CAE) e contratos de manutenção e equilíbrio contratual (CMEC). Todavia, a partir do ano 2009, não foram incluídos nas tarifas todos CIEG's. Para evitar grandes aumentos da eletricidade (estabilidade tarifária) nos consumidores, foram publicados desde 2008 diversos decretos lei (exemplo: DL 165/2008 de 21 de agosto) que tiveram como objetivo deferir os sobrecustos para períodos de 10 a 15 anos acrescidos do pagamento dos respetivos juros.

Ao não incluir a totalidade dos CIEG's no *custos globais do sistema*, os governos evitaram os aumentos das tarifas reguladas estimadas e propostas pela ERSE nos sucessivos anos. Para não colocar as empresas do SEN em dificuldades financeiras foi lhes permitido ceder a terceiros (banca) os respetivos créditos (nº3 do artigo nº3 DL 165/2008 de 21 de agosto). Conforme pode ser observado na figura 3, que representa a evolução do défice tarifário desde 2006, o resultado daquelas decisões resultou na acumulação de uma cada vez maior divida dos "consumidores" ao sistema elétrico nacional (SEN) atingindo, em finais de 2013, valores estimados em cerca 3,7 mil milhões de euros.

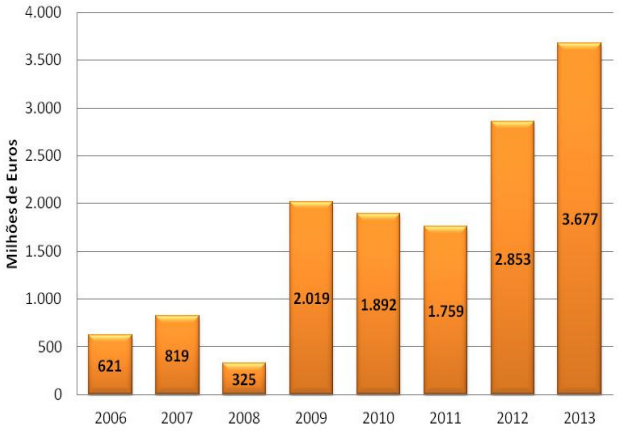


Figura 3 – Evolução do défice tarifário acumulados

Segundo, a ERSE existem 6,4 milhões de consumidores em Portugal. Partindo deste número, cada consumidor tem uma divida ao SEN de 570 Euros. Para eliminar a totalidade da divida de um ano para o outro seria necessário aumentar as tarifas em 0,075€/kWh, o que corresponderia no caso do tarifário simples em BT a um aumento de 53%. Os credores do défice são as empresas reguladas do SEN, nomeadamente a REN Trading, SA, REN, SA (concessionária da rede de transporte), EDP Distribuição, SA (concessionária da rede de distribuição), EDP Serviço Universal, SA (comercializador de último recurso), EDA, SA (concessionária do transporte e distribuição na Região Autónoma dos Açores, RAA) e a EEM, SA (concessionária do transporte e distribuição na Região Autónoma da Madeira, RAM). Como uma parte da dívida foi cedência a terceiros pelas empresas reguladas, temos ainda as seguintes entidades titulares da dívida: Tagus, SA (EDP Distribuição) e BCP, CGD (EEM e EDA).

3. As origens do défice tarifário

As origens das diferentes componentes que compõem o atual défice tarifário devem-se a orientações de política económica e ambiental que tem a sua origem em Diretivas Europeias e a uma decisão de coesão social e nacional. Com base na Diretiva Europeia 2003/54/CE, o estado português, através do DL 29/2005 de 15 de fevereiro, iniciou o processo final da implementação da transformação de um mercado de eletricidade monopolista (verticalizado) para um mercado liberalizado (horizontal) em que as atividades da produção e da comercialização são liberalizadas e as atividades de transporte e distribuição são atribuídas a uma entidade privada sobe concessão.

3.1 Contratos de manutenção e equilíbrio contratual

O decreto lei 264/2007 de 24 de Julho, definiu a cessação antecipada (a partir de 1 de Julho de 2007) dos contratos de aquisição de energia CAE. Os CAE's foram convertidos em contratos de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC). Os produtores vendem a produção em mercado mas beneficiam de uma *compensação* correspondente à diferença entre as receitas obtidas em mercado e as que obteriam se estivessem em regime de CAE. As centrais *termo* e *hidrelétricas,* atualmente com CMEC's, deixam de beneficiar deste regime em 2027.

3.2 Contratos de aquisição de energia (CAE)

Para os produtores, com contratos remanescentes de CAE, o decreto lei definiu a forma de aquisição e compensação da energia. Os produtores vendem a energia à REN Trading, SA que por sua vez coloca essa energia no mercado. A ERSE estabelece as regras no âmbito do regulamento tarifário, para repercutir na tarifa de uso global do sistema, a diferença entre os encargos totais a pagar pela REN Trading, SA e a receita proveniente da venda da totalidade da energia elétrica adquirida no âmbito dos CAE em vigor, bem como os mecanismos de incentivos a aplicar a esta entidade para a eficiente otimização da gestão e dos custos associados a estes contratos. Existem dois contratos CAE's que terminam em 2021 (Tejo Energia) e em 2024 (Turbogás).

O valor do sobrecusto dos CAE's depende de vários fatores, nomeadamente do encargo de potência (indexada à inflação e taxa de juro), encargo de energia e licenças de CO_2. O valor do sobrecusto está com uma tendência de diminuição nos últimos 3 anos, passando valores de 200 para 162 milhões de euros [1].

3.3 Garantias de potência

A portaria 765/2010 de 20 de Agosto, estabelece o regime de garantia de potência que os electroprodutores em regime ordinário (PRO) podem prestar ao SEN. A portaria aplica-se aos produtores suscetíveis de prestar serviços de garantia de potência ao SEN, nas seguintes modalidades: Serviço de disponibilidade e incentivo ao investimento. Não podem estar abrangidos pela acima referida portaria, produtores em regime de CMEC e CAE's. Esta portaria foi revogada pela portaria 139/2012 de 14 de Maio, que por sua vez está suspensa durante a vigência do Programa de Assistência Financeira.

3.4 Convergência tarifária

Em geral os custos de produção nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira são superiores aos do Continente devido à grande utilização de combustíveis fósseis e à falta de acesso ao mercado e menor escala do sistema. Para que as tarifas reguladas entre as regiões autónomas e o continente sejam "semelhantes", implementou-se o conceito de convergência tarifária. O sobrecusto devido é suportado pelo sistema global elétrico nas tarifas uso global do sistema. Na tabela 2 apresenta-se o impacto de convergência nas tarifas de venda a clientes finais de BT para as regiões autónomas Madeira e Açores e no Continente, para o ano 2011.

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Sem convergência	Com convergência
Continente	2,3%	3,8%
Região dos Açores	45,9%	3,8%
Região da Madeira	26,5%	3,8%

Tabela 2 – Impacto do mecanismo de convergência das tarifária.

Na figura 4 apresenta-se a evolução desde 2003 dos sobrecustos com convergência tarifária para as duas regiões autónomas.

O DL 237-B/2006 de 18 de dezembro, determinou que tendo em conta que os aumentos das tarifas para 2007 seriam muito superiores à taxa de inflação prevista, as tarifas a fixar para o ano 2007 não incluiriam os custos com a convergência tarifária.

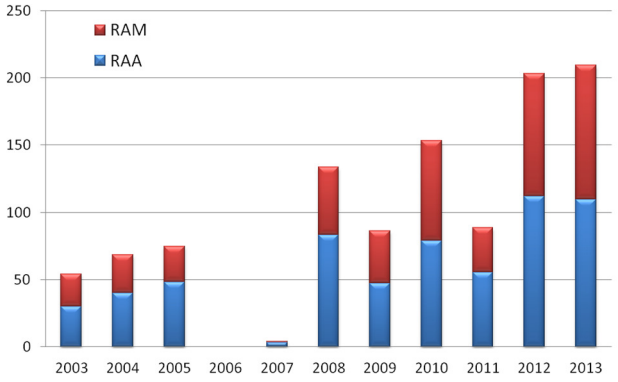


Figura 4 – Evolução dos sobrecustos com a convergência tarifária

Estes sobrecustos seriam "recuperados", acrescidos de juros, em prestações constantes, ao longo de um período de 10 anos, a partir de janeiro de 2008. O mesmo processo foi utilizado em finais de 2007 com respeito às tarifas de 2008.

3.5 Produção em regime especial (PRE)

Com a publicação do DL 33-A/2005 de 16 de fevereiro (alteração do DL 189/1998 de 27 de maio) iniciou-se a promoção da produção em regime especial de energia elétrica através de fontes renováveis, PRE-FER (eólica, solar, biomassa, mini-hídrica, entre outras) através da definição de tarifas bonificadas (*feed-in tariff*) que permitem uma remuneração garantida durante 15 anos bem como a garantia de aquisição de toda a energia produzida (prioridade no despacho). A fixação da remuneração é dependente da tecnologia utilizada e da sua respetiva maturidade, dos custos evitados e está indexada à variação relativa do índice de preços ao consumidor (IPC/IPC_{ref}).

Dentro da produção em regime especial está incluída a produção de cogeração que também tem uma tarifa de compra garantida e aplicada a toda a produção (incluindo o autoconsumo). A tarifa é baseada no racional dos "custos evitados", indexada ao IPC, Brent e ao câmbio Euro - Dólar. Toda a energia é adquirida pelo comercializador de último recurso (EDP Serviço Universal, SA) e vendida no mercado a preços de mercado (ERSE estima um preço médio de mercado de 57,56€/MWh [1]). O sobrecusto, resultante da diferença entre o preço de compra e venda, deverá ser inserido na *tarifa global do sistema*.

	Tarifas 2010				
	GWh	Preço médio de aquisição €/MWh	Custo Total 10^3 EUR	Preço médio de referência €/MWh	Sobrecusto PRE 10^3 EUR
Produção em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	11 443	92,55	1 058 991		486 852
Eólicas	7 794	91,07	709 816	50,00	320 107
Hídricas	885	88,70	78 500	50,00	34 250
Biogás	58	111,20	6 398	50,00	3 521
Biomassa	590	113,40	66 882	50,00	37 392
Fotovoltaica e energia das ondas	83	344,77	28 616	50,00	24 466
Térmica (exclui cogeração	1 588	83,60	132 782	50,00	53 367
RSU	445	80,90	35 999	50,00	13 750
Produção em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	3 456	85,89	296 823		124 040
Térmica - Cogeração	3 441	83,80	288 379	50,00	116 315
Microgeração	14	587,00	8 444	50,00	7 725
Total da produção em regime especial	14 898	91,00	1 355 814		610 892

	Tarifas 2013				
	GWh	Preço médio de aquisição €/MWh	Custo Total 10^3 EUR	Preço médio de referência €/MWh	Sobrecusto PRE referente ao ano 10^3 EUR
Produção em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	12 659	102,94	1 303 189		609 849
Eólicas	10 086	97,89	987 311	54,77	434 919
Hídricas	974	95,04	92 555	54,77	39 216
Biogás	190	113,66	21 646	54,77	11 216
Biomassa	722	117,47	84 832	54,77	45 281
Fotovoltaica e energia das ondas	212	356,39	75 523	54,77	63 917
RSU	475	86,97	41 323	54,77	15 300
Produção em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	6 632	664,20	827 034		463 787
Térmica - Cogeração (NFER)	4 725	128,88	608 944	54,77	350 163
Térmica - Cogeração (FER)	1 816	98,05	178 041	54,77	78 592
Microgeração	92	437,27	40 049	54,77	35 033
Total da produção em regime especial	19 292	110,42	2 130 223		1 073 636

Tabela 3 – Preço de aquisição e sobrecustos das diferentes tecnologias na PRE no Continente para os anos 2010 e 2013 [1]

O forte aumento da capacidade instalada de fontes renováveis (em particular a eólica) nos últimos anos e a indexação das tarifas à inflação fazem com que as renováveis tomem um peso muito grande nos CIEG's. A título de exemplo, verificou-se um aumento de 34% no sobrecusto devido à produção eólica no Continente de 2010 para 2013. O preço da tarifa média para as centrais eólicas passou de 91,07 €/MWh para 98,79 €/MWh. Esta tendência tenderá a manter-se nos próximos 10 a 15 anos devido ao previsível aumento da inflação. Só com o fim das tarifas garantidas para as PRE's, desaparecerá o sobrecusto.

A figura 5 apresenta a evolução do preço unitário da PRE, por tecnologia, entre 2001 e 2011 (valores ocorridos), estimativa para 2012 e previsão para 2013.

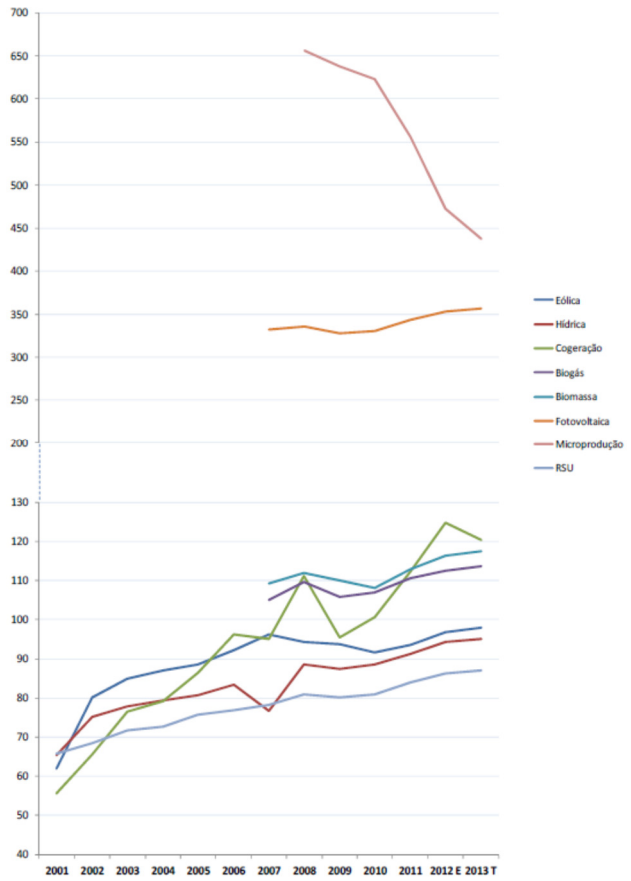


Figura 5 – Evolução do custo unitário PRE por tecnologia (€/MWh) [1]

Como se pode verificar na tabela 3 e na figura 5, todas aumentaram nos últimos anos. A única exceção são as tarifas da micro e miniprodução, que desde a sua implementação, em 2008, estão em queda.

4 A futura evolução do défice tarifário

Segundo a ERSE, o défice tarifário do 2012 no valor de 2,853 mil milhões de euros será amortizado em 614 milhões euros em 2013. O valor das amortizações e os juros no valor de 110 milhões euros estão incluídos nas tarifas de 2013. A ERSE estima que o défice tarifário, em finais de 2013, deverá aumentar em mais 824 milhões atingindo um valor de 3,677 mil milhões de euros.

Analisando os dados da divida atual, 91% é composta pelos sobrecustos e desvios da Produção em Regime Especial (PRE) que não foram repercutidos na tarifas em 2007, 2008 e 2009 no valor de 1,334 mil milhões de euros, diferimentos do sobrecusto PRE de 2012 e 2013 no valor de 751 milhões e 1,275 mil milhões de euros, respetivamente.

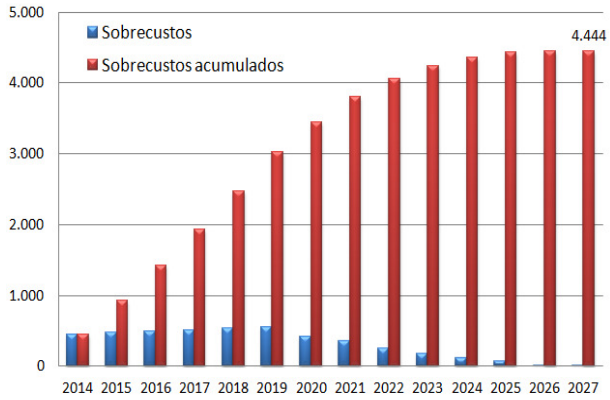


Figura 6 – Evolução dos sobrecustos anuais e acumulados (valores em milhões de euros) devido à componente da produção eólica na PRE para o período entre 2014 e 2027

A utilização de mecanismos de alisamento quinquenal dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial (PRE) de cada ano, previstos no artigo 73º-A do DL 78/2011 de 20 junho, implica uma diluição dos custos por um período de 5 anos. Este processo de deferimento resolve o aumento das tarifas de um ano para o outro, mas aumenta o défice tarifário devido à necessidade de compensar esta transferência intemporal de proveitos através do pagamento de juros (definidos através do nº4 do Artigo 73º-A do DL 78/2011 de 20 junho). Para o caso de deferimento dos sobrecustos com as PRE em 2012, o valor total em juros a pagar até 2017 será de 428 milhões euros [1].

A dimensão do "monstro" défice tarifário é bem visível na evolução dos sobrecustos devido à produção eólica (para o Continente) até ao final do período dos últimos contratos com tarifas bonificas baseados no DL 33-A/2005 de 16 de fevereiro. A figura 6 mostra uma estimativa da evolução dos sobrecustos anuais e acumulados até 2027, baseados na potência instalada acumulada de 4456 MW (em 2013 [3]),

uma produção anual de 2244 horas/MW, uma variação do IPC/ICP_{ref} anual de 2% e um preço de mercado de referência de 54,4 €/MWh. Os valores do sobrecusto atingem valores máximos, em 2019, na ordem dos 550 milhões de euros. A partir 2020, se entretanto não forem efetuadas mais alterações, os sobrecustos anuais diminuirão até serem integralmente anulados em 2027. Em termos de valores acumulados (a partir de 2014) aumentam até 2020, para depois estabilizar em 2025 com um valor de 4,4 mil milhões de euros. A este valor é necessário acrescentar o valor acumulado existente em 2013, de 3,7 mil milhões de euros, mais os outros sobrecustos da PRE (FER) e PRE (não renovável, cogeração).

5 Medidas para diminuir ou controlar o défice

Um dos compromissos assumidos pelo estado português com a "troika" foi a redução das "rendas" na área da energia. Os pontos 5.6 a 5.12 do memorando são dedicados aos sobrecustos associados à produção em regime ordinária (5.6.) e à produção em regime especial (5.7 a 5.12). Os compromissos preveem a renegociação ou revisão em baixa dos CAE e CMEC a longo prazo (5.6), avaliar a possibilidade de renegociar (em baixa) os contratos existentes com tarifas bonificas para a PRE e cogeração; e para novos contratos em PRE, rever em baixa as tarifas de forma a que os produtores não sejam "excessivamente" compensados. O atual governo efetuou algumas medidas para cumprir os compromissos com a "troika" e ao mesmo tempo controlar o aumento das tarifas nos consumidores. Em Outubro de 2011, o Governo analisou um cenário da evolução do défice tarifário, que tinha como pressupostos um aumento anual real da eletricidade de 1,5%, ano seco, preços das licenças de CO_2 elevados e uma taxa de juro de 8%. Nesse cenário, o valor do défice tarifário atingiria em 2020 um valor de 7,8 mil milhões euros [2].

Umas das primeiras medidas, foi a suspensão da atribuição de novas licenças para PRE (eólica, mini-hídricas, etc.), a redução das tarifas bonificadas para a micro e miniprodução, a redução da remuneração na cogeração (portaria 140/2012 de 14 de maio), a suspensão temporária (durante o período do Programa de Assistência Financeira) do pagamento da garantia de potência às centrais e diminuição do seu valor no futuro (portarias 139, 251 de 2012), bem como a diminuição dos juros pagos à EDP pela parcela em dívida do CMEC (portaria 85A/2013). Com a publicação do decreto lei 35/2013 de 16 de fevereiro, o governo aparentemente impôs um limite de 25 anos para a tarifa bonificada garantida para as mini hídricas. Todavia, o DL 33-A/2005 de 16 de fevereiro previa um limite máximo de 15 anos e só em caso excecional admitia um período adicional de 10 anos! Esta medida corresponderá a uma poupança de 285 milhões entre 2013 e 2030.

Segundo o governo, aquelas medidas irão resultar numa poupança de 2 mil milhões de euros para o período de 2012 a 2030, o que corresponde a uma poupança anual de 110 milhões de euros.

No caso dos produtores eólicos, o Artigo nº1 do DL 35/2013 de 16 de fevereiro prevê-se o pagamento de uma compensação anual ao Sistema Elétrico Nacional (SEN) entre 5000€ a 5800€ por MW instalado, no período de 2013 e 2020. Com base na potência instalada de 4456 MW esta compensação corresponderá a um valor anual de 25 milhões e 205 milhões de euros até 2020.

Em contrapartida os produtores eólicos veem o período de remuneração garantida de 15 anos alargada para mais 5 ou 7 anos. Os produtores são obrigados de vender a energia elétrica no mercado mas têm um preço mínimo assegurado de 60 €/MWh ou uma "gama" de preços entre 74 €/MWh e 98 €/MWh garantidas. É de realçar que o preço médio final no mercado diário (OMIE) nos últimos quatros anos foi de 50,63 €/MWh e nos últimos dois anos 58,5 €/MWh. Na figura 7 apresenta-se a evolução dos sobrecustos acumulados, devido à produção eólica no continente, com e sem a compensação prevista no DL35/2013 de 2014 até 2034. Esta "contrapartida" de 205 milhões de euros resultará num aumento em mais de 1,1 mil milhões de euros e de um prolongamento do défice tarifário (até 2034) para a qual não existe qualquer justificação transparente. Sem o prolongamento do período de uma remuneração garantida

(mesmo a valores inferiores), os produtores, como previsto no decreto lei 33-A/2005 de 16 de fevereiro, teriam que vender toda a energia no mercado a preço de mercado. Interessante de referir, o fato desta "compensação" e "alargamento da remuneração garantida" ser introduzida só para os produtores eólicos e não para as outras fontes de energias renováveis como por exemplo a biomassa, RSU, mini-hídricas ou solar fotovoltaica entre outras.

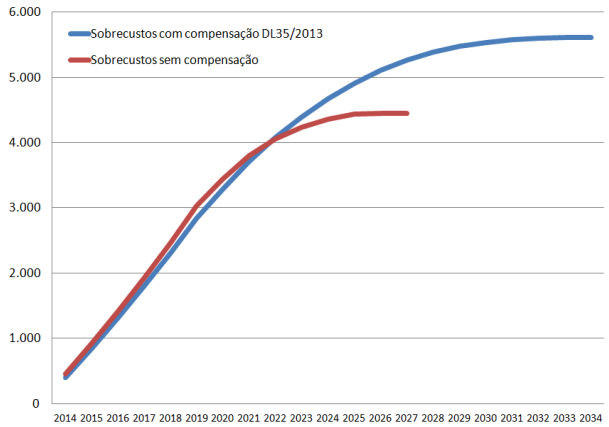


Figura 7 – Evolução dos sobrecustos acumulados (milhões de euros) devido à produção eólica com e sem compensação prevista pelo decreto lei 35/2013

As medidas implementadas até à data, não garantem a diminuição do atual défice tarifário nem o seu agravamento nos próximos 10 a 15 anos. A não incorporação anual de uma parte significativa dos sobrecustos nas tarifas (acesso) resultará quase certamente em mais custos (juros) sem qualquer justificação racional. O deferimento da PRE e a redução dos sobrecustos com a cogeração são importantes medidas, mas parecem claramente insuficientes. Uma alternativa seria cortar nas tarifas bonificadas nos contratos PRE – FER baseadas no DL 33-A/2005 de 16 de fevereiro, eliminando por exemplo a indexação à inflação (IPC/IPC_{ref}) ou reduzindo o valor referência das tarifas. Uma medida alternativa, que já foi implementada em Espanha e proposta pelo anterior Secretário Estado da Energia do Governo (Henrique Gomes), é a aplicação de uma contribuição dos electroprodutores (PRE-FER) [2].

6 Conclusões

Da análise dos dados fornecidos pela ERSE e pela DGEG parece claro que o problema do défice tarifário deverá manter-se e até agravar-se nos próximos 10 anos. As medidas legislativas desenvolvidas pelo atual Governo vão permitir reduzir o aumento do défice até 2030 em cerca 2 mil milhões de euros.

Todavia, por outro lado, com o prolongamento da remuneração "garantida", acima do preço atual médio de mercado, para mais 5 a 7 anos para os produtores eólicos (unicamente para esse setor), prevê-se um aumento mínimo de 1,1 mil milhões de euros com uma contrapartida total de 205 milhões de euros.

O deferimento quinquenal previsto para a produção em regime geral PRE a partir de 2012 vai aumentar ainda mais o défice tarifário (pagamento de juros).

Para reduzir efetivamente o atual valor do défice e diminuir o acréscimo na próxima década será necessário tomar medidas adicionais, como agir nas tarifas garantidas nos atuais contratos PRE ou aplicar uma "taxa de energia" sobre os produtores.

Bibliografia

[1] Proveitos permitidos das empresas reguladas do sector elétrico em 2013, ERSE, pag. 81, dezembro 2013.

[2] Palestra "Energia e competitividade" na Ordem do Engenheiros, 19 de Outubro de 2011, Henrique Gomes (SEE)

[3] Renováveis estatísticas rápidas, nº96, de fevereiro 2013, DGEG.

[4] Comunicado "Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2013, da ERSE, Dezembro de 2013

Instituto Superior de Engenharia do Porto

CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO PÓS-GRADUADA EM

Sistemas de Segurança, Gestão Técnica e Domótica

OBJETIVOS

Promover competências aos pós-graduados no âmbito do projeto, execução e exploração de instalações de segurança.

DESTINATÁRIOS

O curso destina-se a arquitetos, engenheiros e engenheiros técnicos.

As competências conferidas pelo curso são particularmente interessantes para projetistas, responsáveis pela execução e exploração de instalações de segurança, assim como profissionais interessados, em geral na área da segurança e, em particular da segurança contra incêndio em edifícios.

ESTRUTURA DO CURSO

- **Segurança Contra Incêndio em Edifícios**
- **Videovigilância e Controlo de Acessos**
- **Sistemas Automáticos de Deteção de Intrusão**
- **Instalações em Edifícios Inteligentes**

CREDENCIAÇÃO

O curso é reconhecido como formação habilitante de técnicos responsáveis pela elaboração de projetos e planos de SCIE da 3ª e 4ª categoria de risco pela Autoridade Nacional de Protecção Cívil.

LOCAL

Instituto Superior de Engenharia do Porto

Rua Dr. António Bernardino de Almeida, 431, 4200-072 Porto

Tel. 228 340 500 – Fax: 228 321 159

Info: jbc@isep.ipp.pt

Sérgio Emanuel Carvalho Moreira; Tiago António de Sousa Almeida
Instituto Superior de Engenharia do Porto

POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA EM PARQUES OFFSHORE

1. Introdução

A produção de energia eólica é essencial para o cumprimento dos objetivos europeus, no âmbito das energias renováveis. De acordo com as previsões da União Europeia (UE), a produção hidroelétrica irá manter a sua posição dominante como fonte de energia renovável para a produção de energia elétrica. No entanto, o uso da energia eólica irá continuar a expandir e, em 2020 a capacidade eólica instalada deverá superar o setor hidroelétrico [1].

O setor eólico offshore começa também a dar sinais de interesse por parte de investidores e governantes. No entanto, os investimentos offshore diferem em muito dos investimentos *onshore*. O planeamento é muito mais complexo e demorado, a construção e manutenção requerem novas soluções e a ligação à rede é um processo exigente. Dada a reduzida experiência das empresas, a incerteza associada ao investimento é elevada. Deste modo, os parques eólicos offshore são uma área de negócio inovadora e de elevado risco, que requerem elevados recursos organizacionais associados frequentemente a grandes empresas do setor da energia.

O relatório da Comissão das Comunidades Europeias, destaca a energia eólica offshore como um setor prioritário. Contudo, evidência a necessidade de tempo para o desenvolvimento da tecnologia, assim como, a importância de assegurar à indústria maior segurança e condições de mercado mais estáveis.

2. O recurso eólico Offshore

Entre 1970 e 1990, foram instalados parques eólicos principalmente em terra, devido a fatores económicos. Contudo, o aumento das dimensões e da eficiência dos aerogeradores, a par das vantagens da energia eólica offshore, reduziram os custos de construção e de funcionamento dos parques offshore.

Até ao momento, o desenvolvimento da tecnologia eólica offshore tem se centrado sobretudo nos países do Norte da Europa. No final de 2011 a capacidade instalada em parques eólicos offshore na Europa ascendia a 3810 MW [2].

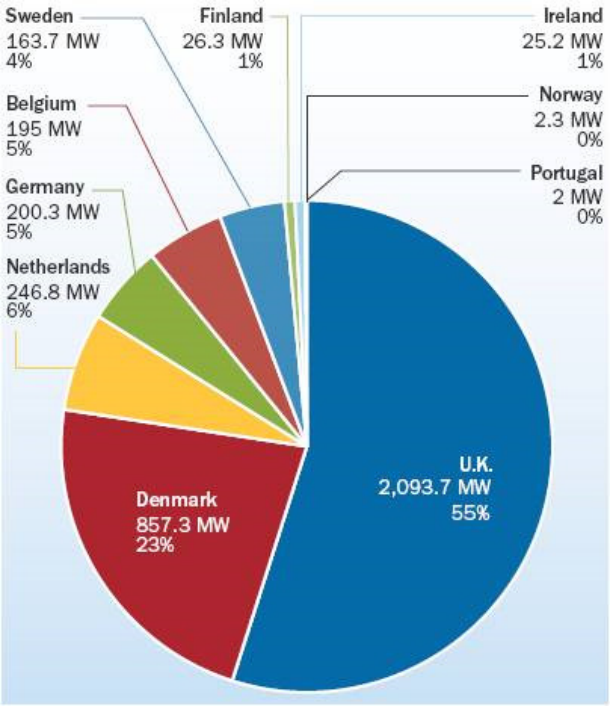


Figura 1 – Capacidade eólica offshore instalada na UE (EWEA)

Um dos fatores que influenciou um maior aproveitamento da energia eólica offshore foi o desenvolvimento na conceção dos aerogeradores que conduziu à introdução de novos materiais (ex. fibra de carbono e fibra de vidro).

Os fabricantes estão a testar aerogeradores maiores, com velocidades elevadas, de modo a aumentar a eficiência e a produzir mais energia. Os grandes aerogeradores poderão ser o futuro da eólica offshore, uma vez que a principal barreira para a energia eólica offshore era o custo de capital dos parques. O fabrico de aerogeradores maiores vai possibilitar a redução do custo de capital, bem como dos custos de operação e manutenção por kWh.

Estão ainda em investigação melhorias na estrutura das fundações, no sentido de viabilizar a instalação em águas mais profundas e em fundos do mar difíceis.

Em abril de 2013 entrou em funcionamento o maior parque eólico offshore do mundo, o London Array, construído ao longo de 90 km^2 no estuário do Rio Tamisa, na costa de Londres. Esta instalação é constituída por 175 turbinas com uma capacidade total instalada de 630 MW. Esta é a primeira fase do projeto, que durou dois anos para ser concluída. A segunda fase, prevê a instalação de mais 166 turbinas, elevando a produção para 1GW, energia suficiente para fornecer energia a 750 mil habitações por ano [3].

Figura 2 – Parque eólico de London Array no Reino Unido (London Array)

3) Potencial eólico offshore em Portugal

No final de 2011, a potência eólica instalada ascendia já a 4081 MW [4], colocando Portugal entre os principais produtores de eletricidade por via eólica da UE.

No entanto, devido a grave crise económica tem-se verificado nos últimos anos uma diminuição nos investimentos eólicos em Portugal, como demostra o gráfico seguinte.

De acordo com o Laboratório Nacional de Engenharia e Geologia (LNEG) existe um elevado potencial *offshore* em Portugal, na ordem dos 2000 a 2500 MW.

Ao largo de Viana do Castelo e do Porto, é possível instalar 500 MW. Mais abaixo, na zona Centro, é possível instalar 700 MW, com uma produtividade que chega a 3400 horas/ano [5].

Estes dados constam do Atlas do Vento *Offshore* em Portugal, elaborado pelo LNEG.

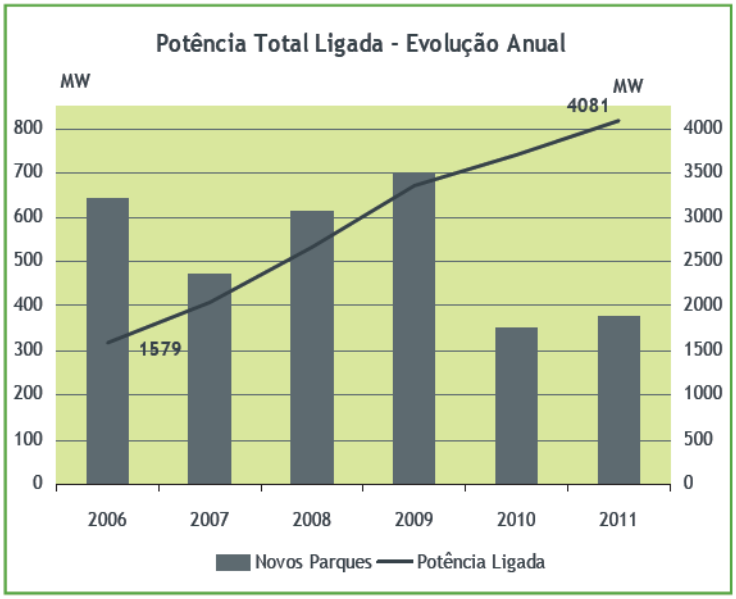


Figura 3 – Evolução da potência eólica instalada em Portugal (REN)

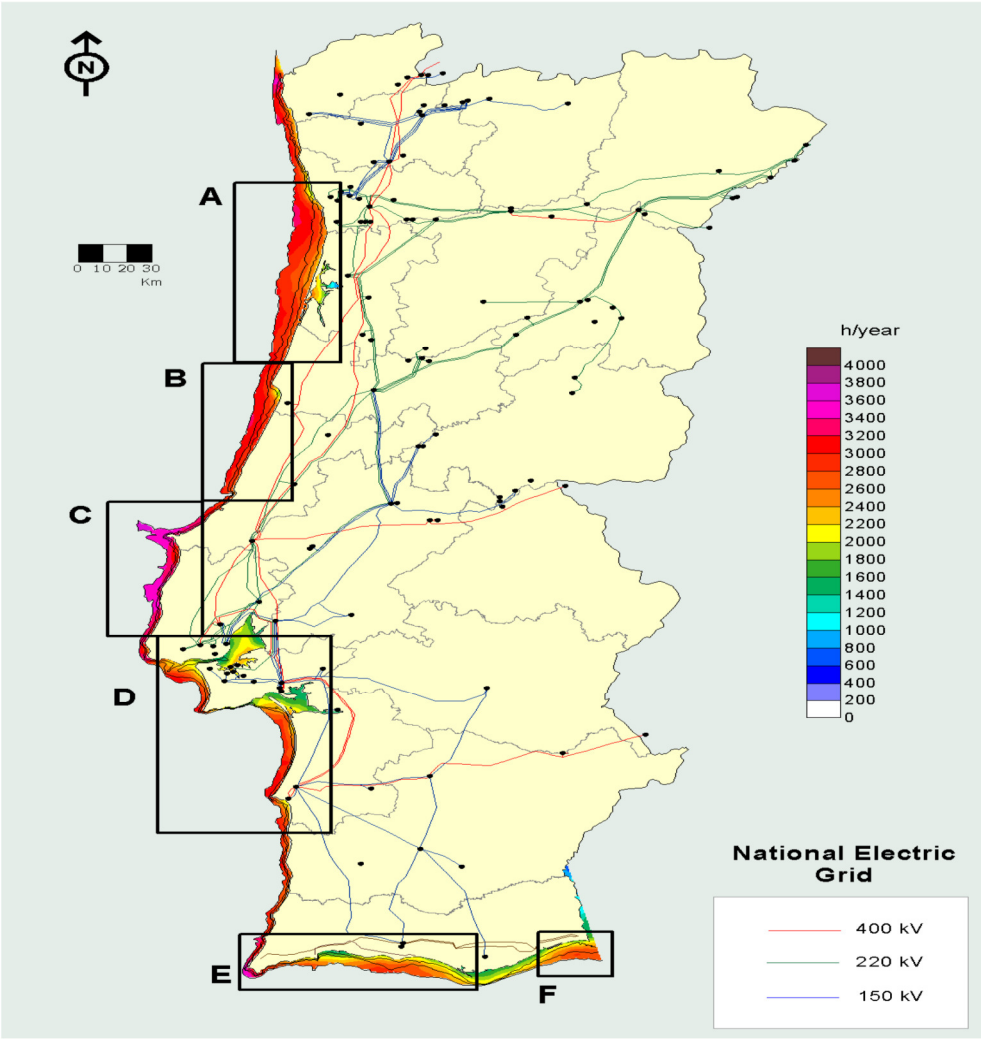


Figura 4 – Mapa eólico offshore Portugal Continental (LNEG)

Em junho de 2012 foi inaugurado a primeira eólica flutuante do mundo ao largo da Aguçadoura, na Póvoa do Varzim.

O projeto-piloto *Windfloat* é composto por um aerogerador de 2 MW, o suficiente para abastecer de energia 1300 habitações [6].

A concretização do projeto *Windfloat* envolveu 60 empresas, 40 das quais portuguesas, através da joint-venture *WindPlus*, que reúne EDP, Repsol, Principle Power, A. Silva Matos, Vestas Wind Systems A/S e a Inovcapital.

O protótipo deverá ficar dois anos em fase de testes, mas já está previsto criar, a partir daqui, o primeiro parque eólico flutuante do mundo, com cinco turbinas e uma potência cinco vezes superior à atual.

Figura 5 – Parque eólico da Aguçadoura (EDP Inovação)

4. Análise do projeto eólico offshore

Os projetos de produção de energia são geralmente complexos, envolvendo diversos intervenientes e com efeitos externos significativos. O estudo de um projeto de energia eólica offshore implica a análise técnica, de modo a identificar o potencial eólico de cada local, o equipamento disponível e a implementação apropriada. É também fundamental proceder à análise estratégica, visando compreender a realidade externa do setor e capacidade interna das empresas envolvidas. Com base na informação recolhida, nestes estudos será possível partir para a avaliação financeira do projeto concluindo sobre as condições necessárias à sua viabilização.

4.1. Análise Económica

Embora não estejam disponíveis valores exatos, a *Offshore Wind Energy* (OWE) aponta para que os custos das fundações em instalações offshore possam ser superiores até 30% relativamente aos custos das fundações *onshore* e que os restantes custos sejam aproximadamente 25% mais altos. Alguns parques offshore recentemente construídos, têm custos de investimento de €1200 - 1300/kW, que são mais razoáveis quando comparados com os custos de investimento de €700-1000/kW dos parques eólicos *onshore* [7].

Prevê-se que, no futuro estes custos por kW baixem, devido ao contínuo desenvolvimento de embarcações especializadas utilizadas no transporte e instalação dos aerogeradores eólicos.

O aumento das dimensões dos aerogeradores (i.e. maior capacidade) implica economias de escala.

Tendo em conta as condições mais favoráveis de vento nas localizações offshore, prevê-se que o custo global por kWh produzido seja mais baixo do que em localizações *onshore*.

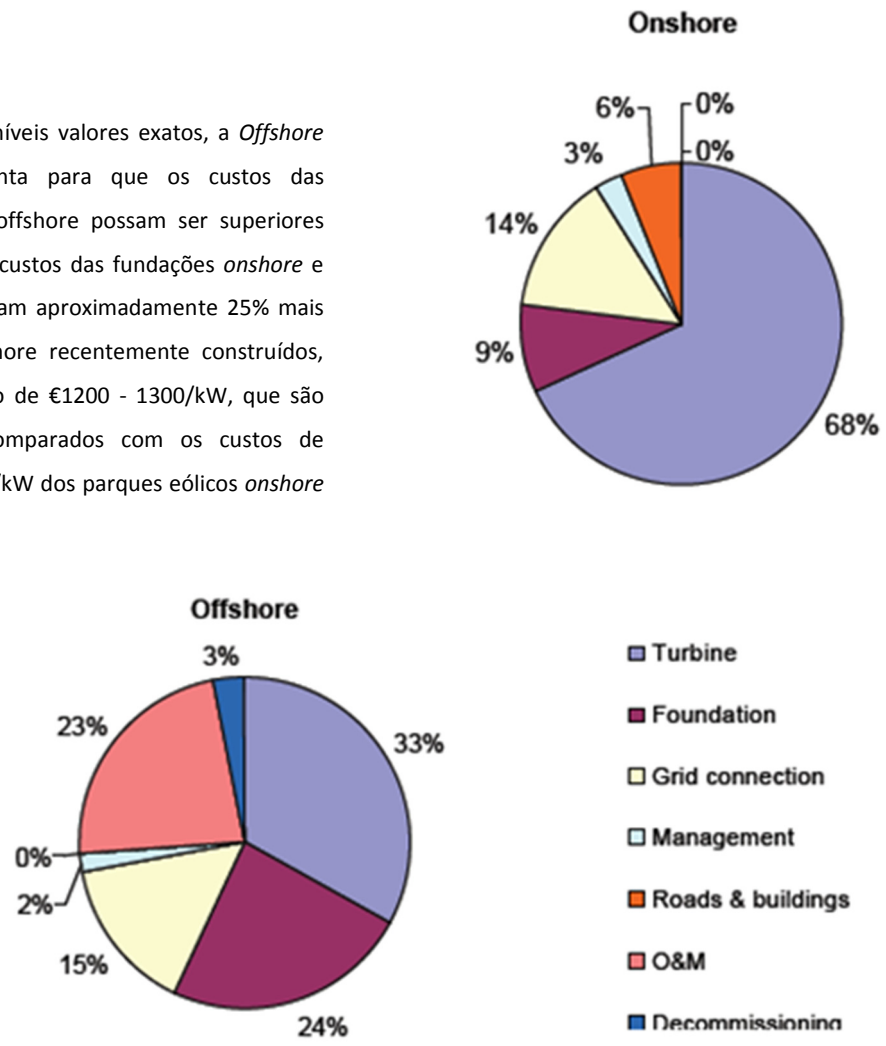


Figura 6 – Custo dos investimentos eólicos *onshore* e *offshore* por componente (CA-OWEE)

4.2. Análise Estratégica

A Análise SWOT é uma ferramenta muito utilizada pelas empresas para o planeamento estratégico. Esta análise é útil, uma vez, que engloba quatro fatores importantes: pontos fortes (*Strenghts*), pontos fracos (*Weaknesses*), oportunidades (*Opportunities*) e ameaças (*Threats*) [8].

A tabela 1 representa a análise SWOT para o setor da energia eólica offshore em Portugal, tendo em consideração a envolvente externa do setor e o ambiente interno das empresas que potencialmente irão investir nestes projetos.

Da análise SWOT, pode-se salientar como pontos fortes a grande experiência que as empresas nacionais têm no setor das energias renováveis, mais propriamente no setor eólico.

O cluster nacional eólico criado em 2005, demonstra o interesse Nacional pelo setor eólico, que poderá ser fortemente impulsionado por um segmento offshore. No entanto, destaca-se também como ponto fraco, precisamente a reduzida experiência das empresas Nacionais neste segmento.

Os pontos fracos apontados, poderão na realidade contribuir fortemente para a criação de novas oportunidades de negócio.

Este é um setor ainda pouco explorado a nível internacional e com grandes perspetivas de crescimento, tanto ao nível da produção de eletricidade como no desenvolvimento da tecnologia, sua industrialização e serviços associados.

A existência de tarifas reguladas reflete a ainda necessária proteção do mercado para garantir o interesse dos investidores e a viabilidade dos investimentos, mas traduz-se também numa diminuição do risco do negócio. A tendência de liberalização do mercado e das tarifas torna-se uma ameaça à rentabilidade e, mesmo numa situação de proteção de mercado das energias renováveis por outros mecanismos, a concorrência por outras fontes de energia renováveis será uma ameaça a ter em consideração.

Tabela 1 – Análise SWOT para o setor eólico *offshore* em Portugal

AMBIENTE INTERNO	
PONTOS FORTES	**PONTOS FRACOS**
- Disponibilidade de largas áreas não exploradas com reduzido impacto ambiental. - Capacidade dos parques é, "teoricamente", ilimitada. - Transporte dos grandes aerogeradores. - Velocidade média do vento offshore superior ao vento *onshore*. - Ausência de obstáculos e baixa rugosidade. - Inexistência de densidade populacional. - Experiência acumulada das empresas nacionais no setor eólico. - Cluster Nacional da indústria eólica.	- Custos de instalação e manutenção. - Impactos ambientais. - Interligação á rede elétrica. - Imprevisibilidade dos ventos. - Tecnologia ainda em desenvolvimento. - Reduzida experiência com a eólica offshore. - Dependência de tarifas reguladas.
AMBIENTE EXTERNO	
OPORTUNIDADES	**AMEAÇAS**
- Necessidade de cumprir os objetivos europeus, no âmbito das energias renováveis. - Inexistência de parques eólicos offshore em Portugal. - Interesse empresarial no setor. - Perspetivas de crescimento do mercado. - Mercado com tarifas protegidas e garantia de acesso à rede.	- Falta de Financiamento. - Concorrência por outras fontes de energia renováveis. - Mercado elétrico fortemente concentrado. - Tendência de liberalização do mercado e das tarifas. - Entraves legais ao licenciamento.

No mercado português, é de destacar também a forte concentração do mercado elétrico, que poderá dificultar a entrada de outros operadores e reduzir o incentivo à implementação de novas tecnologias.

4.3. Análise Ambiental

Os parques eólicos utilizam a energia do vento para produzir energia limpa. Não existem gases de exaustão da combustão dos combustíveis fósseis, como combustíveis feitos a partir do petróleo (ex centrais de energia convencionais), o que beneficia a luta contra o aquecimento global, pela redução de emissões de CO2 e de outros gases poluentes.

No entanto, para além das emissões evitadas o projeto de um parque eólico *offshore* deverá sempre ter em consideração outros impactos externos. Estes, apesar de frequentemente serem difíceis de quantificar e mesmo identificar na fase de estudos prévios, são essenciais para a aceitação pública e a efetiva concretização do projeto.

Estudos revelam que é possível que o parque eólico offshore e as suas infraestruturas possam afetar o ecossistema na zona da instalação.

Embora não haja perigo aparente para a vida marinha, as rotas dos peixes e dos mamíferos marinhos podem ser afetadas. O perigo direto só é evidente no que diz respeito às aves do local e às aves migratórias que viajam periodicamente pelas mesmas rotas. Destaca-se também aspetos como o impacto visual, altamente dependente da distância até à costa e o ruído causado sobretudo pela construção do parque [9].

5. Conclusões

Ao longo dos últimos anos tem-se assistido ao desenvolvimento do setor das energias renováveis em Portugal, prevendo-se que esta tendência se mantenha nos próximos anos. Com o crescimento do setor eólico aliado a uma aposta nas energias das ondas, pretende-se contribuir para a redução das emissões de CO2 e para a redução da dependência energética externa do País.

O setor eólico offshore está ainda numa fase inicial de desenvolvimento mesmo a nível internacional, mas é já considerada uma tecnologia promissora com resultados demonstrados em alguns países do Norte da Europa.

A análise SWOT demonstrou que, sendo um setor ainda inovador, poderá trazer grandes oportunidades às empresas investidoras e simultaneamente ter um contributo económico e social muito relevante.

Tendo como base estudos recentes, destaca-se também como fundamental a avaliação do impacto ambiental neste tipo de projetos tendo sempre em consideração a necessidade de prever a participação das populações locais.

A inauguração da eólica flutuante *windfloat* ao largo da Aguçadoura é um ótimo indicador da aposta nos parques eólicos offshore em Portugal. No entanto, a atribuição de licenciamento a novos projetos específicos para águas de pouca profundidade está dependente do sucesso deste projeto-piloto.

Referências

[1] Comissão das Comunidades Europeias (2008), "Energia eólica Marítima: Ações necessárias para a realização dos objetivos da política energética para 2020 e mais além." (http://ec.europa.eu/energy/index_en.htm)

[2] EWEA (2012), " Estatísticas da energia eólica na Europa 2011" (http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/statistics/Stats_2011.pdf)

[3] London Array (Abril 2013), (http://www.londonarray.com/)

[4] REN (2011), "A Energia eólica em Portugal 2011", (http://www.ren.pt)

[5] LNEG (2010)," Energia eólica em Portugal Desafios e Oportunidades", (http://www.lneg.pt/download/1091)

[6] EDP (2011), (http://www.edp.pt)

[7] CA-OWEE (2001), Relatório Final, "Ação concentrada da energia eólica na europa" (http://www.offshorewindenergy.org/caowee/indexpages/downloads/CAOWEE_Complete.pdf)

[8] IAPMEI (2007), (http://www.iapmei.pt)

[9] AQUA-RET (2008), " Potenciais interações entre a energia eólica offshore e o meio ambiente" (http://www.aquaret.com/images/stories/aquaret/pdf/offshore%20wind.pdf)

António Augusto Araújo Gomes - Instituto Superior de Engenharia do Porto
Mário Pombeiro - Instituto Eletrotécnico Português

INSTALAÇÕES DE UTILIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM BAIXA TENSÃO EXECUTADAS AO ABRIGO DO RSIUEE E RSICEE. MEDIDAS COMPLEMENTARES DE SEGURANÇA

1. Introdução

A Segurança de pessoas, animais e bens e o respeito por direitos (individuais, de grupo) foram desde sempre os principais objetivos da regulamentação das instalações elétricas. Outros aspetos como a qualidade de serviço, a continuidade de serviço, a adequação às necessidades dos utilizadores, a eficiência energética, a utilização racional de energia e sustentabilidade e o conforto na utilização, são fatores que devem estar presentes , aquando da realização de um projeto, da execução e na exploração das instalações elétricas.

Nesse sentido, existe todo um quadro legal de suporte, ao projeto, à execução e à exploração das instalações elétricas, que pode ser agrupado, genericamente, em:

- Regulamento de Licenças para Instalações Elétricas
- Regulamentação de segurança
- Regulamentação de qualidade de serviço público
- Guias técnicos e Projetos-tipo da Direção Geral de Energia e Geologia

2. Enquadramento Regulamentar das Instalações de Utilização de Energia Elétrica em Baixa Tensão

2.1. Enquadramento

A evolução técnica, tecnológica e conceptual dos equipamentos e das instalações elétricas, assim como a alteração dos hábitos e necessidades de consumo de energia elétrica, requerem que a regulamentação que enquadra esta atividade não seja estática, mas antes que possa evoluir de forma a poder contemplar as novas necessidades e realidades.

As primeiras regras técnicas aplicáveis às instalações elétricas de baixa tensão foram previstas pelo Decreto 1913, pelo Decreto-Lei 29782 de 1939, Decreto-Lei 30380 de 1940 e pelo Decreto-Lei 3782 de 1950.

Tratavam-se de regras muito básicas e incompletas, clamando pela criação de um regulamento, atualizando e ampliando, de modo sensível as disposições de segurança e regras de arte que andavam dispersas pelos diplomas anteriormente referidos.

Foram assim publicados os Regulamento de Segurança de Instalações de Utilização de Energia Elétrica (RSIUEE) e o Regulamento de Segurança de Instalações Coletivas de Edifícios e Entradas (RSICEE), aprovados pelo Decreto-Lei n.º 740/74, de 26 de Dezembro.

Estes regulamentos revelaram-se de particular importância, não só no campo da segurança e da técnica, mas ainda sob o ponto de vista socioeconómico, pela quantidade e variedade de instalações que contempla e o elevado número de pessoas não especializadas que com elas lida.

Estes regulamentos estiveram em vigor desde 1975 até 2005. Ao longo desses 30 anos de vigência, muitas foram as alterações na conceção e execução das instalações, bem como o aparecimento de novos equipamentos e meios de proteção.

A publicação do Decreto-Lei 226/2005, de 28 de Dezembro, que previu a aprovação das Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão e revogou o artigo 1.º do Decreto-Lei N.º 740/74, de 26 de Dezembro, e os regulamentos de segurança anexos, e da Portaria n.º 949-A/2006, de 11 de Setembro que aprovou e publicou as Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão (RTIEBT), veio definir um novo enquadramento legal, ajustado à realidade e às necessidades das nossas instalações elétricas.

Neste artigo abordam-se os desafios lançados pelo novo enquadramento regulamentar criado pelas RTIEBT e salientam-se as principais alterações e desafios para os diversos agentes da área eletrotécnica, face à regulamentação anteriormente em vigor, nomeadamente no que se refere à implementação de medidas nas instalações elétricas já existentes e, realizadas sobre a abrangência do RSIUEE e do RSICEE, de forma a que as mesmas se equiparem às instalações elétricas realizadas de acordo com as RTIEBT.

2.2. Regras técnicas de instalações elétricas de baixa tensão

2.2.1. Enquadramento

O projeto, a execução e a exploração das instalações elétricas de baixa tensão tiveram como primeira base o Regulamento de Segurança de Instalações de Utilização de Energia Elétrica (RSIUEE) e o Regulamento de Segurança de Instalações Coletivas de Edifícios e Entradas (RSICEE).

Estes regulamentos foram, ambos, publicados pelo Decreto-Lei n.º 740/74, de 26 de Dezembro, tendo este sido objeto de alterações, em alguns aspetos muitos específicos, introduzidas pelos Decreto-Lei n.º 303/76, de 26 de Abril, Decreto-Regulamentar nº 90/84 de 26 de Dezembro e pelo Decreto-Lei nº 77/90, de 12 de Março.

O Decreto-Lei n.º 740/74 de 26 de Dezembro, o "famoso" 740 de 74, que serviu várias gerações de técnicos responsáveis pelo projeto, execução e exploração de instalações elétricas, manteve a sua vigência por mais de três décadas. Ao longo desses trinta anos, grande foi o desenvolvimento, quer em termos de novos conceitos, novos métodos de abordagem, novas tecnologias, mas também em termos de requisitos de segurança, funcionalidade, fiabilidade e flexibilidade das instalações, verificando-se a sua natural desatualização face à evolução técnica entretanto ocorrida.

A plena integração de Portugal no espaço europeu obrigou, também, a uma cada vez mais forte harmonização das regras técnicas utilizadas pelos países da União Europeia, por forma não só a verificar-se uma verdadeira livre circulação dos equipamentos elétricos de baixa tensão, já prevista em diretiva comunitária, como também a proporcionar consensos europeus a nível das regras de instalação que facilitem a circulação dos técnicos, a nível de projeto, de execução e de exploração de instalações elétricas.

Pretendendo dar resposta a esta nova realidade, foram publicadas as Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão, previstas pelo Decreto-Lei nº 226/2005, de 28 de Dezembro e publicadas pela Portaria n.º 949-A/2006 de 11 de Setembro, que revogaram a anterior regulamentação, criada pelo Decreto-Lei N.º 740/74, de 26 de Dezembro.

2.2.2. Campo de Aplicação

As Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão, aplicam-se a novas instalações, a ampliações ou modificações das instalações, bem como partes das instalações existentes, afetadas por essas alterações.

As Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão aplicam-se a:

- Edifícios de habitação;
- Edifícios de usos comerciais;
- Estabelecimentos recebendo público;
- Estabelecimentos industriais;
- Estabelecimentos agropecuários;
- Edifícios pré-fabricados;
- Caravanas, parques de campismo e instalações análogas;
- Estaleiros, feiras, exposições e outras instalações temporárias;
- Marinas e portos de recreio.

As Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão não se aplicam a:

- Veículos de tração elétrica;
- Instalações elétricas de automóveis;
- Instalações elétricas a bordo de navios;
- Instalações elétricas a bordo de aeronaves;
- Instalações de iluminação pública;
- Instalações em minas;
- Sistemas de redução das perturbações eletromagnéticas, na medida em que estas não comprometam a segurança das instalações;
- Cercas eletrificadas;
- Instalações de pára-raios de edifícios (embora tenham em conta as consequências dos fenómenos atmosféricos nas instalações elétricas, como por exemplo, na seleção de descarregadores de sobretensões).

Tendo estas instalações regulamentação específica.

2.2.3. Princípios Fundamentais

Os princípios fundamentais das Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão são a proteção para garantir a segurança das pessoas, dos animais e dos bens contra os perigos e os danos que possam resultar da utilização das instalações elétricas nas condições que possam ser razoavelmente previstas.

A proteção para garantir a segurança, visa os seguintes aspetos principais:

- Proteção contra os choques elétricos (Proteção contra os contactos diretos e indiretos);
- Proteção contra os efeitos térmicos;
- Proteção contra as sobreintensidades;
- Proteção contra as correntes de defeito;
- Proteção contra as sobretensões.

3. Principais aspetos de alteração introduzidos pelas RTIEBT

As Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão vieram alterar de uma forma muito significativa a realidade da realização de projeto, da execução e da exploração das instalações elétrica de baixa tensão, tendo sido muitos os aspetos objeto de alteração e/ou reformulação face à regulamentação anterior.

Sem pretendermos ser de modo algum muito exaustivos e profundos na abordagem realizada, vamos de seguida, destacar alguns dos principais aspetos objetos de alteração, face à regulamentação anterior.

3.1. Campo de aplicação

- RSIUEE/RSICEE

  Edifícios de habitação, Edifícios de usos comerciais, Estabelecimentos Recebendo público, Estabelecimentos Industriais, Estabelecimentos Agropecuários, Edifícios pré-fabricados e instalações coletivas.

- RTIEBT

  Todos os anteriores mais as caravanas, parques de campismo e marinas, estaleiros, feiras, exposições ou outras instalações temporárias

3.2. Tensões

- RSIUEE/RSICEE

Tensão Reduzida:	C.C.	U<75 V
Baixa Tensão:	C.A.	U< 250 V (F-T)
		U< 433 V (F-F)
	C.C.	U< 650 V

- RTIEBT

Domínio I: C.C. U< 120 V

Domínio II: C.A. 50 V <U< 600 V (F-T)

50 V <U< 1000 V (F-F)

C.C U< 900 V (pólos-terra)

U< 1500 V (entre pólos)

3.3. Classificação dos locais das instalações

- RSIUEE/RSICEE

Classificação dos locais das instalações quanto ao ambiente.

Exemplo: SRE, THU, HUM, MOL, EPT, SUB, POE, ACO, ATP, BTP, AMI, RIN, REX

- RTIEBT

Classificação dos locais das instalações quanto aos fatores de influência externa.

Classificação realizada segundo 3 parâmetros:

- Ambientes (A) – 17 fatores
- Utilizações (B) – 5 fatores
- Construção dos edifícios (C) – 2 fatores

3.4. Classificação dos locais das instalações quanto à utilização

- RSIUEE/RSICEE

Classificação dos locais das instalações quanto à utilização do local:

Locais residenciais ou de uso profissional, Estabelecimentos Recebendo Público, Estabelecimentos Industriais, Estabelecimentos Agrícolas ou Pecuários, Casas de banho, balneários e semelhantes, Locais afetos a serviços técnicos.

- RTIEBT

Classificação dos locais das instalações quanto à utilização do local:

Locais de Habitação, Edifícios do tipo administrativo, Edifícios escolares, Edifícios do tipo hospitalar, Empreendimentos turísticos e similares, Estabelecimentos comerciais, Recintos de espetáculos e divertimentos públicos, Parques de estacionamento cobertos, Estabelecimentos de Culto, Estabelecimentos Industriais, Locais afetos a serviços técnicos.

3.5. Correntes admissíveis nos condutores

- RSIUEE/RSICEE

Utilização de tabelas de correntes admissíveis e fatores de correção fornecidos pelos fabricantes de condutores e cabos.

- RTIEBT

Tabelas de correntes admissíveis e fatores de correção incluídos no regulamento.

3.6. Secções mínimas

- RSIUEE/RSICEE

Circuito de força motriz e fogão: 2,5 mm2

Entradas: 4 mm2

Condutor Neutro: SF≤10 mm2, SN=SF

Condutor de Protecção: ST=SN

- RTIEBT

Circuito do fogão: 4 mm2

Entradas: 6 mm2

Condutor Neutro: SF≤16 mm2, SN=SF

Condutor de Proteção: SF≤16 mm², SPE=SF

16<SF≤35 mm², SPE=16 mm²

SF≥35 mm², SPE = SF/2

Para baixas potências: 1,5mm² (Estores, Banheira hidromassagem,...)

3.7. Potências mínimas

- RSIUEE/RSICEE

1,15 KVA

- RTIEBT

3,45 KVA

3.8. Coeficientes de simultaneidade para cálculo da potência em instalações coletivas de edifícios e entradas

	RSIUEE RSICEE	RTIEBT
N.º de instalações	Coeficiente de simultaneidade	
Até 4	1,00	1,00
5 a 9	0,78	0,75
10 a 14	0,63	0,56
15 a 19	0,53	0,48
20 a 24	0,49	0,43
25 a 29	0,46	0,40
30 a 34	0,44	0,38
35 a 39	0,42	0,37
40 a 49	0,41	0,36
50 e mais	0,40	0,34

3.9. Proteção das instalações contra sobreintensidades – Sobrecargas

- RSIUEE/RSICEE

Is ≤ In ≤ Iz e Inf ≤ 1,15 Iz

- RTIEBT

IB ≤ In ≤ Iz e I2 ≤ 1,45 Iz

3.10. Vizinhança das canalizações

- RSIUEE/RSICEE

3 cm, entre canalizações elétricas e não elétricas

- RTIEBT

Para além dos 3 cm, observar ainda:

- Outras situações: recomendações de execução
- Canalizações enterradas: 20 cm para todos os tipos de canalizações (elétricas ou não elétricas)

3.11. Ligações

- RSIUEE/RSICEE

Até 4 mm² , 4 condutores por ligador

Acima de 4 mm² , 2 condutores para secções iguais ou contíguas

- RTIEBT

Recomendações do fabricante de boa execução, garantindo quer a continuidade elétrica quer mecânica.

3.12. Quadros elétricos

- RSIUEE/RSICEE

Dispensava quadro parcial de piso nas instalações de uso residencial ou profissional.

Quadro e caixas de colunas: NP 1271 e NP 1272 (Classe I ou Classe II).

- RTIEBT

Em regra, cada piso deverá ser dotado de um quadro, que desempenhará a função de quadro de entrada para esse piso.

O equipamento a utilizar nas instalações coletivas e entradas ligadas diretamente à rede de distribuição em regime TT deve ser da Classe II de isolamento ou de isolamento equivalente.

3.13. Anexos/garagens individuais das habitações (entradas coletivas)

- RSIUEE/RSICEE

Com origem no quadro de serviços comuns ou entradas independentes.

- RTIEBT

Alimentação a partir do quadro da habitação respetiva.

3.14. Casas de banho

- RSIUEE/RSICEE

Volumes de interdição, proteção e exterior.

- RTIEBT

Volumes 0, 1, 2 ,3 e Volume exterior

Proteção diferencial de 30 mA

Ligações equipotenciais suplementares

3.14. Piscinas e semelhantes (lagos e fontes)

- RSIUEE/RSICEE

Proibido aparelhos de iluminação ambiente a menos de 3 m (piscinas).

Omisso quanto a lagos e fontes.

- RTIEBT

  - Piscinas

    Volumes 0, 1 e 2. Ligações equipotenciais suplementares.

    Volume 2: Luminárias da Classe II, ou Classe I protegidas por DR 30 mA ou transformador de separação

  - Lagos e Fontes

    Volumes 0 e 1 (lagos e fontes)

    Iluminação fixa alimentada por separação de circuitos, TRS ou DR 30 mA (Volume 0) ou da Classe II (Volume 1)

3.15. Saunas

- RSIUEE/RSICEE

Omisso.

- RTIEBT

Zonas 1, 2, 3 e 4.

3.15. Estaleiros

- RSIUEE/RSICEE

Omisso.

- RTIEBT

Para tomadas DR 30mA ou TRS ou separação de circuitos.

3.16. Estabelecimentos agrícolas ou pecuários

- RSIUEE/RSICEE

Aspetos gerais.

- RTIEBT

30 mA; Resistência de Isolamento c/500V mínimo 0,5Mohm; UL=25V.

3.17. Parques de campismo

- RSIUEE/RSICEE

Omisso.

- RTIEBT

Remete para as regras gerais aplicáveis, Decreto-Lei n.º393/85.

3.18. Ensaio de medição da Resistência de Isolamento

- RSIUEE/RSICEE

Com 250V ou com 500V.

- RTIEBT

250V só para TRS e TRP.

Restantes instalações mínimo 500V (0,5MOhm)

3.19. Condutores de proteção

- RSIUEE/RSICEE

Dispensável para os locais classificados como SRE (Sem Riscos Especiais).

- RTIEBT

Obrigatório para todos os locais e para todas as canalizações.

3.20. Tensão de contacto previsível, Contactos Indiretos

- RSIUEE/RSICEE

50V (sem massas suscetíveis de serem empunhadas e zonas SRE)

25V (com massas suscetíveis de serem empunhadas e zonas MOL/HUM etc..)

- RTIEBT

25V para alguns locais especiais (saunas, estaleiros, estabelecimentos agrícolas e pecuários)

12V (locais submersos)

50V para os restantes locais.

3.21. Quedas de tensão

- RSIUEE/RSICEE

A queda de tensão admissível desde a origem da instalação de utilização até ao aparelho de utilização eletricamente mais afastado, supostos ligados todos os aparelhos de utilização que possam funcionar simultaneamente, não deverá ser superior a 3 % ou a 5 % da tensão nominal da instalação, respetivamente para circuitos de iluminação e para circuitos de outros usos.

- RTIEBT

  - 1,5%, entre a portinhola e a origem da instalação elétrica, no caso de moradias unifamiliares;
  - 0,5%, entre a caixa de colunas e a entrada de uma instalação de utilização, no caso das instalações não individuais;
  - 1,0%, para o troço correspondente à coluna, no caso das instalações não individuais.

3.22. Proteção diferencial contra contactos indiretos

- RSIUEE/RSICEE

Dependendo do valor de terra de proteção;

30 mA só para banheiras hidromassagem, locais de acesso e permanência de crianças e diminuídos mentais.

- RTIEBT

30 mA para banheiras de hidromassagem, para algumas instalações especiais e para circuitos das casas de banhos com banheiras ou chuveiros em todas as instalações e ainda para locais de acesso e permanência de crianças e diminuídos mentais.

3.23. Ducto

- RSIUEE/RSICEE

Omisso.

- RTIEBT

Obrigatório o uso de ductos em percursos verticais para um nº de instalações de utilização superior a 9 incluindo os serviços comuns, exceto situações desfavoráveis ao nível económico/estrutural.

3.24. Tomadas

- RSIUEE/RSICEE

Não obrigatório o uso de obturadores (alvéolos protegidos)

- RTIEBT

Obrigatório o uso de obturadores (alvéolos protegidos) para todas as tomadas até In=16A em locais de habitação e estabelecimentos recebendo público, acima de 16A só com tampa.

3.25. Dispositivos de proteção contra sobre intensidades

- RSIUEE/RSICEE

Fusíveis e Disjuntores.

- RTIEBT

Em instalações (habitações e análogos, estabelecimentos agrícolas ou pecuários, etc.) apenas podem ser utilizados disjuntores.

3.26. Coloração dos condutores

- RSIUEE/RSICEE

Fase – preto, preto e castanho (R,S,T)

Neutro - azul claro (N)

Proteção - verde/amarelo

- RTIEBT

Remete para a norma: HD308

Fase – castanho, preto e cinzento (L1,L2,L3)

Neutro - azul claro (N)

Proteção - verde/amarelo (PE)

3.27. Canalizações

- RSIUEE/RSICEE

Regras definidas para os condutores constituintes de uma canalização.

- RTIEBT

Desde que os requisitos de segurança e seccionamento dos circuitos fiquem salvaguardados não existe imposição rígida de utilizar canalizações diferentes para circuitos distintos.

3.28. Esquemas de ligação à terra

- RSIUEE/RSICEE

  Omisso quanto ao esquema IT e bastante reduzido relativamente ao TN.

- RTIEBT

  Atualização dos conceitos e regras de segurança aplicáveis aos esquemas TN e IT (ex: locais de uso médico e blocos operatórios).

3.29. Iluminação de segurança

- RSIUEE/RSICEE

  A iluminação de segurança divide-se em 3 categorias: ambiente, circulação e sinalização.

  Objetivo primordial era garantir um nível de iluminação média não inferior a 10 lux.

- RTIEBT

  Resume-se a 2 categorias: evacuação e antipânico.

  Objetivo principal será garantir que qualquer individuo se dirija para o exterior em segurança, relacionando 2 conceitos tais como a distância entre aparelhos de iluminação consecutivos(e) e a altura de colocação destes (h).

4. Medidas de intervenção sobre as instalações anteriores às RTIEBT

4.1. Generalidades

Considerando as significativas alterações impostas pelas Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão no projeto e à execução das instalações elétricas, face à anterior regulamentação, deverá ser, dentro do que seja técnica e economicamente realizável, a adoção de medidas nas instalações elétricas existentes, projetadas e executadas de acordo com os anteriores regulamentos, que as equiparem aos requisitos da atual regulamentação enquadrada nas Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão.

Seguidamente serão abordadas diferenciadas situações e realizados comentários relativamente a ações que possam ser desenvolvidas para equiparar essas instalações às projetadas e realizadas sobre a abrangência das RTIEBT.

Das alterações atrás referidas, diversas, por motivos técnicos e/ou económicos não são realizáveis, pois não são de execução simples e barata. São exemplos, a colocação de ductos, alteração da secção de entradas e colunas, colocação de quadros parciais, quedas de tensão nas colunas e entradas.

No entanto pode identificar-se um conjunto de situações, que sem necessidade de grandes intervenções e custos, podem ser objeto de intervenção voluntária nas instalações, conseguindo-se garantir uma maior segurança na utilização das instalações.

4.2. Medidas possíveis de implementar nas instalações elétricas

4.2.1. Classe II de isolamento

Nos quadros elétricos com classe I de isolamento, poder-se-á, através de medidas corretivas simples, aumentar o nível de proteção dos mesmos e, assegurar-se mesmo a classe dois de isolamento ou equivalente.

Neste procedimento destaca-se a colocação de barreiras isolantes dentro desses quadros.

Para instalações onde os invólucros dos Quadros Elétricos não garantam Classe II de isolamento, sugere-se a utilização de proteção diferencial a montante dos aparelhos de proteção contra sobreintensidades.

A canalização até ao aparelho diferencial terá de garantir isolamento equivalente a Classe II (Secção 431.2 e Anexo V da Parte 4 das RTIEBT).

4.2.2. Casas de banho

Colocação de um dispositivo diferencial de 30 mA, a proteger os circuitos das casas de banho.

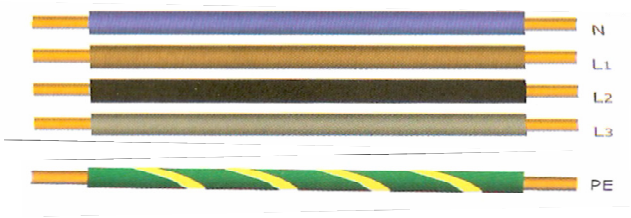
4.2.2. Estaleiros

Colocação de dispositivos diferenciais de 30 mA ou TRS ou separação de circuitos, nos circuitos das tomadas dos quadros de estaleiro.

4.2.3. Codificação e coloração dos condutores

Colocação de fitas nas extremidades dos condutores, identificando deste modo a sequência de fases assim como o condutor de neutro.

No que diz respeito ao condutor de proteção a regra não se aplica devendo este ser verde-amarelo de origem.



4.2.4. Condutores de proteção

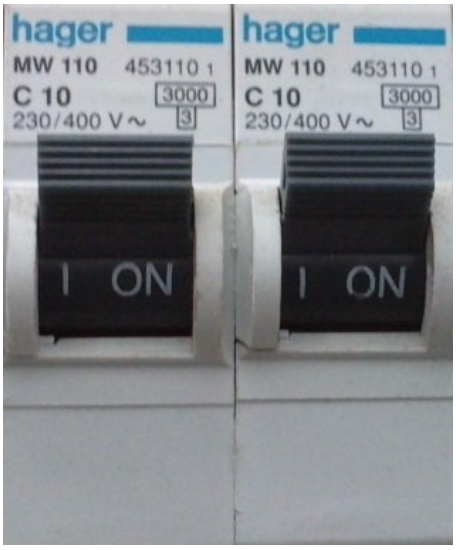
Nas canalizações, cujos elementos de suportes, proteção e fixação, tenham espaço suficiente, colocar um condutor de proteção.

4.2.5. Tomadas

Aquando duma substituição da aparelhagem, colocar tomadas com obturadores (alvéolos protegidos) para todas as tomadas até In=16A em locais de habitação e estabelecimentos recebendo público, e para tomadas acima de 16A colocar tomadas com tampa.

4.2.6. Dispositivos de proteção contra sobreintensidades

Em instalações de habitações e análogos, estabelecimentos agrícolas ou pecuários, etc., a substituição de fusíveis existentes por disjuntores, não representa um custo muito significativos e permite aumentar a proteção das pessoas e garantir a impossibilidade de alteração das características dos dispositivos de proteção, com os efeitos que isso pode acarretar para a proteção das canalizações.



5. Conclusões

As Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão (RTIEBT) vieram ao encontro das pretensões de todos aqueles que, direta ou indiretamente, trabalham na área da eletrotecnia, e que desde à muito salientavam o facto de que as instalações elétricas de baixa tensão careciam de uma nova regulamentação adequada à nova realidade conceptual do projeto, instalação e exploração das instalações elétricas.

A entrada em vigor das RTIEBT, veio realizar um novo enquadramento ao projeto, execução e exploração das instalações elétricas de baixa tensão, no que se refere à segurança de bens e pessoas, aliado a uma maior funcionalidade e fiabilidade das instalações.

No entanto relativamente às instalações já existentes, projetadas e executadas ao acordo da anterior regulamentação, as RTIEBT nada impuseram, sendo que essas instalações poderão não garantir de forma satisfatória, durante o seu funcionamento, os níveis de segurança exigidos, tendo em conta a utilização prevista.

Neste sentido seria extremamente importante, atuar sobre as instalações elétricas projetadas e executadas ao abrigo da anterior regulamentação, DL740/74 e anteriores, no sentido de garantir nas mesmas, níveis de segurança idênticos aos garantidos nas instalações recentes.

Neste sentido seria extremamente importante, a implementação de ações de sensibilização dirigidas aos proprietários das instalações, sobre medidas que podem ser tomadas nas instalações, que com reduzidos investimentos possam implicar uma diferença muito significativa em termos de segurança e qualidade das instalações. Neste trabalho foram identificadas alguma dessas medidas.

A implementação de um procedimento de vistoria periódica às instalações, poderá ser num futuro, uma importante medida de garantia dos requisitos básicos de segurança e qualidade das instalações, durante toda a vida das mesmas.

6. Referências Bibliográficas

[1] Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão, Decreto-Lei 226/2005, de 28 de Dezembro e Portaria N.º 949-A/2006, de 11 de Setembro.

[2] Regulamento de Segurança de Instalações de Utilização de Energia Elétricas, Regulamento de Segurança de Instalações Coletivas de Edifícios e Entradas, Decreto-Lei n.º 740/74, de 26 de Dezembro.

[3] Constantino Vital Sopa Soares; Instalações Elétricas de Baixa Tensão - Projeto, Execução e Exploração: Origem e Interpretação das RTIEBT e Principais Diferenças Face ao 740/74, DGEG / Certiel, 2006. ISBN: 978-972-95180-6-5.

[4] Gomes, A.A.A., "Instalações Elétricas de Baixa Tensão – Canalizações Elétricas", 2013, Publindústria. ISBN: 9789897230264.

LABORATÓRIO DE ELETROMAGNETISMO - ENGº MESQUITA GUIMARÃES

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO - DEPARTAMENTO ENGENHARIA ELETROTÉCNICA

O laboratório de eletromagnetismo inicialmente localizado no 2º. piso do edifício I, após a realização de obras de remodelação foi transferido para o 3ª. piso do mesmo edifício, onde atualmente se encontra. No ano de 2009, o seu nome sofreu uma alteração, passando a designa-se "Laboratório de Electromagnetismo – Engº. Mesquita Guimarães", em homenagem a um docente deste departamento que dedicou com grande mérito 30 anos da sua carreira profissional. Este docente, desenvolveu diversas atividades no DEE e no ISEP, nomeadamente a docência, presidência do DEE, direção dos cursos de Sistemas Elétricos de Energia e dos CESE de Comandos e Proteções, membro de órgãos de gestão da escola, entre várias outras tarefas.

Este laboratório é fundamentalmente utilizado para a lecionação da unidade curricular de Eletromagnetismo das licenciaturas de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores e Engenharia Eletrotécnica - Sistemas de Elétricos de Energia. Sendo esta unidade curricular uma das primeiras a ser lecionada nestes cursos, tem por finalidade fornecer aos alunos conhecimentos no domínio dos campos elétricos e magnéticos, que serão posteriormente utilizados noutras unidades curriculares de ambos os cursos.

O laboratório de eletromagnetismo possui vários equipamentos de relevante importância para a temática do eletromagnetismo, estando disponíveis máquinas electroestáticas como o gerador de Van der Graaf ou a máquina de Wimshurst, e vários outros materiais e equipamentos de medida que permitem aos alunos efetuarem experiências relacionadas com os campos elétricos e magnéticos, indução eletromagnética, leis de Maxwell e materiais e circuitos magnéticos. Algumas experiências aqui realizadas visam detetar a presença de cargas elétricas, deteção de campos magnéticos, verificação da existência de fem induzidas, forças magnéticas, materiais magnéticos e ciclo histerético.

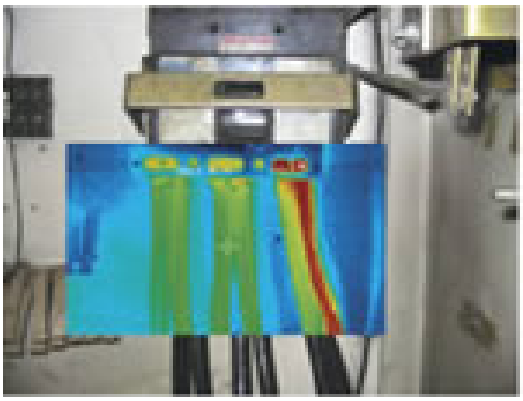
Estas experiências permitem aos alunos, entre outros conceitos, obter uma visão da relação entre a carga elétrica e o magnetismo. É com base nestas relações que se compreendem os princípios de funcionamento de dois componentes elétricos essenciais, os condensadores e as bobines e das máquinas elétricas, transformadores, motores, etc.

José Caçote - QEnergia, Sistemas para Qualidade e Gestão de Energia, Lda
Paulo Diniz - Infocontrol – Eletrónica e Automatismo, Lda

A TERMOGRAFIA COMO A FORMA MAIS SIMPLES E RÁPIDA NA RESOLUÇÃO DE PROBLEMAS ELÉTRICOS!

1. Deteção de desequilíbrios e sobrecargas

As imagens térmicas são uma forma simples de identificar diferenças de temperatura em circuitos de sistemas trifásicos, comparando com a sua operação em condições normais. Inspecionando o gradiente térmico das três fases juntas, podemos rapidamente detetar anomalias, numa das fases, devido a desequilíbrios ou sobrecargas.



O desequilíbrio pode ser provocado por diferentes causas:

- problema na entrega de energia
- baixa tensão numa das fases
- um defeito de isolamento em cablagem
- mau dimensionamento de cargas na instalação elétrica.

Até um baixo desequilíbrio de tensão pode causar deterioramento nas conexões, reduzindo a tensão fornecida, enquanto motores e outras cargas irão desenhar correntes excessivas, entregando um binário reduzido (com o respetivo stress mecânico), e entrando em falha.

Um desequilíbrio severo pode danificar um fusível, reduzindo as operações para uma simples fase. Entretanto, o desequilíbrio de corrente irá regressar no neutro, provocando caminho fácil para um pico de potência.

Na prática, é muito difícil equilibrar as tensões nas três fases. Para ajudar, os técnicos eletrotécnicos determinam níveis aceitáveis de desequilíbrio para diversos equipamentos, conforme as respetivas normas em vigor. Estas serão linhas de orientação úteis para comparação durante a manutenção e deteção de problemas.

2. O que verificar com a Câmara termográfica?

Capture imagens térmicas de todos os quadros elétricos e outras conexões de cargas elevadas, tal como barramentos de entrada do Quadro Geral de Baixa Tensão.

Onde descobrir elevadas temperaturas, siga o circuito e examine as cargas associadas.

Faça uma verificação nos quadros elétricos e conexões, retirando as coberturas dos mesmos.

Preferencialmente, deve verificar equipamentos elétricos quando estes estão a 40% da carga nominal. Desta forma, pode realizar as medidas de uma forma correta e comparar com as condições normais de funcionamento.

Carga igual deve possuir temperatura igual. Numa situação de desequilíbrio de cargas, as fases com maior carga aparecerão mais quentes, devido ao calor gerado pela resistência. No entanto, uma carga desequilibrada, uma sobrecarga, uma má conexão ou desequilíbrio harmónico, podem causar um efeito semelhante. Medir a carga é importante para diagnosticar o problema.

É procedimento normal criar uma regular de inspeção, que inclua os pontos de referência da instalação.

Use o software fornecido com a sua Fluke Ti25 para guardar as imagens que capturar no seu computador, de forma a verificar modificações ao longo do tempo. Desta forma, terá uma base de trabalho para comparar futuras anomalias ou reparações realizadas.

3. Como identificar uma anomalia?

As reparações devem ter em conta em primeiro lugar a segurança, isto é, se as condições do equipamento colocam a segurança em risco, e em segundo lugar o aspeto crítico do equipamento e a extensão do aumento de temperatura.

As linhas da NETA (*International Electrical Testing Association*) apontam para uma ação imediata sempre que a diferença de temperatura (DT) entre componentes elétricos semelhantes exceda os 15ºC, ou quando o DT entre o componente elétrico e temperatura ambiente do ar exceda os 40ºC.

Quando a imagem térmica mostrar a totalidade do condutor mais quente que outros componentes, numa parte do circuito, o condutor pode estar subdimensionado ou em sobrecarga.

Verifique se o condutor foi corretamente dimensionado para a carga que o percorre. Use para este procedimento uma pinça de corrente ou um analisador de redes, para verificar o diagrama vetorial e carga existente.

Na parte da tensão, o valor entre o neutro e a terra diz-lhe quando o seu sistema está sobrecarregado e ajuda-o a determinar a corrente harmónica. Tensões entre neutro e terra superiores a 3% necessitam de uma investigação mais detalhada. As cargas mudam, e uma fase pode rapidamente baixar 5%, se uma elevada carga monofásica entrar em serviço.

A solução mais comum para uma sobrecarga é a redistribuição da carga pelos circuitos ou a supervisão da carga durante a entrada em serviço de um determinado processo. Usando o software *SmartView* (fornecido com as câmaras Fluke), cada problema detetado pela Fluke Ti25 ou Ti10 pode ser documentado num relatório pré-formatado, com a imagem térmica e visível do problema detetado. Esta é a melhor forma de comunicar problemas e sugerir reparações.

Sérgio Filipe Carvalho Ramos
Instituto Superior de Engenharia do Porto

A FIBRA ÓTICA

NAS COMUNICAÇÕES ELETRÓNICAS

1 Introdução

A satisfação das necessidades e a defesa dos interesses dos consumidores de comunicações eletrónicas passa por infraestruturas de telecomunicações modernas, fiáveis e adaptadas aos serviços disponibilizados pelos operadores de telecomunicações.

O Decreto-Lei n.º 123/2009 de 21 de Maio, com a redação conferida pelo posterior Decreto-Lei n.º 258/2009 de 25 de Setembro de 2009, veio dar um novo enquadramento ao setor das comunicações eletrónicas e potenciar o desenvolvimento e investimento por parte de fabricantes e operadores de telecomunicações em redes de nova geração. Foram, assim, relançadas as bases para o funcionamento de um mercado que se quer concorrencial.

A nova edição do Manual de Infraestruturas de Telecomunicações em Edifícios (ITED), veio dar suporte técnico legal aos cumprimentos dos objetivos supra citados, sendo claramente inovador tanto em conceitos de infraestrutura como de materiais, equipamentos e respetivas especificações técnicas.

Há uma clara preocupação em dotar os edifícios de infraestruturas de telecomunicações capazes de suportar os novos serviços disponibilizados pelos operadores de telecomunicações, não se alheando do cumprimento das Novas Normas Europeias.

Assim, e relembrando, as soluções técnicas que vigoram para cada uma das tecnologias obrigatórias a adotar nas instalações são:

1. **Par de Cobre** – Cabos de Par de Cobre de categoria 6 ou **superior;**

2. **Cabo Coaxial** – Cabos coaxiais da categoria TCD-C-H, frequência máxima de trabalho de 3GHz;

3. **Fibra Ótica** – Cabos de fibra ótica do tipo monomodo.

Pelo facto da instalação de fibra ótica (FO) ser obrigatória nos edifícios novos ou alvo de remodelação, têm proporcionado a oferta de serviços de nova geração com larguras de banda cada vez maiores. A fibra ótica constitui, pois, um pilar basilar na revolução das tecnologias de telecomunicações que entram pelas nossas casas e empresas. O presente artigo aborda em particular o uso da fibra ótica nas instalações ITED e evidenciar as suas potencialidades e soluções técnicas a adotar nos projetos e instalações ITED.

2 Novos serviços de comunicações eletrónicas

A oferta de novos serviços de telecomunicações, decorrentes da procura por cada vez maiores larguras de banda, apenas tem sido possível pelos grandes investimentos realizados pelos operadores, de forma a dar uma resposta satisfatória às necessidades de operabilidade e de inovação de serviços aos consumidores domésticos e empresariais.

Assistimos a um verdadeiro choque tecnológico no sector das comunicações eletrónicas. De facto, a generalização do uso de aparelhos móveis (*iphones*, *ipads*, consolas, etc.) com receção e transmissão de dados a velocidades cada vez maiores, o surgimento de televisão de alta definição (TVAD), o surgimento de ofertas de novos serviços como o "*Vídeo on Demand*" a par da emergente televisão digital terrestre (TDT) constituem, seguramente, uma nova revolução nas infraestruturas de telecomunicações domésticas e profissionais. Assiste-se na indústria das telecomunicações a um movimento relacionado com a convergência para as redes IP ("*Internet Protocol*", ou Protocolo de Internet).

Praticamente todos os operadores de comunicações eletrónicas fornecem aos seus clientes "pacotes" de serviços de telecomunicações.

A oferta desses serviços, denominados por "*Triple Play*", disponibiliza numa única plataforma: voz, dados (Internet de banda larga) e televisão. Do ponto de vista económico estes serviços disponibilizados pelos operadores poderá ser vantajoso na medida em que os clientes, tendencialmente, pagarão menos pelo conjunto de todos os serviços do que pagariam por eles em separado.

Assim, e para que estes serviços possam chegar ao consumidor final, no seu potencial máximo de exploração, é necessário criar e dotar as infraestruturas de telecomunicações que suportem tais serviços.

Dada a crescente tendência dos operadores chegarem a casa dos clientes em fibra ótica para disponibilização de serviços "*Triple Play*", esta tecnologia entra já pelo edificado dinamizando e proporcionando cada vez mais e melhores serviços de comunicações eletrónicas.

3 FIBRAS ÓPTICAS – Noções gerais

Uma fibra ótica não é mais que um fio extremamente fino de material transparente (vidro ou plástico), que transmite um feixe de luz no seu interior a longas distâncias.

A fibra ótica possui um núcleo central, onde o feixe luminoso é "guiado", revestido de uma, ou mais, bainhas transparentes. A bainha tem um índice de refração superior ao do núcleo impedindo, desta forma, a fuga da luz para o exterior por um mecanismo que pode ser descrito, em primeira aproximação, como a reflexão total na superfície de separação. A bainha é revestida com um polímero para proteger a fibra de eventuais danos.

Dependo da sua aplicação, a FO pode apresentar diâmetros variáveis, desde diâmetros ínfimos, da ordem de micrómetros (mais finos que um fio de cabelo) até vários milímetros tendo sido inventada pelo físico indiano Narinder Singh Kapany em 1927.

Quando comparado com condutores metálicos, a FO apresenta claramente várias vantagens, nomeadamente:

- **Elevada capacidade de transmissão**: um sistema de transmissão por FO pode apresentar uma largura de banda na ordem das centenas de GHz, o que é equivalente a mais de 6.000.000 canais telefónicos convencionais;

- **Imunidade**: apresentam imunidade total às interferências eletromagnéticas, o que significa que os dados não serão corrompidos durante a transmissão;

- **Segurança**: no seu modo normal de funcionamento, as fibras óticas não irradiam qualquer sinal para o ambiente exterior apresentando, assim, imunidade a qualquer tentativa de intrusão. Do ponto de vista da Compatibilidade Eletromagnética (CEM) não causam perturbação nos equipamentos eletrónicos circundantes.

- **Longas Distâncias de Transmissão**: permite enviar sinais (luminosos) a algumas dezenas de quilómetros sem necessidade de regeneração de sinal. Apresentam, pois, níveis de atenuação muito baixos, normalmente 10.000 vezes inferior aos cabos de par de cobre;

- **Leves e Compactos**: apresentam um volume e peso mais baixo que os cabos de comunicações em cobre. Por exemplo, um cabo composto por 864 fibras apresenta um diâmetro aproximado de um cabo de 100 pares de cobre.

Porém, e não obstante todas estas vantagens a FO apresenta, ainda assim, algumas desvantagens, designadamente:

- **Necessidade de Pessoal Especializado**: ao nível da instalação, operação e manutenção de cablagens de FO são necessários técnicos especializados, designadamente no que se refere aos aspetos relacionados com a junção, terminação e ensaio;

- **Custo Equipamento de Transmissão**: o custo associado à conversão do sinal ótico em elétrico, e vice-versa, apresenta ainda um custo relativamente elevado quando comparado com a transmissão do mesmo sinal num par de cobre. No entanto, e dada a vulgarização da utilização desta tecnologia, os custos poderão baixar consideravelmente;

- **Vulnerabilidade**: devido à grande capacidade de transmissão que as FO apresentam, existe a tendência para incluir muita informação numa única fibra. Deste modo, o risco de acontecer uma catástrofe e a consequente perda de grandes quantidades de informação é bastante elevado.

Tipicamente, a atenuação nas FO é muito baixa (aproximadamente 0,25 dB/km), pelo que o sinal poderá "viajar" algumas dezenas de quilómetros sem necessidade de recurso a qualquer amplificação ou regeneração de sinal.

Num sistema de comunicação por FO, normalmente, as limitações da largura de banda são o emissor e recetor, respetivamente por ordem de importância.

Nas fibras óticas propriamente ditas, as limitações de largura de banda relacionam-se, basicamente, com o número de modos – fibras mutlimodo; com a dispersão cromática e dispersão de modal polarização – fibras monomodo; assim como com a distância que o sinal tem de percorrer.

4 Tipos de fibra óptica

Basicamente, as fibras são constituídas essencialmente por três estruturas:

Núcleo – A zona central das fibras óticas, denominada de núcleo, apresenta um índice de refração mais elevado do que a zona circundante, pelo que será no núcleo onde se dará a transmissão e guiamento do feixe de luz.

Bainha – É o material que envolve a camada do núcleo e que apresenta um índice de refração inferior ao primeiro.

Revestimento – Material plástico, normalmente acrílico, que envolve e confere proteção mecânica à fibra.

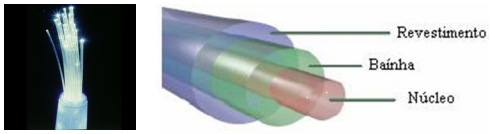


Figura 1 – Constituição típica de uma fibra ótica

As fibras óticas dividem-se em dois grandes grupos:

- Multimodo (OS1)*;
- Monomodo (OM1, OM2 e OM3)*.

* Designações contempladas na norma EN 50173. Os diferentes tipos de fibras óticas Multimodo (MM) e Monomodo (SM), são classificadas usando as designações O (*Optical*), M (*Multimode*), S (*Singlemode*) e os números 1, 2 e 3 para classificar os três tipos de fibra MM, respetivamente, 62,5/125mm; 50/125mm e 50/125mm estas últimas para operar com lasers VCSEL (*Vertical Cavity Surface Emiting Laser*).

Tipicamente, a atenuação nas FO é muito baixa (aproximadamente 0,25 dB/km), pelo que o sinal poderá "viajar" algumas dezenas de quilómetros sem necessidade de recurso a qualquer amplificação ou regeneração de sinal. Num sistema de comunicação por FO, normalmente, as limitações da largura de banda são o emissor e recetor, respetivamente por ordem de importância. Nas fibras óticas propriamente ditas, as limitações de largura de banda relacionam-se, basicamente, com o número de modos – fibras multimodo; com a dispersão cromática e dispersão de modal polarização – fibras monomodo; assim como com a distância que o sinal tem de percorrer.

No que respeita às comunicações as fibras que apresentam melhor desempenho, quer em atenuação que em largura de banda, são as fibras Monomodo. De facto, estas fibras têm sido as mais utilizadas nos sistemas de comunicações para grandes distâncias (dezenas de quilómetros).

As fibras Multimodo apresentam um desempenho inferior, quando comparadas com as fibras óticas Monomodo. Tipicamente, as fibras Multimodo são normalmente utilizadas para os sistemas de comunicações de dados de distâncias não superiores a 500 metros.

Paulatinamente, as fibras OM1, com núcleo de 62,5 µm, utilizadas em rede de dados, foram substituídas pelas fibras OM2 e OM3 com núcleo de 50 µm.

A família de fibras do tipo OS1 caracteriza-se por possuírem um núcleo mais reduzido, cerca de 8 a 10 µm. Assim, as redes de comunicações destinadas a médio e longo alcance utilizam fibras óticas Monomodo pelo que são estas as fibras que suportam a tecnologia PON, redes "*Fiber to the Home*" e, claro, ITED e ITUR.

5 Princípio de funcionamento da fibra ótica

O sinal luminoso é transmitido pela fibra ótica usando o princípio da reflexão total. Dado que o núcleo da fibra apresenta um índice de refração superior à bainha, existe um ângulo a partir do qual os feixes de luz se refletem totalmente no seu interior, é como se existisse um espelho que reflete a luz incidente na totalidade.

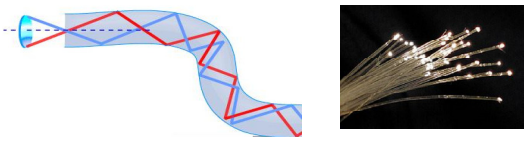


Figura 2 – Transmissão do feixe luminosos ao logo de uma fibra ótica

A figura 3 ilustra o efeito de dispersão modal ou intermodal, e limita determinantemente a largura de banda da FO. Cada um dos "*n*" modos (feixes ou raios) apresenta diferentes ângulos de reflexão na zona fronteira núcleo/bainha da fibra, o que corresponderá a diferentes caminhos, com diferentes comprimentos que o feixe de luz terá de percorrer. Assim, cada um dos modos ou raios chegam à outra extremidade da fibra com um determinado tempo de atraso entre eles. Consequentemente, um sinal muito estreito, injetado na extremidade de emissão ficará mais largo quando chega à extremidade de receção da fibra.

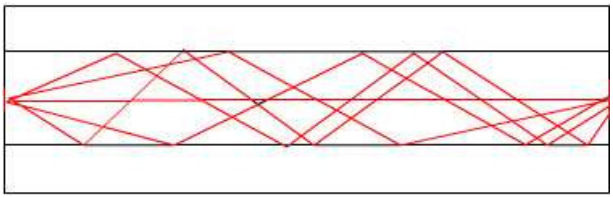


Figura 3 – Efeito de dispersão modal em fibras multimodo

As fibras Multimodo apresentam dispersão intermodal dado que os raios com percursos mais longos, que correspondem aqueles com ângulos de reflexão mais agudos, levam mais tempo a percorrer a fibra. Este efeito poderá ser minimizado, ou seja, os raios que têm percursos poderão percorrer o caminho ao longo da fibra ótica de forma mais célere. Isso é conseguido quando o índice de refração diminui a partir do centro do núcleo em direção à bainha. As fibras do tipo multimodo utilizam-se sempre que um sistema de comunicação de dados apresente débitos binários não superiores a, sensivelmente, um milhar de Mbit/s.

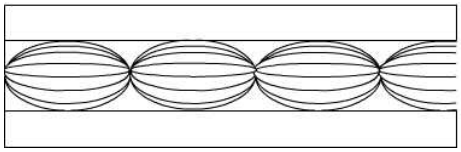


Figura 4 – Compensação do efeito de dispersão modal em fibras multimodo

No caso das fibras monomodo, em que o diâmetro do núcleo é diminuído cerca de 5 vezes menos, se comparadas com as fibras multimodo, o número de modos que poderão ser guiados e conduzidos pela fibra será de um, daí a sua denominação de monomodo. A largura de banda nesta fibra é fortemente dominada pela dispersão cromática da mesma. As fibras do tipo monomodo estão especialmente vocacionadas para operarem com débitos binários da ordem das dezenas a centenas de Gbit/s, com atenuações que permitem o envio de sinais a largas dezenas de quilómetros prescindindo regeneração de sinal intermédio.

A tabela seguinte representa a velocidade de transmissão verificada em cada um dos diversos tipos de fibras óticas, bem como o tipo de fibra mais indicado em conformidade com a distância verificada.

Tabela 1 – Velocidade de transmissão *vs* distância dos diversos tipos de fibras

Velocidade de Transmissão	Distância		
	300 m	500 m	2.000 m
100 Mb/s	OM1	0M1	0M1
1.000 Mb/s	0M1	0M2	0S1
10.000 Mb/s	0M3	0S1	0S1

6 Requisitos de escolha de uma fibra ótica

A escolha de um determinado cabos de FO deverá levar em linha de conta alguns requisitos relevantes (exceto nos casos em que haja imposição legislativa de utilização de um determinado tipo de fibra). Esses requisitos relacionam-se, essencialmente, da distância verificada entre os nós de utilização, a solicitação requerida de largura de banda, o número de conectores, exigência do espaço de acomodação dos cabos, fundamentalmente no que respeita ao raio de curvatura, custo de investimento terminais ativos e passivos, etc.

Os conectores óticos constituem um equipamento importante no sistema de comunicação por fibra ótica. São acessórios compostos de um ferrolho, onde se encontra a terminação ótica, e de uma parte responsável pela fixação dessas fibras na extremidade do ferrolho. É realizado um polimento para atenuar os problemas de reflexão da luz. Pode-se detetar com o aumento da atenuação, basicamente, dois tipos de perdas:

- Perda de inserção;
- Perda de retorno.

A perda de inserção, ou **atenuação**, é a perda de potência luminosa que ocorre na passagem da luz nas conexões, geralmente causada por irregularidades no alinhamento dos conectores e irregularidades intrínsecas às fibras óticas.

A perda de retorno, ou refletância, é a quantidade de potência ótica refletida na conexão, e a luz refletida retorna até a fonte luminosa, cuja causa principal está na face dos ferrolhos dos conectores, que refletem parte da luz que não entra no interior da FO do conector do lado oposto. Esta perda não influi diretamente na atenuação total. No entanto, pode degradar o funcionamento da fonte luminosa e, desta forma, afetar a comunicação.

São utilizados na conexão das fibras óticas as seguintes formas:

- Extensões óticas ou "*pig-tail*";
- Cordão ótico;
- Cabo multicordão.

Existem no mercado vários tipos de conectores, cada um voltado para uma aplicação. São constituídos de um ferrolho com uma face polida, onde é feito o alinhamento da fibra, e de uma carcaça provida de uma capa plástica. São todos "machos", ou seja, os ferrolhos são estruturas cilíndricas ou cônicas, dependendo do tipo de conector.

Figura 5 – Conetores para fibra ótica

7 ITED/ITUR – Utilização obrigatória de fibra ótica

A 2ª Edição das Prescrições e Especificações Técnicas de Infraestruturas de Telecomunicações em Edifícios (ITED), e a 1ª Edição das Prescrições e Especificações Técnicas de Infraestruturas de Telecomunicações em Urbanizações (ITUR), obriga a que cada fogo (de habitação) seja servido por duas fibras. Nas ITED e ITUR apenas são permitidas a utilização de fibras óticas do tipo monomodo – OS1 e OS2 em que cada fibra deverá cumprir os requisitos constantes na norma EN60793-2-50:2004. Todos os cabos de fibra óptica deverão cumprir os requisitos da norma EN 60794-1-1.

A introdução obrigatória de cabos de fibra ótica, quer na rede coletiva quer na individual, motiva a que ao nível dos Armários de Telecomunicações de Edifícios (ATE) e Armário de Telecomunicações Individual (ATI) existam repartidores gerais de fibra ótica (RG-FO) e repartidores de cliente de fibra ótica (RC-FO), respetivamente.

O RG-FO do ATE deverá estar preparado para uma estrutura de acopladores de FO para ligar cada fração autónoma, no mínimo com duas fibras. A figura seguinte ilustra uma possível solução de RG-FO a instalar no ATE inferior dos edifícios coletivos.

Figura 6 – Exemplo de um RG-FO (Cortesia Siemon)

No que respeita ao ATI, este deverá albergar um repartidor de cliente de fibra ótica (RC-FO) eventualmente constituído por mais que um adaptador nos quais terminarão as duas fibras, provenientes do RG-FO ou do exterior. O secundário do RC-FO possuirá adaptadores que, em pelo menos dois deles, terminarão os cabos que ligam às tomadas óticas da zona de acesso privilegiado (ZAP).

A figura 7 ilustra possíveis exemplos de um organizador de fibra ótica que deverá estar instalado no ATI.

Figura 7 – Exemplo de um RC-FO

A instalação de tecnologia em FO, além de requer pessoal técnico altamente especializado requer, igualmente, a realização de ensaios de carácter obrigatório, designadamente:

- Atenuação (Perdas de Inserção);
- Comprimento.

Para a medida destes parâmetros deverão ser efetuados os ensaios seguintes:

- Ensaio de perdas totais;
- Ensaios de refletometria, quando considerado adequado.

Os ensaios deverão ser efetuados na rede coletiva, desde o RG-FO do ATE inferior até ao ATI de cada fração autónoma, e na rede individual, desde o ATI até às tomadas de FO. Os valores dos parâmetros medidos deverão estar dentro dos limites definidos na EN50173:2007

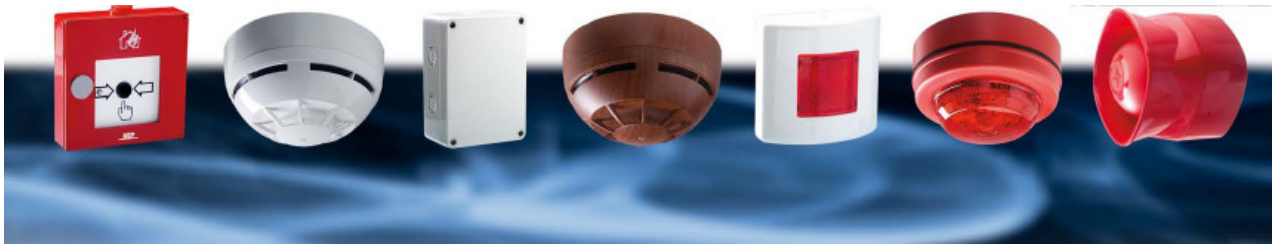
8 Considerações finais

A introdução obrigatória de cabos de telecomunicações com velocidade de transmissão de dados cada vez maiores permite a existência de protocolos de maiores larguras de banda (Gigabit e 10 Gigabit Ethernet). Com efeito, ao dotar-se os edifícios com tecnologia de fibra ótica abrem-se as portas a uma oferta de futuros serviços de comunicações eletrónicas que, para muitos de nós, ainda nem sequer imaginamos. A entrada em vigor do Decreto-Lei 123/2009, tendo em conta as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei 258/2009, potenciou Portugal na vanguarda da excelência das comunicações eletrónicas. Cabe a todos os atores do sector das telecomunicações, projetistas, instaladores, dono de obra, ANACOM e fabricantes contribuir para o êxito efetivo da implementação dos serviços de telecomunicações e potenciar o aumento da qualidade de vida de todos os cidadãos neste início da segunda década do século XXI.

Américo Manuel Marques Alves Viana
VIANAS, S.A.

CABO E RADIO FREQUÊNCIA

EM SISTEMAS DETEÇÃO DE INCÊNDIO



1 Generalidades

A Novos produtos são sempre aliados a novas tecnologias, mas nem sempre aplicadas no imediato. No que se refere à radio frequência (RF), são inúmeros os obstáculos aplicados à deteção de incêndio sejam eles, o custo, o interface ou somente a falta de informação por parte da engenharia de projeto.

Durante os últimos anos a comunicação sem fios esteve também aliada a equipamentos para aplicação dita "doméstica", com pouca fiabilidade, baixa autonomia, difícil comunicação entre equipamentos e essencialmente não regulada, isto é, sem normalização.

Por parte do comité europeu de normalização, no que se refere à introdução desta tecnologia pela norma que regula os equipamentos de deteção de incêndio, EN54, estão reunidas as condições para que os equipamentos certificados pelos diferentes e reconhecidos laboratórios, entre outros, a LPCB, BSI ou VdS possam ser utilizados conferindo assim à engenharia de segurança e ao utilizador a confiança necessária para a sua instalação.

Sistemas de deteção de incêndio por cabo usam tecnologias e protocolos de tal forma evoluídos que são "integráveis" com os sistemas que completam a gestão técnica e de emergência de uma infraestrutura,

Estes sistemas bidirecionais que integram detetores automáticos de incêndio, acionadores manuais, módulos de entrada e saída, sirenes e luzes estroboscópicas, vão muito além da deteção de incêndio.

A troca de dados eficiente com o painel de controlo garante verificação permanente de todos os componentes e a deteção rápida de situações de alarme ou falhas.

Mais de 220 dispositivos podem ser tratados num circuito, com um mínimo de esforço de instalação. Os endereços dos detetores, módulos e dispositivos de sinalização podem ser programados manualmente ou podem ser atribuídos automaticamente por funções de auto endereçamento sendo que a ordem dos componentes no circuito é detetada por meio da função de mapeamento automático.

Convenientemente podemos desenhar e integrar numa instalação a proteger um completo sistema de deteção de incêndio por RF. Para cada tarefa, serão utilizados as diferentes tecnologias de deteção, alarme e comando já existentes nos sistemas por cabo.

Dependendo da arquitetura, nem sempre é desejável a instalação de cabo, essencialmente no que toca à cablagem entre periféricos, trazendo problemas tanto do ponto de vista técnico como organizacional. O enquadramento da solução em determinados ambientes é com certeza um exercício difícil, traduzindo-se direta ou indiretamente em custos elevados na instalação, resultando portanto um processo economicamente inviável.

As limitações na criação de redes de deteção de incêndio são hoje quase inexistentes. Sempre que se pretenda um sistema com base no sistema de comunicação de incêndio por RF, poderá ser instalado a qualquer momento, quer de forma independente ou sob uma arquitetura por cabo, sem alterar a infraestrutura do edifício.

Edifícios históricos, igrejas, museus e arquitetura moderna estão entre as aplicações típicas. Graças à fácil ligação ao painel de controlo de deteção de incêndio, é também possível equipar somente zonas individuais de um sistema tradicional por cabo com detetores de rádio.

Por sistema, equipamentos utilizados na segurança contra incêndios vão contra os requisitos da arquitetura, sendo por norma volumosos, de geometria pouco consensual. A combinação entre os mais recentes desenvolvimentos nos periféricos RF, tecnologia de transmissão de rádio, com tecnologia de segurança e um design atraente, cria uma harmonia perfeita entre a engenharia e a arquitetura. Existem atualmente mais de 16 cores de diferentes em diferentes tipos de detetores.

2. Arquitetura do sistema RF

A comunicação bidirecional entre o painel de controlo de deteção de incêndio e os componentes de RF é convertido por um interface RF. O interface de *loop* RF está integrado no *loop* de deteção e pode lidar atualmente com até a um mínimo de 32 componentes de RF.

O protocolo digital (seguro) por RF permite a transmissão de valores analógicos medidos e funções de controlo dos componentes. Para os sistemas de tecnologia convencional, também existe uma interface de RF com saídas de relê.

Sendo uma das maiores preocupações do projetista, o alcance da transmissão de rádio poderá ser aumentada por meio de expansores, a expansão em cascata permite cobrir distâncias de mais de 3 quilômetros.

O extenso portfólio de periféricos de RF inclui detetores automáticos e acionadores manuais, módulos de entrada e saída, um indicador remoto, bem sirenes e sinalizadores óticos.

O comportamento de transmissão de todos os componentes de RF é continuamente verificado por meio do interface de RF, da mesma forma por meio do software, parâmetros elétricos, tais como nível de sinal e/ou ruído são analisados e graficamente representados em PC. Deste modo, a qualidade de transmissão de rádio pode ser avaliada de forma fácil e conveniente.

3. Manutenção

Presentes no sistema equipamentos autónomos, devemos ter em conta a sua alimentação. Baterias de longa duração, cinco anos, garante uma operação a longo prazo e mantendo os custos de manutenção reduzidos.

4. Alguns periféricos para uma arquitetura base

Temos como os mais usados os detetores automáticos de incêndio, estes estão disponíveis em três diferentes tecnologias:

- Detetor de fumo ótico detentor de uma de câmara sensor, que responde a diferentes tipos de fumo, vários níveis de sensibilidade permitem o ajuste flexível às condições ambientais.

- O detetor ótico-térmico combina um sensor de fumo e um sensor de temperatura, o que faz com que seja um detetor universalmente adequado para uma variedade de aplicações. A deteção de incêndios fiável e de alta imunidade a falsos alarmes é conseguida através da avaliação de ambos os valores medidos por meio da comparação dos parâmetros medidos.

- O detetor térmico ou termovelocimétrico, sendo possível detetar a uma temperatura fixa ou por incremento de temperatura por espaço de tempo, respetivamente.

- Botão de alarme, têm como função, por exemplo, para disparo manual do alarme de incêndio, acionar os sistemas de extinção, para comando de registo corta-fogo, etc.

- Módulos, uma vasta gama de módulos de entrada e saída, facilita a monitorização ou comando de equipamentos externos ao sistema. Para tarefas mais complexas, os módulos combinados com diversas entradas e saídas estão disponíveis.

- Sirenes e sinalizadores, com a função de alertar os ocupantes para a evacuação do espaço.

5. Normalização e certificação

As certificações de acordo com o standard europeu EN 54, por diversos laboratórios como LPCB, BSI ou VdS, deverão ser de caracter obrigatório de forma a garantir-se a qualidade e o respeito pela norma.

Em suma, sistemas que não se substituem mas que se complementam, sendo de destacar a versatilidade na implementação do mesmos por radio frequência.

Instituto Superior de Engenharia do Porto

CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO PÓS-GRADUADA EM

Projeto de Instalações Elétricas Especiais

OBJECTIVOS

Promover competências aos pós-graduados no âmbito do projeto, execução, exploração e utilização de instalações elétricas, que devido à sua especificidade possam ser consideradas instalações especiais e, de uma forma integrada, abordar todos os assuntos relacionados com a conceção de instalações elétricas.

DESTINATÁRIOS

O curso destina-se a bacharéis, licenciados e mestres recém formados na área da Engenharia Eletrotécnica e/ou Engenharia Eletrónica, assim como quadros no ativo que pretendam atualizar conhecimentos ou adquirirem competências no âmbito da conceção e utilização de instalações elétricas que devido à sua especificidade possam ser consideradas instalações especiais.

ESTRUTURA CURRICULAR

- **Proteção das Instalações Contra Sobretensões**
- **Alimentação das Instalações Elétricas**
- **Instalações em locais com influências externas**
- **Instalações de Micro-produção**

LOCAL

Instituto Superior de Engenharia do Porto

Rua Dr. António Bernardino de Almeida, 431, 4200-072 Porto

Tel. 228 340 500 – Fax: 228 321 159

Info: jbc@isep.ipp.pt

José António Beleza Carvalho
Instituto Superior de Engenharia do Porto

UTILIZAÇÃO RACIONAL DE ENERGIA EM EQUIPAMENTOS DE FORÇA MOTRIZ

1. Introdução

A utilização racional de energia (URE) visa proporcionar o mesmo nível de produção de bens, serviços e de conforto através de tecnologias que reduzem os consumos face a soluções convencionais. A URE pode conduzir a reduções substanciais do consumo de energia e das emissões de poluentes associadas à sua conversão. Em muitas situações a URE pode também conduzir a uma elevada economia nos custos do ciclo de vida dos equipamentos utilizadores de energia (custo inicial mais custo de funcionamento ao longo da vida útil). Embora geralmente sejam mais dispendiosos, em termos de custo inicial, os equipamentos mais eficientes consomem menos energia, conduzindo a custos de funcionamento mais reduzidos e apresentando outras vantagens adicionais.

Os motores elétricos são de longe as cargas mais importantes na indústria e no sector terciário. A figura 1 mostra a importância relativa da força motriz nesses sectores. A iluminação aparece como a carga mais importante no sector terciário, sendo na indústria a segunda carga mais relevante. Os motores elétricos são utilizados numa vasta gama de aplicações, principalmente na movimentação de fluidos em bombas, compressores e ventiladores.

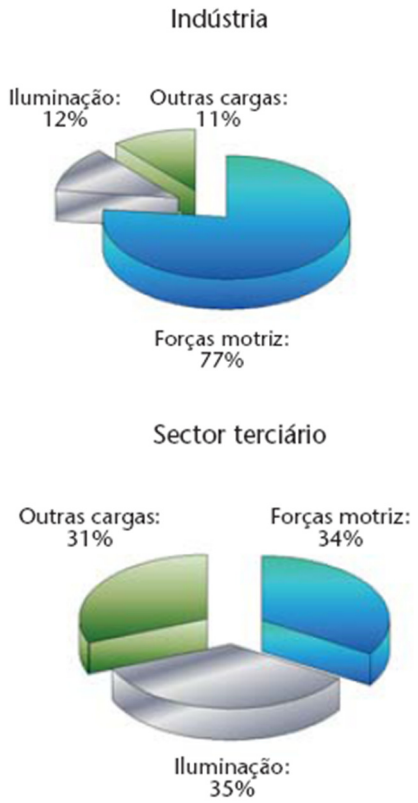


Figura 1 – Desagregação dos consumos de eletricidade pelas principais cargas na indústria e no sector terciário [Fonte: ECCP 2011])

A figura 2 apresenta a desagregação do consumo de eletricidade dos motores, pelas principais utilizações finais na indústria e no sector terciário

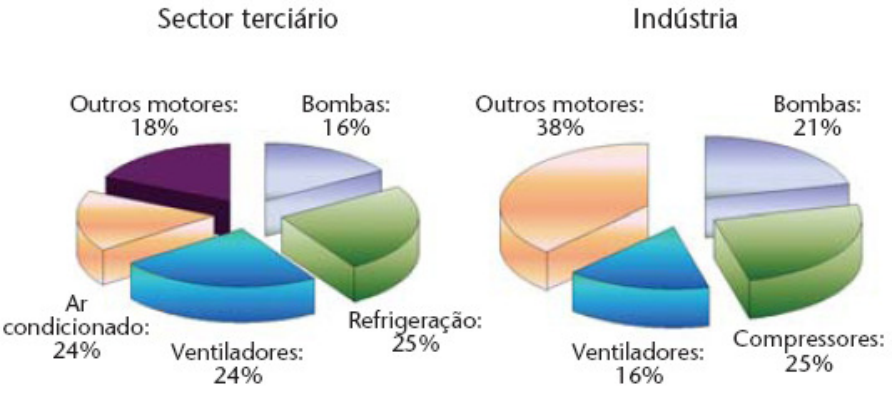


Figura 2 – Desagregação dos consumos de eletricidade tipos de equipamentos de força motriz [Fonte: ECCP 2011]

2. Motores de Alto Rendimento e Normas para Classificação da Eficiência Energética

A grande importância dos motores elétricos no consumo de eletricidade verificado nas empresas e o aumento dos custos de energia, levou ao desenvolvimento dos designados "motores de alto rendimento". Estes motores, como o próprio nome indica, apresentam um rendimento e um fator de potência mais elevados que os motores tradicionais (*standard*). Este acréscimo na eficiência dos motores, está associado a uma redução das suas perdas (menos 30% a 50%), a qual é conseguida à custa, quer da utilização de materiais construtivos de melhor qualidade, quer por alteração das suas características dimensionais (aumento da secção dos condutores, aumento do comprimento do circuito magnético, etc.), associados a um melhor projeto e qualidade fabrico. Os ganhos de eficiência com os motores de alto rendimento, vão desde 1% a 8%, de acordo com a potência do motor, o que se pode traduzir por importantes reduções do seu consumo elétrico. Contudo, são motores que exigem um investimento inicial superior ao dos motores standard (tipicamente de 25% a 30%).

Nos últimos anos, muitos fabricantes de motores investiram fortemente na pesquisa e desenvolvimento de novos produtos com o objetivo de colocarem no mercado motores mais eficientes. O acordo voluntário obtido em 1999 entre a CEMEP (Associação Europeia de Fabricantes de Motores Elétricos) e a Comissão Europeia sobre o rendimento de motores de 2 e 4 pólos, na gama de potências 1,1 a 90 kW, foi revisto em 2004.

Os motores foram classificados de acordo com o seu rendimento:

- EFF1 – Motores de alto rendimento;
- EFF2 – Motores de rendimento aumentado;
- EFF3 – Motores sem qualquer requisito especial.

A União Europeia, através do organismo EU MEPS (European Minimum Energy Performance Standard), definiu um novo regime obrigatório para os níveis mínimos de eficiência dos motores elétricos que sejam introduzidos no mercado europeu.

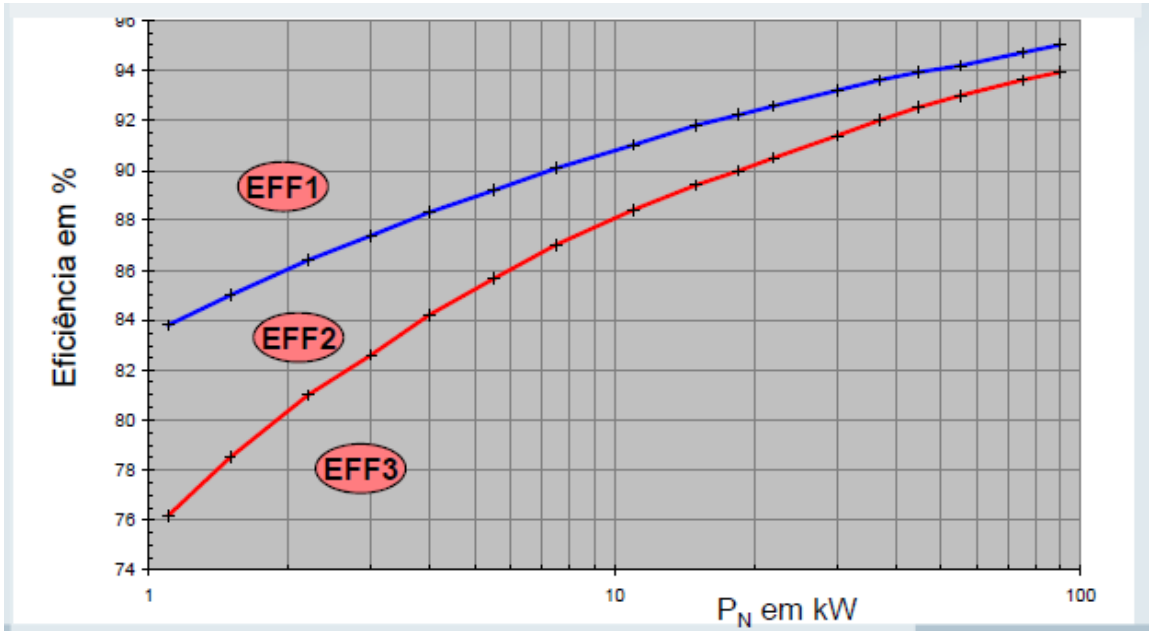


Figura 3 – Classes de eficiência de motores.
[SEW-Eurodrive]

O objetivo visa reduzir o consumo de energia e outros impactos ambientais negativos de produtos que consomem energia elétrica. Ao mesmo tempo, pretende-se melhorar a uma escala global o nível de harmonização regulamentar em assuntos relacionados com a eficiência em equipamentos de força-motriz. Este novo regime abrange os motores de indução trifásicos, de velocidade simples, até 375 kW. Entrou em vigor em três fases a partir de meados de 2011. Sob este novo regime os fabricantes são obrigados a apresentar a classe e valores de eficiência do motor na respetiva chapa de características e na documentação do produto, que deve indicar claramente o método de teste usado na determinação da eficiência.

O organismo EU MEPS baseia-se em duas normas CEI.

- Norma CEI/EN 600034-2-1

  Disponível desde Setembro de 2007, introduz novas regras relativas aos métodos de teste que devem ser usados na determinação das perdas e da eficiência dos motores elétricos.

- Norma CEI/EN 600034-30

  Disponível desde Outubro de 2008, especifica as classes de eficiência que devem ser adotadas.

A norma CEI/EN 600034-2-1:2007 define duas formas de determinar a eficiência dos motores elétricos, o método direto e os métodos indiretos. A norma especifica os seguintes parâmetros para determinar a eficiência pelo método indireto:

- Temperatura de referência;

- Três opções para determinar as perdas adicionais em carga: medição, estimativas e cálculo matemático.

Os valores de eficiência resultantes diferem daqueles obtidos sob o padrão anterior de teste baseados na norma CEI/EN 60034-2:1996.

Deve-se notar que os valores de eficiência só são comparáveis se forem medidos utilizando o mesmo método.

A norma CEI/EN 60034-30:2008 define três classes de eficiência IE (International Eficiency) para motores assíncronos de indução trifásicos, rotor em gaiola de esquilo, e velocidade simples:

- IE1: Eficiência Standard (EFF2 do antigo sistema Europeu de classificação)

- IE2: Eficiência Elevada (EFF1 do antigo sistema Europeu de classificação e idêntica à EPAct nos EUA para motores de 60Hz)

- IE3: Eficiência Premium (idêntica ao "NEMA Premium" nos E.U.A. para motores de 60Hz)

- IE4: futuramente o nível de eficiência superior a IE3

Os níveis de eficiência definidos na norma CEI/EN 60034-30:2008 baseiam-se em métodos de ensaio especificados na norma CEI/EN 600034-2-1:2007. Comparando com as anteriores classes de rendimento Europeias, definidas pelo acordo CEMEP (norma CEI/EN 60034-2:1996), o leque foi ampliado.

A norma CEI/EN 60034-30 abrange quase todos os motores (por exemplo: motores standard, motores para ambientes perigosos, motores para embarcações e marinas, motores usados como freio), nomeadamente:

- Motores de velocidade simples, trifásicos, 50 Hz e 60 Hz

- Motores de 2, 4 ou 6 pólos

- Motores com potência nominal entre 0,75 - 375 kW

- Motores de tensão nominal até 1000 V

- Motores do tipo Duty S1 (funcionamento em contínuo) ou S3 (funcionamento intermitente ou periódico) com um fator de duração cíclica nominal de 80 porcento ou superior.

IE Classes – 4 pole

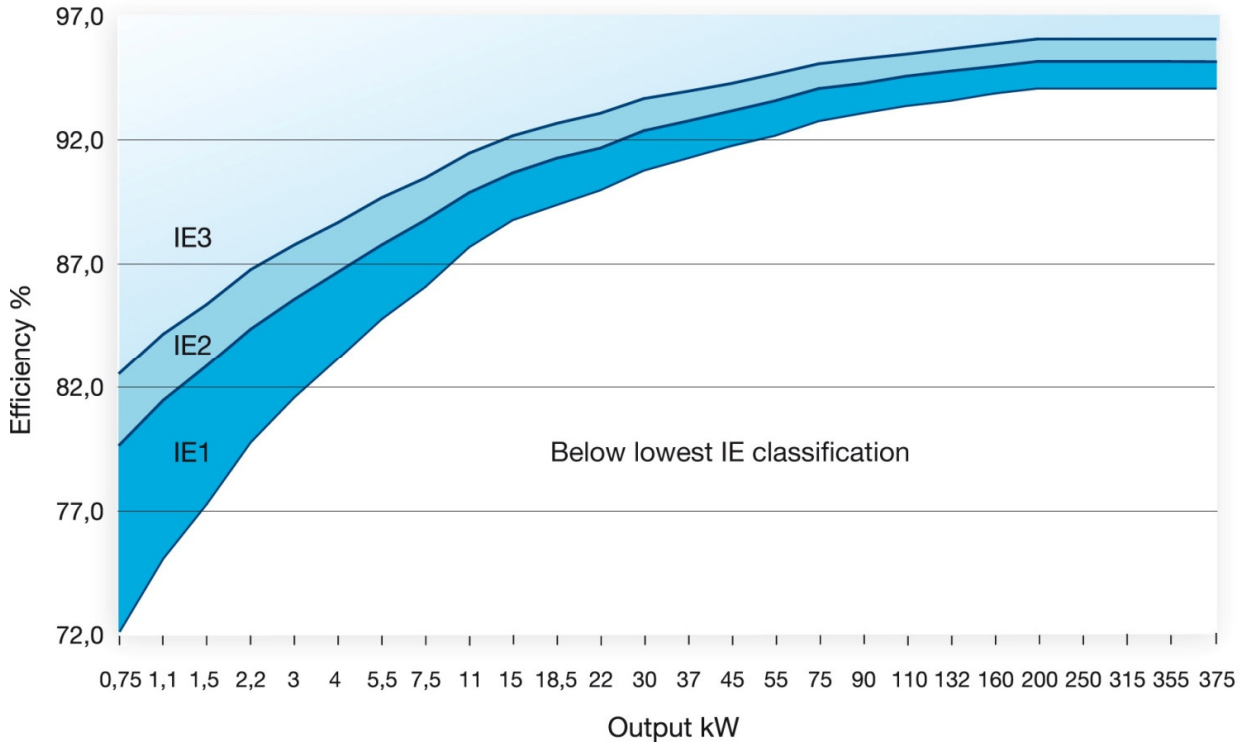


Figura 4 - Novas classes IE de eficiência de motores elétricos

Os motores que estão excluídos das normas CEI/EN 60034-30 são os seguintes:

- Motores feitos exclusivamente para funcionarem como conversores.
- Motores feitos exclusivamente para funcionarem imersos em líquidos.
- Motores totalmente integrados em máquinas que não podem ser testados separadamente da máquina (por exemplo, bombas, ventiladores ou compressores).
- Motores especificamente concebidos para funcionarem a altitudes superiores a 1000 metros. Onde as temperaturas do ar possam ultrapassar os 40 ° C. Em temperaturas máximas superiores a 400 ° C. Onde a temperatura ambiente for inferior a -15 ° C (qualquer motor) ou inferior a 0 ° C (motores refrigerados a ar). Onde a temperatura da água de arrefecimento na entrada de um produto é inferior a 5 ° C ou superior a 25 ° C. Em atmosferas potencialmente explosivas, tal como definido na Diretiva 94/9/CE.

Na tabela 1 apresenta-se os valores limite para a eficiência dos motores com base na norma CEI 60034-30:2008 e CEI/EN 600034-2-1.

Os motores de eficiência (IE1) deixaram de ser colocados no mercado europeu a partir de 16 de Junho de 2011. Até aquela data todos os novos motores em avaliação na Europa tiveram de cumprir a eficiência IE2.

As regras não se aplicam fora da Europa. Por isso, será possível que os fabricantes produzam motores com eficiência IE1 para os mercados que não exijam estes requisitos mínimos de eficiência.

Tabela 1 - Valores limite para a eficiência dos motores com base na norma CEI 60034-30:2008 e CEI/EN 600034-2-1

Output kw	IE1 Standard efficiency			IE2 High efficiency			IE3 Premium efficiency		
	2 pole	4 pole	6 pole	2 pole	4 pole	6 pole	2 pole	4 pole	6 pole
0.75	72.1	72.1	70.0	77.4	79.6	75.9	80.7	82.5	78.9
1.1	75.0	75.0	72.9	79.6	81.4	78.1	82.7	84.1	81.0
1.5	77.2	77.2	75.2	81.3	82.8	79.8	84.2	85.3	82.5
2.2	79.7	79.7	77.7	83.2	84.3	81.8	85.9	86.7	84.3
3	81.5	81.5	79.7	84.6	85.5	83.3	87.1	87.7	85.6
4	83.1	83.1	81.4	85.8	86.6	84.6	88.1	88.6	86.8
5.5	84.7	84.7	83.1	87.0	87.7	86.0	89.2	89.6	88.0
7.5	86.0	86.0	84.7	88.1	88.7	87.2	90.1	90.4	89.1
11	87.6	87.6	86.4	89.4	89.8	88.7	91.2	91.4	90.3
15	88.7	88.7	87.7	90.3	90.6	89.7	91.9	92.1	91.2
18.5	89.3	89.3	88.6	90.9	91.2	90.4	92.4	92.6	91.7
22	89.9	89.9	89.2	91.3	91.6	90.9	92.7	93.0	92.2
30	90.7	90.7	90.2	92.0	92.3	91.7	93.3	93.6	92.9
37	91.2	91.2	90.8	92.5	92.7	92.2	93.7	93.9	93.3
45	91.7	91.7	91.4	92.9	93.1	92.7	94.0	94.2	93.7
55	92.1	92.1	91.9	93.2	93.5	93.1	94.3	94.6	94.1
75	92.7	92.7	92.6	93.8	94.0	93.7	94.7	95.0	94.6
90	93.0	93.0	92.9	94.1	94.2	94.0	95.0	95.2	94.9
110	93.3	93.3	93.3	94.3	94.5	94.3	95.2	95.4	95.1
132	93.5	93.5	93.5	94.6	94.7	94.6	95.4	95.6	95.4
160	93.7	93.8	93.8	94.8	94.9	94.8	95.6	95.8	95.6
200	94.0	94.0	94.0	95.0	95.1	95.0	95.8	96.0	95.8
250	94.0	94.0	94.0	95.0	95.1	95.0	95.8	96.0	95.8
315	94.0	94.0	94.0	95.0	95.1	95.0	95.8	96.0	95.8
355	94.0	94.0	94.0	95.0	95.1	95.0	95.8	96.0	95.8
375	94.0	94.0	94.0	95.0	95.1	95.0	95.8	96.0	95.8

A conformidade com os padrões de eficiência exigidos é verificada por ensaios. Cabe a cada estado membro da UE a vigilância relativa aos procedimentos de verificação e implementação das normas.

A implementação das novas normas em cada estado membro de EU está a ser realizada em três fases:

- Fase 1: até 16 de Julho de 2011. Todos os motores devem satisfazer o nível de eficiência IE2;
- Fase 2: até 1 de Janeiro de 2015. Todos os motores com uma potência nominal entre 7,5 - 375 kW devem satisfazer o nível de eficiência IE3 ou o nível IE2 se equipados com um variador eletrónico de velocidade;
- Fase 3: até 1 de Janeiro de 2017. Todos os motores com uma potência nominal entre 0,75-375 kW devem satisfazer o nível de eficiência IE3 ou o nível IE2 se equipados com um variador eletrónico de velocidade.

3. Variadores Eletrónicos De Velocidade

Uma grande parte das aplicações em que se utiliza força motriz beneficia, em termos de consumo de energia elétrica e de desempenho global, se a velocidade do motor se ajustasse às necessidades do processo.

A utilização de variadores eletrónicos de velocidade (VEVs) permite responder a alterações nas condições de carga do motor através da variação da sua velocidade. Por exemplo os VEVs podem substituir com larga vantagem dispositivos de estrangulamento de caudais utilizados em muitas aplicações na Indústria. Através da regulação da velocidade de rotação dos motores, os VEVs proporcionam uma melhoria das condições de funcionamento dos processos, um menor desgaste dos componentes mecânicos, um menor ruído de funcionamento e, fundamentalmente, uma substancial poupança de eletricidade.

A adoção de variadores eletrónicos para regular a velocidade das máquinas rotativas é, atualmente, a solução mais eficiente, apresentando os seguintes benefícios:

- economia de energia
- aumento da produtividade
- melhoria da qualidade do produto
- menor desgaste mecânico

Assim, em aplicações onde sejam requeridas apenas duas ou três velocidades, é aconselhável a utilização de motores assíncronos de velocidades variáveis, disponíveis com diversos tipos de características de binário/velocidade, e por isso adaptáveis a diversos tipos de carga. Nestes sistemas, a aplicação de variadores eletrónicos de velocidade, bem como de equipamentos mais eficientes do ponto de vista energético, permite elevar o rendimento global dos sistemas de 31% para 72%, com tempos de recuperação do investimento normalmente inferiores a três anos.

Os VEVs, para além de permitirem efetuar arranques suaves, proporcionando um menor desgaste mecânico e elétrico do equipamento, implementam uma série de proteções ao motor, como proteção contra curto–circuitos, sobreintensidades, sobretensões e falta de fase, que deste modo não precisam ser adquiridas separadamente, podendo facilmente ser integrados em sistemas automáticos de gestão da produção.

Existem diversos tipos de configurações do circuito eletrónico dos VEVs, consoante o tipo de motor e a gama de potência. A maioria dos VEVs é baseada em conversores AC-DC-AC (figura 5).

A figura 6 mostra a potência elétrica absorvida por uma bomba com controlo de caudais por válvula de estrangulamento e por controlo de velocidade. Pode observar-se uma diferença considerável da potência entre os dois métodos, à medida que o caudal decresce. Outros tipos de cargas (ventiladores, compressores) apresentam um comportamento semelhante.

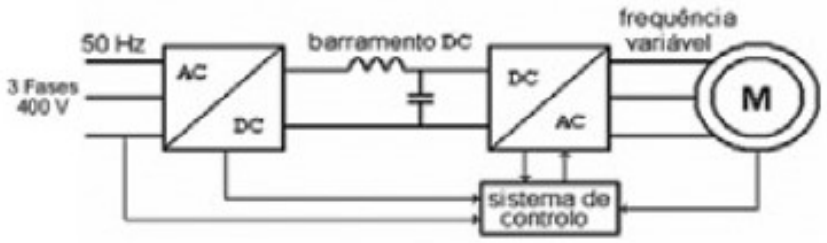


Figura 5 - Diagrama de um variador eletrónico de velocidade.
[BCSD –Portugal]

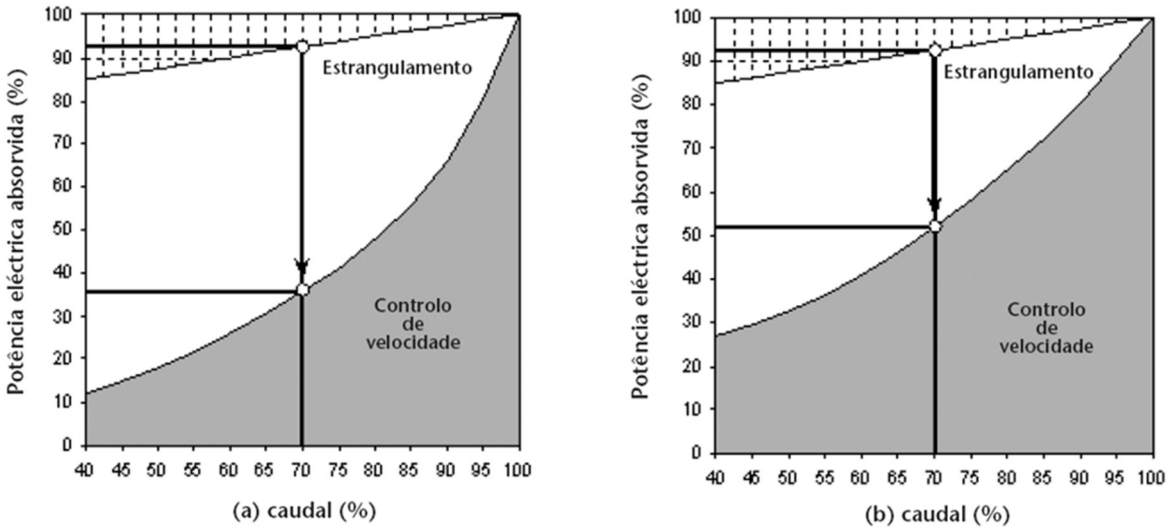


Figura 6 - Potência elétrica absorvida por uma bomba com controlo de caudais por válvula de estrangulamento e por controlo de velocidade (a) sem elevação (b) com elevação. [BCSD –Portugal]

4. Aplicações Industriais que Beneficiam com a Utilização de Motores de Elevada Eficiência Associados a VEV

4.1. Sistemas de bombagem

São várias as medidas de economia de energia que são possíveis de implementar em sistemas de bombagem, reduzindo consideravelmente os consumos, no entanto, a nível do motor e seu controlo destaca-se a utilização de motores de alto rendimento e a utilização de VEVs com automatismos para regulação do caudal e/ou da pressão.

A otimização do rendimento de um sistema de bombagem depende pois de um conjunto de ações na seleção dos diversos componentes do sistema, situação exemplificada na figura 7.

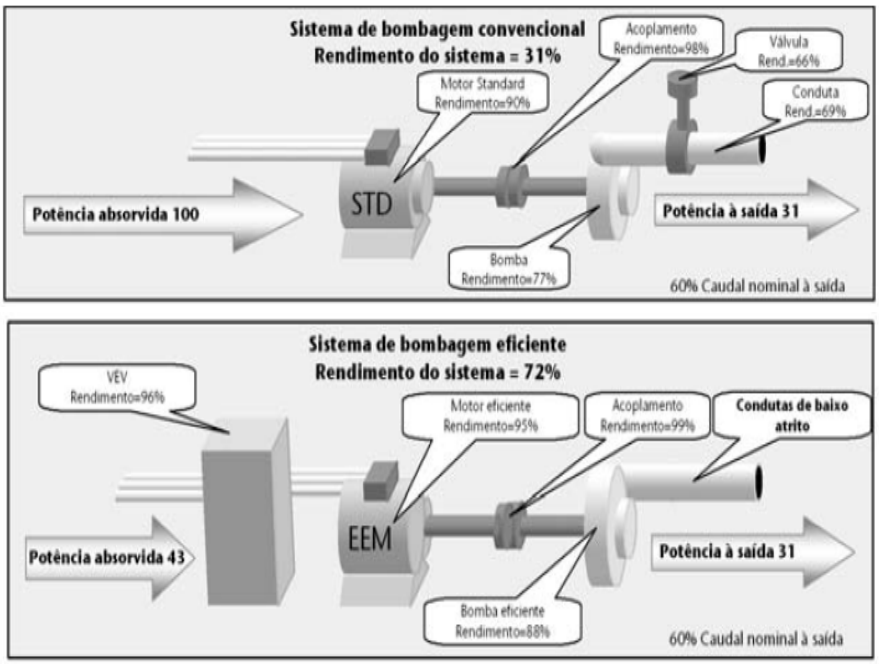


Figura 7 - Tecnologias eficientes para sistemas de bombagem: (a) Sistema eficiente (Rendimento do sistema = 72%); (b) Sistema convencional (Rendimento do sistema = 31%). [BCSD –Portugal]

4.2. Sistemas de ventilação

A utilização de motores de alto rendimento com a potência apropriada é fundamental.

Também a otimização do período de funcionamento do sistema de ventilação (por exemplo, através da instalação de um temporizador programável) deve ser considerada.

No entanto, o mais importante é o controlo do caudal em função das necessidades (através de um VEV e de um automatismo com sensores apropriados).

Por exemplo num grande edifício a renovação do ar pode ser feita em função de indicadores da qualidade do ar interior.

A figura 8 ilustra as poupanças associadas ao controlo de velocidade para o controlo de caudal de um ventilador.

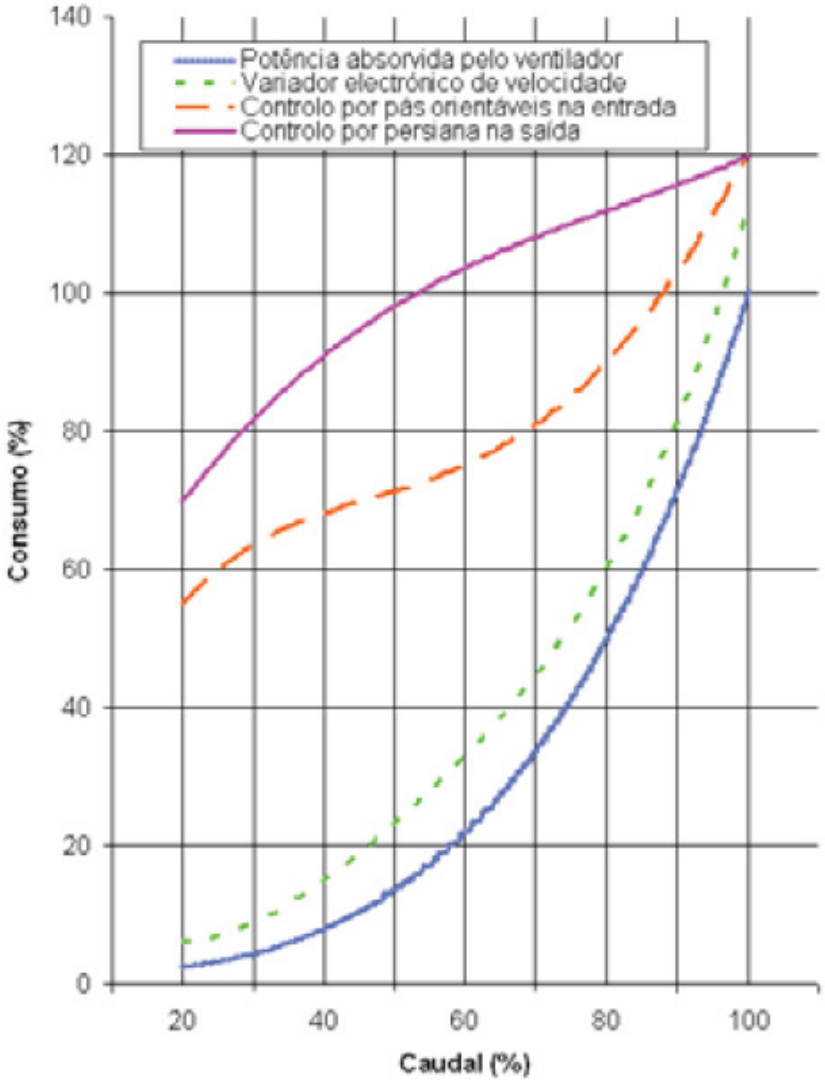


Figura 8 - Potência elétrica absorvida por diversos sistemas de controlo de um ventilador. [BCSD –Portugal]

3. Ar comprimido

O ar comprimido é um dos consumos mais importantes em muitas instalações industriais, sendo possível propor um conjunto de medidas de economia de energia.

No entanto é fundamental a instalação de um variador eletrónico de velocidade (VEV), que como mostra a figura 10 pode reduzir substancialmente a potência absorvida para pressões inferiores à pressão nominal.

Também no caso de instalações com mais de 10 anos, deve-se considerar a substituição do compressor por uma máquina nova ou melhor adaptada, equipada com um motor de elevada eficiência e que permita menor consumo específico de energia e ajustado às necessidades do sistema.

4. Elevadores e movimentação de cargas

O consumo de energia em elevadores e monta-cargas pode ser drasticamente diminuído com a conjugação de diversas tecnologias.

Existem novas topologias de VEVs que permitem que a energia resultante da travagem seja injetada na fonte, VEV regenerativos.

Esta característica permite poupanças significativas em aplicações com um número de travagens frequentes, como por exemplo os elevadores (fig. 11).

Este modo de funcionamento só é possível se a transmissão mecânica do motor o permitir.

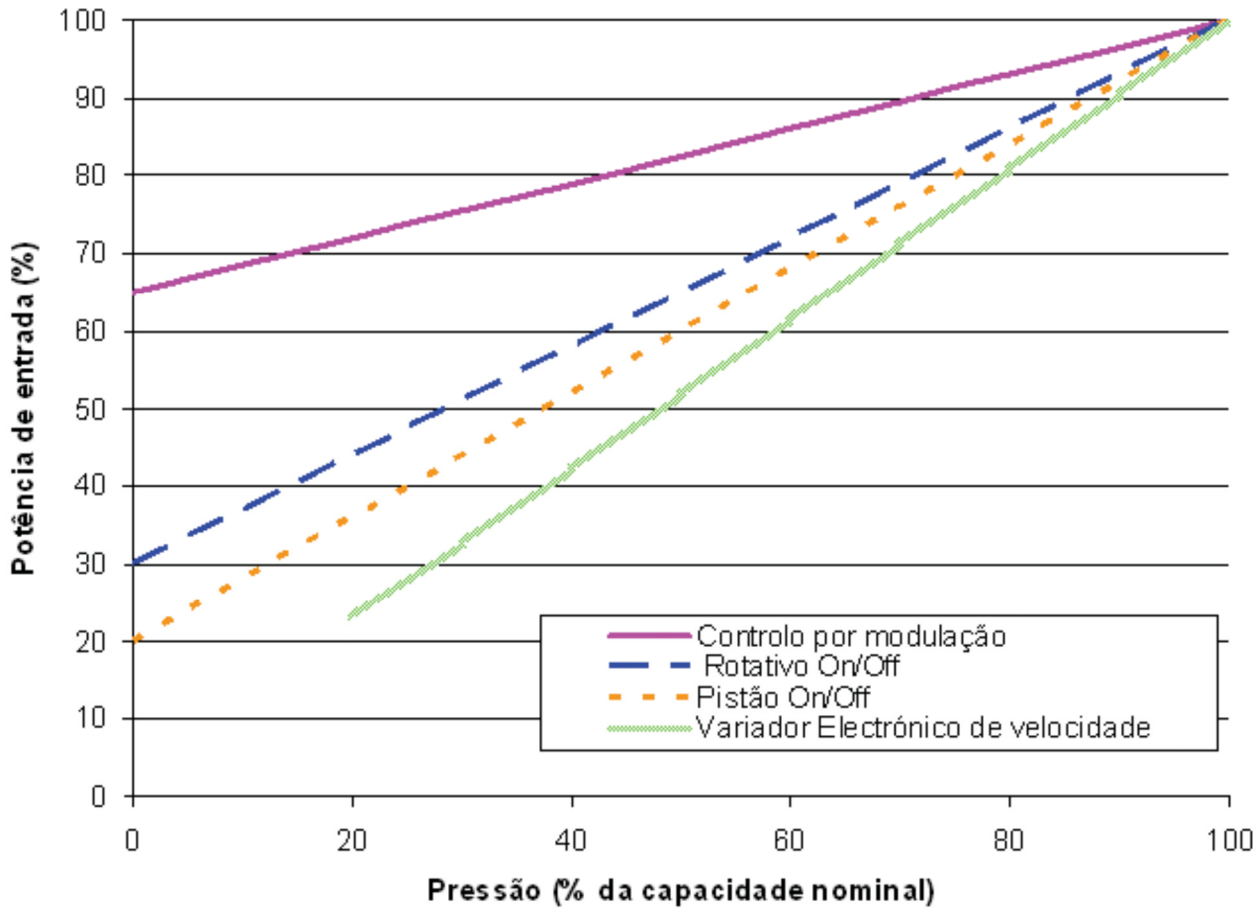


Figura 10 - Potência de entrada de acordo com a pressão do ar à saída, para diversas tecnologias, a implementar em compressores. [BCSD –Portugal]

Quando o elevador está a descer e o peso da carga é maior do que o contrapeso, então o binário do motor está em direção contrária à velocidade, isto é, o motor está a travar.

Do mesmo modo, quando o motor está a subir sem carga, podem obter-se poupanças de energia significativas, se o motor for controlado por um VEV regenerativo.

A utilização de VEVs com regeneração e engrenagens especiais permite uma redução no consumo de energia em cerca de 80%, relativamente à situação convencional.

Motores de ímanes permanentes com acoplamento direto e travagem regenerativa estão também a ser utilizados em novos elevadores eficientes.

Deve ser salientado que este tipo de tecnologia está também a ser aplicado em veículos elétricos de última geração.

5. Sistemas de climatização

A seleção apropriada dos equipamentos de ar condicionado é outro aspeto muito importante.

Deverá ter-se em conta o correto dimensionamento dos aparelhos de ar condicionado, e escolher aqueles com melhor eficiência energética, considerando o custo do ciclo de vida dos equipamentos.

Um parâmetro particularmente importante para os equipamentos de climatização é o COP ("*Coefficent of Performance*") definido como:

COP = Potência Térmica / Potência Elétrica

Existem hoje equipamentos de ar condicionado que para médias e grandes instalações têm valores elevados do COP (superior a 5).

Os equipamentos mais eficientes têm VEVs para controlar os compressores e melhorar o rendimento em regime de carga parcial.

Alguns equipamentos são reversíveis podendo produzir frio ou calor de acordo com as necessidades.

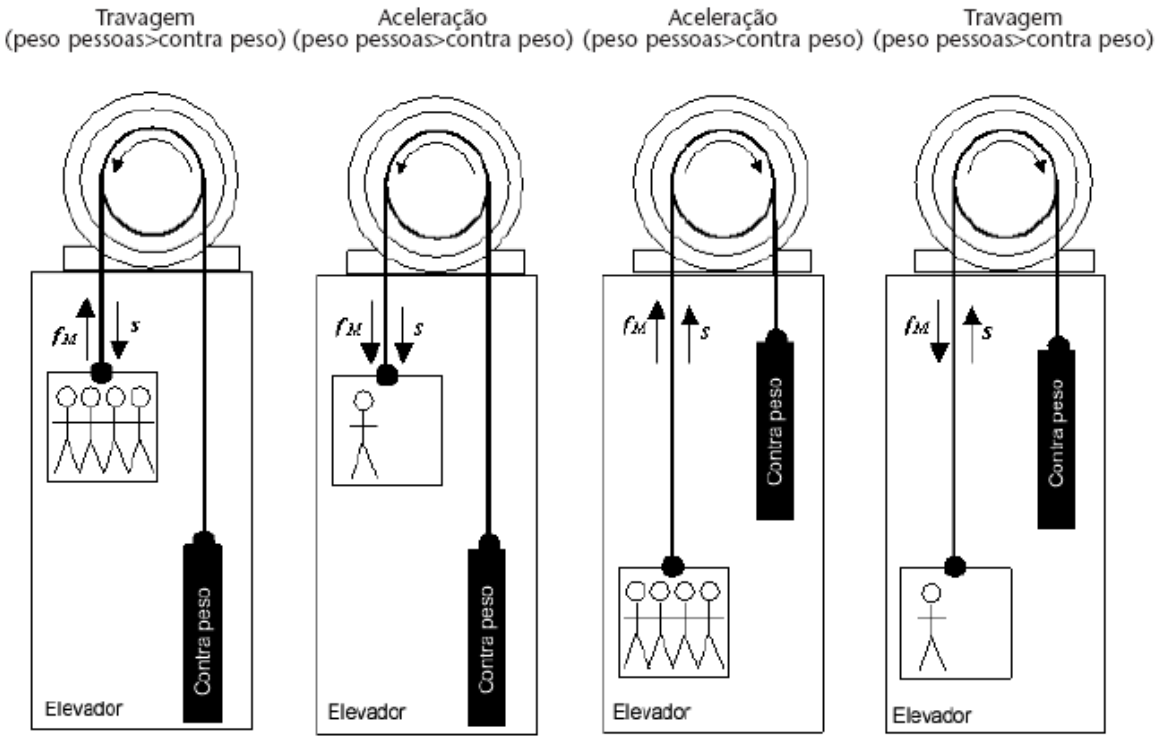


Figura 11 - Recuperação de energia num elevador eficiente.
[BCSD –Portugal]

6. Conclusões

A produção de energia mecânica, através da utilização de motores elétricos, absorve cerca de 77% da energia elétrica consumida no sector industrial e cerca de 34% da energia elétrica consumida no sector terciário do nosso País, da qual apenas metade é energia útil.

A força motriz é, pois, uma daquelas áreas em que é necessário atuar para fazer economias, utilizando a energia de uma forma mais racional e eficiente.

Os sistemas de acionamentos eletromecânicos têm que ser abordados como um todo, já que a existência de um componente de baixo rendimento influencia drasticamente o rendimento global.

Os pontos fundamentais em que se deve intervir são os seguintes:

- Dimensionar corretamente os equipamentos de força motriz, fazendo os motores funcionar com cargas da ordem dos 70 a 80%.
- Adaptar a velocidade do motor às necessidades do processo, utilizando sempre que necessário dispositivos electrónicos de variação de velocidade.
- Atender às necessidades de manutenção dos motores, que são essencialmente a limpeza da carcaça, a fim de reduzir a temperatura, e nalguns casos a lubrificação dos rolamentos.
- Utilizar os novos motores de "alto rendimento", que já provaram a sua competitividade apesar do seu custo superior, devendo-se ponderar sempre que necessário a sua utilização.

A União Europeia, através do organismo EU MEPS (*European Minimum Energy Performance Standard*) definiu um novo regime obrigatório para os níveis mínimos de eficiência dos motores elétricos que sejam introduzidos no mercado europeu.

O novo regime abrange motores de indução trifásicos até 375 kW, de velocidade simples.

Entrou em vigor de uma forma faseada a partir de meados de 2011.

Sob este novo regime os fabricantes são obrigados a apresentar os valores IE (*International Eficiency*) classe de eficiência nas placas do motor e na documentação do produto.

O organismo EU MEPS assenta em duas normas CEI:

- A norma CEI/EN 600034-2-1, disponível desde Setembro de 2007, introduz novas regras relativas aos métodos de teste que devem ser usados na determinação das perdas e da eficiência dos motores elétricos.
- A norma CEI/EN 600034-30,disponível desde Outubro de 2008, especifica as classes de eficiência que devem ser adotadas.

De acordo com estas normas os motores passam a ser classificados por:

- IE1 (equivalente a EFF2 na norma CEI/EN 600034-2:1996) – com utilização proibida;
- IE2 (equivalente a EFF1 na norma CEI/EN 600034-2:1996) – com utilização obrigatória;
- IE3 (Premium) – com utilização voluntária;
- IE4 (ainda não aplicável a acionamentos assíncronos).

Os motores de eficiência (IE1) foram colocados no mercado europeu a partir de 16 de Junho de 2011. Até aquela data todos os novos motores em avaliação na Europa tiveram de cumprir a eficiência IE2.

As regras não se aplicam fora da Europa. Por isso, será possível que os fabricantes produzam motores com eficiência IE1 para os mercados que não exijam estes requisitos mínimos de eficiência.

A conformidade com os padrões de eficiência exigidos é verificada por ensaios. Cabe a cada estado membro da UE a vigilância relativa aos procedimentos de verificação e implementação das normas.

A implementação das novas normas em cada estado membro de EU está a ser realizada em três fases:

- Fase 1: Até 16 de Julho de 2011.

  Todos os motores devem satisfazer o nível de eficiência IE2;

- Fase 2: Até 1 de Janeiro de 2015.

  Todos os motores com uma potência nominal entre 7,5 - 375 kW devem satisfazer o nível de eficiência IE3 ou o nível IE2 se equipados com um variador eletrónico de velocidade;

- Fase 3: Até 1 de Janeiro de 2017.

  Todos os motores com uma potência nominal entre 0,75-375 kW devem satisfazer o nível de eficiência IE3 ou o nível IE2 se equipados com um variador eletrónico de velocidade.

Nos setores industrial e terciário podem obter-se diminuições significativas ao nível do consumo de eletricidade, desde que se atendam a várias medidas, como adaptação da velocidade dos motores ao processo através de VEV e utilização de motores de elevada eficiência.

Associação de VEV e motores de elevada eficiência permitem reduções significativas no consumo energético, em sistemas de bombagem, ventilação, ar comprimido, elevação e climatização.

Dependendo do correto dimensionamento dos equipamentos, do regime de carga e do tempo de vida da instalação, o custo destes equipamentos será rapidamente amortizado.

7. Referências Bibliográficas

- Beleza Carvalho, J. A., Mesquita Brandão, Eficiência Energética em Equipamentos de Força Motriz. Jornadas Luso-Brasileiras de Ensino e Tecnologia em Engenharia. ISEP, Porto, Fevereiro de 2009.

- Beleza Carvalho, J. A., Mesquita Brandão, R. F., Efficient Use of Electrical Energy in Industrial Installations. 4TH European Congress Economics and Management of Energy in Industry. Porto, Novembro de 2007.

- Beleza Carvalho, J. A., Mesquita Brandão, R. F. Eficiência Energética em Equipamentos de Força-Motriz. Revista Neutro à Terra Nº 3, Abril de 2009.

- Beleza Carvalho, J. A., Mesquita Brandão, R. F. Acionamentos Eficientes de Força-Motriz. Nova Classificação. Revista Neutro à Terra Nº 10, Junho de 2010.

- ABB, Low Voltage Industrial Performance Motors. Catálogo ABB 2009.

- Manual De Boas Práticas De Eficiência Energética. BCSD – Portugal.

Jorge Manuel Teixeira Tavares
Instituto Superior de Engenharia do Porto

AUTOMAÇÃO INDUSTRIAL.

UMA PERSPETIVA DE TERRENO!

1. Introdução

De que é que falamos quando nos referimos a AUTOMAÇÃO? - Estamos no âmbito da engenharia eletrotécnica, da mecânica, da eletrónica, da programação, das comunicações, da instrumentação, da pneumática, ….?

Na realidade referimo-nos a um pouco disto tudo - a automação será possivelmente a área de engenharia mais pluridisciplinar e integradora de tecnologia.

Quererá isto dizer que se trata de uma atividade de Engenharia complexa e densa?

- Sim e não! - Vejamos; é vasta e densa porque o seu exercício obriga ao conhecimento de um alargado e diversificado leque de tecnologias mas, a sua base teórica, ou se quisermos os seus "algoritmos", são bastante simples; baseiam-se em lógica e em sequências temporais.

Que competências serão então necessárias para se exercer Automação?

- Um conhecimento transversal de engenharia, com particular foco na Engenharia Eletrotécnica e uma boa experiência de terreno.

Partindo desta constatação este artigo tem a intenção de abordar a automação de um ponto de vista eminentemente prático e aplicado.

2. Evolução histórica

A automatização como conceito, terá surgido na primeira revolução industrial.

Antes desta fase da evolução da humanidade, a produção de bens era eminentemente artesanal.

Com o advento da produção de energia mecânica a partir de motores a vapor, a indústria expandiu-se, surgindo a automatização dos primeiros processos produtivos.

Estávamos "no reino da mecânica"! - Todas as soluções de automação são baseadas em mecanismos e artefactos mecânicos, que com o avançar dos tempos se multiplicam e atingem níveis de sofisticação consideráveis. Basta pensar que há 40 anos as calculadoras ainda eram mecânicas.

Com o advento da eletricidade os acionamentos passaram a ser progressivamente elétricos e começaram a surgir soluções eletromecânicas para a automatização de processos. Esta fase que durou até aos anos 70 permitiu um grande avanço nas soluções de automação e foi um dos pilares da chamada revolução tecnológica.

Pelos anos 60 surge a eletrónica do estado sólido iniciando-se com ela uma melhoria de performance dos sistemas de automação eletromecânicos. Começam a ser utilizados dispositivos eletrónicos mais compactos e com mais funcionalidades.

Mas este período foi curto uma vez que, na década de 70, surge o microprocessador e com ele uma verdadeira revolução nas soluções de automação, que passam a ser programáveis e, mais recentemente, muito dependentes de comunicações. Estamos na chamada revolução digital – a nossa era.

A figura 1 pretende mostrar que a evolução da automação, à semelhança do que se passa com outras tecnologias, tem tido um modelo de crescimento exponencial.

3. Que tipo de sistemas são usualmente automatizados?

Praticamente em todas as atividades económicas existem sistemas automatizados.

Não confundir neste aspeto, a automatização que estamos a abordar neste artigo, com informatização. Com efeito, alguns processos, nomeadamente nos serviços, estão fortemente informatizados. Vejamos o exemplo dos sistemas bancários; - há alguns anos, num banco, eram registadas e processadas manualmente milhares de operações por dia. Atualmente, no mesmo banco, são processadas informaticamente e sem qualquer intervenção humana, milhões de transações diárias. Efetivamente os processos foram automatizados. Qual é então a diferença para com a automação que estamos a abordar neste artigo?

Nos sistemas bancários verificou-se uma informatização maciça de processos que recorre a hardware, software e comunicações.

Na "automação industrial" há, como veremos adiante, uma efetiva integração de várias e diferentes tecnologias, sendo o processamento informático e as comunicações apenas alguns dos componentes de um sistema global.

Para enquadramos a nossa abordagem, referimos de seguida os setores da atividade económica onde usualmente se aplicam os conceitos que estamos a desenvolver neste artigo.

Na indústria:

- Indústria de processo
- Indústria de manufatura

Nas infraestruturas:

- Água, resíduos, pontes, tuneis, portos

Na energia:

- Produção, transporte e utilização

No sector primário:

- Agricultura, minas, pescas

Nos edifícios:

- Habitação, grandes edifícios

Nos serviços:

- Distribuição, Logística

Figura 1 – Evolução da automação

isep Instituto Superior de Engenharia do Porto

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

Cursos de Pós-Graduações de Curta Duração

O Departamento de Engenharia Eletrotécnica do Instituto Superior de Engenharia do Porto, disponibiliza um conjunto de cursos de especialização de curta-duração destinados fundamentalmente aos alunos de cursos de engenharia, bacharéis, licenciados e mestres recém-formados na área da Engenharia Eletrotécnica e/ou Engenharia Eletrónica, assim como quadros no ativo que pretendam atualizar conhecimentos ou adquirirem competências em áreas transversais da Engenharia Eletrotécnica.

Os cursos terão uma duração variável entre as 8 e as 16 horas, funcionarão à sexta-feira em horário pós-laboral, ou preferencialmente ao sábado de manhã. O requisito mínimo para frequentar estes cursos será o 12º ano completo, sendo recomendada a frequência de uma licenciatura ou mestrado em Engenharia Eletrotécnica e/ou Engenharia Eletrónica.

- Dispositivos Lógicos Programáveis (FPGAs)
- Eficiência Energética na Iluminação Pública
- Instrumentação e Medidas Elétricas
- Máquinas Elétricas - Transformadores
- Máquinas Elétricas de Corrente Contínua
- Máquinas Elétricas Assíncronas de Indução
- Máquinas Elétricas Síncronas de Corrente Alternada
- Projeto ITED de uma Moradia Unifamiliar
- Projeto de Redes de Terra em Instalações de Baixa Tensão
- Verificação, Manutenção e Exploração Instalações Elétricas de Baixa Tensão

Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Instituto Superior de Engenharia do Porto
Rua Dr. António Bernardino de Almeida, 471, 4200 - 072 Porto
Telefone: +351 228340500 Fax: +351 228321159
www.dee.isep.ipp.pt

4. Tecnologia e integração de sistemas

O conceito de "integração" está muito associado à Engenharia no entanto, será porventura na automação que este conceito é mais intensivamente aplicado.

Na realidade a implementação de uma solução de automação assenta no saber integrar um grande leque de tecnologias, colocando-as a funcionar como um todo.

Na figura 2 vemos a arquitetura genérica de um sistema industrial automatizado.

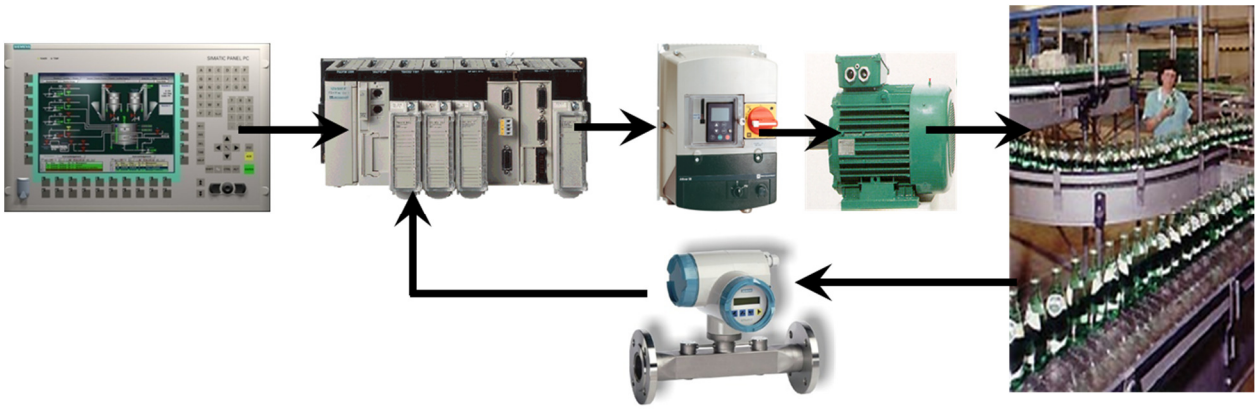


Figura 2 – Arquitetura genérica de um sistema industrial automatizado

Partindo de uma análise elementar da arquitetura exposta, podemos tecer os seguintes comentários:

1. Os sistemas automatizados baseiam-se num elemento de controlo (normalmente um PLC), que, em função de um programa que lhe foi carregado e das informações que lhe chegam do processo que está a ser controlado (a partir de sensores e detetores) dá "ordens" a acionadores (motores, pneumática, etc).

2. Os sistemas industriais automatizados funcionam normalmente em malha fechada

3. A arquitetura e as tecnologias utilizadas num sistema automatizado são independentes do tipo de processo que se está a automatizar. Na figura temos um sistema do setor agroalimentar, se fosse, por exemplo da indústria têxtil, a arquitetura seria a mesma e as tecnologias também.

4. Existe sempre um sistema de comunicação e interface com pessoas (MMI – Man Machine Interface) que poderá ser mais ou menos evoluído.

Na figura 3 apresentamos algumas das tecnologias que mais frequentemente aparecem integradas em soluções de automação, sendo de fácil constatação o grande e diversificado leque de tecnologias usadas.

5. Tendências de evolução

O conceito de automação, bem como as tecnologias que lhe estão associadas, permaneceram relativamente estabilizados nas últimas duas décadas. Não quer isto dizer que os fabricantes de tecnologias associadas à automação estejam estagnados, o que se verifica é a existência de uma evolução permanente, mas relativamente perene.

Estamos efetivamente perante uma área da Engenharia Eletrotécnica onde as evoluções acontecem a um ritmo e a uma cadência muito diferente da que assistimos, por exemplo, na eletrónica de consumo.

Aqui, um modelo de um Autómato programável, por exemplo, mantém-se em comercialização durante muitos anos (tipicamente 20 anos).

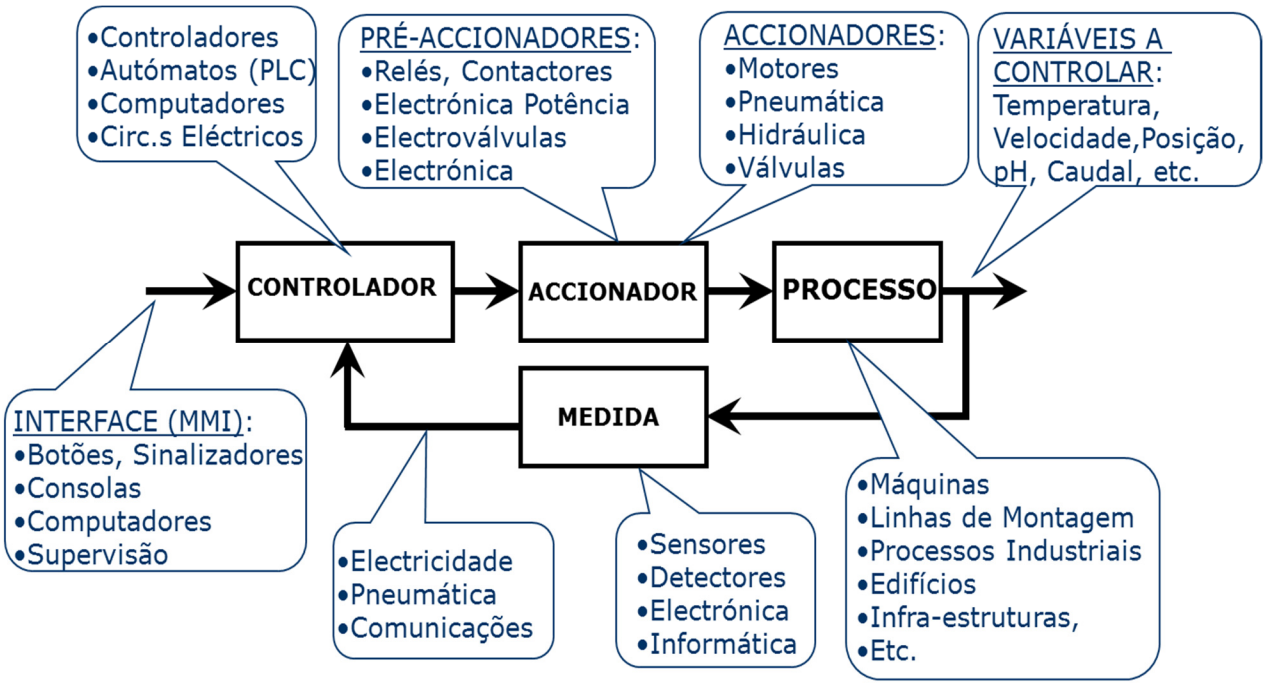


Figura 3 – Tecnologias que mais frequentemente aparecem integradas em soluções de automação

A justificação que encontramos para este "suave evoluir" estará relacionada com a segurança e a fiabilidade que são exigidas às soluções de automação, o que origina uma reposição de tecnologias ponderada e consolidada.

Neste contexto indicamos de seguida as evoluções mais marcantes que, na nossa ótica, se verificaram nos últimos anos:

- Assistimos a uma grande evolução nos protocolos de comunicação utilizados nas soluções de automação, com a primazia do TCP IP.
- Verificou-se a vulgarização da utilização das comunicações entre componentes de um sistema automatizado, nomeadamente nos chamados "bus" de campo, do tipo "field bus", Asi, etc.
- A eletrónica de potência teve um desenvolvimento significativo, o que originou a sua utilização generalizada.
- O chamado interface com a máquina (MMI) evoluiu significativamente sendo atualmente muito completo e bastante amigável.
- A WEB, também se fez representar, sendo frequente que componentes preponderantes, PLC por exemplo, tenham páginas WEB embebidas, que os tornam acessíveis remotamente.
- Os sensores sofreram igualmente uma significativa evolução, havendo atualmente uma oferta de medição para um grande e alargado leque de variáveis.

Mas a evolução mais significativa e mais acentuada que se verificou, não foi tecnológica, foi comercial. Com efeito os preços das tecnologias ligadas à automação desceram várias vezes nas últimas duas décadas e, também por isso, as soluções automatizadas passaram a ser "vulgares" nos setores de atividade que mencionamos anteriormente.

6. Tendências de evolução futura

Em função da evolução recente e das tendências tecnológicas emergentes, arriscamos avançar com algumas conjeturas sobre a futura evolução das tecnologias associadas à automação:

- O software será utilizado cada vez mais nas soluções de automação.
- A WEB irá estar cada vez mais presente nas tecnologias associadas à automação.
- O processamento será mais distribuído não estando apenas centralizado num elemento de processamento central.
- As comunicações industriais deverão evoluir significativamente, com particular destaque para a comunicação sem fios, que atualmente é olhada com alguma reserva.
- As soluções de eletrónica de potência serão cada vez mais utilizadas, mais baratas e mais poderosas.
- Outra área que promete evoluir é a da instrumentação e dos sensores, com a disponibilização de sistemas de medição, cada vez mais compactos e diversificados.
- A eficiência energética dos equipamentos deverá ser tida em conta e melhorada.
- A usabilidade das soluções de automação será possivelmente melhorada.

Divulgação:

Título: Instalações Elétricas de Baixa Tensão
Autor: António Augusto Araújo Gomes
Editora: Publindústria
Data de Lançamento: Fevereiro 2013
ISBN: 9789897230264
Nº Páginas: 150
Encadernação: Capa mole

Instituto Superior de Engenharia do Porto

CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO PÓS-GRADUADA EM

Projeto de Instalações Elétricas

OBJETIVOS

Promover competências aos pós-graduados no âmbito do projeto, execução, exploração e utilização de instalações elétricas de serviço público e serviço particular e, de uma forma integrada, abordar todos os assuntos relacionados com a conceção de instalações elétricas de média e baixa tensão.

DESTINATÁRIOS

O curso destina-se a bacharéis, licenciados e mestres recém formados na área da Engenharia Eletrotécnica e/ou Engenharia Eletrónica, assim como quadros no activo que pretendam atualizar conhecimentos ou adquirir competências no âmbito da conceção e utilização de instalações elétricas.

PLANO CURRICULAR

- **Equipamentos e Sistemas de Proteção**
- **Instalações Elétricas**
- **Técnicas e Tecnologias de Eficiência Energética**
- **Projeto Integrador**

LOCAL

Instituto Superior de Engenharia do Porto

Rua Dr. António Bernardino de Almeida, 431, 4200-072 Porto

Tel. 228 340 500 – Fax: 228 321 159

Info: jbc@isep.ipp.pt

COLABORARAM NESTA EDIÇÃO:

Américo Manuel Marques Alves Viana

Licenciatura em Engenheira e Gestão Industrial pela Universidade Lusíada. Pós – Graduação em Proteção Contra Incêndio em Edifícios, pela Faculdade de Ciências e Tecnologia - Universidade de Coimbra. Especialista de SCIE para a elaboração de projetos e planos de 3ª e 4ª Categoria de Risco pela ANPC. De Janeiro de1996 até á atualidade, Diretor Comercial / Técnico da empresa Vianas, SA,

António Augusto Araújo Gomes **aag@isep.ipp.pt**

Mestre (pré-bolonha) em Engenharia Eletrotécnica e Computadores, pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Doutorando na Área Científica de Sistemas Elétricos de Energia (UTAD). Docente do Instituto Superior de Engenharia do Porto desde 1999. Coordenador de Obras na CERBERUS - Engenharia de Segurança, entre 1997 e 1999. Prestação, para diversas empresas, de serviços de projeto de instalações elétricas, telecomunicações e segurança, formação, assessoria e consultadoria técnica. Investigador do GECAD (Grupo de Investigação em Engenharia do Conhecimento e Apoio à Decisão), do ISEP, desde 1999.

Jorge Manuel Teixeira Tavares **jtv@isep.ipp.pt**

Jorge Tavares é Eng.º Eletrotécnico pela FEUP, tem o Mestrado em Informática Industrial pela Université de Technologie de Compiegne (França) e o título de Especialista em Engª Eletrotécnica pelo ISEP/IPP. É Professor Adjunto no DEE do ISEP desde 1991, onde tem lecionado na área científica da Teoria dos Sistemas e da Automação e Controlo. Tem uma grande experiencia profissional no desenvolvimento e implementação de projetos de Automação e de Informática Industrial.

José Caçote **jose.cacote@qenergia.pt**

Licenciado em Engenharia Física pela Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa. Membro da Ordem dos Engenheiros. Colaborador da QEnergia desde a sua fundação (Outubro de 2001), especializando-se na Medida Elétrica. Mestre na área da Segurança. Especialista Certificado em Termografia pelo SGS. Desempenha funções de coordenação na área das auditorias a instalações elétricas e na implementação de sistemas de gestão e qualidade da energia. Realizou vários seminários com a temática da qualidade da energia, termografia e segurança nas instalações elétricas. Atualmente é o Diretor-Geral da QEnergia.

José António Beleza Carvalho **jbc@isep.ipp.pt**

Nasceu no Porto em 1959. Obteve o grau de B.Sc em engenharia eletrotécnica no Instituto Superior de Engenharia do Porto, em 1986, e o grau de M.Sc e Ph.D. em engenharia eletrotécnica na especialidade de sistemas de energia na Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, em 1993 e 1999, respetivamente.
Atualmente, é Professor Coordenador no Departamento de Engenharia Eletrotécnica do Instituto Superior de Engenharia do Porto, desempenhando as funções de Diretor do Departamento.

Mário Pombeiro **andrepomb@gmail.com**

Licenciatura em Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Elétricos de Energia, Instituto Superior de Engenharia do Porto. Pós-Graduação em Qualidade pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto/Instituto Eletrotécnico Português. Inspetor na área das instalações elétricas para a Certiel. Inspetor de ascensores, escadas e tapetes rolantes reconhecido pela D.G.E.G.. Analista de projetos elétricos para a Certiel. Formador dos Cursos: Eletricistas Principais centro de condução Porto – EDP Valor/IEP; Medidas Elétricas – EDP Valor/IEP; Tecnologia de Transformadores – EDP Valor/IEP; Prevenção de Riscos Elétricos – Efacec/IEP; Manobras em PT´s e PS´s com equipamentos isolados a SF6 – REPOWER/IEP. Executa vistorias técnicas à execução de chegadas e Ordens de Serviço (contadores) para a EDP. Técnico de Gás. Técnico de manuseamento e recuperação de SF6. Professor Assistente convidado pelo Instituto Superior de Engenharia do Porto (ano letivo 2009/2010).

COLABORARAM NESTA EDIÇÃO:

Manuel Bravo de Faria Cruz **mbc@isep.ipp.pt**

Manuel Cruz licenciou-se em Matemática Aplicada pela Faculdade de Ciências da Universidade do Porto em 1998 e obteve o grau de Mestre em Estatística Aplicada e Modelação pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto em 2003. Concluiu em 2011 o Doutoramento em Matemática Aplicada pela Universidade do Porto. Trabalha no Instituto Superior de Engenharia do Porto desde 1999, primeiro como Assistente e desde 2009 como Professor Adjunto.

Manuel Maria Pereira de Azevedo **mpa@isep.ipp.pt**

Doutorado em Física, na área da Física do Estado Sólido pela Faculdade de Ciências da Universidade do Porto, Licenciado (Diplom-Physiker) em Física Aplicada pela Universidade de Duisburg-Essen na Alemanha, Professor Coordenador no Instituto Superior de Engenharia do Porto no Departamento de Física. Foi Professor Auxiliar Convidado na Universidade de Aveiro, Assistente Convidado na Escola Superior de Biotecnologia da Universidade Católica do Porto, Bolseiro de Doutoramento da FCT (programa PRAXIS XXI), Diretor Geral da empresa Goosun, Lda, produtora de painéis fotovoltaicos em Santa Maria da feira e Diretor Técnico na empresa EARTHLIFE, SA, promotora de parques fotovoltaicos.

Paulo Dinis **paulo.diniz@infocontrol.pt**

Licenciado em Engenharia Eletrotécnica pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
Especialista em Sistemas de Gestão Técnica Centralizada, Gestão de Energia e Sistemas de Proteção Contra Descargas Atmosféricas.
Chefe de Vendas da Infocontrol – Delegação Norte.

Pedro Miguel Azevedo de Sousa Melo **pma@isep.ipp.pt**

Mestre em Automação, Instrumentação e Controlo pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Aluno do Programa Doutoral em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, na Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Docente do Instituto Superior de Engenharia do Porto desde 2001. Desenvolveu atividade de projetista de instalações elétricas de BT na DHV-TECNOPOR.

Sérgio Emanuel Carvalho Moreira **1980256@isep.ipp.pt**

Aluno do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia no Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP). Licenciatura bietápica em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia pelo ISEP. Pós-Graduação em Infraestruturas de Telecomunicações, Segurança e Domótica pelo ISEP. Desempenhou funções de Engenheiro Eletrotécnico na Sousa Marques Engenharia Unipessoal, Lda. Projetista de Instalações Elétricas, Telecomunicações (ITED e ITUR) e Segurança Contra Risco de Incêndio.

Sérgio Filipe Carvalho Ramos **scr@isep.ipp.pt**

Mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, na Área Científica de Sistemas Elétricos de Energia, pelo Instituto Superior Técnico de Lisboa. Aluno de doutoramento em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores no Instituto Superior Técnico de Lisboa. Docente do Departamento de Engenharia Eletrotécnica do curso de Sistemas Elétricos de Energia do Instituto Superior de Engenharia do Porto desde 2001. Prestação, para diversas empresas, de serviços de projeto de instalações elétricas, telecomunicações e segurança, formação, assessoria e consultadoria técnica. Investigador do GECAD (Grupo de Investigação em Engenharia do Conhecimento e Apoio à Decisão), do ISEP, desde 2002.

Tiago António de Sousa Almeida **1980259@isep.ipp.pt**

Aluno do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia. Licenciado pré-Bolonha na mesma área científica, pelo Instituto Superior de Engenharia do Porto. Atualmente responsável do departamento de infraestruturas da OCP Portugal (multinacional Alemã de distribuição farmacêutica). Outras experiências profissionais: Responsável de Operações de uma unidade de triagem e tratamento de Resíduos Hospitalares do SUCH (Serviço de Utilização Comum dos Hospitais), projetista de instalações elétricas / ITED, Docente e Formador das áreas cientificas da energia e Informática.

Instituto Superior de Engenharia do Porto

DEE
Departamento de Engenharia Electrotécnica