

## Capítulo XI

# Smart grids e veículos elétricos – experiências em Portugal

Por Nuno Silva\*

O aumento do nível de introdução de Geração Distribuída (GD) de fontes renováveis e de unidades de microgeração está fazendo as redes de distribuição operarem perto do seu limite e de uma forma não otimizada. O paradigma das smart grids enfrenta estes desafios pela implementação de medidores inteligentes, IEDs, infraestruturas de comunicação e novas funções nunca antes aplicadas de forma tão abrangente: desde SCADA/DMS a subestações de distribuição secundárias (MT/BT) e medidores inteligentes. Este artigo explica detalhadamente a arquitetura técnica adequada, os principais componentes e serviços desenvolvidos para uma rede de distribuição inteiramente ativa. É também apresentada uma visão real da implementação prática de projetos de smart grids em Portugal – o InovGrid e o Mobi.E.

### Contextualização

O crescimento previsto da GD terá um efeito significativo na operação e controle do sistema de distribuição atual. Num futuro próximo, as smart grids abrirão caminho para uma rede elétrica menos passiva, tornando-se mais ativa e eficiente.

Para que a GD seja usada de forma eficiente e segura, novos algoritmos inteligentes serão essenciais, assegurando uma interface adequada entre a GD e o sistema de energia elétrica.

Mais que um grande desafio técnico, é também uma excelente oportunidade para evoluir no conceito de smart grid, integrando a nova telecontagem inteligente com os processos comerciais e, simultaneamente, abrindo caminho para uma operação flexível a todos os níveis de distribuição, aumentando a eficiência e a qualidade do serviço, adiando investimentos para reforço da rede, enquanto se diminui o investimento e os custos de operação.

### O paradigma das smart grids

A contagem inteligente é o instrumento principal na implementação de uma infraestrutura que apoiará a

gestão comercial e técnica do sistema de energia elétrica do futuro, com grande potencial para alargar as vantagens do seu uso até ao nível de inteligência do sistema central, ajudando a gerir a integração de grandes quantidades de geração renovável.

As técnicas de contagem têm evoluído na sua sofisticação tecnológica, desde AMR (Automated Meter Reading) até AMI (Advanced Metering Infrastructure), introduzindo o conceito de telecontagem inteligente. Entre os anos de 1990 e o início do século XXI, introduziu-se a leitura remota da contagem como resposta natural às exigências de informação para operação do mercado liberalizado. Contadores eletrônicos e comunicações PSTN e GSM foram instalados em grandes clientes.

Como consequência da introdução de medidores eletrônicos no segmento da baixa tensão e a necessidade de adaptar novos mecanismos capazes de promover a eficiência energética do utilizador final, novas soluções foram desenvolvidas e estão atualmente sendo implementadas por diversas distribuidoras, permitindo um novo conjunto de operações contratuais remotas, gestão da demanda e, acima de tudo, uma abordagem focada no consumidor. Uma vez que uma nova infraestrutura de telecomunicações e um conjunto de novos dispositivos inteligentes serão instalados ao nível MT e BT da rede, é altura de tornar real esta mudança de paradigma.

A nova infraestrutura deve ser capaz de gerir funções técnicas, comerciais e serviços avançados, integrar a crescente introdução de unidades de microgeração e geração distribuída com todas as funcionalidades de controle associadas. Simultaneamente, deve aumentar a disponibilidade da informação em todas as camadas da rede.

Os investimentos em smart grid estão incentivando ainda novas tecnologias, soluções, empresas e interações de mercado. Estes investimentos anunciam possibilidades para as distribuidoras de:

- interagir com clientes;

- equilibrar a geração, consumo e perdas em tempo real;
- facilitar a implementação de diversas formas de geração distribuída;
- reformular a duração das curvas de carga bem como a atenuação da volatilidade da carga e dos preços;
- auxiliar na contenção de custos de operação dos sistemas de distribuição à medida que aumentam as exigências do sistema;
- implementar capacidade de detecção e isolamento de falhas e reconfiguração automática (self-healing), esquemas de proteção por área e funcionamento em ilha (modo isolado);
- permitir a gestão de ativos e sensorização on-line de equipamento;
- gerir ativamente a procura e os preços de energia dinâmicos.

Este artigo descreve a arquitetura técnica, os componentes principais e os serviços de apoio que estão sendo desenvolvidos para a implantação de uma rede de distribuição inteiramente ativa.

### **Projeto InovGrid**

Para o desenvolvimento deste projeto, foi criado um consórcio liderado pela EDP Distribuição e incorporando empresas de contagem (Janz), de gestão de sistemas de energia, automação e comunicações (EFACEC), de sistemas de TI (Edinfor/Logica), bem como uma instituição de pesquisa científica (INESC Porto).

### **Arquitetura técnica**

A arquitetura técnica adotada é baseada em uma estrutura hierárquica de vários níveis, capaz de lidar com informação comercial e técnica tanto de uma forma independente como integrada, cujos componentes estão representados na Figura 2.

Estão previstas três camadas nesta arquitetura:

1. Produtor / consumidor, com energy boxes (EB) dotadas de funções de medição e ferramentas de gestão de energia doméstica e de controle de microgeração;
2. Posto de transformação MT/BT com dispositivos concentradores

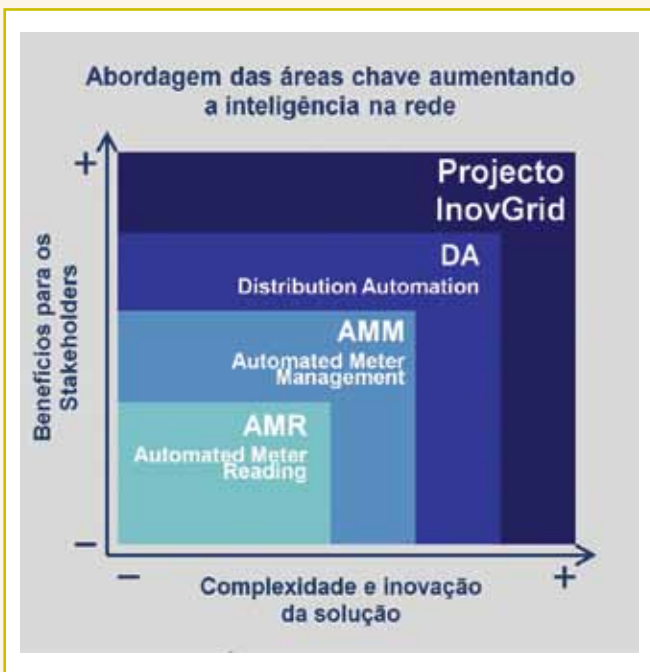


Figura 1 – Âmbito do projeto InovGrid.

de informação (Distribution Transformer Controller - DTC) responsáveis por gerir as EBs no nível abaixo. O transformador e os ativos do posto de transformação são monitorizados e controlados e, quando aplicável, o funcionamento é automatizado;

3. Nível de gestão e controle central, agregando competências de gestão comercial e gestão de energia, controlando a operação da rede e a qualidade de serviço.

**Arquitetura técnica do projeto InovGrid**

À medida que a complexidade do sistema aumenta e

vários agentes produzem energia, o tradicional sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) torna-se inadequado para gerir e otimizar todas as combinações possíveis de produção/consumo de energia. As cargas tornam-se mais receptivas a pedido dos operadores de sistema e o seu controle deverá ser corretamente representado.

As unidades de GD ligadas à rede MT, microgeração em BT e cargas ativas terão um grande impacto na automação da distribuição pelo aumento do número de dispositivos e pela inteligência de equipamentos de controle e Unidades Remotas Terminais (Remote Terminal Units - RTU).

O sistema SCADA/DMS, em conjunto com outros sistemas, deve atuar como um só, mas abrangendo toda a rede, desde a geração até o cliente. As funções de controle e automação deixam de ser limitadas aos centros de comando.

A implementação em larga escala de comunicações e automatismos está transformando a rede de distribuição passiva em uma smart grid ativa, em que todas as manobras podem ser monitorizadas e operadas à distância. Os DTC e as RTU com controles “inteligentes” incorporados serão necessários para permitir uma operação ótima da rede local baseada em parâmetros atualizados constantemente.

O sistema deve ser encarado como um todo, dispondo de todos os componentes interligados através de uma extensa rede de comunicação de dados bidireccional. Assim, clientes, recursos distribuídos e dispositivos no terreno estão conectados entre si e conectados aos sistemas corporativos.

Os medidores inteligentes instalados no consumidor/ produtor (Energy Box – EB) permitem um registro exato dos perfis de carga/geração em tempo real, traduzindo-se

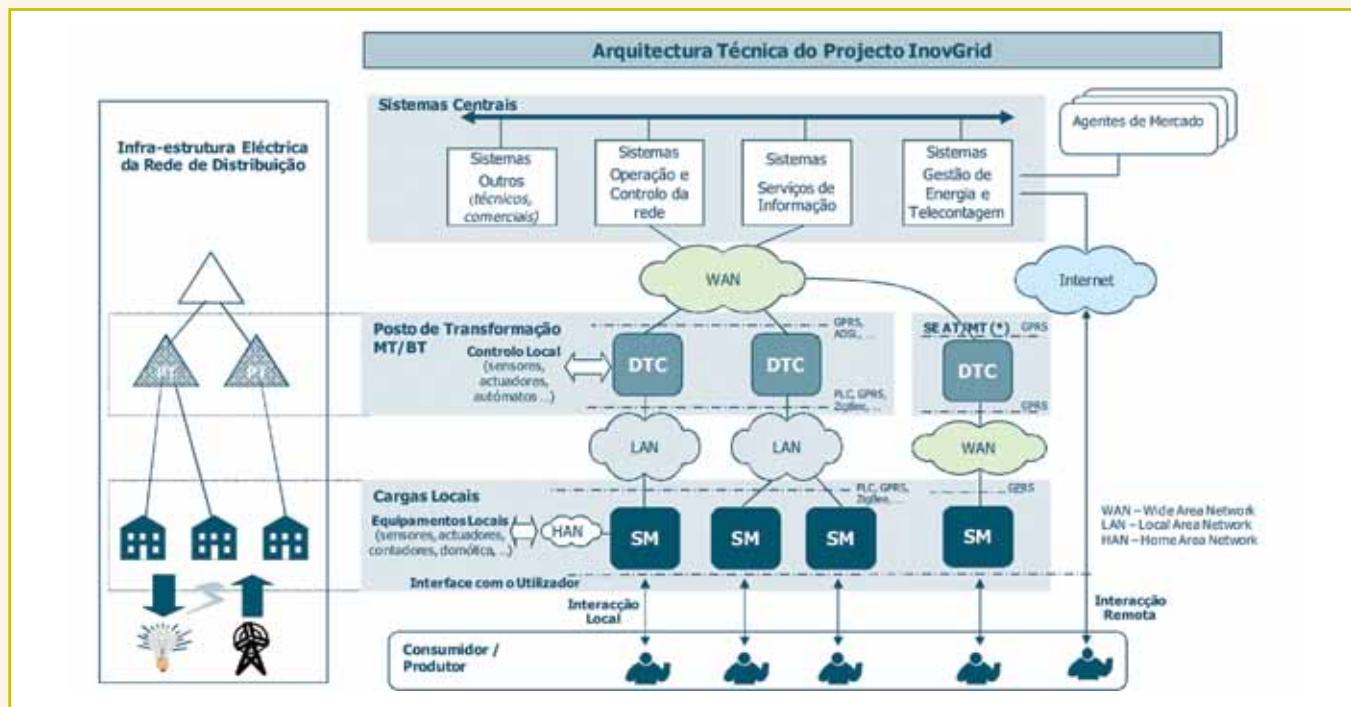


Figura 2 – Arquitetura técnica do projeto InovGrid.

numa redução de custos de faturamento, detecção de fraudes e promove oportunidades de balanço energético. O cliente pode então gerir ativamente o seu comportamento energético e controlar a microgeração, permitindo a implementação de serviços de terceiras partes.

No Posto de Transformação MT/BT, os DTC agrupam os contadores a ele ligados, geram a iluminação pública, monitoram componentes locais e automatizam a sua operação. O DTC permite a operação da rede local de forma otimizada, baseada em parâmetros constantemente atualizados, otimizando os fluxos de energia, topologia de rede e permitindo o uso de algoritmos de reconfiguração automática de rede em colaboração com a automação da subestação primária. Tais controles necessitam de comunicação com a distribuidora para fornecer a informação necessária para operar a rede de forma otimizada. Isto resulta em novas estratégias e competências de controle acessíveis aos operadores da rede de distribuição que permitem melhorar a confiabilidade, qualidade de fornecimento e de forma a otimizar a operação de rede integrando a geração distribuída.

A subestação primária AT/MT será complementada com o Smart Substation Controller (SSC) com capacidade para otimizar fluxos de energia, topologia de rede e algoritmos de reconfiguração automática da rede após um defeito, sempre em coordenação com automatismos locais.

O sistema central tem capacidades de gestão de energia e gestão comercial, enquanto processa com precisão os dados de faturamento dos perfis de carga. O sistema fornece também uma visão global de todos os dispositivos que operam na rede de distribuição.

A ligação entre os componentes SCADA, as aplicações de Energy Data Management (EDM) e outros sistemas corporativos é

feita em todos os níveis, desde o centro de comando até níveis mais baixos. Efetivamente, o sistema SCADA fará a gestão de um conjunto de sub-redes semiautônomas e inteligentes. O resultado é uma gestão otimizada da rede, o que aumenta a confiabilidade e a qualidade de fornecimento, criando oportunidades para gestão ativa de cargas (Demand Side Management - DSM).

A gestão central, os dados energéticos e os sistemas SCADA/DMS garantirão os comandos de despacho e a recolha de dados – medidas, notificações e alarmes de dispositivos, monitoramento da rede e detecção de potenciais fraudes, etc. Subsequentemente, a integração com aplicações novas ou já existentes de Meter Data Management (MDM) e EDM possibilitarão a melhoria dos serviços para a atividade de mercado, balanço energético para caracterização de perdas de rede, operação otimizada da rede e estratégias de reconfiguração automática, sistema de gestão de incidentes, gestão e planificação de GD, proteção e coordenação, detecção e análise de defeitos, estabilidade do sistema, estratégias de manutenção otimizadas para que os custos operacionais sejam minimizados e a confiabilidade e a estabilidade do sistema sejam aumentadas.

O conceito de DTC (Figura 3) representa um papel importante na gestão da rede elétrica que serve os consumidores finais, nomeadamente, aqueles que são abastecidos pela rede BT. Gere também os microprodutores independentes, que, em conjunto com os consumidores, constituem o que conhecemos como “Prosumers”. Estes são os novos agentes proativos que desempenham simultaneamente o papel de consumidor e microprodutor independente.

Este módulo inteligente, que será instalado em postos de transformação MT/BT, supervisiona e controla o equipamento local, recolhendo dados metrológicos provenientes de

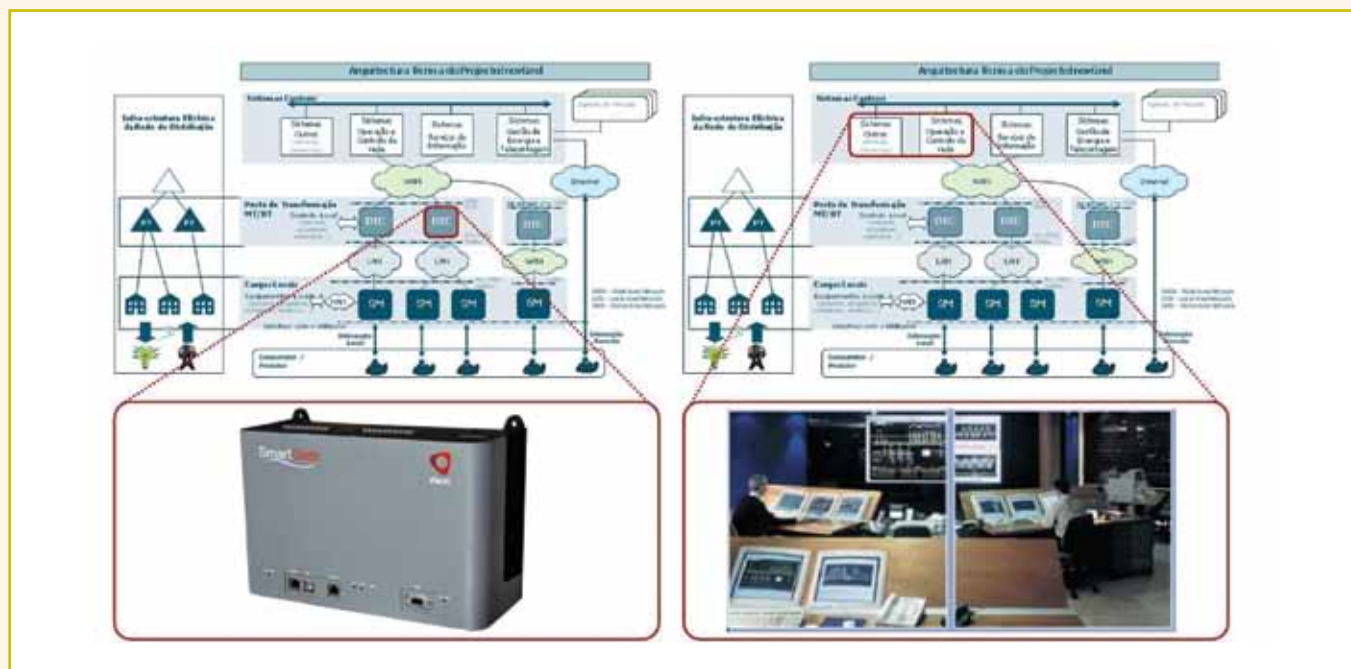


Figura 3 – Dispositivos concentradores de informação (Distribution Transformer Controller - DTC) e SCADA/DMS.

medidores inteligentes da rede BT pertencente àquele posto de transformação em particular.

O DTC é dotado de tecnologia DSP (Digital Signal Processor) e provê suporte a funções específicas, como detecção de defeitos e análise de qualidade da energia. Em postos de transformação, o DTC agrupa os medidores ligados, gere a iluminação pública e pode monitorizar e controlar componentes locais. Será responsável pela recolha de informação proveniente de dispositivos de Prosumers e pelo processamento de alguns desses dados para posteriormente enviá-los para os sistemas centrais. Receberá ainda informação proveniente dos sistemas centrais que irá distribuir pelos Prosumers. A topologia de rede local é controlada localmente, incluindo algoritmos de reconfiguração automática. Estas funções independentes precisarão se comunicar com o centro de controle para fornecer a informação necessária para manobrar eficazmente a rede, oferecendo novas capacidades de controle ao operador da rede que melhoram a confiabilidade, a qualidade de serviço e a operação da rede, enquanto a geração distribuída é suportada.

O DTC gere dinamicamente os sistemas de comunicação bidirecionais com os respectivos medidores inteligentes, sendo capaz de os detectar, reconhecer e integrar na base de dados interna. A inclusão destes contadores inteligentes, assim como a entrada de dados de contagem é reportada para os sistemas centrais.

Sendo uma solução flexível, capaz de gerir diversas entradas de dados para várias aplicações, o DTC permite ao sistema

identificar, ao nível do transformador de distribuição MT/BT, as variações de carga, a produção independente e os recursos energéticos disponíveis na rede. Além disso, o DTC envia os dados para os sistemas à montante, tanto para o centro de comando da rede de distribuição, como para o sistema de informação corporativo das distribuidoras e ainda para o SSC. Para além deste ponto de vista, o DTC também oferece mecanismos de interface, não só de alarmes e de contagem, mas também de valores de tensão, corrente, potência e fatores de potência. Executa também controles remotos vindos do centro de comando ou do sistema de informação, assim como controles locais, se aplicável, em disjuntores e interruptores MT ou BT.

É capaz de controlar a iluminação pública, executando comandos previamente programados e recebidos do centro de comando da rede. Além disso, é capaz de desempenhar funções de medição da iluminação pública. A elevada capacidade de processamento permite que sejam implementados algoritmos para a gestão de micro grids.

Correspondente ao controlador central da micro grid a ser implementada em postos de transformação MT/BT, o DTC será responsável pela sua gestão, incluindo o controle de unidades de microgeração e cargas sensíveis, além da gestão de sistemas de armazenamento.

O DTC detecta ainda defeitos à montante na rede MT, gere um conjunto de alarmes relacionados ao ambiente interno de



operação, nomeadamente, aqueles relacionados com o estado do equipamento, temperatura ambiente, temperatura do óleo do transformador, intrusão, entre outros.

### **Vantagens do InovGrid**

O projeto InovGrid traz diversas vantagens para os intervenientes relacionados com o sistema elétrico:

1. o consumidor/produtor irá beneficiar de uma gestão mais eficiente da rede, permitindo um aumento na produção de energia elétrica por meio de sistemas de microgeração. Além disso, o InovGrid permite o desenvolvimento de novos serviços, sistemas tarifários e planos de preços inovadores, fomentando a competitividade nos mercados elétricos. A redução de custos associada ao fim de operações manuais de recolha de dados de medição, a redução de fraudes e a facilidade em executar alterações contratuais representam outras vantagens para os consumidores;
2. as empresas de comercialização serão igualmente capazes de diversificar o seu portfólio de serviços e desenvolver novos sistemas tarifários. Estas empresas também se beneficiarão com as reduções de custo associadas às tarefas de medição e implementação mais fácil de mudanças contratuais;
3. a entidade reguladora do sistema elétrico pode usar mecanismos que reforçam a liberalização do sistema elétrico e terá acesso a mais informação relacionada a condições operacionais da rede;
4. o Operador do Sistema de Distribuição irá melhorar a eficiência operacional (reduzindo o OPEX), a confiabilidade da rede e irá otimizar as decisões sobre investimentos, reduzindo custos operacionais e perdas de energia. As atividades operacionais e de planeamento irão se beneficiar da melhoria da informação sobre parâmetros operacionais, melhorando a estimativa de perdas técnicas e não-técnicas, e a velocidade em detectar defeitos e reconfigurar a rede;
5. a economia nacional ganhará com maior eficiência energética, como resultado de incentivos adequados à conservação de energia e ao desenvolvimento de soluções de geração endógena. Será também beneficiada com um esforço de P&D levado a cabo pelo projeto desenvolvido.

### **Projeto Mobi.E**

Uma componente vital da mobilidade elétrica consiste na forma de como os veículos elétricos se integrarão nas redes elétricas. Considerando o modo de como elas estão evoluindo rumo ao conceito de smart grid, esta integração ganha complexidade, mas abre igualmente um leque de possibilidades para que os veículos elétricos tenham uma integração com impacto reduzido na rede, ao contrário do que aconteceria caso houvesse uma penetração significativa de veículos elétricos sem uma gestão adequada dos processos de carregamento.

A atual rede elétrica não foi desenhada para suportar injeções de potência de geração distribuída. A smart grid permite fornecer

eletricidade aos consumidores usando tecnologia bidirecional para controlar cargas nas casas dos consumidores, para uma utilização energética mais eficiente, reduzindo os custos e aumentando a fiabilidade do sistema.

No paradigma convencional, um veículo elétrico (VE) apenas representaria uma carga adicional. Contudo, inserido numa smart grid, um veículo elétrico representa uma carga altamente controlável, uma vez que tem um valor elevado de capacidade e disponibilidade, estando ligado à rede por períodos de tempo longos, em que o consumidor não estará usando o seu veículo. Um VE pode ainda representar um dispositivo de armazenamento de energia que, juntamente com as tecnologias disponibilizadas por uma smart grid, possibilitará que o proprietário do VE carregue a bateria quando o preço da eletricidade é baixo (horas de vazio) e que venda o excesso de energia armazenada quando o preço está no seu pico. Isto se traduzirá em benefícios para o distribuidor de energia bem como para os consumidores. É exatamente esta interação que está na base do conceito “Vehicle-to-Grid” (V2G).

Num cenário com uma penetração significativa de veículos elétricos, uma gestão eficiente do carregamento dos veículos permite adequar o diagrama de consumo de energia elétrica, reduzindo os picos através de um planeamento dos períodos de carregamento no tempo e utilização de forma efetiva de acordo com a disponibilidade crescente das fontes de energia renováveis. Além da melhoria da eficiência energética em termos absolutos, os VEs podem, inclusive, contribuir para a estabilidade e melhoria da qualidade de abastecimento da rede elétrica através de funcionalidades Vehicle-to-Grid (V2G).

Em Junho de 2009, o Governo Português anunciou o projeto MOBI.E, cujo principal objetivo era a instalação de uma rede de mobilidade elétrica em escala nacional. Este projeto foi um marco na nova era energética do mundo à medida que promove um modelo de mobilidade verdadeiramente integrado e baseado nas energias renováveis.

Esta mudança no paradigma cria novas oportunidades económicas e tecnológicas para a indústria, enquanto promove simultaneamente qualidade de vida para as cidades e seus habitantes.

Esta iniciativa assenta num consórcio formado por diversas empresas com a diversidade de know-how adequada: EFACEC, EDP Inovação, Intelli, Novabase, Critical Software e CEIIA (Centro para a Excelência e Inovação na Indústria Automóvel).

O projeto visou implementar a primeira fase do sistema de mobilidade elétrica no país. Assim, permitiu-se desenvolver uma abordagem estruturada à implementação da mobilidade elétrica em Portugal, através de um conceito de sistema de carregamento que antecipa as principais tendências que se começam a consolidar ao nível dos principais países. O modelo Mobi.E é um modelo inovador, focado no utilizador, totalmente integrado e interoperável, e uma ambição de implementar uma rede à escala nacional com estes requisitos, que permita a qualquer consumidor utilizar qualquer veículo e carregá-lo em qualquer

ponto do território, em qualquer operador.

A instalação do projeto piloto do Mobi.E foi concluída em 2011, abrangendo 25 municípios e as principais autoestradas e eixos rodoviários: Almada, Aveiro, Braga, Bragança, Beja, Cascais, Castelo Branco, Coimbra, Évora, Faro, Guarda, Guimarães, Leiria, Lisboa, Loures, Portalegre, Porto, Santarém, Setúbal, Sintra, Viana do Castelo, Vila Nova de Gaia, Torres Vedras, Vila Real e Viseu. Foram instalados postos de carregamento lento (6 a 8 horas), principalmente no período noturno e postos de carregamento rápido (20 a 30 minutos), principalmente durante o período diurno (Figura 4).

A expectativa é que a maior parte da produção necessária para alimentar a infraestrutura de carregamento seja proveniente de fontes renováveis.

### **Vantagens do Mobi.E**

Com um sistema de distribuição de energia moderno, é possível instalar uma rede de pontos de carregamento e estabelecer interfaces entre o VE e a rede elétrica.

O uso “inteligente” de VEs, integrado na operação da rede, permite um melhor dimensionamento dos sistemas de produção e uma melhor integração das energias renováveis. Para tal, deverão se criados incentivos para focar o carregamento durante o período noturno. Idealmente, estes veículos devem ser recarregados durante períodos de vazio de carga e com tarifas mais vantajosas, ajudando na absorção do excesso de geração de renováveis no período noturno. Neste caso, os VEs funcionam como sistemas de armazenamento.

Usando o excesso de carga da bateria, pode ser injetada energia na rede durante períodos de pico de carga. Neste caso, os VEs podem funcionar como um sistema de geração fornecendo serviços auxiliares (V2G)1.

Os serviços potenciados por este conceito são vários:

- “Peak shaving”, em que VEs ajudam a rede durante os períodos de pico;
- Potência de reserva para a residência em situações de rede congestionada;



**Figura 4 – Posto de carregamento para VE: carregamento normal (esquerda) e rápido (direita)**

- Carregamento inteligente em que os VEs deixam a rede decidir quando devem carregar de acordo com o período em que estão parados, mas ligados à rede (tipicamente durante a noite);
- Reservas primárias para isolamento de redes funcionando em ilha ou operação de emergência para auxílio quando as redes estão interconectadas;
- Reservas secundárias funcionando em conjunto com as unidades de AGC (Automatic Generation Control).

A gestão do carregamento ou injeção deve respeitar as limitações físicas impostas pela constituição química das baterias de forma a evitar a sua degradação prematura, uma vez que o objetivo primordial é a mobilidade elétrica.

Para que o conceito apresentado seja desenvolvido é necessário considerar os seguintes elementos: interface inteligente de ligação à rede elétrica; comunicação com o operador de rede tendo em vista o intercâmbio de sinais de monitoramento e controle, sistemas de medição do consumo e fornecimento de eletricidade. É exatamente este o ponto de ligação entre o projeto anteriormente apresentado, o InovGrid e o projecto Mobi.E.

Com a inclusão de todas estas novas variáveis, novos desafios na operação da rede emergem:

- Abordagem tradicional inadequada no planeamento da rede baseada num modelo de geração verticalmente integrado;
- Gestão e integração de geração intermitente e dispersa;
- Trânsito de potências bidirecional;
- Garantia do balanceamento energético e confiabilidade do sistema;
- Papel ativo do cliente (gestão ativa de cargas e microgeração);
- Controle coordenado de tensão e de energia reativa;
- Gestão de cargas com respostas e ações automatizadas;
- Transferência de cargas;
- Automação distribuída e algoritmos de self-healing.

### **Conclusão**

As futuras redes de distribuição requerem novos processos de planeamento, levando em conta as novas e descentralizadas arquiteturas de rede, capazes de incorporar todos estes novos elementos, incluindo a necessidade de novas ferramentas de desenho e planeamento baseadas em heurísticas, abordagens probabilísticas, análises multicenário, uma maior flexibilidade na definição de estado normal de operação da rede, entre outras.

Complementarmente, devem ser desenvolvidas novas tecnologias para tornar a rede ativa, permitindo a implementação massiva e correspondente controle da geração distribuída industrial e doméstica em conjunto com a participação na gestão da procura. As ferramentas servem para estabelecer a interface com o mercado da energia, assim como para gerir e otimizar a operação da rede, mantendo a sua estabilidade.

A interoperabilidade dos sistemas, a gestão e a integração da informação constam dos requisitos-chave para se usufruir

das vantagens das redes ativas. Automação e manobras para reconfiguração da rede requerem informação precisa e oportuna e orquestração e sincronização da informação usada por vários elementos da utility.

A estratégia das smart grid spassa pela integração, em todos os níveis, destas ilhas de informação de forma a melhorar o fluxo de dados e o método de trabalho. Somente assim o operador da rede poderá prever e controlar as redes inteligentes.

Nada disso muda o requisito básico do sistema de distribuição: dar aos clientes a energia que precisam, quando precisam, ao mais baixo custo, mantendo as condições de operação do sistema dentro dos parâmetros regulamentares de forma que falhas imprevisíveis não interrompam desnecessariamente o fornecimento de energia. A mudança está na forma como isso será efetuado, considerando uma ênfase à redução do impacto ambiental, uma vez que a integração de fontes de energia renovável em larga escala é um objetivo a atingir.

### Referências

- N. Silva, G. Strbac, 2008, "Optimal design policy and strategic investment in distribution networks with distributed generation", CIREN 2009, Prague, Czech Republic.
- A. G. Madureira, J. A. Peças Lopes, 2007, "Voltage and Reactive Power Control in MV Networks integrating MicroGrids", Proceedings International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPC'07), EA4EPQ

- P. Djapic, C. Ramsay, D. Pudjianto, G. Strbac, J. Mutale, N. Jenkins, R. Allan, 2007, "Taking an active approach", IEEE Power and Energy Magazine, vol. 5, issue 4, 68-77
- R. C. Sonderegger, 2001, "Distributed Generation Architecture and Control", Department of Energy, RAND, 292-301
- J. Jimeno, L. Laresgoiti, J. Oyarzabal, B. Stene, R. Bacher, 2003, "Architectural Framework for the Integration of Distributed Resources", IEEE Bologna PowerTech Conference, 292-301
- A. Madureira, J. P. Lopes, A. Carrapatoso, N. Silva, 2009, "The new role of substations in distribution network management", CIREN - 19th International Conference on Electricity Distribution, Prague, Czech Republic, Paper 863.
- J. Santos, A. Almeida, 2005, "Concepts For SCADA Systems Planning In A Changing Competitive Environment", CIREN - 18th International Conference on Electricity Distribution, Turin, Italy, Paper 352.
- N. Melo, R. Prata, R. Gonçalves, F. Mira, 2008, "Microgeneration In Portugal – EDP experience and future perspectives", CIREN 2009, Prague, Czech Republic.
- N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, G. Strbac, 2000, "Embedded Generation", London, IET Power and Energy Series 31, London, United Kingdom.

---

\* NUNO SILVA é engenheiro eletrotécnico, pós-graduado pela Universidade do Porto, Portugal, e doutor em engenharia eletrônica pelo Imperial College London. Atualmente, é responsável pela visão e arquitetura de smart grids da Unidade de Automação da Efacec.

**Continua na próxima edição**  
**Confira todos os artigos deste fascículo em [www.osetoreletrico.com.br](http://www.osetoreletrico.com.br)**  
**Dúvidas, sugestões e comentários podem ser encaminhados para o**  
**e-mail [redacao@atitudeeditorial.com.br](mailto:redacao@atitudeeditorial.com.br)**