

Utilização de Dispositivos de Armazenamento de Energia em Apoio ao Funcionamento de Redes Isoladas

2 Objectivos

by LUÍS LOURENÇO

Abstract

Este texto que se segue é um excerto resumido da dissertação realizada por Luís Miguel Carvalho Lourenço, no âmbito do curso de Mestrado em Engenharia Electrotécnica, Energia e Automação, concluído na Escola Superior de Tecnologia e Gestão do Instituto Politécnico de Leiria. Tem como título, Utilização de Dispositivos de Armazenamento de Energia em Apoio ao Funcionamento de Redes Isoladas.

1 Resumo

Temos assistido nos últimos anos à proliferação da produção distribuída de electricidade, sobretudo, com recurso a fontes de energia renováveis, implicando a natural reestruturação das redes eléctricas existentes, desde a produção até ao consumidor final. As constantes preocupações na garantia da qualidade de serviço e até mesmo em termos ambientais, levam a que a operacionalidade das redes seja cada vez mais eficiente, visando a integração de tecnologias emergentes como é o caso dos sistemas de armazenamento de energia.

A aposta nas energias de origem renovável nomeadamente a solar e a eólica, é uma realidade presente na geração de electricidade, tendo como grande inconveniente o regime de intermitência a que estão sujeitas, não se conseguindo tirar proveitos absolutos de todas as potencialidades que estas fontes proporcionam.

Existem actualmente sistemas de armazenamento de energia que permitem otimizar o comportamento das redes. Na dissertação é feita uma abordagem a alguns desses sistemas, tendo no entanto como objectivo principal, a demonstração das potencialidades de optimização dos sistemas de produção e distribuição de energia eléctrica, com recurso a sistemas de armazenamento de energia, seja em redes isoladas ou interligadas.

Foi efectuado um estudo do comportamento dinâmico de uma rede com diversos cenários de ocorrência de defeitos, com e sem apoio de armazenamento de energia. Para isso foi utilizado o software Power Systems Simulation for Engineering (PSS/E), da Siemens Power Technologies International (PTI Siemens).

O conceito de redes inteligentes ou smart-grids na literatura anglo-saxónica é particularmente abrangente. No entanto, é geralmente considerada a operação em rede isolada de partes da rede como uma funcionalidade importante para melhorar a qualidade de serviço fornecida aos consumidores integrados.

Esta qualidade de serviço, em parte caracterizada pela sua continuidade, pode ser melhorada através da utilização de dispositivos de armazenamento de energia (baterias, flywheels ou, inclusivamente, pequenos sistemas de bombagem de água). O papel de um sistema deste tipo pode, no entanto, ser mais diversificado do que a simples emulação de uma típica unidade de alimentação ininterrupta (UPS) como as utilizadas em equipamentos informáticos.

Neste trabalho foi feito um estudo do comportamento dinâmico de um sistema de distribuição de energia eléctrica, com operação em rede isolada, procurando averiguar a contribuição que se conseguirá retirar dos dispositivos de armazenamento de energia, em termos do comportamento dinâmico da rede e também da qualidade do serviço prestado aos consumidores.

O objectivo seguinte consistiu na implementação de uma rede de distribuição eléctrica com produção distribuída, caracterizada por ter dois tipos de configuração, uma urbana e outra rural, com tipologias em anel e radial, respectivamente, com a tensão nominal de 15 kV. Na origem desta rede de distribuição está uma subestação, abastecida pela rede de transporte ($U_n = 150$ kV) e por diversos tipos de sistemas de geração/mini-geração de energia eléctrica.

Existem actualmente diversos tipos de dispositivos e sistemas de armazenamento de energia, tendo optado por um sistema constituído por baterias, visto que o modelo de implementação dinâmica adoptado tem provas dadas em estudos de investigação muito recentes. No entanto, o estudo efectuado incidiu principalmente no comportamento da frequência da rede ao serem considerados diversos tipos de defeitos que poderão ocorrer nas redes quando interligadas ou em modo isolado.

3 Enquadramento

A estrutura actual das redes eléctricas tem base em quatro níveis, resultantes da estrutura do sistema eléctrico, a geração de energia, o transporte, a distribuição e por fim temos os consumidores finais. Os três primeiros níveis são interdependentes e actualmente o controlo do sistema é centralizado e organizado hierarquicamente ao nível do operador de rede, considerando que qualquer perturbação que ocorra poderá potencialmente resultar num impacto generalizado. Isto dificulta a integração de novos sistemas, pelo facto dos operadores não terem um sistema de controlo global.

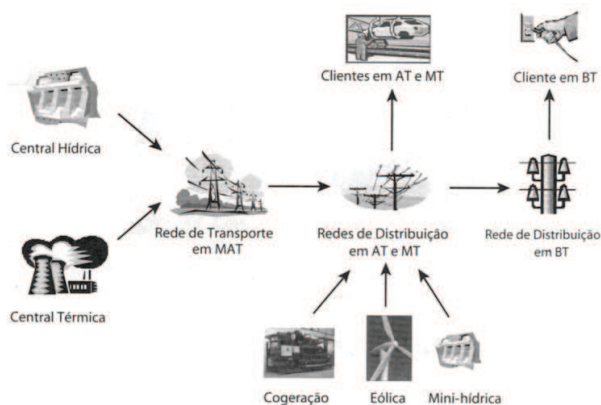


Figura 1 – Representação do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) [6]

As redes de baixa tensão (BT) foram inicialmente configuradas em estruturas de tipo radial pela sua simplicidade funcional, sendo caracterizadas por terem fluxos de energia unidireccionais, ou seja, a energia flui sempre na mesma direcção, desde a produção até ao utilizador final. Os utilizadores finais são na sua maioria clientes passivos, caracterizados por possuir cargas não controláveis e não contribuir para a gestão do sistema.

Esta estrutura, que se manteve relativamente estável durante quase um século, passou por alterações significativas no final do século XX. Essas mudanças foram em parte desencadeadas pela liberalização dos mercados energéticos e pelas crescentes preocupações ambientais, levando à redução de geração de energia com base em combustíveis fósseis.

Estas preocupações, combinadas com os requisitos para segurança do abastecimento, levaram diversas autoridades institucionais a decidir a criação de incentivos regulatórios em favor de energias renováveis e da eficiência energética. O desenvolvimento de centrais de geração com recurso a fontes de energia renovável, nomeadamente a solar e eólica, tem um forte impacto sobre o tradicional funcionamento das redes eléctricas, ao nível da produção, do transporte e da distribuição, sobretudo pelo facto de não serem despacháveis.

Considerando os sistemas de transporte, estes são a espinha dorsal do sistema eléctrico devido ao seu papel no sentido de garantir o equilíbrio entre geração, consumo e a segurança global do sistema. No entanto as empresas concessionárias têm actualmente sistemas de controlo sofisticados e respectivos sistemas de monitorização para garantir a estabilidade do sistema.

O segmento dos utilizadores finais ou consumidores também evoluiu consideravelmente, tendo aqui especial relevância. Os consumidores, que eram do tipo "passivo" e não interagem de forma dinâmica com o sistema eléctrico, são actualmente parte do processo, nomeadamente devido ao desenvolvimento de tecnologias ainda em fase de estudo.

Surge então o conceito das redes inteligentes (smart-grids), existindo a possibilidade de comunicação bidireccional entre produtor, fornecedor e consumidor. A integração de produção distribuída é também uma realidade, tendo de existir naturalmente um sistema de controlo hierarquizado de forma a coordenar devidamente o sistema. No entanto, as redes inteligentes consistem em estruturas mais complexas conforme documentado em [25], na figura 2 está representada de forma generalizada a estrutura de uma rede inteligente.

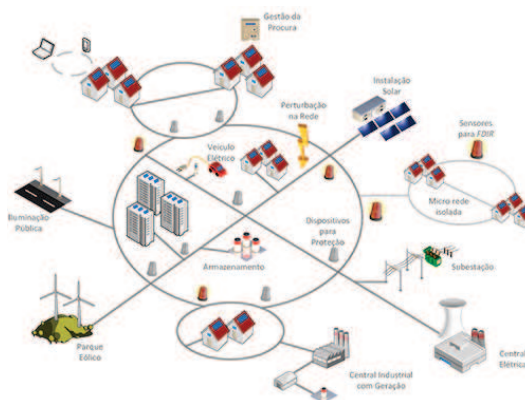


Figura 2 – Estrutura de uma rede inteligente [26]

Os sistemas de armazenamento de energia têm aqui um papel fundamental na gestão da energia eléctrica excedente. Com estes sistemas o consumidor/produtor poderá armazenar a energia que não consome ou que não fornece à rede, sendo esta uma vantagem para a eficiência do auto-consumo. Além desta vantagem existem outras no que concerne à garantia da qualidade de serviço e até mesmo à continuidade de serviço.

4 Dispositivos de Armazenamento - Baterias

Como já referido, o sistema de armazenamento de energia aplicado baseou-se nas baterias electroquímicas secundárias (baterias recarregáveis). Estas convertem a energia química contida nos seus materiais activos em energia eléctrica através de um processo de reacção electroquímica.

Existem actualmente diversos tipos de baterias para aplicações em sistemas de energia, são produzidas em vários tamanhos consoante o tipo de aplicações desejadas, sendo as mais comuns actualmente divididas nos seguintes grupos básicos: baterias padrão (chumbo-ácido, Ni-Cd), baterias modernas (Ni-MH, Li-ion, Li-pol), baterias especiais (Ag-Zn, Ni-H₂), as baterias de fluxo (Br₂-Zn, redox vanádio) e pilhas de alta temperatura

(Na-S, Na-cloreto metálico) [18]. Estas baterias constituem um grande grupo de tecnologias que são potencialmente adequadas para uma ampla gama de necessidades do mercado. No entanto, o uso de baterias secundárias envolve alguns problemas técnicos, uma vez que as células possuem uma característica de auto-descarga que ocorre lentamente, sendo este tipo de baterias mais apropriadas para o armazenamento de electricidade em períodos de tempo curtos. Os limitados ciclos de carga-descarga, também se traduzem num inconveniente pela diminuição da capacidade de armazenamento ao longo do tempo.

Existem estudos com provas dadas onde são aplicados estes tipos de sistemas, como é exemplo o caso estudado em [20], razão pela qual foi adoptado um modelo de bateria para o estudo realizado. A figura seguinte demonstra uma subestação com apoio de baterias constituídas por iões de lítio com uma potência instalada de armazenamento de 12 MW.



Figura 3 – Subestação com suporte de armazenamento de energia com baterias de iões de lítio (12MW) [21]

4.1 Bateria de Fluxo Regenerativa

Estas baterias são tecnicamente semelhantes às baterias convencionais, sendo também recarregáveis, diferenciando-se sobretudo pelo armazenamento da energia se efectuar em um ou mais electrólitos líquidos. O electrólito é armazenado em tanques (figura 18), sendo bombeado através da célula electroquímica, onde existe uma membrana de permuta entre o ânodo e o cátodo, a qual converte energia química directamente em electricidade e vice-versa.

A potência é definida pelo tamanho da célula electroquímica enquanto a que a energia depende do tamanho dos tanques. Estas baterias de fluxo podem ser aplicadas para uma vasta gama de aplicações, sendo já possível obter capacidades na ordem das várias dezenas de MW. As baterias de fluxo podem ser classificadas como baterias de fluxo redox ou baterias de fluxo híbridas [21].

4.1.1 BATERIAS DE FLUXO REDOX

As baterias de fluxo redox (RFB), utilizam duas dissoluções electrolíticas líquidas contendo iões metálicos

dissolvidos como massas activas, sendo bombeados para os lados opostos da célula electroquímica (figura 4). Durante a carga e descarga, os iões metálicos permanecem dissolvidos nos electrólitos separados por uma membrana de permuta, a qual permite que os protões passem através dela para a transferência de electrões no processo. Durante esta troca a corrente eléctrica flui através dos eléctrodos [21].

Durante a descarga os eléctrodos são alimentados continuamente pelas massas activas dissolvidas nos electrólitos, as quais são armazenadas nos tanques. A reacção electroquímica pode ser revertida através da aplicação de uma tensão, como acontece com as baterias convencionais, permitindo assim que o sistema possa ser descarregado e repetidamente recarregado.

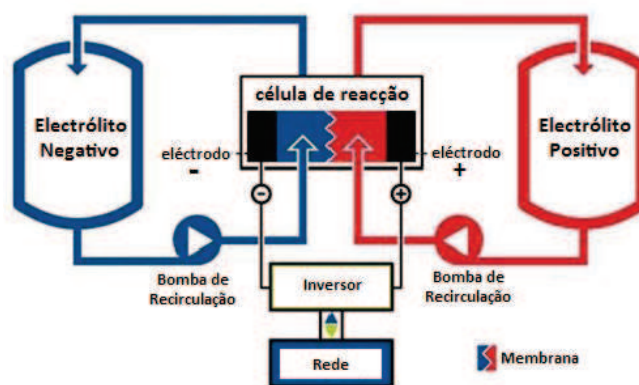


Figura 4 – Esquema de princípio de funcionamento da bateria redox vanádio [22]

Têm como vantagens o facto da capacidade poder ser aumentada simplesmente através do aumento do tamanho dos tanques, adicionando mais electrólito. Podemos ver na figura seguinte uma aplicação desta tecnologia no apoio a uma central fotovoltaica.



Figura 5 – Aplicação de baterias Redox Vanádio numa central fotovoltaica (60 MWh) [23]

Resumindo, o tipo de tecnologia de armazenamento a adoptar é dependente da aplicação pretendida e do local

da sua implementação, na figura seguinte estão representados os vários tipos de tecnologias de armazenamento utilizadas em aplicações de sistemas de energia eléctrica.

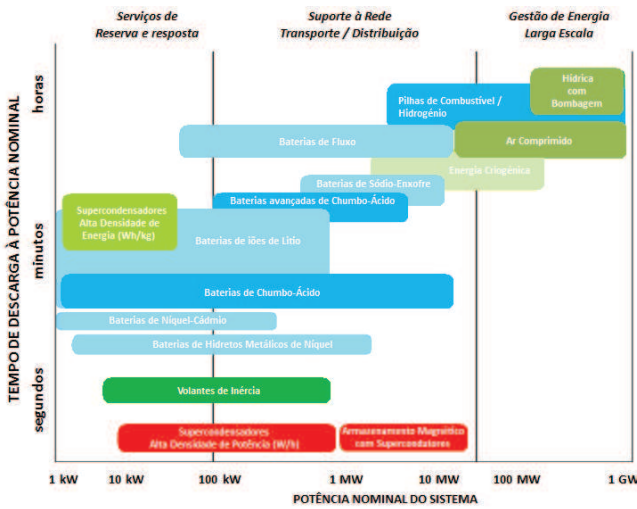


Figura 6 – Campos de aplicação das tecnologias de armazenamento de energia [24]

4.2 Modelo da Bateria

O circuito de controlo da potência activa representado pelo diagrama de blocos da figura 7, permite efectuar a simulação dos limites de potência absorvida e fornecida pela bateria, assim como estabelecer limites da corrente de saída do conversor. O modelo assume que a capacidade da bateria é suficientemente grande para dar resposta a todas as solicitações de energia que ocorrem durante os estudos pretendidos.

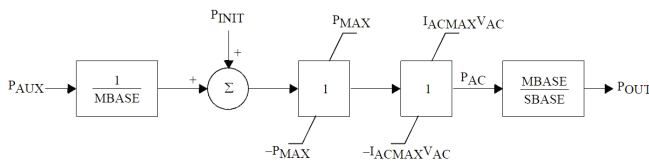


Figura 7 – Circuito de controlo da potência activa no modelo CBEST [30]

Este modelo é utilizado para injectar potência activa na rede e serve também como compensador de potência reactiva. Nesta dissertação foi assumido que o compensador de potência activa tem capacidade suficiente para injectar na rede, sem a necessidade de absorver potência activa, caso não exista indicação contrária.

Para aplicações de controlo de frequência é necessário reforçar o sinal complementar PAUX, manualmente ou com recurso a um modulador auxiliar. Para o contexto desta dissertação, a modulação da potência activa absorvida ou fornecida pela bateria foi realizada com re-

curso a um controlador de sinais complementares designado por PAUX1T, descrito no ponto seguinte, complementado por uma rotina de programação em linguagem Python.

O circuito da potência reactiva é basicamente constituído por um regulador de tensão. A corrente reactiva, ao contrário de tensão interna, é controlada directamente pelo regulador. Os limites de corrente do conversor são impostos pelo integrador (KAVR/s). Estes limites são a contrapartida reactiva dos limites do circuito da potência activa e são dimensionados para dar prioridade à potência activa. Na figura 8 está representado o diagrama de blocos correspondente ao controlo da potência reactiva.

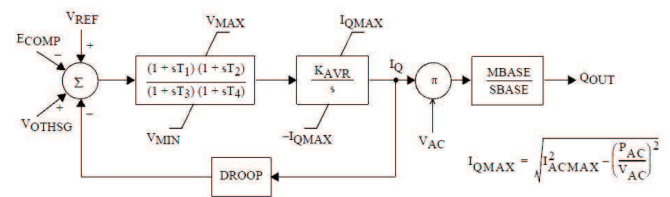


Figura 8 – Circuito de controlo da potência reactiva no modelo CBEST [30]

Este modelo proporciona também um meio aproximado de contabilização da energia disponibilizada à saída (figura 9). Assumindo uma eficiência global de 80%, os valores típicos dos parâmetros de fornecimento (OutEff) e de armazenamento (InpEff) de energia foram ajustados para 1,1 e 0,9, respectivamente.

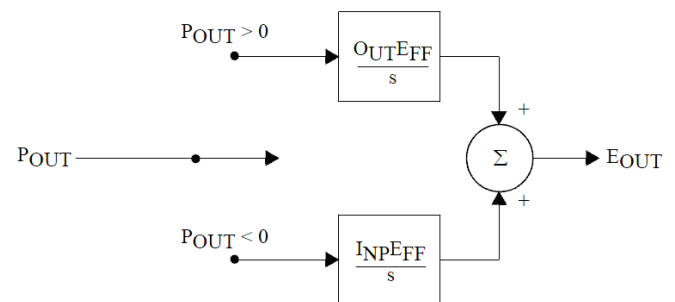


Figura 9 – Diagrama de blocos da eficiência do modelo CBEST [30]

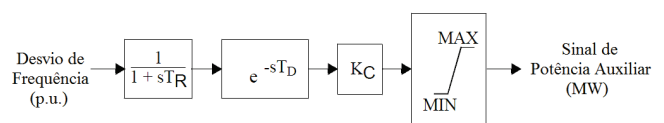


Figura 10 – Diagrama de blocos do modelo PAUX1T [30]

5 Modulador de Potência

Para efectuar a modulação de potência na bateria, foi utilizado o modelador PAUX1T [30], na figura 10 está representado o diagrama de blocos do modelo.

6 Rede Implementada

No esquema seguinte está representada a rede implementada para o estudo realizado.

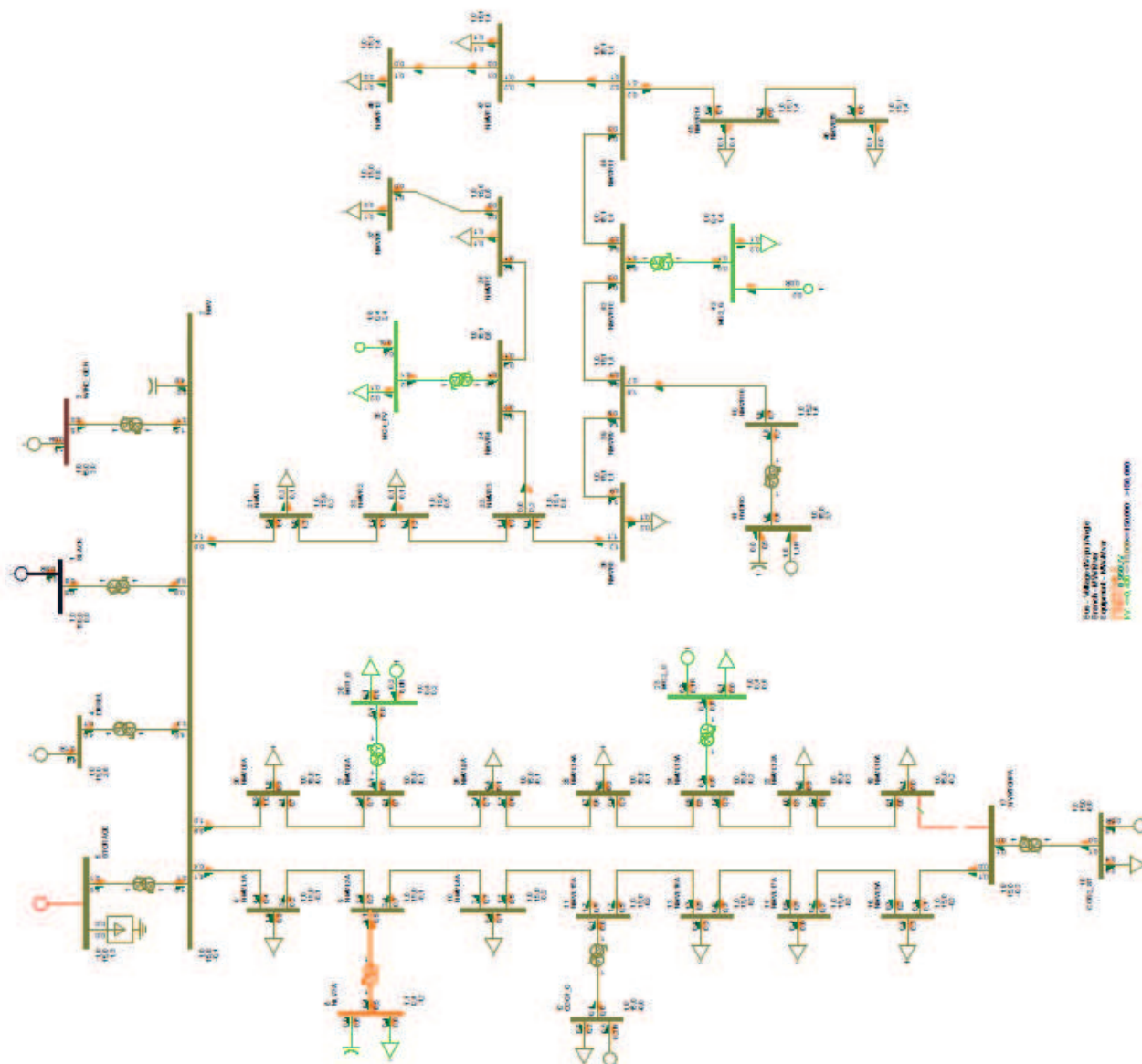


Figura 11 – Esquema geral da rede de estudo

A seguir encontram-se representadas esquematicamente as 3 zonas de rede distintas que fazem parte integrante da rede.

6.1 Subestação

A tensão nominal do barramento da subestação é de 15 kV. Podemos ver no esquema da figura 12 as entradas no barramento da subestação, onde temos a injeção de

potência através de quatro pontos distintos, um parque eólico (WIND_GEN), um grupo gerador diesel (DIESEL), uma central de armazenamento de energia (STORAGE) e um barramento infinito, designado por (SLACK).

6.2 Zona Urbana (Estrutura em Anel)

Conforme já referido, a rede em estudo é constituída por uma zona com estrutura radial e uma outra com estru-

tura em anel. A zona de rede em anel, considerada como uma rede urbana, é estruturada conforme representação no esquema da figura 13.

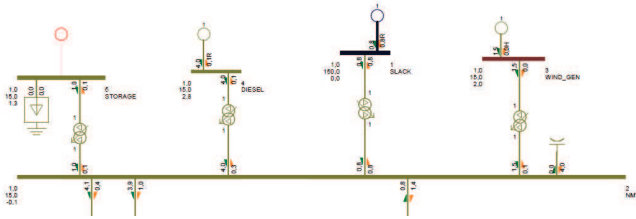


Figura 12 – Pormenor do barramento da subestação

Existem 4 pontos de geração de energia eléctrica nesta zona de rede, assegurada por 2 centrais de cogeração, uma a gás (COG1_G) e outra a vapor (COG2_ST). Além destas centrais, foram também implementadas duas máquinas de pequena potência nominal a gás, consideradas para simulação de mini-geração em 2 micro-redes (BT), localizadas no esquema da figura 13 com a designação MG1_G e MG2_G.

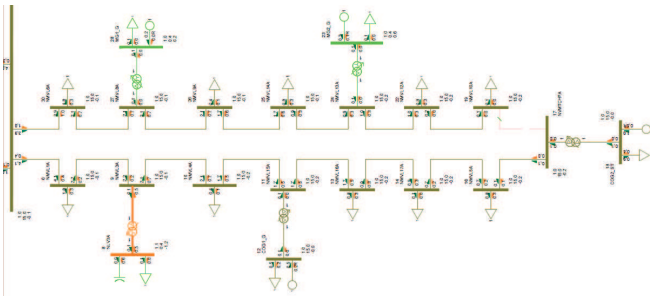


Figura 13 – Pormenor da rede urbana (anel)

6.3 Zona Rural (Estrutura Radial)

A zona de rede rural com estrutura radial é constituída em termos de geração de energia eléctrica, por 1 parque solar (MG4_PV), uma central mini-hídrica (HYDRO) e uma mini-geração a gás (MG3_G). A localização destes centros produtores de energia eléctrica é dada pelo esquema representado na figura 14.

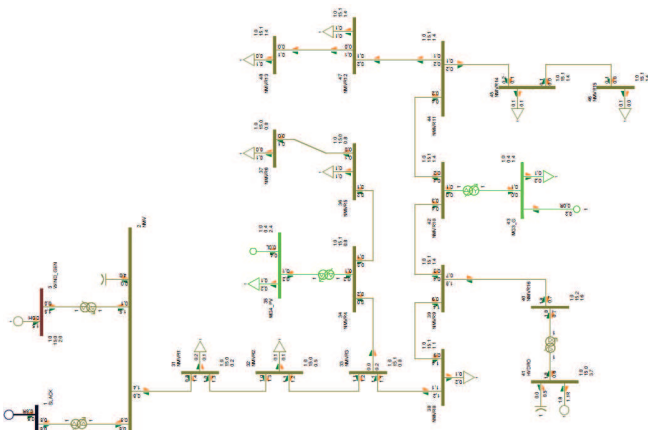


Figura 14 – Pormenor da rede rural (radial)

7 Cenário C5 – Rede Isolada com Saída de Serviço da Mini-Hídrica

A título de exemplo apenas é aqui referido neste artigo um dos cenários estudados. Pretende-se neste cenário C5, fazer o estudo da rede em regime isolado (sem apoio da linha de 150 kV e verificar o seu comportamento dinâmico com a saída de serviço do grupo da mini-hídrica. Para isso foi estipulado que a rede entra em regime isolado aos 5 s. Aos 50 s sai de serviço a mini-hídrica, a qual estava a injectar 1,8 MW na rede, sendo feito o estudo para estas condições com e sem apoio da bateria interligada no barramento da subestação.

Após a saída de serviço da mini-hídrica foram verificados os valores de tensão nos barramentos e como seria de esperar a zona rural onde está inserida a mini-hídrica tinha um défice generalizado dos níveis de tensão obtidos, conforme podemos ver na figura 15. Tal facto deve-se à retirada de serviço da mini-hídrica, equivalendo a retirar cerca de 15,5% (1,8 de 11,5 MW) de produção repentina numa rede isolada.

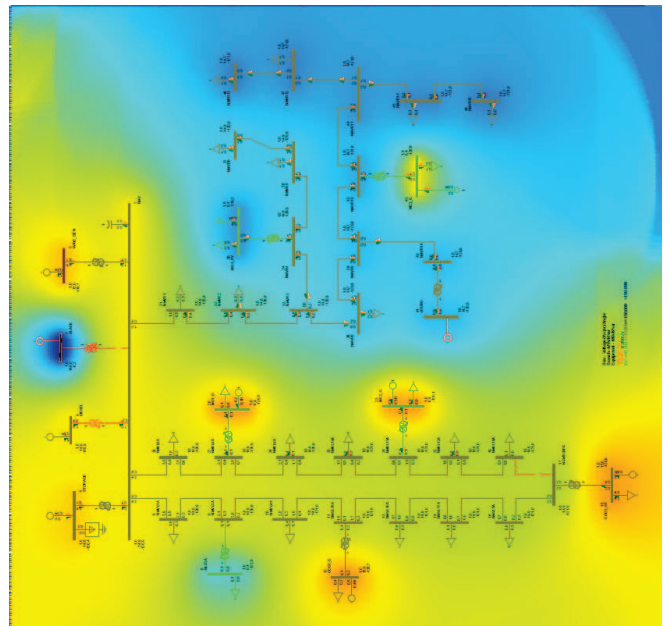


Figura 15 – Diagrama da rede com níveis de tensão (cenário C5)

Como o objectivo principal é a verificação do comportamento dinâmico da frequência, esta também teve uma variação acompanhada de uma oscilação transitória, conforme podemos ver no gráfico da figura 16. Com a entrada da bateria em serviço, é notória a atenuação da oscilação da frequência no momento da saída de serviço da mini-hídrica. Estando nesta situação as máquinas no seu regime máximo de funcionamento, a frequência neste caso não se consegue estabilizar no seu valor nominal pelo facto de não haver mais capacidade de resposta.

No entanto, podemos ver no gráfico da figura 16, que o pico de frequência transitório foi reduzido em cerca de

1% com o apoio da bateria após a perda de produção na rede. Ainda assim, verificou-se também uma melhoria na estabilização do valor da frequência em regime estacionário (sabendo que este tempo é dependente da capacidade da bateria), com uma diferença de apenas cerca de 0,2%, considerando estar dentro dos valores regulamentares [2]. Esta é uma situação não desejável pois no caso de haver uma solicitação da rede, nestas condições existe maior probabilidade de atingir proporções que poderão ser prejudiciais para o normal funcionamento ou até levar à ruptura rede.

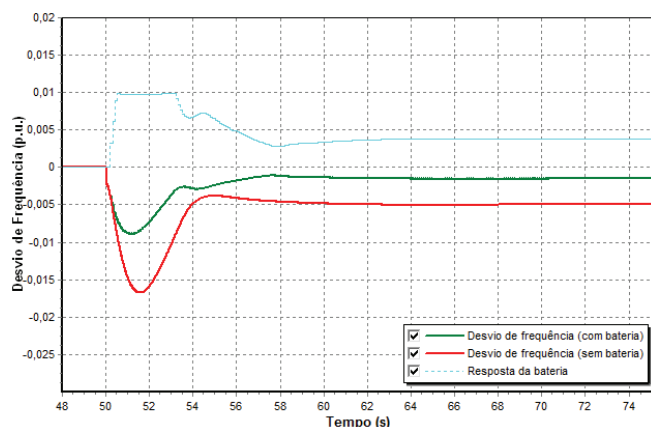


Figura 16 – Resposta da frequência com e sem bateria (cenário C5)

POSSÍVEL SOLUÇÃO

Uma possível solução para este caso, passaria pelo aumento do ganho proporcional do controlo da bateria, uma vez que a referência da modulação é o valor instantâneo da frequência, fazendo com que a bateria debitasse mais potência (no caso de disponibilidade de energia armazenada). Esta possibilidade teria um intervalo de tempo limitado, dependendo da capacidade efectiva da bateria.

Para verificar o comportamento com o aumento de capacidade da bateria, foi efectuado um estudo, assumindo a adição de uma bateria de reserva, de modo a dar resposta em casos transitórios de falhas, tanto na rede como nas centrais de produção. Para perceber o comportamento da frequência no caso da resposta de uma bateria de reserva, podemos analisar o gráfico representado na figura 17.

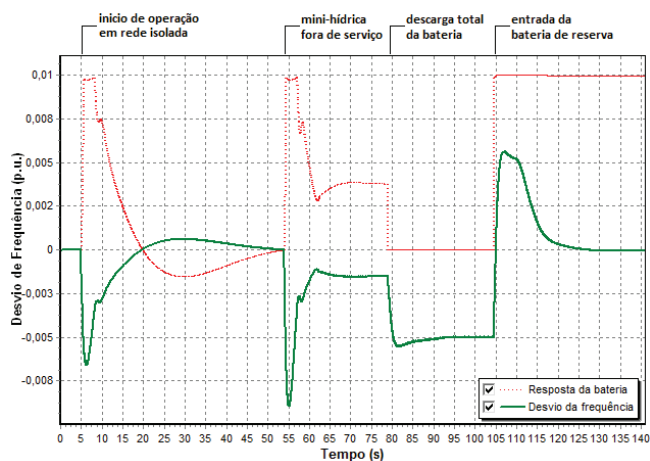


Figura 17 – Desvio de frequência (cenário C5)

O comportamento dinâmico da frequência disposto neste gráfico tem início aos 5 s com a passagem da rede para modo isolado. A partir deste momento a bateria entra em acção com a sua contribuição para a atenuação da oscilação transitória da frequência.

Aos 54 s colocou-se a mini-hídrica fora de serviço e como já foi referido, neste instante a rede tem um comportamento extremo pelo facto das centrais estarem a produzir a 100% da potência nominal, ou seja, no regime máximo, razão pela qual a frequência não consegue alcançar o valor nominal de 1 p.u. (50 Hz), ficando nos 0,15% abaixo desse valor (-0,0015 p.u.).

Aos 78 s a considerou-se a descarga total da bateria ficando em modo de espera para carregar até haver potência disponível na rede para que tal fosse possível. Como seria de esperar, a frequência nesta situação baixou ainda mais ficando 0,5% abaixo do valor nominal, ou seja, a compensação que estaria a ser feita pela injeção de potência fornecida pela bateria deixou de existir.

Aos 104 s estipulou-se a entrada em serviço de uma bateria de reserva (com capacidade de carga limitada a 1 MW) durante um intervalo de tempo infinito (visível até aos 140 s, pelo facto de interessar apenas o estudo transitório). É notória a eficácia da aplicação desta solução pelo facto da frequência estabilizar no seu valor nominal aos 130 s, ou seja passados 26 segundos da entrada em serviço da bateria de reserva.

As baterias assim como qualquer outro sistema de armazenamento de energia eléctrica, têm uma capacidade máxima e limitada de armazenamento. O tempo de descarga depende da potência a fornecer à rede, neste caso apenas era pertinente perceber o comportamento transitório da resposta de ambas as baterias, razão pela qual se ignorou o tempo posterior à entrada em serviço da bateria de reserva. Como exemplo e caso não houvesse reposição imediata da mini-hídrica ou outra fonte de geração, poderia ter que se efectuar um eventual deslastre de cargas na rede, sendo esta uma matéria para estudo futuro.

Para finalizar o estudo foi analisada a evolução da

potência gerada por cada um dos grupos em cada intervalo de tempo estudado. No gráfico da figura 18 é visível que após a saída de serviço da mini-hídrica, as restantes máquinas respondem no seu regime máximo, no período em que a bateria fica em repouso. Verifica-se também o alívio do regime de funcionamento com a entrada da bateria de reserva aos 104 s.

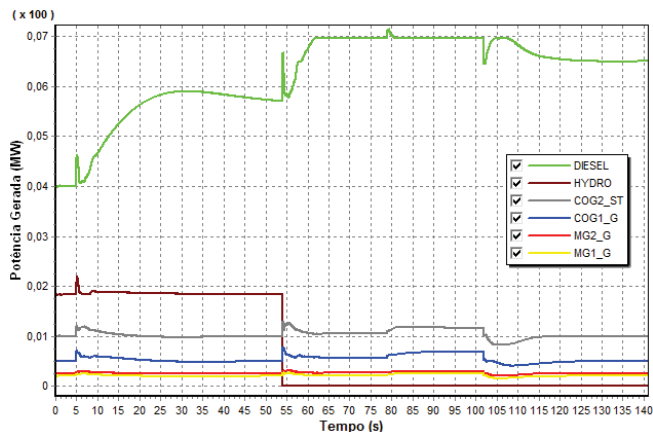


Figura 18 – Potência gerada (cenário C5)

Podemos concluir que o recurso a sistemas de armazenamento de energia nomeadamente às baterias, é uma forma bastante eficiente para estabilizar o regime de funcionamento de uma rede, pela sua versatilidade de controlo. Comprova-se mais uma vez que estes tipos de sistemas são fundamentais para a estabilização da frequência e ao mesmo tempo são óptimas ferramentas de suporte aos défices de potência a que a rede fica sujeita, garantindo a continuidade de serviço.

8 CONCLUSÕES

Os sistemas eléctricos de energia têm vindo a sofrer alterações bastante significativas ao longo dos últimos anos, por consequência do aumento do consumo, da aposta em energias renováveis e da interligação das redes. Tais factos fazem com que a geração de energia eléctrica distribuída e os sistemas de armazenamento, sejam cada vez mais, uma realidade com tendência a aumentar, uma vez que a maior parte da pequena potência distribuída, os recursos energéticos e os sistemas de armazenamento de energia estarão localizados próximo do ponto de consumo. Nesta dissertação são comprovadas algumas das potencialidades que os sistemas de armazenamento de energia podem proporcionar, quando aplicados em sistemas de produção e distribuição de energia eléctrica.

São inequívocas as vantagens da utilização destes sistemas nas redes de energia eléctrica, quer seja como complemento da produção ou da distribuição. São óptimas ferramentas de optimização do comportamento das redes, melhorando a qualidade de serviço, servindo como estabilizadores de tensão e de frequência, contribuindo também como garantia da continuidade de serviço.

Uma das grandes vantagens da utilização de dispositivos de armazenamento de energia é o facto de poderem ajudar a tirar maior proveito da energia renovável, tendo a potencialidade de melhorar significativamente a disponibilidade de potência, sendo este um requisito fundamental em qualquer sistema energia. Tendo este tipo de energia origem intermitente, o complemento de armazenamento associado permite colmatar a instabilidade provocada pelas variações flutuantes a que estes tipos de fontes estão sujeitas.

References

- [1] A. Oberhofer, *Energy Storage Technologies & Their role in Renewable*, GENI – Global Energy Network Institute, 2012.
- [2] Norma NP EN 50160:2010, *Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia eléctrica*, IPQ, 2010.
- [3] Regulamento da Qualidade de Serviço, D.R., 2.a série, de 8 de Março de 2006, Despacho n. 5255/2006.
- [4] Regulamento da Rede de Transporte e Regulamento da Rede de Distribuição, D.R., 1.a série, de 30 de Julho de 2010, Portaria n.º 596/2010.
- [5] A. F. Zobaa, *Energy Storage – Technologies And Applications*, InTech, 2013.
- [6] J. P. S. Paiva, *Redes de Energia Eléctrica uma análise sistémica*, IST Press, 2005.
- [7] Rui M. G. Castro, *Energias Renováveis e Produção Descentralizada, Breve Caracterização do Sistema Eléctrico Nacional*, DEEC/Área Científica de Energia, IST, 2009.
- [8] REN - Rede Energéticas Nacionais, S.A., *Dados Técnicos de Electricidade*, 2012.
- [9] REN - Rede Energéticas Nacionais, S.A., *Caracterização da Rede Nacional de transporte para efeito de acesso à rede*, 2013.
- [10] EPRI – Electric Power Research Institute, *Compressed Air Energy Storage – Progress Reports on CAES Projects*, 2013.
- [11] B. Bolund, H. Bernhoff, M. Leijon, *Flywheel and Power Storage Systems*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 11, 235-258, 2007.
- [12] A. Thumann, P. Mehta, *Handbook Of Energy Engineering*, The Fairmont Press, Inc., 2001.
- [13] I. Dincer, M.A. Rosen, *Thermal Energy Storage, Systems and Applications*, John Wiley & Sons, Ltd, 2011.

- [14] <http://www.solarmillennium.de/english/archives/technology/parabolic-trough-power-plants/index.html>, consultado em 17 de Julho de 2013.
- [15] A. V. Brito, *Dynamic Modeling*, Intech, 2010.
- [16] http://www.wtec.org/loyola/scpa/02_06.htm, *Magnetic Energy Storage efforts in Japan*, acedido em 20 de Julho de 2013.
- [17] <http://celulasdecombustivel.planetaclix.pt/>, acedido em 24 de Julho de 2013.
- [18] R. Carbone, *Energy Storage In The Emerging Era Of Smart Grids*, InTech, 2011.
- [19] <http://eletronicos.hsw.uol.com.br/baterias-ion-litium1.htm>, acedido em 10 de Novembro de 2013.
- [20] C. A. Hill, M. C. Such, D. Chen, J. Gonzalez, W. M. Grady, *Battery Energy Storage for Enabling Integration of Distributed Solar Power Generation Fellow*, IEEE Transactions on smart grid, vol. 3, no. 2, pp. 850-857, June 2012.
- [21] IEC – International Electrotechnical Commission, *Electrical Energy Storage, White Paper*, 2011.
- [22] <http://www.solarserver.com/solar-magazine/solar-report/solar-report/energy-storage-and-solar-power.html>, acedido em 10 de Novembro de 2013.
- [23] <http://energystoragereport.info/vanadium-redox-flow-battery-sumitomo-hokkaido>, acedido em 10 de Novembro de 2013.
- [24] P. Taylor, R. Bolton, D. Stone, Xiao-Ping Zhang, C. Martin, P. Upham, *Pathways for energy storage in the UK*, The Centre for Low Carbon Futures, 2012.
- [25] N. Hadjsaid, J.C. Sabonnadière, *Smartgrids*, John Wiley & Sons, Inc., 2012.
- [26] http://www.efacec.pt/PresentationLayer/efacec_empresa_00.aspx?idioma=1&area=51&local=49&empresa=148, acedido em 10 de Novembro de 2013.
- [27] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hil, Inc., 1994.
- [28] M. Eremia, M. Shahidehpour, *Handbook of Electrical Power Systems Dynamics, Modeling, Stability and Control*, JohnWiley & Sons, Inc., 2013.
- [29] Masters, Gilbert M., *Renewable and efficient electric power systems*, John Wiley & Sons, Inc., 2004.
- [30] Siemens Power Technologies International, *PSS/E-33.4, Model Library*, Siemens Industry, Inc., 2013.
- [31] A. Rosso, S. Eckroad, *Application of Storage Technology for Transmission System Support*, EPRI – Electric Power Research Institute, Inc., 2012.
- [32] General Electric Company, *FACTS Device Benefit Assessment on Commonwealth Edison's Power System, Volume 2: A Study of STATCON Use to Improve Voltage Stability and Power Quality at Schaumburg Substation*, EPRI – Electric Power Research Institute, Inc., 1993.
- [33] J. A. Peças Lopes, N. Gil, A. Oudalov, *Advanced Architectures and Control Concepts for MORE MICROGRIDS, Deliverable DD1 - Tools for Coordinated Voltage Support and Coordinated Frequency Support, part II*, INESC Porto Contribution, 2007.
- [34] Siemens Power Technologies International, *PSS/E-33.4, Program Application Guide Volume 2*, Siemens Industry, Inc., 2013.
- [35] J. D. Glover, M. S. Sarma, T. J. Overbye, *Power System Analysis and Design, Fifth Edition*, Cengage Learnig, 2012.
- [36] Siemens Power Technologies International, *PSS/E-33.4, Program Operation Manual*, Siemens Industry, Inc., 2013.

Luís Lourenço, Msc.
Instituto Politécnico de Leiria

