

A Dissertação intitulada

“Metodologia de Análise de Custo Benefício para Investimentos em
Infraestruturas Energéticas”

foi aprovada em provas realizadas em 23-02-2015

o júri



Presidente Professor Doutor José Eduardo Roque Neves dos Santos
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professor Doutor Sérgio Augusto Pires Leitão
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharias da Escola de Ciências e
Tecnologia da Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro



Professor Doutor António Carlos Sepúlveda Machado e Moura
Professor Associado do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua
exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente
autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou
inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas
usadas, são corretamente citados.



Autor - Hugo Daniel Alves Martins de Carvalho

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Metodologia de análise de custo benefício para investimentos em infraestruturas energéticas

Hugo Daniel Alves Martins de Carvalho

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. Dr. António Machado e Moura

Co-orientador: Dr. Miguel Moreira da Silva

2 de Março de 2015

Resumo

A energia tem ocupado um lugar de destaque na agenda da discussão geo-política mundial. A procura por um futuro assente na sustentabilidade e na eficiência de recursos tem sido um dos desígnios do século XXI e, naturalmente, um multiplicador da investigação e inovação científicas por todo o mundo.

Face a estes desafios, Portugal tem mantido uma postura ambiciosa, sobretudo focada nas fontes de energia renováveis, através da implementação de equipamentos que garantam a produção de eletricidade por via dos recursos naturais de que dispõe: sol, água, vento e biomassa. Esta mudança de paradigma na produção de eletricidade apenas se efetiva com a expansão e desenvolvimento das infra-estruturas do sistema elétrico nacional, que temos presenciado ao longo da última década. Neste âmbito, as entidades reguladoras têm feito um grande esforço por fazer cumprir boas práticas de gestão, e exigentes metas de eficiência para a maximização dos recursos de natureza social, ambiental, infra-estrutural e financeira.

A dissertação proposta objetiva o desenvolvimento de uma metodologia de análise custo-benefício sobre investimentos nos ativos da REN, que possa sustentar as opções da mesma no seu plano de desenvolvimento. A aplicação desta metodologia deverá resultar numa análise qualitativa dos impactos ambientais, económicos e sociais de um determinado projeto de investimento, assumindo-se assim uma ferramenta indispensável na estimativa do real valor acrescentado que, no horizonte energético europeu, pode estar associado a determinado projeto de investimento e expansão da rede energética portuguesa.

Abstract

Energy has occupied a prominent place on the agenda of the global geo-political discussion. The search for sustainability and resource efficiency has been one of the priorities of the twenty-first century and an incentive for scientific research and innovation throughout the world.

Faced with these challenges, Portugal has maintained an ambitious stance, especially focused on renewable energy sources, through the enforcement of renewable production of electricity by means of natural resources such as the sun, water, wind and biomass. This paradigm shift in electricity production can only be achieved with the expansion and development of the national electric system infrastructures that we have witnessed over the last decade. In this context regulators have made a great effort to enforce good management practices, and demanding efficiency targets to maximize the resources of social, environmental, infrastructural and financial nature.

This dissertation proposal objects the development of a cost-benefit analysis methodology for investments in REN's assets that can sustain the options shown in its development plan. This methodology should result in a qualitative analysis of the environmental, economic and social structures of a given investment project, becoming an indispensable tool in estimating the real added value that may be associated with a particular investment project and expansion of the Portuguese energy network on the European 2020 energy horizon.

Agradecimentos

Este é talvez um dos momentos mais especiais do meu percurso académico. Pelo sentimento de dever cumprido, pela satisfação pessoal, e pela oportunidade de o assinalar agradecendo a quem, de uma forma ou de outra, contribuiu para o meu sucesso nestes últimos anos. É um momento que partilho com todos os meus amigos, que compreenderão que elenque alguns de forma especial, pois não seria eu se não o fizesse.

Em primeiro lugar ao Professor António Machado e Moura, que de imediato acedeu ao meu pedido para a orientação desta dissertação e cuja preocupação e dedicação estão nela patentes. Ao Dr. Miguel Moreira da Silva, que deu um contributo notável a este trabalho e que me deu o privilégio de com ele trabalhar sobre um tema inovador e com expressão na estratégia da REN, a quem agradeço também na sua pessoa. Deixo o meu estimado apreço pelo tempo que, por vezes com muito esforço pessoal, dedicaram ao meu trabalho.

Em segundo, a todos os meus amigos, em especial ao João Corrêa, sem quem certamente não teria tido o sucesso académico que tive, a todos os que me acompanharam nas lides associativas e à AEFEUP, que dirigi e presidi com enorme sentimento de pertença, que me deu motivação para ser engenheiro, e me ensinou a ser engenhoso.

À Márcia, pela perseverança, paciência e toda a ajuda que me deu, à minha irmã, que espero que continue o percurso brilhante que tem feito e, por último, aos meus pais - os verdadeiros destinatários deste agradecimento; que se esforçaram muito para me darem mais do que eu poderia pedir, sem nunca me exigirem nada mais do que responsabilidade e integridade nas minhas ações. Espero ter-vos orgulhado.

Muito obrigado a todos!

Hugo Carvalho

“For my own part, I was never before engaged in any study that so totally engrossed my attention and my time as this as lately done.”

Benjamin Franklin

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Motivação	1
1.2	A energia elétrica em Portugal	2
1.2.1	A oferta e a procura	3
1.2.2	Caraterização da rede e do mercado	9
1.2.3	A rede de transporte de energia	13
1.2.4	Regulação do transporte de energia	16
1.3	Objetivos da Dissertação	21
1.4	Estrutura da Dissertação	21
2	Estado da Arte	23
2.1	Revisão sobre metodologias de CBA	24
2.1.1	Identificação do projeto e dos seus objetivos	24
2.1.2	Estabelecimento de alternativas e estudo da sua viabilidade	25
2.1.3	Definição e quantificação dos critérios de custo e benefício	26
2.1.4	Análise financeira	29
2.1.5	Avaliação do risco	32
2.2	Revisão sobre metodologias de CBA aplicadas a projetos de investimento em infraestruturas energéticas	34
2.2.1	Revisão de literatura e <i>assessment frameworks</i>	34
2.2.2	Definição de cenários	36
2.2.3	Análise Custo Benefício	39
2.2.4	Análise de Sensibilidade	44
2.2.5	Apresentação de resultados	45
2.3	Enquadramento regulamentar para CBA	49
3	Arquitetura CBA	51
3.1	Estabelecimento de condições e definição de cenários	52
3.1.1	Evolução da procura e do sistema eletro-produtor	52
3.1.2	Pressupostos macroeconómicos	55
3.1.3	Custo de capital	55
3.1.4	Quadro regulatório	57
3.2	Identificação e caraterização do projeto	59
3.2.1	Descrição do projeto	59
3.2.2	Caraterização do cenário base	60
3.3	Análise de custo benefício	60
3.3.1	Análise financeira	60
3.3.2	Critérios de benefício	61

3.3.3	Análise de sensibilidade	64
3.3.4	Apresentação de resultados	65
3.3.5	Aplicação <i>web</i> para análises de custo benefício	66
4	Casos de estudo	69
4.1	Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Vermoim	71
4.1.1	Enquadramento	71
4.1.2	Perceção do Operador da Rede de Transporte	72
4.1.3	Resumo	73
4.2	Novo eixo a 400kV entre a zona do Porto e a zona do Minho	75
4.2.1	Enquadramento	75
4.2.2	Perceção do Operador da Rede de Transporte	75
4.2.3	Resumo	76
4.3	Introdução de transformador de 400/60kV em Vila do Conde/Póvoa do Varzim	77
4.3.1	Enquadramento	77
4.3.2	Perceção do Operador da Rede de Transporte	78
4.3.3	Resumo	78
5	Conclusão	81
5.1	Objetivo e resultados	81
5.2	Trabalho futuro	82
	Referências	83

Lista de Figuras

1.1	PIBpc, ppc e o consumo de eletricidade (dados: Banco Mundial)	4
1.2	Consumo de energia elétrica por setor, (Dados: DGEG)	4
1.3	Pontas sazonais nos últimos anos, (fonte: REN)[1]	5
1.4	Repartição da produção, (fonte: REN)[2]	5
1.5	Importação e exportação em 2013, Movimentos físicos (GWh) (fonte: REN)[3] .	6
1.6	Diagrama de carga do dia da ponta anual	6
1.7	Caraterização do parque eletro-produtor em Portugal por tecnologia e capacidade instalada, (fonte: ERSE)[4]	7
1.8	Evolução da potência instalada	7
1.9	Evolução e variação do peso de energia renovável na produção de eletricidade . .	8
1.10	Diagrama do MIBEL, (fonte: ERSE)	12
1.11	Perdas na Rede de Transporte, (fonte: REN)	14
1.12	Investimento na Rede de Transporte de Energia nos últimos anos	15
1.13	Mapa RNT 2014	16
2.1	Efeitos diretos e indiretos de projetos de investimento	25
2.2	Distribuição de probabilidade e probabilidade acumulada do VAL	33
2.3	ENTSO-E <i>Framework</i>	34
2.4	InovGrid <i>Framework</i>	35
2.5	Horizonte temporal, [5]	37
2.6	InovGrid CBA <i>Framework</i>	40
2.7	Análise de benefícios InovGrid	43
2.8	Comparação anual	45
2.9	Comparação cumulativa	46
2.10	Comparação Valor Atual Líquido	46
2.11	Método de avaliação por <i>KPI's</i>	47
2.12	Avaliação ENTSO-E	49
3.1	Análise da evolução do sistema eletro-produtor	52
3.2	Evolução da procura de eletricidade até 2030	53
3.3	Evolução do sistema eletro-produtor até 2030	54
3.4	Área de impacto em benefícios do projeto de investimento	66
3.5	Aplicação <i>web</i>	67
4.1	Distribuição do investimento previsto para o período 2014-2023	69
4.2	Sistemas de Comando e Proteção da subestação de Vermoim antigos	72
4.3	Análise de benefícios por indicadores de performance para a Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Vermoim	74
4.4	Mapa da zona norte da RNT	75

4.5	Análise de benefícios por indicadores de performance para a construção de um novo eixo a 400kV entre a zona do Porto e a zona do Minho	77
4.6	Análise de benefícios por indicadores de performance para a introdução de um novo transformador de 400/60kV em Vila do Conde/Póvoa do Varzim	79

Lista de Tabelas

1.1	Equipamentos RNT	9
1.2	Equipamentos RND	10
1.3	Número de clientes por comercializador no final de 2011, (fonte: ERSE)	10
1.4	Parâmetros de cálculo da base de custos para o Transporte de Energia Elétrica [6]	20
2.1	Critérios de custo e benefício padrão	27
2.2	Horizontes temporais de referência para 2007-2013, Fonte <i>OECD</i>	27
2.3	Métodos de preferência revelada, Fonte: [7]	28
2.4	Valores de referência de Taxa de Rentabilidade por setor de atividade [8]	30
2.5	Exemplo de análise financeira sustentável [8]	31
2.6	Exemplo de análise financeira insustentável [8]	31
2.7	Variáveis de sensibilidade [8]	32
2.8	Categorias de benefícios ENTSO-E, <i>ENTSO-E</i>	43
2.9	Níveis de incerteza, [9]	44
3.1	Evolução dos preços da matéria prima	54
3.2	Evolução do PIB até 2030	55
3.3	Parâmetros de cálculo do custo de capital	57
3.4	Parâmetros de cálculo do prémio por investimento eficiente	59
3.5	Tabela de análise financeira e de sensibilidade	64
3.6	Tabela de avaliação por <i>KPI's</i>	65
4.1	Tabela resumo da descrição do projeto de remodelação dos sistemas de comando e proteção de Vermoim	73
4.2	Análise financeira e de sensibilidade do projeto de remodelação dos sistemas de comando e proteção de Vermoim	74
4.3	Tabela resumo da descrição do projeto de construção de um novo eixo a 400kV entre a zona do Porto e a zona do Minho	76
4.4	Análise financeira e de sensibilidade do projeto de construção de um novo eixo a 400kV entre a zona do Porto e a zona do Minho	76
4.5	Tabela resumo da descrição do projeto de introdução de um novo transformador de 400/60kV em Vila do Conde/Póvoa do Varzim	79
4.6	Análise financeira e de sensibilidade do projeto de introdução de um novo transformador de 400/60kV em Vila do Conde/Póvoa do Varzim	79

Abreviaturas

SEN	Sistema Elétrico Nacional
CBA	<i>Cost-Benefit Analysis</i>
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
PIB	Produto Interno Bruto
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
PRO	Produção de eletricidade em regime ordinário
PRE	Produção de eletricidade em regime especial
ERSE	Entidade Reguladora do Setor Energético
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
MAT	Muito Alta Tensão
CAE	Contrato de Aquisição de Energia
OMEL	<i>Operador del Mercado Ibérico de la Energía - Polo Español</i>
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia - Polo Português
RNT	Rede Nacional de Transporte de Energia
TSO	<i>Transmission System Operator</i>
IEA	<i>International Energy Association</i>
PDIRT	Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade
MEEFVU	Manutenção Em Exploração do Equipamento em Fim de Vida Útil
<i>RoR</i>	Taxa de remuneração por investimentos
<i>RAB</i>	<i>Regulatory Asset Base</i>
BAU	<i>Business As Usual</i>
VAL	Valor Atual Líquido
<i>TIR</i>	Taxa Interna de Rentabilidade
ENTSO-E	<i>European Network Transmission System Operators for Electricity</i>
EUJRC	<i>European Union Joint Research Center</i>
OPEP	Organização dos Países Exploradores de Petróleo
TEE	Transporte de Energia Elétrica
ORT	Operador da Rede de Transporte

Capítulo 1

Introdução

1.1 Motivação

Vivemos na Idade Contemporânea - a quinta era da história da humanidade. Começou com as Revoluções Francesas e destacou-se pelo progresso científico e pela procura de novos modelos de convivência social. Antecedeu-se da Idade Moderna, provocada pela revolução da indústria e pelo capitalismo, e tem com esta em comum a Revolução Energética.

A energia corre nas veias da economia, é sustento da industrialização e o verdadeiro catalisador do crescimento ocidental que vivemos nestes últimos séculos. A temática da energia, no seu âmbito político, é, possivelmente, a que reúne mais povos à mesa das negociações e a que, no futuro, irá ter mais relevância na sua união/separação. O consumo energético mundial está numa trajetória de crescimento de 2,3% por ano desde há quase 150 anos, o que do ponto de vista termodinâmico, caracteriza a nossa sociedade como um gigantesco motor de 13 terawatts (TW) de potência.[10]

Portugal não tem petróleo, não tem gás, não tem carvão. Tem uma dependência energética de cerca de 70%, é um país importador de recursos fósseis e, por isso, tem de adotar políticas de consumo e eficiência energética que viabilizem mais independência e, acima de tudo, o crescimento sustentável deste setor. Nos últimos 10 anos o sistema energético português sofreu muitas alterações, nomeadamente em consequência das preocupações ambientais, do equilíbrio dos mercados, da estratégia de consolidação europeia e da geopolítica energética mundial. O sector elétrico - objeto de estudo desta dissertação - viu, à luz destes acontecimentos, várias alterações estruturais a ocorrer nos seus centros produtivos e na sua matriz comercial, na ambição de um sistema elétrico nacional mais competitivo para as empresas e mais liberalizado para os consumidores.

É nesta circunstância cada vez mais exigente para os agentes do Sistema Elétrico Nacional (SEN), que surge a motivação dessa dissertação. O volume de recursos envolvidos nos seus projetos de investimento exige uma elaboração cuidada, com fundamento e com o rigor necessários à prossecução da estabilidade financeira do setor e da sua expansão sustentável. A consubstanciamento das ações de investimento no setor energético assume assim imensa relevância e mostra-se uma lacuna da legislação e da regulação do setor, que tem sido apontada pelos agentes políticos

internacionais em várias ocasiões e que merece a atenção especial dos operadores de transporte e distribuição de energia, que carecem de uma ferramenta de análise fiável e que evite incertezas nos seus processos de decisão e planeamento estratégico. O desafio desta dissertação é o desenvolvimento de uma metodologia de análise de custo-benefício que se aplique detalhadamente aos projetos de investimento nas infraestruturas da rede de transporte de energia que sirva esta necessidade.

É importante que à abordagem das “Metodologias de *CBA* para investimentos em infraestruturas energéticas” preceda um enquadramento técnico e legal do panorama energético de Portugal, que possa servir de suporte à leitura deste documento. No quadro do transporte de energia elétrica - tema de estudo desta Dissertação - vale a pena fazer referência à previsão da oferta/procura, ao processo de liberalização do mercado de consumo, aos centros de produção, à distribuição e comercialização, uma vez que são também elementos de uma rede política, industrial e comercial muito complexa, que todos os dias garante a iluminação, o funcionamento dos sistemas de segurança ou a energia para a produção de bens de consumo.

1.2 A energia elétrica em Portugal

Durante o período da 2ª Grande Guerra, por iniciativa do Subsecretário de Estado do Comércio e Indústria, Prof. José Ferreira Dias, foi publicada a lei nº 2002 de 1944, que definia as bases da chamada “Eletrificação Nacional”. O período de grande carência económica originado pela Guerra impediu a concretização dos objetivos previstos na Lei no imediato, sendo apenas no pós-guerra, em 1945, que começam a ser criadas as primeiras empresas do setor elétrico: a HICA (Hidroelétrica do Cávado, 1945), a HEZ (Hidroelétrica do Zêzere, 1945) e a CNE (Companhia Nacional de Eletricidade, 1947).

No início dos anos 50 surgem os dois primeiros grandes aproveitamentos hidroelétricos em Portugal: Castelo de Bode (HEZ) e Venda Nova/Vila Nova (HICA), interligadas por uma rede de 150kV (CNE). Datam também deste início de década a criação da HED (Hidro-elétrica do Douro, 1953) e da ETP (Empresa Termoelétrica Portuguesa, 1954), cujas primeiras instalações são visíveis no final da década: Picote (HED, 1958) - que provocou o aparecimento dos 220kV no transporte da CNE - e Tapada do Outeiro (ETP, 1959).

A década de 60 assiste a uma progressiva aparição de novos centros produtores (Salamonde e Caniçada, Miranda e Bemposta, Carregado, etc.) e é em 1969 que se dá a primeira grande fusão do setor elétrico, sendo criada a CPE (Companhia Portuguesa de Eletricidade) que englobava quatro empresas de produção e uma de transporte (HICA, HEZ, HED, ETP e CNE). Em paralelo, continuavam em funcionamento inúmeras empresas de dimensão mais reduzida, algumas bem mais antigas (pré-guerra), como a UEP (União Elétrica Portuguesa), CHENOP (Companhia Hidroelétrica do Norte de Portugal), CEB (Companhia Elétrica das Heiras), HESE (Hidro-elétrica da serra da estrela), a HEAA (Hidro-elétrica do Alto Alentejo) e a CRGE (Companhias Reunidas de Gás e Eletricidade), entre outras.

Na sequência da mudança de regime do 25 de Abril de 1974, e mais propriamente dos acontecimentos do 11 de Março de 1975, a CPE e as restantes empresas produtoras são nacionalizadas. Mais tarde, em Junho de 1976, é criada a EDP - Eletricidade de Portugal, SA, que resultou da fusão da CPE, juntamente com as empresas referenciadas, e ainda outras, no total de doze. De fora da EDP ficaram ainda diversas cooperativas de distribuição e os SMGE (Serviços Municipalizados de Gás e Eletricidade do Porto). Assinala-se também, pouco depois, em 1979, a entrada em funcionamento do escalão de 400kV na rede de transporte com a interligação à rede europeia através da linha Rio Maior-Cedilho, que serviu posteriormente de base a uma das grandes reformulações do setor elétrico.

Nos anos 90, os ventos da Europa trazem profundas alterações do setor elétrico, designadamente a desverticalização do setor - o *unbundling* - e as primeiras iniciativas da sua liberalização, mantendo os monopólios naturais do transporte e distribuição, e fragmentando a produção e a comercialização. E é então entre 2001 e 2004 que a República Portuguesa e o Reino de Espanha se unem para constituir o Mercado Ibérico de Energia (MIBEL) - um mercado regional na península ibérica, com dimensão suficiente para aceder às redes transeuropeias e magrebina de transporte de eletricidade.

O quadro legislativo para o setor elétrico, definido pelo Decreto-Lei nº 29/2006, de 15 de fevereiro (na sua atual redação e republicado pelo Decreto-Lei nº 215-A/2012, de 8 de Outubro), e complementado pelo Decreto-Lei nº 172/2006 de 23 de agosto (na sua atual redação e republicado pelo Decreto-Lei nº 215-B/2012, de 8 de Outubro), estabelecem as bases gerais da organização e funcionamento do sistema elétrico nacional, bem como o regime jurídico e as regras gerais aplicáveis ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização, assim como o acesso à atividade de produção e de comercialização de eletricidade.[11, 12]

Genericamente, a energia produzida é encaminhada para a rede de transporte em muito alta tensão, que a entrega às redes de distribuição em níveis de tensão mais baixos, para satisfação das necessidades dos consumidores. Em Portugal Continental, com a liberalização do setor, procedeu-se ao desacoplamento da atividade de produção e comercialização das atividades de transporte e de distribuição, o que permitiu a entrada de novos agentes na comercialização e na produção, introduzindo a concorrência no sector, com o objetivo de aumentar a eficiência das empresas e de gerar benefícios para os consumidores.[13]

1.2.1 A oferta e a procura

1.2.1.1 A procura de energia elétrica

A procura de energia elétrica representa o consumo de eletricidade registado num certo período de tempo. Os dados do *World Bank* de 2009 defendem que este cresce com o desenvolvimento económico e social, sendo diretamente proporcional ao PIB, como mostra a figura 1.1.

Em Portugal, o consumo seguiu uma trajetória de crescimento moderado até à eclosão da crise do *subprime* em 2008, tendo em 2011, segundo o Relatório de Monitorização da Segurança

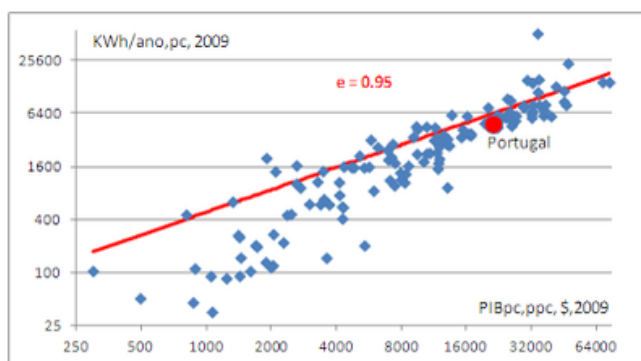


Figura 1.1: PIBpc, ppc e o consumo de eletricidade (dados: Banco Mundial)

de Abastecimento do SEN [11], da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) e da REN, registado um consumo total de 46,7TWh (decrecendo em 3% face a 2010) e um consumo per capita de 4,65MWh/habitante, apresentando um crescimento de 20% face a 2000 e de 3% em relação a 2005.

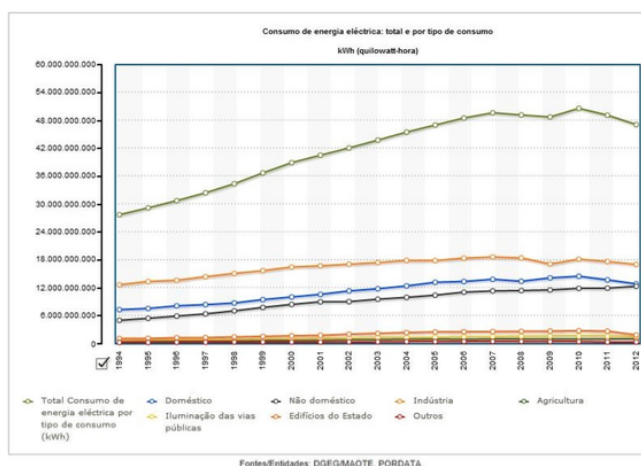


Figura 1.2: Consumo de energia elétrica por setor, (Dados: DGEG)

A ponta diária do diagrama de cargas, para a qual se prevê a capacidade de abastecimento, tem variado tipicamente entre 3.750MW (no período de super-vazio, entre as 2h e as 6h) e 7.500MW (no pico, entre as 19h e as 22h) sendo normal observar nos dias muito frios, consumos na ordem dos 8.800MW, uma vez que em Portugal o consumo de energia elétrica é especialmente sensível às condições meteorológicas, nomeadamente no inverno devido ao recurso elevado a sistemas de climatização/aquecimento. Os dados mais recentes da REN, relativos a 2013, relatam a ocorrência de uma potência máxima, a 9 de dezembro, com 8.322MW (sensivelmente 1.000MW abaixo do recorde registado em 2010).[11, 14, 2] A figura 1.3 mostra a evolução das pontas sazonais nos últimos anos.

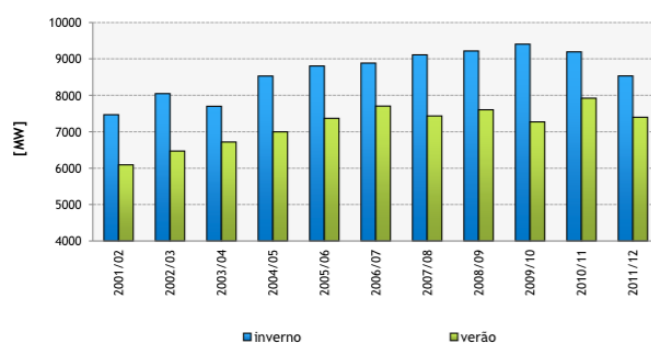


Figura 1.3: Pontas sazonais nos últimos anos, (fonte: REN)[1]

1.2.1.2 A oferta

Para suprir estas necessidades, a produção de eletricidade divide-se em dois regimes: o regime ordinário (PRO), que compreende a produção térmica (não renovável) e as grandes centrais hídricas; e a produção em regime especial (PRE), que detém as energias renováveis e a co-geração, beneficiando de licenciamento especial. Como ilustrado na figura 1.4, em 2013 a produção de origem renovável abasteceu 57% do consumo, repartida pelas hídricas com 27%, eólicas com 24%, a quota mais elevada de sempre para esta tecnologia, biomassa 5% e fotovoltaicas 1%. As centrais térmicas a carvão abasteceram 22% e as centrais a gás natural de ciclo combinado e co-geração abasteceram respetivamente, 3% e 11% do consumo. O saldo importador reduziu-se este ano para 6% do consumo.[2]

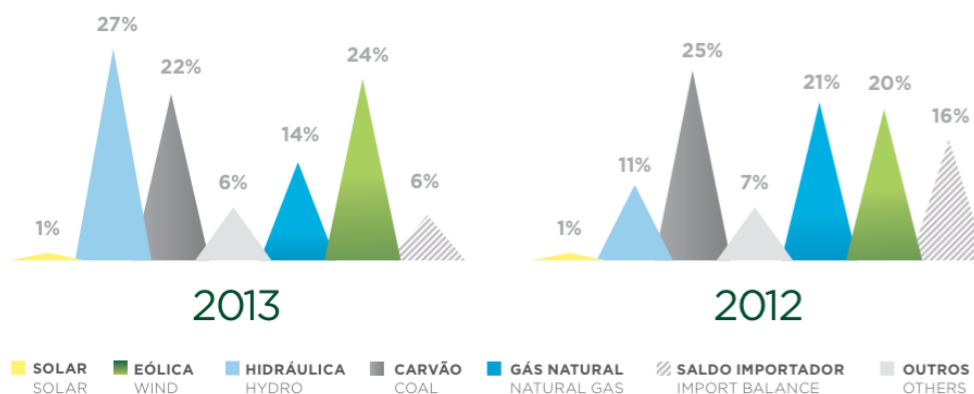


Figura 1.4: Repartição da produção, (fonte: REN)[2]

A produção é ainda complementada com o saldo de importações de Espanha consoante as necessidades. A capacidade de interligação tem assumido uma importância especial quer no domínio, quer no de socorro mútuo entre as redes da *ENTSO-E*, particularmente a de Espanha. A figura 1.5 mostra a capacidade de transação de energia elétrica registada entre Portugal e Espanha em 2013, que apresentou um valor médio de 1.832MW de importações e 1.681MW de exportações, face aos 1.866MW e 2.080MW respetivamente registados no ano anterior. [3]

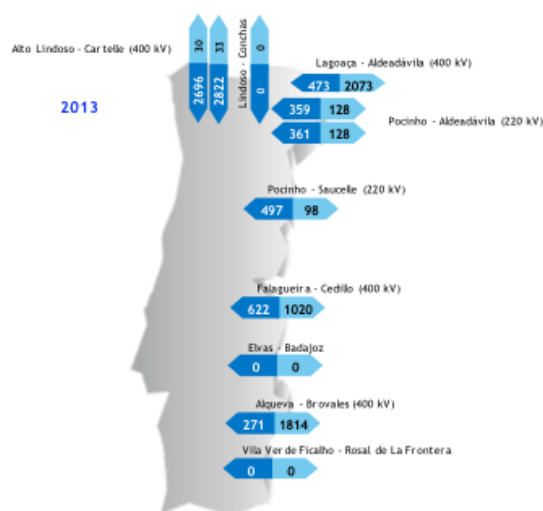


Figura 1.5: Importação e exportação em 2013, Movimentos físicos (GWh) (fonte: REN)[3]

A figura 1.6 mostra o diagrama representativo da carga da rede pública no dia da ponta anual registada no inverno de 2013, incluindo o tipo de produção a que se recorreu para o satisfazer.

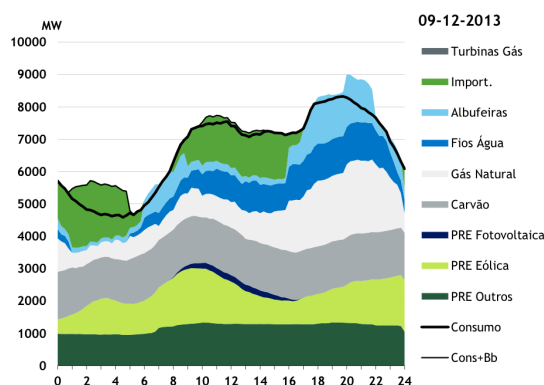


Figura 1.6: Diagrama de carga do dia da ponta anual

1.2.1.3 A indústria produtora

Ilustrada a produção, mostra-se também pertinente a caracterização do tecido industrial eletroprodutor e a sua recente evolução em termos de capacidade de produção de energia elétrica. A figura 1.7 mostra a evolução da capacidade instalada em Portugal entre 2003 e 2008, que representa um período importante na história do setor energético português. Como se pode constatar, existiu a partir de 2005 um forte crescimento da capacidade instalada em produção em regime especial neste período, particularmente no que respeita à energia eólica, devido a opções políticas da altura que concretizaram aumento da capacidade de produção renovável, aumentando a quota de capacidade instalada em regime especial de cerca de 13% em 2003 para cerca de 31% em 2008.

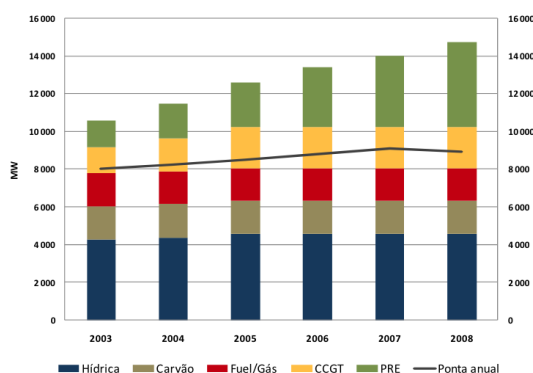


Figura 1.7: Caracterização do parque eletro-produtor em Portugal por tecnologia e capacidade instalada, (fonte: ERSE)[4]

No final de 2013, como ilustra a figura 1.8, o parque eletro-produtor português atingiu um total de capacidade instalada de 17.792MW (10.913MW de origem renovável e 6.879MW de origem não renovável), tendo vindo a acompanhar a diminuição do consumo ao longo dos últimos anos, por via da desativação de algumas centrais térmicas, como foi o caso da central de Setúbal a fuelóleo, com 946MW, que operou desde 1979.[11]

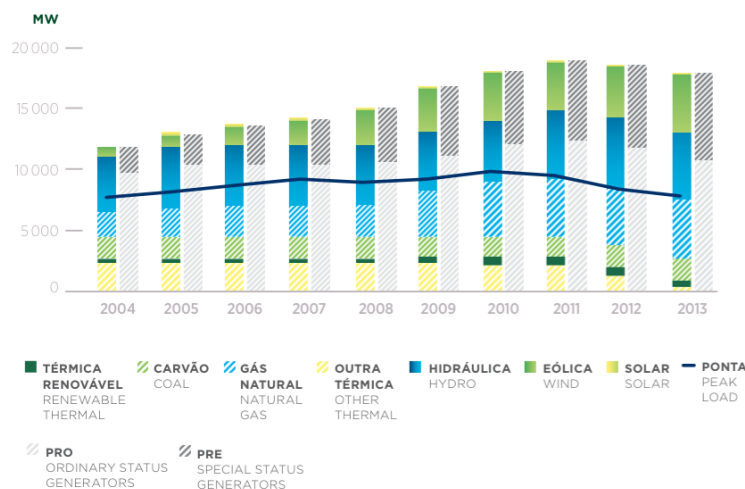


Figura 1.8: Evolução da potência instalada

1.2.1.4 A Política Energética

O biólogo Jeffrey S. Duker calculou que os combustíveis fósseis que queimamos num ano, se fabricaram ao longo de milénios geológicos a partir de 44.000.000.000 toneladas de matéria orgânica. Isto significa que a cada ano utilizamos a quantidade de plantas e animais produzidos ao longo de quatro séculos, o que torna a ideia de que podemos simplesmente substituir esta herança com a energia produzida instantaneamente em pura ficção científica, uma vez que neste momento

não existe nenhum recurso que possa gerar, a partir da natureza, a quantidade de energia que necessitamos.[10]

É assim que a procura pelo abastecimento renovável se tem assumido um dos desígnios deste século, e com o qual Portugal está comprometido. Pertence ao Anexo I dos países assinantes do Protocolo de Quioto, está comprometido com as metas da União Europeia para 2030 e, apesar de apenas representar 0,16% das emissões de CO_2 do mundo, tem sido um agente inegável no caminho da descarbonização e da implementação de fontes de energia renováveis, tendo sido recentemente reconhecido pela Quercus pelo recorde do século na produção de eletricidade renovável. Os gráficos da figura 1.9 mostram a evolução do peso das fontes de energia renovável na produção de eletricidade. É importante considerar que estas iniciativas de crescimento apenas se efetivam com a expansão do sistema, designadamente na rede de transporte, cujo operador tem feito significativos investimentos, não só ao nível das infraestruturas como também na investigação e desenvolvimento de mecanismos de previsão que permitam acomodar com segurança esta produção de carácter maioritariamente intermitente (eólica).[1]

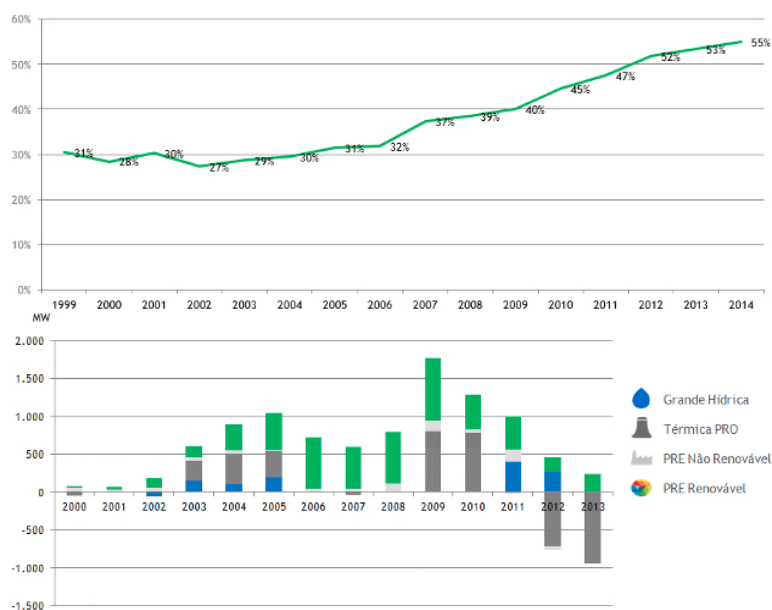


Figura 1.9: Evolução e variação do peso de energia renovável na produção de eletricidade

O caminho para as energias renováveis é sem dúvida meritório mas tem também alguns aspetos a considerar. Há que notar que o recurso às energias renováveis e alternativas não se assume como solução singular de um problema de excessos, até porque, em algumas das suas vertentes se demonstra ainda carente de investigação e insuficiente do ponto de vista do aprovisionamento energético. Um dos seus maiores problemas, e em particular da energia eólica, é a sua dimensão produtiva. Enquanto o tamanho de uma central térmica (a gás, a carvão ou nuclear) se situa geralmente entre 300 e 1.200MW e que funciona durante 8.000 horas por ano, a turbina eólica tem uma potência de 0,7 a 3MW e talvez no futuro 5MW. Além disso, a velocidade do vento afeta

o tempo de funcionamento que geralmente não ultrapassa as 2500 horas, o que implica limitações à sua disponibilidade para servir as necessidades da rede, e um inevitável sobre-custo para os consumidores uma vez que a geração em regime ordinário tem de ser mantida em funcionamento para cobrir estas falhas. Esta é uma matéria que tem estado na agenda da discussão energética.[10]

1.2.2 Caracterização da rede e do mercado

1.2.2.1 A Rede Nacional de Energia Elétrica

A ideia de que o percurso da eletricidade se resume à produção, transporte e consumo é bastante diminuta. Na verdade, esta é uma cadeia de valor bastante complexa em cada um destes setores. À saída dos centros produtores, a energia dá entrada na rede de transporte (Muito Alta Tensão), que por sua vez a entrega à rede de distribuição (Alta e Média e Baixa Tensão), sendo finalmente entregue aos consumidores.

Rede Nacional de Transporte (RNT)

Em Portugal Continental a rede de transporte é constituída quase exclusivamente por linhas aéreas, a níveis de tensão de 400kV, 220kV e 150kV, englobando para os dois últimos, alguns troços em cabo subterrâneo. É operada pela REN - Redes Energéticas Nacionais, por meio de uma concessão exclusiva de 50 anos concedida em 2007 pelo Estado Português.[13]

Tabela 1.1: Equipamentos RNT

	31-12-2013	31-12-2012
Comprimento de linhas em serviço (km)	8 733	8 534
400 kV	2 434	2 333
220 kV	3 565	3 521
150 kV *	2 734	2 680
Potência de transformação em serviço (MVA)	34 984	33 915
Autotransformação (MAT/MAT)	13 410	13 410
Transformação (MAT/AT)	21 254	20 505
Transformação (MAT/MT)**	320	-

Rede Nacional de Distribuição (RND)

As redes de distribuição são constituídas por linhas aéreas e por cabos subterrâneos, de alta tensão (60 kV), de média tensão (30kV, 15kV e 10kV) e de baixa tensão (400/230V). Estas redes englobam ainda redes de pequena dimensão a 132kV, na zona norte do país, e a 6kV, na zona sul. Além das referidas linhas e cabos, as redes de distribuição são ainda constituídas por subestações, postos de seccionamento, postos de transformação e equipamentos acessórios ligados à sua exploração. A RND é também operada em regime de concessão adjudicada à EDP - Energia de Portugal.[13]

Tabela 1.2: Equipamentos RND

ORD	Rede de distribuição			Número de PT	Número de PdE
	Nível de Tensão	Aérea (km)	Subterrânea (km)		
EDP Distribuição	AT	8592	522	64 458	6 137 676
	MT	58 133	16 009		
	BT	106 744	32 267		
C. P. de Valongo do Vouga	BT	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
A Celer	BT	138,4	20	43	4200
A Lord	BT	n.d.	n.d.	40	4439
C. E. de Loureiro	BT	62,61	4,03	20	2079
C. E. S. Simão de Novais	BT	n.d.	n.d.	29	3274
C. E. de Vilarinho	BT	n.d.	n.d.	15	n.d.
CEVE	BT	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Coopróriz	BT	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
A E. Moreira de Cónegos	BT	n.d.	n.d.	n.d.	1898
J. F. de Cortes do Meio	BT	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

Comercialização

A comercialização divide-se em regime de mercado e de último recurso. Os comercializadores de último recurso estão sujeitos a um regime de tarifas e preços regulados pela ERSE. Esta atividade é desenvolvida por treze empresas, a EDP Serviço Universal e os 10 comercializadores de energia elétrica exclusivamente em BT em Portugal Continental, e a EDA (Energia dos Açores) e a EEM (Empresa de Eletricidade da Madeira) nas regiões autónomas.

Os comercializadores em regime de mercado desenvolvem a sua atividade em regime de preços livres. O número de clientes no final de 2011 de cada comercializador em regime de mercado é apresentado na tabel 1.3.[13]

Tabela 1.3: Número de clientes por comercializador no final de 2011, (fonte: ERSE)

Comercializador	Número de clientes
EDP Comercial	281 609
Unión Fenosa	2 077
Endesa Energia	72 995
Iberdrola	8 232
Galp Power	831
EGL	29
Fortia	3

Ao passo que a atividade de comercialização está associada a um mercado retalhista, em que os agentes comercializadores concorrem para assegurar o fornecimento dos clientes finais, a atividade de produção de eletricidade em regime de mercado está associada a um mercado grossista, em que os agentes presentes na produção asseguram a colocação da mesma, e os agentes que necessitam abastecer-se de eletricidade procuram adquiri-la, seja para satisfazer a carteira de fornecimentos a clientes finais, seja para consumo próprio.

A estas atividades principais, o modelo de liberalização do setor elétrico veio acrescentar a existência de mercados organizados, que se constituem como plataformas de negociação tendencialmente independentes dos agentes tradicionais que atuam nas atividades de produção e de comercialização de eletricidade.

O acompanhamento do que é o funcionamento do mercado de eletricidade no atual contexto de liberalização, obriga a que se preste atenção aos mercados organizados (de forma simples, bolsas para efetuar trocas de energia), bem como à evolução de outros mercados cujas matérias a transacionadas influem na formação do preço da eletricidade (por exemplo, carvão, petróleo, gás natural, emissões de dióxido de carbono, mercados financeiros, etc.). Por outro lado, a contratação de eletricidade envolve múltiplas formas, desde a contratação para o dia seguinte (mercado diário), para prazos mais longos (mercado a prazo) ou de forma bilateral e/ou através de mecanismos legais ou regulamentares específicos, como será exposto de seguida.

1.2.2.2 O Mercado Ibérico de Eletricidade

O Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) é um projeto ibérico que surgiu de várias iniciativas entre o Governo Português e o Reino de Espanha para a constituição de uma estrutura que permitisse a qualquer consumidor da península adquirir eletricidade a qualquer fornecedor ou retalhista certificado por um dos governos. O processo começou em Julho de 1998 com a assinatura do memorando de entendimento entre o Ministro da Economia Português e o Ministro da Indústria e Energia Espanhol, para a cooperação no sector elétrico. Em Janeiro de 2004, foi assinado em Lisboa um acordo para criar o Mercado Ibérico de Eletricidade, acelerando a criação de um mercado único para os dois países. Em Julho de 2007, dá-se a cessação antecipada dos contratos de aquisição de energia (CAE) que ao permitir a concorrência na produção de energia elétrica em Portugal e em Espanha (mercado grossista), viabilizou o funcionamento efetivo, do mercado de energia elétrica à dimensão ibérica. Em 2008 voltam, novamente a existir remodelações para harmonizar a regulação nos dois países, designadamente para permitir que os agentes operassem nos mercados independentemente da origem da sua certificação (portuguesa ou espanhola). A migração dos utilizadores para os fornecedores de mercado tem sido progressiva. O processo de liberalização dos sectores elétricos da maior parte dos países europeus foi efetuado de forma faseada, tendo começado por incluir os clientes de maiores consumos e níveis de tensão mais elevados. Em Portugal foi seguida uma metodologia idêntica, tendo a abertura de mercado sido efetuada de forma progressiva entre 1995 e 2006. Desde 4 de Setembro de 2006 todos os consumidores em Portugal continental podem escolher o seu fornecedor de energia elétrica. Esta data antecipa o cumprimento da Diretiva n.º 2003/54/CE, que estabelece que a partir de 1 de Julho de 2007 todos os clientes de energia elétrica poderão escolher livremente o seu fornecedor de energia elétrica. Associada à liberalização e à construção do mercado interno de eletricidade está um esperado aumento da concorrência, com reflexos ao nível dos preços e da melhoria da qualidade de serviço, a que deverá corresponder uma maior satisfação dos consumidores de energia elétrica.[4, 15]

Os mercados de eletricidade contêm mecanismos de equilíbrio de curto prazo, com base nos quais os preços são formados com base em elementos estocásticos, sendo portanto muito voláteis. Muitos produtores vêem esta característica como indesejável, sendo então necessário dispor de mercados que proporcionem alguma forma de cobertura e gestão do risco (mercados a prazo). O equilíbrio instantâneo Produção/Consumo induz a necessidade de um mercado específico de

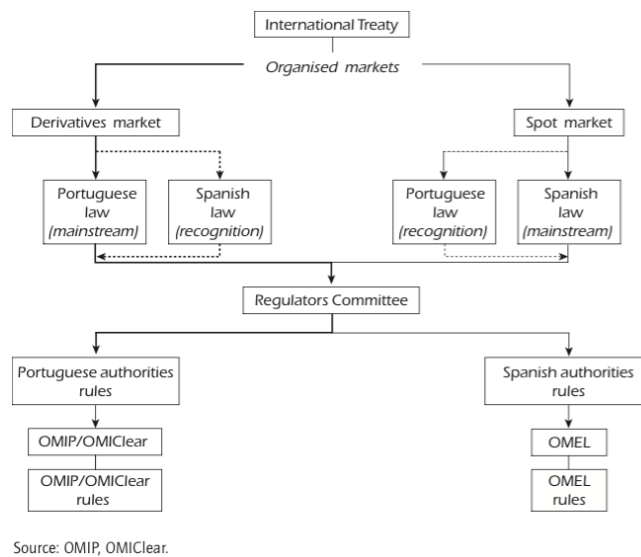


Figura 1.10: Diagrama do MIBEL, (fonte: ERSE)

“Serviços de Sistema/Ajustes” e a possibilidade de transações bilaterais/comerciais entre produtores e consumidores/comercializadores de sistemas/países/regiões diferentes leva à necessidade de mercados de “capacidade de interligação” e correspondente gestão.

Mercado diário e intradiário

O mercado diário constitui uma plataforma de equilíbrio da procura e da oferta de energia elétrica de forma fiável, tendo vindo a reduzir o diferencial de preços horários entre Portugal e Espanha que entre 2007 (data de arranque em Portugal) e 2009 desceram quase 10€/MWh. O preço médio situa-se de momento em cerca de 40€/MWh e em Portugal e em Espanha, oscilando sensivelmente entre os dois países, mas em linha, e por vezes abaixo, dos outros mercados da UE. O mercado ibérico intra-diário é um mercado de ajustes; com isso permite flexibilizar a operação e optimização do portfólio dos agentes ao longo de uma sequência de horizontes temporais sucessivos de curto prazo, permitindo as mesmas garantias de transparência e possibilidades de supervisão que o mercado diário.[4] A gestão dos mercados diário e intradiário é da responsabilidade do *Operador del Mercado Ibérico de la Energía-Polo Español* (OMEL), que é também responsável pelo estabelecimento e comunicação das obrigações de pagamento de direitos de recolha decorrentes de energia contratado nos mercados de produção.

Mercado a prazo

O mercado a prazo do MIBEL, com funcionamento em Portugal, iniciou a sua atividade a 3 de Julho de 2006, assumindo, atualmente, o estatuto de mercado regulamentado. A gestão do mercado é efetuada pelo OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), SGMR, S.A., sendo que a OMIClear – Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.G.C.C.C.C., S.A., desempenha as funções de câmara de compensação, contraparte central e

entidade gestora do sistema de liquidação. A 31 de Março de 2009, o mercado apresentava 30 entidades admitidas como membros negociadores, 14 membros compensadores e 24 agentes de liquidação.

Mercado de serviços de sistema

Os serviços de sistema em Portugal encontram-se divididos em (1) obrigatórios, que não são remunerados e onde estão englobados a regulação de tensão, a regulação de frequência e a manutenção da estabilidade, e (2) complementares, como a compensação síncrona e estática, a reserva, a regulação secundária, a interruptibilidade rápida, o arranque autónomo e o tele-arranque, que são passíveis de remuneração. Atualmente, apenas a regulação secundária e a reserva de regulação são remunerados sob a forma de mercado competitivo. Os restantes serviços de sistema podem ser contratualizados bilateralmente. Existe em acréscimo um processo de resolução de restrições técnicas, baseado em mecanismos de mercado.[4]

A liberalização completa do mercado está em vigor desde setembro de 2006 e, no início de 2007, três fornecedores espanhóis estavam ativos no mercado de retalho Português, a vender principalmente para clientes comerciais. No entanto, apesar desse progresso, a parcela de energia fornecida através do mercado liberalizado caiu, quando comparado ao ano de 2006, e esta diminuição foi particularmente acentuada desde o início do segundo semestre do ano. Até o final de 2008, a EDP beneficiou de uma quota de mercado de 82%, enquanto que um pequeno número de retalhistas independentes têm partilhado 18% entre si.

1.2.3 A rede de transporte de energia

No seguimento desta breve contextualização do sistema elétrico nacional, e dada a especial orientação deste trabalho a matérias de investimento infra-estrutural na rede de transporte de energia elétrica, mostra-se pertinente uma caracterização mais detalhada do operador, dos seus ativos e do seu ambiente regulatório. Para o objeto da dissertação, é-nos particularmente interessante analisar a remuneração de ativos, já que os ativos velhos continuam a ser agora sujeitos a remuneração.

1.2.3.1 Caracterização: O operador, a rede

A REN

A Rede Energética Nacional, SA (REN) foi estabelecida em 1994 enquanto uma unidade de negócio do Grupo EDP e, em Novembro de 2000, foi desacoplada do mesmo, no seguimento da sua privatização e a implementação da Diretiva 96/92/EC.

Em 2005 passou a operar também a rede de transporte de Gás Natural, dando cumprimento à Resolução do Conselho de Ministros 169/2005 de 24 de Setembro, na qual o Governo decidiu concentrar todas os concessionários de transporte e todas as infraestruturas de transmissão de energia na REN, tendo esta, em Setembro de 2006, adquirido os ativos de gás natural da Galp Energia.

Em Junho de 2007, foi atribuída à REN, pelo Governo Português, uma concessão de 50 anos para o transporte de energia, por via da qual esta ficou responsável pela gestão técnica do sistema, assegurando a continuidade e qualidade do fornecimento de energia elétrica e o funcionamento integrado do SEN. Desde o início de 2007, a detenção da REN foi sujeita a uma série de alterações no seguimento da implementação do Decreto Lei 228/2006 de 22 de Novembro. Anteriormente, 70% das ações eram de órgão do estado ou empresas publicas e os restantes 30% da EDP. Depois da criação da Redes Elétricas Nacionais, a empresa foi privatizada em 49,9% e a quota da EDP reduziu para 5%, tomando lugar também neste ano a sua conversão numa holding, e a criação de mais duas empresas no grupo: a REN Trading e a REN Serviços, ficando a primeira com a gestão dos CAE's herdados, nomeadamente da Tejo Energia e da Turbogás, segundo as novas regras de mercado.[14]

A rede

No final de 2013 compreendia 8.733km de linhas - 2.434km de 400kV, 3.565km de 220kV e 2.734km de 150kV - e 77 subestações com uma capacidade de transformação instalada de 34.984MVA. A rede MAT é suportada em linhas de 400kV dispostas de norte para sul do país, desde a geração em Sines ao centro produtor do Alto Lindoso com a interconexão a Espanha. Esta rede é complementada por linhas de transporte a 220kV, principalmente entre Lisboa e Porto, e diagonalmente de Coimbra a Miranda do Douro, acompanhando o rio Douro, e também no centro do país. Adicionalmente, existem linhas de 400kV este-oeste em Sines e em Rio Maior, que suportam a interconexão com Espanha Alqueva-Brovaes, e de Pego-Cedillo, respetivamente. Finalmente, a rede de 150kV assegura as restantes necessidades da rede.[14] A figura 1.13 mostra o mapa atual da RNT.

1.2.3.2 Perdas no transporte de energia

A figura 1.11 mostra a evolução da eficiência do transporte da rede. As perdas na RNT têm-se mantido dentro de valores adequados e comparáveis com as de outros TSO europeus, oscilando entre os 1,2% e os 2,9%, embora estejam sempre dependentes de fenómenos incertos, como a hidraulicidade ou a eolicidade.

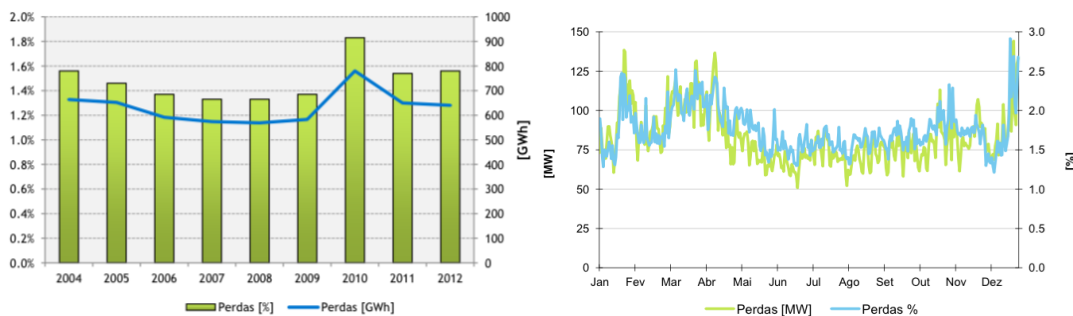


Figura 1.11: Perdas na Rede de Transporte, (fonte: REN)

A figura mostra os valores registados ao longo de 2013, que verificou um aumento face a 2012 devido à forte contribuição hídrica e eólica, e consequente inibição da participação térmica na satisfação do consumo.[3]

1.2.3.3 Investimento

A rede tem sido alvo constante de intervenção, em vista à sua reorganização, manutenção e expansão. Os dados técnicos de 2013 da REN concentram a evolução no gráfico da figura 1.12.

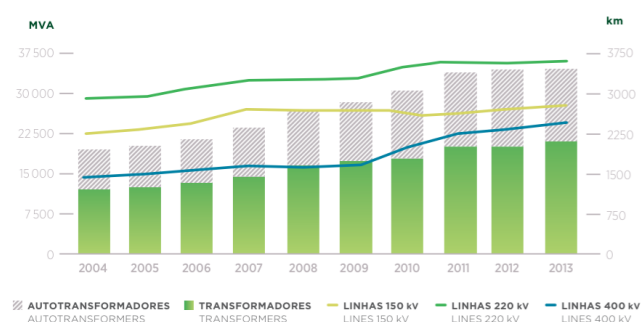


Figura 1.12: Investimento na Rede de Transporte de Energia nos últimos anos

O *World Energy Outlook 2014* da IEA refere que, no período de 2014 a 2035, o setor elétrico vai necessitar de um investimento global de mais de 16,4 trilhões de dólares, dos quais 6,2 são para os países da OCDE procederem à substituição de ativos obsoletos e cumprirem as metas de descarbonização. O bloco económico Europeu, segundo as previsões da IEA, necessitará de investir 2,2 trilhões de dólares para este efeito, com as energias renováveis a representar três quartos do investimento em centrais de produção até 2035. Ainda assim, e apesar do excesso de capacidade instalada, serão necessários mais 100GW de capacidade térmica em 2025 para garantir o abastecimento fiável e o funcionamento seguro do sistema elétrico.[16]

Ora, os principais componentes da RNT têm um período de vida útil entre 35 e 40 anos a partir da sua data de construção, com exceção das linhas que se mantêm durante 50. A primeira formação da RNT data de 1950 e, para fazer acompanhar as necessidades do sistema, tem sido, e terá de continuar a ser, sujeita a várias intervenções para a sua remodelação e expansão.

De acordo com a legislação em vigor — Decreto-Lei nº 29/2006, de 15 de fevereiro, e Decreto-Lei nº 172/2006, de 23 de agosto, nas suas atuais redações — a REN deve, até 31 de março dos anos ímpares, enviar à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), a sua proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade (PDIRT). O plano de investimentos é também submetido para apreciação o regulador (ERSE) que, após aprovação do governo, dá aval aos investimentos, que mais tarde serão recuperados por via do modelo regulatório aprovado.

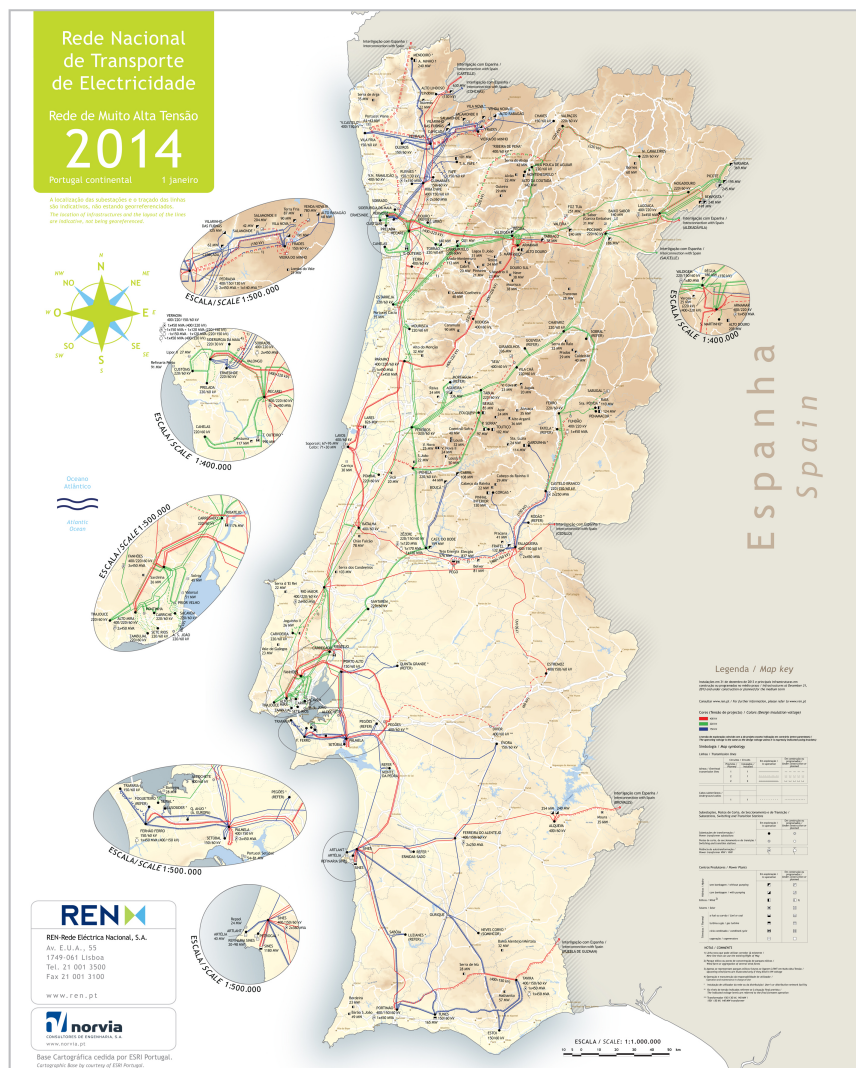


Figura 1.13: Mapa RNT 2014

1.2.4 Regulação do transporte de energia

O novo quadro regulatório 2015-2017 da Entidade Reguladora do Setor Energético (ERSE) pretende conduzir o operador da rede de transporte a um melhor desempenho, dando-lhe mais liberdade e, simultaneamente, maior responsabilidade de atuação. Para tal, implementou os seguintes incentivos à atividade de Transporte de Energia Elétrica:

- Mecanismo de valorização de novos ativos a custos de referência, destinado a promover a eficiência dos custos de investimento em novos equipamentos a integrar na rede de transporte, que premeia através da taxa de remuneração os investimentos considerados eficientes;
- Incentivo à manutenção em exploração de equipamentos em fim de vida útil, destinado a manter os ativos totalmente amortizados em funcionamento, desde que garantam adequadas condições de segurança e de qualidade de serviço, permitindo diferir temporalmente

investimentos de substituição;

- Incentivo à diminuição dos custos de exploração, que estabeleceu limites máximos a aplicar a estes custos e que considerou custos de referência para a operação e manutenção dos ativos de rede, adaptados ao nível de atividade da empresa;
- Incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da rede de transporte, enquanto fator determinante da qualidade de serviço prestada aos utilizadores da rede.[6]

1.2.4.1 Mecanismos de valorização dos investimentos a custos de referência

O mecanismo dos custos de referência para os investimentos na rede de transporte foi introduzido no período regulatório de 2009-2011 e incorpora os resultados de um estudo que procedeu à classificação e custeio das tipologias de investimento na rede de transporte, tendo por base dados históricos de investimentos do seu operador, definindo também a metodologia de atualização dos custos de referência, recorrendo a índices económicos e a índices de matérias-primas. Adicionalmente, a regulamentação complementar da ERSE que publicou o mecanismo, estabeleceu que sobre os custos de referência atualizados incidem fatores de eficiência, publicados pela ERSE para cada período regulatório.

No âmbito deste mecanismo, os princípios base para a verificação da eficiência do investimento suportam-se numa comparação dos custos reais com os respetivos custos de referência, atendendo às tipologias e quantidades físicas que caracterizam o investimento. Para cada obra ou projeto é calculado um rácio entre o custo real e o custo de referência, que determina a valorização a atribuir a esses ativos e a taxa de remuneração a aplicar. [6]

A determinação do *regulatory asset base*, *RAB* (i.e. o valor líquido dos ativos da empresa), é um fator crucial para a sustentabilidade de uma *utility*, como é o caso da REN. O *RAB* é atualizado anualmente, somando o investimento e subtraindo o montante relativo à depreciação.

1.2.4.2 Incentivo à extensão da vida útil

A regulação por custos aceites suportada pela remuneração do ativo líquido, incentiva o investimento em novos ativos, não promovendo a manutenção de ativos totalmente depreciados em exploração, independentemente da sua condição operacional. Pelo contrário, a regulação económica baseada em incentivos pode alterar o comportamento das empresas reguladas de forma a encontrarem as soluções economicamente mais eficientes no que diz respeito às decisões de investimento.

No que respeita à Rede Nacional de Transporte existem ativos que se encontram totalmente amortizados, mas que continuam em condições operacionais que respeitam os padrões de segurança e qualidade de serviço. Além disso, os custos de operação e manutenção destes equipamentos podem considerar-se aceitáveis, apesar da idade dos equipamentos, não induzindo acréscimos assinaláveis nos custos de exploração da empresa. Perante uma regulação por custos aceites, o

operador da rede de transporte seria levado à substituição destes ativos, pelo facto dos respetivos custos com capital (remuneração do ativo e amortização), após o final da vida útil, serem nulos.

Assim, no período de regulação 2009-2011 foi estabelecido o incentivo à manutenção em exploração do equipamento em fim de vida útil (MEEFVU), aplicável a linhas e transformadores de potência, com o objetivo de prolongar a vida operacional destes equipamentos que, apesar de se encontrarem totalmente amortizados, têm uma condição operacional que permite cumprir os padrões de segurança e qualidade de serviço.

Assim, face ao elevado benefício do incentivo MEEFVU, no período regulatório 2015-2017, a ERSE optou por aceitar a proposta da empresa de estender a aplicação deste incentivo aos Sistemas de Comando e Proteção, mantendo-se a aplicação aos ativos de Linhas e Transformadores de potência totalmente amortizados. No entanto, foi alterado o parâmetro do incentivo de 50% para 85% com vista a balancear os benefícios na perspetiva da empresa e dos consumidores.[6]

1.2.4.3 Base de custos de exploração para 2015 e fator de eficiência para o período 2015 a 2017

Entre 1999 e 2008, os proveitos da atividade de TEE eram determinados através de custos aceites em base anual, tanto ao nível dos custos de operação (*OPEX*) como ao nível dos custos de capital (*CAPEX*). Com o objetivo de promover um comportamento mais eficiente por parte do operador da rede de transporte, foi implementado, no período regulatório de 2009-2011, um modelo de regulação assente num sistema de incentivos que se prolongou até à data.

O período regulatório 2015-2017 pretende manter a metodologia de regulação do *OPEX* assente no mecanismo de custos incrementais (MCI). Assim, a escolha da base de custos é uma determinante fundamental no estabelecimento dos parâmetros de eficiência da empresa regulada. O *OPEX* real de uma empresa está dependente de uma multiplicidade de fatores exógenos à empresa regulada, tais como o ciclo económico (com as consequentes medidas de restrição orçamental, alterações fiscais, medidas de política monetária e medidas extraordinárias), a liberalização dos mercados, a evolução do preço das matérias primas, entre outros e está dependente de fatores endógenos correlacionados com a atividade operacional da empresa.[6]

Base de custos

Tendo em conta a performance em 2012 e 2013 e o *OPEX* aceite pela ERSE no período regulatório anterior, a base de custos para 2015-2017 resulta da média de *OPEX* real da REN entre 2012 e 2013. Ambos os valores são reais e devidamente auditados. Realça-se perante este cenário, que a base de custos para 2015-2017 resultará na aproximação do *OPEX* real da empresa com o *OPEX* aceite pela ERSE em 2013, confirmando assim uma convergência da empresa regulada para os valores definidos pelo regulador e permitindo a partilha com os consumidores do valor criado com a diminuição dos custos.[6]

Indutores de custo

Definido o *OPEX* que servirá como base de custos e tendo como ressalva o efeito-distorção

acima enunciado, parte-se para a definição do *OPEX* que será aceite pela ERSE no novo período regulatório. Teoricamente, tal implica a definição de custos unitários incrementais associados a variáveis físicas medidoras da atividade da empresa. No período regulatório de 2012-2014, a ERSE utilizou como indutores de custo a evolução dos quilómetros de linhas de rede e do número de painéis em subestações. Tais indutores de custo, não são utilizados no estudo de *benchmarking* E3GRID2012 apresentado anteriormente. Contudo, é reconhecido que os quilómetros de rede correspondem a uma medida próxima da rede padronizada. Por outro lado, muito do investimento na expansão do transporte, está ligado à integração das energias renováveis. Para além deste indutor, a potência de transformação e de auto-transformação podem ser substitutos ou complementares dos indutores de custo adotados nos períodos regulatórios anteriores. Com base na performance da empresa nos últimos períodos regulatórios, a ERSE optou por manter para o período regulatório 2015-2017 os indutores de custo aplicados desde 2009. [6]

Metas de eficiência

Para providenciar robustez à escolha da meta de eficiência a aplicar no período regulatório 2015-2017, testam-se diferentes parâmetros de eficiência a aplicar ao cenário considerado como sendo a base de custos. A REN cumpriu a meta de eficiência no período regulatório anterior. Porém, dada a natureza do mercado em que a REN se insere – monopólio no *upstream* da cadeia de valor – não se pode indagar facilmente se o cumprimento da meta de eficiência por parte da REN tem um carácter estável ou meramente periódico.

No entanto, as análises efetuadas permitem concluir que:

- Nos anos de 2012 e de 2013, a REN cumpriu a meta de eficiência estabelecida, reduzindo substancialmente a sua base de custos;
- O estudo de *benchmarking* conduzido pelo projeto E3GRID2012 confirma a melhoria da eficiência relativa da REN comparativamente com o estudo anterior conduzido no âmbito do projeto E3GRID2009.

Existe, assim, um claro ganho de eficiência por parte da REN, cujo dinamismo importa manter, designadamente após a revisão da base de custos regulatórios, para os níveis efetivamente obtidos. A ERSE entende assim ser necessário manter a margem de atuação da REN, através da revisão em baixo do seu nível de eficiência para níveis próximos dos valores mínimos considerados para o progresso tecnológico, 1,5%. [6]

Parâmetros

A tabela 1.4 apresenta os parâmetros definidos pela ERSE para o período regulatório 2015-2017, base de custos em 2015 e fatores de eficiência a aplicar nos anos de 2016 e de 2017. Refira-se que a evolução da base de custos, nos anos de 2016 e 2017, é efetuada de acordo com a seguinte expressão:

Custos operacionais líquidos de outros proveitos $_t = ParteFixa_{t-1} * (1 + IPiB_{t-1} - X_t) +$
 Parte variável com comprimento da rede $_{t-1} * (1 + IPiB_{t-1} - X_t) * \Delta$ comprimento da rede $_t +$ Parte
 variável com painéis em $SE_t - 1 * (1 + IPiB_{t-1} - X_t) * \Delta$ painéis em SE_t

Tabela 1.4: Parâmetros de cálculo da base de custos para o Transporte de Energia Elétrica [6]

TEE	2015	2016	2017
Componente fixa (milhares de EUR)	31 578		
Fator de eficiência custos operacionais		1,50%	1,50%
Custos incrementais por km de rede (EUR/km rede)	395		
Fator de eficiência km de rede		1,50%	1,50%
Custos incrementais por nº de paineis (EUR/painel)	5 030		
Fator de eficiência n.º de paineis		1,50%	1,50%

Verifica-se que a base de custos para 2015 é inferior em cerca de 25,5% à base de custos fixada no período regulatório anterior e cerca de 6,3% face aos custos realmente ocorridos em 2012.

1.2.4.4 Mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT

O mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT incide sobre os “Circuitos de Linha”, que englobam as linhas aéreas e os cabos subterrâneos, e os “Transformadores de Potência”, que englobam os transformadores de entrega à rede de distribuição e os auto-transformadores, incluindo-se em ambos os casos as indisponibilidades dos elementos dos painéis nos elementos de rede a que estão associados. Para os elementos da RNT referidos no ponto anterior, estabelecem-se as respetivas taxas de disponibilidade média que, ponderadas pela relação entre a capacidade térmica média dos circuitos de linha e a soma da capacidade térmica média dos circuitos de linha com a potência média dos transformadores de potência instalados, permitem o cálculo do indicador sobre o qual incide o mecanismo, a taxa combinada de disponibilidade. O acompanhamento e análise da aplicação do incentivo, desde a sua entrada em vigor, tem permitido identificar algumas melhorias a introduzir no respetivo mecanismo. Consequentemente, no decorrer do período regulatório 2015-2017, a ERSE pretende apresentar e discutir com o operador da rede de transporte (ORT) um conjunto de propostas de alteração ao mecanismo de incentivo, a ser revisto, que possam vir a ser aplicadas no período regulatório 2018-2020. Neste sentido, tendo em conta a necessidade de revisão do respetivo mecanismo de incentivo e considerando que o nível de disponibilidade combinada atingido pelos elementos da RNT é satisfatório, a ERSE propõe que o valor I_{dismax} do incentivo seja nulo para o período regulatório 2015-2017.

1.2.4.5 Custo capital

Para o ano de 2015, a ERSE aplicará um custo de capital nominal, antes de impostos, de 6,40% para remunerar o ativo da atividade de Gestão Global do Sistema e o ativo valorizado a custos reais da atividade de Transporte de Energia Elétrica. Para os ativos valorizados a custos de referência da atividade de Transporte de Energia Elétrica é adicionado um *spread* de 0,75 pontos percentuais, perfazendo um custo de capital nominal, antes de impostos, de 7,15%.

Conforme referido, a atualização do *RoR* far-se-á com base na evolução das cotações médias diárias das Obrigações do Tesouro da República Portuguesa a 10 anos publicadas pelo Banco de Portugal durante o período compreendido entre o mês de outubro do ano anterior, até ao mês de setembro do ano de aplicação das tarifas. Também a par do definido para o anterior período regulatório, e do que existe no gás, o mecanismo apresenta um limite superior (*cap*) e um limite inferior (*floor*).[17]

1.3 Objetivos da Dissertação

No mundo industrial/empresarial, a gestão de risco é denominador comum de um sem número de operações. Os métodos de otimização, racionalização, reorganização dos recursos e as invariáveis opções da gestão, podem significar imediatas reduções nos custos fixos da entidade e também diretas melhorias no seu funcionamento. Esta Dissertação objeta a formulação de uma metodologia de análise de custo-benefício para investimentos em infraestruturas energéticas e ativos da Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.

1.4 Estrutura da Dissertação

Para além da introdução, esta dissertação contém mais quatro capítulos. No capítulo 2, é descrito o estado da arte e são apresentados trabalhos relacionados. No capítulo 3, é proposta a arquitetura da metodologia de análise de custo-benefício para investimentos em infraestruturas energéticas. No capítulo 4, a metodologia proposta é aplicada a três casos práticos recolhidos do Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade 2014-2030 (PDIRT). No capítulo 5, de conclusão, são discutidos os resultados e são tecidas algumas considerações sobre a robustez da metodologia proposta e são apresentadas perspetivas sobre o trabalho futuro a desenvolver nesta área.

Capítulo 2

Estado da Arte

A conceção de qualquer estratégia de desenvolvimento social ou industrial implica decisões de investimento. O capital produtivo, os equipamentos e infraestruturas, os recursos humanos e a inovação científica são indicadores indiscutíveis do estado económico e social de um país e, como tal, têm que ser permanentemente considerados na ação dos seus decisores políticos, garantindo que a aplicação de capitais públicos disponíveis no presente são tomadas com a consciência dos fatores que podem perturbar a sua recuperação no futuro.

Em Portugal, o investimento em vias de comunicação terrestres e tecnológicas de há dez anos é hoje apreciado pela geração que o sucedeu, o investimento na educação primária e secundária de há 30 anos contribui hoje para um melhor desempenho económico, bem como as preocupações ambientais de hoje garantirão a gerações futuras a permanência de recursos naturais de que se possam prover para a sua sobrevivência.[8]

Nestas situações, como também nas mais básicas do nosso quotidiano, pesamos regularmente os custos e os benefícios de determinada opção de investimento, e a necessidade permanente de consubstanciar estas opções com estudos científicos que explorem a complexidade de cada caso tem motivado a produção e adaptação de várias metodologias de Análise de Custo-Benefício (*CBA* - *Cost-Benefit Analysis*) para uma série de finalidades.

A *CBA* informa os agentes de decisão sobre os aspetos chave a considerar no planeamento de certo investimento durante os seus processos de decisão. Não é um método estanque, podendo ser complementado com outros estudos que se assumam importantes para o efeito pretendido, por exemplo: análises multi-caso, estudos de mercado, análise/previsões de consumo e procura de bens e recursos, análises de sensibilidade e muitas outras.

No caso concreto desta dissertação, a *CBA* permitirá avaliar a contribuição de projetos de investimento em ativos da rede elétrica nacional, para o bem estar da sociedade em geral e para a melhoria dos indicadores energéticos do país. Este capítulo apresenta uma revisão da literatura existente e da sua aplicação em casos práticos conhecidos, bem como das iniciativas legislativas que têm reconhecido a utilização *CBA* como condição *sine qua non* para o êxito no financiamento público de projetos de investimento.

2.1 Revisão sobre metodologias de CBA

Na sua mais elementar definição, a análise de custo-benefício trata-se do processo de quantificação dos custos e benefícios de uma decisão, programa ou projeto e das suas alternativas, ao longo de um determinado período, a fim de se obter uma única escala de comparação para uma avaliação informada e fundamentada.

Tipicamente, as metodologias de CBA estruturam-se em cinco etapas:

1. Identificação do projeto e dos seus objetivos;
2. Estabelecimento de alternativas e estudo da sua viabilidade;
3. Definição e quantificação dos critérios de custo e benefício;
4. Análise económico-financeira;
5. Análise de risco;

2.1.1 Identificação do projeto e dos seus objetivos

Um projeto define-se como a operação que inclui uma série de intervenções, atividades ou serviços, destinada a realizar uma ação de natureza técnica ou económica indivisível e precisa. A declaração clara dos seus objetivos é um passo essencial para compreender se o investimento tem um valor social e é geralmente a primeira etapa de qualquer processo de avaliação. Desta forma, é fundamental iniciar este processo pelo estudo da situação sócio-económica da região que irá acolher o impacto do investimento, uma vez que a possibilidade de alcançar previsões credíveis dos benefícios e custos do projeto depende da precisão da recolha e tratamento da informação relacionada com ambiente onde este se inserirá[8].

Neste estudo, como concluiremos posteriormente, deve também balizar-se o âmbito da análise e a dimensão social do projeto. Os impactos diretos sobre os utilizadores, trabalhadores, investidores e fornecedores, os impactos indiretos sobre terceiros e os efeitos de rede, devem ser considerados por via de modelos de previsão adequados da procura de bens e serviços que o projeto irá gerar, estabelecendo um indicador chave para a estimativa das suas receitas futuras e, consequentemente, do seu desempenho económico e financeiro.

A figura 2.1 distingue os principais tipos de impactos de um projeto de investimento que, se forem mal identificados no ponto de partida, provocarão problemas como a dupla contagem de benefícios de um investimento, que analisaremos de seguida, perturbando o nível de precisão do resultado final da CBA.

FOCUS: DISTINGUISHING DIRECT AND INDIRECT ECONOMIC EFFECTS IN ORDER TO AVOID THE POSSIBILITY OF DOUBLE-COUNTING BENEFITS IN TRANSPORT PROJECTS
<p>Direct effects: effects on behavioural choice within the transport system (route choice, mode choice, departure time choice and destination choice), by users of that part of the network to which the initiative applies (e.g. the number of users of a newly planned road).</p> <p>Direct network effects: effects on behavioural choice within the transport system transferred by network flows to other users of the network who are not themselves users of the part of the network to which the initiative applies (e.g. the change in train use in the area where the new road is planned).</p> <p>Indirect effects: effects outside the transport market as the result of a transport initiative, typically including changes in output, employment and residential population at particular locations (e.g. households moving to a city because it has better connections to their work due to a new road).</p> <p>Indirect network effects: effects on the transport network of choices made in other markets (land and property markets, the labour market, product markets and the capital market), as a result of changes in generalised costs brought about by a transport initiative (e.g. the changed traffic flow within a city due to more households locating in the city because of a new road).</p>

Figura 2.1: Efeitos diretos e indiretos de projetos de investimento

O nível apropriado de análise deve ser definido com referência ao tamanho e âmbito do projeto. Embora não seja possível proporcionar uma matriz de associação do tipo de investimento a um nível pré-definido de análise, os projetos que pertencem a alguns sectores partilham frequentemente o espectro dos seus efeitos. Por exemplo, os projetos de uma central de produção de energia, mesmo se realizados num quadro regional, devem ser analisados de uma perspetiva mais ampla, uma vez que são parte de uma rede integrada. A perspetiva global é recomendada para questões ambientais como as emissões de CO_2 , ou contributos para a mitigação das alterações climáticas e ambientais que partilhem esta dimensão, tal como por outro lado os projetos de gestão de resíduos, por exemplo, são na sua maioria intrinsecamente locais.

O objetivo geral da CBA é facilitar uma alocação mais eficiente dos recursos, demonstrando a conveniência de um determinado projeto ou programa contra as suas alternativas. Não é adequada para avaliar o impacto macro-económico de um projeto, como o crescimento do PIB regional ou as tendências do desemprego, criando, no entanto, com estes estudos uma relação de partilha de informação útil no âmbito da sua execução, para que seja coerente com as suposições que faz sobre o contexto sócio-económico.

2.1.2 Estabelecimento de alternativas e estudo da sua viabilidade

Esta é a primeira etapa da CBA propriamente dita: identificar o leque de opções que possam garantir a realização dos objetivos do projeto.

A abordagem de qualquer apreciação de investimento tem como objetivo a comparação de situações distintas, designadamente com e sem o projeto em causa, o que conduz de imediato à descrição de um cenário de referência. Ora, delineado o contexto sócio-económico e os objetivos do projeto, este cenário será no fundo uma previsão do futuro sem o projeto, um conceito chamado "*business as usual*" (BAU), ou seja, o cenário de "não fazer nada", em que as operações de um serviço já existente não serão interrompidas, mas simplesmente continuarão sem investimentos adicionais.

Uma primeira alternativa ao BAU é, naturalmente, fazer o mínimo possível (opção "*do minimum*"), o que pressupõe certas despesas de investimento além dos custos operacionais e de ma-

nutenção atuais, como a modernização parcial de uma infraestrutura existente. Esta opção surge normalmente da necessidade do cumprimento de alterações legislativas, sendo o projeto de menor custo o que garante a conformidade, podendo ainda assim haver, face a tal, opções mais benéficas (por exemplo a demolição de uma infraestrutura antiga e construção de uma nova noutra lugar). Existem ainda as alternativas "*do something*", que representam um grande número de opções viáveis, e por vezes de baixo custo, cuja desconsideração poderá distorcer o resultado da avaliação.

Quanto à viabilidade do projeto/opção de investimento, devem ver-se atendidos constrangimentos de natureza jurídica, financeira e técnica relevantes para o país, região ou outro local específico. A precisão desta característica implica, portanto, uma dedicação substancial a outros estudos pactuantes com o âmbito de análise e ação do projeto:

- Análise de procura;
- Tecnologia disponível;
- O plano de produção (incluindo a taxa de utilização da infraestrutura);
- Necessidades de recursos humanos;
- Escala do projeto, localização, entradas físicas, calendário e implementação, fases de expansão e planeamento financeiro;
- Aspetos ambientais.

O resultado principal deste segmento da *CBA* deve ser a identificação da opção mais profícua à realização da *CBA* que, uma vez identificada, será comparada à opção de "*business as usual*" pela metodologia *CBA* adotada.

2.1.3 Definição e quantificação dos critérios de custo e benefício

Na literatura *CBA*, a questão de "cujos custos e benefícios contar?" é um problema conhecido. A identificação tem de reconhecer a presença de uma série de agentes sociais, pois os custos e os benefícios podem ser por si transmitidos, dependendo do nível geográfico adotado na avaliação. Por exemplo, no caso de um comboio de alta velocidade entre duas cidades, as comunidades locais podem ser negativamente afetadas pelo impacto ambiental do projeto, enquanto que os benefícios podem ser maiores do que os custos se a perspetiva nacional for considerada.

A natureza dos custos incorridos na preparação e execução de um determinado projeto, bem como a dos seus benefícios, varia consoante o cariz do mesmo. A tabela 2.1 apresenta alguns dos critérios mais comuns.

Tabela 2.1: Critérios de custo e benefício padrão

Custos	Benefícios
Projeto/planeamento	Salvação de vidas
Compra de terrenos/demolição local	Redução da poluição
Preparação do local	Criação de emprego
Construção	Efeitos positivos na economia local
Externalidade	Economia de tempo
Salários	Melhorias estéticas
Manutenção	Receitas financeiras
Custos administrativos	

2.1.3.1 Custos totais do investimento

Na estimativa da dimensão dos custos do investimento, o primeiro passo deve ser a definição de um horizonte temporal adequado, ou seja, o número máximo de anos para os quais as previsões que vão fundamentar as escolhas do avaliador vão ser válidas. Estas previsões sobre o futuro do projeto devem ser elaboradas de acordo com período de vida útil dos equipamentos e de forma a que abranjam o seu impacto a médio e longo prazo.[8]

A tabela 2.2 apresenta um *benchmark* de horizontes temporais recomendados por tipo de infraestruturas e setores de atuação.

Tabela 2.2: Horizontes temporais de referência para 2007-2013, Fonte *OECD*

Custos	Benefícios
Energia	25
Água e ambiente	30
Caminhos de ferro	30
Estradas	25
Portos e aeroportos	25
Telecomunicações	15
Indústria	10
Outros serviços	15

Dentro do horizonte adequado devemos então contabilizar os investimentos fixos - que representam a grande parte dos custos de investimento, designadamente em ativos como terrenos, edifícios ou equipamentos tecnológicos; e os custos de arranque - eventuais ações de formação de recursos humanos, estudos de mercado ou de viabilidade do projeto.

Quando o preço não reflete o valor real de um bem ou mercadoria, ou não existe um valor de mercado de referência, a solução mais comum é a utilização de preços sombra ou *shadow pricing* - o valor de que um indivíduo tem de abdicar em detrimento de uma unidade extra do bem/serviço em questão. Estes preços podem ser formulados com base no conceito de preferências declaradas ou expressas - um método de avaliação contingente de recolha de depoimentos, ou juízos de valor, de pessoas que sintam diretamente os impactos do projeto.[7] Mas também através de outros métodos como os referidos na tabela 2.3.

Tabela 2.3: Métodos de preferência revelada, Fonte: [7]

Método	Descrição
Analogia de Mercado	Nos casos em que a avaliação versa sobre bens e serviços públicos, normalmente fornecidos a preços reduzidos ou gratuitamente, o valor do equivalente fornecido no mercado do setor privado pode ser usado para fornecer uma avaliação mais precisa do bem público.
Trade-off	O trade-off entre o salário e o número de horas de trabalho pode fornecer um valor para o tempo de um indivíduo, assumindo que o valor social de uma hora de lazer é igual a uma do salário. Assumindo que aqui se partem de uma série de suposições não garantidas como o princípio de tempo produtivo, da homogeneização de todas as profissões, ignoração de benefícios da remuneração, de capacidades de multi-tasking, de contribuição fiscal dos indivíduos e do próprio valor do tempo.
Intermediate good	A diferença entre as receitas obtidas com e sem o projeto
Valorização de ativos	Estima os benefícios ou custos de um projeto com base nas variações no valor dos ativos (especulação imobiliária, por exemplo).
Custo de reposição	Se o custo da substituição ou restauro de um ativo for conhecido, então este pode ser usado como um valor de referência para a vantagem de não necessitar de incorrer nesse custo se a danificação puder ser evitada.
Prevenção de despesas	Estima o valor de um custo a partir do valor dos custos incorridos na tentativa de mitigar ou prevenir os efeitos de uma externalidade negativa.
Delphi	Envolve a consulta de um certo número de especialistas que fornecerão, de forma independente, os valores dos custos e benefícios. Posteriormente, terão a oportunidade de reavaliar as suas face a análises de outros especialistas até ser alcançado o consenso.
Key Performance Indicators	Ferramentas de medição e consequente nível de desempenho e sucesso de um determinado processo

2.1.3.2 Benefícios

Os benefícios considerados não devem ser apenas indicadores físicos (km de estradas), mas também variáveis sócio-económicas pertinentes que sejam quantitativamente mensuráveis, pois a não inclusão de um benefício ou custo muito específico pode alterar significativamente o resultado da CBA. Com isto em mente, todos os benefícios e os custos devem ser incluídos na CBA e quantificados através de uma escala comum (monetária, quando possível) apesar de existir uma série de barreiras à harmonização da quantificação de todos os critérios. Por exemplo, na monetização, pode não existir um valor de mercado direto para quantificar um critério: a avaliação do benefício de redução do número de mortes numa estrada por via do seu melhoramento não expressa o valor de uma vida? Da mesma forma pode também não existir nenhum valor de mercado adequado - o valor de um hectare de um parque existe no mercado, mas não reflete que este pode ser o único

parque dentro de um raio de 10km, ou que o parque pode ser um habitat de animais selvagens raros.

2.1.4 Análise financeira

A análise financeira é uma ferramenta essencial para a avaliação do desempenho das infraestruturas pelos seus investidores e proprietários, pois tem como objetivo a projeção do comportamento financeiro do ativo ou infraestrutura em termos da sua rentabilidade e da sua vida útil. Resulta do estudo de dois indicadores: o Valor Atual Líquido (*VAL*) e a Taxa Interna de Rentabilidade (*TIR*).

Na senda de um estudo preciso, devemos também considerar nos nossos cálculos as alterações monetárias a acontecer no período do investimento, pois os custos e benefícios de projetos analisados com *CBA* raramente ocorrem dentro de um curto período de tempo e os efeitos da inflação podem alterar significativamente o valor de custo ou benefício no futuro.[7]

Um fator determinante da precisão da análise financeira é a *discount rate* (Taxa de desconto), que representa a depreciação ou valorização temporal do dinheiro. Deve ser cuidadosamente escolhida para que não represente uma sub-valorização do investimento a médio ou longo prazo, mas sim um reflexo justo do risco capital do mesmo.

A metodologia de *Discounted Cash Flow*, proposta por [8] assume-se bastante completa e útil para a análise pragmática do desempenho financeiro futuro de um equipamento, elencando três princípios basilares:

- só são consideradas entradas e saídas do fluxo de caixa (sendo desconsideradas depreciações, fundos sociais, reservas e etc.);
- a determinação dos fluxos de caixa do projeto são feitas na base das diferenças entre dois cenários alternativos de execução do mesmo (*business as usual* e *do minimum* por exemplo);
- a agregação de fluxos de caixa no transcurso do tempo deve respeitar as taxas de desconto financeiro já referidas.

Também este documento refere a conveniência da adoção de boas práticas de análise contabilística, pelo que sugere a organização do estudo financeiro pelos seguintes centros de custo:

- Custos totais de investimento;
- Receitas e custos totais de operação;
- Retorno financeiro em relação ao custo de investimento: *VAL* e *TIR*;
- Fontes de financiamento;
- Sustentabilidade financeira.

Os custos totais do investimento correspondem aos custos identificados no capítulo anterior, os de operação compreendem as despesas diretas de produção, despesas administrativas e de venda

a retalho/distribuição, não sendo aqui incluídos impostos ou custos relativos a depreciações ou à inflação. As receitas são aqui representadas por uma previsão simples do resultado da venda de serviços em função da procura durante o horizonte temporal escolhido.

Devemos também ter presente a noção de capital disponível, ou seja, da liquidez financeira do projeto, para que não corra riscos de endividamento excessivo, sendo assim importante ter uma estimativa razoável da diferença entre os ativos (dividas de terceiros, *stocks*, caixa) e passivos (dividas a fornecedores e prestadores de serviços).

2.1.4.1 Retorno financeiro

Feita a recolha dos dados relativos aos custos e receitas possíveis do projeto, procede-se ao cálculo dos indicadores de desempenho anteriormente apresentados.

O *VAL* é o resultado da diferença entre os custos e as receitas previstas, após a aplicação da taxa de desconto.

$$VAL = \sum_{t=0}^n a_t S_t = \frac{S_0}{(1+i)^0} + \frac{S_1}{(1+i)^1} + \dots + \frac{S_n}{(1+i)^n} \quad (2.1)$$

S_t - fluxo de caixa em *t*

a_t - fator de desconto

A *TIR* é o fator de desconto para o qual o *VAL* é igual a 0, medindo portanto a capacidade das receitas produzidas ao longo do horizonte temporal pagarem o investimento.

Estes dois indicadores permitem-nos avaliar o desempenho do investimento independentemente das suas condições de financiamento, ou seja, de um ponto de vista mais técnico-financeiro e crítico à proposta de investimento em si. A tabela 2.4 seguinte apresenta um conjunto de valores de referencia de rentabilidade dos projetos de investimento consoante a sua natureza, que poderá ser bastante útil no desenvolvimento da dissertação.

Tabela 2.4: Valores de referência de Taxa de Rentabilidade por setor de atividade [8]

	N. of projects	FRR(C)% average	FRR(C)% Std. Dev.	Sector average / total average
Energy production ^a	2	5.10	6.20	1.6
Energy transport and distribution ^b	5	3.08	3.86	1.0
Roads and highway ^b	16	-0.75	5.13	-0.2
Railways and underground ^b	19	0.33	3.73	0.1
Ports, airports ^b	19	1.79	6.21	0.6
Water supply and waste water treatment ^b	90	0.77	6.03	0.2
Solid waste treatment ^b	31	-3.36	4.65	-1.1
Industries, other productive investments ^a	64	19.60	14.60	6.2
Other ^b	7	1.83	7.12	0.6
TOTAL	253	3.15	6.39	1.0

a: 1994-1999 programming period; b: 2000-2006 programming period.
For returns of ISPA projects see Florio and Vignetti (2006).

Um projeto de investimento será financeiramente viável sempre que não houver probabilidades de incorrer em risco de prejuízos no futuro. A diferença entre os fluxos de entrada e de saída mostrará, como veremos na tabela 2.5, o déficit ou o excesso acumulado a cada ano do horizonte temporal escolhido.

Tabela 2.5: Exemplo de análise financeira sustentável [8]

	YEARS									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Community assistance	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Local level</i>										
<i>Regional level</i>	15									
<i>Central level</i>	50	25								
National public contribution	65	25	0	0	0	0	0	0	0	0
National private capital	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>EIB loans</i>				10						
<i>Other loans</i>										
Other resources	0	0	0	10	0	0	0	0	0	0
Total financial resources	165	25	0	10	0	0	0	0	0	0

Loan is here an inflow and it is treated as a financial resource coming from third parties.

The amount shown is a rough indicative estimation. For a correct determination of the EU grant please see Annex C.

Tabela 2.6: Exemplo de análise financeira insustentável [8]

The following table presents an example of a project which is unsustainable from a financial perspective:

	YEARS									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Total financial resources	165	25	0	10	0	0	0	0	0	0
Total operating revenues	0	45	115	125	108	115	115	115	115	115
Total inflows	165	70	115	135	108	115	115	115	115	115
Total operating costs	0	-56	-98	-98	-101	-101	-101	-101	-101	-101
Total investment costs	-165	-6	-2	-24	-3	0	-26	0	0	0
Interest	0	0	0	0	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	0
Loans reimbursement	0	0	0	0	-2	-2	-2	-2	-2	0
Taxes	0	-6	-7	-8	-9	-9	-9	-9	-9	0
Total outflows	-165	-68	-107	-130	-115.2	-112.2	-138.2	-112.2	-112.2	-101
Total cash flow	0	2	8	5	-7.2	2.8	-23.2	2.8	2.8	14
Cumulated net cash flow	0	2	10	15	7.8	10.6	-12.6	-9.8	-7	7

2.1.5 Avaliação do risco

Em boa verdade, a avaliação de um projeto é um exercício de previsão, e como qualquer outro, não estará isento de riscos na sua execução ou de incertezas na sua elaboração. Como ilustra o manual da Comissão Europeia sobre *CBA* [8] raramente os dados de trabalho são irrefutáveis, e nenhum equipamento dá 100% de garantias de funcionamento face a todas as situações. A avaliação de risco consiste em estudar a probabilidade de sucesso de desempenho de um projeto e resulta de um conjunto de estudos tipicamente composto por:

1. Análise de sensibilidade;
2. Distribuição de probabilidades;
3. Análise de risco.

2.1.5.1 Análise de sensibilidade

Na análise de sensibilidade o analisador propõe-se determinar os parâmetros cujas variações têm impacto no comportamento do modelo elaborado para o projeto. Estes são posteriormente sujeitos a testes de elasticidade, nos quais se analisa o seu reflexo nos valores do *VAL* e da *TIR*, e se identifica a sua dimensão no processo de avaliação e decisão do investimento.

A tabela 2.7 sumaria a maior parte das variáveis por tipo de de projeto.

Tabela 2.7: Variáveis de sensibilidade [8]

Categories	Examples of variables
Price dynamics	Rate of inflation, growth rate of real salaries, energy prices, changes in prices of goods and services
Demand data	Population, demographic growth rate, specific consumption, sick rate, demand formation, volume of traffic, size of the area to be irrigated, market volumes of a given commodity
Investment costs	Duration of the construction site (delays in realisation), hourly labour cost, hourly productivity, cost of land, cost of transport, cost of concrete aggregate, distance from the quarry, cost of rentals, depth of the wells, useful life of the equipment and manufactured goods
Operating costs	Prices of the goods and services used, hourly cost of personnel, price of electricity, gas, and other fuels
Quantitative parameters for the operating costs	Specific consumption of energy and other goods and services, number of people employed
Prices of outputs	Tariffs, sales prices of products, prices of semi-finished goods
Quantitative parameters for the revenues	Hourly (or other period) production of goods sold, volume of services provided, productivity, number of users, percentage of penetration of the area served, market penetration
Accounting prices (costs and benefits)	Coefficients for converting market prices, value of time, cost of hospitalisation, cost of deaths avoided, shadow prices of goods and services, valorisation of externalities
Quantitative parameters for costs and benefits	Sick rate avoided, size of area used, added value per hectare irrigated, incidence of energy produced or secondary raw materials used

Este processo deve ser executado de forma minuciosa, a fim de evitar a contagem dupla de variáveis inter-dependentes (como a consideração da produção em trabalho de um operário e a produção global da empresa). Importa também garantir que a sua análise é feita de forma desagregada, ou seja, da forma mais positiva para o efeito pretendido (a análise da variável *receitas* pode não ser tão profícua como a análise do *preço* e da *quantidade* de venda). Pode também proporcionar-se uma análise de cenário, caso se pretenda analisar o impacto conjunto de várias

combinações dos valores das variáveis críticas, podendo desenhar cenários otimistas e pessimistas.

2.1.5.2 Distribuição de probabilidades

Finalmente, o estudo da sensibilidade do investimento tem sempre de ser acompanhado de uma previsão devidamente fundamentada das hipóteses que realmente existem da sua verificação. Então, para cada uma das variáveis identificadas deve existir uma distribuição da sua probabilidade de acontecimento, podendo esta ser derivada de estudos de terceiros.

A forma mais útil de apresentar o resultado é expressá-la em termos da distribuição de probabilidade ou da probabilidade acumulada do *VAL* no intervalo de valores resultante, conforme a figura 2.2.

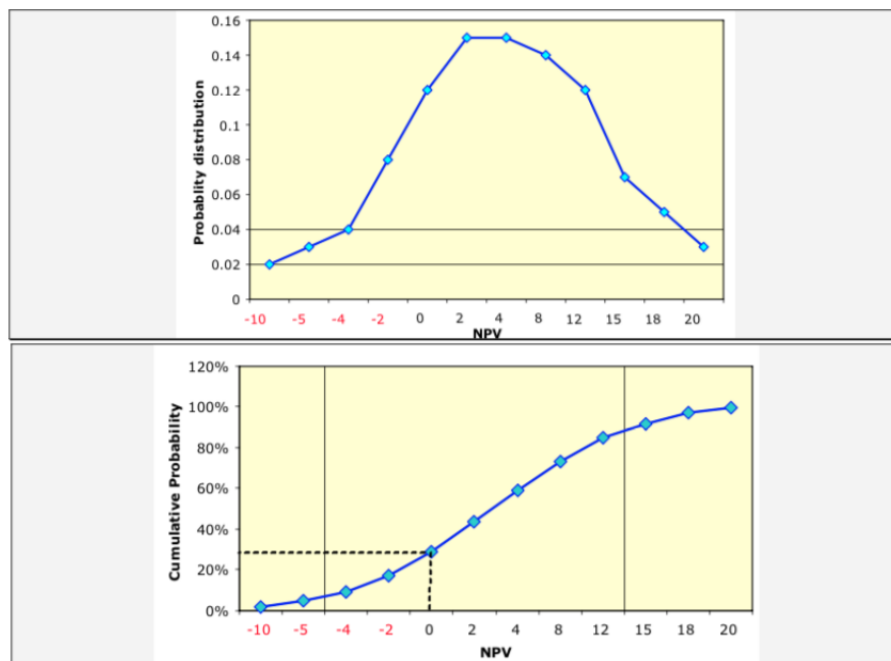


Figura 2.2: Distribuição de probabilidade e probabilidade acumulada do *VAL*

A distribuição acumulada permite-nos verificar se a probabilidade acumulada é maior ou menor do que um valor de referência considerado crítico. Assim, como exemplificado na figura, podemos determinar também a probabilidade de o *VAL* (ou *TIR*) serem menores de que um certo valor de referencia ($VAL=0$ ou $TIR=0,05$), detetando a probabilidade de o *VAL* ser negativo.

2.2 Revisão sobre metodologias de CBA aplicadas a projetos de investimento em infraestruturas energéticas

A CBA tem servido, ao longo dos anos, de base de trabalho para a produção de uma série de metodologias de avaliação de investimentos nos vários setores da economia e da indústria. No setor energético, é cada vez mais comum o recurso a este mecanismo para avaliar as opções de investimento e para consubstanciar os planos de desenvolvimento infraestrutural dos operadores de transporte e de distribuição. Neste capítulo serão compilados os métodos de abordagem aplicados em análises de custo benefício para infraestruturas energéticas.

2.2.1 Revisão de literatura e *assessment frameworks*

O *Guideline for CBA of Grid Development Projects* foi elaborado pela ENTSO-E em 2013, com o objetivo de propor, no quadro do *Ten Year Network Development Plan (TYNDP)* - plano de desenvolvimento da rede energética europeia, uma metodologia de avaliação de projetos de investimento em interligações entre os Estados-Membros da União Europeia. Este prevê, em primeira instância, a representação de cenários futuros do panorama económico e energético no âmbito da análise do projeto de investimento. Estes cenários são estruturados em torno de vários horizontes temporais e da interação de vários parâmetros de natureza económica, financeira, energética, tecnológica ou temporal, conduzindo assim à formalização das necessidades da rede relativamente a um conjunto particular de acontecimentos. Ou seja, de casos de planeamento ilustrativos de um momento exato do horizonte temporal, com conceções objetivas sobre um determinado fenómeno ou sobre o desenvolvimento da rede nesse quadro de acontecimentos. A ponderação destes casos é feita segundo um conjunto de critérios escolhidos em compromisso com da melhoria da rede de transporte, contribuindo, em conjunto com a análises de sensibilidade e das externalidades associadas ao desempenho do projeto para a sistematização de uma metodologia de CBA precisa, completa e objetiva.

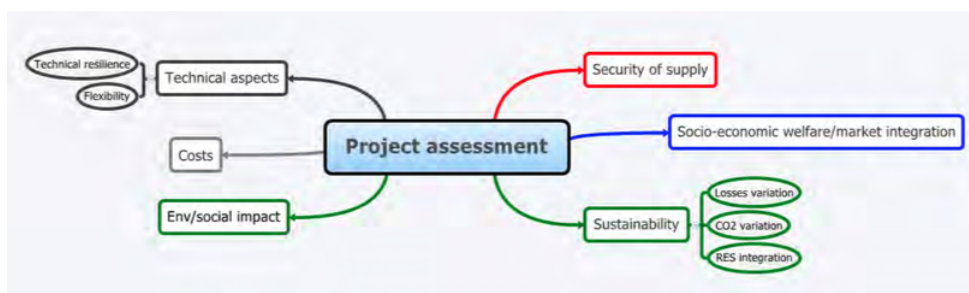


Figura 2.3: ENTSO-E *Framework*

Numa perspetiva um pouco diferente, o *Guidelines for Conducting a Cost-Benefit Analysis of Smart Grid Projects*, desenvolvido pelo *Joint Research Center* da União Europeia para o estudo do projeto Inovgrid - investimento em *Smart Grids* da EDP na cidade de Évora, distingue a abordagem em dois tipos de análise globalizada:

- **Análise económica** - que tem em conta todos os custos e benefícios monetizáveis, desde os gerados pelo projeto na rede de eletricidade (aumento de capacidade dos equipamentos, melhorias na distribuição, eficiência no transporte, etc.) aos que tem implicações diretas no ambiente onde este se insere. Integra a definição de cenários, a identificação dos custos e benefícios e a análise da resposta da CBA à variação dos parâmetros mais relevantes, mais concretamente através das suas repercussões nos valores do VAL e da TIR - indicadores de análise económica já estudados. O resultado deve ver estipulado um modelo de contabilização de custos e benefícios, bem como as fórmulas de monetização/quantificação de parâmetros de custo ou benefício.
- **Análise qualitativa de impacto** - considera as externalidades globais não monetizáveis como a segurança do abastecimento ou melhorias do funcionamento do mercado, sendo necessária uma descrição detalhada do seu impacto (positivo ou negativo) que possa ser combinada com os resultados obtidos anteriormente.[9]

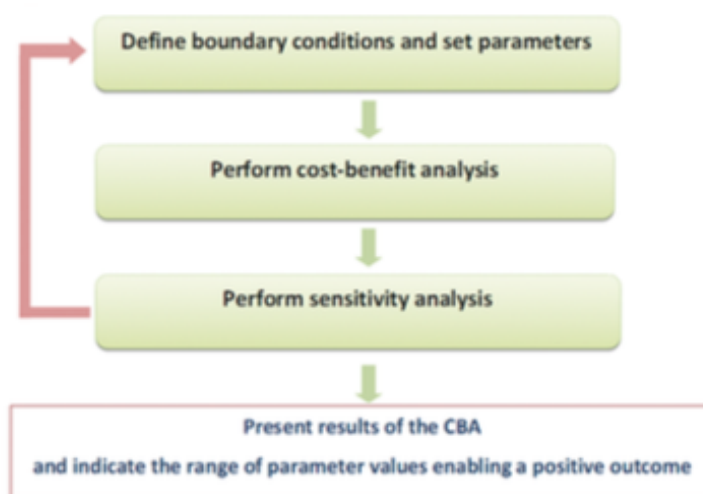


Figura 2.4: InovGrid Framework

De forma geral, as preocupações com o estabelecimento de condições prévias, com a complementação dos estudos com análises financeiras ou económicas, a definição objetiva de soluções e a configuração de uma matriz de critérios de avaliação que possa fornecer ao decisor político um resultado quantificado da viabilidade económica e social de um projeto estão patentes nos vários documentos de CBA em infraestruturas energéticas elaborados no curso da última década.

Um dos primeiros estudos feitos sobre este tema, pela CAISO - *California Independent System Operator* em 2004, apresentou a metodologia TEAM - *Transmission Economic Assessment Methodology*, que "integra cinco princípios chave para a definição quantificável de benefícios

numa metodologia compreensiva que suporte decisões sobre investimentos a longo prazo necessários para o desenvolvimento da rede: *framework* de benefícios, representação da rede de energia, preços de mercado, incerteza, formulação de alternativas." [18]

Em suma, os mais atuais documentos a respeito deste tema - da *ENTSO-E*[5] e do *EUJRC*[9] - apresentados no início deste capítulo, consideram os impactos do projeto em toda a cadeia de valor e na sociedade em geral, transpondo os limites da análise monetária e da simples identificação dos custos e benefícios dos intervenientes. Não desconsiderando a referencia a outros modelos de *CBA* desenvolvidos para este efeito, o desenvolvimento desta dissertação basear-se-á na comparação direta destes dois documentos, uma vez que são representativos de dois tipos de abordagens, distintamente direcionadas à avaliação de infraestruturas de transporte de energia e à avaliação de aquisição/substituição de equipamentos na rede energética. Estes dividem a *CBA* em cinco fases elementares, de forma bastante semelhante à exposta no capítulo anterior:

1. Definição de cenários;
2. Identificação do projeto;
3. Metodologia de análise custo-benefício;
4. Análise de sensibilidade;
5. Apresentação de resultados.

2.2.2 Definição de cenários

De acordo com o referido nos capítulos anteriores, a avaliação deve ser conduzida ao encontro das condições específicas do ambiente onde o projeto será inserido, já que as suas características geográficas e demográficas se refletirão na quantificação dos seus custos e benefícios.

Os cenários de planeamento são uma descrição plausível do futuro, resultante da previsão das interações dos aspetos económicos e financeiros mais importantes e configuram um meio para abordar a incerteza e o risco das variáveis principais, adaptando-as às especificações dos projetos e consubstanciando as opções tomadas no progresso da análise.

A *ENTSO-E* defende que o número de cenários utilizado deve ser grande o suficiente para obter uma imagem completa dos efeitos que um projeto pode ter sob diferentes condições de futuros possíveis. No entanto, é também importante que os cálculos em cada cenário sejam realizados de uma maneira suficientemente pormenorizada e precisa. Assim impõe-se a escolha dos parâmetros cuja variação nos irá indicar as possíveis previsões dos panoramas futuros que se apresentam de seguida.

2.2.2.1 Horizonte temporal

Uma vez que o tempo de construção de uma infraestrutura energética é em média igual ou superior a 10 anos, o horizonte temporal de previsão do cenário terá de ir além desse período.

Os projetos de infraestruturas energéticas são geralmente avaliados durante um período de 20-30 anos.[8] Todavia, uma previsão a esta distancia temporal tem, naturalmente, implicações na plausibilidade do seu resultado sendo que, o objetivo macro deve ser o da definição de diversas percepções de desenvolvimento que possam convergir para uma previsão realista do que o futuro pode reservar. Como explanado na figura 2.5, a *ENTSO-E* defende que os cenários devem ser representativos de pelo menos dois horizontes temporais alternativos, desde curto, médio, longo ou muito longo prazo.[5]

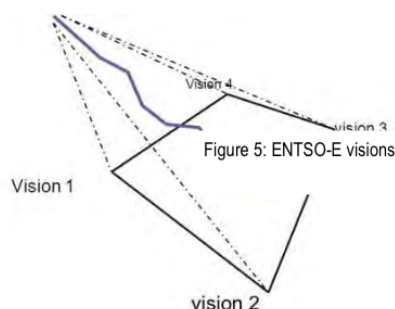


Figura 2.5: Horizonte temporal, [5]

2.2.2.2 Discount rate

A taxa de desconto assume aqui uma importância especial, visto que a grande maior parte dos projetos de investimento em infraestruturas energéticas implicarão elevados investimentos iniciais, cujo ressarcimento estará dependente não só da rentabilidade da infraestrutura como da taxa de recuperação do dinheiro aplicado em função do seu valor futuro. Mais ainda, é necessário sublinhar que no setor energético os preços de mercado também são afetados por flutuações da moeda, o que se repercutirá na faturação da *utility*.

Para a definição da taxa de desconto existem opiniões diversas. A *ENTSO-E* propõe uma taxa social fixa, ou seja, a menor taxa a que a sociedade pode emprestar dinheiro a longo prazo. Em concordância, o *EUJRC* defende que a taxa de desconto deve reconhecer o valor social dos investimentos, cujos impactos afetam uma ampla gama de intervenientes da sociedade, e portanto deve também refletir o risco para o estado, sendo especificada pelo órgão estatal competente, até para determinar se o projeto será financiado por fundos públicos. Ainda assim, considera também que, se a taxa de desconto significa um reflexo justo dos riscos relativos dos projetos, então deve ser aplicada uma taxa maior aos investimentos de risco mais elevado, podendo tal subestimar alguns benefícios, particularmente os que se manifestam após longos períodos de tempo.

A nível europeu, as taxas de desconto sociais foram estabelecidas entre 3,5%, 4% e 5,5%. [8] Todavia, podem ser propostos valores diferentes, desde que se vejam justificados à luz das condições macro-económicas de um país específico e das suas restrições de capital. Em qualquer caso, deve ser fornecida uma explicação clara da escolha feita, devendo este parâmetro ser sempre sujeito à análise de sensibilidade. [9]

2.2.2.3 Impacto da ação regulatória e de fatores macroeconômicos

Atendendo à natureza dos operadores de redes energéticas, estas empresas representam monopólios naturais, sujeitos a ação regulatória, devendo esta constituir também uma variável, uma vez que está diretamente relacionada com a receita financeira e consequente retorno de investimento do promotor do investimento. Aliados à alteração das tarifas, vários parâmetros econômicos têm implicações não só na previsão das receitas dos operadores, como também no desenho da curva de oferta e procura de energia, ou no custo das suas matérias primas. Por esta razão, a caracterização do mercado deve ser feita e analisada monitorizando os seguintes aspetos:

- Evolução do consumo de energia anual;
- Evolução das pontas máximos;
- Caracterização do sistema eletro-produtor;
- Custo de investimento e O&M das centrais de produção (carvão, gás natural, eólica, solar, hídrica, fuelóleo, nuclear e biomassa);
- Custo do CO_2 ;

2.2.2.4 Tecnologia implementada

Existe muita ponderação a fazer no que toca à relação entre a arquitetura de projeto e as tecnologias que vão viabilizar a sua ação. Os projetos energéticos, sendo na sua essência tecnológicos, implicam frequentemente a aquisição de equipamentos, cuja escolha pode perturbar muito o resultado da CBA.

O *EUJRC* diz que os proponentes dos projetos devem identificar várias alternativas ao cenário "*business as usual*" e reforça a identificação das reduções de custos que estes investimentos provocam para que sejam também contabilizadas segundo os seguintes itens:

- Taxa de eficiência;
- Disponibilidade;
- Taxas de emissão de CO_2 , SO_2 e NO_2 ;
- Potência de reserva;
- Equipamentos de funcionamento obrigatório;
- Exportação de energia excedente;
- Estado de funcionamento dos equipamentos[5]

2.2.2.5 Oferta e procura de energia

A precisão do cenário construído está intimamente ligada à caracterização do panorama energético durante todo o horizonte temporal escolhido. A *ENTSO-E* assim que, ao cenário, seja anexado um portfólio de geração (previsão de potência instalada, tipo de geração, etc.); uma previsão da procura (impacto de medidas de eficiência, taxa de crescimento, curva da procura, etc.) e um relatório dos padrões de trocas de energia com outros operadores/estados.

Sobre a procura de energia elétrica, o *EUJRC* acrescenta que esta depende do desenvolvimento de fatores como o crescimento populacional, o consumo interno, o consumo não doméstico, as perdas de energia e o aumento do consumo de eletricidade, sendo aconselhável que a seleção destes dados se baseie em previsões específicas de cada país. Ainda neste âmbito, reforça também a importância da contabilização da evolução dos preços da eletricidade, já que a poupança de eletricidade é, tipicamente, um dos benefícios mais significativos que pode resultar de um projeto desta índole, ainda que, por vezes esta seja feita por via do aumento dos seus preços.

2.2.3 Análise Custo Benefício

Segundo o *Electric Research Power Institute* (EPRI) CBA é um conjunto de extrapolações, uma representação em termos monetários de um plano de ações e dos seus impactos. Não é necessariamente uma representação das condições experimentais discutidas acima, ou uma avaliação dos custos e benefícios do projeto face a tais experiências. Pelo contrário, é uma análise informada pelos resultados obtidos, escalada para ser representativa da implementação realista de um projeto para além do quadro de demonstração. [19]

Concluindo, as *CBA's* de infraestruturas energéticas, apesar de ligeiramente diferentes na especificidade, têm momentos de análise recíprocos no conteúdo, mas dispares na ordem cronológica da execução. Assim, a informação pertinente será sistematizada de acordo com a seguinte estrutura:

1. *Framework* das *CBA's*;
2. Descrição do projeto;
3. Formulação de casos;
4. Identificação de custos;
5. Identificação de benefícios;
6. Quantificação de benefícios;
7. Análise de custo benefício;
8. Análise de sensibilidade;

2.2.3.1 Framework das CBA's

O EPRI2008 - uma das primeiras abordagens CBA a *Smart Grids* - sustentava a sua metodologia no facto de os equipamentos servirem várias finalidades com o propósito de, no seu conjunto, originar benefícios que pudessem posteriormente ser quantificados e monetizados. Baseado neste princípio, o *EUJRC* propõe um mapeamento dos equipamentos às suas funcionalidades que, por sua vez, se associam a benefícios, aos quais é anexada uma valorização de ordem monetária ou outra.[9] Este método é o mais complexo das CBA's encontradas, e também o que tem disponibilizado mais informação, desde a criação da *taskforce* para as *Smart Grids* da Comissão Europeia.

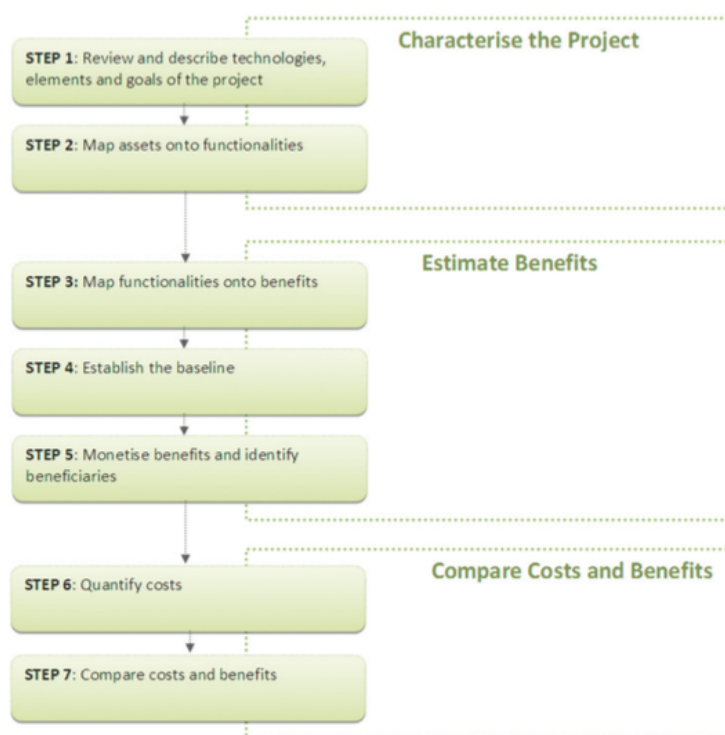


Figura 2.6: InovGrid CBA Framework

Na ótica da *ENTSO-E*, é exposta uma abordagem combinada de CBA e de análise multi-critério cujo objetivo é caracterizar o impacto dos projetos, tanto em termos de valor acrescentado para a sociedade, como em termos de custos. Esta opção surge da dificuldade em monetizar todos os critérios de forma consistente numa metodologia uma vez que, como vimos no capítulo anterior, diferem entre si nas dependências cénicas e temporais a que estão diretamente ligados.

A abordagem multi-critério mostra as características de um projeto e fornece informação mais perceptível aos agentes de decisão, tanto que, nesta abordagem, os custos não são comparados com os benefícios monetizados, mas sim dados como informação.[5]

2.2.3.2 Descrição do projeto

Segundo qualquer metodologia, o primeiro passo natural é a elaboração de um sumário das principais características e objetivos do projeto. Este deve ser claramente definido como uma unidade de análise auto-suficiente, e deve aludir aos seguintes aspetos:

- Escala e dimensão do projeto;
- Aspetos técnicos/tecnológicos de engenharia;
- Caracterização da rede energética local;
- Identificação dos intervenientes na execução;
- Declaração objetiva do objetivo do projeto e de quais as expectativas do seu impacto sócio-económico e ambiental;
- Contexto regulatório do operador ou distribuidor de energia.[9]

A *ENTSO-E*, mais focada no transporte de energia, fornece uma visão categórica das características que devem definir um projeto de investimento na rede de transporte, e introduz ainda o "*Clustering of investments*", alertando para a rentabilidade do agrupamento de vários investimentos em um só projeto, quando estes são interdependentes.

2.2.3.3 Formulação de casos

Conforme referido no início deste capítulo, a *CBA* de qualquer ação/investimento é baseada na diferença entre os custos e benefícios associados ao cenário "*business as usual*" e aqueles associados à implementação do projeto. O EPRI descreve dois tipos de estados do sistema necessários para avaliar a diferença entre o (BAU) e o cenário "*do something*" ou "com projeto".

Para esta comparação a *ENTSO-E* propõe dois mecanismos diferentes: *Take Out One at the Time* (TOOT) e *Put IN one at the Time* (PINT). A primeira consiste na exclusão de itens do investimento, ou da sua totalidade, da estrutura prevista da rede energética no horizonte temporal, analisando a preponderância de cada um deles através da sua contribuição para os benefícios. Isto fornece-nos uma avaliação de cada investimento no âmbito de toda a sua envolvente, apreciando de imediato cada benefício inserido por cada item, desconsiderando a sua ordem cronológica.

A segunda considera o impacto de cada investimento novo na rede atual avaliando, da mesma forma, as alterações e benefícios que provoca no ambiente em que se insere. O mesmo guia recomenda a TOOT para *CBA's* de projetos de investimento na linha de transmissão como os incluídos no *Ten Year Network Development Plan* (TYNDP), e a PINT para avaliações de projetos individuais.[5]

2.2.3.4 Identificação de custos

A identificação dos custos do projeto não é caso de discordância em nenhuma metodologia, uma vez que é um procedimento mais objetivo e que a informação pode ser facilmente obtida através do diálogo com fornecedores e da caracterização do projeto no âmbito do investimento em equipamentos ou recursos humanos. Convém, no entanto, lembrar que a maior parte dos custos são amortizados ao longo de vários anos pelo que esta análise se deve materializar de forma contabilística explanando os custos de capital, a depreciação, o financiamento e taxas a ele inerentes, não devendo integrar impostos (IVA, tarifas energéticas, etc.). Um dos métodos de comuns de sistematização de custos é a lógica de *Total Expenditure* (TOTEX) que resulta dos seguintes indicadores:

- **Operational Expenditure (OPEX)**: incluem custos com recursos humanos, manutenção operação das redes;
- **Capital Expenditure (CAPEX)**: diz respeito aos investimentos, incluindo a depreciação anual e a RAB;
- **Uncontrollable costs**: referem-se aos impostos, *upstream fee's* e outros custos de natureza excepcional.

2.2.3.5 Identificação de benefícios

A identificação dos benefícios de determinado projeto residem na categorização de benefícios com os quais se coadunam determinados aspetos dos mesmos. O EPRI, por exemplo, considera interessantes, do ponto de vista de análise custo-benefício, os impactos que causam benefícios ou custos económicos, identificando-os por categorias de acordo com os tipos de custos e benefícios que eles causam, por exemplo:

- Confiabilidade (frequência e duração das interrupções do cliente);
- Operações nas *utilities* (recursos humanos e equipamentos);
- Operações do Sistema (eficiência, perdas, combustão, otimização de despacho, emissões);
- Ativos da rede (ativos de produção e de transporte de energia);
- Qualidade de Energia (harmónicas, afundamentos/*swells*, violações de tensão);
- Cliente (custos suportados pelo cliente, mudanças na quantidade de serviços ou o seu valor).

O EUJRC estabelece os benefícios de um projeto com o auxílio de tabelas pré-definidas de funcionalidades e benefícios de *Smart Grids*, propondo um mapeamento dos ativos (ou equipamentos) às suas funcionalidades na ação global do projeto, para que depois estas se traduzam nos benefícios estabelecidos no EPRI.(Figura 2.7)

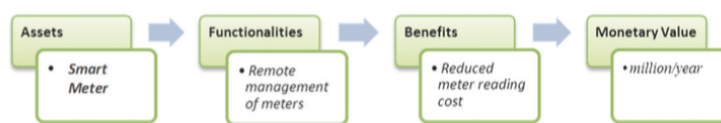


Figura 2.7: Análise de benefícios InovGrid

A *ENTSO-E*, numa perspetiva mais desenvolvida, estabelece claramente as categorias dos benefícios de um projeto de investimento na rede energética. (tabela 2.8)

Tabela 2.8: Categorias de benefícios ENTSO-E, *ENTSO-E*

Categoria de Benefício	Explicação
Melhoria na segurança de abastecimento	capacidade de fornecimento de energia elétrica de um sistema de potência sob determinadas condições ("secure system operation and interoperability")
Bem estar socio-económico	capacidade de reduzir o congestionamento da rede e garantir uma GTC (<i>Grid Transfer Capability</i>) para que os mercados de eletricidade possam fazer trocas de formas economicamente eficientes
Integração de Fontes de Energia Renováveis	capacidade do sistema para efetuar ligações a subestações renováveis e desbloquear geração verde
Variação de perdas	caracterização da evolução perdas térmicas no sistema. É sobretudo um indicador de eficiência e correlaciona-se com o bem estar socio-económico
Variação das emissões de CO_2	caracterização da evolução das emissões de carbono e é uma consequência da introdução de PRE (reduzir a utilização de carbono)
Resiliência técnica e Segurança do sistema	capacidade do sistema de resistir a situações extremas (excepcionais)
Flexibilidade	capacidade do reforço proposto poder ser adequado e adaptado face a possíveis mudanças nos casos/cenários

Ao passo que o método da *ENTSO-E* nos dá um modelo consistente e standartizado de abordagem, não se deve desconsiderar o mapeamento proposto pelo *EUIRC*, uma vez que se adequa bastante ao desenvolvimento de uma metodologia abrangente a vários tipos de equipamentos da rede, como é o caso desta dissertação. É certo que, esta metodologia se baseia em listas de funcionalidades e de benefícios de *Smart Grids* já recolhidas em outros trabalhos, mas combinada com alguma sistematização e consistência de benefícios da *ENTSO-E*, tornar-se-á uma prática conferente de robustez à *CBA*, já que existe uma clarificação dos propósitos dos equipamentos envolvidos no projeto de investimento, e uma definição dos parâmetros objetivos dos benefícios que o analisador considerou pertinentes.

2.2.3.6 Quantificação de benefícios

Os benefícios representam, na sua essência, a diferença entre o caso de referência e o caso de aplicação do projeto, pelo que de uma forma geral, o seu valor monetário se pode calcular através de:

$$VALUE(e) = Condition_{baseline} - Condition_{project} \quad (2.2)$$

Cada critério, categoria ou grupo de benefícios terá a sua forma própria de quantificação, sendo ela monetária ou não. Como foi concluído no início deste capítulo, a quantificação deve ser a melhor forma de tradução de determinado impacto do projeto no seu ambiente, e isso pode ser feito através de um valor monetário, de *KPI's*, ou mesmo de uma descrição exaustiva que cumpra esta caracterização. Importa considerar a totalidade da cadeia de valor e caracterizar o impacto dos benefícios em todos os beneficiários, como consumidores, distribuidores, retalhistas, e na sociedade em geral; e sempre que seja viável, deve fazer-se uma *CBA* da perspectiva de cada interveniente no projeto para que haja, no final, uma ilustração precisa da interação do projeto e do ambiente onde será inserido que represente o impacto económico, mas também a distribuição dos benefícios não apenas pelos responsáveis e destinatários primários do investimento.[20]

Finalmente, coloca-se toda esta análise à prova da incerteza. Para caracterizar o nível de precisão desta quantificação dos benefícios, este deve-se acompanhar de uma descrição das fragilidades denotadas no processo para que os resultados sejam interpretados e plena consciência dos factos. Para o efeito, o *EUJRC* propõe a designação de quatro níveis de certeza que possam, mais facilmente, dar ao utilizador a perceção empírica do resultado que está a analisar.(Tabela 2.9)

Tabela 2.9: Níveis de incerteza, [9]

Nível de incerteza	Explicação
MODEST	Implica um nível de confiança e precisão no qual se espera que a estimativa possa flutuar $\pm 20\%$ do valor indicado com 80% de confiança, ou seja, há uma probabilidade de 80% de o valor se balizar entre $\pm 20\%$ do valor estimado
SIGNIFICANT	estimativa possa flutuar $\pm 40\%$ do valor indicado com 80% de confiança
HIGH	estimativa possa flutuar $\pm 100\%$ do valor indicado com 95% de confiança
not quantifiable	benefícios que caem na especulação e não são quantificáveis

2.2.4 Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade é indispensável à conclusão da *CBA* por duas razões: pela preponderância da situação económica, demográfica, geográfica e energética na determinação da importância dos benefícios para os diferentes Estados-Membros e regiões; e pela complexidade dos métodos de previsão e quantificação de algumas variáveis, custos (*CAPEX* e *OPEX*) e benefícios

dos investimentos. Os valores destes indicadores são normalmente definidos por previsões que, mesmo sendo prováveis, podem não corresponder aos valores efetivamente detetados no decurso temporal do projeto, provando-se assim importante a execução de testes à resposta das previsões a alterações de um conjunto de parâmetros importantes.

Para os projetos de investimento em infraestruturas energéticas, existe um conjunto de variáveis que são objetos inquestionáveis desta análise:

- Ponta máxima;
- Percentagem de perdas de eletricidade nos níveis de Transporte e Distribuição;
- Energia não fornecida;
- Valor da energia não fornecida;
- *Discount rate*;

2.2.5 Apresentação de resultados

A apreciação global do projeto deve abordar tanto benefícios quantificáveis como não quantificáveis [8]. Assim, devemos encontrar uma forma de agregar os resultados obtidos no processo de análise numa matriz de comparação geral que possa traduzir a interação dos parâmetros, independentemente de estes serem objeto de monetização ou de análise posterior de sensibilidade. É também nesta fase da CBA que se identificam e avaliam todos os custos e benefícios que transbordam do projeto para a sociedade e que não são monetizados nem incluídos na análise económica: as externalidades.

2.2.5.1 Análise custo benefício - Resultado da análise económica

No plano económico, existem vários métodos de comparação direta de custos e benefícios que facilitarão ao decisor diferentes perspetivas sobre a rentabilidade financeira do seu projeto.[19]

- **Comparação anual** - compilação dos custos e benefícios anualmente durante o horizonte temporal. (fig.2.8)



Figura 2.8: Comparação anual

- **Comparação cumulativa** - apresenta os custos e benefícios acumulados durante o horizonte temporal, sendo o custo de um ano representativo do acumulado pelos seus antecessores. Esta perspetiva é útil para identificar o momento em que o projeto passa a ser rentável e o investimento está pago.(fig. 2.9)

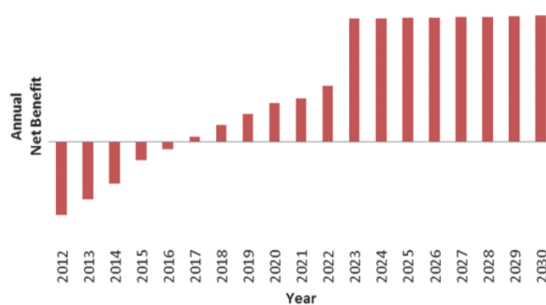


Figura 2.9: Comparação cumulativa

- **Valor atual líquido (VAL)** - soma dos VAL's dos fluxos de caixa individuais para todo o horizonte temporal. Começa-se pela subtração dos custos aos benefícios a cada ano, aplica-se a taxa de desconto financeiro e somam-se os valores descontados. (fig. 2.10)

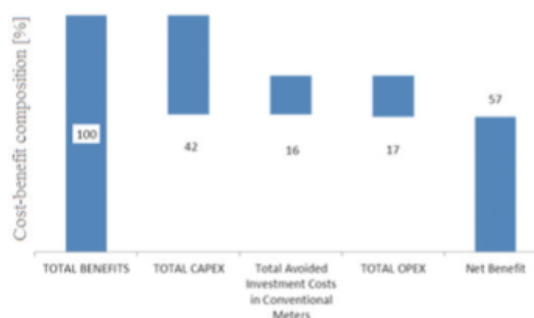


Figura 2.10: Comparação Valor Atual Líquido

2.2.5.2 Quantificação de parâmetros - Key Performance Indicators

Como vimos no início deste capítulo, existem várias formas para capturar qualitativamente o mérito de um projeto e complementar a quantificação monetária resultante da CBA. Tanto o EUJRC como a ENTSO-E dão preferência aos Key Performance Indicators (KPI's), cuja essência é a avaliação de benefícios, segundo uma escala de valor definida pelo investigador. Para este efeito, e em concordância com o mapeamento de funcionalidades a benefícios do Inovgrid[9], a Taskforce para as Smart Grids da Comissão Europeia baseia-se numa matriz na qual os benefícios

e os *KPI's* correspondentes são dados em colunas conforme as suas funcionalidades, agrupando estes em *clusters* chamados serviços. Como demonstrado no exemplo da figura 2.11, cada projeto, a matriz deve ser completada em duas etapas:

- identificação das ligações entre benefícios/*KPI's* e funcionalidades;
- para cada célula, explicar a ligação e atribuir um peso (de 0-1, neste caso).

Através da soma dos valores das células ao longo das colunas é possível quantificar o impacto do projeto em termos das funcionalidades, sendo portanto ao longo das linhas é possível quantificar em termos de benefícios. O somatório de todas as colunas e linhas resulta nos gráficos da figura 2.11, que traduzem o impacto do projeto e a sua cobertura.

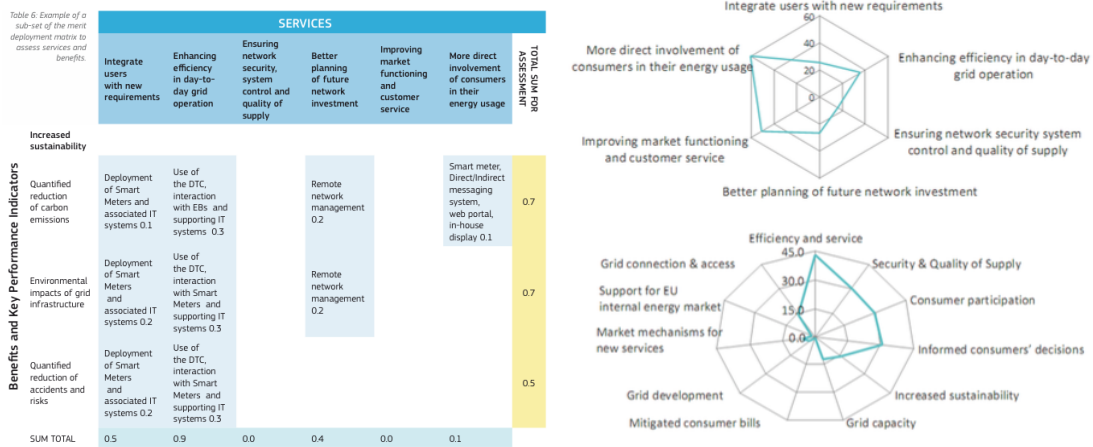


Figura 2.11: Método de avaliação por *KPI's*

2.2.5.3 Externalidades e impactos sociais

O conceito de internacionalização dos custos e as vantagens foi destacado no Livro Branco de Jacques Delors sobre o crescimento, a competitividade e o emprego de 1993[10]. Corresponde à integração a custo de base de monetização de impactos diferentes daqueles para os quais a utilização está destinada. No setor energético, como refere Samuele Furfari, qualquer utilização de energia provoca um impacto direto e indireto tão múltiplo como variado, com escolhas político-ideológicas que complicam o debate científico sobre as metodologias da sua monitorização. O problema é ainda mais exacerbado quando se tenta a inclusão dos custos e benefícios externos,

para a qual o *EUIRC* recomenda que todas as externalidades sejam expressas em termos físicos através da definição de um indicador para cada uma que seja quantificável por via de cálculos ou, em caso de não ser possível, de uma descrição detalhada dos impactos estimados do projeto para dar aos decisores toda a gama de elementos para a avaliação.

- Emprego e segurança - A análise pode incluir uma estimativa do número de empregos criados/perdidos na oferta e na cadeia de valor operacional. É importante que as empresas tomem a iniciativa para garantir que tanto os seus funcionários diretos como os de terceiros têm acesso a formação adequada;
- Impacto ambiental - Esta análise pode considerar os impactos sobre o meio ambiente em termos de ruído (redução de ruído ou o aumento de ruído) e mudanças na paisagem. Se a monetização da redução das emissões de CO_2 e de poluentes atmosféricos não foi realizado na *CBA*, esses impactos devem ser considerados aqui;
- Tempo perdido/salvo por consumidores ou utilizadores - A análise deve tentar capturar e quantificar (por exemplo, em termos de minutos), o impacto da implementação de tecnologias de *Smart Grid* no tempo economizado/perdido pelos consumidores. Desenvolvimento de novos serviços e aplicações e entrada no mercado por conta de terceiros;
- Supressão de falhas em *know how* e habilidades de recursos humanos - Esta análise pode abordar o impacto do projeto na falta de pessoal técnico qualificado, devido à percentagem destes em condições de atingir a idade de reforma, bem como analisar o impacto do projeto na criação de novas competências e aumento do *know-how* e competitividade.

A *ENTSO-E* mantém a coerência na abordagem e resume este passo à definição de dois critérios representativos do:

- Impacto ambiental - Caracteriza o impacto do projeto de acordo com a avaliação feita nos estudos preliminares e objetiva a projeção da sensibilidade ambiental a ter em conta no projeto;
- Impacto social - Caracteriza o impacto do projeto na população local que é diretamente afetada, também de acordo com o desenvolvido nos estudos preliminares a projeção da sensibilidade social a ter em conta no projeto.

Todos estes aspetos são avaliados com recursos a normas comunitárias ou à legislação nacional aplicável no âmbito do ruído, planeamento urbano, proteção de monumentos, proteção de habitats naturais, enfim, diretivas sociais a que qualquer projeto que se insira na sociedade está sujeito.

2.2.5.4 Resultado CBA

Na metodologia da *ENTSO-E*, os resultados da avaliação são representados na forma de uma tabela de avaliação, incluindo as sete categorias de benefícios acima mencionadas, bem como os

dois indicadores de impacto sócio-ambiental. É utilizado um sistema de cores para categorizar o impacto dos efeitos (ligeiro, médio ou forte) que correspondem a intervalos de valores em € ou *KPI*'s no seu cálculo individual.

Internal Grid Transfer Capability Increase	Cross-border Grid Transfer Capability Increase	Contribution to 10% Interconnection	Social and Economic Welfare (€)	Security of Supply (MWh)	RES Integration (MWh)	CO2 emissions variation (kt)	Losses variation (€)	Technical Resilience (++)/(-)	Flexibility (++)/(-)	Costs (€)	Environmental Impact	Social Impact
MW Generation and/or MW Demand	MW A to B and/or MW B to A	%									Km	Km

Figure 11. Example of assessment summary table

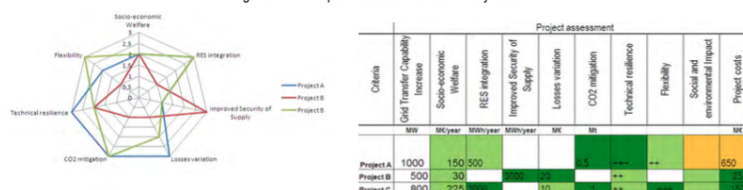


Figura 2.12: Avaliação ENTSSO-E

2.3 Enquadramento regulamentar para CBA

O processo de revisão bibliográfica desta dissertação englobou também uma pesquisa sobre as iniciativas regulamentares e legislativas de incentivo à utilização de análises de custo benefício.

Legislação Nacional

No âmbito nacional encontrou-se a primeira exigência deste método no Decreto-Lei nº 111/2012, que estabelece a criação da unidade técnica de acompanhamento de projetos e refere: "Deste modo, para além de se passar a exigir uma análise de comportabilidade orçamental e a realização de análises de sensibilidade, com vista à verificação da sustentabilidade de cada parceria face a variações de procura e a alterações macroeconómicas, contempla-se ainda uma análise custo benefício e a elaboração de uma matriz de partilha de riscos, com uma clara identificação da tipologia de riscos assumidos por cada um dos parceiros, sempre que se prepare um novo projeto de parceria." [21]

Também neste documento, o artigo 6º diz: "f) A clara enunciação dos objetivos da parceria para o setor público, especificando os resultados pretendidos e as vantagens daí decorrentes, numa perspetiva de análise custo benefício;" [21]

Legislação Europeia

O Parlamento Europeu aprovou em 2013 o Regulamento nº 1303/2013, que estabelece disposições comuns relativas ao Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional e ao Fundo Social Europeu, entre outros. O seu artigo 101º expõe as condições necessárias para a aprovação de grandes projetos: "Antes da aprovação de um grande projeto, a autoridade de gestão assegura-se de que as seguintes informações estão disponíveis:

...

e) Uma análise de custo benefício, incluindo uma análise económica e financeira, e uma avaliação do risco;

...

A Comissão adota atos de execução que estabeleçam o método a utilizar com base nas melhores práticas reconhecidas para a análise de custo-benefício, referida na alínea e) do presente número. Esses atos de execução são adotados pelo procedimento consultivo a que se refere o artigo 150º, nº 2."[\[22\]](#)

Capítulo 3

Arquitetura CBA

Neste capítulo é apresentada a arquitetura da metodologia de análise custo-benefício para investimentos em infraestruturas energéticas. O método aqui apresentado é um primeiro passo de um caminho bastante longo a percorrer nesta matéria. Como foi constatado na fase de pesquisa, existem poucas iniciativas, sejam elas de natureza legislativa ou não, que incentivem a análise de custo benefício dos investimentos no setor da energia. Estes investimentos são decisões delicadas, com uma série de implicações no domínio externo e, como diz Samuele Furfari, pensar que são puramente matematizáveis e informatizáveis de forma a apresentar respostas parametrizadas a qualquer projeto de investimento, em quaisquer circunstâncias, é ficção científica. Pretende-se assim que os resultados das análises de custo benefício executadas segundo o método proposto sejam o produto de duas componentes: uma técnico-científica decorrente da análise financeira do projeto, e uma componente empírica fruto do conhecimento técnico e da experiência profissional do avaliador. A metodologia baseia-se em quatro fases elementares:

1. Estabelecimento de condições e definição de cenários - onde serão descritos e estabelecidas as previsões de evolução de fatores chave ao resultado e ao desempenho do projeto;
2. Descrição do projeto - contemplará uma identificação detalhada das funcionalidades e do propósito de aquisição de determinado ativo. Daqui resultará também a definição de casos práticos para a solução do problema identificado. tipicamente dois casos/cenários: o BAU e o "*do something*";
3. Custos e Benefícios - serão recolhidos os dados relativos aos custos diretos do projeto (*TOTEX*) e estabelecidos os critérios de benefício para posterior quantificação;
4. Apresentação de resultados - considerará as análises de risco e de sensibilidade e agregará a informação a respeito do investimento da melhor forma.

3.1 Estabelecimento de condições e definição de cenários

Os resultados da análise devem primar pela objetividade, mas não podem ignorar a complexidade imposta pela consideração de toda a sua envolvente, sob o risco de se reduzirem a simples juízos de valor a respeito da exequibilidade de certo investimento. A descrição do ambiente de inserção do projeto é um elemento indispensável à robustez da CBA e, para o caso prático das infraestruturas energéticas, deve retratar, à luz de diferentes circunstâncias demográficas, económicas, sociais e ambientais os cenários plausíveis do futuro do setor energético. Para esse efeito, a análise de cenários deve projetar-se em estudos aprofundados sobre a variação do consumo e dos preços da energia, da garantia de abastecimento e das alterações ao seu quadro regulatório, para que possa focar-se na concepção de alternativas e no dimensionamento coerente de investimentos que fundamentem as opções tomadas em resposta à alteração de circunstâncias prevista.

A título de exemplificação, e também em vista ao suporte da análise dos casos práticos feita no capítulo seguinte desta dissertação, proceder-se-á ao estabelecimento das condições elementares de análise de projetos de investimento em infraestruturas energéticas. Para o efeito recorrer-se-á ao Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2014-2030 (RMSA), e ao Orçamento de Estado aprovado para 2015.

3.1.1 Evolução da procura e do sistema eletro-produtor

O RMSA mostra-se bastante útil à definição adequada dos cenários de estudo das CBA's uma vez que começa por definir duas alternativas de evolução do sistema elétrico nacional, sob as quais executa os métodos de previsão da evolução do SEN, respeitando trajetórias de continuidade e de rutura das tendências observadas nos últimos anos. A figura 3.1 apresenta as conclusões do estudo.

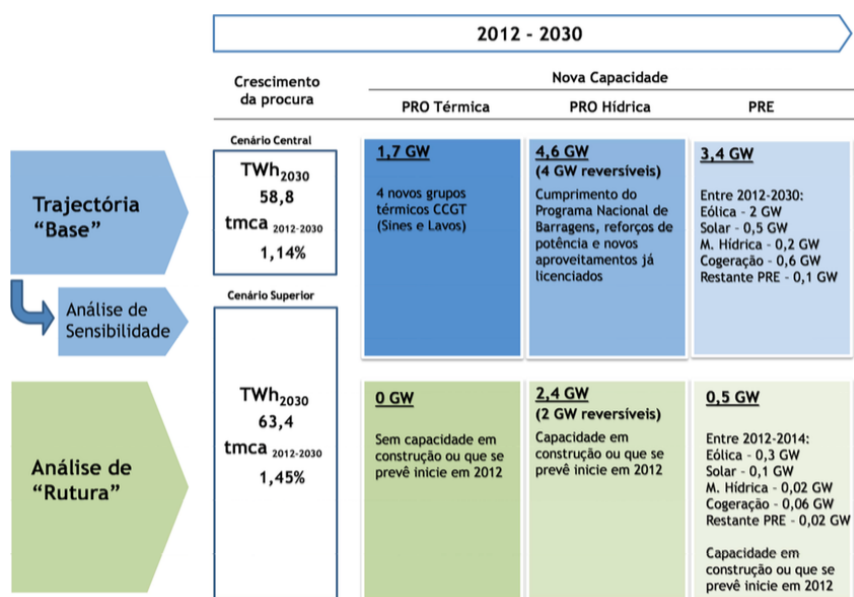


Figura 3.1: Análise da evolução do sistema eletro-produtor

3.1.1.1 Evolução do consumo energético

Com base nos pressupostos da DGEG, na figura 3.2 é apresentado o cenário central de evolução do consumo de eletricidade referido à produção líquida utilizado na trajetória “Base”, que considera os efeitos das medidas de eficiência energética e inclui o consumo dos veículos elétricos.[11]

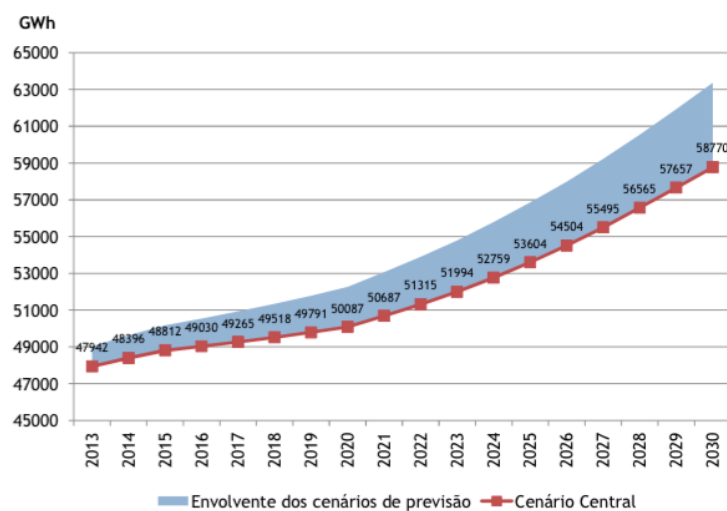


Figura 3.2: Evolução da procura de eletricidade até 2030

3.1.1.2 Evolução do sistema eletro-produtor

Na Figura 3.3 é representada a evolução do sistema eletro-produtor ao longo do período 2013-2030, resultante das desclassificações de centrais existentes e da entrada em serviço da nova capacidade de produção assumidos.[11]

Em termos absolutos, a DGEG prevê que em 2030 a potência instalada em regime especial atinja um total de 10.435MW que, face ao valor verificado em 2010, corresponde a um aumento da ordem dos 70%. As metas vinculativas de 31% em 2020 de renováveis no consumo final de energia definidas no Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (RCM nº 20/2013) vão motivar um crescimento previsto de 40% na primeira década e de 20% na segunda. A capacidade em regime ordinário irá decrescer no setor termoelétrico com a desclassificação da central de Sines e de Lavos em 2017, sendo reforçada a produção hídrica que em 2022 atingirá 9.650MW - quase o dobro da atual.

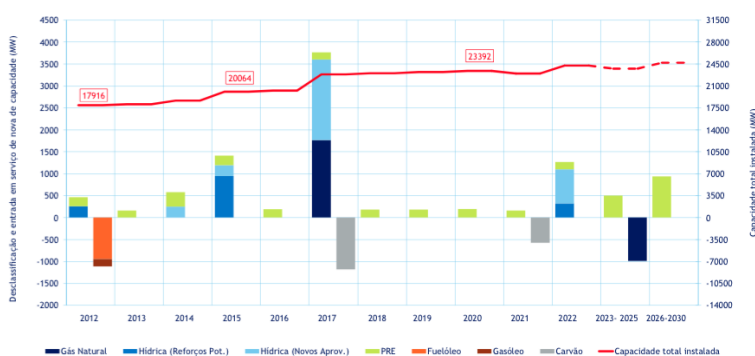


Figura 3.3: Evolução do sistema eletro-produtor até 2030

3.1.1.3 Evolução dos preços da matéria prima

Os dados sobre a evolução dos preços das matérias primas para produção de eletricidade dispostos na tabela 3.1 e são provenientes de um conjunto de previsões feitas por parte da IEA e do Ministério das finanças.

Tabela 3.1: Evolução dos preços da matéria prima

	PETRÓLEO ²⁵	CARVÃO ²⁶	GÁS NATURAL ²⁷	FUELÓLEO ²⁸	GASÓLEO ²⁹
	USD/bbl	CIF Sines USD/t	CIF RNTIAT USD/MBtu	CIF Setúbal USD/t	
2014	113	103,3	11,4	693,4	1014,3
2015	113	103,5	11,4	696,2	1019,5
2016	114	103,7	11,5	699,0	1024,5
2017	114	103,9	11,6	701,9	1029,6
2018	115	104,1	11,7	704,7	1034,6
2019	115	104,4	11,7	707,5	1039,6
2020	116	104,6	11,8	710,3	1044,6
2021	116	104,8	11,9	713,7	1050,6
2022	117	105,1	12,0	717,1	1056,5
2023	117	105,3	12,1	720,4	1062,4
2024	118	105,6	12,2	723,8	1068,4
2025	119	105,8	12,3	727,2	1074,3
2026	120	106,2	12,4	732,8	1083,9
2027	121	106,6	12,6	738,4	1093,5
2028	122	107,0	12,7	744,0	1103,1
2029	123	107,5	12,9	749,6	1112,7
2030	124	107,9	13,0	755,2	1122,3

É necessário referir que, apesar destes dados serem as previsões oficiais da Direção Geral de Energia e Geologia, e por isso serem os dados acreditados para as previsões do setor energético, é sabido que não correspondem à verdade dos factos recentemente comprovados. No caso do preço do petróleo por exemplo, a demasiada oferta que se tem registado e a manutenção das quotas de produção por parte da Organização dos Países Exploradores de Petróleo (OPEP) tem levado os indicadores de mercado desta matéria prima (*WTI* e *Brent*) aos valores mais baixos dos últimos anos - cerca de 50\$/barrel.

3.1.2 Pressupostos macroeconómicos

O cenário macroeconómico, que teve em linha de conta não só as previsões fornecidas pelo Ministério das Finanças para a estratégia orçamental, mas também as várias previsões provenientes de BP, CE e FMI, é o seguinte:

Tabela 3.2: Evolução do PIB até 2030

	Taxa de variação do PIB								
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2020-2030
Cenário Inferior	-1,8%	0,4%	1,1%	1,3%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%
Cenário Central	-1,8%	0,8%	1,5%	1,5%	1,7%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
Cenário Superior	-1,8%	1,2%	1,9%	2,1%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%

Para 2015, prevê-se um crescimento do PIB em 1,5%, reflexo de uma contribuição positiva da procura externa líquida, bem como a manutenção do contributo positivo da procura interna. No respeitante à procura externa, antecipa-se uma aceleração das exportações, especialmente na sua componente de serviços, bem como uma moderação das importações dado o elevado contributo da variação de existências registado no ano precedente.

A taxa de desemprego deverá situar-se em 13,4% (-0,8p.p. face ao esperado para 2014 e -2,8 p.p. face ao valor de 2013). A redução do desemprego deverá ser acompanhada por um aumento da produtividade aparente do trabalho e por um crescimento do emprego ligeiramente inferior ao registado em 2014, dado o seu maior desfasamento face aos desenvolvimentos da atividade económica, bem como por não ser expectável que o elevado ritmo de recuperação do mercado de trabalho seja compatível com a aproximação ao desemprego estrutural. Espera-se, ainda, que a distribuição sectorial do emprego continue a ser reflexo da reafetação de recursos da estrutura produtiva dos sectores de bens não transacionáveis para os sectores de bens transacionáveis. O consumo público, por sua vez, deverá diminuir em 0,5% no próximo ano, como resultado da continuação do processo de ajustamento da despesa pública, a par com as alterações de política salarial com impacto positivo no deflator. A inflação deverá atingir os 0,7% em 2015, num contexto de ausência de tensões – quer inflacionistas, quer deflacionistas – nos mercados internacionais de *commodities*. Esta subida da inflação de cerca de 0,7 p.p. face a 2014 traduzirá uma maior pressão ascendente sobre os preços resultante da melhoria da procura interna, bem como o efeito da desvalorização da taxa de câmbio do euro face ao dólar, dada a crescente divergência na condução da política monetária. O diferencial face à evolução dos preços no conjunto da área do euro deverá manter-se, face à necessidade de ajustamento dos preços relativos.[23]

3.1.3 Custo de capital

O custo de capital poderá ser definido como a taxa de remuneração mínima necessária para atrair fundos para um determinado investimento. Estes fundos poderão ser fundos próprios ou alheios, caracterizando-se consoante o seu grau de risco e, conseqüentemente, por uma remuneração esperada diferente. A taxa tipicamente utilizada para refletir o custo de oportunidade dos

investidores e os riscos da atividade da empresa a ser financiada é a do Custo Médio de Capital Ponderado, ou WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) que é composta, como mostra a fórmula 3.1 pelo custo do capital próprio (R_{Equity}) e pelo custo de financiamento (R_{Debt}).[24]

$$WACC = R_{Equity} + \frac{Equity}{Equity + Debt} \times \frac{1}{1 - T} + R_{Debt} \times \frac{Debt}{Equity + Debt} \quad (3.1)$$

Onde,

R_{Equity} - Custo de capital próprio

R_{Debt} - Custo da dívida

Equity - Valor do capital próprio

Debt - Valor da dívida

T - Taxa de imposto

Ora, o cálculo do custo de capital assenta na teoria do *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), que explora a valorização de ativos contemplando o risco de mercado a eles subjacente e a inflação esperada, estabelecendo que o retorno expectável de um ativo é a soma da taxa livre de risco (R_f) e do prémio pelo risco que se traduz no produto entre o coeficiente de volatilidade beta e o seu prémio de risco de mercado (diferença entre o valor esperado da rendibilidade do mercado (R_m) e a taxa livre de risco (R_f)).[24]

$$R_{Equity} = R_f + \beta(R_m - R_f) \quad (3.2)$$

R_f - taxa de rendibilidade de um ativo sem risco

β - Coeficiente beta dos capitais próprios

R_m - Valor esperado da rendibilidade do mercado

O custo da empresa pela captação de investimento a longo prazo por terceiros é o custo de financiamento, calculado segundo a fórmula 3.3.

$$R_{Debt} = R_f + PRD \quad (3.3)$$

PRD - Prémio de risco da dívida

No período regulatório 2015-2017 a ERSE optou por recorrer à média anual das *yield* das Obrigações a 10 anos dos principais países europeus da zona euro com *rating* AAA, para o cálculo da taxa de juro sem risco fixada. Foi criado ainda um mecanismo que permitisse refletir a evolução da conjuntura económica nos riscos dos capitais próprio e alheio, indexando os seus *spreads* à base de cotação diária dos *Credit Default Swaps* da República Portuguesa a 5 anos.

Tabela 3.3: Parâmetros de cálculo do custo de capital

		REN	
		Mínimo	Máximo
Taxa de juro nominal sem risco	A	2,41%	2,41%
Prémio de dívida	B	2,00%	2,00%
Custo da dívida antes de impostos	C=A+B	4,41%	4,41%
Custo da dívida depois de impostos	D=Cx(1-J)	3,02%	3,02%
Gearing (Dívida/Capital próprio + Dívida)	E	55,00%	55,00%
Prémio de risco do capital próprio mercado maduro	F'	4,60%	4,60%
Prémio de risco país (rating)	F''	1,65%	1,65%
Prémio de risco do capital próprio mercado maduro + Prémio de risco país	F = F' + F''	6,25%	6,25%
Beta do capital próprio	G	0,57	0,59
Custo do capital próprio depois de impostos	H=A+(F'xG)	6,00%	6,12%
Custo do capital próprio antes de impostos	I=H/(1-J)	8,76%	8,93%
Taxa de imposto	J	31,50%	31,50%
Custo de capital antes de impostos	K=(CxE)+(Ix[1-E])	6,37%	6,45%
Valor proposto		6,40%	
Valor proposto para ativos valorizados a custos de referência		7,15%	

3.1.4 Quadro regulatório

Os proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE) decorrem, essencialmente, da remuneração dos ativos em exploração que compõem a RNT, bem como do valor das amortizações a eles associados e ainda um conjunto de custos operacionais de exploração. Para o efeito, como foi explicado no capítulo 1, é definida uma base de custos de exploração e de custos unitários incrementais associados à extensão da rede e ao número de painéis em subestações, que nos anos seguintes do período regulatório é sujeita a uma taxa de eficiência também pré estabelecida.[17]

Como referido também no capítulo 1, a remuneração da REN tem sido feita na base de um conjunto de incentivos, com tradução direta na remuneração dos ativos, nomeadamente os incentivos ao investimento a custos de referência e à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil.

A fórmula 3.4 traduz o cálculo da remuneração devida à REN pelo regulador, onde a variável *RAB* representa o *regulatory asset base* - valor líquido dos ativos da rede, e *RoR* a sua taxa de remuneração. A introdução de um ativo na rede é um investimento feito pela REN que, por meio destas variáveis, lhe é ressarcido mediante um conjunto de circunstâncias.

$$Rem = [RoR + P] \times RAB + DP \quad (3.4)$$

Rem - Remuneração

P - Prémio

DP - Depreciação

Os ativos da RNT distinguem-se em primários (linhas, transformadores, isoladores, etc.) e secundários (sistemas de proteção, monitorização e controlo), tendo períodos de vida útil de 30 e 10 anos respetivamente. Isto significa que o seu custo total será ressarcido, em primeira instância, através de 30 ou 10 amortizações anuais, às quais acresce a taxa de remuneração atribuída pela ERSE em função do custo de capital e do eventual prémio previsto pelo mecanismo de incentivo ao investimento eficiente. Este incentivo é medido através do coeficiente entre o custo de referencia estipulado pela ERSE, e o custo real do investimento (C_{ref}/C_{real}) de forma a que a remuneração seja distinta consoante a aproximação à referência estabelecida. Assim, se:

- $C_{ref}/C_{real} \leq 0,9$;

$$RAB = C_{real} \quad (3.5)$$

$$Rem = RoR \times RAB + DP \quad (3.6)$$

- $0,9 \leq C_{ref}/C_{real} \leq 1,1$;

$$RAB = \frac{C_{real} + C_{ref}}{2} \quad (3.7)$$

$$Rem = [RoR + P] \times RAB + DP \quad (3.8)$$

- $C_{ref}/C_{real} \geq 1,1$;

$$RAB = 0.918 \times C_{real} + 0.120 \times C_{ref} \quad (3.9)$$

$$Rem = [RoR + P] \times RAB + DP \quad (3.10)$$

Para o período regulatório 2015-2017, a *RoR* foi definida pelo custo de capital (*WACC*) sendo igual a 6,4%, e podendo, na medida do exposto anteriormente, ser incrementada consoante a eficiência e tipologia do investimento. A tabela 3.4 mostra os critérios a considerar no cálculo do prémio por investimento a custos de referência.

Na questão regulatória do investimento em ativos da RNT, é ainda importante referir o incentivo à manutenção em exploração de equipamentos em fim de vida útil, criado em 2009 face à

Tabela 3.4: Parâmetros de cálculo do prémio por investimento eficiente

Parâmetro que delimita as zonas de eficiência dos investimentos (α)	10%	10%	10%	10%
Prémio na taxa de remuneração de ativos a custos de referência	1,50%	0,75%	0,75%	0,75%
Fator de eficiência para custos de referência em subestações (X_{SUB})	1,50%	3,00%	3,00%	3,00%
Fator de eficiência para custos de referência em linhas (X_{LN})	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%
Taxa referente aos custos de estrutura e gestão de referência (r_{CEG})	9,46% ^[1]	7,22%	Depende do investimento do ano a custos diretos e do X_{CEG}	
Fator de eficiência para custos de estrutura e gestão de referência (X_{CEG})			2,00%	2,00%

possibilidade da empresa incorrer em investimentos dispendiosos apenas para o aumento da sua remuneração. Até ao período regulatório 2009-2011, os ativos totalmente depreciados em exploração não eram remunerados. Assim, se o incentivo económico era o investimento, quando o ativo ficava totalmente amortizado valia 0€ e portanto não estava a render, o que podia levar a REN a adquirir novos equipamentos independentemente do estado de funcionamento dos atuais. Foi então, em 2009, criado um incentivo MEEFVU em funcionamento igual a 50% do valor da sua última amortização por ano, tendo este, para o novo período regulatório, aumentado para 85% e sido estendido também aos sistemas de comando e proteção, uma vez que apenas englobava as linhas e os transformadores de potência.

3.2 Identificação e caracterização do projeto

A identificação do papel do projeto de investimento na solução de um problema deve-se iniciar pelo relato dos factos que motivaram a sua conceção ou que alertaram para a sua necessidade, ou seja, do seu objetivo final. Esta metodologia destina-se a projetos investimentos no domínio do transporte de energia elétrica pelo que, tipicamente, podem ser identificadas as seguintes finalidades:

- Distribuição de eletricidade a zonas industriais ou urbanas;
- Eletrificação de zonas rurais;
- Integração de novos centros produtores;
- Desenvolvimento da rede de transporte de energia;
- Substituição de ativos/equipamentos.

3.2.1 Descrição do projeto

Na descrição do projeto de investimento pretende-se que o investigador discorra essencialmente sobre as funcionalidades dos seus componentes, para que posteriormente estas sejam relacionadas com os indicadores de performance dos critérios de benefícios definidos para o transporte de energia no capítulo 3.3. Assim, a identificação correta do projeto deve contemplar:

- Identificação do seu período de vida útil (horizonte temporal);

- Estabelecimento do planeamento de execução;
- Identificação da sua escala e dimensão;
- Descrição dos seus componentes e respetivas funcionalidades a nível tecnológico;
- Características técnicas dos componentes e da sua manutenção e disponibilidade tecnológica.

3.2.2 Caracterização do cenário base

A CBA é feita em base de comparação e, portanto requer-se também a descrição do estado atual do sistema para que, contra as adversidades impostas pelas tendências sazonais ou de longo prazo dos cenários descritos anteriormente, possa ser determinado o valor acrescentado real do investimento. Na prática, esta é a definição do cenário “*business as usual*” que posteriormente se contraporá à solução em estudo.

A descrição deve respeitar o nível de detalhe do ponto anterior e ser especialmente exaustiva quanto à disponibilidade tecnológica, estado e tempo de vida útil dos equipamentos que garantem determinada funcionalidade da RNT (no caso de se tratar da aquisição/substituição de ativos) ou, no fundo, do método de funcionamento corrente e das implicações da sua manutenção.

3.3 Análise de custo benefício

Tratando-se esta metodologia de uma ferramenta especialmente desenhada para investimentos diretamente relacionados com a rede de transporte, entende-se que a avaliação se deve centrar no testemunho de quem lida com o quotidiano do sistema elétrico. Desta forma, a CBA proposta reflete um método de avaliação no qual, em primeira instância, os custos diretos do investimento (devidamente calculados) são cruzados com as receitas provenientes das taxas de remuneração previstas pelo regulador, numa análise puramente financeira da qual resultará o indicador da rentabilidade esperada do investimento. Ou seja, a clarificação de quanto se vai pagar, de como se vai receber, e do tempo esperado de recuperação e rentabilização do investimento. Posteriormente, procede-se a uma análise de critérios de benefício estritamente qualitativa, através de *Key Performance Indicators (KPI's)*, em critérios de benefícios escolhidos em função das áreas de operação da REN para avaliar o impacto (positivo ou negativo) do investimento em cada um destes setores a partir das suas funcionalidades. É esperado que, como estes dados, o utilizador possa tomar uma decisão consciente dos encargos do investimento, mas também da sua plausibilidade e do fundamento da sua aplicação.

3.3.1 Análise financeira

Na análise financeira pretende-se analisar o investimento do ponto de vista da sua rentabilidade, ou seja, comparar diretamente o custo de implementação e as suas receitas esperadas no âmbito dos cenários e pressupostos macroeconómicos definidos no início da análise.

3.3.1.1 Custos totais e receitas do projeto

Para a análise da viabilidade financeira é necessária a recolha de informação sobre os custos reais do projeto (C_{real}) - facilmente obtidos junto de fornecedores; para que através da sua comparação com os custos de referência estipulados pelo regulador (C_{ref}) seja encontrado o valor da sua remuneração, que constituirá o proveito financeiro a considerar na análise, conforme o disposto no capítulo 3.1.4.

3.3.1.2 Valor atual líquido

Para a avaliação da viabilidade financeira do projeto é proposta a utilização do valor atual líquido (VAL), para o qual se utilizará a taxa de atualização prevista no $WACC$, eventualmente acrescida de prémio de investimento eficiente. No planeamento de investimentos a longo prazo, os projetos têm viabilidade quando o VAL é maior ou igual a 0, e o seu cálculo é feito da seguinte forma:

1. É escolhido o período de vida útil do ativo (10 ou 30 anos) e calculado montante das prestações anuais;
2. É calculado o quociente C_{real}/C_{ref} e o RAB de acordo com o estipulado em 3.1.4, definindo-se a taxa de atualização ($WACC$);
3. A cada ano o RAB sofre a depreciação (DP) do montante calculado em (1);
4. Os *cash flows* anuais são determinados segundo a formula 3.11;
5. É calculado o VAL segundo a fórmula 3.12;
6. É calculada a TIR .

$$CF_t = RAB_t \times RoR + DP \quad (3.11)$$

$$VAL(i) = \sum_{t=0}^N \frac{CF_t}{1 + WACC^t} \quad (3.12)$$

3.3.2 Critérios de benefício

A seleção dos benefícios foi feita na sequência de uma série de entrevistas a responsáveis das áreas operacionais da REN, e deverá, no seu conjunto, refletir o valor acrescentado de cada projeto de desenvolvimento para o sistema de transporte de energia, para a ação da REN enquanto TSO e, por via disso, para a sociedade e os consumidores em geral. Desta forma, a viabilidade económica e social está exposta nos termos da qualidade do serviço, da eficiência operacional, da competitividade e segurança no abastecimento, e da política energética.

3.3.2.1 Qualidade do serviço

A avaliação da capacidade do sistema de fornecer energia em circunstâncias normais a uma região específica. A avaliação deste benefício é feita por meio de dois indicadores: a continuidade do serviço e a qualidade da onda.

A continuidade do serviço caracteriza e avalia as ocorrências de interrupções de serviço aos pontos de entrega da rede. Estas quebras de compromisso dos padrões de qualidade do operador da rede para com o cliente, origina o direito a uma compensação, paga através da fatura de energia elétrica, sem que o cliente necessite de a solicitar. Para o efeito, estão estabelecidos indicadores e padrões anuais associados à frequência e duração das interrupções, bem como à avaliação do seu impacto.

- ENF – Energia Não Fornecida: Valor estimado de energia não fornecida nos pontos de entrega da rede de transporte, devido a interrupções de fornecimento. A estimativa é baseada na potência cortada e na duração da interrupção;
- TIE – Tempo de Interrupção Equivalente: Representa o tempo de interrupção da potência média fornecida expectável (no caso de não ter havido interrupções);
- END – Energia Não Distribuída: Valor estimado de energia não distribuída, nos pontos de entrega, devido a interrupções de fornecimento;
- TIEPI – Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada: Representa o tempo de interrupção equivalente da potência instalada das redes de distribuição;
- SAIFI – Frequência Média de Interrupções do Sistema: Representa o número médio de interrupções verificadas nos pontos de entrega;
- SAIDI – Duração Média das Interrupções do Sistema: Representa a duração média das interrupções verificadas nos pontos de entrega;
- SARI – Tempo Médio de Reposição do Serviço: Representa o tempo médio de reposição de serviço.[13]

Os consumidores de energia elétrica fornecidos a partir das redes de transporte e distribuição, têm, em circunstâncias normais, à sua disposição uma tensão alternada sinusoidal com frequência e amplitude que se deverão manter razoavelmente constantes ao longo do tempo. No entanto, durante a operação e exploração das redes de energia elétrica existe um conjunto de fatores com capacidade de induzir alterações à qualidade da onda de tensão e, conseqüentemente, afetar o normal funcionamento de instalações e equipamento, originando por vezes interrupções de processos produtivos industriais e conseqüentes perdas económicas e de competitividade. A qualidade da onda pode ser monitorizada pelos operadores através dos seguintes indicadores:

- Frequência;

- Valor eficaz da tensão;
- Cavas de tensão;
- Tremulação (*flicker*);
- Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões;
- Distorção harmónica.

Key Performance Indicators

Continuidade do serviço; Qualidade da onda; Duração e frequência de interrupções; Capacidade de resposta a picos de carga.

3.3.2.2 Eficiência operacional

A eficiência na gestão da rede traduz-se na otimização dos processos da sua operação de forma a reduzir os encargos e a melhorar a resposta do sistema em diferentes circunstâncias. Isto consegue-se através de funcionalidades de automação, monitorização, proteção e operação em tempo real. A identificação célere de falhas em equipamentos e a sua resolução irá melhorar a ação diária da empresa, bem como o acesso a relatórios de diagnóstico e comportamento da rede poderá auxiliar à definição de estratégias de desenvolvimento e portanto, incrementar a eficácia e diligência da REN enquanto operador da RNT Portuguesa.

Key Performance Indicators

Custos de Operação e Manutenção; Monitorização da rede e dos equipamentos (diagnóstico e avarias); Tempo de operação/correção de falhas; Telecomando/acesso remoto; Análise de comportamento e ocorrências.

3.3.2.3 Competitividade e segurança do abastecimento

Reflete a capacidade da rede transportar eletricidade entre dois locais, melhorando a segurança do abastecimento e a integração de novos centros produtores. Este critério concentra parte dos investimentos considerados obrigatórios, que surgem na sequência de desenvolvimentos do tecido produtor, da rede de distribuição, mas também dos que se concretizam na integração de sistemas de monitorização do SEN entre os seus operadores ou no aumento das interligações a Espanha no âmbito do cumprimento de novas orientações políticas ou diretivas europeias.

Key Performance Indicators

Aumento das interligações; Aumento da *Grid Transfer Capability* (GTC); Redução de congestionamento; Capacidade de reserva; Expansão/eletrificação de zonas rurais; Ligação de novos centros produtores.

3.3.2.4 Política energética

As preocupações ambientais estão no topo das prioridades da agenda da política energética mundial. O aumento da quota de energias renováveis no mix de produção energética nacional só se concretiza se a rede estiver capacitada para integrar nova produção, em detrimento de centrais antigas, de consumo fóssil. Também no âmbito deste critério se poderão encaixar os investimentos com impactos ambientais como a redução de ruído, a redução de emissões de CO_2 ou a flexibilidade de novos sistemas que permitam a racionalização do consumo de recursos no ato da operação e manutenção da rede.

Key Performance Indicators

Integração de produção renovável; Redução de emissões de CO_2 ; Mais potencialidades de intervenção remota; Menos despesas de manutenção.

3.3.3 Análise de sensibilidade

Para complementar a avaliação deve proceder-se à análise de sensibilidade do resultado obtido e, função de possíveis alterações dos pressupostos previamente estabelecidos que possam ocorrer em determinado período. Assim, deve-se começar pela seleção das variáveis cujas alterações terão tradução expressiva no resultado final da análise. No caso do transporte de energia, existem alguns aspetos que merecem atenção especial nesta medida, uma vez que têm implicações diretas na valorização financeira do ativo ao longo do tempo: a *RoR*, o prémio do incentivo ao investimento eficiente, as *yield* das Obrigações do Tesouro e quaisquer alterações que decorram de alterações da ação do regulador, que se renova de dois em dois anos, ou seja, cerca de 15 vezes durante o tempo de vida económica de uma linha de 400kV. Uma vez que o conjunto de alterações possível culmina na taxa de remuneração a aplicar ao *RAB*, testar-se-á, para cada projeto, o impacto da sua variação na rentabilidade financeira do investimento, mais concretamente no valor do *VAL* e da *TIR*.

Tabela 3.5: Tabela de análise financeira e de sensibilidade

Cenário	Pressupostos		VAL	TIR
	Investimento	RoR		
Base	- M€	7,15%	- M€	- %
Alternativo		8,15%	- M€	- %
		6,15%	- M€	- %

Numa perspetiva menos financeira da análise posterior dos resultados, deverão ser também identificadas as externalidades circundantes ao projeto e expressá-las em termos físicos (por exemplo: usar dB's para quantificar o benefício da redução de ruído). Este procedimento é algo que deve ser cuidadosamente executado para evitar a dupla consideração de possíveis benefícios do projeto em causa. Nos projetos de investimento em infraestruturas energéticas, poderemos considerar externalidades como a criação de empregos, aumento da segurança dos equipamentos, impactos ambientais ou no sistema em geral. Nesta fase da avaliação, a variável *RoR* representa a taxa de atualização para o cálculo do *VAL*, tendo o valor base de 6,4%, incrementados de 0,75p.p. respetivos ao prémio de investimento eficiente (conforme definido pelo regulador). Assume-se este valor porque, como será mostrado no capítulo seguinte, para os efeitos práticos de aplicação desta metodologia serão sempre utilizados os custos de referência, garantindo o investimento eficiente em todos os casos.

3.3.4 Apresentação de resultados

No final da análise, a apresentação dos resultados deve resumir as avaliações feitas e organizar a informação delas resultante segundo os dois casos definidos; comparando o plano de investimento com a perspetiva “*business as usual*”. Para tal, deverá ser disposta a seguinte informação:

1. Identificação do propósito do investimento e descrição da resposta atual do sistema;
2. Demonstração da rentabilidade financeira do projeto, em função do seu tempo de execução e planeamento;
3. Descrição e mapeamento das funcionalidades do investimento através de *KPI's*, preenchendo a tabela 3.6 com uma avaliação de 0 a 10, que resultará no gráfico da figura 3.4;
4. Avaliação de benefícios e caracterização das externalidades.

Tabela 3.6: Tabela de avaliação por *KPI's*

Qualidade do serviço		Eficiência operacional		Competitividade e segurança do abastecimento		Política energética	
Continuidade do serviço	6	Custos de O&M	5	Redução do congestionamento	3	Redução de emissões de CO ₂	8
Qualidade da onda	6	Monitorização do funcionamento dos equipamentos	5	Aumento da capacidade de transmissão	3	Impacto ambiental	5
Duração e frequência das interrupções	6	Tempo de operação/resposta/trabalho	5	Aumento das interligações	3	Integração de produção renovável	8
Capacidade de resposta a picos de carga	6	Perdas no transporte	7	Expansão a zonas rurais	3		
				Ligação de novas centrais	3		
				Capacidade de reserva	3		
				Flexibilidade do sistema	3		
	6		5,5		3		7

A tabela mostra os indicadores de performance (*KPI's*) dos critérios de benefício, que serão avaliados de [1 a 10] pelo investigador. A média das avaliações dos *KPI's* de cada critério será disposta no gráfico da figura 3.4.

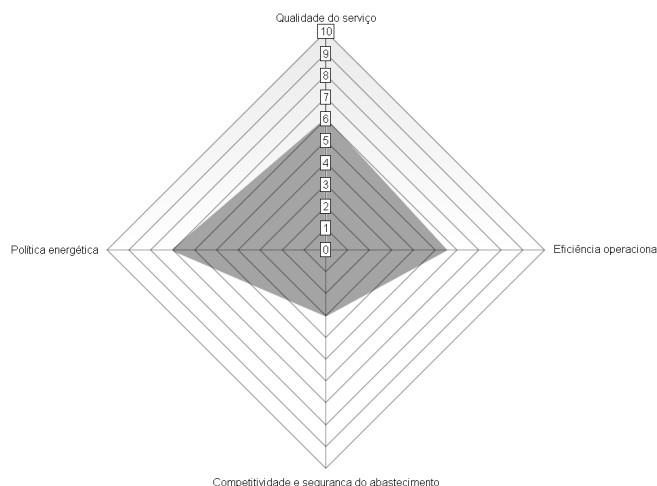


Figura 3.4: Área de impacto em benefícios do projeto de investimento

3.3.5 Aplicação *web* para análises de custo benefício

Para facilitar a aplicação da metodologia de análise de custo benefício proposta na Dissertação foi desenvolvida uma ferramenta informática capaz de calcular os indicadores económicos, como de mostrar a análise de critérios de benefício por indicadores de performance.

Para este efeito, assumindo a portabilidade e facilidade de instalação como características prioritárias, foi desenvolvida uma aplicação com recurso a ferramentas bastante recentes de desenvolvimento web que, vista desnecessária a ligação cliente/servidor foi direcionada ao *front-end*:

- **Markup language:** HTML
- **Scripting language:** Javascript (*Libraries: jquery, d3js*)
- **Styling:** CSS3 (*Libraries: bootstrap*)

A figura 3.5 mostra um exemplo de utilização da aplicação implementada.

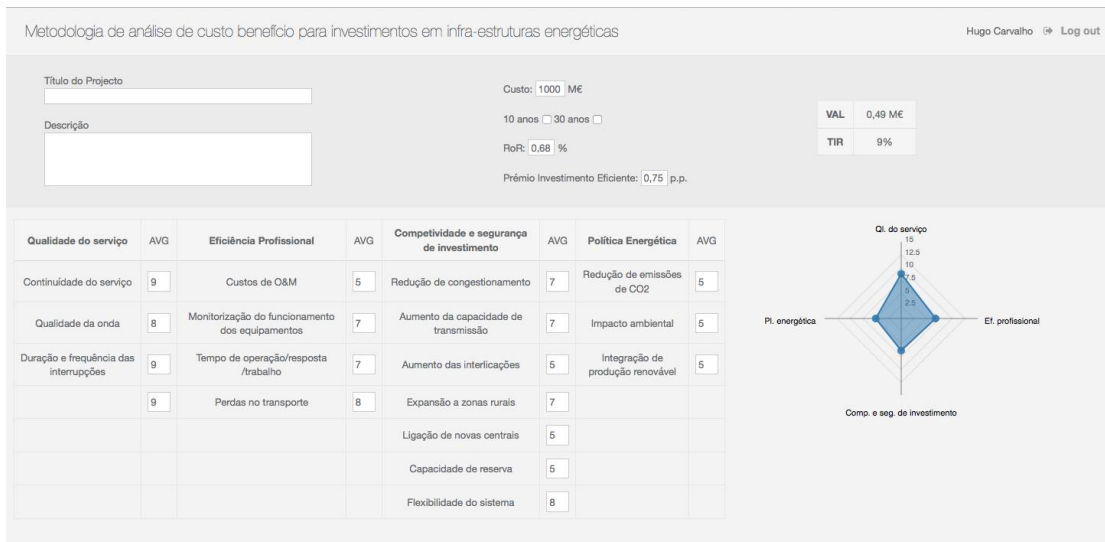


Figura 3.5: Aplicação web

Capítulo 4

Casos de estudo

Neste capítulo será demonstrada a aplicação da metodologia proposta a três casos práticos do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Energia (PDIRT) 2014-2023. Os projetos escolhidos inserem-se no pacote de investimentos do período 2014-2016, que conta com uma verba de cerca de 624M€ distribuídos estrategicamente segundo as necessidades da rede, como mostra a figura 4.1.

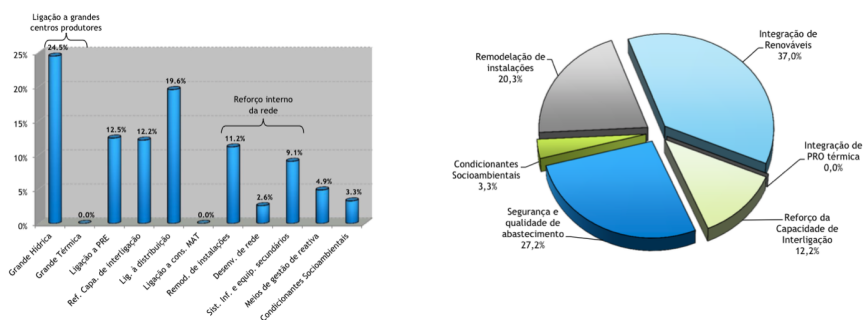


Figura 4.1: Distribuição do investimento previsto para o período 2014-2023

Como se pode verificar, há uma aposta clara na integração de energias renováveis e na qualidade e segurança de abastecimento, representando respetivamente 37% e 27,2% do investimento total. Nestas rubricas está previsto o reforço da rede na fronteira Transporte/Distribuição e o estabelecimento de ligações aos centros de produção que entrarão em exploração nos próximos anos, de acordo com o Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico (PN-BEPH). As capacidades de interligação internacional também se vêem contempladas por via do reforço das ligações a Espanha nas zonas do Minho e do Algarve, em vista a alcançar o objetivo de 3.000MW de interligação estabelecido pelo Governo de Portugal e o Reino de Espanha. A restante parcela destina-se à reconstrução de instalações e remodelação de sistemas e equipamentos secundários obsoletos, cujo estado operacional e funcional tem prejudicado a continuidade e qualidade de serviço. Esta quota representa, juntamente com os 3,3% previstos para a promoção da qualidade socio-ambiental das infraestruturas, 23,3% do volume do montante total, que será aplicado de forma responsável, fundamentada e eficiente.

Importa também referir que, de acordo com o ponto 5 b) do artigo 30º do DL nº 29/2006, na sua atual redação, a elaboração do PDIRT deve contemplar as medidas de articulação necessárias ao cumprimento dos compromissos assumidos pela REN ao nível do plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária (“*Ten-Year Network Development Plan*” - TYNDP) que, para 2022, estabelece cinco projetos prioritários, repartidos por vários investimentos contemplados no PDIRT, apesar de parte deles ter sido protelada por falta de liquidez financeira. As prioridades estabelecidas são:

- Reforço da capacidade de Interligação entre Portugal e Espanha;
- Integração de nova produção renovável no Norte, maioritariamente hídrica e eólica;
- Integração de nova produção renovável na região Centro, maioritariamente eólica e hídrica;
- Melhoria na segurança de abastecimento na área de Lisboa e Península de Setúbal;
- Integração de nova produção renovável no Sul, maioritariamente solar.

Em paralelo, impõe-se também o disposto na estratégia da Europa 2020, lançada a 26 de março de 2010 pelo Conselho Europeu, segundo a qual uma das prioridades é o crescimento sustentável, que deverá ser alcançado através da promoção de uma economia mais eficiente em termos de recursos, mais sustentável e mais competitiva. Esta estratégia considerou as infraestruturas energéticas como um aspeto fulcral da iniciativa “Uma Europa eficiente em termos de recursos”, sublinhando a necessidade de modernizar urgentemente as redes da Europa, interligando-as a nível continental, em especial para integrar as fontes de energia renováveis.[1]

O Regulamento 347/2013 da UE estabelece, no âmbito desta estratégia, os PIC - Projetos de Interesse Comum, que surgem da identificação de 12 prioridades estratégicas em matéria de infraestruturas energéticas transeuropeias identificadas entre os Estados Membros cuja realização deverá acontecer até 2020. Estes projetos foram identificados como prioritários no sector da eletricidade, uma vez que Portugal está inserido no corredor prioritário das “Interligações Norte-Sul de eletricidade na Europa Ocidental” (*NSI West Electricity*): interligações com e entre os Estados-Membros da região mediterrânica, nomeadamente para integrar a eletricidade produzida a partir de fontes de energia renovável e reforçar as infraestruturas da rede interna, a fim de promover a integração do mercado na região.[1]

Os casos práticos foram escolhidos pela sua proximidade à cidade do Porto e pelo tipo de investimento que representam. A evolução da RNT nesta zona do país assenta essencialmente na melhoria das condições de abastecimento, na remodelação de instalações em fim de vida útil e ainda na reformulação de partes da estrutura da RNT, nomeadamente alguns troços de tipologia de circuito aéreo para subterrâneo. Neste capítulo complementar-se-ão as análises e justificações expostas no PDIRT a respeito da Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Vermoim, da construção de um Novo eixo a 400kV entre a zona do Porto e a zona do Minho, e da Introdução de um transformador de 400/60kV em Viana do Castelo.

- Para cada projeto será corroborado e complementado o disposto no PDIRT, com base nos contributos dados pelos responsáveis de operação da REN;
- Na análise financeira, para a determinação do custo dos projetos será sempre assumido o Custo de referência, uma vez que os dados relativos aos custos diretos externos e demais encargos estruturais e financeiros da REN são obrigados ao sigilo profissional e institucional com os seus fornecedores;
- Também os custos de referência serão estimados com base em estudos de mercado, uma vez que os estabelecidos pela ERSE não são do domínio público. Durante a análise, a variável Custo de Investimento traduzirá a estimativa das referências;
- Por decorrência do exposto em c) e d), a RoR será sempre incrementada de prémio, sendo que o $C_{real}/C_{ref} = 1$;
- Nas análises de sensibilidade, conforme o exposto no capítulo 3, quaisquer variações do ponto de vista financeiro (alterações no comportamento regulatório, oscilações das $yield$ das OT, etc.) terão apenas tradução no resultado final por via do seu peso na taxa de remuneração da REN - que se considera para as análises seguintes igual a 7,15% (já com prémio). Assim variar-se-á a taxa em 1% incremental e decrementalmente e analisar-se-á o valor do VAL e da TIR .

4.1 Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Vermoim

4.1.1 Enquadramento

Na definição de prioridades deste quadro de investimentos a subestação de Vermoim integrou um grupo de instalações mais antigas (com tempo de serviço superior a 40-50 anos) às quais foi dada particular atenção, uma vez que, naturalmente, a maior parte das suas infraestruturas e equipamentos acusam níveis elevados de insuficiência funcional e obsolescência, com reflexos na fiabilidade das instalações e na qualidade do serviço prestado, a par de custos acrescidos com a sua manutenção.

O projeto de Remodelação dos Sistemas de Controlo e Proteção de Vermoim, previsto para 2014 no PDIRT engloba a remodelação total dos sistemas de controlo, proteção e alimentação, e a remodelação parcial da rede de BT e de diversa aparelhagem de MAT e AT, com maior incidência nos transformadores de medida, que apresentam características elétricas incompatíveis com os requisitos dos novos sistemas, na vertente de precisão, saturação em regime transitório e número de núcleos secundários, que impossibilita a segregação das diferentes utilizações dos sistemas de contagem, medida e proteção.

4.1.2 Perceção do Operador da Rede de Transporte

Para o caso de estudo da subestação de Vermoim foram pedidas avaliações e contributos ao Gestor do Sistema e às áreas de *Asset Management* e de Operação da Rede da REN. Houve também a oportunidade de realizar uma visita técnica à subestação na qual foram dados a conhecer os equipamentos em causa em vista à melhoria da análise.

No fundo, esta remodelação prende-se com a ausência de *'know-how'* dos fabricantes dos equipamentos em serviço, uma vez que o fabrico da esmagadora maioria dos componentes que os constituem foi descontinuado. Os sistemas de comando e proteção de Vermoim datam da década de 70 e, portanto, atingiram o seu nível de obsolescência há bastantes anos, tendo começado a perder disponibilidade tecnológica no mercado, tanto na aquisição de peças como na contratação técnicos habilitados para operação e manutenção destas peças descritas como “relojoaria suíça museológica”. A reparação de muitos dos componentes tem sido assegurada pelo recurso a lotes de peças de reserva que, atendendo à taxa elevada de avarias verificada, entrarão em rotura de *'stocks'*, comprometendo a qualidade desejada no funcionamento dos respetivos equipamentos, o que terá como consequência direta o aumento do risco para a continuidade do abastecimento de energia elétrica.



Figura 4.2: Sistemas de Comando e Proteção da subestação de Vermoim antigos

Quanto aos novos equipamentos, o ORT não tem dúvidas de que esta é um investimento fundamental do ponto de vista da expansão da rede, uma vez que terá impactos imediatos na operação desta que, além de ser uma das maiores subestações em funcionamento no país, terá pela frente, nos próximos anos, um aumento bastante significativo do tecido produtor que a rodeia e, conseqüentemente, do fluxo de energia que terá de conduzir à rede de distribuição com a maior eficácia.

Na apreciação deste investimento, as funcionalidades de reposição seletiva de curtos circuitos, de parametrizações ou alterações de tipologia da rede por acesso remoto, de redução dos tempos de eliminação de defeito, ou ainda os relatórios periódicos de funcionamento dos equipamentos e de comportamento da rede, não podem ser apenas contabilizadas como uma biblioteca de funções de desempenho adequado aos requisitos atuais configuradas pelos equipamentos adquiridos.

Existe uma componente de efetivas melhorias nos resultados de operação, manutenção e análise de comportamentos e perturbações de toda a rede que, certamente, não será opalescente à análise do cumprimento das exigências operacionais e regulatórias conhecidas.

Deve-se ainda acrescentar que, face à exígua disponibilidade tecnológica e de manutenção registada nos equipamentos em funcionamento, a manutenção destes é garantida pelo fornecedor por meio de serviços de assistência especializados e solicitados pela REN, sempre que necessário.

4.1.3 Resumo

Objetivo e descrição do projeto

Este projeto tem como objetivo a reconstrução, renovação e modernização de Sistemas de Comando, Controlo e Proteções na subestação de Vermoim. Surgiu da necessidade de substituição de equipamento obsoleto, dada a ausência de peças de reserva, a falta de *know-how* técnico interno e externo (fornecedores) para resolução de problemas e limitações tecnológicas dos equipamentos. Pretende-se melhorar a operação remota dos equipamentos, a resposta dos sistemas de proteção face a incidentes (diminuição da duração e profundidade das cavas de tensão), a supervisão remota dos equipamentos da subestação, e no fundo, dotar os sistemas de maior flexibilidade, nomeadamente face a alterações na rede.

Tabela 4.1: Tabela resumo da descrição do projeto de remodelação dos sistemas de comando e proteção de Vermoim

Vida económica	10 anos
Planeamento e execução	<ul style="list-style-type: none"> • 2,5 anos de execução • Projeto eletrotécnico • Procurement • Fabrico na unidade de produção • Ensaios • Comissionamento
Lista de equipamentos/ componentes adquiridos	Sistemas de proteção e unidades de comando
Principais funcionalidades	<ul style="list-style-type: none"> • Implementação de regimes especiais de exploração por telecomando • Alteração remota das parametrizações nos sistemas de comando e proteção (SCP) • Discriminação das sinalizações resultantes de anomalias nos equipamentos AT • Capacidade de telecomando sequencial dos painéis • Modernização de equipamentos • Interoperabilidade com outros sistemas • Novas funcionalidades

Análise financeira

Tabela 4.2: Análise financeira e de sensibilidade do projeto de remodelação dos sistemas de comando e proteção de Vermoim

Cenário	Pressupostos		VAL	TIR
	Investimento	RoR		
Base	3 M€	7,15	0,29 M€	9,4%
Alternativo		8,15	0,27 M€	10,4%
		6,15	0,31 M€	8,4%

CBA

Qualidade do serviço	Eficiência operacional		Competitividade e segurança do abastecimento		Política energética		
Continuidade do serviço	7	Custos de O&M	7	Redução do congestionamento	5	Redução de emissões de CO ₂	5
Qualidade da onda	8	Monitorização do funcionamento dos equipamentos	8	Aumento da capacidade de transmissão	5	Impacto ambiental	5
Duração e frequência das interrupções	8	Tempo de operação/resposta/trabalho	8	Aumento das interligações	5	Integração de produção renovável	5
Capacidade de resposta a picos de carga	5	Perdas no transporte	5	Expansão a zonas rurais	5		
				Ligação de novas centrais	5		
				Capacidade de reserva	5		
				Flexibilidade do sistema	6		
	7		7		5,1		5

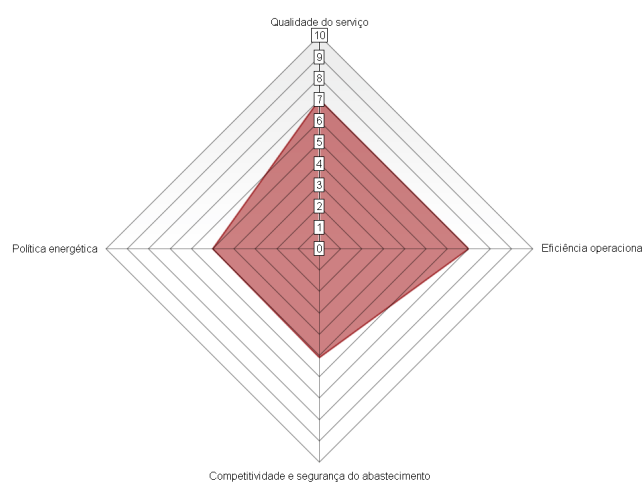


Figura 4.3: Análise de benefícios por indicadores de performance para a Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Vermoim

tipos de ligações: a centros produtores ou à rede de transporte espanhola. Quer isto dizer que, estando as centrais de produção e a interligação comercial a Espanha dependentes da existência destes equipamentos, e estando o operador excluído das decisões de expansão do SEN nestes tramites, deve apenas acompanhá-los sempre que seja necessário. Assim, este projeto de 55km de linha a 400kV, será constituído inteiramente por ativos primários, com 30 anos de vida económica, e contribuirá para o cumprimento dos objetivos do reforço da interligação e da integração de produção renovável referenciados no início do capítulo.

4.2.3 Resumo

Objetivo e descrição do projeto

O objetivo deste investimento é a construção de uma linha de transporte de energia a muito alta tensão (400kV), com 55km de comprimento, entre o Porto e o Minho. Este equipamento servirá as necessidades identificadas nesta zona do país, bem como aumentará as capacidades de interligação a Espanha.

Tabela 4.3: Tabela resumo da descrição do projeto de construção de um novo eixo a 400kV entre a zona do Porto e a zona do Minho

Vida económica	30 anos
Planeamento e execução	<ul style="list-style-type: none"> • Projecto (electrotécnico, mecânico e civil), incluindo Estudo de Impacto Ambiental • Licenciamento técnico (DGEG) e ambiental (Emissão de Declaração de Impacto Ambiental) • Procurement • Construção • Commissionamento
Lista de equipamentos/ componentes adquiridos	<ul style="list-style-type: none"> • Estruturas metálicas e fundações • Cabos condutores e de guarda • Sistemas de isolamento e fixação • Linha Dupla de 400 kV (apenas com um circuito equipado), 55 km de comprimento
Principais funcionalidades	<ul style="list-style-type: none"> • Interligação a Espanha • Ligação a novos centros produtores de energias renováveis

Análise financeira

Tabela 4.4: Análise financeira e de sensibilidade do projeto de construção de um novo eixo a 400kV entre a zona do Porto e a zona do Minho

Cenário	Pressupostos		VAL	TIR
	Investimento	RoR		
Base	25 M€	7,15	2,90 M€	8,7%
Alternativo		8,15	2,83 M€	9,8%
		6,15	2,98 M€	7,6%

CBA

Qualidade do serviço		Eficiência operacional		Competitividade e segurança do abastecimento		Política energética	
Continuidade do serviço	6	Custos de O&M	5	Redução do congestionamento	8	Redução de emissões de CO ₂	8
Qualidade da onda	6	Monitorização do funcionamento dos equipamentos	5	Aumento da capacidade de transmissão	9	Impacto ambiental	5
Duração e frequência das interrupções	6	Tempo de operação/resposta/trabalho	5	Aumento das interligações	9	Integração de produção renovável	8
Capacidade de resposta a picos de carga	7	Perdas no transporte	7	Expansão a zonas rurais	5		
				Ligação de novas centrais	6		
				Capacidade de reserva	8		
				Flexibilidade do sistema	8		
	6,25		5,5		7,57		7

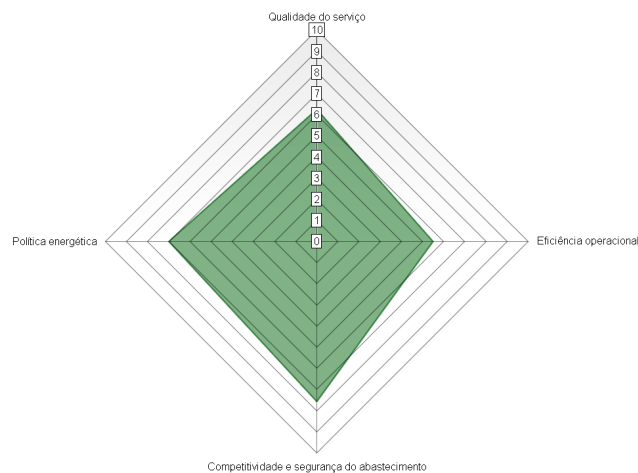


Figura 4.5: Análise de benefícios por indicadores de performance para a construção de um novo eixo a 400kV entre a zona do Porto e a zona do Minho

4.3 Introdução de transformador de 400/60kV em Vila do Conde/Póvoa do Varzim

4.3.1 Enquadramento

Este caso de estudo, muito embora não tenha execução prevista para o período 2014-2016, encontra-se no seguimento dos dois últimos e entende demonstrar, numa perspetiva mais geral, que a identificação dos projetos deve ser muito cuidada porque, neste setor, a probabilidade de eles se desencadearem progressivamente é bastante elevada - o que tanto pode criar sinergias

interessantes como obrigar a vários investimentos desnecessários por decorrência de determinado projeto.

O transformador de 400/60kV surge do reforço de produção e capacidades de transporte previsto na zona norte, tanto na RNT como na RND. A garantia de entrega de potência na fronteira Transporte/Distribuição é uma das áreas de intervenção identificadas na estratégia do PDIRT em vista à melhoria e garantia dos padrões da qualidade do serviço.

4.3.2 Perceção do Operador da Rede de Transporte

Para este caso de estudo foi recolhido o depoimento do departamento de gestão de ativos da REN, que o enquadrou na reconstrução/remodelação de subestações, referindo essencialmente a necessidade de acompanhamento do desenvolvimento previsto não só da rede de transporte de energia (aproveitando demais investimentos que possam formar pequenos *clusters* de investimento que possam rentabilizar a ação com o aumento de massa crítica na negociação com fornecedores.

Este é um investimento compreensível, uma vez que se trata também de um ativo primário e um equipamento estritamente necessário ao aproveitamento das novas centrais de produção, conseguindo canalizar a sua energia até ao operador da rede de distribuição. Daí também justificar-se o facto de este vir a acontecer apenas em 2017, aquando da entrada em exploração das novas centrais e do cumprimento do planeamento de execução dos reforços descritos anteriormente.

4.3.3 Resumo

Objetivo e descrição do projeto

Consta deste objetivo a reconstrução, renovação, modernização de subestações e/ou de Sistemas de Comando e Controlo e Proteções. Reforço de alimentação às cargas da zona do Minho para melhoria das condições de alimentação aos consumos e acompanhar a evolução da estrutura da RND na região.

Análise financeira

CBA

Qualidade do serviço		Eficiência operacional		Competitividade e segurança do abastecimento		Política energética	
Continuidade do serviço	9	Custos de O&M	5	Redução do congestionamento	7	Redução de emissões de CO ₂	5
Qualidade da onda	8	Monitorização do funcionamento dos equipamentos	7	Aumento da capacidade de transmissão	7	Impacto ambiental	5
Duração e frequência das interrupções	9	Tempo de operação/resposta/trabalho	7	Aumento das interligações	5	Integração de produção renovável	5
Capacidade de resposta a picos de carga	9	Perdas no transporte	8	Expansão a zonas rurais	7		
				Ligação de novas centrais	5		
				Capacidade de reserva	5		
				Flexibilidade do sistema	8		
	8,75		6,75		6,29		5

Tabela 4.5: Tabela resumo da descrição do projeto de introdução de um novo transformador de 400/60kV em Vila do Conde/Póvoa do Varzim

Vida económica	30 anos
Planeamento e execução	<ul style="list-style-type: none"> • Projecto electrotécnico e civil • Licenciamento técnico e ambiental da subestação • Procurement • Construção • Fabrico na unidade de produção • Ensaios • Comissionamento
Lista de equipamentos/ componentes adquiridos	<ul style="list-style-type: none"> • Transformador de potência 170MVA • Edifícios e infra-estrutura
Principais funcionalidades	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento da capacidade de transformação e Por seu lado, a alimentação do novo injetor de Vila do Conde tira partido da nova linha a 400 kV, que, partindo de zona a norte do Porto e prosseguindo até à zona de Viana do Castelo, estabelecerá, a partir deste ponto, ligação com Pedralva e com Espanha.

Tabela 4.6: Análise financeira e de sensibilidade do projeto de introdução de um novo transformador de 400/60kV em Vila do Conde/Póvoa do Varzim

Cenário	Pressupostos		VAL	TIR
	Investimento	RoR		
Base	4 M€	7,15	0,46 M€	8,7%
Alternativo		8,15	0,45 M€	9,8%
		6,15	0,48 M€	7,7%

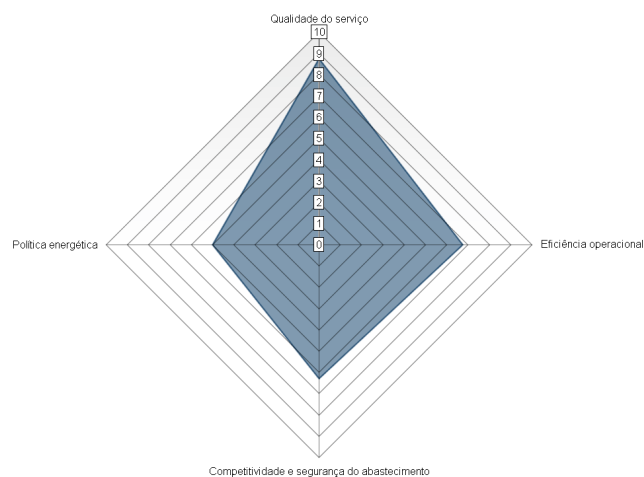


Figura 4.6: Análise de benefícios por indicadores de performance para a introdução de um novo transformador de 400/60kV em Vila do Conde/Póvoa do Varzim

Capítulo 5

Conclusão

5.1 Objetivo e resultados

Nestas últimas décadas têm sido notáveis os avanços no domínio da partilha de recursos e, especialmente, das infra-estruturas de transação de matérias primas e de energia. Em Portugal, o tema da energia tem inevitáveis contornos financeiros, dado o seu elevado saldo importador, as suas obrigações ambientais e as políticas de liberalização do mercado que tem implementado. O setor do transporte de energia vive num ambiente de elevada pressão regulatória e social, e tem vindo a ser desafiado a imprimir cada vez mais transparência e ponderação designadamente nas suas ações de expansão e de investimento.

Esta doutrina de investimento eficiente e crescimento sustentável que se tem seguido a nível europeu e internacional, obrigou os operadores do setor energético a deixarem de escudar do domínio público as suas práticas de funcionamento e de investimentos financeiros, e levou os reguladores a exigir mais justificação e fundamentação aos agentes do setor, designadamente no que respeita ao estudo da viabilidade dos seus projetos de investimento. O objetivo desta dissertação foi o desenvolvimento de uma metodologia de análise de custo benefício que pudesse assistir o operador de transporte de energia elétrica no cumprimento deste desafio. Pretendeu-se dar um primeiro passo neste âmbito, teorizando sobre a conceção de uma metodologia normalizada de análise aos investimentos em infra-estruturas energéticas da RNT que obrigue à reflexão sobre a expansão da rede, e à sustentabilização de vários processos do setor.

Na prossecução dos objetivos desta dissertação, procurou-se formalizar uma metodologia direta e simples de aplicar aos investimentos do Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte, mas que não descorresse a complexidade dos aspetos económicos, financeiros, estruturais e de recursos que são inegáveis componentes de qualquer intervenção desta natureza.

A aplicação da metodologia revelou resultados positivos na sua maior parte, mas conseguiu identificar os prós e contras de cada projeto de forma sistematizada, e que poderá ser desenhada em detalhe para cada tipo de investimento.

Conclui-se que a metodologia implementada é benéfica ao e que constitui uma ferramenta que se pode revelar muito útil, tanto ao regulador como Operador da Rede de Transporte.

5.2 Trabalho futuro

Embora a abordagem aplicada ao longo desta dissertação seja suficientemente robusta para imediata aplicação, existem aspetos que podem aumentar bastante a sua fiabilidade e escalabilidade nas análises que se vierem a submeter a este método, procurando melhores resultados. Os desenvolvimentos futuros podem abordar os seguintes aspetos:

- Desenvolvimento de métodos de previsão das taxas de remuneração;
- Casos de estudo com custos de investimento reais;
- Monetizar os indicadores de performance de forma a traduzir o valor económico;
- Adaptar a metodologia a outro tipo de projetos de investimento em infra-estruturas energéticas, nomeadamente centrais de produção de eletricidade, dispositivos de armazenamento de energia, sistemas de *demand-response* e mobilidade elétrica;
- Incluir nesta metodologia *CBA* a perceção dos *stake-holders* (ERSE, DGEG, Concedente, ENTSO-E e ONG's) relativamente a cada um dos indicadores da análise *KPI*;

Referências

- [1] S.A. Redes Energéticas Nacionais, SGPS. *Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte 2014-2023*. REN.
- [2] S.A. Redes Energéticas Nacionais, SGPS. *Dados Técnicos 2013*. REN.
- [3] S.A. Redes Energéticas Nacionais, SGPS. *Caraterização da Rede Nacional de Transporte*. REN, 2013.
- [4] Entidade Reguladora do Setor Energético. *Descrição do funcionamento do MIBEL*. ERSE, Novembro 2009.
- [5] European Network of Transmission System Operators for Electricity. *Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects*, November 2013.
- [6] Entidade Reguladora do Setor Energético. *Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017*. ERSE, Dezembro 2014.
- [7] [online]URL: <http://www.cbabuilder.co.uk>.
- [8] Directorate-General for Regional Policy. *Guide to Cost Benefit Analysis of Investment Projects*. European Commission, July 2008.
- [9] Gianluca Fulli Manuel Sánchez Jiménez Constancia Filiou Vincenzo Giordano, Ijeoma Onyeji. *Guidelines for conducting a cost-benefit analysis of Smart Grid projects*. European Commission, Joint Research Center - Institute for Energy and Transport, 2012.
- [10] Samuele Furfari. *O Mundo e a Energia. Desafios Geopolíticos*. Eixo Atlântico do Noroeste Peninsular, 2010.
- [11] S.A.; Direção Geral de Energia e Geologia Redes Energéticas Nacionais, SGPS. *Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2013-2030*. REN, DGEG.
- [12] Ministério da Economia e do Emprego. Decreto-lei n.º 215-a/2012, Outubro 2012.
- [13] Entidade Reguladora do Setor Energético. *Relatório da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico 2011*. ERSE, Setembro 2012.
- [14] International Energy Association. *Energy Policies of IEA Countries - Portugal Overview*. IEA.
- [15] [online]URL: <http://www.erse.pt>.
- [16] International Energy Association. *World Energy Outlook 2014*. IEA.

- [17] Entidade Reguladora do Setor Energético. *Proveitos permitidos e ajustamentos para 2015 das empresas reguladas do setor elétrico*. ERSE, Dezembro 2014.
- [18] California Transmission System Operator. *Transmission Economic Assessment Methodology*, 2004.
- [19] M. Wakefield. *Guidebook for Cost/Benefit Analysis of Smart Grid Demonstrations Projects*. Electric Research Power Institute (EPRI), 2012.
- [20] ERGEG European Regulators Group for Electricity e Gas. *Position Paper on Smart Grids. An ERGEG Conclusions Paper*, June 2010.
- [21] Ministério das Finanças. Decreto-lei n.º 111/2012, Maio 2012.
- [22] União Europeia. Regulamento n. 1303/2013 do parlamento e do conselho europeu, 2013.
- [23] Ministério das Finanças. *Orçamento de estado 2015*.
- [24] T. Gómez. *Monopoly Regulation, Regulation of the Power Sector*. Springer, 2013.