



Análise económica da municipalização da gestão da rede de distribuição de baixa tensão

VICTOR EMANUEL SOARES BARBOSA

julho de 2018

VICTOR EMANUEL SOARES BARBOSA

**ANÁLISE ECONÓMICA DA MUNICIPALIZAÇÃO DA
GESTÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA
TENSÃO**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

S'mples
energia

PORTO

2018

VICTOR EMANUEL SOARES BARBOSA

ANÁLISE ECONÓMICA DA MUNICIPALIZAÇÃO DA GESTÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE - Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Elétricos de Energia.

Orientadores:

ISEP: Prof. Dr. Manuel Maria Pereira de Azevedo

UTFPR-PB: Prof. Msc. André Barros

Empresa:

Energia Simples

Supervisor: João Brito

PORTO

2018

Dedico a Deus, pois "Pelas vitórias que lhe deste, grande é a sua glória; de esplendor e majestade o cobriste."
(Salmos 21:5)

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, que me deu condições para concretização deste importante passo em minha jornada pela vida terrena.

Não poderia esquecer dos professores orientadores Dr. Manuel Azevedo e Msc. André Barros, agradeço-lhes por terem direcionado e aperfeiçoado meus projetos com paciência e respeito. Agradeço à banca deste trabalho pelas críticas e conselhos que em muito contribuíram para o meu aperfeiçoamento.

Agradeço concomitantemente aos meus companheiros de curso, não apenas aqueles que iniciaram esta jornada comigo na Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), como também os do Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP) e da Energia Simples; agradeço-lhes pelo apoio, sugestões de melhorias e companheirismo.

Agradeço à UTFPR, ISEP e Energia Simples pelo apoio estrutural, educacional e financeiro, bem como ao Programa de Dupla Diplomação do curso de Engenharia Elétrica da UTFPR campus Pato Branco em parceria com o ISEP, por proporcionar essa excelente experiência internacional.

Gostaria de deixar registrado também, o meu reconhecimento à minha família, desde meus pais, o Sr. José Geraldo Soares e a Sra. Maria Rosa Barbosa, como também meu irmão Callebe Soares Barbosa, e minha amada companheira Micheli Correa da Silva; pelo apoio, creditação de confiança nos meus estudos e criação de um ambiente sadio para o meu desenvolvimento pessoal.

*Habituai-vos a obedecer, para aprender a mandar.
Costumai-vos a ouvir, para alcançar a entender.
Não delireis nos vossos triunfos. Para não arrefe-
cerdes, imaginai que podeis vir a saber tudo; para
não presumirdes, refleti que, por muito que souber-
des, mui pouco tereis chegado a saber.*

Rui Barbosa

RESUMO

SOARES BARBOSA, Victor Emanuel. Análise econômica da municipalização da gestão da rede de distribuição de baixa tensão. 2018. 77 f. Dissertação de Mestrado - Curso de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica, Instituto Superior de Engenharia do Porto. Porto, 2018.

A distribuição de energia elétrica em baixa tensão em Portugal é de responsabilidade dos municípios, portanto esta atividade pode ser desempenhada através de contratos de concessões, consórcio formados por municípios regionais, ou até mesmo pelo próprio município, sendo neste caso a municipalização. A maior parte dos municípios desempenham esta responsabilidade através de contratos de concessão, em sua maioria, com a EDP Distribuição, entretanto estes contratos findam-se entre 2016 e 2026, ficando então o município encarregado de escolher entre continuar com concessões ou municipalizar a distribuição em baixa tensão. A fim de servir como uma ferramenta de auxílio para tomada o entendimento da questão levantada, foi desenvolvido este trabalho, apresentando uma análise econômica da municipalização com a criação de uma aplicação *web* para automatização dos cálculos e geração da análise para diferentes municípios; três pontos de vista: do município a municipalizar, do município a concessionar, e da empresa concessionária; e dois estudos de caso: do município de São João da Madeira e de Alfândega da Fé.

Palavras-chave: Redes de distribuição. Baixa tensão. Viabilidade econômica.

ABSTRACT

SOARES BARBOSA, Victor Emanuel. Economic analysis of the municipalization of the management of the low voltage distribution network. 2018. 77 p. Master's Dissertation - Master's Degree in Electrotechnical Engineering, Instituto Superior de Engenharia do Porto. Porto, 2018.

The distribution of electricity in low voltage in Portugal is the responsibility of the municipalities, so this activity can be performed through concessions contracts, consortium formed by regional municipalities, or even by the municipality itself, in this case being municipalization. Most of the municipalities carry out this responsibility through concession contracts, mostly with EDP Distribuição. However, these contracts expire between 2016 and 2026, and the municipality is then responsible for choosing between continuing concessions or municipalizing the distribution in low tension. In order to serve as an aid tool to take the understanding of the raised question, this work was developed, presenting an economic analysis of the municipalization with the creation of an application web for automation of the calculations and generation of the analysis for different municipalities; three points of view: of the municipality to be municipalized, the municipality to grant concessions, and the concessionary company; and two case studies: of the municipality of São João da Madeira and of Alfândega da Fé.

Keywords: Distribution networks. Low tension. Economic viability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1:	Esquema simplificado da constituição do Sistema Elétrico Nacional.	5
Figura 2:	Esquema simplificado da organização do Sistema Elétrico Nacional.	7
Figura 3:	Diagrama com os principais proveitos permitidos.	10
Figura 4:	Plano de ações prévias ao lançamento dos concursos.	11
Figura 5:	23 comunidades intermunicipais.	12
Figura 6:	Diagrama das tarifas na perspectiva do cliente em BT.	13
Figura 7:	Diagrama geral dos rendimentos envolvidos.	14
Figura 8:	Preços da URD BTE para energia em cinco anos.	23
Figura 9:	Preços da URD BTE para potência contratada em cinco anos	24
Figura 10:	Preços da URD BTN para potência contratada em cinco anos.	24
Figura 11:	Preços da URD BTN Tri-horário >para energia em cinco anos.	25
Figura 12:	Preços da URD BTN Tri-horário <para energia em cinco anos.	25
Figura 13:	Preços da URD BTN Bi-horário para energia em cinco anos.	26
Figura 14:	Preços da URD BTN simples para energia em cinco anos.	26
Figura 15:	Diagrama geral dos custos envolvidos.	27
Figura 16:	Diagrama dos custos iniciais.	29
Figura 17:	Diagrama básico da aplicação desenvolvida.	35
Figura 18:	Diagrama básico dos custos e proveitos para o cálculo do <i>cash flow</i> no primeiro ponto de vista.	36
Figura 19:	Diagrama básico dos custos e proveitos para o cálculo do <i>cash flow</i> no segundo ponto de vista.	37
Figura 20:	Diagrama básico dos custos e proveitos para o cálculo do <i>cash flow</i> no terceiro ponto de vista.	38
Figura 21:	Página "Principal" da aplicação.	38

Figura 22: Diagrama das entradas.	39
Figura 23: Página "Análise agora" da aplicação.	41
Figura 24: Página dos resultados.	42
Figura 25: Gráficos do primeiro estudo de caso, primeiro ponto de vista. . .	45
Figura 26: Gráficos do primeiro estudo de caso, segundo ponto de vista. . .	46
Figura 27: Gráficos do primeiro estudo de caso, terceiro ponto de vista. . .	47
Figura 28: Gráficos do segundo estudo de caso.	49

LISTA DE TABELAS

Tabela 1:	Dados para São João da Madeira	44
Tabela 2:	Premissas adotadas para São João da Madeira	44
Tabela 3:	Resultados financeiros para caso de São João da Madeira .	45
Tabela 4:	Dados para Alfândega da Fé	47
Tabela 5:	Premissas adotadas para Alfândega da Fé	48
Tabela 6:	Resultados financeiros para caso de Alfândega da Fé	48
Tabela 7:	Serviços na distribuição em BT	55

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANMP	Associação Nacional de Municípios Portugueses.
AT	Alta Tensão, valor eficaz entre fases maior que 45 kV e menor que 110 kV, inclusive.
BT	Baixa Tensão, valor eficaz entre fases menor que 1 kV, inclusive.
BTE	Baixa Tensão Especial, potência contratada superior a 41,4 kW.
BTN	Baixa Tensão Normal, potência contratada inferior ou igual a 41,4 kW.
CEE	Comercializador de Energia Elétrica.
CUR	Comercializador de Último Recurso.
DEE	Distribuição de Energia Elétrica.
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia.
DL	Decreto-Lei.
EDP	Eletricidade de Portugal.
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
INE	Instituto Nacional de Estatística.
MAT	Muito Alta Tensão, valor eficaz entre fases superior a 110 kV.
MT	Média Tensão, valor eficaz entre fases maior que 1 kV e menor que 45 kV, inclusive.
ORD	Operador da Rede de Distribuição.
ORDBT	Operação e Manutenção de Rede de Distribuição de Eletricidade em Baixa Tensão.
ORT	Operador da Rede de Transporte.
PIB	Produto Interno Bruto.
PPER	Proveitos Permitidos e Ajustamentos das Empresas Reguladas do Setor Elétrico.
PRE	Produção em Regime Especial.
PRO	Produção em Regime Ordinário.
RCM	Resolução do Conselho de Ministros.
REN	Redes Energéticas Nacionais.
RND	Rede Nacional de Distribuição.
RNT	Rede Nacional de Transporte.
RRC	Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico.

RTSE	Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.
SEN	Sistema Elétrico Nacional.
SENV	Sistema Elétrico não Vinculado.
SEP	Sistema Elétrico de Serviço Público.
TIR	Taxa Interna de Retorno.
TPES	Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços.
UGS	Uso Global do Sistema.
URD	Uso da Rede de Distribuição.
URT	Uso de Rede de Transporte.
VAL	Valor Atual Líquido.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	ESTRUTURA DO TRABALHO	1
1.2	OBJETIVOS	1
1.3	ENQUADRAMENTO	2
2	REVISÃO DE LITERATURA	5
2.1	SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL	5
2.2	VISÃO HISTÓRICA DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO	7
2.2.1	Perspectivas para a operação da rede de distribuição	11
2.3	PROVEITOS CORRENTES NA ATIVIDADE DE ORD EM BT	13
2.3.1	Proveitos Permitidos pela ERSE	15
2.3.1.1	Custos de exploração	16
2.3.1.2	Custos com capital	17
2.3.1.3	Custos com planos de reestruturação de efetivos	18
2.3.1.4	Custos com rendas de concessão a pagar aos municípios	18
2.3.1.5	Custos com a promoção do desempenho ambiental	19
2.3.1.6	Incentivo aos investimentos em rede inteligente	19
2.3.1.7	Custos previstos do ano anterior	21
2.3.1.8	Ajustamentos	21
2.3.2	Proveitos faturados pela aplicação da tarifa de URD _{BT}	22
2.4	CUSTOS CORRENTES NA ATIVIDADE DE ORD EM BT	26
2.4.1	Exploração	27
2.4.2	Capital	27
2.4.3	Rendas de concessão a pagar aos municípios	28
2.4.4	Rede inteligente	28
2.5	CUSTOS INICIAIS NA MUNICIPALIZAÇÃO DA DEE EM BT	28
2.5.1	Infraestruturas e equipamentos	28
2.5.1.1	Equipas de manutenção	29
2.5.1.2	Compra de imóveis ou remodelação	32

2.5.1.3 Equipamentos e mobiliário de escritório	32
2.5.2 Compra de infraestrutura da EDP	32
2.6 METODOLOGIA DE ANÁLISE DE INVESTIMENTO	32
2.6.1 <i>Cash Flow</i> anual	32
2.6.2 <i>Cash Flow</i> anual atualizado	33
2.6.3 <i>Cash Flow</i> anual atualizado acumulado	33
2.6.4 VAL	33
2.6.5 TIR	34
2.6.6 Retorno sobre o investimento	34
2.7 SUMÁRIO DO CAPÍTULO	34
3 DESENVOLVIMENTO DA APLICAÇÃO	35
3.1 MUNICÍPIO A MUNICIPALIZAR A BT	35
3.2 MUNICÍPIO A CONCESSIONAR PARA UMA EMPRESA A BT	36
3.3 EMPRESA A CONCESSIONAR A BT	37
3.4 APLICAÇÃO FINAL	37
4 ESTUDOS DE CASO	43
4.1 SÃO JOÃO DA MADEIRA	43
4.2 ALFÂNDEGA DA FÉ	46
4.3 SUMÁRIO DO CAPÍTULO	48
5 CONCLUSÃO	51
ANEXO A - ATIVIDADES NA DISTRIBUIÇÃO EM BT	55

1 INTRODUÇÃO

A distribuição de energia elétrica em baixa tensão em Portugal é de responsabilidade dos municípios, portanto esta atividade pode ser desempenhada através de concessões com empresas, consórcio de municípios, ou até mesmo pelo próprio município. Dito isto, é necessário conhecer e entender as parcelas constituintes das contas relacionadas à esta atividade econômica, a fim de ser possível traçar as suas relações, e possibilidades de investimento para diferentes municípios.

1.1 ESTRUTURA DO TRABALHO

A fim de alcançar o objetivo de criar uma ferramenta para analisar as possibilidades para a gestão da distribuição de energia elétrica de baixa tensão em diferentes municípios, este trabalho foi dividido em uma revisão de literatura, desenvolvimento da aplicação e estudos de caso. No capítulo 2 é apresentado a revisão de literatura abordando o sistema elétrico nacional, visão histórica das redes de distribuição de baixa tensão, proveitos e custos correntes, custos iniciais na atividade de ORD em BT, e por fim metodologias de análise de investimento. No capítulo 3 é mostrado a aplicação desenvolvida para realizar análises financeiras de investimento em pontos de vista do município a municipalizar, ou em concessionar e da empresa a receber concessão. Após, no capítulo 4, são realizados dois estudos de caso, o primeiro com o município de São João da Madeira e o segundo de Alfândega da Fé. Por fim, a conclusão no capítulo 5.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo principal do projeto é de analisar a viabilidade econômica da municipalização da distribuição da eletricidade em baixa tensão. Para realização deste objetivo principal foi necessário que os seguintes objetivos específicos fossem alcançados:

- Revisão de literatura dos seguintes pontos:
 - Sistema elétrico nacional,

- visão histórica das redes de distribuição,
 - rendimentos relativos à atividade de distribuição em baixa tensão,
 - custos relativos à atividade de distribuição em baixa tensão,
 - custos iniciais para a municipalização da distribuição em baixa tensão,
 - Metodologia para análise de investimento.
- Criação do modelo geral para análise, que contenha:
 - Modelo de custos, e
 - modelo de rendimentos.
 - Desenvolvimento da aplicação *web* que:
 - implemente o modelo geral para análise, com custos e rendimentos,
 - realize a análise económica ao longo do tempo de acordo com especificação do usuário da aplicação.
 - Verificação do modelo utilizando a aplicação;
 - Estudo de caso para os municípios:
 - São João da Madeira, e
 - Alfândega da fé

1.3 ENQUADRAMENTO

Pela Resolução n.º 112/82 ficou determinado que a distribuição de energia eléctrica em baixa tensão seja de responsabilidade dos municípios, sendo possível optar por exercê-la através de:

- regime de exploração directa,
- associação de municípios,
- empresas públicas de âmbito regional de que participem, ou ainda
- em regime de concessão à outras entidades (RESOLUÇÃO 112/82, 1982).

Logo após esta Resolução, em 1984, na Portaria n.º 148/84, foram estabelecidas as regras para os contratos de concessão de distribuição de energia eléctrica em baixa tensão a celebrar entre as câmaras municipais e a EDP (PORTARIA 148/84, 1984), então a partir deste momento se iniciou os contratos de concessão da distribuição com a EDP que terminam entre 2016 e 2026, maioria entre 2021 e 2022.

Com tal cenário de término dos contratos de concessão e as várias possibilidades para que os municípios escolham no âmbito da distribuição de eletricidade para os próximos anos, é necessário portanto, uma análise econômica caso a caso para cada município. Sendo então útil um trabalho que venha a ajudar no entendimento dos custos e proveitos envolvidos desta atividade e desenvolva uma aplicação para análise econômica.

2 REVISÃO DE LITERATURA

O embasamento teórico traz uma breve revisão de literatura acerca dos principais componentes que o projeto irá abordar, são eles: uma breve introdução do sistema elétrico português; visão histórica das redes de distribuição de Baixa Tensão (BT) em Portugal; proveitos e custos envolvidos anuais correntes da atividade de distribuição em BT; custos iniciais para a municipalização da gestão da distribuição em BT; criação de modelos econômicos; e por fim, indicadores econômicos de viabilidade.

2.1 SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL

O Sistema Elétrico Nacional (SEN) de Portugal é composto de forma macro pela produção da energia elétrica nas centrais e parques produtivos, pelo sistema de transporte e distribuição da energia elétrica, e no fim da cadeia, pelo consumo. Seja por grandes consumidores abastecidos a Alta Tensão (AT) ou Média Tensão (MT), até o consumidor residencial abastecido em BT, conforme ilustrado na Figura 1.

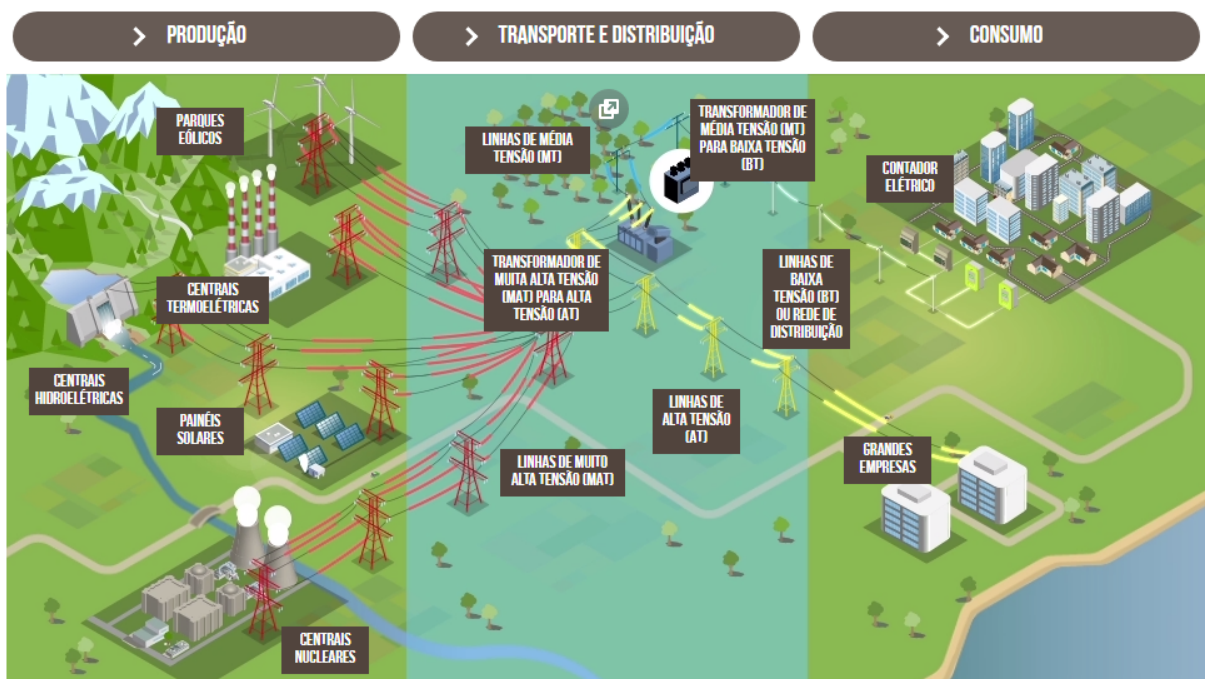


Figura 1: Esquema simplificado da constituição do Sistema Elétrico Nacional.
Fonte: (ERSE, 2018b)

A produção de energia elétrica em Portugal é aberta ao livre mercado e concorrência, tendo dois regimes legais, a saber (REN, 2017):

- Produção em Regime Ordinário (PRO): relativo à produção de eletricidade a partir de fontes não renováveis ou em grandes centrais hídricas;
- Produção em Regime Especial (PRE): relativo à produção de eletricidade a partir de fontes renováveis ou cogeração.

O transporte, ou transmissão, da energia elétrica é realizado através da Rede Nacional de Transporte (RNT), a saber a rede de 150 a 400 kV, através de concessão pelo Estado Português em regime de serviço público e exclusividade à Redes Energéticas Nacionais (REN). Tal concessão inclui planeamento, construção, operação e manutenção da RNT (REN, 2017).

A rede de distribuição é efetivada através da exploração da Rede Nacional de Distribuição (RND). Em específico, a rede de baixa tensão é operada através de contratos estabelecidos entre os municípios e as distribuidoras, ou até mesmo administrações municipais ou cooperativadas (REN, 2017).

Em relação ao consumo, em Portugal Continental há 6,1 milhões de consumidores em maioria na baixa tensão, 23 500 na média tensão, 350 na AT e Muito Alta Tensão (MAT), até 400 kV. Por ser um mercado liberalizado, o consumidor é livre para escolher o seu comercializador de energia elétrica (REN, 2017).

O Sistema Elétrico Nacional, ilustrado de forma simplificada na Figura 2, é composto pela parte da produção, transporte, comercialização e distribuição. Na parte de produção há a PRO, PRE e importações de energia elétrica da Espanha. Na parcela de transporte encontramos a RNT operada pela REN. Enquanto que na parcela de comercialização é possível encontrar o Comercializador Liberalizado e o Comercializador de Último Recurso (CUR) que estão enquadrados no Mercado Organizado. E por fim, na parcela da distribuição estão os clientes do mercado liberalizado e do CUR.

Toda esta estrutura do SEN é regulamentada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), sendo ela quem estabelece as tarifas pagas pelos comercializadores para acenderem à RNT e RND. Todo esse sistema está sob o enquadramento legislativo e regulamentar da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) (GIL, 2010).

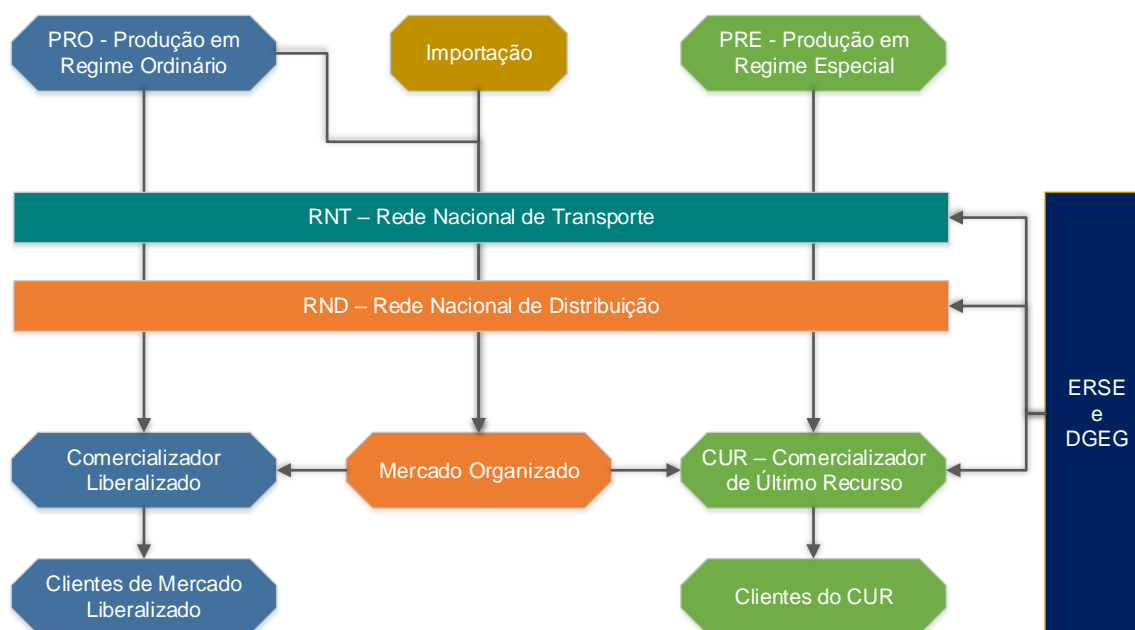


Figura 2: Esquema simplificado da organização do Sistema Elétrico Nacional.

Fonte: (GIL, 2010)

2.2 VISÃO HISTÓRICA DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO

O Sistema Elétrico Nacional de Portugal teve um marco importante em 1975 através da criação do Decreto-Lei (DL) n.º 205-G/75 de 16 de abril, que declarou nacionalizadas várias sociedades exploradoras do serviço público de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica. Tal fato foi justificado à época, em função do elevado número de entidades atuantes, gerando sobreposição de redes e entraves para uma infra-estrutura básica com correto funcionamento (DL 250-G/75, 1975).

No ano seguinte, em 1976, foi criada a empresa pública Eletricidade de Portugal (EDP) através do DL n.º 502/76 de 30 de junho. A EDP foi criada com o objectivo principal de estabelecer e explorar o serviço público de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica em Portugal continental e nos arquipélagos de Açores e Madeira (DL 502/76, 1976).

A Resolução n.º 112/82 determina que a distribuição de energia eléctrica em BT seja de responsabilidade dos municípios, estes podem optar por exercê-la através de: regime de exploração directa, associação de municípios, empresas públicas de âmbito regional de que participem, ou ainda em regime de concessão à EDP (RESOLUÇÃO 112/82, 1982). O DL n.º 344-B/82 estabelece os princípios gerais que os contratos de concessão à EDP devem satisfazer, em suma, que a concessão não envolve a alienação dos patrimônios próprios dos municípios concedentes, ficando a

encargo da EDP a manutenção e reintegração dos mesmos, além de uma renda a ser paga pela EDP ao município concedente (DL 344-B/82, 1982).

Esta renda a pagar pela EDP aos municípios é normatizada pela Portaria n.º 1076/82, que define que este valor é baseado no preço de venda da eletricidade consumida nos vários níveis de tensão no município e na iluminação pública, considerando uma ponderação proporcional à densidade de consumidores do município, variando entre 0,08 a 0,04 (PORTARIA 1076/82, 1982).

Na Portaria n.º 148/84 de 15 de março são estabelecidas as regras para os contratos de concessão de distribuição de energia eléctrica em baixa tensão a celebrar entre as câmaras municipais e a EDP, descrevendo em um contrato tipo todos os artigos constituintes destes contratos (PORTARIA 148/84, 1984).

Em 1986 foi criado o DL n.º 297/86 de 19 de setembro, o qual dá nova redação ao artigo n.º 1 do DL n.º 344-B/82 de 1 de setembro. Com tal redação fica permitido aos municípios outorgarem concessão de distribuição em BT também a cooperativas (DL 297/86, 1986). Como exemplos destas cooperativas em funcionamento atualmente, existem, segundo ERSE (2018c):

- Cooperativa Eléctrica de Vale D'Este,
- Cooperativa Eléctrica de Vilarinho,
- Cooperativa Eléctrica de Loureiro,
- Cooproriz - Cooperativa de Abastecimento de Energia Eléctrica,
- A Eléctrica Moreira de Cónegos,
- A Celer - Cooperativa Electrificação de Rebordosa,
- Casa do Povo de Valongo do Vouga,
- Junta de Freguesia de Cortes do Meio,
- Cooperativa Electrificação A Lord,
- Cooperativa Eléctrica S. Simão de Novais.

Em 1988, com a entrada em vigor do DL n.º 449/88 de 10 de dezembro, a EDP deixa de obter exclusividade na exploração do serviço público de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica em Portugal continental (DL 499/88, 1988).

No início da década de 90 foi criado o DL n.º 341/90 de 30 de outubro que modifica a redação do DL n.º 344/82 de 1 de setembro. Tal modificação, em suma, faz com que os princípios gerais dos contratos de concessão entre os municípios e a EDP também sejam válidos para concessão entre municípios e outras entidades (DL 341/90, 1990).

Em 1992 o DL n.º 17/92 de 5 de fevereiro determina que a renda a pagar pela EDP aos municípios seja fixada por portaria conjunta dos Ministros do Planeamento e da Administração do Território e da Indústria e Energia (DL 17/92, 1992).

A Portaria n.º 90-A/92 de 10 de fevereiro ajusta determinadas cláusulas do contrato tipo da Portaria n.º 148/84 de 15 de março. Tal ajuste foi justificado a fim de harmonizar o contrato tipo com as alterações do DL n.º 344-B/82 de 1 de setembro e com as novas regras de cálculo da renda a pagar pela EDP (PORTARIA 90-A/92, 1992). Juntamente com a Portaria n.º 90-A/92 de 10 de fevereiro, foi criada a Portaria n.º 90-B/92 de 10 de fevereiro, que estabelece normas relativas à renda a pagar pela EDP aos municípios (PORTARIA 90-B/92, 1992).

Através da DL n.º 184/95 de 27 de julho foi criado um novo quadro de acesso à atividade de distribuição de energia eléctrica. Dentro de dois principais sistemas, o Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP), organizado para prestação de serviço público, e o Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV), organizado em uma lógica de mercado. A autorização administrativa para o exercício da atividade é concedida através da atribuição de uma licença, sendo da alçada da Direção-Geral de Energia a sua emissão.

Ainda no artigo 31 desde mesmo DL é descrito a relação entre o operador da rede de distribuição em BT e o operador da rede de distribuição em MT e AT (DL 184/95, 1995).

A Portaria n.º 437/2001 de 28 de abril fixa o valor das rendas a serem pagas pelo concessionário distribuidor de energia eléctrica em BT ao município concedente, na respectiva área geográfica, proporcionais à densidade de usuários na área geográfica.

Ainda nessa Portaria foram definidos os tipos correntes de focos luminosos, especificações das lâmpadas e luminárias a utilizar no município (PORTARIA 437/2001, 2001).

Neste mesmo ano de 2001 foi aprovado o novo contrato tipo de concessão de distribuição de energia eléctrica em BT através da Portaria n.º 454/2001 de 5 de

maio. Definiu-se que o prazo dos contratos é de em 20 anos, podendo ser renovado por períodos iguais. Outra questão é relativa a denúncia, nos termos do prazo ou das prorrogações, que deverá ser manifestada com uma antecedência mínima de 2 anos. Ainda sobre o contrato tipo, nele permitidas alterações de suas cláusulas mediante acordo (PORTARIA 454/2001, 2001).

Em 23 de agosto de 2006 o DL n.º 172/2006 desenvolveu os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do SEN, regulamentando o regime jurídico aplicável para as atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade (DL 172/2006, 2006).

Novos valores das rendas a serem pagas a partir de 2009 pelo concessionário distribuidor de energia eléctrica em BT ao município concedente foram definidos no DL n.º 230/2008 de 27 de novembro (DL 230/2008, 2008).

Os proveitos permitidos à atividade de distribuição de energia eléctrica em BT são definidos anualmente pela ERSE com base no n.º 1 do artigo n.º 94 do Regulamento Tarifário do setor Elétrico (RTSE) (ERSE, 2014b). Na Figura 3 é possível ver um diagrama com as principais partes destes proveitos permitidos.

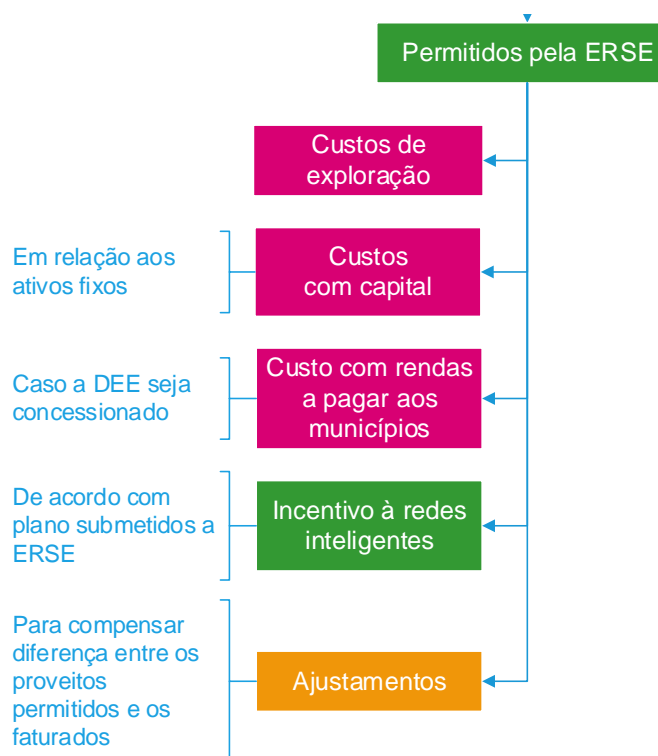


Figura 3: Diagrama com os principais proveitos permitidos.

Fonte: (ERSE, 2014b)

2.2.1 PERSPECTIVAS PARA A OPERAÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Os principais passos no desenvolvimento dos concursos para atribuições dos novos operadores da rede de distribuição em Portugal foram desenvolvidos de acordo com a Lei n.º 31/2017 e a Resolução do Conselho de Ministros (RCM) n.º 5/2018, além da ERSE, DGEG e da Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP), conforme a Figura 4.

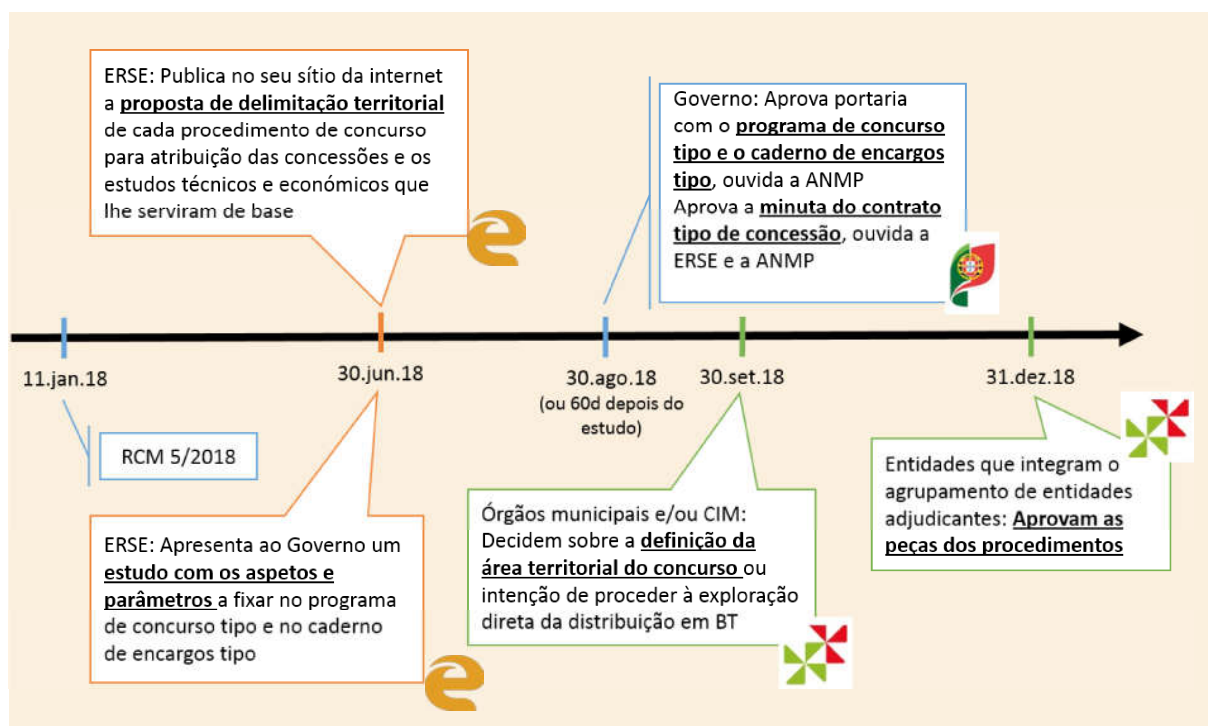


Figura 4: Plano de ações prévias ao lançamento dos concursos.

Fonte: (ERSE, 2018a)

No dia 31 de maio de 2017 foi publicada a Lei n.º 31/2017 que aprova os princípios e regras gerais relativos à organização dos procedimentos de concurso público para atribuição, por contrato, de concessões destinadas ao exercício em exclusivo da exploração das redes municipais de distribuição de eletricidade de BT (LEI 31/2017, 2017). Na Figura 5 é possível ver as comunidades territoriais apontadas na lei como base preferencial da ERSE para delimitar a área territorial dos concursos (ERSE, 2018a).

A definição da estrutura tarifário do sistema elétrico nacional é descrito no documento "Regulamento Tarifário do Setor Elétrico"(ERSE, 2014b), onde é descrito que os rendimentos faturados reais por parte do operador da rede de distribuição em BT são obtidos apenas pela aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD) em BT, inseridas no âmbito das tarifas de URD.



Figura 5: 23 comunidades intermunicipais.
Fonte: (ERSE, 2018a)

As tarifas de Acesso à Rede são pagas pelos clientes da rede de distribuição de energia elétrica ao Comercializador de Energia Elétrica (CEE), que por sua vez repassa para os operadores do sistema a montante dele, conforme ilustrado na Figura 6. O CEE passa as tarifas de Acesso à Rede para o Operador da Rede de Distribuição (ORD) em BT, que retém para si a URD relativo a BT e repassa para o ORD em MT e AT os restantes das tarifas. E por fim, o ORD em MT e AT retém para si as tarifas URD relativas à sua atividade e repassa a tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) e a tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT) para o Operador da Rede de Transporte

(ORT) (ERSE, 2016b).

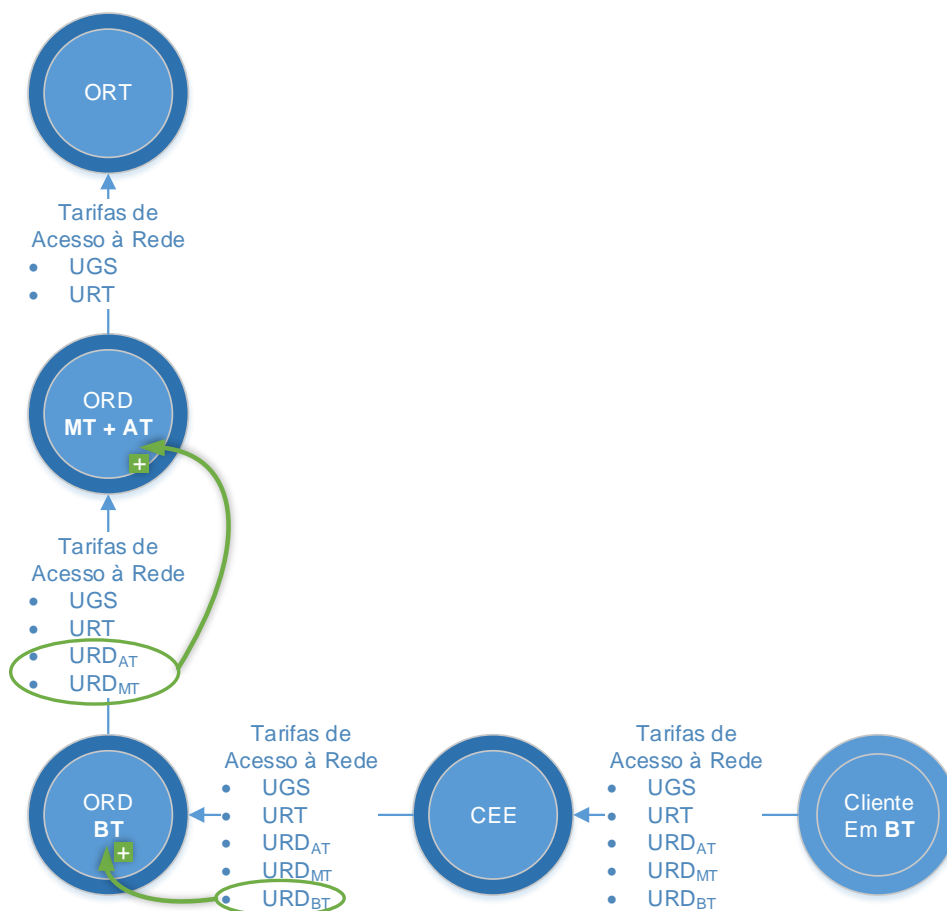


Figura 6: Diagrama das tarifas na perspectiva do cliente em BT.
Fonte: autoria própria

Tais relações entre os operadores da rede de distribuição em BT, o operador da rede de distribuição em AT e MT e o ORT estão reguladas no documento "Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico"(RRC) (ERSE, 2014a).

2.3 PROVEITOS CORRENTES NA ATIVIDADE DE ORD EM BT

Na Figura 7 é mostrado um diagrama dos rendimentos envolvidos no cálculo para a análise econômica da municipalização da Distribuição da Energia Elétrica (DEE) em baixa tensão.

Os proveitos envolvidos na atividade de DEE são obtidos a partir da aplicação de tarifas aos clientes da rede de distribuição pelas comercializadoras e passados por essas ao operadores da rede de distribuição, esses rendimentos serão chamados ao longo do texto de rendimentos faturados. Entretanto os rendimentos do operador da

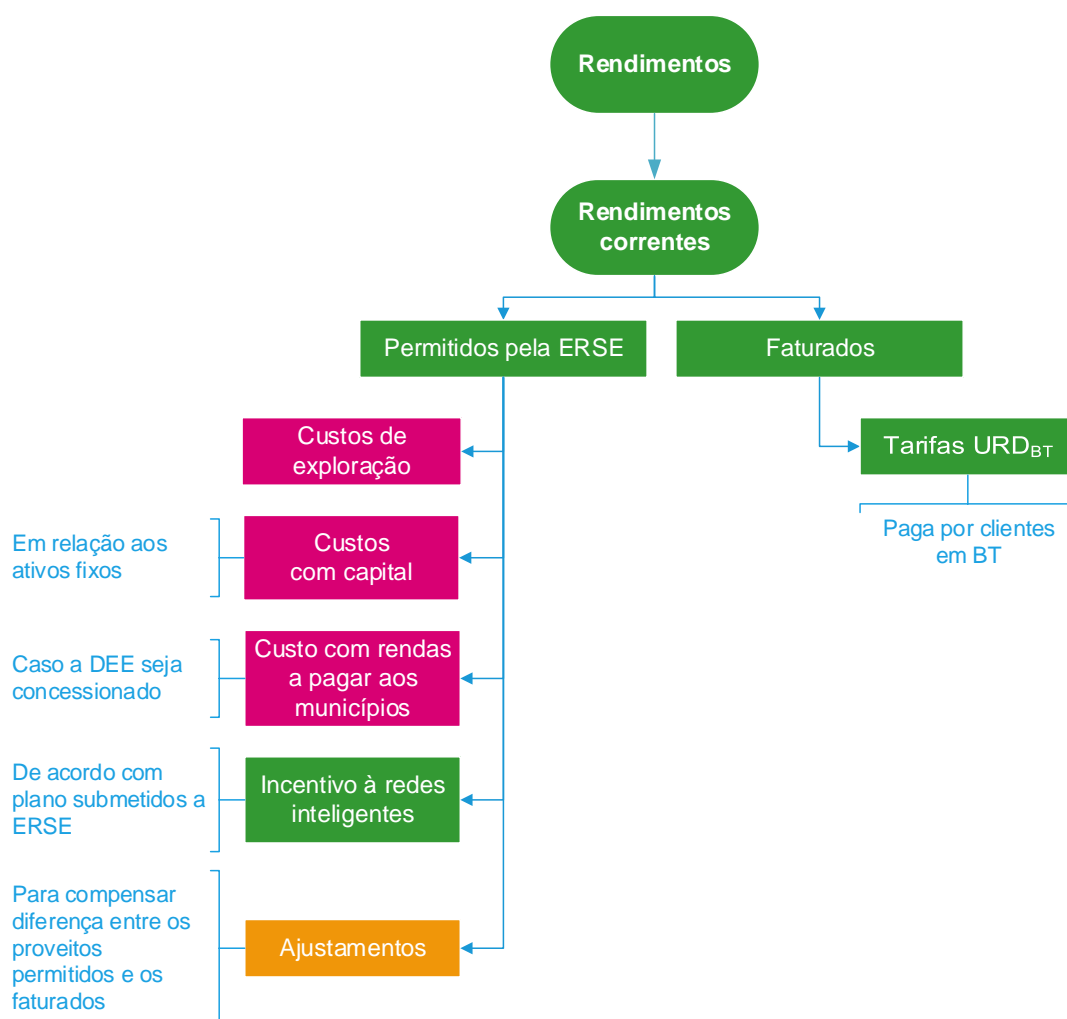


Figura 7: Diagrama geral dos rendimentos envolvidos.

Fonte: (ERSE, 2018a) com modificações

rede de distribuição estão sob regulamentação da ERSE, a qual define o montante dos rendimentos permitidos, ou também chamados de proveitos permitidos. Para compensar a diferença entre os rendimentos faturados e os permitidos para dado ano, é acrescentado ao proveito permitido do ano seguinte uma parcela de ajuste, chama de ajustamentos (ERSE, 2014b).

Ainda na Figura 7 são mostrados as parcelas que constituem esses proveitos correntes, sendo que as parcelas na cor vermelha são aquelas que representam os custos para operação da rede de distribuição, levadas em conta no cálculo dos proveitos permitidos. Devido ao foco deste trabalho ser na DEE em BT, logo os rendimentos e custos desconsiderarão as parcelas para MT e MAT, além de algumas parcelas dos proveitos permitidos pela ERSE.

2.3.1 PROVEITOS PERMITIDOS PELA ERSE

No Regulamento Tarifário do Setor Elétrico de 2014, desenvolvido pela ERSE, são descritas no n.º 1 do artigo n.º 94 as equações

$$\tilde{R}_{URD,t}^D = R_A + R_B \quad (1)$$

$$R_A = \tilde{C}E_{URD,t} + \tilde{C}C_{URD,t} + \tilde{P}EF_{URD,t} + \tilde{R}C_{URD,t} + \tilde{A}mb_{URD,t} \quad (2)$$

$$R_B = \tilde{R}I_{URD,t-2} + Z_{URD,t-1} \cdot \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) - \Delta R_{URD,t-2}^D \quad (3)$$

que descrevem os proveitos permitidos à atividade de DEE em BT para um dado ano t , tais proveitos permitidos são definidos anualmente pela ERSE (ERSE, 2014b). Nas equações 1, 2 e 3 os símbolos apresentados são:

- $\tilde{R}_{URD,t}^D$: Proveitos permitidos da atividade de DEE, previstos para o ano t ;
- $\tilde{C}E_{URD,t}$: Custos de exploração aceites pela ERSE, descontados os proveitos em relação à atividade de DEE que não resultam da aplicação das tarifas de uso da rede de distribuição, previstas para o ano t , com detalhes explanados na subsecção 2.3.1.1;
- $\tilde{C}C_{URD,t}$: Custos com capital em relação à atividade de distribuição, mais detalhes na subsecção 2.3.1.2;
- $\tilde{P}EF_{URD,t}$: Custos com os planos de reestruturação de efetivos em relação à atividade de DEE, em acordo com a ERSE, previstos para o ano t , com maiores explicações na subsecção 2.3.1.3;
- $\tilde{R}C_{URD,t}$: Custos com rendas de concessão a pagar aos municípios, previstos para o ano t , mais detalhes na subsecção 2.3.1.4;
- $\tilde{A}mb_{URD,t}$: Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano t , definidos pela ERSE, com detalhes na subsecção 2.3.1.5;
- $\tilde{R}I_{URD,t-2}$: Incentivo aos investimentos em rede inteligente, no ano $t-2$, detalhes na subsecção 2.3.1.6 (ERSE, 2014b);

- $Z_{URD,t-1}$: Custos previstos para o ano $t-1$, não incluídos no âmbito da aplicação de metas de eficiência;
- i_{t-1}^E : Taxa de juros média Euribor a doze meses, com base nos valores diários entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano $t-1$;
- δ_{t-1} : *Spread* do ano $t-1$, em pontos percentuais;
- $\Delta R_{URD,t-2}^D$: Ajustamento no ano t , dos proveitos da atividade de DEE, para dado nível de tensão, no ano $t-2$, o detalhamento do cálculo está na subseção 2.3.1.8.

2.3.1.1 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

Os custos de exploração, $\tilde{C}E_{URD,t}$ da equação 2, podem ser calculados de acordo com a expressão

$$\tilde{C}E_{URD,t} = \begin{cases} FCE_{URD,t} + \sum_i (VCE_{iURD,t} \cdot \tilde{D}CE_{iURD,t}) & \text{se } t = 1 \\ FCE_{URD,t} \cdot \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{FCE}}{100}\right) + \\ + \sum_i \left[VCE_{iURD,t-1} \cdot \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{VCE_{URD,i}}}{100}\right) \right] \cdot \tilde{D}CE_{iURD,t} & \text{se } t = 2, 3 \end{cases} \quad (4)$$

onde os termos:

- t : Ano do período de regulação, contando a partir do atual ($t = 1$) (ERSE, 2015a);
- i : Indutor de custo, se utiliza energia distribuída e número de clientes (ERSE, 2015a);
- $FCE_{URD,t}$: Componente fixa dos custos de exploração em relação à atividade de DEE, no ano t . Obtêm-se através do documento TPES emitido pela ERSE para o ano t ;
- $VCE_{iURD,t}$: Componente variável unitária i dos custos de exploração em relação à atividade de DEE, no ano t . Obtêm-se através do documento "Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços" (TPES) emitido pela ERSE para o ano t ;

- $\tilde{DCE}_{iURD,t}$: Valor previsto para o indutor de custos de exploração i em relação à atividade de DEE, no ano t . Disponível no documento Proveitos Permitidos e Ajustamentos das Empresas Reguladas do Setor Elétrico (PPER) emitidos anualmente (ERSE, 2015a);
- $IPIB_{t-1}$: Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (PIB), para variação anual terminada no 2º trimestre do ano $t - 1$, publicado pelo Instituto Nacional de Estatística (INE);
- X_{FCE} : Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração em relação à atividade de DEE, em percentagem. Obtêm-se através do documento TPES emitido pela ERSE para o ano t ;
- $X_{VCEURD,i}$: Parâmetro i associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de DEE, em percentagem. Obtêm-se através do documento TPES emitido pela ERSE para o ano t .

2.3.1.2 CUSTOS COM CAPITAL

Os custos com capital, $\tilde{C}_{URD,t}$ da equação 2, podem ser calculados de acordo com a expressão

$$\tilde{C}_{URD,t} = \tilde{A}m_{URD,t} + \tilde{A}ct_{URD,t} \cdot \frac{r_{URD,t}}{100} \quad (5)$$

onde os termos:

- $\tilde{C}_{URD,t}$: Custo com capital referente a ativos fixos, em relação à atividade de DEE, previsto para o ano t ;
- $\tilde{A}m_{URD,t}$: Amortização dos ativos fixos, em relação à atividade de DEE, previstas para o ano t . Obtêm-se através do documento PPER emitido pela ERSE para o ano t ;
- $\tilde{A}ct_{URD,t}$: Valor médio dos ativos fixos, em relação à atividade de DEE, previstos para o ano t . Obtêm-se através do documento PPER emitido pela ERSE para o ano t ;
- $r_{URD,t}$: Taxa de remuneração dos ativos fixos, em relação à atividade de DEE, previstos para o ano t . Disponível no documento TPES emitido pela ERSE para o ano t .

2.3.1.3 CUSTOS COM PLANOS DE REESTRUTURAÇÃO DE EFETIVOS

Os custos previstos com planos de reestruturação de efetivos, $\tilde{P}EF_{URD,t}$ são aceites pela ERSE, para cada início de período de regulação. São ajustados ao fim de dois anos, baseados em relatórios de execução enviados pelo operador da rede de distribuição em acordo com o Artigo n.º 161 do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico. Tais custos podem ser omitidos para o projeto em questão, pois são custos relacionados à EDP Distribuição em MT e AT (ERSE, 2014b).

2.3.1.4 CUSTOS COM RENDAS DE CONCESSÃO A PAGAR AOS MUNICÍPIOS

Os custos com as rendas de concessão a pagar aos municípios só se aplica à BT (ERSE, 2014b), para o caso da rede de distribuição em BT ter sido concessionada. A fórmula de cálculo das rendas de concessão por município, a partir de 2009, inclusive, é dada através do DL 230/2008 de 27 de novembro, reproduzida abaixo,

$$\tilde{RC}_{URD,t}^m = \tilde{RC}_{URD,t-1}^m \cdot (1 + i_{t-1}) \cdot (1 + tc_{t-1}^m \cdot p), \quad (6)$$

onde os termos:

- t : Ano de cálculo da renda de concessão;
- $t - 1$: Ano anterior ao ano de cálculo da renda de concessão;
- m : Índice referente a cada um dos municípios;
- $\tilde{RC}_{URD,t}^m$: Renda de concessão referente ao município m no ano t ;
- $\tilde{RC}_{URD,t-1}^m$: Renda de concessão referente ao município m no ano $t - 1$;
- i_{t-1} : Variação do índice de preços no consumidor, excluindo a habitação, publicado pelo INE para o ano $t - 1$;
- tc_{t-1}^m : Taxa de evolução do consumo global de energia eléctrica em BT entre o ano $t - 2$ e $t - 1$, para o município m ;
- p : Ponderador da taxa de consumo, assumindo o valor de 15% segundo o DL 230/2008.

2.3.1.5 CUSTOS COM A PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL

Os custos com a promoção do desempenho ambiental, $\tilde{A}mb_{URD,t}$ são aceitos pela ERSE, para cada ano t . São definidos de acordo com as diretrizes do Plano da Promoção do Desempenho Ambiental, definido na Secção VII do capítulo IV do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico (ERSE, 2014b). Os operadores de redes de distribuição exclusivos em BT não podem submeter planos de Promoção do Desempenho Ambiental. O Despacho nº 22282/2008 define as regras atualmente em vigor em relação a este Plano, bem como o guia de aplicação "Planos de Promoção do Desempenho Ambiental - Sector Elétrico - Novas Regras" da ERSE (DESPACHO 22282/2008, 2008; ERSE, 2008). Estes custos também não serão considerados para a análise deste trabalho, dado que são atribuídos em decorrência de projetos propostos pela entidade operadora da rede de distribuição a depender de políticas intrínsecas de cada liderança da entidade.

2.3.1.6 INCENTIVO AOS INVESTIMENTOS EM REDE INTELIGENTE

Os incentivos aos investimentos em rede inteligente, ou do inglês *smart grid*, para o ano $t - 2$, $\tilde{R}I_{URD,t-2}$, devem estar de acordo com a Secção X do capítulo IV do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico (ERSE, 2014b). Tais valores de incentivos aos investimentos em rede inteligente são descritos como,

$$\tilde{R}I_{URD,t} = C_t \cdot \sum_{k=1}^{N_{RI}} (\Delta CAPEX_{RI,k,t} - \Delta OPEX_{RI,k,t}) \quad (7)$$

onde os termos:

- $\tilde{R}I_{URD,t}$: Incentivo ao investimento em rede inteligente no ano t ;
- t : Ano de cálculo das tarifas;
- $\Delta CAPEX_{RI,k,t}$: Valor que representa o acréscimo do custo com capital permitido para o ano t , em relação aos ativos do projeto k aceite pela ERSE;
- $\Delta OPEX_{RI,k,t}$: Valor que representa o decréscimo dos custos de exploração do operador da rede de distribuição em decorrência do projeto k em rede inteligente, no ano t , aceite pela ERSE;

- k : Índice atribuído aos projetos aceites pela ERSE para projetos em rede inteligente;
- C_t : Variável de alocação do incentivo, no ano t , proporcional aos fornecimentos por nível de tensão;
- N_{RI} : Número total de projetos em rede inteligente aceites pela ERSE.

O valor que representa o acréscimo do custo com capital, $\Delta CAPEX_{RI,k,t}$, descrito acima, pode ser calculado por,

$$\Delta CAPEX_{RI,k,t} = \beta_{RI,k,t} \cdot \Delta r_{RI,t} \cdot Inv_{RI,k} \cdot [1 - (t - t_{exp,k} - 2) \cdot TxAm_{RI,k}] \quad (8)$$

Na expressão acima, os termos:

- $t_{exp,k}$: Ano de entrada em exploração do projeto k , deve ser maior do que 2 e menor do que $T_{RI} + 1$;
- T_{RI} : Parâmetro, a definir pela ERSE, que indica o período de vigência do incentivo;
- $\beta_{RI,k,t}$: Parâmetro para limitação do valor que representa o acréscimo do custo com capital no ano t , associado ao projeto k , definido pela ERSE;
- $\Delta r_{RI,t}$: Valor que representa o acréscimo da taxa de remuneração para os projetos com rede inteligente, aceites pela ERSE;
- $Inv_{RI,k}$: Valor do investimento do projeto k , aceite pela ERSE, transferido para exploração no ano $t_{exp,k}$;
- $TxAm_{RI,k}$: Taxa média de amortização do projeto k .

O valor que representa o decréscimo do custo de exploração, $\Delta OPEX_{RI,k,t}$, da equação 7, pode ser calculado por,

$$\Delta OPEX_{RI,k,t} = \begin{cases} \Delta CAPEX_{RI,k,t} - \alpha_{RI,t} \cdot Bdemo_{k,t} & \text{se } 0 < \alpha_{RI,t} \cdot Bdemo_{k,t} \leq \Delta CAPEX_{RI,k,t} \\ 0 & \text{se } \alpha_{RI,t} \cdot Bdemo_{k,t} > \Delta CAPEX_{RI,k,t} \end{cases} \quad (9)$$

Na expressão acima, os termos:

- $\alpha_{RI,t}$: Parâmetro definido pela ERSE para partilha entre empresa e consumidores dos benefícios reais dos projetos;
- $Bdemo_{k,t}$: Valor dos benefícios reais associados ao projeto k , na ótica do Sistema Elétrico Nacional, no ano t , também aceites pela ERSE.

2.3.1.7 CUSTOS PREVISTOS DO ANO ANTERIOR

Os custos previstos, $Z_{URD,t-1}$, para o ano $t - 1$, não contemplam as metas de eficiência (ERSE, 2014b). Tais custos, não estão contabilizados nos documentos PPER (ERSE, 2015a).

2.3.1.8 AJUSTAMENTOS

O ajustamento $\Delta R_{URD,t-2}^D$ é calculado pelas seguintes expressões (ERSE, 2014b)

$$\Delta R_{URD,t-2}^D = (A_A - A_B) \cdot A_C \quad (10)$$

$$A_A = Rf_{URD,t-2}^D - R_{URD,t-2}^D \quad (11)$$

$$A_B = - \sum_{l=2012}^n (\tilde{Actnp}_{URD,l} \cdot \Delta r_1) + PP_{URD,t-2} + RQS_{URD,t-2} - CQS_{URD,t-2} + RI_{URD,t-2} \quad (12)$$

$$A_C = \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) \cdot \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (13)$$

onde os termos:

- $Rf_{URD,t-2}^D$: Proveitos faturados resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano $t - 2$;
- $R_{URD,t-2}^D$: Proveitos permitidos no ano $t - 2$, calculados em $t - 1$, de acordo com a equação 1;

- t : Ano do período de regulação;
- l : Ano de entrada em exploração do ativo;
- $\tilde{Act}_{npURD,l}$: Valor médio dos ativos fixos em BT em relação à atividade de DEE, os quais entraram em exploração no ano l e que excedam o limite fixado pela ERSE;
- Δr_1 : Dedução à taxa de remuneração dos ativos fixos em BT em relação à atividade de DEE por excesso do limite fixado pela ERSE;
- $PP_{URD,t-2}$: Incentivo à redução das perdas da rede de distribuição, no ano $t - 2$, de acordo com a Secção VIII do capítulo IV do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico (ERSE, 2014b);
- $RQS_{URD,t-2}$: Incentivo à melhoria da continuidade de serviço em MT, no ano $t - 2$, de acordo com a Secção IX do capítulo IV do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico (ERSE, 2014b), seu valor é calculado segundo o Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico (ERSE, 2013a);
- $CQS_{URD,t-2}$: Compensação devida por incumprimento dos padrões de continuidade de serviço de acordo com os termos estabelecidos no Regulamento de Qualidade de Serviço (ERSE, 2013b);
- $RI_{URD,t-2}$: Incentivo aos investimentos em rede inteligente no ano $t - 2$, com maiores detalhes na subsecção 2.3.1.6 (ERSE, 2014b);
- i_{t-2}^E : Taxa de juros Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano $t - 2$;
- δ_{t-2} : *Spread* no ano $t - 2$, em pontos percentuais;
- i_{t-1}^E : Taxa de juros Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano $t - 1$;
- δ_{t-1} : *Spread* no ano $t - 1$, em pontos percentuais.

2.3.2 PROVEITOS FATURADOS PELA APLICAÇÃO DA TARIFA DE URD_{BT}

Os proveitos faturados resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, chamado por $Rf_{URD,t-2}^D$ na equação 11, podem ser calculados com

base no documento RTSE emitido pela ERSE, bem como pelo artigo nº 64 do documento RRC. Os proveitos são obtidos aplicando tarifas de Uso da Rede de Distribuição, composta das seguintes parcelas (ERSE, 2016a):

- Preço de potência contratada, em € por $\frac{kW}{mes}$;
- Preço da potência em horas de ponta, em € por $\frac{kW}{mes}$;
- Preço da energia ativa, em € por kWh ;
- Preço da energia reativa, tanto a indutiva quanto capacitiva, em € por $(kVAr \cdot h)$.

É utilizado a metodologia de custos incrementais para a determinação dos preços destas tarifas. Esta metodologia se baseia no custo de uma unidade a mais de potência contratada para o sistema, bem como do custo de uma unidade a mais da potência em horas de ponta no sistema, e ainda aplica-se fatores a estes custos incrementais. Essa metodologia de custos incrementais é então aplicada para os diferentes níveis de tensão e opções tarifárias, compondo quatro tarifas que o operador da rede de distribuição recebe do comercializador pela aplicação das tarifas aos seus clientes na MAT, AT, MT, Baixa Tensão Especial (BTE) e Baixa Tensão Normal (BTN).

As URDs a serem aplicadas durante os anos de 2014 a 2018 estão mostradas na Figura 8 para a energia consumida pelos clientes em BTE, e na Figura 9 as tarifas para as potências, para estes mesmos clientes.

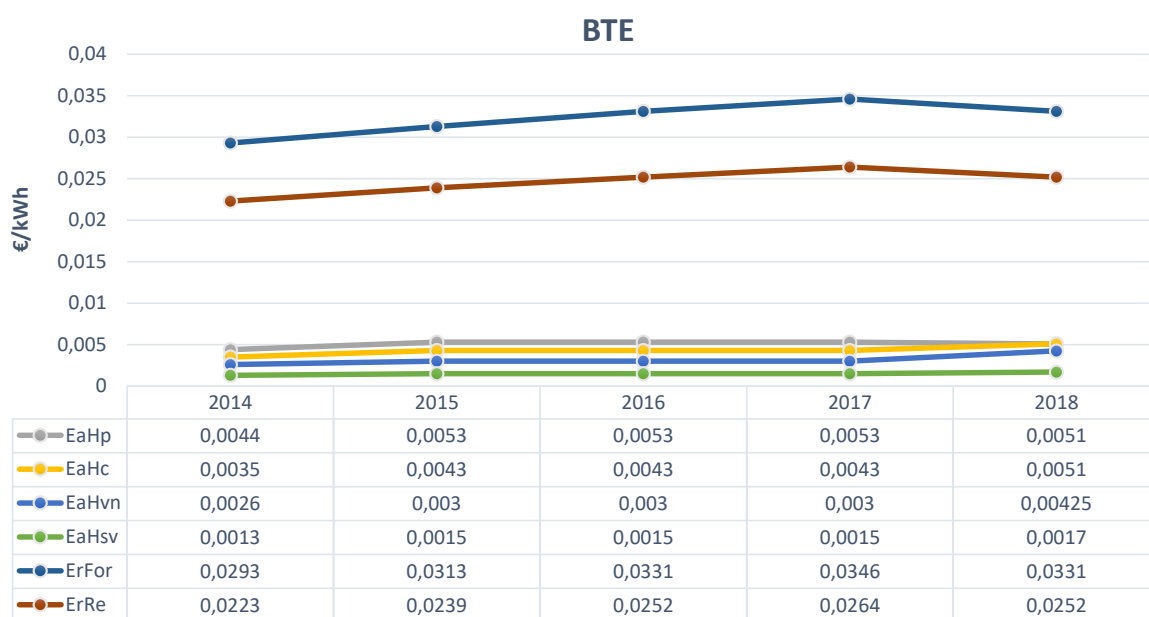


Figura 8: Preços da URD BTE para energia em cinco anos.

Fonte: (ERSE, 2013c; ERSE, 2014c; ERSE, 2015b; ERSE, 2016b; ERSE, 2017)

Sendo possível verificar tendência de subida da tarifa pela energia consumida, e queda leve para a tarifa sobre a potência contratada. Na Figura 10 estão descritas as tarifas para a potência contratada para os clientes em BTN, enquanto que na Figura 11 estão as tarifas para energia consumida pelos clientes BTN tri-horários com potência contratada maior do que 20,7 kVA. Confirmando a tendência de queda na tarifa da potência contratada, e um diferencial de queda na tarifa para energia consumida para BTN, com exceção para o ano de 2016 que foi de subida para todos os tipos tarifários.

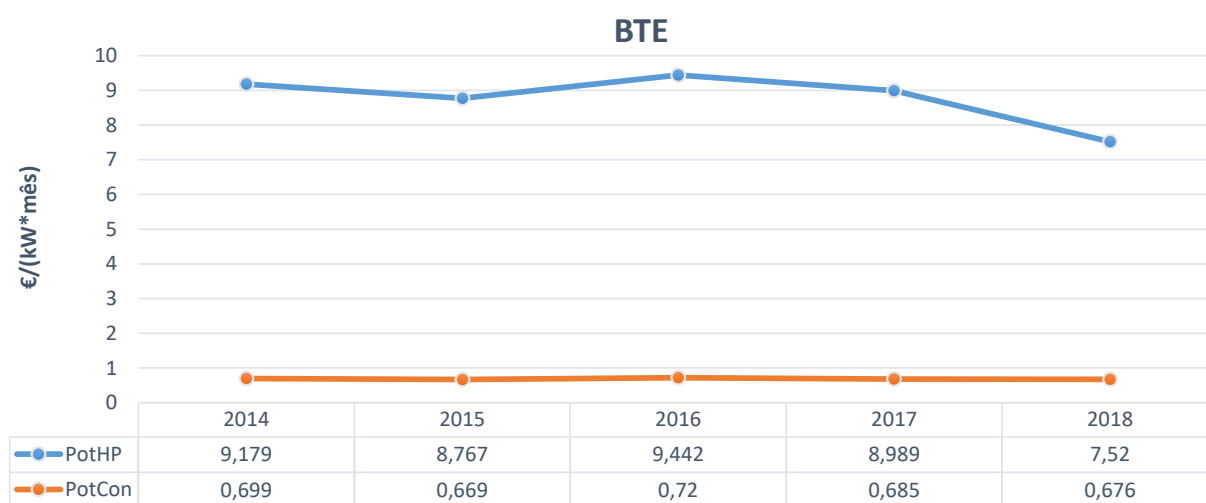


Figura 9: Preços da URD BTE para potência contratada em cinco anos
 Fonte: (ERSE, 2013c; ERSE, 2014c; ERSE, 2015b; ERSE, 2016b; ERSE, 2017)

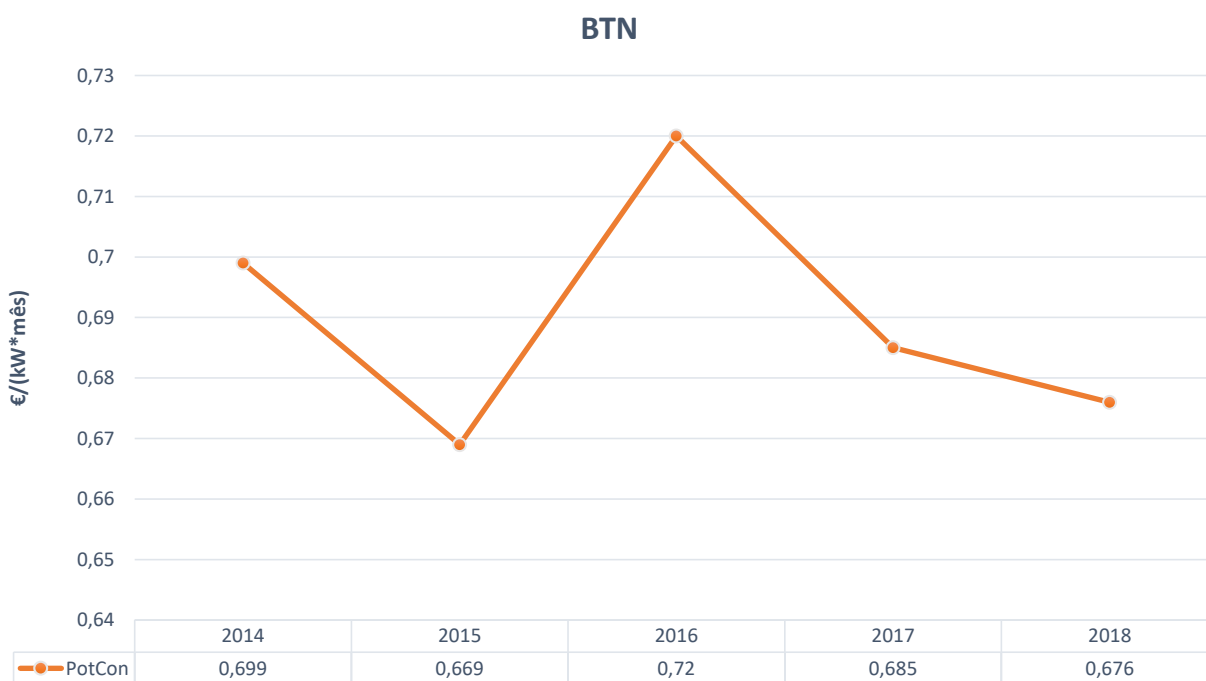


Figura 10: Preços da URD BTN para potência contratada em cinco anos.
 Fonte: (ERSE, 2013c; ERSE, 2014c; ERSE, 2015b; ERSE, 2016b; ERSE, 2017)

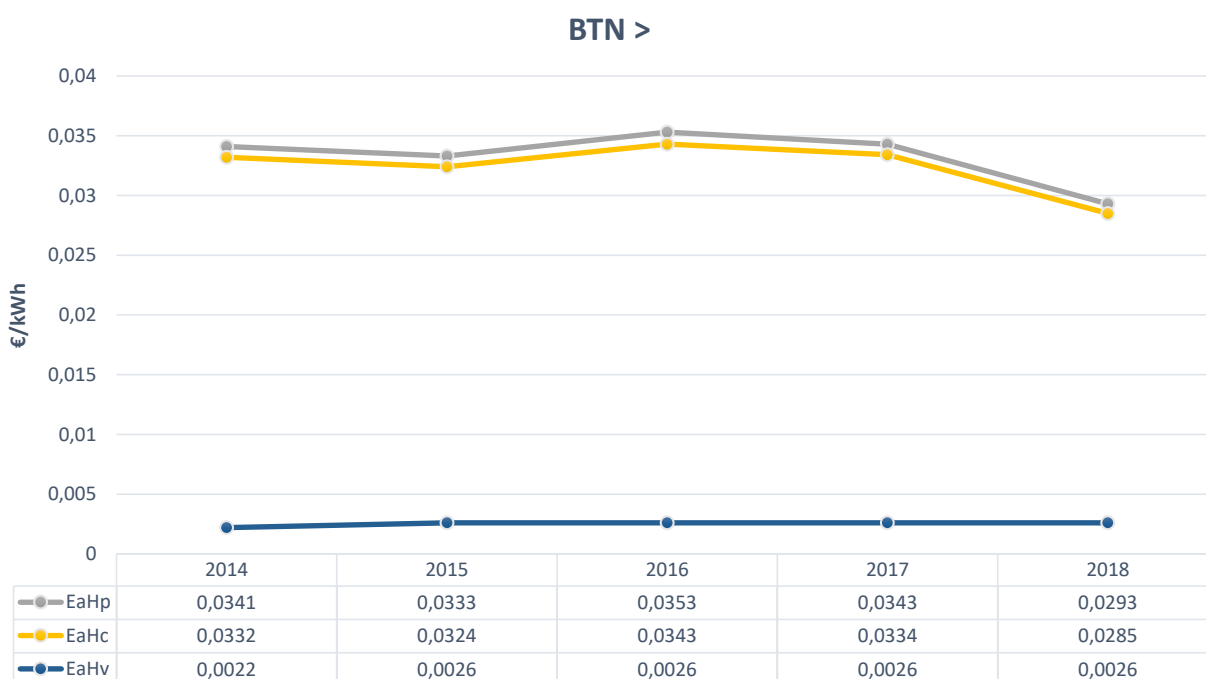


Figura 11: Preços da URD BTN Tri-horário > para energia em cinco anos.

Fonte: (ERSE, 2013c; ERSE, 2014c; ERSE, 2015b; ERSE, 2016b; ERSE, 2017)

Na Figura 12 há as tarifas para energia consumida em BTN tri-horário com potência contratada inferior do que 20,7 kVA ; e na Figura 13 há as tarifas para energia consumida em BTN bi-horário.

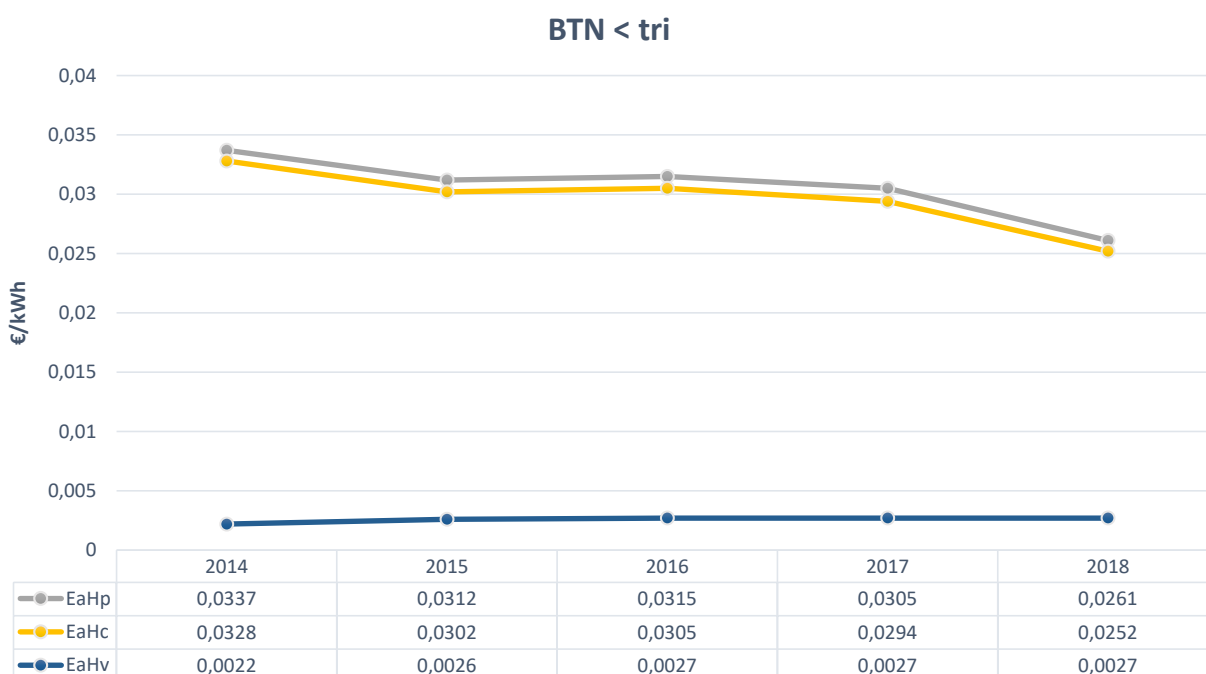


Figura 12: Preços da URD BTN Tri-horário < para energia em cinco anos.

Fonte: (ERSE, 2013c; ERSE, 2014c; ERSE, 2015b; ERSE, 2016b; ERSE, 2017)

Na Figura 14 as tarifas de energia para BTN simples, conforme consta nos documentos TPES para os anos de 2014 a 2018 emitido pela ERSE (ERSE, 2016b).

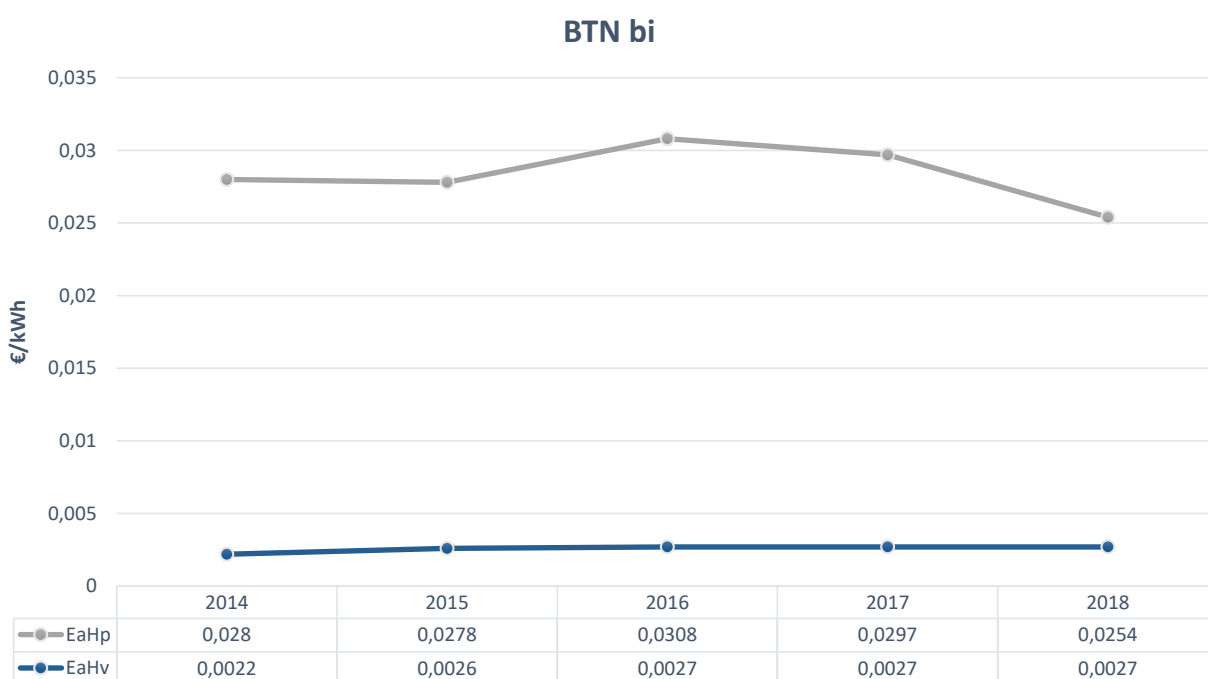


Figura 13: Preços da URD BTN Bi-horário para energia em cinco anos.

Fonte: (ERSE, 2013c; ERSE, 2014c; ERSE, 2015b; ERSE, 2016b; ERSE, 2017)

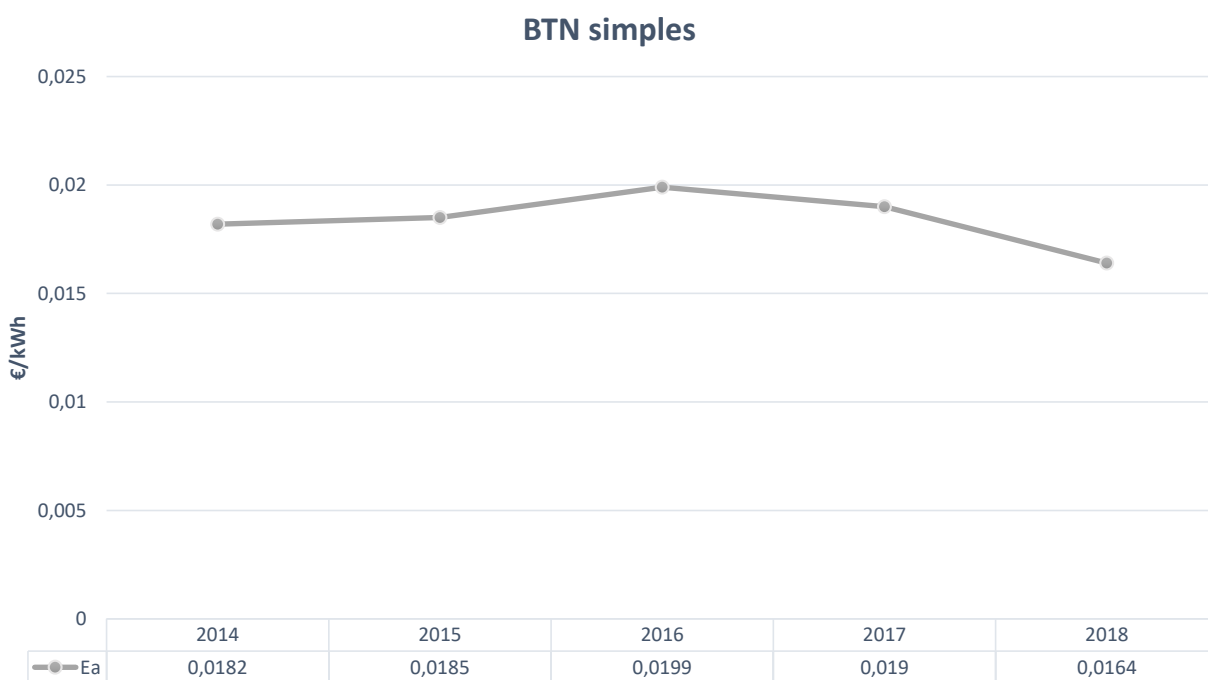


Figura 14: Preços da URD BTN simples para energia em cinco anos.

Fonte: (ERSE, 2013c; ERSE, 2014c; ERSE, 2015b; ERSE, 2016b; ERSE, 2017)

2.4 CUSTOS CORRENTES NA ATIVIDADE DE ORD EM BT

Na Figura 15 é mostrado um diagrama com os custos anuais, ou também chamados de custos correntes na atividade de ORD em BT, e os principais custos iniciais para a municipalização da distribuição de energia elétrica em baixa tensão. As

parcelas dos custos correntes serão explicadas ao longo desta secção e os custos iniciais na secção seguinte.

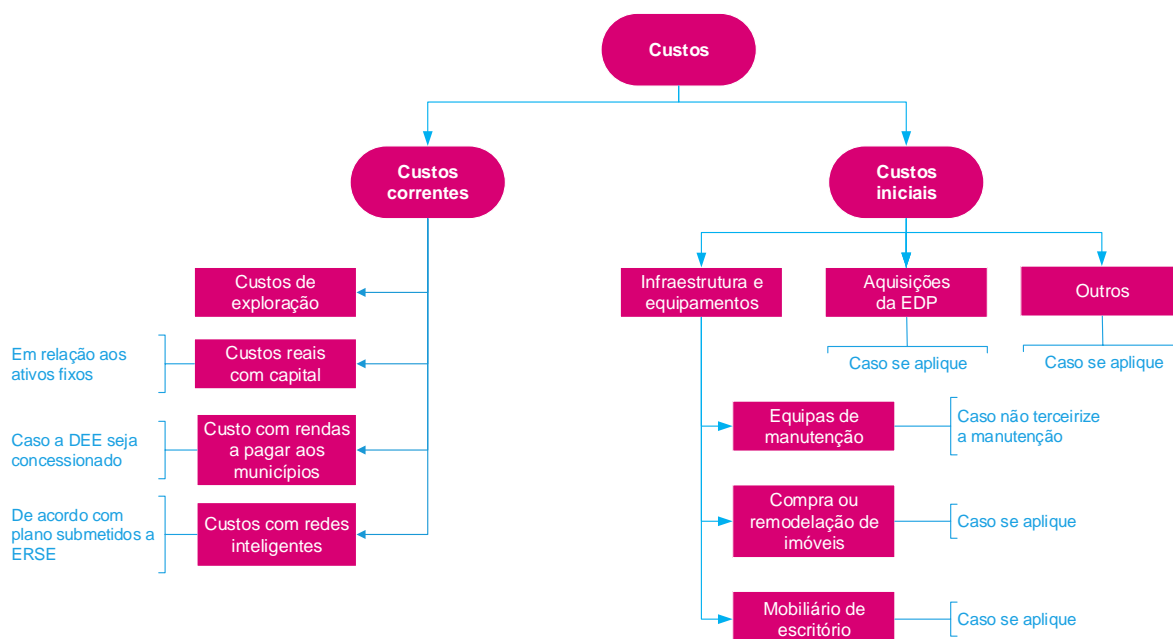


Figura 15: Diagrama geral dos custos envolvidos.
Fonte: autoria própria

A equação 1 descrita na secção 2.3 estabelece os custos anuais relativos à atividade de distribuição de energia eléctrica em BT, podendo ser apontados os principais custos, a saber: custos de exploração, custos com capital considerando juros reais, custos com rendas de concessão a pagar aos municípios e custos com rede inteligente. As subsecções seguintes irão explicar cada um destes custos, considerando cenários gerais para aplicação das equações, baseados no n.º 1 do artigo n.º 94 (ERSE, 2014b).

2.4.1 EXPLORAÇÃO

O custo de exploração, $\tilde{C}_{E_{URD,t}}$, da equação 1, pode ser considerado o mesmo para o cálculo dos custos correntes, sendo calculado de acordo com a expressão 4.

2.4.2 CAPITAL

Os custos reais com capital, são aqueles provenientes do capital fixo, não como no termo $\tilde{C}_{C_{URD,t}}$ da equação 1, na qual considera uma taxa de remuneração, $r_{URD,t}$, determinada pela ERSE, mas sim considerando uma taxa de remuneração de

mercado, $r_{MURD,t}$.

2.4.3 RENDAS DE CONCESSÃO A PAGAR AOS MUNICÍPIOS

Para o caso da rede de distribuição em BT seja concessionada haverão os custos com as rendas de concessão a pagar aos municípios, conforme a equação 6, também são obtidos da mesma forma que explanada na subseção 2.3.1.4.

2.4.4 REDE INTELIGENTE

Os incentivos aos investimentos em rede inteligente, $\tilde{R}I_{URD,t-2}$, na equação 7, são definidos por uma percentagem aplicada na diferença entre os custos em capital acrescidos para a implantação de redes inteligentes da redução em custos operacionais resultantes do uso de redes inteligentes. Logo os custos reais com rede inteligente podem ser considerados como a parcela, $\Delta CAPEX_{RI,k,t}$, que pode ser calculada pela equação 8.

2.5 CUSTOS INICIAIS NA MUNICIPALIZAÇÃO DA DEE EM BT

Os custos iniciais para a municipalização da rede de DEE podem ser: custos iniciais com infraestrutura e equipamentos, e possível compra de infraestrutura existente da EDP na localização a ser municipalizada, conforme diagrama da Figura 16.

2.5.1 INFRAESTRUTURAS E EQUIPAMENTOS

É possível considerar custos iniciais para aquisição de equipamentos para montagem das equipas de manutenção da rede de distribuição, como veículos, equipamentos de proteção, além de ferramentas. Outros custos iniciais são aqueles relativos à necessidade de considerar compra de imóvel, ou ainda remodelação de imóveis de propriedade do município para adaptação às atividades relativas a DEE. Além de custos iniciais com mobiliário e equipamentos de escritório para criação de um centro de gestão.

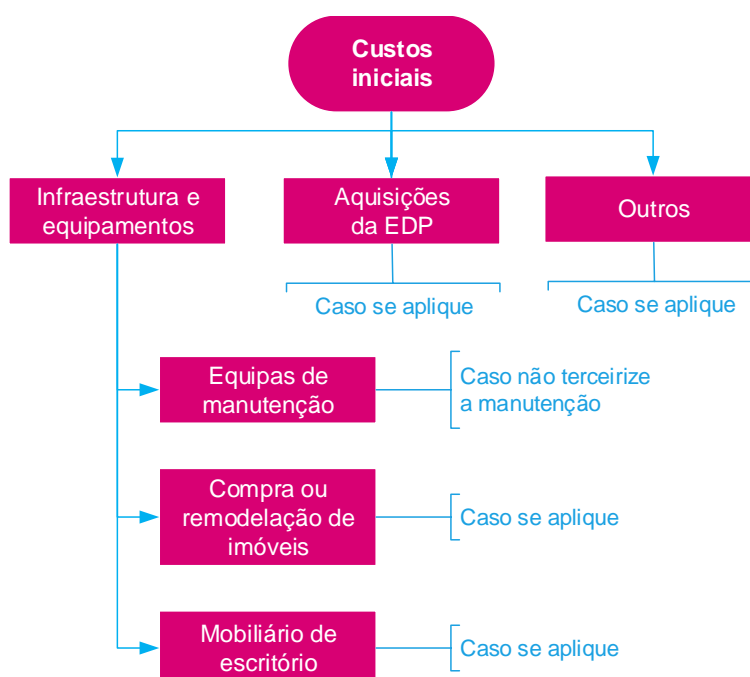


Figura 16: Diagrama dos custos iniciais.
Fonte: autoria própria

2.5.1.1 EQUIPAS DE MANUTENÇÃO

As equipas de manutenção em redes de distribuição de energia elétrica na BT podem ser divididas em (COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CEEE-D, 2013):

- Equipa leve para manutenção em redes aéreas, composta por:
 - mínimo de 2 eletricitas,
 - um veículo tipo furgão, capacidade mínima de 1 tonelada de carga e porta escada,
- Equipa média para manutenção em redes aéreas, composta por:
 - entre 2 a 4 eletricitas e um encarregado,
 - um caminhão com cesta aérea e acomodação de equipa, equipamentos e materiais, capacidade mínima de 12 toneladas de carga, alcance vertical de 8 metros, extensão de lança para 11 metros,
- Equipa pesada para manutenção e/ou construção em redes aéreas, composta por:
 - 4 eletricitas, 2 ajudantes de eletricista e um encarregado,

- um caminhão com cesta aérea e acomodação de equipa, equipamentos e materiais, capacidade mínima de 12 toneladas de carga, alcance vertical de 8 metros, extensão de lança para 11 metros,
- Equipa leve para manutenção em redes subterrâneas, composta por:
 - 3 eletricitas e um encarregado,
 - um veículo tipo furgão, capacidade mínima de 1 tonelada de carga e porta escada,
- Equipa média para manutenção em redes subterrâneas, composta por:
 - entre 4 eletricitas, 1 ajudante de eletricitista e um encarregado,
 - um caminhão baú ou caixa com acomodação de equipa, equipamentos e materiais,
- Equipa pesada para manutenção e/ou construção em redes subterrâneas, composta por:
 - 5 eletricitas, 2 ajudantes de eletricitista e um encarregado,
 - um caminhão caixa com acomodação de equipa, equipamentos e materiais, com capacidade mínima de 12 toneladas de carga,
- Equipa de obra civil para manutenção de redes subterrâneas, composta por:
 - um pedreiro, um ajudante de pedreiro, um soldador e um eletricitista encarregado,
 - um caminhão caixa com acomodação de equipa, equipamentos e materiais, com capacidade mínima de 12 toneladas de carga,
- Equipa para manutenção de protetor em redes subterrânea, composta por:
 - um eletrotécnico encarregado, dois eletricitas e um eletricitista,
 - um veículo tipo furgão, capacidade mínima de 1 tonelada de carga e porta escada,
- Equipa leve para manutenção em redes aéreas energizadas, composta por:
 - um encarregado, dois eletricitas,

- um caminhão com duas cestas aéreas e acomodação de equipa, equipamentos e materiais, capacidade mínima de 12 toneladas de carga, alcance vertical de 8 metros, extensão de lança para 11 metros,
- Equipa pesada para manutenção e/ou construção em redes aéreas energizadas, composta por:
 - um encarregado, 4 eletricitas,
 - um caminhão com duas cestas aéreas e acomodação de equipa, equipamentos e materiais, capacidade mínima de 12 toneladas de carga, alcance vertical de 8 metros, extensão de lança para 11 metros,
- Equipa de poda para manutenção em redes aéreas, composta por:
 - um eletricitista arborista encarregado, 3 eletricitistas arboristas, 3 ajudantes de eletricitistas arboristas e um motorista,
 - um caminhão caixa com acomodação de equipamentos e materiais, com capacidade mínima de 12 toneladas de carga,
- Equipa de desmatamento e/ou rosada para manutenção em redes aéreas, composta por:
 - um eletricitista arborista encarregado, 8 ajudantes de eletricitistas arboristas,
 - um caminhão caixa com acomodação de equipamentos e materiais, com capacidade mínima de 12 toneladas de carga,
- Equipa de corte e ligação em redes aéreas, composta por:
 - mínimo de 2 eletricitas,
 - um veículo tipo furgão, capacidade mínima de 0,5 tonelada de carga e porta escada,

O município pode escolher terceirizar as tarefas de manutenção das redes de distribuição de energia elétrica, com isso não será necessário adquirir de início os equipamentos e ferramentas para as equipas, entretanto terá custos mensais elevados em consonância com o tamanho da rede de distribuição e número de intervenções a serem realizadas.

2.5.1.2 COMPRA DE IMÓVEIS OU REMODELAÇÃO

A compra ou remodelação de imóveis a fim de abrigar os recursos para a gestão da rede elétrica em BT do município em conformidade com a subseção 2.5.1.1 dependerá das reais possibilidades do municípios em questão.

2.5.1.3 EQUIPAMENTOS E MOBILIÁRIO DE ESCRITÓRIO

A compra de equipamentos e móveis para a criação de um escritório a fim de comportar a gestão do município dependerá das condições do município em questão.

2.5.2 COMPRA DE INFRAESTRUTURA DA EDP

O município poderá, em acordo firmado, comprar a infraestrutura, equipamentos e ferramentas existente da EDP na região em que passará a fazer a gestão, bem como passar a administrar as equipas antes da EDP na referida região (FERNANDES *et al.*, 2012).

2.6 METODOLOGIA DE ANÁLISE DE INVESTIMENTO

A metodologia utilizada para analisar a municipalização da distribuição de energia elétrica como investimento se baseia na análise do fluxo de caixa, também chamado de *cash flow*, e do cálculo de indicadores econômicos de viabilidade.

2.6.1 CASH FLOW ANUAL

O *Cash Flow* é o fluxo anual ao longo do período de vida, T , do projeto de investimento, conforme:

$$CF_t = RC_t - CC_t, \quad (14)$$

considerando anos posteriores ao investimento inicial, V_0 , que é igual ao negativo do mesmo. RC_t são as receitas correntes para o ano t e CC_t são os custos correntes para o ano t .

2.6.2 CASH FLOW ANUAL ATUALIZADO

O *Cash Flow* anual atualizado, CFa_t , por período de T anos, utilizando uma taxa de atualização i , pode ser calculado por:

$$CFa_t = \frac{CF_t}{(1+i)^t}, \quad (15)$$

considerando anos posteriores ao investimento inicial, que é igual ao negativo do mesmo (MATHEW, 2006).

2.6.3 CASH FLOW ANUAL ATUALIZADO ACUMULADO

O *Cash Flow* anual atualizado acumulado, $CFaa_t$, por período de T anos, descontando os custos iniciais, considerados-os como investimentos iniciais, pode ser calculado por:

$$CFaa_t = CFaa_{t-1} + CFa_t, \quad (16)$$

considerando anos posteriores ao investimento inicial, que é igual ao negativo do mesmo (CALÔBA, 2002).

2.6.4 VAL

O Valor Atual Líquido (VAL) serve para avaliar a viabilidade de um projeto de investimento, ele é calculado pelo somatório de todos os *Cash Flows* atualizados ao longo do período de tempo considerado, incluindo o investimento inicial, conforme equação abaixo:

$$VAL = \sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1+i)^t} - V_0. \quad (17)$$

A utilização deste indicador econômica traduz o valor resultante ao término do tempo de investimento. Segundo Vernimmen *et al.* (2014, 2014) a regra de decisão se situa em escolher, se:

- $VAL > 0$: Invista, pois haverá saldo positivo;
- $VAL < 0$: Não invista, pois haverá prejuízo ao final.

2.6.5 TIR

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa de desconto que torna o VAL zero, também chamada de "rendimento até o vencimento", pode ser calculada como descrito (VERNIMMEN *et al.*, 2014):

$$\sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1+i)^t} = V_0. \quad (18)$$

O critério de decisão é realizado da seguinte forma (VERNIMMEN *et al.*, 2014):

- $TIR \geq i$: Invista, pois haverá bons rendimentos;
- $TIR < i$: Não invista, pois haverá prejuízos.

2.6.6 RETORNO SOBRE O INVESTIMENTO

O Retorno sobre o investimento inicial, também chamado de *payback* do inglês. Significa o tempo necessário para que o investimento inicial se recupere. Ele é obtido através do quociente entre o investimento inicial, V_0 , e o CF_t anual (VERNIMMEN *et al.*, 2014).

2.7 SUMÁRIO DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram apresentados a revisão de literatura dos elementos deste trabalho. Inicialmente foi investigado o sistema elétrico nacional, apresentando a estrutura geral, principais órgãos e entidades atuantes nele. Logo após foi apresentado uma visão histórica das redes de distribuição de energia elétrica em baixa tensão, descrevendo ao longo dos anos a regulamentação pela qual este setor sofreu em Portugal. Os proveitos correntes na atividade de ORD em BT, bem como os custos correntes e iniciais para uma possível municipalização da DEE em BT também foram abordadas, elucidando as principais componentes à luz da legislação e regulamentação existente, bem como características práticas adotadas no exercício da atividade de DEE. Por último, a metodologia de análise de investimentos foram investigadas a fim de possibilitar a modelação de uma aplicação que realize os cálculos necessários para realizar a análise da viabilidade econômica do investimento de municipalizar a DEE em BT, processando esta análise de forma coerente com as metodologias básicas de análise de investimento, calculando indicadores fundamentais.

3 DESENVOLVIMENTO DA APLICAÇÃO

Para implementação da análise econômica foi desenvolvida uma aplicação *web*, um site eletrônico, utilizando linguagem *PHP*, *JavaScript* e *HTML*. O objetivo principal foi obter uma aplicação que permita ao usuário inserir o mínimo possível de dados do município em análise, e então a aplicação realizar os cálculos e retornar os resultados da análise de investimento. Como ilustrado na Figura 17.

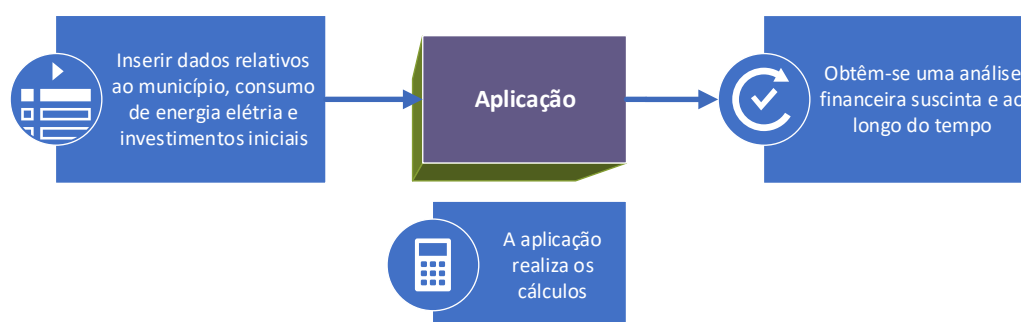


Figura 17: Diagrama básico da aplicação desenvolvida.
Fonte: autoria própria

Para elaboração desta aplicação, foram implementadas as análises financeiras de três pontos de vista, a saber:

- Município a municipalizar a BT;
- Município a concessionar para uma empresa a BT;
- Empresa a concessionar a BT.

O desenvolvimento destes pontos de vista durante a elaboração dos algoritmos da aplicação estão descritos nas seções seguintes.

3.1 MUNICÍPIO A MUNICIPALIZAR A BT

Do ponto de vista do município a municipalizar a BT, os rendimentos faturados são obtidos a partir da aplicação de tarifas aos clientes da rede de distribuição. Entretanto os rendimentos do operador da rede de distribuição estão sob regulamentação

da ERSE, a qual define o montante dos rendimentos permitidos, ou também chamados de proveitos permitidos.

Para compensar a diferença entre os rendimentos faturados e os permitidos para dado ano, é acrescentado ao proveito permitido do ano seguinte uma parcela de ajuste, chamada ajustamento. Os custos anuais são os custos de exploração e custos com capital considerando juros reais.

Na Figura 18 é mostrado esta estrutura de custos e rendimentos utilizados no cálculo do *cash flow*. Onde os proveitos faturados podem ser obtidos através da aplicação das tarifas URD_{BT} ou descontando a parcela $R\%$ que indica o quanto uma empresa que esteja a terceirizar as atividades relativas à distribuição deste município receberia mediante especificações de edital. Os custos correntes são apenas os de exploração e custos com capitais considerando taxas de remuneração praticadas no mercado.

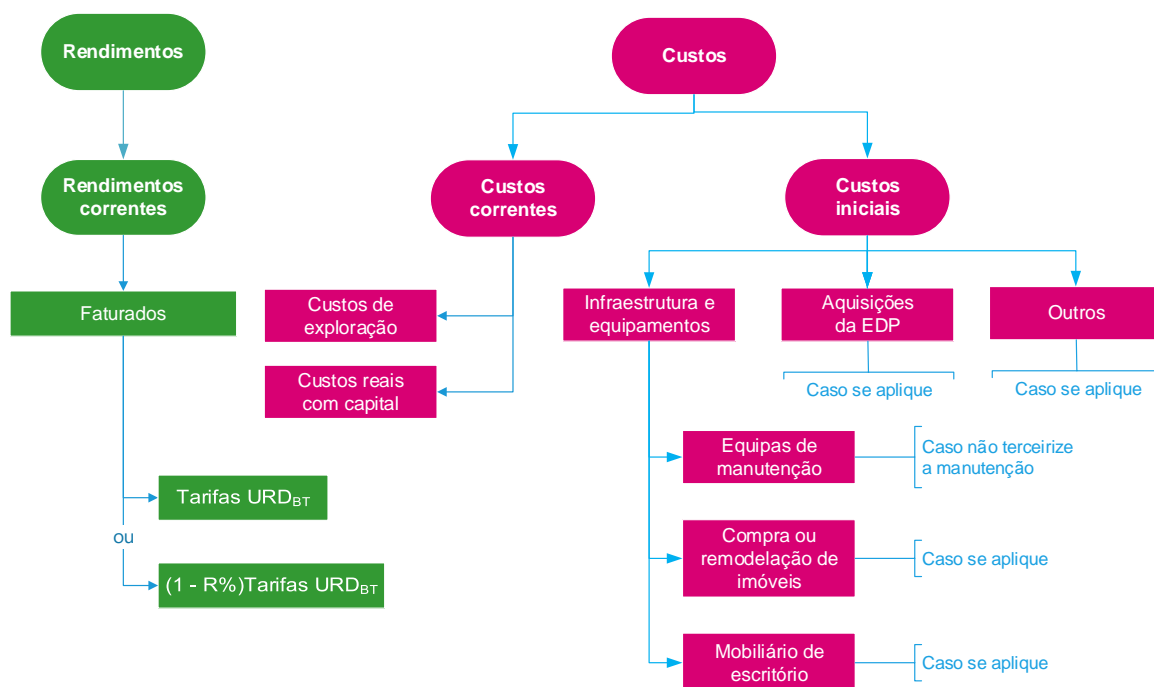


Figura 18: Diagrama básico dos custos e proveitos para o cálculo do *cash flow* no primeiro ponto de vista.

Fonte: autoria própria

3.2 MUNICÍPIO A CONCESSIONAR PARA UMA EMPRESA A BT

Quando a análise é acerca do município a concessionar para uma empresa a BT, os rendimentos são apenas advindos das rendas de concessão, não são con-

siderados custos anuais. Conforme a Figura 19, onde é mostrado esta estrutura de custos e rendimentos utilizados no cálculo do *cash flow*.

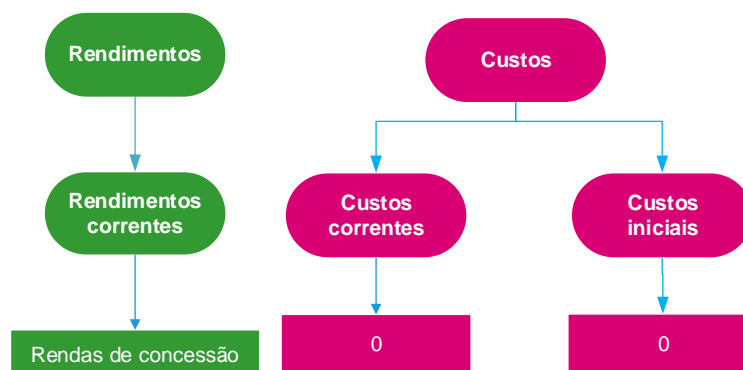


Figura 19: Diagrama básico dos custos e proveitos para o cálculo do *cash flow* no segundo ponto de vista.

Fonte: autoria própria

3.3 EMPRESA A CONCESSIONAR A BT

Já quando é a empresa a concessionar a BT, os proveitos faturados podem ser obtidos através das tarifas URD_{BT} com ou sem aplicação da parcela $R\%$, a depender das especificações de edital de concessão. Os custos correntes são os relativos à exploração, custos com capital considerando juros reais e as rendas a pagar ao município, conforme a Figura 20. No caso de estar descrito em edital de concessão que a empresa concessionada não pagará renda de concessão ao município, deverá ser indicado o valor de $R\%$ e então a aplicação não incluirá o custo da renda no cálculo do *cash flow*.

Os valores das parcelas dos custos e proveitos foram retirados em parte dos documentos PPER e TPES para os anos de 2017 e 2018 de acordo com a escolha do ano atual do usuário da aplicação.

3.4 APLICAÇÃO FINAL

A aplicação é composta de uma página inicial que contém o diagrama geral do funcionamento, a fim de uma breve explanação acerca das funcionalidades da aplicação. Logo após é oferecido ao usuário as opções de iniciar a análise econômica (direcionado para a página "Análise agora") ou entrar em contacto com o desenvolvedor (direcionado para a página "Contacto"), conforme Figura 21.

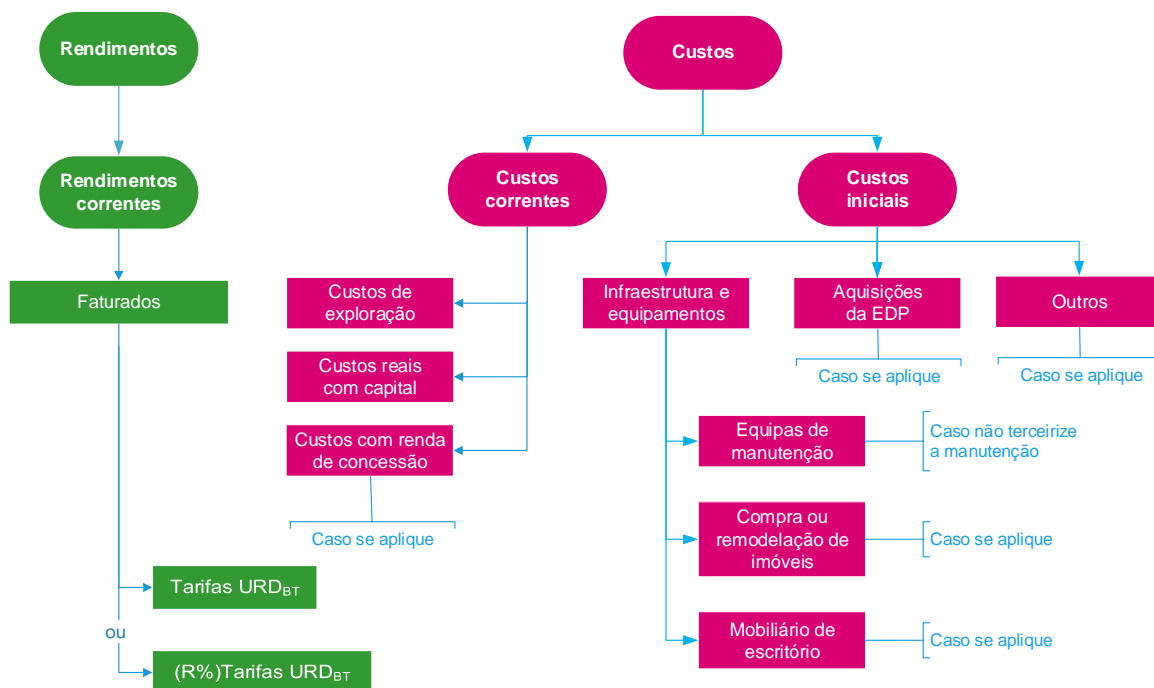


Figura 20: Diagrama básico dos custos e proveitos para o cálculo do *cash flow* no terceiro ponto de vista.

Fonte: autoria própria



Figura 21: Página "Principal" da aplicação.

Fonte: autoria própria

Na página "Análise agora" o usuário insere os campos de acordo com o fluxograma da Figura 22.

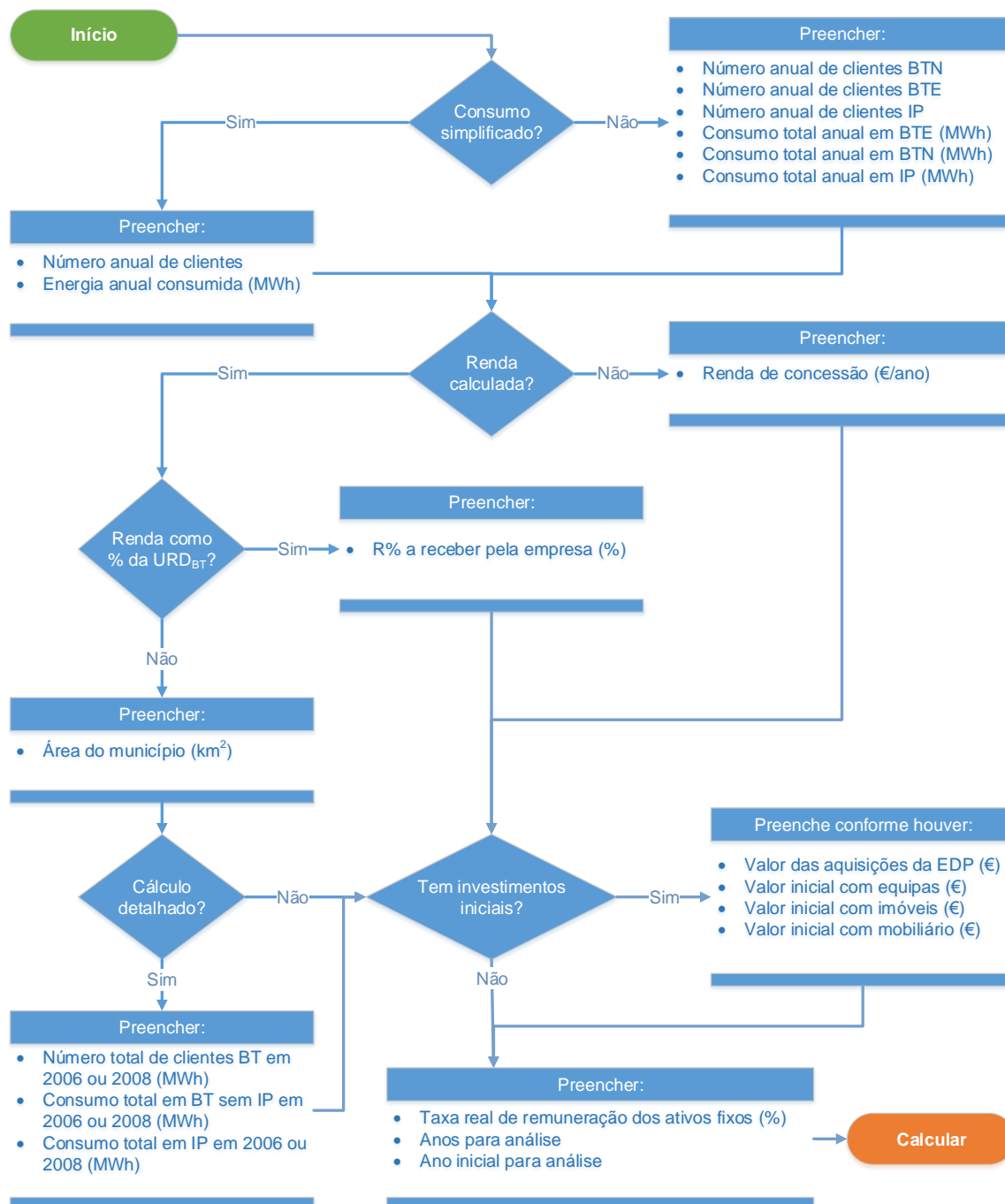


Figura 22: Diagrama das entradas.
Fonte: autoria própria

É possível entrar com o valor da renda paga ao município, ou deixar que a aplicação calcule, também é possível calcular o faturamento de modo simplificado ou detalhado, entre outras possibilidades de entrada de dados para a aplicação, conforme a Figura 23. Outra opção é a utilização de um exemplo como análise geral, clicando

no botão "Usar exemplo", sendo este o do município de Alfândega da Fé.

Para a inserção de dados na página "Análise agora", inicialmente o usuário escolhe se deseja inserir o consumo simplificado, se sim, deve preencher os campos relativos ao "consumo simplificado", se não, deve preencher os campos do "consumo detalhado".

Após esta primeira etapa, o usuário deverá inserir os dados para o cálculo da renda de concessão, se já possuir informação da última renda paga poderá apenas preencher o campo da "renda especificada"; se não tiver, poderá deixar que a aplicação calcule, para isso deverá observar se a renda é como uma percentagem da URD_{BT} , se sim, preencher com o valor de R%, se não, informar a área do município e decidir entre calcular de modo detalhado ou não, se sim, informar os campos "renda detalhada", se não poderá passar para o próximo passo.

O próximo passo é em relação aos investimentos iniciais, se for previsto investimentos iniciais deverá preencher os campos "investimentos iniciais" de acordo com a necessidade, após deverá passar para os campos "outros". Onde deverá informar se há custos anuais de exploração específicos, a taxa de remuneração dos ativos fixos praticados no mercado, o período para análise e o ano atual para a análise.

Ao clicar no botão "Calcular" os dados fornecidos pelo usuário são usados para os cálculos e então o site é direcionado para a página "Resultados". Nela é possível visualizar uma tabela onde estão exibidos as premissas adotadas no cálculo, logo abaixo está outra tabela com os indicadores de viabilidade para os três pontos de vista da análise, e por fim, os gráficos. Como ilustrado na Figura 24.

ENTRE COM OS DADOS DO MUNICÍPIO

CONSUMO SIMPLIFICADO

Número anual de clientes:

Energia anual consumida (MWh):

CONSUMO DETALHADO

Número anual de clientes BTN :

Número anual de clientes BTE :

Número anual de clientes IP :

Consumo total anual em BTE (MWh):

Consumo total anual em BTN (MWh):

Consumo total anual em IP (MWh):

RENDA CALCULADA

RENDA COMO % DA URD_{BT}

R% a receber pela concessionária (%):

RENDA SIMPLIFICADA

Área do município (km²):

RENDA DETALHADA

Número total de clientes BT em 2006 ou 2008 (MWh):

Consumo total em BT sem IP em 2006 ou 2008 (MWh):

Consumo total em IP em 2006 ou 2008 (MWh):

RENDA ESPECIFICADA

Renda de concessão (€/ano):

INVESTIMENTOS INICIAIS

Valor das aquisições da EDP (€):

Valor inicial com equipas (€):

Valor inicial com imóveis (€):

Valor inicial com mobiliário (€):

OUTROS

Custos anuais de exploração (€):

Taxa real de remuneração dos ativos fixos (%):

Anos para análise:

Ano atual:

Figura 23: Página "Análise agora" da aplicação.
Fonte: autoria própria

PREMISSAS ADOTADAS

Taxa real de remuneração dos ativos fixos:	5.00 %	Valor das aquisições da EDP:	100.00 k€
Valor inicial com equipas:	1.00 k€	Valor inicial com mobiliário:	1.00 k€
Custo fixo de exploração:	28.81 k€	Custo variáveis de exploração por energia:	5.03 €/MWh
Custo variáveis de exploração por cliente:	17.78 €/cliente	Taxa de variação do PIB:	1.40 %
Valor médio dos ativos fixos:	596.32 k€	Taxa de remuneração dos ativos fixos ERSE:	6.48 %
Variação do índice de preços no consumidor, sem habitação:	0.57	Área do município:	322.00 km ²

RESULTADOS FINANCEIROS

Ponto de vista do(a):	VAL	TIR aproximada	Payback
Município a municipalizar a BT	1,526.00 k€ It's ok :)	61.00 % It's ok :)	2 anos
Município a concessionar para uma empresa a BT	2,769.11 k€ It's ok :)	Extremo positivo Opa :D	1 anos
Empresa a concessionar a BT	-1,243.11 k€ Nooo! :(Extremo negativo Nooo! :(Mais do que 20 anos

GRÁFICOS

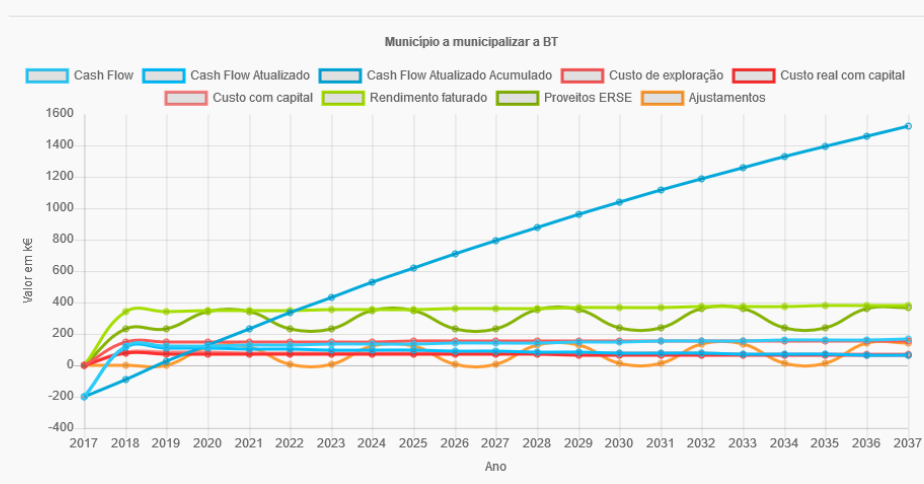


Figura 24: Página dos resultados.

Fonte: autoria própria

4 ESTUDOS DE CASO

Para exemplificação e análise foram realizados dois estudos de caso utilizando a aplicação *web* desenvolvida, para o município de São João da Madeira e para o município de Alfândega da Fé.

4.1 SÃO JOÃO DA MADEIRA

Foi realizado o estudo de caso do município de São João da Madeira utilizando os dados fornecidos pelo Caderno de Encargos - Cláusulas Jurídicas da Câmara Municipal de São João da Madeira com relação ao Concurso Público da referida câmara que visa a escolha de um prestador de serviços de Operação e Manutenção de Rede de Distribuição de Eletricidade em Baixa Tensão (ORDBT) e de Comercializador de Último Recurso (CUR). Em tal documento é especificado que a renda a ser paga ao prestador de serviços é uma porcentagem da URD_{BT} , R%, definida pela empresa que ganhou o concurso durante candidatura (CÂMARA MUNICIPAL DE SÃO JOÃO DA MADEIRA, 2017).

Os dados relativos ao município em questão estão listados na Tabela 1, retirados do Caderno de Encargos (CÂMARA MUNICIPAL DE SÃO JOÃO DA MADEIRA, 2017). As entradas não especificadas foram consideradas como zero.

A área do município considerada foi de 7,94 km², não foi considerado valores iniciais com equipas, nem aquisições da EDP. Porém com mobiliário foram previsto €2.000,00, e custos extras anuais constituídos de:

- manutenção da loja de atendimento: €1.000,00;
- duas atendentes da loja: €20.790,00 e
- quatro técnicos eletrotécnicos: €103.950,00.

As premissas adotadas estão na Tabela 2, entre elas é possível observar o custo fixo de exploração, e os custos variáveis de exploração relativos a energia e à número de clientes, sendo portanto indicadores que podem ser comparáveis com

Tabela 1: Dados para São João da Madeira

Campo	Descrição
Número anual de clientes BTN	12.576
Número anual de clientes BTE	178
Número anual de clientes IP	92
Consumo total anual em BTE (MWh)	18.953
Consumo total anual em BTN (MWh)	40.150
Consumo total anual em IP (MWh)	2.798
R% a receber pela concessionária (%)	4
Valor inicial com mobiliário (€)	2.000
Custos anuais extras (€)	125.740
Taxa real de remuneração dos ativos fixos (%)	0,25
Período de análise (anos)	5
Ano inicial para análise	2018

Fonte: autoria própria e (CÂMARA MUNICIPAL DE SÃO JOÃO DA MADEIRA, 2017; LUSA, 2017).

outros estudos de caso a fim de obter uma análise independente do tamanho do consumo e de número de clientes em cada um. Obtendo os resultados para a análise financeira para os três pontos de vista na Tabela 3.

Tabela 2: Premissas adotadas para São João da Madeira

Energia anual consumida:	63.468,69 MWh
Número médio de consumidores:	12.846,00
Taxa real de remuneração dos ativos fixos:	0,25 %
Valor das aquisições da EDP:	0,00 k€
Valor inicial com equipas:	0,00 k€
Valor inicial com mobiliário:	2,00 k€
Custo fixo de exploração:	159,47 k€
Custo variáveis de exploração por energia:	5,03 €/MWh
Custo variáveis de exploração por cliente:	17,78 €/cliente
Taxa de variação do PIB:	1,40 %
Valor médio dos ativos fixos:	3.300,86 k€
Taxa de remuneração dos ativos fixos ERSE:	6,48 %
Variação do índice de preços no consumidor, sem habitação:	0,57

Fonte: autoria própria.

- Na análise do ponto de vista do município a municipalizar a distribuição em BT foi obtido o maior valor para o VAL, mais de 6 milhões de euros, isso se deve pelo facto do fluxo de caixa, *cash flow*, ser o maior comparativamente aos outros cenários, como visto na Figura 25. Ainda nesta Figura é perceptível que o ajustamento e proveitos ERSE não interferem no *cash flow* pelo facto que são apenas valores informativos a fim de contribuírem para a reformulação das tarifas por

Tabela 3: Resultados financeiros para caso de São João da Madeira

Ponto de vista do(a):	VAL	TIR aproximada	Payback
Município a municipalizar	6.262,02 k€	Extremo positivo	1 ano
Município a abrir concessão	7.566,53 k€	Extremo positivo	1 ano
Empresa a concessionar	-1.304,51 k€	-197.15 %	mais de 20 anos

Fonte: autoria própria.

parte da ERSE e não entram no cálculo do *cash flow*. O *cash flow* atualizado representa o *cash flow* ao longo dos anos apresentado no tempo presente por efeito do valor do dinheiro que muda ao longo do tempo. Por fim, o *cash flow* atualizado acumulado representa o quanto acumulará de lucro ao final do período no tempo presente.

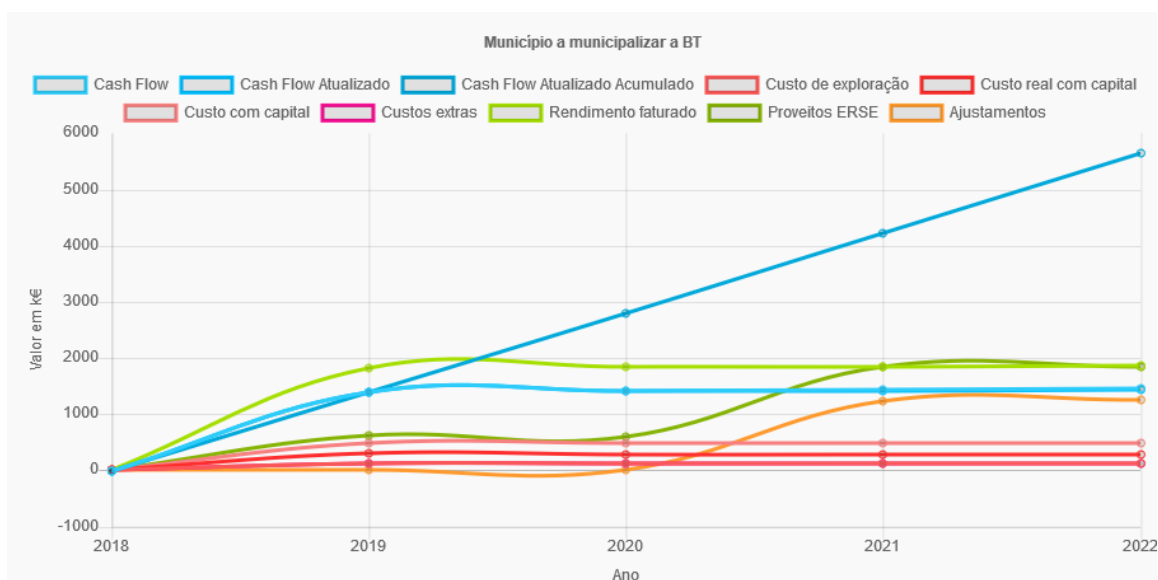


Figura 25: Gráficos do primeiro estudo de caso, primeiro ponto de vista.

Fonte: autoria própria

- O ponto de vista do município a concessionar é, para este estudo de caso, quando o município transferir para um prestador de serviço as operações de manutenção da rede de distribuição, conforme o concurso público, logo o que o município receberá de proveito decorrerá da aplicação de $(1 - R\%)$ sobre as tarifas URD_{BT} (CÂMARA MUNICIPAL DE SÃO JOÃO DA MADEIRA, 2017). Sendo também verificado ser um bom investimento, haja vista VAL positivo e TIR aproximada extremamente positiva. Conforme a Figura 26 é perceptível *cash flow* simples, atualizado e atualizado acumulado sempre positivos, ainda assim menores do que para o primeiro ponto de vista.

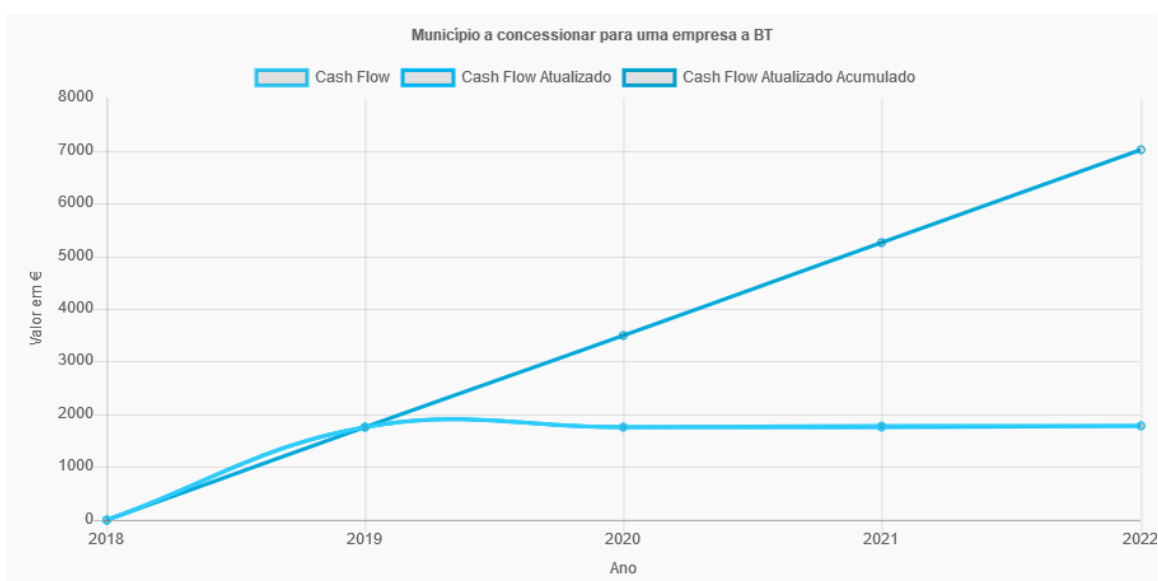


Figura 26: Gráficos do primeiro estudo de caso, segundo ponto de vista.

Fonte: autoria própria

- No último ponto de vista, da empresa a concessionar, é em relação à empresa que irá prestar os serviços ao município, retendo apenas 4 % dos proveitos faturados, desconsiderando aqui proveitos a receber do município a partir da prestação de serviços específicos a serem definidos no caderno de encargos do concurso. Com tal característica é perceptível que se torna um investimento não recomendável, haja vista VAL negativa, TIR negativa e *Payback* indefinido (maior do que 20 anos). Tal facto pode ser explicado pela não inclusão dos proveitos resultantes do pagamento de serviços prestados pela empresa ao município, pois dependerá de uma análise profunda das ocorrências de assistência à rede eléctrica do município e dos valores estabelecidos para o pagamento deste serviços de acordo com o contrato estabelecido entre o município e a empresa. Tais desempenhos ruins podem ser verificados na Figura 27, como *cash flow* negativo em todo o período de análise. Sendo portanto inviável à empresa administrar a rede de distribuição de energia eléctrica deste município apenas com 4 % das tarifas URD_{BT} .

4.2 ALFÂNDEGA DA FÉ

Foi realizado outro estudo do caso, do município de Alfândega da Fé, utilizando os dados de número de consumidores e consumo de energia eléctrica no ano de 2015 fornecidos pelo portal PORDATA - Base de Dados Portugal Contemporâneo (PORDATA, 2015). Os dados relativos ao município em questão estão listados na Ta-

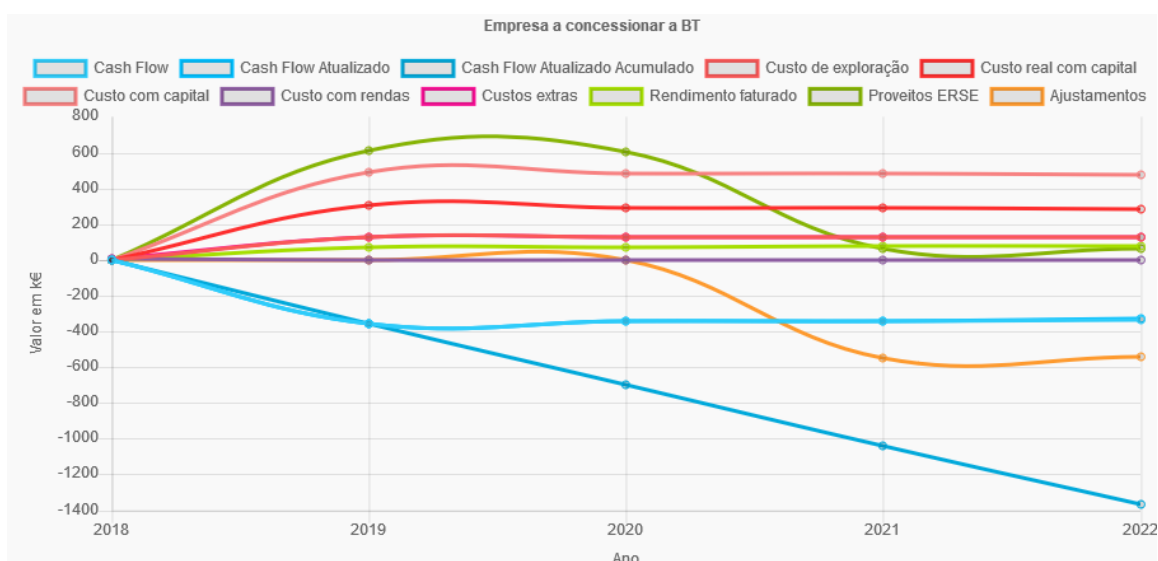


Figura 27: Gráficos do primeiro estudo de caso, terceiro ponto de vista.

Fonte: autoria própria

bela 4 e as premissas adotadas na Tabela 5. Foi adotado 0,25 % para a taxa real de remuneração dos ativos fixos, e área do município de 322 km². As entradas da aplicação que não foram especificadas foram consideradas como zero.

Tabela 4: Dados para Alfândega da Fé

Campo	Descrição
Número anual de clientes de energia elétrica	4.148,00
Consumo total anual de energia elétrica (MWh)	11.397,53 MWh
Taxa real de remuneração dos ativos fixos (%)	0,25
Período de análise (anos)	20
Ano atual	2017

Fonte: autoria própria e (PORDATA, 2015; LUSA, 2017).

Foram obtidos os resultados para a análise financeira na Tabela 6. Foi utilizado o cálculo simplificado da renda do município, bem como dos proveitos faturados, devido a este estudo de caso ter objetivos mais ligados ao atestamento da funcionalidade da aplicação desenvolvida.

- Do ponto de vista do município a municipalizar a DEE em BT se mostrou um bom investimento, haja vista o VAL positivo, acima de 3 000 euros, TIR também positiva e *payback* pequeno, apenas um ano. Conforme visto na Figura 28, o *cash flow* atualizado acumulado cresce de forma contínua ao longo dos anos, significando receitas positivas ao longo do tempo e um retorno sobre o investimento de um ano.
- É observável que o melhor caso seria do município a concessionar, com gráficos

Tabela 5: Premissas adotadas para Alfândega da Fé

Energia anual consumida:	11.397,53 MWh
Número médio de consumidores:	4.148,00
Taxa real de remuneração dos ativos fixos:	0,25 %
Valor das aquisições da EDP:	0,00 k€
Valor inicial com equipas:	0,00 k€
Valor inicial com mobiliário:	0,00 k€
Custo fixo de exploração:	28,64 k€
Custo variáveis de exploração por energia:	5,03 €/MWh
Custo variáveis de exploração por cliente:	17,78 €/cliente
Taxa de variação do PIB:	1,40 %
Valor médio dos ativos fixos:	592,76 k€
Taxa de remuneração dos ativos fixos ERSE:	6,48 %
Variação do índice de preços no consumidor, sem habitação:	0,57

Fonte: autoria própria.

Tabela 6: Resultados financeiros para caso de Alfândega da Fé

Ponto de vista do(a):	VAL	TIR aproximada	Payback
Município a municipalizar	3.109,36 k€	Extremo positivo	1 ano
Município a abrir concessão	4.440,14 k€	Extremo positivo	1 ano
Empresa a concessionar	-1.330,78 k€	-100,05 %	Mais do que 20 anos

Fonte: autoria própria.

na Figura 28, pois terá o VAL maior, mais de 4 milhões de euros e TIR extremamente positiva, significando um investimento seguro e com ótimos retornos.

- Contudo, para o ponto de vista da empresa concessionária, conforme Figura 28, é perceptível que seja um mau investimento, pelo facto de VAL negativa, TIR negativa e *payback* maior do que 20 anos. Esse mau desempenho pode ser explicado pelo elevado valor da renda a pagar ao município em face aos proveitos faturados e custos de manutenção da rede.

4.3 SUMÁRIO DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foi realizado o estudo de caso do município de São João da Madeira avaliando os resultados financeiros para três pontos de vista, observando que para os pontos de vista do município a municipalizar ou em abrir concessão seriam investimentos com bons retornos, enquanto que o ponto de vista da empresa a concessionar recebendo apenas 4% dos proveitos faturados não é sustentável finan-

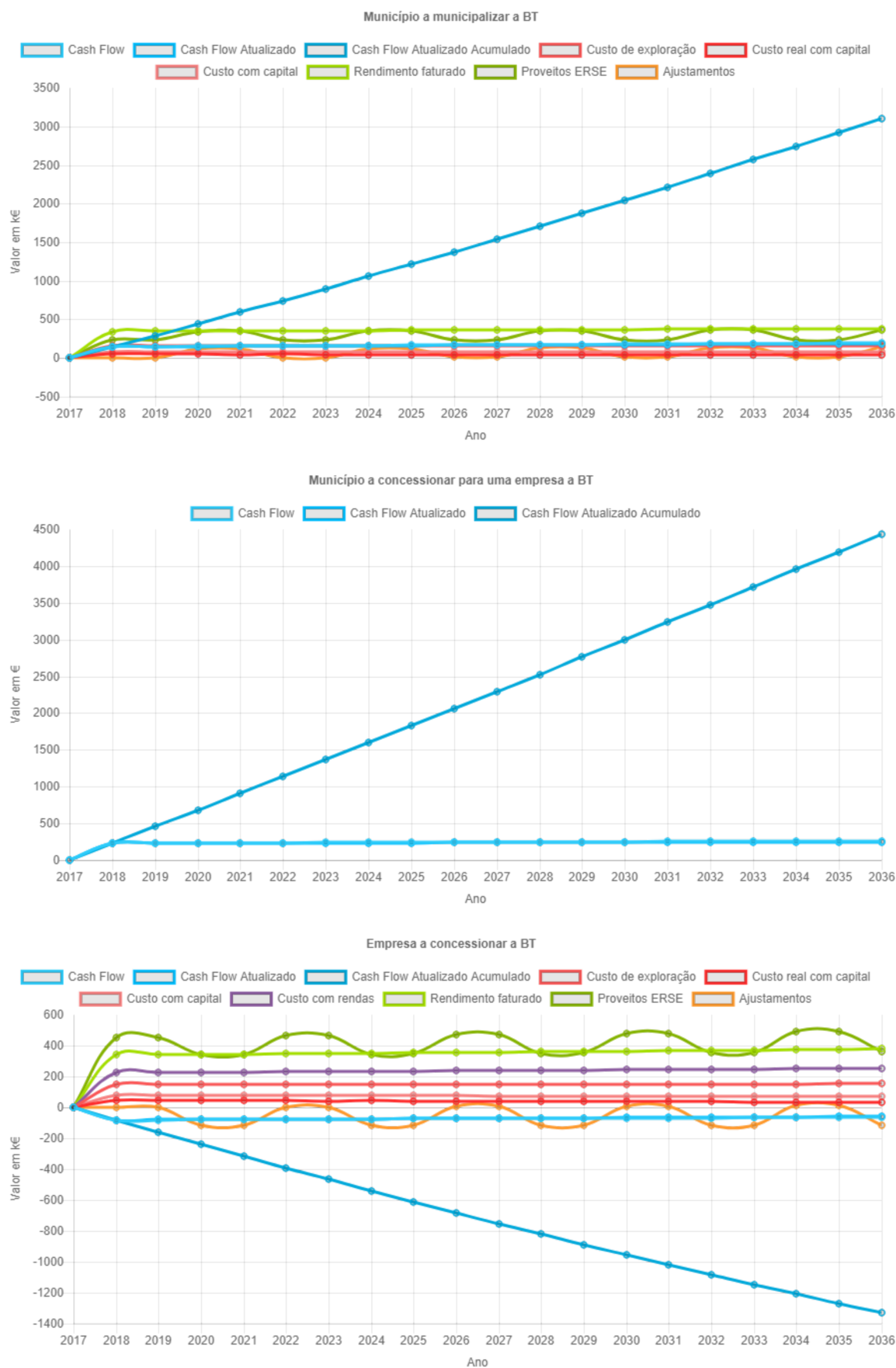


Figura 28: Gráficos do segundo estudo de caso.
 Fonte: autoria própria

ceiramente. O segundo estudo de caso foi acerca do município de Alfândega da Fé, confirmando o bom retorno para o município, porém não para a empresa a concessionar, tal fato pode ser explicado pelo alto valor da renda de concessão a ser paga ao município em detrimento dos proveitos faturados em decorrência do baixo número de consumidores e de baixo consumo de energia elétrica.

5 CONCLUSÃO

Neste trabalho foi apresentado a metodologia da análise econômica da municipalização da rede de distribuição de energia elétrica em baixa tensão, além do desenvolvimento de uma aplicação *web* utilizando esta metodologia a fim de ser possível a análise para diferentes municípios, sendo ao final testada para dois estudos de caso. Foi observado pelos estudos de caso que, em geral, para municípios com poucas quantidades de consumidores e pouco consumo de energia elétrica, a municipalização se torna viável do ponto de vista do municípios, caracterizando um investimento com retornos melhores do que continuar com as concessões. Entretanto para o ponto de vista da empresa a concessionar neste mesmos municípios se caracteriza como investimentos ruins, a depender de cada município em específico, devido à alta renda a ser paga ao município. Logo se torna essencial para os municípios analisarem a viabilidade econômica de municipalizarem a distribuição de energia elétrica, sendo eles mesmos a operacionalizar a manutenção da rede ou até mesmo terceirizar os serviços de manutenção, como no estudo de caso de São João da Madeira, tendo grandes possibilidades de bons rendimentos e a possibilidade de ter maior controle sobre as operações.

REFERÊNCIAS

CALÔBA, R. Motta e G. M. **Análise de Investimentos: Tomada de decisão em Projetos Industriais**. Brasil: Atlas, 2002.

CÂMARA MUNICIPAL DE SÃO JOÃO DA MADEIRA. **CADERNO DE ENCARGOS - CLÁUSULAS JURÍDICAS**. São João da Madeira - Portugal, 2017.

COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CEEE-D. **Encargos de Serviços Contratados em Redes de Distribuição e Tabela de Mão de Obra**. Rio Grande do Sul - Brasil, 12 2013.

DESPACHO 22282/2008. **Diário da República: II série, n. 166, Parte E, 28 de ago. de 2008**. Portugal, 2008.

DL 172/2006. **Diário da República: I série, n. 89, 23 de ago. de 2006**. Portugal, 2006.

DL 17/92. **Diário da República: I série A, n. 30, 5 de fev. de 1992**. Portugal, 1992.

DL 184/95. **Diário da República: I série A, n. 172, 27 de jul. de 1995**. Portugal, 1995.

DL 230/2008. **Diário da República: I série, n. 231, 27 de nov. 2008**. Portugal, 2008.

DL 250-G/75. **Diário da República: I série, 16 de abr. de 1975**. Portugal, 1975.

DL 297/86. **Diário da República: I série, n. 216, 19 de set. de 1986**. Portugal, 1986.

DL 341/90. **Diário da República: I série, n. 251, 30 de out. de 1990**. Portugal, 1990.

DL 344-B/82. **Diário da República: I série, n. 202, 1 de set. de 1982**. Portugal, 1982.

DL 499/88. **Diário da República: I série, n. 284, 10 de dez. de 1988**. Portugal, 1988.

DL 502/76. **Diário da República: I série, n. 151, de 30 de jun. de 1976**. Portugal, 1976.

ERSE. **Planos de Promoção do Desempenho Ambiental - Setor Elétrico - Novas Regras - Guia de Aplicação**. 2008.

ERSE. **Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico**. 2013.

ERSE. **Parâmetros de Regulação da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico**. 2013.

ERSE. **Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2014**. 2013.

ERSE. **Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico**. 2014.

- ERSE. **Regulamento Tarifário do Setor Elétrico**. 2014.
- ERSE. **Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2015**. 2014.
- ERSE. **Proveitos Permitidos e Ajustamentos Para 2016 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico**. 2015.
- ERSE. **Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2016**. 2015.
- ERSE. **Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2017**. 2016.
- ERSE. **Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2017**. 2016.
- ERSE. **Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2018**. 2017.
- ERSE. **A DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM BAIXA TENSÃO**. 2018.
- ERSE. **A ELETRICIDADE: COMO FUNCIONA?** 2018. Disponível em: <<http://como-funciona.erse.pt/eletricidade/index2.html>>.
- ERSE. **Operadores das Redes de Distribuição**. 2018. Disponível em: <[http://www.erse.pt/pt/electricidade/agentesdosector/pequenosdistribuidoresembaixaten-sao\(cooperativas\)/Paginas/default.aspx](http://www.erse.pt/pt/electricidade/agentesdosector/pequenosdistribuidoresembaixaten-sao(cooperativas)/Paginas/default.aspx)>.
- FERNANDES, Ruben Diogo Salgueiro *et al.* Análise de sensibilidade e risco no resgate da concessão e gestão da rede de distribuição de energia numa autarquia. 2012.
- GIL, João. Análise e previsão da evolução do custo da eletricidade em Portugal. **Instituto superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Portugal**, 2010.
- LEI 31/2017. **Diário da República: I série, n. 105, 31 de mai. de 2017**. Portugal, 2017.
- LUSA, Agência. Bce deixa taxas de juro inalteradas. 2017.
- MATHEW, Sathyajith. **Wind energy: fundamentals, resource analysis and economics**. Estados Unidos: Springer, 2006.
- PORDATA. **Base de Dados Portugal Contemporâneo**. 2015. Disponível em: <<https://www.pordata.pt>>.
- PORTARIA 1076/82. **Diário da República: I série, n. 266, 17 de nov. de 1982**. Portugal, 1982.
- PORTARIA 148/84. **Diário da República: I série, n. 63, 15 de mar. de 1984**. Portugal, 1984.
- PORTARIA 437/2001. **Diário da República: I série B, n. 99, 28 de abr. de 2001**. Portugal, 2001.
- PORTARIA 454/2001. **Diário da República: I série B, n. 104, 5 de mai. de 2001**. Portugal, 2001.
- PORTARIA 90-A/92. **Diário da República: I série B, n. 34, 10 de fev. de 1992**. Portugal, 1992.

PORTARIA 90-B/92. **Diário da República: I série B, n. 34, 10 de fev. de 1992.** Portugal, 1992.

REN. **O SETOR ELÉTRICO.** 2017. Disponível em: <https://www.ren.pt/pt-PT/o_que_fazemos/eletricidade/o_setor_eletrico/>.

RESOLUÇÃO 112/82. **Diário da República: I série, n. 160, 14 de jul. de 1982.** Portugal, 1982.

VERNIMMEN, Pierre; QUIRY, Pascal; DALLOCCHIO, Maurizio; FUR, Yann Le; SALVI, Antonio. **Corporate finance: theory and practice.** Estados Unidos: John Wiley & Sons, 2014.

ANEXO A - ATIVIDADES NA DISTRIBUIÇÃO EM BT

Tabela 7: Serviços na distribuição em BT

Projeto
Topografia e cadastro
Levantamento topográfico e cadastral
Levantamento topográfico para redes
Levantamento topográfico para execução de perfis transversais e plantas
Piquetagem de traçado de linhas
Contatos com os proprietários
Obtenção de autorização dos proprietários
Autorização prévia de estabelecimento de traçado de linha
Medição de flecha de linha existente
Desenho
Projeto de rede BT/IP subterrânea
Desenho de redes de MT/BT/IP
Organização exemplar processo BT/IP/PT
Levantamento INF SITPT/BT/IP
Valas/Reposições
Abertura e tapamento de vala
Abertura e tapamento de vala qtp terreno perfil BT
Abertura e tapamento de vala qtp terreno perfil não tipo
Complemento transporte de terras vala
Complemento remoção de cubo/betonilha/macadame/seixo
Fornecimento e colocação de areia/toutvenat
Fornecimento e colocação rede e fita sinalizadora
Fornecimento e colocação marcos de sinalização
Fornecimento e colocação proteção mecânica de cabo
Reposições
Reposição de cubo/bloco/betonilha/macadame/mosaico
Reposição betuminoso/rem mais reposição de camada superfície
Reposição de lancil ou guia
Reposição de sarjeta
Pintura a quente de sinalização horizontal de pavimento
Tubagens
Fornecimento e montagem de tubo PEAD/PEBD 63

Fornecimento e montagem de tubo PEAD/PEBD 125

Fornecimento e montagem de tubo PEAD/PEBD 160

Fornecimento e montagem de tubo PEAD/PEBD 200

Postes

Cova/Maciço

Abertura de cova qualquer tipo de terreno

Execução de maciço de betão (C25-30)

Execução de maciço de betão (C30-37)

Colocação/Desmontagem

Colocação de poste em betão até 3 t

Colocação de poste em betão superior a 3 t e inferior ou igual a 7 t

Colocação de poste em betão superior a 7 t e inferior ou igual a 10 t

Colocação de poste em betão superior a 10 t e inferior ou igual a 20 t

Colocação de poste em betão superior a 20 t

Transporte e colocação de poste metálico

Colocação de poste sobre maciço

Colocação/rotação/aprumg poste com maciço

Desmontagem de poste betão TP2 ou TP4 até 14 m

Desmontagem e transporte de postes metálicos

Desmontagem de poste de BT

Substituição de poste de BT danificado incluindo todo o trabalho associado

Armação/Ferragem

Montagem de armação

Fornecimento e montagem de ferragem \leq 100kg

Fornecimento e montagem de ferragem $>$ 100kg

Ligações à terra

Montagem de anel elétrico poste

Montagem d elétrodo de terra vareta

Montagem/substituição elétrodo e ligação neutro rede de BT

Montagem de elétrodo de terra em estrela

Montagem de elétrodo de terra com serpentina dupla

Montagem de elétrodo de terra com serpentina simples

Medição de resistência de terra/resistividade do solo

Iluminação pública

Montagem de foco luminoso em poste/fachada

Montagem de coluna e foco luminoso braço 0-4

Desmontagem e transferência de foco luminoso poste/fachada
Desmontagem/Aprumo qtp coluna até 12 metros
Substituição complementar foco luminoso poste/fachada
Substituição/modificação qtp luminária
Substituição braço qtp coluna até 12 metros
Substituição instalação elétrica qtp coluna até 12 metros
Pintura coluna e braço de qualquer altura
Ligação foco luminoso á rede BT sem deslocação
Ligação/Desligação foco luminoso existente rede BT aérea
Ligação/Desligação foco luminoso existente rede BT subterrânea
Leitura de IP

Teleserviços

Substituição armário telecomando em OCR
Substituição reorientação antena VHF
Substituição antena GSM
Substituição de cabo e antena conectores
Substituição de unidade remota
Conservação de OCR em poste

Fibras óticas

Acessórios mecânicos

Fornecimento/Montagem/Amarração Poste para OPGW/ADSS
Fornecimento/Montagem/Amarração unilateral OPGW/ADSS
Fornecimento/Suspensão OPGW/ADSS
Fornecimento abraçadeiras
Fornecimento abraçadeiras quadruplas
Fornecimento/Amarração para cabo com tensor
Fornecimento/Suspensão para cabo com tensor
Fornecimento/Montagem/Amarração unilateral cabo com tensor mais tubo
Substituição/Amarração poste para OPGW/ADSS
Substituição/Amarração unilateral OPGW/ADSS
Substituição suspensão OPGW/ADSS
Substituição de qualquer tipo de abraçadeiras

Acessórios óticos e ensaios

Fornecimento e montagem em poste BT substituição caixa derivação 48FO
Ensaio ligação ótica bidirecional cabo 48FO por ODF
Ensaio (limpeza pressão) tubagem e caixa de visita

Juntas/Terminações

Execução de junta existente/múltiplos 12

Junções/Substituição - Aérea BT

Execução junta int/terminação cabos 48FO - Aérea AT/MT

Execução ODF múltiplos de 12 fibras

Fornecimento execução de junta cTel, até 50 pares

Trabalhos em tensão BT

Corte + isolamento cabo BT TET

Substituição Tribloco BT TET

Substituição caixa de proteção BT TET

Substituição núcleo Fech PTA/AS/R100 BT TET

Substituição núcleo Fech PTA/cabo/R250 BT TET

Substituição Interruptor/disjuntor QGBT TET

Substituição ligação TP- QGBT PT Aéreo TET

Substituição ligação TP- QGBT PT Cabine TET

Substituição Armário/QGBT até 4 triblocos TET BT

Complemento para tribloco TET BT

Contagens**Baixa tensão**

Intervenção BTN com movimento de equipamento

Intervenção BTN sem movimento de equipamento

Corte/revisão de corte/religação

Anomalias de consumo

Deteção de anomalias de consumo

Média tensão/Baixa tensão especial

Intervenção BTE/MT com movimentação de equipamento

Intervenção BTE/MT sem movimentação de equipamento

Mini/Microprodução

Verificação + ligação mini/microprodutor

Inspeção sistemática PT/PST/Rede BT/IP

Inspeção sistemática PS

Inspeção visual PT/PST/PS