

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Deteção e mitigação de perdas extremas em
redes AT**

Nuno Miguel da Cunha Barbosa

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. José Nuno Moura Marques Fidalgo
Coorientador: Eng. José Pedro Paulos

Janeiro de 2020

Resumo

Na próxima década Portugal ambiciona reduzir as emissões de carbono até 50%, enquanto que a Comissão Europeia pretende atingir a neutralidade das emissões de carbono em 2050. Perante estes números, a produção distribuída (PD) de energia limpa, principalmente a energia solar e eólica, é um fator crucial para atingir este objetivo. Porém, a estrutura original do Sistema Elétrico de Energia (SEE) não previa a inclusão de PD nas redes de distribuição, pelo que, o trânsito de energia se assumia unidirecional, sempre de montante para jusante. Desta forma, a inclusão de PD veio alterar as condições de exploração das redes, com consequências no seu planeamento e estruturação.

A PD apresenta vantagens como a redução das emissões de carbono e o seu potencial contributo para a redução das perdas de transporte e distribuição de energia. Contudo, a localização deste tipo de produção não é efetuada de acordo com as vantagens que proporciona à rede, pois depende fortemente da fonte dos seus recursos (regime eólico local, por exemplo) e do zoneamento nacional ou municipal. Consequentemente, estes fatores resultam numa distribuição desequilibrada destes sistemas, que contribuem para alterações impactantes no trânsito de potência das redes, podendo originar perdas elevadas para o sistema.

Esta dissertação, tem como objetivo a deteção e mitigação de perdas extremas em redes de Alta Tensão (AT) em Portugal continental, e a caracterização do impacto que a Produção em Regime Especial (PRE) tem nas mesmas, já que, a grande maioria da PD em Portugal é constituída pela PRE. Na última fase é proposta uma estratégia com o intuito de mitigar este problema.

A metodologia consiste na simulação de três redes AT, usando dados reais de carga e PRE, para cada período de 15 minutos, durante um ano. Os resultados obtidos permitem a caracterização das perdas na rede em função da carga e da PRE. De seguida, é efetuada uma simulação similar, mas com a PRE colocada a zero, de forma a poder caracterizar o impacto da PRE nas perdas do sistema. Por fim, são identificadas as linhas que mais contribuem para as perdas totais da rede e definido um modelo para implementação do reforço das linhas segundo uma avaliação económica (rácio benefício/custo e o tempo de retorno do investimento). Esta análise baseia-se no conceito do valor atual líquido (VAL) e tem como horizonte um período de 30 anos.

Os resultados obtidos confirmam a validade na metodologia utilizada para caracterizar o impacto da PRE nas perdas, mostrando que as perdas tendem a aumentar com o aumento de PRE. A estratégia de mitigação deste problema, com base no reforço das linhas mais críticas,

mostrou que este tipo de investimentos é também vantajoso sob o ponto de vista económico, com tempos de recuperação do investimento da ordem dos 5 anos.

Palavras-chave: Produção em Regime Especial, Perdas, Rede de Alta Tensão, Mitigação de perdas

Abstract

In the next decade Portugal aims to reduce carbon emissions by up to 50%, while the European Commission intends to achieve neutrality of carbon emissions in 2050. In view of these figures, the distributed Generation (DG) of clean energy, mainly solar and wind energy, is key factor to achieving this goal. However, the original structure of the Electric Power System did not foresee the inclusion of DG in the distribution networks, therefore, the power flow was assumed to be unidirectional, always from upstream to downstream.

DG has advantages such as the reduction of carbon emissions and its potential contribution to the reduction of losses in transport and energy distribution. Yet, the location of this type of generation is not carried out according to the advantages it provides to the network, as it depends heavily on the source of its resources (local wind regimes, for example) and on national or municipal zoning. Consequently, these factors result in an unbalanced distribution of these systems, which contribute to impacting changes in the power flow of the network, causing high losses in the system.

This essay aims to detect and mitigate extreme losses in High Voltage (HV) networks in mainland Portugal, and to characterize the impact that Special Regime Generation (SRG) has on them, since the vast majority of DG in Portugal consists of SRG. In the last phase of this essay, a strategy is proposed in order to solve this problem.

The methodology consists of the simulation of three HV networks, using real load and SRG data, for each period of 15 minutes, for one year. The results obtained allow the characterization of losses in the network as a function of the load and SRG. Then, a similar simulation is performed, but with SRG set to zero, in order to be able to characterize the impact of SRG in the system losses. Finally, the lines that contribute the most to the network's total losses are identified and a model for implementing the reinforcement of the lines is defined according to an economic evaluation (benefit / cost ratio and the payback period). This analysis is based on the concept of net present value (NPV) and has a horizon of 30 years.

The results obtained confirm the validity in the methodology used to characterize the impact of the SRG in the network losses, showing that the losses tend to increase with the increase of the PRE. The strategy to mitigate this problem, based on the reinforcement of the most critical lines, showed that this type of investment is also economically advantageous, with investment recovery times of around 5 years.

Keywords: Special Regime Generation, Network Losses, High Voltage network, Loss mitigation

Agradecimentos

Em primeiro lugar, quero agradecer ao meu orientador, o Professor José Nuno Fidalgo, pela disponibilidade e atenção que sempre me prestou ao longo do semestre. A sua orientação foi indispensável para a realização desta dissertação.

Em segundo lugar, gostaria de agradecer ao meu coorientador Engenheiro José Pedro Paulos, pelos conselhos, apoio e cooperação sempre que foi necessário.

Agradeço a todos os meus amigos, àqueles que me acompanham desde infância, assim como, os que conheci durante o meu percurso académico na FEUP.

Por fim, um agradecimento especial ao meu Pai, Carlos Barbosa, porque sem ele nada disto seria possível.

Índice

Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1 - Enquadramento	1
1.2 - Objetivos.....	2
1.3 - Estrutura	2
Capítulo 2	5
Revisão Bibliográfica	5
2.1 - Produção Distribuída	5
2.1.1 - Energia Solar.....	5
2.1.2 - Energia eólica	6
2.1.3 - Cogeração	6
2.1.4 - Biomassa	6
2.2 - Produção em Regime Especial	7
2.3 - Impacto da PRE	7
2.3.1 - Impacto nos perfis de tensão.....	7
2.3.2 - Impacto nas perdas das linhas.....	8
2.3.3 - Outros Impactos técnicos	8
2.3.4 - Impacto económico e ambiental.....	9
2.3.5 - Síntese das vantagens e desvantagens da PRE.....	9
2.4 - PRE em Portugal	10
2.5 - Perdas	11
2.5.1 - Causas das Perdas técnicas	11
2.5.1.1 - Trânsito de Potência	12
2.5.1.2 - Fator de Potência.....	12
2.5.1.3 - Comprimento das linhas de transmissão	13
2.6 - Mitigação de perdas	13
2.6.1 - Reforço das linhas.....	13
2.6.2 - Controlo de tensão.....	14
2.6.3 - Compensação do fator de potência	15
2.6.4 - Transformadores	16
2.7 - Regulação das Perdas em redes de distribuição (Portugal).....	16
Capítulo 3	19
Metodologia	19
3.1 - Informação utilizada	19
3.2 - Software de simulação.....	20
3.3 - Metodologia do estudo.....	21
3.4 - Reforço das linhas	22

3.4.1 - Metodologia de reforço	23
3.4.2 - Avaliação do investimento	24
3.4.2.1 - Rácio benefício/custo	25
3.4.2.2 - Tempo de retorno do investimento	26
Capítulo 4	29
Análise de Resultados	29
4.1 - Simulação	29
4.1.1 - Rede A.....	30
4.1.1.1 - Cenário 1	31
4.1.1.1.1 - Filtro por nível de PRE	31
4.1.1.1.2 - Filtro por nível de Carga.....	38
4.1.1.2 - Cenário 2	42
4.1.2 - Mitigação das perdas da rede A	43
4.1.3 - Reforço de linhas	44
4.1.3.1 - Rede A	44
4.1.3.1.1 - Rácio benefício/custo.....	45
4.1.3.1.2 - Tempo de retorno do investimento	45
4.2.1 - Rede B.....	46
4.2.1.1 - Cenário 1	47
4.2.1.1.1 - Filtro por nível de PRE	48
4.2.1.1.2 - Filtro por nível de Carga.....	54
4.2.1.2 - Cenário 2	57
4.2.2 - Mitigação de perdas na rede B	58
4.2.3 - Reforço das linhas	60
4.2.3.1 - Rede B	60
4.2.3.1.1 - Rácio benefício/custo.....	60
4.2.3.1.2 - Tempo de retorno do investimento	61
4.3.1 - Rede C.....	62
4.3.1.1 - Cenário 1	63
4.3.1.1.1 - Filtro por nível de PRE	63
4.3.1.1.2 - Filtro por nível de Carga.....	66
4.3.1.2 - Cenário 2	68
4.3.2 - Mitigação de perdas na rede C	69
4.3.3 - Reforço das linhas	70
4.3.3.1 - Rede C	70
4.3.3.1.1 - Rácio benefício/custo.....	71
4.3.3.1.2 - Tempo de retorno do investimento	71
Capítulo 5	75
Conclusões e Perspetiva de Trabalhos Futuros	75
5.1 - Conclusões.....	75
5.2 - Desenvolvimento de trabalhos futuros	77
Referências	78
Anexo A - Perdas, Custos e Beneficos (Rede A).....	80

Lista de figuras

Figura 2.1 - Potência instalada de PRE por nível de tensão em 2017.....	10
Figura 2.2 - Balanço da produção de eletricidade de Portugal Continental 2019 [16]	10
Figura 2.3 - Modelo equivalente em π de uma linha de transmissão [17].....	14
Figura 2.4 - Ilustração gráfica da compensação do fator de potência [19]	15
Figura 2.5 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição [22]	17
Figura 2.6 - Evolução das perdas e dos parâmetros de incentivo [22].....	17
Figura 3.1 - Aspeto do diagrama de cargas.....	19
Figura 3.2 - Exemplo do esquema de uma rede AT	20
Figura 3.3 - Exemplo da apresentação de resultados no MATLAB	21
Figura 4.1 - Esquema da Rede A	30
Figura 4.2 - Perfil de carga do ano de 2017 da Rede A	30
Figura 4.3 - Perfil de perdas para o ano 2017 da Rede A.....	31
Figura 4.4 - Perdas ativas em função da Carga da Rede A	32
Figura 4.5 - Perdas ativas em função da Carga da Rede A (PRE entre 0% e 20%)	32
Figura 4.6 - Perdas ativas em função da Carga da Rede A (PRE entre 20% e 40%)	33
Figura 4.7 - Perdas ativas em função da Carga da Rede A (PRE entre 40% e 60%)	33
Figura 4.8 - Perdas ativas em função da Carga da Rede A (PRE entre 60% e 80%).....	34
Figura 4.9- Perdas ativas em função da Carga da Rede A (PRE entre 80% e 100%)	34
Figura 4.10 - Perdas ativas percentuais em função da Carga da Rede A	35
Figura 4.11 - Perdas ativas percentuais em função da Carga da Rede A (PRE entre 0% e 20%).....	35
Figura 4.12 - Perdas ativas percentuais em função da Carga da Rede A (PRE entre 20% e 40%).....	36

Figura 4.13 - Perdas ativas percentuais em função da Carga da Rede A (PRE entre 40% e 60%)	36
Figura 4.14 - Perdas ativas percentuais em função da Carga da Rede A (PRE entre 60% e 80%)	37
Figura 4.15 - Perdas ativas percentuais em função da Carga da Rede A (PRE entre 80% e 100%).....	37
Figura 4.16 - Representação esquemática das perdas para cargas reduzidas.....	38
Figura 4.17 - Perdas ativas percentuais em função de PRE/Carga na Rede A	39
Figura 4.18 - Perdas ativas percentuais em função da PRE/Carga da Rede A (Carga entre 0% e 20%).....	39
Figura 4.19 - Perdas ativas percentuais em função da PRE/Carga da Rede A (Carga entre 20% e 40%).....	40
Figura 4.20 - Perdas ativas percentuais em função da PRE/Carga da Rede A (Carga entre 40% e 60%).....	40
Figura 4.21 - Perdas ativas percentuais em função da PRE/Carga da Rede A (Carga entre 60% e 80%).....	41
Figura 4.22 - Perdas ativas percentuais em função da PRE/Carga da Rede A (Carga entre 80% e 100%)	41
Figura 4.23 - Perdas ativas em função da Carga da Rede A	42
Figura 4.24 - Perdas ativas percentuais em função da Carga da Rede A	42
Figura 4.25 - Linha 65 da Rede A.....	43
Figura 4.26 - Esquema da Rede B	47
Figura 4.27 - Perfil de carga do ano de 2017 da Rede B	47
Figura 4.28 - Perfil de perdas para o ano 2017 da Rede B.....	47
Figura 4.29 - Perdas ativas em função da Carga da Rede B	48
Figura 4.30 - Perdas ativas em função da Carga da Rede B (PRE entre 0% e 20%)	48
Figura 4.31 - Perdas ativas em função da Carga da Rede B (PRE entre 20% e 40%)	49
Figura 4.32 - Perdas ativas em função da Carga da Rede B (PRE entre 40% e 60%)	49
Figura 4.33 - Perdas ativas em função da Carga da Rede B (PRE entre 60% e 80%)	50
Figura 4.34- Perdas ativas em função da Carga da Rede B (PRE entre 80% e 100%)	50
Figura 4.35 - Perdas ativas percentuais em função da Carga da Rede B	51
Figura 4.36 - Perdas ativas percentuais em função da Carga da Rede B (PRE entre 0% e 20%)	51
Figura 4.37 - Perdas ativas percentuais em função da Carga da Rede B (PRE entre 20% e 40%)	52

Figura 4.38 - Perdas ativas percentuais em função da Carga da Rede B (PRE entre 40% e 60%).....	52
Figura 4.39 - Perdas ativas percentuais em função da Carga da Rede B (PRE entre 60% e 80%).....	53
Figura 4.40 - Perdas ativas percentuais em função da Carga da Rede B (PRE entre 80% e 100%)	53
Figura 4.41 - Perdas ativas percentuais em função de PRE/Carga da Rede B	54
Figura 4.42 - Perdas ativas percentuais em função da PRE/Carga da Rede B (Carga entre 0% e 20%).....	54
Figura 4.43 - Perdas ativas percentuais em função da PRE/Carga da Rede B (Carga entre 20% e 40%)	55
Figura 4.44 - Perdas ativas percentuais em função da PRE/Carga da Rede B (Carga entre 40% e 60%)	55
Figura 4.45 - Perdas ativas percentuais em função da PRE/Carga da Rede B (Carga entre 60% e 80%)	56
Figura 4.46 - Perdas ativas percentuais em função da PRE/Carga da Rede B (Carga entre 80% e 100%).....	56
Figura 4.47 - Perdas ativas em função da Carga da Rede B	57
Figura 4.48 - Perdas ativas percentuais em função da Carga da Rede B	57
Figura 4.49 - Linha 68 da Rede B	58
Figura 4.50 - Linha 33 e 75 da Rede B.....	59
Figura 4.51 - Esquema da Rede C	62
Figura 4.52 - Perfil de carga do ano de 2017 da Rede C.....	62
Figura 4.53 - Perfil de perdas para o ano 2017 da Rede C	63
Figura 4.54 - Perdas ativas em função da Carga da Rede C.....	63
Figura 4.55 - Perdas ativas em função da Carga da Rede C (PRE entre 0% e 20%)	64
Figura 4.56 - Perdas ativas em função da Carga da Rede C (PRE entre 60% e 80%)	64
Figura 4.57 - Perdas ativas em função da Carga da Rede C (PRE entre 80% e 100%)	65
Figura 4.58 - Perdas ativas percentuais em função da Carga da Rede C (PRE entre 20% e 40%).....	65
Figura 4.59 - Perdas ativas percentuais em função da Carga da Rede C (PRE entre 80% e 100%)	66
Figura 4.60 - Perdas ativas percentuais em função de PRE/Carga da Rede C	66
Figura 4.61 - Perdas ativas percentuais em função da PRE/Carga da Rede C (Carga entre 0% e 20%).....	67

Figura 4.62 - Perdas ativas percentuais em função da PRE/Carga da Rede C (Carga entre 40% e 60%).....	67
Figura 4.63 - Perdas ativas em função da Carga da Rede C	68
Figura 4.64 - Perdas ativas percentuais em função da Carga da Rede C	68
Figura 4.65 - Linha 49 da Rede C.....	69

Lista de tabelas

Tabela 3.1 - Cabos para ações de reforço de linhas aéreas AT	23
Tabela 4.1 - Características da Rede A	30
Tabela 4.2 - Perdas totais para os cenários 1 e 2 da Rede A	42
Tabela 4.3 - Características das linhas 31 e 65 da Rede A	43
Tabela 4.4 - Descrição das perdas e do custo das perdas por cenário das linhas 31 e 65 da Rede A.....	44
Tabela 4.5 - Características dos cabos para reforço das linhas 31 e 65 da Rede A	45
Tabela 4.6 - Rácio benefício/custo para as novas linhas 31 e 65 da Rede A	45
Tabela 4.7 - Tempo de retorno do investimento para as novas linhas 31 e 65 da Rede A	46
Tabela 4.8 - Perdas totais com reforço das linhas 31 e 65 da Rede A em 2017	46
Tabela 4.9 - Características da Rede B	47
Tabela 4.10 - Perdas totais para os cenários 1 e 2 da da Rede B	58
Tabela 4.11 - Características da linha 68 da Rede B.....	58
Tabela 4.12 - Perdas nas linhas 33 e 65 da Rede B no cenário 2	59
Tabela 4.13 - Descrição das perdas e do custo das perdas por cenário da linha 68 da Rede B.....	60
Tabela 4.14 - Características dos cabos para reforço da linha 68 da Rede B.....	60
Tabela 4.15 - Rácio benefício/custo para a nova linha 68 da Rede B	61
Tabela 4.16 - Perdas totais com reforço em 2017 da Rede B.....	61
Tabela 4.17 - Tempo de retorno do investimento para a nova linha 68 da Rede B.....	61
Tabela 4.18 - Características da Rede C	62
Tabela 4.19 - Perdas totais para os cenários 1 e 2 da Rede C	69
Tabela 4.20 - Perdas nas linhas 49 da Rede C no cenário 1	69

Tabela 4.21 - Características da linha 49 da Rede C	69
Tabela 4.22 - Descrição das perdas e do custo das perdas por cenário na linha 49 da Rede C	70
Tabela 4.23 - Características dos cabos para reforço 49 da Rede C	70
Tabela 4.24 - Rácio benefício/custo para a nova linha 49 da Rede C	71
Tabela 4.25 - Tempo de retorno do investimento para a nova linha 49 da Rede C	71
Tabela 4.26 - Perdas totais com reforço em 2017 da Rede C	72
Tabela 27 - Perdas por linha (Rede A)	80
Tabela 28 - Novas Perdas para a linhas 31 e 65 de cada alternativa de reforço (Rede A)	81
Tabela 29 - Benefícios para as alternativas de reforço das linhas 31 e 65 (Rede A)	82
Tabela 30 - Custo de instalação de cada alternativa de reforço das linhas 31 e 65 (Rede A)	83

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

AT	Alta Tensão
AVR	Automatic Voltage Regulation
CO ₂	Dióxido de Carbono
BT	Baixa Tensão
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
EDP	Energias de Portugal
EDP-D	Energias de Portugal - Distribuição
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
MT	Média Tensão
PD	Produção Distribuída
PRE	Produtor em Regime Especial
PRO	Produtor em Regime Ordinário
PT	Posto de Transformação
PTC	Posto de Transformação de cliente
PTD	Posto de Transformação de distribuição
REN	Redes Energéticas Nacionais
RND	Rede Nacional de Distribuição
SEE	Sistema Elétrico de Energia
SEN	Sistema Elétrico Nacional

Lista de símbolos

A	Ampere
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-hora
k	Milhares
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-hora
kvar	kilovolt-ampere Reativo
Mvar	Megavolt-ampere Reativo

MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
TWh	Terawatt-hora
V	Volt
m ²	Metro quadrado
€/MWh	Euros por Megawatt-hora
Ω	Ohm
Ω/m	Ohm por metro
Ω.m	Ohm-metro

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Enquadramento

As preocupações com as alterações climáticas são cada vez mais notórias um pouco por todo o mundo. O setor energético é o principal emissor de gases com efeito de estufa. A produção de energia elétrica através do uso de combustíveis fósseis é responsável por grandes emissões de CO₂, o que contribui para problemas de índole ambiental. Com o aumento populacional e, mais recentemente, o forte investimento na mobilidade elétrica, há uma necessidade de aumentar a produção de energia elétrica. Atualmente, uma solução para esse problema passa pelo uso de fontes de energia renováveis e não renováveis como meio de geração de energia elétrica, através da introdução de produção distribuída (PD).

A estrutura tradicional do Sistema Elétrico de Energia (SEE) baseava-se num modelo de exploração unidirecional, sempre de montante para jusante. Consequentemente, com a inclusão de PD nas redes de distribuição, passaram a ser estabelecidos fluxos de energia bidirecionais, o que veio alterar o planeamento e estruturação das redes. A Produção distribuída (PD), nomeadamente de origem renovável, permite a redução da emissão de gases com efeito de estufa e, em condições ideais, a redução das perdas de transporte e distribuição de energia. No entanto, a localização da PD não é efetuada de acordo com as vantagens que fornece à rede, já que, depende da fonte dos seus recursos e do ordenamento do território nacional e municipal.

Diversos estudos revelaram a existência de casos em que um pequeno número de linhas, em redes AT, exibiram perdas extremamente elevadas, apresentando uma influência significativa para as perdas totais da rede AT em que se inserem. Tal sucede, por exemplo, em algumas ligações de parques eólicos.

As empresas de distribuição apresentam grande preocupação em relação às perdas de energia elétrica das suas redes, pois, estas apresentam custos significativos para os sistemas de distribuição. Aliás, em Portugal, o Regulamento Tarifário em vigor, estabelece um mecanismo de incentivo à redução das perdas em redes de distribuição, que atribui uma remuneração às entidades distribuidoras caso estas mantenham as perdas das suas redes abaixo de um certo valor de referência, fixado pela entidade reguladora (ERSE).

1.2 - Objetivos

Os objetivos desta dissertação, tendo em conta o valor elevado de perdas que ocorrem em redes de distribuição, consistem em:

- Caracterizar o impacto que a PRE tem nas perdas de redes AT;
- Identificar as linhas que mais contribuem para as perdas totais das redes AT em que se inserem, e, apresentar soluções para a mitigação das mesmas, dado o potencial de redução e o benefício económico que podem proporcionar às empresas de distribuição a médio/longo prazo.

1.3 - Estrutura

Esta dissertação é constituída por cinco capítulos, sendo este o capítulo que introduz o tema e o trabalho realizado na mesma.

No capítulo 2, é inicialmente abordado o conceito de PD e são apresentados os principais tipos de fontes energéticas usadas em PRE. Adicionalmente, são descritos os principais impactos da PRE na rede, assim como, as vantagens e desvantagens que apresenta. Para além disto, é feita uma pequena caracterização da PRE em Portugal. Numa segunda fase, são abordados conceitos relativos às perdas, onde se apresentam as causas e métodos de mitigação das mesmas. Por fim, é apresentado e descrito o mecanismo de incentivo à redução das perdas em redes de distribuição estabelecido pelo Regulamento Tarifário.

O capítulo 3 consiste na descrição da metodologia adotada, relativa à caracterização do impacto da PRE nas perdas e à identificação e mitigação das perdas nas linhas, com o intuito de apresentar e clarificar os passos adotados

No capítulo 4, os resultados obtidos são apresentados e analisados. É também caracterizado o impacto da PRE nas perdas, e são apresentados os resultados da estratégia de deteção e mitigação das perdas que mais contribuem para as perdas totais das redes AT em estudo.

No último capítulo (capítulo 5), são apresentadas as conclusões mais relevantes resultantes da realização deste trabalho, bem como, as minhas perspectivas acerca de futuros trabalhos.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

2.1 - Produção Distribuída

A produção Distribuída define-se como a geração de energia elétrica ligada diretamente à rede de distribuição ou localizada no próprio consumidor. Esta ocorre geralmente através de várias fontes de energia sustentáveis, como a energia solar, eólica e hídrica, assim como, a cogeração e a biomassa.

2.1.1 - Energia Solar

As tecnologias solares convertem a luz solar em energia elétrica diretamente através de tecnologias fotovoltaicas, ou indiretamente através de tecnologias de concentração solar. Isto significa que apenas existirá produção solar durante o dia, o que é uma desvantagem deste tipo de fonte.

De acordo com [1], as tecnologias de concentração solar usam lentes ou espelhos e um sistema de rastreamento solar para concentrar a luz numa área, o calor resultante é usado para gerar eletricidade através de turbinas a vapor tradicionais.

As tecnologias fotovoltaicas utilizam células fotovoltaicas para converter a luz do sol em energia elétrica através do efeito fotovoltaico. Existem ainda sistemas híbridos que resultam da combinação das tecnologias mencionadas ou da combinação com outras formas de geração, como o diesel, o vento e o biogás [1].

2.1.2 - Energia eólica

As tecnologias eólicas convertem energia mecânica em energia elétrica através de turbinas, aproveitando a força do vento. Os parques eólicos consistem em agrupamentos de diversas turbinas individuais, ligadas à rede de distribuição elétrica. Os parques eólicos podem ser classificados em *onshore* (em terra) e *offshore* (no mar).

Segundo [2], os parques eólicos *onshore* são uma fonte barata de energia elétrica, por isso, muito competitiva com outras fontes de energia como o carvão. Porém, têm um impacto na paisagem, visto que, as turbinas precisam de ser espalhadas por uma área maior em relação a outras fontes de energia. Além disso, os parques têm de ser construídos em áreas rurais, o que pode levar à industrialização dessas zonas e à perda de habitantes. Os parques eólicos “offshore” apresentam ventos mais estáveis e fortes que em terra e têm um impacto visual menor, porém, a sua construção e manutenção são mais dispendiosos.

A energia eólica é uma fonte de energia intermitente, pelo que, não permite a produção de energia conforme esta é solicitada. Como o vento é uma fonte de energia inconstante (embora persistente ao longo dos anos), mas variável em curtos períodos de tempo, deve ser usada juntamente com outras fontes de energia para ser considerada uma fonte viável.

2.1.3 - Cogeração

As tecnologias de cogeração ou combinação de calor e energia consistem na produção de calor e energia elétrica através de um único processo, podendo assim, poupar quantidades consideráveis de energia. É normalmente associada a combustíveis fósseis, mas também pode funcionar através de fontes de energia renovável e da queima de resíduos.

A cogeração permite economizar energia e melhora a segurança no fornecimento da mesma. Esta tecnologia permite resolver um grande problema característico dos sistemas elétricos e térmicos tradicionais, as significativas perdas de calor que prejudicam o rendimento. Aqui, as perdas por calor são reduzidas e o rendimento aumenta quando usado para fornecer calor a aplicações processuais e/ou instalações [3]

2.1.4 - Biomassa

De acordo com [4], a energia da biomassa consiste no uso de material orgânico (de plantas ou animais) através de diversos processos industriais para a geração de energia ou calor a partir de processos como a combustão. Esta fonte de energia apresenta baixo custo, é renovável, permite o reaproveitamento de resíduos e é menos poluente que o uso de combustíveis fósseis.

2.2 - Produção em Regime Especial

A produção de energia elétrica no Sistema Elétrico de Energia (SEM) divide-se em dois regimes. A Produção em Regime Ordinário (PRO) e a Produção em Regime Especial (PRE)

A PRO corresponde à produção de energia elétrica através de fontes tradicionais tipicamente não renováveis (como o gás natural, o fuelóleo, o carvão) e grandes centros electroprodutores hídricos.

A PRE corresponde à produção de energia elétrica através de recurso endógenos, renováveis e não renováveis e de tecnologias de produção combinada de calor.

Segundo a ERSE [5], a PRE inclui a generalidade da produção através de recursos endógenos, renováveis, tais como, por exemplo, as tecnologias eólicas, solar, hídrica, e térmica renovável. A PRE foi introduzida pelo Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro [6].

2.3 - Impacto da PRE

A introdução da PRE em sistemas de distribuição originalmente radiais desenhados inicialmente para operar sem produção distribuída pode influenciar significativamente o trânsito de potências e os perfis de tensão no sistema de distribuição. Segundo [7], este impacto pode ter influência positiva ou negativa, dependendo das características da PRE e da operação do sistema de distribuição.

2.3.1 - Impacto nos perfis de tensão

Numa rede radial, o nível de tensão é mais baixo quanto maior for a distância elétrica ao gerador ou transformador. Estas quedas de tensão foram tidas em consideração aquando do projeto das redes de distribuição, de modo a respeitar os limites toleráveis em condições normais.

Quando a PRE é ligada à rede, os fluxos de potência alteram-se e podem até inverter o seu sentido, e, de forma geral, a tensão aumenta. Em redes com ramos muito compridos e onde as cargas estejam localizadas a grande distância umas das outras, o controlo dos níveis de tensão em limites mínimos aceitáveis torna-se difícil, pelo que, a introdução de PRE próxima destes pontos de consumo pode ser benéfica.

Por outro lado, a introdução de PRE em redes de distribuição provoca um aumento de tensão difícil de prever. Assim, visto que a tensão tem necessidade de se manter dentro de certos limites, isto restringe a capacidade da PRE que pode ser ligada ao sistema de distribuição num dado ponto.

De acordo com [8], a inconstância da PRE provoca alterações do fluxo de potência que podem provocar variações bruscas dos perfis de tensão nos equipamentos de subestações. Consequentemente, uma má localização da PRE pode provocar grandes variações de tensão na rede, consequentemente, inadequadas variações do nível de tensão das linhas e dos equipamentos das subestações.

2.3.2 - Impacto nas perdas das linhas

Um dos maiores impactos da PRE é nas perdas da rede. A capacidade, assim como, a localização e distribuição destas unidades é extremamente importante e deve ser planeada de forma a que as perdas sejam mínimas.

Segundo [9], a determinação da localização da PRE para permitir a redução das perdas assemelha-se ao problema da localização de baterias de condensadores. A principal diferença entre ambos os casos é que a PRE contribui com injeção de potência ativa e reativa. Enquanto que, a bateria de condensadores apenas contribui com a injeção de potência reativa. Consequentemente, o ideal é que a PRE seja bastante distribuída por toda rede.

De acordo com [10], a localização da PRE deve ser feita perto dos pontos de consumo, onde pode reduzir as perdas. Se a PRE estiver concentrada em poucos barramentos e a carga a alimentar for reduzida, esta contribuirá para o aumento das perdas.

Quando as linhas apresentam elevadas perdas, a instalação de unidades de PRE de baixa capacidade pode provocar uma redução das perdas, beneficiando a rede [1]. No entanto, se unidades de PRE com alta capacidade forem adicionadas, estas devem ser instaladas tendo em conta a capacidade da linha, caso contrário, as perdas podem até aumentar.

Em síntese, a PRE contribuirá para a redução das perdas quando a sua localização permite uma diminuição do trânsito de potência das linhas. Algumas destas situações são identificadas ao longo deste trabalho e apresentadas no Capítulo 4.

2.3.3 - Outros Impactos técnicos

Com o desenvolvimento constante de tecnologia de produção distribuída e a redução dos custos, a instalação desta tecnologia aumenta de ano para ano, o que acarreta uma variedade de problemas técnicos para o sistema.

Como referido na secção anterior, a PRE tem a capacidade de reduzir as perdas em sistemas de distribuição temporariamente e/ou permanentemente.

A PRE também pode evitar cortes de carga através da sua contribuição para o funcionamento em rede isolada (ilha). Uma ilha ocorre quando uma secção suportada pela PRE é desligada da subestação da rede elétrica e continua a alimentar os pontos de consumo a esta ligados. De acordo com [11], as ilhas não são prejudiciais, contudo, a maior parte dos operadores de rede tenta evitar estes casos, devido a problemas associados, tais como a incerteza na produção eólica. Um dos maiores problemas das ilhas é que podem provocar falhas entre as unidades de PRE e as subestações, acionando os relés em diferentes momentos, o que provoca perdas de fase da corrente e de sincronização de tensão, que podem originar falsos disparos quando a PRE é ligada novamente à rede de distribuição.

Muitos geradores são desenhados para fornecer energia de reserva para a carga quando existe uma interrupção no fornecimento de energia. Todavia, a produção distribuída pode aumentar o número de interrupções em alguns casos. Além disso, existem preocupações relativas aos harmónicos das máquinas elétricas e inversores. Com o aumento da instalação de unidades de PRE as perturbações de energia da rede também aumentam, podendo ocorrer

variações súbitas de tensão quando há uma falha ou comutação de transformadores no sistema ligado à PRE [12].

2.3.4 - Impacto económico e ambiental

Os impactos económicos/ambientais da PRE assentam na redução das emissões dos gases com efeito de estufa, independência de combustíveis fósseis (maior segurança de fontes energéticas), utilização de recursos de carácter renovável, promoção do desenvolvimento de novas tecnologias, estabelecimento de novas indústrias e criação de emprego.

Segundo a APREN [13], a PRE permitiu uma redução das emissões de dióxido de carbono (CO₂) que totalizará uma poupança de 187M€ em licenças de emissão no ano de 2020. Sendo que até 2030 se prevê uma poupança de 330M€ e 367M€ num cenário exportador.

De acordo com esta mesma entidade, a redução da importação dos combustíveis fósseis permitirá em 2020 uma poupança total de 2.101M€ e em 2030 uma poupança total de 2750M€, 3.056M€ num cenário exportador. Da mesma forma, em 2020 será possível reduzir a taxa de independência energética em 15,3 % e até 2030 em 17,2% [13].

2.3.5 - Síntese das vantagens e desvantagens da PRE

De forma geral a PRE pode trazer as seguintes vantagens à rede [14]:

- A ligação de PRE tem como objetivo aumentar a fiabilidade das fontes de energia fornecidas aos clientes, usando recursos locais, e se possível, reduzindo as perdas nas linhas de transmissão da rede;
- Pode melhorar o perfil de tensão, a qualidade da energia e manter níveis de tensão estáveis. Assim, o sistema estará preparado para responder a elevadas solicitações de carga;
- A instalação de unidades de PRE é mais célere e apresenta tempos de retorno dos investimentos reduzidos;
- A PRE contribui fortemente para a redução das emissões de CO₂, importação de combustíveis fósseis e, conseqüentemente, da dependência energética.

Porém, também traz desvantagens [14]:

- Existem unidades de produção distribuída ligadas à rede através de conversores de potência, que injetam harmónicos para a rede;
- A ligação da PRE pode causar sobretensões, flutuações e um desequilíbrio nas tensões da rede devido às entradas e saídas de serviço da PRE;
- Conforme as configurações da rede, o nível de penetração e a tecnologia da PRE, a potência injetada pela PRE na rede pode aumentar as perdas da rede de distribuição;

- A introdução de PRE em determinados barramentos da rede poderá desencadear um aumento das potências de curto-circuito no nó de ligação com a rede, assim como em nós próximos.

2.4 - PRE em Portugal

A PRE instalada em Portugal encontra-se distribuída pelos níveis de tensão AT, MT e BT. De acordo com [15], a distribuição da potência instalada por nível de tensão pode ser verificada na Figura 2.1.

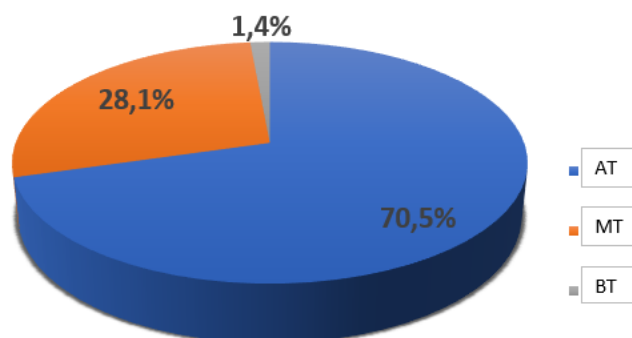


Figura 2.1 - Potência instalada de PRE por nível de tensão em 2017

É possível observar que a PRE em AT representa quase 2/3 da potência total de PRE instalada em Portugal, enquanto que a PRE BT é bastante reduzida face aos restantes níveis de tensão. No entanto, é de esperar que grande parte do número de ligações à rede de PRE se venham a ligar em BT e MT, visto que, estes são os níveis de tensão que alimentam diretamente os consumidores.

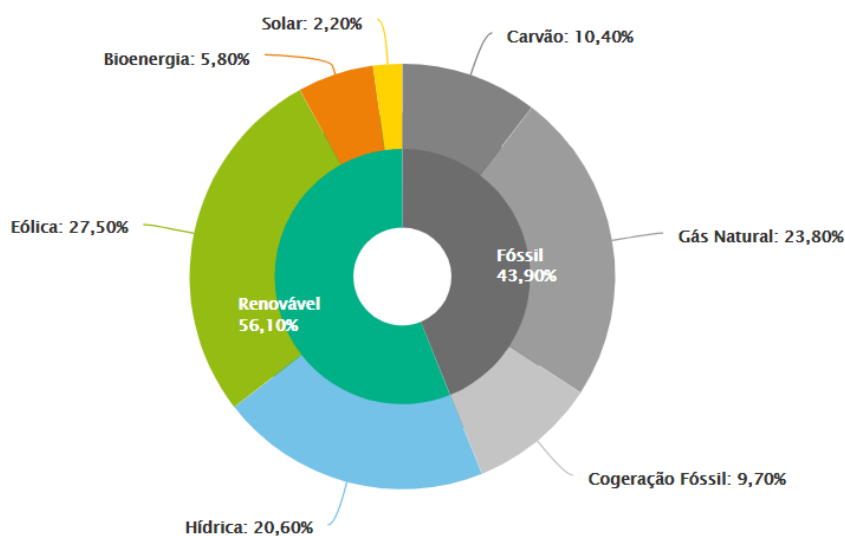


Figura 2.2 - Balanço da produção de eletricidade de Portugal Continental 2019 [16]

Através da Figura 2.2, podemos verificar que mais de metade da produção de eletricidade em Portugal é de origem renovável. Segundo a REN [16], as fontes renováveis geraram 27,3 TWh, sendo que a energia eólica representa a maior fatia do bolo, com 27,50%, seguida pela energia hídrica, com 20,60%.

2.5 - Perdas

As perdas num sistema elétrico de energia ocorrem durante a produção, transporte e distribuição de energia, porém, são mais significativas nas redes de distribuição. Deste modo, a deteção e mitigação de perdas em redes de distribuição tem-se tornado num importante campo de estudo, já que estas influenciam o equilíbrio funcional do sistema e os lucros obtidos pelas entidades concessionárias das redes elétricas.

Consideram-se perdas numa rede de distribuição aquelas que ocorrem dentro do próprio sistema de distribuição e que podem ser classificadas pelas seguintes categorias:

- **Perdas técnicas:** intrínsecas ao processo de transporte e distribuição de energia elétrica ao longo da rede, relacionadas à transformação de energia elétrica em energia térmica por efeito joule (nos condutores), às perdas dielétricas e/ou perdas no ferro dos núcleos magnéticos de transformadores, a defeitos nos isoladores, assim como, ao efeito de coroa, entre outros. Resume-se então, a energia que não é entregue aos consumidores.
- **Perdas não-técnicas:** correspondem à diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, normalmente ocorrem devido a furtos de energia, erros de medição, defeitos e/ou unidades consumidoras sem contadores de energia.

2.5.1 - Causas das Perdas técnicas

De forma a poder elaborar uma estratégia para a redução das perdas num sistema, é importante determinar quais as variáveis que influenciam o valor das perdas. É sabido que as perdas por efeito de Joule num determinado componente elétrico são diretamente proporcionais à resistência elétrica do componente e ao quadrado do valor absoluto da intensidade de corrente que o percorre.

$$p_{Joule} = R \cdot |I|^2 \quad (2.1)$$

Onde:

p_{Joule} - Perdas ativas (W)

R - Resistência do condutor (Ω)

I - Intensidade de corrente (A)

Se considerarmos o exemplo de um ramo de ligação entre dois nós, em que um deles representa uma carga. A potência consumida por essa carga será dada por:

$$S_c = U_c \times I^* \quad (2.2)$$

Onde:

S_c - Potência aparente consumida (p.u.)

U_c - Tensão no nó de consumo (p.u.)

I^* - Conjugado complexo da corrente (p.u.)

Substituindo as duas equações anteriormente mencionadas, podemos verificar que as perdas nos diversos componentes de uma rede de distribuição são inversamente proporcionais ao quadrado da tensão e diretamente proporcionais ao fluxo de potência aparente.

$$p_{Joule} = R \times |I|^2 = R \times \frac{|S|^2}{|U_c|^2} \quad (2.3)$$

Em suma, é possível concluir que as perdas ativas nas linhas de transmissão de uma rede são diretamente proporcionais à resistência elétrica das mesmas, assim como, à carga a alimentar pelas mesmas.

2.5.1.1 - Trânsito de Potência

Como já verificado no ponto anterior, as perdas num elemento são diretamente proporcionais à resistência elétrica desse elemento e ao quadrado do valor absoluto da corrente que a percorre. Deste modo, quanto maior for a carga a alimentar, maior será a potência a transitar e, conseqüentemente, maior a intensidade de corrente que circula nas linhas, aumentando quadraticamente as perdas resultantes.

2.5.1.2 - Fator de Potência

Em sistemas de distribuição, um baixo fator de potência contribui para maiores perdas. Se considerarmos o fluxo de potência numa linha, temos que:

$$P = U_e \times I \times \cos\varphi \quad (2.4)$$

Onde:

P - Potência ativa transmitida (W)

U_e - Tensão eficaz (V)

I - Intensidade de corrente (A)

$\cos\varphi$ - Fator de potência

Através da equação 2.4 consta-se que a Potência ativa transmitida numa linha é diretamente proporcional ao fator de potência. Contudo, o fator de potência também influencia o trânsito de potência reativa na linha, pelo que, tendo em conta que grande parte das cargas presentes num sistema elétrico de potência é indutiva, é necessária a injeção de potência reativa.

Tendo em conta a relação entre as perdas ativas e o trânsito de potência ativa numa linha, temos que:

$$\frac{p_{linha}}{P} = \frac{R \times I^2}{U_e \times I \times \cos\varphi} \Leftrightarrow p_{linha} = \frac{R}{U_e^2 \times \cos^2\varphi} \times P^2 \quad (2.5)$$

Onde:

p_{linha} - Perdas ativas na linha

Segundo a equação 2.5, é possível concluir que as perdas na linha são inversamente proporcionais ao quadrado do fator de potência, pelo que, quanto maior for o fator de potência menor serão as perdas na linha. Assim, por exemplo, o fator de potência for aproximadamente igual a 1, teremos uma diminuição das perdas e das quedas de tensão nas linhas, já que, esta provocará uma diminuição do trânsito de potência reativa na linha.

2.5.1.3 - Comprimento das linhas de transmissão

Quando as linhas de transmissão se estendem ao longo de grandes distâncias para alimentar uma ou várias cargas, isto afeta diretamente as perdas nas linhas de uma rede, já que, o comprimento da linha está relacionado com a resistência total da mesma. Para dois condutores que tenham a mesma resistência linear¹, quanto maior for o comprimento da linha de transmissão maior será a resistência e, por consequência, maior serão as perdas resultantes.

2.6 - Mitigação de perdas

2.6.1 - Reforço das linhas

Uma das formas de reduzir as perdas numa rede distribuição passa por aumentar a secção dos condutores das linhas que mais contribuem para as perdas totais da rede. Isto acontece, pois, condutores com uma secção elevada têm menor resistência. Como já verificado anteriormente, as perdas numa linha são diretamente proporcionais ao quadrado da intensidade de corrente que a percorre e à sua resistência, assim, um aumento da secção do condutor permitirá uma redução da sua resistência, e, conseqüentemente, a redução das perdas.

¹ Resistência elétrica por unidade de comprimento

De acordo com [17], o modelo unifilar em π de uma linha de transmissão (em regime estacionário), pode ser representada pela seguinte figura:

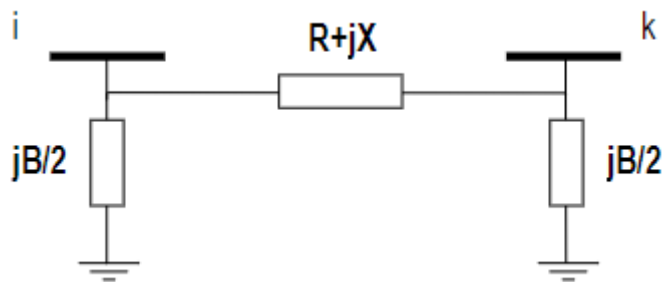


Figura 2.3 - Modelo equivalente em π de uma linha de transmissão [17]

Nesta figura, a impedância $Z = R + jX$ (Ω), corresponde ao produto da impedância linear pelo comprimento da linha, e a capacidade $Y = jB$ (F), obtém-se de forma análoga.

Se a resistência linear de um condutor é dada por:

$$R = \frac{\rho}{S} \quad (2.6)$$

Onde:

R - Resistência linear (Ω/m)

ρ - Resistividade ($\Omega.m$)

S - Secção do condutor (m^2)

Através da equação 2.6 é possível demonstrar que a resistência linear de um condutor é inversamente proporcional à secção do mesmo. Deste modo, para efetuar operações de redução de perdas através do aumento da secção do condutor, tanto se pode proceder à substituição completa do mesmo por um novo de secção maior, ou, recorrer à instalação de um condutor com a mesma secção e mesmo material condutor, mas num circuito em paralelo com o já existente.

Também se poderia recorrer a condutores com a mesma secção, mas de menor resistividade. No entanto, neste estudo consideram-se apenas cabos de alumínio, que representam a tendência atual nas redes de distribuição.

2.6.2 - Controlo de tensão

Segundo [18], uma estratégia para redução das perdas consiste no controlo de tensão tendo em vista a redução do consumo de potência ativa. Esta estratégia baseia-se no facto de que a potência a transmitir resulta do produto da tensão pela corrente. Se a tensão aumentar, a corrente diminuirá na mesma proporção, reduzindo as perdas nas linhas. No entanto, esta medida tem limites bastante curtos, dado que existem normas regulamentares que limitam estas variações de tensão a 10% relativamente ao valor nominal.

2.6.3 - Compensação do fator de potência

Dado que, tanto o fluxo de potência ativa como o fluxo de potência reativa contribuem para as perdas totais da rede de distribuição, um método usual para redução das perdas consiste em “produzir” localmente, a potência reativa necessária ao funcionamento das instalações no ponto de consumo. Este método permite reduzir as perdas, assim como, as quedas de tensão ao longo das linhas de transmissão.

As perdas estão dependentes da componente ativa e reativa das cargas e são dadas por:

$$p = R \times (I \cos \varphi)^2 + R \times (I \sin \varphi)^2 \quad (2.7)$$

Na aplicação do método de compensação do fator de potência considera-se, nomeadamente, a instalação de baterias de condensadores que, por sua vez, passarão a fornecer parte da potência reativa (previamente fornecida pelo distribuidor) necessária ao funcionamento da carga. Isto resulta numa diminuição das perdas, como consequência da diminuição do fluxo de potência reativa e da componente reativa da intensidade de corrente nas linhas.

Este método pode ainda ser ilustrado pelo triângulo de potências. Segundo [19], se considerarmos P a potência ativa e Q_1 a potência reativa, absorvidas por uma carga, com um fator de potência $\cos \varphi_1$. A potência reativa consumida é reduzida para Q_2 , de forma a corrigir o fator de potência para $\cos \varphi_2$.

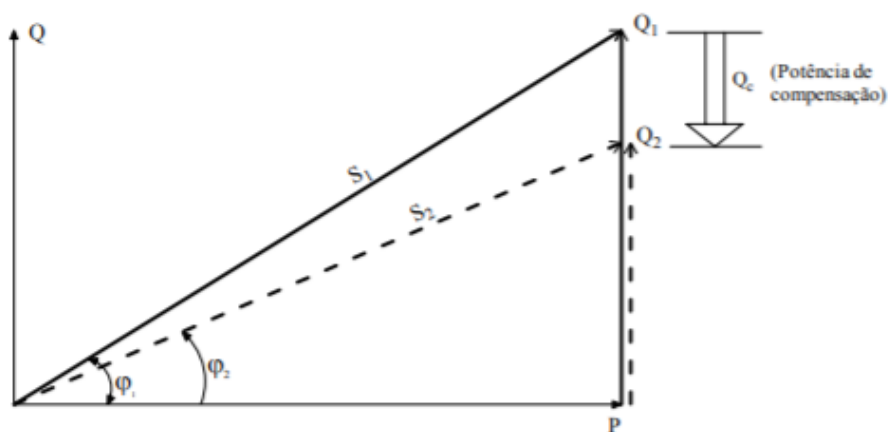


Figura 2.4 - Ilustração gráfica da compensação do fator de potência [19]

Através da Figura 2.4, é possível concluir que a potência reativa reduzida (potência de compensação) é dada pela expressão:

$$Q_c = Q_1 - Q_2 = P(\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2) \quad (2.8)$$

Onde:

Q_c - Potência reativa de compensação (kvar)

P - Potência ativa (kw)

φ_1 - Ângulo de esfasamento antes da compensação

φ_2 - Ângulo de esfasamento depois da compensação

Em suma, a compensação do fator de potência em redes distribuição pode ser obtida através da instalação de baterias de condensadores perto dos pontos de consumo. Como a potência reativa pode ser produzida em qualquer parte da rede de distribuição, o principal foco deste método concentra-se na localização e dimensão ideal das baterias de condensadores a implementar (sem descurar a vertente económica), pois, o perfil de carga de uma rede varia ao longo do ano.

2.6.4 - Transformadores

Os transformadores são responsáveis por dois tipos de perdas, as perdas magnéticas que ocorrem nos núcleos dos transformadores, assim como, pelas perdas no cobre, que estão dependentes da carga ligada ao secundário do transformador. Os transformadores operam com rendimento máximo quando as perdas magnéticas e as perdas no cobre se igualam. Se estes operarem frequentemente a baixa capacidade, desligá-los estrategicamente ou instalar novos transformadores de menor capacidade que possam satisfazer a carga solicitada, será uma solução viável. Se estes estiverem frequentemente sobrecarregados, poderá ser mais seguro instalar transformadores de maior capacidade, ou, ajustar a carga à capacidade do mesmo. Contudo, este tipo de estratégia deve ser sempre devidamente analisado para determinar a opção mais económica e eficiente.

Esta estratégia depende do número de transformadores, características como a idade, tamanho e o tipo de transformador. O tempo de vida de um transformador ronda os 40 anos, o que significa que a eficiência destes pode ter um impacto de longa duração nas perdas de uma rede de distribuição.

Segundo [20], estima-se que as perdas ocorridas em transformadores na rede elétrica europeia estejam compreendidas entre os 70 TWh e os 100 TWh. A seguir às linhas de transmissão, os transformadores apresentam o maior potencial de melhoramento na sua eficiência. Sendo que, atualmente, os transformadores apresentem tecnologia capaz de reduzir consideravelmente as perdas, embora a sua substituição implique investimentos avultados.

2.7 - Regulação das Perdas em redes de distribuição (Portugal)

Atualmente, existe em Portugal um Regulamento tarifário que “estabelece um mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição que visa influenciar as decisões de investimento do operador da RND relativamente a projetos que permitam alcançar reduções extraordinárias de perdas”. Este mecanismo de incentivo às perdas, permite que o operador da RND caso consiga manter as perdas das suas redes abaixo de um valor tabelado pela ERSE, seja recompensado monetariamente, ou penalizado, caso o contrário suceda.

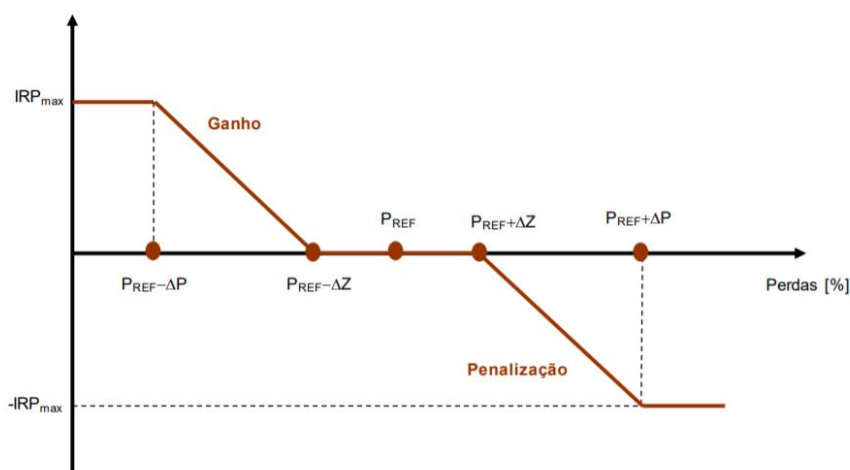


Figura 2.5 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição [22]

Através da Figura 2.5 é possível observar uma ilustração do mecanismo associado ao incentivo de redução de perdas. As perdas de referência (P_{REF}) correspondem a um valor fixo tabelado pela ERSE, a variação máxima das perdas (ΔP), representa o limite válido entre o ganho e a penalização em relação às perdas de referência. A variação da banda morta (ΔZ) corresponde ao intervalo entre o qual a valorização e/ou penalização das perdas não se aplica e, a remuneração e penalização máxima estão definidas por IRP_{max} e $-IRP_{max}$, respetivamente.

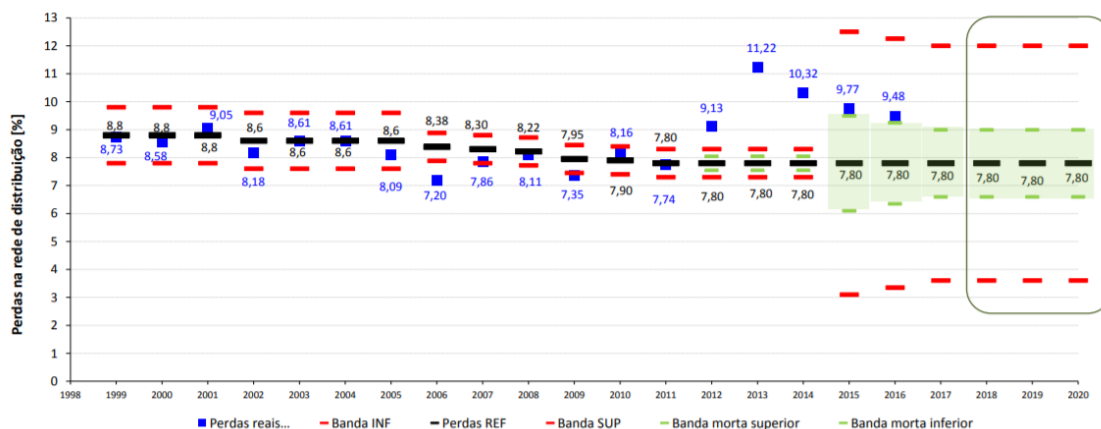


Figura 2.6 - Evolução das perdas e dos parâmetros de incentivo [22]

Segundo a ERSE, desde 2012 que as perdas de referência têm se mantido fixas nos 7,8%, porém, entre 2012 e 2016 (dados mais recentes) os operadores da RND nunca conseguiram manter as perdas na rede de distribuição abaixo desse valor, e, inclusive, apresentaram perdas superiores às tabeladas pela banda morta superior (limite superior de ΔZ), o que se traduz em penalizações para as operadores, ainda que uma parte considerável das perdas apresentadas tenha sido atribuída a perdas não-técnicas.

Capítulo 3

Metodologia

3.1 - Informação utilizada

De forma a que a metodologia aplicada para a simulação das perdas em redes de distribuição AT seja, tanto quanto possível, similar à realidade, é de elevada importância que a simulação seja feita com dados reais. Assim, foram fornecidos dois tipos de ficheiros pelo INESC TEC em colaboração com a EDP-D. O primeiro, consiste num ficheiro Excel com informação real relativa aos diagramas de cargas e de PRE das redes de teste para o ano de 2017. O segundo, consiste em 3 ficheiros Matlab em formato .m que representam as redes em estudo para efeitos de simulação, Rede A, Rede B e Rede C.

Cada ficheiro Excel apresenta informação relativa à potência ativa e reativa ('active' e 'reactive', respetivamente), ao tipo de diagrama, PTC, PTD ou PRE ('type'), à data ('date'), ao identificador do barramento ('eid') e à rede em análise ('Island').

	date	datetag	active	reactive	island	type
J0097CL	01/01/2017 00:15	0	2530	-560	DRCT12	PRE
J0097CL	01/01/2017 00:30	0	2710	-610	DRCT12	PRE
J0097CL	01/01/2017 00:45	0	3060	-710	DRCT12	PRE
J0097CL	01/01/2017 01:00	0	2900	-670	DRCT12	PRE
J0097CL	01/01/2017 01:15	0	3210	-760	DRCT12	PRE
J0097CL	01/01/2017 01:30	0	3840	-980	DRCT12	PRE
J0097CL	01/01/2017 01:45	0	3810	-980	DRCT12	PRE
J0097CL	01/01/2017 02:00	0	3870	-1010	DRCT12	PRE
J0097CL	01/01/2017 02:15	0	4120	-1130	DRCT12	PRE
J0097CL	01/01/2017 02:30	0	4120	-1160	DRCT12	PRE
J0097CL	01/01/2017 02:45	0	4100	-1140	DRCT12	PRE
J0097CL	01/01/2017 03:00	0	4330	-1260	DRCT12	PRE
J0097CL	01/01/2017 03:15	0	4410	-1340	DRCT12	PRE
J0097CL	01/01/2017 03:30	0	3470	-970	DRCT12	PRE
J0097CL	01/01/2017 03:45	0	3720	-1080	DRCT12	PRE

Figura 3.1 - Aspeto do diagrama de cargas

Os dados recolhidos para este estudo encontram-se guardados numa resolução temporal espaçada de 15 em 15 minutos (durante o ano de 2017), manifestamente suficiente para este tipo de estudo. Ainda assim, importa referir que, em alguns dos casos, diagramas de PTC, PTD, ou PRE, podem existir valores em falta. Estes casos são resultantes, por exemplo, da falha na comunicação do contador, pelo que não é atribuído nenhum valor de potência. O número de casos em que isto sucede é bastante reduzido, pelo que, se assume que o conjunto de simulações é suficiente e representativo para o trabalho em causa.

Para além dos dados mencionados, foi também fornecida uma listagem dos cabos *standard* definidos pela EDP-D a utilizar no reforço ou estabelecimento de novas linhas.

3.2 - Software de simulação

Com o intuito de calcular as perdas foi utilizado o Matpower (MATLAB) para efeitos de simulação de um sistema elétrico de energia. Com a colaboração do INESC TEC Porto as redes AT, originalmente em formato DPLAN (Software usado pela EDP), foram convertidas para um formato compatível pelo software utilizado.

As redes, no seu formato original, tentam reproduzir a realidade através do desenho real da rede, ou seja, é extraída uma "fotografia" da rede num dado momento, em que os seus barramentos e as suas linhas estão representados no ficheiro. Após a conversão para um formato compatível com o software utilizado neste trabalho, existe uma simplificação da rede onde, entre outros pressupostos, são agregadas linhas e outras ligações originalmente em série. Contudo, podem continuar a existir troços que apenas representem barramentos de ligação, barras de transformador, disjuntores, entre outros, mas que são essenciais para que a lógica de ligação da rede seja respeitada.

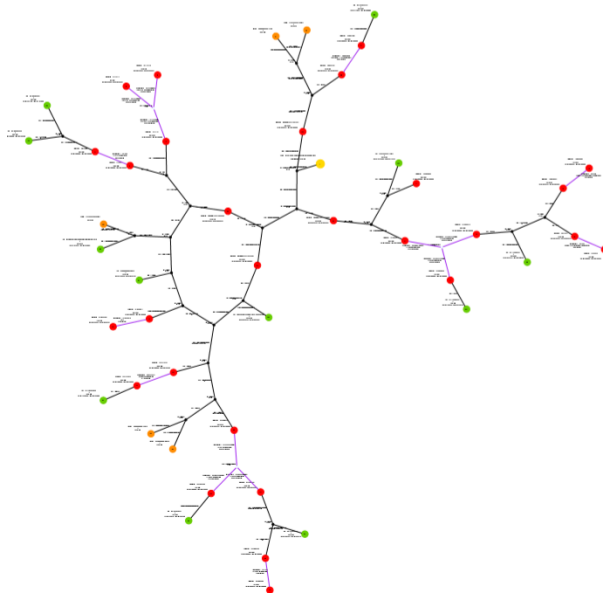


Figura 3.2 - Exemplo do esquema de uma rede AT

A utilização do software MATLAB para aplicação desta metodologia, com auxílio ao pacote de programação MATPOWER, permite a resolução do trânsito de potência e trânsito de potência otimizado de uma rede. A alteração de informações relativas à potência gerada e consumida em cada barramento, com vista à resolução do trânsito de potências do sistema

para diversos cenários, é feita através da programação de um script. Assim, recorrendo à implementação de um algoritmo, é possível alterar celeremente todo o tipo de informação através do uso de ficheiros auxiliares (como por exemplo ficheiros Excel), os quais contêm informação sobre a sequência de consumos e de produções em cada nó.

No software Matlab é apenas reproduzida a rede AT, pelo que, as redes que se encontram a jusante (ou pontos de ligação a outras redes) são modelizadas como cargas nas saídas das subestações AT/MT, representadas por nós equivalentes, assinalados a vermelho na Figura 3.2.

O uso do MATPOWER para efeitos de simulação consiste na operação de três passos:

- Carregamento do ficheiro de entrada, os dados relativos à rede, como os barramentos, ramos e funções de custo dos geradores, são lidos para serem usados no próximo passo;
- O trânsito de potências é calculado segundo o método de Newton-Raphson (método pré-definido);
- Apresentação de resultados.

How many?		How much?	P (MW)	Q (MVar)
Buses	61	Total Gen Capacity	69993.0	-9999.0 to 9999.0
Generators	7	On-line Capacity	69993.0	-9999.0 to 9999.0
Committed Gens	7	Generation (actual)	123.1	62.2
Loads	10	Load	112.0	35.2
Fixed	10	Fixed	112.0	35.2
Dispatchable	0	Dispatchable	-0.0 of -0.0	-0.0
Shunts	10	Shunt (inj)	-0.1	-0.1
Branches	62	Losses (I ² * Z)	10.99	31.66
Transformers	10	Branch Charging (inj)	-	4.8
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0
Areas	1			

Figura 3.3 - Exemplo da apresentação de resultados no MATLAB

Após este procedimento existem ainda funções que podem ser implementadas consoante o que se pretende. No caso desta dissertação pretende-se obter as perdas totais da rede e de cada ramo, pelo que, é necessário usar uma função para esse efeito. A função *'get_losses'* é uma função que calcula as perdas nos ramos de uma rede e, opcionalmente, as injeções de potência reativa numa linha. Esta é também a função usada para obtenção das perdas neste trabalho.

3.3 - Metodologia do estudo

A metodologia adotada neste trabalho baseia-se nos seguintes pontos:

1. Análise do impacto da PRE nas perdas, através simulação da rede AT em dois cenários diferentes. Neste caso,

- Realiza-se uma análise do diagrama de cargas das redes AT em estudo, com o intuito de verificar a fiabilidade de todos os dados;
 - É efetuada a simulação da rede AT em dois cenários diferentes. O primeiro cenário é simulado com a PRE efetivamente ocorrida e o segundo cenário com a PRE igual a zero para todo o ano. São usados dados reais dos consumos e da PRE em cada intervalo de 15 min, para o ano de 2017 (cerca de 35 000 simulações). Para cada ponto (intervalo de 15 min) é resolvido o trânsito de potências e são calculadas as perdas nas linhas;
 - Os resultados, nomeadamente perdas ativas nas linhas, PRE e cargas nos transformadores e saídas das subestações AT/MT, são guardados em variáveis auxiliares e organizados segundo níveis de Carga e de PRE;
 - Caracterização das perdas ativas, através do auxílio de gráficos e tabelas resultantes da combinação das variáveis mencionadas no ponto anterior, e síntese do impacto da PRE nas redes AT em estudo;
2. Definição de uma estratégia para o reforço das linhas e análise do impacto deste reforço. Neste caso,
- Primeiro são identificadas as linhas que mais contribuem para as perdas totais da rede;
 - De seguida, dentro dos cabos disponibilizados, são escolhidos aqueles com menor resistência linear que as das linhas identificadas no ponto anterior;
 - São calculadas as perdas anuais de cada alternativa de reforço tendo em vista um horizonte de 30 anos;
 - É efetuada uma avaliação do investimento para cada alternativa de reforço segundo os indicadores financeiros, rácio benefício/custo e tempo de retorno do investimento, no qual se aplica o conceito de Valor Atual Líquido para caracterizar o valor do investimento. Neste estudo é considerada uma taxa de atualização de 5,75% para um período de 30 anos;

3.4 - Reforço das linhas

Os condutores (cabos) de uma linha devem ser escolhidos tendo em conta a sua capacidade de transporte e as tensões mecânicas a que são sujeitos durante a sua vida útil, que diferem com as condições atmosféricas, considerando também a vertente económica. Desta forma, é de elevada importância a escolha dos condutores tendo em conta o material e a sua secção, já que, estes fatores têm influência nos custos de instalação, nas perdas de energia e nas atividades de manutenção. Atualmente, no estabelecimento de novos traçados de linhas aéreas considera-se a utilização de condutores de alumínio, devido às suas vantagens técnicas em linhas aéreas e económicas (preterido em detrimento do cobre).

Para a rede área considera-se no estabelecimento de novos traçados de linhas áreas AT a utilização de condutores do tipo AA - Alumínio - Aço (ACSR - Aluminium Conductor Steel Reinforced). Também se recorre ao uso de condutores em liga de alumínio em zonas de orla marítima ou manifesta poluição industrial. Nas redes AT em estudo, considerou-se sempre a utilização de condutores do tipo AA - Alumínio - Aço. Desta forma, para ações de reforço das

linhas de transmissão em AT, teve-se em consideração os seguintes condutores utilizados pela EDP-D no estabelecimento de novas linhas aéreas:

Tabela 3.1 - Cabos para ações de reforço de linhas aéreas AT

Cabo	R (Ω /km)	Linha (€/km)	Apoios Terminais (€)
60_AA_160_A_G1G130	0,22950	28 000	43 000
60_AA_D160_A_G1G130	0,11510	36 000	70 000
60_AA_325_A_G1G130	0,11810	29 000	60 000
60_AA_D325_A_V1G130	0,05940	42 000	90 000
60_AA_D485_A_G1G120	0,03728	60 900	135 000
60_AA_DG325_A_G1G130	0,03015	73 500	162 000
60_AA_D325_A_G1G130 (1 terno)	0,0598	60 000	29 000
60_AA_D325_A_G1G130 (2 ternos)	0,0299	90 000	42 000

3.4.1 - Metodologia de reforço

Após identificadas as linhas que mais contribuem para as perdas totais da rede AT e com o conhecimento dos cabos a usar em eventuais ações de reforço, é possível estabelecer um conjunto de hipóteses com vista à substituição dos condutores atualmente em serviço. Por conseguinte, para as linhas com mais perdas, seleciona-se um conjunto de cabos em que a resistência linear seja inferior à do condutor atualmente em uso, pois, quanto menor for a resistência da linha menor serão as perdas e, conseqüente, menor será o custo associado às mesmas.

Os custos associados ao reforço das linhas AT, quer seja através da substituição completa dos condutores, quer seja através da duplicação das linhas, são bastante elevados, pelo que, é de extrema importância efetuar uma avaliação das diferentes alternativas de reforço, de forma a selecionar a opção de investimento mais vantajosa para a empresa de distribuição. Com o intuito de realizar esta avaliação procedeu-se a um conjunto de estudos técnico-económico de projetos de investimento tendo em conta os seguintes parâmetros:

- Horizonte de Estudo: **30 anos**
- Taxa de Atualização: **5,75 %**
- Taxa de Crescimento das Cargas (AT): **tc = 2%**
- Valia unitária das Perdas (AT): **87,2 €/MWh**

Nota: Estes parâmetros são utilizados atualmente pela EDP Distribuição e pela ERSE em estudos de planeamento de longo prazo.

A taxa de crescimento das cargas considerada pela DGEG, estabelece-se atualmente nos 0,9%, no entanto, com o crescimento recente da mobilidade elétrica esta taxa parece reduzida, pelo que, decidiu-se considerar uma taxa de Crescimento das Cargas de 2%.

A avaliação das diversas hipóteses de reforço pressupõe uma analogia com o cenário em que os componentes da rede se mantêm ao longo dos 30 anos, sem realizar qualquer investimento. Para calcular as perdas ao longo deste período de tempo, e, de forma a evitar simular as perdas da rede para cada alternativa de reforço e ano, procedeu-se à aplicação da seguinte expressão:

$$p' = \frac{r_1}{r_2} p \times (tc)^2 \quad (3.1)$$

Onde:

r_1 - Resistência por unidade de comprimento do novo condutor (Ω/km)

r_2 - Resistência por unidade de comprimento do antigo condutor (Ω/km)

p' - Valor das perdas no novo condutor (kW)

p - Valor das perdas no antigo condutor (kW)

tc - Taxa de crescimento da carga

Na aplicação deste tipo de estudos considera-se como “Ano 0”, o ano de conclusão de todas as obras de investimento e entrada em serviço dos componentes. A geração anual dos benefícios devidos à realização do investimento, decorre durante os anos subsequentes ao “Ano 0”, iniciando-se no “Ano 1” e terminando no “Ano 30”.

De acordo com a equação mencionada, as novas perdas no “Ano 1” e nos anos seguintes, serão diretamente proporcionais ao quociente entre a resistência linear da alternativa de reforço e a resistência linear do antigo condutor e ao quadrado do crescimento da carga. Assim, após a simulação e obtenção das perdas da rede para os condutores atualmente em serviço, recorrendo ao uso desta equação e ao auxílio de uma folha Excel, foi possível automatizar o processo do cálculo das perdas ao longo de 30 anos para as diferentes alternativas de reforço.

3.4.2 - Avaliação do investimento

Para cada linha identificada com necessidade de reforço foram consideradas diferentes alternativas, assim, torna-se necessário avaliar cada uma delas e escolher aquela que mais se adequa ao projeto de investimento a efetuar. A escolha de uma alternativa de reforço é executada tendo em conta a sua viabilidade económica. Porém, existe sempre algum risco associado à realização deste tipo de avaliações, já que, o facto de este ser efetuado tendo vista um médio/longo período de tempo aumenta a sua probabilidade de erro em relação à realidade. Pois, tanto o crescimento da carga, como os valores da energia e da taxa de atualização podem variar inesperadamente ao longo dos anos.

Com o objetivo de avaliar as diferentes opções de investimento recorreu-se ao uso de dois indicadores financeiros: o rácio benefício/custo e o tempo de retorno do investimento, tendo como base o conceito de Valor Atual Líquido para caracterizar o valor do investimento. O VAL

corresponde à diferença entre o capital investido no presente com o potencial de *cash flows* a serem gerados durante o período de vida útil do projeto.

3.4.2.1 - Rácio benefício/custo

O critério benefício/custo é um indicador que relaciona a totalidade dos benefícios de um projeto com as despesas inerentes à implementação do mesmo. Neste caso, é comparado o valor atualizado do total de receitas com o total de capital investido. Tendo em conta o valor temporal do dinheiro, a taxa de atualização empregue e aquela que é atualmente usada pela EDP-D é de 5,75%. O projeto de investimento é viável se a relação benefício/custo for superior a 1, representando os benefícios obtidos com cada unidade monetária aplicada.

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{R_t}{(1+k)^t}}{I_i} \quad (3.2)$$

Onde:

R_t - Receitas de exploração no ano t (€);

I_i - Investimento inicial (€);

k - Taxa de atualização;

n - Tempo de vida útil do projeto de investimento;

Neste estudo em concreto, as receitas correspondem à diferença entre o custo das perdas antes do reforço e o custo das perdas depois do reforço. Considerou-se o valor unitário de perdas atualmente empregue pela EDP-D, 87,2 MWh/€.

Relativamente aos custos associados, considerou-se apenas o custo de instalação da linha, desprezando assim, eventuais custos de manutenção e exploração da mesma. Esta consideração foi baseada no facto da anterior linha também ter custos de manutenção, em princípio não muito diferentes dos da nova.

Assume-se também, que os custos de desmantelamento e administrativos derivados da instalação de novas linhas estão incluídos nos custos de instalação das mesmas.

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{R_t}{(1+k)^t}}{I_i} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{(E_{p(antes)} - E_{p(depois)})C_p}{(1+k)^t}}{I_i} \quad (3.3)$$

Onde:

$E_{p(antes)}$ - Energia das perdas no condutor atual (MWh);

$E_{p(depois)}$ - Energia das perdas no novo condutor (MWh);

C_p - Custo de energia das perdas (€/MWh);

I_i - Custo de instalação (€);

k - Taxa de atualização;

n - Tempo de vida útil do projeto de investimento;

3.4.2.2 - Tempo de retorno do investimento

O tempo de retorno do investimento corresponde ao tempo de retorno do investimento inicial até ao momento no qual o ganho acumulado iguala o valor deste investimento. Este critério não tem em conta os *cash flow* gerados depois do ano de recuperação, pelo que, é desaconselhável na avaliação de projetos de longa duração. Por fim, a calculo deste indicador pressupõe uma receita por período constante e o resultado deste indicador deve ser inferior ao horizonte do estudo.

$$T_r = \frac{I_i}{B_c} \quad (3.4)$$

Onde:

T_r - Tempo de retorno do investimento;

I_i - Investimento inicial (€);

B_c - Benefício em cada período (€/MWh);

Todos estes indicadores foram calculados para cada caso, destacando-se no final as soluções elegíveis, ou seja, as melhores alternativas de reforço segundo o critério Benefício/custo, ou com menor tempo de retorno do investimento, etc. Estes resultados seriam apresentados ao agente de decisão que, em face do critério adotado, optaria por uma das soluções.

Capítulo 4

Análise de Resultados

Neste capítulo são analisadas 3 redes AT, o impacto das perdas, da PRE e o impacto do reforço das linhas no longo prazo (30 anos).

Tal como descrito na secção Metodologia, os resultados apresentados neste capítulo foram obtidos com base nos seguintes passos principais:

1. Análise do diagrama de cargas relativa ao ano de 2017;
2. Simulação para cada intervalo de 15 min, ao longo do ano;
3. Organização dos dados e resultados segundo níveis de carga e de PRE;
4. Caracterização das perdas ativas para cada combinação referida no ponto anterior;
5. Identificação das linhas com perdas mais elevadas;
6. Implementação de um modelo para reforço das linhas e para análise desta medida no longo prazo.

Para além dos casos referidos nos pontos 2 e 3, também foi simulado o comportamento da rede considerando a PRE nula durante todo o ano, de modo a perceber qual o efeito global da PRE nas perdas da rede analisada.

4.1 - Simulação

De forma a estudar o impacto da PRE nas perdas da rede, o trânsito de potências é simulado tendo em conta dois cenários:

- **Cenário 1:** PRE efetivamente ocorrida, ou seja, igual ao veiculado no diagrama de cargas para todo o ano;
- **Cenário 2:** PRE igual a zero para todo o ano;

A análise destes dois cenários permitirá comparar as perdas na situação atual (que inclui PRE) com uma situação idêntica em termos de carga, mas sem PRE.

4.1.1 - Rede A

A primeira rede em análise, representa uma sub-rede da rede AT sul, localizada na região sul de Portugal. Nas figuras 4.1 e 4.2 e tabela 4.1 é possível visualizar algumas características da rede.

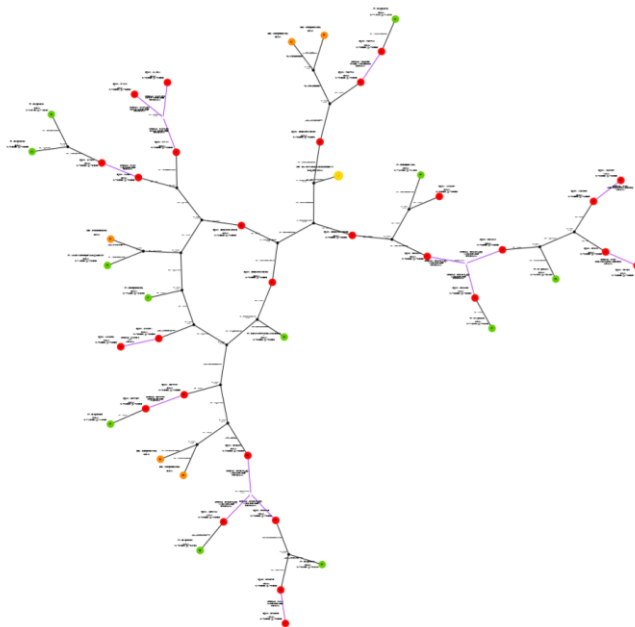


Figura 4.1 - Esquema da Rede A

Tabela 4.1 - Características da Rede A

Descrição		Fluxo inverso	
5 nós de PRE	Média: ≈ 13 MW	Máx: ≈ 55 MW	Até: ≈ 35 MW
12 nós de carga	Média: ≈ 36 MW	Máx: ≈ 75 MW	

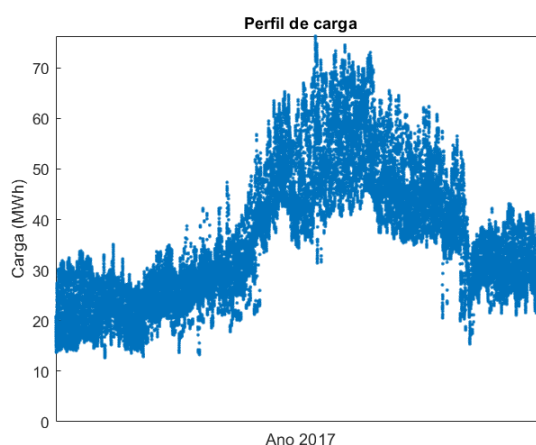


Figura 4.2 - Perfil de carga do ano de 2017 da Rede A

De acordo com a Figura 4.2, verifica-se que o perfil de carga desta rede apresenta um pico de consumo durante a época balnear. Isto pode ser explicado por, na zona do Sul país,

nesta altura do ano, existir uma elevada atividade turística. Além disso, é das zonas mais quentes e onde a proliferação de ar condicionado é mais elevada.

4.1.1.1 - Cenário 1

Neste caso é estudado o cenário em que a PRE é igual ao veiculado no diagrama de cargas da rede para o ano civil de 2017.

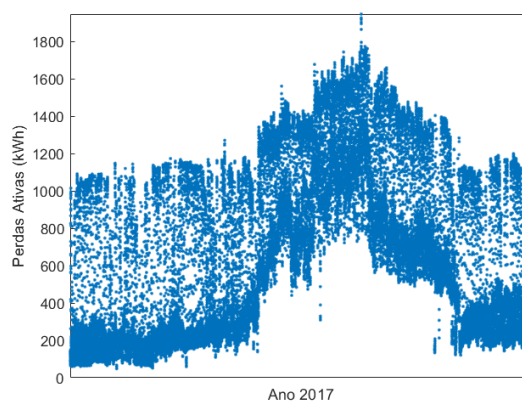


Figura 4.3 - Perfil de perdas para o ano 2017 da Rede A

Através da análise da figura 4.3, é possível aferir que a evolução das perdas ao longo do ano é similar ao perfil de carga.

Decidiu-se analisar as perdas para dois casos. Primeiro, filtrar os valores de PRE de forma ascendente e analisando as Perdas ativas em função da Carga ativa para diferentes níveis de PRE. Segundo, filtrar os valores de Carga ativa de forma ascendente e analisando as Perdas ativas em função da PRE para diferentes níveis de Carga ativa.

4.1.1.1.1 - Filtro por nível de PRE

Nesta secção é feita uma análise aos valores das perdas ativas em função da carga ativa de acordo com diferentes níveis de PRE.

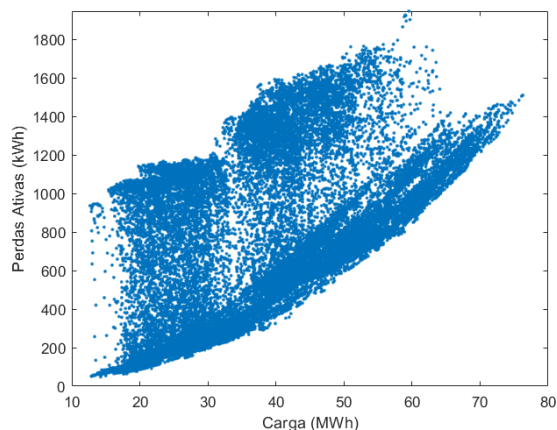


Figura 4.4 - Perdas ativas em função da Carga da Rede A

De acordo com a Figura 4.4, identifica-se uma elevada dispersão dos valores das perdas para cada nível de carga, pelo que, é efetuado de seguida uma análise para diferentes níveis de PRE. Para isso, os casos simulados foram organizados segundo níveis de PRE de 0% a 100%, em patamares de 20%.

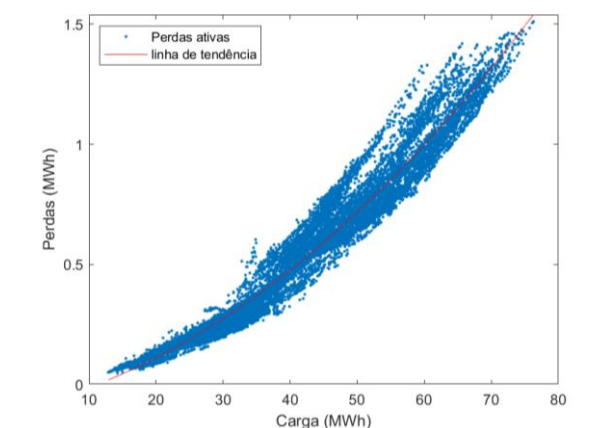


Figura 4.5 - Perdas ativas em função da Carga da Rede A (PRE entre 0% e 20%)

Quando a PRE se encontra entre 0 e 20% do seu valor máximo é possível verificar uma tendência quadrática para o aumento das perdas em função da carga, o que corresponde ao esperado num sistema sem PRE. Note-se que num condutor as perdas, $p=RI^2$, onde R representa a resistência linear e I a intensidade de corrente, aumentam quadraticamente com a corrente. Também se observa que a carga máxima solicitada se situa entre os 70 MWh e os 80 MWh.

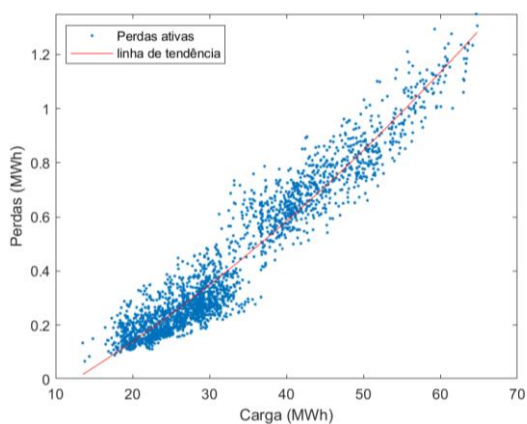


Figura 4.6 - Perdas ativas em função da Carga da Rede A (PRE entre 20% e 40%)

Quando o nível de PRE se encontra entre 20% e 40%, a relação entre as perdas e a carga, apresenta uma relação não linear, porém, menos acentuada que no caso anterior.

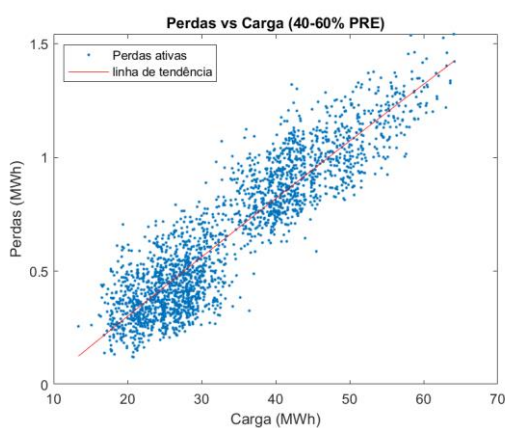


Figura 4.7 - Perdas ativas em função da Carga da Rede A (PRE entre 40% e 60%)

Para este nível de PRE, as perdas continuam a aumentar em função da carga, existe uma elevada variedade de valores de perdas e indícios de maior dispersão dos mesmos em relação aos casos apresentados anteriormente. Esta maior dispersão nos casos com mais PRE sugere que a PRE tem um grande efeito nas perdas da rede. Nota-se também que a linha de tendência é aproximadamente linear.

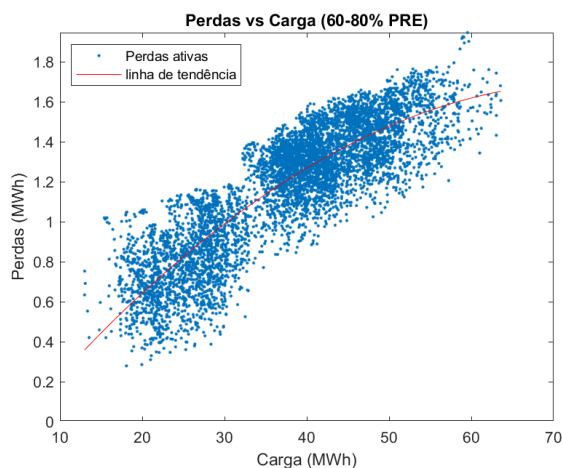


Figura 4.8 - Perdas ativas em função da Carga da Rede A (PRE entre 60% e 80%)

Para o caso da Figura 4.7, as perdas continuam a aumentar em função da carga, e, de forma geral são mais dispersas e elevadas, situando-se entre os 0,2 MWh e 2MWh. Adicionalmente, através da análise dos gráficos com níveis de PRE entre 20% e 80% verifica-se uma diminuição da carga máxima solicitada, para valores compreendidos entre os 60 MWh e os 65 MWh. Note-se que o sentido da concavidade da curva de tendência mostra sinais de inversão, o que pode indiciar que, para PRE elevada, a carga tem menos influência nas perdas.

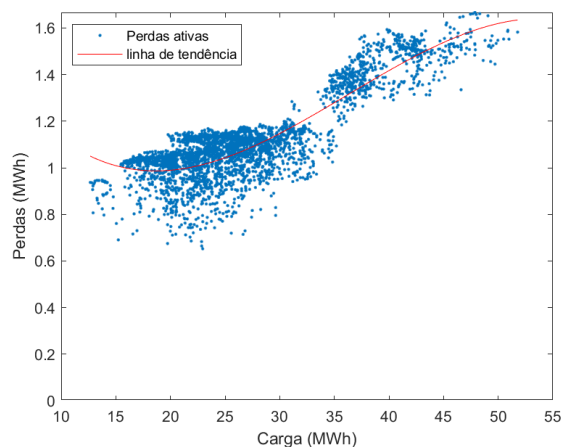


Figura 4.9- Perdas ativas em função da Carga da Rede A (PRE entre 80% e 100%)

Por último, este caso apresenta o menor intervalo do valor de perdas (entre 0,6 MWh e 1,8 MWh), e, igualmente, uma relação crescente das perdas em função da carga. Para além disso, a carga máxima diminui novamente, situando-se nos 52 MWh.

Em suma, existe uma tendência de crescimento das perdas com o aumento da PRE. As perdas ativas em função da carga apresentam maior dispersão para os níveis de PRE entre 20% e 80%, o que pode indicar que estes níveis de PRE têm elevado impacto nas perdas do sistema. Tal ocorre, pois, para um mesmo conjunto de valores de carga próximos entre si existe uma maior variedade de valores de PRE, havendo maiores perdas quanto maior a PRE e menores perdas quanto menor a PRE. O mesmo não sucede para o nível de PRE mais elevado,

visto que, a frequência com que ocorrem estes níveis ao longo do ano é diminuta. Finalmente, verifica-se que quanto maior o nível de PRE maior serão as perdas ativas absolutas em função da carga ativa.

De seguida, são analisadas as perdas ativas percentuais em função da carga ativa. As perdas percentuais são obtidas através da divisão entre as Perdas ativas (MWh) e a Carga ativa (MWh).

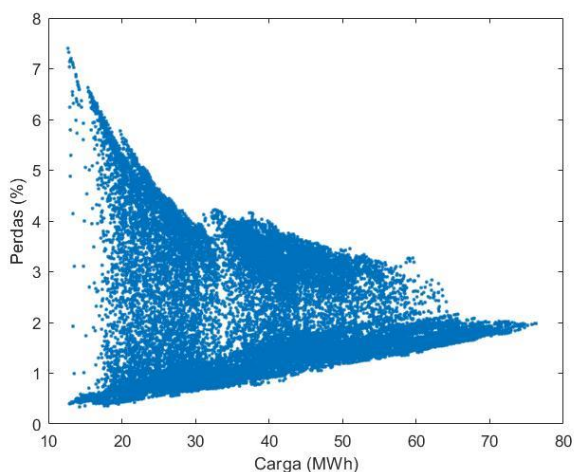


Figura 4.10 - Perdas ativas percentuais em função da Carga da Rede A

Como no caso anterior, as perdas percentuais apresentam uma elevada variedade de valores para cada nível de carga, pelo que, de igual forma, será efetuada a sua análise tendo em conta diferentes níveis de PRE. A maior dispersão ocorre para baixos valores de carga, o que indica que a PRE tem um impacto determinante nas perdas. Por exemplo, para cargas de cerca de 15 MWh, as perdas podem variar desde 0,5% até 7,5%.

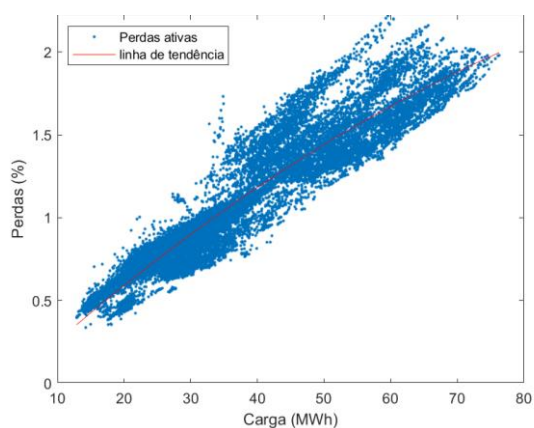


Figura 4.11 - Perdas ativas percentuais em função da Carga da Rede A (PRE entre 0% e 20%)

Pela Figura 4.11 é possível observar o aumento do valor médio das perdas percentuais à medida que a carga aumenta, assim como, uma elevada concentração de valores neste nível de PRE.

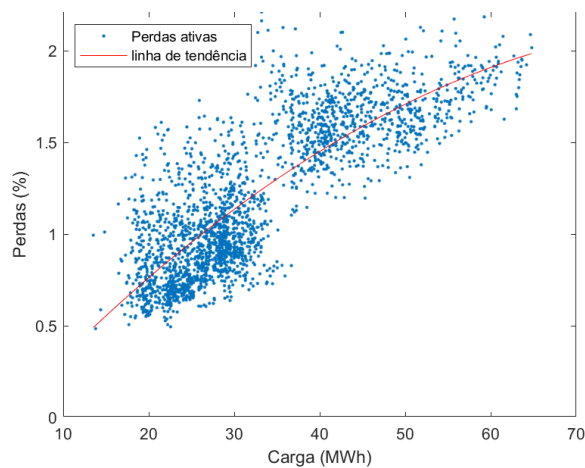


Figura 4.12 - Perdas ativas percentuais em função da Carga da Rede A (PRE entre 20% e 40%)

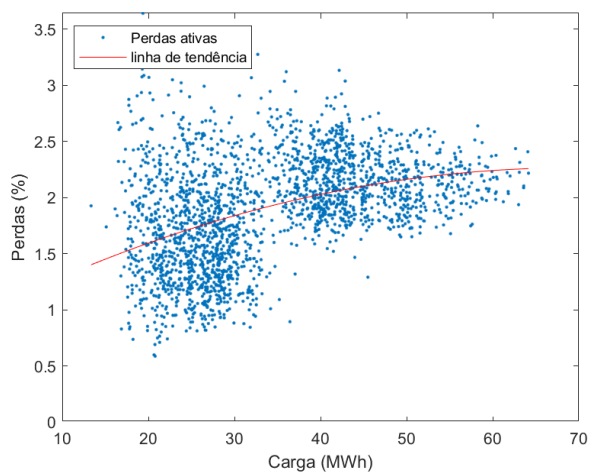


Figura 4.13 - Perdas ativas percentuais em função da Carga da Rede A (PRE entre 40% e 60%)

Através da análise das 2 figuras anteriores, afere-se que as perdas percentuais em função da carga tendem a aumentar, mas de forma menos acelerada à medida que o nível de PRE aumenta. Para além disso, existe um menor número de valores e maior dispersividade entre mesmos.

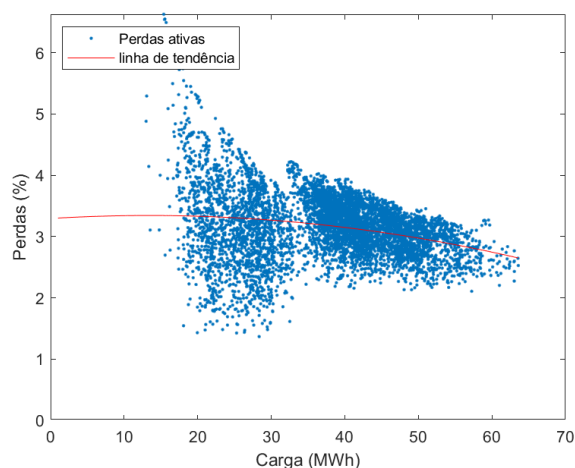


Figura 4.14 - Perdas ativas percentuais em função da Carga da Rede A (PRE entre 60% e 80%)

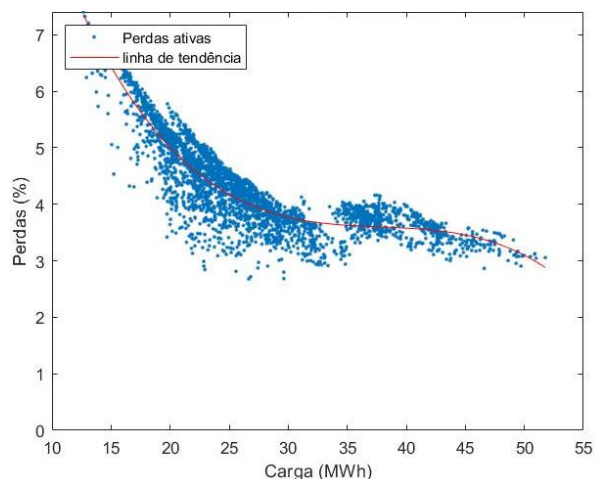


Figura 4.15 - Perdas ativas percentuais em função da Carga da Rede A (PRE entre 80% e 100%)

Por fim, de acordo com Figura 4.14, o valor médio das perdas apresenta-se mais ou menos constante à medida que a carga aumenta para os níveis de PRE compreendidos entre 60% e 80%.

Na Figura 4.15, para o nível de PRE seguinte (entre 80% e 100%), observa-se que as perdas tendem a diminuir com o aumento de carga. No entanto, observa-se um aumento substancial das perdas percentuais, com valores entre os 1% e 7% para PRE entre 60% e 80%, e valores entre os 2% e 8% para PRE entre 80% e 100%.

Em síntese, verifica-se um aumento das perdas percentuais ativas em função da carga ativa até 60% da PRE. No nível de PRE entre 60% e 80%, as perdas tendem a manter-se mais ou menos constantes, e, para os níveis de PRE entre 80% e 100% as perdas percentuais diminuem em função da carga. É de salientar que apesar das perdas percentuais diminuírem, as perdas absolutas tendem a diminuir, tal como mostrado anteriormente.

Além disso, verifica-se grande dispersão para os níveis de PRE entre 20% e 80%. Comparativamente à análise das perdas absolutas, este acontecimento é aqui bem mais evidente. Finalmente, verifica-se a diminuição da carga máxima solicitada com o aumento do nível de PRE, assim como verificado para as perdas absolutas. Da mesma forma, é possível concluir que para valores reduzidos de carga as perdas percentuais em função da carga ativa são maiores quanto maior for o nível de PRE. Para explicar este fenómeno atente-se à figura 4.16:

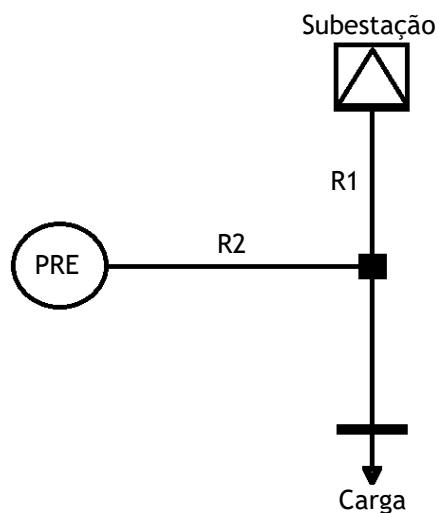


Figura 4.16 - Representação esquemática das perdas para cargas reduzidas

Neste caso, admita-se que a resistência da linha de transmissão, $R2$, que liga a PRE é muito superior à resistência da linha de transmissão, $R1$, que liga à subestação. Assim, quando a PRE é elevada, de forma a que energia produzida pela PRE possa alimentar a carga, esta tem de transitar pela linha com resistência, $R2$. Por conseguinte, no caso extremo em toda carga seja alimentada totalmente pela PRE, as perdas seriam $R2/R1$ vezes superiores ao caso em que a PRE é igual a zero.

4.1.1.1.2 - Filtro por nível de Carga

Nesta secção é feita uma análise aos valores das perdas ativas percentuais em função PRE/Carga de acordo com diferentes níveis de carga.

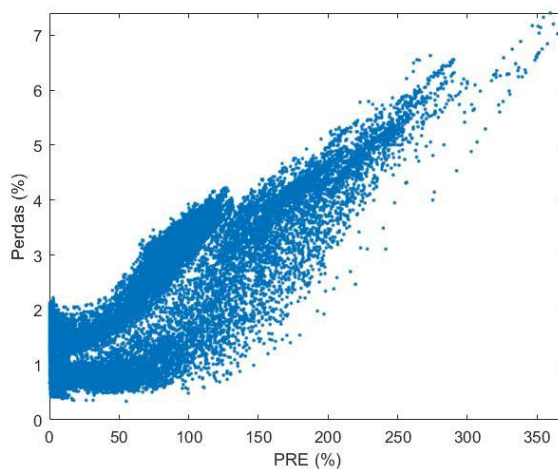


Figura 4.17 - Perdas ativas percentuais em função de PRE/Carga na Rede A

Segundo a figura anterior, verifica-se uma tendência para o crescimento das perdas em função da PRE (%). É de salientar que, a PRE (%) representa a razão entre a PRE e a Carga ativa solicitada numa determinada hora (intervalo de 15 min). Adicionalmente, para um mesmo valor de carga verifica-se uma variedade de valores de perdas percentuais, pelo que, de seguida se procede à análise destes dados, filtrando os mesmos de acordo com diferentes níveis de carga ativa.

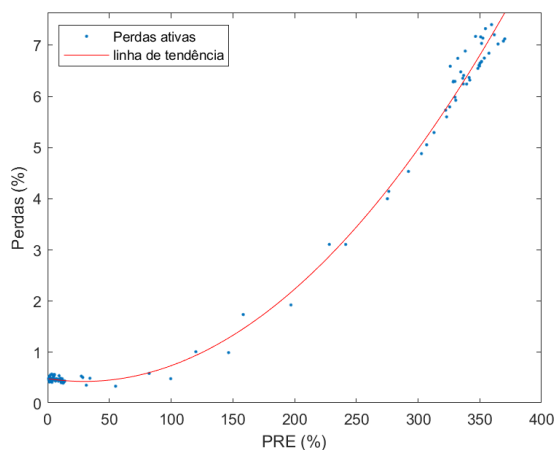


Figura 4.18 - Perdas ativas percentuais em função da PRE/Carga da Rede A (Carga entre 0% e 20%)

Para um nível de carga situado entre 0% e 20%, verificam-se perdas percentuais entre 0% e 8%, representando este o maior intervalo de perdas nos níveis de carga abordados. Neste caso, observa-se que as perdas parecem aumentar quadraticamente com PRE/Carga. Além disso, os valores de PRE apresentados chegam aos 350%, ou seja, a PRE chega a ser 3.5 vezes superior à carga solicitada.

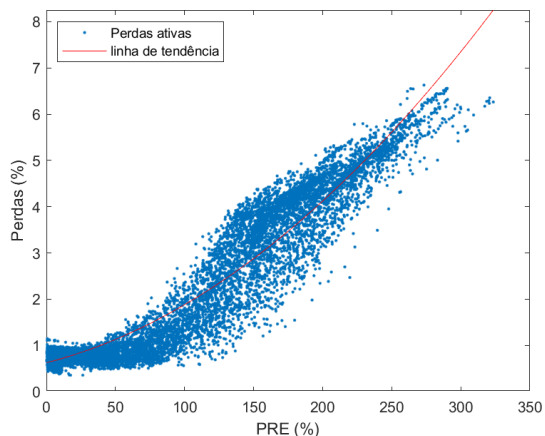


Figura 4.19 - Perdas ativas percentuais em função da PRE/Carga da Rede A (Carga entre 20% e 40%)

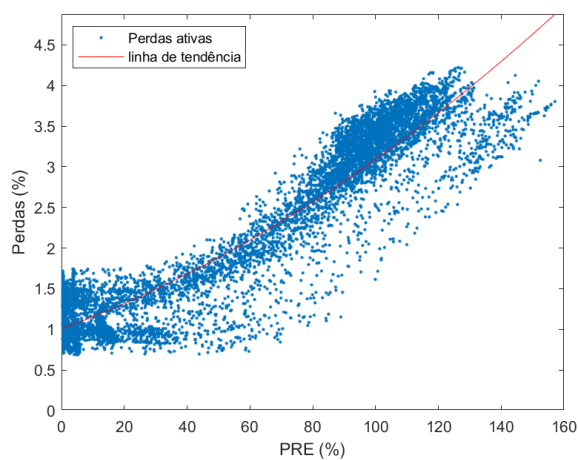


Figura 4.20 - Perdas ativas percentuais em função da PRE/Carga da Rede A (Carga entre 40% e 60%)

Para os níveis de carga das duas figuras 4.19 e 4.20, o intervalo e o valor das perdas percentuais diminuem, já que, segundo um nível de carga compreendido entre 20% e 40% as perdas percentuais variam de 0% a 7%, e, para um nível de carga entre 40% e 60% verificam-se perdas percentuais entre 0,5% e 4,5%. Observa-se também uma diminuição da PRE percentual, consequência do aumento da carga solicitada.

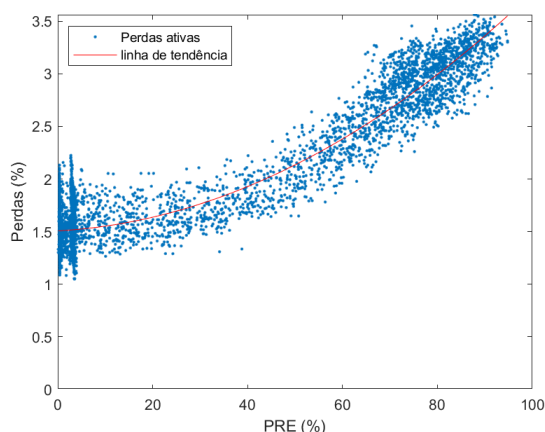


Figura 4.21 - Perdas ativas percentuais em função da PRE/Carga da Rede A (Carga entre 60% e 80%)

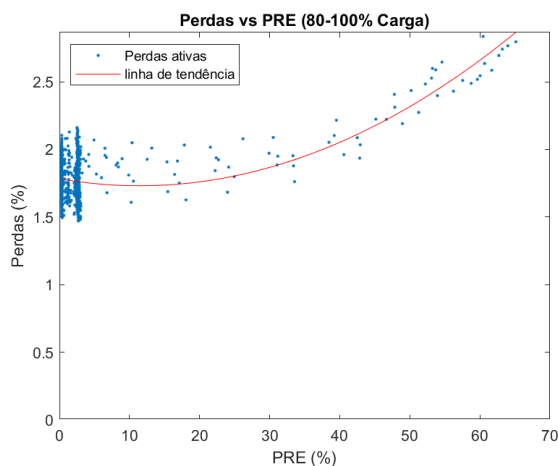


Figura 4.22 - Perdas ativas percentuais em função da PRE/Carga da Rede A (Carga entre 80% e 100%)

Segundo as figuras 4.21 e 4.22, constata-se que o intervalo de perdas percentuais continua a diminuir. Além disso, nestes dois níveis de carga observa-se que a dispersão dos resultados diminui, sendo esta diminuta no último nível de carga (entre 80% e 100%)

Em suma, verifica-se uma tendência quadrática no crescimento das perdas percentuais em função da PRE (%). Para níveis de carga muito reduzidos ou muito elevados, a quantidade de valores das perdas percentuais é mais reduzida, principalmente no último nível de carga. Tal facto, pode ser explicado por estes níveis carga serem pouco solicitados ao longo do dia, ao contrário do que acontece com níveis de carga compreendidos entre 20% e 80%, onde se verifica uma maior quantidade e variedade do valor das perdas percentuais. Finalmente, é possível observar uma diminuição do valor máximo, assim como, do intervalo dos valores das perdas percentuais em função da PRE à medida que o nível de carga aumenta.

4.1.1.2 - Cenário 2

Neste caso é estudado o cenário em que a PRE é igual a zero para todo o ano.

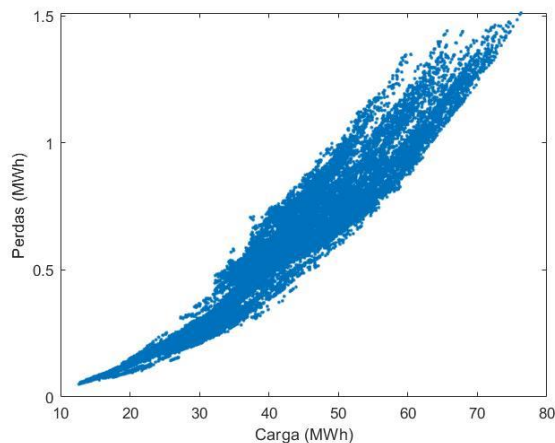


Figura 4.23 - Perdas ativas em função da Carga da Rede A

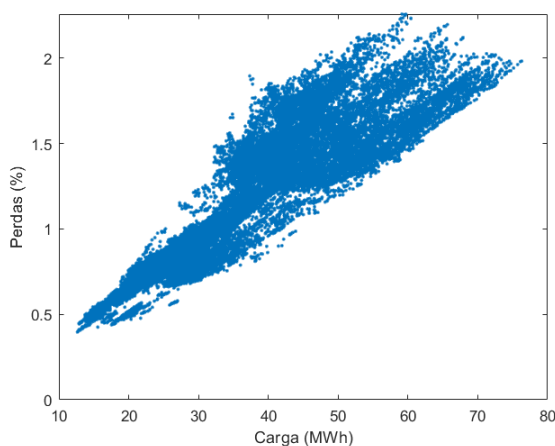


Figura 4.24 - Perdas ativas percentuais em função da Carga da Rede A

Neste caso, verifica-se que tanto o valor médio das perdas absolutas como das perdas percentuais aumenta de acordo com a carga ativa, e, os valores das perdas não são tão dispersos como no cenário anterior. Além disso, o valor percentual das perdas diminuiu consideravelmente (valores entre 0% e 2,5%) em contraste com o evidenciado no cenário 1 (valores entre 0% e 8%). Da mesma forma, as perdas absolutas diminuem de um máximo de 2 MWh para 1,6 MWh.

Tendo em conta os resultados apresentados é então possível afirmar que o impacto da PRE nesta rede é significativo.

Tabela 4.2 - Perdas totais para os cenários 1 e 2 da Rede A

	Cenário 1	Cenário 2
Perdas totais (GWh)	23,136	15,804
Perdas (% Carga)	1,85 %	1,26 %

4.1.2 - Mitigação das perdas da rede A

Tabela 27 Após a simulação da rede em estudo para os cenários anteriormente mencionados obtiveram-se os valores para as perdas nas linhas, presentes no Anexo A.

Na tabela 27 (Anexo A) é possível observar, para o cenário 1, que as linhas 31 e 65 comparativamente com as restantes linhas têm uma contribuição substancialmente mais elevada para as perdas da rede. A linha 31 representa 36,2% das perdas totais do sistema e a linha 65, 29,8% dessas mesmas perdas. A elevada contribuição destas linhas para as perdas totais da rede, que ascende aos 66%, acontece em parte devido ao elevado comprimento das linhas, como apresentado na tabela seguinte:

Tabela 4.3 - Características das linhas 31 e 65 da Rede A

Linha	Do nó	Ao nó	Comprimento (km)	R (Ω/km)	X (Ω/km)
31	47	27	25,7164	0,0833647	0,205557
65	26	67	27,7576	0,0847376	0,260584

Analogamente, no cenário 2 (PRE igual a zero), apesar da contribuição percentual para as perdas totais da rede na linha 31 ter aumentado (para 53%), as perdas absolutas mantêm-se aproximadamente iguais. Por outro lado, as perdas na linha 65 diminuem drasticamente, representando apenas 1,6% das perdas totais do sistema.

Relativamente à linha 65, esta encontra-se ligada por um dos seus nós ao ramo que faz a conexão a dois nós de produção dispersa.

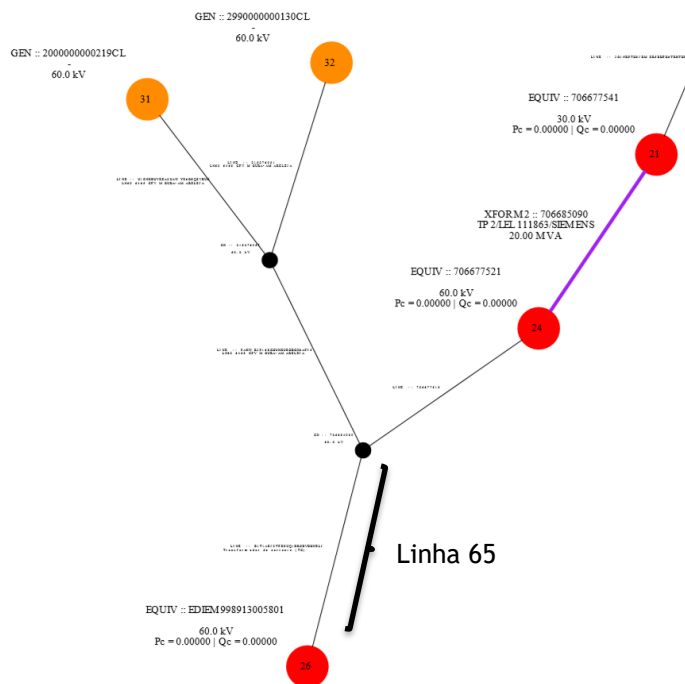


Figura 4.25 - Linha 65 da Rede A

Esta linha já fazia parte da rede antes da implementação do Sistema de PRE, pelo que, as perdas apresentadas no cenário 1 podem ser explicadas pelo aumento significativo do fluxo de potência como consequência da presença dos nós de PRE.

Por fim, verifica-se que as perdas totais deste sistema no cenário 1, são 46,4% superiores em relação ao cenário 2, pelo que, é possível afirmar que a PRE tem largo impacto nas perdas totais do sistema.

4.1.3 - Reforço de linhas

4.1.3.1 - Rede A

As perdas totais do sistema no:

- **Cenário 1** têm um custo de 2, 017 M€;
- **Cenário 2** têm um custo de 1, 378 M€;

Para o cálculo do custo das perdas em cada cenário foi considerado um custo de perdas de 87,2€/MWh². A diferença do custo entre os dois cenários, representa um custo de perdas para o sistema de 0,639 M€. Deste modo, após identificadas as linhas com maiores perdas (linhas 31 e 65), procedeu-se à implementação de um modelo para reforço das linhas, e, por conseguinte, efetuou-se uma avaliação económica de cada uma das alternativas de reforço através do cálculo do rácio benefício/custo e do tempo de retorno do investimento, tendo em vista o impacto no longo prazo (30 anos).

Tabela 4.4 - Descrição das perdas e do custo das perdas por cenário das linhas 31 e 65 da Rede A

Linha	Do nó	Ao nó	Cenário 1			Cenário 2		
			Perdas (GWh)	Perdas (% Valor total)	Custo das perdas (€)	Perdas (GWh)	Perdas (% Valor total)	Custo das perdas (€)
31	47	27	8,382	36%	731k	8,388	53%	731k
65	26	67	6,892	30%	600k	0,288	2%	22k

De forma a reduzir as perdas nas linhas, é necessário diminuir a resistência (R) das linhas. As linhas em análise são linhas aéreas, assim sendo, no estabelecimento de novos traçados de linhas aéreas AT considera-se a utilização de condutores do tipo AA - Alumínio-Aço. Consequentemente, tendo em conta as características das linhas a reforçar, optou-se por estudar as seguintes alternativas de reforço para ambas as linhas:

² Valor indicado pela EDP-D correspondente à valia unitária das perdas

Tabela 4.5 - Características dos cabos para reforço das linhas 31 e 65 da Rede A

ID	Cabo	R (Ω /km)	X (Ω /km)	Custo	
				Linha (€/km)	Apoios terminais (€)
1	60_AA_D325_A_G1G130	0,0594	0,1920	42 000,00 €	90 000 €
2	60_AA_D485_A_G1G130	0,03728	0,01851	60 900,00 €	135 000 €
3	60_AA_DG325_A_G1G130	0,03015	0,1326	73 500,00 €	162 000 €
4	60_AA_D325_A_V1G130 (2 ternos)	0,0299	0,9325	90 000,00 €	42 000 €

4.1.3.1.1 - Rácio benefício/custo

O rácio benefício/custo é um indicador que mede a relação entre o benefício resultante do projeto para redução das perdas e o custo desse projeto. O cálculo desta relação tem em conta a avaliação económica do projeto ao longo de 30 anos, pelo que, é incorporada a valorização temporal do dinheiro durante este período. O rácio deve ser maior que 1 para o investimento ser aceitável, sendo que quanto maior o rácio melhor será considerado o investimento.

Tabela 4.6 - Rácio benefício/custo para as novas linhas 31 e 65 da Rede A

ID	Cabo	linha 31	Linha 65
1	60_AA_D325_A_G1G130	3,24	2,58
2	60_AA_D485_A_G1G130	4,28	3,32
3	60_AA_DG325_A_G1G130	4,10	3,17
4	60_AA_D325_A_V1G130	3,59	2,76

Pela observação da tabela 4.6 verifica-se que para ambas as linhas, o cabo 2 apresenta a melhor relação benefício/custo. No entanto, o cabo 3 também apresenta um bom rácio benefício/custo. Aliás, este cabo tem maior impacto na redução das perdas na linha (ver Tabela 28 do anexo A). A razão do seu rácio ser ligeiramente inferior, deve-se ao facto de o custo de investimento inicial ser superior. O mesmo acontece com o cabo 4, que,

de todas as opções é a que mais contribui para a redução das perdas, porém, apresenta o maior custo de investimento de entre todas as alternativas de reforço. Os dados utilizados para o cálculo deste indicador encontram-se na Tabela 29 e Tabela 30 do anexo A.

4.1.3.1.2 - Tempo de retorno do investimento

O tempo de retorno do investimento é um indicador que mostra o tempo necessário para recuperar o investimento efetuado no projeto, para redução das perdas, e começar a lucrar efetivamente com a operação. Da mesma forma que no indicador do rácio benefício/custo, é

tida em consideração a valorização temporal do dinheiro ao longo de um período de 30 anos. Os dados utilizados para o cálculo de indicador encontram-se na Tabela 29 e Tabela 30 do anexo A.

Tabela 4.7 - Tempo de retorno do investimento para as novas linhas 31 e 65 da Rede A

ID	Cabo	linha 31 (anos)	Linha 65 (anos)
1	60_AA_D325_A_G1G130	6,41	8,33
2	60_AA_D485_A_G1G130	4,68	6,24
3	60_AA_DG325_A_G1G130	4,89	6,55
4	60_AA_D325_A_V1G130	5,68	7,65

Pela observação da tabela 4.7, o cabo 2 é o que apresenta menor tempo de retorno do investimento para ambas as linhas. Do mesmo modo que no indicador do rácio benefício/custo, este seria o melhor investimento a realizar, apesar de não ser aquele que mais impacto tem na redução das perdas. Deste modo, se em 2017 estas alternativas de reforço estivessem em serviço, seria possível reduzir o valor das perdas totais de rede em 37%.

Tabela 4.8 - Perdas totais com reforço das linhas 31 e 65 da Rede A em 2017

	Antes do reforço	Depois do reforço
Perdas totais (GWh)	23,136	14,639
Poupança (€)	740k	

4.2.1 - Rede B

A segunda rede em análise, representa uma sub-rede da rede AT Tejo, localizada na região Tejo de Portugal. Nas figuras 4.26 e 4.27 e tabela 4.9 é possível visualizar algumas características da rede.

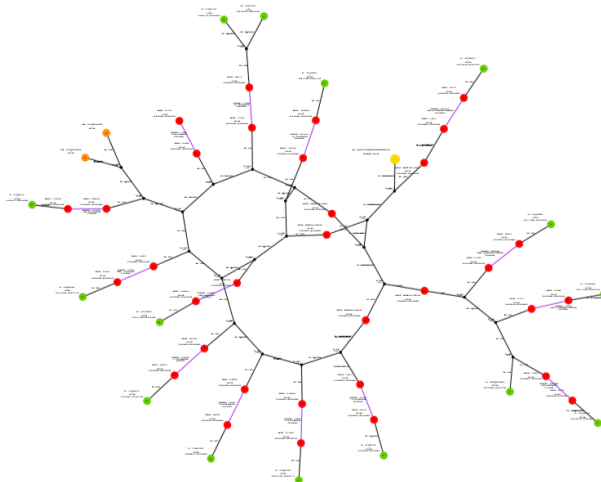


Figura 4.26 - Esquema da Rede B

Tabela 4.9 - Características da Rede B

Descrição			Fluxo inverso
2 nós de PRE	Média: ≈ 7 MW	Máx: ≈ 30 MW	Até: ≈ 20 MW
15 nós de carga	Média: ≈ 78 MW	Máx: ≈ 145 MW	

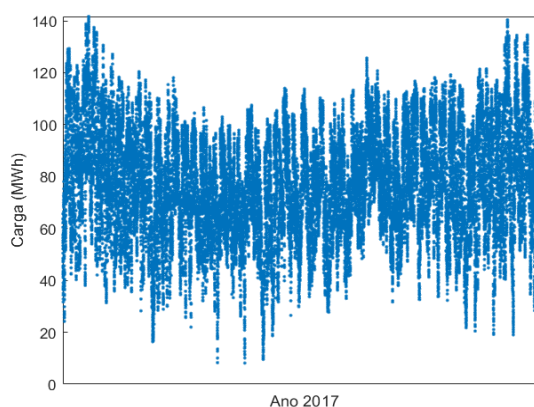


Figura 4.27 - Perfil de carga do ano de 2017 da Rede B

De acordo com a Figura 4.27, verifica-se que o perfil de carga desta rede mantém-se mais ou menos homogêneo ao longo do ano.

4.2.1.1 - Cenário 1

Neste caso é estudado o cenário em que a PRE é igual ao veiculado no diagrama de cargas da rede para o ano civil de 2017.

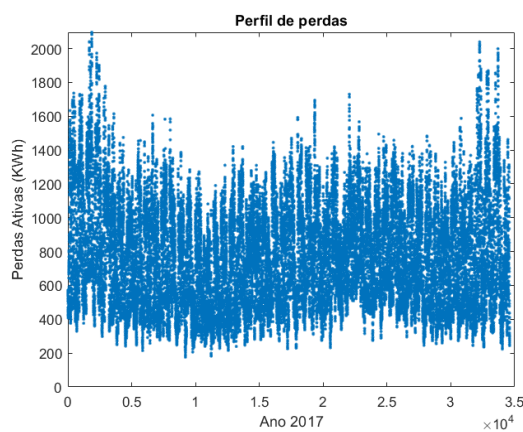


Figura 4.28 - Perfil de perdas para o ano 2017 da Rede B

Através da análise da figura 4.28, é possível aferir que a evolução das perdas ao longo do ano é similar ao perfil de carga.

Como na rede anterior, decidiu-se analisar as perdas para dois casos. Primeiro, filtrar os valores de PRE de forma ascendente e analisando as Perdas ativas em função da Carga ativa para diferentes níveis de PRE. Segundo, filtrar os valores de Carga ativa de forma ascendente e analisando as Perdas ativas em função da PRE para diferentes níveis de Carga ativa.

4.2.1.1.1 - Filtro por nível de PRE

Nesta secção é feita uma análise aos valores das perdas ativas em função da carga ativa de acordo com diferentes níveis de PRE.

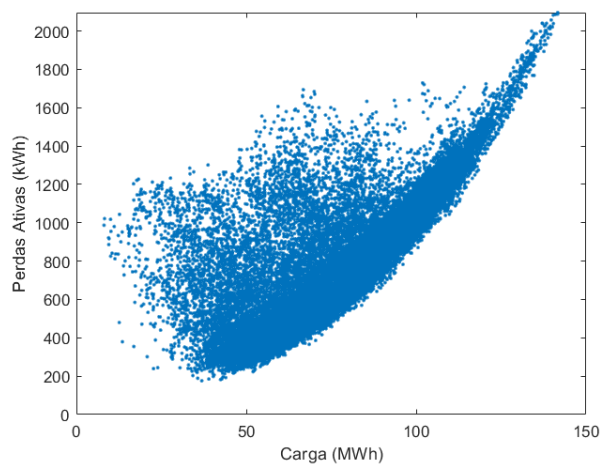


Figura 4.29 - Perdas ativas em função da Carga da Rede B

De acordo com a Figura 4.29, tal como no caso da rede A, identifica-se uma elevada dispersão dos valores das perdas para cada nível de carga, pelo que, é efetuado de seguida uma análise para diferentes níveis de PRE.

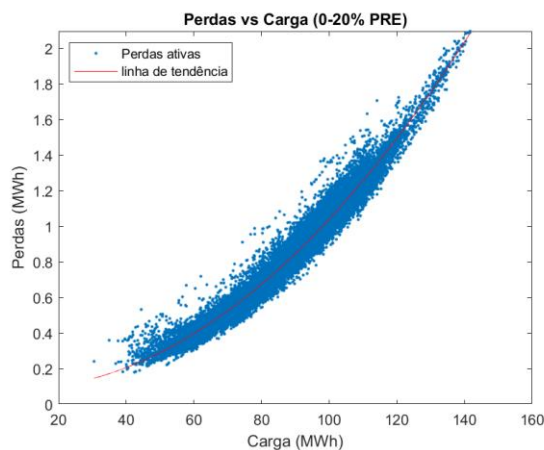


Figura 4.30 - Perdas ativas em função da Carga da Rede B (PRE entre 0% e 20%)

Quando a PRE se encontra entre 0 e 20% do seu valor máximo é possível verificar uma tendência quadrática para o aumento das perdas em função da carga, o que corresponde ao esperado num sistema sem PRE, tal como verificado também na rede anteriormente analisada. Além disso, a carga máxima solicitada situa-se em torno dos 140 MWh e existem perdas compreendidos entre os 0 e 2,2 MWh.

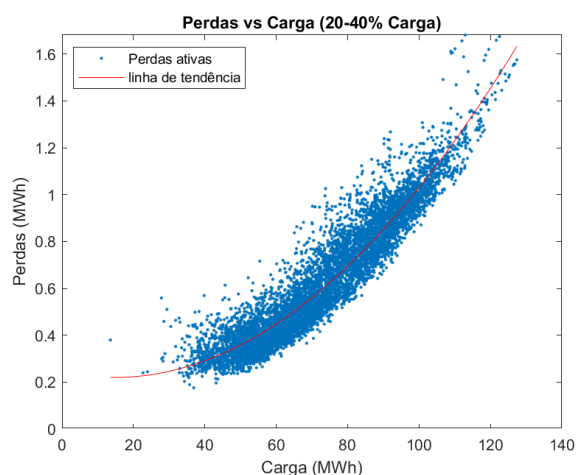


Figura 4.31 - Perdas ativas em função da Carga da Rede B (PRE entre 20% e 40%)

No caso em que o nível de PRE se encontra entre 20% e 40%, a relação entre as perdas e a carga, apresenta uma tendência quadrática mais acentuada para o aumento das perdas em função da carga relativamente ao caso anterior.

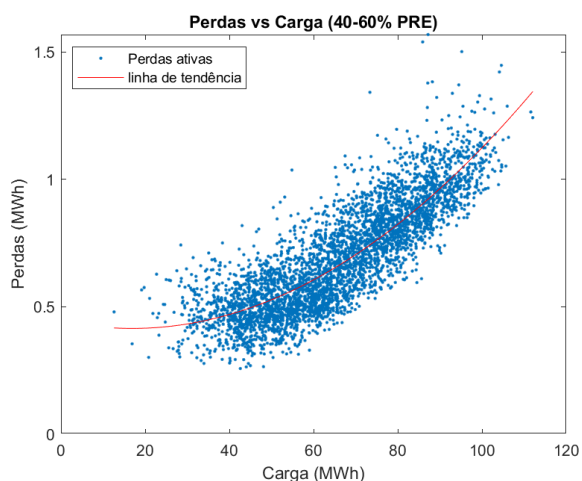


Figura 4.32 - Perdas ativas em função da Carga da Rede B (PRE entre 40% e 60%)

Para o nível de PRE apresentado na figura 4.32, as perdas continuam a aumentar de forma quadrática em função da carga, e, existe maior variedade e dispersão dos valores das perdas.

Esta maior dispersão, como já vimos anteriormente, nos casos com maior nível PRE sugere que esta tem um grande efeito nas perdas da rede.

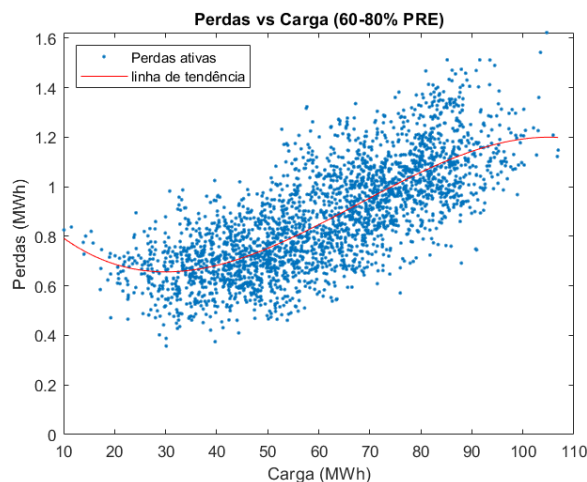


Figura 4.33 - Perdas ativas em função da Carga da Rede B (PRE entre 60% e 80%)

Para o caso da Figura 4.33, as perdas continuam a aumentar em função da carga, e, de forma geral são mais dispersas, situando-se entre os 0,3 MWh e 1,6 MWh.

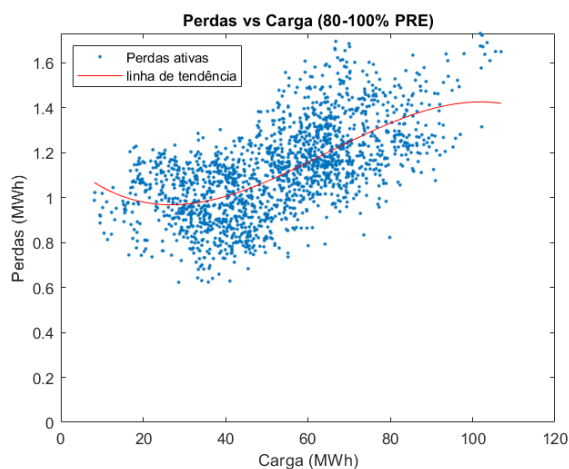


Figura 4.34- Perdas ativas em função da Carga da Rede B (PRE entre 80% e 100%)

Por último, este caso apresenta o menor intervalo do valor de perdas (entre 0,6 MWh e 1,7 MWh), e, igualmente, uma relação crescente das perdas em função da carga. Para além disso, verifica-se que desde os 20% de PRE a carga máxima para cada nível de PRE tem vindo a diminuir, situando-se neste último nível nos 110 MWh. Da mesma forma, constata-se que o valor médio das perdas também aumentou.

Em suma, existe uma tendência de crescimento das perdas com o aumento da PRE. Nos níveis de PRE compreendidos entre 0% e 60%, a relação das perdas com a carga é evidentemente quadrática, o que seria expectável numa rede sem PRE, pelo que, este fator revela que o impacto de PRE nesta ordem de grandeza não é tão significativo como no caso da

rede anterior. Esta constatação pode ser suportada pelo facto de que esta rede contém apenas dois nós de PRE.

Por outro lado, as perdas ativas em função da carga apresentam uma dispersão crescente à medida que o nível de PRE aumenta, o que indica que os níveis de PRE mais elevados têm maior impacto nas perdas do sistema.

Finalmente, verifica-se que quanto maior o nível de PRE mais elevadas serão as perdas ativas absolutas em função da carga ativa, assim como, quanto maior o nível de PRE menor é a carga solicitada.

De seguida, procede-se à análise das perdas ativas percentuais em função da carga ativa.

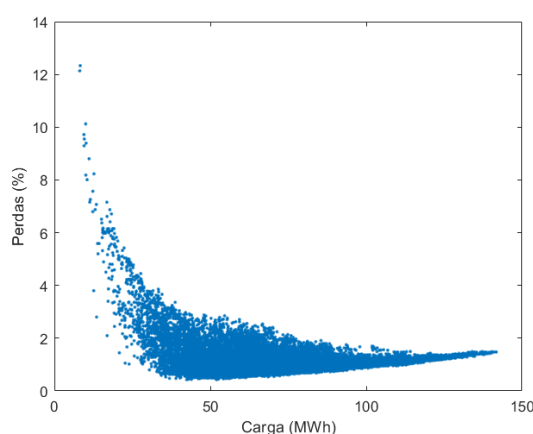


Figura 4.35 - Perdas ativas percentuais em função da Carga da Rede B

Através da Figura 4.35 é possível aferir que, para cargas reduzidas as perdas percentuais são mais elevadas, existindo, igualmente, maior variedade de valores das mesmas. Por conseguinte, tal como anteriormente, é efetuada uma análise tendo em conta diferentes níveis de PRE.

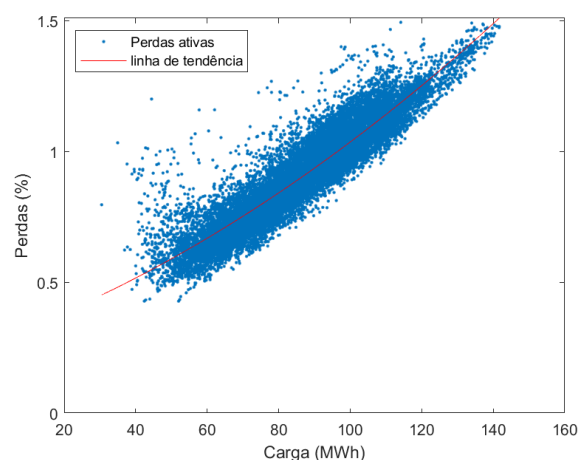


Figura 4.36 - Perdas ativas percentuais em função da Carga da Rede B (PRE entre 0% e 20%)

Pela figura 4.36 é possível observar o aumento do valor médio das perdas percentuais à medida que a carga aumenta, assim como, uma elevada concentração de valores ao longo da linha de tendência.

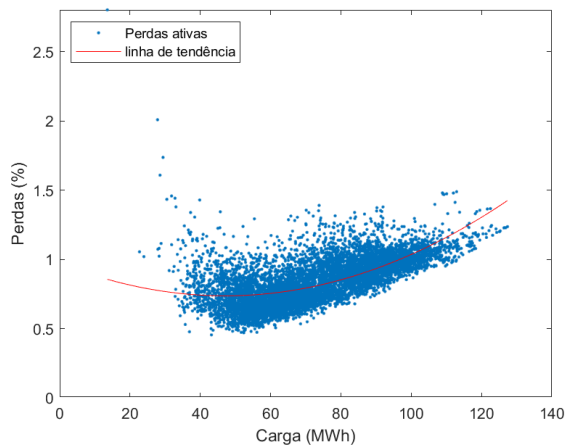


Figura 4.37 - Perdas ativas percentuais em função da Carga da Rede B (PRE entre 20% e 40%)

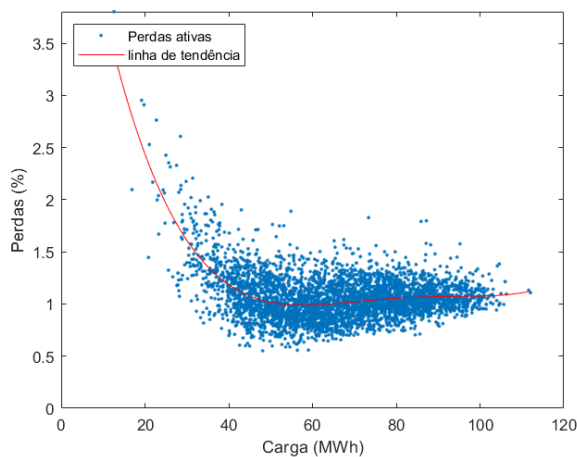


Figura 4.38 - Perdas ativas percentuais em função da Carga da Rede B (PRE entre 40% e 60%)

Através da análise da Figura 4.37, observa-se que as perdas continuam a aumentar em função da carga, mas de forma muito menos acentuada. Por outro lado, de acordo com a Figura 4.38, as perdas para cargas reduzidas são mais elevadas e tendem a diminuir em função da carga até próximo de uma carga equivalente a 50 MWh, valor a partir do qual estas se mantêm mais ou menos constantes. Nota-se ainda um aumento na dispersão dos casos com o aumento do nível de PRE.

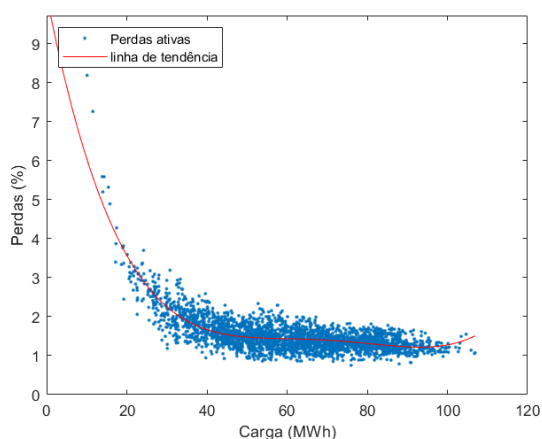


Figura 4.39 - Perdas ativas percentuais em função da Carga da Rede B (PRE entre 60% e 80%)

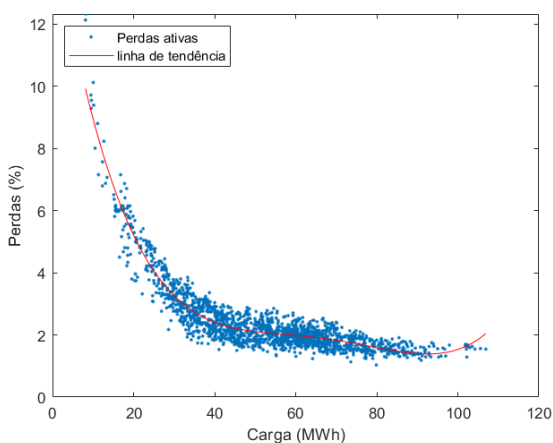


Figura 4.40 - Perdas ativas percentuais em função da Carga da Rede B (PRE entre 80% e 100%)

Por fim, de acordo com as figuras 4.39 e 4.40, o valor médio das perdas apresenta-se novamente mais elevado para cargas reduzidas. As perdas tendem a diminuir de uma forma acentuada em função da carga. Por último, é de lembrar que, apesar das perdas percentuais diminuírem, as perdas absolutas aumentam.

Em síntese, verifica-se um aumento das perdas percentuais ativas em função da carga ativa até 40% da PRE. Para o nível de PRE compreendido entre 40% e 60% observam-se elevadas perdas percentuais para cargas reduzidas, diminuindo estas de forma exponencial com a carga, fenómeno este já explicado no caso da rede anteriormente estudada. Para os níveis de PRE compreendidos entre 60% e 100% observam-se os mesmos acontecimentos mencionados no nível de PRE anterior, no entanto, a linha de tendência é mais acentuada.

Por fim, verifica-se que para valores reduzidos de carga as perdas percentuais em função da carga ativa são maiores quanto maior for o nível de PRE.

4.2.1.1.2 - Filtro por nível de Carga

Nesta secção é feita uma análise aos valores das perdas ativas percentuais em função PRE/Carga de acordo com diferentes níveis de carga.

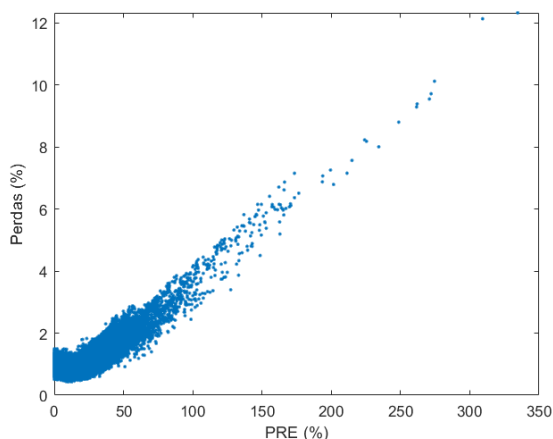


Figura 4.41 - Perdas ativas percentuais em função de PRE/Carga da Rede B

Segundo a figura 4.41, verifica-se uma tendência para o crescimento das perdas em função da PRE/Carga e grande parte das perdas ocorrem quando a PRE é menor que carga. Comparativamente com a Rede A, a dispersão de valores das perdas (%) em função da PRE/Carga é bastante inferior. Este facto sugere desde já que o impacto da PRE nesta rede é reduzido.

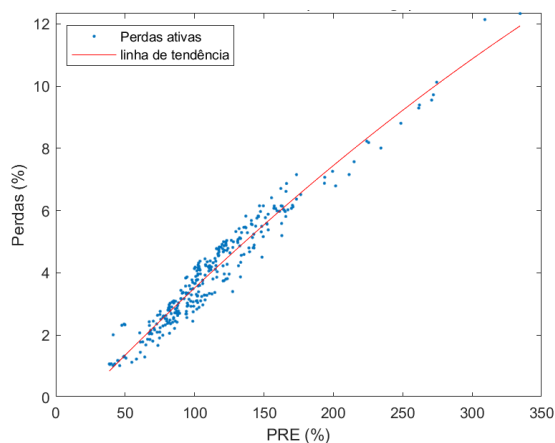


Figura 4.42 - Perdas ativas percentuais em função da PRE/Carga da Rede B (Carga entre 0% e 20%)

Segundo a Figura 4.42 afere-se que, para um nível de carga situado entre 0% e 20%, apresentam-se perdas percentuais entre 0% e 12%, o maior intervalo de perdas entre os níveis de PRE abordados. As perdas percentuais aumentam quase linearmente em função da PRE/Carga e o número de casos nesta faixa é reduzido, o que indica que a carga solicitada durante o ano é poucas vezes inferior a 20% da carga total. Além disso, os valores de PRE apresentados atingem os 300%.

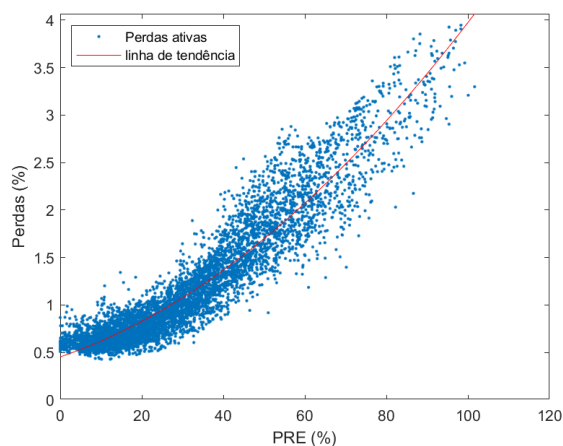


Figura 4.43 - Perdas ativas percentuais em função da PRE/Carga da Rede B (Carga entre 20% e 40%)

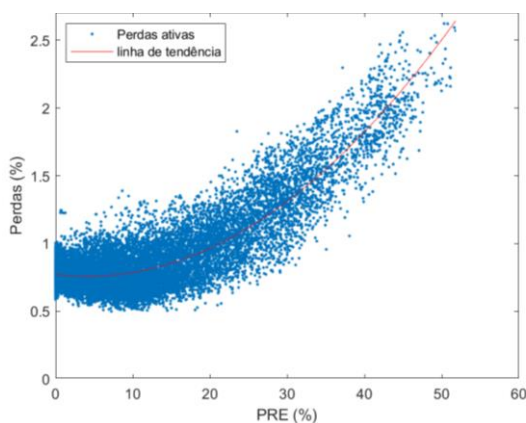


Figura 4.44 - Perdas ativas percentuais em função da PRE/Carga da Rede B (Carga entre 40% e 60%)

Para os níveis de carga das figuras 4.43 e 4.44, o intervalo e o valor das perdas percentuais diminuem, já que, segundo um nível de carga compreendido entre 20% e 40% as perdas percentuais variam de 0% a 4%, e, para um nível de carga entre 40% e 60% verificam-se perdas percentuais entre 0,4% e 3%, e, estas crescem quadraticamente em função da carga. Observa-se ainda um aumento significativo da quantidade de casos, assim como da sua dispersão. Além disso, verifica-se uma diminuição da PRE percentual, consequência do aumento da carga solicitada.

Por fim, a quantidade e dispersão dos valores das perdas percentuais aumentou bastante relativamente ao primeiro nível de carga considerado.

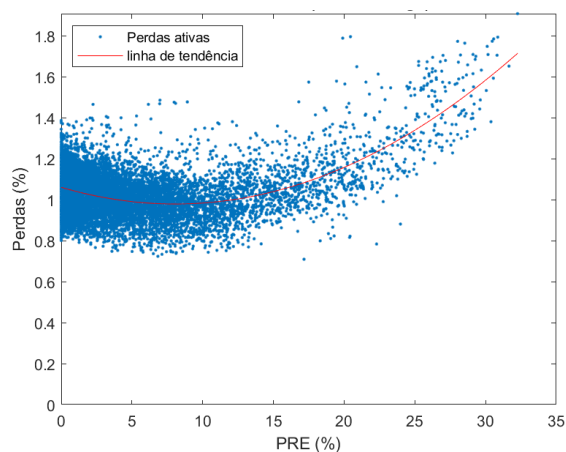


Figura 4.45 - Perdas ativas percentuais em função da PRE/Carga da Rede B (Carga entre 60% e 80%)

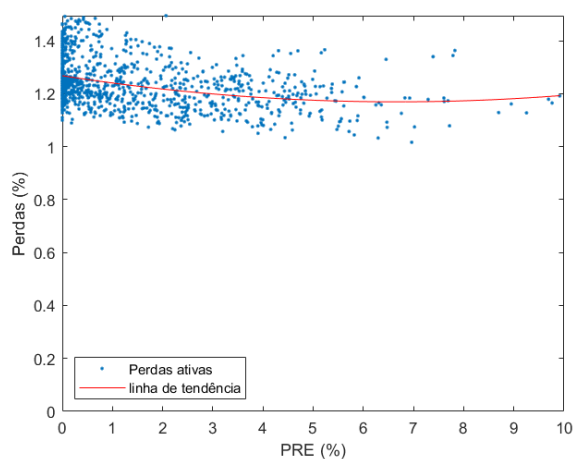


Figura 4.46 - Perdas ativas percentuais em função da PRE/Carga da Rede B (Carga entre 80% e 100%)

Através da análise das figuras 4.45 e 4.46, constata-se que o intervalo de perdas percentuais continua a diminuir. Além disso, observa-se um aumento com tendência quadrática das perdas percentuais em função da PRE para o nível de carga entre 60% e 80%, e, a quantidade de valores das perdas percentuais diminui significativamente para o nível de carga entre 80% e 100%. Complementarmente, neste último nível de carga o valor médio das perdas percentuais em função da carga mantém-se mais ou menos constante.

Em suma, verifica-se um crescimento das perdas percentuais em função da PRE/Carga até aos 80% de carga, com tendência evidentemente quadrática entre os 20% e 60%, o que sugere que nestes níveis de carga a PRE tem mais impacto nas perdas da rede. No último nível de carga as perdas percentuais mantêm-se mais ou menos constantes. Para níveis de carga muito reduzidos ou muito elevados, a quantidade de casos é mais reduzida, sendo bastante baixa para um nível de carga inferior a 20%. Tal facto, como já referido anteriormente, é explicado por estes níveis de carga serem pouco comuns ao longo do ano, ao contrário do que acontece com níveis de carga compreendidos entre 20% e 80%, onde se verifica uma maior quantidade e variedade do valor das perdas percentuais.

Finalmente, é possível observar uma diminuição do valor máximo, assim como, do intervalo dos valores das perdas percentuais em função da PRE/Carga à medida que o nível de carga aumenta. Consta-se ainda uma diminuição da PRE/Carga máxima à medida que a carga aumenta, sendo este no último nível de carga bastante reduzido ($\approx 10\%$).

4.2.1.2 - Cenário 2

Neste caso é estudado o cenário em que a PRE é igual a zero para todo o ano, fazendo uma análise às perdas ativas absolutas e percentuais em função da carga ativa.

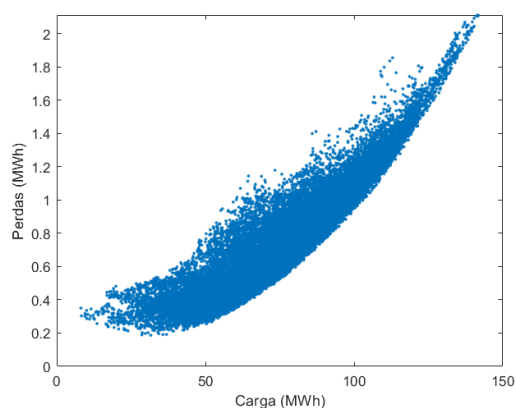


Figura 4.47 - Perdas ativas em função da Carga da Rede B

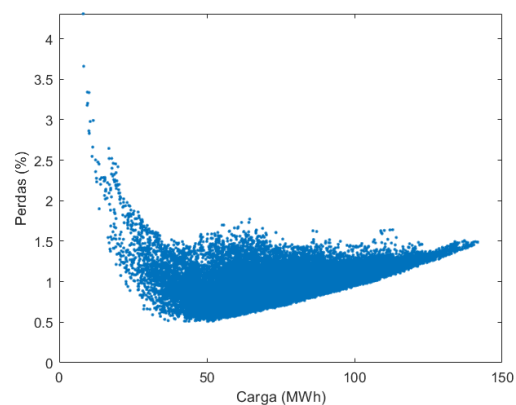


Figura 4.48 - Perdas ativas percentuais em função da Carga da Rede B

Neste cenário, verifica-se que o valor médio das perdas absolutas em função da carga aumenta segundo uma linha de tendência quadrática e a dispersão dos valores é relativamente reduzida, porém, os valores atingidos pelas perdas mantêm-se inalteráveis (entre 0,1 MWh e 2,3 MWh). No que diz respeito às perdas percentuais, relativamente ao cenário anterior, verifica-se novamente elevadas perdas percentuais para cargas reduzidas. Note-se que, pela figura 4.48, o valor máximo das perdas é inferior a 4 % em comparação com o cenário anterior (13%). Consequentemente, o valor médio das perdas ativas percentuais em

A linha 68 localiza-se numa zona da rede em que existem outras redes que se encontram a jusante (ou pontos de ligação a outras redes) e que são modelizadas como cargas nas saídas das subestações AT/MT e a montante encontra-se a malha da rede AT. Desta forma, ao contrário do que se verificou com a linha 65 na Rede A, na presente rede não há uma influência direta da PRE no aumento das perdas, até porque os dois nós de PRE desta rede nem se encontram no ramal em que se encontra a linha.

Verifica-se que as perdas totais deste sistema no cenário 1, são apenas 2% superiores em relação ao cenário 2, pelo que, a PRE tem impacto na rede, mas este não é significativo. O aumento das perdas na linha 68 no cenário 2 verifica-se também na maior parte das outras linhas da rede. Desta forma, o aumento das perdas totais do sistema no cenário 1 relativamente ao cenário 2 é justificado pelas perdas nas linhas 75 e 33.

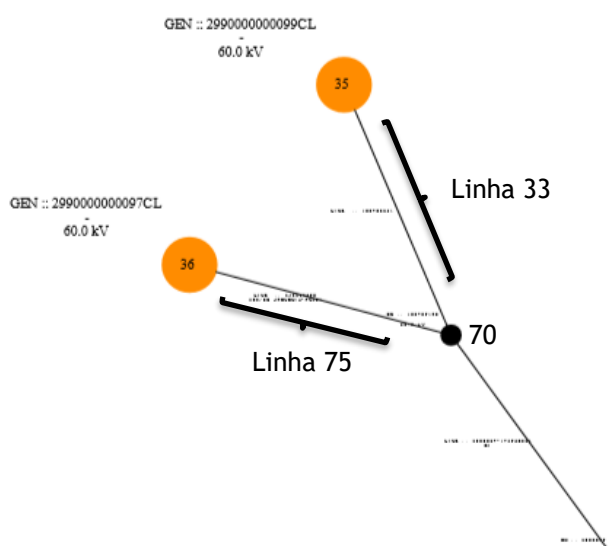


Figura 4.50 - Linha 33 e 75 da Rede B

Os nós 35 e 36 visualizados na figura acima representam a produção distribuída (PRE) na rede e as linhas 33 e 75 fazem a conexão dos nós 35 e 36, respetivamente, ao nó 70. Note-se, que a jusante do nó 70 temos um troço de ligação à rede e não uma linha de transmissão (aspeto mencionado no capítulo 3). Como é de esperar no cenário 2, como a PRE é igual a zero estas linhas não têm influência nas perdas do sistema. Assim, o aumento das perdas no cenário 1 deve-se exclusivamente às perdas nestas linhas. Contudo, a contribuição destas linhas para as perdas totais da rede não é significativa, como é possível observar na seguinte tabela:

Tabela 4.12 - Perdas nas linhas 33 e 65 da Rede B no cenário 2

	Do nó	Ao nó	Perdas (% Valor total)	Perdas (MWh)
Linha 33	36	76	2,7 %	713,0
Linha 75	35	70	0,6 %	165,5

4.2.3 - Reforço das linhas

4.2.3.1 - Rede B

As perdas totais do sistema no:

- Cenário 1 têm um custo de 2,345 M€;
- Cenário 2 têm um custo de 1,298 M€;

Para o cálculo do custo das perdas em cada cenário foi considerado um custo de perdas de 87,2€/MWh. A diferença do custo entre os dois cenários, representa um custo de perdas para o sistema de 46m €. A linha 68 foi identificada como sendo aquele que mais contribui para as perdas do sistema. Deste modo, procedeu-se à implementação de um modelo para reforço das linhas.

Tabela 4.13 - Descrição das perdas e do custo das perdas por cenário da linha 68 da Rede B

Linha	Do nó	Ao nó	Cenário 1			Cenário 2		
			Perdas (GWh)	Perdas (% Valor total)	Custo das perdas (€)	Perdas (GWh)	Perdas (% Valor total)	Custo das perdas (€)
68	59	34	7,478	27,8%	652k	7,478	28,4	652k

De forma a reduzir as perdas nas linhas, é necessário diminuir a resistência (R) das linhas. Como as linhas em análise são linhas aéreas, considera-se a utilização de condutores do tipo AA-Alumínio-Aço. Desta forma, optou-se por estudar as seguintes alternativas de reforço para ambas a linhas:

Tabela 4.14 - Características dos cabos para reforço da linha 68 da Rede B

ID	Cabo	R (Ω /km)	X (Ω /km)	Custo	
				Linha (€/km)	Apoios terminais (€)
2	60_AA_D485_A_G1G130	0,03728	0,01851	60 900,00 €	135 000 €
3	60_AA_DG325_A_G1G130	0,03015	0,1326	73 500,00 €	162 000 €
4	60_AA_D325_A_V1G130 (2 ternos)	0,0299	0,9325	90 000,00 €	42 000 €

4.2.3.1.1 - Rácio benefício/custo

O rácio benefício/custo para as diferentes alternativas de reforço são apresentados na tabela 4.15.

Tabela 4.15 - Rácio benefício/custo para a nova linha 68 da Rede B

ID	Cabo	Linha 68
2	60_AA_D485_A_G1G130	2,6
3	60_AA_DG325_A_G1G130	3,5
4	60_AA_D325_A_V1G130	3,2

Pela observação da tabela anterior verifica-se que para a linha 68 o cabo 3 apresenta a melhor relação benefício/custo. No entanto, o cabo 4 também apresenta um bom rácio benefício/custo, mas apresenta um elevado investimento inicial. Como mencionado anteriormente, o cabo 4 é o que apresenta maior impacto na redução das perdas na linha devido a sua reduzida resistência linear. Desta forma, se o cabo 4 estivesse em serviço para a linha identificada durante o ano de 2017 isso representaria uma redução de perdas na ordem dos 11%.

Tabela 4.16 - Perdas totais com reforço em 2017 da Rede B

	Antes do reforço	Depois do reforço
Perdas totais (GWh)	26,895	24,059
Poupança (€)	247k	

4.2.3.1.2 - Tempo de retorno do investimento

O tempo de retorno do investimento para cada uma das alternativas de reforço é apresentada na tabela 4.17.

Tabela 4.17 - Tempo de retorno do investimento para a nova linha 68 da Rede B

ID	Cabo	linha 31 (anos)
2	60_AA_D485_A_G1G130	8,3
3	60_AA_DG325_A_G1G130	5,8
5	60_AA_D325_A_V1G130	6,4

Pela observação da Tabela 4.17, o cabo 3 é o que apresenta menor tempo de retorno do investimento para a linha 68. Do mesmo modo que no indicador do rácio benefício/custo, este seria o melhor investimento a realizar, apesar de não ser aquele que mais impacto tem na redução das perdas.

4.3.1 - Rede C

A Terceira rede em análise, da mesma forma que a rede A, representa uma sub-rede da rede AT Sul, localizada na região sul de Portugal. Nas figuras 4.51 e 4.52 e tabela 4.18 é possível visualizar algumas características da rede.



Figura 4.51 - Esquema da Rede C

Tabela 4.18 - Características da Rede C

Descrição			Fluxo inverso
6 nós de PRE	Média: ≈ 40 MW	Máx: ≈ 120 MW	Até: ≈ 100 MW
10 nós de carga	Média: ≈ 48 MW	Máx: ≈ 75 MW	

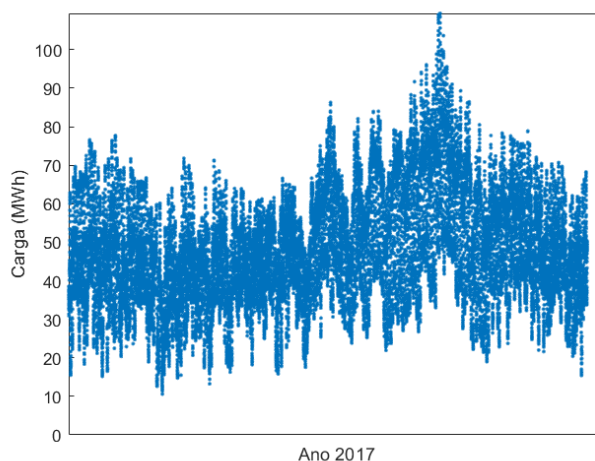


Figura 4.52 - Perfil de carga do ano de 2017 da Rede C

Segundo a Figura 4.52, observa-se um pico de consumo por altura do verão, explicado pelas razões já mencionados no caso da rede A.

4.3.1.1 - Cenário 1

Neste caso é estudado o cenário em que a PRE é igual ao veiculado no diagrama de cargas da rede para o ano civil de 2017.

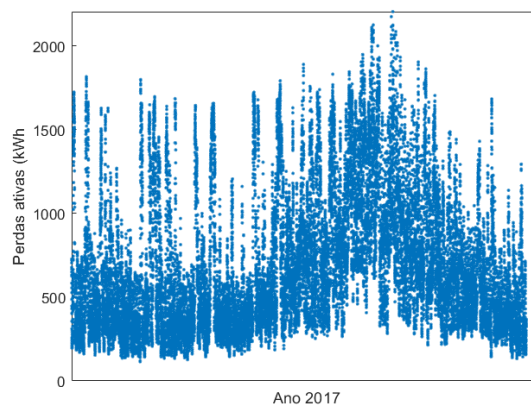


Figura 4.53 - Perfil de perdas para o ano 2017 da Rede C

Pela análise da figura anterior, verifica-se, como já é de esperar, que a evolução das perdas ao longo do ano é similar ao perfil de carga.

Como nas redes anteriores, as perdas são analisadas para dois casos. Primeiro, filtrar os valores de PRE de forma ascendente e analisando as Perdas ativas em função da Carga ativa para diferentes níveis de PRE. Segundo, filtrar os valores de Carga ativa de forma ascendente e analisando as Perdas ativas em função da PRE para diferentes níveis de Carga ativa.

4.3.1.1.1 - Filtro por nível de PRE

Nesta secção é feita uma análise aos valores das perdas ativas em função da carga ativa de acordo com diferentes níveis de PRE.

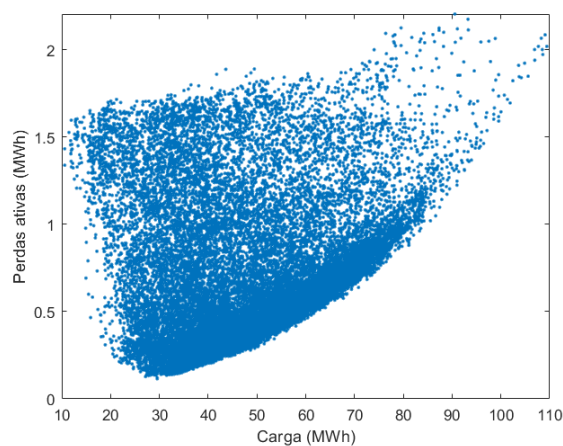


Figura 4.54 - Perdas ativas em função da Carga da Rede C

Através da Figura 4.54, tal como verificado nos casos anteriores, identifica-se uma elevada dispersão dos valores das perdas absolutas para cada nível de carga.

De acordo com análise das perdas para diferentes níveis de PRE observa-se um comportamento similar ao das redes já analisadas. Para toda a PRE as perdas absolutas em função da carga tendem a aumentar. Primeiro, para um nível de PRE entre 0% e 20%, crescem de forma tendencialmente quadrática e apresentam valores muito concentrados ao longo da linha de tendência.

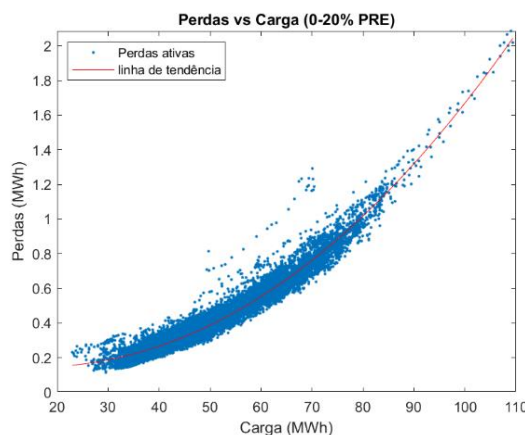


Figura 4.55 - Perdas ativas em função da Carga da Rede C (PRE entre 0% e 20%)

A partir do nível de 20% de PRE nota-se uma maior dispersão de resultados, sendo esta culminante para o nível de PRE entre 60% e 80%. Como já referido, uma elevada dispersão de perdas em função da carga é um indicativo da influência da PRE nas perdas da rede.

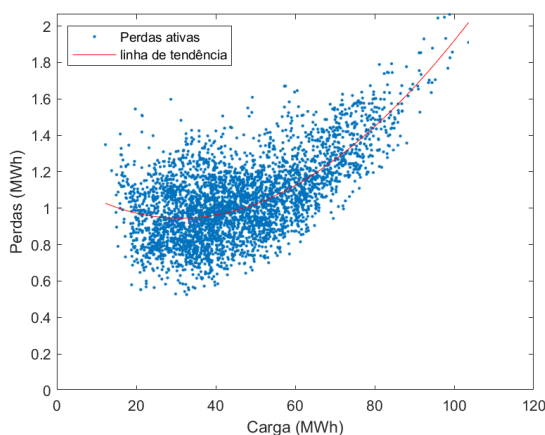


Figura 4.56 - Perdas ativas em função da Carga da Rede C (PRE entre 60% e 80%)

Pela observação das figuras 4.55 e 4.56 verifica-se também que os intervalos compreendidos pelas perdas tende a diminuir em função do nível de PRE, ou seja, o valor das perdas absolutas torna-se mais ou menos constante à medida que a PRE aumenta. Da mesma forma, com o aumento do nível de PRE a carga máxima diminui, assim, existem menos casos que incluem simultaneamente cargas elevadas e PRE elevada.

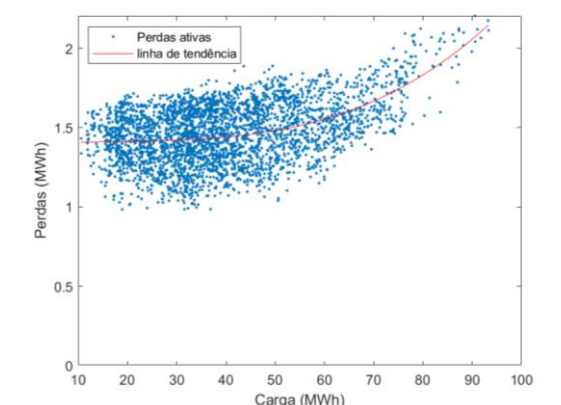


Figura 4.57 - Perdas ativas em função da Carga da Rede C (PRE entre 80% e 100%)

Por fim, com o complemento da figura 4.57 verifica-se que com o aumento do nível de PRE a carga máxima diminui, assim, existem menos casos que incluem simultaneamente cargas elevadas e PRE elevada.

No que diz respeito às perdas percentuais em função da carga, para um nível de PRE entre 0% e 20% as perdas tendem a aumentar segundo uma linha tendência aproximadamente linear. No nível de PRE seguinte, presente na figura 4.58, verifica-se que o valor das perdas sofre uma inversão do seu crescimento passando estas a seguirem uma linha de tendência de forma parabólica e concavidade virada para baixo.

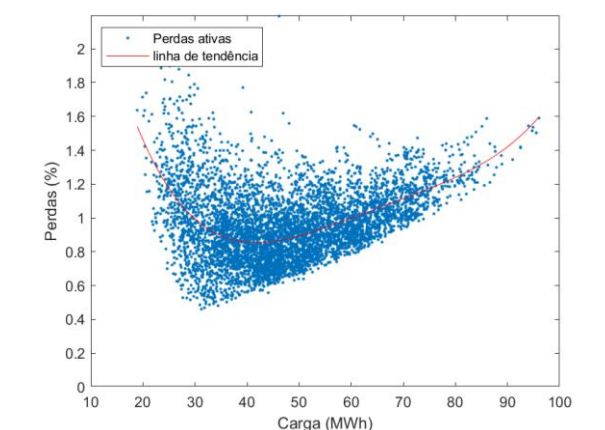


Figura 4.58 - Perdas ativas percentuais em função da Carga da Rede C (PRE entre 20% e 40%)

A partir de 40% do nível máximo de PRE as perdas em função da carga tendem a diminuir. Esta diminuição ocorre segundo uma linha de tendência quadrática e verifica-se mais acentuada à medida que o nível de PRE aumenta.

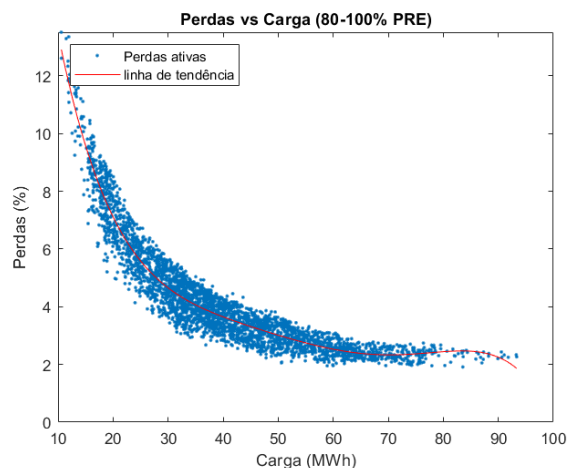


Figura 4.59 - Perdas ativas percentuais em função da Carga da Rede C (PRE entre 80% e 100%)

Finalmente, afere-se que quanto maior é o nível de PRE maior são as perdas percentuais ativas, e, com exceção ao primeiro nível de PRE verificam-se também mais elevadas para cargas reduzidas.

4.3.1.1.2 - Filtro por nível de Carga

Nesta secção é feita uma análise aos valores das perdas ativas percentuais em função PRE/Carga de acordo com diferentes níveis de carga.

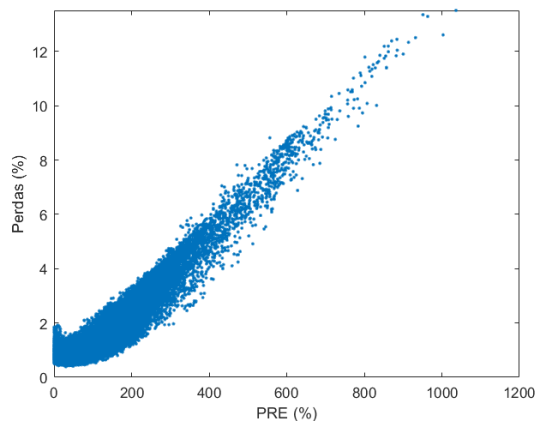


Figura 4.60 - Perdas ativas percentuais em função de PRE/Carga da Rede C

Através da Figura 4.60, identifica-se um crescimento das perdas percentuais ativas em função da carga. Segundo a análise das perdas para diferentes níveis de PRE observa-se um comportamento similar ao das redes já analisadas.

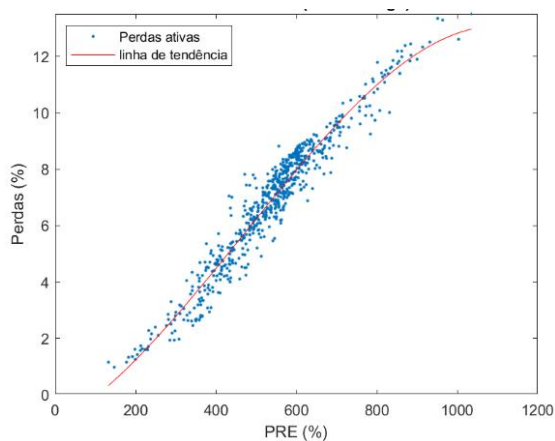


Figura 4.61 - Perdas ativas percentuais em função da PRE/Carga da Rede C (Carga entre 0% e 20%)

Tanto para o primeiro (figura 4.61) como para o último nível de carga, existe um menor número de casos de perdas relativamente aos restantes níveis. Como já referido anteriormente, isto deve-se ao facto de os níveis de carga muito reduzidos e/ou muito elevados serem poucas vezes solicitados ao longo do ano em comparação com os restantes níveis.

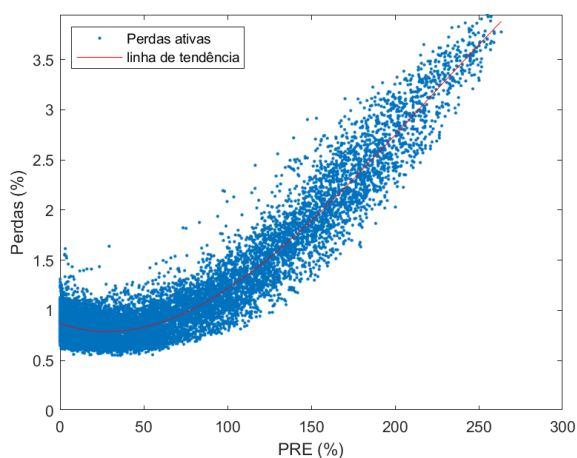


Figura 4.62 - Perdas ativas percentuais em função da PRE/Carga da Rede C (Carga entre 40% e 60%)

Adicionalmente, a linha de tendência toma uma tendência quadrática a partir de 20% de PRE, mais acentuada quando o nível de PRE se situa entre os 20% e os 80%, como verificado pela figura 4.62. A partir daqui é possível deduzir que a PRE tem um impacto significativo nas perdas da rede nestes níveis de carga. Observa-se também que a percentagem da carga que é alimentado pela PRE diminui à medida que o nível de carga aumenta, ou seja, existem mais casos em que a PRE é menor do que a carga, do que aqueles em que a PRE é maior que a carga, como seria de esperar.

4.3.1.2 - Cenário 2

Neste caso é estudado o cenário em que a PRE é igual a zero para todo o ano, fazendo uma análise às perdas ativas absolutas e percentuais em função da carga ativa.

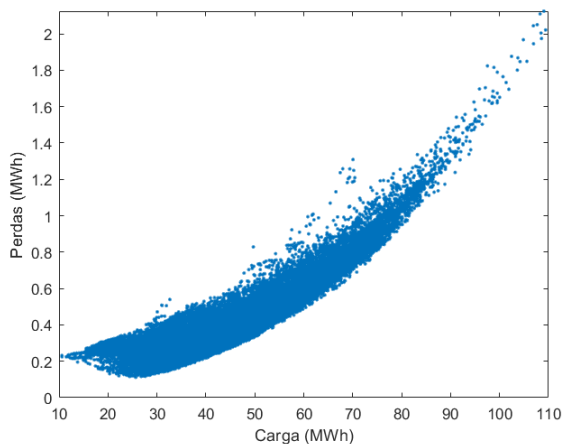


Figura 4.63 - Perdas ativas em função da Carga da Rede C

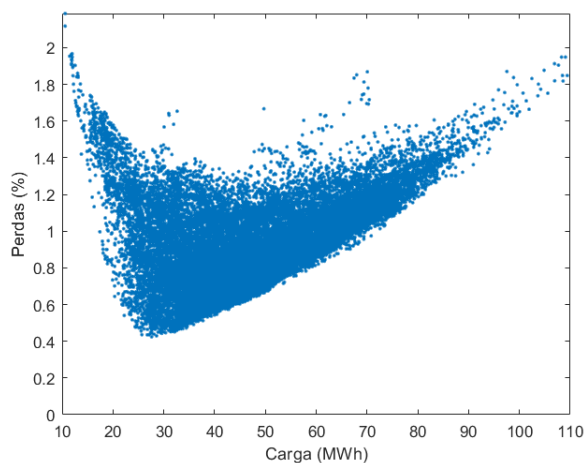


Figura 4.64 - Perdas ativas percentuais em função da Carga da Rede C

Neste cenário, de acordo com as figuras 4.63 e 4.64 observa-se um caso muito similar também às redes anteriores, as perdas absolutas tendem a aumentar de forma quadrática em função da carga. Relativamente às perdas percentuais verifica-se que o valor médio destas em função da carga evolui de forma exponencial segundo duas fases, na primeira (mais acentuada) as perdas são elevadas para cargas reduzidas e tendem a diminuir até ≈ 28 MWh de carga, e, numa segunda fase tendem a aumentar. De forma geral as perdas são bastante inferiores ao cenário 1.

Finalmente, tendo em conta os resultados apresentados é então possível afirmar que a PRE tem elevado impacto nesta rede, como é possível verificar pela seguinte tabela:

Tabela 4.19 - Perdas totais para os cenários 1 e 2 da Rede C

	Cenário 1	Cenário 2
Perdas totais (GWh)	19,646	13,147
Perdas (% Carga)	1,41 %	0,94 %

4.3.2 - Mitigação de perdas na rede C

De acordo com a análise resultante da simulação dos cenários em estudo, verifica-se que, para o cenário 1, a linha 49 comparativamente com as restantes linhas é a que mais contribui para as perdas da rede. Esta linha representa 30,4% das perdas totais do sistema, sendo que a segunda linha que mais contribui para as perdas da rede representa 9% das perdas totais. O seu elevado comprimento e resistência linear são dois fatores que contribuem para estes números.

Tabela 4.20 - Perdas nas linhas 49 da Rede C no cenário 1

	Do nó	Ao nó	Perdas (% Valor total)	Perdas (MWh)
Linha 49	47	57	30,4 %	5974,852

Tabela 4.21 - Características da linha 49 da Rede C

Linha	Do nó	Ao nó	Comprimento (km)	R (Ω /km)	X (Ω /km)
49	47	57	24,043	0,180034	0,560087

A linha 49 localiza-se numa zona da rede em que liga três nós de PRE à rede AT, pelo que, na simulação do cenário 2 esta linha não tem influência nas perdas totais do sistema. Esta linha faz a ligação do nó 57, que por sua vez está ligado ao nó de PRE número 27, ao nó 47. Mais a montante temos uma ligação do nó 56 ao 57, e a este último nó ligam-se os nós de PRE número 28 e 30.

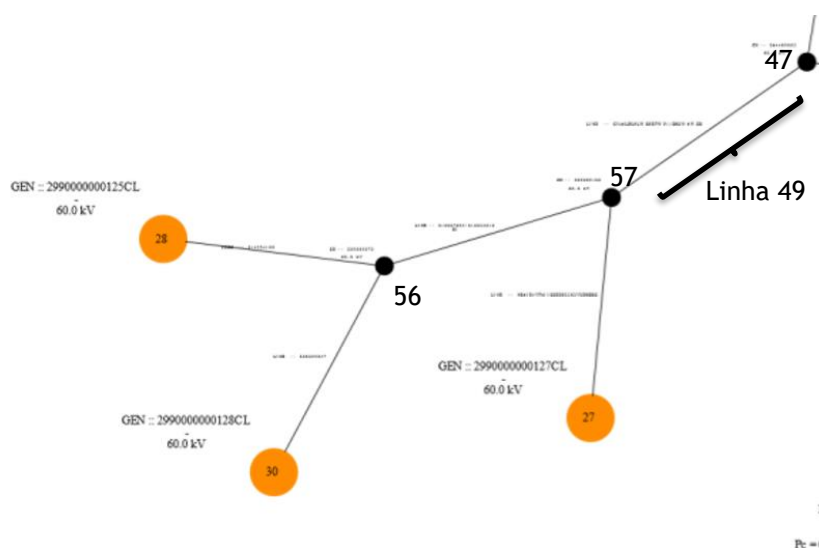


Figura 4.65 - Linha 49 da Rede C

É de relembrar, como referido no capítulo 3, que nem todas as ligações entre nós representam linhas de transmissão, sendo que neste caso a única linha de transmissão é o troço que faz a ligação do 47 ao 57. Desta forma, a linha 49 é único meio pelo qual a potência gerada pelo sistema de PRE pode alimentar as cargas da rede, e, consequentemente apresenta-se como a linha que mais influência tem nas perdas totais da rede.

Por fim, verifica-se que as perdas totais deste sistema no cenário 1, são 49% superiores em relação ao cenário 2. Deste modo, verifica-se que a PRE tem um impacto significativo para nas perdas totais da rede, o que em termos de custo é bastante dispendioso.

4.3.3 - Reforço das linhas

4.3.3.1 - Rede C

As perdas totais do sistema no:

- Cenário 1 têm um custo de 1, 713 M€;
- Cenário 2 têm um custo de 1, 146 M€;

Para o cálculo do custo das perdas em cada cenário foi considerado um custo de perdas de 87,2€/MWh. A diferença do custo entre os dois cenários, representa um custo de perdas para o sistema de 566m €. Assim, identificada a linha que mais contribui para as perdas do sistema procede-se então à implementação de um modelo para reforço da linha.

Tabela 4.22 - Descrição das perdas e do custo das perdas por cenário na linha 49 da Rede C

Linha	Do nó	Ao nó	Cenário 1			Cenário 2		
			Perdas (GWh)	Perdas (% Valor total)	Custo das perdas (€)	Perdas (GWh)	Perdas (% Valor total)	Custo das perdas (€)
49	57	47	5974,852	30,4%	521m	-	-	-

Por conseguinte, tendo em conta as características das linhas a reforçar, optou-se por estudar as seguintes alternativas de reforço para a linha 49:

Tabela 4.23 - Características dos cabos para reforço 49 da Rede C

ID	Cabo	R (Ω /km)	X (Ω /km)	Custo	
				Linha (€/km)	Apoios terminais (€)
1	60_AA_D325_A_G1G130	0,0594	0,1920	42 000 €	90 000 €
2	60_AA_D485_A_G1G130	0,03728	0,01851	60 900 €	135 000 €
3	60_AA_DG325_A_G1G130	0,03015	0,1326	73 500 €	162 000 €
4	60_AA_D325_A_V1G130 (2 ternos)	0,0299	0,9325	90 000 €	42 000 €
5	60_AA_D160_A_G1G120	0,1151	0,1980	36 000 €	70 000 €
6	60_AA_325_A_G1G130	0,11810	0,3660	29 000 €	60 000 €

4.3.3.1.1 - Rácio benefício/custo

Nesta secção são apresentados os rácios benefício/custo para as diversas alternativas de reforço.

Tabela 4.24 - Rácio benefício/custo para a nova linha 49 da Rede C

ID	Cabo	linha 49
1	60_AA_D325_A_G1G130	3,6
2	60_AA_D485_A_G1G130	4,3
3	60_AA_DG325_A_G1G130	5,7
4	60_AA_D325_A_V1G130	4,7
5	60_AA_D160_A_G1G120	4,1
6	60_AA_325_A_G1G130	3,5

Pela observação da tabela 4.24 verifica-se que o cabo número 3 apresenta a melhor relação benefício/custo, logo, seria a melhor alternativa de reforço. Como já referido anteriormente, o cabo que maior impacto tem na redução das perdas é o cabo número 4, porém, devido ao seu elevado custo, num horizonte de 30 anos o cabo número 3 é a melhor escolha.

4.3.3.1.2 - Tempo de retorno do investimento

Nesta secção é apresentado tempo de retorno do investimento para as diversas alternativas de reforço.

Tabela 4.25 - Tempo de retorno do investimento para a nova linha 49 da Rede C

ID	Cabo	linha 49 (anos)
1	60_AA_D325_A_G1G130	5,6
2	60_AA_D485_A_G1G130	4,7
3	60_AA_DG325_A_G1G130	3,4
4	60_AA_D325_A_V1G130	4,3
5	60_AA_D160_A_G1G120	4,9
6	60_AA_325_A_G1G130	5,7

Pela observação da tabela 4.25 para a rede C, o cabo 3 é o que apresenta menor tempo de retorno investimento para linha 49. Do mesmo modo que no indicador do rácio benefício/custo, este seria o melhor investimento a realizar, apesar de não ser aquele que mais impacto tem na redução das perdas.

Na senda do que foi apresentado nos casos anteriores, se esta alternativa de reforço estivesse em serviço durante o ano de 2017, seria possível reduzir as perdas em cerca de 20%.

Tabela 4.26 - Perdas totais com reforço em 2017 da Rede C

	Antes do reforço	Depois do reforço
Perdas totais (GWh)	19,646	15,642
Poupança (€)	349k	

Capítulo 5

Conclusões e Perspetiva de Trabalhos Futuros

5.1 - Conclusões

Após a realização deste trabalho, a simulação das redes AT de teste permitiu chegar a algumas conclusões relevantes.

Quanto à caracterização da PRE, no cenário de PRE efetivamente ocorrida durante o ano nas redes AT analisadas, verifica-se uma tendência de crescimento das perdas absolutas em função da carga independentemente do nível de PRE. Quando a PRE é baixa (entre 0 a 20% do seu máximo), as perdas absolutas evoluem de forma quadrática em função da carga e os seus valores encontram-se concentrados ao longo da linha de tendência. Isto normalmente ocorre nas redes sem PRE (ou com PRE insignificante), pois, as perdas num condutor são diretamente proporcionais à resistência elétrica do condutor e ao quadrado da intensidade de corrente que o percorre. Com este facto é possível concluir que um nível baixo de PRE não afeta significativamente as perdas da rede.

No entanto, a partir dos 20% de PRE as perdas apresentam maior dispersão com tendência a aumentar com o nível de PRE. A dispersão é máxima quando a PRE se situa entre os 60% e os 80% do seu valor máximo anual. A dispersão nestes níveis permite concluir que a PRE tem elevada influência nas perdas do sistema. No último nível de PRE a dispersão dos resultados não é tão elevada como no nível anterior, ao contrário do que se previa. Esta ocorrência pode ser explicada pelo facto de a frequência com que estes níveis ocorrem ser inferior. Contudo, pode-se concluir que quanto maior o nível de PRE, maior será a dispersão deste tipo de resultados, o que indica que maior é influência nas perdas do sistema

No que diz respeito às perdas percentuais (Perdas/Carga), conclui-se que para valores reduzidos de carga as perdas percentuais em função da carga são mais elevadas quanto maior é o nível de PRE. Como já referido no caso da rede A, aludindo à Figura 4.16, isto ocorre pois

as linhas que ligam à PRE, normalmente, têm maior resistência que as linhas ligadas à subestação, assim, quando a PRE é elevada a energia produzida pela mesma tem de transitar pela linha ligada à PRE de forma a alimentar a carga, quando isto acontece, as perdas como são diretamente proporcionais à resistência, são mais elevadas.

Quando analisamos as Perdas percentuais em função da PRE/Carga de acordo com o nível de carga verifica-se que existem poucos casos em que a PRE alimenta cargas muito reduzidas ou muito elevadas. As Perdas percentuais apresentam uma tendência de crescimento em função da PRE/Carga. Entre os 20% e 80% de carga, verifica-se uma evolução quadrática das perdas evidente. Deste modo, é possível concluir que a PRE tem maior influência nas perdas do sistema quando a carga se situa entre os 20% e 80%, apresentando maior relevância ainda entre os 40% e os 80% de carga. Verifica-se também, que com o aumento do nível de carga as perdas em função da PRE/Carga são menores.

Em comparação com um cenário em que a PRE é igual a zero para todo ano, nota-se uma clara redução de perdas nas redes A e C. No cenário com a PRE efetivamente ocorrida, as perdas são quase 50% superiores relativamente a um cenário sem PRE. No entanto na rede B, esta diferença é de apenas 2%.

Nas redes AT analisadas foi possível verificar que apenas uma ou duas linhas contribuíam significativamente para as perdas totais da rede, com contribuições acima dos 20%. Na rede A, a contribuição de duas linhas para as perdas totais da rede ascendia aos 66%. Uma das linhas localiza-se na malha da rede. No entanto, a outra localiza-se a jusante do nó que liga dois nós de PRE à rede. As perdas nesta linha ocorrem essencialmente devido ao trânsito de potência proveniente da PRE. Na rede B a linha que mais contribui para as perdas da rede localiza-se na malha da rede. Contudo, o facto das perdas num cenário com PRE serem superiores ao cenário sem PRE deve-se exclusivamente a duas linhas que ligam as respetivas unidades de PRE à rede. Na rede C a linha que mais contribui para perdas da rede faz a ligação de 3 nós de PRE à rede.

Por conseguinte, é possível concluir que para além das redes em que algumas linhas já apresentavam perdas elevadas, a introdução de PRE implica mais perdas para rede, quer seja em linhas já existentes, devido ao aumento do trânsito de potências nas mesmas, quer nas linhas de ligação da PRE à rede de distribuição, como consequência da resistência elétrica elevada dos seus condutores relativamente ao trânsito que por elas transita.

Por fim, procedeu-se ao reforço das linhas que mais contribuíam para as perdas das redes em análise através de uma análise económica com base no valor atual líquido tendo em vista um horizonte de 30 anos, com recurso a indicadores financeiros (Rácio benefício/custo e Tempo de retorno do investimento). Através da aplicação das melhores alternativas de reforço é possível concluir que o investimento para reforço das linhas é recuperável em menos de 5 anos e as perdas podem ser reduzidas entre 10% e 40%. A apresentação destes resultados é bastante promissora para as empresas distribuidoras. Um adequado plano de reforço das linhas é bastante rentável tendo em conta a potencial redução de perdas que as linhas de transmissão apresentam.

5.2 - Desenvolvimento de trabalhos futuros

A detecção e mitigação de perdas numa rede de distribuição é um trabalho que requer inúmeras simulações e de elevada importância para as empresas distribuidoras. As perdas representam um elevado custo para as mesmas, pelo que, certamente mais estudos como este serão realizados. A massificação da produção de energia elétrica através de fontes renováveis é uma tendência inegável e, certamente, a PRE terá uma contribuição essencial para combater as alterações climáticas e cobrir a demanda de energia. Estudos como os apresentados nesta dissertação, podem e devem ser aplicados por empresas de distribuição, atendendo ao potencial de redução de perdas das redes que operam.

A estratégia de redução das perdas neste trabalho focou-se no reforço das linhas. Contudo, a solução do problema das perdas em redes de distribuição também passa pelo estudo de outras possibilidades, como a análise das perdas nos transformadores, a compensação do fator de potência ou o controlo dos perfis de tensão.

A otimização deste tipo de estudos será sempre uma mais valia, e, com a integração das *smart grids* no SEE, o tratamento de dados com vista à mitigação das perdas da rede, será com certeza efetuado.

Referências

- [1] S.P. Sukhatme, J.K. Nayak, “Solar Energy”, 2017, 4th edition
- [2] K. Hanjalic, R. Von de Krol, A.Lekic, “Sustainable Energy Technologies”, 2008
- [3] N. Reinert, “Combined Heat and Power - Technology”, Thesis, Faculty of the University of Tennessee, November 2012
- [4] “Biomass”. Disponível em <https://www.studentenergy.org/topics/biomass>. Acesso em 10/janeiro/2020.
- [5] “Produção em Regime especial”. Disponível em <https://www.erse.pt/eletricidade/funcionamento/producao/>. Acesso em 20/Janeiro/2020
- [6] Diário da República n.º 33/2006, Série I-A de 2006-02-15, Ministério da Economia e da Inovação
- [7] Philip P. Barker, R. W. (2000). Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution Systems. 12. IEEE. Retrieved 02 16, 2011, from IEEE.
- [8] J. Reina, “Caracterização das Perdas na Rede Alta tensão”, Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, janeiro de 2015
- [9] Vu Van Thong, J. D. (2004, January). Interconnection of Distributed Generators and Their Influences on Power System. Katholieke Univeriteit Leuven, Belgium.
- [10] A. F. Sarabia “Impact Of Distributed Generation On Distribution System”, Master Thesis, Faculty of Engineering, Science and Medicine, Aalborg University, 2011.
- [11] I. L. Mota, I. Kopcak, A.C. Baleeiro, B.L. dos Santos “Proteção de Redes de de Distribuição”, Artigo, Universidade Federal de Goiás
- [12] X. Luo, S. Su, G. Liu, P. Peng, and L. Fan, “Power Quality Automonitoring for distributed generation based on virtual instrument,” in Proc. IEEE Conf. Intelligent Computation Technology and Automation, 2008, pp. 1106-1110.
- [13] Impacto macroeconómico do setor da eletricidade de origem renovável em Portugal. Disponível em <https://www.apren.pt/contents/files/impacto-fer-versao-resumida.pdf>. Acesso em 12/Janeiro/2020

- [14] A. F. Sarabia “Impacto Of Distributed Generation On Distribution System”, Master Thesis, Faculty of Engineering, Science and Medicine, Aalborg University, 2011.
- [15] R. J. Nunes, “Planeamento de sistema de Energia 100% Renovável”, Tese de Mestrado, Universidade de Coimbra, Julho 2017
- [16] “Energias renováveis”, Disponível em: <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>. Acesso em 12/janeiro/2020
- [17] M. A. Matos, “Introdução ao Trânsito de potências”, 2009, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
- [18] G. Strbac, P. Djapic, D. PUDjianto, I. Konstantelos, R. Moreira, “Strategies for reducing losses in distribution networks”, 2018, Imperial College of London
- [19] J. N. Santos, “Compensação do factor de potência”, 2006, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
- [20] Gonen, Turan, Electric Power Distribution System Engineering. Nova Iorque: McGraw Hill, 1986
- [21] CIRED, “Reduction of Technical and Non-Technical Losses in Distribution Networks”, 2017
- [22] “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”. Disponível em <https://www.erse.pt/media/rgadi43r/par%C3%A2metros-2018-2020.pdf>, Acesso em 13/janeiro/2020

Anexo A - Perdas, Custos e Beneficos (Rede A)

Tabela 27 - Perdas por linha (Rede A)

Linha	do nó	para o nó	Cenário 1		Cenário 2	
			Perdas (MWh)	Perdas (% Valor total)	Perdas (MWh)	Perdas (% Valor total)
1	50	48	5,861E-18	0,00%	-1,95704E-17	0,00%
2	53	14	0,000E+00	0,00%	0	0,00%
3	53	13	0,000E+00	0,00%	0	0,00%
4	64	62	-3,241E-17	0,00%	1,36469E-18	0,00%
5	66	63	-1,318E-17	0,00%	7,55712E-18	0,00%
6	65	63	1,949E-18	0,00%	-6,17593E-18	0,00%
7	30	57	-1,622E-18	0,00%	0	0,00%
8	33	57	0,000E+00	0,00%	0	0,00%
9	68	62	4,079E-16	0,00%	4,76581E-16	0,00%
10	31	54	5,294E-20	0,00%	0	0,00%
11	61	60	-8,270E-16	0,00%	8,73144E-15	0,00%
12	60	59	-2,378E-15	0,00%	2,49919E-15	0,00%
13	1	61	6,325E-15	0,00%	2,43324E-15	0,00%
14	3	69	0,000E+00	0,00%	0	0,00%
15	69	6	0,000E+00	0,00%	0	0,00%
16	69	4	0,000E+00	0,00%	0	0,00%
17	2	5	1,766E+05	0,76%	176733,0674	1,12%
18	13	12	1,455E-23	0,00%	1,4827E-23	0,00%
19	14	8	1,405E-23	0,00%	1,40672E-23	0,00%
20	9	70	-5,579E-13	0,00%	-2,19945E-14	0,00%
21	70	10	1,305E-13	0,00%	1,09026E-14	0,00%
22	70	11	8,012E-14	0,00%	-5,34715E-14	0,00%
23	17	16	8,524E-26	0,00%	1,2216E-25	0,00%
24	25	18	1,584E-23	0,00%	1,54215E-23	0,00%
25	23	71	1,327E-13	0,00%	1,94761E-14	0,00%
26	71	19	1,154E-14	0,00%	-7,89498E-15	0,00%
27	71	20	-1,919E-14	0,00%	-1,8838E-14	0,00%
28	24	21	4,415E+04	0,19%	44622,07363	0,28%
29	22	15	1,376E+05	0,59%	137809,6956	0,87%
30	51	42	-2,928E-15	0,00%	-9,52727E-16	0,00%
31	47	27	8,388E+06	36,25%	8387669,466	53,07%
32	5	49	5,547E-16	0,00%	6,67308E-16	0,00%
33	48	28	6,294E+05	2,72%	796549,6591	5,04%
34	50	2	-9,677E-17	0,00%	2,59463E-16	0,00%
35	40	49	1,431E-15	0,00%	1,031E-15	0,00%
36	49	35	8,470E-18	0,00%	-2,5411E-18	0,00%
37	3	50	0,000E+00	0,00%	0	0,00%
38	47	51	1,052E-15	0,00%	7,78423E-16	0,00%
39	7	51	0,000E+00	0,00%	0	0,00%
40	52	53	-6,204E-22	0,00%	4,1359E-22	0,00%
41	52	10	1,589E-16	0,00%	-1,11275E-16	0,00%
42	36	52	-7,442E-17	0,00%	-5,55106E-17	0,00%
43	11	43	-4,391E-15	0,00%	-5,14022E-15	0,00%
44	47	9	1,917E+06	8,28%	1916733,542	12,13%
45	54	32	4,228E+00	0,00%	2,05895E-16	0,00%
46	55	22	-2,040E-15	0,00%	-4,26094E-16	0,00%
47	37	15	-7,114E-15	0,00%	-5,8086E-15	0,00%
48	56	55	-6,520E-15	0,00%	-1,19545E-14	0,00%
49	57	56	-4,207E-17	0,00%	0	0,00%
50	58	25	1,443E-18	0,00%	1,37033E-18	0,00%
51	39	58	-1,782E-15	0,00%	7,04855E-16	0,00%
52	38	20	-4,206E-16	0,00%	-2,02759E-16	0,00%
53	19	58	2,615E-15	0,00%	1,89505E-15	0,00%
54	61	26	-1,943E-15	0,00%	-3,92685E-15	0,00%
55	59	29	8,884E-17	0,00%	-7,3456E-15	0,00%
56	28	59	2,847E-16	0,00%	-3,95513E-16	0,00%
57	27	60	7,691E-14	0,00%	8,15629E-14	0,00%
58	41	65	2,968E+03	0,01%	2970,808241	0,02%
59	55	62	5,310E+05	2,30%	688550,4381	4,36%
60	64	65	-1,453E-15	0,00%	-3,14188E-15	0,00%
61	48	63	2,722E+05	1,18%	311154,8235	1,97%
62	68	29	1,459E+06	6,31%	1901613,476	12,03%
63	34	66	1,383E+03	0,01%	0,051536677	0,00%
64	21	44	-3,130E-16	0,00%	-5,21662E-16	0,00%
65	26	67	6,892E+06	29,79%	257582,1243	1,63%
66	24	67	3,845E-16	0,00%	3,39122E-16	0,00%
67	54	67	1,507E+06	6,51%	701,8430459	0,00%
68	56	23	1,031E+06	4,45%	1033404,354	6,54%
69	45	66	1,218E+05	0,53%	121961,8011	0,77%
70	46	68	2,659E+04	0,11%	26609,31311	0,17%
71	17	64	3,648E-01	0,00%	0,364756003	0,00%

Tabela 28 - Novas Perdas para a linhas 31 e 65 de cada alternativa de reforço (Rede A)

		NOVAS PERDAS								PERDAS ANTIGAS	
		Novas Perdas (MWh)		Novas Perdas (MWh)		Novas Perdas (MWh)		Novas Perdas (MWh)		Perdas antigas (MWh)	
		R = 0,0598 Ω		R = 0,03728 Ω		R = 0,03015 Ω		R = 0,0299 Ω			
		Linha		Linha		Linha		Linha		Linha	
Ano		31	65	31	65	31	65	31	65	31	65
2017	0	5976,496	4830,857	3750,905	3031,892	3033,525	2452,026	3008,371	2431,694	8387,691	6891,503
2018	1	6096,624	4927,957	3826,299	3092,833	3094,499	2501,312	3068,839	2480,571	8556,283	7030,022
2019	2	6219,166	5027,009	3903,207	3154,999	3156,698	2551,588	3130,523	2530,431	8728,265	7171,325
2020	3	6344,171	5128,052	3981,662	3218,414	3220,148	2602,875	3193,447	2581,292	8903,703	7315,469
2021	4	6471,689	5231,126	4061,693	3283,104	3284,873	2655,193	3257,635	2633,176	9082,667	7462,510
2022	5	6601,770	5336,272	4143,333	3349,095	3350,898	2708,562	3323,113	2686,103	9265,229	7612,506
2023	6	6734,466	5443,531	4226,614	3416,411	3418,252	2763,004	3389,908	2740,094	9451,460	7765,518
2024	7	6869,828	5552,946	4311,569	3485,081	3486,958	2818,541	3458,045	2795,170	9641,434	7921,604
2025	8	7007,912	5664,560	4398,232	3555,131	3557,046	2875,193	3527,552	2851,353	9835,227	8080,829
2026	9	7148,771	5778,418	4486,636	3626,589	3628,543	2932,985	3598,455	2908,665	10032,915	8243,253
2027	10	7292,461	5894,564	4576,817	3699,484	3701,477	2991,938	3670,784	2967,129	10234,577	8408,943
2028	11	7439,040	6013,045	4668,812	3773,844	3775,876	3052,076	3744,567	3026,768	10440,292	8577,963
2029	12	7588,565	6133,907	4762,655	3849,698	3851,771	3113,422	3819,833	3087,606	10650,141	8750,380
2030	13	7741,095	6257,198	4858,384	3927,077	3929,192	3176,002	3896,612	3149,667	10864,209	8926,262
2031	14	7896,691	6382,968	4956,038	4006,011	4008,169	3239,840	3974,934	3212,976	11082,580	9105,680
2032	15	8055,414	6511,266	5055,654	4086,532	4088,733	3304,961	4054,830	3277,556	11305,340	9288,704
2033	16	8217,328	6642,142	5157,273	4168,671	4170,916	3371,390	4136,332	3343,435	11532,577	9475,407
2034	17	8382,496	6775,649	5260,934	4252,461	4254,752	3439,155	4219,472	3410,638	11764,382	9665,863
2035	18	8550,984	6911,840	5366,678	4337,936	4340,272	3508,282	4304,283	3479,192	12000,846	9860,147
2036	19	8722,859	7050,768	5474,549	4425,128	4427,512	3578,799	4390,800	3549,124	12242,063	10058,336
2037	20	8898,189	7192,488	5584,587	4514,073	4516,505	3650,733	4479,055	3620,461	12488,128	10260,508
2038	21	9077,042	7337,057	5696,837	4604,806	4607,287	3724,112	4569,084	3693,232	12739,140	10466,744
2039	22	9259,491	7484,532	5811,344	4697,363	4699,893	3798,967	4660,922	3767,466	12995,197	10677,126
2040	23	9445,607	7634,971	5928,152	4791,780	4794,361	3875,326	4754,607	3843,193	13256,400	10891,736
2041	24	9635,463	7788,434	6047,308	4888,095	4890,728	3953,220	4850,174	3920,441	13522,854	11110,660
2042	25	9829,136	7944,982	6168,858	4986,345	4989,031	4032,680	4947,663	3999,242	13794,663	11333,984
2043	26	10026,702	8104,676	6292,853	5086,571	5089,311	4113,737	5047,111	4079,626	14071,936	11561,797
2044	27	10228,238	8267,580	6419,339	5188,811	5191,606	4196,423	5148,558	4161,627	14354,782	11794,190
2045	28	10433,826	8433,758	6548,368	5293,106	5295,957	4280,771	5252,044	4245,276	14643,313	12031,253
2046	29	10643,546	8603,277	6679,990	5399,497	5402,406	4366,815	5357,610	4330,606	14937,643	12273,081
2047	30	10857,481	8776,202	6814,258	5508,027	5510,994	4454,588	5465,298	4417,651	15237,890	12519,770

Tabela 29 - Benefícios para as alternativas de reforço das linhas 31 e 65 (Rede A)

		BENEFICIO							
		Beneficio		Beneficio		Beneficio		Beneficio	
		R = 0,0598 Ω		R = 0,03728 Ω		R = 0,03015 Ω		R = 0,0299 Ω	
		Linha		Linha		Linha		Linha	
Ano		31	65	31	65	31	65	31	65
2017	0	210 256 €	179 688 €	404 328 €	336 558 €	466 883 €	387 122 €	469 077 €	388 895 €
2018	1	202 820 €	173 333 €	390 028 €	324 655 €	450 371 €	373 431 €	452 487 €	375 141 €
2019	2	195 647 €	167 203 €	376 234 €	313 173 €	434 443 €	360 224 €	436 484 €	361 874 €
2020	3	188 728 €	161 290 €	362 928 €	302 098 €	419 079 €	347 484 €	421 047 €	349 076 €
2021	4	182 053 €	155 586 €	350 093 €	291 413 €	404 257 €	335 195 €	406 156 €	336 730 €
2022	5	175 615 €	150 083 €	337 711 €	281 107 €	389 960 €	323 340 €	391 792 €	324 821 €
2023	6	169 404 €	144 775 €	325 767 €	271 165 €	376 169 €	311 905 €	377 936 €	313 334 €
2024	7	163 413 €	139 655 €	314 246 €	261 575 €	362 865 €	300 874 €	364 570 €	302 252 €
2025	8	157 633 €	134 716 €	303 132 €	252 324 €	350 032 €	290 233 €	351 676 €	291 562 €
2026	9	152 058 €	129 951 €	292 412 €	243 400 €	337 652 €	279 969 €	339 239 €	281 251 €
2027	10	146 681 €	125 356 €	282 070 €	234 792 €	325 711 €	270 067 €	327 241 €	271 304 €
2028	11	141 493 €	120 922 €	272 094 €	226 488 €	314 191 €	260 516 €	315 668 €	261 709 €
2029	12	136 489 €	116 646 €	262 471 €	218 478 €	303 080 €	251 302 €	304 504 €	252 453 €
2030	13	131 662 €	112 520 €	253 189 €	210 752 €	292 361 €	242 415 €	293 734 €	243 525 €
2031	14	127 005 €	108 541 €	244 234 €	203 298 €	282 021 €	233 841 €	283 346 €	234 912 €
2032	15	122 514 €	104 702 €	235 597 €	196 108 €	272 047 €	225 571 €	273 325 €	226 604 €
2033	16	118 181 €	100 999 €	227 264 €	189 172 €	262 426 €	217 594 €	263 659 €	218 590 €
2034	17	114 001 €	97 427 €	219 227 €	182 482 €	253 145 €	209 898 €	254 334 €	210 859 €
2035	18	109 969 €	93 982 €	211 474 €	176 028 €	244 192 €	202 475 €	245 339 €	203 402 €
2036	19	106 080 €	90 658 €	203 995 €	169 803 €	235 556 €	195 314 €	236 662 €	196 208 €
2037	20	102 328 €	87 451 €	196 780 €	163 798 €	227 225 €	188 406 €	228 292 €	189 269 €
2038	21	98 709 €	84 359 €	189 821 €	158 005 €	219 189 €	181 743 €	220 218 €	182 575 €
2039	22	95 218 €	81 375 €	183 107 €	152 417 €	211 437 €	175 316 €	212 430 €	176 118 €
2040	23	91 851 €	78 497 €	176 631 €	147 026 €	203 959 €	169 115 €	204 917 €	169 890 €
2041	24	88 602 €	75 721 €	170 385 €	141 826 €	196 746 €	163 134 €	197 670 €	163 881 €
2042	25	85 469 €	73 043 €	164 359 €	136 810 €	189 788 €	157 365 €	190 679 €	158 085 €
2043	26	82 446 €	70 460 €	158 546 €	131 972 €	183 075 €	151 799 €	183 935 €	152 495 €
2044	27	79 530 €	67 968 €	152 939 €	127 305 €	176 601 €	146 431 €	177 430 €	147 101 €
2045	28	76 718 €	65 564 €	147 530 €	122 802 €	170 355 €	141 252 €	171 155 €	141 899 €
2046	29	74 004 €	63 245 €	142 312 €	118 459 €	164 330 €	136 256 €	165 102 €	136 880 €
2047	30	71 387 €	61 009 €	137 279 €	114 270 €	158 518 €	131 438 €	159 263 €	132 039 €
TOTAL		3 787 708 €	3 237 036 €	7 283 855 €	6 063 004 €	8 410 778 €	6 973 906 €	8 450 291 €	7 005 845 €

Tabela 30 - Custo de instalação de cada alternativa de reforço das linhas 31 e 65 (Rede A)

Cabo	Nova linha	€/Km	Apoios Ter	Length (Km)	Custo instalação
60_AA_D325_A_G1G130	Ramo 31	42 000,00 €	90 000,00 €	25,71644	1 170 090,48 €
	Ramo 65			27,75763	1 255 820,46 €
60_AA_D485_A_G1G130	Ramo 31	60 900,00 €	135 000,00 €	25,71644	1 701 131,20 €
	Ramo 65			27,75763	1 825 439,67 €
60_AA_DG325_A_G1G130	Ramo 31	73 500,00 €	162 000,00 €	25,71644	2 052 158,34 €
	Ramo 65			27,75763	2 202 185,81 €
60_AA_D325_A_V1G130	Ramo 31	90 000,00 €	42 000,00 €	25,71644	2 356 479,60 €
	Ramo 65			27,75763	2 540 186,70 €