

**Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto**



**Cálculo das perdas de redes de distribuição com as  
medidas dos smart-meters**

Bruno A. R. Canhoto

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

Orientador: Prof. Doutor Jorge Manuel Correia Pereira

25 de junho de 2018



# Resumo

As perdas elétricas resultantes do processo de distribuição de energia elétrica representam uma parcela considerável nos custos dos respectivos sistemas de distribuição. Deste modo, o cálculo destas perdas, nomeadamente, das perdas técnicas, assume um papel relevante na gestão das redes de distribuição e são, por esse motivo, alvo de inúmeros estudos.

Neste trabalho pretende-se fazer uma análise do impacto no cálculo das perdas técnicas através do trânsito de potências numa rede de distribuição quando se usam cargas com valores de energia em vez de medidas de potência. Estes valores de energia obtidos dos smart-meters são valores médios, e ao serem usados no cálculo do trânsito de potências, podem no limite não representar nenhum ponto de operação do sistema. Por simulação, utilizando o Método de Monte Carlo, pode-se fazer uma avaliação da distribuição do desvio existente entre as perdas reais, com as obtidas pelo trânsito de potências com as energias, para o mesmo período



# Abstract

The electrical losses resulting from the electricity distribution process represent a considerable portion of the costs of the respective distribution systems. Therefore, the calculation of these losses, specifically technical losses, plays an important role in the management of the distribution networks and are therefore the target of many studies.

The main purpose of this thesis is to analyze the impact of technical losses calculation through the power flow in a distribution network using loads with energy values instead of power measurements. These energy values obtained from the smart meters are average values, and when used, on power flow calculation, they may represent no point of operation of the system. By simulation, using the Monte Carlo Method, it is possible to evaluate the distribution of the existing deviation between the real losses with the energy values obtained by the power flow for the same period of time.



# Agradecimentos

A presente dissertação representa o culminar de uma etapa de vida, não apenas académica, mas também pessoal. Serve este espaço para agradecer e homenagear as pessoas e instituições que contribuíram, direta ou indiretamente, para o seu sucesso.

Ao meu orientador, Professor Doutor Jorge Pereira pelo acompanhamento, sabedoria, críticas, sugestões e, não menos importante, boa disposição essenciais ao desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus pais, que, apesar dos sacrifícios e preocupação, garantiram todas as condições necessárias à minha concretização académica e pessoal, não só este semestre, mas durante toda a minha vida.

À minha irmã, pela prontidão nos conselhos e apoio incondicional.

À minha namorada, por ter estado sempre presente, pela força e palavras de incentivo que me ajudaram a concluir esta etapa importante na minha vida.

Aos meus amigos, em especial ao João Miguel e Nuno Monteiro, que me acompanharam neste percurso, em especial nos últimos dois intensos anos, onde a entreaajuda, companhia e cooperação foram fundamentais.

Obrigado!





*"If you want to find the secrets of the Universe,  
think in terms of energy,  
frequency and vibration"*

*Nikola Tesla*



# Conteúdo

<b>Capítulo 1</b> .....	<b>1</b>
Introdução .....	1
1.1 Enquadramento .....	1
1.2 Objetivos e Motivação .....	4
1.3 Ferramentas Utilizadas .....	4
1.4 Estrutura da Dissertação .....	4
<b>Capítulo 2</b> .....	<b>6</b>
Setor Elétrico Nacional .....	6
2.1 Introdução .....	6
2.2 Evolução Histórica do SEN.....	6
2.3 Rede Nacional de Distribuição.....	8
2.4 Novo paradigma das redes de distribuição.....	14
2.5 <i>Smart Meters</i> - Contadores Inteligentes.....	16
<b>Capítulo 3</b> .....	<b>23</b>
Perdas nas Redes Elétricas.....	23
3.1 Introdução .....	23
3.2 Classificação de perdas .....	24
3.3 Trânsito de Potências .....	26
<b>Capítulo 4</b> .....	<b>37</b>
Caso de Estudo .....	37
4.1 Programa usado para o cálculo do TP.....	37
4.2 RTS-79 .....	38
4.3 Metodologia.....	41
<b>Capítulo 5</b> .....	<b>45</b>
Apresentação e discussão de resultados.....	45
5.1 Introdução .....	45
5.2 Desvios da Potência Ativa .....	45
5.3 Perdas Técnicas .....	50
<b>Capítulo 6</b> .....	<b>55</b>
Conclusões e Trabalho Futuro .....	55
6.1 Conclusões Gerais .....	55
6.2 Trabalhos Futuros.....	56

<b>Anexo A</b> .....	57
Tabela de Entrada .....	57
<b>Anexo B</b> .....	58
Extrato do código usado para efetuar a simulação do TP .....	58
<b>Referências</b> .....	63

# Lista de figuras

Figura 2.1 - Esquema ilustrativo do sistema de transporte e distribuição de energia [11] .....	8
Figura 2.2 - Exemplo de rede emalhada .....	10
Figura 2.3 - Exemplo de rede emalhada com exploração radial .....	10
Figura 2.4 - Exemplo de rede radial .....	11
Figura 2.5 - Exemplo de esquema unifilar de uma rede elétrica.....	12
Figura 2.6 - Aumento da potência ligada à rede de fontes de energia solar, integrantes da produção distribuída [18] .....	14
Figura 2.7 - Integração da produção distribuída no sistema elétrico de energia [20] .....	15
Figura 2.8 - Diagrama sobre o funcionamento do sistema energético com contador convencional ..	16
Figura 2.9 - Exemplo de um tipo de contador de eletricidade convencional [25] .....	17
Figura 2.10 - Exemplo de um tipo de contador inteligente, “Smart-meter Janz NB-lot” [27].....	17
Figura 2.11 - Diagrama da EDP Inovgrid sobre o funcionamento pretendido da rede energética inteligente com smart-meters [28] .....	18
Figura 3.1 - Percentagem de perdas na rede de transporte e na rede de distribuição .....	24
Figura 3.2 - Diagrama do tipo de perdas na rede de distribuição .....	25
Figura 4.1 - Esquema unifilar da rede RTS-79 [52] .....	39
Figura 4.2 - Diagrama de carga para 24 horas [52] .....	40
Figura 4.3 - Triângulo de potências .....	42
Figura 5.1 - Desvio de potência ativa da carga 15 durante a hora 18 .....	46
Figura 5.2 Desvio de potência ativa da carga 15 durante a hora 4 .....	46
Figura 5.3 - <i>Boxplots</i> com a comparação do desvio de potência ativa entre as duas horas para a carga 15.....	47

Figura 5.4 - Desvio de potência ativa da carga 5 durante a hora 18 .....	48
Figura 5.5 - Desvio de potência ativa da carga 5 durante a hora 4.....	48
Figura 5.6 - Comparação do desvio de potência ativa entre as duas horas para a carga 5.....	49
Figura 5.7 - Desvio absoluto entre o valor obtido pelo TP e o valor inicial das cargas.....	50
Figura 5.8 - Perdas Ativas com desvio padrão de 10%.....	51
Figura 5.9 - Perdas Ativas com desvio padrão de 25%.....	51
Figura 5.10 - Perdas Ativas com desvio padrão de 50% .....	52

# Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Concessões da RNT e RND em Portugal[8][9][10] .....	7
Tabela 2.2 - valor percentual do tipo de rede no SEN [13][14][15] .....	9
Tabela 2.3 - Descrição dos elementos constituintes de um esquema unifilar .....	12
Tabela 2.4 - Requisitos de funcionalidades para os <i>smart-meters</i> segundo a CE e a ERGEG .....	19
Tabela 2.5 - Lista de smart-meters a serem instalados em Portugal[33] .....	21
Tabela 4.1 - Localização das cargas e distribuição do consumo total do sistema [51] .....	39
Tabela 4.2 - Consumo do sistema durante 24h .....	40
Tabela 4.3 - Valores de desvio padrão e fator de potência usados .....	43
Tabela 5.1 - Valor de Potência Ativa inicial das cargas em estudo para a hora 4 e 18 .....	45
Tabela 5.2 - Influência do fator de potência no estudo realizado .....	53





# Lista de Abreviaturas e de Símbolos

## Lista de abreviaturas:

AT	Rede Elétrica de Alta Tensão - 60kV
BT	Rede Elétrica de Baixa Tensão - 400V e 220V
GWh	GigaWatt-hora
kV	KiloVolt
MAT	Rede Elétrica de Muito Alta Tensão - 400kV e 220kV
MT	Rede Elétrica de Média Tensão - 30kV, 15kV e 10kV
MVA	Mega Volt-Ampere
MW	MegaWatt
MWh	MegaWatt-hora
ORD	Operador da Rede de Distribuição
RND	Rede Nacional de Distribuição de energia elétrica
RNT	Rede Nacional de Transporte de energia elétrica
SEE	Sistema Elétrico de Energia
TP	Trânsito de Potência
UPAC	Unidade de Produção de Autoconsumo
UPP	Unidade de Pequena Produção
V	Volt
W	Watt

## Lista de símbolos:

B	Susceptância elétrica
G	Condutância elétrica
I	Corrente elétrica
P	Potência Ativa
Q	Potência Reativa
X	Reatância elétrica
$\theta$	Ângulo
$\sigma$	Desvio padrão



# Capítulo 1

## Introdução

Neste capítulo será realizada uma abordagem ao tema em estudo, com o objetivo de transmitir uma ideia generalizada e contextualizada sobre o trabalho efetuado.

### 1.1 Enquadramento

Foi no final do século XVIII que a indústria elétrica, uma das maiores indústrias da atualidade, começou a ganhar forma e assumir um papel preponderante na vida das populações. A primeira rede elétrica foi estabelecida em 1882 na Pearl Street Station em Nova Iorque e em 1893 entrou em exploração a primeira linha aérea de corrente alternada trifásica no sul da Califórnia.

O desenvolvimento energético teve também um impulso em Portugal, no início do século XIX, com a construção das primeiras grandes centrais de produção elétricas como, por exemplo, a Central do Tejo que abastecia a zona de Lisboa e a Central Termoelétrica do Freixo que abastecia a zona do Porto. Em 1951 foi realizada a interligação Norte-Sul a 150kV de tensão e em 1979 estabelece-se a ligação com Espanha. Desde então, a rede elétrica foi crescendo e reestruturando-se na tentativa de dar resposta às necessidades.

A energia elétrica é hoje um bem essencial. O seu uso é indispensável para qualquer empresa ou cidadão e esta dependência está, atualmente, mais forte que nunca, com o aparecimento de inúmeras tecnologias que necessitam, claro está, de energia elétrica. O reflexo disto é o aumento aproximadamente constante do consumo de eletricidade ao longo dos anos, como se pode constatar pela Figura 1.1. Em 2010 este consumo alcançou um valor máximo correspondendo a um aumento de 40% relativamente a 1997. Seguiu-se, no entanto, uma quebra de consumo nos anos seguintes refletindo, muito provavelmente, os efeitos da última crise económica portuguesa

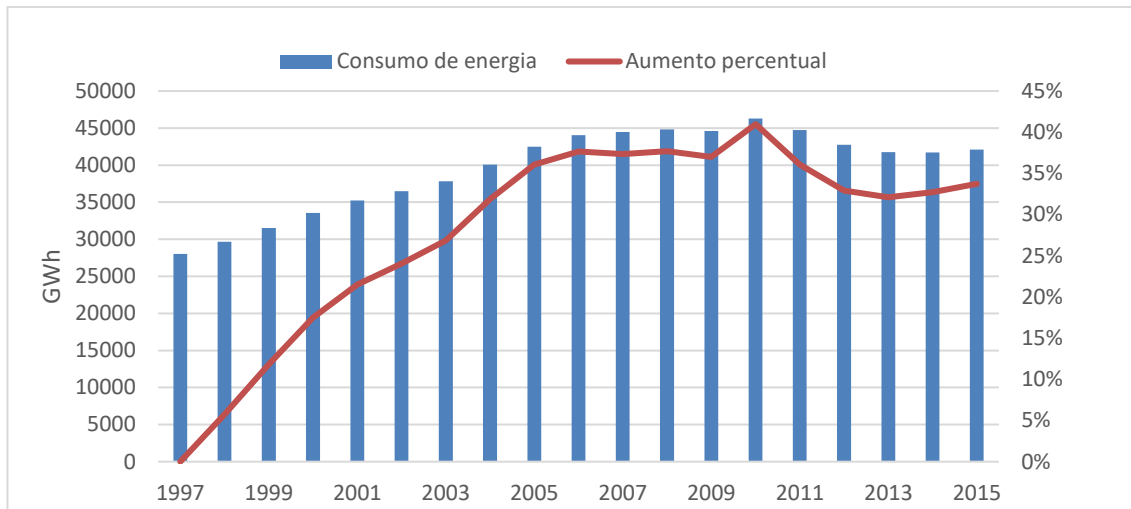


Figura 1.1 - Crescimento do consumo de energia elétrica nos últimos 20 anos

Neste momento, assiste-se, a nível europeu, a uma revolução das redes de energia elétrica. O aparecimento de tecnologias de produção, essencialmente de fonte renovável, suscetíveis de serem utilizadas pelos próprios consumidores para gerar a sua própria energia (produção distribuída - UPAC) e, ou, injetar na rede (denominadas, unidades de pequena produção), veio agitar os operadores das redes elétricas e os próprios mercados de eletricidade. O formato de funcionamento do sistema elétrico que ganhou forma há longos anos terá de ser reformulado

Com novas tecnologias em expansão como, por exemplo, as casas inteligentes e os veículos elétricos, caminhamos para um futuro ainda mais exigente a nível de consumo de eletricidade e a atual configuração da rede elétrica vai dar lugar a uma rede inteligente, *smart-grid*, com comunicação em tempo real com todos os seus elementos. É neste contexto de rede inteligente, que estão já a ser instalados, em Portugal, um dos pilares para esta transformação, os contadores inteligentes-*smart meters*. Este novo tipo de contador tem a capacidade de comunicação com o Operador da Rede de Distribuição (ORD) e efetua medições instantâneas do consumo de eletricidade.

Estas medições são fundamentais para os operadores das redes elétricas efetuarem diversos cálculos técnicos sobre a rede, nomeadamente, um dos mais importantes, o cálculo de perdas técnicas do sistema. Este valor corresponde a energia que foi produzida e não foi entregue ao cliente, ou seja, energia que implicou gastos na sua produção e não teve retorno financeiro, uma vez que não foi entregue aos consumidores. Para realizar este cálculo é necessário efetuar, em primeiro lugar, o cálculo do trânsito de potências. A metodologia de cálculo do trânsito de potências tem sido dos temas mais abrangidos pela investigação científica na área das redes elétrica. Desta forma, o cálculo das perdas da rede elétrica tem sido diretamente beneficiado pelos avanços alcançados na evolução da metodologia de cálculo do trânsito de potências.

Num contexto futuro, com um consumo energético muito mais elevado e diferente do tradicional é fundamental que as operadoras de redes elétricas disponham também de novas ferramentas que lhes permitam realizar com maior exatidão o cálculo do valor da energia que não é entregue ao consumidor, de forma a melhorar os aspetos técnicos do sistema, ficando esse valor seja sempre mantido em níveis satisfatórios



## 1.2 Objetivos e Motivação

Este estudo mostra-se bastante desafiante a vários níveis, pois para além de exigir conhecimentos de programação, incide sobre um dos aspetos mais importantes lecionados durante o curso de Engenharia Eletrotécnica e Computadores no ramo de Energia: o cálculo do trânsito de potências de uma rede elétrica para obtenção do valor das perdas técnicas do sistema. Aplicar estes conceitos à realidade atual e verificar se existe uma discrepância no uso de valores de potência ou energia num dos procedimentos mais importantes para um operador de elétrica é sem dúvida aliciante.

Assim, este estudo, tem como objetivos principais:

- Criação de um algoritmo para a simulação do cálculo do trânsito de potência com valores de energia e com valores de perdas;
- Verificar a existência de um desvio entre os valores obtidos para as perdas técnicas através do cálculo do trânsito de potências com valores em energia e os valores obtidos do cálculo do trânsito de potências com valores em potência;
- Caso se verifique esse desvio, pretende-se também efetuar uma avaliação dos desvios obtidos.

## 1.3 Ferramentas Utilizadas

Para a realização deste estudo foram efetuadas várias simulações do cálculo do trânsito de potências através da linguagem C de programação e com recurso ao software *Visual Studio 2010* da *Microsoft*.

## 1.4 Estrutura da Dissertação

O presente documento está organizado em 6 Capítulos. No presente capítulo é materializado o enquadramento teórico do tema bem como a apresentação dos objetivos e motivação a e estrutura do documento.

Os capítulos 2 e 3 correspondem a um levantamento bibliográfico realizado para compreender o estado atual do tema em estudo.

O cálculo do desvio das perdas técnicas resultantes do cálculo do trânsito de potências com valores de energia e com valor de potência é apresentado e discutido nos capítulos 4 e 5.

Por fim, as considerações finais bem como as diretrizes para os trabalhos futuros serão abordadas no capítulo 6.



## Capítulo 2

# Setor Elétrico Nacional

### 2.1 Introdução

A compreensão do funcionamento da rede nacional de distribuição é fundamental para a contextualização deste tema. Assim, neste capítulo, é realizada uma retrospectiva da evolução do sistema elétrico nacional até à atualidade, desde a existência de uma única entidade responsável pela produção, transporte e distribuição de energia, até à necessidade de ocorrer uma nova reestruturação do sistema dando lugar a uma rede ativa e inteligente.

### 2.2 Evolução Histórica do SEN

A atual estrutura do SEN começou a ganhar forma em meados da década de 70. Em 1975 a produção, transporte e distribuição de energia eram da responsabilidade de várias empresas que operavam, a maior parte delas, a nível regional. Ainda nesse ano foram nacionalizadas mais de 10 empresas existentes da área, passando a ser o estado português o detentor e responsável das redes de energia em Portugal [1]. No ano seguinte, foi criada a empresa “Eletricidade de Portugal (EDP), E.P.”, surgindo da fusão das várias empresas que tinham sido nacionalizadas no ano anterior. Para esta nova empresa pública foi definido como objetivo o estabelecimento e a exploração do serviço público de produção, transporte e distribuição de energia elétrica de Portugal Continental com a possibilidade de extensão aos arquipélagos dos Açores e Madeira [2]. A EDP foi então durante vários anos o único operador de eletricidade de grande escala em Portugal, responsável pela produção, transporte e distribuição da energia elétrica até à baixa tensão, onde eram concebidas concessões municipais.



Em 1991, inicia-se o processo de reestruturação da EDP tendo este sido finalizado em 1994. A EDP foi então desintegrada verticalmente e parcialmente privatizada, tendo, deste modo, ocorrido a separação, no plano jurídico, das atividades de produção, transporte e distribuição [3][4].

A reestruturação mais profunda do SEN ocorre em 1995. Surgem dois subsistemas: o Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP), organizado em termos de prestação de um serviço público e o Sistema Elétrico Independente (SEI), organizado segundo uma lógica de mercado. Por conseguinte, do SEP faz parte a Rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica (RNT) (em regime de concessão pública) e os produtores e distribuidores de energia elétrica. Estas entidades, ao estarem vinculados contratualmente à rede, têm por obrigação alimentar ou ser alimentados pelo SEP com objetivo de garantir a segurança do abastecimento do País. As entidades não vinculadas à produção ou distribuição de eletricidade em MT e AT e que se regem por regras de mercado integram o SENV. Deste modo, o SEN promove a existência de vários intervenientes quer no SEP, quer no âmbito do SENV, o que promove a necessidade da criação de uma entidade reguladora dos serviços prestados ao público, surgindo assim a Entidade Reguladora do Sector Elétrico (ERSE) [5].

No ano 2000, o governo português, seguindo as diretivas europeias de 1996 [6], promove a separação jurídica entre as empresas responsáveis pela gestão da rede de transporte e as empresas que desenvolvem a atividade de produção ou distribuição de eletricidade. É deste modo que a Rede Elétrica Nacional (REN), que até então estava integrada na EDP e que detinha a concessão pública da RNT, passa a ser uma entidade independente e autónoma.[7]

Desde o ano 2000 até aos dias de hoje, houve ainda espaço para algumas pequenas remodelações, tanto na EDP como na REN, no entanto, no que concerne à produção, transporte e distribuição de energia elétrica, o SEN está organizado da seguinte forma:

Tabela 2.1 - Concessões da RNT e RND em Portugal[8][9][10]

Tipo de concessão	Entidade	Função
Rede Nacional de Transporte - RNT	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Exclusiva;</li> <li>• Pública.</li> </ul>	Redes Energéticas Nacionais - REN
Rede Nacional de Distribuição - RND	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Exclusiva;</li> <li>• Pública.</li> </ul>	Energias de Portugal, Distribuição - EDP Distribuição
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Planeamento, construção, operação e manutenção da RNT;</li> <li>• planeamento e gestão técnica global do SEN.</li> <li>• exploração da RND;</li> <li>• concessões municipais de distribuição de energia elétrica em BT.</li> </ul>

## 2.3 Rede Nacional de Distribuição

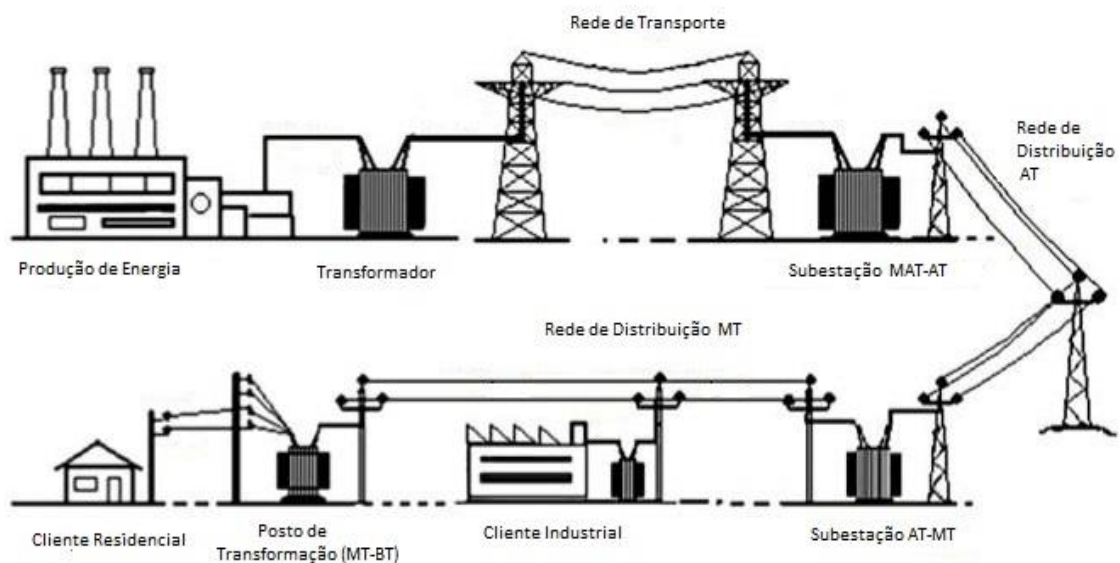


Figura 2.1 - Esquema ilustrativo do sistema de transporte e distribuição de energia [11]

A função da rede elétrica é transportar a energia dos centros de produção aos locais de consumo. Tal deve ser feito de forma mais eficiente possível, isto é, minimizando as perdas de energia e os custos desse transporte.

Deste modo, foram definidas escalas de tensão para o transporte e distribuição de energia. Em Portugal, segundo [12], estas escalas estão definidas da seguinte forma:

- Baixa Tensão (BT) - 400 e 230V;
- Média Tensão (MT) - 10, 15 e 30kV;
- Alta Tensão (AT) - 60kV;
- Muito Alta Tensão (MAT) - 150, 220 e 400kV.

A rede nacional de distribuição, é a rede que se situa mais perto dos centros de consumo, como tal, por questões de segurança, o nível de tensão deste tipo de rede só se deve situar entre os valores de BT e de AT, e em certas zonas urbanas, a distribuição se dever realizar por cabo subterrâneo.

Tabela 2.2 - valor percentual do tipo de rede no SEN [13][14][15]

	Extensão % do SEN	Aérea	Subterrânea
MT e AT	82 846 km 35.4%	81.8%	18.2 %
BT	142 834 km 61.0%	76.5%	23.5%

Como se pode constatar pela Tabela 2.2, a Rede Nacional de Distribuição (AT, MT e BT), com 96.4%, é a maior rede do SEN, sendo a restante percentagem pertencente à RNT (MAT), correspondendo a 8534 km. É também por este facto, que a RND, assume uma grande importância no panorama energético português, reforçando a necessidade da realização de amplos estudos para melhorar a sua eficiência e controlo.

### 2.3.1 Topologia da rede

A RND apresenta diversidade na sua topologia conforme o nível de tensão e o tipo residencial envolvente. Assim, podem-se distinguir três tipos de topologia [12][16][11] :

- Rede emalhada: Neste tipo de rede todos os consumidores podem ser alimentados por várias linhas que são ligadas de forma a constituírem malhas fechadas. O seu dimensionamento é feito de forma a respeitar o critério de segurança N-1, isto é, em caso de avaria de uma linha, esta topologia possui uma configuração para continuar a abastecer os consumidores. Deste modo, estas redes asseguram uma maior fiabilidade e possuem também uma potência instalada muito elevada. Este tipo de rede tem um custo mais elevado, usando-se predominantemente para as redes de transporte, estando presente em alguns casos de redes de distribuição de nível de tensão AT.

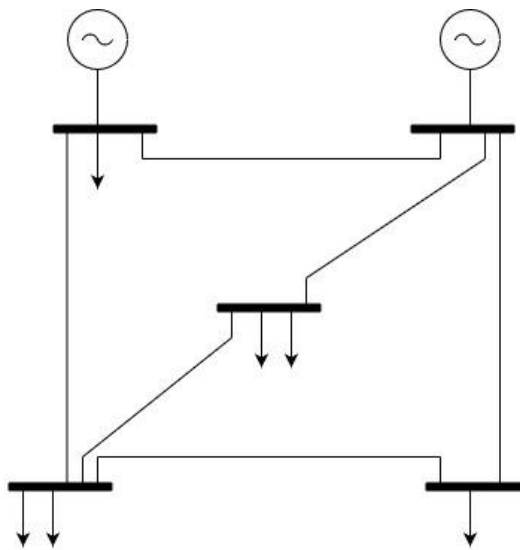


Figura 2.2 - Exemplo de rede emalhada

- Rede emalhada com exploração radial: Este tipo de rede é essencialmente usado nas áreas urbanas com elevada densidade de carga, sendo, deste modo, usada nas redes de distribuição de nível de tensão MT e alguns casos no nível de tensão AT. De forma a assegurar a continuidade do serviço, esta topologia recorre ao uso de interruptores normalmente abertos, que podem ser fechados em caso de indisponibilidade de um troço de linha do anel.

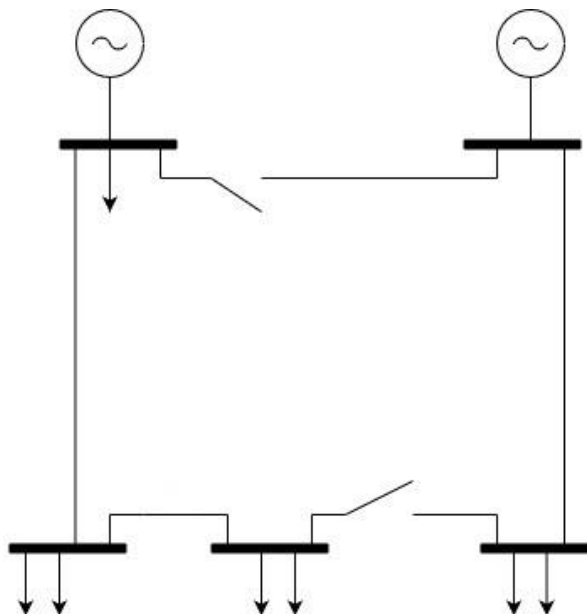


Figura 2.3 - Exemplo de rede emalhada com exploração radial

- **Redes radiais:** Presente somente em redes de distribuição, em algumas redes rurais do nível de tensão MT e com baixa densidade de carga e em redes de nível de tensão BT. As linhas deste tipo de rede, partem da alimentação e vão-se dividindo em outras linhas sem voltar a existir um ponto de encontro até chegarem aos consumidores, isto é, só há uma única possibilidade de caminho de troços de linha para cada consumidor. Se não existir produção ligada a jusante do ponto de alimentação, o sentido do trânsito de potências é sempre do ponto de alimentação para a carga. Correspondem, assim, à menor fiabilidade e também ao menor custo.

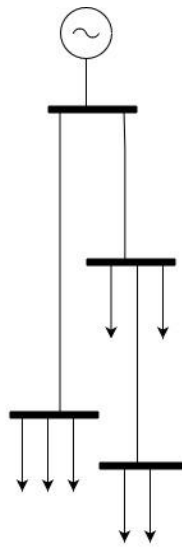


Figura 2.4 - Exemplo de rede radial

### 2.3.2 Componentes e Esquema unifilar

De forma a poder representar o esquema elétrico foram estabelecidas algumas normas de representação. Apresenta-se de seguida um exemplo de um esquema unifilar com a representação normalizada dos diferentes componentes elétricos presentes num sistema elétrico de energia.

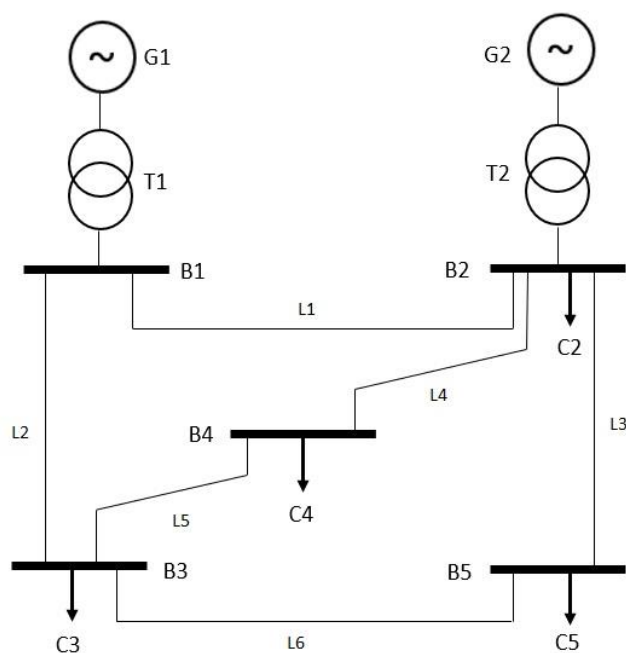


Figura 2.5 - Exemplo de esquema unifilar de uma rede eléctrica

Na Tabela 2.3, é efectuada uma descrição de cada elemento da figura anterior com as respectivas funções num sistema eléctrico de transmissão de energia.

Tabela 2.3 - Descrição dos elementos constituintes de um esquema unifilar

Representação	Elemento	Descrição
G	Gerador	É o elemento responsável por produzir a energia eléctrica para o sistema a que está conectado. Qualifica-se, normalmente, segundo a sua potência activa (P).

Representação	Elemento	Descrição
T	Transformador	Tem a função de alterar o nível de tensão. Existem transformadores elevadores e redutores de tensão. São caracterizados segundo a sua potência aparente (S), valores de tensão (U) e a reatância de fugas (X), em percentagem, em relação aos dois últimos.
B	Barramento	É um elemento condutor reforçado, de impedância desprezável, que efetua a interligação e a distribuição de energia entre linhas. Está presente nos pontos de chegada e partida das linhas.
C	Carga	Representa a energia elétrica requisitada pelos consumidores. É expressa em potência ativa (P) e reativa (Q).
L	Linha	Elemento responsável pelo transporte e distribuição da energia. Uma linha de transmissão é tipicamente caracterizada segundo quatro parâmetros, reatância (X), admitância (Y), resistência (R) e comprimento.

## 2.4 Novo paradigma das redes de distribuição

O aparecimento de novas fontes de energia, de fonte renovável, suscetíveis de serem instaladas e ligadas à rede em locais de consumo de energia veio trazer um novo paradigma nas redes de distribuição de energia elétrica.

Tal como referido no ponto 2.3, convencionalmente, a produção de energia elétrica ocorre afastada dos grandes centros de consumo (e.g. Centrais Hídricas e Térmicas). O fluxo de corrente é, desta forma, unidirecional, iniciando-se nos centros produtores, percorrendo as linhas de transporte e de distribuição até aos consumidores finais. A inteligência da rede existe, fundamentalmente, em locais de controlo nacional ou regional e em algumas subestações, enquanto que o controlo remoto sobre as cargas é, praticamente, inexistente, sendo por isso considerada um tipo de rede passiva [17].

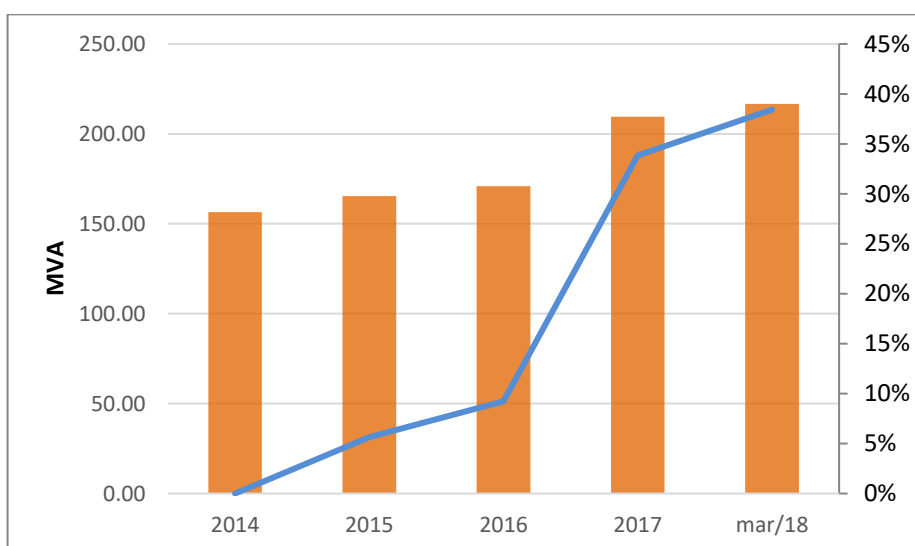


Figura 2.6 - Aumento da potência ligada à rede de fontes de energia solar, integrantes da produção distribuída [18]

O crescimento acentuado, nos últimos anos [19], de unidades de produção em zonas de distribuição de energia, nomeadamente as Unidades de Produção e Autoconsumo (UPAC) e as Unidades de Pequena Produção (UPP), tem provocado impactos técnicos, principalmente relacionados com o aumento de tensão, qualidade da energia, sobrecarga de linhas e problemas na proteção. É por estes motivos que surge a necessidade de efetuar um maior controlo e monitorização da rede.



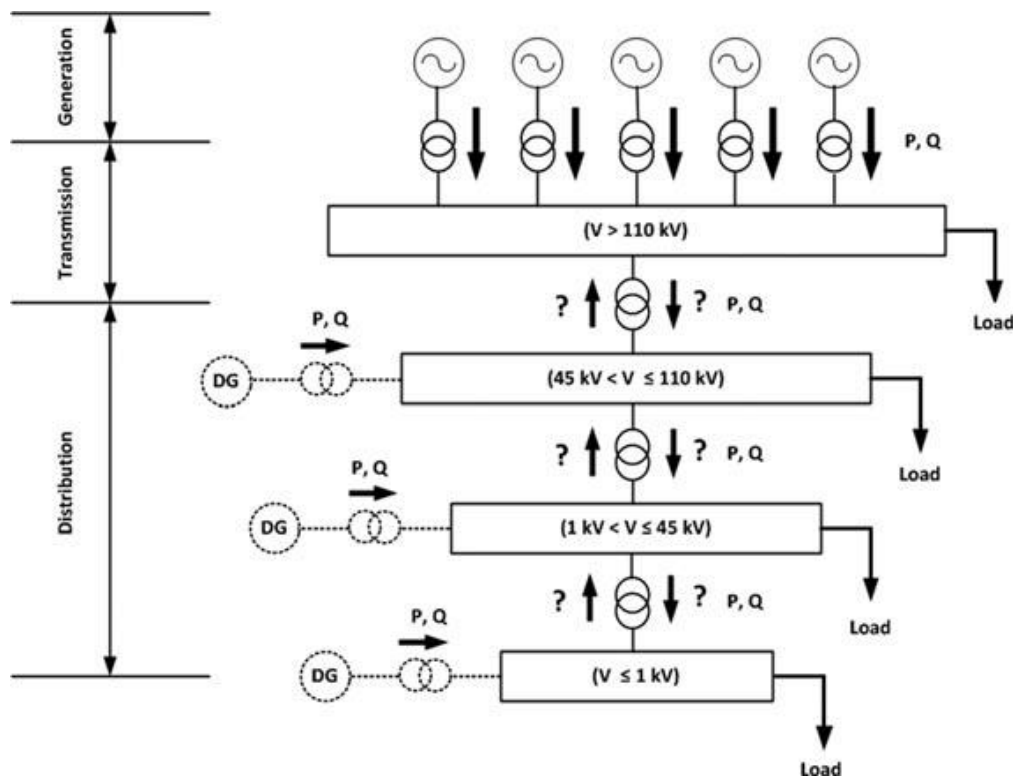


Figura 2.7 - Integração da produção distribuída no sistema elétrico de energia [20]

Este novo tipo de abordagem enquadra-se num novo conceito de rede: *Smart Grids* ou Redes Inteligentes.

O conceito de *Smart Grids* engloba várias técnicas, metodologias e procedimentos utilizados para responder a este novo paradigma de redes elétricas, transformando a rede passiva numa rede ativa. A primeira vez que surgiu publicado este conceito foi em 2005 [21]. Desde então é possível encontrar uma série de definições, em que todas elas convergem num ponto: o uso de recursos digitais e comunicacionais para melhorar o controlo e eficiência no transporte e distribuição de energia elétrica [17] [20] [22].

Segundo a Comissão Europeia [23], os principais objetivos das redes inteligentes são:

- Melhorar a conexão e operação de geradores de todos os tamanhos e tecnologias;
- Permitir que os consumidores participem da otimização do funcionamento do sistema;
- Fornecer aos consumidores maiores informações e opções sobre o modo como usam a energia;

- Reduzir significativamente o impacto ambiental de todo o sistema de fornecimento de eletricidade;
- Manter ou até mesmo melhorar os altos níveis de confiabilidade, qualidade e segurança do abastecimento de energia elétrica;
- Manter e melhorar os serviços existentes de forma eficiente;
- Promover a integração dos mercados energéticos num mercado integrado europeu.

Uma peça fundamental para que este sistema de redes inteligentes seja implementado é o uso de tecnologias avançadas de medição e comunicação com o sistema. É neste âmbito que surgem os *smart-meters* - contadores inteligentes, os quais são caracterizados na secção seguinte.

## 2.5 Smart Meters - Contadores Inteligentes

Os contadores de eletricidade convencionais são dispositivos de funcionamento eletromecânico com capacidade de armazenamento até três leituras, dependendo do tipo de tarifa escolhida pelo consumidor (i.e., tarifa única, bi-horária ou tri-horária) [24]. Para que seja efetuada a faturação de energia, é necessária a deslocação de um técnico ao local para fazer a leitura do contador, não dispondo, este dispositivo, de qualquer outra função ou capacidade adicional. Este tipo de contador está a ser substituído pelos novos equipamentos, os contadores inteligentes de eletricidade.

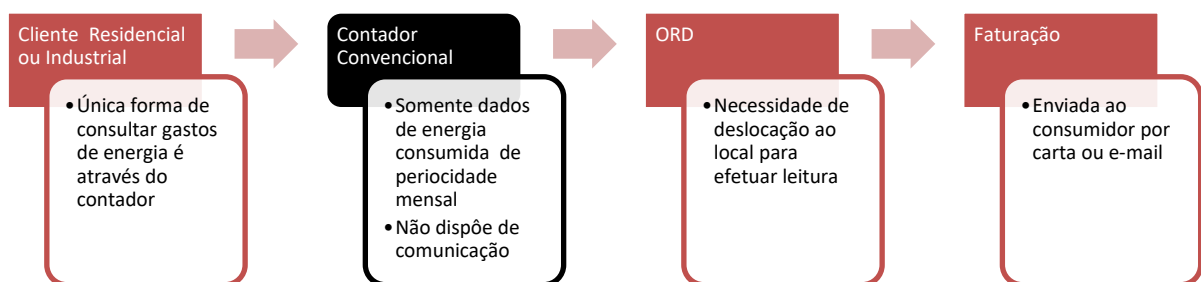


Figura 2.8 - Diagrama sobre o funcionamento do sistema energético com contador convencional



Figura 2.9 - Exemplo de um tipo de contador de eletricidade convencional [25]

Os *smart-meters* ou contadores inteligentes, são dispositivos totalmente eletrônicos, de medição avançada de energia. Estes dispositivos têm como característica fundamental, a capacidade de comunicação bidirecional com o ORD, fornecendo informações, em tempo real, do consumo de energia e valores de tensão e frequência da carga a que estão ligados. [26]



Figura 2.10 - Exemplo de um tipo de contador inteligente, “Smart-meter Janz NB-IoT” [27]

Em Portugal, a EDP-D é a entidade responsável pela substituição dos antigos contadores. Iniciou, em 2007 o projeto Inovgrid [28] com o objetivo de desenvolver um equipamento de *smart-meter* e uma arquitetura que permitisse o desenvolvimento de sistemas para lidarem com a informação gerada. Numa fase experimental instalou um projeto piloto na cidade de Évora através do projeto *Inovcity*. Em junho de 2017, tinham sido já instalados cerca de 900 000 equipamentos, a que a EDP deu o nome de “EDP BOX”, planeando-se ter instalados 1,3 milhões de contadores até ao fim desse ano, meta que segundo o presidente da EDP Distribuição, João Torres, foi cumprida. Para este projeto, a EDP-D tem previsto um orçamento de 600 milhões de euros, sendo participado pela UE com cerca de 120 milhões de euros e tendo esta entidade definido que até 2022 todos os contadores têm de ser substituídos [29] [30] .



Figura 2.11 - Diagrama da EDP Inovgrid sobre o funcionamento pretendido da rede energética inteligente com smart-meters [28]

### 2.5.1 Funcionalidades

Em 2011, foram realizados dois relatórios que assumiram uma importância relevante, na definição dos principais requisitos funcionais dos novos tipos de contadores, no âmbito da União Europeia. Esses documentos foram elaborados pela ERGEG (*European Regulators Group for Electricity and Gas*) e pela CE (Comissão Europeia) [31][32].

Tabela 2.4 - Requisitos de funcionalidades para os *smart-meters* segundo a CE e a ERGEG

Beneficiário direto	Entidade	
	CE	ERGEG
Consumidor	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Providenciar leituras diretamente do contador e através de outros equipamentos;<sup>1</sup></li> <li>▪ Atualizar as leituras com frequência suficiente com vista a aumentar a poupança de energia;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Fornecer informações sobre consumo e custo reais, mensalmente, sem custo;<sup>1</sup></li> <li>▪ Permitir ativação e desativação remota da alimentação;<sup>1</sup></li> <li>▪ Capacidade para alterar de fornecedor, mover ou alterar contrato de forma mais simples;<sup>1</sup></li> <li>▪ Enviar alerta em caso de interrupção não notificada ou consumo excessivo de energia;<sup>1</sup></li> <li>▪ Possibilitar interface com a casa;<sup>1</sup></li> <li>▪ Capacidade de atualização remota do software.<sup>1</sup></li> </ul>

<sup>1</sup> Através de interface com outros dispositivos, como por exemplo smartphone ou computador.

---

Operador da Rede	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Permitir leituras remotas;</li> <li>▪ Proporcionar comunicação bidirecional;</li> <li>▪ Providenciar dados para melhorar a qualidade da Energia Elétrica;</li> <li>▪ Permitir leituras com frequência suficiente para melhorar planejamento da rede.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Proporcionar informações sobre dados de consumo e custo da demanda do cliente;</li> <li>▪ Enviar alerta em caso de interrupção não notificada ou consumo excessivo de energia;</li> </ul>
Aspectos Comerciais De Fornecimento de Energia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Suportar sistemas de tarifários avançados;</li> <li>▪ Permitir limitar, ligar ou desligar remotamente cargas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Providenciar faturação baseada no consumo real e com reflexo dos padrões reais de consumo;</li> <li>▪ Capacidade para alterar de fornecedor, mover ou alterar contrato de forma mais simples;</li> <li>▪ Permitir redução/aumento da capacidade de energia remotamente;</li> </ul>
Segurança e Privacidade	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Comunicação de dados segura;</li> <li>▪ Prevenção e detecção de fraude.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Permitir privacidade do consumidor.</li> </ul>
Produção Distribuída	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Providenciar medição de importação/exportação de potência reativa.</li> </ul>	

---

A EDP está a instalar em Portugal uma vasta gama de contadores inteligentes, **Tabela 2.5**, que, com o auxílio de uma aplicação para *smartphone* (“EDP RE:DY”) e de uma box para controlo de energia (“EDP Box”) fazem cumprir, na sua generalidade, os requisitos funcionais supracitados.

Tabela 2.5 - Lista de smart-meters a serem instalados em Portugal[33]

Tipo de contador	Modelo
Monofásico	<ul style="list-style-type: none"><li>• Iskra ME162;</li><li>• Janz C240E1;</li><li>• Sagem CX1000;</li><li>• Landis &amp; Gyr;</li><li>• SDC</li></ul>
Trifásico	<ul style="list-style-type: none"><li>• Actaris ACE2000 e Actaris ACE3000;</li><li>• Actaris ACE5000;</li><li>• Iskra MT172;</li><li>• Sagem CX2000.</li></ul>





## Capítulo 3

# Perdas nas Redes Elétricas

### 3.1 Introdução

Antes de chegar aos consumidores finais, a energia elétrica, produzida nas centrais tradicionais<sup>2</sup>, que representam a maior parte da energia elétrica produzida em Portugal, efetuam um longo e complexo percurso pela rede de transporte e distribuição e respetivos transformadores, cabos, subestações e outros equipamentos. Como consequência deste complexo percurso, a energia fornecida aos consumidores não é a totalidade da energia produzida nas centrais, existindo perdas de energia elétrica durante todo este percurso e sendo somente cobrado ao consumidor a energia consumida [34].

Torna-se, portanto, relevante para as empresas concessionárias da rede que o valor de perdas seja o mais baixo possível, de forma a maximizar o lucro e melhorar o serviço prestado ao consumidor. Este objetivo assume ainda uma maior importância para as concessionárias da rede de distribuição, uma vez que existe uma maior percentagem de perdas neste tipo de redes, como se pode observar na figura seguinte:

---

<sup>2</sup> Essencialmente centrais térmicas e hidroelétricas

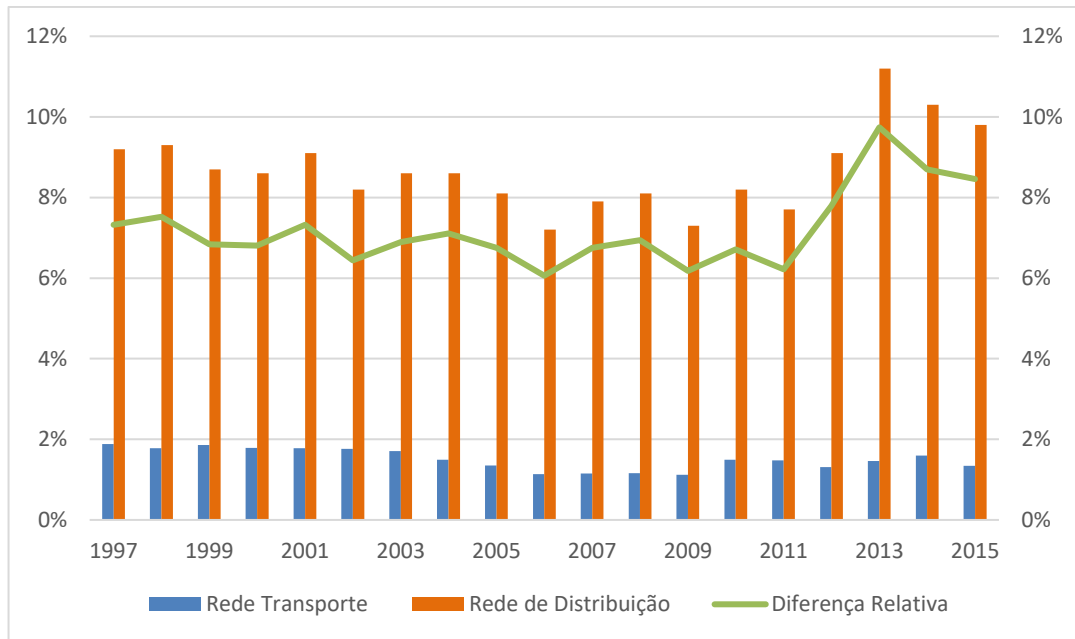


Figura 3.1 - Percentagem de perdas na rede de transporte e na rede de distribuição

Neste capítulo, são caracterizados os tipos de perdas nas redes elétricas e a forma como se podem obter os valores das perdas técnicas do sistema de distribuição de energia.

### 3.2 Classificação de perdas

No estudo sobre perdas da energia elétrica, pode-se muitas vezes encontrar dois tipos de unidades de medição diferentes: Potência em Watt (W); e Energia em Watt-hora (Wh). Este tipo de apresentação relaciona-se, fundamentalmente, com a forma como foi efetuada a medição, isto é, quando o valor é apresentado em Watt, implica que foi efetuada uma medição de um valor instantâneo, enquanto que Watt-hora implica que a medição foi efetuada num intervalo de tempo. Posto isto, pode-se efetuar uma classificação das perdas em relação à sua natureza do seguinte modo:

- Perdas em Potência ( $p$ ): corresponde à diferença entre a potência produzida e injetada na rede ( $P_i$ ) e a potência consumida ( $P_c$ ) num determinado instante de tempo ( $t$ ):

$$p = P_i(t) - P_c(t) \quad (3.1)$$

- Perdas em Energia ( $E_p$ ): é a diferença entre a energia de entrada ou requisitada ( $E_{in}$ ) pelo sistema e a energia de saída ou vendida ( $E_{out}$ ), num determinado intervalo de tempo:

$$E_p = E_{in}(\Delta t) - E_{out}(\Delta t) \quad (3.2)$$

As perdas na rede distribuição podem ainda, ser classificadas quanto à sua origem: perdas técnicas e não técnicas.

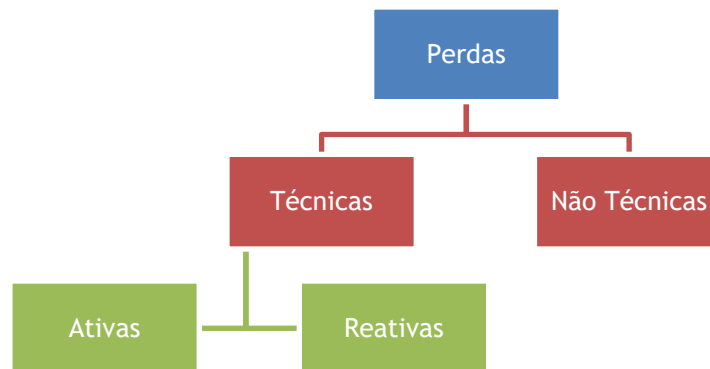


Figura 3.2 - Diagrama do tipo de perdas na rede de distribuição

As perdas técnicas resultam de fenómenos físicos, tais como as perdas de Joule, associados à transferência de energia ao longo de todo o processo de transporte e distribuição, tratando-se, portanto, de energia não entregue aos consumidores. Este tipo de perdas não pode ser eliminado, pode, todavia, ser reduzido, daí a pertinência de vários estudos da rede para esse efeito [35].

Dentro das perdas técnicas podemos ter:

- Perdas Ativas: constituem a maior percentagem das perdas técnicas e são resultantes do efeito de Joule, estando presentes em todos os condutores elétricos. O seu valor é proporcional ao quadrado da corrente elétrica que percorre os condutores, e determina-se multiplicando este valor pela sua resistência elétrica ( $R \times I^2$ ).
- Perdas Reativas: ocorrem nas reactâncias dos equipamentos. Nos sistemas de transmissão em corrente alternada as reactâncias armazenam energia em cada meio ciclo, para de seguida, devolver essa mesma energia à fonte. Devido a este facto, a energia reativa em questão não será efetivamente perdida, sendo necessária para o funcionamento dos componentes. Embora não cause perdas de forma direta, tem influência no seu valor, uma vez que contribui para o aumento da corrente nas linhas. Os motores elétricos são um exemplo de cargas que necessitam de consumir energia reativa significativa, contribuindo para o aumento da componente reativa na rede.

A menor percentagem das perdas da rede de distribuição corresponde às perdas não técnicas ou perdas comerciais. Estas perdas representam a eletricidade que é efetivamente entregue aos consumidores, mas que não é faturada à concessionária e devem-se, essencialmente, a erros de leitura dos contadores, roubo de energia elétrica e ou a erros de ligação. O valor deste tipo de perdas, pese embora não possa ser calculado diretamente, pode ser obtido pela diferença entre as perdas globais e as perdas técnicas.

### 3.3 Trânsito de Potências

O método mais eficiente para efetuar o cálculo de perdas numa rede de energia elétrica é através do cálculo do trânsito de potências.[16]

O valor das perdas de um SEE está relacionado com a resistência do meio de transmissão e com a corrente que nele circula. A obtenção dos valores de tensão e defasamento de todos os barramentos através da resolução do trânsito de potências, permite calcular o valor da corrente no elemento de transmissão, através da equação geral, obtida por aplicação das Leis de Kirchhoff para as correntes:

$$[I] = [Y][V] \quad (3.3)$$

Em que:

- $[I]$  é o vetor das correntes nodais injetadas;
- $[Y]$  é a matriz de admitâncias nodais;
- $[V]$  é o vetor das tensões nodais.

Conhecendo os valores das tensões dos barramentos e das correntes entre os mesmos, é possível calcular a potência injetada em cada extremo da linha. O valor das perdas de transmissão no condutor é obtido pela soma algébrica destas potências. A soma das perdas ocorridas em todos os elementos reflete, assim, as perdas globais do sistema.

Deste modo, para se efetuar o cálculo do trânsito de potências de uma rede é necessário conhecerem-se os seguintes dados:

- Parâmetros elétricos das linhas (R, X, Y), transformadores (X) e baterias de condensadores (Y);
- Potências ativas (P) e reativas (Q) consumidas em todos os barramentos;
- Potências ativas (P) produzidas nos barramentos de produção;

- Tensão estipulada nos barramentos com dispositivos de controlo de tensão e no barramento de referência;
- Dados adicionais para cálculos industriais: tomadas de transformadores e baterias de condensadores, limites de produção dos geradores, limites de sobrecarga das linhas e transformadores;

Depois de efetuada a recolha dos dados supracitados, deve-se seguir os seguintes passos:

- 1) Formulação de um modelo matemático que represente com suficiente rigor o sistema físico real;
- 2) Classificação de barramentos e grandezas respetivas;
- 3) Resolução do problema do TP;
- 4) Cálculo das potências que transitam em todos os ramos - linhas e transformadores. [12]

### 3.3.1 Formulação do problema

A formulação do modelo matemático do trânsito de potências resulta num sistema de equações não linear. Neste modelo, as linhas e os transformadores são representadas pelo seu modelo equivalente em  $\pi$  [36], as cargas e as potências produzidas são definidas por uma injeção de corrente equivalente. [16]

A cada barramento da rede estão associadas 6 variáveis: potência ativa gerada, potência reativa gerada, potência ativa consumida, potência reativa consumida, magnitude/módulo da tensão e ângulo de fase da tensão. Para simplificar a representação do circuito equivalente, pode reduzir-se a representação do número de variáveis por barramento, introduzindo o conceito de potência injetada, tal como referido anteriormente, a qual agrega as potências produzidas e consumidas.

Desta forma, para cada barramento  $i$  da rede, existirão apenas 4 variáveis [37]:

- Potência ativa injetada,  $P_i$ ;
- Potência reativa injetada,  $Q_i$ ;
- Magnitude/módulo da tensão,  $V_i$ ;
- Ângulo de fase da tensão,  $\theta_i$ .

Considerando uma rede de  $N$  barramentos para a qual se conhece o respetivo esquema unifilar, com os ramos representados pelo modelo equivalente em  $\pi$  e conhecendo-se para cada um desses ramos o valor da impedância ( $Z$ ) bem como a admitância shunt ( $Y$ ) total pode-se adotar um método de resolução geral. Esse método consiste na obtenção das equações gerais para a potência ativa, equação (3.4), e reativa, equação (3.5), injetadas no barramento  $i$ , a partir da matriz de admitâncias nodais da equação (3.3), a qual tem dimensão  $N \times N$ .

$$\begin{aligned} P_i &= \sum_{k=1}^N V_i V_k (G_{ik} \cos(\theta_{ik}) + B_{ik} \operatorname{sen}(\theta_{ik})) \\ &= V_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N V_i V_k (G_{ik} \cos(\theta_{ik}) + B_{ik} \operatorname{sen}(\theta_{ik})) \end{aligned} \quad (3.4)$$

$$\begin{aligned} Q_i &= \sum_{k=1}^N V_i V_k (G_{ik} \operatorname{sen}(\theta_{ik}) - B_{ik} \cos(\theta_{ik})) \\ &= -V_i^2 B_{ii} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N V_i V_k (G_{ik} \operatorname{sen}(\theta_{ik}) - B_{ik} \cos(\theta_{ik})) \end{aligned} \quad (3.5)$$

Os valores de potência ativa e reativa, que irão ser determinados, respetivamente, pelas equações (3.6) e (3.7) são designados como “valores calculados”. Enquanto que os valores de potência ativa injetada, equação (3.8), e potência reativa injetada, equação (3.9), são designados como “valores especificados”.

$$P_i^{calc} = V_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N V_i V_k (G_{ik} \cos(\theta_{ik}) + B_{ik} \operatorname{sen}(\theta_{ik})) \quad (3.6)$$

$$Q_i^{calc} = -V_i^2 B_{ii} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N V_i V_k (G_{ik} \operatorname{sen}(\theta_{ik}) - B_{ik} \cos(\theta_{ik})) \quad (3.7)$$

$$P_i^{esp} = P_{Gi} - P_{Ci} \quad (3.8)$$

$$Q_i^{esp} = Q_{Gi} - Q_{Ci} \quad (3.9)$$

Desta forma podem ser definidas as equações de fecho ou de desvios de potência, de acordo com:

$$\Delta P_i = P_i^{esp} - P_i^{calc} \quad (3.10)$$

$$\Delta Q_i = Q_i^{esp} - Q_i^{calc} \quad (3.11)$$

O problema de TP ficará resolvido quando se obtiveram os valores para as tensões nos nós e respectivos argumentos de forma a que as equações de fecho se anulem.

### 3.3.2 Classificação de Barramentos e variáveis de estado

No cálculo do trânsito de potências a prática usual consiste na definição de três tipos de barramentos:

- Barramentos PQ: correspondem a barramentos de consumo e/ou produção conhecidas, permitindo definir tanto a potência ativa como a potência reativa injetada.[16] As incógnitas associadas a este tipo de barramentos são o módulo da tensão,  $V$ , e o respetivo ângulo de fase  $\theta$ . Deste modo podem ser definidas as equações de fecho em potência ativa e reativa:

$$\Delta P_i = P_i^{esp} - P_i^{calc} = 0 \quad (3.12)$$

$$\Delta Q_i = Q_i^{esp} - Q_i^{calc} = 0 \quad (3.13)$$

- Barramentos PV: correspondem a barramentos que têm conectado um gerador onde se estipula o valor da potência ativa produzida ( $P$ ) e da tensão, em módulo, ( $V$ ) a qual pode ser controlada pela excitação das máquinas. As incógnitas associadas a este tipo de barramentos são a potência reativa produzida, e o ângulo de fase da tensão. Em cada barramento do tipo PV só pode ser definida a equação de fecho em potência ativa, uma vez que não se conhece à priori a potência reativa produzida pelo gerador:

$$\Delta P_i = P_i^{esp} - P_i^{calc} = 0 \quad (3.14)$$

- Barramento de compensação e referência ( $V\theta$ ): trata-se de um barramento ao qual está associado um gerador. No entanto, neste barramento não se conhece a potência ativa e reativa produzida. Especifica-se então os valores da tensão e do ângulo de fase, normalmente  $\theta=0$ . As incógnitas associadas a este tipo de barramentos são a potência ativa e reativa

produzida. Por conseguinte, neste barramento, não se pode definir nenhuma das equações de fecho.

Importa definir ainda as variáveis de estado do problema. As variáveis de estado correspondem a variáveis dependentes do problema, ou seja, que não são especificadas à partida. Estas variáveis correspondem à magnitude das tensões nodais em todos os barramentos do tipo PQ e ao ângulo de fase das tensões em todos os barramentos PQ e PV.

### 3.3.3 Comparação entre os métodos de resolução

A escolha do método de resolução do trânsito de potências é parte fundamental na concretização de qualquer estudo da rede elétrica. Assim, desde cedo se realizaram estudos sobre a melhor metodologia para a resolução deste tipo de problema.

As primeiras publicações sobre um método automático digital para o cálculo do trânsito de potências surgiram em 1956, por Ward e Hale [38] e no ano seguinte, em 1957, por Brown [39]. Estas duas publicações sugeriram métodos iterativos através da matriz (Y) de admitâncias nodais, onde a baixa exigência de armazenamento de memória para os computadores da altura resultou na resolução de diversos problemas. No entanto, o resultado não era ainda satisfatório, uma vez que o método convergia muito lentamente e em certos casos, simplesmente não era possível encontrar uma solução, uma vez que o método não convergia. Assim, os estudos continuaram na tentativa de ultrapassar as dificuldades do cálculo com a matriz de admitâncias. A década de 60 foi especialmente importante e revolucionária na forma de calcular o trânsito de potências. Os estudos [40] e [41] trouxeram uma nova abordagem, a realização do cálculo através da matriz das impedâncias (Z). Estes métodos mostraram ser aptos a convergir em mais casos que os métodos anteriores, contudo, o seu processo utilizava uma maior percentagem de memória computacional e isso afetava a sua rapidez, verificando-se mais lento que os anteriores, principalmente nos casos de aplicação em redes elétricas com elevado número de nós. Foi também nesta altura que surgiram as primeiras abordagens ao método de NR por Van Ness em [42] e em [43] com Hart. Estes autores demonstraram a enorme potencialidade da adoção do método de Newton-Raphson ao cálculo do trânsito de potências, mas a incapacidade em lidar com matrizes esparsas resultantes do Jacobiano e da matriz de admitâncias (Y) ainda não fazia deste método competitivo a nível computacional. Em 1967, Tinney e Walker [44] deram um importante passo no cálculo do trânsito potências ao conseguirem concretizar uma eficiente eliminação computacional do número de elementos nulos de uma matriz através de uma factorização triangular, sendo crucial no combate à sua esparsidade. Ainda no mesmo ano, Tinney e Hart [45], publicaram o resultado da aplicação das técnicas de esparsidade desenvolvidas ao método de NR, tendo demonstrado a sua grande capacidade e velocidade de convergência em todos os exemplos testados e em comparação com os métodos anteriores em uso.

Em 1974 surgiu um dos primeiros estudos sobre um dos mais recentes métodos para o cálculo do trânsito de potências, o *Fast Decoupled Load Flow*, por Stott e Alsac [46]. Este método revela ter



rápida convergência, sendo, por vezes, ainda mais rápidas que o NR. No entanto, este método parte de simplificações que só podem ser usadas em redes MAT e AT, onde  $R \ll X$ , sendo por isso preterido no caso do cálculo de redes MT e BT.

Existem, hoje em dia, vários estudos que efetuam a comparação entre os métodos mais amplamente usados ao longo dos anos e que foram referidos acima:

- Gaus-Seidel com matriz de admitâncias (Y);
- Gauss-Seidel com matriz de impedâncias nodais (Z);
- Newton-Raphson;
- FDLF - Desacoplamento Rápido.

As publicações [47], [48], [49] e [50], são um exemplo da incidência da comunidade científica nesta área da energia elétrica com o objetivo de encontrar o método mais eficiente e mais adequado a cada caso. Em todas as publicações acima mencionadas é possível concluir que o método mais eficiente para o cálculo do trânsito de potências nas redes de distribuição é o Método de Newton-Raphson. Tal facto, deve-se, tal como foi referido anteriormente, à sua rapidez de convergência, mas também à pouca sensibilidade a fatores que possam afetar essa mesma convergência, como por exemplo, a escolha do barramento de referência, que nos casos dos métodos de Gauss-Seidel é um dos fatores que pode resultar numa divergência do método.

### 3.3.3.1 Newton Raphson

Posto isto, o método escolhido para efetuar, computacionalmente, o trânsito de potências foi o de Newton-Raphson, sendo de seguida efetuada uma breve descrição sob a forma como se obtêm as suas equações e posteriormente uma possível forma da sua aplicação.

Antes de mais, para se usar o método de NR é necessário colocar as equações que definem o problema na forma  $f(x) = 0$ . Para esse efeito, utilizam-se as equações de fecho (3.12) e (3.13) dos barramentos PQ e a equação (3.14) referente aos barramentos PV. Obtendo-se, desta forma, as equações a seguir apresentadas:

- Barramento do tipo PQ:

$$\Delta P_i = P_i^{esp} - P_i^{calc} = P_i^{esp} - \left[ V_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N V_i V_k (G_{ik} \cos(\theta_{ik}) + B_{ik} \text{sen}(\theta_{ik})) \right] = 0 \quad (3.15)$$

$$\Delta Q_i = Q_i^{esp} - Q_i^{calc} = Q_i^{esp} - \left[ -V_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N V_i V_k (G_{ik} \text{sen}(\theta_{ik}) - B_{ik} \cos(\theta_{ik})) \right] = 0 \quad (3.16)$$

- Barramento do tipo PV:

$$\Delta P_i = P_i^{esp} - P_i^{calc} = P_i^{esp} - \left[ V_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N V_i V_k (G_{ik} \cos(\theta_{ik}) + B_{ik} \text{sen}(\theta_{ik})) \right] = 0 \quad (3.17)$$

Depois de se ter obtido as equações anteriores e tendo em consideração a equação geral do método de Newton-Raphson [36], pode-se obter reformular a equação geral de NR aplicada ao problema do trânsito de potências, ficando:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{PV\&PQ} \\ \Delta Q_{PQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{N} \\ \mathbf{J} & \mathbf{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_{PV\&PQ} \\ \frac{\Delta V_{PQ}}{V_{PQ}} \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

Em que:

$$\begin{aligned} [\mathbf{H}] &= \frac{\partial P_{PV\&PQ}^{calc}}{\partial \theta_{PV\&PQ}} & [\mathbf{J}] &= V \frac{\partial P_{PV\&PQ}^{calc}}{\partial V_{PQ}}, \\ [\mathbf{N}] &= \frac{\partial Q_{PQ}^{calc}}{\partial \theta_{PV\&PQ}} & [\mathbf{L}] &= V \frac{\partial Q_{PQ}^{calc}}{\partial V_{PQ}} \end{aligned} \quad (3.19)$$

O cálculo de cada um dos elementos que compõem as submatrizes (3.19), obtém-se diferenciando as equações (3.15), (3.16) e (3.17). Para tal, deve-se ter em consideração que:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \cos(\theta_{ik})}{\partial \theta_i} &= -\text{sen}(\theta_{ik}) & \frac{\partial \cos(\theta_{ik})}{\partial \theta_k} &= \text{sen}(\theta_{ik}) \\ \frac{\partial \text{sen}(\theta_{ik})}{\partial \theta_i} &= \cos(\theta_{ik}) & \frac{\partial \text{sen}(\theta_{ik})}{\partial \theta_k} &= -\cos(\theta_{ik}) \end{aligned} \quad (3.20)$$

Desta forma, é possível obter as expressões (3.21), (3.22), (3.23) e (3.24) para o cálculo dos elementos de cada submatriz. São estas as expressões usadas para realizar o cálculo do Jacobiano, que representa uma etapa fundamental no método de Newton-Raphson.

- Elementos da matriz [H]:

$$H_{ii} = \frac{\partial P_i^{calc}}{\partial \theta_i} = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N V_i V_k (-G_{ik} \text{sen}(\theta_{ik}) + B_{ik} \cos(\theta_{ik})) = -Q_i^{calc} - V_i^2 B_{ii} \quad (3.21)$$

$$H_{ik} = \frac{\partial P_i^{calc}}{\partial \theta_k} = V_i V_k (G_{ik} \text{sen}(\theta_{ik}) + B_{ik} \cos(\theta_{ik}))$$

- Elementos da matriz [N]

$$N_{ii} = \frac{\partial Q_i^{calc}}{\partial \theta_i} = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N V_i V_k (G_{ik} \cos(\theta_{ik}) + B_{ik} \text{sen}(\theta_{ik})) = -P_i^{calc} - V_i^2 G_{ii} \quad (3.22)$$

$$\begin{aligned} N_{ik} &= \frac{\partial Q_i^{calc}}{\partial \theta_k} = V_i V_k (-G_{ik} \cos(\theta_{ik}) - B_{ik} \text{sen}(\theta_{ik})) \\ &= -V_i V_k (G_{ik} \cos(\theta_{ik}) + B_{ik} \text{sen}(\theta_{ik})) \end{aligned}$$

- Elementos da matriz [J]

$$J_{ii} = V_i \frac{\partial P_i^{calc}}{\partial V_i} = V_i \left[ 2V_i G_{ii} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N V_k (G_{ik} \cos(\theta_{ik}) + B_{ik} \text{sen}(\theta_{ik})) \right] \\ = P_i^{calc} + V_i^2 G_{ii} \quad (3.23)$$

$$J_{ik} = V_k \frac{\partial P_i^{calc}}{\partial V_k} = V_k V_i (G_{ik} \cos(\theta_{ik}) + B_{ik} \text{sen}(\theta_{ik})) = -M_{ik}$$

- Elementos da matriz [L]

$$L_{ii} = V_i \frac{\partial Q_i^{calc}}{\partial V_i} = V_i \left[ -2V_i B_{ii} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N V_k (G_{ik} \text{sen}(\theta_{ik}) + B_{ik} \cos(\theta_{ik})) \right] = Q_i^{calc} - V_i^2 B_{ii} \quad (3.24)$$

$$L_{ik} = V_k \frac{\partial Q_i^{calc}}{\partial V_k} = V_k V_i (G_{ik} \text{sen}(\theta_{ik}) - B_{ik} \cos(\theta_{ik})) = H_{ik}$$

Estão assim definidas todas as expressões necessárias para o cálculo do TP através do método de NR, faltando apenas indicar um algoritmo para a sua implementação. Um possível algoritmo pode ser o seguinte:

- 1) Estimar os valores iniciais para as variáveis de estado do problema:  $V_i^{(0)} \theta_i^{(0)}$ . Normalmente 1 pu para a tensão e 0 para o ângulo;
- 2) Determinar  $P_i^{calc}$ ,  $Q_i^{calc}$ ,  $\Delta P_i$  e  $\Delta Q_i$  para as variáveis de estado do problema, no ponto pretendido;
- 3) Verificar a convergência do processo iterativo mediante aferição das equações de fecho face à tolerância especificada ( $\varepsilon_p$  e  $\varepsilon_Q$ ). Se as seguintes condições forem verificadas, a convergência foi alcançada:

$$|P_i^{esp} - P_i^{calc}| < \varepsilon_p \quad (3.25)$$

$$|Q_i^{esp} - Q_i^{calc}| < \varepsilon_Q \quad (3.26)$$

- 4) Determinar o Jacobiano no ponto correspondente às variáveis de estado atuais do problema seguindo-se a determinação das correções a efetuar a essas variáveis:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{PV\&PQ} \\ \Delta Q_{PQ} \end{bmatrix}^{(r+1)} = \left( \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix}^{-1} \right)^{(r)} \begin{bmatrix} \Delta \theta_{PV\&PQ} \\ \Delta Q_{PQ} \end{bmatrix}^{(r)} \quad (3.27)$$

- 5) Atualizar as variáveis de estado do problema de acordo com:

$$\begin{aligned} \theta_i^{(r+1)} &= \theta_i^{(r)} + \Delta \theta_i^{(r)} \\ V_i^{(r+1)} &= V_i^{(r)} + \Delta V_i^{(r)} = V_i^{(r)} \left( 1 + \frac{\Delta V_i^{(r)}}{V_i^{(r)}} \right) \end{aligned} \quad (3.28)$$

- 6) Utilizar os novos valores das variáveis de estado e regressar ao ponto 2.

Embora, atualmente, a capacidade dos computadores seja bastante superior ao passado, é de notar que a programação eficiente do método para resolver o problema em redes de elevada dimensão, requer a utilização de técnicas de esparsidade adequadas à manipulação de matrizes com elevado número de elementos nulos (matrizes esparsas), como é o caso da matriz de admitância nodais e do Jacobiano. O conhecimento e uso destas técnicas de programação evitam a armazenagem dos elementos nulos, bem como o seu processamento, reduzindo drasticamente as necessidades de memória do programa e de processamento do algoritmo.

A inversão do Jacobiano prejudica a sua esparsidade, pelo que o sistema de equações é resolvido com recurso à factorização triangular ou à bifactorização [44]. Estas técnicas combinadas com a ordenação ótima das linhas, permitem preservar substancialmente a esparsidade do Jacobiano, facilitando assim, o cálculo deste método.



## Capítulo 4

# Caso de Estudo

Ao longo deste capítulo, é realizado um estudo aprofundado das características da rede RTS-79, assim como a apresentação da metodologia e do tratamento de dados efetuado para a obtenção de resultados do cálculo do desvio das perdas técnicas com valores de potência e com valores de energia.

### 4.1 Programa usado para o cálculo do TP

A componente de programação deste estudo teve como base um programa do INESC TEC. Este programa, realizado em linguagem de programação C, dispõe de várias funcionalidades orientadas para o estudo de sistemas elétricos de energia. Entre essas funcionalidades, encontra-se aquela que foi usada no âmbito deste estudo, o cálculo do TP de um SEE pelo método de Newton-Raphson.

Para se poder efetuar o cálculo do TP é necessário fornecer ao programa todas as características essenciais dos seguintes elementos da rede:

- a) Nós;
- b) Cargas;
- c) Linhas;
- d) Geradores;
- e) Transformadores;

Depois de introduzidas estas características, o programa resolve o problema do trânsito de potências e tem a capacidade de armazenar diversos valores, destacando-se aqui, os mais importantes para o presente estudo:

- a) Potência Ativa e Reativa gerada;
- b) Potência Ativa e Reativa consumida;
- c) Perdas de Potência Ativa e Reativa.

## 4.2 RTS-79

Com vista à obtenção de resultados que se ajustem à realidade e na impossibilidade de trabalhar com redes de distribuição reais, a rede escolhida para o estudo e inerente elaboração da dissertação foi a “*IEEE Reliability Test System*” (RTS-79).[51]

A RTS-79 é uma rede de estudo para a análise, a uma escala considerável, da fiabilidade e funcionamento de sistemas elétricos de transmissão de energia. Esta rede, apresenta características universais e ao ser alvo de diversos estudos, por diferentes instituições e países, permite a obtenção de valores referência para posterior comparação de resultados.

### 4.2.1 Principais características da rede

A rede em estudo possui 24 barramentos, 17 cargas e 10 geradores como se pode observar através do esquema unifilar da **Figura 4.1**.



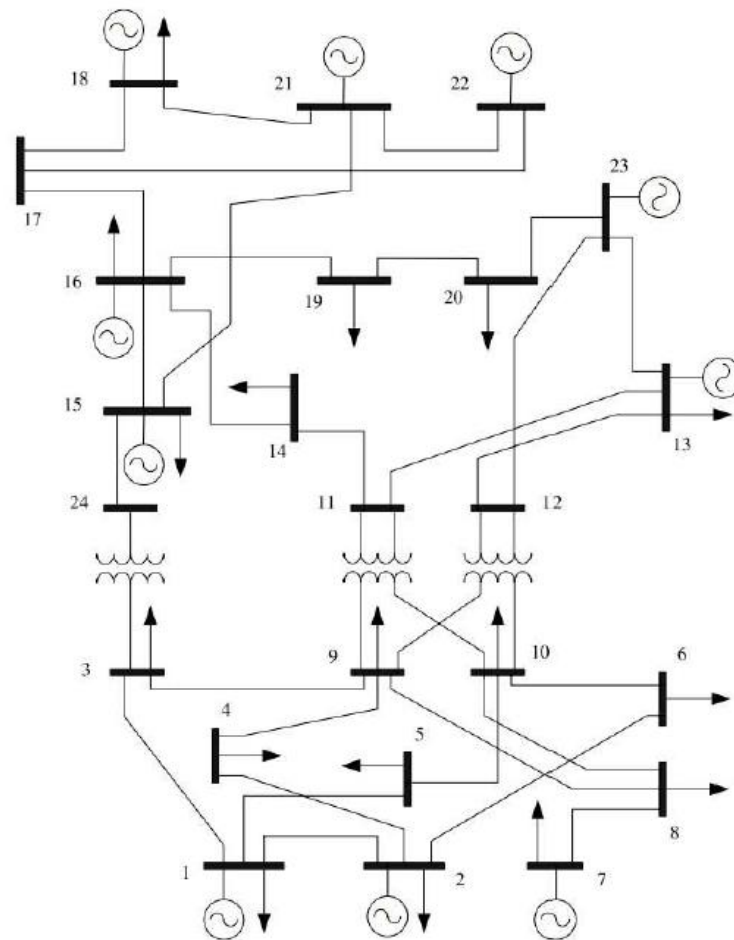


Figura 4.1 - Esquema unifilar da rede RTS-79 [52]

A exigência de cada carga, em termos de porcentagem total de carga do sistema, bem como a sua localização pode ser consultada na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Localização das cargas e distribuição do consumo total do sistema [51]

Carga	Barramento	% de carga do Sistema	Carga	Barramento	% de carga do Sistema
load0001	node0001	3.8%	load0010	node0010	6.8%
load0002	node0002	3.4%	load0011	node0013	9.3%
load0003	node0003	6.3%	load0012	node0014	6.8%
load0004	node0004	2.6%	load0013	node0015	11.1%
load0005	node0005	2.5%	load0014	node0016	3.5%
load0006	node0006	4.8%	load0015	node0018	11.7%
load0007	node0007	4.4%	load0016	node0019	6.4%
load0008	node0008	6.0%	load0017	node0020	4.5%
load0009	node0009	6.1%			

No relatório sobre a rede estudada [51], não é sugerido nenhum diagrama de carga para a rede. Por conseguinte, foi utilizado o diagrama da Tabela 4.2 e Figura 4.2, os quais foram retirados do estudo do *IEEE*, publicado no “*IEEE Transactions on Power Systems vol. 14*”<sup>3</sup> [52].

Tabela 4.2 - Consumo do sistema durante 24h

Hora (h)	Consumo do Sistema (MW), $P_h$	Hora (h)	Consumo do Sistema (MW), $P_h$
1	1598.252	13	2266.178
2	1502.834	14	2266.178
3	1431.27	15	2218.469
4	1407.416	16	2218.469
5	1407.416	17	2361.596
6	1431.27	18	2385.45
7	1765.233	19	2385.45
8	2051.487	20	2290.032
9	2266.178	21	2170.76
10	2290.032	22	1979.924
11	2290.032	23	1741.379
12	2266.178	24	1502.834

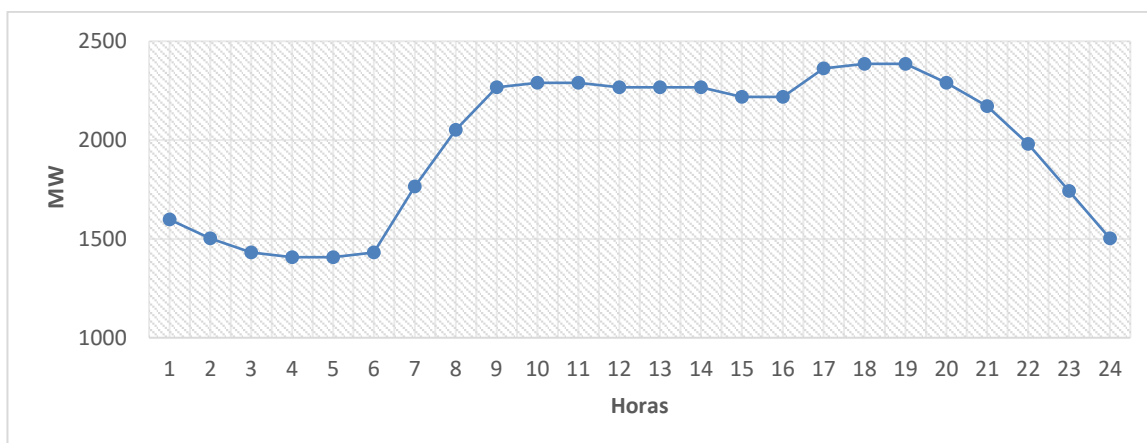


Figura 4.2 - Diagrama de carga para 24 horas [52]

<sup>3</sup> Relatório efetuado sobre a rede RTS-96. No entanto, para o presente estudo, as características usadas da rede RTS-96 e RTS-79 não diferem.

## 4.3 Metodologia

### 4.3.1 Geração dos diagramas de carga

Dispondo dos valores percentuais que cada carga,  $l$ , representa para a carga total do sistema ( $\%_{0l}$ ) e respectiva localização (Tabela 4.1), bem como dos valores do diagrama de carga para 24h (Tabela 4.2) foi possível calcular o valor requisitado por cada carga ao sistema em termos de potência ativa,  $P_{(l,h)}$ , em cada hora,  $h$ , de um dia de funcionamento através da equação (4.1).

$$P_{(l,h)} = \%_{0l} \times P_h \quad (4.1)$$

Este cálculo foi realizado para cada hora de cada uma das 17 cargas, tendo-se obtido a tabela de entrada com dimensões  $17 \times 24$  presente no Anexo A, que corresponde aos valores das potências ativas das cargas para cada hora de funcionamento.

### 4.3.2 Geração de valores de Potência Instantânea

Depois de se terem obtido os valores de potência ativa para cada hora (que correspondem aos consumos de energia hora a hora) foi necessário obter valores para cada minuto, tanto para a potência ativa como para a potência reativa.

Admitindo que os valores por minuto seguem uma distribuição normal de probabilidade com valor médio  $\mu = P_{(l,h)}$ , pôde-se aplicar o método de Monte Carlo.

O método de Monte Carlo é um método computacional que consiste em gerar uma grande quantidade de amostragens aleatórias, segundo uma distribuição de probabilidade, de forma a poder obter resultados próximos dos valores reais. [53]

Para poder aplicar este método recorreu-se à transformação de Box-Muller. Segundo este método, dado um par de variáveis aleatórias ( $U_1, U_2$ ), as equações (4.2), (4.3) e (4.4) fazem gerar duas variáveis aleatórias independentes ( $X_1, X_2$ ), da distribuição normal, com uma média  $\mu$  e desvio padrão  $\sigma$ . [54][55]

$$X_1 = (-2\log U_1)^{(1/2)} \times \cos(2\pi U_2) \quad (4.2)$$

$$X_2 = (-2\log U_1)^{(1/2)} \times \sin(2\pi U_2) \quad (4.3)$$

Como o objetivo é criar um número aleatório com a média  $\mu^4$ , e desvio padrão em relação à média, *dev*, especificado (Tabela 4.3), basta usar o valor de  $X_1$ . Ao multiplicar o valor de  $X_1$  pelo desvio-padrão,  $\sigma$ , e somando a média, obtém-se um valor  $Y$  com os requisitos pretendidos, equação (4.4).

$$Y = \mu + \sigma \times X_1 \quad (4.4)$$

Em que  $\sigma = dev * \mu$ .

Assim, ao repetir este processo 60 vezes para uma hora  $h$ , de uma carga  $l$ , é possível admitir-se que os valores daqui resultantes, correspondem ao valor de potência ativa da carga  $l$ , em cada minuto durante essa hora (diagrama de consumos instantâneos durante a hora para cada carga).

Recorrendo à conhecida relação entre a potência ativa  $P$ , reativa  $Q$ , e aparente  $S$ , e respetivo triângulo de potências (Figura 4.3), os valores de potência reativa podem ser obtidos pela equação (4.5).

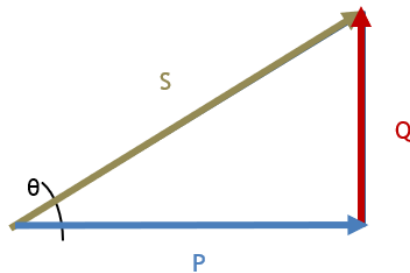


Figura 4.3 - Triângulo de potências

$$Q = P \times \tan(\arccos(\cos \theta)) \quad (4.5)$$

Em que  $\cos \theta =$  Fator de potência.

---

<sup>4</sup> Valor de  $\mu = P_{(l,h)}$ , que corresponde ao valor da carga  $l$  para cada carga  $h$ , valor que é retirado diretamente da tabela de entrada (anexo A).

### 4.3.3 Trânsito de Potências

Depois de gerar os valores acima descritos, resta efetuar o procedimento para o cálculo do trânsito de potências com valores em potência e com valores em energia. De forma a aumentar o campo de análise de resultados introduzira-se deste passo duas variações: diferentes valores de desvio padrão  $dev$ , e do fator de potência, das equações (4.4) e (4.5) respectivamente.

Tabela 4.3 - Valores de desvio padrão e fator de potência usados

Desvio padrão $dev$	Fator de Potência $\cos \theta$
10%	0.98
25%	0.95
50%	0.92

Para se obter o TP com valores em potência, pode-se introduzir diretamente na função de cálculo, os valores provenientes do processo especificado no ponto 4.3.2, que correspondem exatamente a valores de potência.

Para o trânsito de potências com valores de energia ter-se-á, primeiro, de converter os valores de potência, para energia, ao fim de uma hora, multiplicando esses valores por 1/60.

### 4.3.4 Tratamento de dados

Após definição da rede com todas as características e requisitos de funcionamento acima descritos, pôde-se efetuar o cálculo do trânsito de potências.

Nesta etapa da metodologia, foi necessário retirar as informações relevantes do cálculo efetuado (*i.e.*, perdas totais ativa e reativa e potência ativa e reativa) e, posteriormente, realizar o tratamento desses dados, de modo a ir ao encontro dos objetivos pretendidos deste estudo.

#### 4.3.4.1 Potencia ativa das cargas

De forma a validar o cálculo do trânsito de potências com os requisitos impostos e acima descritos, realizou-se um estudo sobre a oscilação da potência ativa.

Deste modo, escolheram-se as três cargas com o valor de Potência Ativa inicial mais alto e as três com valor mais baixo. Foram recolhidos os valores de P para cada minuto de duas horas do diagrama de carga, hora 18 e hora 4, que correspondem ao período de ponta e de vazio, respectivamente. Nos casos em que o valor de P de determinado minuto fosse negativo, esse valor foi substituído por zero, pois não é relevante para este estudo o valor de Potência Ativa injetada na rede.

Estes valores foram então objeto de análise, com a respetiva comparação com o valor da Potência Ativa obtida inicial, presente na tabela do Anexo A .

#### 4.3.4.2 Perdas com valores em Energia e perdas com valores de Potência

Para obter os valores do TP com os valores de potência, foi necessário, em primeiro lugar, obter os valores das perdas ativas e reativas por minuto. Estes valores, foram sequencialmente retirados do programa, à medida que o cálculo do trânsito de potências ia sendo realizado. De seguida, foi calculado o valor médio para cada hora, para efetuar posteriormente a comparação com os valores em energia.

Um procedimento semelhante, foi realizado para obter os resultados do TP com valores em energia. Como se pretendia obter valores em energia, a diferença residiu no facto dos valores retirados serem por hora e não por minuto.

Por fim, realizou-se a comparação entre os dois casos, tanto a nível gráfico como em termos de valores relativos, para cada desvio padrão e fator de potência utilizados, presentes na Tabela 4.3.

## Capítulo 5

# Apresentação e discussão de resultados

### 5.1 Introdução

Na apresentação e discussão de resultados irá proceder-se à análise dos resultados para o objetivo deste estudo, isto é, os valores das perdas técnicas obtidas pelo cálculo do TP com valores em energia e do TP com valores em potência. Não obstante esta análise, será, em primeiro lugar, realizada uma avaliação dos desvios da potência ativa resultantes do cálculo do trânsito de potências mencionado.

### 5.2 Desvios da Potência Ativa

Tal como mencionado no ponto 4.3.4.1, antes de analisar os valores das perdas técnicas, é importante analisar os desvios de potência ativa das cargas entre os valores iniciais (carga  $I_n$ ) e os valores resultantes do cálculo do TP efetuado, para deste modo avaliar se estes valores estão em conformidade com as condições impostas no referido cálculo.

Numa perspetiva de simplificação da análise, apresenta-se na tabela 5.1 um extrato dos valores do anexo A para as cargas e horas estudadas, nomeadamente a carga de valor inicial mais alto (carga 15) e a carga de valor inicial mais baixo (carga 5), cujos resultados serão demonstrados nesta secção.

Tabela 5.1 - Valor de Potência Ativa inicial das cargas em estudo para a hora 4 e 18

Carga	Hora	
	4	18
2	47.90	81.80
4	36.70	62.21
5	35.06	59.42
11	130.85	221.78
13	156.53	265.30
15	164.43	265.31

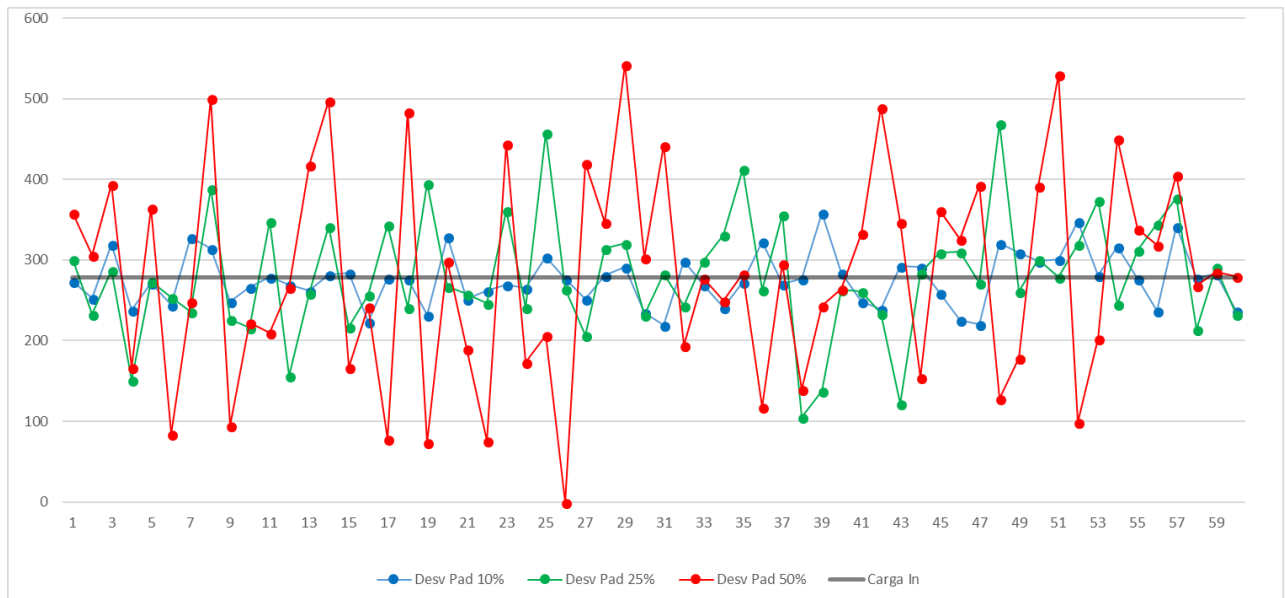


Figura 5.1 - Desvio de potência ativa da carga 15 durante a hora 18

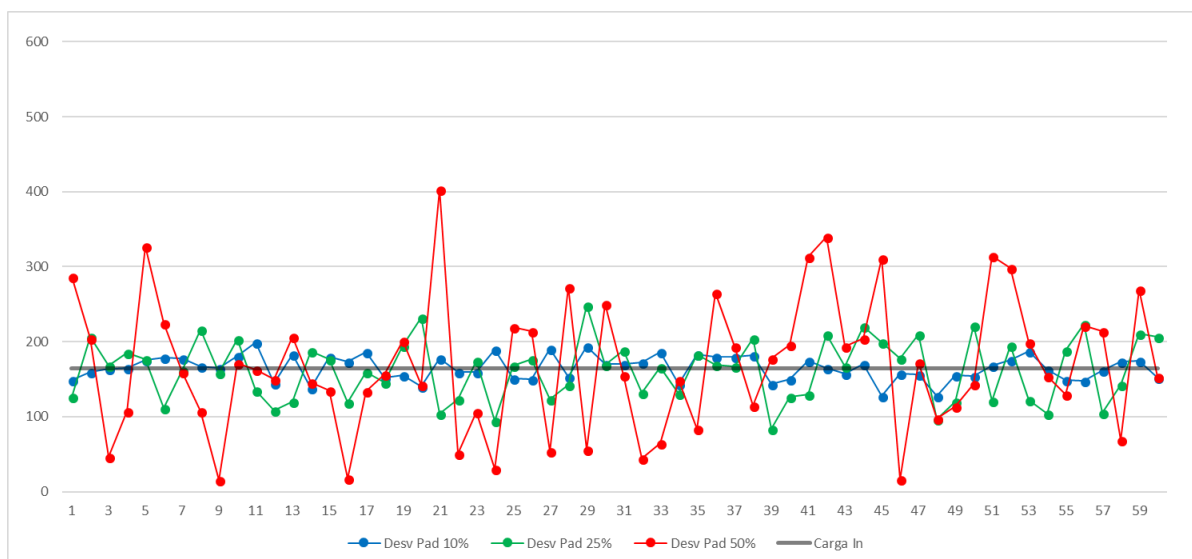


Figura 5.2 Desvio de potência ativa da carga 15 durante a hora 4

Observando os gráficos acima, é possível verificar que os valores da potência ativa, apresentam uma amplitude superior para o desvio padrão de 50%, sendo essa amplitude agravada na hora de ponta da rede em estudo. Importa, ainda, salientar que na hora de vazio todos os valores se aproximam mais do valor inicial da carga. Este facto pode ser mais facilmente comprovado pela análise dos gráficos *boxplots* (diagrama de quartis e de extremos) da .



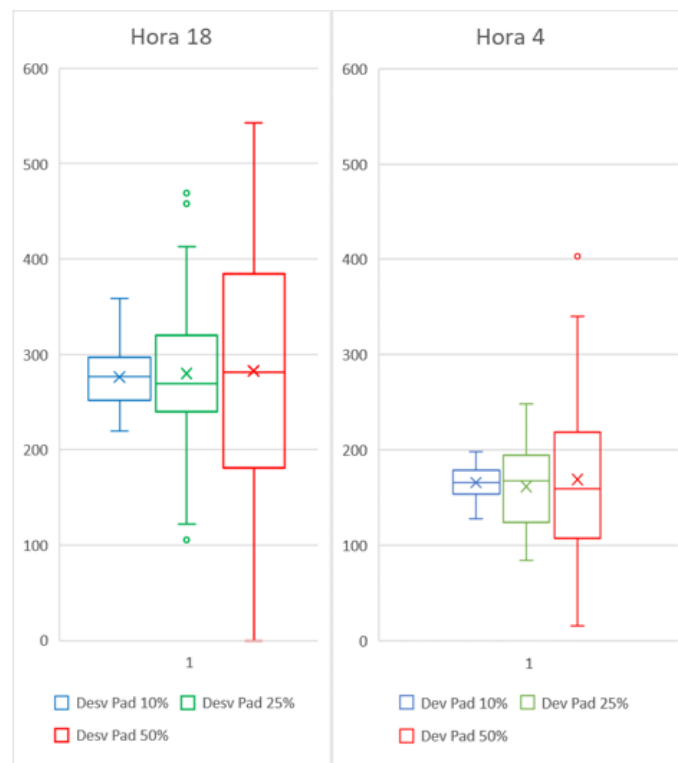


Figura 5.3 - *Boxplots* com a comparação do desvio de potência ativa entre as duas horas para a carga 15

Neste tipo de gráfico é possível observar com maior exatidão o valor médio, representado por X, a mediana, representada pela linha horizontal no meio da caixa, e a dispersão existente dos valores, representada pela altura do retângulo (amplitude inter-quartis) do dado correspondente. Deste modo, é possível verificar que, na hora 4, os valores obtidos se situam mais próximo do valor inicial da carga, pese embora, essa diferença não seja tão acentuada quanto o sugerido pelo gráfico da Figura 5.2 em relação aos desvios padrão de 10% e 25%.

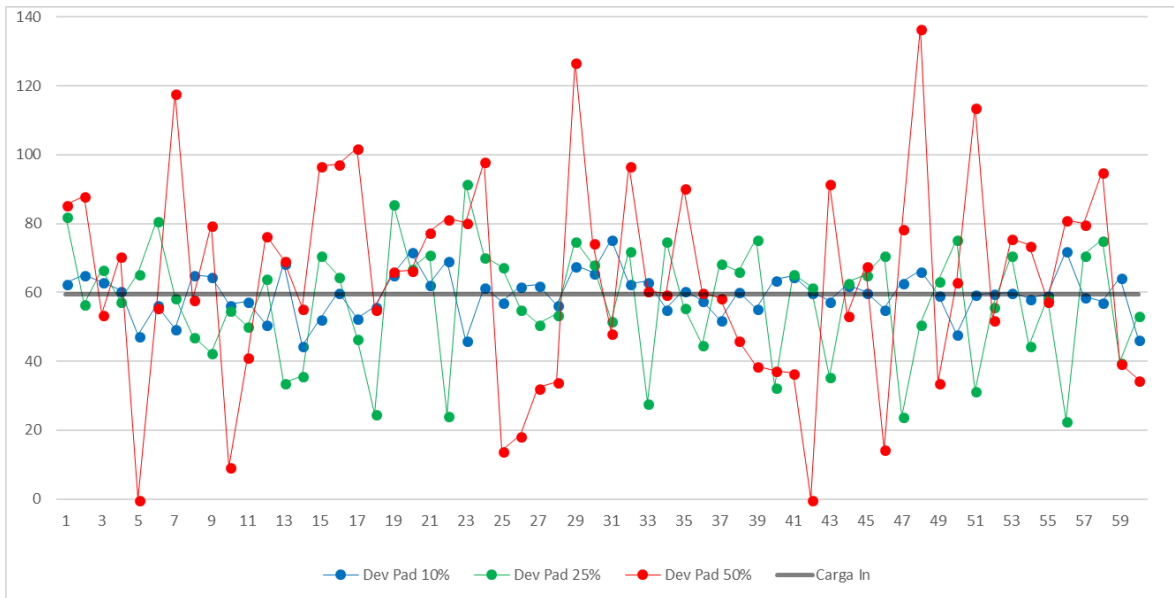


Figura 5.4 - Desvio de potência ativa da carga 5 durante a hora 18

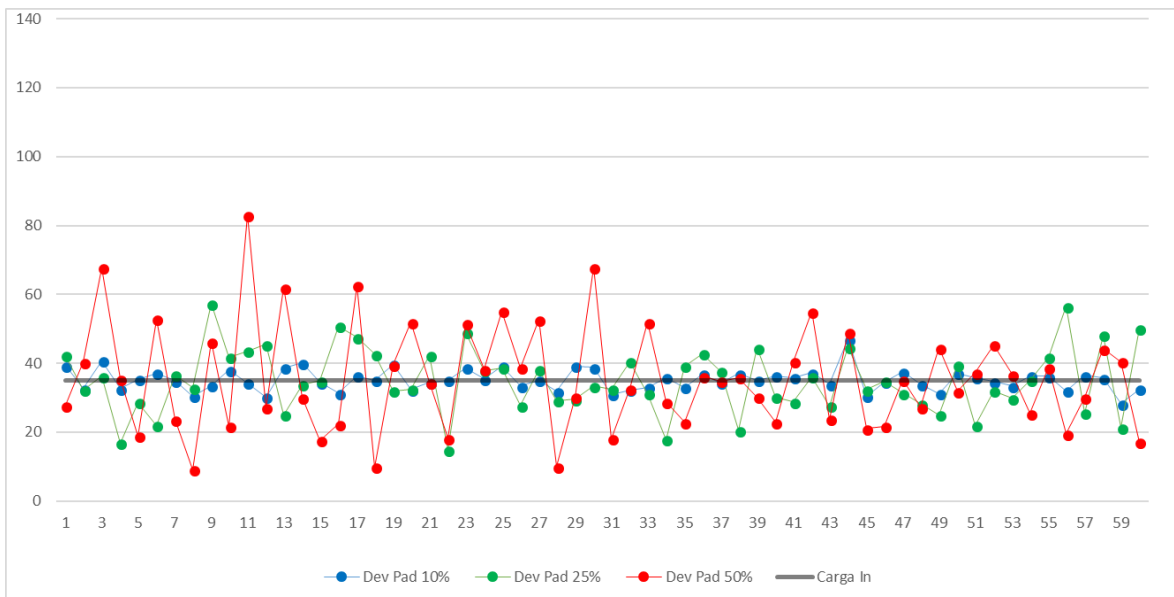


Figura 5.5 - Desvio de potência ativa da carga 5 durante a hora 4

Pela análise da Figura 5.4 e Figura 5.5 é possível verificar que para a carga com valor inicial mais baixo, carga 4, a amplitude dos desvios de potência para as duas horas em estudo, é inferior à carga com valor inicial mais alto, carga 15. No entanto, ambas apresentam um desvio com um comportamento semelhante. Tal como na carga 15, a amplitude dos valores na hora 18 é superior à amplitude na hora 4, bem como amplitude dos valores com desvio padrão de 50% é superior aos valores com desvio padrão inferior, tal facto pode ser mais facilmente verificado através da Figura 5.6.

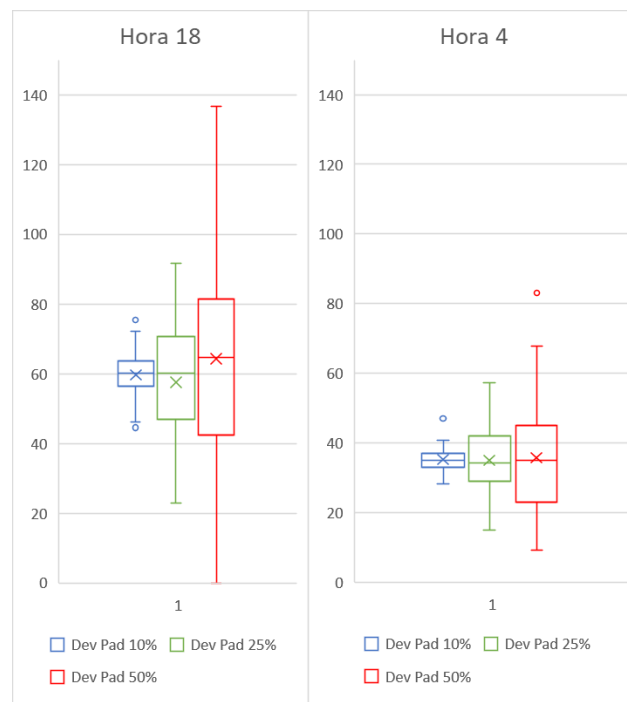


Figura 5.6 - Comparação do desvio de potência ativa entre as duas horas para a carga 5

Efetuada uma análise mais expansiva às cargas estudadas (Figura 5.7), é possível verificar que o desvio absoluto entre o valor obtido pelo TP e o valor inicial, vai diminuindo de acordo com o valor inicial da carga. É, ainda, possível verificar que os valores da hora 4 apresentam uma menor dispersão em relação aos valores da hora 18.

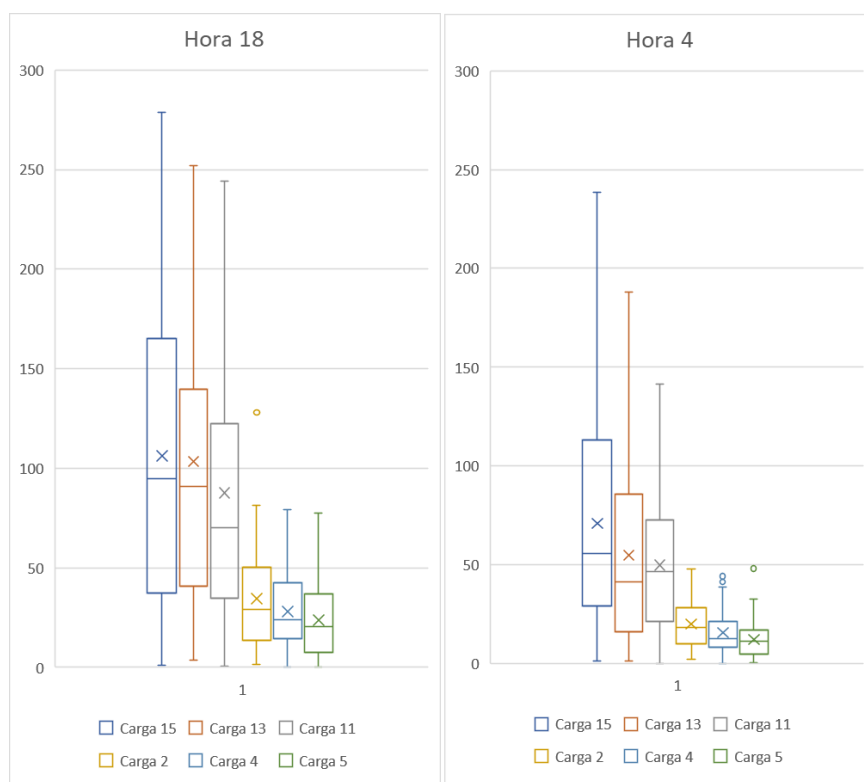


Figura 5.7 - Desvio absoluto entre o valor obtido pelo TP e o valor inicial das cargas

Deste modo, foi possível verificar que os desvios de potência ativa apresentam um comportamento esperado, de acordo com os desvios padrão induzidos no cálculo do TP e com as características da rede e períodos de consumo. Ou seja, as cargas de valor mais elevado apresentam um maior amplitude de resultados do que as cargas com valor mais reduzido e os maiores desvios padrão induzidos no cálculo do TP e os períodos de ponta do diagrama de carga correspondem também às maiores amplitudes de resultados.

### 5.3 Perdas Técnicas

Depois de efetuada a validação dos desvios de potência ativa, serão apresentados e discutidos neste ponto, os resultados das perdas técnicas ativas da rede em estudo, durante 24 horas de funcionamento da rede com fator de potência de 0.95. Tal como referido anteriormente, os resultados foram obtidos pelo cálculo do trânsito de potências com valores em Potência e com valores em Energia, para três valores de desvio padrão  $dev$ , da equação (4.4).

É importante salientar que as perdas técnicas obtidas com valores de Potência (doravante apenas designadas por VP) e as perdas técnicas obtidas com valores de Energia (doravante apenas designadas por VE) apresentam valores absolutos muito altos para uma rede de distribuição, no entanto, a incidência neste estudo é no seu valor relativo.

$$Dif\ Rel = \frac{Val\ Pot - Val\ Ene}{Val\ Pot} \times 100 \tag{5.1}$$

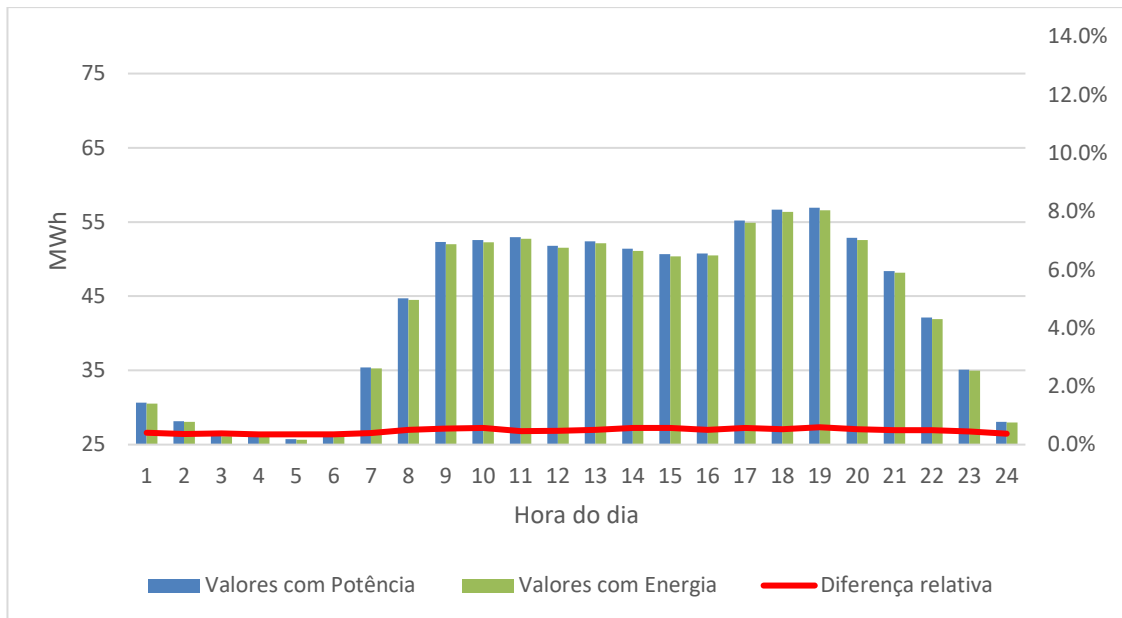


Figura 5.8 - Perdas Ativas com desvio padrão de 10%

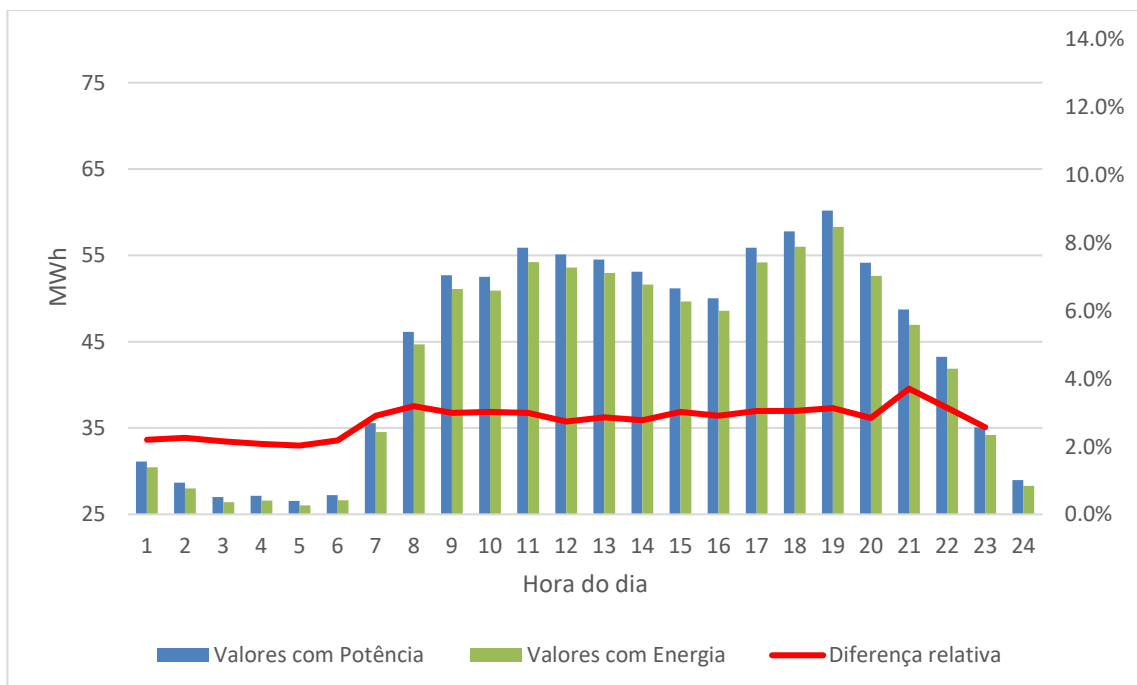


Figura 5.9 - Perdas Ativas com desvio padrão de 25%

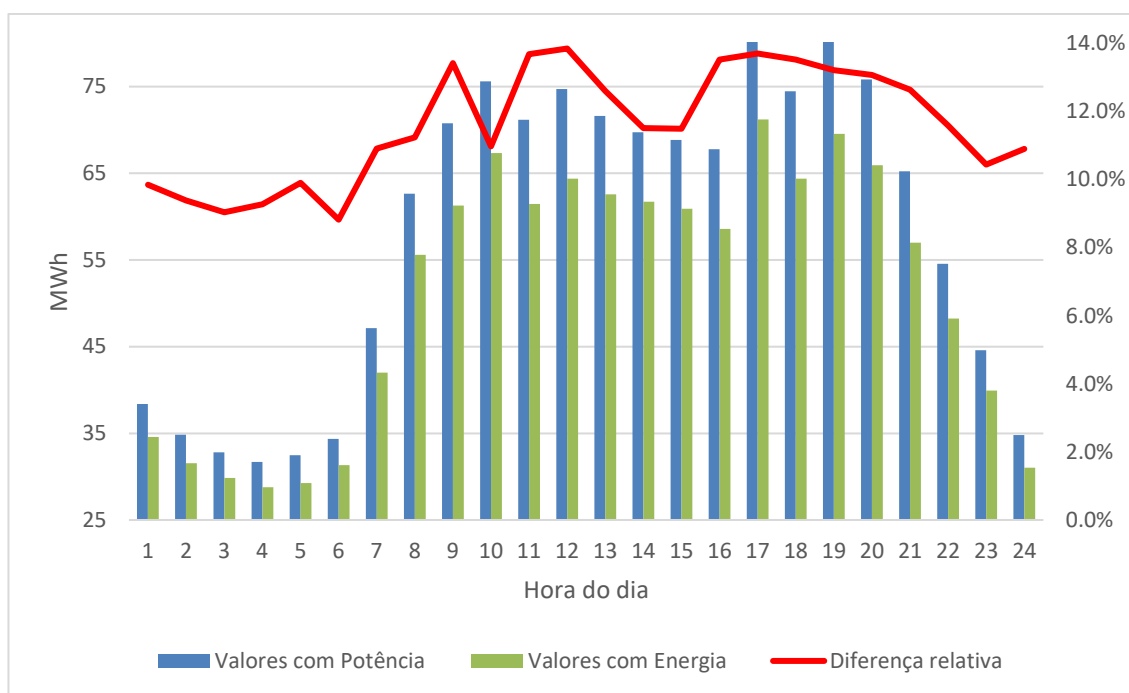


Figura 5.10 - Perdas Ativas com desvio padrão de 50%

Para os todos os casos estudados, as VP são superiores às VE, independentemente da hora do dia e do desvio padrão usado.

Pese embora, os valores de VP sejam sempre superiores, essa diferença diminui com a diminuição do desvio padrão. A utilização de desvios padrão diferentes, na geração de valores do ponto 4.3.2, pretende simular a diferença do consumo requisitado por cada cliente da rede. Ou seja, para um desvio padrão de 50%, obtêm-se valores com maior variação para as cargas, enquanto que, com um desvio padrão de 10% a diferença é bastante inferior, isto é, a exigência de energia elétrica de cada consumidor da rede é mais homogênea, o que num caso real raramente acontece para 24 horas. Observando os gráficos acima, pode-se constatar que mesmo neste caso, de desvio padrão de 10%, os VP são sempre superiores em todas as horas do dia de funcionamento da rede.

Tendo em conta os limites técnicos para uma rede de distribuição definidos em [13], foram também testados esses valores para estudar as possíveis diferenças dos VP e dos VE. De seguida, apresentam-se os resultados da média da diferença relativa definida em (5.1), para os valores de Potência Ativa e Reativa com um desvio padrão de 50%.

Tabela 5.2 - Influência do fator de potência no estudo realizado

Fator de Potência	Média da Dif. Rel. de P	Média da Dif. Rel. de Q
0.92	11.71%	10.82%
0.95	11.60%	10.83%
0.98	11.39%	10.85%

Como se pode observar pela Tabela 5.2 , a variação do fator de potência entre 0.92 e 0.98, praticamente não provoca diferenças nos valores de VP e de VE, constatando-se que o valor de fator de potência não influencia os valores deste estudo.





## Capítulo 6

# Conclusões e Trabalho Futuro

### 6.1.1 Conclusões Gerais

O surgimento de novos tipos de tecnologia, tanto a nível de produção, como a nível de consumo, obriga a que os ORD se adaptem e criem condições, às redes subordinadas para que cumpram o seu desígnio, da forma mais eficiente possível. Essas condições, começaram já a algum tempo a serem estudadas e estão agora na sua fase experimental.

A parte mais visível dessa adaptação é a fase experimental das novas configurações das redes de distribuição, passando estas a ser redes ativas, com comunicação e controlo em tempo real com todos os seus elementos. Para que tal seja exequível, a implementação de contadores inteligentes em todas as cargas da rede é um dos pilares mais importantes nesta mudança. Este novo dispositivo vem substituir os contadores convencionais e apresenta como mais valias a medição do consumo instantâneo e capacidade de enviar toda a informação para o centro de controlo da rede.

Este estudo debruçou-se, precisamente, sobre esta medição. Ficou demonstrado que, no cálculo de perdas técnicas da rede, a utilização de valores com energia não corresponde, efetivamente, aos valores reais de consumo de potência elétrica por parte das cargas do sistema durante todo o período a que se refere. Os valores das perdas obtidos com potência foram sempre superiores, em todos os casos estudados, aos valores das perdas obtidos com energia.

Deste modo, os resultados deste estudo mostram que poderá valer a pena investir em monitorização mais apertada da rede, para ser possível obter um retrato mais fidedigno das verdadeiras perdas técnicas da rede.

## 6.2 Trabalhos Futuros

Pese embora os resultados atingidos sejam satisfatórios e tendo sido atingido o objetivo principal deste estudo, na investigação científica há sempre espaço para efetuar melhorias. Assim, são sugeridas nesta secção algumas diretrizes para trabalhos futuros no âmbito do estudo do desvio dos valores obtidos do trânsito de potências com valores em energia e com valores em potência:

- Não obstante a rede estudada ser uma rede de teste, concebida efetivamente, para simular redes reais de transmissão de energia, importa efetuar este estudo numa rede de distribuição de energia real, com dados reais e atuais;
- O diagrama de carga utilizado mantinha-se constante para cada carga para as 24h de funcionamento. Deve-se instigar se a utilização de diagramas de carga diferentes para cada carga durante 24h de funcionamento promove a obtenção de resultados diferentes;
- Neste estudo foi efetuada uma discretização minuto a minuto. Importa realizar outro tipo de discretização (e.g., segundo a segundo, 10 em 10 minutos) para verificar se a diferença dos valores de potência e energia se mantém;
- Repetir o estudo efetuado para outro diagrama de carga e para outra rede de estudo para comprovar se os resultados obtidos neste estudo não terão sido ocasionais.

# Anexo A

## Tabela de Entrada

LoadId	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
load0001	60.55826	56.94284	54.23126	53.32742	53.32742	54.23126	66.88522	77.73147	85.86618	86.77001	86.77001	85.86618	85.86618	85.86618	84.05847	84.05847	89.48159	90.38543	90.38543	86.77001	82.25076	75.01992	65.98138	56.94284
load0002	54.39029	51.14311	48.7077	47.89593	47.89593	48.7077	60.07283	69.81437	77.12055	77.93233	77.93233	77.12055	77.12055	77.12055	75.49696	75.49696	80.36773	81.17951	81.17951	77.93233	73.87337	67.37901	59.26106	51.14311
load0003	100.9304	94.90473	90.38543	88.87904	88.87904	90.38543	111.4754	129.5524	143.1103	144.6167	144.6167	143.1103	143.1103	143.1103	140.0974	140.0974	149.136	150.6424	150.6424	144.6167	137.0846	125.0332	109.969	94.90473
load0004	41.68053	39.19214	37.32583	36.70375	36.70375	37.32583	46.0352	53.50036	59.09925	59.72134	59.72134	59.09925	59.09925	59.09925	57.85506	57.85506	61.58764	62.20972	62.20972	59.72134	56.61086	51.63408	45.41311	39.19214
load0005	39.81145	37.43464	35.65203	35.05784	35.05784	35.65203	43.97084	51.10124	56.44906	57.04325	57.04325	56.44906	56.44906	56.44906	55.26066	55.26066	58.82586	59.42005	59.42005	57.04325	54.07226	49.31865	43.37665	37.43464
load0006	76.25854	71.7058	68.29121	67.15305	67.15305	68.29121	84.22583	97.88407	108.1278	109.2659	109.2659	108.1278	108.1278	108.1278	105.8514	105.8514	112.6805	113.8187	113.8187	109.2659	103.575	94.46953	83.08767	71.7058
load0007	70.09057	65.90606	62.76766	61.72155	61.72155	62.76766	77.41345	89.96698	99.38215	100.4283	100.4283	99.38215	99.38215	99.38215	97.28989	97.28989	103.5667	104.6128	104.6128	100.4283	95.19764	86.82862	76.36734	65.90606
load0008	95.88391	90.1595	85.86616	84.43508	84.43508	85.86616	105.9016	123.0748	135.9548	137.3859	137.3859	135.9548	135.9548	135.9548	133.0926	133.0926	141.6792	143.1103	143.1103	137.3859	130.2304	118.7815	104.4705	90.1595
load0009	98.1268	92.26849	87.87472	86.41017	86.41017	87.87472	108.3788	125.9538	139.135	140.5996	140.5996	139.135	139.135	139.135	136.2059	136.2059	144.9933	146.4579	146.4579	140.5996	133.2767	121.5601	106.9143	92.26849
load0010	109.3413	102.8135	97.91755	96.28562	96.28562	97.91755	120.765	140.3485	155.0362	156.6681	156.6681	155.0362	155.0362	155.0362	151.7722	151.7722	161.564	163.1959	163.1959	156.6681	148.5083	135.4526	119.1331	102.8135
load0011	148.592	139.7209	133.0674	130.8497	130.8497	133.0674	164.1165	190.73	210.6902	212.9079	212.9079	210.6902	210.6902	210.6902	206.2546	206.2546	219.5613	221.7791	221.7791	212.9079	201.819	184.0767	161.8988	139.7209
load0012	108.7806	102.2862	97.41541	95.79185	95.79185	97.41541	120.1457	139.6287	154.2411	155.8647	155.8647	154.2411	154.2411	154.2411	150.9939	150.9939	160.7355	162.359	162.359	155.8647	147.7467	134.758	118.5221	102.2862
load0013	177.7497	167.1378	159.1788	156.5259	156.5259	159.1788	196.3205	228.1563	252.0331	254.6861	254.6861	252.0331	252.0331	252.0331	246.7272	246.7272	262.645	265.298	265.298	254.6861	241.4212	220.1974	193.6676	167.1378
load0014	56.07246	52.72485	50.21413	49.37724	49.37724	50.21413	61.93076	71.97358	79.50572	80.3426	80.3426	79.50572	79.50572	79.50572	77.83191	77.83191	82.85333	83.69021	83.69021	80.3426	76.15811	69.46289	61.09387	52.72485
load0015	186.7213	175.5738	167.213	164.4262	164.4262	167.213	206.2294	239.672	264.754	267.5409	267.5409	264.754	264.754	264.754	259.1803	259.1803	275.9016	278.6884	278.6884	267.5409	253.6065	231.3114	203.4426	175.5738
load0016	101.4912	95.43198	90.88757	89.37281	89.37281	90.88757	112.0947	130.2722	143.9054	145.4201	145.4201	143.9054	143.9054	143.9054	140.8758	140.8758	149.9645	151.4793	151.4793	145.4201	137.8462	125.7278	110.5799	95.43198
load0017	71.77275	67.48781	64.27408	63.20287	63.20287	64.27408	79.27137	92.12619	101.7673	102.8385	102.8385	101.7673	101.7673	101.7673	99.62485	99.62485	106.0523	107.1235	107.1235	102.8385	97.48238	88.9125	78.20016	67.48781

# Anexo B

## Extrato do código usado para efetuar a simulação do TP

### Anexo B.1 - Leitura tabela de entrada

```
fp = fopen("dadosCargas3_2850.txt", "r+");
fscanf(fp, "%*[^\\n]");
iNumPeriods = 24;
ALOCA(pLoads, double*, pDataset->iNumLoads);
ALOCA(pUID, UID, pDataset->iNumLoads);

for (i = 0; i < pDataset->iNumLoads; i++) {
    ALOCA(pLoads[i], double, iNumPeriods);
    fscanf(fp, "%s", cUIDtext);
    pUID[i] = uid_convert(cUIDtext);

    for (j = 0; j < iNumPeriods; j++) {
        fscanf(fp, "%lf", &(pLoads[i][j]));
    }
}
fclose(fp);
```

### Anexo B.2 - Função Box-Muller

```
double sampleNormal(double m, double sd) {

    double u, v, valor1, valor2;

    u = ((double)rand() / (RAND_MAX));
    v = ((double)rand() / (RAND_MAX));
    valor1 = sqrt(-2.0 * log(u)) * cos(2.0 * M_PI * v);
    valor2 = sqrt(-2.0 * log(u)) * sin(2.0 * M_PI * v);

    return(m + sd * valor1);
    //return(m + sd * valor2);

}
```

### Anexo B.2 - Cálculo das perdas do TP com valores em potência

```
perdas_totais.dReal = 0.0; perdas_totais.dImag = 0.0;
tot_pgen.dReal = 0.0; tot_pgen.dImag = 0.0;
tot_pcons.dReal = 0.0; tot_pcons.dImag = 0.0;
tot_gcons.dReal = 0.0; tot_gcons.dImag = 0.0;
```

```

for (iPeriod = 0; iPeriod < iNumPeriods; iPeriod++) {
    for (j = 0; j < pDataset->iNumLoads; j++) {
        EnergiaP[j][iPeriod] = 0.0; // double EnergiaP[17][24];
        EnergiaQ[j][iPeriod] = 0.0; // double EnergiaQ[17][24];
    }

    for (iter = 0; iter < 60; iter++) {
        for (j = 0; j < pDataset->iNumLoads; j++) {

            value.RealMeas.dRealValue =
            sampleNormal(pLoads[j][iPeriod], 0.50*pLoads[j][iPeriod]) // valor
            de P
            EnergiaP[j][iPeriod] += value.RealMeas.dRealValue / 60.0; // x
            1/60 -> 1 minuto em 60 ---- potencia->energia
            PotenciaP[j][iter + 60 * iPeriod] = value.RealMeas.dRealValue; //
            valor de potencia

            i = SetEntityField(pDataset, LO_LOAD, pUID[j], LO_REALPOW, value,
            &l2, SETENTITYFIELD_ENABLE);

            value.RealMeas.dRealValue = sampleNormal(pLoads[j][iPeriod] *
            tan(acos(0.92)), 0.50*pLoads[j][iPeriod] * tan(acos(0.92)));
            //valor de Q
            EnergiaQ[j][iPeriod] += value.RealMeas.dRealValue / 60.0;
            PotenciaQ[j][iter + 60 * iPeriod] = value.RealMeas.dRealValue;

            i = SetEntityField(pDataset, LO_LOAD, pUID[j], LO_REACTPOW, value,
            &l2, SETENTITYFIELD_ENABLE);

        }

        tBegin = clock();
        i = RunGeneralPowerFlow(pDataset, &pParameters, 0, &pPFRes, NULL, NULL,
        &neq, &eq);
        tEnd = clock();
        dTime = ((double)(tEnd - tBegin)) / (double)CLOCKS_PER_SEC;

        perdas_totais.dReal += pPFRes->TotPowLoss.dReal / 60.0;
        perdas_totais.dImag += pPFRes->TotPowLoss.dImag / 60.0;
        tot_pgen.dReal += pPFRes->TotPowGen.dReal / 60.0;
        tot_pgen.dImag += pPFRes->TotPowGen.dImag / 60.0;
        tot_pcons.dReal += pPFRes->TotPowCons.dReal / 60.0;
        tot_pcons.dImag += pPFRes->TotPowCons.dImag / 60.0;
        tot_gcons.dReal += pPFRes->TotGeneratorConsumption.dReal / 60.0;
        tot_gcons.dImag += pPFRes->TotGeneratorConsumption.dImag / 60.0;

        LossParcial_P[iter + 60 * iPeriod] = pPFRes->TotPowLoss.dReal;
        LossParcial_Q[iter + 60 * iPeriod] = pPFRes->TotPowLoss.dImag;

        sprintf(cUIDtext, "resultadosPF_%02d_%02d.txt", iPeriod + 1, iter + 1);
        stm = fopen(cUIDtext, "wt");
    }
}

```

```

        Show_PF_Result(pPFRes, stm);
        fclose(stm);
        RemovePowerFlow(&pPFRes);

    }

}

fp = fopen("PerdasPorHora_P_50.csv", "w+");
fprintf(fp, "Hora,Minuto, Perdas Re , Perdas Im \n");
for (iPeriod = 0; iPeriod < iNumPeriods; iPeriod++) {
    for (iter = 0; iter < 60; iter++) {
        fprintf(fp, "%d,%d,%lf,%lf\n", iPeriod + 1, iter + 1,
            LossParcial_P[iter + 60 * iPeriod], LossParcial_Q[iter + 60 *
            iPeriod]);
    }
}
fclose(fp);

fp = fopen("PotPorCarga_P13_50.csv", "w+");
fprintf(fp, "Hora, Minuto, P\n");
for (iPeriod = 0; iPeriod < iNumPeriods; iPeriod++) {
    for (iter = 0; iter < 60; iter++) {
        fprintf(fp, "%d,%d,%lf\n", iPeriod + 1, iter + 1,
            PotenciaP[12][iter + 60 * iPeriod] );
    }
}
fclose(fp);

stm = fopen("resultados_P_50.csv", "wt");
fprintf(stm, "PERDAS COM POTÊNCIAS: %lf MWh %lf MVarh\n\n", perdas_totais.dReal /
1000.0, perdas_totais.dImag / 1000.0);
fprintf(stm, "Potencia Gerada, %f,MW, %f,MVar,\n      Potencia Consumida, %f,MW,
%f,MVar,\n      Consumo Geradores, %f,MW, %f,MVar,\n\n      Perdas Totais, %f,kW,
%f,kVar,\n", tot_pgen.dReal, tot_pgen.dImag, tot_pcons.dReal, tot_pcons.dImag,
tot_gcons.dReal, tot_gcons.dImag, perdas_totais.dReal, perdas_totais.dImag);
fclose(stm);

```

### Anexo B.3 - Cálculo das perdas do TP com valores em energia

```

perdas_totais.dReal = 0.0; perdas_totais.dImag = 0.0;
tot_pgen.dReal = 0.0;      tot_pgen.dImag = 0.0;
tot_pcons.dReal = 0.0;    tot_pcons.dImag = 0.0;
tot_gcons.dReal = 0.0;    tot_gcons.dImag = 0.0;

for (iPeriod = 0; iPeriod < iNumPeriods; iPeriod++) {

    for (j = 0; j < pDataset->iNumLoads; j++) {

        value.RealMeas.dRealValue = EnergiaP[j][iPeriod]; // valor de P
    }
}

```

```

    i = SetEntityField(pDataset, LO_LOAD, pUID[j], LO_REALPOW, value, &l2,
        SETENTITYFIELD_ENABLE);

    value.RealMeas.dRealValue = EnergiaQ[j][iPeriod]; // valor de Q
    i = SetEntityField(pDataset, LO_LOAD, pUID[j], LO_REACTPOW, value, &l2,
        SETENTITYFIELD_ENABLE);
}

tBegin = clock();
i = RunGeneralPowerFlow(pDataset, &pParameters, 0, &pPFRes, NULL, NULL, &neq,
    &eq);
tEnd = clock();
dTime = ((double)(tEnd - tBegin)) / (double)CLOCKS_PER_SEC;

perdas_totais.dReal += pPFRes->TotPowLoss.dReal;
perdas_totais.dImag += pPFRes->TotPowLoss.dImag;
tot_pgen.dReal += pPFRes->TotPowGen.dReal;
tot_pgen.dImag += pPFRes->TotPowGen.dImag;
tot_pcons.dReal += pPFRes->TotPowCons.dReal;
tot_pcons.dImag += pPFRes->TotPowCons.dImag;
tot_gcons.dReal += pPFRes->TotGeneratorConsumption.dReal;
tot_gcons.dImag += pPFRes->TotGeneratorConsumption.dImag;

LossParcial_P[24 * iPeriod] = pPFRes->TotPowLoss.dReal;
LossParcial_Q[24 * iPeriod] = pPFRes->TotPowLoss.dImag;

sprintf(cUIDtext, "resultadosPFinal_%02d.txt", iPeriod + 1);
stm = fopen(cUIDtext, "wt");
Show_PF_Result(pPFRes, stm);
fclose(stm);
RemovePowerFlow(&pPFRes);
}

fp = fopen("PerdasPorHora_E_50.csv", "w+");
fprintf(fp, "Hora, Perdas Re , Perdas Im \n");
for (iPeriod = 0; iPeriod < iNumPeriods; iPeriod++) {
    fprintf(fp, "%d,%lf,%lf\n", iPeriod + 1, LossParcial_P[24 * iPeriod],
        LossParcial_Q[24 * iPeriod]);
}
fclose(fp);

stm = fopen("resultados_E_50.csv", "wt");
fprintf(stm, "PERDAS COM ENERGIAS: %lf MWh %lf MVarh\n\n", perdas_totais.dReal /
    1000.0, perdas_totais.dImag / 1000.0);
fprintf(stm, "Potencia Gerada, %lf,MW, %lf,MVar,\n    Potencia Consumida, %lf,MW,
    %lf,MVar,\n    Consumo Geradores, %lf,MW, %lf,MVar,\n\n Perdas Totais, %f,kW,
    %f,kVar,\n", tot_pgen.dReal, tot_pgen.dImag, tot_pcons.dReal, tot_pcons.dImag,
    tot_gcons.dReal, tot_gcons.dImag, perdas_totais.dReal, perdas_totais.dImag);
fclose(stm);

```





# Referências

- [1] *Decreto Lei nº205-G/75 de 16 de Abril*. Diário da República n.º89/1975, Série I, 1975.
- [2] *Decreto Lei nº502/76 de 30 de Junho do Ministério da Indústria e Tecnologia*. Diário da República n.º151/1976, Série I, 1976.
- [3] “Diário da República, 1.ª série – N.º 6 – 8 de Janeiro de 1991.” 1991.
- [4] “Decreto-Lei n.º 131/94. D.R. n.º 116, Série I-A de 1994-05-19.” .
- [5] *Decreto Lei nº187/95 de 27 de Julho*. Diário da República n.º172/1995, Série I-A, 1995.
- [6] “EUR-Lex - 31996L0092 - EN - EUR-Lex.” [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=celex%3A31996L0092>. [Accessed: 15-Apr-2018].
- [7] *Decreto Lei nº198/2000 de 24 de Agosto do Ministério da Economia*. Diário da República n.º195/2000, Série I-A, 2000.
- [8] “A EDP Distribuição.” [Online]. Available: <https://www.edpdistribuicao.pt/pt/edpDistribuicao/Pages/aEDPDistribuicao.aspx>. [Accessed: 15-Apr-2018].
- [9] “REN - Perfil da Empresa.” [Online]. Available: [https://www.ren.pt/pt-PT/quem\\_somos/perfil\\_da\\_empresa/](https://www.ren.pt/pt-PT/quem_somos/perfil_da_empresa/). [Accessed: 15-Apr-2018].
- [10] “Portal ERSE - Eletricidade.” [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/Paginas/default.aspx>. [Accessed: 15-Apr-2018].
- [11] H. Leite, “As Redes de Energia Elétricas - Introdução.” Apontamentos de Redes de Transporte e Distribuição - FEUP, 2018.
- [12] José Pedro Sucena Paiva, *Redes de energia eléctrica : uma análise sistémica*. Lisboa: IST Press, 2005.
- [13] EDP Distribuição, “Energia Reactiva nas Redes de Distribuição,” 2009.
- [14] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, *Guia - Caracterização das Redes de Distribuição de Energia Elétrica em BT em Portugal Continental*. 2018.
- [15] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações,” 2014.
- [16] F. M. Barbosa, *Análise de Sistemas Elétricos*. Porto: FEUP, 2008.
- [17] V. C. Gungor *et al.*, “A Survey on Smart Grid Potential Applications and Communication Requirements,” vol. 9, no. 1, pp. 28-42, 2013.
- [18] “Portal ERSE - PRE - Produção em Regime Especial.” [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/desempenhoambiental/prodregesp/Paginas/default.aspx>. [Accessed: 18-Jun-2018].
- [19] “Há já 11 mil consumidores produtores de eletricidade e no futuro podem revolucionar o sistema - Observador.” [Online]. Available: <https://observador.pt/2017/03/13/ha-ja-11-mil-consumidores-produtores-de-eletricidade-e-no-futuro-podem-revolucionar-o-sistema/>. [Accessed: 14-May-2018].
- [20] J. A. P. Lopes, A. G. Madureira, and C. C. L. M. Moreira, “A view of microgrids,” *Wiley Interdiscip. Rev. Energy Environ.*, vol. 2, no. 1, pp. 86-103, 2013.
- [21] S. M. Amin and B. F. Wollenberg, “Toward a Smart Grid,” *IEEE power energy Mag.*, no. october, pp. 34-41, 2005.
- [22] P. Siano, “Demand response and smart grids – A survey,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 30, pp. 461-478, 2014.
- [23] European Commission, “Definition, expected services, functionalities and benefits of smart grids,” *EUR-Lex*, vol. 202, pp. 1-10, 2011.
- [24] “Contadores Eletromecânicos.” [Online]. Available:

- <https://www.edpdistribuicao.pt/pt/clientes/leituras/Pages/ContadoresEletromecanicos.aspx>. [Accessed: 10-May-2018].
- [25] “Portugal com novas regras sobre contadores domésticos e taxímetros a partir de sexta - Observador.” [Online]. Available: <https://observador.pt/2017/04/27/portugal-com-novas-regras-sobre-contadores-domesticos-e-taximetros-a-partir-de-sexta/>. [Accessed: 10-May-2018].
- [26] J. Zheng, D. W. Gao, and L. Lin, “Smart meters in smart grid: An overview,” *IEEE Green Technol. Conf.*, pp. 57-64, 2013.
- [27] “Huawei and Janz CE Announce the First Smart Electrical Energy Meter Based on NB-IOT - huawei press center.” [Online]. Available: <http://www.huawei.com/en/press-events/news/2016/11/First-Smart-Electrical-Energy-Meter-NB-IOT>. [Accessed: 16-May-2018].
- [28] “InovGrid Project - EDP Distribuição (Portugal).” [Online]. Available: <http://www.gridinnovation-on-line.eu/articles/library/inovgrid-project---edp-distribuicao-portugal.kl>. [Accessed: 19-Jun-2018].
- [29] “O seu contador de eletricidade vai ser mais inteligente e a Siemens tem parte da culpa” - Negócios - SAPO Tek.” [Online]. Available: <https://tek.sapo.pt/noticias/negocios/artigos/o-seu-contador-de-eletricidade-vai-ser-mais-inteligente-e-a-siemens-tem-parte-da-responsabilidade>. [Accessed: 20-May-2018].
- [30] “Eles estão aí. O que muda na conta da luz com os contadores inteligentes?” [Online]. Available: <https://www.dinheirovivo.pt/economia/1169049/>. [Accessed: 25-Mar-2018].
- [31] Erceg, “Final Guidelines of Good Practice on Regulatory Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas,” no. February, p. 38, 2011.
- [32] European Commission, “A joint contribution of DG ENER and DG INFSO towards the Digital Agenda, Action 73: Set of common functional requirements of the SMART METER. FULL REPORT,” *Eur. Com. ICT Sustain. Growth, Intern. Mark.*, 2011.
- [33] “Contadores de eletricidade.” [Online]. Available: <https://www.edp.pt/particulares/apoio-cliente/contadores-eletricidade/estatico/>. [Accessed: 15-Apr-2018].
- [34] Jignesh Parmar, “Total Losses in Power Distribution and Transmission Lines,” *Electrical Engineering Portal*. [Online]. Available: <http://electrical-engineering-portal.com/total-losses-in-power-distribution-and-transmission-lines-1>. [Accessed: 17-Apr-2018].
- [35] Á. C. Bratti *et al.*, “Characterization of Losses at the Distribution System Energy Distribution Cooperative - Cersul,” *www.ijape.org Int. J. Autom. Power Eng.*, vol. 2, no. 5, pp. 328-335, 2013.
- [36] J. D. Glover and M. S. Sarma, *Power System Analysis And Design*, Third Edit. Brooks/Cole - Thomson Learning, 2002.
- [37] A. Monticelli, *State Estimation in Electric Power Systems*. Boston/ Dordrecht/ London: Kluwer Academic Publishers, 1999.
- [38] J. B. Ward and H. W. Hale, “Digital computer solutions Power-Flow Problems,” *AZEE Trans. (Power App. Syst.)*, vol. 73, no. 3, pp. 398-404, 1956.
- [39] R. J. Brown, “Digital Solutions for Large Power Networks,” *AZEE Trans. (Power App. Syst.)*, no. June, pp. 347-351, 1957.
- [40] P. P. Gupta and M. W. Humphrey Davies, “Digital computers in power system analysis,” *Proc. IEE - Part A Power Eng.*, vol. 108, no. 41, pp. 383-398, 1961.
- [41] H. E. Brown, G. K. Carter, H. H. Happ, and C. E. Person, “Power Flow Solution by Impedance Matrix Iterative Method,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. 82, no. 65, pp. 1-10, 1963.
- [42] J. E. Van Ness, “Iteration Methods for Digital Load Flow Studies,” *Trans. Am. Inst. Electr. Eng.*, vol. 78, no. 3, pp. 583-586, 1959.
- [43] J. E. Van Ness and J. H. Griffin, “Elimination Methods for Load-Flow Studies,” *Trans. Am. Inst. Electr. Eng. Part III Power Appar. Syst.*, vol. 80, no. 3, pp. 299-302, 1961.
- [44] W. F. Tinney and J. W. Walker, “Direct solutions of sparse network equations by optimally ordered triangular factorization,” *Proc. IEEE*, vol. 55, no. 11, pp. 1801-1809, 1967.
- [45] W. F. Tinney and C. E. Hart, “Power Flow Solution by Newton’s Method,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-86, no. 11, pp. 1449-1460, 1967.

- [46] B. Stott and O. Alsac, "Fast decoupled load flow," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-93, no. 3, pp. 859-869, 1974.
- [47] S. Chatterjee and S. Mandal, "A novel comparison of gauss-seidel and Newton-raphson methods for load flow analysis," *Int. Conf. Power Embed. Drive Control. ICPEDC 2017*, pp. 1-7, 2017.
- [48] M. Sedghi, M. Aliakbar-Golkar, and K. N. Toosi, "Analysis and Comparison of Load Flow Methods for Distribution Networks Considering Distributed Generation," *Int. J. Smart Electr. Eng.*, vol. 1, no. 1, 2012.
- [49] A. Vijayvargia, S. Jain, S. Meena, V. Gupta, and M. Lalwani, "Comparison between Different Load Flow Methodologies by Analyzing Various Bus Systems," *Int. J. Electr. Eng.*, vol. 9, no. 2, pp. 127-138, 2016.
- [50] J. Singh and R. Bala, "A Case Study : Comparison of Newton-Raphson and Gauss-Seidal Load Flow Solution Techniques in Distributed Transmission and," no. 1, pp. 17-25, 2016.
- [51] P. Subcommittee, "IEEE Reliability Test System," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-98, no. 6, pp. 2047-2054, 1979.
- [52] {Reliability Test System Task Force}, "The {IEEE} Reliability Test System - 1996," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 3, pp. 1010-1020, 1996.
- [53] J. L. Vujic and M. Carlo, "Sampling Methods," vol. 8085, no. 510, pp. 1-25.
- [54] W. J. Thistleton, J. A. Marsh, K. Nelson, and C. Tsallis, "-Gaussian Random Deviates q q q q q," vol. 53, no. 12, pp. 4805-4810, 2007.
- [55] G. E. P. Box and M. E. Muller, "A Note on the Generation of Random Normal Deviates," *Ann. Math. Stat.*, vol. 29, no. 2, pp. 610-611, 1958.