

ISEL - DEEA

Secção de Sistemas de Energia

# **REDES DE ENERGIA ELÉCTRICA**

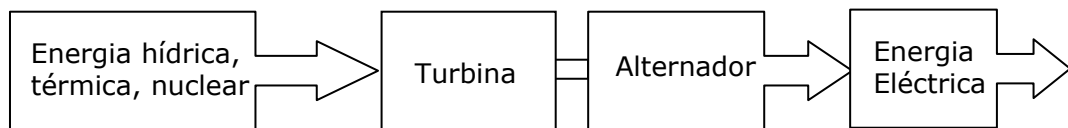
## Capítulo I – Redes Eléctricas

### 1. Componentes de uma rede

O conceito mais geral de uma rede de energia eléctrica envolve as seguintes instalações ou componentes:

- Central térmica (a carvão, fuel, gás natural, nuclear)
- Central hídrica (albufeira, fio de água, com ou sem bombagem)
- Subestação de transformação
- Subestação de seccionamento
- Posto de transformação
- Linhas, cabos
- Postes
- . . . . .

Assim, as centrais são designadas por centros produtores de energia eléctrica, segundo o princípio:



Ao conjunto turbina e alternador, designa-se por turbogruppo. Por razões técnicas e económicas as centrais em geral estão localizadas a dezenas ou centenas de quilómetros dos centros de consumo (cidades, vilas, aldeias, fábricas, etc.).

Para estabelecer a ligação entre os centros de produção e os centros de consumo são necessárias linhas ou cabos de transporte de energia, cuja tensão será tanto mais elevada quanto maior for a capacidade de transporte necessária.

A ligação entre as linhas ou cabos a diversos níveis de tensão é efectuada por transformadores (ou autotransformadores), que se localizam em instalações designadas por subestações e por postos de transformação.

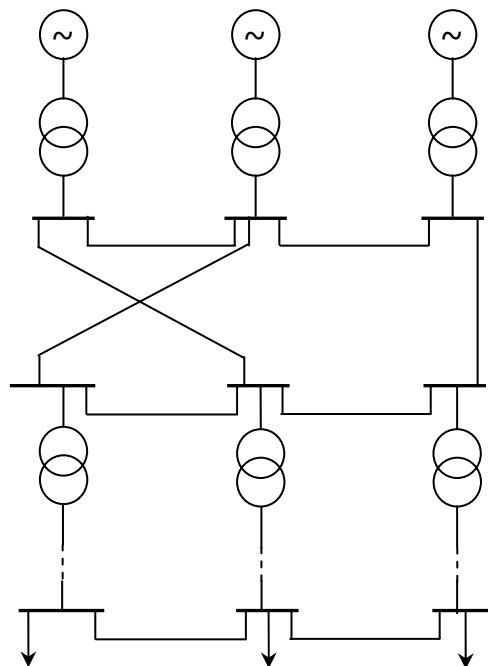
Além dos transformadores, as subestações são ainda dotadas de aparelhagem de manobra (interruptores, disjuntores, seccionadores,

etc.), de medida (transformadores de intensidade e tensão) e ainda regulação, controle e protecção. Toda a aparelhagem é electricamente ligada a barramentos.

Em resumo uma **rede eléctrica** é um conjunto de equipamentos que permitem produzir, transportar e distribuir até aos consumidores a energia eléctrica. Além disso, uma rede eléctrica deve ser concebida de modo a satisfazer os seguintes requisitos:

- Os custos económicos e ambientais da energia fornecida devem ser mínimos
- Deve fornecer energia em qualquer local, em que seja solicitada
- Como os consumos variam com o tempo, deve o sistema estar dimensionado em condições para suportar as variações de carga
- O sistema deve fornecer energia obedecendo a critérios de qualidade traduzidos por frequência constante, tensão dentro de determinados limites e fiabilidade elevada.

Do que se expôs anteriormente, em esquema eléctrico unifilar, podemos estabelecer a seguinte representação:



Por razões de ordem económica os alternadores existentes nas centrais são em geral construídos para o nível de tensões da MT – Média Tensão

(1 a 45 kV) em função da sua potência. Contudo este nível de tensão é demasiado baixo para transportar economicamente potências elevadas a grandes distâncias. Há, assim, necessidade de ligar directamente aos alternadores o correspondente transformador de potência (transformador de grupo), para adaptar o nível de tensão adequado ao transporte. A este transformador de grupo é normal associar o conceito de *subestação elevadora de tensão*, a partir da qual são ligadas as linhas de transporte, até aos centros de consumo.

No entanto, nos centros de consumo o nível de tensão utilizado é bastante inferior ao nível de tensão de transporte. Por isso, no final das linhas de transporte, estão localizadas subestações que fazem a entrega da energia da rede de transporte à rede de distribuição, modificando o nível de tensão, agora para um valor de tensão inferior. Dentro da rede de distribuição existem outras subestações que reduzem novamente o nível de tensão e que alimentam os postos de transformação onde finalmente a tensão é reduzida para o nível de tensão da Baixa tensão (BT) cujos valores são 400/230 [V].

## 2. Classificação das redes eléctricas

### 2.1. Quanto à função

Quanto à função as redes eléctricas podem ser classificadas do seguinte modo:

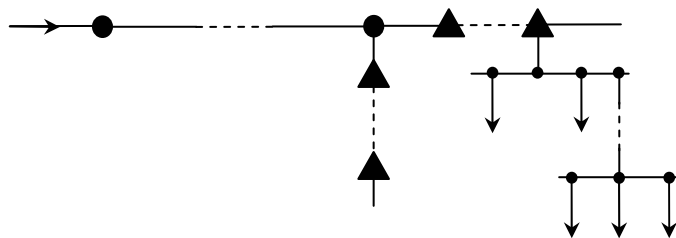
- Redes de transporte, cuja função é transportar a energia desde os centros produtores até aos pontos de entrega dessa mesma energia à rede de distribuição (subestações da rede de transporte), utilizando o nível de tensão da Muito Alta Tensão para esse fim. O âmbito destas redes é alargado podendo cobrir um país ou uma região.
- Redes de distribuição, cuja função é levar a energia recebida da rede de transporte até aos consumidores, sejam eles domésticos ou industriais.

Estas redes funcionam com três níveis de tensão, sendo a Alta Tensão (AT) utilizada para alimentar subestações da rede de distribuição, a Média Tensão (MT) para alimentação dos postos de transformação e a Baixa Tensão (BT) que alimenta directamente os aparelhos.

- Linhas de interligação, são linhas que estabelecem a ligação entre redes de transporte, por exemplo entre países vizinhos e que têm uma dupla finalidade. Por um lado melhoram a segurança das redes que interligam, permitindo o socorro recíproco em caso de avaria de linhas e/ou centros produtores. Por outro lado, melhoram a economia da exploração, pois permitem aproveitar a energia produzida a preços mais baixos em ambas as redes. Todos os países da Europa Ocidental estão interligados a 220 e a 400 [kV]. Além dessas tensões, com Espanha temos uma interligação a 150 [kV].

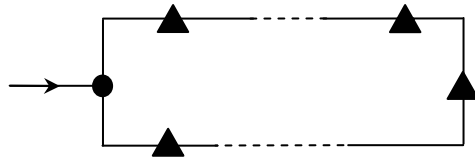
## 2.2. Quanto à configuração

- Redes abertas são redes monoalimentadas, constituídas a partir de um ponto de alimentação por várias artérias que se vão ramificando sem jamais se encontrarem num ponto comum. Correspondem a baixa fiabilidade e também ao menor custo.

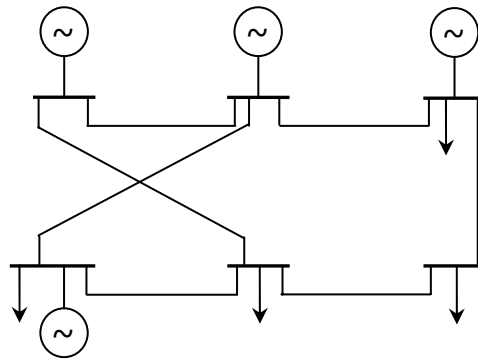


*Rede aberta ou radial*

- Redes fechadas são redes que possuem mais que um ponto de alimentação podendo ser formadas por um anel ou por várias malhas.



*Rede fechada em anel*



*Rede fechada malhada*

Nas redes malhadas todos os consumidores podem ser alimentados por várias linhas que por sua vez estão ligadas de modo a constituírem malhas fechadas.

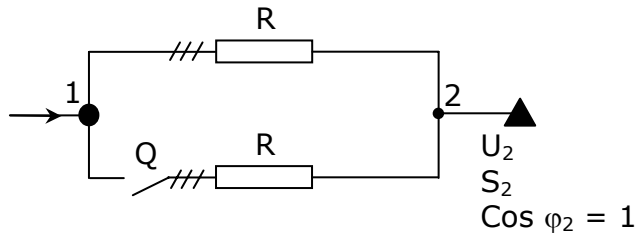
Os turbogrupos estão ligados em paralelo podendo o trânsito de energia fazer-se por vários percursos até aos consumidores. Todas as linhas devem estar dimensionadas para transmitirem a potência necessária em caso de avaria de outras linhas (critério de segurança  $n-1$ ), obtendo-se assim a máxima fiabilidade, embora naturalmente com custo mais elevado.

As redes malhadas usam-se obrigatoriamente nas redes de transporte. Nas redes de distribuição em zonas urbanas de elevada densidade de carga pode-se por vezes também utilizar redes fechadas em anel com exploração radial.

### 2.3. Vantagens e inconvenientes das redes abertas e das redes fechadas

Numa primeira análise iremos concluir que, nas redes fechadas (formadas por um anel) se verificam menores quedas de tensão e

menores perdas por efeito de Joule.



Consideremos a rede indicada que, através do aparelho Q pode funcionar como aberta ou fechada. A

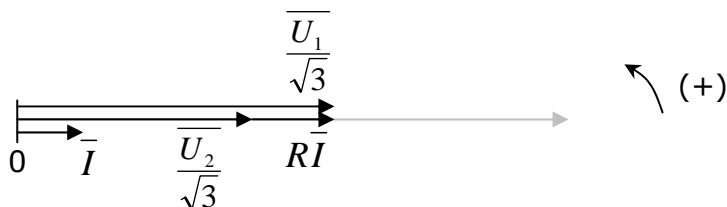
ligação ao PT (carga) é efectuada por intermédio de 2 cabos trifásicos iguais (mesmo material, igual secção dos condutores, igual comprimento e igual resistência R de cada condutor).

A carga ou PT é traduzida por uma potência aparente ( $S_2$ ), tensão de alimentação ( $U_2$ ) e desfasamento entre tensão e a corrente ( $\varphi_2$ ) que consideramos igual a zero.

Na condição da rede aberta podemos estabelecer as seguintes condições:

$$\frac{\overline{U_1}}{\sqrt{3}} = \frac{\overline{U_2}}{\sqrt{3}} + R\overline{I}$$

O que se traduz no diagrama vectorial:



Nas condições do diagrama vectorial, o valor da queda de tensão será:

$$\Delta U_a = \left| \frac{\overline{U_1}}{\sqrt{3}} \right| - \left| \frac{\overline{U_2}}{\sqrt{3}} \right| = R \left| \overline{I} \right| = RI \quad \text{sendo} \quad I = \frac{S_2}{\sqrt{3}U_2}$$

e portanto:

$$\boxed{\Delta U_a = R \frac{S_2}{\sqrt{3}U_2}}$$

No que diz respeito às perdas por efeito de Joule, obtém-se:

$$p_J = 3RI^2 = 3R \left( \frac{S_2}{\sqrt{3}U_2} \right)^2 = R \frac{S_2^2}{U_2^2}$$

Se fecharmos o aparelho Q, a rede na condição de fechada conduz a:

$$\frac{\overline{U_1}}{\sqrt{3}} = \frac{\overline{U_2}}{\sqrt{3}} + R \frac{\overline{I}}{2}$$

e o diagrama vectorial correspondente é o análogo ao anterior, havendo apenas a ter em conta o 2º termo do 2º membro da expressão anterior. Por isso e no que se refere ao valor da queda de tensão, teremos:

$$\Delta U_a = \left| \frac{\overline{U_1}}{\sqrt{3}} \right| - \left| \frac{\overline{U_2}}{\sqrt{3}} \right| = R \frac{\left| \overline{I} \right|}{2} = R \frac{I}{2} \quad \text{sendo} \quad I = \frac{S_2}{\sqrt{3}U_2}$$

resulta:

$$\boxed{\Delta U_a = \frac{R}{2} \frac{S_2}{\sqrt{3}U_2}}$$

Quanto às perdas por efeito de Joule, obtemos:

$$p_J = 6R \left( \frac{I}{2} \right)^2 = 6R \left( \frac{S_2}{2\sqrt{3}U_2} \right)^2 = \frac{R}{2} \frac{S_2^2}{U_2^2}$$

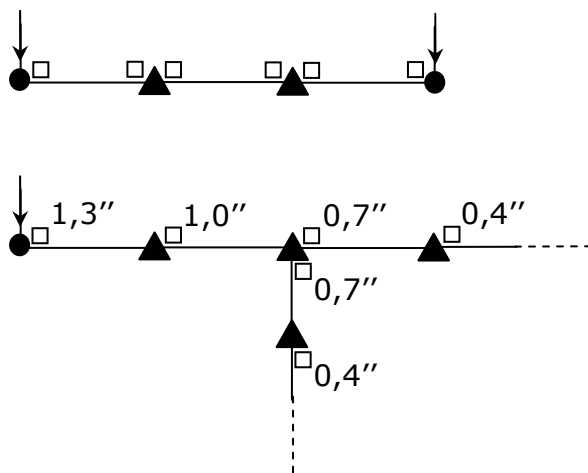
Concluimos deste modo que, para a rede representada, na condição de rede fechada, tanto a queda de tensão como as perdas por efeito de Joule se reduziram a metade.

Além disso, as redes fechadas proporcionam maior garantia na continuidade de serviço, pois se um cabo ou linha se avariar, a alimentação à carga pode-se fazer pela outra. Para isso cada cabo ou linha terá de ser dimensionado para a corrente total, o que significa um maior custo da instalação.

Outros aspectos a ter em conta nesta análise relaciona-se com um qualquer destes tipos de rede constituídas por várias cargas.

Para garantir a continuidade de serviço na rede fechada, quando se verificar um defeito, as protecções que equipam os aparelhos de manobra terão de ser sensíveis a curto-circuitos, bem como ao sentido das correntes no ponto do defeito, isto é, terão de ser selectivas, sendo o seu estudo bastante complexo.

Nas redes abertas, a selectividade das protecções é bastante mais simples de obter e tanto pode ser amperimétrica como cronométrica.



Contudo nas redes fechadas, o custo das protecções é elevado para garantir uma elevada continuidade de serviço, enquanto que, nas redes abertas, o custo é menor, mas a jusante do ponto onde se verificar um defeito, a rede fica sem continuidade de serviço.

Nas redes malhadas, o cálculo eléctrico das protecções envolve a resolução de sistemas de equações, como por exemplo as que traduzem as leis de Kirchhoff dos nós e das malhas.

### 3. Níveis de tensão

#### 3.1. Necessidade da sua utilização

Por razões técnicas nomeadamente devido a condições geográficas, geológicas e topográficas não é possível associar a cada centro de consumo a respectiva central de produção de energia.

Também economicamente a solução de alimentar um centro de consumo através de uma central própria, não é conveniente, pois existem vantagens que resultam de interligar redes, nomeadamente a obtenção de uma maior continuidade de serviço e uma diminuição de grupos de reserva nas centrais, além de permitir diagramas de carga com vazios menos acentuados, relativamente às pontas.

O desenvolvimento da tecnologia das interligações permitiu definir normalização dos equipamentos e das grandezas envolvidas, nomeadamente ao nível da tensão e da frequência.

#### 3.2. Conceitos de Baixa tensão (BT) e Alta Tensão (AT)

A maioria da regulamentação vigente define baixa tensão alternada, quando o valor eficaz é inferior a 1000 [V] e, alta tensão quando o valor eficaz é superior a 1000 [V].

#### 3.3. Níveis de tensão e valores utilizados

Numa rede de energia eléctrica, as tensões estão compreendidas entre dezenas de Volt até ao milhão de Volt, podendo agrupar-se do seguinte modo:

- Baixa Tensão (BT) – Tensão composta ( $U_c$ )  $\leq 1000$  [V]  
É neste nível de tensão que são abastecidos os clientes domésticos. Em Portugal o nível de tensão utilizado é 400/230 [V].
- Média Tensão (MT) –  $1$  [kV]  $< U_c \leq 45$  [kV]  
Os clientes industriais são abastecidos neste nível de tensão, sendo as tensões usuais de 6, 10, 15 e 30 [kV].

Os grupos geradores produzem neste nível de tensão, não havendo uma tensão normalizada, porque cada grupo é específico. A tensão pode chegar aos 22 [kV] nos grupos de 400 [MVA]

- Alta Tensão (AT) –  $45 \text{ [kV]} < U_c \leq 110 \text{ [kV]}$

O único nível de tensão usado em Portugal é os 60 [kV], que constitui a tensão mais alta da Rede de Distribuição (RD). Em Portugal a Rede de Transporte entrega a energia à RD neste nível de tensão.

- Muito Alta Tensão (MAT) –  $U_c > 110 \text{ [kV]}$

Em Portugal, os níveis de tensão existentes são 132, 150, 220 e 400 [kV]. Os 132 [kV] têm origem em Espanha (Conchas) e ligam à velha central do Lindoso, e pertencem à Rede de Distribuição. A Rede de Transporte da REN é constituída pelos níveis de tensão de 150, 220 e 400 [kV].

No mundo existem outros níveis de tensão, que podemos classificar como Ultra Alta Tensão cujos níveis são os 500 [kV] (China) e os 750 [kV] (Rússia e Canadá). O transporte a estes níveis apresenta outros desafios devido ao efeito de coroa.

Os níveis de tensão só estão normalizados nas redes em AC, visto as linhas DC serem projectos específicos.

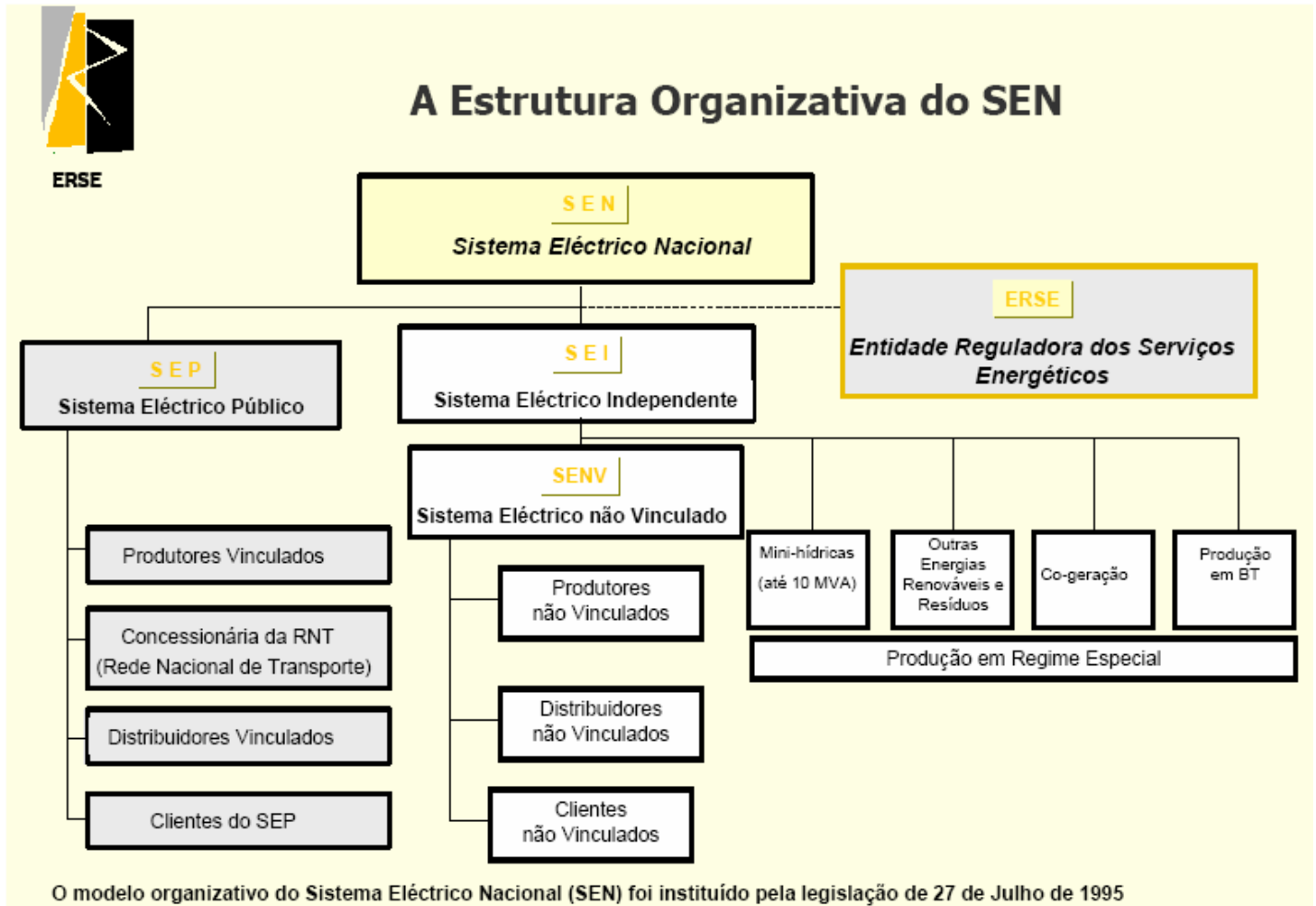
## 4. Rede eléctrica nacional

### 4.1. Sistema produtor

A EDP deixou de ter a exclusividade da produção eléctrica em Portugal, pelo que o acesso à informação estatística do SEN – Sistema Eléctrico Nacional, só é possível pelos organismos que têm responsabilidades de gestão organizativas (DGGE e ERSE) ou gestão técnica (REN).

A interpretação desta informação requer algum conhecimento prévio da organização do SEN. A legislação Europeia ao exigir que a electricidade seja tratado como um produto e não um serviço, permite que o cliente possa ter a liberdade de escolha do fornecedor de electricidade. Em

Portugal a forma de lidar com esta questão foi criar o SEI – Sistema Eléctrico Independente que permite aos clientes tradicionais do SEP – Sistema Eléctrico Público (tarifa regulada) saírem deste regime e escolham o seu produtor baseado num contrato bilateral físico.



Desta forma existem centrais no SEP que fornecem energia aos clientes do SEP e centrais no SENV – Sistema Eléctrico Não Vinculado que fornecem energia aos CNV - Clientes Não Vinculado (ao público).

Os **PRE's** – Produtores em Regime Especial fazem parte do SEI e são remunerados por uma tarifa especial. Estão neste regime a produção descentralizada cujas fontes de energia são renováveis (Eólica, etc).

A **Co-Geração** corresponde à geração própria das indústrias que requerem vapor para o seu processo industrial, pelo que, podem sobredimensionar a caldeira e com recurso a uma turbina a vapor +

alternador, produzir energia eléctrica. Desta forma, é possível obter um maior rendimento que as centrais térmicas convencionais.

- Estatística do sistema electroprodutor relativamente ao **SEP**:

As centrais do SEP, são as da CPPE – Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade (EDP,S.A.), a da TEJO Energia,S.A. (central do Pego) e a da TurboGas,S.A (central de ciclo-combinado da Tapada do Outeiro).

Tipo	Empresa	2004 MW	Set-2005 MW
Térmica	CPPE	3148	3101
Térmica	TejoEnergia	584	584
Térmica	TurboGas	990	990
Hídrica	CPPE	3903	4099
		<b>8625</b>	<b>8774</b>

- Estatística do sistema electroprodutor relativamente ao **SENV**:

Tipo	Empresa	2004 MW	Set-2005 MW
Térmica	EDP	784	1176
Hídrica	EDIA	240	240
Hídrica	EDP	243	243
		<b>1267</b>	<b>1659</b>

Inicialmente foi constituído pelas centrais hídricas embebidas na rede de Distribuição do grupo EDP. A central do Alqueva da EDIA – Empreendimento de Desenvolvimento Integrado do Alqueva. A central CC do Ribatejo (EDP,S.A.).

- Estatística do sistema electroprodutor relativamente aos **PRE's**:

Estes produtores entregam a energia às redes com as quais têm contratos:

- Dados relativos aos contratos com a REN:

Contratos	Tipo	Ago-2005 MW
REN	RSU	63
REN	Eólicos	511
REN	Cogeração	383
		<b>957</b>

- Dados relativos aos contratos com a EDIS que a REN tem conhecimento:

Contratos	Tipo	Jul- 2005 MW
EDIS	Hídricos	331
EDIS	Cogeração	503
EDIS	Térmicos	27
EDIS	Eólicos	287
EDIS	Fotovoltaicos	0,02
		<b>1148,02</b>

- Informação detalhada:

<b>Produtores Existentes em Julho/05</b> (Total: 321)  (Contrato com EDIS)	<b>Hídricos</b>	N.º de Produtores: 109 Potência Ligada: <b>331 MW</b>	
	<b>Cogeradores</b>	N.º de Produtores: 135 Potência Ligada: <b>503 MW</b>	Fuelóleo (58 ; 322 MW) Gás Natural (59 ; 160 MW) Gás Propano (5 ; 0.4 MW) Biogás (7 ; 0.6 MW) Outros Combustíveis (4 ; 6 MW) Licores Sulfúricos (2 ; 13 MW)
	<b>Térmicos Clássicos</b>	N.º de Produtores: 8 Potência Ligada: <b>27 MW</b>	Biogás (6 ; 5 MW) Outros Combustíveis (1 ; 13 MW) Biomassa (1 ; 9 MW)
	<b>Eólicos</b>	N.º de Produtores: 64 Potência Ligada: <b>287 MW</b>	
	<b>Fotovoltaicos</b>	N.º de Produtores: 5 Potência Ligada: <b>0.02 MW</b>	

- Dados relativos à informação disponibilizada pela DGGE:

	Potência (MW)	
	4ºTri 2004	Julho 2005
Hídrica Total	4 561	4 743
Grande Hídrica (>30MW)	4 043	4 225
PCH (>10 e <=30 MW)	251	251
PCH (<= 10 MW)	267	267
Eólica	537	765
Biomassa (c/ cogeração)	357	357
Biomassa (s/ cogeração)	12	12
Resíduos Sólidos Urbanos	88	88
Biogás	7	7
Fotovoltaica	2,3	2,3
Ondas/Marés		
Total	5 564	5 974
Total (s/ Grande Hídrica)	1 521	1 749

A disparidade dos números é frequente...

#### 4.2. Rede de transporte e interligação (MAT)

A estatística actualizada da RNT está disponível na “Caracterização da RNT” que é publicada a 31 de Março de cada ano, em relação a 31 de Dezembro do ano anterior.

#### SÍNTESE DO EQUIPAMENTO DA RNT

2004-12-31	
<b>Comprimento de linhas em serviço</b>	<b>6 489,3 km</b>
400 kV	1 453,9 km
220 kV	2 837,8 km
150 kV *	2 197,6 km
<b>Potência de transformação em serviço</b>	<b>19 398 MVA</b>
Autotransformação	7 421 MVA
Transformação	11977 MVA

\* Inclui 9,0 km do troço português da linha de interligação internacional de 132 kV Lindoso-Conchas.

Baseado na estatística mensal da REN é possível obter informação mais actualizada enquanto se aguarda a publicação da nova caracterização.

**Equipamento da Rede de Transporte**

	<b>Dez 2005</b>	<b>Dez 2004</b>	<b>Var.</b>
<b>LINHAS</b>			
<b>Número de circuitos</b>	<b>186</b>	<b>181</b>	<b>5</b>
400 kV	36	34	2
220 kV	83	82	1
150 kV	67	65	2
<b>Comprimento das linhas (km)</b>	<b>6 656</b>	<b>6 489</b>	<b>167</b>
400 kV	1 501	1 454	47
220 kV	2 873	2 838	36
150 kV	2 282	2 198	84
<b>SUBESTAÇÕES</b>			
<b>Nº de Painéis</b>	<b>885</b>	<b>864</b>	<b>21</b>
400 kV	94	91	3
220 kV	245	240	5
150 kV	185	180	5
60/30 kV	361	353	8
<b>Potência de Transf. (MVA)</b>	<b>19 968</b>	<b>19 398</b>	<b>570</b>
Autotransformação (MAT/MAT)	7 421	7 421	0
Transformação (MAT/AT)	12 547	11 977	570

## 4.3. Rede de distribuição (AT, MT e BT)

	2003	2004	Var. 2004/2003 (%)
<b>Subestações</b>			
Nº de subestações	377	381	1,1
Nº de transformadores	661	669	1,2
Potência instalada (MVA)	13 450	13 887	3,2
<b>Linhas (incluindo ramais, em km)</b>	71 884	74 073	3,0
Aéreas	60 009	61 334	2,2
AT (60/132 kV)	7 267	7 429	2,2
MT (6/10/15/30 kV)	52 742	53 905	2,2
Cabos Subterrâneos	11 874	12 739	7,3
AT (60/132 kV)	361	383	6,0
MT (6/10/15/30 kV)	11 513	12 356	7,3
<b>Postos de Transformação</b>			
Unidades	52 237	54 744	4,8
Potência instalada (MVA)	14 758	15 585	5,6
<b>Redes BT (km)</b>	124 598	127 018	1,9
Aéreas	98 099	99 447	1,4
Subterrâneas	26 499	27 571	4,0
<b>Contadores (Unidades)</b>	6 010 366	6 065 372	0,9
AT e MT	24 644	24 999	1,4
BT e BTE	5 985 722	6 040 373	0,9

## 4.4. Indicadores mais significativos

- Potencia Instalada – MW

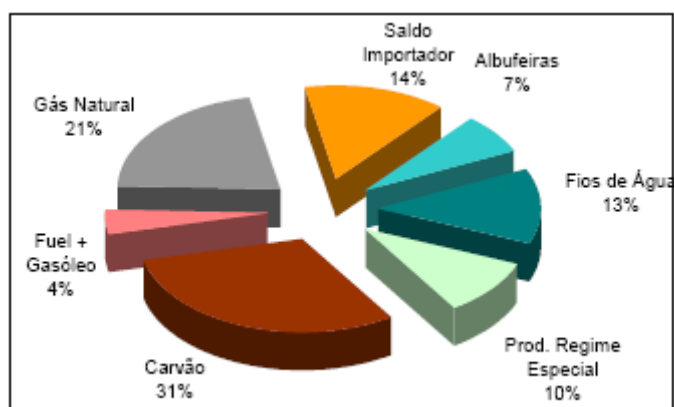
Este indicador reflecte a capacidade interna de satisfazer a ponta solicitada pelos clientes. O facto de Portugal possuir um número significativo de centrais hídricas, obriga a que a potencia instalada seja muito superior à ponta (mais caro) face à incerteza da produção hídrica (variabilidade de 1 para 4).

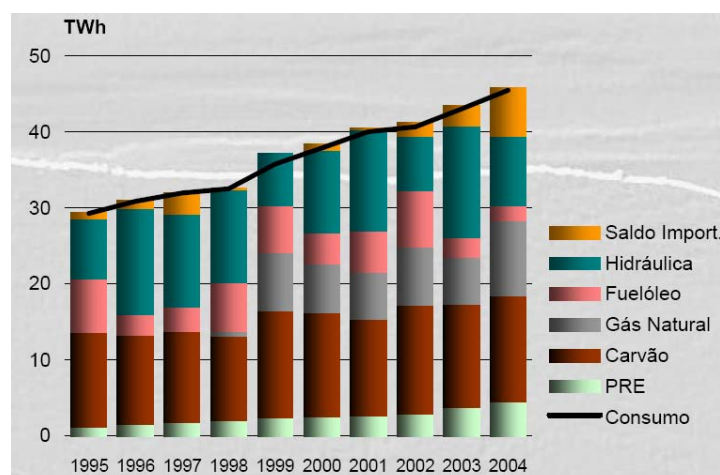
<b>Equipamento de produção</b>			
<b>MW</b>	<b>Dez 2005</b>	<b>Dez 2004</b>	<b>Var.</b>
<b>POTÊNCIA INSTALADA SEP / SENV</b>	<b>10 434</b>	<b>9 893</b>	<b>541</b>
<b>Centrais Hidroeléctricas</b>	<b>4 582</b>	<b>4 386</b>	<b>196</b>
Albufeiras	2 403	2 207	196
Fios de Água	2 179	2 179	0
<b>Centrais Termoeléctricas</b>	<b>5 852</b>	<b>5 507</b>	<b>345</b>
Carvão	1 776	1 776	0
Fuel	1 476	1 523	-47
Fuel / Gás natural	236	236	0
Gasóleo	197	197	0
Gás natural	2 166	1 774	392
<b>POTÊNCIA INSTALADA P. R. E. <sup>(1)</sup></b>	<b>2 360</b>	<b>1 854</b>	<b>506</b>
Produtores Térmicos	1 142	1 049	93
Produtores Hidráulicos	340	331	9
Produtores Eólicos	877	474	404

<sup>(1)</sup> Potências de ligação à Rede Pública ou Potência instalada nos produtores térmicos aderentes à Portaria 399/2002

- Energia produzida – GWh

Este indicador não deve ser analisado numa base anual, devido à variabilidade da produção hídrica.



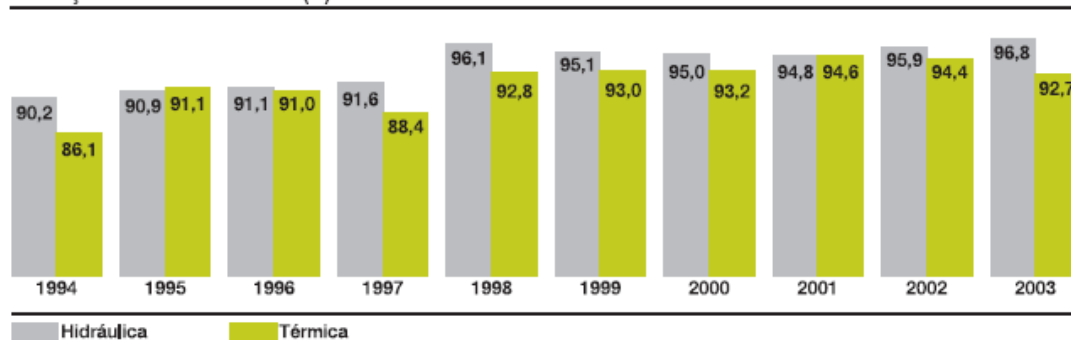


- Disponibilidade as Centrais

Caracteriza-se a taxa de indisponibilidade como sendo a relação entre a energia disponível (hídrica, térmica, etc.) e a máxima energia produtível. É possível saber a taxa de disponibilidade das centrais da EDP Produção (SEP, SEI) pelo relatório técnico anual.

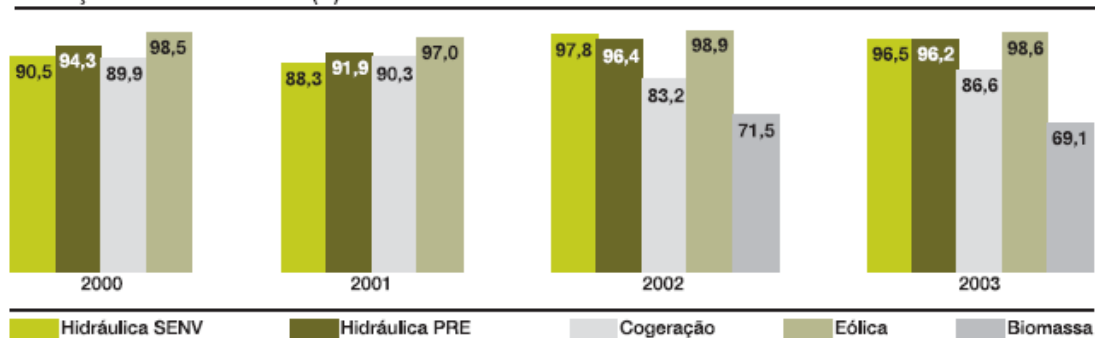
### Disponibilidade das centrais do SEP

EVOLUÇÃO DA DISPONIBILIDADE (%) / CAPABILITY FACTOR



### Disponibilidade das centrais do SEI

EVOLUÇÃO DA DISPONIBILIDADE (%) / CAPABILITY FACTOR



- Distribuição dos Consumos

A DGGE elabora esta estatística sendo interessante comparar com o numero de contadores por nível de tensão.

### DIRECÇÃO GERAL DE GEOLOGIA E ENERGIA - DIVISÃO DE ESTATÍSTICA CONSUMO DE ENERGIA ELÉCTRICA POR TIPO DE CONSUMO

2003

Tipo	Tensão		kWh		%
	Alta	Baixa	Auto-Consumo	Total	
Doméstico Normais	0	11.835.447.664	0	11.835.447.664	27%
Dom. Nor. Peq. Consumidores	0	23.206	0	23.206	0%
Não Doméstico	3.452.962.586	6.011.903.360	131.704.894	9.596.570.840	22%
Iluminação Int. Ed. Estado	1.147.284.770	1.099.665.728	0	2.246.950.498	5%
Aquecimento c/ Contador Pp	0	9.178.086	0	9.178.086	0%
Indústria (Normal)	12.577.182.080	1.798.563.862	3.072.961.593	17.448.707.535	40%
Indústria (Sazonal)	0	10.023.428	0	10.023.428	0%
Tracção	434.794.631	0	0	434.794.631	1%
Agricultura (Normal)	340.916.860	517.812.535	30.050.475	888.779.870	2%
Agricultura (Sazonal)	0	567.189	0	567.189	0%
Iluminação Vias Públicas	0	1.331.950.595	0	1.331.950.595	3%
Total	17.953.140.927	22.615.135.653	3.234.716.962	43.802.993.542	100%

## 5. Princípios que regem a exploração de uma rede

Os princípios que regem a exploração de uma rede são: segurança, qualidade de serviço e economia

### 5.1. Segurança

Numa rede todos os trabalhos e manobras deverão ser executados nas melhores condições de segurança das pessoas e do equipamento, de modo a evitar qualquer acidente. Para esse efeito, todos os países têm em vigor regulamentos de segurança a que as instalações deverão obrigatoriamente satisfazer ao serem projectadas, executadas e exploradas.

Para o nosso país, os regulamentos mais correntemente adoptados são os seguintes:

- Regulamento de Segurança de Instalações de Utilização de Energia Eléctrica e das Instalações Colectivas e Entradas (RSIUEE) – Dec. Lei 740/74 de 26/12.

- Regulamento de Segurança de Subestações e Postos de Transformação e Seccionamento (RSSPTS)
- Regulamento de Segurança de Linhas Eléctricas de Alta Tensão (RSLEAT)
- Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Eléctrica em Baixa Tensão (RSRDEEBT)

Mesmo cumprindo os regulamentos não se impede a probabilidade de ocorrência de acidentes, se não forem tomados os cuidados indispensáveis, por pessoal especializado, na ocasião de manobras, ou efectuando uma manutenção preventiva e sistemática dos equipamentos.

## 5.2. Qualidade de serviço

### 5.2.1. Continuidade de serviço

A continuidade de serviço caracteriza-se pela frequência e duração de interrupções no fornecimento de energia eléctrica e depende essencialmente:

- da qualidade das protecções adoptadas
- da concepção da rede
- do estado de conservação dos equipamentos

Uma avaria num dado ponto da rede, deve poder ser isolada sem que seja cortada a alimentação de consumidores, ou se esta condição não puder ser satisfeita, a quantidade de consumidores que ficam sem alimentação e a duração do corte devem ser as menores possíveis.

Além disso numa interrupção haverá sempre a considerar o factor psicológico, de efeitos difíceis de avaliar. O corte da iluminação pública numa cidade, traduz-se facilmente em engarrafamentos, insegurança das pessoas quanto a eventuais acções de vandalismo. A falta de energia eléctrica numa grande fábrica ou estabelecimento hospitalar

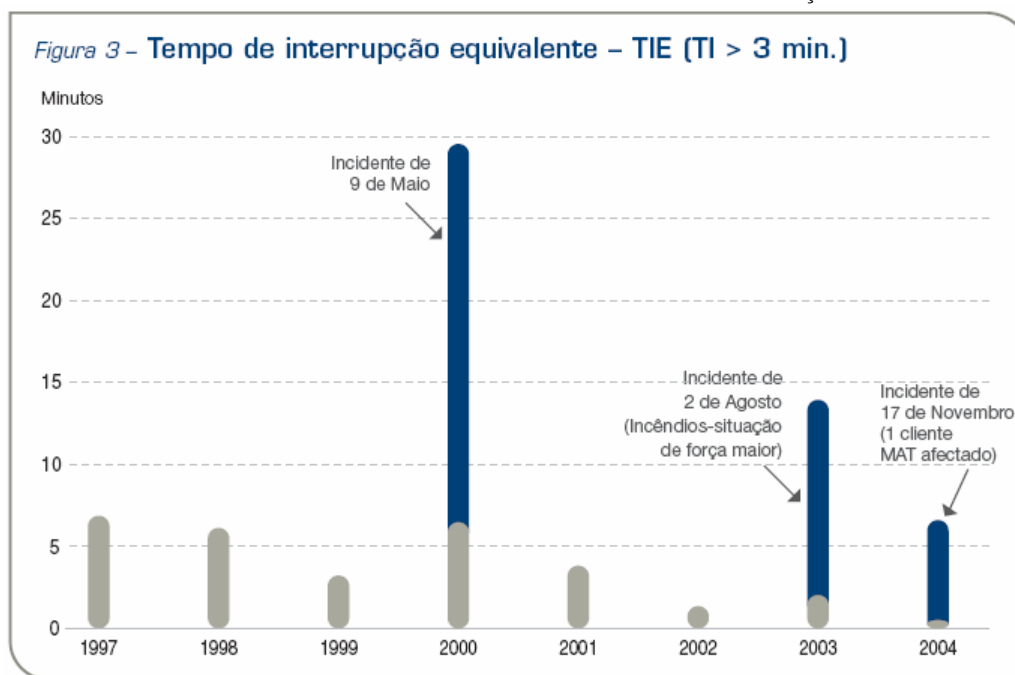
pode comprometer a qualidade do produto ou pôr em causa a vida das pessoas.

Por isso é normal que estas instalações sejam dotadas de grupos de energia de socorro, que actuam em caso de falha de energia da rede assegurando o funcionamento das actividades essenciais.

Para avaliar a qualidade de serviço no que diz respeito à continuidade de serviço, determinam-se alguns indicadores de sistema (TIE, SAIFI, SAIDI, SARI), que permitem avaliar o comportamento da rede como um todo e apura-se a frequência e a duração das interrupções de serviço nos diferentes pontos de entrega.

O **TIE – Tempo de Interrupção Equivalente** é o indicador mais antigo que reflecte a descontinuidade de serviço. É expresso em minutos e corresponde ao quociente da **Energia Não Fornecida (ENF)** com a potência média.

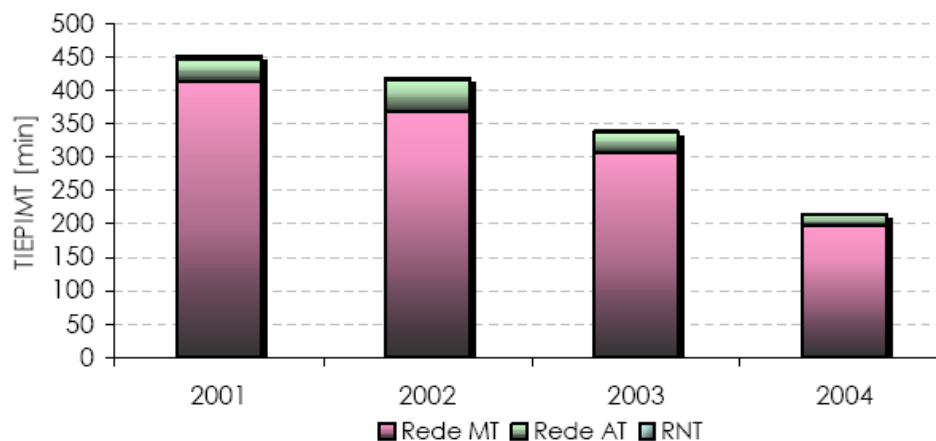
*Estatística da REN : Relatório da Qualidade de Serviço - 2004*



## Estatística da EDP-Distribuição : Relatório da Qualidade de Serviço - 2004

## Qualidade de Serviço – Relatório Síntese 2004

## Incidentes que contribuíram para o TIEPIMT

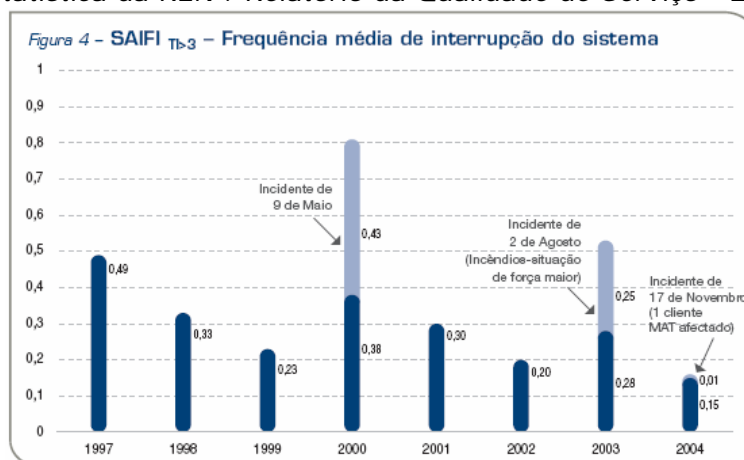


O facto da rede MT não possuir SCADA obriga a deslocação à instalação para repor o sistema, como também dificulta o diagnóstico dos incidentes.

Existem outros indicadores que reflectem a frequência, a duração da falha e rapidez na reposição.

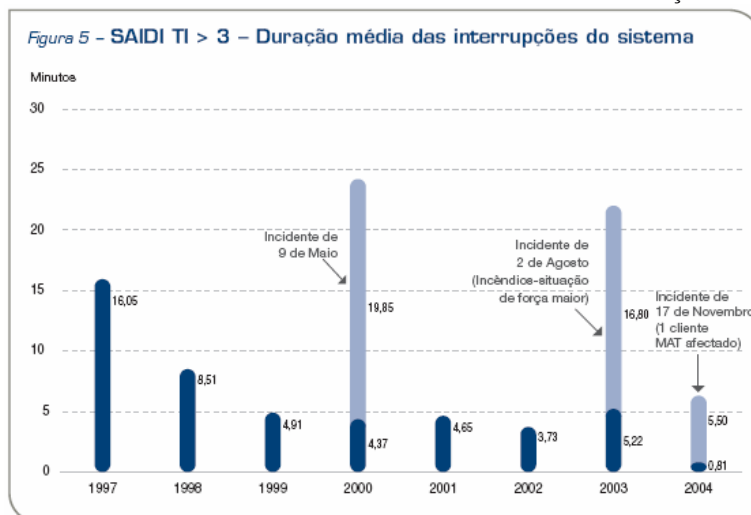
A **Frequência média de interrupção do sistema (SAIFI)** é o quociente do número total de interrupções nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período.

## Estatística da REN : Relatório da Qualidade de Serviço - 2004



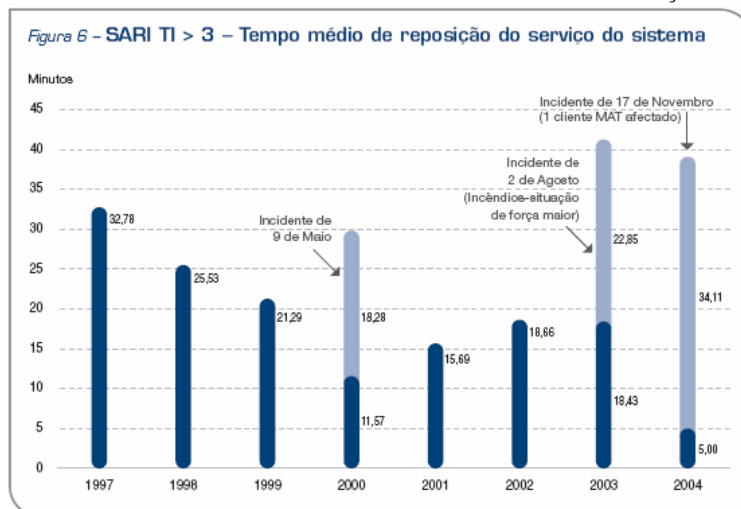
A **Duração média das interrupções do sistema (SAIDI)** é o quociente da soma dos tempos das interrupções nos pontos de entrega durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período.

*Estatística da REN : Relatório da Qualidade de Serviço - 2004*



O **Tempo médio de reposição de serviço do sistema (SARI)** é o quociente da soma dos tempos de interrupção em todos os pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total de interrupções de alimentação nos pontos de entrega nesse mesmo período.

*Estatística da REN : Relatório da Qualidade de Serviço - 2004*

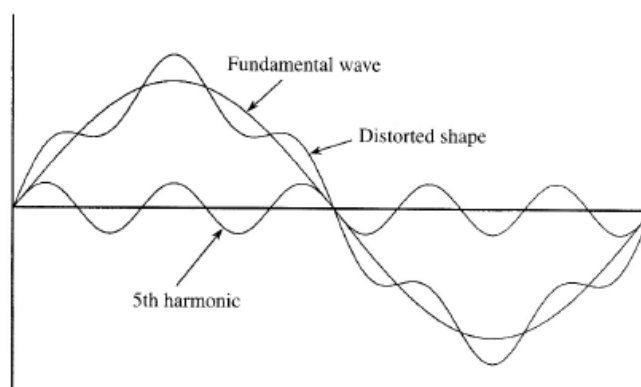


### 5.2.2. Qualidade da onda de tensão

Para avaliar a qualidade da onda de tensão são realizadas medições em vários pontos da rede, permitindo medir as seguintes características:

- A distorção harmónica caracteriza-se pelo aparecimento de ondas de tensão com frequência múltipla da frequência fundamental (50 Hz) da tensão de alimentação. Os equipamentos cuja característica tensão/corrente não são lineares são causadores de harmónicas (transformadores, equipamento electrónico).

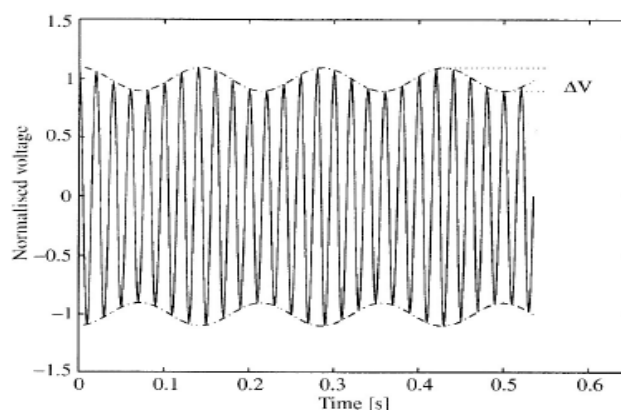
#### DISTORÇÃO HARMÓNICA



- Tremulação (flicker) é a impressão de instabilidade da sensação visual provocada por um estímulo luminoso, cuja luminância ou repartição espectral flutua no tempo.

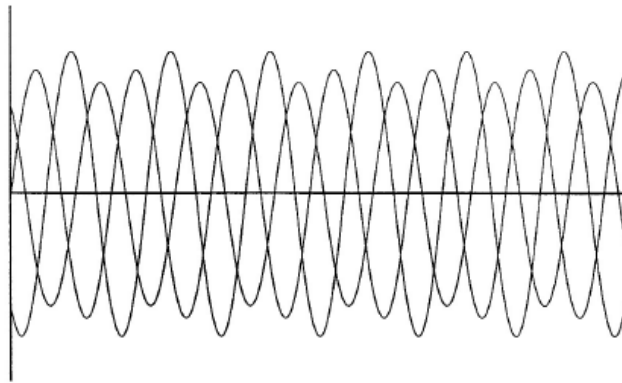
As causas da tremulação são cargas que consomem correntes elevadas e bastante variáveis, fornos a arco e grandes motores.

#### TREMULAÇÃO (FLICKER)



- Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões é um estado no qual os valores eficazes das tensões das fases ou das defasagens entre tensões de fases consecutivas num sistema trifásico não são iguais. As causas de desequilíbrio de tensão são as cargas monofásicas e linhas aéreas não transpostas.

### DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO

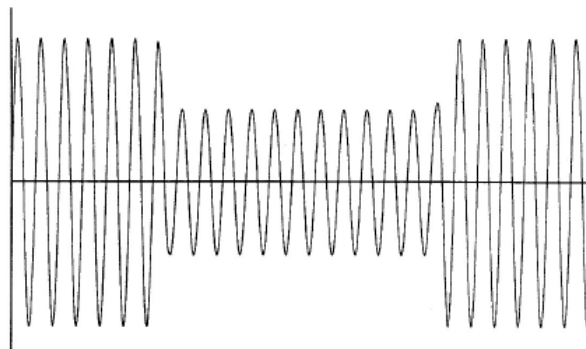


- Cava de tensão é uma diminuição brusca de tensão de alimentação para um valor situado entre 90 % e 1% da tensão declarada, seguida do restabelecimento da tensão depois de um curto lapso de tempo, por convenção entre 10 ms e 1 min.

O valor da cava de tensão é a diferença entre a tensão eficaz durante a cava de tensão e a tensão declarada.

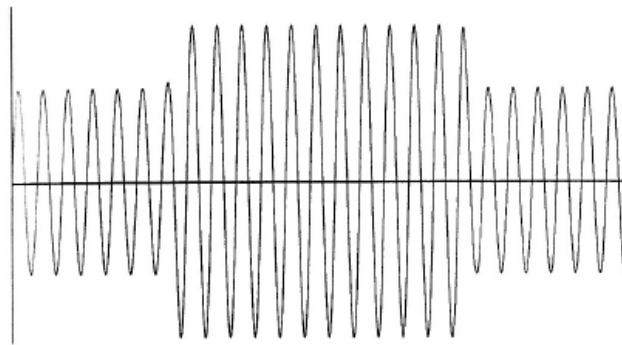
As cavas de tensão podem ser causadas por operações de manobra, arranques de motores, trânsito de correntes de defeito, descargas atmosféricas, etc.

### CAVA DE TENSÃO



- Sobretensão temporária à frequência industrial é uma sobretensão que ocorre num determinado local com uma duração relativamente longa. As causas das sobretensões à frequência industrial podem ser os defeitos fase-terra em circuitos trifásicos, que provocam sobretensões nas fases sem defeito. Podem também ser originadas por saídas de carga da rede.

### SOBRETENSÃO TEMPORÁRIA



- Valor eficaz da tensão
- Frequência da tensão

### 5.3. Economia

O custo de uma rede é tanto mais elevado, quanto maior for a garantia pretendida, na continuidade de serviço. Desde logo na fase de projecto o factor económico é determinante em algumas características:

- Na escolha da secção a adoptar para os condutores, correspondendo a uma determinada corrente nominal, quanto maior for a secção menores serão as perdas por efeito de Joule nos condutores, mas mais caro será o custo dos condutores/linha/cabo.
- Quanto à tensão a adoptar para uma determinada potência nominal é igualmente condicionada por factores económicos, pois quanto mais elevada for a tensão, menor será a corrente e, para dada secção menores serão as perdas por efeito de Joule, mas o

custo do equipamento (transformadores, aparelhagem de corte, isoladores, etc.), cresce muito rapidamente com a sua tensão nominal.

O factor económico depende ainda das condições de exploração que se vierem a verificar na rede, como seja a distribuição de carga pelas diversas centrais, as que resultam de transformadores em vazio, trânsito de energia reactiva e ainda das condições que se verificam na entrada e saída de funcionamento dos turbogrupos.

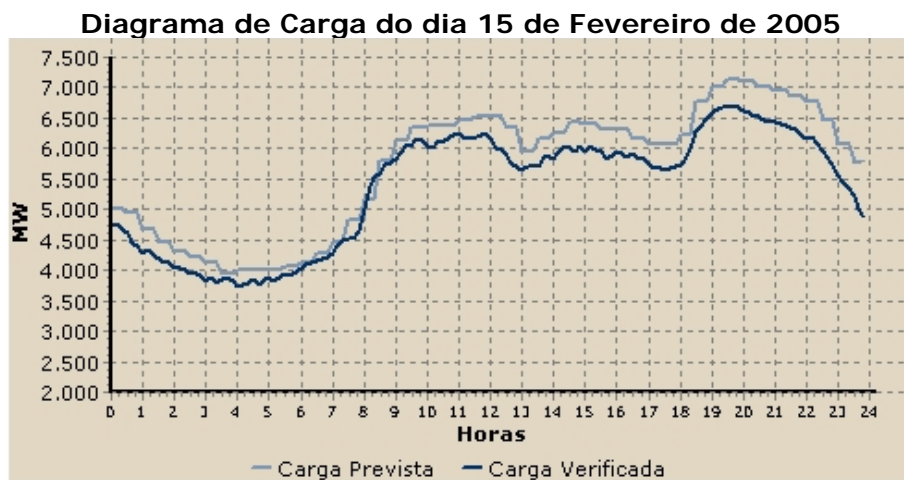
## 6. Diagramas de carga

### 6.1. Definição

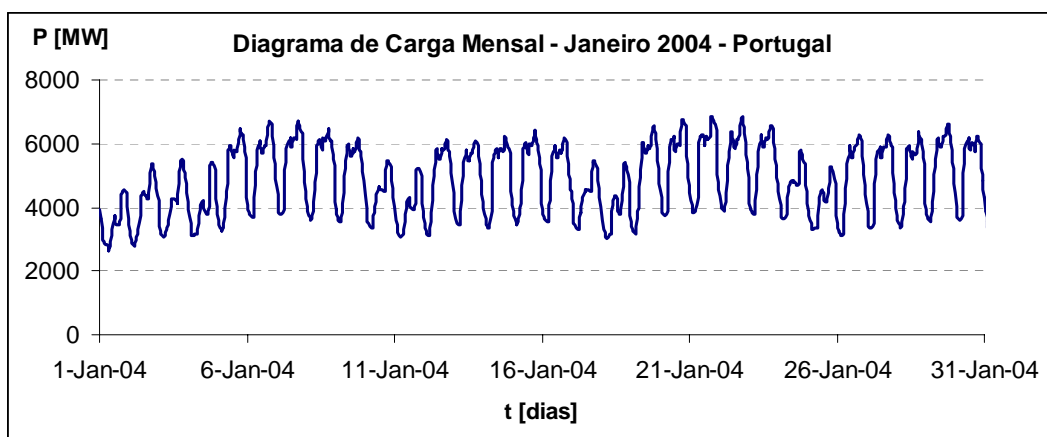
Chama-se **diagrama de carga** à curva que dá a variação da potência em função do tempo:  $P = f(t)$

Pode dizer respeito a uma central, a um país, a uma região, à nossa casa, etc.

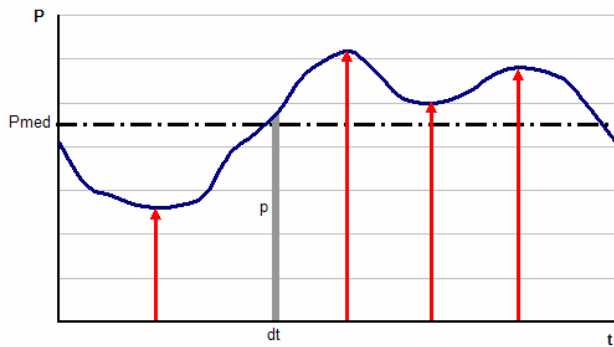
O período de tempo considerado poderá ser 1 ano, 1 mês, 1 semana, 1 dia, etc.



Fonte: REN



Fonte: REN



Para o diagrama (diário) indicado na figura, aos pontos de ordenada máxima, chamam-se **pontas** do diagrama de carga e, aos pontos de ordenada mínima designam-se por **vazios** do diagrama de carga.

Por se tratar de um diagrama diário podemos nos referir às pontas da manhã e da tarde, bem como aos vazios da manhã e da tarde/noite.

Para uma rede muito importante, como a rede nacional, a **ponta anual** é um dado importante. Em 2005 a ponta anual verificou-se no mês de Janeiro.

No diagrama de carga anterior podemos definir a potência instantânea (variação da energia na unidade de tempo), como:

$$p = \frac{dW}{dt}$$

Ou ainda para um dado período t:

$$W = \int_0^t p dt$$

sendo  $p dt$  a área do rectângulo infinitesimal.

Portanto, a área do diagrama traduz a energia que é produzida ou consumida numa rede.

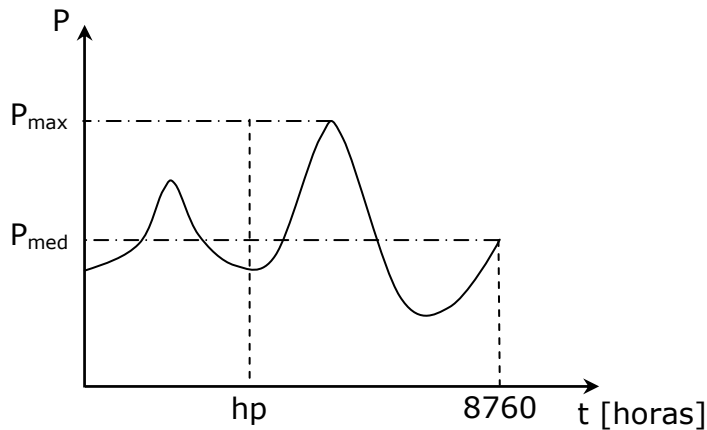
Ao diagrama podemos ainda associar o conceito de valor médio:

$$P_{med} = \frac{1}{t} \int_0^t p dt = \frac{W}{t}$$

ou seja, a relação entre a quantidade de energia referente a um certo período de tempo e esse período de tempo.

## 6.2. Factor de carga e número de horas de utilização da ponta

Define-se factor de carga de um diagrama, como a relação entre a potência média correspondente a um certo período de tempo (geralmente um ano) e a ponta.



$$\alpha_c = \frac{P_{med}}{P_{max}}$$

O factor  $\alpha_c$  tem como valor máximo 1, para um diagrama rectangular e é tanto mais baixo quanto mais profundos forem os vazios. Por isso, o valor de  $\alpha_c$  dá-nos a indicação da forma mais ou menos cheia do diagrama.

É mais usual referir  $\alpha_c$  ao período de 1 ano, porque referido a 1 dia tem significado limitado, porque o seu valor é variável, conforme se trate do período de fim de semana ou de dias úteis.

Sob o ponto de vista económico, há todo o interesse que  $\alpha_c$  seja elevado, porque para um dado valor de ponta  $P$ , o aumento de  $\alpha_c$  implica aumento da área do diagrama, significando que para uma dada instalação que custou um determinado preço, se pode fornecer mais quantidade de energia.

A expressão anterior pode ainda tomar o seguinte aspecto:

$$\alpha_c = \frac{P_{med}}{P_{max}} \cdot \frac{8760}{8760} = \frac{P_{max} \cdot h_p}{P_{max} \cdot 8760} = \frac{h_p}{8760}$$

$h_p$  é o número de horas de utilização da ponta e representa o número de horas que a central deveria funcionar durante um ano com uma potência

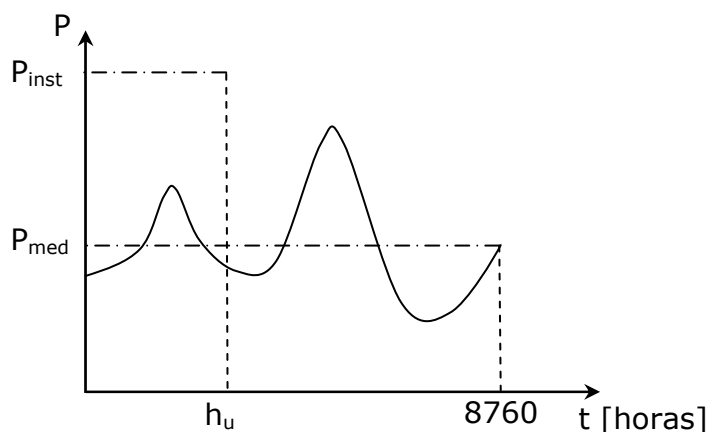
constante igual à ponta anual para produzir a quantidade de energia que efectivamente produziu durante todo o ano.

Alguns exemplos de valores de  $\alpha_c$ :

- rede rural ou pouco industrial: 0,2 a 0,3
- rede urbana e industrial: 0,4 a 0,5
- rede importante: 0,6 a 0,7

### 6.3. Factor de utilização e número de horas de utilização da potência instalada

Define-se factor de utilização de um diagrama, como a relação entre a potência média correspondente a um certo período de tempo (geralmente um ano) a potência instalada (na central).



$$\alpha_u = \frac{P_{med}}{P_{inst}}$$

Como geralmente a potência instalada ( $P_{inst}$ ) é maior que a ponta ( $P_{max}$ ), o factor de utilização ( $\alpha_u$ ) é menor que o factor de carga ( $\alpha_c$ ).

Também se poderia referir  $\alpha_u$  a 1 dia, à semelhança de  $\alpha_c$ , mas pelas razões já evocadas, refere-se geralmente a um ano.

A expressão anterior pode ainda tomar o seguinte aspecto:

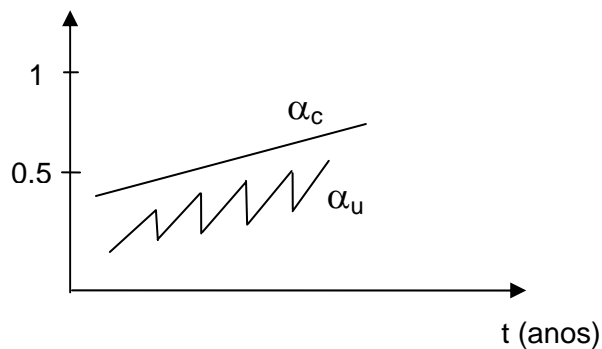
$$\alpha_u = \frac{P_{med}}{P_{inst}} \cdot \frac{8760}{8760} = \frac{P_{inst} \cdot h_u}{P_{inst} \cdot 8760} = \frac{h_u}{8760}$$

$h_u$  é o número de horas de utilização da potência instalada e representa o número de horas que uma central deveria funcionar durante um ano, com todas as máquinas a plena carga, para produzir a quantidade de energia que realmente produziu durante todo o ano.

Ao contrário de  $\alpha_c$ , não se podem apontar valores característicos a  $\alpha_u$ , visto que ambos dependem do critério que se fixe na central entre  $P_{\max}$  e  $P_{\text{inst}}$ , ou seja do critério com que se fixe a potência das máquinas de reserva.

Para o conjunto da rede portuguesa é normal tomar um valor da ordem dos 0,3 a 0,35.

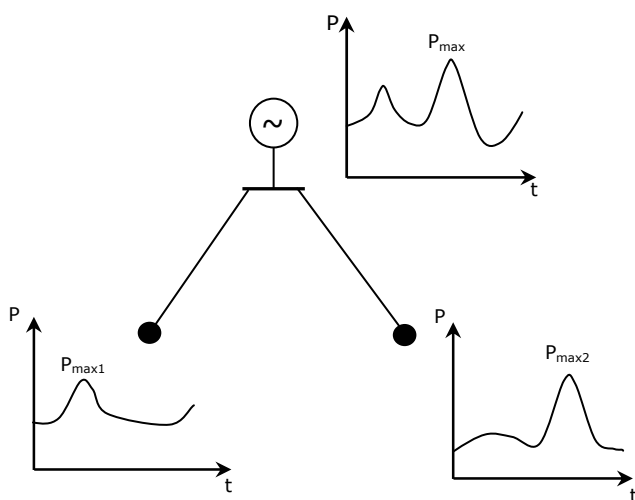
Com o decorrer do tempo a evolução de  $\alpha_c$  e  $\alpha_u$  representa-se do seguinte modo:



As variações mais significativas de  $\alpha_u$  significam aumento da potência instalada ou seja instalação de mais máquinas ou entrada em funcionamento de nova(s) central(is).

#### 6.4. Factor de simultaneidade ou de diversidade

Factor de simultaneidade de uma central (ou da respectiva rede)  $\alpha_s$ , é a relação entre a ponta do diagrama de cargas da central e a soma das pontas dos diagramas de cada um dos consumidores.



$$\alpha_s = \frac{P_{\max_c}}{\sum P_{\max_i}}$$

Para um consumidor, o factor de simultaneidade é a relação entre a ponta do diagrama de carga do consumidor e a soma das potências nominais de cada um dos seus receptores.

$$\alpha_s = \frac{P_{\max_c}}{\sum P_n}$$