



**O PORTAL DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA**



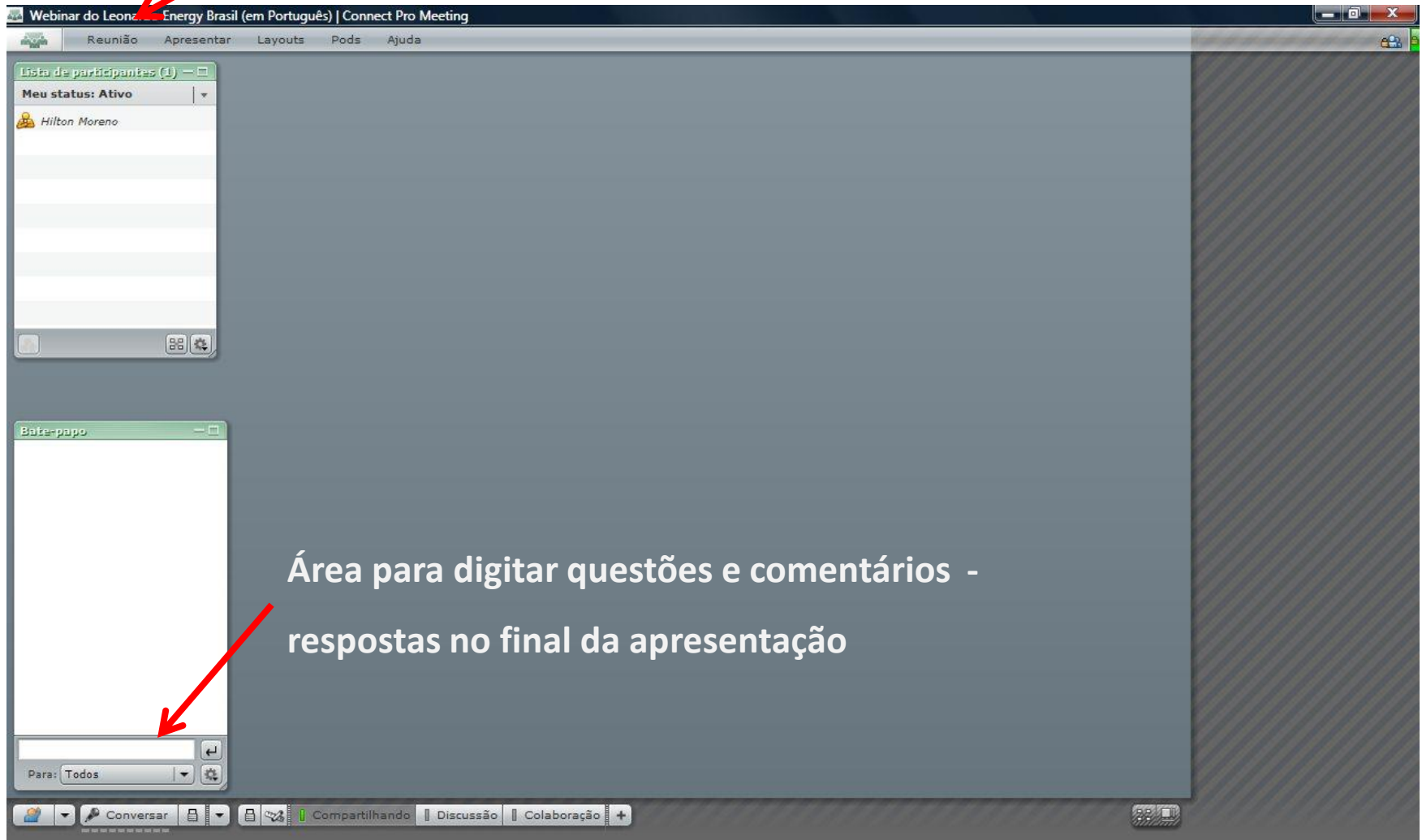
**BEM-VINDO AO WEBINAR**

**“Qualidade da Energia Elétrica conforme o PRODIST”**

**por: Eng<sup>a</sup>. Maria Jovita Villela Siqueira  
EDP Bandeirante - Área de Qualidade**



Teste de som: Reunião → Gerenciar minhas configurações → Assistente de configuração de áudio





## O PORTAL DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA



### REGRAS DO WEBINAR:

- Perguntas e/ou comentários são feitas unicamente por escrito, utilizando-se o campo apropriado;
- Perguntas e/ou comentários podem ser enviadas durante o desenvolvimento da apresentação, mas serão respondidas somente após o final da mesma;
- Pode acontecer que, dependendo do número de perguntas e do tempo disponível, algumas perguntas fiquem sem resposta durante o webinar;
- Se houver interrupção inesperada do webinar, certifique-se que sua conexão com a internet está funcionando normalmente e tente novamente a conexão;
- Não é emitido certificado de participação no webinar.

## **PALESTRANTE:**

**Eng<sup>a</sup> Maria Jovita Villela Siqueira**

**Engenheira Eletricista - Universidade de Taubaté; MBA em Gestão Empresarial - Fundação Getulio Vargas; Especialização em Conservação de Energia Elétrica na Indústria - Universidade de Taubaté; Especialização em Sistemas de Energia - Universidade Federal de Uberlândia; Engenheira da área de qualidade da EDP Bandeirante Energia**





## Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST

### RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 395, DE 15 DE DEZEMBRO DE 2009

Os Procedimentos de Distribuição – PRODIST são normas que disciplinam o **relacionamento entre as distribuidoras de energia elétrica** e demais agentes (**unidades consumidoras** e centrais geradores) conectados aos sistemas de distribuição, que incluem redes e linhas em **tensão inferior a 230 quilovolts (kV)**.

Tratam, também, do **relacionamento entre as distribuidoras e a Agência**, no que diz respeito ao **intercâmbio de informações**.



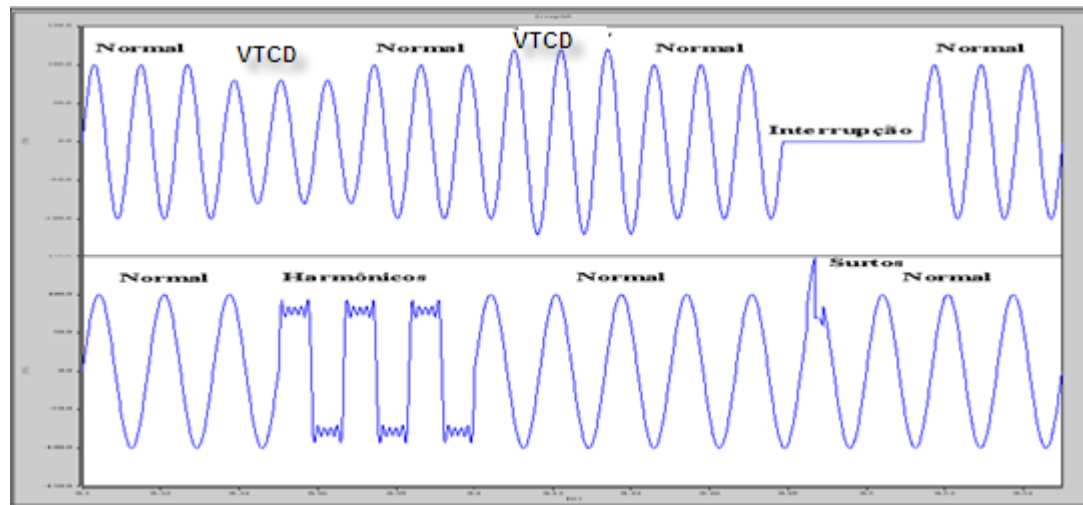
## MÓDULOS PRODIST

- 1 – Introdução
- 2 – Planejamento da Expansão do Sist. de Distribuição
- 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição
- 4 – Procedimentos Operativos do Sist. de Distribuição
- 5 – Sistemas de Medição
- 6 – Informações Requeridas e Obrigações
- 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição
- 8 – Qualidade de Energia Elétrica

***Site ANEEL/Informações Técnicas/Distribuição de Energia Elétrica /Procedimentos de Distribuição***

## Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica

Estabelece procedimentos relativos à Qualidade da Energia Elétrica - QEE, abordando a **qualidade do produto** e a **qualidade do serviço** prestado.



**Qualidade do produto**

Para a **qualidade dos serviços prestados** é estabelecida a metodologia para apuração dos **indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento a ocorrências emergenciais**, definindo padrões e responsabilidades.

## Qualidade do Serviço

Podemos dizer que a qualidade do serviço percebida pelo cliente tem dois componentes: a qualidade técnica e a qualidade da interação.

A **qualidade técnica** depende em geral de fatores tecnológicos que podem ser controlados pelo provedor, enquanto a **qualidade da interação** depende de um fator fora de controle, ou seja, a percepção do cliente.

A **qualidade percebida pelo cliente** é a comparação entre as expectativas que o cliente tinha sobre o serviço e as experiências que teve na execução do serviço.



Fonte: CPEDC



## Indicadores **coletivos** de continuidade

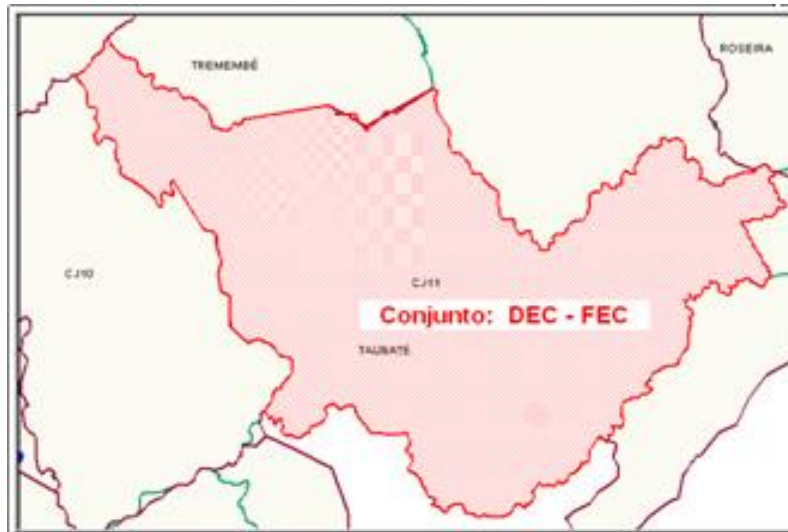


### ❖ Duração Equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC)

Intervalo de tempo que, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica.

### ❖ Frequência Equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC)

Número de interrupções ocorridas, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado.



$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i) \times t(i)}{Cc}$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)}{Cc}$$

*DEC* = duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora;

*FEC* = frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções;

*Ca(i)* = número de unidades consumidoras, *atendidas em BT ou MT*, interrompidas em um evento (i), no período de apuração;

*t(i)* = duração de cada evento (i), no período de apuração;

Interrupções de energia elétrica  $\geq 3$  minutos

## Indicadores **individuais** de continuidade



- ❖ Duração de Interrupção Individual por unidade consumidora (DIC)
- ❖ Duração Máxima de Interrupção contínua por unidade consumidora (DMIC)
- ❖ Freqüência de interrupção individual (FIC)



$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i)$$

$$DMIC = t(i)_{\max}$$

$$FIC = n$$

*DIC* = duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

*FIC* = freqüência de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em número de interrupções;

*DMIC* = duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

*i* = índice de interrupções da unidade consumidora, no período de apuração, variando de 1 a *n*;

*n* = número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração;

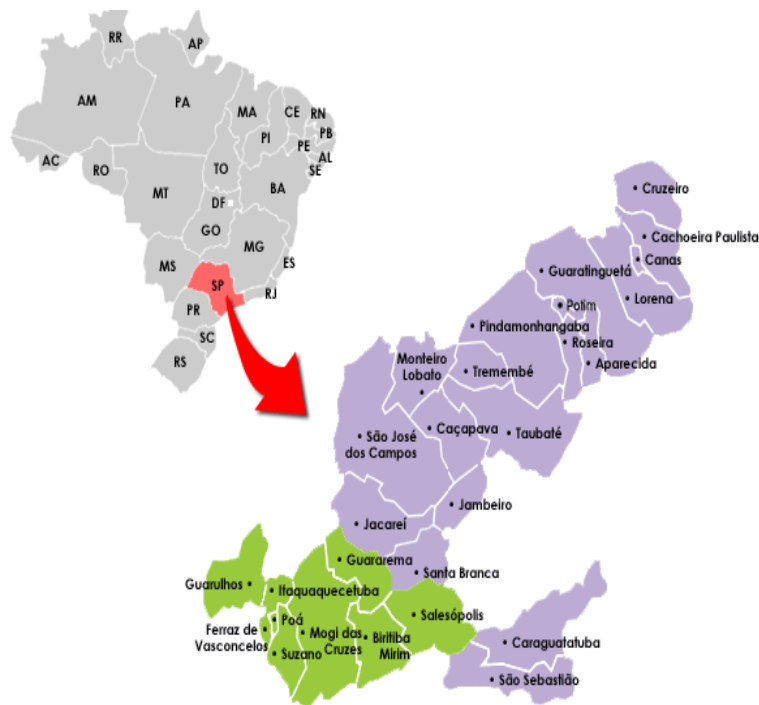
*t(i)* = tempo de duração da interrupção (*i*) da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão, no período de apuração;

*t(i) max* = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (*i*), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, expresso em horas e centésimos de horas.

Interrupções de energia elétrica  $\geq 3$  minutos

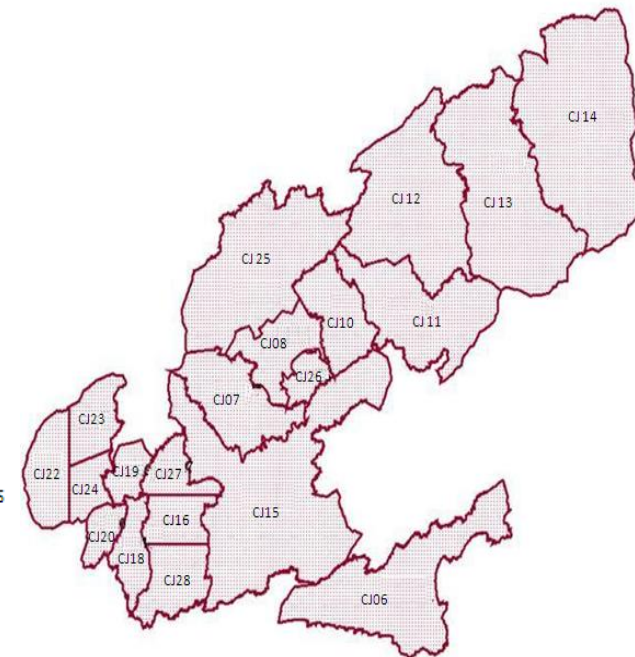
## Padrões DEC e FEC por conjunto da EDP Bandeirante

A Companhia atua em 28 municípios do Estado de São Paulo, especificamente nas regiões do **Alto do Tietê** e **Vale do Paraíba**, atendendo aproximadamente 1,401 milhões de clientes e distribuindo 13.268 GWh ao ano.



### CONJUNTOS

- 6 - Litoral Norte (Caraguatatuba e São Sebastião)
- 7 - Jacareí
- 8 - São José dos Campos
- 10 - Caçapava
- 11 - Taubaté
- 12 - Pindamonhangaba e Tremembé
- 13 - Aparecida; Roseira; Potim e Guaratinguetá
- 14 - Lorena; Cruzeiro; Cachoeira Paulista e Canas
- 15 - Biritiba Mirim; Salesópolis; Guararema; Santa Branca e Jambéiro
- 16 - Mogi das Cruzes
- 18 - Suzano
- 19 - Itaquaquecetuba20 - Poá e Ferraz de Vasconcelos
- 22 - Guarulhos Oeste
- 23 - Guarulhos Nordeste
- 24 - Guarulhos Sudeste
- 25 - São José dos Campos Rural Norte
- 26 - São José dos Campos Rural Sul
- 27 - Mogi das Cruzes Rural Norte
- 28 - Mogi das Cruzes Rural Sul



**A EDP Bandeirante possui 20 conjuntos:**

## Índices de Continuidade por Conjunto

### EDP Bandeirante - 1º Trimestre/2010

Conjunto	Nº Cons.	DEC	DEC Padrão	FEC	FEC Padrão
APARECIDA - ROSEIRA - GUARA -	63.463	3,37	4,20	1,68	4,20
BIRITIBA-SAL-GUE-SBR-JAMBEIRO	31.754	12,84	12,60	3,72	7,80
CAÇAPAVA	29.746	2,38	6,00	1,71	4,20
GUARULHOS NORDESTE	31.889	10,18	9,60	5,29	10,20
GUARULHOS OESTE	206.176	4,54	6,60	2,08	4,80
GUARULHOS SUDESTE	115.946	5,27	7,80	2,97	6,60
ITAQUAQUECETUBA	72.350	7,48	7,80	3,19	7,20
JACAREI	73.130	3,40	4,20	1,87	4,20
LITORAL NORTE	96.276	3,51	5,40	2,00	4,80
LORENA-CRUZEIRO-CACHOEIRA-CANA	67.537	3,58	4,20	1,77	4,20
MOGI DAS CRUZES	111.632	3,13	4,80	1,59	5,40
MOGI DAS CRUZES RURAL - NORTE	8.439	14,17	16,80	5,83	11,40
MOGI DAS CRUZES RURAL - SUL	4.672	10,20	16,80	3,30	7,80
PINDAMONHANGABA-TREMembÉ	60.795	2,34	4,80	1,03	4,80
POÁ-FERRAZ	75.946	4,29	6,60	1,97	5,40
SÃO JOSÉ DOS CAMPOS	194.923	2,41	4,80	1,47	4,20
SÃO JOSÉ DOS CAMPOS RURAL - NORTE	9.163	13,29	13,20	6,16	13,20
SÃO JOSÉ DOS CAMPOS RURAL - SUL	23.264	2,56	7,80	1,59	4,80
SUZANO	77.883	5,99	7,20	2,38	6,00
TAUBATÉ	102.666	2,75	4,20	1,45	4,20
Consumidores: 1.457.650		Total de Conjuntos: 20			

As metas DEC e FEC a serem observadas pelas concessionárias estão definidas em Resolução específica da ANEEL, e podem ser encontradas no site da ANEEL, bem como, são publicadas mensalmente na conta de energia do consumidor.

[Site ANEEL/Informações Técnicas/Distribuição de Energia Elétrica/Qualidade do Serviço/Indicadores de Continuidade](#)

## Limites de Continuidade Individual – AT e MT

Sistema	Limite de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Unidades Consumidoras com Faixa de Tensão Contratada: 69kV ≤ Tensão < 230 kV						
	DIC (horas)			FIC (interrupções)			DMIC (horas)
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal	Mensal
Interligado	5,00	3,00	2,00	5,00	3,00	2,00	1,50
Isolado	6,00	4,00	3,00	6,00	4,00	3,00	2,50

Faixa de variação das Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Limite de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Unidades Consumidoras situadas em áreas urbanas com Faixa de Tensão Contratada: 1kV ≤ Tensão < 69 kV						
	DIC (horas)			FIC (interrupções)			DMIC (horas)
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal	Mensal
1	11,25	5,62	2,81	6,48	3,24	1,62	2,36
2	11,68	5,84	2,92	6,93	3,46	1,73	2,39
3	12,12	6,06	3,03	7,37	3,68	1,84	2,41
4	12,55	6,27	3,13	7,82	3,91	1,95	2,44
5	12,99	6,49	3,24	8,27	4,13	2,06	2,46
6	13,43	6,71	3,35	8,71	4,35	2,17	2,49
7	13,86	6,93	3,46	9,16	4,58	2,29	2,52
8	14,30	7,15	3,57	9,61	4,80	2,40	2,54
9	14,73	7,36	3,68	10,05	5,02	2,51	2,57
10	15,17	7,58	3,79	10,50	5,25	2,62	2,60
11	15,61	7,80	3,90	10,95	5,47	2,73	2,62
12	16,04	8,02	4,01	11,40	5,70	2,85	2,65
13	16,48	8,24	4,12	11,84	5,92	2,96	2,68
14	16,91	8,45	4,22	12,29	6,14	3,07	2,71
15	17,35	8,67	4,33	12,74	6,37	3,18	2,74
16	17,79	8,89	4,44	13,18	6,59	3,29	2,76
17	18,22	9,11	4,55	13,63	6,81	3,40	2,79
18	18,66	9,33	4,66	14,08	7,04	3,52	2,82
19	19,09	9,54	4,77	14,52	7,26	3,63	2,85
20	19,53	9,76	4,88	14,97	7,48	3,74	2,88
>20 e ≤22	19,97	9,98	4,99	15,42	7,71	3,85	2,91
>22 e ≤24	20,84	10,42	5,21	16,31	8,15	4,07	2,98
>24 e ≤26	21,71	10,85	5,42	17,20	8,60	4,30	3,04
>26 e ≤28	22,58	11,29	5,64	18,10	9,05	4,52	3,10
>28 e ≤30	23,45	11,72	5,86	18,99	9,49	4,74	3,17
>30 e ≤32	24,33	12,16	6,08	19,88	9,94	4,97	3,24
>32 e ≤34	25,20	12,60	6,30	20,78	10,39	5,19	3,31
>34 e ≤36	26,07	13,03	6,51	21,67	10,83	5,41	3,38
>36 e ≤38	26,94	13,47	6,73	22,57	11,28	5,64	3,45
>38 e ≤40	27,81	13,90	6,95	23,46	11,73	5,86	3,52
>40 e ≤45	29,34	14,67	7,33	25,02	12,51	6,25	3,55
>45 e ≤50	31,52	15,76	7,88	27,26	13,63	6,81	3,80
>50 e ≤55	33,70	16,85	8,42	29,49	14,74	7,37	4,06
>55 e ≤60	35,88	17,94	8,97	31,72	15,86	7,93	4,34
>60 e ≤65	38,06	19,03	9,51	33,96	16,98	8,49	4,64
>65 e ≤70	40,24	20,12	10,06	36,19	18,09	9,04	4,96
>70 e ≤80	43,51	21,75	10,87	39,54	19,77	9,88	5,47
>80 e ≤90	47,87	23,93	11,96	44,01	22,00	11,00	6,23
>90 e ≤100	52,23	26,11	13,05	48,48	24,24	12,12	7,10
>100 e ≤110	56,59	28,29	14,14	52,95	26,47	13,23	8,07
>110 e ≤120	60,95	30,47	15,23	57,42	28,71	14,35	9,17
>120	63,13	31,56	15,78	59,65	29,82	14,91	9,77

Faixa de variação das Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Limite de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Unidades Consumidoras atendidas por sistemas isolados ou situadas em áreas não-urbanas com Faixa de Tensão Contratada: 1kV ≤ Tensão < 69 kV						
	DIC (horas)			FIC (interrupções)			DMIC (horas)
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal	Mensal
1	31,98	15,99	7,99	15,49	7,74	3,87	4,32
2	32,62	16,31	8,15	15,96	7,98	3,99	4,39
3	33,26	16,63	8,31	16,43	8,21	4,10	4,46
4	33,90	16,95	8,47	16,90	8,45	4,22	4,53
5	34,54	17,27	8,63	17,37	8,68	4,34	4,60
6	35,18	17,59	8,79	17,84	8,92	4,46	4,67
7	35,82	17,91	8,95	18,31	9,15	4,57	4,74
8	36,46	18,23	9,11	18,78	9,39	4,69	4,81
9	37,10	18,55	9,27	19,25	9,62	4,81	4,88
10	37,74	18,87	9,43	19,72	9,86	4,93	4,95
11	38,38	19,19	9,59	20,19	10,09	5,04	5,02
12	39,02	19,51	9,75	20,66	10,33	5,16	5,09
13	39,66	19,83	9,91	21,13	10,56	5,28	5,16
14	40,30	20,15	10,07	21,60	10,80	5,40	5,24
15	40,94	20,47	10,23	22,07	11,03	5,51	5,31
16	41,58	20,79	10,39	22,54	11,27	5,63	5,38
17	42,22	21,11	10,55	23,01	11,50	5,75	5,45
18	42,86	21,43	10,71	23,48	11,74	5,87	5,52
19	43,50	21,75	10,87	23,95	11,97	5,98	5,59
20	44,14	22,07	11,03	24,42	12,21	6,10	5,66
>20 e ≤22	44,78	22,39	11,19	24,90	12,45	6,22	5,73
>22 e ≤24	46,06	23,03	11,51	25,84	12,92	6,46	5,87
>24 e ≤26	47,34	23,67	11,83	26,78	13,39	6,69	6,01
>26 e ≤28	48,61	24,30	12,15	27,72	13,86	6,93	6,15
>28 e ≤30	49,89	24,94	12,47	28,66	14,33	7,16	6,29
>30 e ≤32	51,17	25,58	12,79	29,60	14,80	7,40	6,43
>32 e ≤34	52,45	26,22	13,11	30,54	15,27	7,63	6,57
>34 e ≤36	53,73	26,86	13,43	31,48	15,74	7,87	6,72
>36 e ≤38	55,01	27,50	13,75	32,42	16,21	8,10	6,86
>38 e ≤40	56,29	28,14	14,07	33,36	16,68	8,34	7,00
>40 e ≤45	58,53	29,26	14,63	35,01	17,50	8,75	7,24
>45 e ≤50	61,73	30,86	15,43	37,36	18,68	9,34	7,80
>50 e ≤55	64,92	32,46	16,23	39,71	19,85	9,92	7,95
>55 e ≤60	68,12	34,06	17,03	42,06	21,03	10,51	8,30
>60 e ≤65	71,32	35,66	17,83	44,42	22,21	11,10	8,65
>65 e ≤70	74,52	37,26	18,63	46,77	23,38	11,69	9,01
>70 e ≤80	79,32	39,66	19,83	50,30	25,15	12,57	9,54
>80 e ≤90	85,71	42,85	21,42	55,00	27,50	13,75	10,24
>90 e ≤100	92,11	46,05	23,02	59,70	29,85	14,92	10,95
>100 e ≤110	98,50	49,25	24,62	64,41	32,20	16,10	11,65
>110 e ≤120	104,90	52,45	26,22	69,11	34,55	17,27	12,36
>120	108,10	54,05	27,02	71,46	35,73	17,86	12,71

Os padrões de DIC, FIC e DMIC são originados do **conjunto** que o cliente encontra-se localizado, e o padrão é definido em função do **nível de tensão** que é alimentado (alta, média ou baixa) e se a área é **urbana ou rural**.

As metas de DIC, FIC e DMIC estão publicadas no PRODIST e são **informadas mensalmente na conta de energia elétrica do consumidor**.

## Limites de Continuidade Individual - BT

Faixa de variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Limite de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Unidades Consumidoras com Tensão Contratada ≤ 1kV situadas em áreas urbanas						
	DIC (horas)			FIC (interrupções)			DMIC (horas)
	Annual	Trim.	Mensal	Annual	Trim.	Mensal	Mensal
1	16,00	8,00	4,00	11,20	5,60	2,80	2,09
2	16,47	8,23	4,11	11,45	5,72	2,86	2,18
3	16,95	8,47	4,23	11,70	5,85	2,92	2,26
4	17,43	8,71	4,35	11,95	5,97	2,98	2,35
5	17,91	8,95	4,47	12,20	6,10	3,05	2,43
6	18,38	9,19	4,59	12,45	6,22	3,11	2,52
7	18,86	9,43	4,71	12,70	6,35	3,17	2,60
8	19,34	9,67	4,83	12,95	6,47	3,23	2,69
9	19,82	9,91	4,95	13,20	6,60	3,30	2,77
10	20,30	10,15	5,07	13,45	6,72	3,36	2,86
11	20,77	10,38	5,19	13,70	6,85	3,42	2,94
12	21,25	10,62	5,31	13,95	6,97	3,48	3,03
13	21,73	10,86	5,43	14,20	7,10	3,55	3,11
14	22,21	11,10	5,55	14,45	7,22	3,61	3,20
15	22,69	11,34	5,67	14,70	7,35	3,67	3,29
16	23,16	11,58	5,79	14,95	7,47	3,73	3,37
17	23,64	11,82	5,91	15,20	7,60	3,80	3,46
18	24,12	12,06	6,03	15,45	7,72	3,86	3,54
19	24,60	12,30	6,15	15,70	7,85	3,92	3,63
20	25,08	12,54	6,27	15,96	7,98	3,99	3,71
>20 e ≤22	25,89	12,94	6,47	16,47	8,23	4,11	3,80
>22 e ≤24	27,48	13,74	6,87	17,42	8,71	4,35	3,97
>24 e ≤26	29,06	14,53	7,26	18,37	9,18	4,59	4,14
>26 e ≤28	30,65	15,32	7,66	19,32	9,66	4,83	4,31
>28 e ≤30	32,23	16,11	8,05	20,28	10,14	5,07	4,48
>30 e ≤32	33,82	16,91	8,45	21,23	10,61	5,30	4,65
>32 e ≤34	35,40	17,70	8,85	22,18	11,09	5,54	4,82
>34 e ≤36	36,99	18,49	9,24	23,13	11,56	5,78	4,99
>36 e ≤38	38,57	19,28	9,64	24,08	12,04	6,02	5,16
>38 e ≤40	40,16	20,08	10,04	25,04	12,52	6,26	5,33
>40 e ≤45	42,93	21,46	10,73	26,70	13,35	6,67	5,63
>45 e ≤50	46,89	23,44	11,72	29,08	14,54	7,27	6,05
>50 e ≤55	50,86	25,43	12,71	31,46	15,73	7,86	6,48
>55 e ≤60	54,82	27,41	13,70	33,84	16,92	8,46	6,90
>60 e ≤65	58,78	29,39	14,69	36,22	18,11	9,05	7,33
>65 e ≤70	62,74	31,37	15,68	38,60	19,30	9,65	7,75
>70 e ≤80	68,68	34,34	17,17	42,17	21,08	10,54	8,39
>80 e ≤90	76,61	38,30	19,15	46,93	23,46	11,73	9,24
>90 e ≤100	84,53	42,26	21,13	51,69	25,84	12,92	10,09
>100 e ≤110	92,46	46,23	23,11	56,45	28,22	14,11	10,94
>110 e ≤120	100,38	50,19	25,09	61,21	30,60	15,30	11,80
>120	104,34	52,17	26,08	63,59	31,79	15,89	12,22

Faixa de variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Limite de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Unidades Consumidoras situadas em áreas urbanas com Faixa de Tensão Contratada: 1kV ≤ Tensão < 69 kV						
	DIC (horas)			FIC (interrupções)			DMIC (horas)
	Annual	Trim.	Mensal	Annual	Trim.	Mensal	Mensal
1	11,25	5,62	2,81	6,48	3,24	1,62	2,36
2	11,68	5,84	2,92	6,93	3,46	1,73	2,39
3	12,12	6,06	3,03	7,37	3,68	1,84	2,41
4	12,55	6,27	3,13	7,82	3,91	1,95	2,44
5	12,99	6,49	3,24	8,27	4,13	2,06	2,46
6	13,43	6,71	3,35	8,71	4,35	2,17	2,49
7	13,86	6,93	3,46	9,16	4,58	2,29	2,52
8	14,30	7,15	3,57	9,61	4,80	2,40	2,54
9	14,73	7,36	3,68	10,05	5,02	2,51	2,57
10	15,17	7,58	3,79	10,50	5,25	2,62	2,60
11	15,61	7,80	3,90	10,95	5,47	2,73	2,62
12	16,04	8,02	4,01	11,40	5,70	2,85	2,65
13	16,48	8,24	4,12	11,84	5,92	2,96	2,68
14	16,91	8,45	4,22	12,29	6,14	3,07	2,71
15	17,35	8,67	4,33	12,74	6,37	3,18	2,74
16	17,79	8,89	4,44	13,18	6,59	3,29	2,76
17	18,22	9,11	4,55	13,63	6,81	3,40	2,79
18	18,66	9,33	4,66	14,08	7,04	3,52	2,82
19	19,09	9,54	4,77	14,52	7,26	3,63	2,85
20	19,53	9,76	4,88	14,97	7,48	3,74	2,88
>20 e ≤22	19,97	9,98	4,99	15,42	7,71	3,85	2,91
>22 e ≤24	20,84	10,42	5,21	16,31	8,15	4,07	2,98
>24 e ≤26	21,71	10,85	5,42	17,20	8,60	4,30	3,04
>26 e ≤28	22,58	11,29	5,64	18,10	9,05	4,52	3,10
>28 e ≤30	23,45	11,72	5,86	18,99	9,49	4,74	3,17
>30 e ≤32	24,33	12,16	6,08	19,88	9,94	4,97	3,24
>32 e ≤34	25,20	12,60	6,30	20,78	10,39	5,19	3,31
>34 e ≤36	26,07	13,03	6,51	21,67	10,83	5,41	3,38
>36 e ≤38	26,94	13,47	6,73	22,57	11,28	5,64	3,45
>38 e ≤40	27,81	13,90	6,95	23,46	11,73	5,86	3,52
>40 e ≤45	29,34	14,67	7,33	25,02	12,51	6,25	3,55
>45 e ≤50	31,52	15,76	7,88	27,26	13,63	6,81	3,80
>50 e ≤55	33,70	16,85	8,42	29,49	14,74	7,37	4,06
>55 e ≤60	35,88	17,94	8,97	31,72	15,86	7,93	4,34
>60 e ≤65	38,06	19,03	9,51	33,96	16,98	8,49	4,64
>65 e ≤70	40,24	20,12	10,06	36,19	18,09	9,04	4,96
>70 e ≤80	43,51	21,75	10,87	39,54	19,77	9,88	5,47
>80 e ≤90	47,87	23,93	11,96	44,01	22,00	11,00	6,23
>90 e ≤100	52,23	26,11	13,05	48,48	24,24	12,12	7,10
>100 e ≤110	56,59	28,29	14,14	52,95	26,47	13,23	8,07
>110 e ≤120	60,95	30,47	15,23	57,42	28,71	14,35	9,17
>120	63,13	31,56	15,78	59,65	29,82	14,91	9,77



## Tempos de Atendimento das Ocorrências Emergenciais

**Ocorrências emergenciais** são definidas como sendo eventos na rede elétrica que prejudiquem a **segurança e/ou a qualidade do serviço prestado ao consumidor**, com conseqüente **deslocamento de equipes de atendimento de emergência**.

Mesmo ocorrências de **naturezas improcedentes** (defeitos internos, por exemplo) **são consideradas para os cálculos dos indicadores de qualidade**.

Na apuração dos indicadores **só não são considerados**: serviços na rede de iluminação pública; serviços de caráter comercial; reclamações relativas ao nível de tensão de atendimento (se não representarem risco à segurança); reclamações por interrupção programada (se os consumidores foram devidamente notificados conforme a legislação); e reclamações por interrupções em situações de emergência.



## Tempo Médio de Atendimento a Emergências (TMAE)

$$TMAE = TMP + TMD + TME$$

Onde:

- TMP** é o tempo médio de preparação da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos;
- TMD** é o tempo médio de deslocamento da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos;
- TME** é o tempo médio de execução do serviço até seu restabelecimento pela equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos.

***Estes indicadores são informados, por conjunto, mensalmente a ANEEL.***



## ***A influencia do despacho das ocorrências emergenciais nos indicadores.***

Esta atividade contempla que o recebimento de uma chamada de cunho emergencial vinda do Call Center para o Centro de Operação do Sistema, e por ele seja encaminhado às equipes de manutenção de diversas especialidades, para verificação dessas ocorrências.

- Influencia no DEC, FEC, TMAE, DIC, FIC e DMIC, e resultam em dados de decisão estratégica para as empresas tais como: tempo de espera no despacho, tempos de deslocamento das equipes, tempo de execução dos serviços e os principais defeitos, como suas principais causas.
- Há penalidades para a empresa quando ultrapassa os valores padrões estabelecidos pela ANEEL.
- Nas situações de escolha de direcionamento das equipes, podem-se promover ganhos sensíveis somente atendendo as ocorrências mais complicadas ou de maior importância, e aqui se destaca uma importância característica dos Centros de Operação.



## Qualidade do Produto (Tensão)

Os aspectos considerados da qualidade do produto em regime permanente ou transitório são:

- a) tensão em regime permanente
- b) fator de potência
- c) harmônicos
- d) desequilíbrio de tensão
- e) flutuação de tensão
- f) variações de tensão de curta duração
- g) variação de frequência

## Tensão em regime permanente - Definições

**Tensão de Atendimento (TA):** valor eficaz de tensão no ponto de entrega ou de conexão, obtido por meio de medição, podendo ser classificada em adequada, precária ou crítica, de acordo com a leitura efetuada, expresso em volts ou quilovolts.

**Tensão Contratada (TC):** valor eficaz de tensão estabelecido em contrato, expresso em volts ou quilovolts.

**Tensão de Leitura (TL):** valor eficaz de tensão, integralizado a cada 10 (dez) minutos, obtido de medição por meio de equipamentos apropriados, expresso em volts ou quilovolts.

**Tensão Nominal (TN):** valor eficaz de tensão pelo qual o sistema é designado, expresso em volts ou quilovolts.

## Faixas de classificação de tensões em AT e MT Tensões de Regime Permanente

Tabela 1 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 230 kV

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,95TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,93TR \leq TL < 0,95TR$ ou $1,05TR < TL \leq 1,07TR$
Crítica	$TL < 0,93TR$ ou $TL > 1,07TR$

Tabela 2 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,95TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,95TR$ ou $1,05TR < TL \leq 1,07TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,07TR$

Tabela 3 – Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

## Faixas de classificação de tensões em BT Tensões de Regime Permanente

**Tabela 4 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127)**

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(201 \leq TL \leq 231) / (116 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(189 \leq TL < 201$ ou $231 < TL \leq 233) / (109 \leq TL < 116$ ou $133 < TL \leq 140)$
Crítica	$(TL < 189$ ou $TL > 233) / (TL < 109$ ou $TL > 140)$

**Tabela 5 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (380/220)**

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(348 \leq TL \leq 396) / (201 \leq TL \leq 231)$
Precária	$(327 \leq TL < 348$ ou $396 < TL \leq 403) / (189 \leq TL < 201$ ou $231 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 327$ ou $TL > 403) / (TL < 189$ ou $TL > 233)$

**Tabela 6 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (254/127)**

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(232 \leq TL \leq 264) / (116 \leq TL \leq 132)$
Precária	$(220 \leq TL < 232$ ou $264 < TL \leq 269) / (109 \leq TL < 116$ ou $132 < TL \leq 140)$
Crítica	$(TL < 220$ ou $TL > 269) / (TL < 109$ ou $TL > 140)$

**Tabela 7 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (440/220)**

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(402 \leq TL \leq 458) / (201 \leq TL \leq 229)$
Precária	$(380 \leq TL < 402$ ou $458 < TL \leq 466) / (189 \leq TL < 201$ ou $229 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 380$ ou $TL > 466) / (TL < 189$ ou $TL > 233)$

**Tabela 8 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (208/120)**

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(196 \leq TL \leq 229) / (113 \leq TL \leq 132)$
Precária	$(189 \leq TL < 196$ ou $229 < TL \leq 233) / (109 \leq TL < 113$ ou $132 < TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 189$ ou $TL > 233) / (TL < 109$ ou $TL > 135)$

**Tabela 9 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (230/115)**

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(216 \leq TL \leq 241) / (108 \leq TL \leq 127)$
Precária	$(212 \leq TL < 216$ ou $241 < TL \leq 253) / (105 \leq TL < 108$ ou $127 < TL \leq 129)$
Crítica	$(TL < 212$ ou $TL > 253) / (TL < 105$ ou $TL > 129)$

**Tabela 10 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (240/120)**

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(216 \leq TL \leq 254) / (108 \leq TL \leq 127)$
Precária	$(212 \leq TL < 216$ ou $254 < TL \leq 260) / (106 \leq TL < 108$ ou $127 < TL \leq 130)$
Crítica	$(TL < 212$ ou $TL > 260) / (TL < 106$ ou $TL > 130)$

**Tabela 11 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (220/110)**

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(201 \leq TL \leq 229) / (101 \leq TL \leq 115)$
Precária	$(189 \leq TL < 201$ ou $229 < TL \leq 233) / (95 \leq TL < 101$ ou $115 < TL \leq 117)$
Crítica	$(TL < 189$ ou $TL > 233) / (TL < 95$ ou $TL > 117)$

## Reclamação de tensão em regime permanente

- Deverá ser realizada inspeção técnica até o ponto de conexão do cliente para avaliar a procedência da reclamação, em **dia** cuja característica da curva de carga é **equivalente à do dia em que o problema** foi verificado, respeitando o **horário informado** pelo cliente, a qual deve incluir a medição instantânea no ponto de conexão do valor eficaz de **duas leituras**, com um **intervalo mínimo de 5(cinco) minutos** entre elas.
- Caso seja comprovado na inspeção técnica que a **reclamação é improcedente**, **comunicar ao consumidor** o resultado da medição de instantânea, por escrito, **no prazo máximo de 20 (vinte) dias a partir da reclamação**, devendo informar sobre o **direito do consumidor de solicitar a medição de 168 horas**, e informar o valor a ser **cobrado** pelo serviço, caso o resultado da **medição seja adequado**.
- Comprovada a procedência da reclamação com base na medição instantânea e a **impossibilidade da regularização do nível de tensão durante a inspeção técnica**, **instalar medidor, no ponto de conexão**, para averiguar o nível de tensão de atendimento, apurar o DRP e DRC e informar o cliente.
- Informar ao cliente, no **prazo máximo de 48 horas anterior à realização da medição** pelo período mínimo de 168 horas, a data e o horário da medição de tensão, **seu direito de acompanhar a instalação do medidor**, a faixa de valores adequados e o **prazo de entrega do laudo técnico** do resultado da medição, o qual deverá ser de **30 (dias) a partir da reclamação**, devendo fornecer os resultados completos das medições obtidas.

## Reclamação de tensão em regime permanente

- Valor regulamentado pela ANEEL para cobrança da medição de tensão **improcedente**:

Verificação de Nível de Tensão B. T. Monofásico	4,97
Verificação de Nível de Tensão B. T. Bifásico	8,28
Verificação de Nível de Tensão B. T. Trifásico	9,95
Verificação de Nível de Tensão Média e Alta Tensão	55,30

## Indicadores de Tensão em Regime Permanente

- ❖ Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP)
- ❖ Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (DRC)
- ❖ Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica (ICC)

Medições amostrais da ANEEL

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \cdot 100[\%]$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \cdot 100[\%]$$

$$ICC = \frac{N_c}{N_L} \cdot 100[\%]$$

*nlp = número de leituras situadas nas faixas precárias*

*nlc = número de leituras situadas nas faixas críticas*

*1.008 = número de leituras válidas a cada 10 (dez) minutos no período de observação.*

*Nc = total de unidades consumidoras com DRC não nulo*

*Nl = total trimestral de unidades consumidoras objeto de medição*

**DRP <= 3,0%**

**DRC <= 0,5%**

**Prazos de regularização**

Precária -> 3 meses

Crítica -> 15 dias

**Compensação aos consumidores**

Transcorridos os prazos de regularização da não conformidade, e não havido regularização dos níveis de tensão a distribuidora deve compensar as unidades consumidoras que estiverem submetidas a tensões de atendimento com transgressão dos indicadores DRP ou DRC e aquelas atendidas pelo mesmo ponto de conexão.



Mogi das Cruzes-SP 24/08/2010

	Data	Hora
Início da medição	30/06/2010	17:20:00
Término da medição	07/07/2010	17:10:00

Cliente EDP Bandeirante

CDC 5444

EP 2178

Conforme estabelecido pela Resolução ANEEL nº 395/2009, os limites vigentes para os indicadores DRP e DRC são os seguintes:

DRP Máximo	3,00%
DRC Máximo	0,50%

LIMITES ADEQUADOS:

	Máximo	Mínimo
	8,366	7,410

VALORES DOS INDICADORES REGISTRADOS

ÍNDICE	TENSÃO		
	V1	V2	V3
DRP	0,00%	0,00%	0,00%
DRC	0,00%	0,00%	0,00%
MÁXIMA	1,04	1,05	1,04
MINIMA	0,96	0,96	0,96
MÉDIA	1,00	1,00	1,00

GRÁFICO DE MEDIÇÕES

OBS: Tensão base do sistema (100%) =

7.967 VOLTS (F-N)

VOLTS (F-N)

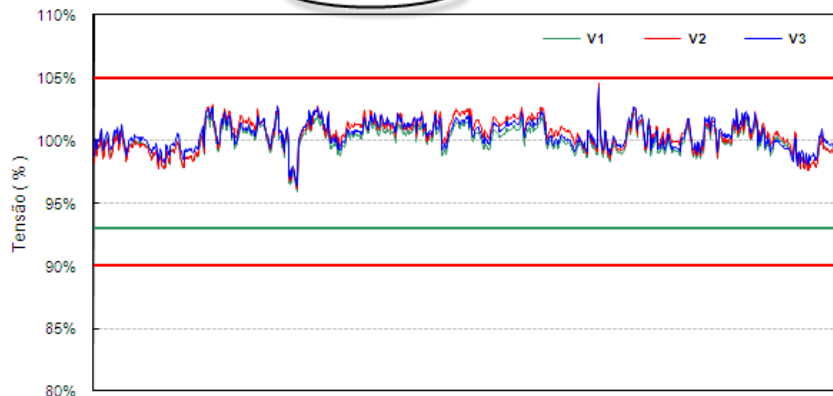


Tabela 3 – Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Histograma de tensão

FAIXA	QUANT. REGISTROS		
	Fase A	Fase B	Fase C
<b>Registros</b>	<b>1008</b>	<b>1008</b>	<b>1008</b>
< 0,80	-	-	-
0,80 - 0,81	-	-	-
0,81 - 0,82	-	-	-
0,82 - 0,83	-	-	-
0,83 - 0,84	-	-	-
0,84 - 0,85	-	-	-
0,85 - 0,86	-	-	-
0,86 - 0,87	-	-	-
0,87 - 0,88	-	-	-
0,88 - 0,89	-	-	-
0,89 - 0,90	-	-	-
0,90 - 0,91	-	-	-
0,91 - 0,92	-	-	-
0,92 - 0,93	-	-	-
0,93 - 0,94	-	-	-
0,94 - 0,95	-	-	-
0,95 - 0,96	1	-	-
0,96 - 0,97	8	6	4
0,97 - 0,98	19	25	8
0,98 - 0,99	129	90	48
0,99 - 1,00	342	231	307
1,00 - 1,01	329	288	311
1,01 - 1,02	171	280	272
1,02 - 1,03	8	87	57
1,03 - 1,04	1	-	-
1,04 - 1,05	-	1	1
1,05 - 1,06	-	-	-
1,06 - 1,07	-	-	-
1,07 - 1,08	-	-	-
1,08 - 1,09	-	-	-
1,09 - 1,10	-	-	-
1,10 - 1,11	-	-	-
1,11 - 1,12	-	-	-
1,12 - 1,13	-	-	-
1,13 - 1,14	-	-	-
1,14 - 1,15	-	-	-
1,15 - 1,16	-	-	-
1,16 - 1,17	-	-	-
1,17 - 1,18	-	-	-
1,18 - 1,19	-	-	-
1,19 - 1,20	-	-	-
> 1,20	-	-	-

## Fator de Potência

### Metodologia da medição

Os registros dos valores reativos deverão ser feitos por instrumentos de medição adequados, preferencialmente, empregando o princípio da amostragem digital e aprovados pelo órgão responsável pela conformidade metrológica.

O fator de potência deverá ser calculado a partir dos valores registrados das potências ativa e reativa (P,Q) ou das respectivas energias (EA, ER), utilizando-se as seguintes formas:

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad \text{ou} \quad \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}}$$

## Fator de Potência



O Controle do fator de potência deverá ser efetuado por medição permanente e **obrigatória** no caso de unidades consumidoras atendidas pelo **SDMT e SDAT** e nas conexões entre distribuidoras, ou por medição individual permanente e **facultativa** nos casos de unidades consumidoras do **Grupo B** com instalações conectadas pelo SDBT, observando o disposto em regulamentação.

### Valores de referência

Para unidade consumidora ou conexão entre distribuidoras com **tensão inferior a 230kV**, o fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre **0,92 (noventa e dois centésimos) e 1,00 (um) indutivo ou 1,00 (um) e 0,92 (noventa e dois centésimos) capacitivo**, de acordo com regulamentação vigente.

Para unidade consumidora com tensão igual ou superior a 230kV os padrões deverão seguir o determinado nos Procedimentos de Rede.

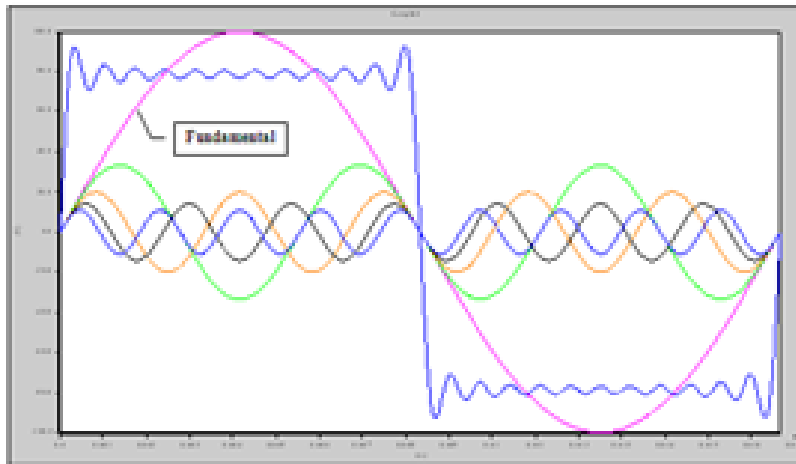
**Workshop sobre Fator de Potência de Referência no Brasil – realizado em 16/08/2010 em Uberlândia – MG**

**[www.sbqee.com.br/workshop](http://www.sbqee.com.br/workshop)**

## Distorções da forma de onda causada por harmônicos

### Conceito

Correntes e tensões com frequências correspondentes e múltiplos inteiros da frequência fundamental.



Decomposição harmônica (série de Fourier) de onda quadrada.

### Causas

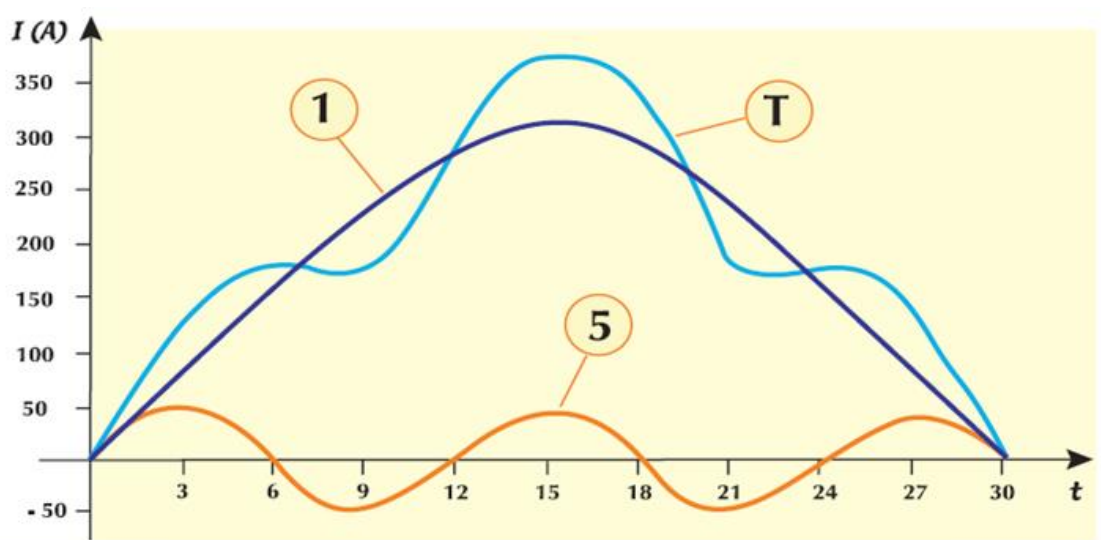
Cargas de conexão direta ao sistema

- ❖ Geradores e motores CA
- ❖ Transformadores
- ❖ Lâmpadas de descarga
- ❖ Fornos a arco
- ❖ Compensadores tipo reator saturado
- ❖ Computadores
- ❖ Eletrodomésticos com fontes chaveadas

Cargas conectadas via conversores

- ❖ Retificadores/motores CC controlados
- ❖ Inversores/motores de indução
- ❖ Eletrólise por retificação
- ❖ Ciclo conversores/motores síncronos
- ❖ Fornos de indução

## Harmônicos



Onda deformada e suas componentes harmônicas – Fonte PROCOBRE

**DIT<sub>h</sub>%** – Distorção harmônica individual de **tensão** de ordem

**DTT%** - Distorção harmônica total de **tensão**

**V<sub>h</sub>** - Tensão harmônica de ordem h

Espectro harmônico a ser considerado até 25ª ordem.

$$DIT_h \% = \frac{V_h}{V_1} \times 100$$

$$DTT = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hm\acute{a}x} V_h^2}}{V_1} \times 100$$

## Harmônicos - Valores de referência

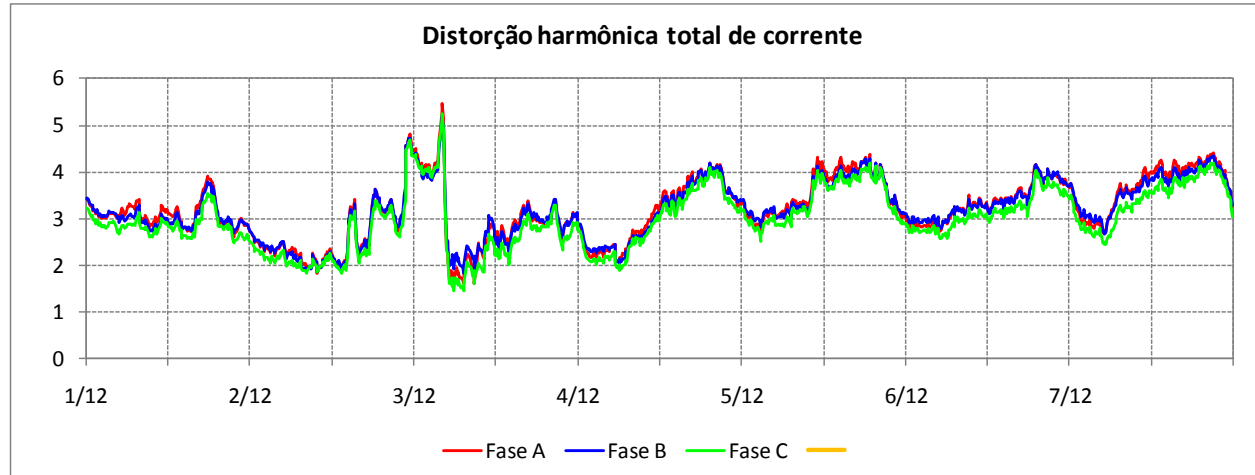
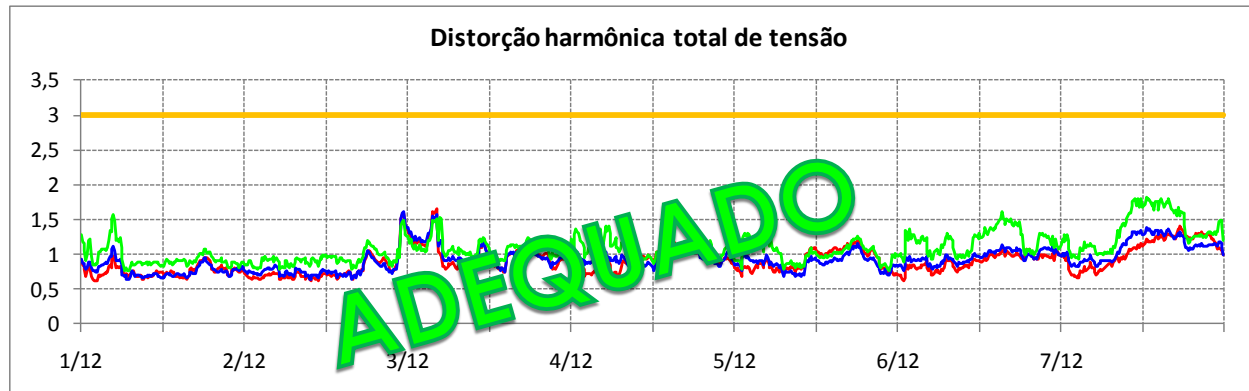
Tensão nominal do Barramento	Distorção Harmônica Total de Tensão (DTT) [%]
$V_N \leq 1kV$	10
$1kV < V_N \leq 13,8kV$	8
$13,8kV < V_N \leq 69kV$	6
$69kV < V_N < 230kV$	3

Valores de referência globais das distorções harmônicas totais  
(em porcentagem da tensão fundamental)

Ordem Harmônica	Distorção Harmônica Individual de Tensão [%]				
	$V_n \leq 1 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < V_n \leq 13,8 \text{ kV}$	$13,8 \text{ kV} < V_n \leq 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} < V_n < 230 \text{ kV}$	
Ímpares não múltiplas de 3	5	7,5	6	4,5	2,5
	7	6,5	5	4	2
	11	4,5	3,5	3	1,5
	13	4	3	2,5	1,5
	17	2,5	2	1,5	1
	19	2	1,5	1,5	1
	23	2	1,5	1,5	1
	25	2	1,5	1,5	1
Ímpares múltiplas de 3	>25	1,5	1	1	0,5
	3	6,5	5	4	2
	9	2	1,5	1,5	1
	15	1	0,5	0,5	0,5
	21	1	0,5	0,5	0,5
Pares	>21	1	0,5	0,5	0,5
	2	2,5	2	1,5	1
	4	1,5	1	1	0,5
	6	1	0,5	0,5	0,5
	8	1	0,5	0,5	0,5
	10	1	0,5	0,5	0,5
	12	1	0,5	0,5	0,5
>12	1	0,5	0,5	0,5	

Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão  
(em porcentagem da tensão fundamental)

## Harmônicos



**DTT < 3% Limite Adequado (cliente alimentado em 88 kV)**

**DTI não existe limite regulamentado pelo PRODIST**

## Desequilíbrio de Tensão

O desequilíbrio de tensão é o fenômeno associado a alterações dos padrões trifásicos do sistema de distribuição.

### Terminologia

IDENTIFICAÇÃO DA GRANDEZA	SÍMBOLO
Fator de desequilíbrio	FD
Magnitude da tensão de seqüência negativa (RMS)	V-
Magnitude da tensão de seqüência positiva (RMS)	V+
Magnitudes das tensões trifásicas de linha (RMS)	V <sub>ab</sub> , V <sub>bc</sub> e V <sub>ca</sub>

### Cálculo

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} 100$$

$$FD\% = 100 \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}}$$

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2}$$

### Metodologia da medição

De forma a eliminar possíveis efeitos das componentes de seqüência zero, as medições devem ser realizadas para as tensões fase-fase.

### Instrumentação

Os instrumentos de medição devem observar o atendimento aos protocolos de medição e às normas técnicas vigentes.

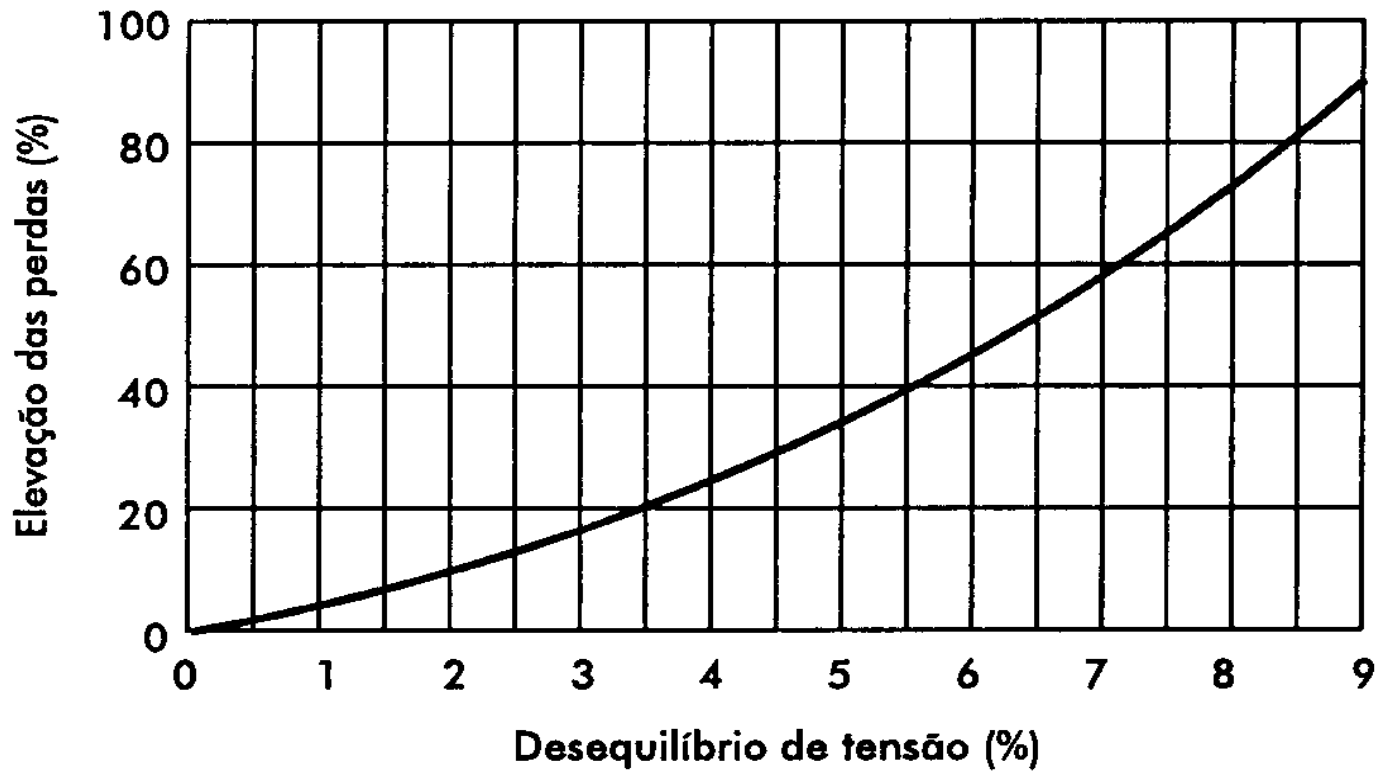
### Valores de referência

O valor de referência nos barramentos do sistema de distribuição, **com exceção da BT**, deve ser **igual ou inferior a 2%**. Esse valor serve para referência do planejamento elétrico em termos de QEE e que, regulamentarmente, será estabelecido em resolução específica, após período experimental de coleta de dados.



## Desequilíbrio de Tensão

### ELEVAÇÃO DE PERDAS EM MOTORES DE INDUÇÃO



## Flutuação de Tensão - Flicker



### PRODIST/IEC 61000-4-15

**Definição:** Variação aleatória, repetitiva ou esporádica do valor eficaz da tensão.

**Modo de Avaliação:** incômodo provocado pela cintilação luminosa no consumidor, que tenha em sua unidade pontos de iluminação alimentados em baixa tensão.

### Indicadores:

Pst (Severidade de Curta Duração - 10 min).

Plt (Severidade de Longa Duração - 2 horas).

Pst -> 24 horas -> Tratamento estatístico -> PstD95%

Plt -> 1 semana -> Tratamento estatístico -> PltS95%

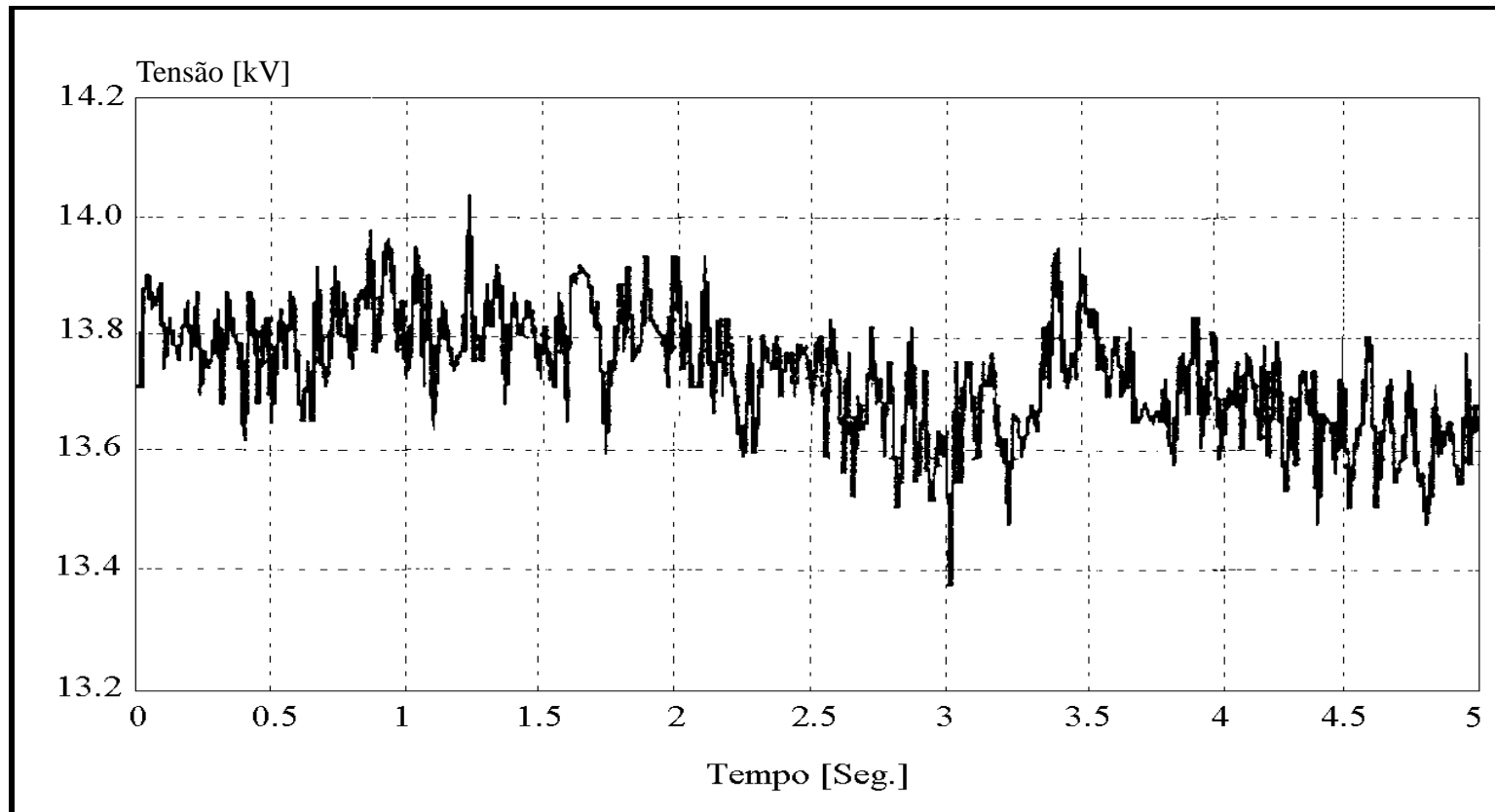
FT (Fator de transferência) -> Relação PltS95% de Barramentos.

**Causas:** Fornos a Arco Elétrico, Laminadores, Máquina de Solda Elétrica, Motores (partida, e cargas intermitentes pesadas), Aparelhos de raio-X.

**Consequências:** Desconforto visual, oscilações de potência e torque de motores elétricos, interferência na instrumentação eletrônica, equipamentos de processamento de dados e de controle de processos industriais

## Flutuação de Tensão - Flicker

*Exemplo de Oscilação de Tensão causada por um Laminador*



## Flutuação de Tensão - Flicker

### Valores de referência

Valor de Referência	PstD95%	PltS95%
Adequado	< 1 p.u. / FT	< 0,8 p.u. / FT
Precário	1 p.u. – 2 p.u. / FT	0.8 – 1.6 p.u. / FT
Crítico	> 2 p.u. / FT	> 1,6 p.u. / FT

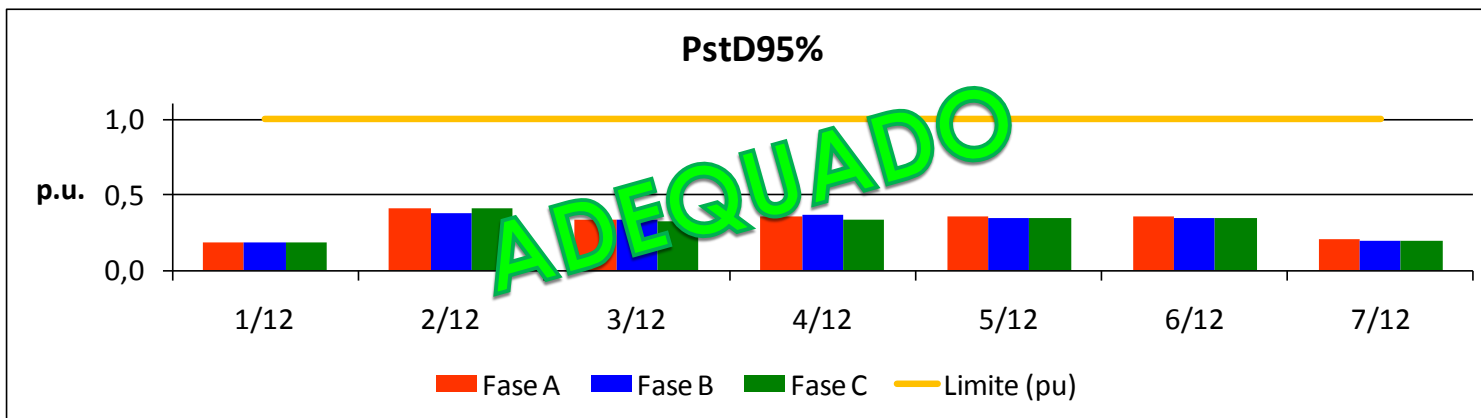
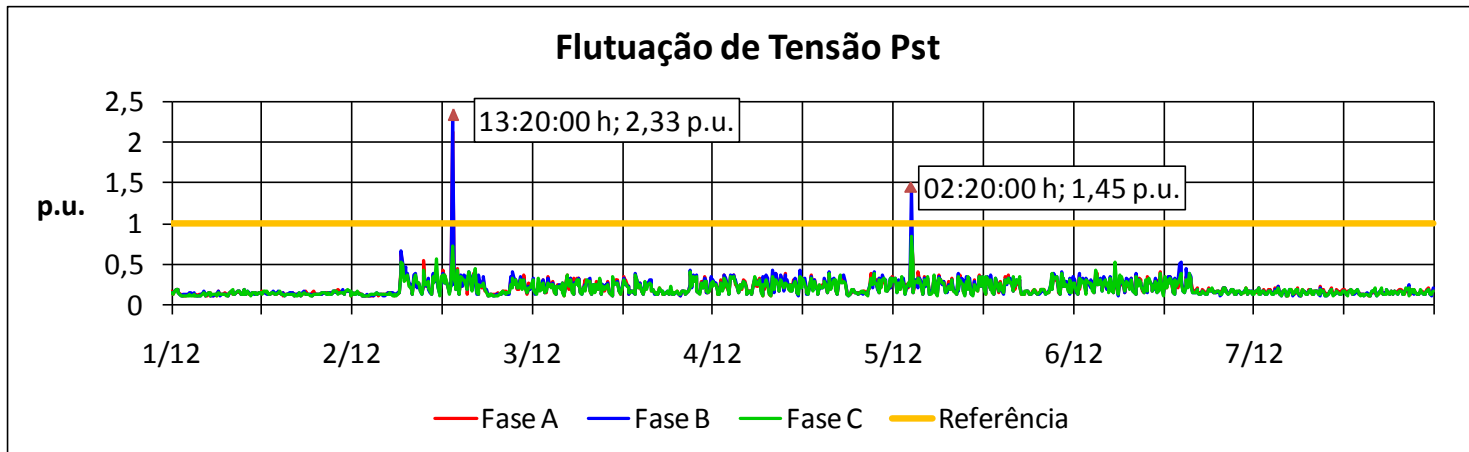
- ✓ O FT deve ser calculado pela relação entre o valor do PltS95% do barramento do sistema de distribuição e o valor do PltS95% do barramento da tensão secundária de baixa tensão de distribuição eletricamente mais próximo.
- ✓ Para os casos em que os FT entre barramentos envolvidos não sejam conhecidos através de medição, a tabela abaixo, fornece valores típicos a serem aplicados para a avaliação da flutuação de tensão nos barramentos do sistema de distribuição.

### Fatores de transferência

Tensão Nominal do Barramento	FT
Tensão do barramento $\geq 230$ kV	0,65
$69 \text{ kV} \leq$ Tensão do barramento < 230 kV	0,8
Tensão do barramento < 69 kV	1,0

*Violações dos indicadores PstD95% ou PltS95% fora da faixa adequada devem ser objeto de acompanhamento e de correção por parte dos agentes responsáveis.*

## Flutuação de Tensão - Flicker

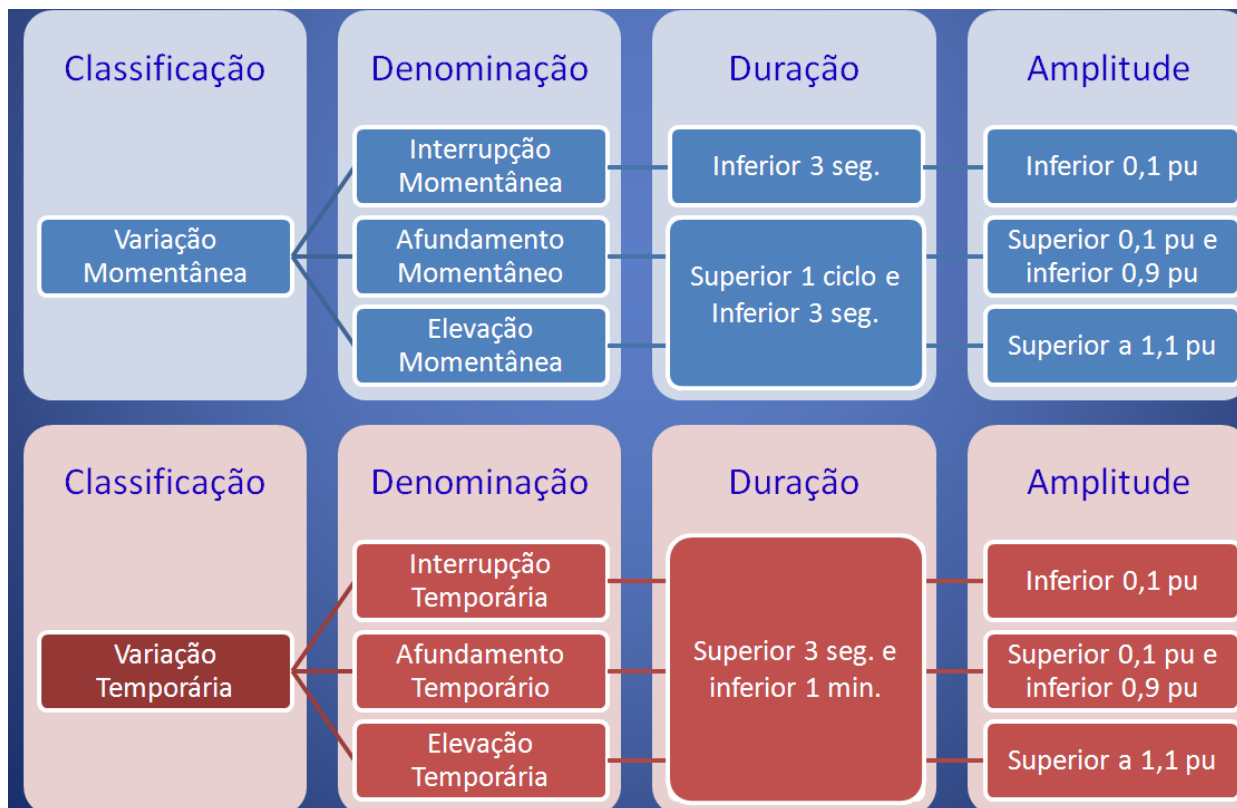


VTCD's não devem ser considerados nas análises de Flicker

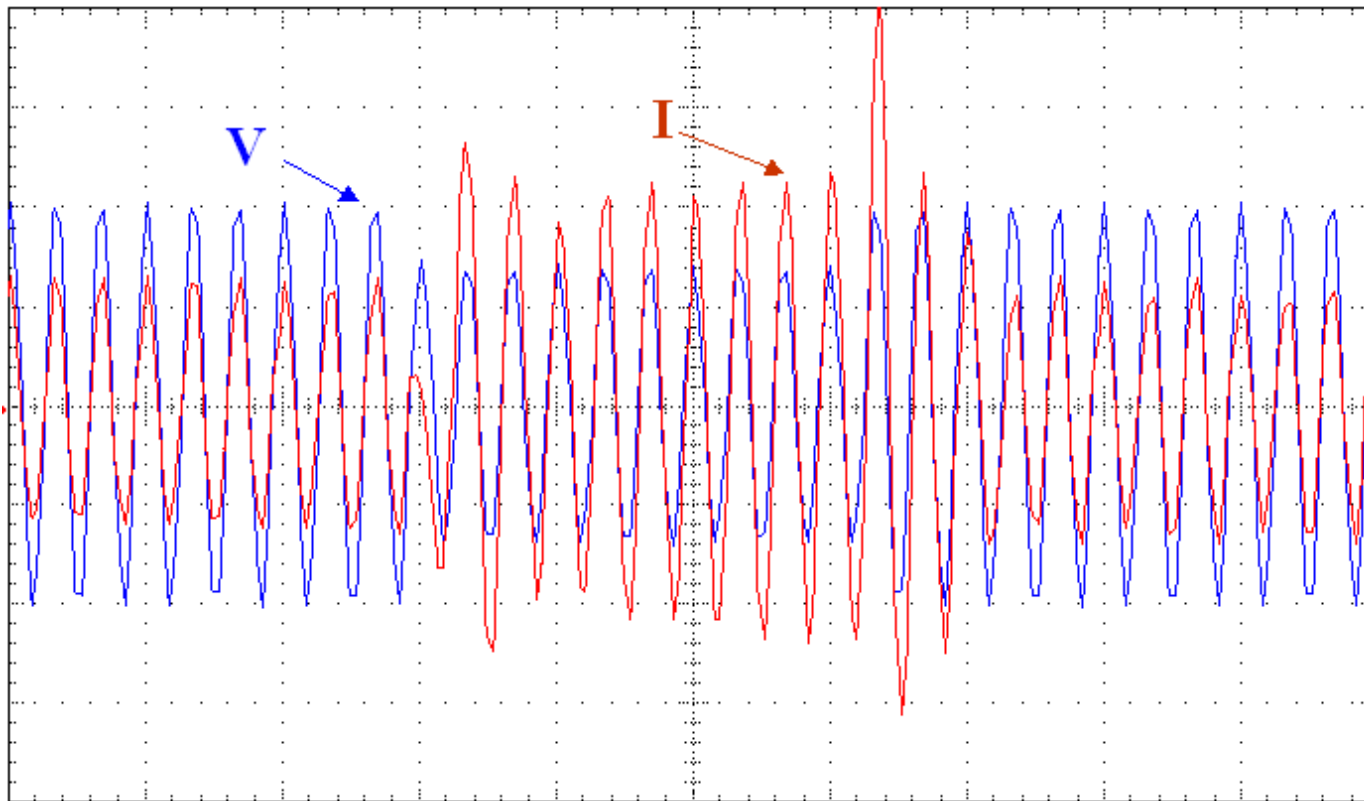
Pst 95% Limite Adequado

## Variação de tensão de curta duração - VTCD

Desvios significativos no valor eficaz da tensão em curtos intervalos de tempo



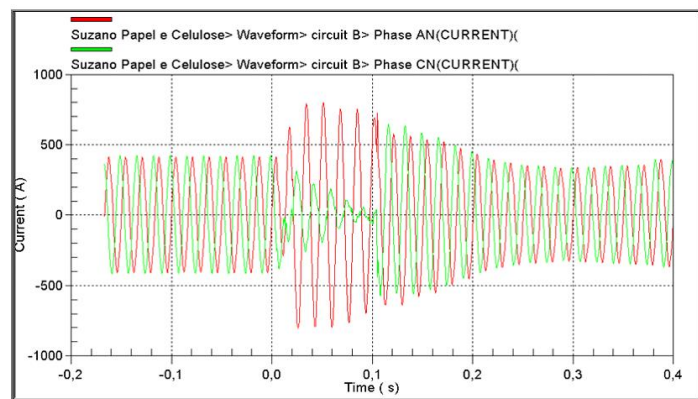
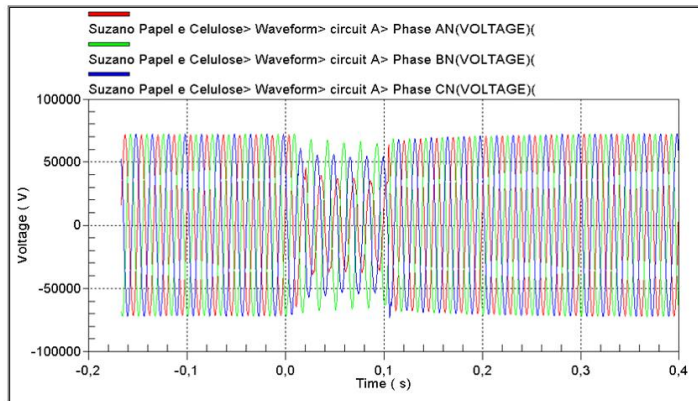
## Exemplo de VTCD



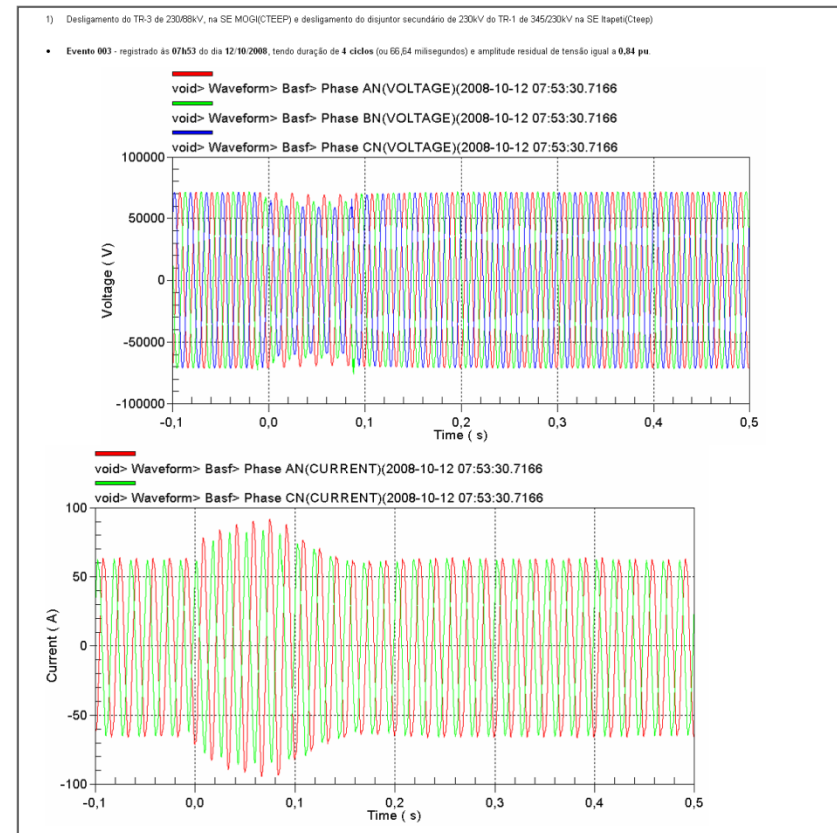
Formas de ondas de tensão e corrente para ar condicionado (VTCD de 30% e 10 ciclos)

# VTCD ocorrido em 12/10/08 que afetou a Papel Suzano e a BASF

As 07:54h houve desligamento do TR-3 de 230/88kV, na SE MOGI (CTEEP) e desligamento do disjuntor secundário de 230kV do TR-1 de 345/230kV na SE Itapeti (CTEEP).



Papel Suzano-> VTCD de 6 ciclos e 0,52 pu



Basf -> VTCD de 4 ciclos e 0,84 pu



# Dúvidas?



**Maria Jovita Villela Siqueira**

**EDP Bandeirante - Área de Qualidade**

**Tel. (11) 2178-7124**

**jovita@edpbr.com.br**

**MUITO OBRIGADO!!!**