

Manual de Tarifação da Energia Elétrica



Agosto/2011

ELETROBRAS

Av. Presidente Vargas, 409 – 13º andar
Centro – Rio de Janeiro – 20071-003
Caixa Postal 1639 – Tel: 21 2514 5151
www.eletrobras.com

PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica

Av. Rio Branco, 53 – 14º, 15º, 19º e 20º andares
Centro – Rio de Janeiro – 20090-004
www.eletrobras.com/procel
procel@eletrobras.com

PROCEL EDIFICA - Eficiência Energética em Edificações

Av. Rio Branco, 53 – 15º andar
Centro – Rio de Janeiro – 20090-004
www.eletrobras.com/procel
procel@eletrobras.com
Fax: 21 2514 5767

TODOS OS DIREITOS RESERVADOS - É proibida a reprodução total ou parcial, de qualquer forma ou por qualquer meio. A violação dos direitos de autor (Lei no. 9.610/98) é crime estabelecido pelo artigo 184 do Código Penal.

ELETOBRAS

Presidência

José da Costa Carvalho Neto

Diretor de Transmissão

José Antônio Muniz Lopes

Secretário Executivo do Procel

Ubirajara Rocha Meira

Departamento de Projetos de Eficiência Energética

Fernando Pinto Dias Perrone

Divisão de Eficiência Energética em Edificações

Maria Teresa Marques da Silveira

Equipe Técnica

ELETOBRAS PROCEL

Divisão de Eficiência Energética em Edificações

Clovis Jose da Silva

Edison Alves Portela Junior

Elisete Alvarenga da Cunha

Estefânia Neiva de Mello

Frederico Guilherme Cardoso Souto Maior de Castro

Joao Queiroz Krause

Lucas de Albuquerque Pessoa Ferreira

Lucas Mortimer Macedo

Luciana Campos Batista

Mariana dos Santos Oliveira

Vinicius Ribeiro Cardoso

Diagramação / Programação Visual

Anne Kelly Senhor Costa

Aline Gouvea Soares

Kelli Cristine V. Mondaini

ELETOBRAS CEPEL

Coordenação

João Carlos Rodrigues Aguiar

Autor

José Carlos de Souza Guedes



Sumário

1 INTRODUÇÃO	7
2 DEFINIÇÕES E CONCEITOS	8
3 CLASSIFICAÇÃO DOS CONSUMIDORES	10
4 ESTRUTURA TARIFÁRIA	11
4.1 ESTRUTURA TARIFÁRIA CONVENCIONAL	11
4.2 ESTRUTURA TARIFÁRIA HORO-SAZONAL VERDE	12
4.3 ESTRUTURA TARIFÁRIA HORO-SAZONAL AZUL	13
5 TRIBUTOS APLICÁVEIS AO SETOR ELÉTRICO	15
5.1 TRIBUTOS FEDERAIS	15
5.2 TRIBUTO ESTADUAL	16
5.3 TRIBUTO MUNICIPAL	16
6 A ENERGIA REATIVA E FATOR DE POTÊNCIA	17
7 REDUZINDO A CONTA DE LUZ	19
ANEXO I - EXEMPLO DE PUBLICAÇÃO DOS REAJUSTES TARIFÁRIOS ..	26
ANEXO II - ANÁLISE DA FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA.....	30
ANEXO III - TÓPICOS SELECIONADOS DA RESOLUÇÃO ANEEL 456	40



MANUAL DE TARIFICAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA

1 INTRODUÇÃO

Este Manual, parte do Plano de Eficiência Energética nos Prédios Públicos Federais do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL, apresenta noções básicas sobre as formas de tarificação, estando calcado na Resolução 456 da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, publicada no Diário Oficial em 29 de novembro de 2000.

A compreensão da forma como é cobrada a energia elétrica e como são calculados os valores apresentados nas faturas de energia elétrica, emitidas mensalmente pelas concessionárias de energia elétrica, é fundamental para a tomada de decisão em relação a projetos de eficiência energética.

Através da análise, por um período de no mínimo vinte e quatro meses, das informações de consumo (kWh) e demanda (kW) (informação esta disponível somente para clientes que fazem uso da tarifa binômia), contidas nas faturas de energia elétrica, é possível estudar a relação entre hábitos e consumo de uma dada instalação: comercial, residencial ou industrial.

O resultado obtido neste estudo é importante também para verificar se a relação contratual entre o cliente e a empresa concessionária está adequada e obter uma base de dados para comparação futura do consumo de energia elétrica.

2 DEFINIÇÕES E CONCEITOS

Para a compreensão dos assuntos tratados neste Manual é necessário conhecer alguns conceitos e definições:

CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

Quantidade de potência elétrica (kW) consumida em um intervalo de tempo, expresso em quilowatt-hora (kWh) ou em pacotes de 1000 unidades (MWh). No caso de um equipamento elétrico o valor é obtido através do produto da potência do equipamento pelo seu período de utilização e, em uma instalação residencial, comercial ou industrial, através da soma do produto da demanda medida pelo período de integração.

DEMANDA

Média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado.

DEMANDA CONTRATADA

Demanda de potência ativa a ser obrigatoriamente e continuamente disponibilizada pela concessionária, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência no contrato de fornecimento e que deverá ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW).

DEMANDA DE ULTRAPASSAGEM

Parcela da demanda medida que excede o valor da demanda contratada, expressa em quilowatts (kW).

DEMANDA FATURÁVEL

Valor da demanda de potência ativa, identificada de acordo com os critérios estabelecidos e considerada para fins de faturamento, com aplicação da respectiva tarifa, expressa em quilowatts (kW).

DEMANDA MEDIDA

Maior demanda de potência ativa, verificada por medição, integralizada no intervalo de 15 (quinze) minutos durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW).

ENERGIA ELÉTRICA

Simplificadamente, é o produto da potência elétrica pelo intervalo de tempo de utilização de um equipamento ou de funcionamento de uma instalação (residencial, comercial ou industrial).



FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA

Nota fiscal que apresenta a quantia total que deve ser paga pela prestação do serviço público de energia elétrica, referente a um período especificado, discriminando as parcelas correspondentes.

HORÁRIO DE PONTA

É o período de 3 (três) horas consecutivas exceto sábados, domingos e feriados nacionais, definido pela concessionária, em função das características de seu sistema elétrico. Em algumas modalidades tarifárias, nesse horário a demanda e o consumo de energia elétrica têm preços mais elevados.

HORÁRIO FORA DE PONTA

Corresponde às demais 21 horas do dia, que não sejam às referentes ao horário de ponta.

PERÍODO SECO

Período compreendido pelos meses de maio a novembro (7 meses). É, geralmente, um período com poucas chuvas. Em algumas modalidades, as tarifas deste período apresentam valores mais elevados.

PERÍODO ÚMIDO

Período compreendido pelos meses de dezembro a abril (5 meses). É, geralmente, o período com mais chuvas.

POTÊNCIA

Quantidade de energia elétrica solicitada na unidade de tempo. A potência vem escrita nos manuais dos aparelhos, sendo expressa em watts (W) ou quilowatts (kW), que corresponde a 1000 watts.

TARIFA

Preço da unidade de energia elétrica (R\$/MWh) e/ou da demanda de potência ativa (R\$/kW).

TARIFA BINÔMIA

Conjunto de tarifas de fornecimento, constituído por preços aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa (kWh) e à demanda faturável (kW). Esta modalidade é aplicada aos consumidores do Grupo A.

TARIFA MONÔMIA

Tarifa de fornecimento de energia elétrica, constituída por preços aplicáveis unicamente ao consumo de energia elétrica ativa (kWh). Esta tarifa é aplicada aos consumidores do Grupo B (baixa tensão).

3 CLASSIFICAÇÃO DOS CONSUMIDORES

No Brasil, as unidades consumidoras são classificadas em dois grupos tarifários: Grupo A, que tem tarifa binômia e Grupo B, que tem tarifa monômia. O agrupamento é definido, principalmente, em função do nível de tensão em que são atendidos e também, como consequência, em função da demanda (kW).

As unidades consumidoras atendidas em tensão abaixo de 2.300 volts são classificadas no Grupo B (baixa tensão). Em geral, estão nesta classe as residências, lojas, agências bancárias, pequenas oficinas, edifícios residenciais, grande parte dos edifícios comerciais e a maioria dos prédios públicos federais, uma vez que, na sua maioria são atendidos nas tensões de 127 ou 220 volts.

O Grupo B é dividido em sub-grupos, de acordo com a atividade do consumidor, conforme apresentados a seguir:

- Subgrupo B1 – residencial e residencial baixa renda;
- Subgrupo B2 – rural e cooperativa de eletrificação rural;
- Subgrupo B3 – demais classes;
- Subgrupo B4 – iluminação pública.

Os consumidores atendidos em alta tensão, acima de 2300 volts, como indústrias, shopping centers e alguns edifícios comerciais, são classificados no Grupo A.

Esse grupo é subdividido de acordo com a tensão de atendimento, como mostrado a seguir.

- Subgrupo A1 para o nível de tensão de 230 kV ou mais;
- Subgrupo A2 para o nível de tensão de 88 a 138 kV;
- Subgrupo A3 para o nível de tensão de 69 kV;
- Subgrupo A3a para o nível de tensão de 30 a 44 kV; Subgrupo A4 para o nível de tensão de 2,3 a 25 kV;
- Subgrupo AS para sistema subterrâneo.

Os poucos prédios públicos classificados no Grupo A, em geral estão no Sub-Grupo A4.

Os consumidores atendidos por redes elétricas subterrâneas são classificados no Grupo A, Sub-Grupo AS, mesmo que atendidos em tensão abaixo de 2.300 volts (baixa tensão). Para fazer uso deste benefício é necessário que a unidade consumidora esteja localizada em área servida por sistema subterrâneo ou previsto para ser atendido pelo referido sistema, de acordo com o programa de obras da concessionária e que possa ser atendido um dos seguintes requisitos:

- I) verificação de consumo de energia elétrica ativa mensal igual ou superior a 30MWh em, no mínimo, 3 (três) ciclos completos e consecutivos nos seis meses anteriores a opção; ou,
- II) celebração de contrato de fornecimento fixando demanda contratada igual ou superior a 150 kW.



4 ESTRUTURA TARIFÁRIA

Define-se estrutura tarifária como sendo o conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência ativa, de acordo com a modalidade de fornecimento.

No Brasil, as tarifas do Grupo A são constituídas em três modalidades de fornecimento, relacionadas a seguir:

- Estrutura tarifária Convencional;
- Estrutura tarifária horo-sazonal Verde; ou,
- Estrutura tarifária horo-sazonal Azul.

4.1 ESTRUTURA TARIFÁRIA CONVENCIONAL

O enquadramento na estrutura tarifária Convencional exige um contrato específico com a concessionária, no qual se pactua um único valor da demanda pretendida pelo consumidor ('Demanda Contratada'), independentemente da hora do dia (ponta ou fora de ponta) ou período do ano (seco ou úmido).

Os consumidores do Grupo A, sub-grupos A3a, A4 ou AS, podem ser enquadrados na estrutura tarifária Convencional quando a demanda contratada for inferior a 300 kW, desde que não tenham ocorrido, nos 11 meses anteriores, 3 (três) registros consecutivos ou 6 (seis) registros alternados de demanda superior a 300 kW.

A fatura de energia elétrica desses consumidores é composta da soma de parcelas referentes ao consumo, demanda e, caso exista, demanda de ultrapassagem.

A parcela de consumo é calculada multiplicando-se o consumo medido pela Tarifa de Consumo:

$$P_{\text{CONSUMO}} = \text{Tarifa de Consumo} \times \text{Consumo Medido}$$

A parcela de demanda é calculada multiplicando-se a Tarifa de Demanda pela Demanda Contratada ou pela demanda medida (a maior delas), caso esta não ultrapasse em 10% a Demanda Contratada:

$$P_{\text{DEMANDA}} = \text{Tarifa de Demanda} \times \text{Demanda Contratada}$$

A parcela de ultrapassagem é cobrada apenas quando a demanda medida ultrapassa em mais de 10% a Demanda Contratada. Calcula-se multiplicando a Tarifa de Ultrapassagem pelo valor da demanda medida que supera a Demanda Contratada:

$$P_{\text{ULTRAPASSAGEM}} = \text{Tarifa de Ultrapassagem} \times (\text{Demanda Medida} - \text{Demanda Contratada})$$

Na estrutura tarifária Convencional, a Tarifa de Ultrapassagem corresponde a três vezes a Tarifa de Demanda.

ATENÇÃO:

Pela legislação anterior (Portaria DNAEE 33/88), revogada pela Resolução 456, a Demanda Contratada podia ter valor zero e não existia pagamento por ultrapassagem. Se a sua unidade de consumo está enquadrada na Tarifa Convencional, fique de olho, em breve você poderá ser convocado pela concessionária para rever seu contrato.

4.2 ESTRUTURA TARIFÁRIA HORO-SAZONAL VERDE

A opção de enquadramento na estrutura tarifária Verde somente é possível para as unidades consumidoras do Grupo A, sub-grupos A3a, A4 e AS.

Essa modalidade tarifária exige um contrato específico com a concessionária, no qual se pactua a demanda pretendida pelo consumidor ('Demanda Contratada'), independentemente da hora do dia (ponta ou fora de ponta). Embora não seja explícita, a Resolução 456 permite que sejam contratados dois valores diferentes de demanda, um para o período seco e outro para o período úmido.

A fatura de energia elétrica desses consumidores é composta da soma de parcelas referentes ao consumo (na ponta e fora dela), demanda e ultrapassagem.

A parcela de consumo é calculada através da expressão abaixo, observando-se, nas tarifas, o período do ano:

$$P_{\text{CONSUMO}} = \text{Tarifa de Consumo na ponta} \times \text{Consumo Medido na Ponta} + \text{Tarifa de Consumo fora de Ponta} \times \text{Consumo Medido fora de Ponta}$$

No período seco (maio a novembro) as tarifas de consumo na ponta e fora de ponta são mais caras que no período úmido.

A parcela de demanda é calculada multiplicando-se a Tarifa de Demanda pela Demanda Contratada ou pela demanda medida (a maior delas), caso esta não ultrapasse em mais de 10% a Demanda Contratada:

$$P_{\text{DEMANDA}} = \text{Tarifa de Demanda} \times \text{Demanda Contratada}$$

A tarifa de demanda é única, independente da hora do dia ou período do ano.

A parcela de ultrapassagem é cobrada apenas quando a demanda medida ultrapassa em mais de 10% a Demanda Contratada. É calculada multiplicando-se a Tarifa de Ultrapassagem pelo valor da demanda medida que supera a Demanda Contratada:

$$P_{\text{ULTRAPASSAGEM}} = \text{Tarifa de Ultrapassagem} \times (\text{Demanda Medida} - \text{Demanda Contratada})$$

ATENÇÃO:

Pela Portaria DNAEE 33/1988, exigia-se que a Demanda Contratada para o período úmido fosse não inferior à Contratada para o período seco. Como essa Portaria foi revogada, a exigência não mais se sustenta.



4.3 ESTRUTURA TARIFÁRIA HORO-SAZONAL AZUL

Aos consumidores dos sub-grupos A1, A2 ou A3, é obrigatório o enquadramento na estrutura tarifária horo-sazonal azul e opcional para os consumidores dos subgrupos A3a, A4 e A5.

Essa modalidade tarifária exige um contrato específico com a concessionária, no qual se pactua tanto o valor da demanda pretendida pelo consumidor no horário de ponta (Demanda Contratada na Ponta) quanto o valor pretendido nas horas fora de ponta (Demanda Contratada fora de Ponta). Embora não seja explícita, a Resolução 456 permite que sejam contratados valores diferentes para o período seco e para o período úmido.

A fatura de energia elétrica desses consumidores é composta pela soma de parcelas referentes ao consumo e demanda e, caso exista, ultrapassagem. Em todas as parcelas observa-se a diferenciação entre horas de ponta e horas fora de ponta.

A parcela de consumo é calculada através da expressão abaixo, observando-se, nas tarifas, o período do ano:

$$P_{\text{CONSUMO}} = \text{Tarifa de Consumo na ponta} \times \text{Consumo Medido na Ponta} + \text{Tarifa de Consumo fora de Ponta} \times \text{Consumo Medido fora de Ponta}$$

As tarifas de consumo na ponta e fora de ponta são diferenciadas por período do ano, sendo mais caras no período seco (maio a novembro).

A parcela de demanda é calculada somando-se o produto da Tarifa de Demanda na ponta pela Demanda Contratada na ponta (ou pela demanda medida na ponta, de acordo com as tolerâncias de ultrapassagem) ao produto da Tarifa de Demanda fora da ponta pela Demanda Contratada fora de ponta (ou pela demanda medida fora de ponta, de acordo com as tolerâncias de ultrapassagem):

$$P_{\text{DEMANDA}} = \text{Tarifa de Demanda na Ponta} \times \text{Demanda Contratada na Ponta} + \text{Tarifa de Demanda fora de Ponta} \times \text{Demanda Contratada fora de Ponta}$$

As tarifas de demanda não são diferenciadas por período do ano.

A parcela de ultrapassagem é cobrada apenas quando a demanda medida ultrapassa a Demanda Contratada acima dos limites de tolerância (5% para os sub-grupos A1, A2 e A3 e 10% para os demais sub-grupos). O valor desta parcela é obtido multiplicando-se a Tarifa de Ultrapassagem pelo valor da demanda medida que supera a Demanda Contratada:

$$P_{\text{ULTRAPASSAGEM}} = \text{Tarifa de Ultrapassagem na Ponta} \times (\text{Demanda Medida na Ponta} - \text{Demanda Contratada na Ponta}) + \text{Tarifa de Ultrapassagem fora de Ponta} \times (\text{Demanda Medida fora de Ponta} - \text{Demanda Contratada fora de Ponta})$$

As tarifas de ultrapassagem são diferenciadas por horário, sendo mais caras nas horas de ponta.

ATENÇÃO:

Pela Portaria DNAEE 33/88, exigia-se que as demandas contratadas para o período úmido não fossem inferiores às do período seco e a demanda contratada para fora de ponta não fosse inferior à contratada para a ponta. Como essa Portaria foi revogada, a exigência não mais se sustenta..

LEMBRE-SE QUE...

...a demanda medida é a máxima verificada ao longo do mês. Basta você deixar todos os seus aparelhos ligados por 15 minutos que você pagará a demanda como se eles tivessem permanecidos ligados o mês todo!

...em todas as modalidades tarifárias, sobre a soma das parcelas incide o ICMS, com alíquotas variando com o Estado;

...as tarifas são diferenciadas por concessionária e os reajustes tarifários anualmente homologados pela ANEEL. Os valores das tarifas podem ser obtidos através da Internet, no endereço <http://www.aneel.gov.br/>. Como exemplo, no Anexo I mostra-se uma Resolução, que homologa o reajuste tarifário de uma concessionária de energia elétrica;

...nas faturas de energia elétrica a unidade usada para expressar o consumo de energia elétrica é kWh, porém a ANEEL divulga as tarifas de consumo em MWh. Assim, ao utilizar as expressões para calcular Pconsumo, divida a tarifa informada por 1000.



5 TRIBUTOS APLICÁVEIS AO SETOR ELÉTRICO

No Brasil, os tributos estão embutidos nos preços dos bens e serviços. Isto significa que nas faturas de energia, os consumidores pagam tributos federais, estaduais e municipais, que posteriormente são repassados aos cofres públicos pelas distribuidoras de energia.

A ANEEL publica, por meio de resolução, o valor da tarifa de energia elétrica, sem os tributos, por classe de consumo (residencial, comercial e industrial, etc.). Com base nesses valores, as distribuidoras de energia incluem os tributos (PIS, COFINS, ICMS e CIP) e emitem a fatura de energia que os consumidores pagam.

5.1 TRIBUTOS FEDERAIS

A aplicação dos tributos federais PIS (Programas de Integração Social) e COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) foi alterada, com elevação no valor da conta de energia. Com a edição das leis nº 10.637/2002, 10.833/2003 e 10.865/2004, o PIS e a COFINS tiveram suas alíquotas alteradas para 1,65% e 7,6%, respectivamente, passando a serem apurados de forma não cumulativa. Dessa forma, a alíquota média desses tributos passou a variar com o volume de créditos apurados mensalmente pelas concessionárias e com o PIS e a COFINS pagos sobre custos e despesas no mesmo período, tais como a energia adquirida para a revenda ao consumidor.

Sistema anterior (cumulativo):		Sistema atual (não cumulativo):	
Alíquotas		Alíquotas	
PIS - 0,65%		PIS - 1,65%	
COFINS - 3,00%		COFINS - 7,6%	
Exemplo - cumulativo		Exemplo - não cumulativo	
Faturamento Bruto	R\$ 10.000,00	Faturamento Bruto	R\$ 10.000,00
PIS	R\$ 65,00	PIS	R\$ 165,00
COFINS	R\$ 300,00	COFINS	R\$ 760,00
		1 - PIS/COFINS a débito	R\$ 925,00
		Custo e/ou Despesas	R\$ 4.000,00
		2 - PIS/COFINS a crédito (incidente sobre os custos e despesas)	R\$ 370,00
		PIS/COFINS a pagar (1 - 2)	R\$ 550,00
Alíquota "efetiva ou média"	3,65%	Alíquota "efetiva ou média"	5,55%

5.2 TRIBUTO ESTADUAL

O tributo estadual ICMS (Imposto sobre a Circulação de Mercadoria e Serviços), é regulamentado pelo código tributário de cada estado, ou seja, estabelecido em lei pelas casas legislativas. Por esta razão são variáveis.

O cálculo para os tributos descritos acima é feito “por dentro”¹, como demonstrado a seguir.

$$\text{Valor a ser cobrado ao consumidor} = \frac{\text{Valor da tarifa publicada pela ANEEL}}{1 - (\text{PIS} + \text{COFINS} + \text{ICMS})}$$

5.3 TRIBUTO MUNICIPAL

A CIP (Contribuição para Custeio do serviço de Iluminação Pública), prevista no artigo 149-A da Constituição Federal de 1988 estabelece, entre as competências dos municípios, dispor, conforme lei específica aprovada pela Câmara Municipal, a forma de cobrança e a base de cálculo da CIP. Assim, é atribuída ao Poder Público Municipal toda e qualquer responsabilidade pelos serviços de projeto, implantação, expansão, operação e manutenção das instalações de iluminação pública.

¹ O valor do imposto imputado ao contribuinte compõe sua base de cálculo.



6 A ENERGIA REATIVA E FATOR DE POTÊNCIA

Energia elétrica, definida anteriormente, é composta de duas parcelas distintas: energia reativa e energia ativa. A energia ativa é responsável pela execução de tarefas, enquanto que a energia reativa é a responsável pela formação de campos magnéticos, necessário ao funcionamento de alguns aparelhos que possuem motor (geladeira, freezer, ventilador, máquinas de lavar, sistemas de climatização, escada rolante e etc.) ou indutor (reator eletromagnético utilizado nas luminárias com lâmpadas fluorescentes).

Para melhor compreender a ocorrência de energia reativa em um sistema, visualize a figura abaixo, onde um vagão é tracionado para se deslocar sobre os trilhos por ação de uma força não paralela à direção do deslocamento.

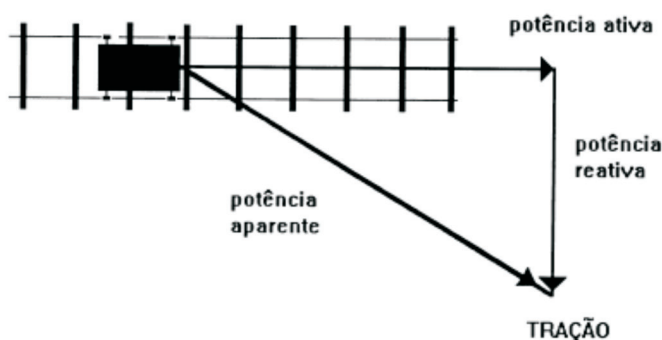


Figura 1 - Triângulo de Potência

O esforço de tração representa a potência aparente, simbolizada por S , do sistema (kVA). A componente de força paralela aos trilhos é a que realiza trabalho útil, representando a potência ativa (P) do sistema em kW. A componente ortogonal a esta última não realiza trabalho, causando um aumento da potência aparente para se obter a mesma potência ativa que seria necessária à locomoção do vagão caso a força de tração fosse aplicada em direção paralela aos trilhos. Esta representa a potência reativa (Q) em kVar.

A relação entre a potência ativa e a potência aparente é denominada fator de potência. Note, na analogia acima, que o fator de potência é na realidade a tangente do ângulo formado entre a força de tração e os trilhos. Quanto menor for este ângulo, menor será a componente reativa do sistema, e tanto mais o fator de potência irá se aproximar do valor unitário.

A energia reativa, embora não se possa classificá-la de inútil, não realiza trabalho útil e produz perdas por provocar aquecimento nos condutores. Ela circula entre a fonte e a carga, ocupando um “espaço” no sistema elétrico que poderia ser utilizado para fornecer mais energia ativa. A energia reativa tem como unidades de medida usuais o varh e o kvarh (que corresponde a 1000 varh) e a potência reativa a unidade de var ou kvar.

O limite é indicado de forma indireta, através de um parâmetro denominado ‘fator de potência’, que reflete a relação entre as energias ativa e reativa consumidas. De acordo com a Resolução

ANEEL 456 de 29/11/2000, as instalações elétricas dos consumidores devem ter um fator de potência não inferior a 0,92 (capacitivo ou indutivo).

Quando o "fator de potência" é inferior a 0,92, é cobrada a utilização de energia e demanda de potência reativa na fatura de energia elétrica, como Consumo de Energia Reativa Excedente e Demanda Reativa Excedente.

A energia reativa capacitiva é medida entre 00h:00min e 06h:00min e a energia reativa indutiva no restante do dia. Quando não é possível se medir a energia reativa capacitiva, a medição da energia reativa indutiva é feita durante as 24 horas do dia.

Os consumidores do Grupo A, tarifa Convencional, pagam tanto o consumo de energia reativa (UFER) quanto a demanda reativa (UFDR):

$$\text{FER} = \text{Tarifa de Consumo} \times \text{UFER}$$

e:

$$\text{FDR} = \text{Tarifa de Demanda} \times \text{UFDR}$$

(FER: Faturamento de Energia Reativa e FDR: Faturamento de Demanda Reativa)

Ao invés de FER e FDR, algumas faturas de energia mostram nomes como EREX e DREX ou Energia Reativa Excedente e Potência Reativa Excedente.

Os consumidores do Grupo A, tarifa Verde, pagam o consumo de energia reativa na ponta e fora de ponta (UFER) e a demanda reativa (UFDR):

$$\text{FER} = \text{Tarifa de Consumo na Ponta} \times \text{UFER na Ponta} + \text{Tarifa de Consumo fora de Ponta} \times \text{UFER fora de Ponta}$$

e:

$$\text{FDR} = \text{Tarifa de Demanda} \times \text{UFDR}$$

Os consumidores do Grupo A, tarifa Azul, pagam tanto o consumo de energia reativa (UFER) quanto da demanda reativa (UFDR), para as horas de ponta e horas fora de ponta.

A energia reativa cobrada é calculada pela expressão:

$$\text{FER} = \text{Tarifa de Consumo na Ponta} \times \text{UFER na Ponta} + \text{Tarifa de Consumo fora de Ponta} \times \text{UFER fora de Ponta}$$

e a demanda reativa:

$$\text{FDR} = \text{Tarifa de Demanda na Ponta} \times \text{UFDR na Ponta} + \text{Tarifa de Demanda fora de Ponta} \times \text{UFDR fora de Ponta}$$

Não existe cobrança de ultrapassagem para a demanda reativa.

Existem fórmulas próprias para cálculo dos valores de UFER e UFDR, mostradas na Resolução ANEEL 456 de 29/11/2000, porém apresentá-las e discuti-las foge aos objetivos deste Manual.



7 REDUZINDO A CONTA DE LUZ

A existência de alternativas de enquadramento tarifário permite alguns consumidores escolher o enquadramento e valor contratual de demanda que resultam em menor despesa com a energia elétrica. A decisão, porém, só deve ser tomada após adequada verificação dos padrões de consumo e demanda nos segmentos horários (ponta e fora de ponta) e sazonais (períodos seco e úmido).

Além de revelar relações entre hábitos e consumo de energia elétrica, úteis ao se estabelecer rotinas de combate ao desperdício, a análise da fatura de energia elétrica é a base para a avaliação econômica dos projetos de eficiência energética.

A análise pode ser dividida em duas partes:

- Correção do fator de potência;
- Enquadramento tarifário e determinação do valor da demanda contratual, e pode ser realizada com programas computacionais específicos (o PROCEL vem desenvolvendo um programa que será distribuído gratuitamente às organizações públicas federais) ou com uma planilha EXCEL.

Embora uma análise completa exija certa experiência e conhecimento técnico, com um exemplo servindo de guia e algum treino, qualquer pessoa pode identificar as oportunidades de redução de despesas com a energia elétrica.

No Anexo II mostramos como avaliar a oportunidade de correção do fator de potência, e como verificar se o enquadramento tarifário e o contrato de demanda são adequados.

Recomendamos, porém, que antes de qualquer decisão, se consulte uma empresa especializada ou o próprio PROCEL, através do endereço eletrônico procel.ppublicos@eletrobras.com.

Fique Atento: Ao revogar a Portaria DNAEE 033/88, que definia a estrutura tarifária horosazonal, a Resolução 456 proporcionou algumas vantagens aos consumidores das tarifas Azul e Verde, porém penalizou aqueles da tarifa Convencional.

Para os primeiros, ao abolir exigências já citadas, relativas à demanda contratada em períodos seco e úmido bem como em horários de ponta e fora de ponta, proporcionou um grau de liberdade de escolha que permite redução dos gastos com a energia elétrica.

Aos tarifados pela Convencional, ao contrário, impôs maiores despesas ao estabelecer uma tarifa de ultrapassagem e diminuiu a liberdade de escolha da tarifação ao reduzir de 500 kW para 300 kW o teto de contrato de demanda desta modalidade tarifária.

Assim, recomendamos aos administradores de prédios públicos que procedam com presteza a uma revisão nos seus contratos. Aqueles enquadrados nas tarifas Azul e Verde para reduzir seus gastos e aqueles enquadrados na tarifa Convencional para minimizar seus prejuízos.

Manual de Tarifação da Energia Elétrica

Anexos





AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL
RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 626, DE 7 DE ABRIL DE 2008.

Homologa o resultado provisório da segunda revisão tarifária periódica e fixa as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e o valor da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, referentes à CEMIG Distribuição S.A.

(*) Vide alterações e inclusões no final do texto

[Nota Técnica](#)

[Relatório](#)

[Voto](#)

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na legislação vigente pertinente, o que consta do Processo nº 48500.004308/2006-98, e considerando que:

as disposições sobre a revisão tarifária periódica constam da Sétima e Oitava Subcláusulas da Cláusula Sétima dos Contratos de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nºs 002/97, 003/97, 004/97 e 005/97, celebrados entre a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e a União, por intermédio do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, em 10 de julho de 1997, que compreende o reposicionamento das tarifas de fornecimento de energia elétrica em nível compatível com a preservação do equilíbrio econômico-financeiro do contrato e o estabelecimento do “Fator X”;

as metodologias utilizadas e os resultados obtidos na revisão tarifária periódica da CEMIG-D estão detalhados na Resolução Normativa nº 234, de 31 de outubro de 2006, nas Notas Técnicas nº 033/2008-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2008, e nº 092/2008-SRE/ANEEL, de 03 de abril de 2008; e

as contribuições recebidas na Audiência Pública – AP nº 007/2008, no período de 31 de janeiro a 05 de março de 2008, e na sessão ao vivo-presencial realizada em Belo Horizonte – MG, no dia 05 de março de 2008, permitiram o aperfeiçoamento deste ato, resolve:

Art. 1º Fixar o reposicionamento tarifário da CEMIG Distribuição S.A em -18,09% (menos dezoito vírgula zero nove por cento), a ser aplicado sobre as tarifas de energia elétrica vigentes.

§ 1º O percentual de reposicionamento tarifário de que trata o “caput” é provisório, devendo o valor definitivo ser estabelecido nos termos da Resolução Normativa nº 234, de 31 de outubro de 2006.

§ 2º A eventual variação de receita da Parcela B, decorrente da diferença entre o percentual provisório e o definitivo, de que trata o § 1º, será corrigida no reajuste tarifário anual de 08 de abril de 2009.

Art. 2º Nos termos da Resolução Normativa nº 234, de 31 de outubro de 2006, fica estabelecido o valor do componente X_e em 0,84% (zero vírgula oitenta e quatro por cento), a ser aplicado como redutor, em termos reais, da “Parcela B”, nos reajustes tarifários subsequentes de 2009, 2010, 2011 e 2012.

Parágrafo único. O valor do componente X_e é provisório, devendo o percentual definitivo ser estabelecido quando da definição do valor definitivo do reposicionamento tarifário, segundo o disposto no § 1º do art. 1º desta Resolução.

Art. 3º O valor do componente X_a será calculado nos reajustes tarifários anuais de 2009, 2010, 2011 e 2012 de acordo com o disposto no Anexo VI da Resolução Normativa nº 234, de 2006.

Art. 4º As tarifas de energia elétrica da CEMIG-D ficam reajustadas em -7,14% (menos sete vírgula quatorze por cento), sendo -18,09% (menos dezoito vírgula zero nove por cento) relativos ao reposicionamento tarifário e 10,95% (dez vírgula noventa e cinco por cento) relativos aos componentes financeiros externos à revisão tarifária periódica.

Art. 5º As tarifas constantes dos Anexos I, I-A, I-B, que contemplam o reposicionamento tarifário e os componentes financeiros devidos, estarão em vigor no período de 08 de abril de 2008 a 07 de abril de 2009, conforme as especificações a seguir:

I - as tarifas constantes do Anexo I contemplam o reposicionamento tarifário econômico e os componentes financeiros devidos; e

II - as tarifas constantes dos Anexos I-A e I-B contemplam, além do mencionado no inciso anterior, a Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE, estabelecida pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

Art. 6º As tarifas constantes do Anexo II, que contemplam somente o reposicionamento tarifário, estarão em vigor a partir de 08 de abril de 2009 e deverão constituir a base de cálculos tarifários subsequentes.

Art. 7º Fixar as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD da CEMIG-D, constantes dos Anexos II-A e II-B, conforme as especificações a seguir:

I – as tarifas constantes do Anexo II-A estarão em vigor no período de 08 de abril de 2008 a 07 de abril de 2009, contemplam o respectivo reposicionamento tarifário e os componentes financeiros externos ao reposicionamento; e

II – as tarifas constantes do Anexo II-B, que contemplam somente o respectivo reajuste tarifário anual, estarão em vigor a partir de 08 de abril de 2009 e deverão constituir a base de cálculos tarifários subsequentes.

Parágrafo único. As TUSD de que trata o “caput” não se aplicam àquelas centrais geradoras listadas no Anexo VI da Resolução Homologatória nº 497, de 26 de junho de 2007.

Art. 8º Estabelecer a receita anual constante dos Anexos III-A e III-B referente às instalações de conexão das concessionárias de transmissão CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A., de Furnas Centrais Elétricas S.A. e da CEMIG Itajubá, relativas às Demais Instalações de Transmissão – DIT dedicadas à CEMIG-D, conforme as especificações a seguir:



I – a receita anual constante do Anexo III-A estará em vigor no período de 08 de abril de 2008 a 07 de abril de 2009 e incorpora o ajuste financeiro do PIS/PASEP e da COFINS relativo à conexão e a parcela de ajuste referente ao P&D; e

II – a receita anual constante do Anexo III-B, sem o efeito financeiro mencionado no inciso I, estará em vigor a partir de 08 de abril de 2009, devendo constituir a base de cálculos tarifários subsequentes.

Art. 9º Fixar o valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE da CEMIG-D, referente ao período de abril de 2008 a março de 2009, conforme o Anexo IV desta Resolução.

Art. 10. A CEMIG D, em até 30 (trinta) dias da publicação desta Resolução Homologatória, deverá comunicar aos consumidores afetados as alterações implementadas na estrutura tarifária da distribuidora, bem como as vantagens de cada modalidade tarifária pela qual o consumidor pode optar.

Parágrafo único. Em decorrência dessas alterações, a solicitação expressa do consumidor por mudança na modalidade tarifária contratada, a ser exercida em até 60 (sessenta) dias da notificação, deverá ser atendida desconsiderando a contagem do prazo de 12 (doze) ciclos de faturamento estipulado pelo art. 5º, §2º, inciso I, da Resolução nº 456, de 29 de novembro de 2000.

Art. 11. Finalizado o recolhimento dos valores relativos à Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE, conforme legislação pertinente, deverão ser observadas as tarifas constantes do Anexo V desta Resolução.

Parágrafo único. Na ocorrência do disposto no “caput” as tarifas constantes do Anexo II permanecerão constituindo a base de cálculos tarifários subsequentes.

Art. 12. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JERSON KELMAN

Este texto não substitui o publicado no D.O. de 08.04.2008, seção 1, p. 68, v. 145, n. 67.

(*) Texto em negrito com redação alterada conforme retificação publicada no D.O. de 25.04.2008, seção 1, p. 56, v. 145, n. 79.

ANEXO I - EXEMPLO DE PUBLICAÇÃO DOS REAJUSTES TARIFÁRIOS

ANEXO I

CEMIG

LEGENDA:	TUSD + TE <=> (TARIFAS DE FORNECIMENTO)					
TARIFA CONVENCIONAL	QUADRO A					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)	ENERGIA (R\$/MWh)	DEMANDA (R\$/kW)	ENERGIA (R\$/MWh)	DEMANDA (R\$/kW)	ENERGIA (R\$/MWh)
SUBGRUPO						
B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA:						
Consumo mensal até 30 kWh		120,26		80,28		39,98
Consumo mensal superior a 30 até 80 kWh		207,97		138,83		69,14
Consumo mensal superior a 80 até 100 kWh		209,37		140,23		69,14
Consumo mensal superior a 100 até 180 kWh		314,03		210,33		103,70
Consumo mensal superior ao limite regional de 180 kWh		348,93		233,71		115,22

QUADRO S				
SERVIÇOS EXECUTADOS	GRUPO B (Reais)			GRUPO A (Reais)
	Monofásico	Bifásico	Trifásico	
I – Vistoria de unidade consumidora	3,74	5,35	10,69	32,11
II - Aferição de medidor	4,81	8,02	10,69	53,52
III - Verificação de nível de tensão	4,81	8,02	9,63	53,52
IV – Religação normal	4,27	5,88	17,65	53,52
V - Religação de urgência	21,40	32,11	53,52	107,04
VI - Emissão de segunda via de fatura	1,59	1,59	1,59	3,20

Parâmetros para cálculo do ERD (Resolução Normativa nº 250/2007)							
Nível de Tensão	BT	AS	A4	A3a	A3	A2	A1
TUSD fio B fora ponta (R\$/kW)	8,91	8,91	8,23	8,22	5,83	3,07	-
WACC (%)	9,95%						
Parcela B (R\$)	2.574.294.687,43						
Taxa de depreciação – d (%)	4,66%						
Operação e manutenção – O&M (R\$)	1.286.048.032,09						

ANEXO I-A						
TARIFA CONVENCIONAL	(2,9 %) QUADRO A					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)	ENERGIA (R\$/MWh)	DEMANDA (R\$/kW)	ENERGIA (R\$/MWh)	DEMANDA (R\$/kW)	ENERGIA (R\$/MWh)
SUBGRUPO						
A3a (30 kV a 44 kV)	37,53	150,79	37,53	32,23	0,00	118,56
A4 (2,3 kV a 25 kV)	37,65	151,46	37,65	32,90	0,00	118,56
AS (Subterrâneo)	55,67	158,53	55,67	34,43	0,00	124,10



B1-RESIDENCIAL:		359,05		240,49		118,56
B2-RURAL		210,12		140,74		69,38
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL		117,23		78,52		38,71
B2-SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO		193,18		129,39		63,79
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:						
B4a - Rede de Distribuição		172,71		115,68		57,03
B4b - Bulbo da Lâmpada		189,55		126,96		62,59

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	(2,9 %) QUADRO B					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	6,60	0,00	6,60	0,00	0,00	0,00
A2 (88 a 138 kV)	27,33	4,66	27,33	4,66	0,00	0,00
A3 (69 kV)	38,68	8,61	38,68	8,61	0,00	0,00
A3a (30 a 44 kV)	43,39	12,02	43,39	12,02	0,00	0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	43,53	12,03	43,53	12,03	0,00	0,00
AS (Subterrâneo)	45,59	18,46	69,38	12,54	-23,79	5,92

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	(2,9 %) QUADRO C											
	TUSD + TE				TUSD				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA
A1 (230 kV ou mais)	222,13	200,73	137,85	125,43	21,35	21,35	21,35	21,35	200,78	179,38	116,50	104,08
A2 (88 a 138 kV)	222,13	200,73	137,85	125,43	21,35	21,35	21,35	21,35	200,78	179,38	116,50	104,08
A3 (69 kV)	222,13	200,73	137,85	125,43	21,35	21,35	21,35	21,35	200,78	179,38	116,50	104,08
A3a (30 a 44 kV)	222,13	200,73	137,85	125,43	21,35	21,35	21,35	21,35	200,78	179,38	116,50	104,08
A4 (2,3 a 25 kV)	222,13	200,73	137,85	125,43	21,35	21,35	21,35	21,35	200,78	179,38	116,50	104,08
AS (Subterrâneo)	232,51	210,05	144,25	131,30	21,35	21,35	21,35	21,35	211,16	188,70	122,90	109,95

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL	(2,9 %) QUADRO D					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	19,78	0,00	19,78	0,00	0,00	0,00
A2 (88 a 138 kV)	81,99	13,98	81,99	13,98	0,00	0,00
A3 (69 kV)	116,04	25,83	116,04	25,83	0,00	0,00
A3a (30 a 44 kV)	130,17	36,06	130,17	36,06	0,00	0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	130,59	36,09	130,59	36,09	0,00	0,00
AS (Subterrâneo)	136,77	55,38	208,14	37,62	-71,37	17,76

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	(2,9 %) QUADRO E		
	TUSD + TE		TE
	(R\$/kW)		(R\$/kW)
SUBGRUPO			
A3a (30 a 44 kV)	12,02		0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	12,03		0,00
AS (Subterrâneo)	18,46		5,92

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	(2,9 %) QUADRO F											
	TUSD + TE				TUSD				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA
A3a (30 a 44 kV)	1229,58	1208,18	137,85	125,43	1028,79	1028,79	21,35	21,35	200,79	179,39	116,50	104,08

A4 (2,3 a 25 kV)	1232,94	1211,53	137,85	125,43	1032,15	1032,15	21,35	21,35	200,79	179,38	116,50	104,08
AS (Subterrâneo)	1290,25	1267,92	144,25	131,30	1032,15	1032,15	21,35	21,35	258,10	235,77	122,90	109,95

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL VERDE	(2,9 %) QUADRO G		
	TUSD + TE	TUSD	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A3a (30 a 44 kV)	36,06	36,06	0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	36,09	36,09	0,00
AS (Subterrâneo)	55,38	37,62	17,76

ANEXO I-B

TARIFA CONVENCIONAL	(7,9%) QUADRO A					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A3a (30 kV a 44 kV)	39,36	158,12	39,36	33,80	0,00	124,32
A4 (2,3 kV a 25 kV)	39,48	158,82	39,48	34,50	0,00	124,32
AS (Subterrâneo)	58,37	166,24	58,37	36,11	0,00	130,13
B3-DEMAIS CLASSES		351,49		235,42		116,07

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	(7,9%) QUADRO B					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	6,92	0,00	6,92	0,00	0,00	0,00
A2 (88 a 138 kV)	28,66	4,89	28,66	4,89	0,00	0,00
A3 (69 kV)	40,56	9,03	40,56	9,03	0,00	0,00
A3a (30 a 44 kV)	45,49	12,61	45,49	12,61	0,00	0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	45,65	12,62	45,65	12,62	0,00	0,00
AS (Subterrâneo)	47,80	19,36	72,75	13,15	-24,95	6,21

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	(7,9%) QUADRO C									
	TUSD + TE				TUSD				TE	
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)	
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA	SECA	UMI-DA
A1 (230 kV ou mais)	232,92	210,48	144,54	131,52	22,38	22,38	22,38	22,38	210,54	188,10
A2 (88 a 138 kV)	232,92	210,48	144,54	131,52	22,38	22,38	22,38	22,38	210,54	188,10
A3 (69 kV)	232,92	210,48	144,54	131,52	22,38	22,38	22,38	22,38	210,54	188,10
A3a (30 a 44 kV)	232,92	210,48	144,54	131,52	22,38	22,38	22,38	22,38	210,54	188,10
A4 (2,3 a 25 kV)	232,92	210,48	144,54	131,52	22,38	22,38	22,38	22,38	210,54	188,10
AS (Subterrâneo)	243,80	220,25	151,26	137,67	22,38	22,38	22,38	22,38	221,42	197,87

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM - HORO-SAZONAL AZUL	(7,9%) QUADRO D					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais)	20,74	0,00	20,74	0,00	0,00	0,00
A2 (88 a 138 kV)	85,98	14,67	85,98	14,67	0,00	0,00
A3 (69 kV)	121,68	27,09	121,68	27,09	0,00	0,00
A3a (30 a 44 kV)	136,47	37,83	136,47	37,83	0,00	0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	136,95	37,86	136,95	37,86	0,00	0,00
AS (Subterrâneo)	143,40	58,08	218,25	39,45	-74,85	18,63



TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	(7,9%) QUADRO E		
	TUSD + TE	TUSD	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A3a (30 a 44 kV)	12,61	12,61	0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	12,62	12,62	0,00
AS (Subterrâneo)	19,36	13,15	6,21

TARIFA HORO-SAZONAL VERDE	(7,9%) QUADRO F											
	TUSD + TE				TUSD				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA	SECA	UMIDA
A3a (30 a 44 kV)	1289,33	1266,89	144,54	131,52	1078,78	1078,78	22,38	22,38	210,55	188,11	122,16	109,14
A4 (2,3 a 25 kV)	1292,85	1270,41	144,54	131,52	1082,31	1082,31	22,38	22,38	210,54	188,10	122,16	109,14
AS (Subterrâneo)	1352,95	1329,54	151,26	137,67	1082,31	1082,31	22,38	22,38	270,64	247,23	128,88	115,29

TARIFA DE ULTRAPASSAGEM -HORO-SAZONAL VERDE	(7,9%) QUADRO G		
	TUSD + TE	TUSD	TE
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/kW)	(R\$/kW)
A3a (30 a 44 Kv)	37,83	37,83	0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	37,86	37,86	0,00
AS (Subterrâneo)	58,08	39,45	18,63

ANEXO II - ANÁLISE DA FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA

Neste anexo mostra-se como identificar oportunidades de redução dos gastos com a energia elétrica a partir das informações existentes nas faturas mensais.

Inicialmente, mostra-se como tratar o consumo de reativos e, em seguida, utilizando uma planilha EXCEL, como determinar a demanda a ser contratada com a concessionária e qual o melhor enquadramento tarifário.

1 - CORREÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA

Em geral, a correção do fator de potência é uma das medidas de custo mais baixo para a redução de despesa com energia elétrica.

Inicialmente, verifique se nas 12 últimas faturas de energia elétrica existe o pagamento de parcelas de Consumo de Energia Reativa Excedente e/ou Demanda Reativa Excedente. Se isso ocorre com frequência, faça um levantamento da instalação, com a finalidade de localizar pontos onde ocorra uma ou mais das situações relacionadas abaixo:

- Motores trabalhando em vazio durante grande parte de tempo;
- Motores superdimensionados para as respectivas cargas;
- Grandes transformadores alimentando pequenas cargas por muito tempo;
- Lâmpadas de descarga (de vapor de mercúrio, fluorescente, etc.) sem correção individual do fator de potência;
- Grande quantidade de motores de pequena potência.

As providências básicas, para a correção do fator de potência, podem ser as seguintes:

- Dimensionar corretamente motores e equipamentos;
- Utilizar e operar convenientemente os equipamentos;
- Instalar bancos de capacitores onde for necessário. Esta instalação pode ser na entrada da edificação ou em algum equipamento específico. Os bancos de capacitores também podem ser do tipo potência fixa ou automático (potência variável).

No caso de instalações que não possuam corpo técnico capacitado para realizar um diagnóstico localizando os equipamentos responsáveis pelo baixo fator de potência e as providências básicas para a correção do fator de potência, recomenda-se contactar empresas de engenharia especializadas para a realização dos serviços.

De posse do orçamento para a realização dos serviços, faça a seguinte conta:

$$A = 0,17698 \times P^{(*)}$$

onde P é o preço orçado para a realização do serviço.

Se o valor A encontrado for menor ou igual à soma do que você pagou nos últimos 12 meses, vale a pena contratar o serviço de correção do fator de potência.

(*) Valor presente de série uniforme de 10 pagamentos anuais, calculado à taxa de 12% ao ano.



Um exemplo de cálculo está apresentado a seguir:

- Preço orçado para correção do fator de potência: R\$ 10.000,00
- Custo anual com consumo de energia reativa excedente: R\$ 2.000,00

substituindo o valor acima na fórmula apresentada, obtém-se,

$$A = 0,17698 \times 10.000,00 \Rightarrow A = \text{R\$ } 1.769,00$$

No exemplo apresentado o valor encontrado para “A” é inferior ao custo anual com o consumo de energia reativa excedente, valendo a pena neste caso, contratar o serviço de correção de fator de potência.

2 - DEMANDA CONTRATUAL

Para a realização deste estudo, é recomendável ter em mãos as últimas trinta e seis faturas de energia elétrica e o “Relatório de Demanda” da instalação.

O “Relatório de Demanda” deve ser solicitado à concessionária de energia elétrica. Nele estão contidas informações importantes, tais como: demanda ativa e reativa e consumo de energia ativa e reativa, que foram armazenadas na memória do medidor de energia por um período superior a um mês em um intervalo de tempo de quinze minutos. Estas informações são importantes para se obter a curva de carga da instalação, sendo assim possível diagnosticar os horários em que estão ocorrendo os maiores consumo de energia e demanda. Esta documentação somente estará disponível caso o medidor de energia elétrica possua “memória de massa”.

Para mostrar como determinar a demanda a ser contratada, usamos como exemplo o histórico de consumo de parte de uma Universidade, parte essa enquadrada na tarifa Convencional, sub-grupo A4.

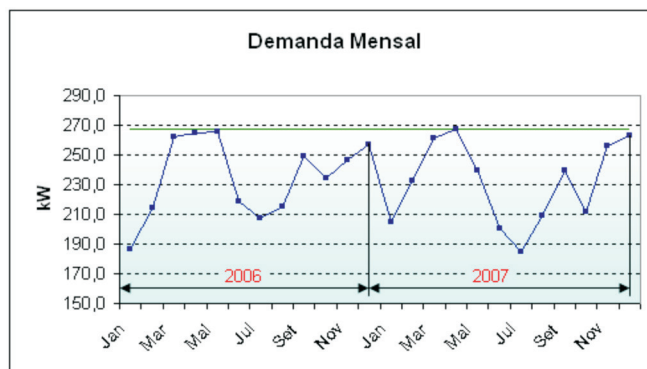
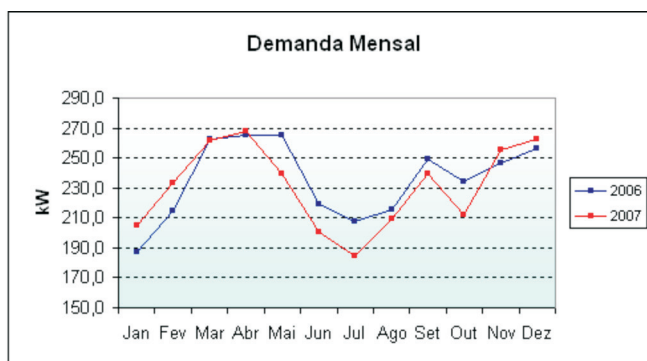
A leitura da fatura de energia cobre o período que vai do dia 15 do mês anterior a 15 do mês do pagamento. Deve ser registrado que a administração da Universidade funciona de 08:00h às 22:00h e que as aulas se estendem de 08:00h às 22:30h, com maior número de alunos no período noturno.

Uma vez que a Resolução 456 permite revisão anual do contrato com a concessionária, o objetivo da análise é calcular um valor de demanda contratada tal que nos 12 meses seguintes se pague o mínimo possível na parcela da conta referente à demanda.

Lembre-se que se o valor contratado for insuficiente, você pagará (e caro!) pelas ultrapassagens e, se for excessivo, você pagará por algo que não utiliza.

O primeiro passo é registrar, mês a mês, a demanda medida informada nas faturas de energia elétrica - o ‘histórico de demanda’. Quanto mais longo o histórico melhor e você perceberá com mais nitidez a evolução da demanda se fizer dois gráficos, como mostrado a seguir.

Ano	Mês	Demanda (kW)	
2006	Jan	186,9	267,6
	Fev	214,7	267,6
	Mar	262,5	267,6
	Abr	264,9	267,6
	Mai	265,5	267,6
	Jun	219,1	267,6
	Jul	207,5	267,6
	Ago	215,4	267,6
	Set	248,8	267,6
	Out	234,1	267,6
	Nov	246,3	267,6
	Dez	256,6	267,6
2007	Jan	204,7	267,6
	Fev	232,9	267,6
	Mar	261,6	267,6
	Abr	267,6	267,6
	Mai	239,4	267,6
	Jun	200,3	267,6
	Jul	184,8	267,6
	Ago	209,0	267,6
	Set	239,2	267,6
	Out	211,8	267,6
	Nov	255,8	267,6
	Dez	262,7	267,6



Os gráficos mostram um padrão estável tanto nos valores quanto na sazonalidade da demanda: a maior demanda é registrada na conta do mês de abril (que cobre o período de 15 de março a 15 de abril), justamente quando, ainda no calor do verão, se inicia o primeiro semestre letivo e a menor demanda é registrado nas contas de julho, coincidindo com o auge do inverno e com o início das férias de meio de ano.



No segundo gráfico, trace uma linha reta passando pela máxima demanda medida ($D_{\max}$). Admitindo que as demandas mensais futuras seguirão o mesmo padrão do passado e sabendo-se que a tolerância de ultrapassagem da demanda é de 10%, a demanda contratada não deve ser superior a $D_{\max}/1,1$.

No nosso exemplo, a máxima demanda medida foi de 267,6 kW (em abril de 2007), de modo que a demanda contratada não deve ser superior a 243,3 kW.

É possível que a demanda contratada mais adequada seja inferior a 243,3 kW. Para analisar essa possibilidade, prepare nova tabela, como mostrado abaixo, na qual usamos as tarifas da CEMIG reproduzidas do Anexo I.

Numa coluna, registre a demanda medida nos últimos 12 meses. Na coluna seguinte faça um teste lógico para facilitar o uso das fórmulas apresentadas no item 4.1: se a demanda verificada for menor que a contratada, o teste resulta em '0'; se a demanda for maior que a contratada, porém menor, que a margem de ultrapassagem (10%), resulta em '1' e se a demanda verificada for maior que o limite de tolerância de ultrapassagem, o teste resulta em '2'. Para esse teste, usamos a declaração do EXCEL: $=SE(D7>\$D\$3;(SE(D7>1,1*\$D\$3;2;1));0)$.

Usando as duas colunas seguintes para calcular seus pagamentos, conforme as fórmulas apresentadas no item 4.1 (P_{DEMANDA} e $P_{\text{ULTRAPASSAGEM}}$). Use a última coluna para somar os valores das colunas denominadas 'Demanda' e 'Ultrapass'.

	A	B	C	D	E	F	G	H
1						Tarifa Convencional		
2				Contrato Atual		Demanda	Ultrapass	
3				243,3		R\$ 37,65	R\$ 112,95	
4								
5						Pagamento (R\$)		
6	Ano	Mês	Demanda (kW)	Teste Lógico	Demanda	Ultrapass	Total	
7	2006	Jan	204,7	0	9.160,25	0,00	9.160,25	
8		Fev	232,9	0	9.160,25	0,00	9.160,25	
9		Mar	261,6	1	9.849,24	0,00	9.849,24	
10		Abr	267,6	1	10.075,14	0,00	10.075,14	
11		Mai	239,4	0	9.160,25	0,00	9.160,25	
12		Jun	200,3	0	9.160,25	0,00	9.160,25	
13		Jul	184,8	0	9.160,25	0,00	9.160,25	
14		Ago	209,0	0	9.160,25	0,00	9.160,25	
15		Set	239,2	0	9.160,25	0,00	9.160,25	
16		Out	211,8	0	9.160,25	0,00	9.160,25	
17		Nov	255,8	1	9.630,87	0,00	9.630,87	
18		Dez	262,7	1	9.890,66	0,00	9.890,66	
19					Total ano 2006 =			R\$ 112.727,87

Observe que em 12 meses o valor total a pagar será R\$ 112.727,87.

Reduzindo um pouco a demanda contratada, digamos para 240 kW e refazendo as contas.

	A	B	C	D	E	F	G	H
1						Tarifa Convencional		
2				Contrato Atual		Demanda	Ultrapass	
3				240,0		R\$ 37,65	R\$ 112,95	
4								
5						Pagamento (R\$)		
6		Ano	Mês	Demanda (kW)	Teste Lógico	Demanda	Ultrapass	Total
7		2006	Jan	204,7	0	9.036,00	0,00	9.036,00
8			Fev	232,9	0	9.036,00	0,00	9.036,00
9			Mar	261,6	1	9.849,24	0,00	9.849,24
10			Abr	267,6	2	9.036,00	3.117,42	12.153,42
11			Mai	239,4	0	9.036,00	0,00	9.036,00
12			Jun	200,3	0	9.036,00	0,00	9.036,00
13			Jul	184,8	0	9.036,00	0,00	9.036,00
14			Ago	209,0	0	9.036,00	0,00	9.036,00
15			Set	239,2	0	9.036,00	0,00	9.036,00
16			Out	211,8	0	9.036,00	0,00	9.036,00
17			Nov	255,8	1	9.630,87	0,00	9.630,87
18			Dez	262,7	1	9.890,66	0,00	9.890,66
19						Total ano 2006 =		R\$ 113.812,19

Veja que em decorrência da ultrapassagem no mês de abril, o gasto anual subiria para R\$ 113.812,19. Isso significa que o primeiro valor escolhido (243,3 kW) é mais vantajoso para você.

Para maior simplicidade dos cálculos, desconsideramos juros sobre os pagamentos mensais.

DICA:

Como as tarifas de ultrapassagem são excepcionalmente elevadas, raramente ocorrem situações em que a demanda contratada mais vantajosa é menor que aquela calculada pela divisão da demanda máxima verificada por 1,1.

Utilizando as facilidades que a Resolução 456 oferece, solicita-se da concessionária de energia imediata revisão do contrato, uma vez que a demanda contratada estabelecida no contrato atual é superior ao valor ideal calculado.

Por outro lado, se a demanda contratada estabelecida no contrato atual é inferior ao valor ideal calculado, deve-se aguardar o momento adequado para renegociar o contrato. Pelo exemplo, se a demanda contratada atual é de 220 kW e estamos no mês de junho a Universidade deveria aguardar até novembro para renegociar seu contrato.



ATENÇÃO:

Como pôde ser percebido, o processo envolve certa 'adivinhação', afinal, estamos supondo que o próximo ano será uma repetição do ano anterior.

Em geral, o consumo de energia elétrica depende de vários fatores, uns previsíveis e outros imprevisíveis e que não se repetem.

Assim, não há qualquer garantia que, apesar de usarmos uma boa técnica, o valor recomendado para a demanda contratada seja efetivamente aquele que resultará no menor gasto com a energia elétrica.

Uma maneira mais científica de abordar a questão é através de métodos estatísticos de projeção, porém isso foge ao escopo deste Manual.

3 - ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO

A última análise a ser realizada é aquela relativa à seleção do grupo tarifário.

Como as informações registradas nas faturas de energia elétrica das modalidades de tarifação menos complexas são insuficientes para analisar vantagens ou desvantagens de modalidades mais complexas, nem sempre esta análise pode ser realizada sem um bom conhecimento de engenharia elétrica e sem medições confiáveis.

Por exemplo, se a unidade de consumo   tarifada no Grupo B (tarifa monômia), a fatura de energia elétrica apresenta apenas os dados de consumo cheio, informação insuficiente para a análise das tarifas do grupo A, que exigem o conhecimento das parcelas de consumo e demanda nos horários de ponta e fora de ponta.

Ainda, se a unidade é enquadrada na tarifação horo-sazonal Verde, a fatura de energia elétrica não mostra os valores demandados na ponta e fora de ponta, da  a dificuldade da avaliação das vantagens do enquadramento na tarifação horo-sazonal Azul.

No entanto, a partir das modalidades tarifárias mais complexas, podemos avaliar as mais simples. Tomamos como exemplo outra fatura da mesma Universidade, fatura esta enquadrada na tarifação horo-sazonal Azul, sub-grupo A4, e vamos verificar se existe vantagem em passar para a tarifação Verde, mesmo sub-grupo.

Inicialmente, devemos determinar os valores contratuais mais adequados às duas modalidades de tarifação (Azul e Verde). Para isso, devemos preparar as tabelas abaixo, semelhantes àquela mostrada no item anterior.

Para a tarifação Azul, calculamos os quatro valores contratuais (Demandas na Ponta e Fora de Ponta nos períodos úmido e seco) que resultam no menor gasto anual.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1													
2				Contrato Atual						HS Azul - Tarifas de Demanda (R\$/kW)			
3				Per. Úmido		Per. Seco				Ponta	Ultrap PT	Fora de Ponta	Ultrap FP
4				Ponta	F de Ponta	Ponta	F de Ponta			43,53	130,59	12,03	36,09
5				540,0	480,0	510,0	480,0						
6													
7				Demanda	Teste	Pagamento Ponta (R\$)	Demanda	Teste	Pag. Fora de Ponta (R\$)	Total (R\$)			
8		Ano	Mês	Ponta	Lógico	Demanda	Ultrapass	Fora de Ponta	Lógico	Demanda	Ultrapass	Ponta	Fora de Ponta
9		2006	Jan	422,8	0	23506,20	0,00	439,8	0	5774,40	0,00		
10			Fev	533,4	0	23506,20	0,00	501,7	1	6035,45	0,00		
11			Mar	572,0	1	24899,16	0,00	518,4	1	6236,35	0,00		
12			Abr	596,5	2	23506,20	7378,34	535,4	2	5774,40	1999,39		
13			Mai	557,3	1	24259,27	0,00	508,0	1	6111,24	0,00		
14			Jun	434,9	0	22200,30	0,00	407,5	0	5774,40	0,00		
15			Jul	432,6	0	22200,30	0,00	388,2	0	5774,40	0,00		
16			Ago	428,8	0	22200,30	0,00	368,6	0	5774,40	0,00		
17			Set	503,1	0	22200,30	0,00	484,4	1	5827,33	0,00		
18			Out	463,1	0	22200,30	0,00	441,9	0	5774,40	0,00		
19			Nov	566,6	2	22200,30	7391,39	526,7	1	6336,20	0,00	164.852,46	41.372,37
20			Dez	581,1	1	25295,28	0,00	520,1	1	6256,80	0,00	128.091,38	32.076,79
21										Total Anual= R\$ 366.393,01			

No exemplo encontramos o pagamento anual de R\$ 366.393,01 pela parcela de demanda, com os seguintes valores contratuais:

Período Úmido

- Demanda na Ponta: 540 kW
- Demanda Fora de Ponta: 480 kW

Período Seco

- Demanda na Ponta: 510 kW
- Demanda Fora de Ponta: 480 kW

Da mesma forma, para a tarifação Verde devemos calcular os dois valores contratuais (demanda nos períodos úmido e seco) que resultam no menor gasto anual.

Mas antes compare os valores escritos nas colunas 'C' e 'F', linhas 9 a 20, da tabela anterior com os valores escritos na tabela abaixo, coluna 'C', linhas 7 a 18.

Como as faturas de energia elétrica da tarifa Verde registram apenas um valor de demanda medida, na coluna 'C' escrevemos o maior valor entre a demanda na ponta e fora de ponta.



	A	B	C	D	E	F	G	H
1								
2								
3			Contrato Atual				Tarifa HS Verde (R\$/kW)	
4			P. Úmido	P. Seco			Demanda	Ultrapassagem
5			540,0	510,0			12,03	36,09
6								
7					Teste	Pagamento (R\$)		
8		Ano	Mês	Demanda	Lógico	Demanda	Ultrapass	Total (R\$)
9		2006	Jan	422,8	0	6496,20	0,00	
10			Fev	533,4	0	6496,20	0,00	
11			Mar	572,0	1	6881,16	0,00	
12			Abr	596,5	2	6496,20	2039,09	
13			Mai	557,3	1	6704,32	0,00	
14			Jun	434,9	0	6135,30	0,00	
15			Jul	432,6	0	6135,30	0,00	
16			Ago	428,8	0	6135,30	0,00	
17			Set	503,1	0	6135,30	0,00	
18			Out	463,1	0	6135,30	0,00	
19			Nov	566,6	2	6135,30	2042,69	45.558,81
20			Dez	581,1	1	6990,63	0,00	35.399,48
21						Total Anual = R\$ 80.958,29		

No exemplo encontramos o pagamento anual de R\$ 80.958,29 pela parcela de demanda, com os seguintes valores contratuais:

Período Úmido

- Demanda: 540 kW

Período Seco

- Demanda: 510 kW

Agora resta calcular o valor pago anualmente pela parcela relativa ao consumo de energia elétrica nas duas modalidades tarifárias em análise.

Novamente, deve-se preparar duas tabelas, uma para a tarifa Azul e outra para a tarifa Verde, nas quais registramos os valores mensais de consumo na ponta e fora de ponta (colunas 'C' e 'D') e calculamos os pagamentos relativos a esses consumos (colunas 'E' e 'F') usando as equações mostradas anteriormente.

	A	B	C	D	E	F	G
1							
2				HS Azul - Tarifas de Consumo (R\$/MWh)			
3				Período Úmido		Período Seco	
4				Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
5				210,05	131,30	222,13	144,25
6							
7				Consumo		Pagamentos (R\$)	
8		Ano	Mês	Ponta	F. Ponta	Ponta	F. Ponta
9		2006	Jan	16.671	94.522	3.501,74	12.410,74
10			Fev	18.849	100.526	3.959,23	13.199,06
11			Mar	27.717	123.667	5.821,96	16.237,48
12			Abr	28.467	124.092	5.979,49	16.293,28
13			Mai	24.424	108.540	5.425,30	15.656,90
14			Jun	23.919	111.557	5.313,13	16.092,10
15			Jul	18.226	83.563	4.048,54	12.053,96
16			Ago	15.307	71.993	3.400,14	10.384,99
17			Set	24.967	106.667	5.545,92	15.386,71
18			Out	21.130	92.496	4.693,61	13.342,55
19			Nov	25.514	105.338	5.667,42	15.195,01
20			Dez	26.692	115.548	5.606,65	15.171,45
21				Total Anual= R\$ 230.387,37			

Como mostrado na tabela acima, na tarifação Azul, o pagamento anual pelo consumo seria de R\$ 230.387,37. Somando a este valor o pagamento pela demanda calculado anteriormente, chegamos a um total anual de R\$ 596.780,38.

	A	B	C	D	E	F	G
1							
2				HS Verde - Tarifas de Consumo (R\$/MWh)			
3				Per. Úmido		Per. Seco	
4				PT	FP	PT	FP
5				1.211,53	125,43	1.232,94	137,85
6							
7				Consumo		Pagamentos (R\$)	
8		Ano	Mês	Ponta	Fora Ponta	Ponta	F de Ponta
9		2006	Jan	16.671	94.522	20.197,42	11.855,89
10			Fev	18.849	100.526	22.836,13	12.608,98
11			Mar	27.717	123.667	33.579,98	15.511,55
12			Abr	28.467	124.092	34.488,62	15.564,86
13			Mai	24.424	108.540	30.113,33	14.962,24
14			Jun	23.919	111.557	29.490,69	15.378,13
15			Jul	18.226	83.563	22.471,56	11.519,16
16			Ago	15.307	71.993	18.872,61	9.924,24
17			Set	24.967	106.667	30.782,81	14.704,05
18			Out	21.130	92.496	26.052,02	12.750,57
19			Nov	25.514	105.338	31.457,23	14.520,84
20			Dez	26.692	115.548	32.338,16	14.493,19
21				Total Anual= R\$ 496.474,26			



Com o enquadramento na tarifação Verde, o pagamento anual pelo consumo seria de R\$ 496.474,26 que, somado ao pagamento pela demanda, resulta num gasto total anual de R\$ 577.432,55.

Conclui-se, então, que a melhor opção para a Universidade seria o enquadrar-se na tarifação horo-sazonal Verde, com contrato de demanda de 540 kW no período úmido e 510 kW no período seco.



ANEXO III - TÓPICOS SELECIONADOS DA RESOLUÇÃO ANEEL 456

Neste anexo relacionamos os artigos da Resolução 456, de 29 de novembro de 2000, julgados de maior relevância para os administradores de Prédios Públicos Federais.

DA CLASSIFICAÇÃO E CADASTRO

Art. 18. A concessionária classificará a unidade consumidora de acordo com a atividade nela exercida, ressalvadas as exceções previstas nesta Resolução.

§ 1º A concessionária deverá analisar todos os elementos de caracterização da unidade consumidora objetivando a aplicação da tarifa mais vantajosa a que o consumidor tiver direito, em especial quando a finalidade informada for residencial, caso em que a classificação será definida considerando as subclasses Residencial, Residencial Baixa Renda ou Rural Agropecuária Residencial.

§ 2º Quando for exercida mais de uma atividade na mesma unidade consumidora, prevalecerá, para efeito de classificação, a que corresponder à maior parcela da carga instalada, excetuada a unidade consumidora classificável como Serviço Público, consoante o disposto no inciso VII, art. 20.

Art. 19. Nos casos em que a reclassificação da unidade consumidora implicar em alteração da tarifa aplicada, a concessionária deverá proceder os ajustes necessários conforme as situações indicadas nos incisos I e II deste artigo, emitir comunicado específico informando ao consumidor as alterações decorrentes e observando os prazos a seguir fixados:

I - Redução da tarifa: a reclassificação deverá ser realizada imediatamente após a constatação e a comunicação até a data da apresentação da primeira fatura corrigida; ou

II - Elevação da tarifa: a comunicação deverá ser realizada, no mínimo, com 15 (quinze) dias antes da apresentação da primeira fatura corrigida.

Art. 21. A concessionária deverá organizar e manter atualizado cadastro relativo às unidades consumidoras, onde conste, obrigatoriamente, quanto a cada uma delas, no mínimo, as seguintes informações:

I - Identificação do consumidor:

a) Nome completo;

b) Número e órgão expedidor da Carteira de Identidade ou, na ausência desta, de outro documento de identificação oficial e, quando houver, número do Cadastro de Pessoa Física - CPF;

c) Número de inscrição no Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica - CNPJ.

II - Número ou código de referência da unidade consumidora;

III - Endereço da unidade consumidora, incluindo o nome do município;

IV - Classe e subclasse, se houver, da unidade consumidora;

V - Data de início do fornecimento;

VI - Tensão nominal do fornecimento;

VII - Potência disponibilizada e, quando for o caso, a carga instalada declarada ou prevista no projeto de instalações elétricas;

VIII - Valores de demanda de potência e consumo de energia elétrica ativa expressos em contrato, quando for o caso;

IX - Informações relativas aos sistemas de medição de demandas de potência e de consumos de energia elétrica ativa e reativa, de fator de potência e, na falta destas medições, o critério de faturamento;

X - Históricos de leitura e de faturamento referentes aos últimos 60 (sessenta) ciclos consecutivos e completos, arquivados em meio magnético, inclusive com as alíquotas referentes a impostos incidentes sobre o faturamento realizado;

XI - Código referente à tarifa aplicável; e

XII - Código referente ao pagamento de juros do Empréstimo Compulsório/ ELETROBRÁS.

Parágrafo único. A concessionária deverá disponibilizar, no mínimo, os 13 (treze) últimos históricos referidos no inciso X para consulta em tempo real.

DOS CONTRATOS

Art. 22. O contrato de adesão, destinado a regular as relações entre a concessionária e o responsável por unidade consumidora do Grupo "B", deverá ser encaminhado ao consumidor até a data de apresentação da primeira fatura.

Parágrafo único. Quando houver necessidade de investimento a ser suportado pela concessionária para atendimento da carga instalada, nos termos da Resolução Normativa nº 250, de 13 de fevereiro de 2007, essa poderá estabelecer, para o contrato de adesão, um prazo de vigência limitado a 12 (doze) meses.

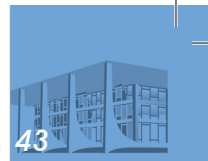
Art. 23. O contrato de fornecimento, a ser celebrado com consumidor responsável por unidade consumidora do Grupo "A", deverá conter, além das cláusulas essenciais aos contratos administrativos, outras que digam respeito a:

I - Identificação do ponto de entrega;

II - Tensão de fornecimento;

III - Demanda contratada, com respectivos cronogramas e, quando for o caso, especificada por segmento horo-sazonal;

IV - Energia elétrica ativa contratada, quando for o caso;



V - Condições de revisão, para mais ou para menos, da demanda contratada e/ ou da energia elétrica ativa contratada, se houver;

VI - Data de início do fornecimento e prazo de vigência;

VII - Horário de ponta e de fora de ponta, nos casos de fornecimento segundo a estrutura tarifária horo-sazonal;

VIII - Condições de aplicação da tarifa de ultrapassagem;

IX - Critérios de rescisão; e

X - Metas de continuidade, com vistas a proporcionar a melhoria da qualidade dos serviços, no caso de contratos específicos.

§ 1º Quando, para o fornecimento, a concessionária tiver que fazer investimento específico, o contrato deverá dispor sobre as condições, formas e prazos que assegurem o ressarcimento do ônus relativo aos referidos investimentos.

§ 2º O prazo de vigência do contrato de fornecimento deverá ser estabelecido considerando as necessidades e os requisitos das partes, observados os seguintes aspectos:

a) O prazo do contrato será de 12 (doze) meses, exceto quando houver acordo diferente entre as partes;

b) Quando, para atendimento da carga instalada, houver necessidade de investimento por parte da concessionária esta poderá estabelecer, para o primeiro contrato, um prazo de vigência de até 24 (vinte e quatro) meses; e

c) O contrato poderá ser prorrogado automaticamente por igual período e assim sucessivamente, desde que o consumidor não expresse manifestação em contrário, com antecedência mínima de 180 (cento e oitenta) dias em relação ao término de cada vigência.

§ 3º Para a demanda contratada, referida no inciso III deste artigo, deverá ser observado o valor mínimo contratável de 30 kW para unidades consumidoras faturadas na estrutura tarifária convencional ou em pelo menos um dos segmentos horo-sazonais para unidades consumidoras faturadas na estrutura tarifária horo-sazonal, excetuados os casos em que a tensão de fornecimento tenha sido estabelecida pela concessionária nos termos do art.7º .

§ 4º A concessionária deverá atender as solicitações de redução de demanda contratada não contempladas no art. 24, desde que efetuadas por escrito e com antecedência mínima de 180 (cento e oitenta) dias.

Art. 24. A concessionária deverá renegociar o contrato de fornecimento, a qualquer tempo, sempre que solicitado por consumidor que, ao implementar medidas de conservação, incremento à eficiência e ao uso racional da energia elétrica, comprováveis pela concessionária, resultem em redução da demanda de potência e/ou de consumo de energia elétrica ativa,

desde que satisfeitos os compromissos relativos aos investimentos da concessionária, conforme previsto no § 1º do art. 23.

Parágrafo único. O consumidor deverá submeter à concessionária as medidas de conservação a serem adotadas, com as devidas justificativas técnicas, etapas de implantação, resultados previstos, prazos, proposta para a revisão do contrato de fornecimento e acompanhamento pela concessionária, caso em que esta informará ao consumidor, no prazo de 45 (quarenta e cinco) dias, as condições para a revisão da demanda e/ou da energia elétrica ativa contratadas, conforme o caso.

DA MEDIÇÃO

Art. 34. O fator de potência das instalações da unidade consumidora, para efeito de faturamento, deverá ser verificado pela concessionária por meio de medição apropriada, observados os seguintes critérios:

- I - Unidade consumidora do Grupo "A": de forma obrigatória e permanente; e
- II - Unidade consumidora do Grupo "B": de forma facultativa, sendo admitida a medição transitória, desde que por um período mínimo de 7 (sete) dias consecutivos.

Art. 35. Quando a concessionária instalar os equipamentos de medição no lado de saída dos transformadores, para fins de faturamento com tarifas do Grupo "A", deverá também colocar equipamentos próprios de medição das perdas de transformação ou fazer os acréscimos de que trata o art. 58.

Art. 38. O consumidor poderá exigir a aferição dos medidores, a qualquer tempo, sendo que as eventuais variações não poderão exceder os limites percentuais admissíveis.

§ 1º A concessionária deverá informar, com antecedência mínima de 3 (três) dias úteis, a data fixada para a realização da aferição, de modo a possibilitar ao consumidor o acompanhamento do serviço.

§ 2º A concessionária deverá encaminhar ao consumidor o laudo técnico da aferição, informando as variações verificadas, os limites admissíveis, a conclusão final e esclarecendo quanto a possibilidade de solicitação de aferição junto ao órgão metrológico oficial.

§ 3º Persistindo dúvida o consumidor poderá, no prazo de 10 (dez) dias, contados a partir do recebimento da comunicação do resultado, solicitar a aferição do medidor por órgão metrológico oficial, devendo ser observado o seguinte:

- I - Quando não for possível a aferição no local da unidade consumidora, a concessionária deverá acondicionar o medidor em invólucro específico, a ser lacrado no ato de retirada, e encaminhá-lo ao órgão competente, mediante entrega de comprovante desse procedimento ao consumidor;
- II - Os custos de frete e de aferição devem ser previamente informados ao consumidor; e
- III - Quando os limites de variação tiverem sido excedidos os custos serão assumidos pela concessionária, e, caso contrário, pelo consumidor.



DO CALENDÁRIO

Art. 39. A concessionária deverá organizar e manter atualizado o calendário das respectivas datas fixadas para a leitura dos medidores, apresentação e vencimento da fatura, bem como de eventual suspensão do fornecimento, o qual estará sujeito a fiscalização da ANEEL.

Parágrafo único. Qualquer modificação das datas do calendário deverá ser previamente comunicada ao consumidor, por escrito.

DA LEITURA E DO FATURAMENTO

Art. 40. A concessionária efetuará as leituras, bem como os faturamentos, em intervalos de aproximadamente 30 (trinta) dias, observados o mínimo de 27 (vinte e sete) e o máximo de 33 (trinta e três) dias, de acordo com o calendário respectivo.

§ 1º O faturamento inicial deverá corresponder a um período não inferior a 15 (quinze) nem superior a 47 (quarenta e sete) dias.

§ 2º Havendo necessidade de remanejamento de rota ou reprogramação do calendário, excepcionalmente, as leituras poderão ser realizadas em intervalos de, no mínimo, 15 (quinze) e, no máximo, 47 (quarenta e sete) dias, devendo a modificação ser comunicada aos consumidores, por escrito, com antecedência mínima de um ciclo completo de faturamento.

Art. 47. O faturamento de unidade consumidora do Grupo “B” será realizado com base no consumo de energia elétrica ativa, e, quando aplicável, no consumo de energia elétrica reativa excedente, devendo, em ambos os casos, ser observadas as disposições específicas nesta Resolução.

Art. 49. O faturamento de unidade consumidora do Grupo “A”, observados no fornecimento com tarifas horo-sazonais, os respectivos segmentos, será realizado com base nos valores identificados por meio dos critérios descritos a seguir:

I - Demanda faturável: um único valor, correspondente ao maior dentre os a seguir definidos:

- a) A demanda contratada ou a demanda medida, no caso de unidade consumidora incluída na estrutura tarifária convencional ou horo-sazonal, exceto se classificada como Rural ou reconhecida como sazonal I;
- b) A demanda medida no ciclo de faturamento ou 10% (dez por cento) da maior demanda medida, em qualquer dos 11 (onze) ciclos completos de faturamento anteriores, no caso de unidade consumidora incluída na estrutura tarifária convencional, classificada como Rural ou reconhecida como sazonal; ou
- c) A demanda medida no ciclo de faturamento ou 10% (dez por cento) da demanda contratada, observada a condição prevista no § 2º deste artigo, no caso de unidade consumidora incluída na estrutura tarifária horo-sazonal, classificada como Rural ou reconhecida como sazonal.

II - Consumo de energia elétrica ativa: um único valor, correspondente ao maior dentre os a seguir definidos:

- a) Energia elétrica ativa contratada, se houver; ou

b) Energia elétrica ativa medida no período de faturamento.

III - Consumo de energia elétrica e demanda de potência reativas excedentes: quando o fator de potência da unidade consumidora, indutivo ou capacitivo, for inferior a 0,92 (noventa e dois centésimos), nos termos dos arts. 64 a 69.

§ 1º Para fins de faturamento, na impossibilidade de avaliação do consumo nos horários de ponta e fora de ponta, esta segmentação será efetuada proporcionalmente ao número de horas de cada segmento.

§ 2º A cada 12 (doze) meses, a partir da data da assinatura do contrato de fornecimento, deverá ser verificada, por segmento horário, demanda medida não inferior à contratada em pelo menos 3 (três) ciclos completos de faturamento, ou, caso contrário, a concessionária poderá cobrar, complementarmente, na fatura referente ao 12º (décimo segundo) ciclo, as diferenças positivas entre as 3 (três) maiores demandas contratadas e as respectivas demandas medidas.

Art. 50. A Tarifa Azul será aplicada considerando a seguinte estrutura tarifária:

I - Demanda de potência (kW) :

- a) Um preço para horário de ponta (P); e
- b) Um preço para horário fora de ponta (F).

II - Consumo de energia (kWh):

- a) um preço para horário de ponta em período úmido (PU);
- b) um preço para horário fora de ponta em período úmido (FU);
- c) um preço para horário de ponta em período seco (PS); e
- d) um preço para horário fora de ponta em período seco (FS).

Art. 51. A tarifa Verde será aplicada considerando a seguinte estrutura tarifária:

I - Demanda de potência (kW): um preço único;

II - Consumo de energia (kWh):

- a) um preço para horário de ponta em período úmido (PU);
- b) um preço para horário fora de ponta em período úmido (FU);
- c) um preço para horário de ponta em período seco (PS); e
- d) um preço para horário fora de ponta em período seco (FS).

Art. 52. A ANEEL poderá autorizar, mediante fundamentada justificativa técnica da concessionária, a adoção de horários de ponta e de períodos úmidos ou secos diferentes daqueles estabelecidos no inciso XVII, art. 2º, em decorrência das características operacionais do subsistema elétrico de distribuição ou da necessidade de estimular o consumidor a modificar o perfil de consumo e/ou demanda da unidade consumidora.



Art. 53. Os critérios de inclusão na estrutura tarifária convencional ou horo-sazonal aplicam-se às unidades consumidoras do Grupo “A”, conforme as condições a seguir estabelecidas:

I - Na estrutura tarifária convencional: para as unidades consumidoras atendidas em tensão de fornecimento inferior a 69 kV, sempre que for contratada demanda inferior a 300 kW e não tenha havido opção pela estrutura tarifária horo-sazonal nos termos do inciso IV;

II - Compulsoriamente na estrutura tarifária horo-sazonal, com aplicação da Tarifa Azul: para as unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico integrado e com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV;

III - Compulsoriamente na estrutura tarifária horo-sazonal, com aplicação da Tarifa Azul, ou Verde se houver opção do consumidor: para as unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado e com tensão de fornecimento inferior a 69 kV, quando:

- a) a demanda contratada for igual ou superior a 300 kW em qualquer segmento horo-sazonal; ou,
- b) a unidade consumidora faturada na estrutura tarifária convencional houver apresentado, nos últimos 11 (onze) ciclos de faturamento, 3 (três) registros consecutivos ou 6 (seis) alternados de demandas medidas iguais ou superiores a 300 kW; e

IV - Opcionalmente na estrutura tarifária horo-sazonal, com aplicação da Tarifa Azul ou Verde, conforme opção do consumidor: para as unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado e com tensão de fornecimento inferior a 69 kV, sempre que a demanda contratada for inferior a 300kW.

§ 1º O consumidor poderá optar pelo retorno à estrutura tarifária convencional, desde que seja verificado, nos últimos 11 (onze) ciclos de faturamento, a ocorrência de 9 (nove) registros, consecutivos ou alternados, de demandas medidas inferiores a 300 kW.

§ 2º Especificamente para unidades consumidoras classificadas como Cooperativa de Eletrificação Rural a inclusão na estrutura tarifária horo-sazonal será realizada mediante opção do consumidor.

Art. 54. Verificada a ocorrência dos registros referidos na alínea “b”, inciso III, art. 53, a concessionária iniciará a aplicação da tarifa horo-sazonal, no prazo de 3 (três) ciclos consecutivos e completos de faturamento, devendo comunicar este procedimento ao consumidor por escrito, no prazo de 30 (trinta) dias após a constatação dos registros.

Art. 55. Com o propósito de permitir o ajuste da demanda a ser contratada, a concessionária deverá oferecer ao consumidor o período de teste, com duração mínima de 3 (três) ciclos consecutivos e completos de faturamento, durante o qual será faturável a demanda medida, observados os respectivos segmentos horo-sazonais, quando for o caso.

Parágrafo único. A concessionária poderá dilatar o período de testes mediante solicitação fundamentada do consumidor. Art. 56. Sobre a parcela da demanda medida que superar a respectiva demanda contratada, será aplicada a tarifa de ultrapassagem, caso aquela parcela seja superior aos limites mínimos de tolerância a seguir fixados:

I - 5% (cinco por cento) para unidade consumidora atendida em tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV; e,

II - 10% (dez por cento) para unidade consumidora atendida em tensão de fornecimento inferior a 69 kV.

§ 1º A tarifa de ultrapassagem aplicável a unidade consumidora faturada na estrutura tarifária convencional, será correspondente a 3 (três) vezes o valor da tarifa normal de fornecimento.

§ 2º O procedimento descrito neste artigo deverá ser aplicado sem prejuízo do disposto no art. 31, que trata do aumento de carga.

§ 3º Quando inexistir o contrato por motivo atribuível exclusivamente ao consumidor e o fornecimento não estiver sendo efetuado no período de testes, a concessionária aplicará a tarifa de ultrapassagem sobre a totalidade da demanda medida.

Art. 58. No caso de que trata o art. 35, se não forem instalados os equipamentos destinados à medição das perdas de transformação, deverão ser feitos os seguintes acréscimos aos valores medidos de demandas de potência e consumos de energia elétrica ativas e reativas excedentes, como compensação de perdas:

I - 1% (um por cento) nos fornecimentos em tensão superior a 44 kV; e,

II - 2,5% (dois e meio por cento) nos fornecimentos em tensão igual ou inferior a 44 kV.

Art. 60. Para fins de faturamento de energia elétrica destinada à iluminação pública ou iluminação de vias internas de condomínios fechados, será de 360 (trezentos e sessenta) o número de horas a ser considerado como tempo de consumo mensal, ressalvado o caso de logradouros públicos que necessitem de iluminação permanente, em que o tempo será de 24 (vinte e quatro) horas por dia do período de funcionamento.

Parágrafo Único. A concessionária deverá ajustar com o consumidor o número de horas mensais para fins de faturamento quando, por meio de estudos realizados pelas partes, for constatado um número de horas diferente do estabelecido neste artigo.

DO FATURAMENTO DE ENERGIA E DEMANDAS REATIVAS

Art. 64. O fator de potência de referência "fr", indutivo ou capacitivo, terá como limite mínimo permitido, para as instalações elétricas das unidades consumidoras, o valor de $fr=0,92$.

Art. 67. Para fins de faturamento de energia e demanda de potência reativas excedentes serão considerados somente os valores ou parcelas positivas das mesmas.

Parágrafo Único. Nos faturamentos relativos a demanda de potência reativa excedente não serão aplicadas as tarifas de ultrapassagem.

Art. 68. Para unidade consumidora do Grupo "B", cujo fator de potência tenha sido verificado por meio de medição transitória nos termos do inciso II, art. 34, o faturamento corresponde ao consumo de energia elétrica reativa indutiva excedente só poderá ser realizado de acordo com os seguintes procedimentos:



I - a concessionária deverá informar ao consumidor, via correspondência específica, o valor do fator de potência encontrado, o prazo para a respectiva correção, a possibilidade de faturamento relativo ao consumo excedente, bem como outras orientações julgadas convenientes;

II - a partir do recebimento da correspondência, o consumidor disporá do prazo mínimo de 90 (noventa) dias para providenciar a correção do fator de potência e comunicar à concessionária;

III - findo o prazo e não adotadas as providências, fator de potência verificado poderá ser utilizado nos faturamentos posteriores até que o consumidor comunique a correção do mesmo; e

IV - a partir do recebimento da comunicação do consumidor, a concessionária terá o prazo de 15 (quinze) dias para constatar a correção e suspender o faturamento relativo ao consumo excedente.

Art. 69. A concessionária deverá conceder um período de ajustes, com duração mínima de 3 (três) ciclos consecutivos e completos de faturamento, objetivando permitir a adequação das instalações elétricas da unidade consumidora, durante o qual o faturamento será realizado com base no valor médio do fator de potência, conforme disposto no art. 66, quando ocorrer:

I - pedido de fornecimento novo passível de inclusão na estrutura tarifária horo-sazonal;

II - inclusão compulsória na estrutura tarifária horo-sazonal, conforme disposto no inciso III, art. 53; ou

III - solicitação de inclusão na estrutura tarifária horo-sazonal, decorrente de opção de faturamento ou mudança de Grupo tarifário.

§ 1º A concessionária poderá dilatar o período de ajuste mediante solicitação fundamentada do consumidor.

§ 2º Durante o período de ajustes referido neste artigo, a concessionária informará ao consumidor os valores dos faturamentos que seriam efetivados e correspondentes ao consumo de energia elétrica e a demanda de potência reativas excedentes calculados nos termos do art. 65.

DAS COMPENSAÇÕES DO FATURAMENTO

Art. 76. Caso a concessionária tenha faturado valores incorretos ou não efetuado qualquer faturamento, por motivo de sua responsabilidade, deverá observar os seguintes procedimentos:

I - Faturamento a menor ou ausência de faturamento: não poderá efetuar cobrança complementar;

II - Faturamento a maior: providenciar a devolução ao consumidor das quantias recebidas indevidamente, correspondentes ao período faturado incorretamente, observado o prazo de prescrição de 5 (cinco) anos estabelecido no art. 27 da Lei nº 8.078, de 11 de setembro de 1990; e

III - a devolução deverá ser efetuada em moeda corrente até o primeiro faturamento posterior à constatação da cobrança a maior, ou, por opção do consumidor, por meio de compensação nas faturas subsequentes.

Art. 77. Para o cálculo das diferenças a cobrar ou a devolver, as tarifas deverão ser aplicadas de acordo com os seguintes critérios:

I - quando houver diferença a cobrar: tarifas em vigor nos últimos 30 (trinta) dias anteriores à data da constatação, aplicadas, de forma proporcional, ao período de vigência de cada tarifa, ressalvado o disposto no inciso III deste artigo;

II - quando houver diferença a devolver: tarifas em vigor nos últimos 30 (trinta) dias anteriores à data da devolução, aplicadas, de forma proporcional, ao período de vigência de cada tarifa;

III - nos casos previstos no art. 72, quando houver diferença a cobrar: tarifas em vigor na data da apresentação da fatura; e

IV - no caso de unidade consumidora Residencial Baixa Renda, a diferença a cobrar ou a devolver deve ser apurada mês a mês e o faturamento efetuado adicionalmente ou subtrativamente aos já realizados mensalmente, no período considerado, levando em conta a tarifa relativa a cada bloco complementar.

Art. 78. Nos casos em que houver diferença a cobrar ou a devolver, a concessionária deverá informar ao consumidor, por escrito, quanto:

I - a irregularidade constatada;

II - a memória descritiva dos cálculos do valor apurado, referente às diferenças de consumos de energia elétrica e/ou de demandas de potência ativas e reativas excedentes, inclusive os fatores de carga e de demanda típicos quando aplicáveis os critérios referidos no § 2º, art. 71, e na alínea "c", inciso IV, art. 72;

III - os elementos de apuração da irregularidade;

IV - os critérios adotados na revisão dos faturamentos;

V - o direito de recurso previsto nos §§ 1º e 3º deste artigo; e

VI - a tarifa utilizada.

§ 1º Caso haja discordância em relação à cobrança ou respectivos valores, o consumidor poderá apresentar recurso junto à concessionária, no prazo de 10 (dez) dias a partir da comunicação.

§ 2º A concessionária deliberará no prazo de 10 (dez) dias, contados do recebimento do recurso, o qual, se indeferido, deverá ser comunicado ao consumidor, por escrito, juntamente com a respectiva fatura, quando pertinente, a qual deverá referir-se exclusivamente ao ajuste do faturamento, com vencimento previsto para 3 (três) dias úteis.

§ 3º Da decisão da concessionária caberá recurso à Agência Reguladora Estadual ou do Distrito Federal, conforme o caso, ou, na ausência daquela, à ANEEL, no prazo de 10 (dez) dias, que deliberará sobre os efeitos do pedido.



§ 4º Constatado o descumprimento dos procedimentos estabelecidos neste artigo ou, ainda, a improcedência ou incorreção do faturamento, a concessionária providenciará a devolução do indébito por valor igual ao dobro do que foi pago em excesso, salvo hipótese de engano justificável.

DAS MUDANÇAS DE GRUPO TARIFÁRIO

Art. 80. Quanto à unidade consumidora do Grupo “A”, cuja potência instalada em transformadores for igual ou inferior a 112,5 kVA, o consumidor poderá optar por faturamento com aplicação da tarifa do Grupo “B” correspondente à respectiva classe.

Art. 81. Relativamente à unidade consumidora do Grupo “A”, com instalações permanentes para a prática de atividades esportivas ou parques de exposições agropecuárias, o consumidor poderá optar por faturamento com aplicação da tarifa do Grupo “B” correspondente à respectiva classe, desde que a potência instalada em projetores utilizados na iluminação dos locais seja igual ou superior a 2/3 (dois terços) da carga instalada na unidade consumidora.

Art. 82. Relativamente à unidade consumidora localizada em área servida por sistema subterrâneo ou prevista para ser atendida pelo referido sistema, de acordo com o programa de obras da concessionária, o consumidor poderá optar por faturamento com aplicação das tarifas do Subgrupo “AS”, desde que o fornecimento seja feito em tensão secundária de distribuição e possa ser atendido um dos seguintes requisitos:

- I - verificação de consumo de energia elétrica ativa mensal igual ou superior a 30 MWh em, no mínimo, 3 (três) ciclos completos e consecutivos nos 6 (seis) meses anteriores à opção; ou
- II - celebração de contrato de fornecimento fixando demanda contratada igual ou superior a 150 kW.

DA FATURA E SEU PAGAMENTO

Art. 83. A fatura de energia elétrica deverá conter as seguintes informações:

I - obrigatoriamente:

- a) Nome do consumidor;
- b) Número de inscrição no CNPJ ou CPF quando houver;
- c) Código de identificação;
- d) Classificação da unidade consumidora;
- e) Endereço da unidade consumidora;
- f) Número dos medidores de energia elétrica ativa e reativa e respectiva constante de multiplicação da medição;
- g) Data das leituras anterior e atual dos medidores, bem como da próxima leitura prevista;
- h) Data de apresentação e de vencimento;

- i) Componentes relativas aos produtos e serviços prestados, discriminando as tarifas aplicadas;
- j) Parcela referente a impostos incidentes sobre o faturamento realizado;
- l) Valor total a pagar;
- m) Aviso de que informações sobre as condições gerais de fornecimento, tarifas, produtos, serviços prestados e impostos se encontram à disposição dos consumidores, para consulta, nas agências da concessionária;
- n) indicadores referentes à qualidade do fornecimento, de acordo com a norma específica;
- o) número de telefone da Central de Teleatendimento e/ou outros meios de acesso à concessionária para solicitações e/ou reclamações;
- p) número de telefone da Central de Teleatendimento da Agência Reguladora Estadual conveniada com a ANEEL, quando houver; e
- q) número 144 da Central de Teleatendimento da ANEEL.

II - Quando pertinente:

- a) multa por atraso de pagamento e outros acréscimos moratórios individualmente discriminados;
- b) parcela referente ao pagamento (créditos) de juros do empréstimo compulsório/ ELETROBRÁS;
- c) indicação do respectivo desconto sobre o valor da tarifa, em moeda corrente;
- d) indicação de fatura vencida, apontando no mínimo o mês/referência e valor em reais;
- e) indicação de faturamento realizado com base na média aritmética nos termos dos Arts. 57, 70 e 71 e o motivo da não realização da leitura;
- f) percentual do reajuste tarifário, o número da Resolução que o autorizou e a data de início de sua vigência nas faturas em que o reajuste incidir.

Art. 86. Os prazos mínimos para vencimento das faturas, contados da data da respectiva apresentação, ressalvados os casos de diferenças a cobrar ou a devolver referidos no art. 78, serão os a seguir fixados:

I - 5 (cinco) dias úteis para as unidades consumidoras dos Grupos "A" e "B", ressalvadas as mencionadas no inciso II;

II - 10 (dez) dias úteis para as unidades consumidoras classificadas como Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Cooperativa de Eletrificação Rural;

III - no dia útil seguinte ao da apresentação da fatura nos casos de desligamento a pedido, exceto para as unidades consumidoras a que se refere o inciso anterior.

§ 1º Na contagem dos prazos exclui-se o dia da apresentação e inclui-se o do vencimento, os quais não poderão ser afetados por discussões entre as partes.



§ 2º A concessionária deverá oferecer pelo menos 6 (seis) datas de vencimento da fatura, para escolha do consumidor, distribuídas uniformemente em intervalos regulares ao longo do mês.

Art. 87. A eventual segunda via da fatura será emitida por solicitação do consumidor e conterá, destacadamente, a expressão “SEGUNDA VIA”, além de, no mínimo, o nome do consumidor, número ou código de referência da unidade consumidora, período de consumo e valor total a pagar.

Parágrafo único. Se o consumidor solicitar, a concessionária deverá informar os demais dados que constaram na primeira via.

Art. 88. Constatada a duplicidade no pagamento de faturas, a devolução do valor pago indevidamente deverá ser efetuada em moeda corrente até o primeiro faturamento posterior à constatação, ou, por opção do consumidor, por meio de compensação nas faturas subseqüentes.

Parágrafo único. A concessionária deverá dispor de meios que possibilitem a constatação automática da ocorrência de pagamentos em duplicidade.

DA MULTA

Art. 89. Na hipótese de atraso no pagamento da fatura, sem prejuízo de outros procedimentos previstos na legislação aplicável, será cobrada multa limitada ao percentual máximo de 2 % (dois por cento) sobre o valor total da fatura em atraso, cuja cobrança não poderá incidir sobre o valor da multa eventualmente apresentada na fatura anterior.

Parágrafo único. O mesmo percentual incidirá sobre a cobrança de outros serviços prestados, exceto quando o contrato entre o consumidor e o prestador do serviço estipular percentual menor.

DA SUSPENSÃO DO FORNECIMENTO

Art. 94. A suspensão do fornecimento por falta de pagamento, a consumidor que preste serviço público ou essencial à população e cuja atividade sofra prejuízo, será comunicada por escrito, de forma específica, e com antecedência de 15 (quinze) dias, ao Poder Público local ou ao Poder Executivo Estadual, conforme fixado em lei.

Parágrafo único. Para fins de aplicação do disposto no “caput” deste artigo, exemplifica-se como serviço público ou essencial o desenvolvido nas unidades consumidoras a seguir indicadas:

- I - unidade operacional do serviço público de tratamento de água e esgotos;
- II - unidade operacional de processamento de gás liquefeito de petróleo e de combustíveis;
- III - unidade operacional de distribuição de gás canalizado;
- IV - unidade hospitalar;
- V - unidade operacional de transporte coletivo que utilize energia elétrica;
- VI - unidade operacional do serviço público de tratamento de lixo;

VII - unidade operacional do serviço público de telecomunicações; e

VIII - centro de controle público de tráfego aéreo, marítimo e rodoviário.

DAS RESPONSABILIDADES

Art. 95. A concessionária é responsável pela prestação de serviço adequado a todos os consumidores, satisfazendo as condições de regularidade, generalidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, modicidade das tarifas e cortesia no atendimento, assim como prestando informações para a defesa de interesses individuais e coletivos.

Parágrafo único. Não se caracteriza como descontinuidade do serviço a suspensão do fornecimento efetuada nos termos dos arts. 90 e 91 desta Resolução, tendo em vista a prevalência do interesse da coletividade.

Art. 97. A concessionária deverá comunicar ao consumidor, no prazo máximo de 30 (trinta) dias, sobre as providências adotadas quanto às solicitações e reclamações recebidas do mesmo.

Parágrafo Único. A concessionária deverá informar o respectivo número do protocolo de registro quando da formulação da solicitação ou reclamação, sempre que o atendimento não puder ser efetuado de imediato.

DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

Art. 118. A concessionária deverá manter nas agências de atendimento, em local de fácil visualização e acesso, exemplares desta Resolução e das Normas e Padrões da mesma, para conhecimento ou consulta dos interessados.

Parágrafo Único. A concessionária deverá fornecer exemplar desta Resolução, gratuitamente, quando solicitado pelo consumidor.

Art. 119. A concessionária deverá prestar todas as informações solicitadas pelo consumidor referentes à prestação do serviço, inclusive quanto às tarifas em vigor, o número e a data da Resolução que as houver homologado, bem como sobre os critérios de faturamento.

Parágrafo Único. A tabela com os valores dos serviços cobráveis, referidos no art. 109, deverá estar afixada nas agências de atendimento, em local de fácil visualização, devendo a concessionária adotar, complementarmente, outras formas de divulgação adequadas.

Art. 123. Para a implementação dos respectivos procedimentos, a concessionária disporá dos seguintes prazos, a contar da data de publicação desta Resolução:

I – 60 (sessenta) dias: incluir os feriados nacionais nas exceções do horário de ponta, conforme estabelecido na alínea “c”, inciso XVII, art. 2º;

II - 180 (cento e oitenta) dias: celebrar o contrato de fornecimento com consumidor responsável por unidade consumidora do Grupo “A” já ligada, conforme estabelecido na alínea “d”, inciso I, art. 3º;



III - 60 (sessenta) dias: adequar os procedimentos referentes à opção de faturamento ou mudança de Grupo Tarifário, conforme estabelecido no art. 5º;

IV - 180 (cento e oitenta) dias: adequar as atividades da classe Industrial e distinguir as subclasses do Poder Público, conforme estabelecido nos incisos II e V, art. 20;

VI - 365 (trezentos e sessenta e cinco) dias: organizar e atualizar o cadastro das unidades consumidoras, conforme disposto no art. 21;

VII - 30 (trinta) dias: encaminhar o contrato de adesão ao consumidor responsável por nova unidade consumidora do Grupo "B", conforme disposto no art. 22, após a publicação do teor do contrato;

VIII - 90 (noventa) dias: encaminhar o contrato de adesão ao consumidor responsável por unidade consumidora do Grupo "B" já ligada, conforme disposto no art. 22, após a publicação do teor do contrato;

IX - 30 (trinta) dias: incluir cláusula referente às condições de aplicação da tarifa de ultrapassagem nos contratos, conforme dispostos no inciso VIII, art. 23;

X - 365 (trezentos e sessenta e cinco) dias: celebrar o contrato de fornecimento com o consumidor responsável por unidade consumidora classificada como Iluminação Pública, conforme art. 25;

XVI - 30 (trinta) dias: adequar os procedimentos referentes aos critérios de faturamento da demanda, conforme disposto no art. 49 e oferecer o período de testes nos termos do art. 55 para as unidades consumidoras já ligadas;

XVII - 180 (cento e oitenta) dias: incluir as unidades consumidoras na estrutura tarifária horo-sazonal, conforme estabelecido no art. 53;

XIX - 180 (cento e oitenta) dias: adequar a aplicação da tarifa de ultrapassagem às unidades consumidoras do Grupo "A", conforme disposto no art. 56, devendo informar os novos critérios ao consumidor com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias;

Art. 125. Esta Resolução entra em vigor na data da sua publicação, ficando revogadas as Portarias DNAEE nº 277, de 23 de dezembro de 1985, nº 45, de 21 de abril de 1987, nº 33, de 11 de fevereiro de 1988, nº 185, de 17 de outubro de 1988, nº 193, de 1 de novembro de 1988, nº 158, de 17 de outubro de 1989, nº 1.233, de 15 de outubro de 1993, nº 1.569, de 23 de dezembro de 1993, nº 438, de 4 de dezembro de 1996, nº 466, de 12 de novembro de 1997 e demais disposições em contrário.

