

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL

ESCOLA DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

PROJETO DE DIPLOMAÇÃO

**AVALIAÇÃO DE PERDAS EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO MODELAGEM DE
CARGA**

THIAGO DE OLIVEIRA CASSEL

Porto Alegre

2012

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL

ESCOLA DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**AVALIAÇÃO DE PERDAS EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO MODELAGEM DE
CARGA**

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

ORIENTADOR: Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos

Porto Alegre

2012

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

THIAGO DE OLIVEIRA CASSEL

**AVALIAÇÃO DE PERDAS EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO MODELAGEM DE
CARGA**

Este projeto foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da Disciplina de “Projeto de Diplomação”, do Departamento de Engenharia Elétrica e aprovado em sua versão final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos, UFRGS
Doutor pela UFSC – Florianópolis, Brasil

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos
Doutor pela UFSC – Florianópolis, Brasil

Prof. Dr. Roberto Petry Homrich
Doutor pela UNICAMP – Campinas, Brasil

Prof^a. Dr^a Gladis Bordin
Doutora pela UFSC – Florianópolis, Brasil

Porto Alegre, Junho de 2012

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, que me proporcionaram todas as condições para que eu pudesse chegar até aqui.

À Bárbara, pelo carinho e paciência durante o curso.

Ao restante da família, que sempre me acolheu quando necessário.

Aos amigos, que tantas vezes foram trocados pelos estudos.

Ao Prof. Flávio, pela orientação.

RESUMO

O presente trabalho tem por objetivo avaliar o comportamento das perdas técnicas ao longo dos segmentos de rede de média tensão do sistema de distribuição considerando diferentes níveis e modelos de carga. Para tanto, será definido um sistema genérico, com topologia simples, cujas perdas técnicas serão avaliadas para diversas situações de carga através do modelo proposto pela ANEEL e através de um modelo no qual as perdas são calculadas com base em dados provenientes do fluxo de carga. Ao final, os resultados obtidos na aplicação do modelo proposto pela ANEEL e nas simulações serão discutidos.

Palavras-chave: Perdas em sistemas de distribuição, Modelagem de perdas e Modelos de Carga.

ABSTRACT

The purpose of this work is to evaluate the behavior of the losses along the networks of primary distribution systems considering different levels and models of load. A generic system, with a simple configuration, will be defined and its losses will be calculated using two models: one proposed by ANEEL and the other based on the information provided by power flow. In the end, the results obtained using both methods will be discussed.

Key-words: Losses in electric power distribution systems, Losses Modeling and Load Models.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	12
1.1. Motivação	12
1.2. Objetivos	14
2. SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	15
2.1.1. Estrutura do Sistema de Distribuição.....	16
2.1.2. Sistemas de distribuição no contexto brasileiro	18
2.1.3. Fatores típicos usados em Sistemas de Distribuição.....	19
2.1.4. Classificação da carga conectada a um sistema de distribuição.....	23
3. MODELOS DE CÁLCULO DE PERDAS.....	26
3.1. Modelo ANEEL.....	26
3.2. Modelo Baseado em Fluxo de Carga.....	31
4. APLICAÇÃO DOS MODELOS.....	35
4.1. Sistema Exemplo	35
4.2. Modelo ANEEL.....	36
4.2.1. Modelo ANEEL para curvas de carga do tipo “flat”	36
4.2.2. Aplicação do modelo ANEEL com curvas de carga típicas.....	38
4.3. Modelo Baseado em Fluxo de Carga.....	43
4.3.1. Aplicação do modelo baseado em fluxo de carga com curvas de carga “flat”	43
4.3.2. Aplicação do modelo baseado em fluxo de carga com curvas de carga típicas	45
5. ANÁLISE DOS RESULTADOS	48
6. CONCLUSÕES	54
ANEXO A.....	56
REFERÊNCIAS	67

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Diagrama unifilar de um sistema elétrico de potência.....	15
Figura 2.1 - Comportamento da carga em função da variação de tensão.....	25
Figura 3.1 - Exemplo de classificação dos trechos da rede do SDMT em tronco ou ramal.....	28
Figura 3.2 - Diagrama unifilar para aplicação do método da soma de potências.....	32
Figura 4.1 - Diagrama unifilar do sistema exemplo.....	35
Figura 4.2 - Curva de Carga S1, S2, S3 e S4.....	36
Figura 4.3 - Curva de Carga S5, S6, S7 e S8.....	37
Figura 4.4 - Curva de Carga S1.....	39
Figura 4.5 - Curva de Carga S2.....	39
Figura 4.6 - Curva de Carga S3.....	40
Figura 4.7 - Curva de Carga S4.....	40
Figura 4.8 - Curva de Carga S5.....	41
Figura 4.9 - Curva de Carga S6.....	41
Figura 4.10 - Curva de Carga S7.....	42
Figura 4.11 - Curva de Carga S8.....	42
Figura 4.12 - Comportamento das perdas de potência ativa no sistema para curvas de carga “flat”.....	45
Figura 4.13 - Comportamento das perdas de potência ativa no sistema para curvas de carga típicas.....	47
Figura 5.1 - Comportamento das perdas de potência ativa no AL1 para curvas de carga “flat”.....	48
Figura 5.2 - Comportamento da tensão frente à variação no carregamento do sistema para curvas típicas e carga com potência constante.....	49
Figura 5.3 - Comportamento da tensão frente à variação no carregamento do sistema para curvas típicas e carga com corrente constante.....	50
Figura 5.4 - Comportamento da tensão frente à variação no carregamento do sistema para curvas típicas e carga com impedância constante.....	50
Figura 5.5 – Comportamento da tensão em relação ao tempo.....	51
Figura 5.6 – Curva de carga do sistema.....	52

LISTA DE QUADROS

Tabela 1.1 - Balanço Energético Nacional	12
Tabela 4.1 - Relação de condutores do sistema exemplo	35
Tabela 4.2 - Resultados do Modelo ANEEL – Curvas “flat”	38
Tabela 4.3 - Resultados do Modelo ANEEL – Curvas típicas	43
Tabela 4.4 - Perdas Ativas, em kW, a cada hora para o modelo baseado em fluxo de potência – Curvas “flat”	44
Tabela 4.5 - Dados obtidos a partir das curvas de perdas ativas do modelo baseado em fluxo de potência – Curvas “flat”	45
Tabela 4.6 - Perdas Ativas, em kW, a cada hora para o modelo baseado em fluxo de potência – Curvas típicas.	46
Tabela 4.7 - Dados obtidos a partir das curvas de perdas ativas do modelo baseado em fluxo de potência – Curvas típicas.	47
Tabela 5.1 - Fatores de carga e fatores de perdas para cada um dos casos simulados	51

LISTA DE ABREVIATURAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulado

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

COELBA – Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia

COPEL – Companhia Paranaense de Energia

CP – Coeficiente de Perdas

CV – Coeficiente de Variação

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

SDAT – Sistema de Distribuição em Alta Tensão

SDBT – Sistema de Distribuição em Baixa Tensão

SDMT – Sistema de Distribuição em Média Tensão

SE - Subestação

1. INTRODUÇÃO

1.1. Motivação

De acordo com a Tabela 1.1, 17,32% da energia elétrica gerada no Brasil é perdida entre a geração e o consumo, sendo que aproximadamente 70% desse valor é perdido nos sistemas de distribuição.

Tabela 1.1 - Balanço Energético Nacional

Fluxo	GWh
Produção	509.223
Centrais Elétricas de Serviço Público	445.519
Autoprodutores	63.704
Importação	35.906
Exportação	-1.257
Perdas	-88.211
Consumo Total	455.660
Consumo Final	445.660

Fonte: Adaptado (EPE, 2011).

O primeiro passo para reduzir as perdas no sistema elétrico é identificar em que pontos do sistema elétrico elas ocorrem e qual é o seu comportamento em função de variações de carga. Para tanto, é necessário uma base de dados detalhada e atualizada sobre a geração e o consumo de energia elétrica.

A identificação das perdas nos sistemas de transmissão é realizada com mais facilidade do que no sistema de distribuição, uma vez que as topologias das redes pertencentes ao sistema de transmissão são muito mais simples do que as topologias das redes pertencentes ao sistema de distribuição, o que permite uma modelagem mais precisa. Além disso, os diversos agentes envolvidos na transmissão de energia devem ser remunerados pela energia que transmitem ou pelo uso que os demais agentes fazem de seu sistema. Para tanto, são necessárias medições de faturamento nos pontos de conexão entre os agentes de geração, transmissão e distribuição, que constituem uma base de dados bastante confiável para a avaliação das perdas na transmissão.

Os sistemas de distribuição possuem redes com topologias bastante variadas, com diferentes arranjos e diferentes padrões de consumo de energia dependendo do tipo de consumidor conectado a essas redes, o que torna a modelagem dessas redes muito mais complexa do que a modelagem de redes de transmissão. Assim como os agentes de transmissão, as distribuidoras também são remuneradas pela energia que disponibilizam aos seus clientes ou pelo uso que eles fazem de seu sistema, o que exige que cada consumidor tenha um medidor de energia, fornecendo à distribuidora extensa base de dados. Entretanto, a não existência de pontos de medição ao longo das redes, associada à dificuldade de modelagem das mesmas e ao fato de que uma parcela significativa das perdas no sistema de distribuição não possui natureza técnica, sendo associada a ligações ilegais (furto e fraudes), falhas de medição e outros fatores, fazem com que a base de dados proveniente da medição de faturamento dos consumidores seja insuficiente para identificar de forma adequada a natureza e o comportamento das perdas nos sistemas de distribuição e analisar seu comportamento.

A ANEEL, através do PRODIST – Módulo 7 – Cálculo das Perdas na Distribuição, exige que as distribuidoras apresentem cálculos das perdas em seus sistemas. O modelo proposto pela ANEEL calcula as perdas por segmento de distribuição, conforme segue:

- As redes dos sistemas de distribuição são segmentadas segundo os níveis de tensão dos grupos SDAT (A1, A2 e A3), SDMT (A3a) e SDBT;
- As transformações são segmentadas conforme a relação de transformação (SDAT/SDAT, SDAT/SDMT, SDMT/SDMT e SDMT/SDBT);
- Finalmente, são apuradas as perdas nos segmentos ramal de ligação e medidor.

Fonte: (ANEEL, 2011a)

Nos segmentos de rede do SDAT, as perdas são apuradas a partir de dados dos sistemas de medição. Nos segmentos de rede do SDMT, as perdas são calculadas a partir da corrente média nos alimentadores, e nos segmentos de rede do SDBT, as perdas são calculadas a partir da corrente média nos circuitos de baixa tensão. Essas correntes são calculadas a partir da energia anual fornecida por cada alimentador e a partir da energia fornecida por cada circuito de baixa tensão em um determinado intervalo de tempo.

As perdas nos ramais de ligação são apuradas a partir corrente média por fase, obtida a partir da energia consumida pelas unidades consumidoras em um determinado período de tempo. Considera-se também a resistência média dos ramais de ligação, o número de

consumidores e a forma como eles são atendidos (ligação a 3 fases e 4 fios, 2 fases e 3 fios, etc.).

Nos transformadores, as perdas são baseadas nos valores normatizados pela ABNT para avaliação das perdas totais à carga nominal e a vazio.

Para o cálculo das perdas nos medidores, admite-se que medidores eletromecânicos possuem perda de 1 W (watt) por circuito de tensão, ao passo que medidores eletrônicos possuem perda de 0,5 W por circuito de tensão.

Observa-se que são desconsideradas dos cálculos de perdas nos segmentos de rede e nos ramais de ligação as variações de carga observadas por fatores sazonais (temperatura, condições de luminosidade, etc.), bem como os diferentes padrões de consumo de energia existentes em cada grupo de consumidores (residencial urbano, residencial rural, comercial, industrial, iluminação pública, etc.). O modelo de carga também não é levado em conta. Uma análise mais detalhada do modelo de cálculo de perdas proposto pela ANEEL será apresentada no próximo capítulo.

1.2. Objetivos

O presente trabalho tem por objetivo avaliar o comportamento das perdas técnicas ao longo dos segmentos de rede de média tensão do sistema de distribuição frente a diferentes condições de carga, tanto no que diz respeito ao nível de carga quanto no que diz respeito à natureza e modelo da carga. Para tanto, será definido um sistema genérico, com topologia simples, cujas perdas técnicas serão avaliadas para diversas situações de carga através do modelo proposto pela ANEEL e através de um modelo no qual as perdas são calculadas com base em dados provenientes do fluxo de carga. Ao final, os resultados obtidos na aplicação do modelo proposto pela ANEEL e nas simulações serão discutidos.

2. SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Os sistemas elétricos de potência devem fornecer energia elétrica aos usuários no instante em que a energia for solicitada. Para tanto, o sistema deve produzir energia elétrica e transportá-la até os consumidores. Uma vez que o armazenamento de grandes quantidades de energia ainda é economicamente inviável, o sistema deve possuir sistemas de controle de produção, de forma que a cada instante seja produzida a energia necessária para atender à demanda dos consumidores e às perdas do sistema.

Os sistemas elétricos de potência podem ser subdivididos em três grandes blocos:

- “Geração, que perfaz a função de converter alguma forma de energia em energia elétrica;
- Transmissão, que é responsável pelo transporte da energia elétrica dos centros de produção aos centros de consumo;
- Distribuição, que distribui a energia elétrica recebida do sistema de transmissão aos grandes, médios e pequenos consumidores”. (Kagan, 2005)

A Figura 2.1 ilustra através de um diagrama unifilar um sistema elétrico de potência com os blocos relacionados à geração, transmissão e distribuição.

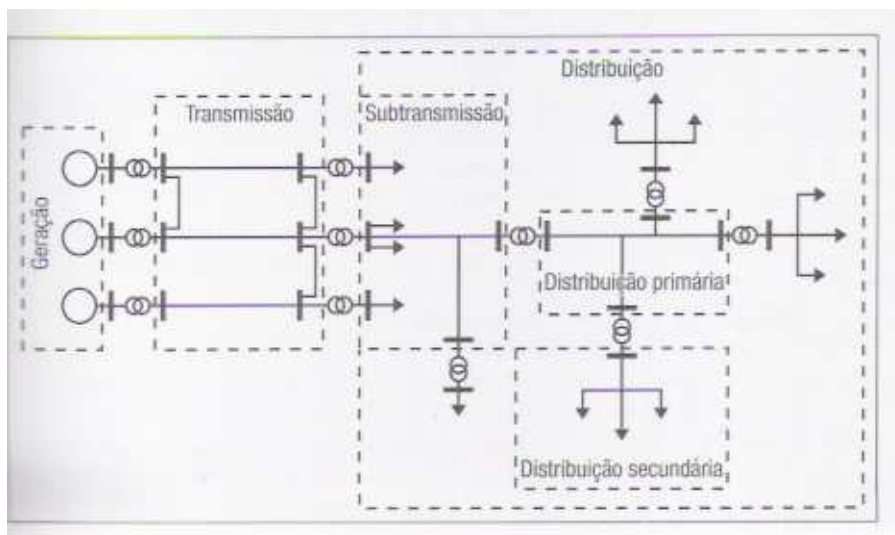


Figura 2.1 - Diagrama unifilar de um sistema elétrico de potência.

Fonte: (Kagan, 2005)

O sistema de distribuição tem como função receber energia elétrica com tensão em níveis de transmissão, rebaixar a tensão para níveis nos quais a energia elétrica possa ser utilizada

pelos consumidores e distribuir essa energia. De acordo com Kagan (2005), o sistema de distribuição pode ser analisado em cinco partes, apresentadas a seguir e ilustradas no diagrama unifilar apresentado na Figura 2.1.

- Sistema de Subtransmissão;
- Subestações de Distribuição;
- Sistema de Distribuição Primária;
- Estações Transformadoras;
- Redes de Distribuição Secundária.

No presente trabalho, serão analisadas apenas as perdas técnicas nos segmentos de rede do sistema de distribuição primária.

2.1.1. Estrutura do Sistema de Distribuição

- ***Sistema de Subtransmissão***

Essa parte do sistema tem a função transmitir a energia proveniente das subestações de subtransmissão para as subestações de distribuição e aos consumidores. Os níveis de tensão típicos do sistema de subtransmissão no Rio Grande do Sul são 138 kV e 69 kV. Os consumidores atendidos diretamente nesses níveis de tensão são geralmente grandes instalações industriais ou comerciais.

O sistema de subtransmissão pode operar em configuração radial ou em malha, sendo que para a operação em malha devem ser tomados alguns cuidados no que diz respeito a esquemas de controle e proteção do sistema.

- ***Subestações de Distribuição***

As subestações de distribuição são responsáveis pela transformação da tensão de subtransmissão para a tensão de distribuição primária, geralmente 23 kV ou 13,8 kV. São possíveis diversos arranjos para uma subestação de distribuição. A escolha do arranjo de cada subestação depende basicamente do nível de carga que ela deve atender, da importância da carga e do nível de confiabilidade que se deseja da instalação.

- ***Sistema de Distribuição Primária***

As redes de distribuição primária, ou de média tensão, partem das subestações de distribuição e apresentam, na maioria das vezes, configuração radial. Durante situações de contingências na rede, alimentadores de uma mesma subestação, ou de subestações diferentes, podem ser manobrados através de chaves de interligação (“*tie switch*”) para manter o atendimento aos consumidores. Nos sistemas de distribuição modernos pode ainda existir a possibilidade da presença de geração distribuída, a qual pode, em situações de emergência, atender parte ou a totalidade da carga, desde que atenda as condições de segurança e operação para operar ilhado, aumentando a confiabilidade do sistema.

As redes de média tensão atendem aos consumidores a ela conectados – normalmente consumidores industriais e conjuntos comerciais ou residenciais de médio porte – e às estações transformadoras dispostas ao longo do sistema de distribuição, responsáveis pelo suprimento da rede de baixa tensão. As redes de distribuição primária podem ser tanto aéreas quanto subterrâneas, sendo que por questões de custos, as redes aéreas são as mais utilizadas. As redes subterrâneas são mais utilizadas em áreas com grande densidade de carga onde há dificuldades estruturais ou paisagísticas para a construção de redes aéreas. Existe ainda a possibilidade de redes de distribuição com cabos protegidos (rede compacta), os quais aumentam a disponibilidade de fornecimento da rede, uma vez que eventos devido a toque de vegetação nas redes ficam minimizados. Esta solução, pelos benefícios que traz, apresenta-se economicamente viável em áreas com densamente cobertas por vegetação.

Assim como as subestações de distribuição, a configuração de uma rede de distribuição primária depende fundamentalmente do nível de carga, da localização, das características dos consumidores que ela deve atender e do nível de confiabilidade que se espera delas.

- ***Estações Transformadoras***

As estações transformadoras são compostas por transformadores que reduzem a tensão primária para a tensão de distribuição secundária, ou baixa tensão. Esses transformadores geralmente são trifásicos, com enrolamento primário em delta e enrolamento secundário em estrela aterrada. Também podem ser utilizados bancos de transformadores monofásicos, embora não seja uma solução muito utilizada, sendo restrita a algumas áreas de empresas de distribuição, como por exemplo, na cidade de São Paulo. No Brasil, os níveis de tensão secundária mais utilizados são 127/220 V e 220/380 V.

- ***Redes de Distribuição Secundária***

As redes de distribuição secundária são responsáveis por transmitir energia elétrica até a maior parte dos consumidores. Podem tanto ser radiais quanto em malha, dependendo do carregamento dos circuitos. Os ramais de entrada dos consumidores também fazem parte dos circuitos de baixa tensão.

2.1.2. Sistemas de distribuição no contexto brasileiro

A partir da reestruturação do Sistema Elétrico Brasileiro, iniciada em 1994, foi estabelecido um novo modelo institucional e foram definidos dois ambientes de contratação de energia elétrica, um deles regulado, denominado Ambiente de Contratação Regulado (ACR), e outro livre, denominado Ambiente de Contratação Livre (ACL). (Scarabelot, 2009)

O consumidor do ACR compra energia obrigatoriamente da distribuidora a qual está conectado, ao passo em que o consumidor do ACL pode comprar energia de qualquer agente de geração ou comercialização, pagando a distribuidora local apenas pelo uso de seu sistema, assumindo para si os riscos associados à compra de energia. Para os consumidores, a grande diferença entre os dois mercados é o preço pago pela energia. Enquanto o consumidor do ACR paga pela energia a tarifa determinada pelo agente de regulação (ANEEL), o consumidor do ACL pode negociar o preço da energia diretamente com os agentes geradores e comercializadores. Esse ambiente de competição faz com que o preço da energia tenda a ser menor no ACL do que no ACR.

A distribuidora é responsável pela compra junto aos agentes geradores e comercializadores da energia fornecida aos seus consumidores cativos, sendo dela os riscos associados a essa compra, devendo garantir a entrega de energia aos consumidores, sejam eles livres ou cativos. As atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica são definidas pelos Procedimentos de Distribuição - PRODIST (ANEEL, 2012), cujos principais objetivos são:

- a) “Garantir que os sistemas de distribuição operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade;*
- b) Propiciar o acesso aos sistemas de distribuição, assegurando tratamento não discriminatório entre agentes;*

- c) *Disciplinar os procedimentos técnicos para as atividades relacionadas ao planejamento da expansão, à operação dos sistemas de distribuição, à medição e à qualidade da energia elétrica;*
- d) *Estabelecer requisitos para os intercâmbios de informações entre os agentes setoriais;*
- e) *Assegurar o fluxo de informações adequadas à ANEEL e*
- f) *Disciplinar os requisitos técnicos na interface com a Rede Básica, complementando de forma harmônica os Procedimentos de Rede”. (ANEEL, 2012)*

2.1.3. Fatores típicos usados em Sistemas de Distribuição

Em sistemas de distribuição costuma-se utilizar fatores típicos para representar o comportamento do sistema em relação ao padrão da carga e da demanda e sua relação com as perdas. Os mais importantes, e que estão relacionados a este trabalho são (Kagan, 2005):

- Fator de demanda;
 - Fator de diversidade e Fator de coincidência;
 - Fator de utilização;
 - Fator de carga e
 - Fator de perdas.
-
- ***Fator de demanda***

“A demanda de uma instalação é a carga nos terminais receptores tomada em valor médio em um determinado intervalo de tempo” (Kagan,2005), sendo “*carga*” a aplicação que está sendo medida em termos de potência ativa, reativa ou aparente, ou ainda em termos de corrente elétrica. O período sobre o qual o valor médio da potência ou da corrente é medido é chamado “*intervalo de demanda*”. Fazendo o intervalo de demanda tender a zero, tem-se a “*demanda instantânea*”.

“A demanda máxima de uma instalação ou sistema é a maior de todas as demandas que ocorreram em um período especificado de tempo” (Kagan, 2005). É importante não confundir o período de tempo sobre o qual a demanda máxima é avaliada com o intervalo de demanda. O intervalo de demanda é da ordem de alguns minutos ou uma hora e o período de tempo no qual a demanda máxima é avaliada pode ser diário, semanal, mensal, anual, etc.

O fator de demanda de um sistema ou de parte dele é a razão entre a demanda máxima e a carga instalada desse sistema, ambas medidas na mesma grandeza, quer de corrente, quer de potência. A expressão matemática do fator de demanda é apresentada na Equação (2.1). O fator de demanda é adimensional e geralmente assume valores menores do que um, mas pode assumir valores maiores quando um elemento opera em sobrecarga.

$$f_{dem} = \frac{D_{máx}}{\sum_{i=1}^n D_{nom,i}} \quad (2.1)$$

Onde:

$D_{máx}$: demanda máxima do conjunto das “n” cargas, no intervalo de tempo considerado;

$D_{nom,i}$: potência nominal da carga i

- ***Fator de diversidade e Fator de coincidência***

A demanda máxima de um conjunto de cargas não é necessariamente igual a soma das demandas máximas de cada um dos elementos que compõem o conjunto de cargas em questão. Pensando em termos de um sistema de distribuição, isso quer dizer que a demanda máxima em um alimentador, por exemplo, não é igual a soma das demandas máximas de cada um dos consumidores conectados à esse alimentador. Isso se deve ao fato de que os consumidores possuem diferentes perfis de consumo.

Define-se “*demanda diversificada*” como a soma das demandas individuais das cargas em um dado instante (Kagan, 2005), conforme demonstrado na Equação (2.2).

$$D_{div}(t) = \sum_{i=1}^n D_i(t) \quad (2.2)$$

A “*demanda máxima diversificada*” corresponde ao instante em que ocorre a demanda máxima do conjunto de cargas em questão.

A partir disso, define-se o fator de diversidade como a razão entre o somatório das demandas máximas de cada carga dentro de um conjunto e a demanda máxima do conjunto, conforme a Equação (2.3).

$$f_{div} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{máx,i}}{D_{div,máx}} \quad (2.3)$$

Define-se ainda o fator de coincidência como o inverso do fator de diversidade, conforme a Equação (2.4).

$$f_{coinc} = \frac{1}{f_{div}} \quad (2.4)$$

- **Fator de utilização**

O fator de utilização de um sistema é a relação entre a demanda máxima desse sistema e a sua capacidade, em um dado período de tempo, sendo que ambas devem ser definidas em termos de corrente ou de demanda aparente. Sua expressão matemática é apresentada na Equação (2.5) (Kagan, 2005).

$$f_{util} = \frac{D_{máx}}{C_{sist}} \quad (2.5)$$

Onde:

$D_{máx}$: demanda máxima do sistema em um dado período;

C_{sist} : capacidade do sistema.

Assim como o fator de demanda, o fator de utilização geralmente assume valores menores do que um, a não ser em situações de sobrecarga. Entretanto, é importante destacar que enquanto o fator de demanda apresenta a percentual da potência instalada que está sendo utilizada, o fator de utilização expressa o percentual da capacidade do sistema que está sendo utilizada.

- **Fator de carga**

Define-se fator de carga de um sistema como a relação entre as demandas média e máxima desse sistema, em um dado período " τ " (Kagan, 2005). Formalmente, tem-se:

$$f_{carga} = \frac{D_{média}}{D_{máx}} = \frac{\int d(t)dt}{D_{máx} * \tau} \quad (2.6)$$

O fator de carga pode ser visto como uma medida do quanto a carga varia durante um período. Percebe-se que o fator de carga é sempre menor do que um, sendo que um fator de carga unitário corresponde a um sistema que opera com demanda constante durante o período " τ ".

- **Fator de perdas**

O fator de perdas é definido como a relação entre os valores médio e máximo da potência dissipada em perdas em um determinado intervalo de tempo, conforme apresentado na Equação (2.7) (Kagan, 2005).

$$f_{perdas} = \frac{p_{média}}{p_{máx}} = \frac{\int p(t)dt}{p_{máx} * \tau} \quad (2.7)$$

Valores mais elevados do fator de perdas indicam menor variação das perdas ao longo do intervalo considerado pela curva de perdas. No limite, quando o fator de perdas for igual a 1, observa-se perda constante, uma vez que o valor médio das perdas é igual ao valor máximo. Da mesma forma, fatores de perdas baixos indicam que as perdas apresentam maior variação dentro do intervalo. Quando o fator de perdas for igual a zero, toda a perda observada ao longo de um período se dá em um único instante.

Uma vez que as perdas em um sistema trifásico simétrico e equilibrado são dadas pelo produto da resistência dos condutores pelo quadrado da corrente elétrica que circula nesses condutores e que a corrente ao longo de uma rede é proporcional à demanda, pode-se afirmar que as perdas são proporcionais ao quadrado da demanda (Kagan, 2005), ou seja, existe uma relação entre as perdas e a carga de um sistema de distribuição.

Segundo Gonen (1986), “em geral, o fator de perdas não pode ser determinado a partir do fator de carga”, de forma que é necessário estabelecer algum tipo de relação entre esses dois fatores. No entanto, essa relação é “específica para cada situação, e sua aplicação para outros casos é uma aproximação” (Queiroz, 2010). A equação mais usual que relaciona os fatores de perdas e de demanda foi proposta em 1928, por Buller e Woodrow (Buller e Woodrow, 1928) é apresentada na Equação (2.8).

$$f_{perdas} = kf_{carga} + (1 - k)f_{carga}^2 \quad (2.8)$$

O coeficiente “k” da Equação (1.8) está compreendido entre 0 e 1, o que significa dizer que o fator de perdas varia entre f_{carga}^2 e f_{carga} , conforme a Equação (2.9)

$$f_{carga}^2 < f_{perdas} < f_{carga} \quad (2.9)$$

Há grande variação entre os valores sugeridos para o coeficiente “k” na literatura. Cada um dos valores sugeridos é obtido com base em diferentes estudos com diferentes curvas de

carga. O uso de qualquer valor não é interessante sem que antes se faça uma comparação entre as curvas de carga (Queiroz, 2010).

2.1.4. Classificação da carga conectada a um sistema de distribuição

Cada equipamento elétrico possui uma forma construtiva e um princípio físico de funcionamento, de forma que a potência absorvida por cada tipo de equipamento pode variar em função da tensão a ele aplicada, de forma que a corrente demandada pelos equipamentos não pode ser determinada sem o conhecimento da tensão (Kersting, 2006).

Os principais modelos para representação das cargas elétricas são cargas de potência constante, de corrente constante e de impedância constante no que diz respeito à tensão aplicada. As cargas reais conectadas a um sistema de distribuição são modeladas como composições desses três modelos. Cada um desses modelos será analisado a seguir.

- ***Cargas de potência constante em relação à tensão aplicada***

Esse tipo de modelo de carga mantém sempre as mesmas injeções de potência ativa e reativa, independentemente do nível de tensão aplicada. Os motores de indução constituem um exemplo de carga com essa característica. A potência elétrica deve ser igual à potência mecânica exigida pela carga aplicada em seu eixo mais as perdas elétricas e mecânicas do motor, para qualquer nível de tensão.

Conforme a Equação (2.10), a corrente absorvida por cargas dessa natureza é inversamente proporcional à tensão aplicada.

$$I = \frac{\bar{S}^*}{\bar{V}^*} = \frac{S}{V} \left| \frac{-\varphi}{-\theta} \right| = \frac{S}{V} \left| \theta - \varphi \right| \quad (2.10)$$

- ***Cargas de corrente constante em relação à tensão aplicada***

São classificadas dessa forma as cargas nas quais a intensidade da corrente e a defasagem angular entre a tensão e a corrente permanecem constantes quando o valor da tensão varia. Alguns exemplos desse tipo de carga são os fornos a arco, lâmpadas fluorescentes compactas e lâmpadas de vapor de mercúrio.

Quando um equipamento dessa natureza é alimentado com sua tensão nominal (V_N), ele absorve uma potência S_N , de forma que a corrente pode ser determinada através da Equação (2.11).

$$I = \frac{\overline{S_N^*}}{\overline{V_N^*}} = \frac{S_N \angle -\varphi}{V_N \angle -\theta} = \frac{S_N}{V_N} \angle \theta - \varphi = I_N \angle \theta - \varphi \quad (2.11)$$

Para um valor de tensão diferente do nominal $V \angle \theta_1$, o módulo da corrente ($I_N = \frac{S_N}{V_N}$) e a defasagem angular entre a corrente e a tensão aplicada (φ) permanecerão constantes, e a potência absorvida pela carga é determinada pelas Equações (2.12) e (2.13).

$$S = \dot{V} I_N^* = V \angle \theta_1 I_N \angle -(\theta_1 - \varphi) = V I_N \angle \varphi = V \frac{S_N}{V_N} \angle \varphi \quad (2.12)$$

$$\overline{S} = \frac{V}{V_N} \overline{S_N} \quad (2.13)$$

A Equação (1.13) mostra que a potência absorvida pela carga de corrente constante varia proporcionalmente com a tensão aplicada, em um comportamento aproximadamente linear.

- ***Cargas de impedância constante em relação à tensão aplicada***

A impedância desse tipo de carga permanece constante frente à variações na tensão aplicada. Capacitores, equipamentos de aquecimentos resistivos e iluminação incandescente são alguns exemplos de cargas desse tipo. Assim como nos equipamentos de corrente constante, a impedância de equipamentos com impedância constante é determinada a partir da condição nominal do equipamento. A potência absorvida pela carga quando esta é alimentada por sua tensão nominal é apresentada na Equação (2.14).

$$\overline{S_N} = S_N \angle \varphi = P_N + jQ_N \quad (2.14)$$

A impedância é determinada através da Equação (2.15).

$$\overline{Z} = \frac{V_N^2}{\overline{S_N^*}} = \frac{V_N^2}{S_N} \angle \varphi \quad (2.15)$$

Para valores de tensão diferentes do nominal aplicados ao equipamento, a potência absorvida será dada pela Equação (2.16).

$$\bar{S} = \dot{V}i^* = \dot{V} \frac{\dot{V}^*}{Z^*} = \frac{V^2}{\frac{V_N^2}{\bar{S}_N}} = \left(\frac{V}{V_N}\right)^2 \bar{S}_N \quad (2.16)$$

A Equação (2.16) mostra que a potência absorvida pela carga de impedância constante varia com o quadrado da tensão aplicada, apresentando um comportamento não linear.

A Figura 2.2 apresenta um gráfico com o comportamento qualitativo de variação da carga em função da variação da tensão em torno da tensão nominal, conforme apresentado anteriormente.

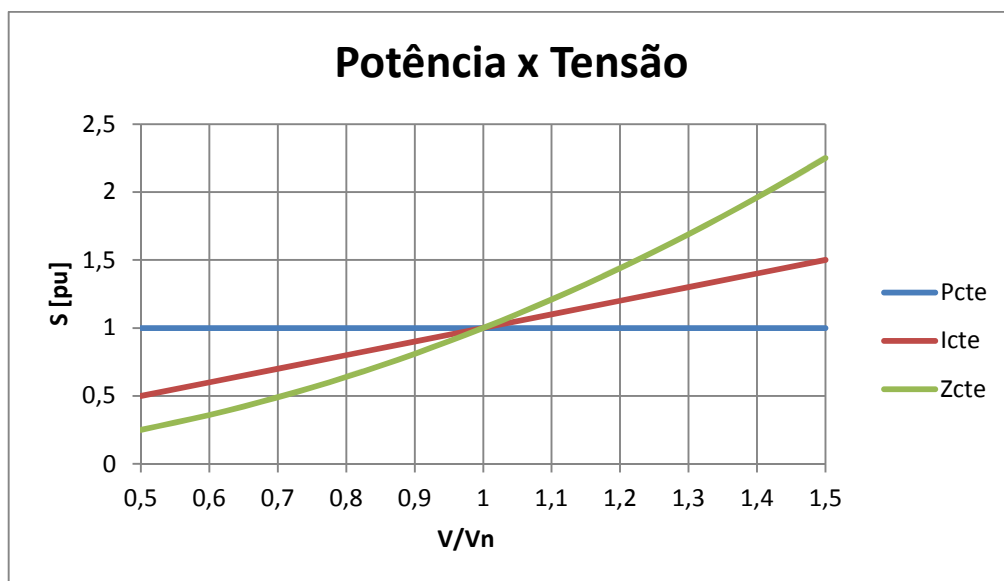


Figura 2.2 - Comportamento da carga em função da variação de tensão.

3. MODELOS DE CÁLCULO DE PERDAS

3.1. Modelo ANEEL

Através do Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição – do PRODIST (ANEEL, 2011a), a ANEEL estabelece a metodologia e os procedimentos que devem ser adotados pelas distribuidoras de energia na obtenção dos dados e na apuração das perdas de seus respectivos sistemas de energia elétrica, bem como define indicadores para a avaliação das perdas apuradas.

É importante ressaltar que o modelo em questão se preocupa apenas com as perdas ativas, motivo pelo qual é considerada apenas a resistência dos condutores que compõem as redes de distribuição.

Para o cálculo das perdas técnicas, os sistemas de distribuição são divididos em segmentos de rede, transformadores, ramais de ligação e medidores. As redes dos sistemas de distribuição são divididas conforme os níveis de tensão dos grupos do sistema de distribuição de alta tensão (SDAT – níveis A1, A2 e A3), do sistema de distribuição de média tensão (SDMT – níveis A3a e A4) e do sistema de distribuição de baixa tensão (SDBT). Os transformadores são segmentados conforme a relação de transformação executada por eles (SDAT/SDAT, SDAT/SDMT, SDMT/SDMT e SDMT/SDBT).

O presente trabalho tem como objetivo analisar as perdas nos segmentos de rede do SDMT, de forma que a metodologia adotada pela ANEEL será analisada apenas nos pontos que dizem respeito a esses segmentos de rede.

As perdas de potência de e energia nas redes do SDAT são apuradas a partir dos dados dos sistemas de medição. Para os demais segmentos de rede, a metodologia consiste na determinação das perdas de potência e a posterior determinação das perdas de energia, através da aplicação do Coeficiente de Perdas (CP).

Nos segmentos do SDBT as perdas são calculadas a partir de redes com topologias típicas com base a demanda média dos alimentadores/circuitos.

Os segmentos de rede do SDMT possuem suas perdas de potência calculadas com base em um modelo de regressão linear múltipla, exceto para casos em que as *“características das redes diferem dos padrões de rede típicos considerados no desenvolvimento do referido*

modelo” (ANEEL, 2011a). Para a determinação do modelo, foram utilizados dados de 155 alimentadores da COPEL e 48 alimentadores da COELBA. Do total de 203 alimentadores, 151 foram utilizados na elaboração do modelo e os 52 restantes compuseram um conjunto de testes do modelo. As curvas de carga utilizadas na elaboração do modelo foram obtidas em campanha de medição da COELBA durante ciclo de revisão tarifária.

A análise de regressão é uma técnica de análise de dependência entre um conjunto de dados, que permite ao pesquisador avaliar o grau de relação entre as variáveis dependentes e independentes (Queiroz, 2010), sendo a regressão linear o método mais simples e mais utilizado. É um método paramétrico, ou seja, que utiliza informações sobre a forma de relacionamento dos dados, que tem como pressuposto a relação linear entre os dados de entrada (variáveis independentes) e de saída (variáveis dependentes).

O modelo de regressão linear múltipla adotado para a apuração das perdas nos segmentos de rede do SDMT é descrito no Anexo II da Nota Técnica 0014/2011 da ANEEL (ANEEL, 2011b). A validação do modelo foi realizada através da comparação dos resultados obtidos pelo modelo de regressão linear com as perdas de energia obtidas através de fluxo de carga.

Devido às diferentes realidades de cada distribuidora e da não uniformidade dos dados disponibilizados pelas mesmas, buscou-se um modelo que apresentasse precisão aceitável com um mínimo de informações possíveis. *“A precisão não é uma variável a ser maximizada, mas apenas uma restrição importante para o modelo”* (ANEEL, 2011b). Após estudos das informações das redes de distribuição de média tensão, foram selecionadas as seguintes variáveis de entrada:

- Corrente média (I), obtida a partir do somatório do consumo medido dos consumidores ligados ao alimentador avaliado;
- Comprimento do Condutor Tronco (CT), definido como *“o trecho do alimentador que parte da subestação até o ponto mais próximo desta onde a maior corrente a jusante é menor ou igual à maior corrente de qualquer ramal a montante”* (ANEEL, 2011b);
- Resistência do Condutor Tronco (RT);
- Comprimento do Condutor Ramal (CR), definido como *“trechos arborescentes do alimentador, de seção constante, que partem do tronco”* (ANEEL, 2011b).

A corrente média no alimentador é obtida a partir da Equação (3.1).

$$I = \frac{E^{SDMT}}{\sqrt{3} V_L \cos\phi 8,76} [A] \quad (3.1)$$

Onde:

I : corrente média no alimentador [A];

E^{SDMT} : energia fornecida [MWh/ano]

V_L : tensão nominal de linha do alimentador [kV];

$\cos\phi$: fator de potência, estabelecido em 0,92.

O valor 8,76 é referente ao número de horas em um ano (8760 horas), e serve para o cálculo da corrente (em Ampère) a partir de um dado de Energia por ano (em MWh/ano)

Um exemplo da classificação de um trecho de rede como tronco ou como ramal é apresentado na Figura 3.1, na qual os trechos assinalados em vermelho são classificados como tronco e os trechos assinalados em verde são classificados como ramais.

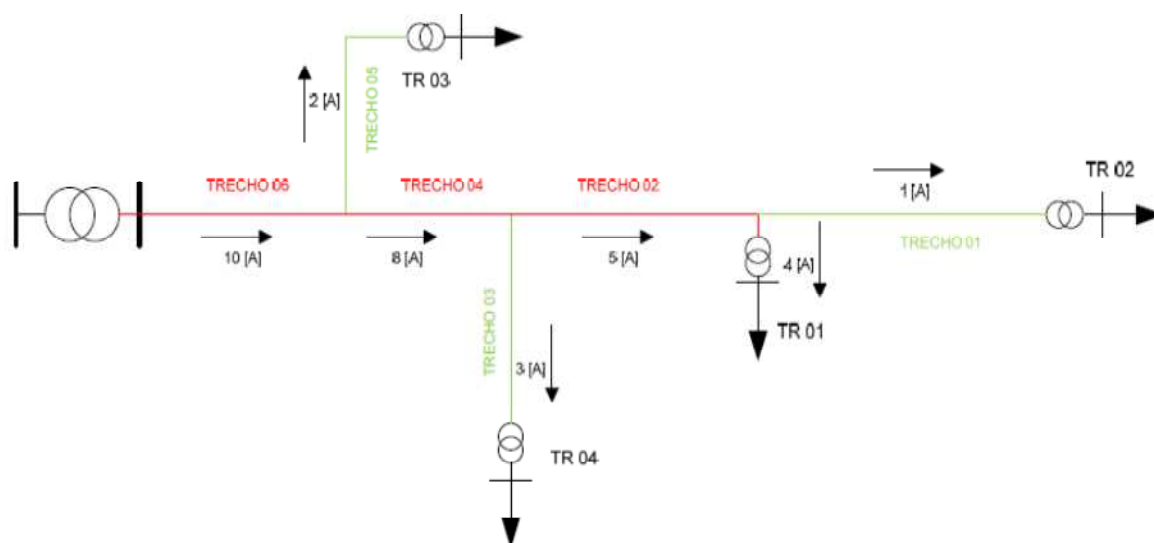


Figura 3.1 - Exemplo de classificação dos trechos da rede do SDMT em tronco ou ramal.

Fonte: (ANEEL, 2011b)

O Trecho 6 é classificado como tronco, uma vez que não há bifurcações na saída da SE. A seguir, define-se o Trecho 4 como tronco, uma vez que a corrente que circula por ele é maior do que a corrente que circula no Trecho 5. De forma análoga, o Trecho 2 também é classificado como tronco, uma vez que a corrente que circula nesse trecho é maior do que as correntes que circulam nos Trechos 3 e 5. Os Trechos 1, 3 e 5 são classificados como ramais,

uma vez que existe trecho a montante deles com uma corrente maior do que a que circula neles.

Definidas as variáveis de entrada, procede-se com o modelo de regressão linear múltipla, que pode ser descrito conforme a Equação (3.2).

$$y = \beta_0 + \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \beta_3 x_3 + \dots + \beta_k x_k + u \quad (3.2)$$

Na Equação (3.2), β_0 é o intercepto, u é o erro populacional, β_1 é o parâmetro associado à variável x_1 , β_2 é o parâmetro associado à variável x_2 , e assim por diante. Para a determinação dos parâmetros, são feitas as seguintes hipóteses:

- O modelo deve ser linear nos parâmetros $\beta_0, \beta_1, \dots, \beta_k$ mesmo que a variável dependente e as variáveis independentes sejam funções arbitrárias, como por exemplo, logaritmos naturais e os quadrados;
- A amostragem de dados da população deve ser aleatória;
- O erro populacional u tem valor esperado igual a zero, dados quaisquer valores de variáveis independentes;
- Não há colinearidade perfeita entre as variáveis independentes e nenhuma dessas variáveis é constante. A colinearidade perfeita ocorre quando uma variável é combinação linear exata de outras variáveis.

O modelo de regressão linear múltipla proposto é apresentado na Equação (3.3). Tal modelo foi obtido após diversos testes de formas funcionais para a sua composição, sendo que o modelo apresentado é o que apresentou melhor ajuste. Apesar das transformações nas variáveis dependentes e independentes, a linearidade dos parâmetros é mantida (ANEEL, 2011b).

$$\ln(FC) = \beta_0 + \beta_1 \ln(CR) + \beta_2 \ln(CT) + \beta_3 \ln(RT) + \beta_4 \ln(I) \quad (3.3)$$

A equação final do modelo de regressão linear múltipla de perda de potência para a demanda média no SDMT (Δp^{SDMT}) sobre as variáveis independentes *Corrente Média*, *Comprimento do Tronco*, *Comprimento do Ramal* e *Resistência do Tronco* é apresentada na Equação (3.4).

$$\Delta p^{SDMT} = 0,00095 \exp(-6,34 + 1,82 \ln(I) + 0,77 \ln(CT) + 0,39 \ln(RT) + 0,16 \ln(CR)) [MW] \quad (3.4)$$

Por conta da transformação logarítmica pela qual passaram as variáveis independentes, o modelo apresenta resultado indefinido nos casos onde o comprimento do ramal é nulo, de forma que “a condição de contorno proposta para esse caso é atribuir pelo menos 10% do comprimento total para o comprimento do ramal” (ANEEL, 2011b).

As perdas técnicas de energia nas redes do SDMT estão relacionadas à curva de carga de em cada uma das redes que compõem o SDMT. Para determinar as perdas de energia a partir das perdas de potência, determinadas para a carga média, utiliza-se o CP, que representa “a perda média de potência sobre a perda de potência para a demanda média” (ANEEL, 2011a). O coeficiente de perdas é expresso em função do coeficiente de variação (CV) da curva de carga, conforme a Equação (3.5).

$$CP = CV^2 + 1 \quad (3.5)$$

O CV é igual à razão entre o desvio-padrão da curva de carga (σ) e a carga média (μ), conforme a Equação (3.6).

$$CV = \frac{\sigma}{\mu} \quad (3.6)$$

A perda de potência média é calculada conforme a Equação (3.7).

$$\Delta p_{MÉDIA}^{SDMT} = \Delta p^{SDMT} CP \quad (3.7)$$

A expressão para as perdas técnicas de energia é apresentada na Equação (3.8).

$$\Delta E^{SDMT} = \sum_{i=1}^N \Delta p_i^{SDMT} CP_{SDMT} \Delta T \text{ [MWh]} \quad (3.8)$$

Ao final, são considerados “perdas adicionais de 5% sobre o montante de perdas técnicas totais, excluindo-se as perdas apuradas por medição, devido às perdas técnicas produzidas por efeito corona em conexões, sistemas supervisórios, relés fotoelétricos, capacitores, transformadores de corrente e de potencial e por fugas de correntes em isoladores e pára-raios” (ANEEL, 2011a).

3.2. Modelo baseado em fluxo de carga

Outra possibilidade para avaliação de perdas é utilizar os dados provenientes do fluxo de carga de um sistema, que fornecem a corrente em cada segmento da rede e a tensão em cada barra. Dentre os diversos métodos de cálculo de fluxo de potência existentes, aquele que “*apresenta melhores resultados em termos de precisão dos resultados para redes de distribuição radiais é o método da Soma das Potências*” (Falcão, 2008). Esse método, apresentado a seguir, é detalhado por Falcão (Falcão, 2008) para ramos compostos apenas por uma impedância série.

O método da soma de potências é um método iterativo, composto pelas seguintes etapas:

- Cálculo das potências equivalentes em cada barra, no sentido das barras terminais para a barra fonte;
- Cálculo das tensões nodais em cada barra, no sentido da barra fonte para as barras terminais (a tensão da barra fonte é conhecida) e
- Verificação da convergência: módulo da diferença entre as tensões em iterações sucessivas menor do que a tolerância especificada. Na primeira iteração, considera-se que as perdas são nulas.

O cálculo das potências equivalentes em cada barra “*k*” é realizado através das equações (3.9) e (3.10).

$$P_k^{eq} = P_k + \sum P_j + \sum PL_{kj} \quad (3.9)$$

$$Q_k^{eq} = Q_k + \sum Q_j + \sum QL_{kj} + Q_k^{sh} \quad (3.10)$$

Onde, na Equação (3.9):

P_k^{eq} é a potência ativa equivalente na barra “*k*”;

P_k é a carga ativa na barra “*k*”;

$\sum P_j$ é o somatório das potências equivalentes das barras “*j*” diretamente conectadas após a barra “*k*” e

$\sum PL_{kj}$ é o somatório das perdas ativas nos ramos conectados entre a barra “*k*” e as barras “*j*”.

E na Equação (3.10):

Q_k^{eq} é a potência reativa equivalente na barra “k”;

Q_k é a carga reativa na barra “k”;

$\sum Q_j$ é o somatório das potências reativas equivalentes das barras “j” diretamente conectadas após a barra “k”;

$\sum QL_{kj}$ é o somatório das perdas reativas nos ramos conectados entre a barra “k” e as barras “j” e

Q_k^{sh} é a potência reativa “shunt” injetada na barra “k”.

O cálculo da tensão nodal em cada barra “k” é realizado considerando a Figura 3.2.

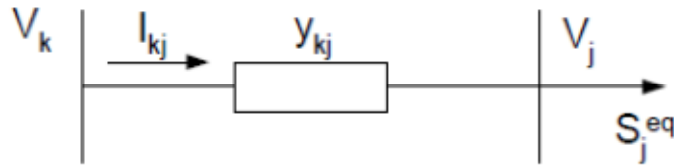


Figura 3.2: Diagrama unifilar para aplicação do método da soma de potências.

A potência aparente equivalente na barra “j” (S_j^{eq}) é expressa na Equação (3.11).

$$S_j^{eq} = P_j^{eq} + jQ_j^{eq} = -V_j I_{jk}^* \quad (3.11)$$

Onde:

V_j é a tensão na barra “j” e

I_{jk} é a corrente que flui entre as barras “k” e “j”.

A corrente que flui entre as barras “k” e “j” (I_{jk}) é expressa na Equação (3.12).

$$I_{jk} = y_{jk}(V_j - V_k) \quad (3.12)$$

Onde:

y_{jk} é a admitância do segmento de rede que conecta as barras “k” e “j”.

Substituindo a Equação (3.12) na Equação (3.11), chega-se à Equação (3.13).

$$S_j^{eq} = -V_j [y_{jk}(V_j - V_k)]^* \quad (3.13)$$

Separando as partes real e imaginária, isolando-se os termos em *seno* e *coseno* e aplicando-se a relação trigonométrica $sen^2 + cos^2 = 1$, chega-se à Equação (3.14).

$$A|V_j|^4 + B|V_j|^2 + C = 0 \quad (3.14)$$

Os coeficientes “A”, “B” e “C” da Equação (3.14) são apresentados nas Equações (3.15), (3.16) e (3.17), respectivamente.

$$A = |y_{jk}|^2 \quad (3.15)$$

$$B = 2(P_j^{eq} g_{jk} - Q_j^{eq} b_{jk}) - y_{jk}^2 |V_k|^2 \quad (3.16)$$

$$C = (S_j^{eq})^2 \quad (3.17)$$

Onde:

g_{jk} é a parte real da admitância do segmento de rede que conecta as barras “k” e “j” e

b_{jk} é a parte imaginária da admitância do segmento de rede que conecta as barras “k” e “j”.

O módulo da tensão a barra “j” é obtido pela solução da Equação (3.14). A fase da tensão a barra “j” é obtida através da Equação (3.18).

$$\theta_j = \theta_k + \phi_{kj} + \tan^{-1} \left(\frac{Q_j^{eq} - b_{jk} |V_j|^2}{P_j^{eq} + g_{jk} |V_j|^2} \right) \quad (3.18)$$

A partir da corrente em cada segmento da rede, as perdas nos segmentos são calculadas através da Equação (3.18).

$$p_i = 3 R_i I_i^2 \quad (3.18)$$

Onde:

p_i representa as perdas de potência ativa no segmento “i”;

R_i é a resistência dos condutores do segmento i ;

I_i é a corrente de linha no segmento i .

Apesar de o fluxo de carga disponibilizar informações acerca do fluxo de potência reativa, o presente modelo é utilizado apenas para o cálculo das perdas ativas, de forma que, assim como no modelo proposto pela ANEEL, apenas a resistência dos condutores será considerada.

As perdas ativas nos trechos de rede do SDMT (p_{sist}) a cada instante são calculadas através do somatório das perdas nos segmentos e rede pertencentes ao sistema, conforme a Equação (3.20).

$$p_{sist} = \sum_{i=1}^N p_i = \sum_{i=1}^N R_i I_i^2 \quad (3.20)$$

Uma vez que o cálculo das perdas por fluxo de potência permite calcular as perdas nos segmentos de rede a cada instante, é possível avaliar o comportamento das perdas ao longo do período da curva de carga, de forma a construir uma curva de perdas, ao contrário do modelo ANEEL, que fornece apenas uma estimativa das perdas de potência para a carga média, de potência média e de energia. Outra vantagem do uso do fluxo de carga para o cálculo das perdas é a possibilidade de identificar os trechos do sistema que apresentam maiores perdas.

A grande desvantagem de um modelo desse tipo é o fato de que é necessário obter informações precisas sobre todo o sistema.

4. APLICAÇÃO DOS MODELOS

4.1. Sistema Exemplo

Na presente Seção, as perdas técnicas nos segmentos de rede do SDMT em um sistema exemplo serão calculadas segundo os dois modelos expostos no Capítulo 3 para duas condições de carga. A primeira com curvas de carga “flat”, ou seja, com curvas de carga constantes ou com apenas dois níveis de carga (ponta e fora de ponta), e a segunda com curvas de carga típicas. A topologia do sistema exemplo, no qual será aplicado o modelo em questão, é apresentada na Figura 4.1.

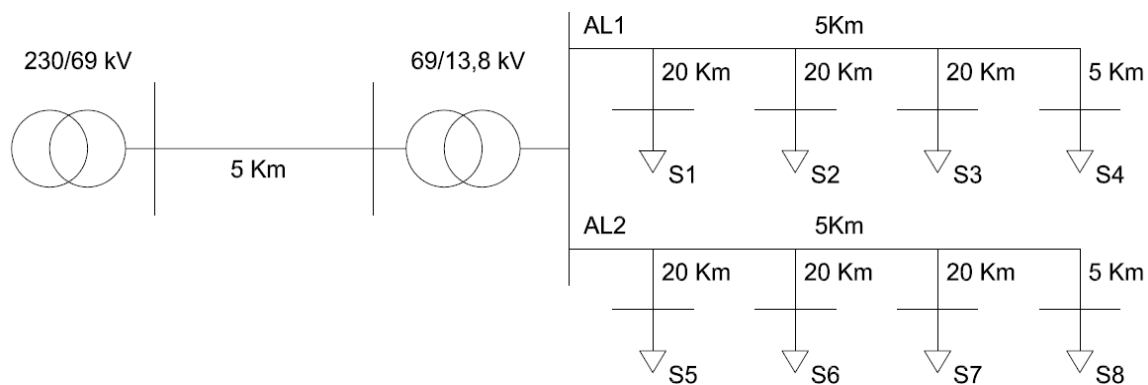


Figura 4.1 - Diagrama unifilar do sistema exemplo.

O sistema exemplo apresenta uma subestação de distribuição com dois alimentadores (AL1 e AL2) com nível de tensão de 13,8 kV, cada um alimentando quatro cargas distintas. A subestação de distribuição é alimentada pelo sistema de subtransmissão através de uma rede de 69 kV, que por sua vez é alimentada por uma subestação conectada ao sistema de transmissão com tensão de 230 kV. O comprimento de cada trecho da rede é especificado na Figura 3.1 e a relação dos condutores utilizados e de suas resistências é apresentada na Tabela 4.1. Os comprimentos dos trechos de rede do sistema exemplo foram escolhidos de forma que os parâmetros para aplicação do modelo ANEEL fossem próximos à média dos parâmetros dos alimentadores utilizados pela ANEEL como base para determinar o seu modelo.

Tabela 4.1 - Relação de condutores do sistema exemplo

Condutor	Resistência [ohm/Km]
Tronco	0,122
Ramais	0,377

4.2. Modelo ANEEL

O modelo proposto pela ANEEL será aplicado duas vezes, uma para curvas de carga tipo “flat” e outra para curvas de carga típicas. Serão obtidos o fator de carga, as perdas de potência média e as perdas de energia por ano. Para a determinação das perdas de energia por ano, considera-se que as curvas de carga diárias aplicadas são as mesmas para os 365 dias do ano.

4.2.1. Modelo ANEEL para curvas de carga do tipo “flat”

A curva de carga diária das cargas S1, S2, S3, S4, são apresentadas na Figura 4.2 e a curva de carga diária das cargas S5, S6, S7 e S8 são apresentadas na Figura 4.3. As curvas de carga do AL1 (S1, S2, S3 e S4) apresentam o mesmo nível de carga para todo o seu intervalo e as curvas de carga do AL2 (S5, S6, S7 e S8) apresentam dois valores ao longo do seu intervalo, um relativo ao horário de ponta e outro relativo ao horário fora de ponta. Em ambos os casos, as cargas possuem fator de potência constante igual a 0,92. Observe, que por problemas de escala, o valor constante de potência reativa está na base inferior do gráfico e o valor constante de potência ativa está na parte superior do gráfico.

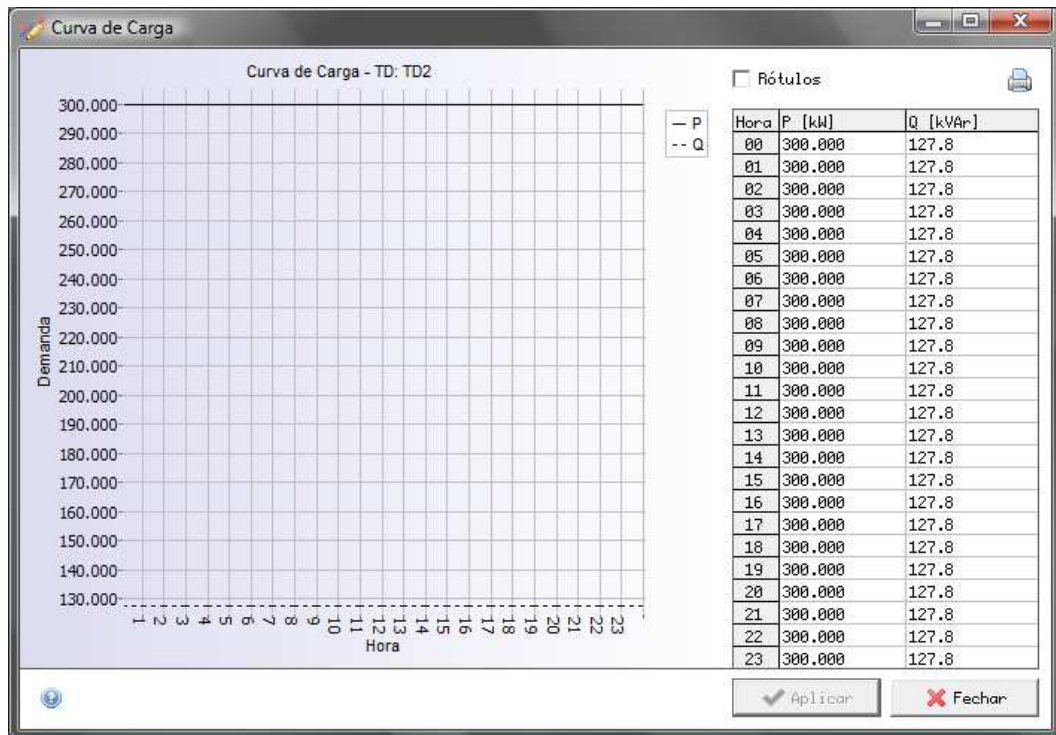


Figura 4.2 - Curva de Carga S1, S2, S3 e S4.

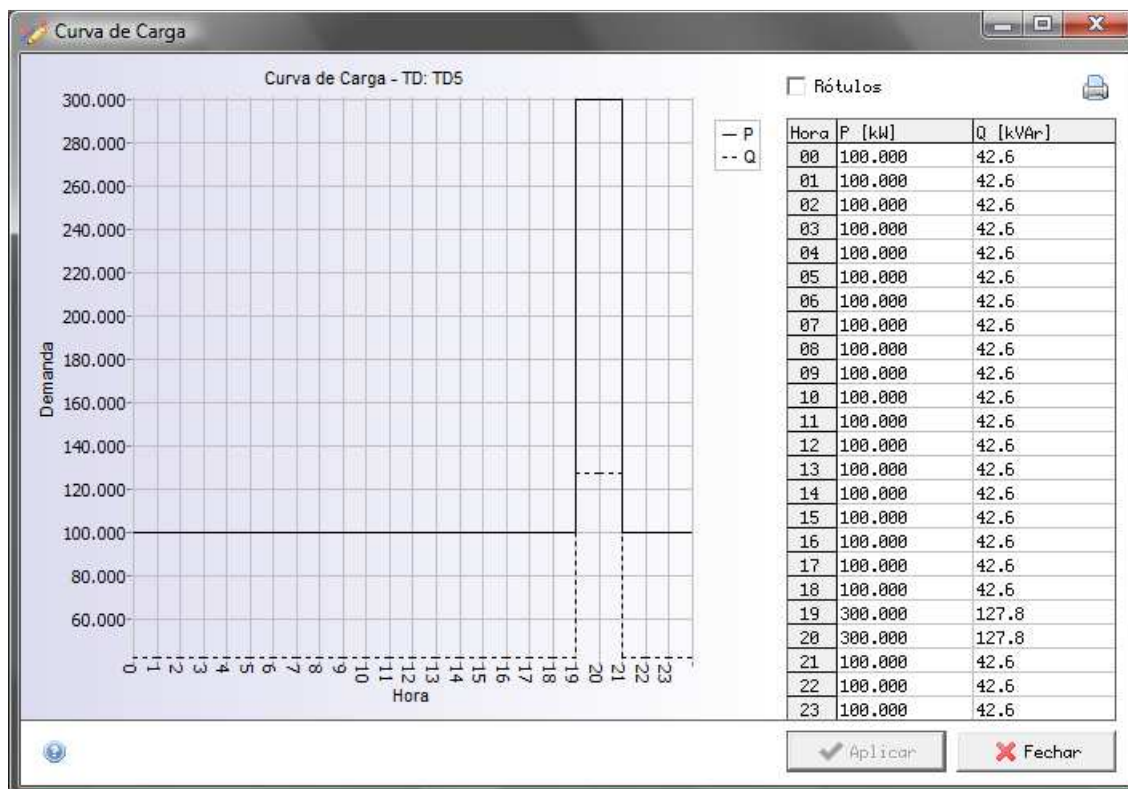


Figura 4.2 - Curva de Carga S5, S6, S7 e S8.

As perdas de potência para a demanda média em cada um dos alimentadores é calculada aplicando a Equação (3.4), rerepresentada abaixo. Para tanto, é necessário determinar os parâmetros de entrada, que são o comprimento do tronco dos alimentadores, o comprimento dos ramais dos alimentadores, a resistência do condutor tronco e a corrente média em cada alimentador.

$$\Delta p^{SDMT} = 0,00095 \exp(-6,34 + 1,82 \ln(I) + 0,77 \ln(CT) + 0,39 \ln(RT) + 0,16 \ln(CR)) [MW] \quad (3.4)$$

O comprimento do tronco (CT) de cada alimentador é de 10 Km, conforme a definição exposta na seção anterior. O comprimento dos ramais (CR) de cada alimentador, de acordo com a mesma definição é de 60 Km. Os alimentadores possuem topologias idênticas, a fim de facilitar comparações entre ambos. A resistência dos condutores (RT) foi apresentada na Tabela 3.1 e a corrente média em cada alimentador é calculada a partir da energia fornecida pelo alimentador em um ano, ou seja, é igual à energia demandada pelas cargas.

O cálculo da corrente média de cada alimentador, apresentado na Equação (2.1), bem como a aplicação da Equação (3.4), foram realizados através de um código Matlab, apresentado no Anexo A.

As Equações (3.7) e (3.8), reapresentadas abaixo, para cálculo da perda média de potência e da perda de energia em um alimentador, respectivamente também são aplicadas no código apresentado no Anexo A.

$$\Delta p_{MÉDIA}^{SDMT} = \Delta p^{SDMT} * CP \quad (3.7)$$

$$\Delta E^{SDMT} = \sum_{i=1}^N \Delta p_i^{SDMT} CP_{SDMT} \Delta T [MWh] \quad (3.8)$$

Os resultados obtidos utilizando o modelo utilizado pela ANEEL para curvas do tipo “flat” são apresentados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Resultados do Modelo ANEEL – Curvas “flat”

Fator de Carga	0,694
Perda de potência média [kW]	15,550
Perda de energia [MWh/ano]	136,217

4.2.2. Aplicação do modelo ANEEL com curvas de carga típicas

O procedimento aplicado na seção anterior é repetido, agora com curvas de carga típicas. As curvas de carga das cargas S1, S2, S3, S4, S5, S6, S7 e S8 são apresentadas a seguir, nas Figuras 4.4, 4.5, 4.6, 4.7, 4.8, 4.9, 4.10 e 4.11, respectivamente.

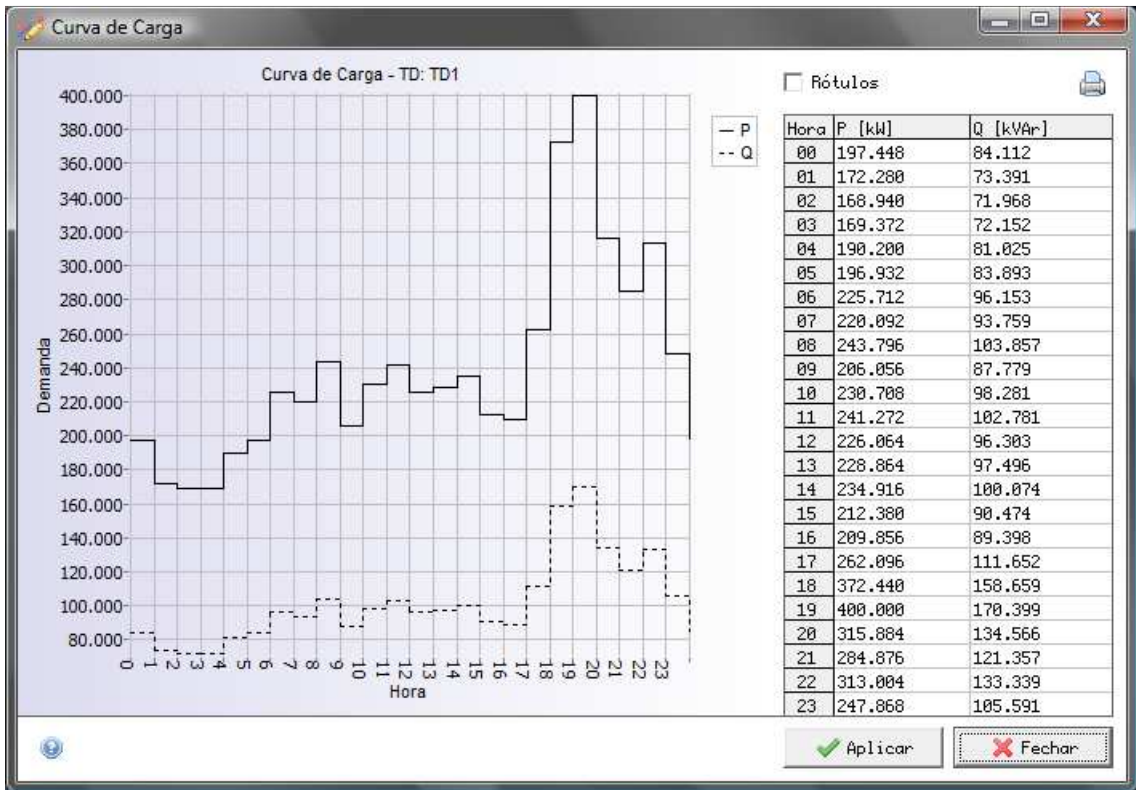


Figura 4.3 - Curva de Carga S1.

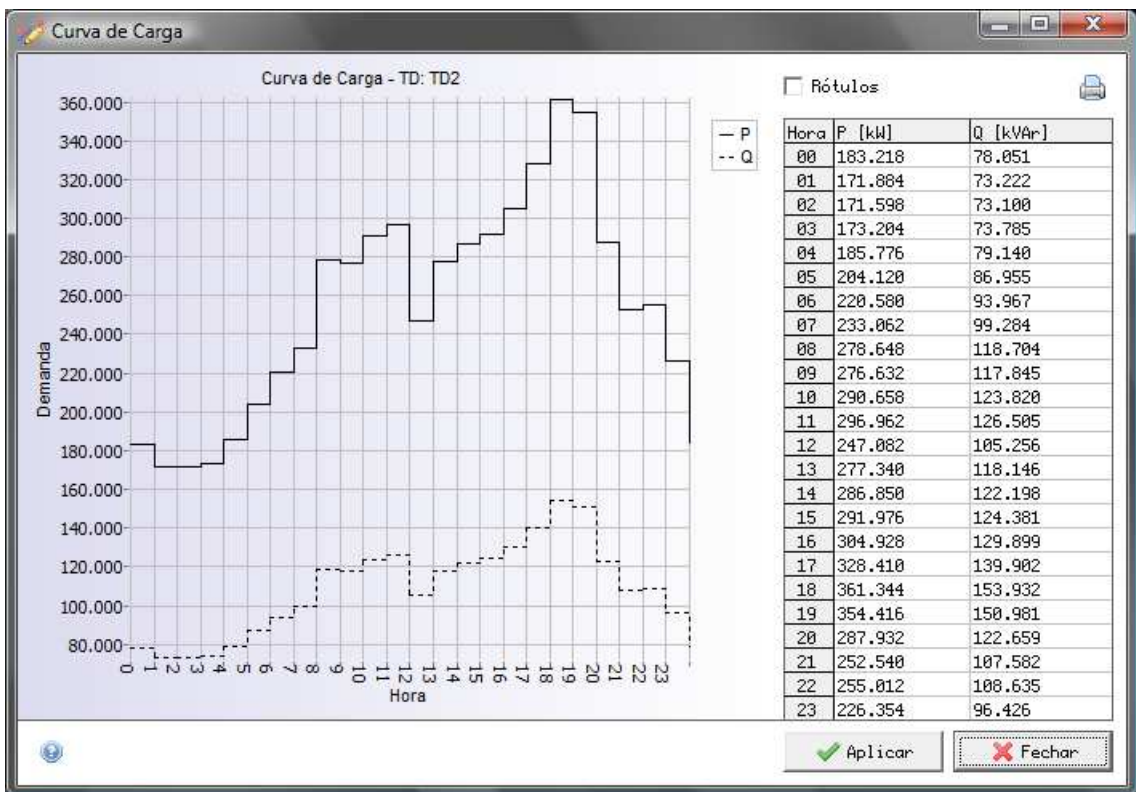


Figura 4.4 - Curva de Carga S2.

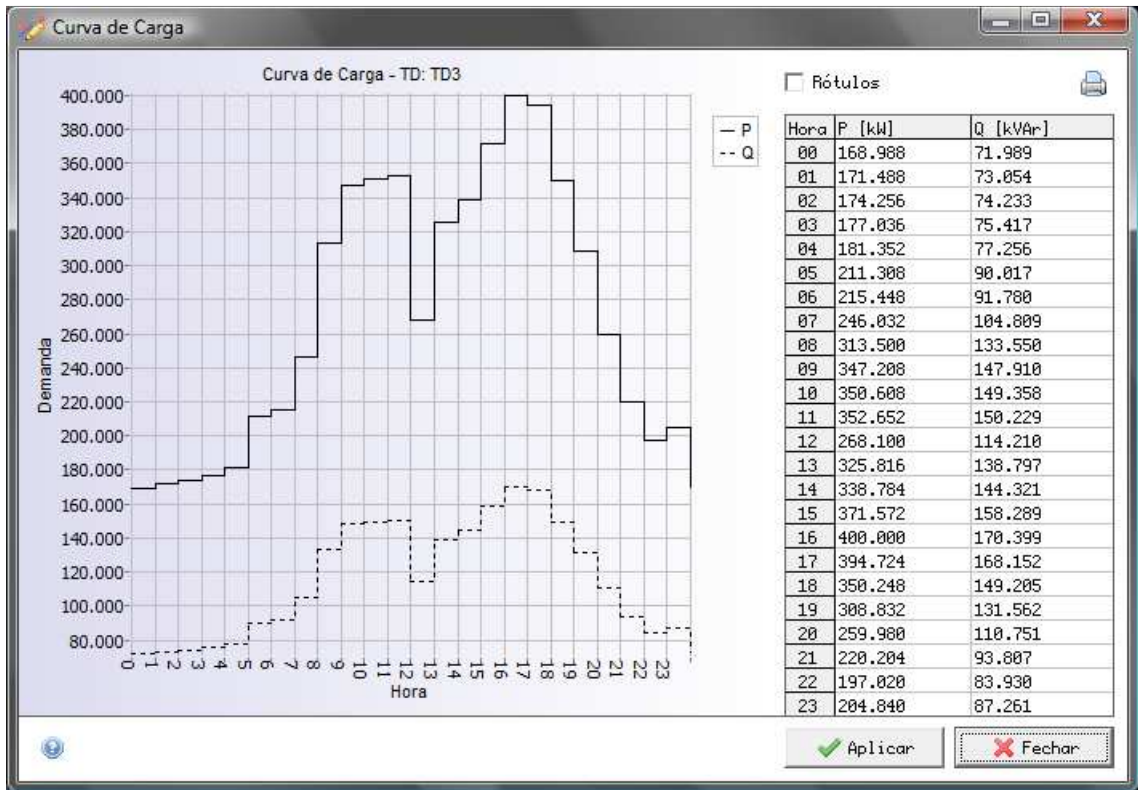


Figura 4.5 - Curva de Carga S3.

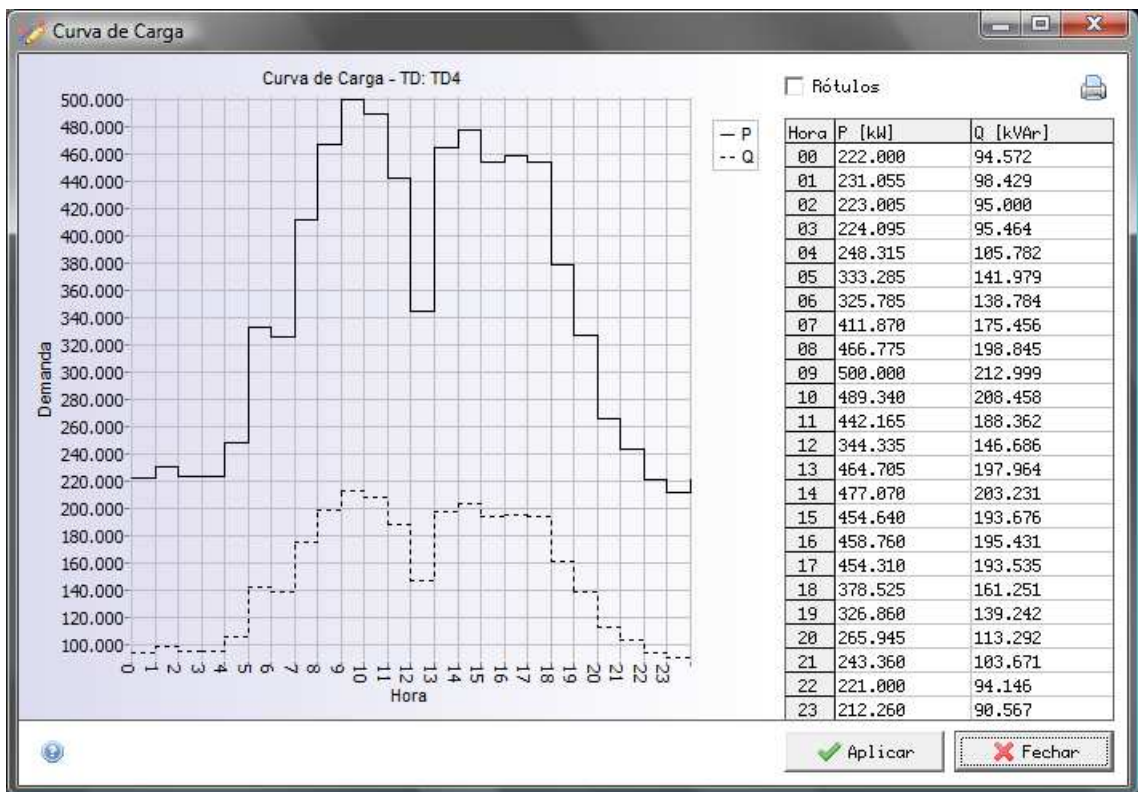


Figura 4.6 - Curva de Carga S4.

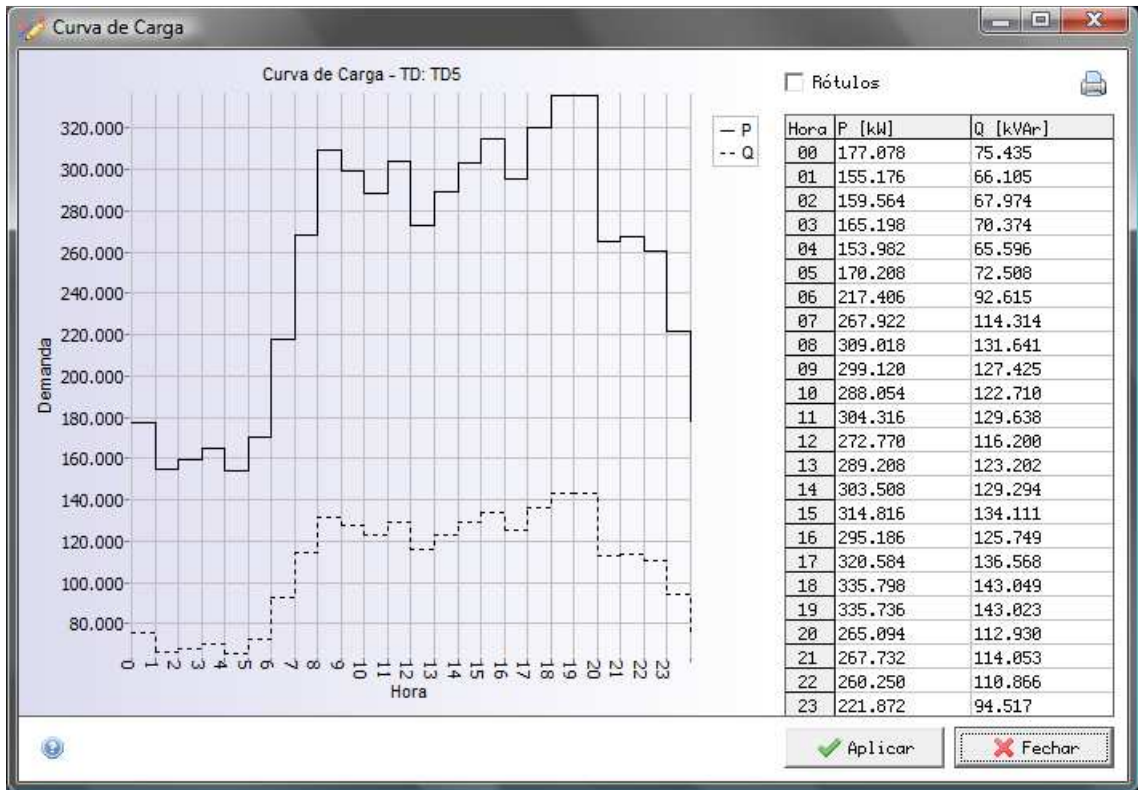


Figura 4.7 - Curva de Carga S5.

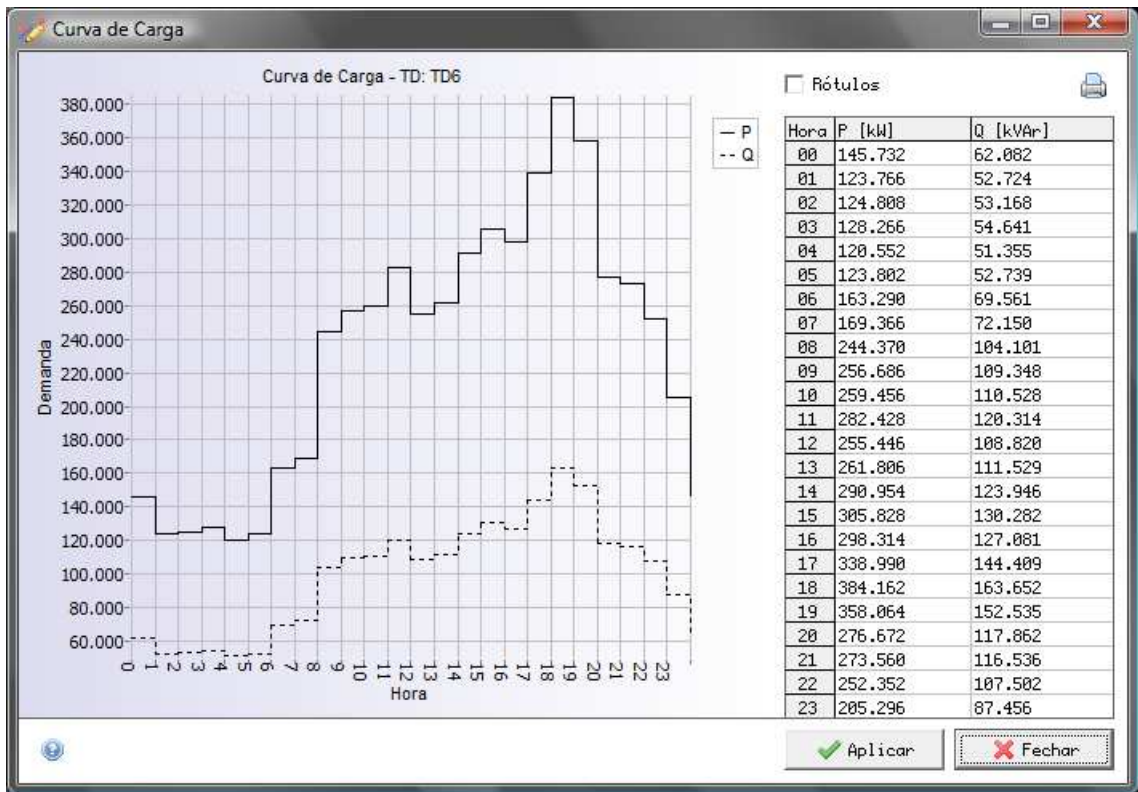


Figura 4.8 - Curva de Carga S6.

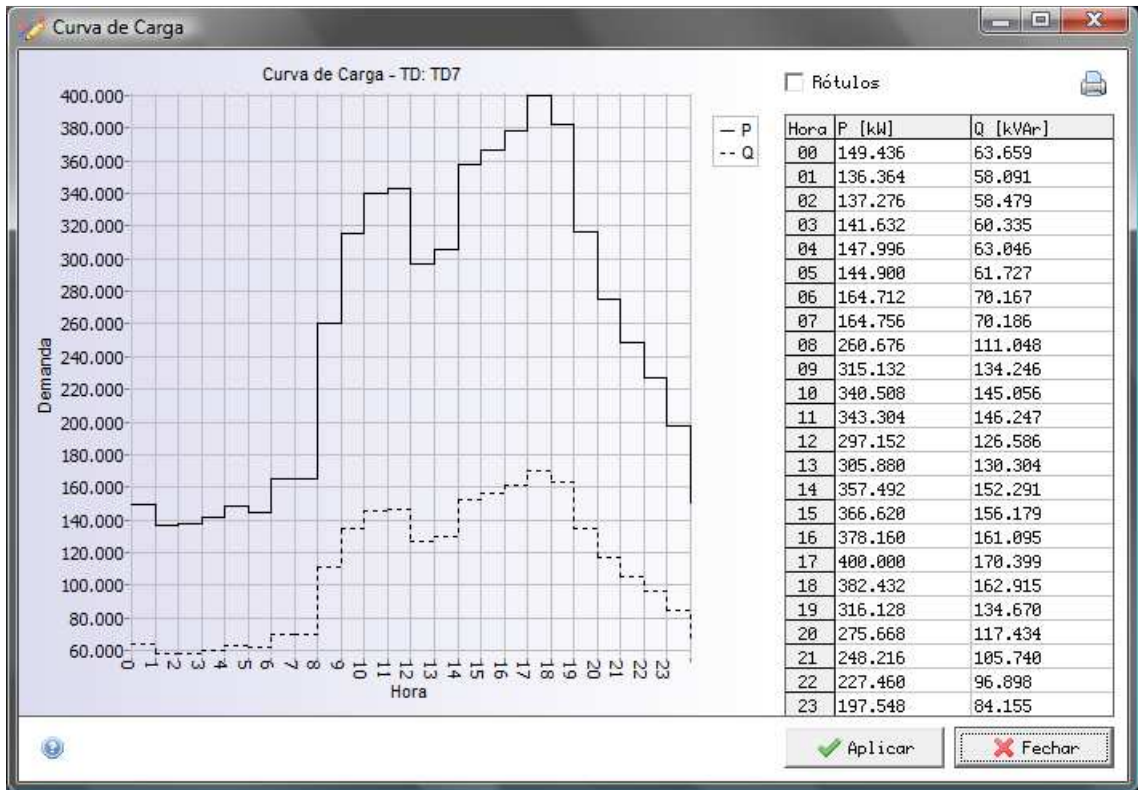


Figura 4.9 - Curva de Carga S7.

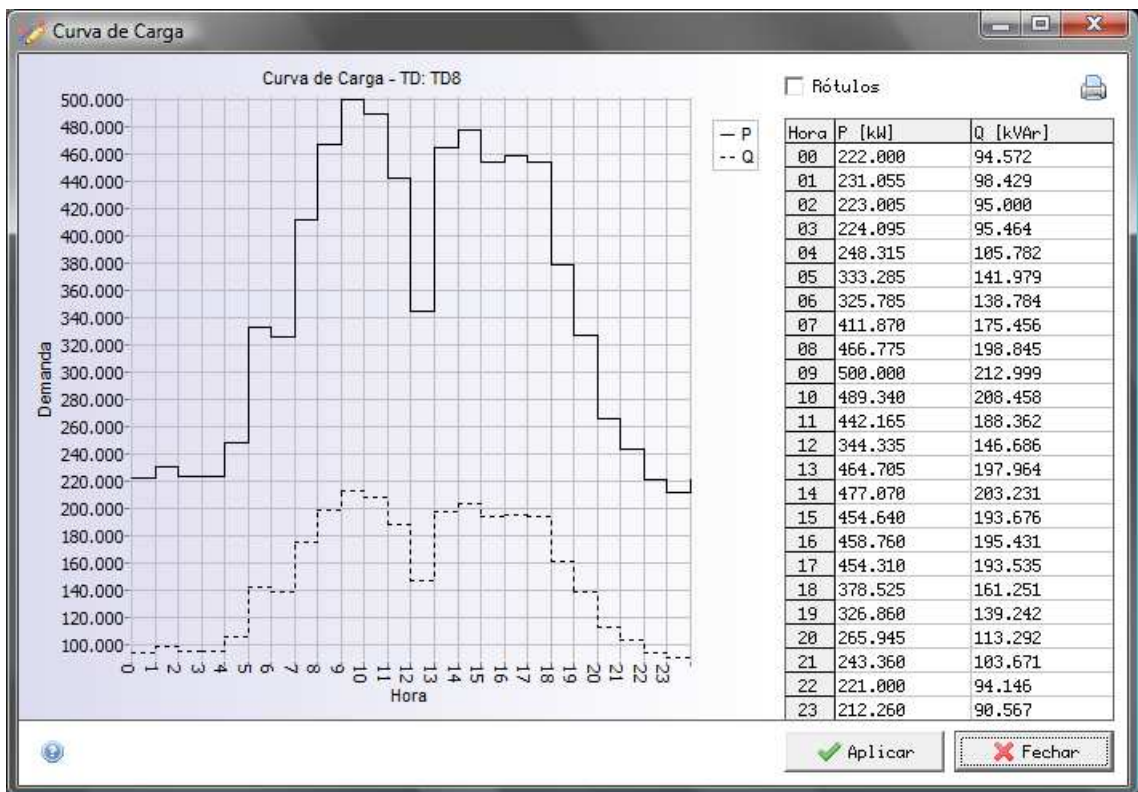


Figura 4.10 - Curva de Carga S8.

Os resultados da aplicação do modelo ANEEL para as curvas de carga ilustradas nas Figuras anteriores são apresentados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Resultados do Modelo ANEEL – Curvas típicas

Fator de Carga	0,740
Perda de potência média [kW]	23,558
Perda de energia [MWh/ano]	206,365

4.3. Modelo Baseado em Fluxo de Carga

O sistema apresentado na Seção 4.1 terá suas perdas em segmentos de rede de média tensão avaliadas com base nas correntes determinadas através do fluxo de carga, para as mesmas curvas de carga a partir das quais foram avaliadas as perdas através da metodologia ANEEL. Porém, serão realizadas três simulações para cada curva de carga, uma para cada tipo de carga (potência constante, corrente constante ou impedância constante), de forma que serão realizadas três simulações para as curvas de carga do tipo “*flat*” e três simulações para as curvas de carga típicas. Para rodar o fluxo de carga, foi utilizado o software “PSL-DMS Sistema de Apoio ao Planejamento e à Operação de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica” (Powersyslab Engenharia e Sistemas Ltda, 2012). Considera-se um sistema trifásico equilibrado.

Para efeito de comparação entre os dois modelos, calcular-se-á o fator de carga, a perda de potência média, a perda de potência máxima, o fator de perdas e a perda de energia em um ano para cada situação. A perda de energia no sistema é obtida através da integração das curvas de perda de potência em função do tempo, de forma a obter a perda de energia diária. A perda de energia anual é obtida pela multiplicação da perda de energia diária por 365 dias. Assim como foi feito na aplicação do modelo ANEEL, considera-se que o sistema apresenta a mesma curva de carga todos os dias do ano.

Por se tratar de um modelo baseado nos dados de fluxo de carga, também serão obtidos dados de tensão e de corrente do sistema, que serão utilizados para observar o comportamento das perdas.

4.3.1. Aplicação do modelo baseado em fluxo de carga com curvas de carga

“*flat*”

A Tabela 4.4 apresenta os valores das perdas de potência ativa obtidas a cada instante para os três modelos de carga considerados e curvas de carga “*flat*”. Esses dados são plotados na Figura 4.12, formando as curvas de perdas do sistema para os três tipos de carga.

Tabela 4.4 - Perdas Ativas, em kW, a cada hora para o modelo baseado em fluxo de potência – Curvas “flat”

Hora	P cte	I cte	Z cte
0	19,391	17,738	16,338
1	19,391	17,738	16,338
2	19,391	17,738	16,338
3	19,391	17,738	16,338
4	19,391	17,738	16,338
5	19,391	17,738	16,338
6	19,391	17,738	16,338
7	19,391	17,738	16,338
8	19,391	17,738	16,338
9	19,391	17,738	16,338
10	19,391	17,738	16,338
11	19,391	17,738	16,338
12	19,391	17,738	16,338
13	19,391	17,738	16,338
14	19,391	17,738	16,338
15	19,391	17,738	16,338
16	19,391	17,738	16,338
17	19,391	17,738	16,338
18	19,391	17,738	16,338
19	35,945	31,925	28,670
20	35,945	31,925	28,670
21	19,391	17,738	16,338
22	19,391	17,738	16,338
23	19,391	17,738	16,338

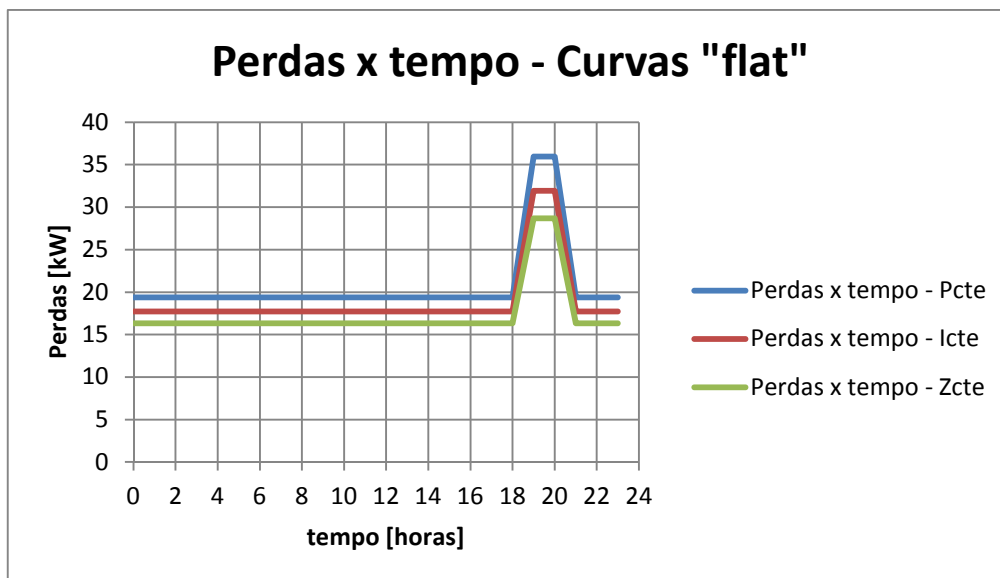


Figura 4.11 - Comportamento das perdas de potência ativa no sistema para curvas de carga “flat”.

A Tabela 4.5 apresenta os dados obtidos a partir de cada uma das curvas de perdas apresentadas na Tabela 4.4 e na Figura 4.12.

Tabela 4.5 - Dados obtidos a partir das curvas de perdas ativas do modelo baseado em fluxo de potência – Curvas “flat”.

	P constante	I constante	Z constante
Fator de Carga	0,694	0,694	0,694
Perda de potência média [kW]	20,771	18,920	17,366
Perda de potência máxima [kW]	35,945	31,925	28,670
Fator de Perdas	0,578	0,593	0,606
Perda de energia [MWh/ano]	181,952	165,737	152,124

4.3.2. Aplicação do modelo baseado em fluxo de carga com curvas de carga típicas

A Tabela 4.6 apresenta os valores das perdas de potência ativa a cada instante, obtidos para os três modelos de carga considerados e curvas de carga típicas. Esses dados são plotados na Figura 4.13, formando as curvas de perdas ativas do sistema para os três tipos de carga.

Tabela 4.6 - Perdas Ativas, em kW, a cada hora para o modelo baseado em fluxo de potência – Curvas típicas.

Hora	P constante	I constante	Z constante
0	12,169	11,321	10,624
1	10,608	9,935	9,359
2	10,570	9,883	9,300
3	10,913	10,203	9,614
4	11,989	11,173	10,483
5	15,719	14,489	13,453
6	18,945	17,339	16,023
7	24,374	22,033	20,154
8	37,594	33,161	29,675
9	41,686	36,461	32,455
10	43,438	37,890	33,700
11	43,595	38,050	33,830
12	30,059	26,908	24,324
13	38,804	34,460	30,785
14	44,869	39,031	34,698
15	46,488	40,369	35,815
16	48,219	41,698	36,866
17	54,234	46,576	40,973
18	56,519	48,471	42,573
19	49,113	42,649	37,758
20	31,363	28,021	25,371
21	26,283	23,710	21,634
22	24,610	22,275	20,379
23	18,460	16,961	15,659

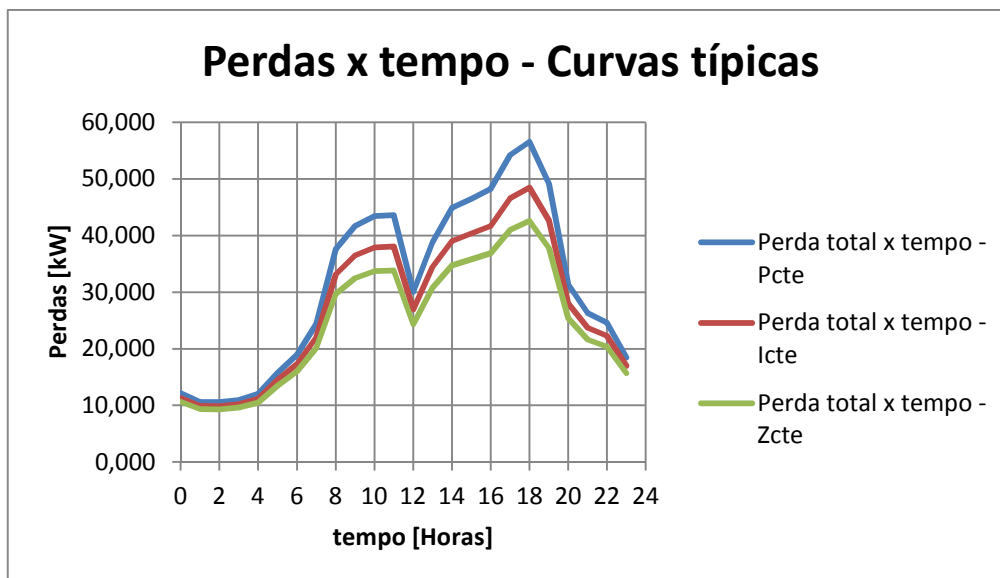


Figura 4.12 - Comportamento das perdas de potência ativa no sistema para curvas de carga típicas.

A Tabela 4.7 apresenta os dados obtidos a partir de cada uma das curvas de perdas apresentadas na Tabela 4.6 e na Figura 4.13.

Tabela 4.7 - Dados obtidos a partir das curvas de perdas ativas do modelo baseado em fluxo de potência – Curvas típicas.

	P constante	I constante	Z constante
Fator de Carga	0,740	0,740	0,740
Perda de potência média [kW]	31,276	27,628	24,813
Perda de potência máxima [kW]	56,519	48,471	42,573
Fator de Perdas	0,553	0,570	0,583
Perda de energia [MWh/ano]	273,974	242,019	217,358

5. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Para cargas com potência constante, a corrente demandada pela carga é inversamente proporcional à variação da tensão. Já a corrente em cargas com impedância constante é proporcional à variação de tensão e a corrente em cargas de corrente constante, como o próprio nome diz, não apresenta variação frente a alterações no nível de tensão. Essa análise do comportamento da corrente em função da tensão é válida para situações em que a carga não varia e é exemplificada na Figura 5.1, que mostra as perdas ativas no AL1 do sistema exemplo em função do tempo para as curvas “flat”, obtidas através do modelo de fluxo de carga.

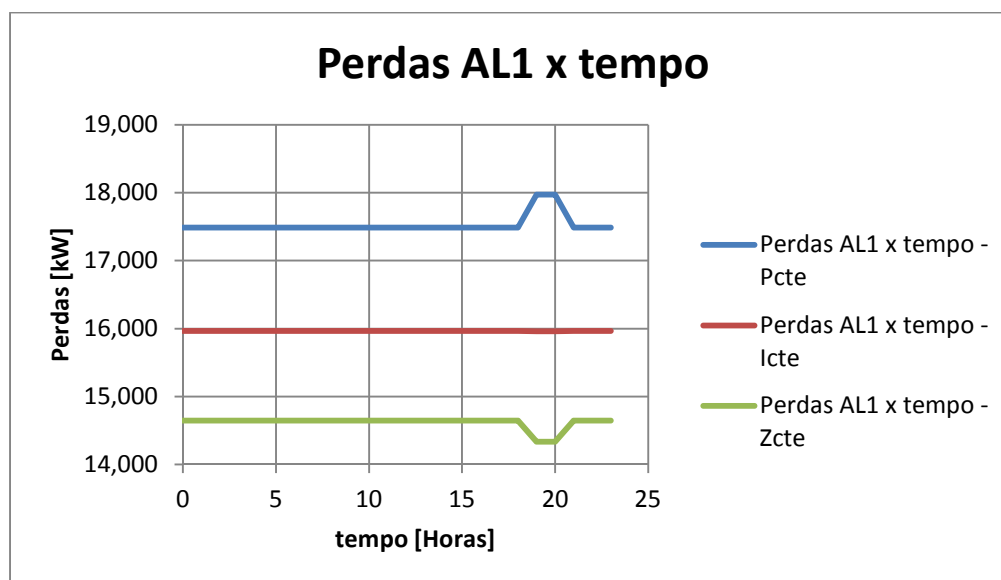


Figura 5.1 - Comportamento das perdas de potência ativa no AL1 para curvas de carga “flat”.

Na simulação com as curvas “flat”, o AL1 apresenta carga constante ao longo do tempo, de forma que o pico de consumo do sistema decorre da variação da carga no AL2. Nos períodos de maior carga no sistema, o nível de tensão é menor. Conforme exposto, essa variação nos níveis de tensão provoca diferentes efeitos na corrente demandada, e por consequência nos níveis de perdas, de acordo com o tipo de carga. As diferentes respostas dos níveis de perda frente às variações da tensão provocam o distanciamento verificado entre as curvas de perdas no AL1 nos momentos de maior carregamento do sistema. Esse comportamento também pode ser observado na análise da Figura 4.13, na qual se observa que nos períodos de maior carregamento, e por consequência de menor nível de tensão no sistema, as curvas de perdas ativas para os três casos considerados tendem a se afastar, devido aos

diferentes efeitos da variação da tensão sobre as perdas ativas, conforme o tipo de carga conectada ao sistema.

O comportamento da tensão em relação à variação no carregamento mencionado no parágrafo anterior – queda da tensão nos momentos de maior carregamento – é demonstrado nas Figuras 5.2, 5.3 e 5.4, que mostram a variação da tensão no sistema frente às variações do nível de carga para os casos de carga com potência constante (Figura 5.2), corrente constante (Figura 5.3) e impedância constante (Figura 5.4), e 5.5, que mostra a variação da tensão em relação ao tempo para os três casos simulados.

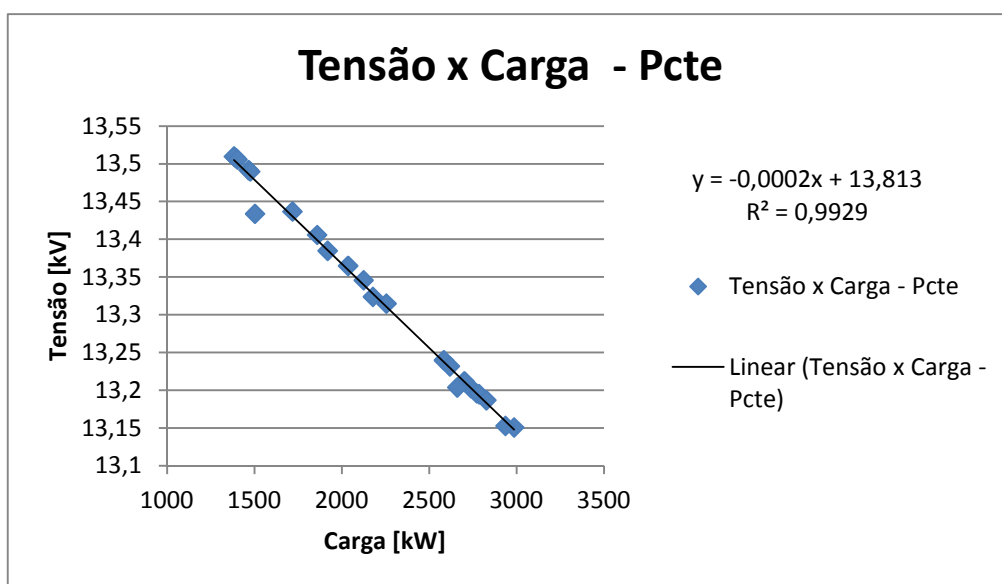


Figura 5.2 - Comportamento da tensão frente à variação no carregamento do sistema para curvas típicas e carga com potência constante.

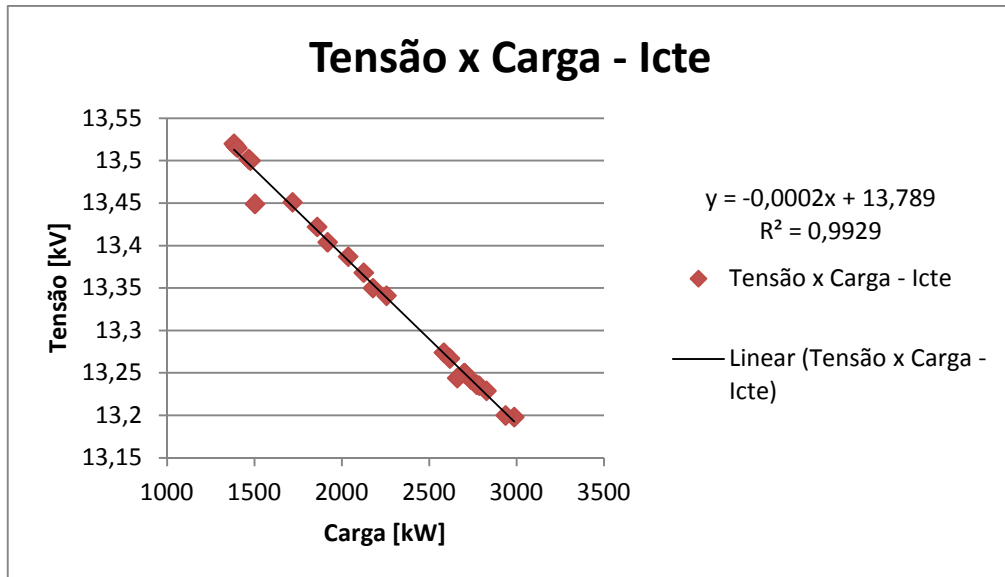


Figura 5.3 - Comportamento da tensão frente à variação no carregamento do sistema para curvas típicas e carga com corrente constante.

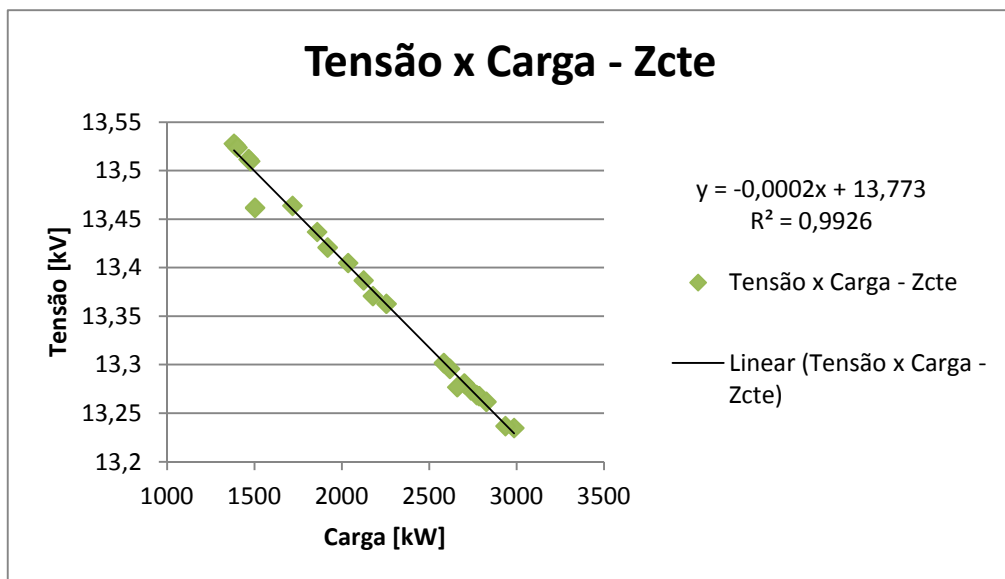


Figura 5.4 - Comportamento da tensão frente à variação no carregamento do sistema para curvas típicas e carga com impedância constante.

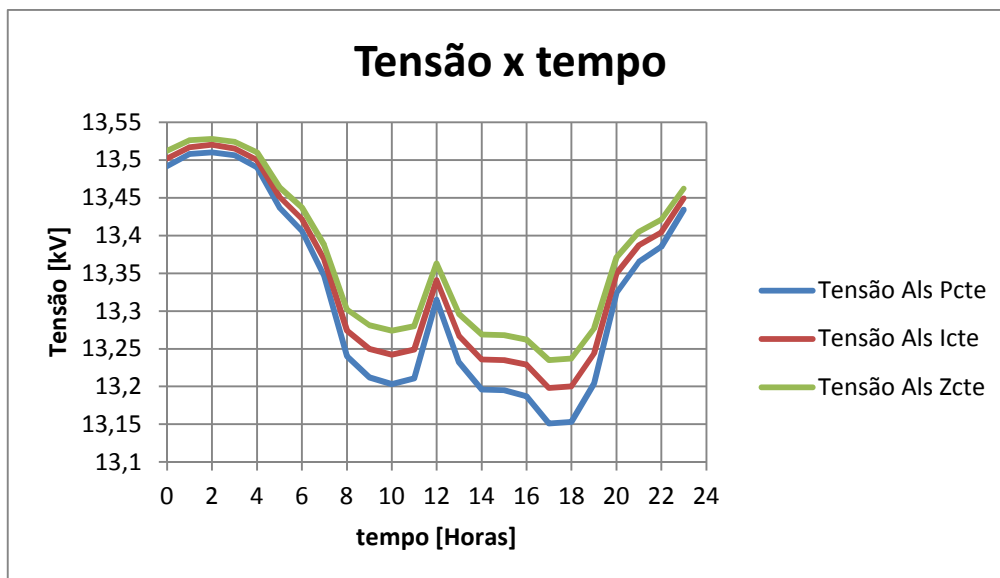


Figura 5.5 - Comportamento da tensão em relação ao tempo.

Além dos pontos dados obtidos nas simulações, são apresentadas nas Figuras 5.2, 5.3 e 5.4 retas de ajuste de dados para cada um dos conjuntos de dados obtidos. Observa-se que para os três casos considerados, a tensão varia praticamente da mesma forma com relação às variações da carga. Em situações de maior carregamento do sistema, o nível de tensão é mais baixo, ao passo que em situações de menor carregamento, o nível de tensão se eleva.

Além do comportamento distinto das perdas de carga em função do tipo de carga, é interessante observar a relação entre os fatores de carga e os fatores de perda para cada um dos casos. Os valores desses fatores para cada um dos casos simulados é apresentado na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Fatores de carga e fatores de perdas para cada um dos casos simulados

	Curvas "flat"			Curvas típicas		
	P cte	I cte	Z cte	P cte	I cte	Z cte
Fator de carga	0,694	0,694	0,694	0,740	0,740	0,740
Fator de perdas	0,578	0,593	0,606	0,553	0,570	0,583
k	0,451	0,520	0,582	0,031	0,117	0,184

Observa-se a seguinte relação entre os fatores de perdas:

$$f_{perdas\ Zcte} > f_{perdas\ Icte} > f_{perdas\ Pcte} \quad (5.1)$$

A Equação (5.1) indica que as perdas em sistemas com cargas de impedância constante possuem menor variação do que em sistemas com cargas de corrente constante, que por sua vez, apresentam variação menor do que sistemas com cargas de potência constante.

Conforme exposto na Equação (2.9), o fator de perdas é menor ou igual ao o fator de cargas. A igualdade entre os dois fatores indica que tanto a carga quando as perdas variam da mesma forma, o que dá a entender que, nesse caso, as perdas dependem apenas do nível de carga. Já fatores de perdas mais distantes do fator de carga indicam que outras variáveis apresentam influencia no comportamento das perdas.

Em todos os casos considerados no presente trabalho, o fator de perdas é menor do que o fator de carga, indicando que as perdas apresentam maior variação ao longo do período considerado do que a carga. A partir disso, conclui-se que, ainda que a carga seja o fator que mais contribui para as perdas nas redes, outros fatores exercem influência sobre as perdas, principalmente a natureza das cargas, e por consequência, a variação da tensão do sistema. A influência majoritária da carga do sistema sobre as perdas ativas em relação ao outros fatores é observada na comparação entre a curva de carga do sistema e as curvas de perda obtidas, nas quais se percebe que os níveis mais elevados de perdas se dão nos momentos de maior carregamento do sistema, para todos os tipos de carga considerados. Essas curvas são apresentadas nas Figuras 5.6 e 4.13, rerepresentada abaixo.

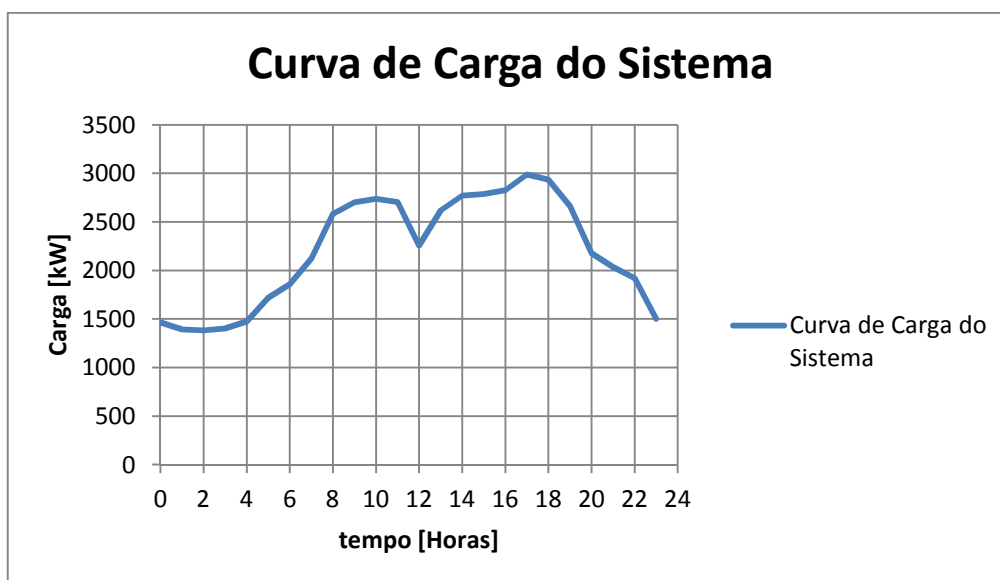


Figura 5.6 - Curva de carga do sistema.

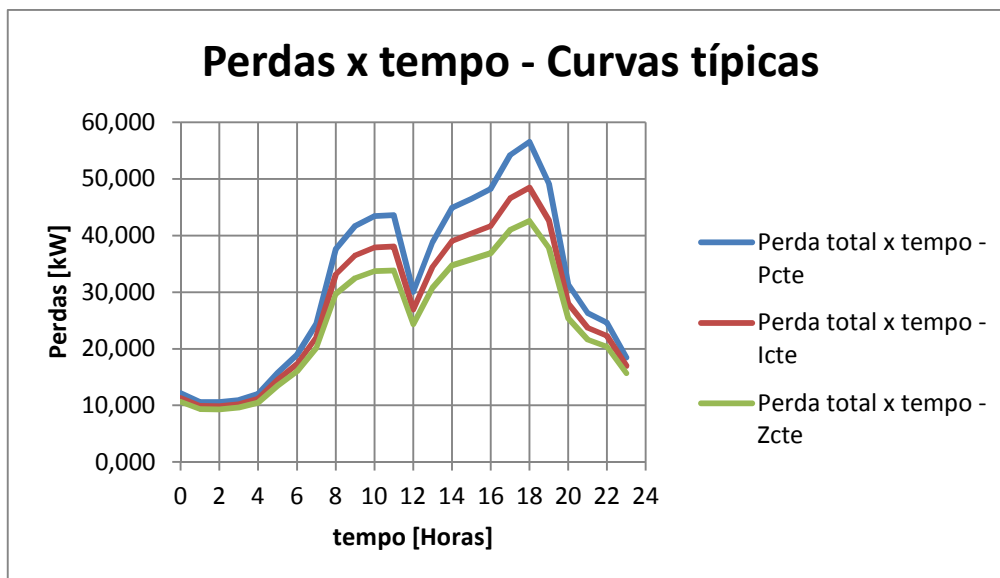


Figura 4.13: Comportamento das perdas de potência no sistema para curvas de carga típicas.

O valor “*k*” apresentado na Tabela 5.1 é aquele apresentado na Equação (2.8), rerepresentada abaixo, que relaciona os fatores de perdas e de carga. Possuindo os valores dos fatores de carga e de perdas é possível calcular o valor de *k*, através do rearranjo da Equação (2.8), que resulta na Equação (5.2).

$$f_{perdas} = kf_{carga} + (1 - k)f_{carga}^2 \quad (2.8)$$

$$k = \frac{f_{perdas} - f_{carga}^2}{f_{carga} - f_{carga}^2} \quad (5.2)$$

É interessante observar como o fator “*k*” se comporta para cada situação. Valores mais elevados de “*k*” indicam fator de perda mais próximo do fator de carga, ou seja, perdas com variações mais próximas das variações da carga. Valores mais baixos de *k* indicam sistemas nos quais as perdas são mais descoladas da carga.

Estudos mais aprofundados de um sistema (ou de uma classe de sistemas sujeitos a condições similares) permitem determinar uma faixa de valores para o parâmetro “*k*” que associem de forma adequada o fator de perdas e o fator de carga. Como o fator de carga é sempre conhecido, uma boa estimativa de “*k*” pode fornecer informações preliminares importantes sobre as perdas de um sistema sem a necessidade de realizar novos estudos.

6. CONCLUSÕES

O modelo ANEEL tem como objetivo “a obtenção de um modelo com o mínimo de informações possíveis, e que apresente precisão aceitável” (ANEEL, 2011b), e possa ser aplicado por todas as distribuidoras do país, tal que seja possível comparar os níveis de perdas entre elas. Dessa forma, dependendo das características físicas da rede em que o modelo for aplicado, os resultados podem apresentar certas discrepâncias. O modelo baseado nas informações do fluxo de carga considera as características físicas do sistema específico ao qual é aplicado.

Além disso, o modelo ANEEL não considera os efeitos da variação do nível de tensão do sistema elétrico que ocorre com a variação do carregamento nem os efeitos da variação da carga ao longo do dia e do ano, na medida em que trabalha com a corrente média anual de cada alimentador, calculada com base na energia fornecida pelo mesmo, na tensão de linha nominal de cada alimentador e em um fator de potência constante igual a 0,92. Por sua vez, o modelo de cálculo de perdas a partir do fluxo de carga considera os efeitos da variação de tensão e a sazonalidade da carga, inclusive no que diz respeito à variação do fator de potência.

A comparação entre os resultados obtidos através dos dois modelos mostra que, em todas as situações, o modelo proposto pela ANEEL apresentou níveis de perdas menores do que o modelo baseado nas informações do fluxo de carga e que o sistema com as curvas de carga “flat” apresenta perdas menores do que com as curvas de carga típicas. A fim de minimizar possíveis discrepâncias provocadas pela topologia do sistema exemplo, este foi escolhido de forma que seus parâmetros fossem próximos da média dos parâmetros dos alimentadores utilizados como base para determinar modelo ANEEL. O fato de o modelo ANEEL desconsiderar a variação da carga não deve impactar na perda de potência média e na perda de energia em um ano, na medida em que a demanda média é a mesma em ambos os modelos, e uma vez que as curvas de carga aplicadas foram as mesmas. O fato de a metodologia ANEEL utilizar fator de potência constante igual a 0,92 foi contornado aplicando curvas de carga com fator de potência constante.

Resta como explicação para as diferenças obtidas a não consideração da variação da tensão e dos diferentes tipos de carga no modelo ANEEL. Da comparação dos resultados obtidos, observa-se que as maiores diferenças entre os dois modelos estudados se verificam nos casos de carga com a potência constante. Para curvas “flat”, a variação das perdas de

potência ativa médias é de 19,60% em função da variação no modelo de carga, enquanto que para curvas típicas, essa variação é de 26,05%.

O presente trabalho apresenta como conclusão final o fato de que para uma modelagem adequada do comportamento das perdas em um sistema de distribuição, devem ser levados em conta não só as características físicas do sistema (comprimento dos circuitos, condutores utilizados, etc) e os níveis de carga, seja o nível de carga médio ao longo do ano, como no caso do modelo ANEEL, ou a curva de carga completa, como no caso do modelo baseado no fluxo de carga. É necessário considerar a natureza das cargas conectadas ao sistema e as oscilações do nível de tensão do sistema.

ANEXO A

Código Matlab para aplicação do Modelo ANEEL ao sistema exemplo

```
clear
t=0:1:23;
fp=0.92; %fator de potência definido como 0.92, item 2.1 PRODIST - Mód 7
phi_rad=acos(fp);
phi_graus=acos(fp)*180/pi;

% Parâmetros do Alimentador 1
V_AL1=input('Tensão do AL1 [kV]:');
Rtr_AL1=input('Resistência do tronco do AL1 [ohm/Km]:');
Ltr_AL1=input('Comprimento do tronco do AL1 [Km]:');
Rr1_AL1=input('Resistência do ramal 1 do AL1 [ohm/Km]:');
Lr1_AL1=input('Comprimento do ramal 1 do AL1 [Km]:');
Rr2_AL1=input('Resistência do ramal 2 do AL1 [ohm/Km]:');
Lr2_AL1=input('Comprimento do ramal 2 do AL1 [Km]:');
Rr3_AL1=input('Resistência do ramal 3 do AL1 [ohm/Km]:');
Lr3_AL1=input('Comprimento do ramal 3 do AL1 [Km]:');

%Curva de carga S1 - TD1
P_0h_TD1=input('Carga ativa no TD1 para hora 0 [kW]:');
P_1h_TD1=input('Carga ativa no TD1 para hora 1 [kW]:');
P_2h_TD1=input('Carga ativa no TD1 para hora 2 [kW]:');
P_3h_TD1=input('Carga ativa no TD1 para hora 3 [kW]:');
P_4h_TD1=input('Carga ativa no TD1 para hora 4 [kW]:');
P_5h_TD1=input('Carga ativa no TD1 para hora 5 [kW]:');
P_6h_TD1=input('Carga ativa no TD1 para hora 6 [kW]:');
P_7h_TD1=input('Carga ativa no TD1 para hora 7 [kW]:');
P_8h_TD1=input('Carga ativa no TD1 para hora 8 [kW]:');
P_9h_TD1=input('Carga ativa no TD1 para hora 9 [kW]:');
P_10h_TD1=input('Carga ativa no TD1 para hora 10 [kW]:');
P_11h_TD1=input('Carga ativa no TD1 para hora 11 [kW]:');
P_12h_TD1=input('Carga ativa no TD1 para hora 12 [kW]:');
P_13h_TD1=input('Carga ativa no TD1 para hora 13 [kW]:');
P_14h_TD1=input('Carga ativa no TD1 para hora 14 [kW]:');
P_15h_TD1=input('Carga ativa no TD1 para hora 15 [kW]:');
P_16h_TD1=input('Carga ativa no TD1 para hora 16 [kW]:');
P_17h_TD1=input('Carga ativa no TD1 para hora 17 [kW]:');
P_18h_TD1=input('Carga ativa no TD1 para hora 18 [kW]:');
P_19h_TD1=input('Carga ativa no TD1 para hora 19 [kW]:');
P_20h_TD1=input('Carga ativa no TD1 para hora 20 [kW]:');
P_21h_TD1=input('Carga ativa no TD1 para hora 21 [kW]:');
P_22h_TD1=input('Carga ativa no TD1 para hora 22 [kW]:');
P_23h_TD1=input('Carga ativa no TD1 para hora 23 [kW]:');

%Potência Reativa da carga S1
Q_0h_TD1=P_0h_TD1*(tan(phi_rad));
Q_1h_TD1=P_1h_TD1*(tan(phi_rad));
Q_2h_TD1=P_2h_TD1*(tan(phi_rad));
Q_3h_TD1=P_3h_TD1*(tan(phi_rad));
Q_4h_TD1=P_4h_TD1*(tan(phi_rad));
Q_5h_TD1=P_5h_TD1*(tan(phi_rad));
Q_6h_TD1=P_6h_TD1*(tan(phi_rad));
Q_7h_TD1=P_7h_TD1*(tan(phi_rad));
Q_8h_TD1=P_8h_TD1*(tan(phi_rad));
Q_9h_TD1=P_9h_TD1*(tan(phi_rad));
Q_10h_TD1=P_10h_TD1*(tan(phi_rad));
```



```

Q_11h_TD1=P_11h_TD1*(tan(phi_rad));
Q_12h_TD1=P_12h_TD1*(tan(phi_rad));
Q_13h_TD1=P_13h_TD1*(tan(phi_rad));
Q_14h_TD1=P_14h_TD1*(tan(phi_rad));
Q_15h_TD1=P_15h_TD1*(tan(phi_rad));
Q_16h_TD1=P_16h_TD1*(tan(phi_rad));
Q_17h_TD1=P_17h_TD1*(tan(phi_rad));
Q_18h_TD1=P_18h_TD1*(tan(phi_rad));
Q_19h_TD1=P_19h_TD1*(tan(phi_rad));
Q_20h_TD1=P_20h_TD1*(tan(phi_rad));
Q_21h_TD1=P_21h_TD1*(tan(phi_rad));
Q_22h_TD1=P_22h_TD1*(tan(phi_rad));
Q_23h_TD1=P_23h_TD1*(tan(phi_rad));

```

%Curva de Carga S1

```

P_TD1=[P_0h_TD1 P_1h_TD1 P_2h_TD1 P_3h_TD1 P_4h_TD1 P_5h_TD1 P_6h_TD1
P_7h_TD1 P_8h_TD1 P_9h_TD1 P_10h_TD1 P_11h_TD1 P_12h_TD1 P_13h_TD1
P_14h_TD1 P_15h_TD1 P_16h_TD1 P_17h_TD1 P_18h_TD1 P_19h_TD1 P_20h_TD1
P_21h_TD1 P_22h_TD1 P_23h_TD1];

```

```

Q_TD1=[Q_0h_TD1 Q_1h_TD1 Q_2h_TD1 Q_3h_TD1 Q_4h_TD1 Q_5h_TD1 Q_6h_TD1
Q_7h_TD1 Q_8h_TD1 Q_9h_TD1 Q_10h_TD1 Q_11h_TD1 Q_12h_TD1 Q_13h_TD1
Q_14h_TD1 Q_15h_TD1 Q_16h_TD1 Q_17h_TD1 Q_18h_TD1 Q_19h_TD1 Q_20h_TD1
Q_21h_TD1 Q_22h_TD1 Q_23h_TD1];

```

%Energia associada ao TD1 [kWh/ano]

```

E_TD1=sum(P_TD1)*365;

```

%Curva de carga S2 - TD2

```

P_0h_TD2=input('Carga ativa no TD2 para hora 0 [kW]:');
P_1h_TD2=input('Carga ativa no TD2 para hora 1 [kW]:');
P_2h_TD2=input('Carga ativa no TD2 para hora 2 [kW]:');
P_3h_TD2=input('Carga ativa no TD2 para hora 3 [kW]:');
P_4h_TD2=input('Carga ativa no TD2 para hora 4 [kW]:');
P_5h_TD2=input('Carga ativa no TD2 para hora 5 [kW]:');
P_6h_TD2=input('Carga ativa no TD2 para hora 6 [kW]:');
P_7h_TD2=input('Carga ativa no TD2 para hora 7 [kW]:');
P_8h_TD2=input('Carga ativa no TD2 para hora 8 [kW]:');
P_9h_TD2=input('Carga ativa no TD2 para hora 9 [kW]:');
P_10h_TD2=input('Carga ativa no TD2 para hora 10 [kW]:');
P_11h_TD2=input('Carga ativa no TD2 para hora 11 [kW]:');
P_12h_TD2=input('Carga ativa no TD2 para hora 12 [kW]:');
P_13h_TD2=input('Carga ativa no TD2 para hora 13 [kW]:');
P_14h_TD2=input('Carga ativa no TD2 para hora 14 [kW]:');
P_15h_TD2=input('Carga ativa no TD2 para hora 15 [kW]:');
P_16h_TD2=input('Carga ativa no TD2 para hora 16 [kW]:');
P_17h_TD2=input('Carga ativa no TD2 para hora 17 [kW]:');
P_18h_TD2=input('Carga ativa no TD2 para hora 18 [kW]:');
P_19h_TD2=input('Carga ativa no TD2 para hora 19 [kW]:');
P_20h_TD2=input('Carga ativa no TD2 para hora 20 [kW]:');
P_21h_TD2=input('Carga ativa no TD2 para hora 21 [kW]:');
P_22h_TD2=input('Carga ativa no TD2 para hora 22 [kW]:');
P_23h_TD2=input('Carga ativa no TD2 para hora 23 [kW]:');

```

%Potência Reativa da carga S2

```

Q_0h_TD2=P_0h_TD2*(tan(phi_rad));
Q_1h_TD2=P_1h_TD2*(tan(phi_rad));
Q_2h_TD2=P_2h_TD2*(tan(phi_rad));
Q_3h_TD2=P_3h_TD2*(tan(phi_rad));

```

```

Q_4h_TD2=P_4h_TD2*(tan(phi_rad));
Q_5h_TD2=P_5h_TD2*(tan(phi_rad));
Q_6h_TD2=P_6h_TD2*(tan(phi_rad));
Q_7h_TD2=P_7h_TD2*(tan(phi_rad));
Q_8h_TD2=P_8h_TD2*(tan(phi_rad));
Q_9h_TD2=P_9h_TD2*(tan(phi_rad));
Q_10h_TD2=P_10h_TD2*(tan(phi_rad));
Q_11h_TD2=P_11h_TD2*(tan(phi_rad));
Q_12h_TD2=P_12h_TD2*(tan(phi_rad));
Q_13h_TD2=P_13h_TD2*(tan(phi_rad));
Q_14h_TD2=P_14h_TD2*(tan(phi_rad));
Q_15h_TD2=P_15h_TD2*(tan(phi_rad));
Q_16h_TD2=P_16h_TD2*(tan(phi_rad));
Q_17h_TD2=P_17h_TD2*(tan(phi_rad));
Q_18h_TD2=P_18h_TD2*(tan(phi_rad));
Q_19h_TD2=P_19h_TD2*(tan(phi_rad));
Q_20h_TD2=P_20h_TD2*(tan(phi_rad));
Q_21h_TD2=P_21h_TD2*(tan(phi_rad));
Q_22h_TD2=P_22h_TD2*(tan(phi_rad));
Q_23h_TD2=P_23h_TD2*(tan(phi_rad));

```

%Curva de Carga S2

```

P_TD2=[P_0h_TD2 P_1h_TD2 P_2h_TD2 P_3h_TD2 P_4h_TD2 P_5h_TD2 P_6h_TD2
P_7h_TD2 P_8h_TD2 P_9h_TD2 P_10h_TD2 P_11h_TD2 P_12h_TD2 P_13h_TD2
P_14h_TD2 P_15h_TD2 P_16h_TD2 P_17h_TD2 P_18h_TD2 P_19h_TD2 P_20h_TD2
P_21h_TD2 P_22h_TD2 P_23h_TD2];

```

```

Q_TD2=[Q_0h_TD2 Q_1h_TD2 Q_2h_TD2 Q_3h_TD2 Q_4h_TD2 Q_5h_TD2 Q_6h_TD2
Q_7h_TD2 Q_8h_TD2 Q_9h_TD2 Q_10h_TD2 Q_11h_TD2 Q_12h_TD2 Q_13h_TD2
Q_14h_TD2 Q_15h_TD2 Q_16h_TD2 Q_17h_TD2 Q_18h_TD2 Q_19h_TD2 Q_20h_TD2
Q_21h_TD2 Q_22h_TD2 Q_23h_TD2];

```

%Energia associada ao TD2 [kWh/ano]

```

E_TD2=sum(P_TD2)*365;

```

%Curva de carga S3 - TD3

```

P_0h_TD3=input('Carga ativa no TD3 para hora 0 [kW]:');
P_1h_TD3=input('Carga ativa no TD3 para hora 1 [kW]:');
P_2h_TD3=input('Carga ativa no TD3 para hora 2 [kW]:');
P_3h_TD3=input('Carga ativa no TD3 para hora 3 [kW]:');
P_4h_TD3=input('Carga ativa no TD3 para hora 4 [kW]:');
P_5h_TD3=input('Carga ativa no TD3 para hora 5 [kW]:');
P_6h_TD3=input('Carga ativa no TD3 para hora 6 [kW]:');
P_7h_TD3=input('Carga ativa no TD3 para hora 7 [kW]:');
P_8h_TD3=input('Carga ativa no TD3 para hora 8 [kW]:');
P_9h_TD3=input('Carga ativa no TD3 para hora 9 [kW]:');
P_10h_TD3=input('Carga ativa no TD3 para hora 10 [kW]:');
P_11h_TD3=input('Carga ativa no TD3 para hora 11 [kW]:');
P_12h_TD3=input('Carga ativa no TD3 para hora 12 [kW]:');
P_13h_TD3=input('Carga ativa no TD3 para hora 13 [kW]:');
P_14h_TD3=input('Carga ativa no TD3 para hora 14 [kW]:');
P_15h_TD3=input('Carga ativa no TD3 para hora 15 [kW]:');
P_16h_TD3=input('Carga ativa no TD3 para hora 16 [kW]:');
P_17h_TD3=input('Carga ativa no TD3 para hora 17 [kW]:');
P_18h_TD3=input('Carga ativa no TD3 para hora 18 [kW]:');
P_19h_TD3=input('Carga ativa no TD3 para hora 19 [kW]:');
P_20h_TD3=input('Carga ativa no TD3 para hora 20 [kW]:');
P_21h_TD3=input('Carga ativa no TD3 para hora 21 [kW]:');
P_22h_TD3=input('Carga ativa no TD3 para hora 22 [kW]:');
P_23h_TD3=input('Carga ativa no TD3 para hora 23 [kW]:');

```

%Potência Reativa da carga S3

```
Q_0h_TD3=P_0h_TD3*(tan(phi_rad));
Q_1h_TD3=P_1h_TD3*(tan(phi_rad));
Q_2h_TD3=P_2h_TD3*(tan(phi_rad));
Q_3h_TD3=P_3h_TD3*(tan(phi_rad));
Q_4h_TD3=P_4h_TD3*(tan(phi_rad));
Q_5h_TD3=P_5h_TD3*(tan(phi_rad));
Q_6h_TD3=P_6h_TD3*(tan(phi_rad));
Q_7h_TD3=P_7h_TD3*(tan(phi_rad));
Q_8h_TD3=P_8h_TD3*(tan(phi_rad));
Q_9h_TD3=P_9h_TD3*(tan(phi_rad));
Q_10h_TD3=P_10h_TD3*(tan(phi_rad));
Q_11h_TD3=P_11h_TD3*(tan(phi_rad));
Q_12h_TD3=P_12h_TD3*(tan(phi_rad));
Q_13h_TD3=P_13h_TD3*(tan(phi_rad));
Q_14h_TD3=P_14h_TD3*(tan(phi_rad));
Q_15h_TD3=P_15h_TD3*(tan(phi_rad));
Q_16h_TD3=P_16h_TD3*(tan(phi_rad));
Q_17h_TD3=P_17h_TD3*(tan(phi_rad));
Q_18h_TD3=P_18h_TD3*(tan(phi_rad));
Q_19h_TD3=P_19h_TD3*(tan(phi_rad));
Q_20h_TD3=P_20h_TD3*(tan(phi_rad));
Q_21h_TD3=P_21h_TD3*(tan(phi_rad));
Q_22h_TD3=P_22h_TD3*(tan(phi_rad));
Q_23h_TD3=P_23h_TD3*(tan(phi_rad));
```

%Curva de Carga S3

```
P_TD3=[P_0h_TD3 P_1h_TD3 P_2h_TD3 P_3h_TD3 P_4h_TD3 P_5h_TD3 P_6h_TD3
P_7h_TD3 P_8h_TD3 P_9h_TD3 P_10h_TD3 P_11h_TD3 P_12h_TD3 P_13h_TD3
P_14h_TD3 P_15h_TD3 P_16h_TD3 P_17h_TD3 P_18h_TD3 P_19h_TD3 P_20h_TD3
P_21h_TD3 P_22h_TD3 P_23h_TD3];
```

```
Q_TD3=[Q_0h_TD3 Q_1h_TD3 Q_2h_TD3 Q_3h_TD3 Q_4h_TD3 Q_5h_TD3 Q_6h_TD3
Q_7h_TD3 Q_8h_TD3 Q_9h_TD3 Q_10h_TD3 Q_11h_TD3 Q_12h_TD3 Q_13h_TD3
Q_14h_TD3 Q_15h_TD3 Q_16h_TD3 Q_17h_TD3 Q_18h_TD3 Q_19h_TD3 Q_20h_TD3
Q_21h_TD3 Q_22h_TD3 Q_23h_TD3];
```

%Energia associada ao TD3 [kWh/ano]

```
E_TD3=sum(P_TD3)*365;
```

%Curva de Carga S4

```
P_0h_TD4=input('Carga ativa no TD4 para hora 0 [kW]:');
P_1h_TD4=input('Carga ativa no TD4 para hora 1 [kW]:');
P_2h_TD4=input('Carga ativa no TD4 para hora 2 [kW]:');
P_3h_TD4=input('Carga ativa no TD4 para hora 3 [kW]:');
P_4h_TD4=input('Carga ativa no TD4 para hora 4 [kW]:');
P_5h_TD4=input('Carga ativa no TD4 para hora 5 [kW]:');
P_6h_TD4=input('Carga ativa no TD4 para hora 6 [kW]:');
P_7h_TD4=input('Carga ativa no TD4 para hora 7 [kW]:');
P_8h_TD4=input('Carga ativa no TD4 para hora 8 [kW]:');
P_9h_TD4=input('Carga ativa no TD4 para hora 9 [kW]:');
P_10h_TD4=input('Carga ativa no TD4 para hora 10 [kW]:');
P_11h_TD4=input('Carga ativa no TD4 para hora 11 [kW]:');
P_12h_TD4=input('Carga ativa no TD4 para hora 12 [kW]:');
P_13h_TD4=input('Carga ativa no TD4 para hora 13 [kW]:');
P_14h_TD4=input('Carga ativa no TD4 para hora 14 [kW]:');
P_15h_TD4=input('Carga ativa no TD4 para hora 15 [kW]:');
P_16h_TD4=input('Carga ativa no TD4 para hora 16 [kW]:');
P_17h_TD4=input('Carga ativa no TD4 para hora 17 [kW]:');
```

```

P_18h_TD4=input('Carga ativa no TD4 para hora 18 [kW]:');
P_19h_TD4=input('Carga ativa no TD4 para hora 19 [kW]:');
P_20h_TD4=input('Carga ativa no TD4 para hora 20 [kW]:');
P_21h_TD4=input('Carga ativa no TD4 para hora 21 [kW]:');
P_22h_TD4=input('Carga ativa no TD4 para hora 22 [kW]:');
P_23h_TD4=input('Carga ativa no TD4 para hora 23 [kW]:');

%Potência Reativa da carga S4
Q_0h_TD4=P_0h_TD4*(tan(phi_rad));
Q_1h_TD4=P_1h_TD4*(tan(phi_rad));
Q_2h_TD4=P_2h_TD4*(tan(phi_rad));
Q_3h_TD4=P_3h_TD4*(tan(phi_rad));
Q_4h_TD4=P_4h_TD4*(tan(phi_rad));
Q_5h_TD4=P_5h_TD4*(tan(phi_rad));
Q_6h_TD4=P_6h_TD4*(tan(phi_rad));
Q_7h_TD4=P_7h_TD4*(tan(phi_rad));
Q_8h_TD4=P_8h_TD4*(tan(phi_rad));
Q_9h_TD4=P_9h_TD4*(tan(phi_rad));
Q_10h_TD4=P_10h_TD4*(tan(phi_rad));
Q_11h_TD4=P_11h_TD4*(tan(phi_rad));
Q_12h_TD4=P_12h_TD4*(tan(phi_rad));
Q_13h_TD4=P_13h_TD4*(tan(phi_rad));
Q_14h_TD4=P_14h_TD4*(tan(phi_rad));
Q_15h_TD4=P_15h_TD4*(tan(phi_rad));
Q_16h_TD4=P_16h_TD4*(tan(phi_rad));
Q_17h_TD4=P_17h_TD4*(tan(phi_rad));
Q_18h_TD4=P_18h_TD4*(tan(phi_rad));
Q_19h_TD4=P_19h_TD4*(tan(phi_rad));
Q_20h_TD4=P_20h_TD4*(tan(phi_rad));
Q_21h_TD4=P_21h_TD4*(tan(phi_rad));
Q_22h_TD4=P_22h_TD4*(tan(phi_rad));
Q_23h_TD4=P_23h_TD4*(tan(phi_rad));

%Curva de Carga S4 [kW]
P_TD4=[P_0h_TD4 P_1h_TD4 P_2h_TD4 P_3h_TD4 P_4h_TD4 P_5h_TD4 P_6h_TD4
P_7h_TD4 P_8h_TD4 P_9h_TD4 P_10h_TD4 P_11h_TD4 P_12h_TD4 P_13h_TD4
P_14h_TD4 P_15h_TD4 P_16h_TD4 P_17h_TD4 P_18h_TD4 P_19h_TD4 P_20h_TD4
P_21h_TD4 P_22h_TD4 P_23h_TD4];

Q_TD4=[Q_0h_TD4 Q_1h_TD4 Q_2h_TD4 Q_3h_TD4 Q_4h_TD4 Q_5h_TD4 Q_6h_TD4
Q_7h_TD4 Q_8h_TD4 Q_9h_TD4 Q_10h_TD4 Q_11h_TD4 Q_12h_TD4 Q_13h_TD4
Q_14h_TD4 Q_15h_TD4 Q_16h_TD4 Q_17h_TD4 Q_18h_TD4 Q_19h_TD4 Q_20h_TD4
Q_21h_TD4 Q_22h_TD4 Q_23h_TD4];

%Energia associada ao TD4 [kWh/ano]
E_TD4=sum(P_TD4)*365;

%Energia fornecida pelo AL1 [kWh/ano]
E_AL1=E_TD1+E_TD2+E_TD3+E_TD4;

%Corrente média do AL1 [A]
I_AL1=E_AL1/(sqrt(3)*V_AL1*fp*8760)

%Perda de potência para a demanda média no AL1 [kW]
Perdas_pot_AL1=1.05*0.95*(exp(-
6.34+1.82*log(I_AL1)+0.77*log(Ltr_AL1)+0.39*log(Rtr_AL1)+0.16*log(Lr1_AL1+L
r2_AL1+Lr3_AL1)))

%Média da Carga

```

```

Media_Carga_AL1=mean(P_TD1+P_TD2+P_TD3+P_TD4);

%Desvio da Carga do AL1
Desvio_Carga_AL1=var([P_TD1+P_TD2+P_TD3+P_TD4])^0.5;

%Coeficiente de Perdas do AL1
CP_AL1=1+((Desvio_Carga_AL1/Media_Carga_AL1)^2);

%Perda de potência média no AL1 [kW]
Perda_pot_media_AL1=Perdas_pot_AL1*CP_AL1

%Perda de energia no AL1 [kWh/ano]
Perdas_energia_AL1=Perdas_pot_AL1*CP_AL1*8760

%Alimentador 2
V_AL2=V_AL1;
Rtr_AL2=Rtr_AL1;
Ltr_AL2=Ltr_AL1;
Rr1_AL2=Rr1_AL1;
Lr1_AL2=Lr1_AL1;
Rr2_AL2=Rr2_AL1;
Lr2_AL2=Lr2_AL1;
Rr3_AL2=Rr3_AL1;
Lr3_AL2=Lr3_AL1;

%Curva de Carga S5
P_0h_TD5=input('Carga ativa no TD5 para hora 0 [kW]:');
P_1h_TD5=input('Carga ativa no TD5 para hora 1 [kW]:');
P_2h_TD5=input('Carga ativa no TD5 para hora 2 [kW]:');
P_3h_TD5=input('Carga ativa no TD5 para hora 3 [kW]:');
P_4h_TD5=input('Carga ativa no TD5 para hora 4 [kW]:');
P_5h_TD5=input('Carga ativa no TD5 para hora 5 [kW]:');
P_6h_TD5=input('Carga ativa no TD5 para hora 6 [kW]:');
P_7h_TD5=input('Carga ativa no TD5 para hora 7 [kW]:');
P_8h_TD5=input('Carga ativa no TD5 para hora 8 [kW]:');
P_9h_TD5=input('Carga ativa no TD5 para hora 9 [kW]:');
P_10h_TD5=input('Carga ativa no TD5 para hora 10 [kW]:');
P_11h_TD5=input('Carga ativa no TD5 para hora 11 [kW]:');
P_12h_TD5=input('Carga ativa no TD5 para hora 12 [kW]:');
P_13h_TD5=input('Carga ativa no TD5 para hora 13 [kW]:');
P_14h_TD5=input('Carga ativa no TD5 para hora 14 [kW]:');
P_15h_TD5=input('Carga ativa no TD5 para hora 15 [kW]:');
P_16h_TD5=input('Carga ativa no TD5 para hora 16 [kW]:');
P_17h_TD5=input('Carga ativa no TD5 para hora 17 [kW]:');
P_18h_TD5=input('Carga ativa no TD5 para hora 18 [kW]:');
P_19h_TD5=input('Carga ativa no TD5 para hora 19 [kW]:');
P_20h_TD5=input('Carga ativa no TD5 para hora 20 [kW]:');
P_21h_TD5=input('Carga ativa no TD5 para hora 21 [kW]:');
P_22h_TD5=input('Carga ativa no TD5 para hora 22 [kW]:');
P_23h_TD5=input('Carga ativa no TD5 para hora 23 [kW]:');

%Potência Reativa da carga S5
Q_0h_TD5=P_0h_TD5*(tan(phi_rad));
Q_1h_TD5=P_1h_TD5*(tan(phi_rad));
Q_2h_TD5=P_2h_TD5*(tan(phi_rad));
Q_3h_TD5=P_3h_TD5*(tan(phi_rad));
Q_4h_TD5=P_4h_TD5*(tan(phi_rad));
Q_5h_TD5=P_5h_TD5*(tan(phi_rad));
Q_6h_TD5=P_6h_TD5*(tan(phi_rad));
Q_7h_TD5=P_7h_TD5*(tan(phi_rad));

```

```

Q_8h_TD5=P_8h_TD5*(tan(phi_rad));
Q_9h_TD5=P_9h_TD5*(tan(phi_rad));
Q_10h_TD5=P_10h_TD5*(tan(phi_rad));
Q_11h_TD5=P_11h_TD5*(tan(phi_rad));
Q_12h_TD5=P_12h_TD5*(tan(phi_rad));
Q_13h_TD5=P_13h_TD5*(tan(phi_rad));
Q_14h_TD5=P_14h_TD5*(tan(phi_rad));
Q_15h_TD5=P_15h_TD5*(tan(phi_rad));
Q_16h_TD5=P_16h_TD5*(tan(phi_rad));
Q_17h_TD5=P_17h_TD5*(tan(phi_rad));
Q_18h_TD5=P_18h_TD5*(tan(phi_rad));
Q_19h_TD5=P_19h_TD5*(tan(phi_rad));
Q_20h_TD5=P_20h_TD5*(tan(phi_rad));
Q_21h_TD5=P_21h_TD5*(tan(phi_rad));
Q_22h_TD5=P_22h_TD5*(tan(phi_rad));
Q_23h_TD5=P_23h_TD5*(tan(phi_rad));

```

%Curvas de Carga S5

```

P_TD5=[P_0h_TD5 P_1h_TD5 P_2h_TD5 P_3h_TD5 P_4h_TD5 P_5h_TD5 P_6h_TD5
P_7h_TD5 P_8h_TD5 P_9h_TD5 P_10h_TD5 P_11h_TD5 P_12h_TD5 P_13h_TD5
P_14h_TD5 P_15h_TD5 P_16h_TD5 P_17h_TD5 P_18h_TD5 P_19h_TD5 P_20h_TD5
P_21h_TD5 P_22h_TD5 P_23h_TD5];

```

```

Q_TD5=[Q_0h_TD5 Q_1h_TD5 Q_2h_TD5 Q_3h_TD5 Q_4h_TD5 Q_5h_TD5 Q_6h_TD5
Q_7h_TD5 Q_8h_TD5 Q_9h_TD5 Q_10h_TD5 Q_11h_TD5 Q_12h_TD5 Q_13h_TD5
Q_14h_TD5 Q_15h_TD5 Q_16h_TD5 Q_17h_TD5 Q_18h_TD5 Q_19h_TD5 Q_20h_TD5
Q_21h_TD5 Q_22h_TD5 Q_23h_TD5];

```

%Energia associada ao TD5 [kWh/ano]

```

E_TD5=sum(P_TD5)*365;

```

%Curva de carga S6

```

P_0h_TD6=input('Carga ativa no TD6 para hora 0 [kW]:');
P_1h_TD6=input('Carga ativa no TD6 para hora 1 [kW]:');
P_2h_TD6=input('Carga ativa no TD6 para hora 2 [kW]:');
P_3h_TD6=input('Carga ativa no TD6 para hora 3 [kW]:');
P_4h_TD6=input('Carga ativa no TD6 para hora 4 [kW]:');
P_5h_TD6=input('Carga ativa no TD6 para hora 5 [kW]:');
P_6h_TD6=input('Carga ativa no TD6 para hora 6 [kW]:');
P_7h_TD6=input('Carga ativa no TD6 para hora 7 [kW]:');
P_8h_TD6=input('Carga ativa no TD6 para hora 8 [kW]:');
P_9h_TD6=input('Carga ativa no TD6 para hora 9 [kW]:');
P_10h_TD6=input('Carga ativa no TD6 para hora 10 [kW]:');
P_11h_TD6=input('Carga ativa no TD6 para hora 11 [kW]:');
P_12h_TD6=input('Carga ativa no TD6 para hora 12 [kW]:');
P_13h_TD6=input('Carga ativa no TD6 para hora 13 [kW]:');
P_14h_TD6=input('Carga ativa no TD6 para hora 14 [kW]:');
P_15h_TD6=input('Carga ativa no TD6 para hora 15 [kW]:');
P_16h_TD6=input('Carga ativa no TD6 para hora 16 [kW]:');
P_17h_TD6=input('Carga ativa no TD6 para hora 17 [kW]:');
P_18h_TD6=input('Carga ativa no TD6 para hora 18 [kW]:');
P_19h_TD6=input('Carga ativa no TD6 para hora 19 [kW]:');
P_20h_TD6=input('Carga ativa no TD6 para hora 20 [kW]:');
P_21h_TD6=input('Carga ativa no TD6 para hora 21 [kW]:');
P_22h_TD6=input('Carga ativa no TD6 para hora 22 [kW]:');
P_23h_TD6=input('Carga ativa no TD6 para hora 23 [kW]:');

```

%Potência Reativa da carga S6

```

Q_0h_TD6=P_0h_TD6*(tan(phi_rad));
Q_1h_TD6=P_1h_TD6*(tan(phi_rad));

```

```

Q_2h_TD6=P_2h_TD6*(tan(phi_rad));
Q_3h_TD6=P_3h_TD6*(tan(phi_rad));
Q_4h_TD6=P_4h_TD6*(tan(phi_rad));
Q_5h_TD6=P_5h_TD6*(tan(phi_rad));
Q_6h_TD6=P_6h_TD6*(tan(phi_rad));
Q_7h_TD6=P_7h_TD6*(tan(phi_rad));
Q_8h_TD6=P_8h_TD6*(tan(phi_rad));
Q_9h_TD6=P_9h_TD6*(tan(phi_rad));
Q_10h_TD6=P_10h_TD6*(tan(phi_rad));
Q_11h_TD6=P_11h_TD6*(tan(phi_rad));
Q_12h_TD6=P_12h_TD6*(tan(phi_rad));
Q_13h_TD6=P_13h_TD6*(tan(phi_rad));
Q_14h_TD6=P_14h_TD6*(tan(phi_rad));
Q_15h_TD6=P_15h_TD6*(tan(phi_rad));
Q_16h_TD6=P_16h_TD6*(tan(phi_rad));
Q_17h_TD6=P_17h_TD6*(tan(phi_rad));
Q_18h_TD6=P_18h_TD6*(tan(phi_rad));
Q_19h_TD6=P_19h_TD6*(tan(phi_rad));
Q_20h_TD6=P_20h_TD6*(tan(phi_rad));
Q_21h_TD6=P_21h_TD6*(tan(phi_rad));
Q_22h_TD6=P_22h_TD6*(tan(phi_rad));
Q_23h_TD6=P_23h_TD6*(tan(phi_rad));

```

%Curva de Carga S6

```

P_TD6=[P_0h_TD6 P_1h_TD6 P_2h_TD6 P_3h_TD6 P_4h_TD6 P_5h_TD6 P_6h_TD6
P_7h_TD6 P_8h_TD6 P_9h_TD6 P_10h_TD6 P_11h_TD6 P_12h_TD6 P_13h_TD6
P_14h_TD6 P_15h_TD6 P_16h_TD6 P_17h_TD6 P_18h_TD6 P_19h_TD6 P_20h_TD6
P_21h_TD6 P_22h_TD6 P_23h_TD6];

```

```

Q_TD6=[Q_0h_TD6 Q_1h_TD6 Q_2h_TD6 Q_3h_TD6 Q_4h_TD6 Q_5h_TD6 Q_6h_TD6
Q_7h_TD6 Q_8h_TD6 Q_9h_TD6 Q_10h_TD6 Q_11h_TD6 Q_12h_TD6 Q_13h_TD6
Q_14h_TD6 Q_15h_TD6 Q_16h_TD6 Q_17h_TD6 Q_18h_TD6 Q_19h_TD6 Q_20h_TD6
Q_21h_TD6 Q_22h_TD6 Q_23h_TD6];

```

%Energia associada ao TD6 [kWh/ano]

```

E_TD6=sum(P_TD6)*365;

```

%Curva de Carga S7

```

P_0h_TD7=input('Carga ativa no TD7 para hora 0 [kW]:');
P_1h_TD7=input('Carga ativa no TD7 para hora 1 [kW]:');
P_2h_TD7=input('Carga ativa no TD7 para hora 2 [kW]:');
P_3h_TD7=input('Carga ativa no TD7 para hora 3 [kW]:');
P_4h_TD7=input('Carga ativa no TD7 para hora 4 [kW]:');
P_5h_TD7=input('Carga ativa no TD7 para hora 5 [kW]:');
P_6h_TD7=input('Carga ativa no TD7 para hora 6 [kW]:');
P_7h_TD7=input('Carga ativa no TD7 para hora 7 [kW]:');
P_8h_TD7=input('Carga ativa no TD7 para hora 8 [kW]:');
P_9h_TD7=input('Carga ativa no TD7 para hora 9 [kW]:');
P_10h_TD7=input('Carga ativa no TD7 para hora 10 [kW]:');
P_11h_TD7=input('Carga ativa no TD7 para hora 11 [kW]:');
P_12h_TD7=input('Carga ativa no TD7 para hora 12 [kW]:');
P_13h_TD7=input('Carga ativa no TD7 para hora 13 [kW]:');
P_14h_TD7=input('Carga ativa no TD7 para hora 14 [kW]:');
P_15h_TD7=input('Carga ativa no TD7 para hora 15 [kW]:');
P_16h_TD7=input('Carga ativa no TD7 para hora 16 [kW]:');
P_17h_TD7=input('Carga ativa no TD7 para hora 17 [kW]:');
P_18h_TD7=input('Carga ativa no TD7 para hora 18 [kW]:');
P_19h_TD7=input('Carga ativa no TD7 para hora 19 [kW]:');
P_20h_TD7=input('Carga ativa no TD7 para hora 20 [kW]:');
P_21h_TD7=input('Carga ativa no TD7 para hora 21 [kW]:');

```

```

P_22h_TD7=input('Carga ativa no TD7 para hora 22 [kW]:');
P_23h_TD7=input('Carga ativa no TD7 para hora 23 [kW]:');

%Potência Reativa da carga S7
Q_0h_TD7=P_0h_TD7*(tan(phi_rad));
Q_1h_TD7=P_1h_TD7*(tan(phi_rad));
Q_2h_TD7=P_2h_TD7*(tan(phi_rad));
Q_3h_TD7=P_3h_TD7*(tan(phi_rad));
Q_4h_TD7=P_4h_TD7*(tan(phi_rad));
Q_5h_TD7=P_5h_TD7*(tan(phi_rad));
Q_6h_TD7=P_6h_TD7*(tan(phi_rad));
Q_7h_TD7=P_7h_TD7*(tan(phi_rad));
Q_8h_TD7=P_8h_TD7*(tan(phi_rad));
Q_9h_TD7=P_9h_TD7*(tan(phi_rad));
Q_10h_TD7=P_10h_TD7*(tan(phi_rad));
Q_11h_TD7=P_11h_TD7*(tan(phi_rad));
Q_12h_TD7=P_12h_TD7*(tan(phi_rad));
Q_13h_TD7=P_13h_TD7*(tan(phi_rad));
Q_14h_TD7=P_14h_TD7*(tan(phi_rad));
Q_15h_TD7=P_15h_TD7*(tan(phi_rad));
Q_16h_TD7=P_16h_TD7*(tan(phi_rad));
Q_17h_TD7=P_17h_TD7*(tan(phi_rad));
Q_18h_TD7=P_18h_TD7*(tan(phi_rad));
Q_19h_TD7=P_19h_TD7*(tan(phi_rad));
Q_20h_TD7=P_20h_TD7*(tan(phi_rad));
Q_21h_TD7=P_21h_TD7*(tan(phi_rad));
Q_22h_TD7=P_22h_TD7*(tan(phi_rad));
Q_23h_TD7=P_23h_TD7*(tan(phi_rad));

%Curva de Carga S7
P_TD7=[P_0h_TD7 P_1h_TD7 P_2h_TD7 P_3h_TD7 P_4h_TD7 P_5h_TD7 P_6h_TD7
P_7h_TD7 P_8h_TD7 P_9h_TD7 P_10h_TD7 P_11h_TD7 P_12h_TD7 P_13h_TD7
P_14h_TD7 P_15h_TD7 P_16h_TD7 P_17h_TD7 P_18h_TD7 P_19h_TD7 P_20h_TD7
P_21h_TD7 P_22h_TD7 P_23h_TD7];

Q_TD7=[Q_0h_TD7 Q_1h_TD7 Q_2h_TD7 Q_3h_TD7 Q_4h_TD7 Q_5h_TD7 Q_6h_TD7
Q_7h_TD7 Q_8h_TD7 Q_9h_TD7 Q_10h_TD7 Q_11h_TD7 Q_12h_TD7 Q_13h_TD7
Q_14h_TD7 Q_15h_TD7 Q_16h_TD7 Q_17h_TD7 Q_18h_TD7 Q_19h_TD7 Q_20h_TD7
Q_21h_TD7 Q_22h_TD7 Q_23h_TD7];

%Energia associada ao TD7 [kWh/ano]
E_TD7=sum(P_TD7)*365;

%curva de Carga S8
P_0h_TD8=input('Carga ativa no TD8 para hora 0 [kW]:');
P_1h_TD8=input('Carga ativa no TD8 para hora 1 [kW]:');
P_2h_TD8=input('Carga ativa no TD8 para hora 2 [kW]:');
P_3h_TD8=input('Carga ativa no TD8 para hora 3 [kW]:');
P_4h_TD8=input('Carga ativa no TD8 para hora 4 [kW]:');
P_5h_TD8=input('Carga ativa no TD8 para hora 5 [kW]:');
P_6h_TD8=input('Carga ativa no TD8 para hora 6 [kW]:');
P_7h_TD8=input('Carga ativa no TD8 para hora 7 [kW]:');
P_8h_TD8=input('Carga ativa no TD8 para hora 8 [kW]:');
P_9h_TD8=input('Carga ativa no TD8 para hora 9 [kW]:');
P_10h_TD8=input('Carga ativa no TD8 para hora 10 [kW]:');
P_11h_TD8=input('Carga ativa no TD8 para hora 11 [kW]:');
P_12h_TD8=input('Carga ativa no TD8 para hora 12 [kW]:');
P_13h_TD8=input('Carga ativa no TD8 para hora 13 [kW]:');
P_14h_TD8=input('Carga ativa no TD8 para hora 14 [kW]:');
P_15h_TD8=input('Carga ativa no TD8 para hora 15 [kW]:');

```



```

P_16h_TD8=input('Carga ativa no TD8 para hora 16 [kW]:');
P_17h_TD8=input('Carga ativa no TD8 para hora 17 [kW]:');
P_18h_TD8=input('Carga ativa no TD8 para hora 18 [kW]:');
P_19h_TD8=input('Carga ativa no TD8 para hora 19 [kW]:');
P_20h_TD8=input('Carga ativa no TD8 para hora 20 [kW]:');
P_21h_TD8=input('Carga ativa no TD8 para hora 21 [kW]:');
P_22h_TD8=input('Carga ativa no TD8 para hora 22 [kW]:');
P_23h_TD8=input('Carga ativa no TD8 para hora 23 [kW]:');

```

```

%Potência Reativa da carga S8

```

```

Q_0h_TD8=P_0h_TD8*(tan(phi_rad));
Q_1h_TD8=P_1h_TD8*(tan(phi_rad));
Q_2h_TD8=P_2h_TD8*(tan(phi_rad));
Q_3h_TD8=P_3h_TD8*(tan(phi_rad));
Q_4h_TD8=P_4h_TD8*(tan(phi_rad));
Q_5h_TD8=P_5h_TD8*(tan(phi_rad));
Q_6h_TD8=P_6h_TD8*(tan(phi_rad));
Q_7h_TD8=P_7h_TD8*(tan(phi_rad));
Q_8h_TD8=P_8h_TD8*(tan(phi_rad));
Q_9h_TD8=P_9h_TD8*(tan(phi_rad));
Q_10h_TD8=P_10h_TD8*(tan(phi_rad));
Q_11h_TD8=P_11h_TD8*(tan(phi_rad));
Q_12h_TD8=P_12h_TD8*(tan(phi_rad));
Q_13h_TD8=P_13h_TD8*(tan(phi_rad));
Q_14h_TD8=P_14h_TD8*(tan(phi_rad));
Q_15h_TD8=P_15h_TD8*(tan(phi_rad));
Q_16h_TD8=P_16h_TD8*(tan(phi_rad));
Q_17h_TD8=P_17h_TD8*(tan(phi_rad));
Q_18h_TD8=P_18h_TD8*(tan(phi_rad));
Q_19h_TD8=P_19h_TD8*(tan(phi_rad));
Q_20h_TD8=P_20h_TD8*(tan(phi_rad));
Q_21h_TD8=P_21h_TD8*(tan(phi_rad));
Q_22h_TD8=P_22h_TD8*(tan(phi_rad));
Q_23h_TD8=P_23h_TD8*(tan(phi_rad));

```

```

%Curva de Carga S8

```

```

P_TD8=[P_0h_TD8 P_1h_TD8 P_2h_TD8 P_3h_TD8 P_4h_TD8 P_5h_TD8 P_6h_TD8
P_7h_TD8 P_8h_TD8 P_9h_TD8 P_10h_TD8 P_11h_TD8 P_12h_TD8 P_13h_TD8
P_14h_TD8 P_15h_TD8 P_16h_TD8 P_17h_TD8 P_18h_TD8 P_19h_TD8 P_20h_TD8
P_21h_TD8 P_22h_TD8 P_23h_TD8];

```

```

Q_TD8=[Q_0h_TD8 Q_1h_TD8 Q_2h_TD8 Q_3h_TD8 Q_4h_TD8 Q_5h_TD8 Q_6h_TD8
Q_7h_TD8 Q_8h_TD8 Q_9h_TD8 Q_10h_TD8 Q_11h_TD8 Q_12h_TD8 Q_13h_TD8
Q_14h_TD8 Q_15h_TD8 Q_16h_TD8 Q_17h_TD8 Q_18h_TD8 Q_19h_TD8 Q_20h_TD8
Q_21h_TD8 Q_22h_TD8 Q_23h_TD8];

```

```

%Energia associada ao TD8 [kWh/ano]

```

```

E_TD8=sum(P_TD8)*365;

```

```

%Energia fornecida pelo AL2 [kWh/ano]

```

```

E_AL2=E_TD5+E_TD6+E_TD7+E_TD8;

```

```

%Corrente média do AL2 [A]

```

```

I_AL2=E_AL2/(sqrt(3)*V_AL2*fp*8760)

```

```

%Perda de potência para a demanda média no SDMT em kW

```

```

Perdas_pot_AL2=1.05*0.95*(exp(-
6.34+1.82*log(I_AL2)+0.77*log(Ltr_AL2)+0.39*log(Rtr_AL2)+0.16*log(Lr1_AL2+L
r2_AL2+Lr3_AL2)))

```

```
%Média da Carga do AL2
Media_Carga_AL2=mean(P_TD5+P_TD6+P_TD7+P_TD8);

%Desvio da Carga do AL2
Desvio_Carga_AL2=var([P_TD5+P_TD6+P_TD7+P_TD8])^0.5;

%Coeficiente de Perdas do AL2
CP_AL2=1+((Desvio_Carga_AL2/Media_Carga_AL2)^2);

%Perda de potência média no AL2 [kW]
Perda_pot_media_AL2=Perdas_pot_AL2*CP_AL2

%Perda de energia no AL2[kWh/ano]
Perdas_energia_AL2=Perdas_pot_AL2*CP_AL2*8760
```

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 1. Brasília, DF, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 7. Brasília, DF, 2011(a).

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – Nota Técnica nº0014/2011-SRD-ANEEL. Brasília, DF, 2011(b).

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – Balanço Energético Nacional 2011: Ano Base 2010. Rio de Janeiro, RJ. 2011.

BULLER, F.H., E WOODROW, C.A. – Load Factor-Equivalent Hour values Compared. EUA, 1928.

FALCÃO, DJALMA M. – Fluxo de Potência em Redes de Distribuição Radiais. Rio de Janeiro, RJ. 2008.

GONEN, TURAN – Electric Power Distribution System Engineering. San Francisco, EUA, 1986.

KERSTING, WILLIAM H. – Distribution System Modeling and Analysis. Boca Raton, EUA, 2006.

KAGAN, NELSON – Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. São Paulo, SP, 2005.

QUEIROZ, LEONARDO MENDONÇA OLIVEIRA DE – Estimação e Análise das Perdas Técnicas na Distribuição de Energia Elétrica. Tese de Doutorado. Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação. Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2010.

POWERSYSLAB ENGENHARIA E SISTEMAS LTDA – Sistema de Apoio ao Planejamento e à Operação de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, Versão 2.2.4.34. Porto Alegre, 2012.

SCARABELOT, ÁLVARO GARSKE – Ferramenta de Apoio à Tomada de Decisão de Migração ao Mercado Livre para Consumidores Potencialmente Livres. Projeto de Diplomação. Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2009.