

XV SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - SENDI 2002

IMPACTO DA UNIVERSALIZAÇÃO NAS PERDAS TÉCNICAS

A. Almeida Filho – COELBA

E-mail: aalmeida@coelba.com.br

Palavras-chave – Perdas, Perdas técnicas, Universalização, Sistema Elétrico.

Resumo - Este documento apresenta o resultado de simulações efetuadas no sistema elétrico da COELBA, para determinação do incremento das perdas técnicas, considerando a universalização do atendimento dos serviços de energia.

Para as simulações foram utilizados dados médios, obtidos do programa luz no campo que está em implantação pela COELBA no Estado da Bahia.

A Universalização do uso da energia elétrica está prevista na lei 10.438, de 26 de abril de 2002, nos seus artigos 14 e 15.

1. INTRODUÇÃO

Este trabalho, que tem como principal finalidade determinar o impacto da Universalização nas perdas técnicas, apresenta inicialmente uma idéia dos motivos que levaram o Governo Federal a instituir o programa. Indica as principais cláusulas dos contratos de concessão que dizem respeito ao assunto e apresenta os dados de novas ligações necessárias para dotar todo o povo baiano de energia elétrica.

No capítulo seguinte é apresentado o Programa Luz no campo que está sendo implantado na Bahia pela COELBA, indicando a sua evolução e as metas a serem cumpridas. Este programa, na realidade, se constitui nos primeiros passos para implantação da Universalização do atendimento.

No capítulo 4 é feita uma análise do que estabelece a lei 10.438, que dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o programa de incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfra), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a Universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação a algumas leis e dá outras providências. A análise é feita somente nos artigos referentes à universalização.

Os dois capítulos seguintes são dedicados às perdas propriamente ditas. Chama-se atenção das ações que as distribuidoras vem implementando no sentido de reduzir as suas perdas globais e apresenta-se os critérios que foram utilizados na realização das simulações para determinar o impacto que a Universalização causará nas perdas técnicas.

No capítulo 7 são apresentados os resultados das simulações mostrando o impacto causado, considerando os critérios estabelecidos.

No capítulo 8 são apresentadas algumas conclusões sobre o assunto e no capítulo final são listadas as referências bibliográficas utilizadas.

Existe ainda um anexo com a configuração da rede de baixa tensão utilizada nas simulações.

2. A UNIVERSALIZAÇÃO

Devido às dimensões continentais do País, existem muitos domicílios Brasileiros que ainda não dispõem dos serviços de energia elétrica. O Governo Federal, preocupado em dotar todos os lares e processos produtivos de infra-estrutura básica, com o mínimo de conforto necessário, aprovou, através do Congresso Nacional e o Presidente da República sancionou em 26 de abril de 2002, a lei nº 10.438 que dispõe sobre a Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica, dentre outros assuntos.

A universalização do serviço de energia elétrica está fundamentada na Constituição Federal, art. 23, inciso X, a qual trata do dever da União para combater as causas da pobreza e da marginalização social.

Nos contratos de concessão mais recentes, assinados entre as distribuidoras e a ANEEL, ainda não constam cláusulas específicas relativas à Universalização do atendimento. No entanto, algumas delas já indicam que o atendimento deve abranger todo o mercado da área de concessão.

De acordo com esses contratos, as concessionárias devem dar atendimento abrangente ao mercado, sem exclusão das populações de baixa renda e das áreas de baixa densidade populacional, inclusive as rurais, atendidas as normas do Poder Concedente e da ANEEL.¹

Existe ainda uma cláusula específica sobre eletrificação rural, onde as concessionárias são obrigadas a participar e implementar programas de eletrificação rural, oriundos de políticas públicas federais ou estaduais, com vistas à incorporação da potencial demanda desse segmento e ao pleno atendimento do mercado de energia elétrica em sua área de concessão.²

¹ ANEEL, Conferir contrato de concessão nº 26/2000.

² ANEEL, Conferir contrato de concessão nº 26/2000.

Segundo dados do PNAD/99 e levantamentos da ABRADDEE, só na Bahia são necessárias ainda mais 504.730 novas ligações e, para o Brasil, o número é da ordem de 1.500.000, abatendo-se os domicílios a serem ligados no Programa Luz no Campo em sua primeira etapa.

Atualmente está em curso o Programa Luz no Campo, utilizando quase em sua totalidade rede convencional, e outros programas, com aplicação de recursos públicos internos e externos para fontes alternativas, constituindo-se nos primeiros passos para uma efetiva universalização.

Neste trabalho foi considerado que o programa de universalização do atendimento na COELBA será implantado em 10 anos, obedecendo às metas indicadas na tabela a seguir:

TABELA I
CRONOGRAMA DE IMPLANTAÇÃO DA UNIVERSALIZAÇÃO NA BAHIA

Número de consumidores por ano				
Ano 1	Anos 2 e 3	Anos 4 a 7	Ano 8	Anos 9 e 10
44.730	50.000	55.000	50.000	45.000

Estes dados são para efeito de simulação, uma vez que as metas da Universalização ainda não foram definidas pela ANEEL.

3. O PROGRAMA LUZ NO CAMPO³

O programa luz no campo foi instituído pelo Governo Federal, através do Ministério de Minas e Energia e com o apoio financeiro e técnico da Eletrobrás, com o objetivo de levar a energia elétrica ao campo, dotando as áreas rurais Brasileiras de infra estrutura mínima, promovendo melhorias sócio econômicas, e visando elevar o baixo índice de eletrificação rural hoje existente, principalmente nas regiões Norte e Nordeste do País.

A implantação do programa fica a cargo das concessionárias locais, depois de assinarem convênios com os órgãos governamentais para tal fim.

Antes da instituição do programa, a Bahia possuía uma população rural de cerca de 4,9 milhões de habitantes, distribuída em 1,1 milhão de domicílios e 810 mil propriedades rurais. Deste total, cerca de 57,7% dos moradores ainda não podiam usufruir dos benefícios gerados pela energia elétrica. Ainda utilizavam de meios rudimentares para iluminação de suas moradias, como por exemplo candeeiros usando como combustível o querosene.

O programa Luz no Campo teve início no Estado da Bahia em Janeiro de 2000, com um cronograma previsto para ser implantado em três anos.

Está previsto o atendimento de 116 mil novos Clientes na sua primeira etapa e 42 mil na segunda etapa, beneficiando indiretamente cerca de 500 mil pessoas e

gerando novas possibilidades de desenvolvimento ao meio rural baiano.

Esta iniciativa do governo Federal teve como principal foco o atendimento da população residente nas áreas rurais, isto é, fora das sedes municipais, com prioridade para aquelas que estão próximas às redes existentes de energia elétrica.

A situação da implantação do programa no Estado da Bahia, até 09/05/2002, era a seguinte:

TABELA II
EVOLUÇÃO DO PROGRAMA LUZ NO CAMPO NO ESTADO DA BAHIA

Número de Consumidores atendidos	93.189
Potência instalada em KVA	117.213
Número de postes implantados	161.814
Extensão de rede implantada em Km	14.415
Número de transformadores instalados	8.990

Fonte: Luz no campo, site www.coelba.com.br

As metas previstas pelo programa são as seguintes:

TABELA III
METAS DO PROGRAMA LUZ NO CAMPO NO ESTADO DA BAHIA

	1ª etapa	2ª etapa
Número de Consumidores	116.000	42.000
Potência em KVA	206.771	55.866
Número de postes	193.392	94.595
Número de transformadores	12.272	4.230

Fonte: Luz no campo, site www.coelba.com.br

Observa-se que cerca de oitenta por cento do número de consumidores previsto no programa na sua primeira etapa já foi atendido

A quase totalidade do programa deverá ser implantado usando a rede convencional de energia. No entanto, está previsto a utilização de fontes alternativas de energia para fornecimento a cerca de 8% dos consumidores na sua primeira etapa.

4. A LEI 10.438

Esta lei traz importantes mudanças no setor de energia. Em relação à Universalização, estabelece que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de energia atendam a todos os domicílios de sua área de concessão. E caso necessário, está previsto no artigo 15 que "... a Aneel poderá promover licitações para outorga de permissões de serviço público de energia elétrica, em áreas já concedidas cujos contratos não contenham cláusula de exclusividade."

Isto é, caso a Concessionária detentora da concessão por algum motivo não tenha condições de atender às metas previstas no programa de universalização do serviço público de energia elétrica, é realizada uma licitação para contratar uma permissionária "...para prestar serviço público de energia elétrica utilizando-se da forma

³ Informações constantes no site <http://www.coelba.com.br>

convencional de distribuição, podendo, simultaneamente, também prestar o serviço mediante associação ou contratação com agentes detentores de tecnologia ou titulares de autorização para fontes solar, eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas.”⁴

As concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, bem como seus controladores, suas controladas e coligadas não podem participar das referidas licitações.

Uma vez contratada, a permissionária pode realizar o fornecimento de energia elétrica a qualquer que seja o consumidor que esteja localizado na área permitida, mesmo que esse já seja atendido pela concessionária local. Isto é, a partir de então o novo entrante passa a ser um potencial concorrente localizado na área caracterizada como monopólio natural.

Com relação ao programa de implementação, esta lei estabelece que: “A ANEEL tornará públicas, anualmente, as metas de universalização do serviço público de energia elétrica.”⁵. Desta forma, as resoluções da ANEEL sobre o assunto terão força de lei.

Para estabelecimento das metas, a ANEEL deverá levar em conta, dentre outros fatores, a taxa de atendimento da concessionária ou permissionária, considerada no global e desagregada por Município e a capacidade técnica e econômica necessárias ao atendimento das mesmas.⁶

Dessa forma, deverá haver uma avaliação criteriosa quanto à capacidade de realização de cada concessionária, permitindo um tratamento diferenciado por região ou Estado. Cada caso deverá ser tratado individualmente considerando as peculiaridades regionais de cada concessão e o número de clientes não atendidos.

Com as metas estabelecidas, as concessionárias ou permissionárias devem se preparar para atendê-las, cujo cumprimento será fiscalizado pelo Poder Concedente, periodicamente, com intervalos “... no máximo igual ao estabelecido nos contratos de concessão para cada revisão tarifária, devendo os desvios repercutir no resultado da revisão mediante metodologia a ser publicada.”⁷

Ainda no artigo 14 a lei estabelece as condições de atendimento, retirando qualquer responsabilidade financeira ao consumidor, quando o fornecimento puder ser realizado através da extensão da rede em tensão secundária de distribuição:

Art. 14 § 7º: “A partir de 31 de julho de 2002, e até que entre em vigor a sistemática de atendimento por área, as concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica atenderão, obrigatoriamente e sem qualquer ônus para o consumidor, ao pedido de ligação cujo fornecimento possa ser realizado mediante a extensão de rede em tensão secundária de distribuição, ainda que seja necessário realizar reforço ou melhoramento na rede primária.”

Assim, modifica-se a prática atual na qual os consumidores têm uma participação financeira nos

investimentos necessários para serem ligados à rede, respaldada em Portaria do DNAEE.⁸ Esta portaria permite as concessionárias fazer os cálculos da sua participação financeira nos investimentos e calcular, pela diferença, a participação do cidadão.

A legislação que regulamenta o atendimento a clientes, suas regras, condições e procedimentos encontram-se estabelecidas na Resolução nº 456, de 29 de novembro de 2000, instituída pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Existem diversos programas de atendimento a clientes que são implementados pelo governo federal, estadual e municipal, como por exemplo o Luz no Campo. Nos convênios firmados entre as concessionárias e os governos, consta cláusula específica em que os ativos envolvidos são incorporados ao patrimônio das concessionárias.

O consumidor estabelecido em área definida como progressivamente decrescente⁹, ou seja, aquele que estiver previsto para ser atendido em determinado horizonte de tempo que não o satisfaça, poderá antecipar sua ligação com recursos próprios ou com financiamento. Entretanto, caberá à concessionária ou permissionária a restituição deste valor após a carência de prazo igual ao que seria necessário para efetuar a sua ligação sem ônus.

Se esse financiamento for realizado por órgãos públicos, inclusive da administração indireta, para expansão de redes para atender à universalização do serviço, será igualmente restituído pela concessionária ou permissionária, devendo a ANEEL disciplinar o prazo de carência quando a expansão da rede incluir áreas com prazos de diferimento distintos.¹⁰

A promoção da Universalização do Serviço de Energia Elétrica em todo o território Brasileiro, terá como fonte de recursos a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, os quais “serão provenientes dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, das multas aplicadas pela ANEEL a concessionários, permissionários e autorizados e, a partir do ano de 2003, das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializem energia com o consumidor final.”¹¹

5. PERDAS

As perdas no sistema elétrico vem se constituindo em uma grande preocupação das Empresas de Energia Elétrica Brasileiras. Desde que iniciaram as privatizações do setor, várias ações têm sido implementadas visando reduzi-las de forma a não comprometer o faturamento.

Essas ações têm sido tanto no sentido de reduzir as perdas chamadas comerciais que correspondem à energia efetivamente entregue ao consumidor e/ou a outra concessionária, mas não computada nas vendas, como visando reduzir as perdas técnicas que são aquelas

⁴ Art. 15, § 3º da lei 10.438

⁵ Conforme Art. 14, § 5º da lei 10.438.

⁶ Conforme Art. 14, § 1º da lei 10.438.

⁷ Conforme Art. 14, § 4º da lei 10.438.

⁸ Conforme art. 3º e art. 7º da Portaria nº 5, de 11 de janeiro de 1990 do DNAEE..

⁹ Conforme Art. 14, inciso II da lei 10.438.

¹⁰ Conforme Art. 14, § 3º da lei 10.438.

¹¹ Conforme art. 13, § 1º da lei 10.438.

inerentes ao processo e que ocorrem no transporte (transmissão e distribuição), na transformação e em outros equipamentos instalados na rede elétrica.

Para redução das perdas comerciais as Empresas têm buscado implantar programas de educação ao cliente, mostrando os perigos advindos da rede elétrica e fazendo inspeções para descobrir fraudes.

No que concerne às perdas técnicas, as distribuidoras têm envidado esforços no sentido de realização de obras de reforços do sistema elétrico, o que implica em maiores valores nos seus investimentos anuais.

6. PERDAS TÉCNICAS X UNIVERSALIZAÇÃO

As perdas técnicas são inerentes ao sistema elétrico e dependem basicamente das características próprias da rede e dos equipamentos nela instalados e das cargas que estão sendo atendidas.

O Estado da Bahia possui dimensões continentais, necessitando de redes muito longas para atender aos seus clientes, principalmente aqueles localizados em áreas rurais, que normalmente estão distantes das subestações e das fontes de geração. Por esta razão as ações necessárias para reduzir as perdas técnicas na maioria das vezes envolve recursos elevados, necessitando grandes esforços por parte das distribuidoras de energia elétrica.

O programa de universalização do atendimento é constituído na sua grande maioria por consumidores situados em áreas rurais. Para seu atendimento será necessário a expansão da rede elétrica e em muitos casos reforços, até mesmo, nas redes de subtransmissão.

As simulações para determinar o impacto da universalização nas perdas técnicas não são tão simples, principalmente devido à falta de dados cadastrais dos sistemas de distribuição de média tensão e sobretudo de baixa tensão.

É certo no entanto, que com a Universalização haverá um incremento nessas perdas, principalmente por se tratarem de pequenas cargas situadas a grandes distâncias dos parques geradores e das subestações.

6.1. Critérios utilizados para simulação das perdas técnicas.

Para simulação das perdas técnicas foram considerados os dados reais obtidos pelo programa luz no campo da COELBA. Foram determinados valores médios dos dados já obtidos em campo, sempre baseado no número de projetos realizados e no número de clientes atendidos. Foi ainda estabelecido um circuito secundário típico, utilizado para atendimento a esses tipos de cargas.

Acredita-se que o programa já executado corresponda a uma amostra significativa do total do programa luz no campo.

Para determinação do incremento das perdas técnicas causado pela Universalização, objeto deste trabalho, foram utilizados esses valores médios e extrapolados para o total de clientes previstos a serem atendidos no programa.

Os valores encontrados são valores médios das perdas técnicas na rede de média tensão, nos transformadores de distribuição e na rede de baixa tensão.

Os incrementos de perdas técnicas devido à Universalização nas redes de subtransmissão e transmissão foram considerados muito pequenos, e portanto, desprezados na elaboração deste trabalho.

Com estes valores médios e com os dados do PNAD/99 e levantamentos da ABRADDEE, que indicam o número de novas ligações necessárias para efetivar a Universalização do atendimento, foi feita uma extrapolação e determinados os números totais dos dados necessários para sua implantação.

Os seguintes números médios foram determinados baseados na tabela II:

⇒ Número médio de consumidores por transformador: será o resultado da divisão do número total de consumidores pelo número de transformadores instalados. Assim em média foram ligados 10,4 consumidores por transformador. Para ser mais pessimista foram considerados **11 consumidores por transformador**.

⇒ Potência média do transformador: será o resultado da divisão da potência instalada pelo número de transformadores. Logo a potência média do transformador implantado é de 13 KVA. Assim, poderão ser instalados **transformadores de potência de 10 e 15 KVA**. Em alguns casos poderão ser instalados transformadores de 30 KVA.

⇒ Demanda máxima por transformador: será determinada utilizando a tabela da norma de projeto PDP 01.02¹², anexo E, e assumindo consumidores do tipo A, aqueles que possuem 1 geladeira, 1 TV, 1 som, e predominam em áreas de ocupação desordenada, a potência máxima diversificada por consumidor é de 0,25 KVA para número de consumidores variando entre 11 e 15. O que implica em uma demanda máxima, para 11 consumidores, de **2,75 KVA por transformador**.

⇒ Número de transformadores por projeto: será o resultado da divisão do número de transformadores pelo número de projetos, o que resulta: **3,7 transformadores por projeto**.

⇒ Km médio da rede secundária por transformador: será o resultado da divisão dos Km de rede de baixa tensão construídos pelo número de transformadores instalados, resultando: 0,73 Km, ou **730 metros por transformador**.

⇒ Km médio da rede de média tensão por projeto: para cálculo das perdas na rede de Média Tensão serão considerados ramais trifásicos e ramais bifásicos, em cabo 4 CAA, com 3,4 Km por projeto.

⇒ Demanda máxima por projeto: como são 3,7 transformadores por projeto, tem-se uma demanda máxima por projeto de : 10,175 KVA.

¹² Norma COELBA: Instruções de Serviço para levantamento de cargas e estimativas de demanda.

Foi considerado um circuito típico de rede secundária para cada transformador instalado, cujo modelo está representado no anexo I.

7. RESULTADOS OBTIDOS

Os cálculos foram realizados separadamente para as redes de média tensão, transformadores de distribuição e redes de baixa tensão.

Foi utilizado um fator de carga de 0,25, que é um valor típico para este tipo de consumidor.

Para determinação das perdas nos circuitos de média tensão foi considerado que 70% dos circuitos são trifásicos e 30% monofásicos, baseado no que vem ocorrendo no programa luz no campo.

As perdas nos transformadores de distribuição foram calculadas considerando que 70% dos transformadores são monofásicos de 10 KVA e 30% destes são trifásicos de 15 KVA.

Os valores encontrados para a rede secundária de baixa tensão foram todos baseados no circuito mostrado no anexo I, considerando que 70% dos circuitos são monofásicos e 30% são trifásicos.

As simulações para a rede secundária foram realizadas utilizando o programa SIMPERDAS - Simulador Probabilístico de Perdas Técnicas na Rede Secundária de Distribuição.¹³

Observou-se que grande parte das perdas estão concentradas nos transformadores de distribuição em função da baixa carga envolvida e das perdas no ferro serem constantes, independentes da corrente que por eles esteja circulando.

A seguir são apresentados os resultados obtidos com as simulações:

TABELA IV
RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES – VALORES TOTAIS DAS
PERDAS TÉCNICAS

Valores das perdas técnicas em %				
Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
0,04	0,08	0,12	0,16	0,20
Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
0,25	0,29	0,33	0,37	0,40

Os valores percentuais encontrados parecem pequenos, chegando a 0,4% no final do décimo ano. Porém quando transformados em energia, estes números são bastante significativos para a arrecadação da distribuidora de energia elétrica.

Considerando que a concessionária possui energia requerida da ordem de 10.000 GWh ao ano, este percentual de 0,4% representaria 40 GWh de energia não faturada anualmente.

Em relação à Energia requerida pelo programa de universalização, estas perdas correspondem a 13,9%. Este é um número bastante elevado se levarmos em consideração que estamos apenas calculando as perdas técnicas.

No que se refere às perdas comerciais, este é um outro problema. Será que estes novos clientes terão condições de pagar suas contas de energia?

8. CONCLUSÃO

Está previsto na Constituição Federal a garantia do equilíbrio financeiro das concessionárias de energia elétrica. Com a aprovação da lei 10.438, as obrigações previstas nos editais de licitação e nos contratos de concessão serão alteradas, como por exemplo a realização de obras sem a participação financeira do cliente. Isso possivelmente, ensejará reajustes tarifários buscando manter o equilíbrio financeiro da distribuidora.

Além do mais, a Universalização certamente afetará os índices de qualidade do atendimento, com a extensão de redes de distribuição rurais, o que poderá provocar uma revisão dos atuais indicadores de qualidade exigidos pela ANEEL.

As metas de universalização deverão ser estabelecidas com muito cuidado, principalmente no Norte e Nordeste do Brasil, onde a pobreza é mais acentuada, o número de domicílios sem energia elétrica é muito grande e as distâncias para a rede e subestações distribuidoras são consideráveis.

A distribuidora local, caso não atenda aos consumidores da universalização em sua área de concessão, pode se ver ameaçada por um novo entrante, que é a permissionária que poderá vencer uma licitação promovida pela ANEEL, sem a participação das concessionárias existentes.

Considerando que foram usados os dados médios do programa luz no campo para simulação das perdas técnicas e que este programa já tem 80% do número de consumidores atendidos, acredita-se que os resultados obtidos estarão bem próximos do que poderá ocorrer com a universalização.

A demanda máxima média por transformador é cerca de 27,5% da sua potência nominal. Isto deve-se à característica do programa para atender a cargas de baixa renda.

Mais de 60% das perdas apresentadas são devidas aos transformadores.

Como as cargas são muito baixas, a quase totalidade destas perdas são provenientes do ferro do transformador, que são perdas constantes e independentes da carga.

O impacto da universalização nas perdas técnicas, apesar de aparentemente pequeno, apresenta incrementos bastante consideráveis, cerca de 0,4% em relação à energia requerida total e em torno de 13,9% da energia consumida pelo programa. Este percentual já é maior do que as atuais perdas técnicas do sistema elétrico da COELBA.

¹³ Software desenvolvido no âmbito do P&D da ANEEL, pela COELBA/UNIFACS.

Se a energia requerida é da ordem de 10.000 GWh, as perdas técnicas seriam de 40 GWh. Com a menor tarifa estabelecida na resolução ANEEL nº 247/2002, para classe B1 – Residencial/Baixa Renda com consumo de 0 a 30 KWh, de 0,09816 já incluso o ICMS de 25%, o incremento de perda anual seria: R\$ 3.926.000,00.

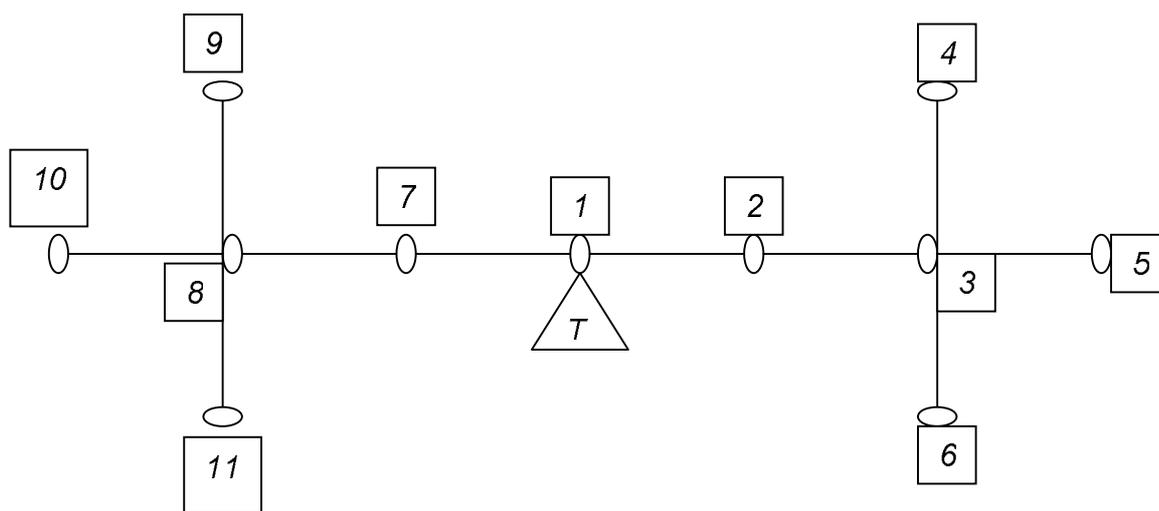
Se forem acrescidas as perdas comerciais a estes números, as perdas totais poderão chegar a números bastante relevantes, principalmente se forem levadas em conta as condições sócio econômicas dos novos clientes.

9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ANEEL/CELPE. Contrato de Concessão Nº 26/2000. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em 20/01/2001.
- [2] Brasil. ANEEL. Legislação Básica do Setor Elétrico Brasileiro. Volume I. Portaria DNAEE Nº 005, de 11 de janeiro de 1990. Dispõe sobre os encargos de responsabilidade do concessionário de serviço público de energia.
- [3] Brasil. ANEEL. Resolução nº 456, de 29 de novembro de 2000. Estabelece de forma atualizada e consolidada, as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica.
- [4] Brasil. Constituição da República Federativa do Brasil. Editora Saraiva. 27ª edição. 2001.
- [5] BRASIL. IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Pesquisa Nacional Por Amostra de Domicílios – PNAD 1999. Disponível em <http://www.ibge.gov.br>.
- [6] BRASIL. Lei 10.438, de 26 de abril de 2002. Disponível em <http://www.planalto.gov.br> Acesso em 14/07/2002.
- [7] COELBA. Bacelar, J. Relatório 209/DIPL. Equações de Fatores de Perda. Maio de 1994.
- [8] COELBA. LUZ NO CAMPO. Disponível em <http://www.coelba.com.br>. Acesso em 09/05/2002.
- [9] COELBA. Norma PDP 01.02. Instruções de Serviço para levantamento de cargas e estimativas de demanda.
- [10] Valente, A. L.; Almeida Filho, A.; Ramalho, J. P. and Staruch, M. T.. Probabilistic Methodology for Technical Losses Calculation in Distribution Networks. T&D 2002. IEEE – The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. PES - Power Engineering Society. São Paulo. Brasil. Março de 2002.

10. ANEXO I

CIRCUITO TÍPICO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO



T – Transformador de distribuição.

1 a 11 – Postes das redes de distribuição.