



XX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica
SENDI 2012 - 22 a 26 de outubro
Rio de Janeiro - RJ - Brasil

Claudio Elias Carvalho	Lincoln Jose Silva de Albuquerque Barros
Agência Nacional de Energia Elétrica	Agência Nacional de Energia Elétrica
claudioec@aneel.gov.br	lincolnbarros@aneel.gov.br

Parâmetros Típicos e Custos Referenciais de Ativos em Redes Aéreas de Distribuição de Energia Elétrica

Palavras-chave

Banco de Preços Referenciais
Base de Remuneração Regulatória
Módulos Construtivos
Redes Aéreas de Distribuição

Resumo

Este artigo apresenta parâmetros típicos e valores referenciais associados aos ativos em serviço em Redes de Distribuição Aéreas – RDAs, a partir do tratamento de dados reais de empresas distribuidoras do setor elétrico nacional. Os parâmetros típicos obtidos buscam retratar as condições usuais quanto aos aspectos construtivos, revelando uma regularidade construtiva nas redes implantadas e permitindo o estabelecimento de valores médios associados ao seu dimensionamento físico. Os valores referenciais de custo são apresentados no formato de módulos construtivos que representam, de forma agregada, os principais ativos em RDAs. A aplicação conjunta desses indicadores fornece uma estimativa de custos para implantação ou avaliação patrimonial de RDAs, tanto em regiões urbanas quanto rurais.

1. Introdução

O serviço de distribuição de energia elétrica requer uma adequada alocação de ativos, a fim de: (i) garantir uma operação eficiente, confiável e de qualidade a seus consumidores; e (ii) permitir a geração de uma receita ao negócio compatível com o risco envolvido. A valoração desses ativos, representados por um conjunto de bens e instalações, constitui tarefa fundamental à composição das bases de remuneração das distribuidoras, revestindo-se de significativa importância nos momentos de redefinição de suas tarifas de energia – regulatoriamente identificados como Revisões Tarifárias Periódicas – RTPs.

Inicialmente, são elencados os fatores técnicos e econômicos que demandam investimentos, permitindo contextualizar o tema do artigo – valoração de ativos em RDAs. Sob o aspecto técnico, são abordadas as

principais motivações alocativas de recursos. A abordagem econômica, por sua vez, retrata os aspectos de interesse relacionados à remuneração do capital aos acionistas. Em sequência, são apresentados os conceitos, as metodologias e os dados aplicados ao desenvolvimento do trabalho, bem como as considerações e limitações estabelecidas neste, chegando-se aos valores referenciais e parâmetros típicos decorrentes da análise. Finaliza-se com a apresentação de um caso-exemplo de RDA, no qual os ativos utilizados à sua construção são, então, valorados com as grandezas e parâmetros obtidos na fase de desenvolvimento, seguida das principais conclusões do trabalho.

2. Desenvolvimento

2.1. A Demanda por Investimentos

Motivadas tanto pelas demandas funcionais de suas redes de distribuição – voltadas ao atendimento contratual de seu mercado, quanto pela expectativa dos empreendedores em obter remuneração adequada ao negócio, as empresas são incentivadas a aplicarem recursos financeiros nos sistemas elétricos de distribuição sob suas responsabilidades.

Atendimento Adequado ao Mercado

Os sistemas elétricos de distribuição devem ser concebidos, implantados e mantidos, visando a garantir uma operação segura, eficiente, confiável e de qualidade a seu mercado. Tipicamente, as obras demandadas para o alcance de tais objetivos estão relacionadas à: (i) expansão da rede, (ii) melhoria da qualidade do sistema, e (iii) renovação dos ativos de distribuição.

A alocação de investimentos relacionada à expansão da rede visa a atender o aumento da carga instalada e/ou do consumo de energia – eventos também identificados por crescimento horizontal e vertical do mercado, respectivamente. Trata-se da aquisição e implantação de ativos, tais como: construção ou recondutoramento de circuitos alimentadores; instalação/remoção de equipamentos de transformação ou de manobra; e instalação de equipamentos e instrumentos de medição.

Os recursos destinados à melhoria da qualidade do sistema têm por objetivo a manutenção ou o resgate dos níveis adequados para o fornecimento da energia elétrica, de modo a atender critérios operacionais de confiabilidade, assim como metas regulatórias (DEC - duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, FEC - frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, e níveis de tensão em regime permanente). A instalação de equipamentos para regulação de tensão, compensação reativa ou remanejamento de carga, a troca de condutores e a implantação de novas tecnologias (telecontrole e automação) exemplificam ativos alocados com tais finalidades.

Por fim, existem ainda as situações de desgaste natural de bens e instalações de RDAs - decorrente de uso ou disponibilidade, a obsolescência ocasionada pela inovação tecnológica ou a necessidade de sua substituição em face de acidentes/danos operativos. Todas elas retratam situações relacionadas à aplicação de investimentos destinados à sua renovação.

Remuneração do Capital Investido

Quando as empresas alocam recursos financeiros em seus negócios, elas têm a expectativa de ter remunerado o capital que fora investido, de modo compatível aos riscos inerentes às atividades a serem desenvolvidas. A remuneração do capital, portanto, é a essência do negócio de uma distribuidora, sendo composta por duas parcelas: a remuneração sobre o capital investido (rentabilidade do negócio) e a depreciação, que corresponde ao retorno do capital investido.

A apuração da remuneração do capital investido em empresas de distribuição ocorre quando de suas RTPs, previstas em seus contratos de prestação de serviço junto ao Poder Concedente, por meio do cálculo do Reposicionamento Tarifário, o qual envolve a redefinição das tarifas de energia elétrica em nível compatível com o equilíbrio econômico-financeiro contratual.

Nesse contexto, o volume de investimentos realizados por uma distribuidora é considerado para a composição de sua Base de Remuneração Regulatória – BRR, a qual é remunerada pelo custo de capital regulatório. Ressalta-se que, sobre os novos ativos, ainda é aplicado um Índice de Aproveitamento, destinado a capturar a parcela do ativo que, de fato, faz-se necessária à prestação do serviço.

Outro aspecto importante à composição da BRR está relacionado à avaliação patrimonial dos ativos existentes, a qual não corresponde à simples aplicação de seus valores de mercado, mas sim a um valor referencial, oriundo da aplicação do aproveitamento e depreciação sobre os custos de reposição para equipamentos, benfeitorias e obras civis em operação, contemplados os gastos com instalações e outros custos adicionais. A esse valor referencial, dá-se o nome de Valor Novo de Reposição – VNR.

Enquanto a remuneração de capital depende, fundamentalmente, da BRR e do custo de capital, observe-se que as receitas proporcionadas pelos investimentos realizados são geradas no decorrer da vida útil dos ativos implantados no sistema elétrico. Assim, o pagamento dos investimentos, ou seja, o retorno de capital acontece à medida que os ativos são depreciados. Ressalta-se que, para fins regulatórios, a taxa média de depreciação dos ativos de distribuição é em torno de 3,8% a.a., o que resulta uma vida útil média de 26 anos, período médio em que ocorrerá a reintegração do capital investido.

2.2 Aspectos Construtivos

A etapa preliminar à efetiva valoração dos ativos consiste no reconhecimento de aspectos construtivos relacionados à alocação eficiente do conjunto de bens e instalações – alocação essa necessária à prudente implantação de redes de distribuição de energia elétrica.

Metodologia Aplicada e Caracterização dos Ativos

De modo a se utilizar dados regulatoriamente reconhecidos como prudentes e eficientes, a análise e tratamento das informações deste trabalho buscou ter como base referencial os dados reais de distribuidoras de energia elétrica, decorrentes do Segundo Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas – 2CRTP, consistindo: (i) do levantamento da base de ativos, obtido por meio de laudos de avaliação - onde foram apurados todos os equipamentos, veículos, prédios, móveis e instalações pertencentes à distribuidora; e (ii) do tratamento dos dados fornecidos à composição da Empresa de Referência correspondente – modelo destinado a avaliar os custos operacionais das empresas.

A partir dessa base de dados, pode-se observar que, dentre os vários ativos que prestam serviço em RDAs, os que possuem maior representatividade, sob a óptica contábil, são aqueles relacionados às funções essenciais de transporte e de transformação de energia, quais sejam: os **condutores**, suas respectivas **estruturas (postes e torres)** e os **transformadores de distribuição**. Ressalta-se que somente essas Unidades de Cadastro – UCs – representam juntas em torno de **65%** do total de ativos de uma distribuidora. Somando-se a estes os ativos de **transformadores de força** e **medidores**, obtém-se em torno de **80%** da base de ativos.

Considerando-se apenas os ativos relacionados às subestações, linhas e redes de distribuição, verifica-se que parte significativa corresponde às redes - em torno de 50%, conforme a Tabela 1. Esse comparativo foi elaborado a partir de uma amostra aleatória de 9 distribuidoras, e exclui os medidores, além de bens de uso administrativo (terrenos, edificações, móveis, softwares e veículos). Convém ainda registrar as seguintes observações quanto aos itens 3.1 e 3.2 da Tabela 1: (a) conta “Materiais e Equipamentos – Redes de Distribuição” - contempla, entre outros ativos, as estruturas (postes, torres) e os transformadores de distribuição, e (b) conta “Cabos – Redes de Distribuição” - abrange o lançamento de todos os tipos de condutores aplicados.

Tabela 1 – Participação percentual do valor contábil de ativos na atividade Distribuição

<i>Grupo de Ativos</i>	<i>Participação (%)</i>
1. Subestações	19,3
1.1. Terrenos	1,8
1.2. Edificações, Obras Cíveis e Benfitorias	1,6
1.3. Máquinas e equipamentos	15,9
2. Linhas de Distribuição	29,9
2.3. Materiais e Equipamentos	26,4
2.4. Cabos	3,5
3. Redes de Distribuição	50,8
3.1. Materiais e Equipamentos ^(a)	45,2
3.2. Cabos ^(b)	5,6

Especificamente, constata-se ainda que a conta “Materiais e Equipamentos – Redes de Distribuição” retrata a predominância dos valores contábeis das UCs **estrutura** e **transformador de distribuição**, conforme amostragem obtida em 8 distribuidoras, apresentada na Tabela 2.

Tabela 2 – Composição da conta “Materiais e Equipamentos – Redes de Distribuição”

<i>Unidades de Cadastro</i>	<i>Participação (%)</i>
Banco de capacitores	1,8
Chave	4,6
Estrutura (postes, torres)	59,6
Para-raios	0,8
Regulador de tensão	1,7
Religador	2,1
Seccionalizador	0,1
Transformador de distribuição	29,3

No tocante às características técnicas, foram considerados, para os ativos **condutores** e **estruturas**, os níveis de baixa tensão – BT, e de média tensão – MT (em 13,8 kV e 34,5 kV), contemplando, ainda, o número de fases da instalação correspondente – monofásica, bifásica ou trifásica. Para os ativos **transformadores de distribuição**, foram considerados os equipamentos com tensão primária de 13,8 kV e de 34,5 kV, cobrindo todas as possibilidades quanto ao número de fases (mono, bi ou trifásico).

Parâmetros Típicos

O tratamento dos dados físicos relacionados aos sistemas elétricos de 20 distribuidoras, escolhidas de modo a dar representatividade às características regionais de suas áreas de atuação - duas da região Norte, três da

região Centro-Oeste, quatro da região Nordeste, sete da região Sudeste e quatro da região Sul, permitiu, conforme Tabela 3, obter valores médios para parâmetros típicos de RDAs, tanto para os meios urbano e rural, como para o sistema elétrico como um todo, levando-se em conta as seguintes considerações:

- Para o dimensionamento relativo à extensão da rede, dada em quilômetros (km), considerou-se a distância decorrente de sua projeção ao solo, independentemente do número de circuitos e/ou de fases. Também não foram feitos levantamentos distintos em razão da tecnologia empregada, isto é, se nua, isolada ou compacta;
- Não foi dado tratamento aos parâmetros associados às redes bifásicas (extensão, postes e transformadores), haja vista sua baixa representatividade nas redes analisadas;
- Exceto onde indicado, os níveis de tensão BT e MT foram agrupados para fins de levantamento dos ativos, permitindo a obtenção de parâmetros globais;
- Para os ativos do grupo estruturas (postes, torres), designou-os apenas por postes, face às raras situações de aplicação de torres em circuitos/linhas de distribuição até o maior nível de tensão considerado (34,5 kV);
- O cômputo dos postes abrange, sem distinção, todos os tipos construtivos desse ativo (concreto, madeira etc.);
- Os valores obtidos para indicar extensões dos vãos entre postes, dados em metros (m), correspondem à simples inversão das relações “postes/km”; e
- Os dados relacionados aos transformadores de distribuição (quantidade e potência) retratam equipamentos instalados em postes.

Tabela 3 – Parâmetros típicos em Redes de Distribuição Aéreas – RDAs

<i>Parâmetros típicos</i>	<i>Valores Médios</i>		
	<i>Urb</i>	<i>Rur</i>	<i>Urb+Rur</i>
Postes 1F / km rede 1F	18	9	10
Postes 3F / km rede 3F	24	15	19
Postes / km rede	23	14	17
Vão médio 1F (m)	56	111	100
Vão médio 3F (m)	42	67	53
Vão médio (m)	43	71	59
km rede BT / km rede MT	2,00	0,25	0,50
Trafos 1F / km rede 1F	1,8	1,9	1,7
Trafos 3F / km rede 3F	1,3	0,7	1,0
Trafos / km rede	1,4	1,2	1,3
kVA méd 1F	13	11	11
kVA méd 3F	68	41	59
kVA méd 1F / kVA méd 3F	0,19	0,27	0,19
kVA méd	63	18	34
kVA 1F / kVA 3F	0,01	0,90	0,23
kVA 1F / kVA 1F+3F	0,01	0,46	0,17
kVA 3F / kVA 1F+3F	0,99	0,56	0,83

Os itens seguintes apresentam uma análise dos valores obtidos.

Estruturas e Extensões de Redes

As redes urbanas requerem, como esperado, um número maior de estruturas, por quilômetro de rede, do que as rurais, independentemente do número de fases. Destaca-se que, no caso específico de redes monofásicas instaladas em ambiente urbano, necessita-se, em média, duas vezes mais postes que suas correspondentes rurais. Essa característica está, naturalmente, relacionada a uma maior concentração de unidades consumidoras a serem atendidas em áreas urbanas, contrastante com a esparsidade das cargas em meio rural.

Considerando-se o sistema aéreo resultante – redes mono e trifásica juntas, verifica-se que a rede urbana requer, em média, cerca de 64% a mais de estruturas, por quilômetro de rede, do que a construída em meio

rural, conforme a Figura 1. Consequentemente, os vãos médios entre postes localizados em áreas urbanas são consideravelmente menores que os existentes em redes rurais, independentemente do número de fases. Convém ressaltar a existência de vãos médios superiores a 100 m (cem metros) em redes monofásicas rurais.

As extensões das redes de BT em área urbana são, em média, o dobro das extensões das redes de MT, como pode ser observado na Figura 1. Já no meio rural, as redes de MT possuem, em média, extensões quatro vezes superiores às verificadas em redes de BT, evidenciando-se a presença de longos circuitos primários para suprir poucas unidades consumidoras, atendidas, normalmente, por circuitos secundários expressos.

Conforme Tabela 3, e considerando-se uma rede de distribuição completa, contemplando os meios urbano e rural, constata-se que, em média, as redes de BT possuem a metade das extensões necessárias à implantação de redes de MT.

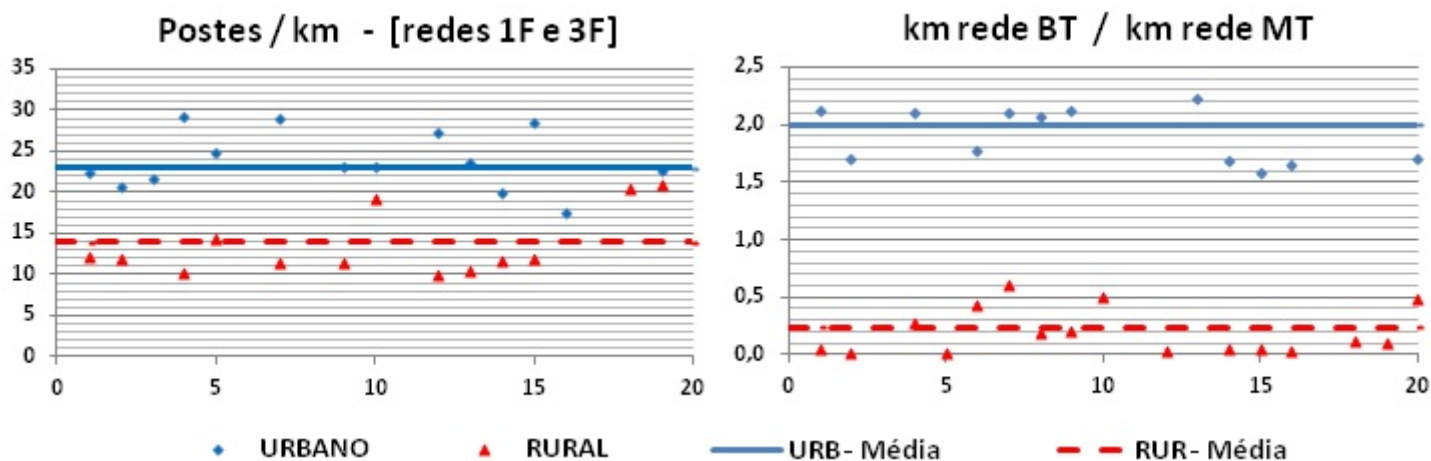


Figura 1: Parâmetros típicos - Estruturas e Extensões de Rede

Transformadores

Conforme Tabela 3, as redes monofásicas requerem mais transformadores por quilômetro de rede do que as redes trifásicas. Em média, encontram-se instalados, aproximadamente, dois transformadores por quilômetro de rede, independentemente se em área urbana ou rural. Já em redes trifásicas, este índice não chega a ser superior a 1,3. A Figura 2 indica que, ao apurar-se as redes aéreas como um todo (mono e trifásica), verifica-se que, em média, a quantidade de transformadores por quilômetro de rede permanece praticamente estável, situando-se entre 1,2 a 1,4, nas redes rural e urbana.

A potência média dos transformadores instalados em redes trifásicas situa-se em patamares bem superiores àqueles encontrados em redes monofásicas, conforme apresentado na Tabela 3. Essa diferença é ainda mais evidente em áreas urbanas, de modo que a potência média dos transformadores monofásicos não ultrapassa 20% de sua correspondente trifásica. Considerando-se o sistema aéreo resultante – redes mono e trifásica juntas, verifica-se, na Figura 2, que o sistema de transformação possui, em média, as seguintes potências: meio urbano = 63 kVA médio *versus* meio rural = 18 kVA médio.

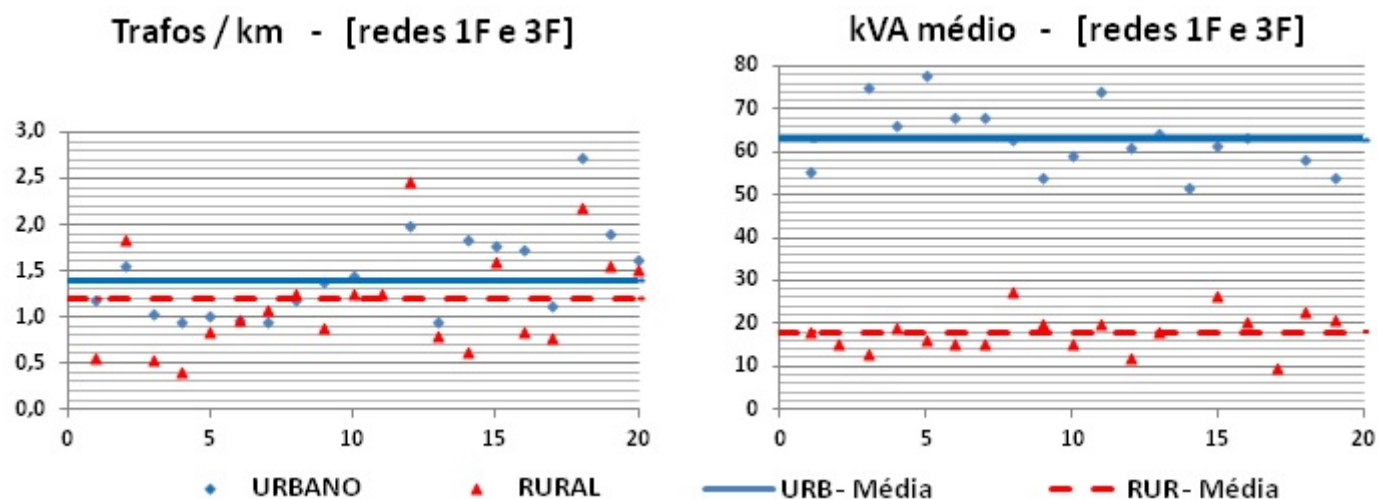


Figura 2: Parâmetros típicos - Transformadores

Considerando-se as redes urbanas e rurais juntas, o somatório das potências instaladas de transformadores monofásicos corresponde a 23% do somatório correspondente de transformadores trifásicos. Quanto às potências instaladas, as relações kVA 1F / kVA 3F obtidas indicam que, em média, no meio urbano, o somatório das potências instaladas de transformadores monofásicos representa apenas 1% do somatório correspondente de transformadores trifásicos, enquanto no meio rural este índice atinge 90%.

2.3. Valoração dos Ativos

Objetivo principal deste trabalho, a valoração de RDAs consistiu na aplicação de conceitos metodológicos de avaliação patrimonial, combinados com a estruturação modular dos ativos, caracterizados e parametrizados na etapa anterior. Para a avaliação de ativos em RDAs, considerou-se a aplicação do Método do Custo de Reposição, o qual estabelece que cada ativo deve ser valorado por todas as despesas necessárias para sua substituição por idêntico, similar ou equivalente que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade do ativo existente.

Estruturação Modular

Concebida a partir do agrupamento dos bens e instalações em Módulos Construtivos, conforme descritos a seguir, a referida estruturação contém as categorias e características dos ativos a serem valorados.

Módulos Construtivos de Redes de Distribuição

Abrangem as redes com tensão inferior a 69 kV e consideram duas categorias: Condutor e Estrutura (poste, torre). As duas categorias são caracterizadas em função da classe de tensão (BT; 13,8 kV; 34,5 kV) e do número de fases (monofásico; bifásico; trifásico) em que são empregadas. Para valoração das estruturas, considera-se o número de postes e incluem-se todos os custos envolvendo, além do poste, cruzetas, isoladores, fundação e aterramento, enquanto a valoração dos condutores é feita por extensão de rede e inclui todos os custos, envolvendo cabos e demais componentes associados.

Módulos Construtivos de Equipamentos de Rede

Contemplam os equipamentos com tensão inferior a 69 kV, sendo representados pelos transformadores de distribuição. Os módulos de equipamentos de rede são caracterizados pela classe de tensão (13,8 kV; 34,5 kV), número de fases (monofásico; bifásico; trifásico) e capacidade (potência nominal, em kVA). A valoração dos equipamentos de rede é feita com base no número de transformadores de distribuição, usado como principal *driver* de valoração, e inclui todos os custos envolvendo o transformador, chaves, para-raios

e aterramento, além de outros equipamentos como regulador de tensão, religador, banco de capacitores e demais componentes correlacionados.

Módulos Construtivos de Medição

Correspondem aos tipos de medidores de energia instalados em redes de distribuição e são caracterizados pela classe de tensão (BT; 13,8 kV) e número de fases (monofásico; bifásico; trifásico). Para a valoração, toma-se como referência o número de medidores e incluem-se todos os custos, abrangendo o medidor e demais componentes associados.

Formulação dos Valores

Para a formação dos valores, utilizou-se dos dados de laudos de avaliação elaborados para o 2CRTP de oito distribuidoras de energia elétrica, a partir da identificação do VNR, bem como os quantitativos de ativos físicos relacionados no modelo de Empresa de Referência, atualizando-se os valores de laudos para **Novembro/2011**. Ressalta-se que os laudos de avaliação possuem a agregação apresentada na Tabela 1, de forma que, para os propósitos deste trabalho, torna-se necessário fazer a segregação de algumas contas para obter os valores dos módulos construtivos, como explicitado a seguir.

Para valoração de **condutores** em RDAs, utilizou-se a conta “Cabos – Redes de Distribuição”, aplicando-se uma sistemática de segregação do VNR, destinada a considerar o nível de tensão e o local de instalação (urbano ou rural), por meio da seguinte formulação:

$$VNR_{condutor_{ij}} = x_i^1 \cdot x_j^2 \cdot VML_c \quad (1)$$

$$VML_c = VNR_{cabos} / \sum km_{rede} \quad (2)$$

onde:

x_i^1 : fator de segregação relacionado ao nível de tensão, com $i = 1, 2$ ou 3 , se BT, MT em 13,8 kV ou MT em 34,5 kV, respectivamente;

x_j^2 : fator de segregação referente ao local de instalação do condutor, com $j = u$ ou r , se urbano ou rural, respectivamente;

VML_c : valor médio linear de condutores, em R\$/km;

VNR_{cabos} : valor novo de reposição da conta “cabos – redes de distribuição”; e

$\sum km_{rede}$: somatório da extensão de rede (projeção ao solo).

Para as **estruturas** (postes, torres), constatou-se que esse tipo de ativo corresponde a 60% do VNR da conta “Materiais e Equipamentos – Redes de Distribuição” obtido no laudo, conforme a Tabela 2. Sua valoração contempla os seguintes fatores de segregação: nível de tensão, local de instalação (urbano ou rural) e o número de fases a ser empregado nas mesmas, conforme formulação a seguir:

$$VNR_{estrutura_{ij}} = x_i^3 \cdot x_j^4 \cdot x_k^5 \cdot VMU_e \quad (3)$$

$$VMU_e = VNR_{estrutura} / \sum postes \quad (4)$$

onde:

x_i^3 : fator de segregação relacionado ao nível de tensão, com $i = 1, 2$ ou 3 , se BT, MT em 13,8 kV ou MT em 34,5 kV, respectivamente;

x_j^4 : fator de segregação referente ao local de instalação da estrutura, com $j = u$ ou r , se urbano ou rural,

x_k^5 : fator de segregação relativo ao número de fases a ser empregado na estrutura, sendo $k = 1, 2$ ou 3 , se monofásico, bifásico ou trifásico, respectivamente.;

VMU_e : valor médio unitário de estruturas, em R\$/unid.;

$VNR_{estrutura}$: valor novo de reposição da conta “materiais e equipamentos – redes de distribuição”, atribuído às estruturas; e

\sum_{postes} : somatório dos postes instalados.

Para os **equipamentos de rede**, constatou-se que 40% do VNR da conta “Materiais e Equipamentos – Redes de Distribuição” obtido no laudo, referem-se a esses ativos, conforme a Tabela 2. No entanto, para valoração desses ativos, optou-se por adotar como *proxy* o número de transformadores de distribuição. Para isso, levantou-se as curvas de preços de aquisição dos transformadores, por nível de tensão (13,8 kV; 34,5 kV), em função da capacidade nominal (em kVA) e do número de fases do equipamento (mono, bi ou trifásico). A partir dos percentuais médios de instalação, incluindo os componentes acessórios (em torno de 115% do equipamento principal), obteve-se o VNR de transformadores, que considera todos os custos de aquisição e instalação. Finalmente, observando a participação percentual média dos transformadores na conta de “Materiais e Equipamentos – Redes de Distribuição”, conforme a Tabela 2, majorou-se o VNR encontrado (em torno de 38%), de forma a representar a média de todos os equipamentos de rede.

Para valoração dos **medidores de energia**, obteve-se, inicialmente, um valor médio unitário para os instrumentos de baixa tensão – BT. A partir deste, aplicou-se a sistemática de segregação do VNR, destinada a considerar o aspecto construtivo do instrumento (número de fases) e o local de instalação (urbano ou rural):

$$VNR_{medidor_{ij}} = x_i^6 \cdot x_j^7 \cdot VMU_m \quad (5)$$

$$VMU_m = VNR_{medidor} / \sum_{medidores} \quad (6)$$

onde:

x_i^6 : fator de segregação relacionado à característica do medidor, com $i = 1, 2$ ou 3 , se monofásico, bifásico ou trifásico, respectivamente;

x_j^7 : fator de segregação referente ao local de instalação do medidor, com $j = u$ ou r , se urbano ou rural;

VMU_m : valor médio unitário de medidores, em R\$/unid.

$VNR_{medidor}$: valor novo de reposição da conta “medidores”; e

$\sum_{medidores}$: somatório dos medidores instalados.

Ao final, aplicou-se um fator de ajuste, visando valorar os instrumentos medidores de energia instalados em

média tensão – MT, em 13,8 kV.

Por fim, cabe registrar que, para instalações rurais, foram adotados percentuais adicionais aos valores de referência, sendo de 10% para condutor e estrutura e de 5% para transformador de distribuição e medidor de energia.

Valores Referenciais

A Tabela 4 apresenta os valores referenciais para os principais ativos existentes em RDAs, obtidos a partir da metodologia descrita.

Tabela 4 – Valores referenciais

Ativo	Nível de tensão	Rede 1F		Rede 2F		Rede 3F	
		Rural	Urbano	Rural	Urbano	Rural	Urbano
Condutor (R\$/km)	BT	3.736,51	3.380,65	7.473,02	6.761,30	11.209,52	10.141,95
	MT-13,8kV	5.137,70	4.648,39	10.275,40	9.296,79	15.413,10	13.945,18
	MT-34,5kV	5.604,76	5.070,98	11.209,52	10.141,95	16.814,29	15.212,93
Estrutura (R\$/unidade)	BT	461,33	417,40	509,89	461,33	534,18	483,30
	MT-13,8kV	634,33	573,92	701,11	634,33	734,49	664,54
	MT-34,5kV	692,00	626,10	764,84	692,00	801,26	724,95
Medidor (R\$/unidade)	BT	85,00	80,85	199,41	189,69	241,09	229,33
	MT-13,8kV	-	-	-	-	1.567,11	1.490,66

Especificamente para os equipamentos de rede, obteve-se uma curva característica, a partir da qual pode-se valorar todos os equipamentos, tomando-se como referência o número de transformadores e a potência média destes. A partir do kVA médio, obtém-se o valor em R\$/kVA, que multiplicado pelo número de transformadores, resulta no VNR de equipamentos. Os resultados para o nível de tensão de 13,8 kV são apresentados na Figura 3 e Tabela 5.

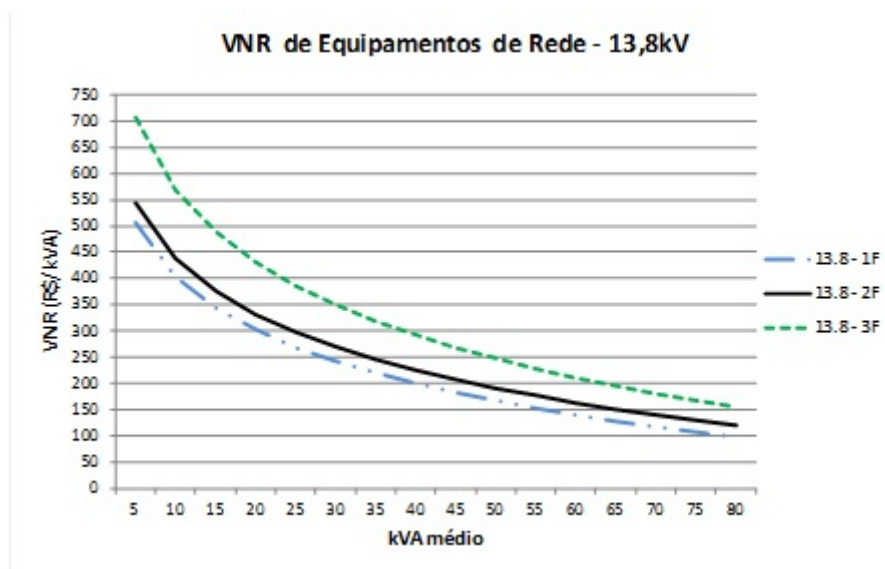


Figura 3: Valores referenciais (curvas) para equipamentos de rede

Tabela 5: Valores referenciais (equações) para equipamentos de rede

Nível de tensão	Custo (R\$/kVA)
13,8 kV – 1F	$VNR = -147,8 * \ln(kVA_{médico}) + 744,39$
13,8 kV – 2F	$VNR = -153,5 * \ln(kVA_{médico}) + 791,15$
13,8 kV – 3F	$VNR = -199,4 * \ln(kVA_{médico}) + 1027,5$

Considerações à Aplicabilidade

Os referenciais aqui apresentados refletem **valores médios**, a partir de um conjunto de distribuidoras. A utilização desses referenciais deve, entretanto, levar em conta algumas considerações que, eventualmente, poderão vir a estabelecer limitações específicas à sua plena aplicabilidade.

Sua aplicação é mais apropriada para uma abordagem *greenfield*, onde se considera os investimentos como sendo apenas em obras de expansão. Portanto, para obras típicas de uma abordagem incremental, como melhorias na rede ou substituição de equipamentos, esses referenciais não se aplicam.

Também deve ser observado que características muito específicas de aplicação não são bem retratadas nesses valores médios. Cita-se, como exemplo, expansão de rede em grandes centros urbanos ou terrenos de difícil acesso, além das características do mercado atendido (maior ou menor participação das classes industrial e residencial).

2.4. Caso-Exemplo

A partir dos parâmetros típicos e dos valores referenciais obtidos para ativos existentes em RDAs, podem ser feitas valorações, por extensão de rede, em função das características contempladas no desenvolvimento deste trabalho. A Figura 4 ilustra uma RDA com as seguintes características de contorno: Urbana; Mista (MT em 13,8 kV com BT); Trifásica; e com extensão de 1 km.

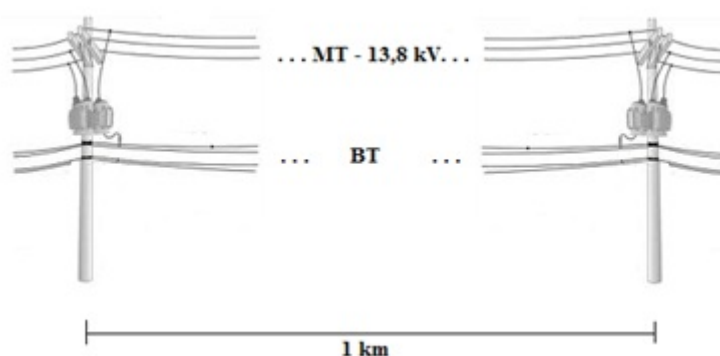


Figura 4: Exemplo de RDA

A valoração deste caso-exemplo é apresentada na Tabela 6. A valoração modular I considera um 1 km de rede com todos os ativos do caso-exemplo, enquanto a valoração modular II retrata o mesmo trecho apenas com a rede de MT, sem considerar a rede de BT e os transformadores.

Tabela 6 – Valoração de um caso-exemplo de RDA

Ativo	Parâmetros Típicos		Valor Ref. RS	Valoração Modular (R\$)	
	Definição	Índice		(I)	(II)
Poste	Postes 3F / km rede 3F	24	664,54	15.948,96	15.948,96
Condutor	km rede MT	1	13.945,18	13.945,18	13.945,18
	km rede BT / km rede MT	2	10.141,95	20.283,90	--
Transformador	Trafos 3F / km rede 3F	1,3	186,13	16.453,90	--
	kVA méd 3F	68			
Total				66.631,94	29.894,14

3. Conclusões

O desenvolvimento deste trabalho, fundamentado no tratamento de dados reais de empresas de distribuição do setor elétrico nacional, permitiu alcançar as seguintes conclusões quanto aos aspectos construtivos e remuneratórios dos principais ativos existentes em RDAs:

1. Os parâmetros típicos obtidos – *quantidade de postes por quilômetro de rede, vão entre postes, correlação entre extensões de redes em BT e MT, quantidade de transformadores por quilômetro de rede, potências médias e instaladas dos transformadores*, revelam a existência de uma regularidade construtiva nas redes implantadas, permitindo-se estabelecer valores médios associados ao seu dimensionamento físico;
2. Os valores referenciais resultantes, por sua vez, retratam, em média, ordens de grandeza econômica compatíveis com as praticadas no segmento de distribuição, sendo suficientemente capazes de valorar os principais ativos de uma RDA; e
3. A aplicação conjunta dos indicadores propostos (valores referenciais e parâmetros típicos) permite, numa avaliação patrimonial, a obtenção de um valor final para os ativos, o qual poderá representar seu correspondente Valor Novo de Reposição – VNR, necessário à valoração de sua Base de Remuneração Regulatória – BRR.

Considera-se, assim, que os resultados deste trabalho são passíveis de aplicação tanto às atividades relacionadas ao dimensionamento construtivo de RDAs, como àquelas necessárias à composição de suas Bases de Remuneração Regulatória, haja vista que: (i) foram originados de dados reais e representativos de empresas distribuidoras e (ii) permitem aplicação numa gama abrangente de especificidades envolvidas – meios de aplicação (urbano e rural), número de fases (mono, bi e trifásica) e nível de tensão (BT e MT), observadas as considerações e limitações então estabelecidas.

4. Referências bibliográficas

1. ANEEL, Segundo Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas de Concessionárias de Distribuição, *Laudos de Avaliação e Empresas de Referência*, Brasília/DF, 2007 a 2010.
2. ANEEL, Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, Módulo 2 - Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica, Brasília/DF, Novembro/2011.
3. ANEEL, Procedimentos de Distribuição – PRODIST, *Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição*, Revisão 3, Brasília/DF, Dezembro/2011.
4. ANEEL, Procedimentos de Distribuição – PRODIST, *Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica*, Revisão 4, Brasília/DF, Fevereiro/2012.
5. Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, *Documento Técnico ABRADDEE-19.17 - Metodologia para Custos Modulares de Distribuição*, Dezembro/1993.