

Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição

Submódulo 2.6

PERDAS DE ENERGIA

Revisão	Motivo da revisão	Instrumento de aprovação pela ANEEL	Data de Vigência
1.0	Primeira versão aprovada (após realização da AP 40/2010)	Resolução Normativa nº 457/2011, de 08/11/2011	11/11/2011
1.1	Primeira revisão	Resolução Normativa nº 585/2013, de 05/11/2013	18/11/2013

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
PERDAS DE ENERGIA	2.6	1.1	D.O.U. 05/11/2013

ÍNDICE

1.	OBJETIVO	3
2.	ABRANGÊNCIA.....	3
3.	METODOLOGIA	3
	3.1. DESCRIÇÃO GERAL	3
	3.2. DEFINIÇÕES E INDICADORES.....	4
	3.3. ANÁLISE E DEFINIÇÃO DAS PERDAS NÃO TÉCNICAS.....	6
	3.3.1. RANKING DE COMPLEXIDADE	6
	3.3.2. ANÁLISE DO POTENCIAL DE REDUÇÃO	8
	3.3.3. DEFINIÇÃO DA VELOCIDADE DE REDUÇÃO DAS PERDAS	9
4.	APLICAÇÃO	10
	4.1. BASE DE DADOS	10
	4.2. PASSOS DA ANÁLISE	11

2.6

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
PERDAS DE ENERGIA	2.6	1.1	D.O.U. 05/11/2013

1. OBJETIVO

1. Estabelecer a metodologia a ser utilizada para definição das perdas de energia regulatórias no Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica (3CRTP).

2. ABRANGÊNCIA

2. Os procedimentos deste Submódulo aplicam-se a todas as revisões tarifárias de concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica a serem realizadas ao longo do 3CRTP, compreendido entre janeiro de 2011 e dezembro de 2014

3. METODOLOGIA

3.1. DESCRIÇÃO GERAL

- 2.6
3. A metodologia consiste em definir limites de perdas regulatórias admissíveis no momento da revisão tarifária bem como nos reajustes subsequentes.
 4. As **Perdas Técnicas** regulatórias são definidas com base nas definições dispostas no Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST).
 5. As **Perdas Não Técnicas** regulatórias são definidas para todo o ciclo tarifário na forma de uma trajetória decrescente ou de uma meta fixa ou combinação das duas.
 6. A abordagem adotada pela ANEEL para a definição dos limites de perdas não técnicas é a da comparação entre as concessionárias com área de concessão semelhantes.
 7. Tal comparação se dá essencialmente a partir da construção de um ranking de complexidade no combate às perdas não técnicas. Por se tratar de um problema de natureza sócio-econômica, a comparação envolve a identificação dos principais fatores que diferenciam as empresas. O resultado da comparação, quando controlada para essas heterogeneidades, é que a eficiência no combate às perdas passa a ser o principal fator explicativo para as perdas praticadas, tornando-as comparáveis segundo a eficiência.
 8. Os limites regulatórios são definidos a partir de *benchmarks* de perdas não técnicas, que se caracterizam por operarem em áreas de concessão tão ou mais complexas que a concessionária em análise, porém praticando um nível de perdas não técnicas em patamar inferior.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
PERDAS DE ENERGIA	2.6	1.1	D.O.U. 05/11/2013

9. As **Perdas na Rede Básica** são definidas com base no percentual médio de perdas no segmento de “Consumo”, informado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, apurada nos 12 (doze) meses anteriores à data da revisão tarifária.
10. O percentual definido no parágrafo anterior será ajustado a cada reajuste tarifário anual, na Data de Reajuste em Processamento (DRP), de forma a considerar a informação mais atualizada da CCEE.

3.2. DEFINIÇÕES E INDICADORES

11. Para fins de análise e definição dos limites serão apurados os valores de perdas das concessionárias, em megawatt-hora (MWh) e percentual, conforme definições a seguir:
12. **Energia Vendida - EV:** Representa toda energia vendida pela concessionária ao seu mercado cativo, consumo próprio e energia suprida com tarifa regulada às concessionárias de distribuição, permissionárias ou concessionárias do Sistema Isolado.
13. **Energia Entregue - EE:** Energia transportada pelo sistema da distribuidora com faturamento apenas por TUSD, calculada pela soma da energia entregue a consumidores livres, autoprodutores e outra concessionária acessante do sistema de distribuição.
14. **Energia Injetada - EI:** Somatório de toda energia injetada na rede de distribuição da concessionária via pontos de fronteira (menos a energia exportada para a rede básica) ou geração local (própria ou de terceiros).
15. **Perdas na Distribuição - PD:** Diferença entre a energia injetada na rede da distribuidora e total de energia vendida e entregue, expressa em megawatt-hora MWh e composta pelas perdas de origem técnica e não técnica.
16. **Perdas Técnicas - PT:** Parcela das perdas na distribuição inerente ao processo de transporte, transformação de tensão e medição da energia na rede da concessionária, expressa em megawatt-hora MWh.
17. **Perdas Não Técnicas - PNT:** Representa todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, etc. Corresponde à diferença entre as Perdas na Distribuição e as Perdas Técnicas, em megawatt-hora (MWh)

2.6

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
PERDAS DE ENERGIA	2.6	1.1	D.O.U. 05/11/2013

18. Perdas na Rede Básica – PRB: São perdas externas à rede de distribuição da concessionária e representam a parcela de energia dissipada no transporte da energia no sistema de transmissão da Rede Básica.
19. Além dos montantes em energia, as perdas são também expressas por relações percentuais, conforme os indicadores a seguir:
20. Percentual de perdas na distribuição - PPD: percentual das perdas na distribuição em relação à energia injetada na rede.

$$PPD = \frac{PD}{EI} \times 100 [\%] \quad (1)$$

21. Percentual de perdas técnicas - PPT: percentual de perdas técnicas em relação à energia injetada na rede.

$$PPT = \frac{PT}{EI} \times 100 [\%] \quad (2)$$

22. Apesar de usualmente expresso em termos da Energia Injetada nos cálculos tarifários optou-se em se utilizar como referencial para o percentual de perdas não técnicas o índice calculado em proporção ao mercado de baixa tensão da distribuidora, conforme o indicador a seguir:
23. Percentual de perdas não técnicas - PPNT: percentual de perdas não técnicas em relação ao mercado de baixa tensão da concessionária.

$$PPNT = \frac{PNT}{Mbt} \times 100 [\%] \quad (3)$$

24. As perdas na rede básica são geralmente expressas pela carga da concessionária, definida pelo montante de energia comprada para atender ao seu mercado cativo, conforme o indicador a seguir:
25. Percentual de Perdas na Rede Básica - PPRB: percentual de perdas na Rede Básica em relação à carga da concessionária.

$$PPRB = \frac{PRB}{EV+PD} \times 100 [\%] \quad (4)$$

26. Em decorrência do faturamento mínimo previsto na Resolução Normativa ANEEL nº 14/2010 é possível que mercados faturados difiram dos mercados medidos, principalmente em regiões onde há grande número de consumidores com consumo abaixo do mínimo. Conseqüentemente, como as perdas são apuradas por diferença, o seu valor pode variar de acordo com o tipo de mercado utilizado.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
PERDAS DE ENERGIA	2.6	1.1	D.O.U. 05/11/2013

27. No processo de análise e comparação entre as distribuidoras e definição de metas de perdas não técnicas deve-se usar o mercado medido, mas **para a construção do balanço energético no processo de revisão tarifária deve-se usar percentuais compatíveis com o mercado faturado.**

3.3. ANÁLISE E DEFINIÇÃO DAS PERDAS NÃO TÉCNICAS

3.3.1. RANKING DE COMPLEXIDADE

28. A tabela a seguir apresenta os rankings de complexidade socioeconômica que serão utilizados no cálculo do referencial das perdas não técnicas. A ordem de cada ranking vai da área de concessão cujos indicadores socioeconômicos se apresentaram mais adversos ao combate às perdas não técnicas para os menos adversos.

Tabela 1: Rankings de Complexidade Socioeconômica

Modelo A			Modelo B			Modelo C		
Empresa	Índice	Desvio	Empresa	Índice	Desvio	Empresa	Índice	Desvio
CELPA	0.4867	0.0514	CELPA	0.4165	0.0445	CELPA	0.4751	0.0527
AMAZONAS	0.4220	0.0430	AMAZONAS	0.3984	0.0417	AMAZONAS	0.4004	0.0422
CEMAR	0.3618	0.0354	CEMAR	0.3756	0.0476	CEMAR	0.3659	0.0362
CELPE	0.3372	0.0288	CELPE	0.3516	0.0306	LIGHT	0.3431	0.0658
LIGHT	0.3287	0.0662	COELCE	0.3477	0.0344	CELPE	0.3377	0.0281
COELCE	0.3238	0.0330	LIGHT	0.3458	0.0640	ELETROACRE	0.3366	0.0461
CEAL	0.3192	0.0326	EBO	0.3201	0.0319	CEAL	0.3314	0.0323
ELETROACRE	0.2921	0.0436	CEAL	0.3154	0.0353	COELCE	0.3168	0.0320
COELBA	0.2820	0.0242	COELBA	0.3059	0.0264	EBO	0.2853	0.0368
AMPLA	0.2753	0.0337	CEPISA	0.3003	0.0391	COELBA	0.2853	0.0236
EBO	0.2684	0.0355	EPB	0.2712	0.0245	CEPISA	0.2853	0.0266
CEPISA	0.2580	0.0252	AMPLA	0.2640	0.0327	EPB	0.2708	0.0227
EPB	0.2457	0.0208	ELETROACRE	0.2313	0.0366	AMPLA	0.2673	0.0335
CERON	0.2441	0.0250	ESE	0.2268	0.0232	SULGIPE	0.2349	0.0343
SULGIPE	0.2375	0.0357	ELETROPAULO	0.2268	0.0454	CERON	0.2288	0.0256
ESE	0.2164	0.0205	SULGIPE	0.2197	0.0371	ELETROPAULO	0.2181	0.0460
ELETROPAULO	0.2024	0.0473	CERON	0.2029	0.0242	ESE	0.2138	0.0196
CEEE	0.1877	0.0293	CELTINS	0.1937	0.0305	BOA VISTA	0.1973	0.0194
CELTINS	0.1799	0.0249	CEEE	0.1913	0.0291	CELTINS	0.1927	0.0251
COSERN	0.1742	0.0235	BANDEIRANTE	0.1795	0.0278	CEB	0.1896	0.0256
BANDEIRANTE	0.1677	0.0288	CEMIG	0.1778	0.0200	CEEE	0.1859	0.0291

2.6

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
PERDAS DE ENERGIA	2.6	1.1	D.O.U. 05/11/2013

CEMIG	0.1668	0.0215	COSEN	0.1712	0.0240	COSEN	0.1844	0.0234
ESCELSA	0.1651	0.0273	ESCELSA	0.1636	0.0275	BANDEIRANTE	0.1688	0.0285
COPEL	0.1475	0.0200	COPEL	0.1445	0.0201	CEMAT	0.1653	0.0207
CEMAT	0.1431	0.0204	CEMAT	0.1412	0.0209	ESCELSA	0.1588	0.0272
BOA VISTA	0.1348	0.0234	BOA VISTA	0.1330	0.0183	CEMIG	0.1587	0.0214
CELG	0.1271	0.0200	ELEKTRO	0.1234	0.0188	COPEL	0.1379	0.0203
ELEKTRO	0.1254	0.0199	ENERSUL	0.1230	0.0202	ENERSUL	0.1262	0.0208
AES SUL	0.1249	0.0186	CELG	0.1222	0.0200	CELG	0.1240	0.0200
FORCEL	0.1204	0.0251	UHENPAL	0.1150	0.0231	ENF	0.1236	0.0199
ENF	0.1196	0.0197	CEB	0.1143	0.0211	PIRATININGA	0.1182	0.0218
CHESP	0.1187	0.0242	AES SUL	0.1104	0.0190	COCEL	0.1172	0.0186
ENERSUL	0.1183	0.0208	PIRATININGA	0.1063	0.0236	UHENPAL	0.1171	0.0228
COCEL	0.1181	0.0186	CFLO	0.1045	0.0176	AES SUL	0.1157	0.0187
CFLO	0.1134	0.0184	COCEL	0.1028	0.0203	ELEKTRO	0.1140	0.0198
SANTA MARIA	0.1104	0.0242	CHESP	0.1003	0.0226	SANTA MARIA	0.1049	0.0239
UHENPAL	0.1024	0.0238	ENF	0.0994	0.0212	CHESP	0.1021	0.0230
CEB	0.0965	0.0241	SANTA MARIA	0.0902	0.0233	CFLO	0.1011	0.0183
PIRATININGA	0.0927	0.0244	FORCEL	0.0865	0.0228	FORCEL	0.0886	0.0235
IENERGIA	0.0853	0.0230	EMG	0.0744	0.0209	RGE	0.0818	0.0194
RGE	0.0811	0.0194	RGE	0.0739	0.0194	CPFL PAULISTA	0.0776	0.0200
EMG	0.0647	0.0240	IENERGIA	0.0699	0.0219	IENERGIA	0.0578	0.0247
CPFL PAULISTA	0.0647	0.0208	CPFL PAULISTA	0.0649	0.0214	JAGUARI	0.0535	0.0214
CAIUA	0.0646	0.0224	COOPERALIANÇA	0.0596	0.0206	SANTA CRUZ	0.0533	0.0228
SANTA CRUZ	0.0629	0.0234	ELETROCAR	0.0482	0.0229	CAIUA	0.0516	0.0221
EDEVP	0.0602	0.0243	CAIUA	0.0472	0.0216	ELETROCAR	0.0495	0.0231
ELETROCAR	0.0561	0.0233	CELESC	0.0465	0.0213	EMG	0.0459	0.0227
NACIONAL	0.0554	0.0233	SANTA CRUZ	0.0459	0.0220	DMED	0.0438	0.0229
COOPERALIANÇA	0.0541	0.0208	CSPE	0.0429	0.0227	CSPE	0.0425	0.0235
CSPE	0.0522	0.0238	EDEVP	0.0402	0.0224	NACIONAL	0.0415	0.0230
CELESC	0.0494	0.0214	DEMEI	0.0361	0.0227	CELESC	0.0410	0.0226
BRAGANTINA	0.0398	0.0236	NACIONAL	0.0272	0.0233	EDEVP	0.0388	0.0233
MOCOCA	0.0391	0.0245	DMED	0.0268	0.0245	BRAGANTINA	0.0384	0.0236
JAGUARI	0.0387	0.0221	MOCOCA	0.0267	0.0233	DEMEI	0.0378	0.0237
DEMEI	0.0372	0.0237	MUXFELDT	0.0260	0.0239	COOPERALIANÇA	0.0365	0.0221
CPEE	0.0332	0.0254	BRAGANTINA	0.0256	0.0233	MOCOCA	0.0330	0.0242
HIDROPAN	0.0249	0.0243	CPEE	0.0213	0.0237	HIDROPAN	0.0277	0.0243
MUXFELDT	0.0234	0.0250	JAGUARI	0.0184	0.0244	CPEE	0.0198	0.0248

2.6

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
PERDAS DE ENERGIA	2.6	1.1	D.O.U. 05/11/2013

EFLUL	0.0057	0.0250	HIDROPAN	0.0170	0.0238	MUXFELDT	0.0174	0.0248
DMED	0.0049	0.0262	JOAO CESA	0.0054	0.0257	JOAO CESA	0.0061	0.0252
JOAO CESA	-0.0049	0.0263	EFLUL	-0.0055	0.0261	EFLUL	0.0038	0.0254

3.3.2. ANÁLISE DO POTENCIAL DE REDUÇÃO

29. O potencial de redução de perdas não técnicas é definido a partir da construção de *benchmarks* para cada concessionária a partir da identificação de outras concessionárias com menor índice de perdas não técnicas atuando em áreas de concessão comparáveis sob o ponto de vista de complexidade socioeconômica.
30. A meta calculada a partir de cada *ranking* é obtida por meio de uma ponderação que considera em sua formulação as perdas praticadas pela concessionária e o seu benchmark, além da incerteza estatística na comparação entre as duas empresas quanto às posições no ranking.

$$Meta_{(i,j)} = Prob_{(i,j)} \times P_{bench} + [1 - Prob_{(i,j)}] \times P_{(i)} \quad (5)$$

onde:

$Meta_{(i,j)}$ = Meta de perdas da empresa i [%], conforme o modelo j ;

$Prob_{(i,j)}$ = Probabilidade do benchmark estar em área de concessão mais complexa, conforme o modelo j ;

P_{bench} = percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão praticado pela empresa benchmark; e

$P_{(i)}$ = percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão praticado pela empresa i .

31. Na prática, calcula-se o valor de referência para todos os *benchmarks* potenciais da concessionária, a qual se quer determinar o potencial de redução, e escolhe-se o de menor valor. Nesta comparação, as empresas serão divididas em dois grupos, menores e maiores do que 500 GWh/ano.
32. Em virtude da consideração dos três *rankings* de complexidade socioeconômica apresentados na Tabela 1 para a definição do referencial de perdas, a opção para se obter um único referencial de perdas é o cálculo da média aritmética das metas calculadas em (5).

$$Meta_{(i)} = \frac{\sum_{j=1}^n Meta_{(i,j)}}{n} \quad (6)$$

onde:

$Meta_{(i)}$ = Potencial de redução da empresa i [%];

$Meta_{(i,j)}$ = Meta de perdas da empresa i [%], conforme o modelo j ; e

n = número de *rankings* selecionados.

2.6

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
PERDAS DE ENERGIA	2.6	1.1	D.O.U. 05/11/2013

33. Para as empresas que não apresentem outra empresa comparável ou que estão associadas a uma probabilidade muito pequena de existir outra empresa mais eficiente, poderão ser realizadas análises complementares de forma a evitar que se reconheçam níveis de perdas não técnicas regulatórios ineficientes devido a uma limitação do modelo.

3.3.3. DEFINIÇÃO DA VELOCIDADE DE REDUÇÃO DAS PERDAS

34. Uma vez identificado um potencial de redução das perdas não técnicas, será estabelecida uma trajetória regulatória de redução de perdas.
35. No 3CRTP, as trajetórias de redução de perdas não técnicas serão limitadas a uma taxa máxima de redução anual, diferenciada de acordo com clusters de dificuldade de redução. Assim, concessionárias classificadas em clusters que apresentem maior dificuldade para reduzir poderão eventualmente ter um maior prazo para atingir a sua meta e, por outro lado, para concessionárias classificadas em clusters de maior facilidade poderão ser exigidas trajetórias mais intensas.
36. A formação dos clusters leva em consideração três características: complexidade socioeconômica; nível de perdas não técnicas; e porte da concessionária.
37. Foram estabelecidos clusters de “velocidade de redução de perdas não técnicas” para empresas com índice de complexidade socioeconômica superior a 0,16 e inferior a 0,16. Os critérios de enquadramento estão apresentados nas tabelas a seguir, bem como os valores dos limites resultantes:

Tabela 2: Clusters de Velocidade de Redução de Perdas Não Técnicas (Complexidade > 0,16)

Cluster	Característica	Critério de enquadramento	Limite de Redução [p.p / ano]
Cluster 1	Concessionárias com perdas altas	Perda NT/BT > 20%	2,00%
Cluster 2	Concessionárias com perdas médias e menor porte	8,5% < Perda NT/BT < 20% ncons < 1,6 milhões	1,40%
Cluster 3	Concessionárias com perdas médias e maior porte	8,5% < Perda NT/BT < 20% ncons > 1,6 milhões	1,00%
Cluster 4	Concessionárias com perdas médias e baixas	Perda NT/BT < 8,5%	0%

Tabela 3: Clusters de Velocidade de Redução de Perdas Não Técnicas (Complexidade < 0,16)

Cluster	Característica	Critério de enquadramento	Limite de Redução [p.p / ano]
Cluster 1	Concessionárias com perdas altas	Perda NT/BT > 20%	2,50%
Cluster 2	Concessionárias com perdas médias e menor porte	8,5% < Perda NT/BT < 20% ncons < 1,6 milhões	1,70%

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
PERDAS DE ENERGIA	2.6	1.1	D.O.U. 05/11/2013

Cluster 3	Concessionárias com perdas médias e maior porte	8,5% < Perda NT/BT < 20% ncons > 1,6 milhões	1,40%
Cluster 4	Concessionárias com perdas médias e baixas	5% < Perda NT/BT < 8,5%	0,60%
Cluster 5	Concessionárias com perdas muito baixas	Perda NT/BT < 5%	0%

38. Para cada cluster é estabelecido um limite máximo de redução de perdas não técnicas ao ano, conforme apresentado na tabela anterior. Os limites estão definidos em pontos percentuais ao ano.
39. Cabe ressaltar que os valores apresentados nas tabelas acima servem apenas como limitador para as trajetórias de redução de perdas, definidas a partir das perdas praticadas pela concessionária e o seu *benchmark*. As empresas identificadas como *benchmarks* não possuem trajetória de redução e as empresas com perdas reais próximas da meta já observam uma trajetória de redução inferior aos limites estabelecidos.
40. A trajetória de redução estabelecida no momento da revisão tarifária poderá ser dinâmica, caso se constate que os patamares de perdas não técnicas regulatórias, resultantes das velocidades definidas pelo *benchmark* ou algum limite, alcancem diferentes clusters ao longo do ciclo. Por trajetória dinâmica, entende-se a definição de velocidades de redução diferentes ao longo do ciclo tarifário da empresa.
41. A classificação das concessionárias em seus respectivos clusters ocorrerá no momento da sua revisão tarifária e será feita da seguinte forma
- Índice de complexidade socioeconômica (Complexidade): média aritmética dos três índices de complexidade socioeconômica estabelecidos na Tabela 1;
 - Nível de perdas não técnicas (Perda NT/BT): ponto de partida de perdas não técnicas, conforme definido no item 4.2; e
 - Número de consumidores (ncons): número de consumidores no momento da revisão tarifária da revisão tarifária.
42. A trajetória estabelecida no momento da revisão tarifária não poderá ser alterada ao longo do ciclo tarifário.

4. APLICAÇÃO

4.1. BASE DE DADOS

43. As informações que comporão a base de dados de perdas serão recebidas via Sistema de Acompanhamento de Informação de Mercado para Regulação

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
PERDAS DE ENERGIA	2.6	1.1	D.O.U. 05/11/2013

Econômica – SAMP, e estão sujeitas à auditoria e fiscalização por parte da ANEEL. Informações adicionais poderão ser solicitadas nos processos tarifários individuais.

44. A base inicial será composta pelas perdas apuradas no ano civil de 2009, que será usada para definição das perdas das empresas que passarão por revisão no 1º semestre de 2011. Para as revisões do 2º semestre de 2011 e as do 1º semestre de 2012 a base será composta pelas perdas apuradas no ano civil de 2010, e assim por diante.
45. Para a comparação será utilizado o índice de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão apurado dentro deste período sendo que, na apuração desse índice, o montante de perdas não técnicas será calculado pela diferença entre o total de perdas na distribuição e as perdas técnicas mais recentes, conforme expressão a seguir:

$$P_{nt}(\%) = \frac{P_{total} - E_{inj} \times P_{tec}(\%)}{M_{bt}} \quad (6)$$

onde:

$P_{nt}(\%)$ – Percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão;
 P_{total} – Total de perdas na distribuição;
 E_{inj} – Total de energia injetada na rede de distribuição;
 $P_{tec}(\%)$ – Percentual de perdas técnicas sobre energia injetada; e
 M_{bt} – Mercado de baixa tensão.

46. Nos anos subseqüentes, na medida em que forem ocorrendo as revisões tarifárias do 3CRTP e que as perdas técnicas forem novamente calculadas pela SRD seus valores serão substituídos na base de dados para comparação nos processos de revisão seguintes.

4.2. PASSOS DA ANÁLISE

a) Passo 1: Recebimento das Informações

47. A concessionária deverá encaminhar à ANEEL relatório do combate às perdas não técnicas em sua área de concessão no qual deverá constar, no mínimo:
 - Evolução das perdas da empresa nos últimos anos segregadas entre técnicas e não técnicas, tanto em valores absolutos quanto em percentual da energia injetada;
 - Número de consumidores sem medição, segmentados quanto à classe de consumo e número de fases de atendimento. Deverão ser explicitados os casos de exceção previstos no Art. 72 na Resolução Normativa nº 414/2010;
 - Diagnóstico do problema das perdas na concessão, origens, características e fatores determinantes;

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
PERDAS DE ENERGIA	2.6	1.1	D.O.U. 05/11/2013

- Detalhamento do programa de combate às perdas não técnicas, especificando as atividades que vêm sendo desempenhadas, os investimentos e as despesas operacionais realizadas;
- Resultados das ações de combate às perdas implementadas até o momento, detalhando os montantes de redução de perdas, ganhos de mercado e ganhos de receita adicional obtidos com o programa;
- Diagnóstico dos processos e dificuldades encontradas;
- Plano de combate às perdas para o próximo ciclo contendo propostas de melhoria de ações e metas a serem cumpridas. Deve conter também a previsão de recursos que serão investidos com cada uma delas, os resultados esperados e os benefícios tarifários auferidos pelos consumidores ao final do programa.

b) Passo 2: Cálculo das Perdas Técnicas

48. A ANEEL procederá ao cálculo das perdas técnicas conforme metodologia definida no Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição. A partir da avaliação realizada, será definido o percentual que representa a melhor estimativa de perdas técnicas no momento da revisão, bem como os valores regulatórios que serão utilizados ao longo do ciclo tarifário.

2.6

c) Passo 3: Apuração dos Valores de Perdas Não Técnicas

49. A ANEEL irá apurar os valores de perdas não técnicas, pela diferença entre as perdas na distribuição realizadas no ano civil e as perdas técnicas calculadas no passo 2.
50. Para empresas com nível de perdas muito baixo, o processo de apuração das perdas não técnicas pode resultar em valores negativos. Nesses casos, a perda não técnica será considerada igual a zero e as perdas na distribuição serão consideradas integralmente, ou seja, as perdas na distribuição serão iguais às perdas técnicas.

d) Passo 4: Definição da Referência de Perdas Não Técnicas

51. Será definido um índice referencial de perdas não técnicas para a empresa a partir de uma análise do modelo comparativo por benchmarking, conforme descrito na seção 3.3. Essa referência leva em consideração os melhores resultados do ponto de vista de perdas não técnicas dentre as empresas com complexidade semelhante e servirá como meta regulatória para a concessionária em análise. A construção desse referencial se pautará nos critérios objetivos expostos nas seções anteriores.

e) Passo 5: Ponto de Partida para a Análise

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
PERDAS DE ENERGIA	2.6	1.1	D.O.U. 05/11/2013

52. A referência inicial ou ponto de partida de perdas não técnicas é um valor referencial para as perdas não técnicas da concessionária para o ano tarifário imediatamente anterior ao início do seu ciclo tarifário.
53. Há uma série de parâmetros que devem ser considerados para definição desse referencial. Em primeiro lugar, deve-se observar a trajetória de redução de perdas definida na revisão tarifária anterior, quando cabível. Como regra geral, não será permitido que o ponto de partida seja maior que o ponto de chegada da trajetória definida no ciclo passado. Além disso, também se deve observar o nível de perdas reais praticado pela concessionária no ano anterior à revisão e a sua evolução nos últimos anos.
54. O ponto de partida para a análise de perdas não técnicas será definido pelo menor valor entre as perdas regulatórias do ciclo passado e o mínimo histórico de perdas não técnicas praticado pela empresa nos últimos 4 anos civis, a contar do último ano da base de dados.
55. O ponto de partida poderá ser flexibilizado se, e somente se, simultaneamente, ocorrerem as três situações: (i) haja grande distanciamento entre a perda não técnica regulatória do final do 2CRTP e a praticada; (ii) seja constatado que o distanciamento ou não cumprimento da meta do 2CRTP esteve atribuído à piora significativa das condições socioeconômicas da área de concessão; e (iii) a concessionária não possui empresas comparáveis praticando perdas inferiores.
56. É possível que, em função de diferenças no ciclo de faturamento das concessionárias, o índice total de perdas apurado varie, dependendo do mês de fechamento do ano de apuração. O mesmo pode ocorrer no caso de migração de consumidores para o mercado livre. Tais variações podem gerar alterações significativas, principalmente no caso de concessionárias que já praticam índices de perdas baixos e interferir no mínimo histórico para definição do ponto de partida.
57. Nesse caso, a concessionária poderá apresentar conjuntamente com o histórico de perdas um diagnóstico do problema, identificando possíveis situações que contribuíram na apuração do seu mínimo histórico. Os argumentos serão analisados, caso a caso, no processo específico de revisão de cada concessionária, e o ponto de partida poderá ser alterado, desde que o problema se mostre significante.
58. Nessa análise serão observados também parâmetros relacionados ao comprometimento demonstrado pela distribuidora com o combate às perdas não técnicas em sua concessão. Para tanto, será utilizado um indicador representando o número de consumidores sem medidor em relação ao total de consumidores da concessão.

2.6

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
PERDAS DE ENERGIA	2.6	1.1	D.O.U. 05/11/2013

59. Quando cabível, será desconsiderado do total de perdas que compõe o ponto de partida aquelas referentes aos consumidores sem medição. A estimativa dessa parcela se dará de forma simplificada e levará em conta o número de consumidores sem medição, o consumo médio da concessão e o faturamento mínimo, conforme expressão a seguir:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
PERDAS DE ENERGIA	2.6	1.1	D.O.U. 05/11/2013

$$P_{sm} = N \times \left[C_{medBT} - 12 \times \left(\frac{N_m \times Fat_m + N_b \times Fat_b + N_t \times Fat_t}{N} \right) \right] \quad (7)$$

onde:

P_{sm} : Perda não técnica decorrente de ausência de medição;

N : Número de consumidores sem medição;

C_{medBT} : Consumo médio anual por consumidor dos subgrupos B1, B2 e B3; e

Fat_m , Fat_b , Fat_t : Faturamento mínimo de consumidores monofásicos, bifásicos e trifásicos previstos em norma.

60. Para fins do cálculo acima descrito deverão ser descontados os casos previstos em norma em que se desobriga a instalação de medição, como fornecimento provisório ou destinado à iluminação pública.

f) Passo 6: Definição da Trajetória de Redução de Perdas Não Técnicas

61. A meta de perdas não técnicas definida no passo 4 poderá ser atingida por meio de uma trajetória linear decrescente das perdas regulatórias em cada reajuste subsequente, ou tratado como uma meta fixa ao longo de todo o ciclo.
62. A trajetória de redução será o resultado da comparação entre a meta definida no passo 4 e o ponto de partida definida no passo 5. Para as empresas com um baixo potencial de redução de perdas é importante avaliar se é desejável que seja definida uma meta de redução, em vez de trajetória. Assim, nos casos em que a diferença entre as referências tratadas no parágrafo anterior se apresente pouco significativa a ponto de resultar em uma trajetória mínima, e que a concessionária já apresente um índice relativamente baixo de perdas não técnicas, poderá se optar pela definição de uma meta fixa de perdas para todo o ciclo tarifário.
63. Como regra geral, para as concessionárias classificadas nos clusters 4 (complexidade > 0,16) e 5 (complexidade < 0,16) dos limites de velocidade de redução, cujos índices de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão estejam inferiores a 8,5% e 5%, respectivamente, não serão exigidas futuras trajetórias de redução, pelo fato de já se encontrarem próximos aos menores índices apresentados pelas distribuidoras brasileiras.
64. Na definição da trajetória serão observados os limites de redução anual definidos nas tabelas 2 e 3. No caso da trajetória calculada para a concessionária ultrapassar a taxa anual máxima de redução definida para o cluster no qual ela se encontra, prevalecerá o limite do cluster.
65. Haverá a possibilidade de se definir uma trajetória dinâmica no momento da revisão tarifária, caso se constate que o nível de perdas não técnicas regulatórias,

2.6

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
PERDAS DE ENERGIA	2.6	1.1	D.O.U. 05/11/2013

resultante das velocidades definidas pelo *benchmark* ou algum limite de redução, alcance patamares inferiores ao longo do ciclo.

g) Passo 7: Ajuste da trajetória

66. Será observada a necessidade de se ajustar a trajetória definida no passo anterior de forma a considerar a influência do faturamento mínimo no mercado e nas perdas da concessionária para aplicação no cálculo do balanço energético da revisão.