

GRUPO DE TRABALHO PERDAS

NOTA TÉCNICA 01/2017

**AVALIAÇÃO DAS PERDAS NO
SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO**

MEMBROS:

MME

ANEEL

EPE

ONS

CCEE

Brasília, 26 de setembro de 2017

AVALIAÇÃO DAS PERDAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO



Robson Kuhn Yatsu
Aline Oliveira Moura
Marcio Andrey Roselli



Débora Leão Soares Tortelly
José Cláudio Rebouças da Silva
Erika da Cunha Ferreira Gomes



Empresa de Pesquisa Energética

Carla da Costa Lopes Achão
Allex Yujhi Gomes Yukizaki
Arnaldo dos Santos Junior
Felipe Klein Soares
Rogério Matos
Simone Saviolo Rocha



Ubiratan Francisco Castellano – SPE
(Coordenador)

João Antonio Moreira Patusco - DIE

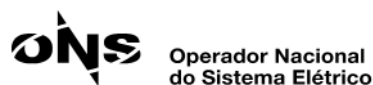
Adriano Jeronimo da Silva –DPE

Cassio Giuliani Carvalho – DPE

Guilherme Silva de Godoi – SEE/DMSE

Bianca Maria Matos de Alencar Braga –
SEE/DMSE

Jorge Portella Duarte – SEE/DMSE



Fausto Pinheiro Menezes

Marcia Pereira dos Santos

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)

Índice

INTRODUÇÃO	5
OBJETIVO	7
SUMÁRIO EXECUTIVO	8
SEÇÃO I: CONCEITUAÇÃO DOS DADOS DISPONÍVEIS EM CADA INSTITUIÇÃO	16
I.a. CONSUMO (EPE)	16
I.b. CONSUMO (ANEEL) – Base SAMP	23
I.c. CARGA GLOBAL (ONS)	27
I.d. MEDIÇÃO (CCEE)	28
SEÇÃO II: CONCEITUAÇÃO DA PERDA DO SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO	32
II.a PERDAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO (SEB)	34
II.b PERDAS NOS SISTEMAS ISOLADOS	36
II.c PERDAS NO SISTEMA BRASILEIRO	37
SEÇÃO III: COMPATIBILIZAÇÃO DAS INFORMAÇÕES DAS INSTITUIÇÕES	37
SEÇÃO IV: AVALIAÇÃO DAS PERDAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	39
SEÇÃO V: COMPATIBILIZAÇÃO DO BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL E A CARGA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	47
SEÇÃO VI: COMPATIBILIZAÇÃO DOS DADOS DE CONSUMO ANEEL e EPE/MME	51

SEÇÃO VII: COMPATIBILIZAÇÃO DAS MEDIÇÕES DE CONSUMO NA FRONTEIRA DAS DISTRIBUIDORAS DA CCEE E DO CONSUMO NAS UNIDADE CONSUMIDORAS DAS DISTRIBUIDORAS OBTIDAS PELA EPE / MME / ANEEL	53
SEÇÃO VIII: IDENTIFICAÇÃO DE IMPACTOS PROCEDIMENTAIS, LEGAIS E REGULAMENTARES	53
SEÇÃO IX: RECOMENDAÇÕES	56
IX.a. APRIMORAMENTO E ATUALIZAÇÃO DE LEGISLAÇÃO OU REGULAMENTAÇÃO	56
IX.b. AÇÕES E TAREFAS RECOMENDADAS AO MME E AGENTES	57
IX.c. CONTINUIDADE DOS TRABALHOS DO GT PERDAS	58
SEÇÃO X: ANEXOS	58
ANEXO I - DIFERENÇA ENTRE INFORMAÇÕES PRESTADAS À EPE E DADOS DE MEDIÇÃO DA CCEE – 2016	59
ANEXO II - DIFERENÇA ENTRE INFORMAÇÕES PRESTADAS À ANEEL E DADOS DE MEDIÇÃO DA CCEE – 2016	60
ANEXO III - DIFERENÇA ENTRE INFORMAÇÕES PRESTADAS À EPE E À ANEEL - 2016	61
ANEXO IV - GLOSSÁRIO	62

INTRODUÇÃO

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), por meio da Resolução CNPE nº 1, de 11 de janeiro de 2017, instituiu o Comitê Gestor de Informações Energéticas (CGIE), o qual é responsável por garantir a qualidade das informações e estatísticas energéticas necessárias à formulação de políticas públicas.

Na 5ª Reunião do CGIE, realizada em 7 de junho de 2017, foi aprovada a criação do Grupo de Trabalho Perdas (GT Perdas), sob coordenação do Ministério de Minas e Energia, com a participação da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE/MME) e da Secretaria de Energia Elétrica (SEE/MME), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

O GT Perdas visa analisar, identificar e recomendar ações para a adequação de apuração e segregação das informações referentes à parcela de composição da carga do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) denominada “Perdas e Demais Diferenças”.

A criação do GT Perdas considerou:

- ✓ a finalidade do CGIE de garantir a integridade, coerência, qualidade e tempestividade das informações, dados e estatísticas energéticas;
- ✓ as referidas parcelas de mercado necessitam adequações e documentação nos processos e metodologias de apuração, segregação e apresentação das informações;
- ✓ a definição adequada da governança dessas informações;
- ✓ a necessidade e oportunidade de se definir e iniciar a implementação dessas adequações nos processos do Plano de Operação Energética e suas revisões;
- ✓ e a necessidade e oportunidade de se propor adequações ao arcabouço legal com o intuito de garantir a qualidade e tempestividade das informações, dados e estatísticas energéticas para a apuração das perdas.

Um ponto importante é o conhecimento das informações obtidas em cada instituição, como abordado na NT ONS - 148/2016 CCEE - 0023/2016 EPE – 035/2016, agora com vistas à obtenção das perdas e diferenças.

Assim, o GT Perdas busca mapear e qualificar as informações, no âmbito de cada instituição, com vistas aos aspectos de disponibilidade, qualidade e aplicabilidade, apuração e disponibilização da informação.

Na seção I faz-se uma contextualização dos dados disponíveis em cada instituição: CCEE, ONS, EPE/MME e ANEEL.

Na seção II é conceituada as perdas no Sistema Interligado Nacional, nos Sistemas Isolados e a totalizada para todo o Brasil.

Na seção III são apresentadas as informações de cada instituição: MME, ONS, EPE, ANEEL e CCEE, observando as diferenças inerentes às atribuições e funções específicas de cada uma.

Na seção IV efetua-se a apuração de todas as parcelas desde a carga do SIN até os valores medidos de consumo nas distribuidoras, obtidos junto às concessionárias de distribuição pela EPE e ANEEL, de modo a se apurar as perdas e diferenças.

Na seção V é apresentada uma visão do Balanço Energético Nacional (BEN), com vistas a observar as compatibilizações com a carga do ONS.

Na seção VI é abordada a comparação e a compatibilização das informações obtidas das distribuidoras pela EPE e ANEEL.

Na seção VII é apresentada uma compatibilização entre a perda do Sistema Interligado Nacional (SIN) constante dos estudos de planejamento com os valores levantados neste trabalho.

Na seção VIII são elencados os impactos resultantes do trabalho do GT Perdas e é avaliada a necessidade de adequação da metodologia, dos procedimentos e do arcabouço regulatório associado.

Na seção IX são apresentadas as recomendações do GT Perdas.

A seção X traz os anexos que apresentam de forma detalhada as diferenças encontradas em cada instituição e o glossário.

OBJETIVO

As perdas identificadas no SEB correspondem à diferença entre a carga do SEB e o mercado (distribuidoras e consumidores livres na rede básica - RB), mais conhecidas como “perdas e diferenças”.

Estas diferenças motivaram a criação do GT Perdas e o trabalho apresentado nesta Nota Técnica busca consolidar e identificar as parcelas que a compõe, compatibilizando as informações obtidas pela CCEE, ONS, ANEEL, MME e EPE.

Com vistas a tornar operacional o levantamento das perdas, o GT definiu um processo de apuração, levando em consideração as informações possíveis de serem obtidas nas condições vigentes, indicando as instituições responsáveis pelo fornecimento.

SUMÁRIO EXECUTIVO

Esta Nota Técnica busca identificar e apresentar para toda a sociedade as diferenças entre valores de carga e consumo divulgados pelo MME, EPE, ONS, CCEE e ANEEL e propõe, considerando as informações disponíveis hoje, um procedimento operacional para apuração das perdas no Sistema Elétrico Brasileiro, indicando seus responsáveis.

É importante observar que a simples análise da diferença entre carga e consumo, que em tese resultaria na perda total do Sistema Elétrico Brasileiro, pode levar a interpretações equivocadas do resultado obtido. Ou seja, caso não se tenha uma visão clara da formação de cada valor que compõem tanto a carga, quanto o consumo, a diferença entre esses valores estará considerando outras parcelas além das perdas no sistema. Como, por exemplo, a consideração de valores de autoprodução que compõem a carga e que não estão explicitados no consumo na rede.

Na apuração dos valores de carga e mercado utilizados pelas instituições, tomou-se por base as seguintes premissas:

1. A carga do SIN foi determinada pela geração bruta, sempre que disponível, das usinas com despacho centralizado e a geração líquida das demais usinas;
2. A compatibilização entre as bases de dados do ONS e da CCEE, em relação à geração por usina, foi feita segundo a NT ONS - 148/2016 CCEE - 0023/2016 EPE – 035/2016. Além disso, no âmbito do GT Perdas foram realizadas comparações entre os dados do SIMPLES/EPE, BEN/EPE, CCEE e SAMP/ANEEL, de consumidores livres na RB, consumidores livres na rede da distribuidora (RD) e consumidores cativos;
3. Quando necessário, foram feitas consultas diretas às distribuidoras, transmissoras, geradoras e consumidores livres, para esclarecimentos de informações específicas sobre eventuais dados informados sobre assuntos específicos;

Os dados do ano 2016 foram considerados como de referência para a apuração das informações prestadas pelas instituições.

Para imediata referência, na Figura 1 são resumidos os valores de carga e consumo levantados por cada instituição, e que possuem uso específico nos estudos, acompanhamentos, apurações e contabilizações, dentre eles o Balanço Energético Nacional, o Plano da Operação Energética, o Planejamento das Tarifas das Distribuidoras, Planejamento de Expansão e as atividades relacionadas com a Comercialização.

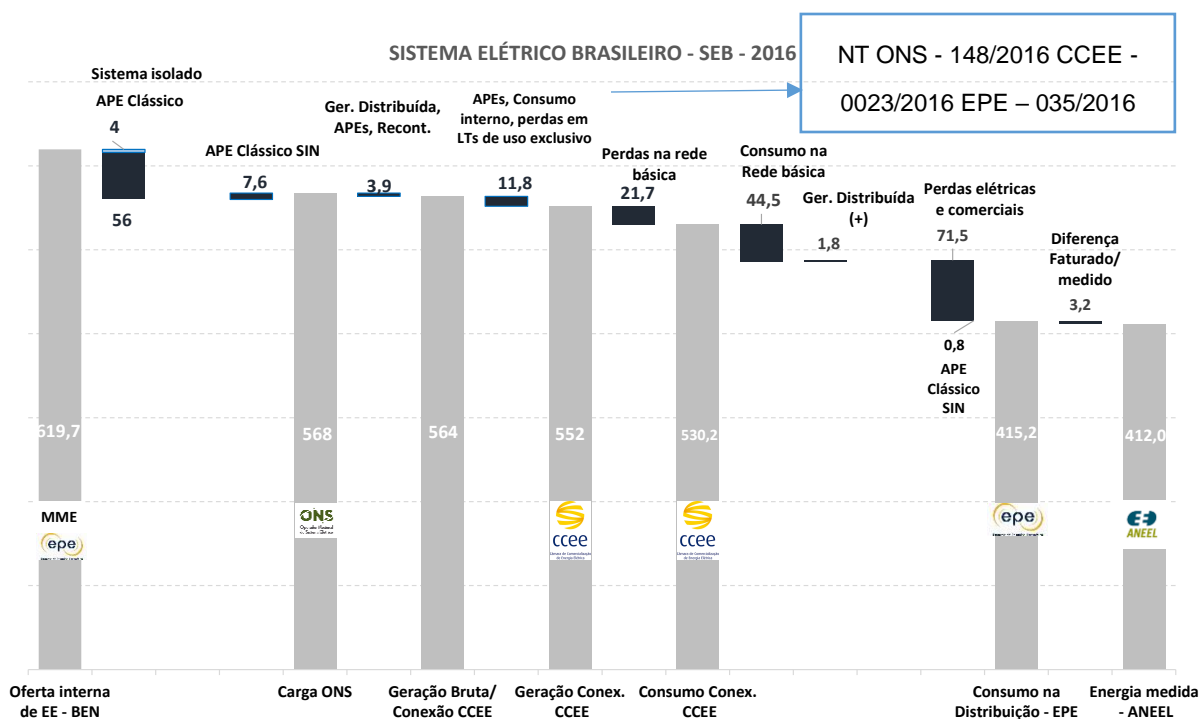


FIGURA 1: PARCELAS DE CARGA DO SEB – VALORES DE 2016.

A análise dos dados apresentados na Figura 1 mostra que:

1. A carga do BEN é de 619,7 TWh, sendo 4 TWh dos sistemas isolados.
2. A carga do SIN no ONS contempla 7,6 TWh dos 56 TWh de autoprodutores clássicos (APE clássico) observados no BEN.

3. A Geração/Carga da CCEE na conexão, em relação à carga do ONS, se diferenciam por:
 - a. APE clássico 4,3 TWh.
 - b. Consumo Interno das Usinas de 7,5 TWh. Vale observar que neste valor ainda não foi possível desagregar perdas em LT's de uso exclusivo de usinas a carvão distantes da rede básica, bombeamento na rede da Light e outras.
 - c. Perdas na LT de Itaipu de 2,6 TWh.
 - d. Geração distribuída de 1,8 TWh.
 - e. Intercâmbios nas interligações internacionais de 0,2 TWh.
4. A diferença entre Geração e Consumo na conexão da CCEE resulta na perda da rede básica de 21,7 TWh.
5. A diferença entre Consumo na conexão (CCEE) e consumo da distribuição (EPE) considera:
 - a. Consumo de cliente livre na rede básica 44,5 TWh.
 - b. Geração Distribuída (GD) de 1,8 TWh. Esse montante corresponde a unidades não modeladas na CCEE, assim, não são apuradas na medição de consumo da CCEE no ponto de conexão. Porém, o consumo dessa energia compõe o faturamento das unidades consumidoras na EPE.
 - c. Perda na distribuição de 71,5 TWh.
6. Diferença de 3,2 TWh entre os valores faturados da EPE e os valores medidos da ANEEL.

Assim, se considerarmos as parcelas de perdas na LT de Itaipu, perdas na rede básica e perdas totais (técnica e comercial) na rede de distribuição, a perda total apurada para SIN em 2016 é de 99 TWh.

A consideração apenas de perdas técnicas, tem-se como perdas técnicas totais do SIN de 62,1 TWh.

Na Tabela 1 pode-se observar o detalhamento dos valores contidos em cada parcela de carga e consumo utilizados em cada instituição.

Fluxo	Sinal	TWh	Observações
OFERTA INTERNA Brasil (BEN)		619,7	Fonte: EPE/BEN.
Carga Sistemas Isolados (Eletrobrás)	(-)	3,9	Fonte: Anuário Estatístico de EE EPE / Eletrobras.
Autoprodução clássica BEN	(-)	55,6	Fonte: EPE/BEN.
Autoprodução clássica na carga	(+)	7,6	Fonte: CCEE.
Fração estimada no BEN	(-)	0,2	Fonte: EPE/BEN.
CARGA PLENA (ONS/CCEE - evolução mensal da carga - ONS)	(=)	567,6	Fonte:ONS
Autoprodução clássica (Parte A)	(-)	4,3	Fonte: CCEE/ONS.
CST	(-)	1,3	
CSP	(-)	0,5	
Klabin Celulose	(-)	0,7	
Veracel	(-)	0,6	
SUZANO	(-)	1,1	
Caçú I	(-)	0,1	
GD não modelada na CCEE	(-)	1,8	Fonte: NT EPE/CCEE/ONS, dez/2016.
Consumo Interno do Setor Elétrico	(-)	7,5	Fonte: CCEE/EPE-BEN.
Perdas na LT Itaipu	(-)	2,6	Fonte: CCEE/EPE-BEN.
Interligação	(+)	0,2	Fonte: CCEE.
Recontabilizações	(+)	0,4	Fonte: CCEE.
CARGA CCEE - ponto de conexão da rede básica	(=)	551,9	Fonte: CCEE.
Perdas na rede básica (CCEE)	(-)	21,7	Fonte: CCEE.
Consumo no ponto de Conexão (CCEE)	(=)	530,2	Fonte: CCEE.
Consumo ACL na RB	(-)	44,5	Fonte: CCEE.
Autoprodução clássica (Parte B)	(-)	2,5	Fonte: CCEE/ONS.
UTE ATLÂNTICO	(-)	1,6	
Usiminas 2	(-)	0,2	
Gusa Nordeste	(-)	0,0	
Energia Madeiras - CISFRAMA	(-)	0,0	
Copesul	(-)	0,5	
BERNECK	(-)	0,1	
Exportação	(-)	0,3	Fonte: CCEE.
Consumo ACL na rede básica, sem autoprodução clássica, sem exportação	(-)	41,7	
Consumo ACR (+) ACL na RD	(=)	485,7	
Consumo ACL Distribuição		90,6	Fonte: CCEE.
Autoprodução clássica (Parte C)	(-)	0,8	Fonte: CCEE/ONS.
SOL	(-)	0,8	
Consumo ACL Distribuição Sem Autoprodução Clássica	(=)	89,8	
Consumo ACR na Distribuição	(=)	395,1	
GD não modelada na CCEE	(+)	1,8	Fonte: CCEE/ONS.
Carga da distribuição (Energia Injetada na distribuição)	(=)	486,7	
Consumo na Distribuição (Cativo + não cativo) (EPE / SIMPLES)	(-)	415,2	Fonte: MME/EPE/SIMPLES.
Carga Injetada na Distribuição (-) Consumo na Distribuição EPE/SIMPLES	(=)	71,5	
Diferença entre Faturado e Medido	(+)	3,2	
Perdas na rede de Distribuição ANEEL - VALOR MEDIDO	(=)	74,7	Informado ANEEL.
Perdas Técnicas	(-)	36,8	
Perdas Não Técnicas	(-)	37,8	

TABELA 1: DESAGREGAÇÃO DAS PARCELAS DAS PERDAS E DIFERENÇAS

A Tabela 2 apresenta resumidamente os valores de perdas e diferenças entre a Carga do ONS e o mercado consumidor da EPE (consumo na distribuição).

DIFERENÇAS	(7,6 APE Clas + 7,5 CI Setor Elétrico)	%	2,7%
		TWh	15,4
PERDA TOTAL	(LT Itaipu + Perdas Técnicas e não Técnicas RB e RD)	%	17,4%
		TWh	99,0
PERDAS TÉCNICAS		%	10,8%
PERDAS	LT Itaipu	%	0,5%
PERDAS	RB	%	3,8%
PERDAS TÉCNICAS	RD	%	6,5%
PERDAS NÃO TÉCNICAS	RD	%	6,7%
PERDAS + DIFERENÇAS		%	20,2%
		TWh	114,4

TABELA 2 - COMPOSIÇÃO DETALHADA DAS PARCELA “PERDAS E DEMAIS DIFERENÇAS” – DADOS 2016

Vale observar que, embora haja uma convergência nos valores globais entre CCEE, EPE e ANEEL, na análise individualizada por empresa observam-se valores incompatíveis, conforme Anexos I, II e III, que deverão ser investigados em trabalhos futuros.

É consenso do GT Perdas que, para operacionalizar o levantamento de perdas mensais e por subsistemas, faz-se necessário adotar um procedimento que leve em conta informações existentes em cada instituição de forma regular e frequente.

Os valores não obtidos ou medidos hoje, como alguns consumos internos, deverão ser analisados em outra etapa do trabalho.

Assim, tem-se na Tabela 3 a responsabilidade de cada instituição para o levantamento das perdas.

Item	Responsáveis
Perda na Rede Básica	CCEE
Consumo Interno das Usinas + perdas nas LT's de uso exclusivo	CCEE
Consumo Autoprodutor Clássico	MME
Perdas na Distribuição	CCEE/EPE/ANEEL

TABELA 3: PARCELAS DAS PERDAS E RESPONSABILIDADE

A Figura 2 apresenta a participação de cada parcela que compõe a Carga do Sistema Interligado Nacional (SIN), discriminando as parcelas de perdas e diferenças.

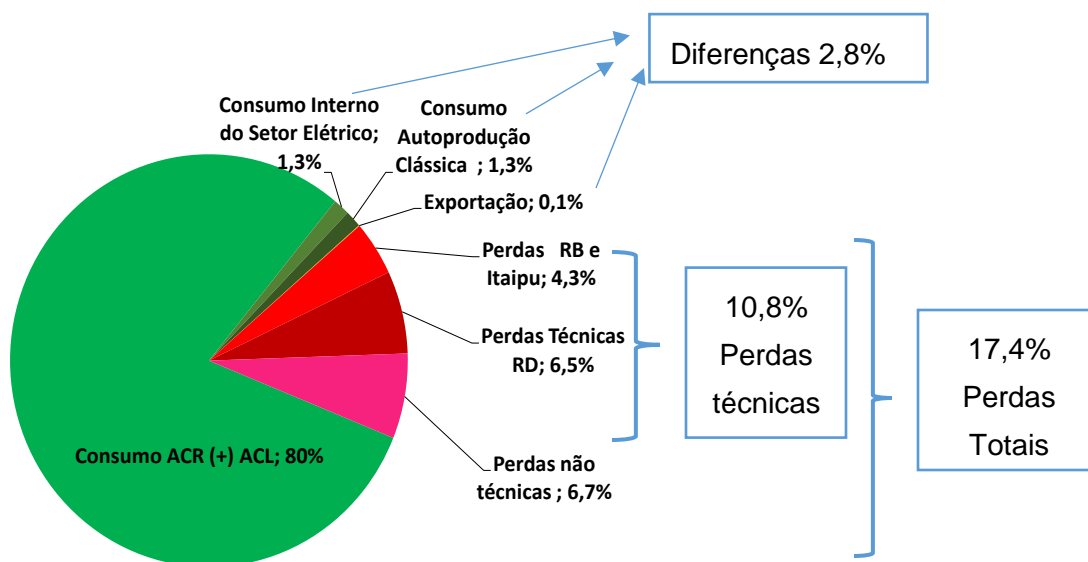


FIGURA 2 – PARCELA DE COMPOSIÇÃO DA CARGA DO SIN - 2016

Para análise de perdas no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) é necessário o levantamento destas para os Sistemas Isolados (SISOL).

A Tabela 4 a seguir apresenta os valores de carga e de consumo em TWh, em 2016.

Fluxo	Montante
Carga	3,9
Consumo	2,9
Perdas	1,0

TABELA 4. SISTEMAS ISOLADOS: CARGA E CONSUMO 2016 - TWh

Na elaboração desta NT o GT Perdas concluiu que, para completa análise das perdas e diferenças, é necessário dar continuidade ao trabalho, visando uma depuração detalhada das informações com maior granularidade, tais como, batimento dos dados por distribuidora. Os Anexos de I a III apresentam diferenças entre as informações contidas em cada instituição, que carecem de maior detalhamento e compreensão. Acrescenta-se a necessidade de se avaliar para a utilização nos estudos de planejamento e no plano de operação energética a discretização das perdas e diferenças por subsistema e com estratificação mensal.

O GT Perdas elencou na seção IX recomendações de aprimoramento e atualização de legislação ou regulamentação, além de ações e tarefas para o MME e agentes.

Abaixo destacamos algumas:

➤ Legislação e regulamentação:

- Adequar / atualizar a Portaria MME nº 331/2005 no que tange às atribuições institucionais (EPE e MME). Encaminhar à ANEEL a solicitação de adequações e aprimoramentos na regulação, inclusive definições e classificação de parcelas componentes de “perdas e demais diferenças”;
- Elaboração do Submódulo 10.6 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, que trata das informações periódicas de mercado, número de unidades consumidoras e perdas, especificando variáveis de interesse do setor elétrico.

- Avaliar a necessidade de “adequação” da Resolução ANEEL nº 482/2012, de modo a permitir a apuração da geração e consumo total nas instalações de micro e mini-GD e sua adequada representação nos modelos.
- Ações e tarefas ao MME e agentes:
- Realizar reunião com agentes para apresentação dos valores apurados neste estudo e discussão de proposta de metodologia de desagregação das perdas e diferenças;
 - Avaliar possíveis impactos e implementar as adequações nos fluxos de dados e trocas de informações entre as instituições;
 - Avaliar possíveis impactos nos processos e sistemas de coleta de dados de modo a possibilitar o monitoramento mensal/periódico das perdas, em base desagregada;

Finalmente, o GT Perdas propõe a continuidade dos trabalhos para a realização de análises detalhadas das inconsistências observadas nos dados por distribuidora, obtidas pela EPE e ANEEL, elaboração de procedimento de apuração e tratamento de dados e de publicação e disponibilização conforme proposto nesta NT, realinhar resultados e conclusões deste trabalho com aqueles produzidos pelo GT Perdas nas Interconexões/CPAMP, dentre outros.

A integra das conclusões quanto a impactos e recomendações constam nas Sessões VIII e IX desta NT.

SEÇÃO I: CONCEITUAÇÃO DOS DADOS DISPONÍVEIS EM CADA INSTITUIÇÃO

Atualmente, as perdas totais (técnicas e não-técnicas) e outras diferenças são obtidas pela diferença entre a geração e o consumo. Porém, cada instituição considera essas grandezas de forma distinta, de acordo com as particularidades atreladas às suas finalidades. Isto posto, faz-se necessário detalharmos a composição de cada uma dessas parcelas utilizadas em cada instituição, de modo a discriminar, conceituar, justificar e identificar, onde necessário, suas diferenças, proporcionando a compatibilização dos resultados, maior transparência e compreensão das informações disponibilizadas.

I.a. CONSUMO (EPE)

O Ministério de Minas e Energia (MME), através da Empresa Brasileira de Pesquisa Energética (EPE), realiza a coleta de dados referentes ao consumo de energia elétrica para as principais classes e segmentos de consumo, além do número de consumidores, por meio de dois sistemas:

- SAM (Sistema de Acompanhamento do Mercado).

Coleta mensalmente dados históricos de consumo e número de consumidores, tendo por base o mês anterior ao mês da coleta

- SIMPLES (Sistema de Informações de Mercado para o Planejamento do Setor Elétrico).

Coleta anualmente dados de consumo e número de consumidores, histórico e projeções, desagregados nas tipologias definidas pela Resolução Normativa ANEEL nº 414, 9 de setembro de 2010, atualizada pela Resolução Normativa ANEEL nº 418, de 23 de novembro de 2010, Resolução Normativa ANEEL nº 479, de 03 de abril de 2012, Resolução Normativa ANEEL nº 516, de 11 de

novembro de 2012, e Resolução Normativa ANEEL nº 775, de 10 de julho de 2017.

Box 1

- ✓ Classe residencial: refere-se ao conjunto de unidades consumidoras com fim residencial, considerando-se as seguintes subclasses:
 - Residencial;
 - Residencial baixa renda;
 - Residencial baixa renda indígena;
 - Residencial baixa renda quilombola; e
 - Residencial baixa renda benefício de prestação continuada da assistência social.

- ✓ Classe industrial: engloba o conjunto de unidades consumidoras em que sejam desenvolvidas atividades industriais, conforme definido na Classificação Nacional de Atividades Econômicas – CNAE, assim como o transporte de matéria-prima, insumo ou produto resultante do seu processamento, caracterizado como atividade de suporte e sem fim econômico próprio, desde que realizado de forma integrada fisicamente à unidade consumidora industrial.

- ✓ Classe comercial, serviços e outras atividades: compreende as unidades consumidoras em que seja exercida atividade comercial ou de prestação de serviços, à exceção dos serviços públicos ou de outra atividade não prevista nas demais classes, devendo ser consideradas as seguintes subclasses:
 - Comercial;
 - Serviços de transporte, exceto tração elétrica;
 - Serviços de comunicações e telecomunicações;
 - Associação e entidades filantrópicas;
 - Templos religiosos;

- Administração condominial: iluminação e instalações de uso comum de prédio ou conjunto de edificações;
 - Iluminação em rodovias: solicitada por quem detenha concessão ou autorização para administração em rodovias;
 - Semáforos, radares e câmeras de monitoramento de trânsito, solicitados por quem detenha concessão ou autorização para controle de trânsito; e
 - Outros serviços e outras atividades.
- ✓ Classe rural: compreende as unidades consumidoras que desenvolvam atividades de agricultura, pecuária ou aquicultura, dispostas nos grupos 1.1 a 1.6 ou 3.2 da CNAE, considerando-se as seguintes subclasses:
- Agropecuária rural;
 - Agropecuária urbana;
 - Residencial rural;
 - Cooperativa de eletrificação rural;
 - Agroindustrial;
 - Serviço público de irrigação rural;
 - Escola agrotécnica; e
 - Aquicultura.
- ✓ Classe poder público, independente da atividade a ser desenvolvida: inclui as unidades consumidoras de pessoa jurídica de direito público que assumam as responsabilidades inerentes à condição de consumidor, incluindo a iluminação em rodovias e semáforos, radares e câmeras de monitoramento de trânsito, exceto aqueles classificáveis como serviço público de irrigação rural, escola agrotécnica, iluminação pública e serviço público, considerando-se as seguintes subclasses:
- Poder público federal;
 - Poder público estadual ou distrital; e
 - Poder público municipal.

- ✓ Classe iluminação pública, de responsabilidade de pessoa jurídica de direito público ou por esta delegada mediante concessão ou autorização: engloba iluminação de ruas, praças, avenidas, túneis, passagens subterrâneas, jardins, vias, estradas, passarelas, abrigos de usuários de transportes coletivos, logradouros de uso comum e livre acesso, inclusive a iluminação de monumentos, fachadas, fontes luminosas e obras de arte de valor histórico, cultural ou ambiental, localizadas em áreas públicas e definidas por meio de legislação específica, exceto o fornecimento de energia elétrica que tenha por objetivo qualquer forma de propaganda ou publicidade, ou para realização de atividades que visem a interesses econômicos.

- ✓ Classe serviço público: refere-se ao consumo de energia elétrica exclusivo para motores, máquinas e cargas essenciais à operação de serviços públicos de água, esgoto, saneamento e tração elétrica urbana ou ferroviária, explorados diretamente pelo poder público ou mediante concessão ou autorização, considerando-se as seguintes subclasses:
 - Tração elétrica; e
 - Água, esgoto e saneamento.

- ✓ Classe consumo próprio: compreende o consumo de energia elétrica das instalações da distribuidora.¹

As informações resultantes dos sistemas citados são complementadas pelo preenchimento e envio de planilhas das distribuidoras (com dados relacionados aos

¹ Algumas concessionárias informam nesta classe o consumo interno de usinas.

consumidores livres da rede de transmissão e autoprodutores) à EPE/MME, além de dados enviados pelos próprios consumidores livres e autoprodutores.

No que tange aos dados obtidos através dos sistemas, tratam-se, na prática, de informações oriundas dos sistemas de faturamento das distribuidoras, não guardando necessariamente correspondência com os meses civis, especialmente no que se refere aos dados de seus consumidores cativos, mais especificamente, aqueles referentes às classes residencial e comercial, tendo em vista a existência de variação nos períodos de leitura pelas distribuidoras, que podem compreender entre 27 e 33 dias, conforme o calendário de leitura (vide Art. 84, Resolução ANEEL nº 441, de 9 de setembro de 2010), podendo variar entre 15 e 47 dias nos casos excepcionais previstos.

Além do descasamento do calendário de leitura dos lotes de faturamento das distribuidoras com o mês civil, existem outras particularidades dos processos de faturamento, como por exemplo:

- Refaturamento
- Faturamento mínimo
- Erros de medição
- Desencontro nas informações das distribuidoras (medido no período de faturamento ou valor faturado)
- Recuperação de perdas
- Geração Distribuída
- Faturamento por falta de leitura de medição (Rural)

Vale frisar que a EPE não realiza qualquer tipo de medição física, sendo esta função executada pelo ONS, CCEE e pelas distribuidoras/transmissoras. Os dados históricos utilizados nos estudos e análises da EPE são disponibilizados pelas concessionárias de energia elétrica, autoprodutores e consumidores livres, a partir do envio de formulários e uso dos sistemas supracitados, correspondendo a um conjunto de informações declaradas pelos mesmos.

A partir do SAM são coletados mensalmente dados históricos de consumo e número de consumidores, tendo por base o mês anterior ao mês da coleta. Após processamento, consolidação e análise, as informações são disponibilizadas por meio do relatório “Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica”, visando apresentar as principais estatísticas e a análise da evolução mensal do mercado de energia elétrica nacional e regional, bem como de indicadores desse mercado, tais como consumo médio e número de consumidores. Nesta Resenha, objetiva-se a apresentação do mercado de energia elétrica segregado por regiões geográficas, subsistemas elétricos integrantes do Sistema Interligado Nacional, Sistemas Isolados e Brasil, segundo os seus principais segmentos de consumo.

Analisa-se, também, o comportamento de alguns indicadores econômicos que afetam o nível do consumo de energia elétrica, principalmente a produção industrial.

Os dados históricos oriundos do Sistema SIMPLES, após processamento e análise de consistência, dão origem ao relatório “Anuário Estatístico de Energia Elétrica”, disponibilizado no sítio da EPE na internet. As estatísticas apresentadas no Anuário consolidam as informações publicadas em caráter preliminar nas edições regulares da Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica para o ano base, e corresponde a um dos resultados do trabalho cooperativo com os agentes do mercado de energia, realizado no âmbito da Comissão Permanente de Análise e Acompanhamento do Mercado de Energia Elétrica (COPAM), sob a coordenação da EPE.

Os dados do Sistema SAM/SIMPLES também servem de subsídio à elaboração do Balanço Energético Nacional, no que tange ao consumo de energia elétrica que circula na rede elétrica, que, somado à parcela relativa à autoprodução nos setores de consumo compõe o consumo energético final.

Nesse contexto, a EPE compõe a sua base nacional de dados de consumo de energia elétrica na rede elétrica, que inclui, além do consumo no Sistema Interligado Nacional, a parcela consumida nos Sistemas Isolados.

Dito de outra forma, os dados coletados no âmbito das bases SAM e SIMPLES abrangem o consumo na rede elétrica das modalidades de contratação relacionadas às seguintes categorias de consumidores:

- Consumidores cativos: o fornecimento de energia elétrica para esta categoria de consumidor se dá obrigatoriamente pela concessionária de distribuição da área onde está situado.
- Consumidores não-cativos: esta categoria de consumidor adquire sua energia através de negociação no ambiente de contratação livre; não estando obrigado a adquirir da concessionária da área onde esteja situado. Estão incluídos nesta categoria consumidores livres, consumidores especiais, autoprodutores e produtores independentes.

Além dos dados realizados e projetados de consumo e de número de consumidores, também são coletadas, por meio dos referidos sistemas, as seguintes informações:

- Saldo de intercâmbios (físico): o saldo de intercâmbios compreende a diferença entre suprimentos e recebimentos observados entre os submercados e são realizados de modo a atender áreas específicas de empresas integrantes do sistema elétrico interligado.
- Suprimento a empresas (sistema interligado): refere-se ao suprimento de energia elétrica para atender a empresas integrantes do SIN que tiveram consumo inferior a 500 GWh e que não participam da compra de energia nos leilões promovidos pela CCEE.
- Suprimento a permissionárias: refere-se ao suprimento de energia elétrica para atender a permissionárias.
- Perdas Elétricas, discriminadas em:
 - Transmissão \geq 230 kV e DIT (demais instalações de transmissão);
 - Subtransmissão entre 69 kV e 230 kV;

- Distribuição ≤ 69 kV.
- Geração Distribuída – GD discriminadas em:
 - Própria: total da geração distribuída (hidráulica, térmica e eólica) de todas as usinas conectadas ao sistema da distribuidora e não despachadas centralizadamente pelo ONS, conforme resolução 687/482;
 - Adquirida de outros: total da geração distribuída (hidráulica, térmica e eólica) das usinas conectadas ao sistema das distribuidoras, não despachadas centralizadamente pelo ONS e de propriedade de outros agentes.
- Demanda Máxima:
 - Demanda máxima coincidente: demanda máxima instantânea da empresa no horário da ponta do sistema, conforme definido nos Procedimentos de Rede do ONS;
 - Demanda máxima não coincidente: demanda máxima instantânea da empresa independente do horário em que ocorra.

I.b. CONSUMO (ANEEL) – Base SAMP

O SAMP – Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – foi desenvolvido para substituir o sistema “Acompanhamento Mensal Padronizado – AMP” que se constituía em um processo de coleta de informações referentes ao mercado de energia elétrica das concessionárias e permissionárias do setor elétrico, cujos procedimentos foram instituídos pelas Portarias DNAEE nº 149, de 12 de dezembro de 1983, nº 10, de 14 de janeiro de 1986, nº 226, de 29 de dezembro de 1987, nº 250, de 26 de dezembro de 1988, e nº 100 de 27 de junho de 1989. O SAMP está regulamentado por meio da Resolução nº 674/2002.

Atualmente, são empresas declarantes todas as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, doravante distribuidoras. Estas estão

obrigadas a enviar, mensalmente, suas informações de mercado à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, por meio do SAMP.

Box 2

As modalidades a serem declaradas pelas concessionárias e permissionárias de energia elétrica são:

- a) Fornecimento Faturado de Energia Elétrica: conjunto de informações das quantidades físicas e monetárias referentes ao fornecimento mensal de energia elétrica ao consumidor final;
- b) Receita de Uso no Transporte de Energia Elétrica: conjunto de informações das quantidades físicas e monetárias referentes a cada modalidade de receita pelo uso dos sistemas de distribuição relacionado a cada empresa “acessada”;
- c) Balanço de Energia Elétrica: conjunto de informações da quantidade de energia elétrica, em KWh, detalhadas pelas disponibilidades e pelos requisitos do mercado de energia elétrica da concessionária.

Dentre as informações recebidas destacam-se:

- Demanda: demanda (MW) das unidades consumidoras e geradoras conectadas ao sistema da distribuidora, segregadas ao menos por: classe de consumo, subclasse, modalidade tarifária, subgrupo tarifário, sistema isolado/interligado, posto tarifário e cativo/livre;
- Energia: energia (kWh) das unidades consumidoras e geradoras conectadas ao sistema da distribuidora, segregadas ao menos por: classe de consumo, subclasse, modalidade tarifária, sistema isolado/interligado, posto tarifário e cativo/livre;
- Número de Unidades Consumidoras: quantitativo das unidades consumidoras conectadas ao sistema da distribuidora, segregadas ao menos por classe de consumo, subclasse, modalidade tarifária, sistema isolado/interligado, posto tarifário e cativo/livre;

- Tributos: PIS/COFINS e ICMS, em R\$, aplicados ao faturamento das unidades consumidoras;
- Receitas: receitas, em R\$, decorrentes do faturamento e refaturamento de unidades consumidoras;
- Descontos: percentuais de descontos de demanda e energia aplicáveis ao mercado, decorrente de subsídios e subvenções;
- Perdas: perdas técnicas e não técnicas do sistema de distribuição;

As informações enviadas mensalmente ao SAMP pelas empresas reguladas, são utilizadas pela ANEEL com a finalidade de auxiliar no processo regulatório do setor de energia elétrica, subsidiando principalmente os seguintes processos e atividades:

- a) Informações de energia, demanda, tarifas médias, número de unidades consumidoras divulgadas por meio da internet;
- b) Informações solicitadas por meio do Sistema Eletrônico do Serviço de Informação ao Cidadão, em atendimento a lei nº 12.527/2011;
- c) Cálculo da TFSEE - Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica;
- d) Revisão Tarifária Periódica das concessionárias e permissionárias de distribuição, doravante, distribuidoras;
- e) Reajuste Tarifário Periódico das distribuidoras;
- f) Definição de encargos do setor elétrico.

Ademais das classificações das informações por classe de consumo, subclasse, modalidade tarifária, subgrupo tarifário, posto tarifário, entre outras, são declaradas as seguintes informações:

- Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente – SIGFI de que trata a Resolução Normativa nº 83/2004 e 493/2012;

- Sistema de Compensação decorrente de mini e micro geração distribuída, central geradora de energia elétrica conectada à rede da distribuidora por meio de instalações de consumo) conforme Resolução ANEEL 482/2012.
- Encargo de Uso Referente à Reserva De Capacidade – RC de que trata o art. 49 da Resolução Normativa nº 506, de 4 de setembro de 2012;
- Suprimento de energia, de que trata o Submódulo 11.1 do PRORET, aprovado pela Resolução Normativa nº 607/2014;

Em outubro de 2013, foi aberta a chamada nº 018/2013 de P&D, projeto estratégico “SIASE – Sistema de Inteligência Analítica do Setor Elétrico”. Segundo o documento o SIASE tem o objetivo de:

- Criar banco de dados com informações que possam atender agentes do setor elétrico e processos da ANEEL, incluindo o mercado;
- Racionalizar informações do setor elétrico, reduzindo ambiguidades e redundâncias;
- Promover auditoria social, por meio de ampla divulgação de informações públicas;
- Maior inteligibilidade das tarifas, com apresentação de fatores de impactos nas faturas, seja em audiência pública ou tarifa final aplicada;
- Prover ferramentas de inteligência analítica, com o objetivo de gerar relatórios e efetuar análises que atendam processos que utilizem dados do setor elétrico;
- Fomentar a pesquisa e desenvolvimento;
- Subsidiar a tomada de decisão dos investidores no setor elétrico;
- Subsidiar a definição e acompanhamento de políticas elaboradas pela administração pública;
- Subsidiar o desenvolvimento da inteligência empresarial, incluindo estudos de impacto regulatório e garantindo o mecanismo de controle regulatório da tomada de decisão.

O SIASE objetiva também promover a transparência das informações de interesse, resguardado o sigilo das informações. O acesso será realizado por meio de portal web, provido de informações e ferramentas analíticas, em benefício da coordenação e desenvolvimento do sistema elétrico nacional. Ademais, o SIASE será uma ferramenta para acompanhamento de performance das concessionárias, auditoria de indicadores e desenvolvimento de estudos diversos.

A plataforma estará disponível para testes em 2019, constituindo importante fonte de dados da do setor elétrico.

I.c. CARGA GLOBAL (ONS)

O ONS tem, no Módulo 5 dos Procedimentos de Rede, as definições e conceitos a serem seguidos no processo de apuração da carga global.

A apuração da geração de energia em sua totalidade permite representar o total da carga atendida, ou seja, representa a totalidade da energia gerada no âmbito do SIN injetada nos sistemas de transmissão e distribuição para suprir não apenas o consumo de energia das unidades consumidoras, mas também as perdas internas de redes e instalações de geração, transmissão e distribuição e demais diferenças do sistema.

A adoção deste conceito permite uniformizar a composição dos dados de carga global utilizados nos estudos de planejamento e projeções e programação da operação elétrica e energética.

Considerando as fontes de obtenção dos dados verificados de geração das usinas na composição da carga global as usinas são classificadas no SIN segundo os critérios de operação que requerem a inclusão nas etapas de programação e despacho centralizado.

Essas unidades de geração de energia do SIN, quando de sua incorporação, são analisadas individualmente e classificadas segundo os Procedimentos de Rede do

ONS, Submódulo 26.2 – Critérios para classificação da modalidade de operação de usinas.

De acordo com a classificação nas modalidades Tipo I, II (II-A, II-B e II-C) ou III, há a necessidade de atendimento a requisitos pré-estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

Dessa forma, a composição da Carga Global considera a geração bruta de todas as usinas conectadas nos sistemas de transmissão/distribuição.

Quanto as usinas conectadas nas redes de distribuição, Tipo III, os valores apurados são os valores líquidos injetados nas redes.

Há ainda os casos de usinas de geração de autoprodutores e produtores independentes, que podem ser classificadas como Tipo I, II-A ou II-B cuja geração despachada centralizadamente ou programada pelo ONS, considera na composição da carga global a geração total incluindo o consumo in situ e o fornecimento às cargas conectadas diretamente na geração.

Os valores de geração de energia são obtidos através das medições do sistema de supervisão do ONS (Sistema de Apuração da Geração - SAGIC), dados informados pelas distribuidoras e das medições de geração da CCEE.

Box 3:

Os valores de carga global calculados por Subsistema, são resultantes da apuração dos intercâmbios regionais que correspondem às trocas de energia gerada no SIN informados pelo sistema de supervisão do ONS.

I.d. MEDIÇÃO (CCEE)

A CCEE considera em sua contabilização todo montante de energia apurado de seus Agentes associados, **tanto do segmento de consumo quanto de**

geração de energia, conforme Convenção de Comercialização de Energia Elétrica.

Box 4:

São agentes da CCEE:

- Concessionário de Serviço Público de Geração: agente titular de concessão para exploração de ativo de geração a título de serviço público, outorgada pelo Poder Concedente.
- Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE): agente individual, ou participante de consórcio, que recebe concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia destinada à comercialização.
- Autoprodutor (APE): agente com concessão, permissão ou autorização para produzir energia destinada a seu uso exclusivo, podendo comercializar eventual excedente de energia desde que autorizado pela Aneel.
- Comercializador: agente que compra energia por meio de contratos bilaterais celebrados no Ambiente de Contratação Livre - ACL, podendo vender energia a outros comercializadores, a geradores e aos consumidores livres e especiais, no próprio ACL, ou aos distribuidores por meio dos leilões de ajuste.
Consumidor Livre: consumidor que, atendendo aos requisitos da legislação vigente, pode escolher seu fornecedor de energia elétrica (gerador e/ou comercializador) por meio de livre negociação.
- Consumidor Especial: consumidor com demanda entre 500 kW e 3MW, que tem o direito de adquirir energia de qualquer fornecedor, desde que a energia adquirida seja oriunda de fontes incentivadas especiais (eólica, Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs, biomassa ou solar).
- Importador: agente que detém autorização do Poder Concedente para realizar importação de energia elétrica para abastecimento do mercado nacional.
- Exportador: agente que detém autorização do Poder Concedente para realizar exportação de energia elétrica para abastecimento de países vizinhos.

- Distribuidor: são as empresas concessionárias distribuidoras de energia elétrica, que realizam o atendimento da demanda de energia aos consumidores com tarifas e condições de fornecimento reguladas pela Aneel

A medição na CCEE é dividida em dois processos:

- Medição Física que trata dos dados coletados a partir do Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE).
- Medição Contábil a qual compreende os processos de ajuste e de agrupamento dos dados de medição física em informações consolidadas por parcela de ativo, sendo do tipo de **carga ou geração**, e por agente da CCEE.

Observa-se que a CCEE tem como finalidade a contabilização e a liquidação comercial de energia no Mercado de Curto Prazo, MCP, de todos os agentes que participam do mercado de energia elétrica do SIN. Para isso, realiza a medição contábil, a qual pode guardar algumas especificidades com relação as medições físicas.

Box 5

Para a realização do processo de medição, a CCEE utiliza o Sistema de Medição para Faturamento (SMF). O SMF é um sistema composto por medidor principal, podendo ou não haver o de retaguarda, por transformadores para instrumentos (transformadores de potencial e de corrente), por canais de comunicação entre os agentes e a CCEE, e por sistemas de coleta de dados de medição para faturamento. Esse sistema fornece os dados para a contabilização e liquidação da energia elétrica, no âmbito da CCEE.

Vale lembrar que os requisitos relativos à medição para faturamento são estabelecidos no submódulo 12.2 dos Procedimentos de Rede, nos casos de conexão às instalações sob responsabilidade de transmissora e que compreendem: a Rede Básica, as instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais conectadas à Rede Básica, as instalações de interesse exclusivo de centrais de geração para conexão compartilhada – ICG - e as Demais Instalações de Transmissão – DIT, e de conexão de agentes de distribuição, agentes de geração e consumidores livres ou especiais às instalações sob responsabilidade de distribuidora.

Para o caso de instalação de SMF na conexão às instalações sob responsabilidade de distribuidoras, além do disposto neste módulo, deve-se observar o disposto nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, submódulo 12.2.

A Figura 3, apresenta a configuração dos principais arranjos de medição dos agentes de geração e autoprodução na CCEE.

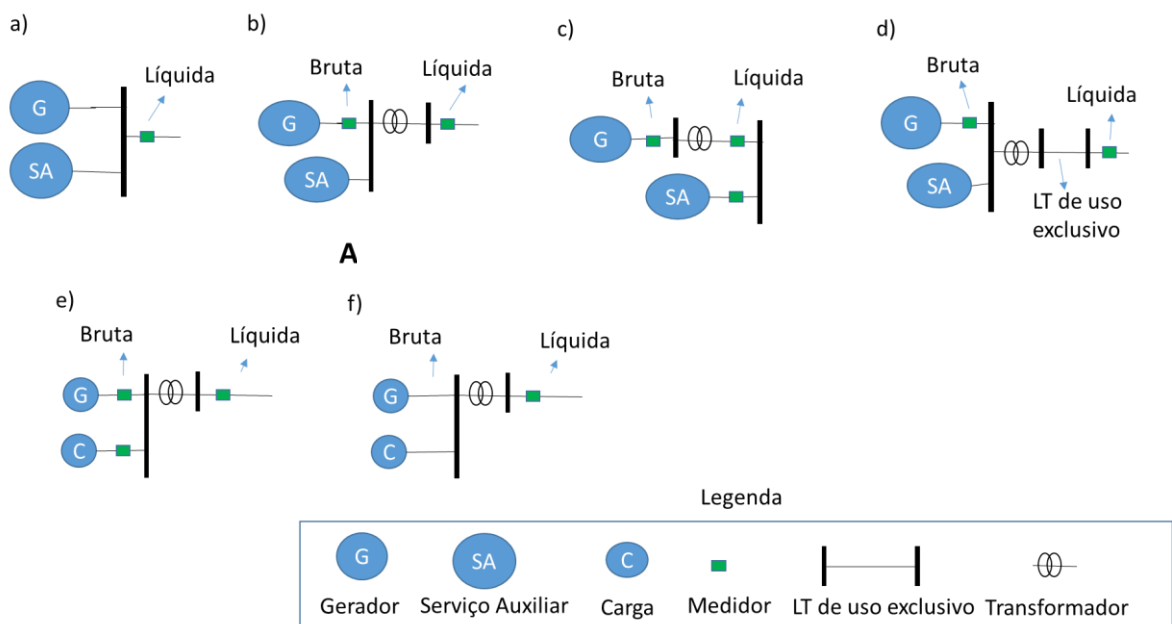


FIGURA 3: ARRANJOS DE MEDIÇÃO DE GERADORES E DE AUTOPRODUÇÃO NA CCEE

- Corresponde ao arranjo mais comum e abrange maior quantidade de usinas. Nesse caso, apura-se apenas a medição líquida (na conexão com a rede de distribuição/transmissão/DIT/ICG), ou seja, apura-se a geração já abatida de eventuais perdas internas, em transformações e serviços auxiliares.
- Corresponde ao arranjo de usinas com medição de geração bruta (na saída do gerador) e medição líquida (na conexão com a rede de distribuição/transmissão/DIT/ICG). Nesse caso, a medição líquida já é descontada da medição de serviços auxiliares e perdas em transformações. É

importante ressaltar que essas parcelas (serviços auxiliares e perdas em transformações) não são segregadas na apuração.

- c) Corresponde ao arranjo de usinas com medição de geração bruta e medição líquida (na conexão com a rede de distribuição/transmissão/DIT/ICG) e medição de serviços auxiliares. Nesse caso, a medição líquida é descontada de perdas em transformações, e de serviços auxiliares.
- d) Corresponde ao arranjo de usinas com medição de geração bruta e medição líquida (na conexão com a rede de distribuição/transmissão/DIT/ICG). Nesse caso, da medição líquida são descontadas as perdas em transformações, de serviços auxiliares e de perdas em linhas de transmissão de uso exclusivo. Ressalta-se que essas parcelas não são diferenciadas na apuração.
- e) Corresponde ao arranjo de autoprodutores com apuração de geração bruta e apuração de carga (consumo) de forma independente. Além disso, há a apuração de medição líquida para fins de rateio de perdas internas na instalação (em transformações, serviços auxiliares e de perdas em linhas de transmissão de uso exclusivo).
- f) Corresponde ao arranjo de autoprodutores com apuração apenas dos montantes líquidos injetados/consumidos (na conexão com a rede de distribuição/transmissão/DIT/ICG).

Cabe ressaltar que a contabilização utiliza a medição líquida para todas as usinas. Além disso, a medição bruta, restrita a algumas modalidades de usinas conforme Submódulo 12.2 dos Procedimentos de Rede, é utilizada no processo de contabilização da CCEE para apuração de perdas internas e demais consumos locais, dessas usinas.

SEÇÃO II: CONCEITUAÇÃO DA PERDA DO SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO

Box 6

Para imediata referência transcrevemos trecho referente às perdas, conforme definido pela ANEEL:

“O sistema elétrico de potência é dividido em geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. As distribuidoras recebem a energia dos agentes supridores (transmissoras, geradores ou outras distribuidoras), entregando-a aos consumidores finais, sejam eles residenciais, comerciais, rurais, industriais ou pertencente às demais classes. ”

O transporte desta energia gera perdas que podem ser obtidas pela diferença entre tudo o que foi produzido e consumido, seja no sistema isolado ou no interligado.

Para o SIN as perdas podem ser definidas:

“Perdas na Rede Básica (ou Transmissão): são aquelas que ocorrem entre a geração de energia elétrica nas usinas e o consumo ambos referidos a rede básica. São apuradas mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, conforme dados de medição de geração e a energia entregue às redes de distribuição/DITs”.

“Perdas na Rede de Distribuição: aquelas que ocorrem dentro do próprio sistema de distribuição e podem ser divididas em duas categorias, conforme sua causa:

- ✓ Perdas Técnicas: inerentes ao transporte da energia elétrica na rede, relacionadas à transformação de energia elétrica em energia térmica nos condutores (efeito joule), perdas nos núcleos dos transformadores, perdas dielétricas, etc. Podem ser entendidas como o consumo dos equipamentos responsáveis pela distribuição de energia.
- ✓ Perdas Não Técnicas: correspondem à diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, considerando, portanto, 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. Esse tipo de perda está diretamente associado à gestão comercial da distribuidora. ”

Vale observar que o GT Perdas está sugerindo para as perdas não técnicas a denominação de “consumo não definido”, visto ser de fato um consumo, porém não é

medido e, portanto, sem caracterização da classe, mas que nos estudos de planejamento deverá ser avaliado tratá-lo como consumo.

As perdas podem ser analisadas considerando o Sistema Interligado Nacional (SIN) e os Sistemas Isolados (SISOL).

II.a PERDAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO (SEB)

Para o Sistema Interligado Nacional (SIN), podemos dividir as perdas em:

- ✓ Perdas na Rede Básica;
- ✓ Perdas nas Distribuidoras (técnicas e não técnicas/consumo não identificado);
- ✓ Perdas nas linhas fora da rede básica (ITAIPU e outras conexões).

A Figura 4 apresenta de forma simplificada e esquemática a visão dessas perdas.

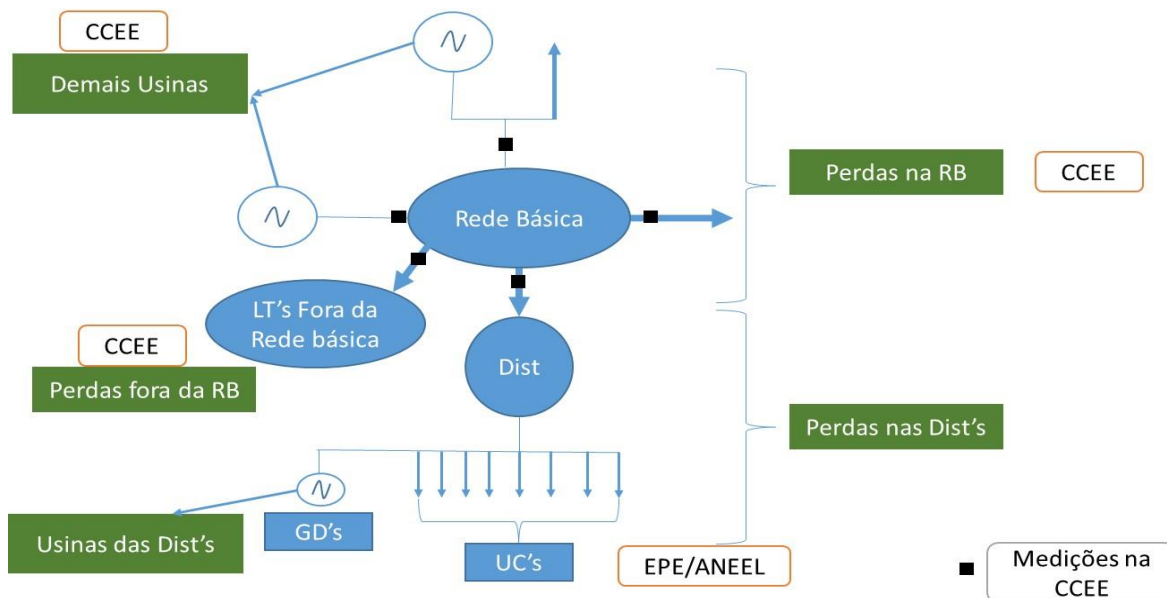


FIGURA4 – VISÃO DAS PERDAS NO SIN

Podemos observar na Figura 4 que temos as perdas totais do SIN utilizando as medições da CCEE e os valores de faturamento/medidos nas unidades consumidoras obtidas pela EPE e ANEEL. Ou seja, a CCEE, para o exercício de sua função, mede e calcula as seguintes perdas:

- Rede básica: Linhas de transmissão (LT) > 230 kV;
- Linhas de transmissão fora da Rede Básica, que se referem às Instalações Compartilhadas:
 - ✓ Demais instalações de transmissão compartilhadas (88 kV < LT < 230 kV) – DITC;
 - ✓ Instalações Compartilhadas de Geração – ICG;
 - ✓ Instalações Compartilhadas de Consumo- IC.
- Perdas nas demais LT's de uso exclusivo:
 - ✓ Usinas despachadas, através da diferença entre as medições bruta e na conexão com a rede básica, obtêm-se os serviços auxiliares, consumo interno na usina, consumo das bombas da Light e perdas na LT de conexão com a rede básica de uso exclusivo. Observar que somente a perda não fica discriminada, sendo necessário avaliar como levantar o consumo interno das usinas e as bombas da Light.

Por outro lado, cabe registrar que a CCEE não mede as perdas cujo agente não faz uso de sistema e, portanto, não são contabilizadas, como por exemplo:

- ✓ Quando as Usinas não são despachadas
- ✓ Perdas em instalações de APE's ou Produtores Independentes de Energia - PIE's com carga onde a modelagem não trata como uma instalação compartilhada ou sistêmica, conhecida como autoprodução clássica.

Informações da EPE, ANEEL e CCEE fornecem:

- Perdas na Distribuição: as perdas na distribuição são obtidas a partir das diferenças entre as medições da CCEE, na fronteira das distribuidoras, e os valores do consumo das bases da EPE/ANEEL, acrescentando a oferta interna na distribuidora.

Há parcela das perdas na distribuição que se refere às diferenças devido ao descasamento do período de apuração, já informado no item I.a²;

II.b PERDAS NOS SISTEMAS ISOLADOS

A Figura 5 apresenta de forma simplificada e esquemática a visão das perdas nos Sistemas Isolados (SISOL):

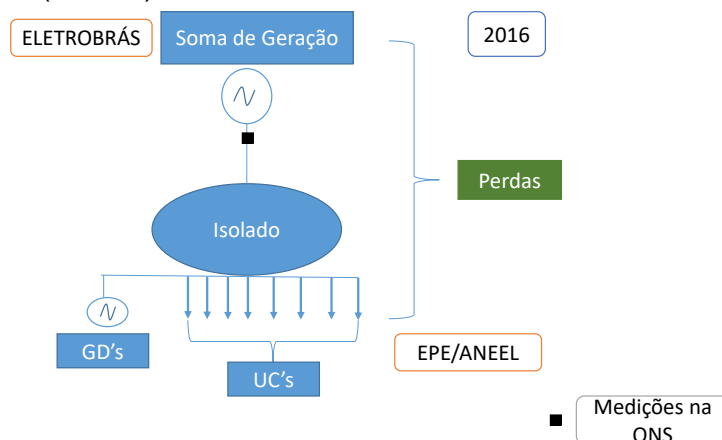


FIGURA 5: VISÃO DAS PERDAS NO SISTEMA ISOLADO

Para os Sistemas Isolados (SISOL) a CCEE dispõe de medição a partir de maio de 2017, quando se tornou responsável, sendo utilizado para a determinação das perdas

² Como mencionado, a CCEE faz as medições no mês civil enquanto a EPE / ANEEL, se concentra no período faturamento, o que respeita o calendário de leitura nas unidades consumidoras. A perda aqui levantada refere-se as perdas técnicas e comerciais das distribuidoras.

no SISOL a diferença dos valores de geração medidos pela Eletrobrás até maio de 2017 e pela CCEE após maio de 2017, e o faturamento das unidades consumidoras obtidas pela EPE e ANEEL, com sua devida compatibilização.

II.c PERDAS NO SISTEMA BRASILEIRO

A perda total do Sistema Elétrico Brasileiro resulta da soma das perdas definidas nos itens IV.a.1 e IV.a.2.

SEÇÃO III: COMPATIBILIZAÇÃO DAS INFORMAÇÕES DAS INSTITUIÇÕES

A Figura 6 apresenta o diagrama de composição de parcelas de dados de cada instituição.

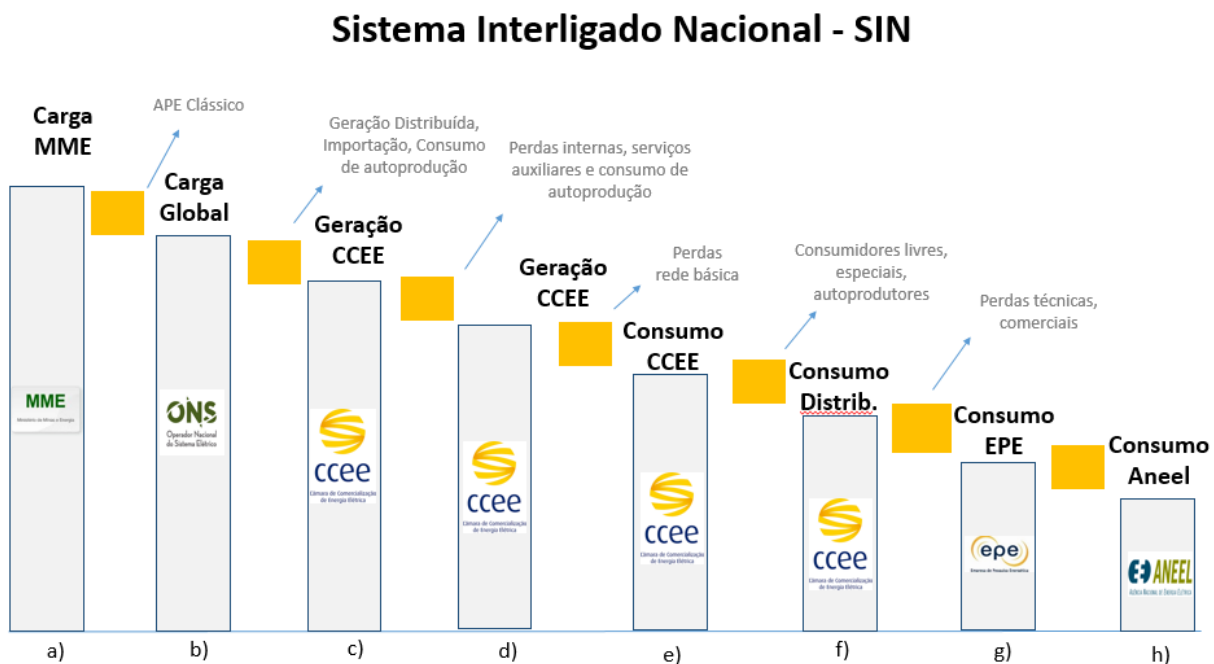


FIGURA 6: COMPOSIÇÃO DAS INFORMAÇÕES DISPONÍVEIS DE CADA INSTITUIÇÃO

Iniciando da direita para a esquerda, a barra (h) se refere aos dados observados no SAMP, basicamente de informações de fornecimento do mercado cativo.

A barra (g) se refere aos valores obtidos pela EPE junto às distribuidoras e apresentam os valores faturados/medidos no período de faturamento.

Na sequência, a barra (f) se refere aos valores de consumo medidos pela CCEE, através do SCDE, na fronteira dos sistemas das distribuidoras com a rede básica. Nesses valores já estão descontados o consumo dos consumidores livres, especiais e autoprodutores conectados às distribuidoras.

Observa-se que a diferença dos valores de (f) e (g) fornece a perda total, técnica e não técnica, do sistema de distribuição, incluindo outras diferenças inerentes aos valores obtidos das distribuidoras do sistema de faturamento, como mencionado no item I.a.

Já a barra (e) se refere ao valor de consumo apurado pela CCEE na conexão com a rede básica. Consideram-se os consumos de cargas livres, especiais, exportação e autoprodutores, conectados na rede básica ou na rede de distribuição e o consumo das distribuidoras.

A Figura 7 exemplifica a composição das parcelas que compõem a barra (e). É possível observar que a medição das distribuidoras está explicitada na barra (f).

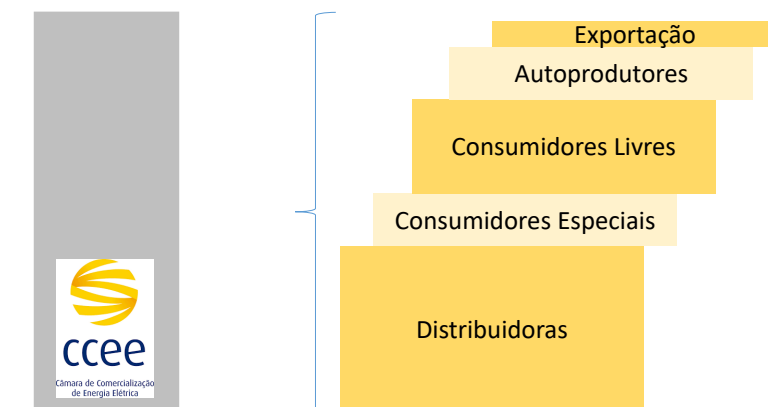


FIGURA 7: COMPOSIÇÃO DAS PARCELAS QUE COMPÕEM A BARRA (E) DA FIGURA ANTERIOR

A barra (d) refere-se ao valor de geração, medida pela CCEE, na conexão com a rede básica. Observa-se que o consumo e a geração medidos pela CCEE estão referidos à rede básica e, portanto, a diferença fornecerá a perda na rede básica.

A barra (c) representa os valores medidos de geração bruta pela CCEE, onde houver, no caso todas as usinas do Tipo I.

Observa-se que a diferença entre (c) e (d) fornece o consumo interno das usinas, que podem incluir a perda na linha que a conecta à rede básica, serviços auxiliares e em alguns casos, a depender do arranjo de medição, o consumo do autoprodutor.

Por fim, as demais barras referem-se aos valores de carga obtidos pelo ONS e MME, onde se pode notar que são compatíveis, levando-se em conta o objeto de cada estudo.

SEÇÃO IV: AVALIAÇÃO DAS PERDAS NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Nesta seção apresentam-se as diferenças entre os valores estimados para a parcela “perdas e diferenças” no Sistema Interligado Nacional (SIN) utilizadas para as previsões de carga do Planejamento Anual da Operação Energética do SIN, e suas revisões quadrimestrais, com os valores apurados neste trabalho para o ano de 2016.

A metodologia de projeção do mercado de eletricidade tem como ponto de partida a análise do uso final da energia nos setores da economia. Parte, portanto, da análise do consumo nas principais classes e segmentos da economia, utilizando, como base, dados de consumo obtidos a partir do Sistema SIMPLES/EPE (apresentado na Seção I, item I.a).

Assim, o consumo de energia elétrica considerado nos estudos de planejamento da operação do SIN é uma das parcelas do “requisito energético” que o sistema de geração deve suprir no despacho econômico. O requisito energético total é formado pela soma entre o consumo na rede e a parcela referente às perdas físicas no sistema

e parcelas referentes a demais diferenças na representação física no sistema. Este requisito total é conhecido como carga global, conforme ilustrado na Figura 8 abaixo.³

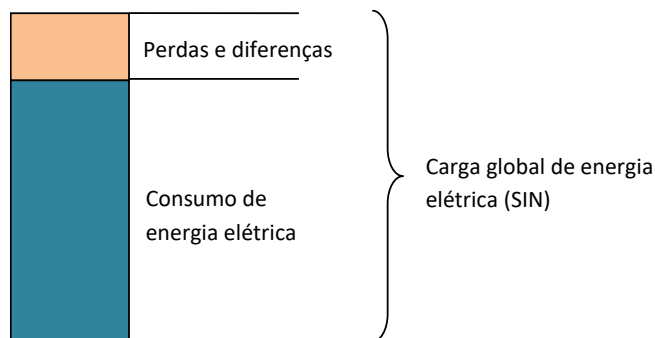


FIGURA 8. CARGA GLOBAL DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Dito de outro modo, para composição da carga de energia, pelo lado da carga, deve ser considerada a agregação de parcela de perdas e diferenças observadas no sistema. Esta parcela engloba as chamadas perdas técnicas nas redes de transmissão e distribuição e as denominadas perdas não técnicas, que consideram ligações irregulares/clandestinas, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, efeito calendário, etc.

Adicionalmente, as perdas totais contabilizam outras diferenças relativas aos próprios conceitos utilizados de carga global (ONS/CCEE) e de consumo na rede (EPE), como é o caso de alguns consumidores livres conectados na rede básica que possuem

³ Para mais detalhes, ver Nota Técnica NT ONS – 148/2016 CCEE – 023/2016 EPE – 035/2016

autoprodução de energia, cujo consumo é integralmente considerado na carga global, porém, não no consumo na rede.

Nesse contexto, as hipóteses sobre o comportamento dessas perdas, conjugadas à projeção do consumo, constituem-se em elemento fundamental para a projeção da carga de energia.

Os cenários considerados para a evolução das perdas e diferenças (perdas técnicas, comerciais, parcela do consumo próprio e parcela de autoprodutor clássico) no Planejamento Anual da Operação Energética do SIN e seus subsistemas contemplam, de forma qualitativa, as seguintes premissas:

- a) programas de redução de perdas das empresas concessionárias de distribuição;
- b) maior participação na carga das distribuidoras das classes de consumo atendidas em baixa tensão, com aumento das perdas técnicas nos sistemas de distribuição; e,
- c) entrada de novas usinas de autoprodução clássica que não estão incluídas no mercado das distribuidoras.

Na Tabela 5 são apresentados os valores das perdas e diferenças consideradas no Planejamento Anual da Operação Energética do SIN 2017-2021, bem como nas suas revisões quadrimestrais, realizados em conjunto por CCEE, EPE e ONS, com a participação do MME.

Ano base 2016	PEN 2017-2021	1ª RQ	2ª RQ
Carga global			
(MWmed)	64.636,0	64.614,7	64.613,4
(TWh)	567,8	567,6	567,6
Consumo na rede			
(TWh)	456,6	457,4	457,9
Perdas e diferenças			
(TWh)	111,2	110,1	109,7
(%)	19,6	19,4	19,3

TABELA 5: PERDAS E DIFERENÇAS. PLANEJAMENTO ANUAL DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA 2017-2021 E REVISÕES

Vale notar que as perdas e diferenças apresentadas na Tabela 5 para o ano de 2016, contemplam uma parcela do consumo interno de usinas e perdas das permissionárias, que, pela apuração realizada neste trabalho, devem ser descontadas do consumo na rede. Por outro lado, o levantamento que está sendo realizado entre as bases da CCEE e da EPE no que tange aos consumidores livres apontou até o momento a existência de uma parcela deste consumo (em torno de 2 TWh) não declarada pelas concessionárias no SIMPLES.

Por sua vez, a apuração realizada neste estudo permitiu identificar as parcelas que compõem as chamadas perdas e diferenças no SIN a partir das informações disponibilizadas pelas instituições referentes ao ano de 2016, conforme ilustrado na Tabela 6.

Fluxo	Sinal	TWh	Perdas e Diferenças %	Observações
OFERTA INTERNA Brasil (BEN)		619,7		Fonte: EPE/BEN.
Carga Sistemas Isolados (Eletrobrás)	(-)	3,9		Fonte: Anuário Estatístico de EE EPE / Eletrobras.
Autoprodução clássica BEN	(-)	55,6		Fonte: EPE/BEN.
Autoprodução clássica na carga	(+)	7,6		Fonte: CCEE.
Fração estimada no BEN	(-)	0,2		Fonte: EPE/BEN.
CARGA PLENA (ONS/CCEE - evolução mensal da carga - ONS)	(=)	567,6	-	Fonte:ONS
Autoprodução clássica (Parte A)	(-)	4,3	0,76%	Fonte: CCEE/ONS.
CST	(-)	1,3		
CSP	(-)	0,5		
Klabin Celulose	(-)	0,7		
Veracel	(-)	0,6		
SUZANO	(-)	1,1		
Caçú I	(-)	0,1		
GD não modelada na CCEE	(-)	1,8		Fonte: NT EPE/CCEE/ONS, dez/2016.
Consumo Interno do Setor Elétrico	(-)	7,5	1,33%	Fonte: CCEE/EPE-BEN.
Perdas na LT Itaipu	(-)	2,6	0,46%	Fonte: CCEE/EPE-BEN.
Interligação	(+)	0,2		Fonte: CCEE.
Recontabilizações	(+)	0,4		Fonte: CCEE.
CARGA CCEE - ponto de conexão da rede básica	(=)	551,9	-	Fonte: CCEE.
Perdas na rede básica (CCEE)	(-)	21,7	3,82%	Fonte: CCEE.
Consumo no ponto de Conexão (CCEE)	(=)	530,2		Fonte: CCEE.
Consumo ACL na RB	(-)	44,5		Fonte: CCEE.
Autoprodução clássica (Parte B)	(-)	2,5	0,43%	Fonte: CCEE/ONS.
UTE ATLÂNTICO	(-)	1,6		
Usiminas 2	(-)	0,2		
Gusa Nordeste	(-)	0,0		
Energia Madeiras - CISFRAMA	(-)	0,0		
Copesul	(-)	0,5		
BERNECK	(-)	0,1		
Exportação	(-)	0,3	0,05%	Fonte: CCEE.
Consumo ACL na rede básica, sem autoprodução clássica, sem exportação	(-)	41,7		
Consumo ACR (+) ACL na RD	(=)	485,7		
Consumo ACL Distribuição		90,6		Fonte: CCEE.
Autoprodução clássica (Parte C)	(-)	0,8	0,15%	Fonte: CCEE/ONS.
SOL	(-)	0,8		
Consumo ACL Distribuição Sem Autoprodução Clássica	(=)	89,8		
Consumo ACR na Distribuição	(=)	395,1		
GD não modelada na CCEE	(+)	1,8		Fonte: CCEE/ONS.
Carga da distribuição (Energia Injetada na distribuição)	(=)	486,7		
Consumo na Distribuição (Cativo + não cativo) (EPE / SIMPLES)	(-)	415,2	-	Fonte: MME/EPE/SIMPLES.
Carga Injetada na Distribuição (-) Consumo na Distribuição EPE/SIMPLES	(=)	71,5		
Diferença entre Faturado e Medido	(+)	3,2		
Perdas na rede de Distribuição ANEEL - VALOR MEDIDO	(=)	74,7	13,16%	Informado ANEEL.
Perdas Técnicas	(-)	36,8	6,49%	
Perdas Não Técnicas	(-)	37,8	6,67%	

TABELA 6: DESAGREGAÇÃO DAS PARCELAS DAS PERDAS E DIFERENÇAS. SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO. ANO BASE 2016

Ou seja, partindo do valor de Oferta Interna de Energia Elétrica, disponibilizado no BEN, foram sendo descontadas as parcelas explicativas das diferenças entre os valores disponibilizados por cada instituição de modo a se chegar no consumo na distribuição, conforme detalhado na Tabela 6.

Com isso, identificou-se que, da parcela relativa às perdas e diferenças aqui apuradas (20,2%), as perdas (técnicas e não técnicas) correspondem a 17,4% e 2,7% de diferenças, relacionadas à autoprodução embebida na carga (e não consumo) acrescida do consumo interno.

Observa-se também que do total das perdas de 17,4%, 10,87% referem-se às perdas técnicas e 6,7% são perdas não técnicas que representam o consumo não identificado e que, portanto, devem ser expurgados do cálculo de perdas do sistema elétrico. Tal parcela deve ter tratamento diferenciado nos estudos de planejamento.

A Tabela 7 apresenta o resumo das parcelas que compõem o SIN.

DIFERENÇAS	(7,6 APE Clas + 7,5 CI Setor Elétrico)	%	2,7%
		TWh	15,4
PERDA TOTAL	(LT Itaipu + Perdas Técnicas e não Técnicas RB e RD)	%	17,4%
		TWh	99,0
PERDAS TÉCNICAS		%	10,8%
PERDAS	LT Itaipu	%	0,5%
PERDAS	RB	%	3,8%
PERDAS TÉCNICAS	RD	%	6,5%
PERDAS NÃO TÉCNICAS	RD	%	6,7%
PERDAS + DIFERENÇAS		%	20,2%
		TWh	114,4

TABELA 7: RESUMO PARCELAS - PERDAS E DIFERENÇAS

De forma a ilustrar e detalhar as parcelas consideradas, apresentamos na Figura 9 o fluxo que mostra as parcelas de oferta e consumo de energia do SIN. A soma dos valores à esquerda barra 1 corresponde a energia que não chega à conexão com a rede básica (RB). O consumo interno de usinas, que soma 7,6 TWh, sendo 0,4 TWh de Itaipu e 7,1 TWh das demais usinas do despacho centralizado, é o valor mais representativo. Os 2,6 TWh de LT uso exclusivo, referem-se às perdas técnicas de Itaipu, desde a usina até o ponto de conexão. Dos 7,6 TWh de APE clássico, 4,3 TWh já são identificados antes da RB. Há o montante de 1,8 TWh que corresponde a geração de pequenas usinas na rede das distribuidoras – a sua dedução inicial na RB reaparece

como consumo na rede da distribuidora. Para finalizar, há o valor de 0,6 TWh de interconexões e revisões, que é somado à carga inicial do SIN.

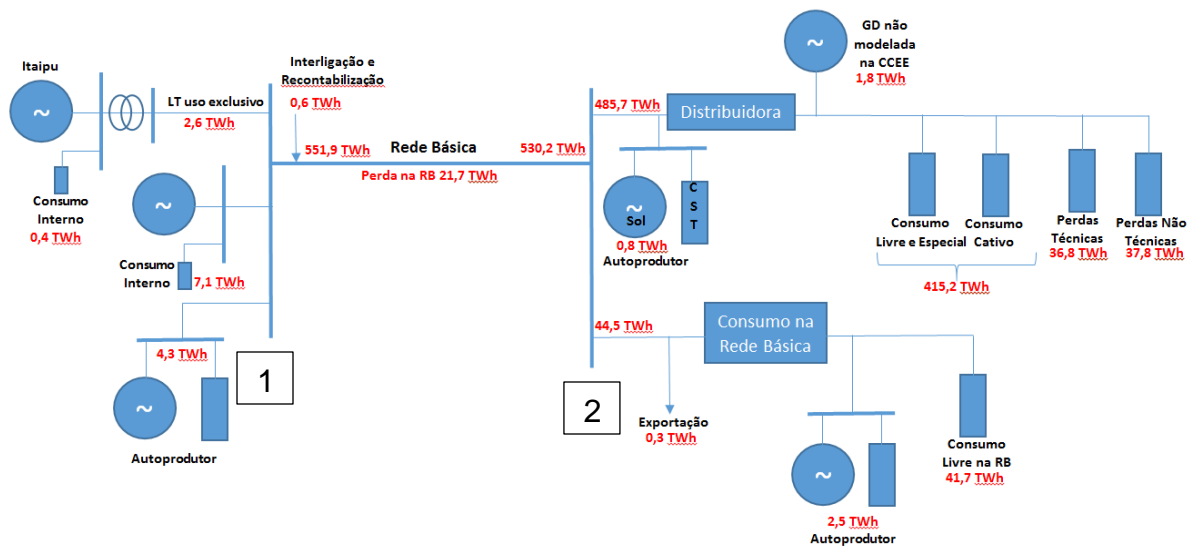


FIGURA 9 - DIAGRAMA ESQUEMÁTICO REPRESENTAÇÃO DAS PARCELAS DE GERAÇÃO, CARGAS E PERDAS [TWh] - 2016

Os 551,9 TWh à direita da barra 1, representa a energia líquida medida pela CCEE nos pontos de conexão, referidos a RB. Os 530,2 TWh à esquerda barra 2, representa a energia líquida medida nos pontos de conexão com as distribuidoras, geradores e transmissores (livres na RB). A diferença entre os montantes representa as perdas na RB, no caso, de 21,7 TWh.

Segundo as medições de consumo da CCEE, 485,7 TWh foram disponibilizados para as distribuidoras da RB, sendo que 0,8 TWh foram identificados como APE clássico. Trata-se da UTE Sol, em Tubarão no ES – esta energia foi gerada e consumida no próprio estabelecimento, não fazendo parte do mercado das distribuidoras.

Há de se observar as gerações embebidas nos mercados das distribuidoras referentes aos valores de 1,8 TWh e de 0,05 TWh de geração distribuída e de micro e mini GD respectivamente e portanto devem ser acrescidos ao consumo medido pela CCEE.

Assim, a continuidade do fluxo leva ao valor de 412 TWh de energia líquida (medida) vendida pelas distribuidoras ao consumidor final. A partir do valor faturado do SIMPLES, de 416,5 TWh, foram deduzidos 3,2 TWh de “faturado-medido” e 1,3 TWh de perdas de permissionárias, o que resulta em 412 TWh.

Para análise completa de perdas no Sistema Elétrico Brasileiro é necessário o levantamento das mesmas para o Sistema Isolado (SISOL).

A Tabela 8 a seguir apresenta os valores de carga e de consumo em TWh, em 2016.

Fluxo	SISOL
Carga	3,9
Geração interna	2,9
Comércio externo	1,0
Consumo	2,9
Industrial	0,1
Comercial	0,5
Residencial	1,5
Outros	0,8
Perdas	1,0

TABELA 8. ISOLADOS: CARGA E CONSUMO 2016 - TWH

No período abordado no trabalho, 2016, os dados do SISOL eram geridos pela Eletrobrás e deverão ser reavaliados em futuros trabalhos complementares.

Vale observar que, a partir de maio de 2017, a CCEE se tornou responsável por gerir os recursos dos fundos setoriais segundo a Lei nº 13.360/2016, regulamentada pelo Decreto nº 9.022/2017, tendo, portanto, as medições desde então.

SEÇÃO V: COMPATIBILIZAÇÃO DO BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL E A CARGA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Nesta Seção foram consideradas as seguintes premissas:

- ✓ A referência de oferta interna de energia elétrica do Balanço Energético Nacional (BEN), que é o documento oficial do Ministério de Minas e Energia, destinado a registrar as estatísticas de movimentação de energia do Brasil. Em seguida, considerou-se os componentes da oferta interna de energia elétrica e que não compõem a carga do SIN.
- ✓ A carga do SIN foi composta pela geração bruta das usinas despachadas centralizadamente pelo ONS conectadas nos sistemas de transmissão e distribuição e a geração líquida das demais usinas que injetam energia nos sistemas de distribuição e DIT's.
- ✓ A carga do SIN foi objeto de compatibilização entre as bases de dados de geração do ONS e da CCEE, feita segundo a NT ONS - 148/2016 CCEE - 0023/2016 EPE – 035/2016.
- ✓ Que no âmbito do GT Perdas foram realizados batimentos entre os dados do SIMPLES/EPE, BEN/EPE e SAMP/ANEEL, no que tange aos consumidores livres na RB, consumidores livres na rede da distribuidora (RD) e consumidores cativos. Quando necessário, foram feitas consultas diretas às distribuidoras, transmissoras, geradoras e consumidores livres, para confirmação de dados específicos.
- ✓ Foram utilizados os dados do ano 2016 como referência para a apuração da compatibilização das informações prestadas pelas instituições.

A compatibilidade da oferta interna de energia elétrica do BEN (SIN + Sistemas Isolados) com a carga do SIN pode ser observada na Tabela 9.

Componente	Sinal	TWh
Oferta interna de EE BEN		619,7
Isolados	(-)	3,9
APE clássico	(-)	55,6
Diferença a mais no BEN	(-)	0,2
Líquido para o SIN	=	559,6
APE clássico no SIN	(+)	7,6
Carga do SIN	=	567,6

TABELA 9: CARGA DO SEB E DO SIN - 2016

A demanda total de energia elétrica do BEN (ou oferta interna de EE) atingiu 619,7 TWh em 2016, sendo 3,9 TWh dos sistemas isolados (SISOL), 55,6 TWh de autoprodutor clássico (APE clássico - que não usa o sistema elétrico) e 559,6 do SIN. Restou na apuração 0,2 TWh de diferenças a mais no BEN, mesmo sendo um valor relativamente pequeno este foi explicitado na Tabela 9. Nesse valor, pode estar considerado por exemplo, 0,05 TWh de micro e mini geração distribuída.

O GT Perdas observou que o SIN incorporou 7,6 TWh de APE clássico em 2016, distribuídos principalmente por usinas geradoras da indústria de aço e celulose. Este montante foi identificado quando da elaboração do BEN, ciclo 2017. Assim, somando-se o montante de APE ao resultado líquido do BEN, resulta o montante de 567,6 TWh de carga do SIN na carga do SEB, conforme mencionado.

No cálculo de perdas e diferenças, apresentado nesta seção, considerou-se a diferença entre a Carga do SIN e consumo na distribuição. A seguir, é apresentado o detalhamento da obtenção do consumo na distribuição.

O mercado total do SIMPLES em 2016 foi de 460,8 TWh para o SEB.

A Tabela 10 mostra as parcelas que foram deduzidas deste mercado para a obtenção do consumo na distribuição (ACL e ACR).

Componente	Sinal	TWh
Mercado SIMPLES/EPE		460,8
Isolados	(-)	2,9
Mercado SIMPLES/EPE - SIN	=	457,9
Perdas Permissionárias	(-)	1,4
Consumo próprio (interno de usinas)	(-)	2,6
Consumo na Rede Básica	(-)	38,7
Consumo na distribuição – ACR+ACL	=	415,2

TABELA 10 - PARCELAS DO MERCADO SIMPLES/EPE

O GT Perdas pôde observar que, uma vez compatibilizadas as bases de dados da CCEE, SIMPLES e SAMP, os resultados quanto à qualidade dos dados globais foram bem satisfatórios. Entretanto, a análise individual por distribuidora, por geradora e por transportadora mostrou significativas discrepâncias que terão de ser revisitadas.

De acordo com os dados do SAMP, foram identificadas perdas técnicas de 36,8 TWh na rede das distribuidoras, bem como o montante de 37,8 TWh de perdas não técnicas, que passam a ser classificadas como consumo “não identificado”.

Para a caracterização completa do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), há que se detalhar os dados de dois outros subconjuntos, que são o APE clássico e a Micro e mini GD, cujos dados são apresentados nas Tabelas 11 e 12.

Os dados de APE clássico da Tabela 11 incluem os 7,6 TWh do SIN. Os dados são levantados quando da elaboração do BEN, a partir do Banco de Informações de Geração – BIG/ANEEL. O levantamento é feito por usina e por setor, o que permite o detalhamento por região de planejamento. Na compatibilidade dos dados com o SIN há o cuidado de se evitar duplicidades.

Fluxo	SIN	N	NE	SE-CO	S
Geração e consumo	55,5	3,1	5,8	37,8	8,8
Industrial	53,3	3,1	5,5	36,4	8,3
Comercial	1,0	0,0	0,1	0,7	0,1
Residencial	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Outros	1,2	0,1	0,1	0,7	0,3

TABELA 11. APE CLÁSSICO: GERAÇÃO E CONSUMO 2016 - TWh

A micro e mini GD é estimada quando da elaboração do BEN, tendo como base de dados a ANEEL para a capacidade instalada e dados físicos de algumas instalações para determinação de um fator de capacidade médio. Com as duas variáveis estima-se a geração por instalação. Cabe comentar que a geração potencial não corresponde ao consumo, considerando a sazonalidade da energia solar, principalmente. A depender de como os dados destes estabelecimentos vão ser contabilizados no SIMPLES ou SAMP, os dados são adicionados ao BEN integralmente ou não. Se forem considerados os dados faturados (compensação de excedentes) apenas se somam os dados de geração total da GD. Mas se forem tomados os dados medidos do SAMP de fornecimento da rede, há que se subtrair os excedentes.

Trata-se de uma modalidade de oferta e consumo de energia que merece a devida atenção para uma adequada contabilização nas cadeias elétricas brasileiras.

Fluxo	SIN	N	NE	SE-CO	S
Geração	0,104	0,002	0,015	0,051	0,036
Industrial	0,031	0,000	0,005	0,015	0,010
Comercial	0,024	0,001	0,005	0,012	0,005
Residencial	0,023	0,001	0,003	0,013	0,006
Outros	0,027	0,000	0,002	0,010	0,015

TABELA 12. MICRO E MINI GD: GERAÇÃO 2016 - TWh

SEÇÃO VI: COMPATIBILIZAÇÃO DOS DADOS DE CONSUMO ANEEL e EPE/MME

Ao comparar os dados dos sistemas SAMP com o SAM/SIMPLES, é possível identificar divergências.

Parte dessas diferenças se referem ao número de empresas declarantes, sendo que apenas as distribuidoras informam dados no SAMP.

No SAM/SIMPLES estão contidos valores de transmissoras, geradoras e distribuidoras, além de informações prestadas diretamente por consumidores livres.

Também foram encontradas diferenças no detalhamento das informações prestadas, pois, além dos valores de energia e demanda, o SAMP contém valores de receita faturada e tributos por classe de consumo, nível de tensão e posto tarifário. O SIMPLES apresenta dados detalhados por faixa de consumo e classes.

No SAMP, os dados das permissionárias são declarados pelas detentoras da permissão e o mercado das concessionárias supridas são declaradas pelas próprias empresas.

No SIMPLES, os dados das permissionárias e supridas são informados pelas supridoras, fato que pode trazer algumas distorções na comparação de dados.

Os dados do SIMPLES apresentam valores de consumidores ligados à Rede Básica, consumidores conectados em A1, além de uma parcela do consumo interno de usinas geradoras pertencentes ao sistema interligado, fatores que divergem dos dados do SAMP.

Após uma primeira análise, verificou-se que os valores do SIMPLES e SAMP são bem próximos no que tange aos dados mais agregados, conforme resumido na Tabela 13.

Mercado Brasil TWh 2016⁴			
Sistema	Cativo	Livre	Total
ANEEL/SAMP	329,99	88,04	418,03
EPE/SIMPLES	329,85	89,65	419,50

TABELA 13: COMPARAÇÃO BASES SAMP E SIMPLES. ANO BASE 2016 (TWh)

Ao analisar os dados por distribuidora, no entanto, é possível detectar divergências, conforme apresentado no Anexo III.

Tais divergências observadas serão objeto de análise mais detalhada das bases entre ANEEL e EPE/MME, visando a consolidação de dados informados pelas empresas.

Está em curso a implementação do Projeto SIASE, coordenado pela ANEEL, o qual terá como um dos resultados esperados prover uma base de dados mais detalhada e a possibilidade de sua adaptação para a consolidação de dados informados pelas empresas.

⁴ A compatibilização em detalhe destes valores será feita na próxima etapa do trabalho do GT perdas

SEÇÃO VII: COMPATIBILIZAÇÃO DAS MEDIÇÕES DE CONSUMO NA FRONTEIRA DAS DISTRIBUIDORAS DA CCEE E DO CONSUMO NAS UNIDADE CONSUMIDORAS DAS DISTRIBUIDORAS OBTIDAS PELA EPE / MME / ANEEL

Para compatibilização dos resultados levou-se em conta as informações de consumo das unidades consumidoras da EPE, informações da ANEEL, enviados pelas distribuidoras no âmbito dos processos de revisões e reajustes tarifários, e dados de medição física na fronteira das distribuidoras de energia da CCEE.

Após a conferência, verificou-se que os valores globais estão compatíveis.

Contudo, ao se avaliar de forma desagregada, por distribuidora, os valores apresentaram variação de forma significativa, conforme apresentado nos Anexos I e II, em que se comparam os dados da ANEEL e da EPE em relação aos dados de medição da CCEE, e no Anexo III, em que são comparados os dados da ANEEL e da EPE.

Destarte, há a necessidade de avaliação das informações de forma pormenorizada, comparando os valores de energia injetada na rede das distribuidoras medidos e consolidados na CCEE com a informação de mercado, geração distribuída e perdas informadas pelas distribuidoras à ANEEL.

SEÇÃO VIII: IDENTIFICAÇÃO DE IMPACTOS PROCEDIMENTAIS, LEGAIS E REGULAMENTARES

Nesta seção são indicados os impactos relativos a legislação e procedimentos vigentes, com o objetivo de garantir a integridade, coerência, qualidade e tempestividade das informações, dados e estatísticas energéticas necessárias ao cálculo das perdas apresentado neste estudo.

São eles:

- Necessidade de adequar / atualizar a Portaria MME nº 331/2005 no que tange às atribuições institucionais (EPE e MME) e obrigatoriedade de envio dos dados, históricos e projeções, para fins de planejamento por parte dos agentes do setor elétrico, concessionárias de energia elétrica, consumidores livres, autoprodutores, produtores independentes, com estabelecimento de penalidade para aqueles que descumprirem os prazos e/ou não enviarem seus dados.
- Estudar necessidade de “adequação” da Resolução ANEEL nº 482/2012, de modo a permitir a apuração da geração total (e consumo total) nas instalações de micro e mini-GD e sua adequada representação nos modelos.
- Melhorar a definição de termos relacionados a mercado e perdas na distribuição, compatibilizando com os já utilizados no setor elétrico, de modo a evitar redundância de informações ou dubiedade. Nesse sentido, está prevista a elaboração do Submódulo 10.6 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, que trata das informações periódicas de mercado, número de unidades consumidoras e perdas, especificando variáveis de interesse do setor elétrico.

A elaboração do Submódulo 10.6 se torna oportuna, considerando as divergências encontradas no presente estudo, o que promoveria a melhoria da qualidade da informação, mitigação de redundância nas solicitações de informações, com consequente redução do custo de aquisição, recebimento e análise.

- As análises demonstraram que parte do bloco tradicional de “perdas e diferenças” trata-se efetivamente de consumo.
- Os trabalhos mostraram que a adequação na consistência e precisão dos dados vai se exigir uma apuração mais rigorosa e com maior responsabilização dos agentes.

- Especificamente nas parcelas tais como “Consumo interno”, “Consumo outros”, “Consumo interno de Itaipu” o trabalho é necessário um aprimoramento da forma de coleta.
- Quanto à parcela “Faturado – mínimo”, a ANEEL dispõe dos dados, e a sua precisa caracterização deverá também continuar a ser trabalhada.
- A apuração junto aos APE clássicos necessita melhoria quanto ao consumo efetivo da rede.
- O GT reconhece o crescente impacto que a micro e mini GD terão no balanço energético, e recomenda que sejam aperfeiçoadas a metodologia e procedimentos para apuração e projeções da parcela de micro, mini e GD.
- O GT Perdas reconhece a necessidade de adequação da denominação e classificação para as perdas não técnicas do SAMP/ANEEL.

SEÇÃO IX: RECOMENDAÇÕES

Com base nos resultados desta NT do GT Perdas, são apresentadas a seguir as recomendações ao CGIE para o devido encaminhamento.

IX.a. APRIMORAMENTO E ATUALIZAÇÃO DE LEGISLAÇÃO OU REGULAMENTAÇÃO

Faz-se a seguinte indicação de aprimoramento/atualização da legislação / regulamentação vigente:

- Atualizar Portaria MME nº 331/2005 no que tange às atribuições institucionais do MME e obrigatoriedade de envio dos dados, históricos e projeções, para fins de planejamento por parte dos agentes do setor elétrico, concessionárias de energia elétrica, consumidores livres, autoprodutores, produtores independentes, consumidores e empreendedores de GD, com estabelecimento dos procedimentos a serem seguidos e de penalidade para aqueles que descumprirem os prazos e/ou não enviarem seus dados;
- Estudar necessidade de “adequação” da Resolução ANEEL nº 482/2012 de modo a permitir a apuração da geração e consumo total nas instalações de micro e mini-GD e sua adequada representação nos modelos;
- Encaminhar à ANEEL para estudar e proceder a adequações e aprimoramento na regulação, inclusive definições e classificação de parcelas componentes de “perdas e demais diferenças”;
- Elaboração do Submódulo 10.6 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, que trata das informações periódicas de mercado, número de unidades consumidoras e perdas, especificando variáveis de interesse do setor elétrico.

IX.b. AÇÕES E TAREFAS RECOMENDADAS AO MME E AGENTES

- Realizar reunião com agentes para apresentação dos valores apurados neste estudo e discussão de proposta de metodologia de desagregação das perdas e diferenças;
- Regulamentação da elaboração mensal de um boletim que contenha basicamente os dados conforme o novo padrão de contabilização da oferta e consumo de energia do SEB;
- Revisão das parcelas de energia que devem compor a carga do SEB e do SIN, para efeito da formação das bases de dados dos modelos de planejamento a partir da proposta de nova contabilização;
- Avaliar e propor a recuperação dos dados conforme nova contabilização proposta, recompondo séries pelo período mais longo viável, pelo menos até 2010, visando também a calibragem da modelagem de projeção de demanda;
- Comandar e acompanhar as atualizações necessárias na legislação e regulamentação, decorrentes do trabalho do GT Perdas bem como de seus rebatimentos nos trabalhos das entidades.
- Avaliar possíveis impactos nos processos e sistemas de coleta de dados de modo a possibilitar o monitoramento mensal/periódico das perdas em base desagregada;
- Avaliar possíveis impactos e implementar as adequações nos fluxos de dados e trocas de informações entre as instituições;
- Adequação da medição e apuração da micro e mini GD, com aperfeiçoamento de metodologia e procedimento para apuração e projeções da parcela de micro e mini GD contemplando total gerado, consumo total e balanço.

IX.c. CONTINUIDADE DOS TRABALHOS DO GT PERDAS

- Apurar as diferenças identificadas por distribuidoras e classes de consumo entre as bases da ANEEL e EPE/MME, bem como destas frente aos dados de medições CCEE;
- Realizar a compatibilização entre essas referidas bases de ANEEL / EPE / MME / CCEE;
- Realizar recomposição de bases relativas a perdas e demais diferenças conforme nova proposição;
- Realinhar resultados/conclusões deste trabalho com aqueles produzidos pelo do GT Perdas nas Interconexões/CPAMP;
- Elaborar procedimento de apuração e tratamento de dados e procedimentos de publicação e disponibilização conforme proposto nesta NT;
- O GT Perdas recomenda a recuperação de dados históricos, já identificada como viável pelo GT.

SEÇÃO X: ANEXOS

Anexo I

Apresenta a diferença entre as informações prestadas à EPE e dados de medição da CCEE para o ano de 2016

Anexo II

Apresenta a diferença entre as informações prestadas à ANEEL e os dados de medição da CCEE para o ano de 2016

Anexo III

Apresenta a diferença entre as informações prestadas à EPE e à ANEEL para o ano de 2016

ANEXO I - DIFERENÇA ENTRE INFORMAÇÕES PRESTADAS À EPE E DADOS DE MEDIÇÃO DA CCEE – 2016ANEXO2016

AMOSTRAGEM DE AGENTES DE DISTRIBUIÇÃO	Valores em MWh (medido - informado)			Valores em % (medido - informado)/medido		
	MERCADO TOTAL	ACL	ACR	MERCADO TOTAL	ACL	ACR
Distribuidora 1	4.129.115	28.996	4.100.119	-47%	-12%	-47%
Distribuidora 2	3.655.185	313.036	3.342.149	-25%	-17%	-26%
Distribuidora 3	126.974	10	126.964	-10%	0%	-11%
Distribuidora 4	727.282	-	727.282	-40%	-	-40%
Distribuidora 5	1.278.083	768	1.277.315	-27%	0%	-28%
Distribuidora 6	873.352	15	873.337	-12%	0%	-13%
Distribuidora 7	1.926.694	39.663	1.887.031	-19%	-4%	-21%
Distribuidora 8	2.286.380	-97.934	2.384.314	-9%	1%	-13%
Distribuidora 9	2.134.429	-114.511	2.248.940	-14%	9%	-16%
Distribuidora 10	3.334.440	1.852	3.332.588	-28%	0%	-30%
Distribuidora 11	2.687.863	2.422	2.685.441	-17%	0%	-19%
Distribuidora 12	1.334.795	-18.951	1.353.746	-18%	15%	-18%
Distribuidora 13	-793.130	-6.953.316	6.160.186	2%	40%	-19%
Distribuidora 14	1.558.020	477	1.557.543	-32%	-1%	-32%
Distribuidora 15	820.942	-171.725	992.666	-22%	396%	-27%
Distribuidora 16	67.019	11	67.008	-10%	0%	-10%
Distribuidora 17	2.542.336	-598.575	3.140.911	-11%	25%	-15%
Distribuidora 18	3.769.639	455.456	3.314.183	-12%	-8%	-13%
Distribuidora 19	647.409	87.057	560.352	-10%	-9%	-11%
Distribuidora 20	39.423	2.235	37.187	-7%	-2%	-8%
Distribuidora 21	46.917	-671	47.587	-12%	1%	-14%
Distribuidora 22	32.581	-83	32.664	-12%	0%	-14%
Distribuidora 23	1.113.667	21.215	1.092.452	-8%	0%	-11%
Distribuidora 24	141.032	5.640	135.392	-11%	-8%	-12%
Distribuidora 25	59.983	-2.126	62.109	-11%	2%	-14%
Distribuidora 26	3.410.655	140.512	3.270.143	-10%	-2%	-13%
Distribuidora 27	78.019	12.703	65.316	-16%	-9%	-19%
Distribuidora 28	59.392	4	59.388	-9%	0%	-9%
Distribuidora 29	95.476	322	95.155	-10%	0%	-11%
Distribuidora 30	2.405.357	784.816	1.620.541	-21%	-20%	-21%
Distribuidora 31	1.424.139	-13.630	1.437.769	-9%	0%	-14%
Distribuidora 32	84.096	29	84.067	-7%	0%	-11%
Distribuidora 33	1.939.817	134.096	1.805.721	-11%	-3%	-14%
Distribuidora 34	275.099	-86	275.185	-25%	0%	-25%
Distribuidora 35	4.879.870	192.181	4.687.689	-10%	-2%	-12%
Distribuidora 36	59.951	907	59.044	-10%	-19%	-10%
Distribuidora 37	185.138	0	185.138	-11%	0%	-14%
Distribuidora 38	825.498	-2.801	828.300	-15%	0%	-16%
Distribuidora 39	194.580	-87.688	282.268	-2%	8%	-4%
Distribuidora 40	1.814.969	2.070	1.812.899	-14%	0%	-15%
Distribuidora 41	727.993	43.158	684.835	-15%	-9%	-16%
Distribuidora 42	560.483	-71	560.554	-16%	0%	-19%
Distribuidora 43	185.196	-55	185.251	-8%	0%	-8%
Distribuidora 44	27.705	273	27.432	-10%	0%	-13%
Distribuidora 45	8.675.767	315.031	8.360.736	-25%	-6%	-29%
Distribuidora 46	1.172.079	46.198	1.125.881	-10%	-2%	-12%
Distribuidora 47	1.138.782	75.133	1.063.649	-11%	-5%	-13%
TOTAL DA AMOSTRAGEM	64.760.489	-5.355.935	70.116.424	-13%	6%	-18%

ANEXO II - DIFERENÇA ENTRE INFORMAÇÕES PRESTADAS À ANEEL E DADOS DE MEDIÇÃO DA CCEE – 2016

AMOSTRAGEM DE AGENTES DE DISTRIBUIÇÃO	Valores em MWh (medido - informado)			Valores em % (medido - informado)/medido		
	MERCADO TOTAL	ACL	ACR	MERCADO TOTAL	ACL	ACR
Distribuidora 1	-1.697.936	5.385	-1.703.322	19%	-2%	20%
Distribuidora 2	228.324	16.474	211.851	-2%	-1%	-2%
Distribuidora 3	-48.441	8	-48.450	4%	0%	4%
Distribuidora 4	-51.974	-	-51.974	3%	-	3%
Distribuidora 5	-19.353	769	-20.122	0%	0%	0%
Distribuidora 6	37.899	1.066	36.833	-1%	0%	-1%
Distribuidora 7	-41.992	39.662	-81.654	0%	-4%	1%
Distribuidora 8	-195.180	181.732	-376.912	1%	-3%	2%
Distribuidora 9	8.852	13.011	-4.159	0%	-1%	0%
Distribuidora 10	-434.992	1.854	-436.845	4%	0%	4%
Distribuidora 11	-200.382	2.344	-202.726	1%	0%	1%
Distribuidora 12	-7.555.263	-166.818	-7.388.445	101%	129%	100%
Distribuidora 13	144.242	576.174	-431.932	0%	-3%	1%
Distribuidora 14	-126.095	480	-126.575	3%	-1%	3%
Distribuidora 15	-473.315	-128	-473.188	13%	0%	13%
Distribuidora 16	5.908	10	5.898	-1%	0%	-1%
Distribuidora 17	32.087	151.846	-119.759	0%	-6%	1%
Distribuidora 18	-3.604	42.491	-46.095	0%	-1%	0%
Distribuidora 19	1.092	87.054	-85.962	0%	-9%	2%
Distribuidora 20	9.830	-9	9.839	-2%	0%	-2%
Distribuidora 21	5.761	-29	5.791	-1%	0%	-2%
Distribuidora 22	4.442	50	4.392	-2%	0%	-2%
Distribuidora 23	-46.369	250	-46.619	0%	0%	0%
Distribuidora 24	-11.031	0	-11.032	1%	0%	1%
Distribuidora 25	8.728	-32	8.760	-2%	0%	-2%
Distribuidora 26	-1.574.896	32.724	-1.607.621	5%	0%	7%
Distribuidora 27	-491	11.577	-12.068	0%	-8%	4%
Distribuidora 28	-33.294	5	-33.299	5%	0%	5%
Distribuidora 29	15.297	323	14.975	-2%	0%	-2%
Distribuidora 30	196.615	782.445	-585.830	-2%	-20%	8%
Distribuidora 31	-224.186	-13.629	-210.557	1%	0%	2%
Distribuidora 32	15.160	30	15.130	-1%	0%	-2%
Distribuidora 33	238.981	134.096	104.885	-1%	-3%	-1%
Distribuidora 34	-208.887	909	-209.796	19%	-5%	19%
Distribuidora 35	24.626	18.126	6.501	0%	0%	0%
Distribuidora 36	-1.931	930	-2.861	0%	-19%	0%
Distribuidora 37	-61.332	-1	-61.331	4%	0%	4%
Distribuidora 38	-5.692.022	-589.709	-5.102.313	100%	101%	100%
Distribuidora 39	-1.282.146	-87.687	-1.194.460	16%	8%	17%
Distribuidora 40	-72.871	2.072	-74.943	1%	0%	1%
Distribuidora 41	-5.049.774	-371.222	-4.678.552	106%	81%	109%
Distribuidora 42	-295.594	-67	-295.527	8%	0%	10%
Distribuidora 43	-203.309	-54	-203.255	9%	0%	9%
Distribuidora 44	-2.049	435	-2.484	1%	-1%	1%
Distribuidora 45	-2.588.951	275.100	-2.864.052	7%	-5%	10%
Distribuidora 46	-319.673	5.665	-325.338	3%	0%	4%
Distribuidora 47	188.351	143.914	44.436	-2%	-10%	-1%
TOTAL DA AMOSTRAGEM	-27.351.141	1.299.626	-28.650.767	6%	-1%	7%

ANEXO III - DIFERENÇA ENTRE INFORMAÇÕES PRESTADAS À EPE E À ANEEL - 2016

AMOSTRAGEM DE AGENTES DE DISTRIBUIÇÃO	Valores em MWh (ANEEL - EPE)			Valores em % (ANEEL - EPE)/ANEEL		
	MERCADO TOTAL	ACL	ACR	MERCADO TOTAL	ACL	ACR
Distribuidora 1	5.827.051	23.611	5.803.441	-55%	-10%	-56%
Distribuidora 2	3.426.861	296.563	3.130.298	-24%	-16%	-25%
Distribuidora 3	175.416	2	175.414	-14%	0%	-14%
Distribuidora 4	779.257	-	779.257	-42%	-	-42%
Distribuidora 5	1.297.436	-1	1.297.437	-27%	0%	-28%
Distribuidora 6	835.453	-1.051	836.504	-11%	0%	-12%
Distribuidora 7	1.968.686	2	1.968.684	-20%	0%	-22%
Distribuidora 8	2.481.560	-279.666	2.761.226	-10%	4%	-15%
Distribuidora 9	2.125.577	-127.522	2.253.100	-14%	10%	-16%
Distribuidora 10	3.769.432	-1	3.769.433	-31%	0%	-33%
Distribuidora 11	2.888.245	78	2.888.167	-18%	0%	-20%
Distribuidora 12	8.890.058	147.867	8.742.191	-59%	-50%	-59%
Distribuidora 13	-937.373	-7.529.490	6.592.118	2%	44%	-20%
Distribuidora 14	1.684.115	-2	1.684.117	-33%	0%	-34%
Distribuidora 15	1.294.257	-171.597	1.465.854	-31%	395%	-35%
Distribuidora 16	61.111	1	61.110	-9%	0%	-10%
Distribuidora 17	2.510.249	-750.421	3.260.670	-11%	34%	-16%
Distribuidora 18	3.773.244	412.965	3.360.278	-12%	-7%	-13%
Distribuidora 19	646.318	3	646.314	-10%	0%	-12%
Distribuidora 20	29.593	2.244	27.348	-5%	-2%	-6%
Distribuidora 21	41.155	-641	41.797	-11%	1%	-13%
Distribuidora 22	28.139	-133	28.272	-11%	0%	-12%
Distribuidora 23	1.160.036	20.965	1.139.071	-8%	0%	-12%
Distribuidora 24	152.063	5.639	146.424	-12%	-8%	-12%
Distribuidora 25	51.255	-2.094	53.349	-10%	2%	-12%
Distribuidora 26	4.985.552	107.788	4.877.764	-15%	-1%	-19%
Distribuidora 27	78.510	1.126	77.384	-16%	-1%	-22%
Distribuidora 28	92.686	-1	92.687	-13%	0%	-14%
Distribuidora 29	80.179	-1	80.180	-8%	0%	-9%
Distribuidora 30	2.208.742	2.371	2.206.371	-19%	0%	-26%
Distribuidora 31	1.648.325	-1	1.648.326	-10%	0%	-16%
Distribuidora 32	68.936	-2	68.938	-6%	0%	-9%
Distribuidora 33	1.700.836	0	1.700.836	-10%	0%	-13%
Distribuidora 34	483.986	-996	484.981	-37%	5%	-37%
Distribuidora 35	4.855.244	174.055	4.681.189	-10%	-2%	-12%
Distribuidora 36	61.882	-23	61.905	-11%	1%	-11%
Distribuidora 37	246.469	1	246.469	-15%	0%	-17%
Distribuidora 38	6.517.520	586.907	5.930.613	-57%	-50%	-58%
Distribuidora 39	1.476.727	-1	1.476.728	-16%	0%	-18%
Distribuidora 40	1.887.840	-2	1.887.842	-14%	0%	-16%
Distribuidora 41	5.777.767	414.380	5.363.387	-59%	-50%	-60%
Distribuidora 42	856.077	-4	856.081	-22%	0%	-26%
Distribuidora 43	388.505	0	388.506	-15%	0%	-16%
Distribuidora 44	29.755	-162	29.916	-10%	0%	-14%
Distribuidora 45	11.264.718	39.931	11.224.787	-30%	-1%	-35%
Distribuidora 46	1.491.752	40.533	1.451.219	-13%	-2%	-15%
Distribuidora 47	950.431	-68.781	1.019.212	-10%	5%	-12%
TOTAL DA AMOSTRAGEM	92.111.629	-6.655.562	98.767.191	-18%	7%	-23%

ANEXO IV - GLOSSÁRIO

A

AGENTE DE EXPORTAÇÃO - Titular de autorização para fins de exportação de energia elétrica. Resolução Normativa ANEEL n. 109, de 26 de outubro de 2004 (Diário Oficial, de 29 out. 2004, seção 1, p. 196).

AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL) - O segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos. Decreto n. 5.163, de 30 julho de 2004 (Diário Oficial, de 30 jul. 2004, seção 1, p.1).

AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA (ACR) - O segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos. Decreto n. 5.163, de 30 julho de 2004 (Diário Oficial, de 30 jul. 2004, seção 1, p.1).

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) - Criada em 1996 pela Lei nº 9.427, é uma autarquia em regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, e tem como missão proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade.

ÁREA DE CONCESSÃO - Área definida, por ato do poder público, para a exploração dos serviços públicos de energia elétrica. Resolução Normativa ANEEL n. 367, de 2 de junho de 2009 (Diário Oficial, de 26 jun. 2009, seção 1, p. 80), Anexo.

AUTOPRODUTOR DE ENERGIA ELÉTRICA (APE) - É a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão ou autorização para produzir

energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo. Decreto n. 2.003, de 10 de setembro de 1996 (Diário Oficial, de 11 set. 1996, seção 1, p.17917).

B

BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA - Conjunto de informações da quantidade de energia elétrica, em MWh, detalhadas pelas disponibilidades e pelos requisitos do mercado de energia elétrica da concessionária. Resolução ANEEL n. 674, de 9 de dezembro de 2002 (Diário Oficial, de 10 dez. 2002, seção 1, p. 78).

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL (BEN) - Documento produzido anualmente pela Empresa de Pesquisa Energética com o objetivo de apresentar os fluxos energéticos das fontes primárias e secundárias de energia, desde sua produção até o consumo final, nos principais setores da economia (Artigo 4º, Inciso II, da Lei nº 10.847, de 15/03/2004 (http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.847.htm)).

C

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE) - Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que atua sob autorização do Poder Concedente e regulação e fiscalização da ANEEL, segundo a convenção de comercialização, possuindo a atribuição de celebrar os contratos associados à energia de reserva, nos termos do Decreto nº 5.177, de 2004, com redação dada pelo Decreto nº 6.353, de 2008. Resolução Normativa ANEEL n. 337, de 11 de novembro de 2008 (Diário Oficial, de 19 nov. 2008, seção 1, p. 140).

CARGA - Caracterização da demanda do sistema, em um determinado ponto de interesse, definida por uma ou mais das seguintes grandezas: potência ativa, demanda

de energia ativa e demanda de energia reativa. Resolução Normativa ANEEL n. 367, de 2 de junho de 2009 (Diário Oficial, de 26 jun. 2009, seção 1, p. 80).

CENTRO DE GRAVIDADE - Ponto virtual considerado nas regras de comercialização, relativo ao submercado do comprador, no qual será efetuada a entrega simbólica da energia contratada. Resolução Normativa ANEEL n. 277, de 28 de agosto de 2007 (Diário Oficial, de 30 ago. 2007, seção 1, p. 00).

COGERAÇÃO - Processo operado numa instalação específica para fins da produção combinada das utilidades calor e energia mecânica, esta geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia disponibilizada por uma fonte primária. Resolução Normativa ANEEL n. 235, de 14 de novembro de 2006 (Diário Oficial, de 22 nov. 2006, seção 1, p. 78).

COMISSÃO PERMANENTE PARA ANÁLISE DE METODOLOGIAS E PROGRAMAS COMPUTACIONAIS DO SETOR ELÉTRICO (CPAMP) - O Conselho Nacional de Política Energética determinou que o Ministério de Minas e Energia instituísse a CPAMP para garantir a coerência e a integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo MME, pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

CONCESSIONÁRIA - Agente titular de concessão federal para prestar o serviço público de distribuição ou transmissão ou geração de energia elétrica.

CONJUNTO DE UNIDADES CONSUMIDORAS - Qualquer agrupamento de unidades consumidoras, global ou parcial, de uma mesma área de concessão de distribuição, definido pela concessionária ou permissionária e aprovado pela ANEEL. Resolução ANEEL n. 024, de 27 de janeiro de 2000 (Diário Oficial, de 28 jan. 2000, seção 1, p. 23) - Republicada (Diário Oficial, de 13 mar. 2003, seção 1, p. 54).

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA (CNPE) - Órgão de assessoramento do presidente da República para formulação de políticas nacionais e diretrizes de energia, que visa, dentre outros, o aproveitamento racional dos recursos

energéticos do país, a revisão periódica da matriz energética e o estabelecimento de diretrizes para programas específicos. É um órgão interministerial presidido pelo Ministro de Minas e Energia - MME. Resolução Normativa ANEEL n. 482, de 17 de abril de 2012 (Diário Oficial, de 19 abr. 2012, seção 1, p. 53), Módulos do PRODIST, Módulo 1 - Introdução.

CONSUMIDOR - Pessoa física ou jurídica, ou comunhão de fato ou de direito, legalmente representada, que solicitar à concessionária o fornecimento de energia elétrica e assumir a responsabilidade pelo pagamento das faturas e pelas demais obrigações fixadas nas normas e regulamentos da ANEEL, vinculando-se assim aos contratos de fornecimento, de uso e de conexão ou de adesão, conforme cada caso, nos termos do inciso III, art. 2o, da Resolução no 456, de 29 de novembro de 2000. Resolução Normativa ANEEL n. 082, de 13 de setembro de 2004 (Diário Oficial, de 20 set. 2004, seção 1, p.69).

CONSUMIDOR CATIVO - Consumidor ao qual só é permitido comprar energia da distribuidora detentora da concessão ou permissão na área onde se localizam as instalações do acessante, e, por isso, não participa do mercado livre e é atendido sob condições reguladas. Resolução Normativa ANEEL n. 482, de 17 de abril de 2012 (Diário Oficial, de 19 abr. 2012, seção 1, p. 53), Módulos do PRODIST, Módulo 1 - Introdução.

CONSUMIDOR ESPECIAL - Consumidor responsável por unidade consumidora ou conjunto de unidades consumidoras do Grupo "A", integrante (s) do mesmo submercado no SIN - Sistema Interligado Nacional, reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW. Resolução Normativa ANEEL n. 247, de 21 de dezembro de 2006 (Diário Oficial, de 26 dez. 2006, seção 1, p. 271).

CONSUMIDOR FINAL - Pessoa física ou jurídica, responsável por unidade consumidora ou por conjunto de unidades consumidoras reunidas por comunhão de fato ou de direito, legalmente representada, e que, concomitantemente, estejam localizadas em áreas contíguas, possam ser atendidas por meio de um único ponto de

entrega e cuja medição seja, também, única. Resolução Normativa ANEEL n. 109, de 26 de outubro de 2004 (Diário Oficial, de 29 out. 2004, seção 1, p. 196).

CONSUMIDOR LIVRE - Consumidor legalmente autorizado a escolher seu fornecedor de energia, ou seja, é aquele que, atendido em qualquer tensão, tenha exercido a opção de compra de energia elétrica, conforme as condições previstas nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Decreto n. 5.163, de 30 julho de 2004 (Diário Oficial, de 30 jul. 2004, seção 1, p.1).

CONSUMIDOR POTENCIALMENTE LIVRE - É aquele que, atendido em qualquer tensão, não tenha exercido a opção de compra, a despeito de cumprir as condições previstas nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004 (Diário Oficial, de 30 jul. 2004, seção 1, p. 1).

CONSUMO - Quantidade de energia elétrica entregue e medida pelo concessionário, em determinado período.

“**CONSUMO FATURADO - MÍNIMO**” - Parcela do consumo constante nas informações da ANEEL. Sua concisa caracterização, no entanto, para fins de utilização pelos agentes e composição de estatísticas, deverá ser melhor aprofundada. Nesse caso, propõe-se a melhoria da definição de termos relacionados a mercado e perdas na distribuição, compatibilizando-se com os já utilizados no setor elétrico, de modo a evitar a redundância de informações ou dubiedade. Nesse sentido, está prevista a elaboração do Submódulo 10.6 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, que trata das informações periódicas de mercado, número de unidades consumidoras e perdas, especificando variáveis de interesse do setor elétrico.

CONSUMO INTERNO E CONSUMO INTERNO DE ITAIPU - Parcela da energia elétrica gerada pela Central Geradora de Energia Elétrica -CGEE, e consumida na própria central, já considerando as perdas elétricas. Resolução ANEEL n. 050, de 23 de março de 2004 (Diário Oficial, de 24 mar. 2004, seção 1, p. 114). Conforme apurado pelo GT-Perdas, há a necessidade em se estabelecer um aprimoramento na forma de coleta dos dados. Nesse caso, propõe-se a melhoria da definição de termos

relacionados a mercado e perdas na distribuição, compatibilizando-se com os já utilizados no setor elétrico, de modo a evitar a redundância de informações ou dubiedade. Nesse sentido, está prevista a elaboração do Submódulo 10.6 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, que trata das informações periódicas de mercado, número de unidades consumidoras e perdas, especificando variáveis de interesse do setor elétrico.

“CONSUMO OUTROS” - o GT-Perdas considerou a hipótese dessas parcelas serem fração de APE clássico, ainda não identificada no BEN. Conforme apurado pelo GT-Perdas, há a necessidade em se estabelecer um aprimoramento na forma de coleta dos dados. Nesse caso, propõe-se a melhoria da definição de termos relacionados a mercado e perdas na distribuição, compatibilizando-se com os já utilizados no setor elétrico, de modo a evitar a redundância de informações ou dubiedade. Nesse sentido, está prevista a elaboração do Submódulo 10.6 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, que trata das informações periódicas de mercado, número de unidades consumidoras e perdas, especificando variáveis de interesse do setor elétrico.

“CONSUMO NÃO DEFINIDO” – O GT Perdas está sugerindo para as perdas não técnicas a denominação de “consumo não definido”, visto ser, de fato, um consumo, porém não é medido e, portanto, sem caracterização da classe, mas que nos estudos de planejamento deverá ser avaliado tratá-lo como consumo. Por conta disso, adotou-se pro tempore a denominação de consumo “Não identificado”, que expurga esse valor da perda sistêmica. Nesse caso, propõe-se a melhoria da definição de termos relacionados a mercado e perdas na distribuição, compatibilizando-se com os já utilizados no setor elétrico, de modo a evitar a redundância de informações ou dubiedade. Nesse sentido, está prevista a elaboração do Submódulo 10.6 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, que trata das informações periódicas de mercado, número de unidades consumidoras e perdas, especificando variáveis de interesse do setor elétrico.

CONTABILIZAÇÃO - Processo de apuração da comercialização de energia elétrica entre os Agentes da CCEE, que determina em intervalos temporais definidos a situação

de cada agente, como credor ou devedor na CCEE. Resolução Normativa ANEEL n. 109, de 26 de outubro de 2004 (Diário Oficial, de 29 out. 2004, seção 1, p. 196).

D

DEMANDA - Média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado. 46 Resolução ANEEL n. 456, de 29 de novembro de 2000 (Diário Oficial, de 30 nov. 2000, seção 1, p. 35).

DEMANDA FATURÁVEL - Valor da demanda de potência ativa, identificado de acordo com os critérios estabelecidos e considerados para fins de faturamento, com aplicação da respectiva tarifa, expressa em kilowatts (kW). Resolução ANEEL n. 456, de 29 de novembro de 2000 (Diário Oficial, de 30 nov. 2000, seção 1, p. 35)

DEMANDA MÁXIMA - Maior demanda verificada durante um intervalo de tempo especificado. Resolução Normativa ANEEL n. 367, de 2 de junho de 2009 (Diário Oficial, de 26 jun. 2009, seção 1, p. 80), Anexo.

DEMANDA MEDIDA - Maior demanda de potência ativa, verificada por medição, integralizada no intervalo de 15 (quinze) minutos durante o período de faturamento, expressa em kilowatts (kW). Resolução ANEEL n. 456, de 29 de novembro de 2000 (Diário Oficial, de 30 nov. 2000, seção 1, p. 35).

DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO (DIT) – Instalações não classificadas como Rede Básica integrantes de outorgas de geração e/ou concessões de transmissão. Resolução Normativa ANEEL n. 367, de 2 de junho de 2009 (Diário Oficial, de 26 jun. 2009, seção 1, p. 80).

DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO COMPARTILHADA (DITC) - Instalações integrantes de concessões de transmissão e não classificadas como Rede Básica e

que atendam a mais de um agente.

F

FATURAMENTO CONVENCIONAL - Modalidade de faturamento cujo montante de energia elétrica é apurado com base na diferença de leituras e o pagamento é efetuado após o seu consumo por meio de fatura. Resolução Normativa ANEEL n. 610, de 1 de abril de 2014 (Diário Oficial, de 13 maio 2014, seção 1, p. 53).

G

GERAÇÃO - Consiste na transformação em energia elétrica de qualquer outra forma de energia, não importando sua origem, e as linhas e subestações do sistema de transmissão de conexão. Resolução Normativa ANEEL n. 367, de 2 de junho de 2009 (Diário Oficial, de 26 jun. 2009, seção 1, p. 80).

GERAÇÃO BRUTA - Quantidade de energia elétrica total produzida por uma usina ou conjunto de usinas, medida nos terminais dos geradores. Resolução Normativa ANEEL n. 367, de 2 de junho de 2009 (Diário Oficial, de 26 jun. 2009, seção 1, p. 80).

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA - Centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas - ou não - pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico. Terminologia usada para um conjunto de tecnologias de geração elétrica eficiente e de porte reduzido, de equipamentos de controle e de armazenamento de eletricidade que aproximam a geração elétrica do consumidor. Resolução Normativa ANEEL n. 367, de 2 de junho de 2009 (Diário Oficial, de 26 jun. 2009, seção 1, p. 80). De acordo com o

GT-Perdas, há a necessidade de se estudar a “adequação” da Resolução ANEEL nº 482/2012 de modo a permitir a apuração da geração total (e consumo total) nas instalações de micro e mini-GD e sua adequada representação nos modelos.

GERAÇÃO PRÓPRIA - Geração de uma concessionária para atender total ou parcialmente suas necessidades. Resolução Normativa ANEEL n. 367, de 2 de junho de 2009 (Diário Oficial, de 26 jun. 2009, seção 1, p. 80).

GERADOR - Titular de concessão para geração de energia elétrica, renovada ou licitada nos termos do disposto no Decreto nº 7.805, de 2012, que aloca Cotas. Resolução Normativa ANEEL n. 514, de 30 de outubro de 2012 (Diário Oficial, de 1 nov. 2012, seção 1, p. 72).

I

ICG - Instalação de transmissão de interesse exclusivo de Centrais de Geração para conexão compartilhada. Portaria MME n. 444, de 25 agosto de 2016 (Diário Oficial, de 29 ago. 2016, seção 1, p. 36).

L

LEILÃO - Processo licitatório para compra de energia elétrica, regido pelo edital e seus documentos correlatos. Portaria MME n. 377, de 29 de julho de 2014 (Diário Oficial de 30 de jul. de 2014, seção 1, p. 66).

M

MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA (MRE) - Mecanismo de compartilhamento dos riscos hidrológicos associados à otimização eletro-energética do Sistema Interligado Nacional - SIN, no que concerne ao despacho centralizado das unidades de geração de energia elétrica. Resolução Normativa ANEEL n. 109, de 26 de outubro de 2004 (Diário Oficial, de 10 nov. 2004, seção 1, p. 47).

MEDIÇÃO COMERCIAL - Conjunto de medidores e instalações de comunicação de dados para a medição de todos os volumes de energia transacionados no âmbito da CCEE.

MERCADO FATURADO - Montante de energia elétrica faturado pela concessionária ou permissionária de distribuição no ano civil que antecede o reajuste tarifário em processamento, para atendimento a consumidores cativos, autoprodutores e outras concessionárias ou permissionárias de distribuição. Resolução Normativa ANEEL n. 255, de 6 de março de 2007 (Diário Oficial, de 9 mar. 2007, seção 1, p. 59)

MERCADO DE CURTO PRAZO (MCP) - Denominação do processo em que se procede à contabilização e liquidação financeira das diferenças apuradas entre os montantes de energia elétrica seguintes: a) contratados, registrados e validados pelos agentes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, cujo registro tenha sido efetivado pela Câmara; e b) de geração ou de consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos agentes da CCEE. Resolução Normativa ANEEL n. 622, de 19 de agosto de 2014 (Diário Oficial, de 22 ago. 2014, seção 1, p. 65).

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME) – Órgão criado em 1960. Compete a MME zelar pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre a oferta e demanda de energia elétrica. No setor mineral, o MME atua na promoção do desenvolvimento dessa indústria no país.

P

PERDAS DE ENERGIA (Revisão Tarifária Periódica) - Diferença entre a energia requerida e a energia fornecida pela distribuidora, expressa em megawatt-hora por ano (MWh/ano), composta pelas perdas de origem técnica e não técnica. Resolução Normativa ANEEL n. 234, de 31 de outubro de 2006 (Diário Oficial, de 8 nov. 2006, seção 1, p. 111) - Republicada (Diário Oficial, de 26 dez. 2008, seção 1, p. 151).

PERDAS ELÉTRICAS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO - Perdas elétricas reconhecidas pela ANEEL quando da revisão tarifária periódica, compostas por: perdas na Rede Básica, perdas técnicas e perdas não técnicas. Resolução Normativa ANEEL n. 166, de 10 de outubro de 2005 (Diário Oficial, de 11 out. 2005, seção 1, p. 61).

PERDAS NÃO-TÉCNICAS - Apuradas pela diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, considerando, portanto, 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, dentre outros. Resolução Normativa ANEEL n. 338, de 25 de novembro de 2008 (Diário Oficial, de 27 nov. 2008, seção 1, p. 99).

PERDAS NA REDE BÁSICA - Correspondentes às perdas nos sistemas de transmissão, apuradas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Resolução Normativa ANEEL n. 166, de 10 de outubro de 2005 (Diário Oficial, de 11 out. 2005, seção 1, p. 61).

PERDAS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO - Diferença entre a energia injetada e a energia fornecida pela distribuidora, expressa em megawatt-hora (MWh), composta pelas perdas de origem técnica e não técnica. Resolução Normativa ANEEL n. 482, de 17 de abril de 2012 (Diário Oficial, de 19 abr. 2012, seção 1, p. 53), Módulos do PRODIST, Módulo 1 - Introdução.

PERDAS TÉCNICAS - Montante de energia elétrica dissipada no sistema de distribuição decorrente das leis da Física relativas aos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica. Corresponde à soma de três parcelas: Joule, dielétrica e magnética. Resolução Normativa ANEEL n. 338, de 25 de novembro de 2008 (Diário Oficial, de 27 nov. 2008, seção 1, p. 99)

PERMISSIONÁRIA (Eletrificação Rural) - Cooperativa de eletrificação rural cujas atividades tenham sido regularizadas nos termos do art. 23 da Lei nº 9.074/95, e da Resolução ANEEL nº 012/02, e que tenha firmado o respectivo Contrato de Permissão para distribuição de energia elétrica a público indistinto, em área de atuação delimitada, com atendimento amplo e não discriminatório das diversas classes e subclasses de consumidores. Resolução Normativa ANEEL n. 205, de 22 de dezembro de 2005 (Diário Oficial, de 26 dez. 2005, seção 1, p. 96)

PONTO DE FRONTEIRA/CONEXÃO - Conjunto de equipamentos que se destina a estabelecer a conexão na fronteira entre as instalações da acessada e do acessante, comumente caracterizado por módulo de manobra necessário à conexão das instalações de propriedade do acessante, não contemplando o seu Sistema de Medição para Faturamento - SMF. Resolução Normativa ANEEL n. 506, de 4 de setembro de 2012 (Diário Oficial, de 19 set. 2012, seção 1, p. 78)

PONTO DE MEDIÇÃO - Local definido para instalação de instrumentos para medir grandezas elétricas. Resolução ANEEL n. 073, de 8 de fevereiro de 2002 (Diário Oficial, de 13 fev. 2002, seção 1, p. 43).

POSTO TARIFÁRIO - Período de tempo em horas para aplicação das tarifas de forma diferenciada ao longo do dia. Resolução Normativa ANEEL n. 479, de 3 de abril de 2012 (Diário Oficial de 12 de abr. 2012, seção 1, p. 48).

PROCEDIMENTOS DE REDE - Documentos elaborados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, com a participação dos agentes e aprovados pela ANEEL, que estabelecem os procedimentos e requisitos técnicos necessários ao planejamento, implantação, uso e operação do Sistema Interligado Nacional - SIN; e as

responsabilidades do ONS e dos agentes. Resolução Normativa ANEEL n. 109, de 26 de outubro de 2004 (Diário Oficial, de 10 nov. 2004, seção 1, p. 48).

PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL (PRODIST) - Documentos elaborados pela ANEEL, com a participação dos agentes de distribuição e de outras entidades e associações do setor elétrico nacional, que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Resolução Normativa ANEEL n. 395, de 15 de dezembro de 2009 (Diário Oficial de 24 de dez. de 2009, seção 1, p. 227), Módulo 1.

PRODUTOR INDEPENDENTE DE ENERGIA ELÉTRICA (PIE) - Criado pela Lei 9.074, de 1996 (Art. 11 e 12), que prevê condições especiais para os produtores independentes baseados em unidades de cogeração. É a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco. Resolução Normativa ANEEL n. 367, de 2 de junho de 2009 (Diário Oficial, de 26 jun. 2009, seção 1, p. 80).

R

REAJUSTE TARIFÁRIO - Atualização dos preços da energia elétrica prevista nos contratos de concessão, com objetivo de preservar o equilíbrio econômico e financeiro das empresas. Pelos contratos, existem três modalidades de reajuste tarifário: reajuste anual, revisão periódica e revisão extraordinária.

RECEITA DE USO NO TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA - Conjunto de informações das quantidades físicas e monetárias referentes a receita de uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição, detalhado por empresa acessada.

Resolução ANEEL n. 674, de 9 de dezembro de 2002 (Diário Oficial, de 10 dez. 2002, seção 1, p. 79).

REDE BÁSICA - Instalações de transmissão do Sistema Interligado Nacional, de propriedade de concessionárias de serviço público de transmissão, definida segundo critérios estabelecidos pela ANEEL.

REDE COMPARTILHADA - Redes de transmissão/distribuição e/ou subestações que atendam mais de um agente, podendo ser uma rede principal ou rede dependente.

REDE DE DISTRIBUIÇÃO - Rede destinada à distribuição de energia elétrica em uma zona de consumo delimitada.

REDE DE TRANSMISSÃO - Rede ou sistema para transmissão de energia elétrica entre regiões ou entre países para alimentação de redes subsidiárias.

REDE ELÉTRICA - Conjunto de subestações, linhas e outros equipamentos ligados entre si para conduzir a energia elétrica das centrais produtoras aos consumidores.

REQUISITO DE ENERGIA - Montante anual de energia elétrica composto pelo somatório do Mercado Faturado com as Perdas Elétricas Reais. Resolução Normativa ANEEL n. 255, de 6 de março de 2007 (Diário Oficial, de 9 mar. 2007, seção 1, p. 59).

REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA - Revisão ordinária, prevista nos contratos de concessão, a ser realizada considerando-se as alterações na estrutura de custos e de mercado da distribuidora, os níveis de tarifas observados em empresas similares, no contexto nacional e internacional, e os estímulos à eficiência e à modicidade tarifária. Resolução Normativa ANEEL n. 479, de 3 de abril de 2012 (Diário Oficial de 12 de abr. 2012, seção 1, p. 48).

S

SIMPLES/EPE - Sistema de informações de mercado para o planejamento do setor elétrico, de responsabilidade da Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Resolução Normativa ANEEL n. 514, de 30 de outubro de 2012 (Diário Oficial, de 1 nov. 2012, seção 1, p. 72)

SISTEMA DE ACOMPANHAMENTO DE INFORMAÇÕES DE MERCADO PARA REGULAÇÃO ECONÔMICA (SAMP) – Sistema de coleta de informações referentes ao mercado de energia elétrica das concessionárias e permissionárias do setor elétrico, cujos procedimentos foram instituídos pelas Portarias DNAEE nº 149, de 12 de dezembro de 1983, nº 10, de 14 de janeiro de 1986, nº 226, de 29 de dezembro de 1987, nº 250, de 26 de dezembro de 1988, e nº 100 de 27 de junho de 1989. O SAMP está regulamentado por meio da Resolução nº 674/2002.

SISTEMA DE COLETA DE DADOS DE ENERGIA (SCDE) - Sistema computacional, administrado pela CCEE, que realiza a coleta e o tratamento dos dados de medição que serão utilizados para a Contabilização, formação do PLD, gestão dos encargos de transmissão, entre outros.

SISTEMA DE CONTABILIZAÇÃO E LIQUIDAÇÃO (SCL) - Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL): Sistema baseado nas Regras de Comercialização, que suporta a comercialização de energia elétrica no âmbito da CCEE.

SISTEMA DE MEDIÇÃO PARA FATURAMENTO (SMF) - Sistema composto pelos medidores principal e retaguarda, pelos Transformadores de Instrumentos - TI, Transformadores de Potencial - TP e Transformadores de Corrente - TC, pelos canais de comunicação entre os agentes e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, e pelos sistemas de coleta de dados de medição para faturamento. Resolução Normativa ANEEL n. 506, de 4 de setembro de 2012 (Diário Oficial, de 19 set. 2012, seção 1, p. 78)

SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN) - Conjunto de instalações e de equipamentos que possibilitam o suprimento de energia elétrica nas regiões do país interligadas eletricamente, conforme regulamentação aplicável. Resolução Normativa ANEEL n. 622, de 19 de agosto de 2014 (Diário Oficial, de 22 ago. 2014, seção 1, p. 65).

SISTEMA ISOLADO (SISOL) - Sistemas elétricos de serviço público de distribuição de energia elétrica que, em sua configuração normal, não estejam eletricamente conectados ao Sistema Interligado Nacional por razões técnicas ou econômicas. Decreto n. 7.246, de 28 de julho de 2010 (Diário Oficial de 29 de jul. de 2010, seção 1, p. 3).

SUBMERCADOS - Divisões do Sistema Interligado Nacional - SIN para as quais são estabelecidos Preços de Liquidação de Diferenças específicos e cujas fronteiras são definidas em razão da presença e duração de restrições relevantes de transmissão aos fluxos de energia elétrica no SIN. Resolução Normativa ANEEL n. 109, de 26 de outubro de 2004 (Diário Oficial, de 10 nov. 2004, seção 1, p. 48)

T

TARIFA - Valor monetário estabelecido pela ANEEL, fixado em R\$ (Reais) por unidade de energia elétrica ativa ou da demanda de potência ativa. Resolução Normativa ANEEL n. 479, de 3 de abril de 2012 (Diário Oficial de 12 de abr. 2012, seção 1, p. 48).

TRATAMENTO DA TOPOLOGIA PARA REFERENCIAR À REDE BÁSICA - Descreve o tratamento da Topologia da rede, visando referenciar todos os pontos de medição à Rede Básica.

U

USINAS COM DESPACHO CENTRALIZADO – executam a programação de geração feita pelo Operador Nacional do Sistema para cada usina do sistema e outras fontes para o fornecimento efetivo de energia elétrica, atendendo aos requisitos de demanda do sistema, em termos econômicos e de confiabilidade. Em termos gerais, existem três tipos de usinas para a programação de geração elétrica no sistema brasileiro: tipo I, com programação e despacho centralizados, em que a usina tem o programa de geração estabelecido de forma coordenada e centralizada pelo ONS, em bases mensais, semanais e diárias, com execução do despacho de geração em tempo real estabelecido, supervisionado e controlado pelo ONS; tipo II, com programação centralizada e despacho não centralizado, em que a usina tem o programa de geração estabelecido de forma coordenada e centralizada pelo ONS, em bases mensais, semanais e diárias; e o tipo III, com programação e despacho não centralizados, em que a operação da usina é definida a partir da avaliação dos impactos verificados tanto na operação hidráulica e energética do SIN, como também na segurança da rede de operação.

USINAS REVERSÍVEIS OU DE BOMBEAMENTO - As usinas reversíveis são usinas que podem gerar energia elétrica, através da queda da água de um reservatório localizado em nível mais elevado para outro em nível mais baixo, ou armazenar água em nível mais elevado, através do bombeamento da água de um reservatório mais baixo para outro mais elevado. Em certos casos, podem existir mais de dois reservatórios e apenas uma usina de bombeamento é utilizada para elevar a água num sistema de reservatórios.