UNIVERSIDADE FEDERAL
DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL

CB3E

centro brasileiro de eficiência
energética em edificações

cb3e.ufsc.br

Relatório: Fatores de conversão de energia elétrica e térmica em energia primária e em emissões de dióxido de carbono a serem usados na etiquetagem de nível de eficiência energética de edificações

Artur Martins Kamimura
Ricardo Forgiarini Rupp
Michele Fossati
Roberto Lamberts

Florianópolis, novembro de 2020

1. INTRODUÇÃO

Desde 2014 o Centro Brasileiro de Eficiência Energética em Edificações (CB3E) desenvolve ações para a melhoria do atual método de avaliação da Eficiência Energética de Edificações Comerciais, de Serviços, Públicas e Residenciais, no âmbito de convênios firmados entre PROCEL/EDIFICA – ELETROBRAS e Universidade Federal de Santa Catarina.

Neste relatório são apresentados os fatores de conversão de energia elétrica e térmica em energia primária e as emissões de dióxido de carbono relativas às energias consumidas, os quais devem ser usados na etiquetagem de nível de eficiência energética de edificações. Este relatório é uma atualização do relatório de Rupp e Lamberts (2017) e foi elaborado com o apoio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Como principal motivador destas ações, pode-se destacar a melhoria do indicador de desempenho visando auxiliar o consumidor na tomada de decisão na escolha do seu imóvel. Atualmente, a etiquetagem de edificações classifica o desempenho energético das mesmas utilizando um indicador de consumo que, apesar de permitir a classificação de A (mais eficiente) a E (menos eficiente), não permite que o consumidor quantifique o consumo da edificação, nem a economia gerada por medidas de eficiência energética empregadas na mesma. A nova proposta para a avaliação de desempenho energético das edificações baseia-se no consumo de energia primária e compara a edificação real com a mesma edificação adotando características de uma condição de referência.

A opção por utilizar o consumo de energia primária como indicador de eficiência permite que tanto a energia elétrica, quando a térmica ou outras oriundas de diversas fontes sejam contabilizadas (ex.: edificações que utilizam energia elétrica, gás e solar). Além disso, a etiqueta irá fornecer informações quanto ao consumo de energia elétrica e gás e as emissões de CO_2. Deste modo, após estimativa do consumo de energia elétrica e de gás da edificação, estes serão multiplicados por fatores de conversão em energia primária e por fatores de emissões de dióxido de carbono, resultando no consumo de energia primária e na emissão total de CO_2 da edificação, respectivamente. Dessa maneira é necessária a definição destes fatores à nível nacional.

Os valores utilizados no cálculo do fator de conversão para energia primária foram tomados do Balanço Energético Nacional (BEN) do ano de 2020, considerando o período de 2015 a 2019. O cálculo desse fator de conversão deve ser refeito a cada 5 anos.

2. FATORES DE ENERGIA PRIMÁRIA

O Instituto de Energia e Ambiente (IEE-SP) desenvolveu um método para estimativa dos fatores de conversão de eletricidade e gás em energia primária, baseado no Balanço Energético Nacional (BEN) (Fagá et al., 2016).

Na Tabela 1 são apresentados os fatores de conversão de eletricidade e gás em energia primária, calculados para o período de 2015 a 2019, conforme dados do BEN 2020 e utilizando a metodologia de Fagá et al. (2016). Percebe-se uma variação dos fatores de conversão da energia elétrica, uma vez que nosso sistema brasileiro de geração de eletricidade é de base hidráulica e está sujeito aos regimes hidrológicos. Os procedimentos de cálculo relativos aos fatores de conversão em energia primária estão descritos no Anexo I.

Tabela 1: Evolução dos fatores de conversão de eletricidade e gás em energia primária - Brasil

Energia/Ano	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**Média**
Eletricidade	1.7048	1.5724	1.5850	1.5323	1.5411	**1,6**
Gás	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	**1,1**

3. FATORES DE EMISSÕES DE DIÓXIDO DE CARBONO

3.1 QUEIMA DIRETA DE COMBUSTÍVEIS

Na Tabela 2 são apresentados os fatores de emissão de dióxido de carbono para queima direta de combustíveis, em kg.CO_2 por kWh de energia térmica. Tais fatores foram obtidos conforme Anexo II.

Tabela 2: Fatores de emissão de CO_2 para queima direta de combustíveis convertida em energia térmica (kWh) - Brasil

Combustível	**Fatores de Emissão de CO_2 por Queima de Combustível**	**Unidade**
Gás natural	0,202	kg.CO_2/kWh
Óleo diesel	0,267	kg.CO_2/kWh
Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)	0,227	kg.CO_2/kWh
Madeira	0,531	kg.CO_2/kWh
Gasolina	0,249	kg.CO_2/kWh
Etanol	0,248	kg.CO_2/kWh

Fonte: MCTI, 2010.

3.2 SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Na Tabela 3 é apresentada a evolução dos fatores de emissão para a eletricidade no SIN (Sistema Interligado Nacional) desde 2007. Percebe-se que a média dos fatores de emissão para a eletricidade (SIN) variaram entre 0,037 e 0,106, apresentando um comportamento crescente ao longo dos últimos anos. Porém, o fator de emissão de 2018 decresceu com relação ao fator de 2017 e também o fator de 2019 decresceu em relação a 2018. Estas oscilações no fator de emissão do SIN são bastante comuns, pois o despacho termelétrico está associado às condições hidrológicas de cada ano. Em um ano de pouca chuva, tem-se maior necessidade do uso das termelétricas e por consequência maior o fator de emissão de GEE (gases do efeito estufa) no SIN naquele ano.

Tabela 3: Evolução dos fatores de emissão de CO_2 para eletricidade (SIN) - Brasil

Ano	Fator de emissão de CO_2 (tCO_2/MWh)	Média últimos 5 anos
2007	0.0293	-
2008	0.0484	-
2009	0.0246	-
2010	0.0512	-
2011	0.0292	0.037
2012	0.0653	0.044
2013	0.096	0.053
2014	0.1355	0.075
2015	0.1244	0.090
2016	0.0817	0.101
2017	0.0927	0.106
2018	0.074	0.102
2019	0.075	**0.090**

Fonte: MCTI, 2019a.

Na Tabela 4 são apresentados os principais fatores de emissão de dióxido de carbono para geração elétrica. A primeira linha corresponde ao fator de emissão para a eletricidade oferecida na rede, cuja média dos últimos cinco anos equivale a 0,090 tCO_2/MWh.

Para o cálculo do fator de emissão da margem, foram analisados os dados de fatores de emissão da margem de construção e operação disponibilizados pelo MCTI para cálculo da linha de base em projetos de MDL (Mecanismo de Desenvolvimento Limpo) pelo método da análise de despacho. Este método considera que a energia elétrica gerada a partir de fontes renováveis desloca a eletricidade produzida através da queima de combustíveis fósseis. Esta substituição ocorre na margem do sistema, ou seja, substituindo as fontes de energia com maior custo operacional e que só são solicitadas quando as fontes mais baratas, tais como as hidráulicas ou as nucleares, não podem atender a demanda de energia do sistema.

O valor das emissões na margem é resultante da média dos valores de construção e operação para o período entre 2014 e 2018. O valor calculado para a margem foi de

0,374 t.CO_2/MWh. Os demais valores apresentados na Tabela 4 correspondem às emissões de CO_2 típicas de usinas termelétricas operando com os diferentes combustíveis.

Tabela 4: Fatores de emissão de CO_2 para geração elétrica - Brasil

Combustível	**Fatores de Emissão de CO_2 na Geração de Eletricidade**	**Unidade**	**Fonte**
Eletricidade – SIN*	0,090	t.CO_2/MWh	MCTI, 2019a
Gás natural ciclo simples	0,532	t.CO_2/MWh	IPCC, 2006
Gás natural ciclo combinado	0,367	t.CO_2/MWh	IPCC, 2006
Carvão pulverizado	1,099	t.CO_2/MWh	IPCC, 2006
Carvão leito fluidizado	0,873	t.CO_2/MWh	IPCC, 2006
Óleo diesel	0,762	t.CO_2/MWh	IPCC, 2006
Óleo combustível	0,774	t.CO_2/MWh	IPCC, 2006

*Média do período entre 2015-2019
Nota: para o cálculo dos fatores de emissão da geração por combustíveis foram consideradas as seguintes eficiências térmicas: GN ciclo simples – 38%; GN ciclo combinado – 55%; Carvão pulverizado – 31%; Carvão leito fluidizado – 39%; Óleo diesel – 35%; Óleo combustível – 36%.

3.3 SISTEMAS ISOLADOS

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários (EPE, 2018). A maior parte do território brasileiro tem seu fornecimento de eletricidade proveniente do Sistema Integrado Nacional (SIN). O SIN é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte.

Existem, no entanto, localidades em todos os estados da região Norte, na ilha de Fernando de Noronha e em algumas cidades ao norte do estado do Mato Grosso que são abastecidas por Sistemas Isolados (SIs), não interligados às principais redes de eletricidade do Brasil, e onde a eletricidade é fornecida principalmente por geradores movidos a diesel, biodiesel e gás natural.

Sendo o diesel o principal combustível nos SIs, a geração nesses sistemas tem emissões, por unidade de energia gerada, muito superiores àquelas do SIN. A estimativa de consumo dos SIs ano de 2019 foi de 1.235.340 m³ de diesel e 15.486.930 m³ de gás

natural (EPE, 2018), resultando em aproximadamente 3,29 milhões de toneladas de CO_2 emitidas.

Em 2018, o valor estimado das emissões do SIN foi 0,075 tCO_2/MWh. Para os Sistemas Isolados, em 2019, considerando as emissões por unidade de combustível apresentadas nas Tabelas 3 e 4, tem-se 0,753 tCO_2/MWh, valor 10 vezes superior ao do SIN. As localidades, potências instaladas e maiores informações relativas aos SIs estão descritas no Anexo III.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este relatório apresentou a atualização dos fatores de conversão de eletricidade e gás em energia primária e os fatores de emissão de dióxido de carbono, para os últimos cinco anos (2015-2019). Tais valores serão utilizados para a aplicação das Instruções Normativas para Classificação da Eficiência Energética de Edificações (INI-C e INI-R) e deverão ser revisados a cada cinco anos.

Os fatores de conversão de eletricidade e gás em energia primária resultaram em 1,6 para a eletricidade e 1,1 para o gás.

Em relação às emissões de CO_2, para as edificações que operam conectadas ao sistema interligado nacional, o fator de emissão a ser utilizado na etiquetagem é aquele que corresponde à média da operação SIN, ou seja 0,090 tCO_2/MWh. Para as edificações que estão ligadas aos SIs deve-se considerar o valor de 0,753 tCO_2/MWh.

Internacionalmente a medida de CO_2 equivalente (CO_{2eq}) é a mais usual para expressar as emissões resultantes de diferentes processos, sendo também a medida recomendada pela ISO 52000-1 (ISO, 2017), norma internacional para a avaliação do desempenho energético de edificações. Apesar dessas recomendações, as emissões apresentadas neste relatório foram sempre apresentadas em tCO_2, visto que ainda não há disponibilidade de dados oficiais que possibilitem mensurar as emissões dos demais gases do efeito estufa nos processos apresentados.

REFERÊNCIAS

BRASIL. Ministério da Ciência e da Tecnologia e Inovação. **Fator médio de emissão do Sistema Interligado Nacional do Brasil**. Disponível em: https://www.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/textogeral/emissao_corporativos.html. 2019a.

BRASIL. Ministério da Ciência e da Tecnologia e Inovação. **Fatores de emissão da margem de operação pelo método da análise de despacho**. Disponível em: https://www.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/textogeral/emissao_despacho.html. 2019b.

BRASIL. Ministério da Ciência e Tecnologia e Inovação. **Segunda Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima**. Brasília: MCT, 2010.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **PLANEJAMENTO DO ATENDIMENTO AOS SISTEMAS ISOLADOS HORIZONTE 2023 - CICLO 2018**. 2018. Rio de Janeiro, Brasil.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Balanço Energético Nacional 2020: Ano Base 2019.** Balanço Energético Nacional. 2020. Rio de Janeiro, Brasil. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/>. Acesso em: 1 out. 2020.

FAGÁ, M.W.; DOS SANTOS, E.M.; FOSSA. A.J.; CROSO, T.; CHAGURI, J.J. **Eficiência Energética em Edificações – Análise da Energia no Aquecimento de Água: Fatores de Energia Primária e Emissão de CO2**. Relatório atividade 5a – revisão 7. novembro de 2016.

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) 2006. **2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories**. Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, EGGLESTON H.S., BUENDIA L., MIWA K., NGARA T. AND TANABE K. (eds). Published: IGES, Japan.

INTERNATIONAL STANDARD. **ISO 52000-1.** Energy performance of buildings — Overarching EPB assessment —Part 1: General framework and procedures. ISO copyright office. Geneva, Switzerland, 2017.

RUPP, R. F.; LAMBERTS, R. **Fatores de conversão de energia elétrica e térmica em energia primária e em emissões de dióxido de carbono a serem usados na etiquetagem de nível de eficiência energética de edificações**. Florianópolis: 2017.

ANEXO I

Estimativa dos fatores de conversão em energia primária

O Anexo I foi baseado no Anexo A do Relatório "Eficiência Energética em Edificações – Análise da Energia no Aquecimento de Água: Fatores de Energia Primária e Emissão" elaborado pelo IEE-SP

O cálculo da energia primária associada à geração elétrica no país apresentado pelo relatório do IEE, 2016, é aqui demonstrado passo a passo, considerando-se os dados do Balanço Energético Nacional (BEN) do ano de 2020, com ano base 2019 (EPE, 2020). A Equação 1 é utilizada para se calcular o fator de energia da matriz de geração elétrica.

$$F_{p,el} = \sum_{n=1}^{n} \left(\frac{E_n}{\eta_n}\right) / E^*(1-P) \qquad \text{Equação 1}$$

Onde:

$F_{p,el}$ = fator de conversão para energia primária

E_n = energia elétrica gerada para cada combustível

n_n = rendimento da geração para cada combustível

E = total de energia elétrica gerada

P = perdas técnicas na transmissão de energia elétrica

Cada elemento desta somatória acrescenta a parcela proporcional de energia perdida no processo de geração para determinada fonte, desta forma se o processo de geração fosse perfeito, ou seja, se toda a energia do combustível fosse transformada em energia elétrica este fator seria igual a 1.

A tabela 5.3 do BEN 2020 traz o balanço das centrais elétricas. Na parte superior da tabela são apresentados os consumos de combustíveis utilizados para a geração elétrica (Figura 1).

Figura 1 - Consumo de combustíveis: localização na tabela 5.3

Tabela 5.3 – Centrais Elétricas - Total (Serviço Público + Autoprodução)

Table 5.3 – Power Plants - Total (SP + APE)

IDENTIFICAÇÃO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	UNIDADE (Unit)	SPECIFICATION
CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS	-16.280	-23.337	-21.550	-27.898	-36.247	-43.001	-41.817	-33.937	-35.660	-32.734		INPUT
NÃO RENOVÁVEIS	**-11.868**	**-17.446**	**-15.585**	**-21.387**	**-28.817**	**-34.433**	**-32.788**	**-24.774**	**-26.160**	**-22.979**		***NON-RENEWABLE***
GÁS NATURAL	-2.620	-6.996	-5.228	-9.054	-13.893	-16.800	-16.411	-11.403	-13.115	-10.942		*NATURAL GAS*
CARVÃO VAPOR	-1.523	-1.905	-1.750	-2.341	-3.724	-4.344	-4.455	-4.212	-3.810	-3.340		*STEAM COAL*
ÓLEO DIESEL	-1.646	-2.067	-1.995	-2.532	-2.529	-3.120	-2.280	-1.141	-956	-1.091		*DIESEL OIL*
ÓLEO COMBUSTÍVEL	-1.140	-1.128	-733	-1.346	-2.287	-3.625	-3.312	-1.359	-1.618	-973		*FUEL OIL*
GÁS DE COQUERIA	-331	-304	-301	-265	-255	-339	-245	-261	-373	-332		*COKE GAS*
OUTRAS SECUNDÁRIAS	-371	-476	-450	-585	-755	-619	-630	-537	-528	-549		*OTHER SECONDARIES*
OUTRAS NÃO RENOVÁVEIS	-861	-790	-1.047	-1.083	-1.348	-1.579	-1.615	-1.728	-1.659	-1.667	10^3 tep (toe)	*OTHER NON-RENEWABLE*
URÂNIO CONTIDO NO UO_2	-3.377	-3.780	-4.081	-4.180	-4.026	-4.008	-3.840	-4.134	-4.102	-4.085		*RANIUM CONTAINED IN UO_2*
RENOVÁVEIS	**-4.411**	**-5.891**	**-5.964**	**-6.511**	**-7.430**	**-8.568**	**-9.029**	**-9.163**	**-9.499**	**-9.755**		***RENEWABLE***
LENHA	-221	-309	-286	-303	-335	-377	-420	-377	-412	-454		*FIREWOOD*
BAGAÇO DE CANA	-2.687	-4.081	-3.982	-4.427	-5.263	-5.714	-5.959	-6.109	-6.145	-6.071		*SUGAR CANE BAGASSE*
LIXÍVIA	-1.289	-1.341	-1.471	-1.500	-1.511	-1.961	-2.068	-2.201	-2.423	-2.635		*BLACK LIQUOR*
BIODIESEL	-51	-90	-86	-112	-113	-160	-140	-60	-52	-89		*BIODIESEL*
OUTRAS RENOVÁVEIS	-164	-70	-139	-169	-209	-357	-441	-416	-467	-507		*OTHER RENEWABLE*

Fonte: EPE (2020)

Ainda na tabela 5.3 do BEN, em sua parte inferior, são apresentados os valores da energia elétrica gerada a partir de cada combustível (Figura 2). As unidades nas duas partes da tabela são diferentes, os combustíveis consumidos são apresentados em 10^3 *tep* e a energia elétrica gerada em GWh, desta forma, a fim de somá-los, deve-se converter o consumo de combustíveis de tonelada equivalente de petróleo (toe) para GWh.

Figura 2 - Produção de energia elétrica: localização na tabela 5.3

GERAÇÃO DE ELETRICIDADE	515.799	531.758	552.498	570.835	590.542	581.228	578.898	589.327	601.396	626.328		*ELECTRICITY GENERATION*
NÃO RENOVÁVEIS	**78.389**	**68.092**	**96.339**	**132.288**	**157.798**	**149.920**	**113.079**	**122.304**	**106.107**	**110.890**		***NON-RENEWABLE***
GÁS NATURAL	36.476	25.095	46.760	69.003	81.073	79.490	56.485	65.593	54.622	60.448		*NATURAL GAS*
CARVÃO VAPOR	6.992	6.485	8.422	14.801	18.385	18.856	17.001	16.257	14.204	15.327		*STEAM COAL*
ÓLEO DIESEL	8.552	8.576	10.043	10.477	12.717	9.784	5.148	4.607	4.514	4.695		*DIESEL OIL*
ÓLEO COMBUSTÍVEL	5.267	3.268	5.699	11.113	18.117	15.230	6.660	7.851	4.779	2.231		*FUEL OIL*
GÁS DE COQUERIA	1.215	1.201	1.058	1.018	1.345	981	1.042	1.607	1.520	1.494		*COKE GAS*
OUTRAS SECUNDÁRIAS	1.899	2.340	3.044	3.935	3.222	3.279	2.792	2.746	2.859	2.931		*OTHER SECONDARIES*
OUTRAS NÃO RENOVÁVEIS	3.466	5.466	5.274	6.492	7.560	7.566	8.085	7.903	7.935	7.636		*OTHER NON-RENEWABLE*
URÂNIO CONTIDO NO UO_2	14.523	15.659	16.038	15.450	15.378	14.734	15.864	15.739	15.674	16.129	GWh	*URANIUM CONTAINED IN UO_2*
RENOVÁVEIS	**437.409**	**463.666**	**456.160**	**438.547**	**432.745**	**431.308**	**465.820**	**467.024**	**495.290**	**515.438**		***RENEWABLE***
LENHA	1.676	1.532	1.582	1.735	1.952	2.180	1.970	2.139	2.360	2.274		*FIREWOOD*
BAGAÇO DE CANA	22.364	22.240	25.066	29.871	32.557	34.163	35.236	35.656	35.435	36.827		*SUGAR CANE BAGASSE*
LIXÍVIA	7.168	7.861	8.014	8.073	10.478	11.051	12.031	12.946	14.081	13.010		*BLACK LIQUOR*
BIODIESEL	397	394	472	500	695	643	294	283	391	432		*BIODIESEL*
OUTRAS RENOVÁVEIS	337	602	632	792	1.397	1.843	1.804	1.889	2.116	2.377		*OTHER RENEWABLE*
EÓLICA	2.177	2.705	5.050	6.578	12.210	21.626	33.489	42.373	48.475	55.986		*WIND*
SOLAR	0	0	2	5	16	59	85	832	3.461	6.655		*SOLAR*
HIDRÁULICA	403.290	428.333	415.342	390.992	373.439	359.743	380.911	370.906	388.971	397.877		*HYDRAULIC*

Fonte: EPE (2020)

Os valores apresentados na tabela 5.3 do BEN contemplam todas as centrais elétricas (serviços públicos e autoprodução). Para que se obtenha um fator de geração relativo apenas à energia elétrica na rede, deve-se descontar a energia gerada por auto produtores que não é injetada na rede. Os valores de autoprodução não injetada estão na tabela 5.5a do BEN (Figura 3).

Figura 3 - Autoprodução Não Injetada na Rede: localização na tabela 5.5a

Tabela 5.5a – Autoprodução Não Injetada Na Rede[1]

Table 5.5a – Self Producers Not Injected in Electricity Network [1]

IDENTIFICAÇÃO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	UNIDADE *(Unit)*	*SPECIFICATION*

Fonte: EPE (2020)

Os valores de consumo de combustíveis, já descontada a autoprodução não injetada na rede, e também já convertidos para GWh, estão apresentados na Tabela I.1.

Tabela I.1 - Consumo de combustível nas Centrais Elétricas (Serviço público + Autoprodução injetada na rede: descontada a autoprodução não injetada) - GWh

Ano	2015	2016	2017	2018	2019
Consumo de combustíveis total (Renováveis + Não renováveis)	317417.59	226261.65	242997.22	205548.62	220667.62
Não renováveis	314893.88	222714.50	238717.38	201501.38	216504.08
Gás natural	159854.35	102041.62	121021.78	94889.17	109856.98
Carvão vapor	49613.58	45950.13	41449.32	35738.99	39041.91
Óleo diesel	22015.59	9083.03	6838.44	9455.19	11688.15
Óleo combustível	35680.84	13304.72	16212.22	8594.57	3291.29
Gás de coqueria	279.12	465.20	837.36	697.80	604.76
Outras secundárias	267.49	244.23	372.16	569.87	348.90
Outras não renováveis	2523.71	3547.15	4279.84	4047.24	4163.54
Urânio contido no UO2	44659.20	48078.42	47706.26	47508.55	47508.55
Renováveis	49962.48	50416.05	52137.29	54521.44	56661.36
Lenha	1267.67	1011.81	1337.45	1558.42	1616.57
Bagaço de cana	41449.32	42751.88	42705.36	43007.74	44426.6
Lixívia	3651.82	3849.53	4419.4	6012.71	5594.03
Biodiesel	1546.79	639.65	534.98	953.66	1267.67
Outras renováveis	2046.88	2163.18	3140.1	2988.91	3756.49

Fonte: Elaborados pelos autores com dados da EPE (2020)

A Tabela I.2 apresenta a geração de energia elétrica por combustível, já descontada a autoprodução não injetada na rede. Nessa tabela são incluídos os valores de energia importada, apresentados no BEN na tabela 4.3 (conforme Figura 4); nessa tabela os valores estão em 10^3 tep e devem ser convertidos para GWh.

Tabela I.2 - Geração de energia nas Centrais Elétricas (Serviço público + Autoprodução injetada na rede: descontada a autoprodução não injetada) (GWh)

Ano	2015	2016	2017	2018	2019
Geração de eletricidade total (Renováveis + Não renováveis)	526471	523375	532570	543810	568992
Não renováveis	124195	87813	96717	80050	84688
Gás natural	68184	45376	53948	42409	47932
Carvão vapor	17830	15613	14958	12805	13920
Óleo diesel	8104	3589	3018	3311	3532
Óleo combustível	14041	5614	6774	3653	1343
Gás de coqueria	99	158	310	292	229
Outras secundárias	114	99	160	249	153
Outras não renováveis	1089	1500	1810	1657	1450
Urânio contido no UO2	14734	15864	15739	15674	16129
Renováveis	402276	435562	435853	463760	484304
Lenha	537	434	568	663	694
Bagaço de cana	20431	21204	21305	21583	22564
Lixívia	1676	1809	2030	2766	2566
Biodiesel	610	270	254	356	407
Outras renováveis	767	883	1080	1136	1385
Eólica	21623	33486	42370	48466	55972
Solar	41	84	818	3242	5992
Hidráulica	356591	377392	367428	385548	394724
TOTAL SEM IMPORTAÇÃO	526471	523375	532570	543810	568992
Energia importada	34634.14	41298.13	36506.57	34983.04	25155.69
Total com importação	561105.14	564673.1	569076.5	578793.0	594147.6

Fonte: Elaborados pelos autores com dados da EPE (2020)

Figura 4 - Importações de energia: localização na tabela 4.3 do BEN

Tabela 4.3 – Importações de Energia
Table 4.3 – Energy Imports

10³ tep (toe)

FONTES	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	*SOURCES*
PETRÓLEO	17.516	17.140	17.855	20.373	18.082	15.377	8.009	7.491	9.627	8.885	*OIL*
GÁS NATURAL	11.130	9.223	11.602	14.926	17.001	16.198	10.320	9.434	9.324	8.628	*NATURAL GAS*
CARVÃO METALÚRGICO / VAPOR	10.867	12.206	11.154	12.044	13.416	13.263	12.909	14.033	13.808	12.437	*METALLURGICAL COAL/ STEAM COAL*
COQUE DE CARVÃO MINERAL	1.243	1.478	1.098	1.308	1.254	1.584	764	1.061	1.269	902	*COAL COKE*
URÂNIO	4.945	3.287	10.376	3.935	3.906	4.888	6.353	8.269	6.267	6.342	*URANIUM*
ELETRICIDADE	3.088	3.305	3.502	3.467	2.904	2.978	3.551	3.139	3.008	2.163	*ELECTRICITY*

Fonte: EPE (2020)

Nas Tabelas I.1 e I.2 os valores do consumo de combustíveis e da geração de eletricidade correspondem à energia disponível na rede durante os respectivos anos. A razão entre estes dois valores é o rendimento médio da geração térmica, dado pela Equação 2. O rendimento médio calculado para a geração de energia elétrica por combustível é apresentado na Tabela I.3.

.

$$\eta_{GER} = \frac{GERAÇÃO\ DE\ ELETRICIDADE}{CONSUMO\ DE\ COMBUSTÍVEIS} \qquad \text{Equação 2}$$

Tabela I.3 - Rendimento médio de geração de energia elétrica

Combustível	Ano				
	2015	2016	2017	2018	2019
Não renováveis	0.394	0.394	0.405	0.397	0.391
Gás natural	0.427	0.445	0.446	0.447	0.436
Carvão vapor	0.359	0.340	0.361	0.358	0.357
Óleo diesel	0.368	0.395	0.441	0.350	0.302
Óleo combustível	0.394	0.422	0.418	0.425	0.408
Gás de coqueria	0.355	0.340	0.370	0.418	0.379
Outras secundárias	0.426	0.405	0.430	0.437	0.439
Outras não renováveis	0.432	0.423	0.423	0.409	0.348
Urânio contido no UO2	0.330	0.330	0.330	0.330	0.339
Renováveis	1	1	1	1	1
Lenha	1	1	1	1	1
Bagaço de cana	1	1	1	1	1
Lixívia	1	1	1	1	1
Outras renováveis	1	1	1	1	1

Fonte: Elaborados pelos autores com dados da EPE (2020)

Dentre os combustíveis utilizados na geração termoelétrica estão os que podem ser considerados fontes primárias de energia, e os que devem ser considerados como fontes secundárias. Para esses secundários, além do rendimento médio de geração deve-se considerar o rendimento das etapas de toda a cadeia de processamento deste combustível.

Por exemplo, para o cálculo do rendimento na geração de energia elétrica a partir de fontes secundárias de petróleo, como óleo diesel, deve-se considerar além do rendimento de geração, o rendimento de extração e refino (Figura 5).

Figura 5 - Cadeia de processamento para energia elétrica gerada a partir de fontes secundárias de petróleo.

Na Figura 6 são apresentados os dados para uma refinaria de petróleo. A fim de se obter o rendimento para cada combustível devem ser tomados os valores de energia de cada um e também suas perdas. Os rendimentos para a transformação da fonte primária em secundária, são dados pela Equação 3.

$$\eta = \frac{FONTE\ PRIMÁRIA - PERDAS}{FONTE\ PRIMÁRIA} \qquad \text{Equação 3}$$

Aplicando-se a Equação 3 ao exemplo da Figura 5, para um combustível derivado de petróleo, tem-se (Equação 4):

$$\eta = \frac{PETRÓLEO\ E\ LGN - PERDAS}{PETRÓLEO\ E\ LGN} \qquad \text{Equação 4}$$

Figura 6 - Dados das refinarias de petróleo - localização na tabela 5.1

Tabela 5.1 – Refinarias de Petróleo
Table 5.1 – Oil Refineries

10^3 tep (toe)

FONTES	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	*SOURCES*
PETRÓLEO E LGN	-93.619	-96.167	-101.447	-108.607	-110.679	-103.927	-96.793	-92.791	-90.904	-91.108	*OIL AND NGL*
ÓLEO DIESEL	35.132	36.478	38.915	42.220	42.515	42.248	38.575	34.466	35.515	34.696	*DIESEL OIL*
ÓLEO COMBUSTÍVEL	14.247	13.385	13.846	14.723	16.126	14.188	11.506	11.730	10.838	11.710	*FUEL OIL*
GASOLINA	16.629	18.139	19.905	22.104	22.303	19.864	20.467	20.231	18.290	18.394	*GASOLINE*
GASOLINA AUTOMOTIVA	16.560	18.095	19.846	22.032	22.231	19.809	20.426	20.185	18.254	18.394	*MOTOR GASOLINE*
GASOLINA DE AVIAÇÃO	69	44	59	71	72	55	41	46	35	0	*AVIATION GASOLINE*
GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO	4.693	4.846	5.099	4.946	4.651	4.582	4.492	4.570	4.548	4.446	*LIQUEFIED PETROLEUM GAS*
NAFTA	5.626	4.881	4.951	4.114	3.904	3.545	2.452	2.388	3.127	3.453	*NAPHTHA*
QUEROSENE	3.854	4.460	4.477	4.578	5.007	4.656	4.765	5.075	5.246	4.992	*KEROSENE*
QUEROSENE ILUMINANTE	20	25	20	13	10	6	6	5	5	5	*LIGHTING KEROSENE*
QUEROSENE DE AVIAÇÃO	3.834	4.435	4.458	4.566	4.997	4.650	4.759	5.071	5.241	4.987	*JET FUEL*
OUTRAS SECUNDÁRIAS DE PETRÓLEO	6.979	7.370	7.947	8.908	9.027	9.127	8.810	8.784	8.102	7.814	*OTHER OIL PRODUCTS*
PRODUTOS NÃO-ENERGÉTICOS DE PETRÓLEO	6.302	6.054	6.015	6.183	6.821	5.134	5.243	5.075	5.098	5.027	*NON-ENERGY OIL PRODUCTS*
PERDAS	-157	-553	-292	-831	-325	-582	-483	-471	-140	-577	*LOSSES*

Fonte: EPE (2020)

Na Tabela I.4 são apresentados os rendimentos dos centros de transformação das cadeias dos combustíveis não renováveis utilizados na geração termoelétrica no país. Os rendimentos para a transformação da fonte primária em secundária, são dados pela Equação 3 considerando-se os dados das tabelas 5.1, 5.2, 5.6, 5.9 e 5.11 do BEN.

Tabela I.4 - Rendimento dos centros de transformação

Fontes	Ano				
	2015	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**
Refinarias	0.994	0.995	0.995	0.998	0.994
Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN)	0.990	0.990	0.990	0.981	0.990
Coquerias	0.956	0.956	0.955	0.974	0.974
Ciclo Nuclear	0.985	0.984	0.984	0.984	0.984

Fonte: Elaborados pelos autores com dados da EPE (2020)

O rendimento final de cada combustível deve ser calculado a partir do produto dos rendimentos de todas as etapas, como pode ser observado na Equação 5. Os rendimentos nas etapas de transporte e extração são apresentados na Tabela I.5.

$$\eta = \prod_{i=1}^{n} \eta_i \qquad \text{Equação 5}$$

Tabela I.5 - Rendimento das etapas de extração e transporte dos combustíveis

Combustível	Extração	Transporte
Gás natural	0.97	0.99
Carvão	0.98	0.99
Derivados de Petróleo	0.963	0.988
Nuclear	0.99	0.99

Fonte: CZACHORSKI e LESLIE (2009)

Para as matrizes brasileiras de geração no período entre 2015 e 2019, apresentadas no BEN 2020, os rendimentos totais para cada fonte são apresentados na Tabela I.6. No caso de fontes renováveis o fator de geração de energia elétrica é 1, por convenção, e não há resgate de eventuais perdas da cadeia, apenas as perdas na etapa de transmissão de energia, e também não são consideradas as perdas da cadeia energética em questão.

Tabela I.6 - Rendimento Total por fonte

Não renováveis	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**
Gás natural	0.406	0.423	0.424	0.421	0.415
Carvão vapor	0.349	0.330	0.350	0.348	0.346
Óleo diesel	0.348	0.374	0.418	0.333	0.286
Óleo combustível	0.372	0.399	0.396	0.404	0.386
Gás de coqueria	0.329	0.315	0.343	0.396	0.358
Outras secundárias	0.403	0.384	0.407	0.415	0.415
Outras não renováveis	0.408	0.400	0.400	0.389	0.329
Urânio contido no UO2	0.318	0.318	0.318	0.318	0.327
Renováveis	2015	2016	2017	2018	2019
Lenha	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Bagaço de cana	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Lixívia	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Biodiesel	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Outras renováveis	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

Fonte: Elaborados pelos autores com dados da EPE (2020)

Para que se obtenha o consumo de energia primária de cada fonte, deve-se dividir a energia gerada pelo respectivo rendimento da fonte geradora. Na Tabela I.8 estão apresentados os consumos de energia primária associados a cada fonte na geração de eletricidade dado o ano. A razão entre a soma deste consumo e a energia elétrica gerada multiplicada pelo rendimento de transmissão é o fator de energia primária da geração, conforme Equação 6.

$$Fator_{EP} = \frac{TOTAL\ ENERGIA\ PRIMÁRIA\ CONSUMIDA}{TOTAL\ DA\ ENERGIA\ ELÉTRICA\ GERADA * \eta_{TRANSMISSÃO}} \qquad \text{Equação 6}$$

Para a energia elétrica importada, o rendimento deve considerar apenas as perdas na transmissão, apresentadas na Tabela I.7.

Tabela I.7 - Perdas técnicas na transmissão

País	Perda %	País	Perda %
Suécia	4.4	**Canadá**	8
EUA	6	**Espanha**	8.3
Reino Unido	6	**Grécia**	9.2
Portugal	7.5	**Brasil**	19
México	8	**Índia**	25

Fonte: European Regulators Group for Electricity and Gas (2008) e KEMA (2009)

Tabela I.8 - Consumo de energia primária na geração da eletricidade

Ano	2015	2016	2017	2018	2019
Não renováveis					
Gás natural	168142.33	107282.03	127315.68	100731.39	115556.09
Carvão vapor	51137.48	47361.50	42722.45	36836.72	40241.09
Óleo diesel	23269.44	9594.45	7224.10	9953.05	12362.94
Óleo combustível	37712.97	14053.84	17126.53	9047.12	3481.31
Gás de coqueria	301.07	501.80	903.70	738.16	639.70
Outras secundárias	282.72	257.98	393.15	599.88	369.04
Outras não renováveis	2667.44	3746.87	4521.21	4260.35	4403.91
Urânio contido no UO2	46280.91	49850.81	49461.22	49256.27	49258.41
Renováveis					
Lenha	537	434	568	663	694
Bagaço de cana	20431	21204	21305	21583	22564
Lixívia	1676	1809	2030	2766	2566
Biodiesel	610	270	254	356	407
Outras renováveis	767	883	1080	1136	1385
Eólica	21623	33486	42370	48466	55972
Solar	41	84	818	3242	5992
Hidráulica	356591	377392	367428	385548	394724
Energia importada	**42758.20**	**50985.35**	**45069.84**	**43188.94**	**31056.41**
Total	**774828.57**	**719196.64**	**730590.87**	**718371.88**	**741672.91**

Fonte: Elaborados pelos autores com dados da EPE (2020)

Finalmente, os valores de energia primária para o último quinquênio são apresentados na Tabela I.9, aplicando-se a Equação 6

.

Tabela I.9 - Fator de energia primária

Fatores de conversão 2015-2019					
Ano	2015	2016	2017	2018	2019
Fator de energia primária	1.7048	1.5724	1.5850	1.5323	1.5411
média			**1.5871**		

Fonte: Elaborados pelos autores com dados da EPE (2020)

REFERÊNCIAS

CZACHORSKI, M., e N. LESLIE. “Source Energy and Emission Factors for Building Energy Consumption. .” *Buildings.* , 2009.

EPE. Balanço Energético Nacional 2020, ano base 2019. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, 2020.

European Regulators Group for Electricity and Gas – ERGEG. *Treatment of losses by network operators – ergeg position paper for public consultation* . position paper for public consultation , EU: ERGER, 2008.

KEMA. *Webinar on energy losses.* www.leonardo-energy.org., 2009.

ANEXO II

Fatores de emissão de CO_2 e poder calorifico inferior de combustíveis

A Tabela II.1 apresenta os fatores de emissão de dióxido de carbono para queima direta em kg.CO_2 por unidade de combustível (m^3, kg ou L). A Tabela II.2 apresenta o poder calorifico inferior dos combustíveis. Os fatores de emissão de dióxido de carbono para queima direta em kg.CO_2 por kWh de energia térmica (Tabela 2) é obtido por meio da divisão dos valores da Tabela II.1 pelos valores da coluna 5 - Poder Calorífico Inferior (kWh/unidade) da Tabela II.2.

Tabela II.1: Fatores de emissão de CO_2 para queima direta - Brasil

Combustível	**Fatores de Emissão de CO_2 por Queima de Combustível**	**Unidade**
Gás natural	2,067	$kg.CO_2/m^3_{gás}$
Óleo diesel	2,632	$kg.CO_2/L_{óleo}$
Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)*	2,932	$kg.CO_2/kg_{GLP}$
Madeira	1,917	$kg.CO_2/kg_{madeira}$
Gasolina	2,239	$kg.CO_2/L_{gasolina}$
Etanol	1,471	$kg.CO_2/L_{etanol}$

*O fator de emissão para consumo de Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) é referente ao consumo de GLP em kg. O GLP em seu estado líquido possui densidade igual a 550 kg/m³. Algumas organizações podem obter o dado de consumo de GLP em m³, porém, relativo ao volume do GLP em seu estado gasoso, que possui densidade igual a 2,2 kg/m³. Ao converter os dados de consumo de GLP, deve-se atentar para essas conversões e para a característica do combustível (em estado líquido ou gasoso) que está sendo reportado.
Fonte: MCTI, 2010.

Tabela II.2: Poder calorífico inferior de combustíveis

Combustível	**Unidade**	**1 - Poder Calorífico Inferior (GJ/t)**	**2 - Poder Calorífico Inferior (GJ/kg)**	**3 - Densidade (kg/unidade)**	**4 - Poder Calorífico Inferior (GJ/unidade)**	**5 - Poder Calorífico Inferior (kWh/unidade)**
	Fonte	**(1) MCTI, 2010**	**(2) = (1)/1000**	**(3) MCTI, 2010**	**(4) = (2)*(3)**	**(5) = (4)/0,0036**
Gás natural	m^3	49,79	0,05	0,74	0,0368	10,23
Óleo diesel	L	42,29	0,04	0,84	0,0355	9,87
GLP	kg	46,47	0,05	1,00	0,0465	12,91
Madeira	kg	12,98	0,01	1,00	0,0130	3,61
Gasolina	L	43,54	0,04	0,74	0,0323	8,97
Etanol	L	26,38	0,03	0,81	0,0213	5,93

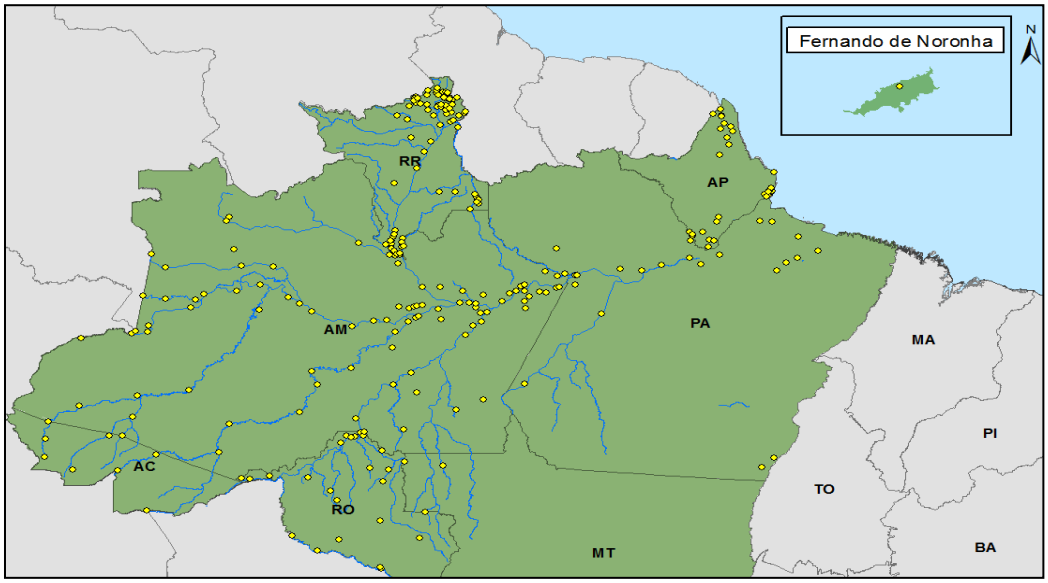
ANEXO III

SISTEMAS ISOLADOS

Os Sistemas Isolados (SIs), segundo o Decreto n. 7.246/2010, são definidos como "sistemas elétricos de serviço público de distribuição de energia elétrica que, em sua configuração normal não estão eletricamente conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN, por razões técnicas ou econômicas".

Segundo a EPE (2018) os sistemas isolados atendiam, em 2018, uma população superior a 3 milhões de pessoas. Mais da metade da população atendida pelos SIs está no estado do Amazonas, que tinha, em 2018, 95 sistemas de geração isolados. A Figura III.*6* ilustra a distribuição geográfica das localidades atendidas pelos SIs.

Figura III.6 - Sistemas Isolados existentes em 2018



Fonte: EPE (2018)

Na Tabela III.10 é apresentada a distribuição dos sistemas isolados e a população atendida em cada estado, além da distribuidora responsável pela operação.

Tabela III.10 - Quantidade de Sistemas Isolados por UF e Distribuidora

Estado	Número de SIs	População atendida
Acre	9	**213.579**
Amapá	29	**43.315**
Amazonas	95	**1.657.298**
Pará	21	**668.077**
Rondônia	25	**170.953**
Roraima	86	**494.409**
Mato Grosso	2	**4.038**
Pernambuco	1	**3.016**
TOTAL	**270**	**3.254.685**

Fonte: EPE (2018)

Somadas todas as cargas previstas para os sistemas isolados para o ano de 2020, tem-se valores superiores a 4270 GWh. Os estados que terão maior demanda de carga nesse ano serão o Amazonas e Rondônia. Na Tabela III.11 são apresentados os valores de carga previstos para os anos de 2019 a 2023 em cada um dos estados que tem sistemas isolados.

No Acre estima-se que haverá queda significativa na demanda suprida por sistemas isolados, uma vez que existem no estado nove localidades atendidas por sistemas isolados e em cinco localidades existem obras em andamento para interligações ao SIN.

Tabela III.11 - Cargas previstas por estado entre 2019 e 2023 (MWh)

Estado	2019	2020	2021	2022	2023
Amazonas	1.690.660	1.698.166	1.747.304	1.795.925	1.701.026
Roraima	1.623.195	1.680.201	1.759.674	1.839.402	1.922.868
Pará	308.448	313.992	334.652	355.473	46.735
Amapá	46.24	56.776	58.434	60.169	62.006
Acre	233.412	240.359	234.751	17.146	17.606
Rondônia	363.028	182.932	10.223	10.549	10.834
Mato Grosso	6.276	6.734	7.047	7.387	7.743
Fernando de Noronha	19.781	20.474	21.047	21.626	22.21

Fonte: EPE (2018)

A maior parte da potência instalada (97%) nos Sistemas Isolados advém de usinas termelétricas cujo combustível é o óleo diesel. Além das termelétricas, há uma usina fotovoltaica em Oiapoque (AP), de 3,6 MW; uma PCH de 10 MW em Roraima; quatro termelétricas a gás natural, com 14,4 MW no total e uma a biomassa, responsável por 6 MW no Amazonas (EPE, 2018).

Na Tabela III.12 são apresentados os principais combustíveis utilizados nos SIs e suas respectivas emissões anuais.

Tabela III.12 - Combustíveis e emissões dos SIS

Fonte	Consumo de combustível estimado	Unidade
Óleo Diesel	1.235.340	m³/ano
Gás Natural	15.486.930	m³/ano
Biomassa	142.8	ton/ano
Fotovoltaica	-	-
PCH	-	-

Fonte: EPE (2018)

Já foram elaborados pela EPE alguns relatórios com possíveis alternativas aos combustíveis fósseis destes sistemas. Cita-se principalmente:

- Potencial Energético de Resíduos Florestais do Manejo Sustentável e de Resíduos da Industrialização da Madeira (EPE-DEA-NT-17/2018-r0);
- Avaliação de sistemas híbridos com energia fotovoltaica para o Lote III do Projeto de Referência da Eletrobras Distribuição Acre (EPE-DEE-NT-027 /2014-r0);
- Energia Solar para Suprimento de Sistemas Isolados do Amazonas (EPE-DEE-NT-091/2016-r0).

Tendo em vista tamanha diferença nas emissões de CO_2 equivalente por MWh gerado entre o SIN e os SIs, fez-se necessário apresentar separadamente nas INIs os coeficientes de emissão para as localidades atendidas por Sistemas Isolados. Propõe-se, portanto, a utilização do coeficiente de emissão 0,753 tCO_2/MWh para edificações que estejam ligadas aos SIs.

Quanto às localidades ligadas aos SIs, o levantamento “PLANEJAMENTO DO ATENDIMENTO AOS SISTEMAS ISOLADOS HORIZONTE 2023 - CICLO 2018” realizado pela EPE (2018) descreve cada localidade, separadas por estado e companhia fornecedora, bem como aquelas com previsão de conexão ou interligação ao SIN. São informadas ainda a potência instalada e as previsões de déficits para cada local.