

11.Consolidação dos Resultados

A seguir estão apresentadas informações consolidadas dos estudos prospectivos do PDE 2029. Os valores descritos nesse capítulo são referentes a projeções esperadas e, portanto, podem diferir de eventuais valores potenciais informados ao longo do documento.

Ao fim do período decenal, estima-se que a oferta interna de energia atinja 380 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep), o que

representa um crescimento médio anual de 2,6%. A oferta interna de eletricidade evolui a uma taxa média de 3,8% a.a., chegando ao fim de 2029 com uma oferta estimada em 951 TWh.

O consumo final energético é determinante para a evolução da oferta interna e apresenta-se, ao final de 2029, em cerca de 318 milhões de tep e com taxa média de crescimento de 2,6% a.a. (Tabela 11-1)

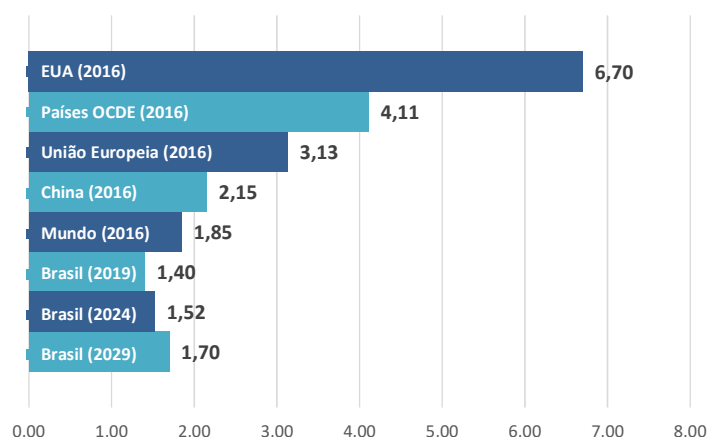
Tabela 11-1 - Indicadores: consumo final de energia

Discriminação		2019	2024	2029	Variação média anual		
					2019 a 2024	2024 a 2029	2019 a 2029
População Residente	(10 ⁶ hab)	211	218	224	0,7%	0,5%	0,6%
PIB	(10 ⁹ reais de 2017)	4.143	4.765	5.526	2,8%	3,0%	2,9%
	per capita (10 ³ R\$/hab)	19,6	21,8	24,6	2,1%	2,5%	2,3%
Oferta interna de energia	(10 ⁶ tep)	295	332	380	2,4%	2,8%	2,6%
	por PIB (tep/10 ³ R\$)	0,071	0,070	0,069	-0,5%	-0,2%	-0,4%
	per capita (tep/hab)	1,40	1,52	1,70	1,6%	2,2%	1,9%
Oferta interna de eletricidade	(TWh)	649	794	942	4,1%	3,5%	3,8%
	por PIB (kWh/10 ³ R\$)	157	167	171	1,2%	0,5%	0,8%
	per capita (kWh/hab)	3.077	3.637	4.200	3,4%	2,9%	3,2%
Consumo final de energia	(10 ⁶ tep)	247	278	318	2,4%	2,7%	2,6%
	por PIB (kWh/10 ³ R\$)	0,060	0,058	0,058	-0,4%	-0,3%	-0,3%
	per capita (kWh/hab)	1,17	1,27	1,42	1,7%	2,2%	1,9%

Na comparação da oferta interna de energia per capita no Brasil com a média mundial e seus principais países, demonstra-se um grande desafio de elevar a disponibilidade de energia por habitante no País. Estima-se um aumento de 1,4

tep/hab, em 2019, para 1,7 tep/hab, em 2029, ainda inferior à média mundial de 1,85 tep/hab, em 2016 (Gráfico 11-1).

Gráfico 11-1 – Oferta interna de energia per capita



Em relação à oferta interna de energia (Tabela 11-2), as energias renováveis exibem um crescimento médio anual de 2,9%, destacando-se o crescimento médio de 7% a.a. na oferta das outras renováveis (energia eólica, solar, biodiesel e lixívia). Dessa forma, estima-se o aumento do percentual de energias renováveis na matriz

energética brasileira, atingindo o patamar de 48% em 2029 (Gráfico 11-2). Por outro lado, destaca-se a redução da participação do petróleo e seus derivados na oferta interna total de energia, de 34% em 2019 para 32% em 2029 (Gráfico 11-3).

Tabela 11-2 - Evolução da oferta interna de energia no horizonte decenal

	2019		2024		2029		2019-2029
	mil tep	%	mil tep	%	mil tep	%	Variação Média (% a.a.)
Energia Não Renovável	157.293	53	171.778	52	196.652	52	2,3
Petróleo e Derivados	101.439	34	110.256	33	122.323	32	1,9
Gás Natural	34.709	12	38.679	12	46.842	12	3,0
Carvão Mineral e Derivados	15.454	5	17.022	5	18.404	5	1,8
Urânio (U ₃ O ₈) e Derivados	4.071	1	3.974	1	6.959	2	5,5
Outras Não renováveis	1.620	1	1.847	1	2.124	1	2,7
Energia Renovável	138.150	47	160.051	48	183.844	48	2,9
Hidráulica e Eletricidade	36.180	12	44.572	13	46.896	12	2,6
Lenha e Carvão Vegetal	24.591	8	26.251	8	28.311	7	1,4
Derivados da Cana-de-Açúcar	55.019	19	56.384	17	64.719	17	1,6
Outras Renováveis	22.360	8	32.844	10	43.919	12	7,0
Total	295.444	100	331.829	100	380.496	100	2,6

Gráfico 11-2 - Matriz energética brasileira: energia renovável e não-renovável

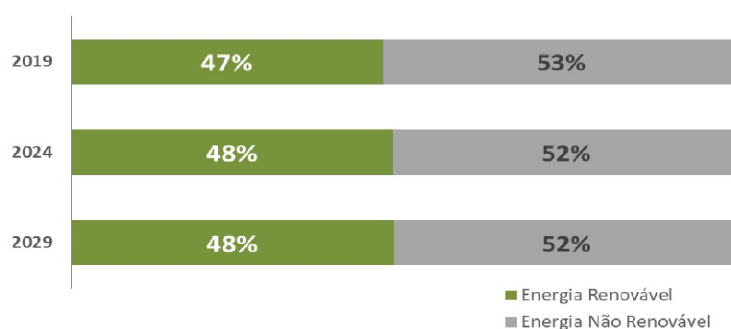


Gráfico 11-3 - Evolução da composição da oferta interna de energia por fonte



Para a oferta de eletricidade, o Brasil mantém a predominância da geração baseada em fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica e solar), com o nível de renovabilidade de aproximadamente 90% ao longo do horizonte decenal. As estimativas para a geração de eletricidade, incluindo a autoprodução e a geração

distribuída, são apresentadas na Tabela 11-3, na qual fica clara a predominância de geração a partir de fontes renováveis, em patamares acima de 85% nos anos selecionados. Já a respectiva evolução da capacidade instalada total é apresentada na Tabela 11-4.

Tabela 11-3 - Geração total de eletricidade

Geração Centralizada	2019		2024		2029	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Hidráulica ⁽¹⁾	418	64	514	65	538	57
Gás Natural	36	6	33	4	42	4
Carvão	6	1	7	1	6	1
Nuclear	15	2	15	2	26	3
Biomassa	38	6	33	4	40	4
Eólica	65	10	95	12	155	16
Solar (centralizada)	5	1	10	1	21	2
Outros ⁽²⁾	4	1	8	1	10	1
Subtotal (atend. Carga)	587	90	715	90	838	89
Autoprodução & Geração Distribuída	2019		2024		2029	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Biomassa (biogás, bagaço de cana, lixo e lenha)	31	5	38	5	47	5
Solar	1	0	5	1	13	1
Eólica	0,1	0	0,2	0	0,3	0
Hidráulica	3	0	4	0	7	1
Não renováveis	27	4	31	4	38	4
Subtotal (autoprod. & GD)	62	10	79	10	104	11
Total	649	100	794	100	942	100

Nota: (1) Inclui parcela importada de Itaipu.

(2) Inclui Sistema Isolados.

Tabela 11-4 - Expansão da Capacidade Instalada Total por Fonte de Geração

FONTE	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	MW										
RENOVÁVEIS	146.712	149.482	151.058	152.673	160.195	167.469	173.587	180.117	186.746	193.445	200.198
HIDRO ^(a)	101.926	102.512	102.570	102.592	102.788	102.783	102.811	103.212	103.637	104.159	104.701
CENTRALIZADA	101.288	101.899	101.935	101.935	102.139	102.139	102.139	102.523	102.942	103.436	103.958
AUTOPRODUÇÃO	638	613	635	657	649	644	672	689	695	723	743
PCH e CGH	6.458	6.714	6.922	7.081	7.437	7.852	8.244	8.651	9.077	9.509	9.956
CENTRALIZADA	6.385	6.610	6.787	6.898	7.207	7.545	7.845	8.145	8.445	8.745	9.045
GD	73	104	135	183	230	307	399	506	632	764	911
EÓLICA	15.045	15.424	15.532	15.797	20.319	24.532	27.534	30.537	33.542	36.550	39.561
CENTRALIZADA	15.017	15.370	15.477	15.742	20.263	24.475	27.475	30.475	33.475	36.475	39.475
GD	28	54	55	55	56	57	59	62	67	75	86
BIOMASSA ^(b) e BIOGÁS	19.928	20.465	20.861	21.160	21.793	22.471	23.085	23.673	24.296	24.905	25.535
CENTRALIZADA	13.412	13.643	13.790	13.840	14.135	14.415	14.695	14.975	15.255	15.535	15.815
AUTOPRODUÇÃO e GD	6.516	6.822	7.071	7.320	7.658	8.056	8.390	8.698	9.041	9.370	9.720
SOLAR	3.354	4.367	5.173	6.043	7.857	9.831	11.913	14.045	16.194	18.322	20.444
CENTRALIZADA	2.182	2.480	3.037	3.622	4.622	5.622	6.622	7.622	8.622	9.622	10.622
GD	1.172	1.887	2.136	2.421	3.235	4.209	5.291	6.423	7.572	8.700	9.822
NÃO RENOVÁVEIS	28.801	30.808	32.351	32.593	34.641	36.440	36.707	41.012	43.556	45.460	50.785
CENTRALIZADA	22.672	24.473	25.778	25.778	27.704	29.293	29.239	33.114	35.319	36.915	42.059
URÂNIO	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	3.395	3.395	3.395	3.395
GÁS NATURAL ^(d)	12.921	14.436	15.741	15.741	17.859	21.234	22.662	25.679	28.315	31.339	36.190
CARVÃO	3.017	3.017	3.017	3.017	3.017	3.017	3.017	3.017	3.017	1.790	2.083
ÓLEO COMBUSTÍVEL ^(e)	3.697	3.697	3.697	3.697	3.697	2.510	1.028	657	226	25	25
ÓLEO DIESEL ^(e)	1.047	1.333	1.333	1.333	1.141	542	542	366	366	366	366
AUTOPRODUÇÃO	6.129	6.335	6.573	6.815	6.937	7.147	7.468	7.898	8.237	8.545	8.726
TOTAL BRASIL	175.513	180.290	183.409	185.265	194.835	203.909	210.294	221.129	230.303	238.905	250.983
ITAIPU 50Hz^(c)	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000
TOTAL DISPONÍVEL	182.513	187.290	190.409	192.265	201.835	210.909	217.294	228.129	237.303	245.905	257.983

Notas:

(a) Os valores da tabela indicam a potência instalada em dezembro de cada ano, considerando a motorização das UHE.

(b) Inclui usinas a biomassa com CVU > 0 e CVU = 0 (bagaço de cana). Para as usinas a bagaço de cana, os empreendimentos são contabilizados com a potência instalada total.

(c) Em gás natural, é incluído também o montante de gás de processo.

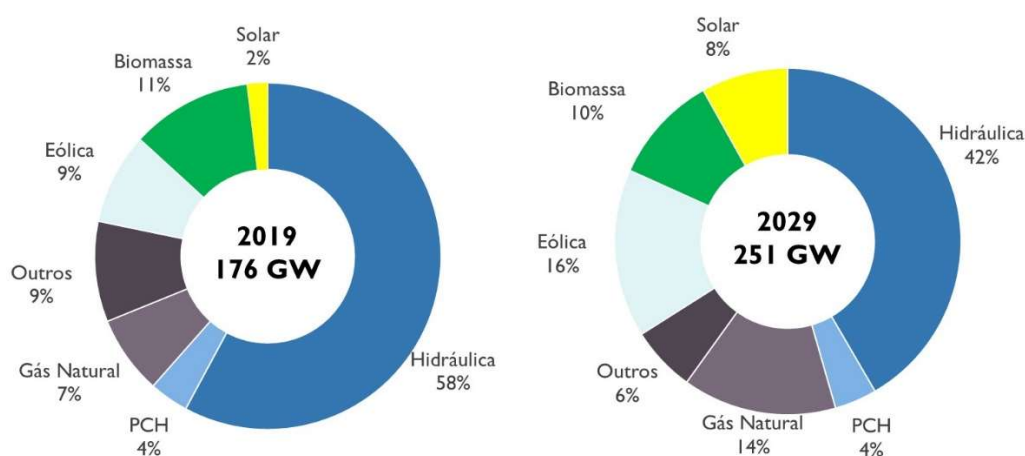
(d) Usinas termelétricas movidas a óleo diesel e óleo combustível são retiradas do Plano de Expansão de Referência nas datas de término de seus contratos, conforme reduções apresentadas nesta tabela.

(e) Parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai, cujo excedente de energia é exportado para o mercado brasileiro.

Em termos relativos (Gráfico 11-4), observa-se a maior diversificação da matriz elétrica brasileira ao longo do período, com a redução na participação hidrelétrica sendo compensada pelo crescimento da capacidade instalada das fontes eólica e solar (Gráfico 11-5). O crescimento da participação de gás natural ocorre de forma a compensar, em parte, a queda na participação de outras fontes fósseis. Além disso, por conta da expansão centralizada, a participação de

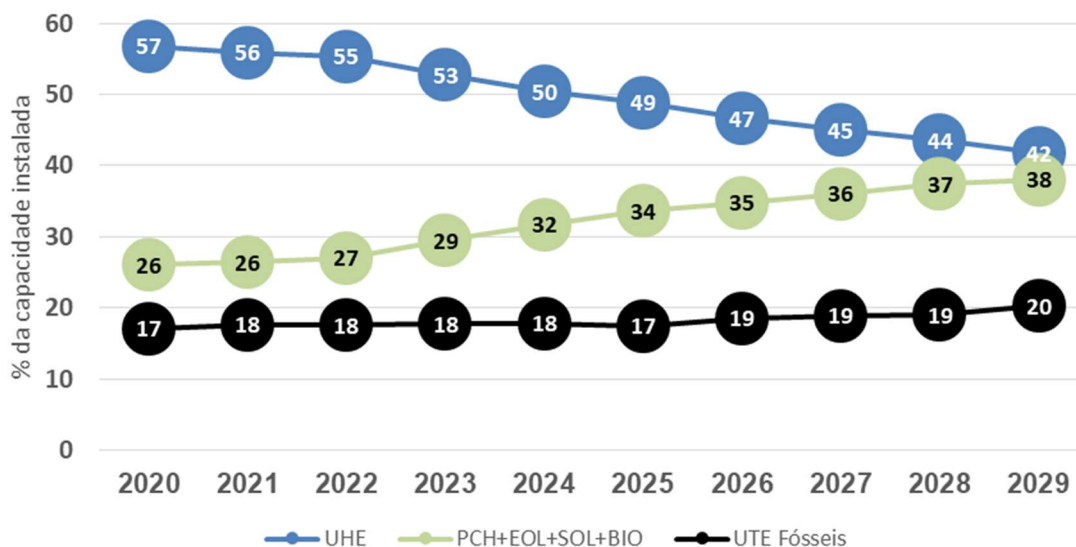
termelétricas fósseis no período cresce para 25% ao final do horizonte, conforme explicado no capítulo 3 (Ver Tabela 11-5). Fica claro que, embora a participação das fontes não-renováveis cresça no horizonte decenal, espera-se que a matriz elétrica brasileira ainda fique com nível de renovabilidade na casa dos 80% ao longo do horizonte decenal (Gráfico 11-6).

Gráfico 11-4 - Evolução da composição da capacidade instalada total por fonte



Nota: Não inclui parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai

Gráfico 11-5 - Participação das fontes na capacidade instalada total



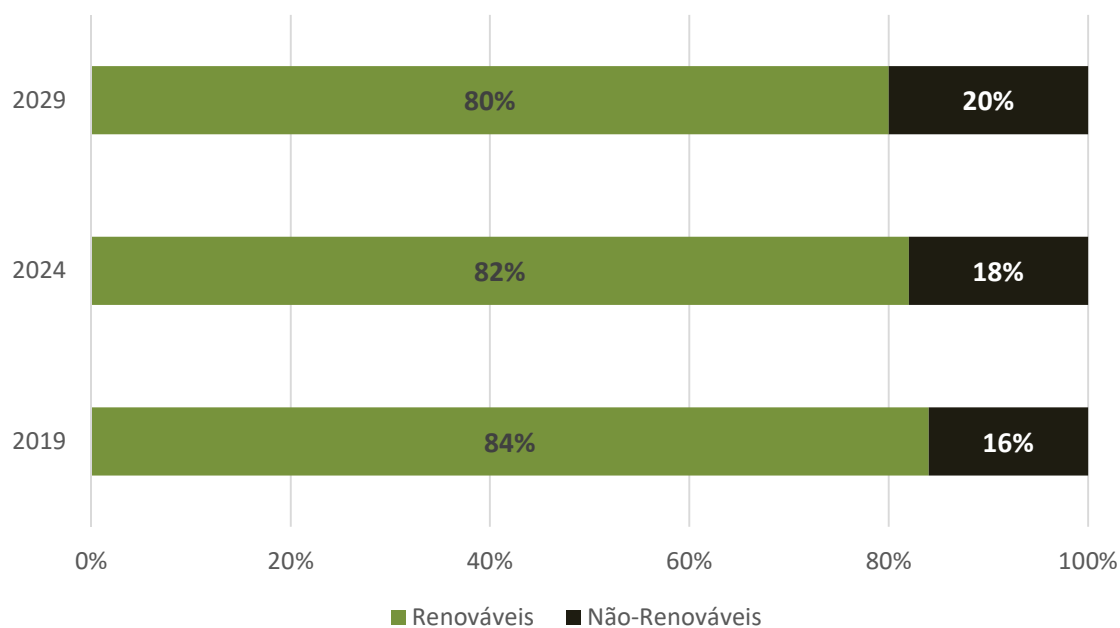
Notas: (1) A participação de PCH inclui também empreendimentos classificados como CGH. (2) Não inclui Parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai.

Tabela 11-5 – Evolução da capacidade instalada total no Brasil

FONTE	2019	2024	2029	2019	2024	2029
	MW			%		
CENTRALIZADA	160.956	183.489	220.974	92	90	88
RENOVÁVEIS	138.284	154.196	178.915	79	76	71
NÃO-RENOVÁVEIS	22.672	29.293	42.059	13	14	17
AUTOPRODUÇÃO	13.205	15.583	18.641	8	8	7
RENOVÁVEIS	7.076	8.436	9.915	4	4	4
NÃO-RENOVÁVEIS	6.129	7.147	8.726	3	4	3
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	1.352	4.837	11.367	1	2	5
RENOVÁVEIS	1.274	4.573	10.819	1	2	4
NÃO-RENOVÁVEIS	78	264	549	0	0	1
TOTAL DISPONÍVEL	175.513	203.909	250.983	100	100	100
RENOVÁVEIS	146.634	167.205	199.649	84	82	80
NÃO-RENOVÁVEIS	28.879	36.704	51.334	16	18	20

Nota: Não inclui parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai

Gráfico 11-6 -Capacidade instalada de geração elétrica: renovável versus não-renovável



Nota: Não inclui parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai

A alta participação de renováveis na matriz energética brasileira contribui para o cumprimento das metas assumidas no Acordo de Paris, por meio de sua Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC), adotando-se a abordagem de caminhos flexíveis, não configurando metas setoriais. O Brasil comprometeu-se a reduzir, em 2025, as emissões de GEE em 37% em relação aos níveis de 2005 e como contribuição indicativa subsequente, em 2030, reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 43% abaixo dos níveis de 2005. Importante frisar que a NDC do Brasil compreende o conjunto da economia e se baseia em caminhos flexíveis para atingir esses objetivos, ou seja, o alcance dos objetivos pode ocorrer de

diversas formas, com diferentes contribuições dos setores da economia.

A manutenção da elevada participação de fontes renováveis em sua matriz e o aumento dos ganhos de eficiência no setor elétrico são desafios para o Brasil. Contudo é interessante observar que existe racionalidade econômica na expansão da oferta e demanda com base em fontes renováveis.

Como se pode ver na Tabela 11-5, espera-se que a participação de fontes renováveis (exclusive hídrica) atinja 35% e participação de bioenergia (produtos da cana e biodiesel) de 19% e participação total de energia renovável de 48%.

Tabela 11-6 - Acompanhamento da NDC x projeções do PDE 2029

INDICADORES		Estudo para a NDC	PDE 2029
		Ano de Referência 2025	
Eficiência energética	Eletricidade	8%	7%
Energia elétrica	Participação de eólica, solar e biomassa, incluindo GD e autoprodução	22%	25%
	Participação da hidroeletricidade na geração centralizada	71%	71%
Matriz energética	Participação de fontes renováveis, com exceção da hídrica	32%	35%
	Participação de bioenergia	18%	19%
	Participação total de fontes renováveis	45%	48%

Nos próximos 10 anos, o crescimento significativo de produção de energia primária acentua os excedentes de energia na matriz

energética nacional, atingindo 140 milhões de tep em 2029, o que equivalerá a cerca de 25% da produção total de energia no País (Tabela 11-6).

Tabela 11-7 - Evolução da oferta de energia primária

Discriminação	2019	2024	2029	2019-2024	2024-2029	2019-2029
	mil tep			Variação (% a.a.)		
Demanda Total de Energia (A)	310.212	349.585	411.188	2,4	3,3	2,9
Consumo Final	262.636	294.678	336.130	2,3	2,7	2,5
Perdas ⁽¹⁾	47.576	54.906	75.058	2,9	6,5	4,7
Produção de Energia Primária (B)	354.168	421.452	551.525	3,5	5,5	4,5
Energia Excedente (B)-(A)	43.956	71.867	140.336	10,3	14,3	12,3

Nota: (1) Energia não aproveitada, reinjeção e perdas na transformação, distribuição e armazenagem.

A Tabela 11-7 mostra a evolução da oferta de energia na cadeia do petróleo, onde se observa um importante incremento na produção de petróleo bruto, com crescimento médio anual de 5,4%. Portanto, há um descolamento em relação à demanda energética de derivados de petróleo,

que apresenta 2,3% de crescimento médio anual. Com isso, ao final do decênio, apresenta-se uma energia excedente de 156 milhões de tep na cadeia de petróleo brasileira, sendo esta a responsável pelo significativo superávit de energia da matriz energética brasileira no horizonte do plano.

Tabela 11-8 - Evolução da oferta de petróleo e derivados

Discriminação	2019	2024	2029	2019-2024	2024-2029	2019-2029
	mil tep			Variação (% a.a.)		
Demanda de Derivados de Petróleo (A)	112.258	125.484	140.255	2,3	2,3	2,3
Consumo Final	106.751	118.884	132.869	2,2	2,2	2,2
Transformação ⁽¹⁾	5.507	6.600	7.386	3,7	2,3	3,0
Produção de Petróleo (B)	174.437	216.321	296.848	4,4	6,5	5,5
Petróleo Bruto	168.950	207.467	286.568	4,2	6,7	5,4
Líquidos de Gás Natural ⁽²⁾	1.005	1.139	1.450	2,5	4,9	3,7
Biodiesel ⁽³⁾	4.483	7.715	8.830	11,5	2,7	7,0
Energia Excedente (B)-(A)	62.179	90.837	156.593	7,9	11,5	9,7

Notas: (1) Energia não aproveitada, reinjeção e perdas na transformação, distribuição e armazenagem.

(2) Líquidos de gás natural provenientes de gasodutos e UPGN.

(3) Óleos vegetais para produção de biodiesel.

A Tabela 11-8 apresenta o balanço de gás natural projetado, onde se destaca o decréscimo, nos primeiros cinco anos, no processamento em UPGN, em contrapartida no mesmo quinquênio observa-se o aumento das importações como alternativa ao atendimento do crescimento do consumo. Já no segundo período, a oferta oriunda de UPGN retoma a expansão e atinge 70 milhões m³/dia, diminuindo a dependência externa do combustível.

Quanto ao consumo, ressaltam-se os aumentos do consumo de gás natural no setor residencial e como matéria-prima (consumo não energético) para fabricação de fertilizantes e produção de hidrogênio em refinarias de petróleo, com taxas médias anuais de 4,7% e 3,2% respectivamente. Assim, estima-se que o consumo final de gás natural aumente, em média, 1,5% a.a. nos próximos dez anos, chegando a 63 milhões de m³/dia em 2029.

Tabela 11-9 - Balanço de gás natural seco

Discriminação	2019	2024	2029	2019-2024	2024-2029	2019-2029
	mil m ³ /dia			Variação (% a.a.)		
Oferta Total Esperada	77.574	78.694	87.607	0,3	2,2	1,2
UPGN	52.789	51.772	70.548	-0,4	6,4	2,9
Importação	24.785	26.923	17.059	1,7	-8,7	-3,7
Consumo Total Esperado	77.574	78.694	87.607	0,3	2,2	1,2
Transformação em Eletricidade ⁽¹⁾	22.721	19.859	23.990	-2,7	3,9	0,5
Consumo final	54.853	58.835	63.618	1,4	1,6	1,5
Consumo não energético	5.394	5.441	7.381	0,2	6,3	3,2
Consumo energético	49.459	53.395	56.237	1,5	1,0	1,3
Setor energético ⁽²⁾	13.042	13.664	13.623	0,9	-0,1	0,4
Residencial	1.289	1.642	2.043	5,0	4,5	4,7
Transportes	6.153	6.533	6.913	1,2	1,1	1,2
Industrial	28.129	30.503	32.345	1,6	1,2	1,4
Outros ⁽³⁾	845	1.054	1.313	4,5	4,5	4,5

Notas: (1) Inclui autoprodução.
(2) Não inclui o consumo em E&P.
(3) Inclui os setores: comercial, público e agropecuário.

Por sua vez, a Tabela 11-9 apresenta uma síntese da expansão indicada no PDE 2029 considerada na Análise Socioambiental e a Tabela 11-10, o elenco dos projetos hidrelétricos disponibilizados ao PDE 2029 para o exercício da expansão da geração centralizada.

Os resumos dos resultados da expansão física e dos investimentos são apresentados nas Tabelas 11-11 e Tabela 11-12. Por fim, a Tabela 11-13 apresenta a projeção da matriz energética nacional em 2029.

Tabela 11-10 – Síntese da Expansão Prevista no PDE 2029

Fonte ou Atividade	Expansão do PDE 2029
 UHE	1.914 MW (10 UHEs), nas regiões Norte, Centro-Oeste e Sul do Brasil - Contratado: 240 MW (3 UHEs) e Indicativo: 1.674 MW (7 UHEs) - Região Hidrográfica Amazônica: 3 UHEs e 62% da potência, RH Paraná: 6 UHEs e 30% da potência e RH Uruguai: 1 UHE e 7% da potência
 PCH	2.664 MW - Contratado: 564 MW (49 PCHs) principalmente nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste - Indicativo: 2.100 MW nos subsistemas SE/CO e S
 Termelétricas fósseis (GN, carvão) e nuclear	28.112 MW - Contratado: 7.114 MW - 6 UTEs GN (5.423 MW), 2 UTEs a diesel (286 MW) e 1 nuclear (1.405 MW) - Indicativo: 20.997 MW (70% no subsistema SE/CO, 25% no S e 5% no NE)
 Termelétricas a biomassa	2.444 MW - Contratado: 584 MW, sendo 68% de bagaço de cana. Contempla ainda usinas a resíduos florestais, cavaco de madeira, capim elefante e biogás - Indicativo: 1.860 MW: 57% bagaço de cana; 32% cavaco de madeira e 11% biogás
 Eólicas	24.438 MW - Contratado: 3.438 MW (130 parques) no Nordeste - Indicativo: 21.000 MW nos subsistemas NE e S
 Solar	8.442 MW - Contratado: 1.442 MW (52 projetos) sendo 77% no Nordeste e 23% no Sudeste - Indicativo: 7.000 MW nos subsistemas NE e SE/CO
 Transmissão	48.998 km (33% do sistema), em todas as regiões do Brasil 31.795 km (65%) estão previstos para entrar em operação até 2024 - Análise socioambiental de 412 LTs, 34.975 km de extensão - Norte (6.748 km), Nordeste (9.824 km), Centro-Oeste (1.937 km), Sudeste (7.551 km) e Sul (8.915 km)
 Exploração e produção de petróleo e GN	276 UPs (unidades produtivas em áreas contratadas) de exploração e produção de petróleo e gás natural iniciarão sua produção de recursos convencionais ao longo do decênio, além de 23 UPUs (UPs em áreas não contratadas que pertencem à União) - UPs <i>onshore</i> nas regiões Norte e Nordeste. - UPs <i>offshore</i> estão concentradas no Sudeste, com ocorrência também no Nordeste e Sul
 Refinarias, UPGNs e Terminais de GNL	1 refinaria (instalação do 2º trem) no Nordeste (PE) 3 terminais de regaseificação no Nordeste (SE), Sudeste (RJ) e Norte (PA) 2 UPGNs no Sudeste (RJ) e Nordeste (BA)
 Gasodutos de transporte	1 gasoduto de transporte no Sudeste (RJ)
 Etanol	34 bilhões de litros (2020) para 47 bilhões de litros (2029) - No Centro-Oeste, 1 unidade de cana-de-açúcar (1,4 Mtc); 9 de milho e 4 flex (2,6 bilhões de litros) - Indicativo: 13 unidades de cana (45 Mtc) e ampliações de unidades existentes (16 Mtc); etanol 2G (760 milhões de litros)
 Biodiesel	6,9 bilhões de litros (2020) para 11,4 bilhões de litros (2029) 8 unidades em construção (1,5 bilhões de litros) e 9 ampliações (0,8 bilhões de litros) em todas as regiões - Indicativo: 2,4 bilhões de litros
 Autoprodução e Geração distribuída	- Autoprodução: 5.456 MW (Termelétrica: 5.331 MW e Hidrelétrica: 125 MW) - Geração Distribuída: 10.016 MW (Fotovoltaica: 8.650 MW, CGH: 838 MW, Termelétrica: 471 MW e Eólica: 57 MW)

Créditos ícones: EPE e designed by Flaticon

Tabela 11-11 – Elenco dos Projetos Hidrelétricos Disponibilizados ao PDE 2029

Data Mais Cedo Entrada Operação	UHE	Potência (MW)	Bacia	Rio	UF
2025	Apertados	139	Piquiri	Piquiri	PR
2025	Davinópolis	74	Piquiri	Piquiri	PR
2025	Ercilândia	87	Piquiri	Piquiri	PR
2025	Telêmaco Borba	118	Tibagi	Tibagi	PR
2026	Castanheira	140	Juruena	Arinos	MT
2026	Comissário	140	Piquiri	Piquiri	PR
2027	Tabajara	400	Ji-Paraná	Ji-Paraná	RO
2028	Bem Querer	650	Branco	Branco	RR
2028	Formoso	342	São Francisco	São Francisco	MG
Após 2029	Buriti Queimado	142	Tocantins	Almas	GO
Após 2029	Foz do Piquiri	93	Piquiri	Piquiri	PR
Após 2029	Foz do Xaxim	63	Uruguai	Chapecó	SC
Após 2029	Itaguaçu	92	Paranaíba	Claro	GO
Após 2029	Itapiranga	724	Uruguai	Uruguai	SC/RS
Após 2029	Jatobá	1.650	Tapajós	Tapajós	PA
Após 2029	Maranhão	125	Tocantins	Maranhão	GO
Após 2029	Mirador	80	Tocantins	Tocantinzinho	GO
Após 2029	Paranã	90	Tocantins	Paranã	TO
Após 2029	Porteiras	86	Tocantins	Maranhão	GO
Após 2029	Porto Galeano	81	Sucuriú	Sucuriú	MS
Após 2029	Santo Antônio	84	Uruguai	Uruguai	SC/RS
Após 2029	Saudade	61	Uruguai	Chapecó	SC
	TOTAL	5.461			

Tabela 11-12 – Síntese dos Resultados

	2019	2024	2029	2019-2024		2024-2029		2019-2029	
				Incremento	%	Incremento	%	Incremento	%
Parâmetros Macroeconômicos									
PIB (10 ⁹ R\$[2010])	4.143	4.765	5.526	623	15%	761	16%	1.383	33%
População ⁽¹⁾ (10 ⁶ hab)	211,0	218,4	224,3	7,4	4%	6,0	3%	13,4	6%
PIB per capita (10 ³ R\$[2010]/hab)	19,6	21,8	24,6	2,2	11%	2,8	13%	5,0	25%
Oferta Interna de Energia per capita (tep/hab)	1,40	1,52	1,70	0,1	8%	0,2	12%	0,3	21%
Oferta Interna de Energia por PIB (tep/10 ⁶ R\$[2010])	156,7	166,6	170,5	9,9	6%	3,9	2%	13,8	9%
Intensidade Energética da Economia (tep/10 ⁶ R\$[2017])	0,071	0,070	0,069	-0,002	-2%	-0,001	-1%	-0,002	-3%
Elasticidade-renda do consumo de energia				0,81		0,88		0,84	
Consumo Final ⁽²⁾ (10 ⁶ tep)	263	295	336	32,0	12%	41,5	14%	73,5	28%
Gás Natural (10 ⁶ m ³ /dia)	60,5	69,0	80,5	8,5	14%	11,5	17%	20,1	33%
Carvão Mineral e Coque (10 ⁶ t)	19,1	21,1	23,5	1,9	10%	2,4	11%	4,3	23%
Lenha e Carvão Vegetal (10 ⁶ t)	60,6	62,7	65,4	2,1	3%	2,7	4%	4,8	8%
Bagaço de Cana (10 ⁶ t)	134,9	148,3	165,3	13,4	10%	17,0	11%	30,4	23%
Eleticidade (TWh)	548,6	662,9	793,3	114,3	21%	130,3	20%	244,7	45%
Etanol (10 ⁶ m ³)	35,1	36,3	44,5	1,2	4%	8,2	23%	9,4	27%
Biodiesel (10 ⁶ m ³)	5,7	9,7	11,1	4,0	70%	1,4	14%	5,4	94%
Derivados de Petróleo (10 ⁶ m ³)	99,7	108,6	122,4	8,9	9%	13,8	13%	22,7	23%
Óleo Diesel	51,8	57,1	65,3	5,3	10%	8,2	14%	13,5	26%
Óleo Combustível	2,6	2,9	3,1	0,2	9%	0,2	8%	0,4	17%
Gasolina	27,1	28,3	31,4	1,2	4%	3,2	11%	4,4	16%
GLP	14,0	15,4	16,9	1,4	10%	1,5	10%	2,9	21%
Querosene	4,2	4,9	5,7	0,7	16%	0,8	16%	1,5	35%
Oferta Interna de Energia ⁽³⁾ (10 ⁶ tep)	295	332	380	36,3	12%	48,8	15%	85,1	29%
Petróleo (10 ³ barris/dia)									
- Produção	3.267	4.012	5.542	745	23%	1.530	38%	2.275	70%
- Exportação	-1.496	-1.990	-3.441	-495	33%	-1.451	73%	-1.946	130%
Gás Natural (10 ⁶ m ³ /dia)									
- Produção ⁽⁴⁾	114,6	131,9	198,9	17,3	15%	67,0	51%	84,3	74%
- Importação	24,8	26,9	17,1	2,1	9%	-9,9	-37%	-7,7	-31%
Óleo Diesel (10 ⁶ m ³)									
- Produção	43,8	52,2	54,9	8,5	19%	2,7	5%	11,1	25%
- Importação/Exportação	9,1	6,73	12,8	-2,4	-26%	6,0	90%	3,7	40%
Óleo Combustível (10 ⁶ m ³)									
- Produção	11,5	12,2	11,0	0,7	6%	-1,1	-9%	-0,5	-4%
- Exportação	-8,6	-9,0	-7,6	-0,4	4%	1,4	-16%	1,0	-12%
Gasolina (10 ⁶ m ³)									
- Produção	23,9	25,1	25,4	1,2	5%	0,3	1%	1,6	7%
- Exportação	2,3	2,2	5,1	0,0	-1%	2,8	127%	2,8	124%
GLP (10 ⁶ m ³)									
- Produção	10,5	13,3	15,1	2,8	27%	1,8	13%	4,6	44%
- Importação	3,5	2,2	1,8	-1,3	-38%	-0,3	-15%	-1,7	-48%
Querosene (10 ⁶ m ³)									
- Produção	6,4	6,7	7,2	0,3	5%	0,5	7%	0,8	12%
- Exportação	-2,1	-1,8	-1,5	0,4	-17%	0,3	-18%	0,7	-31%
Etanol (10 ⁶ m ³)									
- Produção	35,1	37,7	46,1	2,6	7%	8,4	22%	11,0	31%
- Exportação ⁽⁵⁾	0,0	-1,37	-1,53	-1,4	-	-0,2	-	-1,4	31%
Eleticidade (TWh)									
- Produção+importação	649	794	942	145	22%	148	19%	293	45%

Tabela 11-12 - Síntese dos Resultados (cont.)

	2019	2024	2029	2019-2024		2024-2029		2019-2029	
				Incremento	%	Incremento	%	Incremento	%
Capacidade Instalada de Geração Elétrica ⁽⁶⁾ (GW)	176	204	251	28	16%	47	23%	75	44%
<i>Centralizada</i>	161	184	222	23	14%	38	20%	61	38%
<i>Hidráulica</i> ⁽⁷⁾	108	110	114	3	2%	3	3%	6	6%
<i>Térmica</i> ⁽⁸⁾	34	42	55	8	22%	13	31%	20	60%
- Renovável	13	14	16	1	7%	1	10%	2	18%
- Não-Renovável	21	27	39	7	32%	11	42%	18	87%
<i>Eólica</i>	15	25	40	9	63%	15	61%	25	163%
<i>Solar</i>	2	6	11	3	158%	5	89%	8	387%
<i>Nuclear</i>	2	2	3	0	0%	1	71%	1	71%
<i>Autoprodução e GD</i>	15	20	29	5	36%	10	48%	15	101%
<i>Renováveis</i>	8	13	21	4	50%	8	63%	12	144%
<i>Não-Renováveis</i>	6	7	9	0	17%	2	22%	3	42%
Transmissão de Energia Elétrica ⁽⁹⁾									
Linhas de Transmissão (km)	147.632	186.214	203.417	38.582	26%	17.203	9%	55.785	38%
Subestações (MVA)	385.206	495.625	557.353	110.419	29%	61.728	12%	172.147	45%
Transporte de Gás Natural (km gasodutos) ⁽¹⁰⁾	9.409	9.503	9.503	94	1%	0	0%	94	1%

- Notas:
- (1) Estimativa do IBGE para a população residente em 1º de julho de cada ano.
 - (2) Consumo final nos setores industrial, agropecuário, transportes, residencial, comercial, público. Também inclui consumo no setor energético (E&P, refinarias e movimentação do sistema) e consumo como matéria-prima. Não inclui o consumo para geração de eletricidade e consumo para bunker.
 - (3) Valores de importação e exportação têm sinal positivo e negativo, respectivamente.
 - (4) Produção esperada, estimada com base na disponibilidade projetada de gás natural para UPGNs.
 - (5) Variação anual média calculada de 2020 a 2029, que equivale ao período estimado com exportações de etanol.
 - (6) Inclui as usinas já em operação comercial nos sistemas isolados, com previsão de interligação dentro do horizonte do estudo e considerando a motorização das usinas.
 - (7) Não inclui a importação da geração da UHE Itaipu.
 - (8) Contempla a geração a gás natural, carvão mineral, óleos combustíveis e diesel e gás industrial. Não inclui energia nuclear.
 - (9) Os valores se referem a instalações da Rede Básica do SIN, incluindo subestações de fronteira com a rede de distribuição.
 - (10) Não inclui gasodutos de transporte em fase de planejamento que ainda não foram propostos pelo MME.

Tabela 11-13 – Síntese das estimativas de investimentos

	R\$ bilhões Período 2020-2029	%
Oferta de Energia Elétrica	456	19,3%
Geração Centralizada ⁽¹⁾	303	12,8%
Geração Distribuída (Micro e Minigeração)	50	2,1%
Transmissão ⁽²⁾	104	4,4%
Petróleo e Gás Natural	1.832	77,7%
Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural	1.736	73,6%
Oferta de Derivados de Petróleo	37	1,6%
Oferta de Gás Natural	60	2,5%
Oferta de Biocombustíveis Líquidos	71	3,0%
Etanol – Unidades de produção e Infraestrutura dutoviária	69	2,9%
Biodiesel – Usinas de produção	2	0,1%
TOTAL	2.359	100%

Notas: (1) Inclui estimativas de investimentos em usinas já concedidas e autorizadas, entre elas, as usinas com contratos assinados nos leilões de energia nova.

(2) Inclui instalações já licitadas que entrarão em operação no período decenal.

(3) Taxa de câmbio referencial: R\$ 3,87 / US\$ (comercial – fim de período, média de compra e venda, dezembro/2018).

Tabela 11-14 – Projeção da Matriz Energética Nacional – Ano 2029

	FONTES DE ENERGIA PRIMÁRIA										FONTES DE ENERGIA SECUNDÁRIA																	
CONSOLIDADO - 2029 (10³tep)	PETRÓLEO	GÁS NATURAL	CARVÃO VAPOR	CARVÃO METALÚRGICO	URÂNIO U ₃ O ₈	ENERGIA HIDRÁULICA	LENHA	PRODUTOS DA CANA	OUTRAS FONTES PRIMÁRIAS	ENERGIA PRIMÁRIA TOTAL	ÓLEO DIESEL	ÓLEO COMBUSTÍVEL	GASOLINA	GLP	NAFTA	QUEROSENE	GÁS DE COQUE	COQUE DE CARVÃO MINERAL	URÂNIO CONTIDO NO U ₃ O ₈	ELETRICIDADE	CARVÃO VEGETAL	ETANOL ANIDRO E HIDRATADO	OUTRAS SECUNDÁRIAS DE PETRÓLEO	PRODUTOS NÃO ENERGÉTICOS DE PETRÓLEO	ALCATRÃO	ENERGIA SECUNDÁRIA TOTAL	TOTAL	
PRODUÇÃO	286.568	72.055	949	0	6.959	45.565	28.311	65.514	45.603	515.706	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	551.525
IMPORTAÇÃO	5.198	5.479	6.120	10.141	0	0	0	0	475	37.657	12.147	0	3.908	1.115	3.992	2.241	0	1.194	0	1.330	0	267	1.935	849	0	28.978	56.391	
VARIAÇÃO DE ESTOQUES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
OFERTA TOTAL	291.766	77.534	7.069	10.141	6.959	45.565	28.311	65.514	46.078	553.362	12.147	0	3.908	1.115	3.992	2.241	0	1.194	0	1.330	0	267	1.935	849	0	28.978	607.916	
EXPORTAÇÃO	-183.149	0	0	0	0	0	0	0	-35	-165.749	-1.319	-7.248	0	0	0	-3.450	0	0	0	0	0	-1.062	-464	0	0	-13.543	-196.728	
NÃO-APROVEITADA	0	-2.567	0	0	0	0	0	0	0	-2.384	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2.567	
REINJEÇÃO	0	-28.126	0	0	0	0	0	0	0	-28.126	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-28.126	
OFERTA INTERNA BRUTA	108.617	46.842	7.069	10.141	6.959	45.565	28.311	65.514	46.042	365.061	10.828	-7.248	3.908	1.115	3.992	-1.209	0	1.194	0	1.330	0	-795	1.471	849	0	15.435	380.496	
TOTAL TRANSFORMAÇÃO	-108.617	-20.279	-2.301	-10.141	-6.959	-45.565	-10.314	-30.306	-34.747	-269.230	53.298	10.190	20.293	9.217	2.744	5.885	1.703	8.294	0	79.707	4.722	23.788	10.867	6.669	303	237.678	-31.552	
REFINARIAS DE PETRÓLEO	-108.617	0	0	0	0	0	0	0	-1.450	-110.067	46.559	10.536	19.591	4.742	5.857	5.885	0	0	0	0	0	0	10.002	6.113	0	109.284	-783	
PLANTAS DE GÁS NATURAL	0	-8.125	0	0	0	0	0	0	988	-7.137	0	0	0	4.359	0	0	0	0	0	0	0	0	0	556	0	4.915	-2.222	
USINAS DE GASEIFICAÇÃO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
COQUERIAS	0	0	0	10.141	0	0	0	0	0	-10.141	0	0	0	0	0	0	2.171	8.294	0	0	0	0	-1.089	0	309	9.685	-456	
CICLO DO COMBUSTÍVEL NUCLEAR	0	0	0	0	-6.959	0	0	0	0	-6.959	0	0	0	0	0	0	0	0	6.855	0	0	0	0	0	0	6.855	-104	
CENTRAIS ELÉTRICAS DE SERVIÇO PÚBLICO	0	-6.761	-2.071	0	0	-44.970	-1.164	-5.634	-15.371	-75.971	-1.871	0	0	0	0	0	0	0	6.855	70.722	0	0	0	0	0	61.996	-13.975	
CENTRAIS ELÉTRICAS AUTOPRODUTORAS	0	-4.931	-230	0	0	-595	-291	-3.211	-7.580	-16.838	-417	-346	0	0	0	0	-468	0	0	8.985	0	0	-549	0	-6	7.198	-9.640	
CARVOARIAS	0	0	0	0	0	0	-8.859	0	0	-8.859	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.722	0	0	0	0	4.722	-4.137	
DESTILARIAS	0	0	0	0	0	0	0	-21.461	0	-21.461	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21.313	0	0	0	21.313	-148	
OUTRAS TRANSFORMAÇÕES	0	-462	0	0	0	0	0	0	-11.335	-11.797	9.028	0	703	116	3.113	0	0	0	0	0	0	2.475	2.503	0	0	11.711	-86	
PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO E ARMAZENAGEM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-12.814	0	0	0	0	0	-12.814	-12.814	
CONSUMO FINAL	0	26.563	4.768	0	0	0	17.997	35.208	11.295	95.831	64.126	2.941	24.201	10.332	6.736	4.676	1.703	9.487	0	68.223	4.722	22.992	12.338	7.518	303	240.299	336.130	
CONSUMO FINAL NÃO ENERGÉTICO	0	2.371	0	0	0	0	0	0	0	2.371	0	0	0	0	6.736	2	0	0	0	0	0	603	276	7.518	189	15.324	17.694	
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO	0	24.192	4.768	0	0	0	17.997	35.208	11.295	93.460	64.126	2.941	24.201	10.332	0	4.674	1.703	9.487	0	68.223	4.722	22.390	12.061	0	114	224.976	318.436	
SETOR ENERGÉTICO	0	10.504	0	0	0	0	0	16.020	0	26.525	1.531	197	0	0	0	0	175	0	0	5.983	0	0	3.466	0	0	11.352	37.877	
RESIDENCIAL	0	656	0	0	0	0	4.795	0	0	5.451	0	0	0	7.999	0	0	0	0	0	17.805	288	0	0	0	0	26.092	31.543	
COMERCIAL	0	422	0	0	0	0	92	0	0	514	25	33	0	485	0	0	0	0	0	11.681	87	0	0	0	0	12.311	12.825	
PÚBLICO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	15	0	319	0	0	0	0	0	5.383	0	0	0	0	0	5.719	5.719	
AGROPECUÁRIO	0	0	0	0	0	0	3.040	0	0	3.040	5.799	15	0	25	0	0	0	0	0	3.437	10	8	0	0	0	9.294	12.334	
TRANSPORTES	0	2.220	0	0	0	0	0	0	47	2.267	55.186	1.230	24.201	0	0	4.673	0	0	0	277	0	22.382	0	0	0	107.950	110.217	
INDUSTRIAL	0	10.389	4.768	0	0	0	10.070	19.188	11.249	55.664	1.582	1.452	0	1.506	0	1	1.528	9.487	0	23.657	4.336	0	8.595	0	114	52.258	107.922	