


[BUSCA](#)
[CORREIO](#)
[DADOS ECONÔMICOS](#)
[DOWNLOAD](#)
[e&e ANTERIORES](#)
e&e No 25

[Progressos na Matriz Energética e de Emissões de Gases Causadores do Efeito Estufa](#)

[Página Principal](#)
[Aplicação de Coeficientes da Matriz de Emissões](#)
[Dívida Pública do Brasil](#)

Neste número apresentamos progressos realizados na matriz de emissões. São apresentados os resultados da aplicação de coeficientes genéricos de emissão ao Balanço Energético Nacional e o resultado para emissões veiculares durante o período 1990/1997 que servirão de base para a elaboração de coeficientes específicos:

[Setor Energético 2000](#)
[Aplicação de Coeficientes da Matriz de Emissões](#)

[Aplicação de Coeficientes da Matriz de Emissões](#)

[Coeficientes de Emissão em Veículos Pesados](#)

[Coeficientes de Emissão em Veículos Pesados](#)

[Emissões em Veículos Pesados](#)

[Emissões em Veículos Pesados](#)

[Emissões em Veículos](#)
[Leves](#)

[Emissões em Veículos Leves](#)

<http://ecen.com>
[Vínculos e&e Livro de Visitas](#)

[Setor Energético Brasileiro Destaques em 2000 e Oportunidades de Negócios](#)

[Dívida Pública no Brasil e Reservas Externas](#)

[Matriz Energética e de Emissões](#)
<http://ecen.com/matriz>

O Ministério de Minas e Energia elabora anualmente boletim em que são destacados os principais aspectos da energia no ano anterior.

A dívida pública brasileira atingiu o mais alto nível histórico em relação ao PIB.

Veja Também: [dados](#)

Download:
BEN 1970/1999 -
Planilha em Exce

Download:
BEN 1970/1999 - Planilha em Excel

[Nossa singela homenagem ao Lamartine Navarro Jr.](#)

Graphic Edition/Edição Gráfica:

MAK
Editoração Eletrônica

Revised/Revisado:
Sunday, 28 August 2005


[SEARCH](#)
[MAIL](#)
[DADOS ECONÔMICOS](#)
[DOWNLOAD](#)
[other e&e issues](#)
e&e No 25
[Progress in the Energy Matrix and Greenhouse Effect Gases Emission Matrix](#)
Main Page

In this issue we present the progress made in the emission matrix. The results of applying the generic emission coefficients to the National Energy Balance and the results concerning vehicle emissions for the 1990/1997 period are presented. They will be the basis for elaborating the specific coefficients.

[Emission Parameters of Heavy Vehicles](#)
[Evaluation of heavy Vehicles Emissions](#)
[Application of the Emission Matrix Coefficients](#)
[Light Vehicles Emissions](#)
[Emission of Heavy Vehicles](#)
[Evolution of the Brazilian Public Debt](#)
[Emission of Light Vehicles](#)
[Application of the Emission Matrix Coefficients](#)
[Brazilian Energy Sector: Highlights in 2000 and Business Opportunities](#)
[Public Debt in Brazil and External Reserves](#)
e&e links
[Guest book](#)

The Ministry of Mines and Energy publishes annually a bulletin highlighting the main energy matters of the previous year

The Brazilian external debt reached its highest historical level relative to the GNP

<http://ecen.com>

Download:
[BEN 1970/1990 – Excel Worksheet](#)
Graphic Edition/Edição Gráfica:
MAK
Editoração Eletrônica
Revised/Revisado:
Sunday, 28 August 2005



SEARCH

MAIL

DADOS ECONÔMICOS

DOWNLOAD

other e&e issues

e&e No 25

Greenhouse Effect Gases Emission Parameters of Heavy Vehicles in Brazil

[Main Page](#)
[Emission Parameters of Heavy Vehicles](#)
[Evaluation of heavy Vehicles Emissions](#)
[Light Vehicles Emissions](#)
[Evolution of the Brazilian Public Debt](#)
[Application of the Emission Matrix Coefficients](#)
[e&e links](#)
[Guest book](#)
<http://ecen.com>


1 – Preliminary Considerations

Our aim in this section is to present emission coefficients that permit the calculation of total emission using the fleet composition and the age of vehicles. In the next section we will calculate the greenhouse effect gases emission in the nineties.

In the 1990-1997 period – to be examined in the present work – the participation of Otto cycle heavy vehicles in the emissions is limited to the small remnant fleet. The emission due to these vehicles (gasoline– and alcohol- fueled) will be evaluated using global parameters.

In the previous sections the parameters necessary to characterize the fleet were studied using data concerning

sales of vehicles by category (light commercial, cars, trucks and buses) and a function that describes the life span of vehicles from their fabrication year on.

In the calculation of emission indexes for the diesel fleet characterized in this way, the diesel oil consumption in road transport used was that of the National Energy Balance (BEN), 1998 issue, and the emission indexes for new vehicles used were those established by the National Council for the Environment (CONAMA). Considering that the Brazilian legislation about the matter is recent, it was necessary to use information from countries where the control of vehicle emissions has a longer tradition, in order to establish hypothesis concerning the situation existing previously in Brazil.

It should be observed that in Brazil the control of vehicle emissions is carried out by the Program for Controlling Air Pollution by Automotive Vehicles – PROCONVE – established by CONAMA through the Administrative Rule N° 18 /1985.

The PRONCOVE objectives are:

- reduce the level of pollutants emissions by automotive vehicles aiming at satisfying the Air Quality Standard, specially in the urban centers;

- promote the national technological development in what concerns vehicle engineering as well as methods and equipment for tests of pollutant emissions;
- establish inspection and maintenance programs for automotive vehicles in use;
- promote public awareness relative to air pollution by automotive vehicles;
- establish conditions for evaluating the results obtained;
- promote the improvement of the technical characteristics made available to the national fleet of automotive vehicles aiming at reducing polluting emissions to the atmosphere.

The PROCONVE established as well the obligatory Conformity Certificate for engines in what concerns the prescribed emission levels.

The implementation of the Program has been carried in a gradual way since the establishment of the Administrative Rule n0 18 /1985. Until two ago there were no vehicle emission laboratories available. Presently, the Institute of Technological Research – IPT, in São Paulo, operates a laboratory equipped with the resources necessary for this purpose. It did not happen to the diesel vehicles the same thing that happened to the Otto cycle vehicles (gasoline and alcohol) which had national laboratories working on emissions of this type of vehicles, among them the Aeronautics Technological Center --CTA, in São José dos Campos, and CETESB, in São Paulo.

Studies on vehicle emissions are relatively recent. In 1982, the World Health Organization (WHO) published results of the study "Rapid Assessment of Sources of Air, Water and Land Pollution". We have no information regarding the situation in Europe in this respect before the 1991 agreement among the European Union countries, when prescribed levels were established for new engines. The Brazilian legislation is copied from the European one, due to the fact that most of the diesel vehicles assemblers established in Brazil are European (SCANIA, VOLVO and MERCEDEZ BENZ)

The emission limits for New Heavy Vehicles are presented in Annex 3. It should be noticed that the more relevant greenhouse effect gases (CO₂ and CH₄) are not included in the prescription.

2 – Relevant Characteristics of Diesel Engines.

In what follows, we will recall the relevant characteristics of diesel engines that are of interest to the emission of pollutants

The diesel engine is called “ignition by compression” engine, which means that the fuel mixture is ignited when the fuel cloud is injected by the high-pressure pump into the hot air contained in the cylinder. The air heating is due to the practically adiabatic compression (without heat exchange with the exterior) carried out by the engine’s piston. In an Otto cycle engine, on the contrary, the ignition is started by the spark that flies off between the spark plug electrodes. The difference between these ignition forms imposes distinct physical-chemical characteristics on the fuel used in one and other type of engines. The Otto cycle fuel uses light petroleum products (light naphtha, propane, butane, etc.), natural gas, water gas (produced in gas generators), alcohol and other gaseous substances that can be easily vaporized before getting into the engine’s cylinder. On the other hand, these fuels must stand moderate compression, typical of the Otto cycle (from 1 to 12 atmospheres), without ignition which in this case would be explosive due to the high flame propagation velocity in these fuels and due to the molecular decomposition and re-composition. The parameter that characterizes the resistance to ignition by compression is the Octane Number (ON); in Otto cycle fuels a high octane number is desirable. On the other hand, the easiness of combustion by compression is expressed by the Cetane Number (CN). There is a complementary relationship between these two numbers expressed by the equation of the following type

$$ON = a - b \text{ CN}$$

where a and b are constants that are characteristics of “family” fuels, such as light hydrocarbons that constitute gasoline.

The diesel fuel cetane number characterizes in a certain way the combustion kinetics and therefore influences the specter of substances emitted by the engine. Diesel fuel is a mixture of hydrocarbons whose molecules are heavier than those of gasoline and consequently have a lower hydrogen / carbon mass ratio which determines a high emission of carbon compounds by final energy unit delivered to the engine. However, the diesel cycle characteristics that assure a superior thermal yield than that of the Otto cycle (such as the fact that it operates with a large air surplus) greatly compensates the disadvantages due to the fuel composition when the parameter of interest is emission/useful energy. The comparison between the two cycles from the point of view of other aspects is vague due to the difference of destination of the respective vehicles. In the present composition of the Brazilian fleet, the Otto cycle vehicles are mainly used for individual passenger transportation and light loads whereas the diesel cycle is used for heavy load services..

In Brazil, where consumption of automotive fuels is practically centered on diesel oil (about 1/3 of the petroleum products uses) due to the structure of the collective transport system of passengers and freight transportation, the cetane number has varied between large limits from the petroleum price rise in the seventies on,

reflecting the efforts for accommodating the commercial balance. From the beginning of nineties on, there was a move aiming at improving the diesel quality due to the legislation regarding the air quality. Presently, there are four ranges for cetane number specifications for road, urban, metropolitan, tests and other uses. The range is CN= 40 to 45. In countries where the legislation is more rigorous, the urban CN = 50.

Other relevant characteristics of the diesel fuel (regarding emissions) are density, viscosity, composition (specter of the H atoms/ C atoms ratio, reflected in the distillation curve), the sulfur content, the presence of contaminants, the cyclic hydrocarbons contents (aromatic ones, derived from the benzene fundamental series)

And, obviously, the calorific power.

The mentioned characteristics are not independent, as the acquired experience in Brazil has shown. In the attempts to extend the diesel fuel offer by adding gasoline (or, in other words, the incorporation of lighter hydrocarbons to diesel in the refining process) and alcohol (ethyl and superior ones), the cetane number decreases .whereas the emission profile is modified, with advantages regarding CO emissions and black smoke (soot) but with disadvantages regarding HC emissions. Within certain limits (up to 10% in volume) diesel can receive heavy naphtha without moving away from the specifications of road diesel (CN=40), keeping the specific volumetric consumption and decreasing the CO and smoke emission with a small increase of HC emission.

Of particular interest for Brazil is the addition of alcohol that could act as “lung” for the automotive fuel supply system. The Ministry of Science and Technology coordinated the Alcohol- Diesel Program that considered two addition modalities, hydrated alcohol in emulsion (imported emulsifier) and anhydrous alcohol in solution, with better results for the solution with co-solvent derived from soybean oil, produced in Brazil. The emulsified version was abandoned mainly because of occurrence of carbonization in the injecting pump. Tests carried out at the Institute of Technological Research – IPT, have shown that for the mixture with 10% anhydrous alcohol there was a significant reduction, about 20% in smoke (Bosch index), 12% in CO and 6 –7 % in HC

Apparently, the direct cost factor is the one that dictates the use of automotive fuel in Brazil. Attempts to modify the status quo , assigning priority to the environmental aspects have collided with corporate interests since they reduce the revenue of predominant groups. It can be shown that the preference for alcohol engines in cars liberates enough gasoline to prepare gasoline-diesel mixture with 10% of the former without using additives, acceptable for road use, reserving the better quality diesel

for urban use. This mixture would result in a gain of 3% in thermo-mechanical efficiency of the whole road fleet and reduction of 12% in CO emission. The compensation would be an increase of 6% in HC and 7% in NO_x emissions, considering the efficiency gain. The viability of this change would demand a revision of diesel oil prices, subsidized in Brazil and justified by its social importance. However, this subsidy contributes to the concentration of the national wealth in the Southeast Region (mainly São Paulo), which probably annuls the alleged social benefits. One feels the lack of appropriate methodology to debate this question..

2 – Emission Coefficient Methodology

The calculation is based on the fleet composition, section 2 and 3, obtained from the sales of diesel vehicles in Brazil (national and imported) and on the lasting curve for each category (scraping curves). The information about typical power of each category was supplied by Mercedes Benz do Brasil S. A and they can be summarized as shown in Table 2

Table 2:

Category	Nominal Power kW	Minimum Specific Consumption g/kWh	% of Production
Light Commercial	90	201	27,5
Semi--heavy trucks	150	194	24,7
Extra heavy trucks	280	190	34,9
Buses	155	197	12,9

The percent sales presented in the table above are close to that of the Diesel fleet composition by category obtained for the last year of the series (1979) cf. Figure 2.6 and Table A1.8, considering only one category of trucks (grouping semi- and extra-heavy). But along the period, the participation of the cars and light commercial vehicles, aggregated in only one category, has grown while that of trucks has decreased. This trend was taken into account in the calculation of the consumption by category that is presented in what follows.

Due to the similarities of the performance curves supplied by MBB for these categories and the relative constancy of specific consumption in a large rotation range, it is supposed that in Diesel engines (Figure 1) the specific consumption in conditions of use is proportional to the minimum specific consumption.

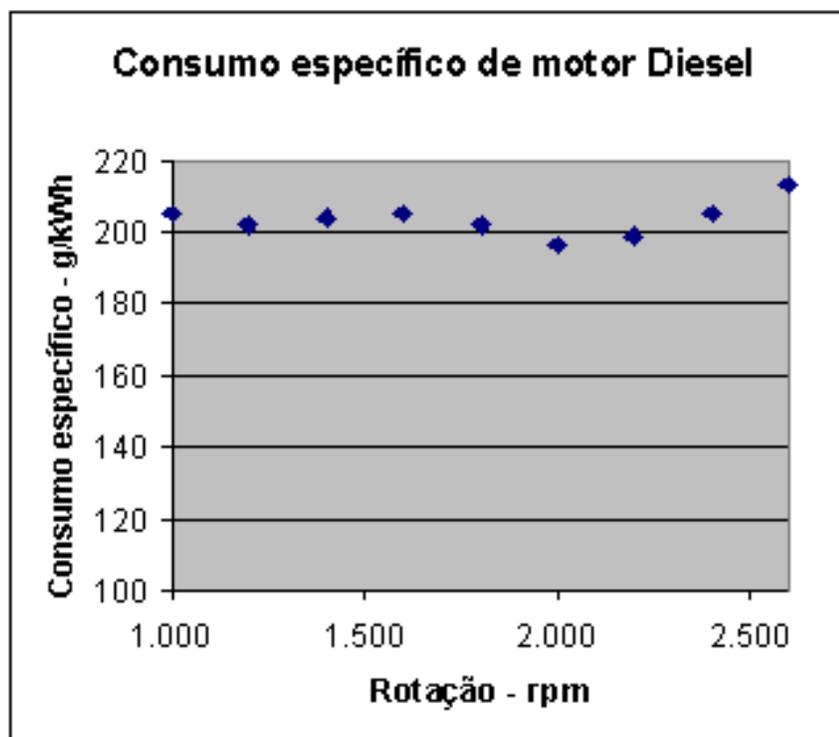


Figure 1: Specific consumption as a function of the engine rotation

Once this hypothesis is established, the diesel oil consumption in the Road Transport Sector obtained from the National Energy Balance /1997 is distributed by categories according to a division factor defined below. Using the previous results, the substitution of old vehicles manufactured in a specific year is calculated, year by year from 1994 on, by the balance equation applied to each category:

Fleet in year i = fleet in year $(i-1)$ + sales in year i – scraping in year i .

The CO, HC, NO_x and particulate emission limits, presented in Table 1 in g/kWh are converted to g/liter by a postulated proportionality between the specific

consumption (g/liter) and the minimum specific consumption (G/kWh).

The difference between the possible calculation methodologies, the one presented here and the calculation through the diesel oil consumption lies on the possibility of evaluating with the former the effect of short-term measures aiming at stimulating or restricting new transport vehicles such as vans used in urban transport or extra-heavy trucks used in roads.

The CO₂ emission must be calculated through the balance of carbon, including the consumed fuel and the CO and HC emissions. It would be desirable to know the effects of diesel oil composition on the emissions, but the preliminary character of the present study does not permit to obtain this information, since there is no standardization of petroleum products in Brazilian refineries which process petroleum from different origins and characteristics. The specifications refer only to minimum requirements in order to assure the engine performance and this has been met by adjusting the refining profile, whenever possible, by varying the composition of the product. A gain in quality, in what concerns the fuel, must be searched for by implementing the program based on PROCONVE's proposal. CETESB has been evaluating in a positive way the improvement verified in the certified vehicles ("PROCONVE, results and perspectives" – CETESB/1995).

A simplified way to elaborate the carbon balance consist in using the cetane number as the main index of oil quality. The methodology of cetane test refers to the n-hexadecane (C₁₆H₃₆) as the diesel fuel of excellence (the most easily ignited by compression) and to alpha-methyl-naphthene (C₁₁H₁₀) as that of most difficult ignition. By preparing mixtures of these hydrocarbons with different contents, a comparison is made between the oil under test and each one of these mixtures in engines with variable compression ratios. The cetane number is indicated by the C₁₆H₃₄ content of the mixture that ignites in the same compression conditions as those of the oil under test. The hydrocarbons emitted by the diesel engine, referred to generically as HC, include the original non-burned fuel and other hydrocarbons resulting from its thermal cracking, as well as other substances resulting from chemical reactions with oxygen in the engine. The legislation does not require a discrimination of these different hydrocarbons. The different nitrogen oxides that constitute NO_x are not discriminated as well in the determination of emission level and it is not possible to present specific indexes for them.

3 – Agrupamento de Parâmetros

3 –Grouping of Parameters

In order to simplify calculations and facilitate the presentation of results, some parameters were grouped in average values that are valid for the whole fleet. Each grouping is justified and qualified with the calculated relative uncertainty.

In order to calculate the emission by power category, the diesel oil consumption in each year is divided among the categories according to a division factor given by:

$$r_i = x_i P_i c_i / \sum x_i P_i c_i$$

where x is the participation of the category in the fleet, P is the typical power of the category and c is the corresponding specific consumption. The participation of the category in the fleet (in %) is shown in the graphic of Figure 2 and in Table 3 below, extracted from Table 2.11 of the first part of the present work. The participation variation affects only the emission by category through the consumption division

but the emission coefficients are maintained since the legislation does not discriminates (not yet) the maximum emission levels by power range.

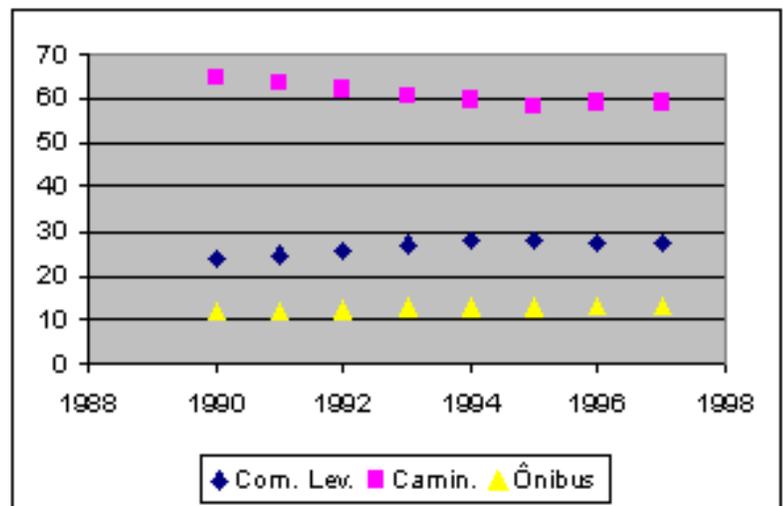


Figure 2: Participation of light commercial vehicles, trucks and buses in the diesel fleet.

Table 3: Participation in the Diesel Fleet(%)

Year	Light Commercial Trucks	Buses
1990	23,5	11,8

1991	24,7	63,3	12
1992	25,7	62,0	12,4
1993	26,8	60,7	12,6
1994	27,9	59,6	12,6
1995	28,0	58,0	12,8
1996	27,6	59,3	13,1

suite

continuação

Emissões em Veículos Pesados


[SEARCH](#)
[MAIL](#)
[DADOS ECONÔMICOS](#)
[DOWNLOAD](#)
[other e&e issues](#)
[e&e No 25](#)
[Previous](#)
[Main Page](#)

EVALUATION OF HEAVY VEHICLES EMISSIONS

[Emission Parameters
 of Heavy Vehicles](#)

1 Consumption Division Factors

[Evaluation of heavy
 Vehicles Emissions](#)

In Table 1 are indicated the participation in consumption of the vehicle categories in the different years

[Light Vehicles
 Emissions](#)

Table 1

[Evolution of the
 Brazilian Public Debt](#)

Category	ConsumptionPower		1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
	(g/kWh)	(kW)								
Light Commercial	201	90	0,123	0,129	0,135	0,139	0,146	0,147	0,145	0,144
Light trucks	194	150	0,216	0,22	0,217	0,212	0,208	0,21	0,207	0,207
Heavy trucks	190	280	0,56	0,547	0,54	0,544	0,534	0,53	0,531	0,53
Buses	197	155	0,104	0,106	0,11	0,111	0,111	0,113	0,116	0,118

[Application of the
 Emission Matrix
 Coefficients](#)
[e&e links
 Guest book](#)
<http://ecen.com>


2 – Average Specific Consumption of the Fleet

The average consumption of the fleet will be used to convert the emission coefficients from g/kWh to g/l of fuel and it is calculated as the weighted average of the specific consumption of the categories (supplied by Mercedes Benz) where the weighting factor is the product of the participation of each category and the nominal power of the category. The result of the calculation for the considered period is 195 g/kWh average specific consumption with an average relative deviation of 0.3%.

3 – Emission indexes

The indexes are presented in the tables of Annex 3, including for 1993 the indexes of ECE-R 49, in the unit adopted by PROCONVE (gram of pollutant by kWh). In order to facilitate the emission calculation, the PROCONVE indexes are converted to indexes for the fleet of each year, using the fleet's average specific consumption (195 g/kWh).

4 Diffusion of Technological Improvements into the Fleet

O PROCONVE requires that the manufacture and sale of 80% of engines should satisfy the indexes of each phase in the same year of validity of the phase, allowing the following phase to differ 20%. With this measure, the decrease of emission indexes for new vehicles propagates gradually into the fleet, as shown in the graphic below

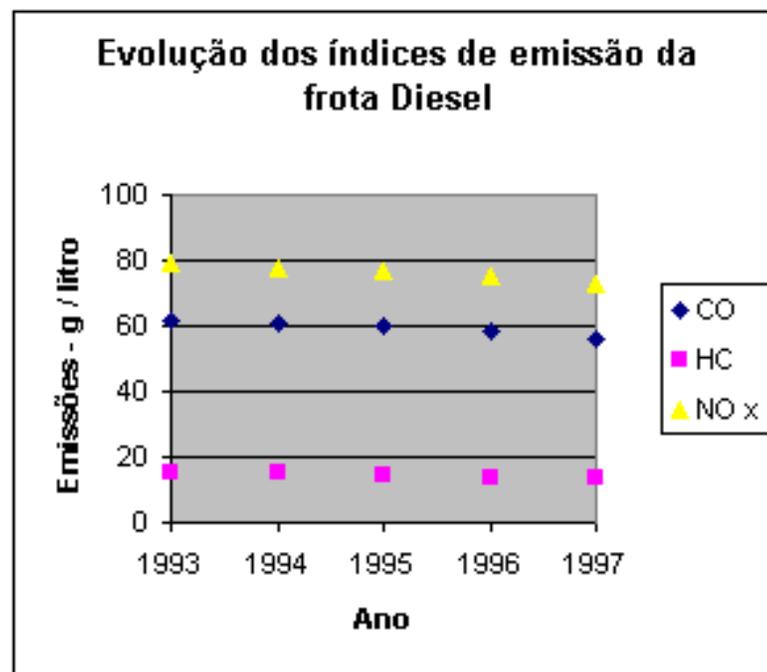


Figure 1: Evolution of Emission Indexes

In the present case, due to the small amplitude of the studied interval, the calculation of the technology diffusion into the emission indexes was simplified considering that the fraction of new vehicles sold in 1997, year of larger incidence of differences, represents 6% of the fleet of the year and that the scraping probability of a 3-year-old vehicle is smaller than 3% (according to the logistic curve used). Therefore, in 1997 the difference would reach less than 0.3% of the fleet, which, from our point of view, does not compensates the efforts involving detailed calculation. Once the approximation is accepted, one can make the technology diffusion table (Table 2).

Table 2 –

*Tabela 2 - Technology Diffusion
of Vehicle*

Thousand

Year	Distribution					
	Fleet	Sales	Scrapping	Indexes 93	Indexes 94	Indexes 96
1993	1.454	92,3	65,8	1.454	-	-
1994	1.497	106,3	62,9	1.391	106,3	-
1995	1.538	91,7	51,3	1.340	198,0	-
1996	1.559	73,9	52,6	1.287	198,0	-
1997	1.580	95,9	75,0	1.212	198,0	169,8

Obs. 1 – The thousand of vehicles unit is justified by the number of significant figures of the emission indexes. (maximum 3) 2 – Before 1994 the CO, HC and NOx indexes were not specified.

5 Effect of New Technologies on the Emission Indexes

The distribution of vehicles by PROCONVE implantation phase is reflected on the emission indexes as shown in Table 3 that follows :

Table 3 - Emission indexes for the fleet (cf. IBAMA's Administrative Rule).

Year	Indexes (g/kWh)		
	CO	HC	NOx
1993 e anter.	14,0	3,5	18,0 (ECE-R 49)

1994	13,8	3,4	17,7
1995	13,7	3,2	17,5
1996	13,2	3,1	17,1
1997	12,7	3,1	16,6

As a convenience for calculation, the above indexes are converted to g/l using the average specific consumption (195 g/kWh) and the oil density (852 g/l) as shown in Table 4.

Table 4 – Emission indexes for the fleet in g/liter of fuel .

Year	CO	HC	NOx
1993 e anteriores	61,4	15,4	78,9
1994	60,5	14,9	77,6
1995	60,1	14,0	76,8
1996	57,9	13,6	75,0
1997	55,7	13,6	72,8

6 Emission calculation using the fleet in each year

Using the BEN's data the consumption of diesel oil in the Road Sector is introduced and the indexes of each year is used to obtain the fleet's emission (Table 5).

Table 5 – Emissions of the Diesel fleet .

Consumption	Emissions - thousand tones
--------------------	-----------------------------------

Year	109 litro	CO	HC	NOx
1990	18,3	1.124	282	1.444
1991	19,1	1.173	294	1.507
1992	19,4	1.191	299	1.531
1993	19,9	1.222	307	1.570
1994	20,8	1.258	310	1.618
1995	22,1	1.328	309	1.697
1996	23,2	1.343	316	1.740
1997	24,3	1.354	331	1.769

7 - Emissions by Vehicle Categories

Once the fleet emissions are calculated, the emissions by category are calculated by dividing the consumption (Tables 6, 7 and 8).

Table 6 - CO emission by category (thousand tones)

Year	Cars and Light Com.	Light Com.	Heavy Com.	Bus	Total *
1990	139	244	633	118	1.134
1991	152	259	646	128	1.185
1992	162	260	648	132	1.202

1993	171	260	667	136	1.234
1994	185	263	677	140	1.265
1995	197	281	708	151	1.337
1996	196	280	718	157	1.351
1997	197	282	731	155	1.365

* total for control

Table 7 - HC emission by category (thousand tones)

Year	Cars and Light Com.	Light Cam.	Heavy Cam.	Bus	Total
1990	34,9	61,4	159	28,6	284
1991	38,2	65,2	164	30,3	298
1992	40,6	65,3	164	32,0	302
1993	42,9	65,4	169	33,1	309
1994	45,5	64,9	168	33,6	312
1995	45,8	65,4	167	34,0	312
1996	46,1	65,8	170	35,6	318
1997	48,3	69,4	180	38,2	335

Table 8 - NOx Emission by vehicle category (thousand tones)

Year	Cars and Light. Com.	Light Com.	Heavy Com.	Bus	Total
1990	179	315	818	146	1.458
1991	196	335	832	155	1.518
1992	208	334	831	164	1537
1993	220	336	861	169	1.586
1994	237	338	868	174	1.617
1995	251	359	906	187	1.703
1996	254	363	930	197	1.744
1997	257	369	955	203	1.78

7 - CO₂ Emission

The CO₂ emission from the whole fleet assumes that the Cetane Number is known. This characteristics varies from one refinery to the other, therefore it is necessary to admit an average value for all the diesel oil consumed. Considering the specification values in force for the metropolitan, road and other uses of diesel oil, the consumption distribution among these uses and the variation of characteristics among refineries, a representative value would be CN= 42. Using this figure, one can represent the diesel oil composition , for carbon balance purposes, by the mixture of 42% of n-hexadecane – C₁₆H₃₄ – that has the same ignition characteristics of the diesel oil considered, and 58% of alfa-naphthene – C₁₁H₁₀ – whose addition to hexadecane permits to gauge the cetane number of the sample.

Another data necessary for the balance is the vehicle's average consumption in the real conditions of use. This information is hard to be obtained since in Brazil it is not usual to carry out this type of tests. An approximate value can be obtained from recent tests carried out at IPT in order to determine the effect of adding alcohol to diesel oil on

emissions (Diesel-Alcohol Program, coordinated by the MCT). This test was made with Mercedes Benz bus engines (OM 366 LA II/21, that equips an important part of Brazilian buses) and it followed the method adopted by ABNT for emissions (European method of 13 points). The relevant information is that the average specific consumption observed in the test was 215 g/kWh, about 9% higher than the corresponding minimum consumption, supplied by Mercedes Benz for this engine. Therefore, the consumption to be considered in the carbon balance must be corrected by the 1.09 multiplier. Since the minimum specific consumption calculated for the fleet was 193 g/kWh, the balance for the whole fleet would be based on the corrected value, namely 211 g/kWh.

The balance can be expressed by the equation :

Number of carbon atoms in the fuel = number of atoms in the emitted substances.

Besides the greenhouse effect gases, the Diesel engine emits particulate material that consists of carbon particulate and hydrocarbons adsorbed by carbon. The mass of particulate emitted in the typical engine is about 0,1% of CO₂ mass . Therefore, since the legislation does not require analysis of the particulate material and since the proportion is small, this material is considered as incorporated in CO₂ for balance purposes .

In the concrete case, the fuel consumed (211 g/kWh), containing 42% of hexa-decane, has 89,6% of its mass corresponding to carbon. As already mentioned, the HC composition is not known and, since its contribution is small, one can consider it as having the same composition as that of the fuel.

As a calculation example, we take the 1997 emission (table 2) and the diesel oil consumption diesel in road transport in the same year (24,3 Mm³ - BEN/98).

In terms of balance they will be:

Fuel consumption = 24,3 Mm³ x 0,852 t/m³ = 20,7 Mt

Mass of carbon in fuel = 20,7 Mt x 0,896 = 18,6 Mt

Mass of emitted CO = 1,363 Mt

Mass of C in the emitted CO = 1,363 Mt x 12/28 = 0,584 Mt

Mass of emitted HC = 0,335 Mt.

Mass of C in the emitted HC = 0,331Mt x 0,896 =0,297 Mt

Mass of C in the emitted CO₂ = 18,6 Mt - 0,584 Mt - 0,297 Mt @ 17,7 Mt

Mass of emitted CO₂ = 17,7Mt x 44/12 = 65,0 Mt

CO₂ / CO ration (in mass) = 65,0 Mt / 1,36 t = 48

The calculation results for the other years are in Table 7.

7 Methane Emissions

Methane is not considered in the legislation, and there is no way to calculate its emission . We have used IPPC's Guidelines (5 kg/ Tj) to complete table 9. Using BEN's data, this value is converted to 192 t methane by Mm³ diesel oil. Methane emission is presented in table 9-

Table 9 - Consolidation of emissions by the Diesel fleet- thousand tones

Year	Consumption		CO	HC	NOx	CO ₂ / part.	CH ₄
	Mm ³	M t					
1990	18,3	15,6	1.124	282	1.444	49.840	3,5
1991	19,1	16,3	1.173	294	1.507	51.650	3,7
1992	19,4	16,5	1.191	299	1.531	52.450	3,8
1993	19,9	17,0	1.222	307	1.570	52.800	3,8
1994	20,8	17,7	1.258	310	1.618	56.250	4,0

1995	22,1	18,8	1.328	309	1.7697	59.760	4,3
1996	23,2	19,8	1.343	316	1.740	62.740	4,5
1997	24,3	20,7	1.354	331	1.769	65.000	4,7
1997	24,3	20,7	1.354	331	1.769	65.000	4,7

Veja Também: [Emissões em Veículos Leves](#)


Main Page

Evaluation of Light Vehicles Emissions

Emission
Parameters of
Heavy Vehicles

1 – Results of the Historical Study

Evaluation of
heavy Vehicles
Emissions

A historical study made for the period from 1970 to 1998 has permitted to evaluate some parameters concerning the behavior of the fleet and the influence of age on vehicle's consumption. It was also possible to infer the share of gasoline whose consumption can be assigned to the heavy fleet. Since this consumption is of relatively little importance, we have opted to treat the emissions of the heavy fleet (trucks and buses) using gasoline together with Otto cycle vehicles. For the purpose of analyzing emission by vehicle range, we will also consider emissions of diesel light vehicles and gasoline heavy vehicles.

Light Vehicles
Emissions

The evaluation of the circulating and total fleet by age was object of the work [presented in the previous issue of e&e](#). It was possible to obtain the evolution of the light and heavy fleet along the last decades. In the emission evaluation we will use values from 1970 on. The physical module that describes the fleet supplies data: by type of fuel (diesel, gasoline and alcohol), by type of vehicle (cars, light commercials, heavy commercials and buses) and by age range (1 year, 2 years, 3 to 5 years, 6 to 10 years and V Fleet that designates the old fleet that is more than 15 years old). In the case of the light fleet we are mainly interested in alcohol and gasoline vehicles. The values referring to diesel consumption in cars and light commercials were treated in chapters 4 and 5. The natural gas consumption in light vehicles and that of gasoline (and anhydrous alcohol in the mixture) in heavy vehicles were treated with the help of general emission coefficients at the end of the present chapter.

Evolution of the
Brazilian Public

Debt

Application of the
Emission Matrix
Coefficients

e&e links
Guest book

<http://ecen.com>



2 Consumption Parameters

The consumption of vehicles within the same range varies according to the manufacturing year and age. The first factor refers to innovation and model profiles sold in each year. The use of the vehicles, in terms of kilometers annually traveled, varies according to the vehicle's age since older vehicles are generally in the hands of people with smaller purchase power who use them less. In a country like Brazil, where the number of vehicles is not known, one cannot expect to have precise data about specific consumption and emission by manufacturing year and fleet's age.

As it is clear in our historical and prospective study (MCT/PNUD report), previously mentioned, these data were tentatively extracted from global data and took advantage of

the strong variation in the fleet's composition. In the present study we have tried to introduce consumption values as a function of the vehicles' age range. In the above mentioned report, the historical data permit to evaluate consumption as a function of the average age because of the variation of age in the alcohol car fleet, introduced in the market from 1979 on, and that of gasoline cars that aged during the period when sales of alcohol cars were predominant, followed by their rejuvenation with the return to the predominance of light gasoline vehicles.

When reliable parameters are available, the problem can be treated using for each manufacturing year a specific consumption by traveled kilometer, as a function of the vehicle's age, multiplied by the distance annually traveled, as a function of the vehicle's age.

We consider that this treatment introduces a refining that would be incoherent vis-à-vis the uncertainty of the existing data. This fact led us to suggest a treatment that is slightest different from the usual one but that can be a posteriori inferred.

The light fleet – cars and light commercial vehicles – was treated in an homogeneous way. It is known that the permitted tonnage for the so called light commercial vehicles of the Otto cycle has limited its real commercial use. Since it has not a very high specific consumption and its participation in the light fleet is about 10% (1994 values), it seemed that it would be not useful to treat it separately. However, it was considered that its consumption is equivalent to that of two cars manufactured in the same.

The consumption variation with age was considered as a function of the average age when treating historical data. The consumption was assumed to decrease in a linear way from the moment of purchase on until reaching the minimum value of 0.5 tep in equivalent energy gasoline (or NG). This value is coherent with what was observed for the gasoline fleet in the 13-year-old range (average), as the historical study has shown.

The consumption was supposed to vary according to a straight line $[c = a.t + b]$ where a is negative (function decreasing with time) and b is the initial consumption level. The inferior value of c was limited to 0.5. We have varied these parameters in order to better reproduce the consumption curve along the years. The value of $a = -0.1$, corresponding to fitting for alcohol, was considered the same for gasoline and alcohol vehicles and the value of b was adjusted for each fuel.

Figures 1 and 2 show the adjustment obtained for the consumption, when the fleet was considered by age for gasoline and alcohol vehicles.

Ajuste Consumo X Idade - Veículos Leves a Álcool

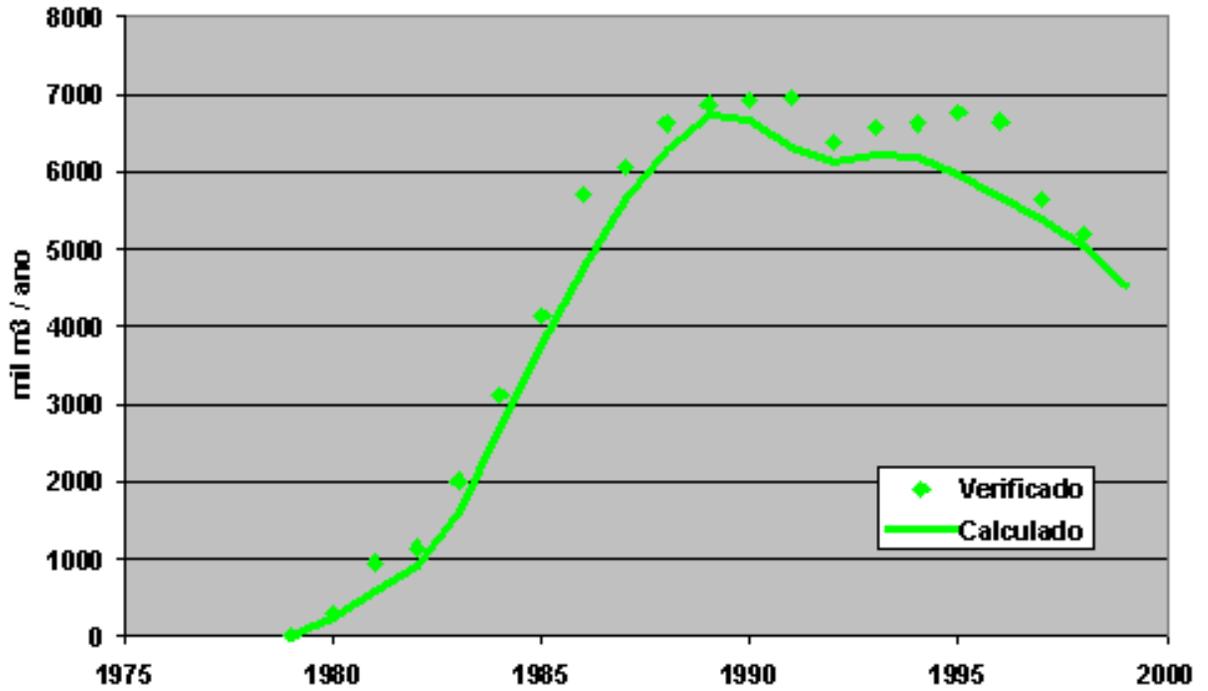


Figure 1: Alcohol consumption of the lasting fleet and consumption curve by age shown in 3

Ajuste Consumo X idade - Veículos Leves a Gasolina

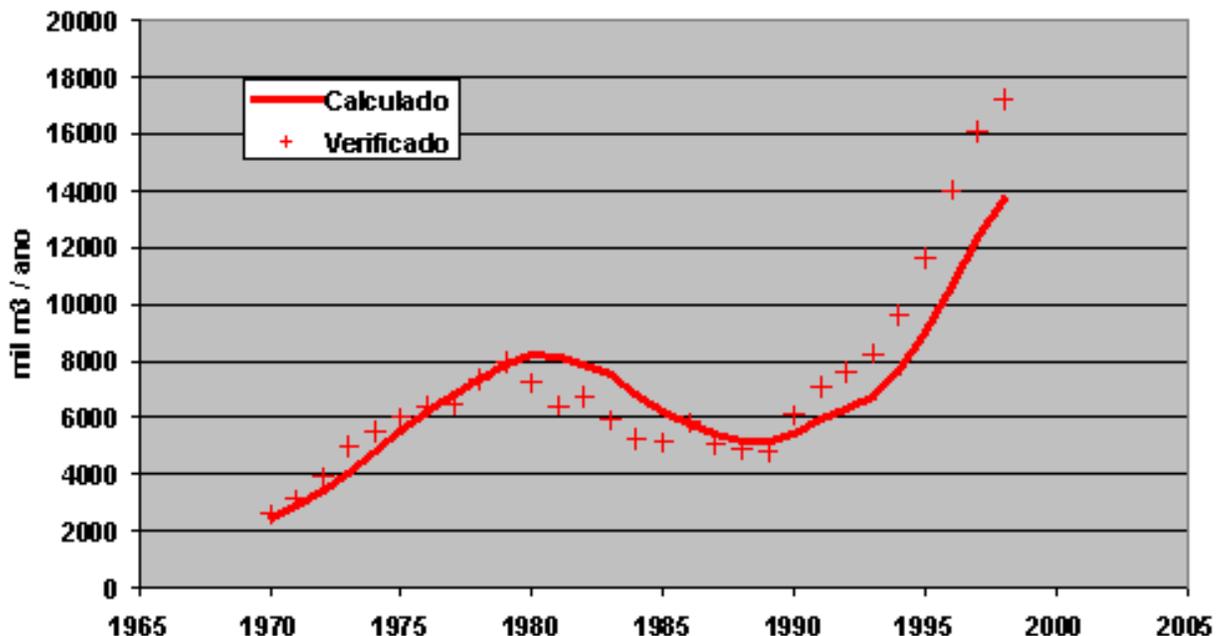


Figure 2: Comparison between the verified and calculated consumption of the so called gasoline vehicles (gasoline + anhydrous alcohol) from the estimated fleet and from the consumption curve by age shown in 3.

Consumo com a Idade

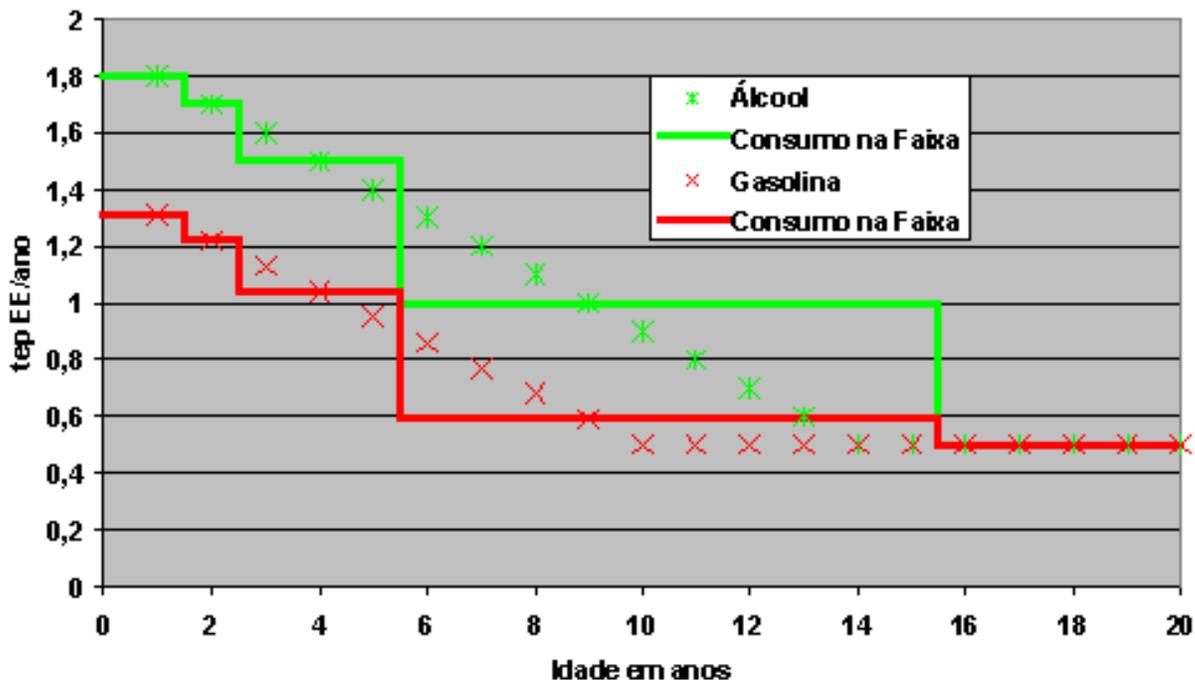


Figure 3: Consumption curve by age and values used by age range.

The reproduction of alcohol consumption verified and even that of gasoline, from adjustment of parameters, is really acceptable, considering that in the adjustment there isn't any hypothesis concerning consumption variation as a function of fuel prices and vehicles' technical evolution. Only the larger alcohol fleet consumption is explained by the policy maintained along the years, namely favoring the price of the traveled kilometer using this fuel.

As in the last years this difference had been reduced, the gasoline cars were destined to more intensive use such as taxi and service fleets, what would explain a consumption larger than the calculated one for the last years.

The adjustment is useful for defining the consumption by different age ranges since with aging of the vehicle the emission conditions are also modified. This profile consumption as a function of age is used as the real consumption of each year for emission evaluation.

3 – Emissions Generating the Greenhouse Effect

For new vehicles, the emission factors applied for gasoline (fuel mixture with 22% anhydrous alcohol in volume) were based on CETESB's data presented in Table 1. For evaporation, the adopted data were based on American cars of the previous generation. These data were adopted in the Brazilian Inventory of Greenhouse Effect Gases in its present edition [1], available at <http://www.mct.gov.br>.

In what follows, some comparisons will be made between the results of the present work – elaborated together with that for prospective ends – and those of the previous work (COLOCAR O NOME DO TRABALHO) that aimed at evaluating the inventory of emissions between 1990 and 1994.

In Table 1 are presented emission data for new vehicles in g/km. In order to be used in the present work they were converted to carbon values. Table 1 contains implicitly the consumption by the assumed km for each manufacturing year.

Table 1 – Emissions for New Vehicles – Gasohol (22% anhydrous alcohol in volume)

CO	HC	CH4	NOx	C02	Evapora.	C	Gasool(*)	Vol/Dist	Dist/Vol
(g/km)	(g/km)	(g/km)	(g/km)	(g/km)	(g/km)	(g/km)	(g/km)	(ml/km)	(km/l)

pré-80	54	4,7	0,94	1,2	174,72	4,3	74,9	97,6	130,5	7,7
80-83	33	3	0,6	1,4	174,72	4,3	64,4	83,9	112,3	8,9
84-85	28	2,4	0,48	1,6	174,72	4,3	61,7	80,4	107,6	9,3
86-87	22	2	0,4	1,9	174,72	4,3	58,8	76,6	102,5	9,8
88	18,5	1,7	0,34	1,8	174,72	4,3	57,1	74,3	99,5	10,1
89	15,2	1,6	0,32	1,6	174,72	4,3	55,6	72,4	96,9	10,3
90	13,3	1,4	0,28	1,4	177,11	0,43	55,2	72,0	96,3	10,4
91	11,5	1,3	0,26	1,3	178,7	0,43	54,8	71,4	95,5	10,5
92	6,2	0,6	0,12	0,6	193,4	0,32	55,9	72,9	97,5	10,3
93	6,3	0,6	0,12	0,8	193,4	0,32	56,0	72,9	97,6	10,2
94	6	0,6	0,12	0,7	193,4	0,32	55,8	72,8	97,3	10,3
95	4,7	0,6	0,12	0,6	206,9	0,32	59,0	76,8	102,8	9,7

(*) 22% anhydrous alcohol 76,75% of mass is C and specific mass of 0,7474 kg/liter

In the following Table 2 data is presented as a function of emitted carbon, what will ease our calculations.

Table 2 – Mass of gases emitted by one unit of carbon mass contained (gasohol)

CO	HC-met.	CH4	NOx	C02	Evaporativas
0,7211	0,0502	0,0126	0,0160	2,3333	0,0574
0,5124	0,0373	0,0093	0,0217	2,7129	0,0668
0,4535	0,0311	0,0078	0,0259	2,8300	0,0696

0,3740	0,0272	0,0068	0,0323	2,9705	0,0731
0,3242	0,0238	0,0060	0,0315	3,0622	0,0754
0,2736	0,0230	0,0058	0,0288	3,1449	0,0774
0,2409	0,0203	0,0051	0,0254	3,2073	0,0078
0,2099	0,0190	0,0047	0,0237	3,2612	0,0078
0,1109	0,0086	0,0021	0,0107	3,4582	0,0057
0,1126	0,0086	0,0021	0,0143	3,4556	0,0057
0,1075	0,0086	0,0021	0,0125	3,4636	0,0057
0,0797	0,0081	0,0020	0,0102	3,5090	0,0054

In tables 3 and 4 the corresponding values for hydrated alcohol are shown

Table 3 – Emissions for New Vehicles– Hydrated Alcohol

	CO	HC- met	CH4	NOx	C02	Evaporativas	C	Álcool Hidr.		
	(g/km)	(g/km)	(g/km)	(g/km)	(g/km)	(g/km)	(g/km)	(g/km)	(ml/km)	(km/l)
80- 83	18	0,96	0,64	1	174,7	1,8	56,7	108,6	134,3	7,4
84- 85	16,9	0,96	0,64	1,2	174,7	1,8	56,2	107,7	133,2	7,5
86- 87	16	0,96	0,64	1,8	174,7	1,8	55,8	107,0	132,3	7,6
88	13,3	1,02	0,68	1,4	174,7	1,8	54,7	104,9	129,7	7,7
89	12,8	0,96	0,64	1,1	164,2	1,8	51,6	98,9	122,2	8,2

90	10,8	0,78	0,52	1,2	163,6	0,29	50,3	96,5	119,2	8,4
91	8,4	0,66	0,44	1	163,1	0,29	49,0	93,9	116,1	8,6
92	3,6	0,36	0,24	0,5	165,6	0,14	47,2	90,5	111,8	8,9
93	4,2	0,42	0,28	0,6	165,6	0,14	47,5	91,1	112,6	8,9
94	4,6	0,42	0,28	0,7	165,6	0,14	47,7	91,4	113,0	8,8
95	4,6	0,42	0,28	0,7	164,9	0,14	47,5	91,1	112,6	8,9

Table 4 - Mass of emitted gases as a function of carbon mass contained (hydrated alcohol)

	CO	HC	CH4	NOx	C02	Evaporativas
80-83	0,3176	0,0169	0,0113	0,0176	3,0826	0,0318
84-85	0,3007	0,0171	0,0114	0,0213	3,1084	0,0320
86-87	0,2866	0,0172	0,0115	0,0322	3,1299	0,0322
88	0,2429	0,0186	0,0124	0,0256	3,1914	0,0329
89	0,2482	0,0186	0,0124	0,0213	3,1832	0,0349
90	0,2146	0,0155	0,0103	0,0238	3,2516	0,0058
91	0,1715	0,0135	0,0090	0,0204	3,3295	0,0059
92	0,0763	0,0076	0,0051	0,0106	3,5085	0,0030
93	0,0883	0,0088	0,0059	0,0126	3,4835	0,0029
94	0,0964	0,0088	0,0059	0,0147	3,4709	0,0029
95	0,0968	0,0088	0,0059	0,0147	3,4702	0,0029

5 – Emissions in the 1990-1997 Period

The general treatment applied to the data permits to obtain results for the whole 1990-1997 period and they will be presented in the annexed tables 6A 1 to 3. The values of annual fuel consumption were distributed among the vehicles so that there would be the same consumption proportion by age range as those calculated. In Table 5 we compare the fleet of the present work with that considered in the Inventory. The fleet of the present work is 20% higher than that of the Inventory. As we have already commented, Brazilian statistics concerning the fleet are precarious. Our fleet was adjusted so that it would reproduce the amount and average age of DENATRAN's statistics quoted by ANFAVEA in (R8). They practically coincide with the total fleet for the last years used by ANFAVEA. The mentioned discrepancies found when calculating emissions are adjusted in order to reproduce the consumption values.

Table 5 – Light Vehicle Fleet (thousand vehicles Inventory (R11))

	Gasoline		Alcohol		Total		Total
	Automóveis	Com. Leves	Automóveis	Com. Leves	Automóveis	Com. Leves	Geral
1990	7085	811	3941	454	11026	1265	12290
1991	7279	832	4001	458	11280	1290	12570
1992	7437	846	4104	471	11540	1318	12858
1993	7678	871	4248	491	11926	1362	13288
1994	8189	931	4362	504	12551	1435	13986
1995	9032	1052	4368	502	13400	1554	14954

Cars

Light Com

General

Present work

Este Trabalho

	Gasoline	Alcohol	Total	Total
--	----------	---------	-------	-------

	Automóveis	Com. Leves	Automóveis	Com. Leves	Automóveis	Com. Leves	Geral
1990	5724	741	3442	417	9166	1158	10324
1991	5807	762	3481	425	9288	1187	10475
1992	5860	773	3538	440	9398	1213	10611
1993	6458	808	3639	459	10097	1267	11364
1994	6795	873	3615	461	10410	1334	11744
1995	7788	1001	3490	446	11278	1447	12725

Cars

Light Com.

General

Comparison between the two works (our values=100)

	Gasoline		Alcohol		Total		Total
	Automóveis	Com. Leves	Automóveis	Com. Leves	Automóveis	Com. Leves	Geral
1990	124	109	114	109	120	109	119
1991	125	109	115	108	121	109	120
1992	127	109	116	107	123	109	121
1993	119	108	117	107	118	107	117
1994	121	107	121	109	121	108	119
1995	116	105	125	112	119	107	118

Cars

Light Com.

General

The emission values are shown in Table 6

In the emissions it was considered :

- Estimated fleet in the age ranges,
- Consumption corresponding to this fleet, considering the consumption of the new vehicle in the year of origin and the age of the vehicle,
- Re-normalized consumption so that it reproduces the Otto cycle demand for light vehicles,
- Evaluation of emission levels degradation for hydrocarbons (including methane) and carbon monoxide[2];.
- Determination of emission in carbon from the carbon mass by kg of fuel,-
- Determination of emission in the initial year according to Tables 2 and 4,-

Propagation of emissions in the year of sale of the vehicle for each age range (weighted average of values, according to the case)

- Evaluation of the aging effect by age range for CO and HC, and
- Determination of emissions by fuel and by polluting gas

· Table 6 – Emissions by Light Vehicles (thousand t/year)

		Gasoline (pure)					
		CO	HC	NOx	CH4	CO2	Evap
1990		3296	225	83	56	9345	273
1991		3322	229	98	57	11412	248

1992	3125	218	105	55	12400	229
1993	2974	207	103	52	14142	235
1994	2874	201	112	50	17010	220
1995	2983	210	125	52	22198	199
1996	3128	221	140	55	27526	216
1997	3090	218	149	55	31622	216

Anhydrous Alcohol (in mixture)

	CO	HC	NOx	CH4	CO2*	Evap
1990	406	28	10	7	1191	34
1991	511	35	15	9	1799	38
1992	652	46	22	11	2643	48
1993	644	45	22	11	3123	51
1994	732	51	29	13	4396	56
1995	684	48	29	12	5142	46
1996	736	52	33	13	6539	51
1997	823	58	40	15	8487	58

Fuel Mixture (gasohol)

	CO	HC	NOx	CH4	CO2+CO2*	Evap
1990	3702	252	94	63	10536	306
1991	3833	265	113	66	13211	286

1992	3777	264	126	66	15043	276
1993	3618	252	125	63	17265	286
1994	3606	252	141	63	21406	276
1995	3667	258	154	65	27340	245
1996	3864	273	173	68	34065	267
1997	3913	276	188	69	40110	274

Hydrated Alcohol

	CO	HC	NOx	CH4	CO2*	Evap
1990	1241	77	98	51	12052	116
1991	1259	77	91	51	12082	112
1992	1117	68	75	45	11147	95
1993	1099	66	76	44	11614	86
1994	1082	65	76	43	11771	85
1995	1124	68	79	45	11934	96
1996	1076	66	79	44	11801	89
1997	907	57	69	38	10029	72

Total

	CO	HC	NOx	CH4	CO2+CO2*	Evap
1990	4942	329	192	114	22588	422
1991	5092	342	204	118	25293	398

1992	4894	332	202	111	26190	371
1993	4718	318	201	107	28879	372
1994	4687	317	217	106	33177	361
1995	4791	326	233	110	39274	341
1996	4940	339	251	112	45866	355
1997	4819	333	257	107	50138	346
	38883	2635	1758	885	271406	2967

(*) The CO₂ emitted by biomass is annulled in the production from the point of view of the greenhouse effect . From the cumulative point of view, the same procedure should be adopted for CO.

The results of the present work concerning emissions are not far from the expected one for hydrated alcohol. Actually the specific consumption adjustment compensates the superior value of the fleet. There are significant differences referring to fuel mixture or gasohol. Apparently these differences are due to the criterion adopted, namely considering the CO₂ emissions as the total conversion of the carbon contained in the fuel. Analysis of these differences are made in the annex.

6 – Variation in the Mixture

Emissions from fuel mixtures vary according to their composition. The correct consideration of this variation would nevertheless demand analysis of the effect on these emissions.. It has been reported that the worse the emission conditions are, the effects on CO emission would be more positive in percent terms. This fact does not seem to be reflected in the table used as reference.

The variation in the fuel mixtures are shown in Figure 4.

Álcool Anidro na Mistura Carburante

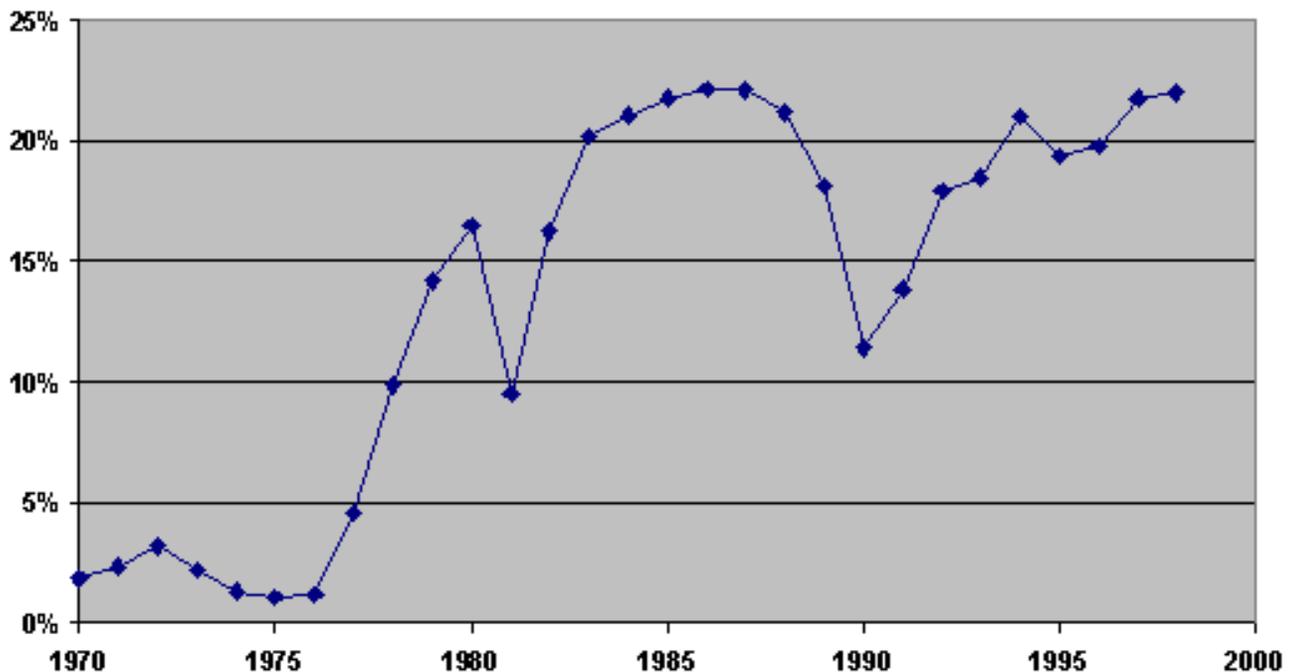


Figure 4: Variation of anhydrous alcohol in the mixture (national average)

In the period examined by the present work, 1990/1997, there was considerable change in the mixture, mainly in the two last years. In our calculation process, the division between anhydrous alcohol and gasoline is carried out automatically.

7- Emissions by Age of Fleet

The adopted procedure permits to identify the age range from where the emission comes, by type of emission. The process allows to easily change this range. The evaluation was made year by year between 1990 and 1998. The corresponding tables are Tables 6 A 4, 5 and 6.

In Figure 5 the evolution of CO₂ emissions from gasoline by age range is shown (not including those due to anhydrous alcohol which should not be accounted for because they originate from biomass).

Emissões CO2 Frota Leve Gasolina

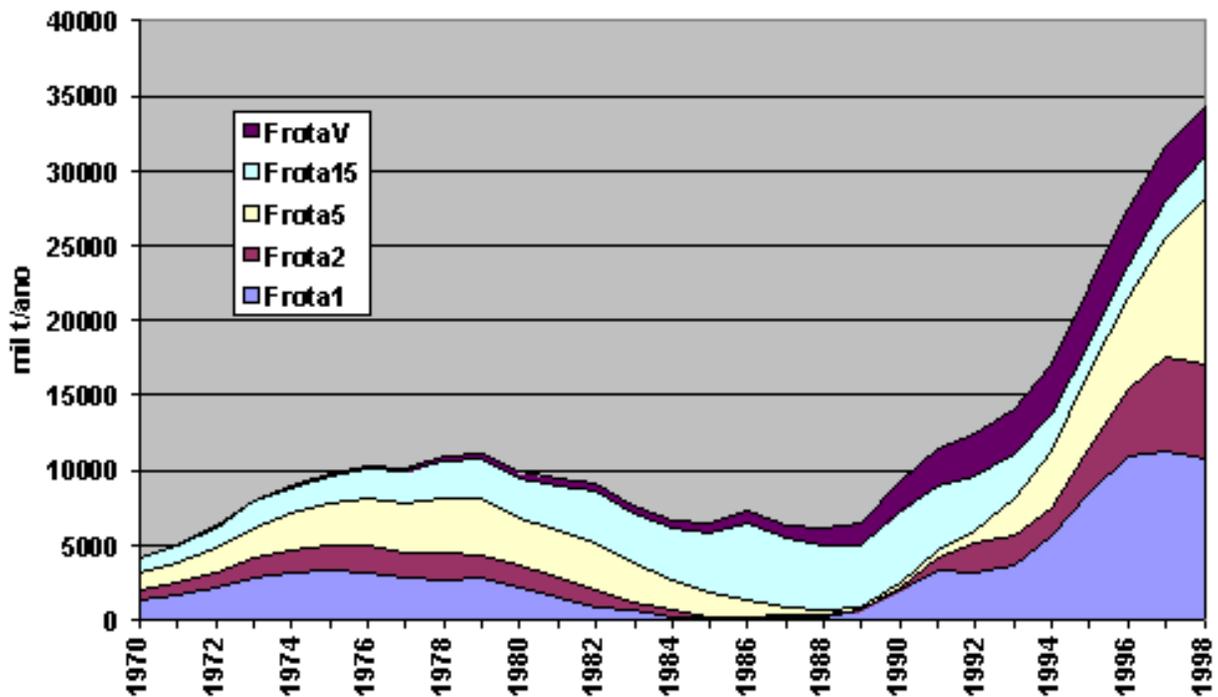


Figure 5: Emissions from the gasoline light fleet by age range

Figure 6 shows the dramatic changes in emissions resulting from modifications in the fleet.

Emissões CO2 Frota Leve Gasolina

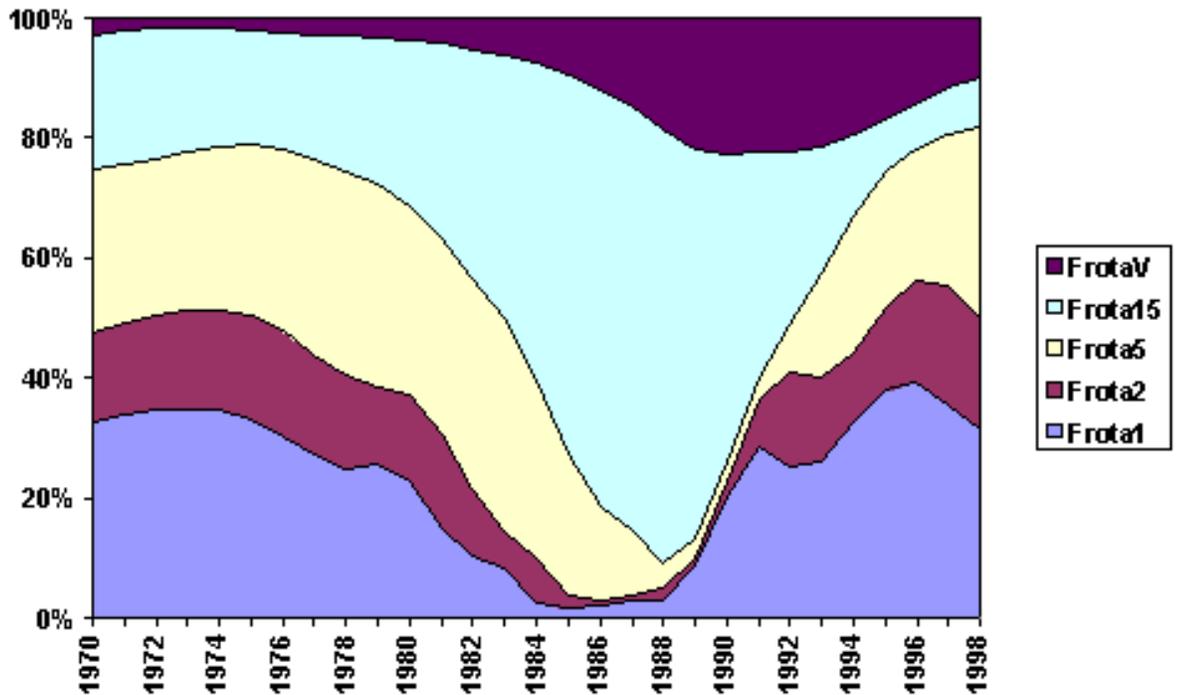


Figure 7: Emissions from vehicles that were more than 5 years old were responsible for almost 90% of emissions in 1988.

8 - Avoided Emissions

Emissions that were prevented due to substitution and displacement that occurred in the country's fleet in the past but whose effects last until now should consider at least three factors:

- The presence of anhydrous and hydrated alcohol,
- Displacement of gasoline by diesel (of larger efficiency) and
- Improvement in efficiency of engines.

We will try to evaluate the first two factors.

The use of useful energy permits to treat in a clear and simple way the substitution process without confounding it with a general improvement in efficiency which would be the third factor that affects the group of fuels.

Table 7: Avoided Emissions

Real Emissions

	CO	CO*	HC	NOx	CH4	CO2	Evap
1990	3296	1647	329	192	114	9345	273
1991	3322	1770	342	204	118	11412	248
1992	3125	1769	332	202	111	12400	229
1993	2974	1744	318	201	107	14142	235
1994	2874	1813	317	217	106	17010	220
1995	2983	1808	326	233	110	22198	199
1996	3128	1812	339	251	112	27526	216
1997	3090	1729	333	257	107	31622	216

Emissions Using Gasoline

	CO	CO*	HC	NOx	CH4	CO2	Evap
1990	7913		540	200	135	22439	655
1991	7616		526	225	131	26163	569
1992	6937		485	232	121	27522	507
1993	6492		452	225	113	30868	513
1994	6085		426	238	107	36012	466
1995	5795		408	243	102	43124	387
1996	5694		402	255	101	50112	393

1997	5285	373	254	93	54083	370
------	------	-----	-----	----	-------	-----

Avoided Emissions

	CO	CO*	HC	NOx	CH4	CO2	Evap
1990	2971	1647	211	9	21	13094	382
1991	2524	1770	184	21	14	14751	321
1992	2043	1769	153	31	10	15122	279
1993	1774	1744	134	24	6	16726	278
1994	1397	1813	109	21	0	19002	246
1995	1004	1808	82	10	-8	20926	188
1996	754	1812	63	3	-12	22587	177
1997	465	1729	40	-3	-14	22460	153

Avoided Emissions (percent relative to gasoline)

	CO	CO*	HC	NOx	CH4	CO2	Evap
1990	38%	21%	39%	4%	15%	58%	58%
1991	33%	23%	35%	9%	11%	56%	56%
1992	29%	25%	32%	13%	8%	55%	55%
1993	27%	27%	30%	11%	5%	54%	54%
1994	23%	30%	26%	9%	0%	53%	53%
1995	17%	31%	20%	4%	-7%	49%	49%
1996	13%	32%	16%	1%	-12%	45%	45%

1997 | 9% 33% 11% -1% -15% 42% 42%

The avoided emissions (average in the period) are summarized in the substitution table. The substitution of one tep of gasoline (equivalent) by anhydrous alcohol in the mixture produced a reduction of 2.26 t of CO₂ in the emission. The effects of adding anhydrous alcohol for reduction of emissions were not calculated for other gases since emission from gasoline was considered as being the same as that of fuel mixture. Tests carried out in Brazil, the United States and Japan verified a reduction of CO and HC emission and increase of NO_x and CH₄. Normally, the beneficial effects are larger than the negative ones. In a general way, mixture reduction for cars adjusted to use it has negative effects on the performance and emissions.

The substitution of one tep of gasoline by hydrated alcohol produced on the average a reduction of 2.13 t of CO₂, 0.24 t of CO and practically negligible results for the other gases.

In the 1997 conditions, the effects of better yields in gasoline vehicles, reduction of improvements in alcohol vehicles and mainly the aging of the fleet made the effects of substitution less significant.

In Table 8 we have also marked the carbon emissions in the form of CO* that represent material of organic nature that once completely oxidized interrupt their effects on the environment. The alternative is to consider the CO₂ credit in biomass production and the debit in CO.

REFERENCES

- (1) Um Modelo econométrico para Demanda de Gasolina pelos Automóveis de Passeio Ricardo Paes de Barros e Silvério Soares Ferreira IPEA - May 1992 - 135 pag
- (2) Estatísticas Históricas do Brasil IBGE 1987 - Volume 3
- (3) Últimos anos GEIPOT e ANFAVEA - Anuário Estatístico / Statistical Yearbook 1998 (Internet)

See Also: [Emission Parameters of Heavy Vehicles and Evaluation of heavy Vehicles Emissions](#)

Main Page

Emission
Parameters of
Heavy Vehicles

Evaluation of
heavy Vehicles
Emissions

Light Vehicles
Emissions

Evolution of the
Brazilian Public
Debt

Application of the
Emission Matrix
Coefficients

e&e links
Guest book

<http://ecen.com>



Aumara Feu
aumara@ecen.com

Carlos Feu Alvim
feu@ecen.com

The Brazilian internal indebtedness reached levels never seen before in our history, 55% of the GDP, corresponding to tax collection of almost two years at all levels of the public administration. Figure 1 shows that the indebtedness imputed in the fifties to President Juscelino Kubtschek's 5-year administration (1956-1961) can hardly be seen in the graphic's scale. Actually, public debt bonds were not a current instrument of governmental financing. The JK administration has preferred the mechanisms of currency emission and indebtedness to the Banco do Brasil. The external debt was reduced in absolute value and the commercial balance presented a surplus in practically the whole period. The average inflation was 22.5% annually and in 1961 reached 35% annually.

NET NATIONAL DEBT

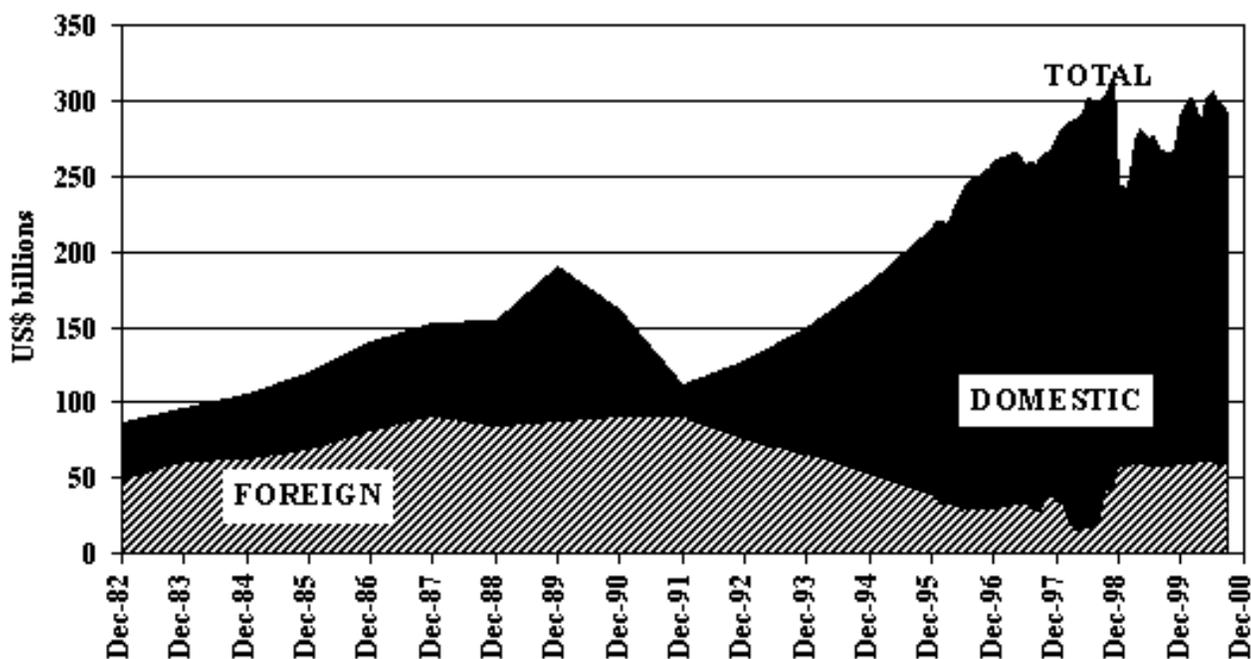


Figure 1: Public Debt/GDP

The Military Regime, started in 1964, found the internal debt practically “zeroed”. What may seem a

sign of financial equilibrium could actually reflect a practical impossibility of indebtedness in what concerns the market at that time.

As an optimistic interpretation, we could presume that at the present situation the National Treasury has never before been so worthy of credit. The pessimistic interpretation would be that we might be very close to a collapse. Resuming our brief (and incomplete) historical summary of the debt, we should remember that the monetary correction mechanisms introduced and the return of external credit allowed the post-1964 Government to resort to the emission of internal bonds and external loans in order to balance the public accounts. An indebtedness cycle was started, raising considerably the Public Debt value. The post-war plateau of the federal debt (7% of the GDP) was exceeded. However, the internal debt was maintained below 8% of the GDP until 1979.

As in that “economic miracle” period, mostly commanded by the Minister Delfim Neto, the denominator of the public debt/GDP ratio was growing, it was possible to raise the absolute value of the numerator (debt) without an explosive growth of this ratio. The first explosive cycle of the debt occurred due to the superposing of the second petroleum price “shock” (1979) and the interests “shock” of 1982.

The governmental policy of generating balances of goods and services by means of devaluating the national currency brought to great difficulties those who had debts in foreign currencies. This process generated a kind of debt socialization where, in one hand, the government companies capitalized their debts or received contributions from the Government, while the private companies obtained governmental help in order to ease the exchange correction and by so doing the government also took on part of their debt. Furthermore, the concession of exportation subsidies worsened the governmental deficit, resulting in debt growth until reaching the plateau of 30% of the GDP around 1986.

It should be emphasized that the rigid exchange policy did not offer many alternatives to the local financial capital and the Government managed to pay practically zero accumulated real interests between 1980 and 1985. In this period, the Figueiredo Administration, which we could call the second Delfimage, the federal bonds and the savings accounts were almost the only way of protection against inflation. This explains the practices of negative real interests until 1984.

From 1986 on, in order to get the same result (zero accumulated interests), it was necessary to alternate positive real interests using stabilization plans (Cruzado, Bresser, Summer, Collor 1 and 2) that embedded confiscation of the last months’ inflation. As part of the debt was not corrected, a non-accounted for liability was generated whose delayed effect (correction of the Mandatory Fund for Unemployment Benefit – FGTS) is now felt. In those circumstances the limit of 30% of the GDP became a magic number and whenever it was reached it was necessary to put a plan into operation and its respective confiscation.

From 1991 on (Marcilio Marques Moreira as Minister of Finance) the real interests became significant and systematically positive, at the occasion of the Real Plan, and reached the accumulated value of 140%. The free exchange regime, favored by the retention of liabilities at the beginning of the Collor Administration, had favored the incoming of external capital that demanded attractive remuneration. From 1991 on it was possible to accumulate a reserve stock that was abated from the net external debt.

After a growth period in 1988, the internal debt/GDP ratio decreased reaching 14% of the GDP in 1994. However with the Real Plan in this same year, 1994, the debt began to grow in an accelerated

pace reaching 51.6% of the Gross Domestic Product in April 1999. The partial recovery of the Real relative to the dollar caused the decrease of the debt relative to the GDP in 1999. Nevertheless, in the last year, 2000, the internal debt/GDP ratio increased, reaching 55,5% of the GDP in October 2000. This scenario was in part a result of the drop of the international reserves that reached its lowest level since the implementation of the Real Plan (4.2% of the GDP).

In the graphic of Figure 2, the evolution of the Internal Debt (in US\$ billion) shows that the retention of assets favored a considerable reduction of the internal debt in the Collor Administration. This reduction was concentrated in the Federal Government's debt which even became negative. The government's companies had also their debt reduced but not those of the States and Municipalities. The practice of positive real interests and channeling the reserves to public bonds multiplied the public debt by a factor of 10 (1000% in 8 years). In January 1999 the devaluation of the Real reduced its nominal value in dollars.

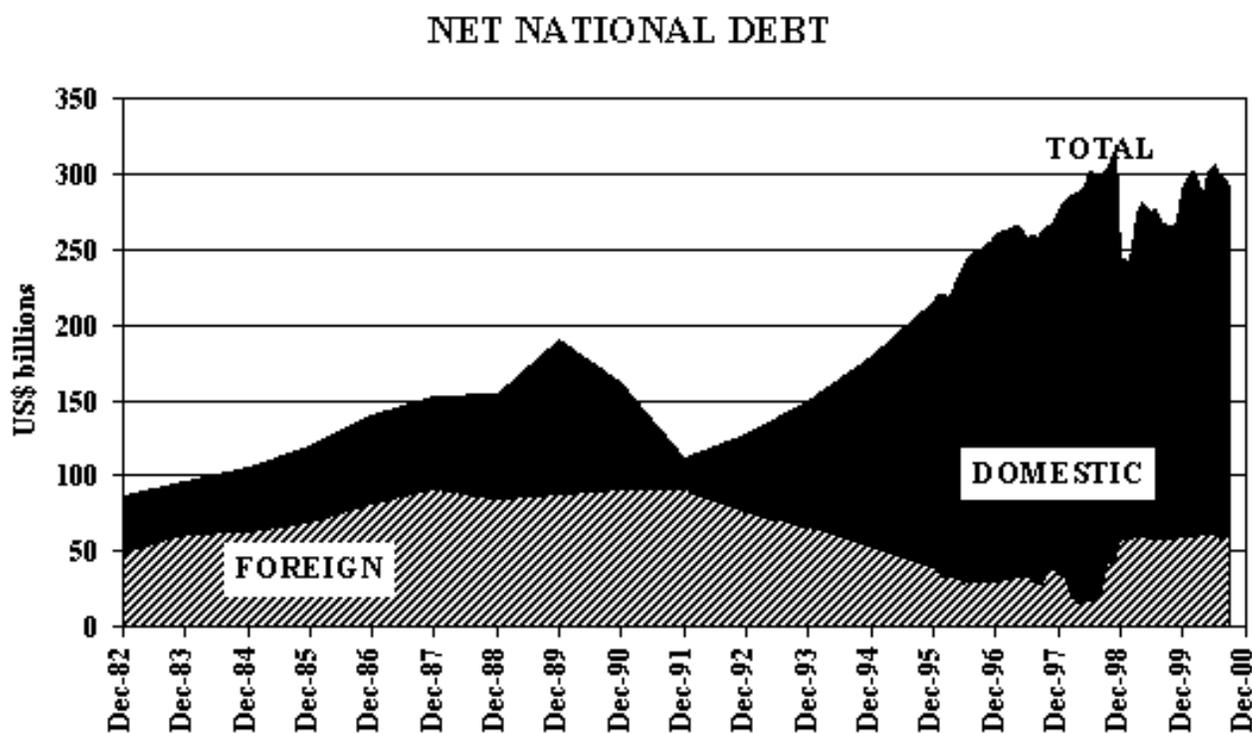


Figure 2: Total Public Debt, Federal, State and Municipalities and government companies.

The absolute value graphics in Figure 2 (in current US dollars) and those of Figure 1 (relative to the GDP) reflect the growth of the debt which, in relative terms (Figure 1), is softened in periods of growth. The comparison between the two graphics seem yet to involve contradictions that can only be cleared out by following the exchange evolution which accumulates differences between their nominal values and those that would be expected when the Brazilian and the American inflation are abated (see previous article by Aumara Feu in the e&e periodical). In particular, the value in dollars grew regularly between 1991 and 1995. The great move regarding the exchange after the Real Plan increased nominally the GDP value in dollars, reducing the relative value of the debt. The real growth of the

GDP affects this ratio as well. For example, in 1999 and 2000 economic stagnation was added to mini-devaluation of the Real, which caused the large growth of the dollar debt/GDP ratio (the denominator did not grow while the numerator did grow). This was followed by a slight recovery of the Real (the denominator - GDP expressed in dollar grew more than the numerator – the debt) This explains the two more recent peaks in Figure 1

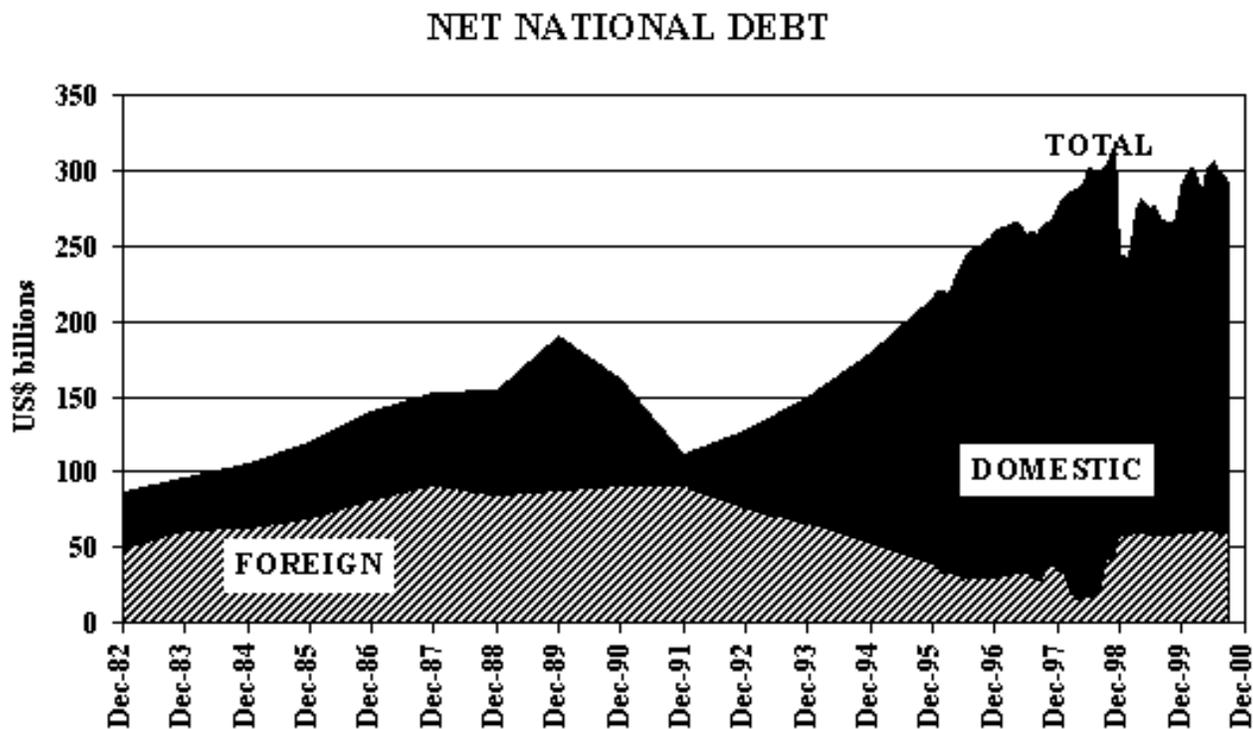


Figure 3a

In the graphic of Figure 3 one can observe the evolution of the internal and external debt in their net values.

From 1991 on, a process of substituting the external debt by the internal one was started. The international reserves, in one hand, did not result in commercial and services balance surpluses. On the opposite, the transfer of goods and services became negative from 1995 on.

The net external debt was reduced by the accumulation of reserves. These reserves were applied on public bonds, generating a remuneration much higher than that obtained from reserves in foreign banks when they were converted to dollars. As the government did not generate sufficient surpluses to pay the interests, the internal debt increase was much higher than the external debt reduction.

Therefore, it can be verified that the globalization policy, started in the Collor administration and reinforced in the Cardoso administration, that based its stabilization plan on the exchange anchor and on the volume of available capital in the form of reserves, was conditioned to offer attractive interests, which contributed to the increase of the net internal debt.

The commitments – formal or informal – taken on by the government concerning a certain parity with

the dollar makes part of the internal debt external as well. This situation is aggravated when the external capital flow, after the Russian crisis (July 1998) and the consequent loss of reliability concerning the Brazilian market, becomes negative. In this case, when the government cannot meet the internal commitments, it reverts the debt substitution process by decreasing the internal debt together with the increase of the external debt.

The decrease observed in 1999 is due to the exchange devaluation together with the decrease of the nominal GDP in dollars. In 2000, the total debt returns to the previous plateau of 300 billion American dollars.

In Figure 3b it is shown, in a modified scale, the evolution of the external and internal debts of the Public Sector

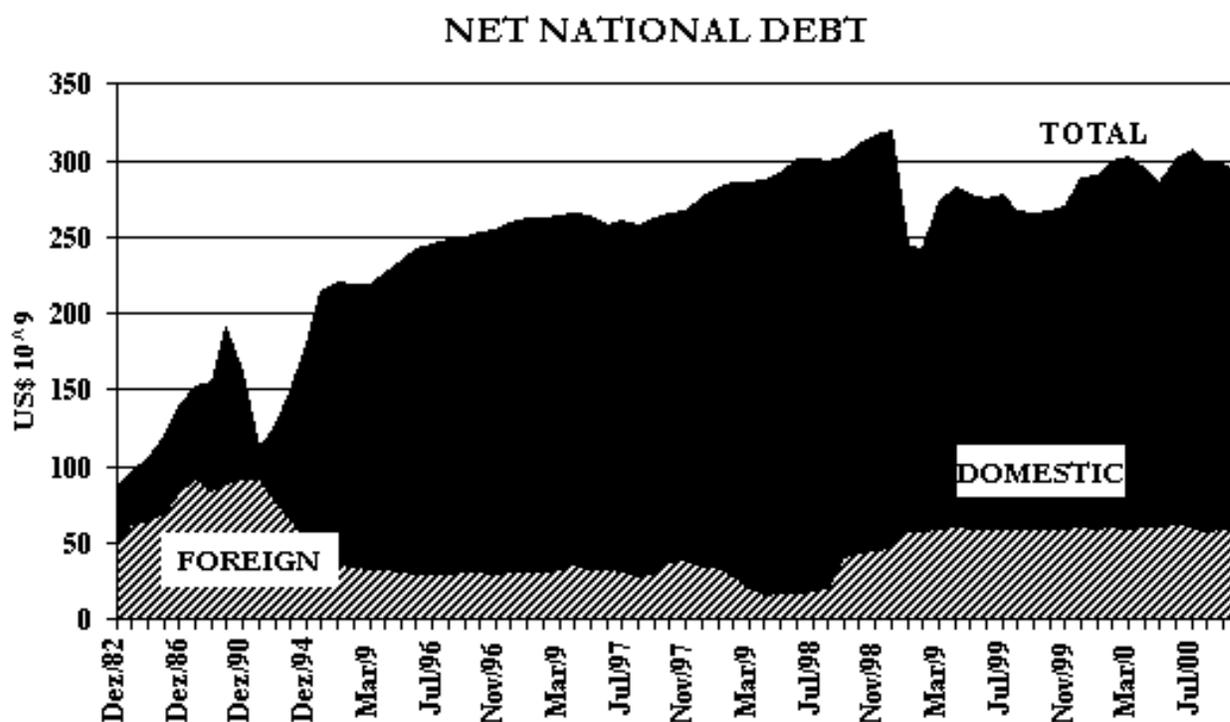


Figure 3b: A time scale change, expanded after 1994, permits to better follow the post-Real period

The changes in the reserve values shown in Figure 4, substantially increased in absolute value after 1994 permit to understand the variations in the net external debt. Drawing an imaginary line at the 100 billion dollars level in Figure 3b it seems that the total debt is the “reflected image” as well as the amplified one of the external debt, between 1994 and 1998. A decrease in the external curve corresponds to an amplified increase in the total one. It should be noted that the simple substitution would correspond to a constant value of the total debt. With the change of parity after 1998, the “specular” behavior disappears. The external public debt not only did not end, as stated the then president of the Central Bank (Gustavo Franco) in 1998 but it rather increased rapidly, even though it did not exceed the values of 1990. Nevertheless, it should be remembered that at the beginning of 2001 more than 20% of the public internal debt is already index-linked to exchange bonds and, therefore, linked to the dollar as the external debt.

Brazilian Reserve Parameters

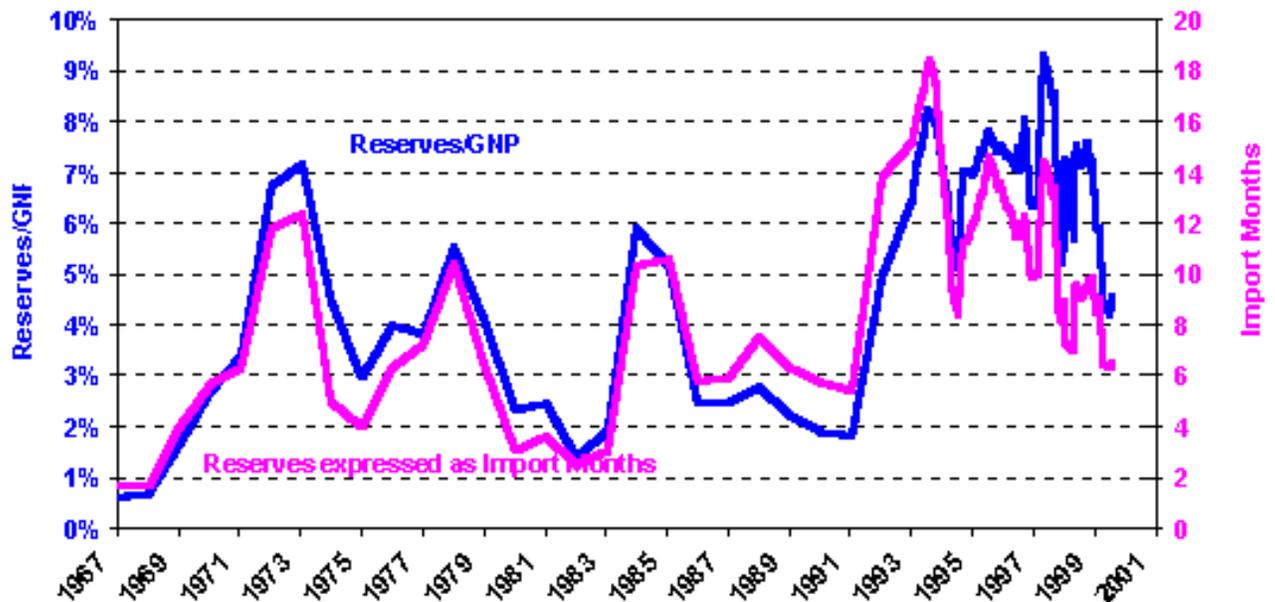


Figure 4: Brazilian international reserves from 1967 on in absolute values relative to the GDP

DÍVIDA INTERNA LÍQUIDA DO SETOR PÚBLICO

	US\$ bilhões					
	Dez/83	Dez/84	Dez/85	Dez/86	Dez/87	Dez/88
I-Governo Federal e Banco Central	8,57	15,29	16,96	19,07	10,92	13,89
II-Governos Estaduais e Municipais	9,02	9,85	11,30	13,54	16,02	17,01
III-Empresas Estatais	17,20	17,23	20,82	25,78	33,11	39,04
TOTAL	34,79	42,36	49,08	58,40	60,05	69,94
	Dez/89	Dez/90	Dez/91	Dez/92	Dez/93	Dez/94
I-Governo Federal e Banco Central	37,93	9,05	-20,04	1,68	8,45	37,66
II-Governos Estaduais e Municipais	23,29	23,38	23,19	33,09	37,57	58,40
III-Empresas Estatais	41,02	38,37	17,59	17,10	38,09	31,02
TOTAL	102,23	70,80	20,74	51,86	84,11	127,07
	Dez/95	Dez/96	Jun/97	Dez/97	Jun/98	Jul/98
I-Governo Federal e Banco Central	68,69	111,43	106,25	134,68	171,91	172,69
II-Governos Estaduais e Municipais	72,29	86,97	95,38	100,03	102,64	101,61
III-Empresas Estatais	34,33	30,36	23,66	7,17	9,39	8,76
TOTAL	175,31	228,77	225,28	241,88	283,94	283,06
	Agô/98	Ser/98	Out/98	Nov/98	Dez/98	Jan/99

	Ago/98	Sep/98	Out/98	Nov/98	Dez/98	Jan/99
I-Governo Federal e Banco Central	164,88	147,24	149,50	162,12	159,33	113,74
II-Governos Estaduais e Municipais	103,25	102,88	104,19	102,07	103,28	65,52
III-Empresas Estatais	11,92	12,07	13,23	8,27	9,50	7,10
TOTAL	280,04	262,19	266,92	272,47	272,12	186,36

	Fev/99	Mar/99	Abr/99	Mai/99	Jun/99	Jul/99
I-Governo Federal e Banco Central	112,84	125,46	128,67	128,71	126,37	126,60
II-Governos Estaduais e Municipais	64,36	79,64	84,02	82,63	81,20	83,01
III-Empresas Estatais	7,30	8,67	8,33	7,97	8,36	8,39
TOTAL	184,51	213,77	221,02	219,31	215,93	218,00

	Ago/99	Sep/99	Out/99	Nov/99	Dez/99	Jan/00
I-Governo Federal e Banco Central	121,03	119,86	120,39	120,44	130,33	133,30
II-Governos Estaduais e Municipais	79,30	80,07	79,74	81,87	90,25	90,35
III-Empresas Estatais	7,53	7,32	7,20	7,48	7,48	7,25
TOTAL	207,87	207,25	207,33	209,79	228,06	230,89

	Fev/00	Mar/00	Abr/00	Mai/00	Jun/00	Jul/00
I-Governo Federal e Banco Central	137,78	139,24	135,72	135,99	138,70	141,75
II-Governos Estaduais e Municipais	94,55	95,39	90,52	81,68	93,63	95,82
III-Empresas Estatais	7,45	7,68	7,38	7,29	7,56	8,39
TOTAL	239,78	242,31	233,61	224,96	239,89	245,96

	Ago/00	Sep/00	Out/00
I-Governo Federal e Banco Central	136,58	135,58	133,20
II-Governos Estaduais e Municipais	95,80	96,71	92,98
III-Empresas Estatais	7,90	6,69	5,98
TOTAL	240,28	238,98	232,16



Application of the Emission Matrix Coefficients

Main Page

Emission
Parameters of
Heavy Vehicles

Evaluation of
heavy Vehicles
Emissions

Light Vehicles
Emissions

Evolution of the
Brazilian Public

Debt

Application of the
Emission Matrix
Coefficients

e&e links
Guest book

<http://ecen.com>



Introduction

In the previous issue we have described the process developed to evaluate emissions by coupling data from the Energy Balance (using final energy values) with general emission coefficients.

As a starting point we have adopted the default coefficients used by the IPCC. A program using the annual tables from BEN/MME (annexes), where final consumption is expressed by fuel and by sector, and coefficients with the same classification was developed. The results found are only indicative since the coefficients are not always adequate to the Brazilian reality.

Application to the past

The objective of this work is to obtain emissions causing the greenhouse effect from data of a projected Energy Matrix. The aim is to evaluate the effect of available alternatives on the emissions. We will apply the coefficients to data available from the National Energy Balance – BEN, published by the Ministry of Mines and Energy – MME.

This work has not the pretension to substitute, in the past, the efforts made in the country to satisfy the Brazilian commitments by using the emission inventory. In fact, it would be useful to adapt the coefficients to the values obtained in the calculations. In the specific cases of emissions from vehicles, thermoelectric power plants and charcoal, *e&e* intends to do that. As a consistency test of the results obtained in other studies it seems really useful to apply the coefficients of the attached tables. In order to do that we have associated the BENAMEX Program, that presents in a dynamic way data from BEN from 1970 to 1999, to the emission tables and graphics in an automatic way. The same instrument will be used in the future for the emission projections.

We present in what follows some of the results directly obtained by the program.

Table of Annual Emissions by final use

In the present phase we are evaluating emissions starting from the final use and we are not including those relative to the transformation phase. However, we should remember that the final use of the Energy Sector accounts for emissions relative to the use of energy in the transformation. Fundamentally, we have additionally to calculate emissions from electricity production and non-accounted for losses in the final energy. Using the tools that have been developed it is possible to evaluate the annual emissions by sector and by energy source or to evaluate emissions along the years by sector or by energy source.

The results concerning 1999 (CO₂) are presented in the annex in Table A6. It should be noticed that the emission coefficients are those of 1999 and specially in the case of transport there is a considerable evolution in the emission factors found.

Table 1 presents the results grouped for the same year and emitted gas.

Table 1: CO2 Emissions in 1999 in Final Energy Use

	CO2	Natural Gas	Coal	Petrol. Products and NG	Biomass	TOTAL
ENERGY SECTOR		3579	796	12615	29965	46955
RESIDENTIAL		158	177	17415	28302	46052
COMMERCIAL AND PUBLIC		114	63	4100	559	4836
AGRICULTURE AND HUSBANDRY		0	0	14284	6677	20960
TRANSPORT		0	0	112200	18235	130435
INDUSTRIAL		7038	35123	40263	89993	172417
TOTAL		10889	36159	200878	173730	421657

The graphic in Figure 1 represents the values of Table 2. In Tables 2 and 5 are indicated the emissions of CH₄, NO₂, NO_x and CO in an aggregate form. As previously mentioned, it was considered the carbon balance in each case. The CO₂ emissions were corrected considering the carbon content in the CH₄ and CO emissions.

Table 2: Emissions of CH₄ in 1999 in Final Energy Use

	CH ₄	Natural Gas	Coal	Petrol. Products and NG	Biomass	TOTAL
ENERGY SECTOR		0	0	0	6	6
RESIDENTIAL		0	0	2	63	65
COMMERCIAL AND PUBLIC		0	0	0	1	1
AGRICULTURE AND HUSBANDRY		0	0	1	16	18
TRANSPORT		0	0	12	6	18
INDUSTRIAL		0	3	1	137	141
TOTAL		1	3	17	229	249

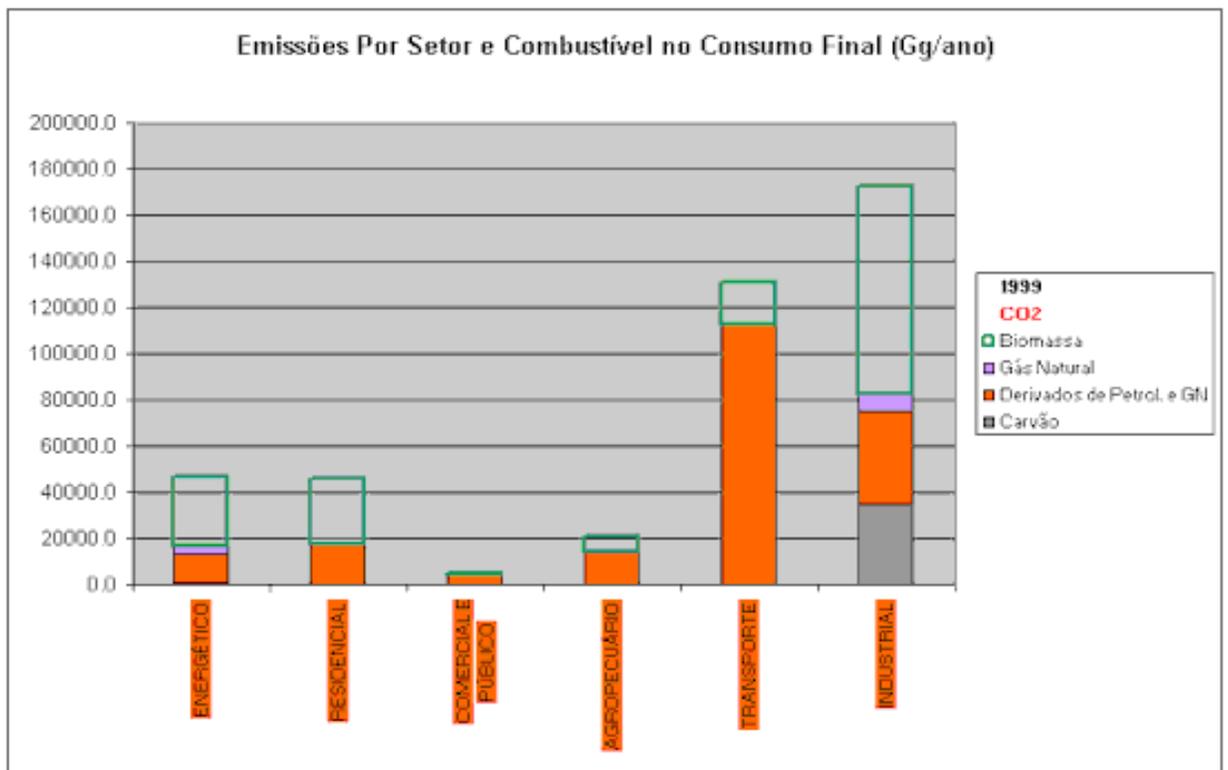


Figure 1: Emissions by Sector and by energy source. The CO₂ values resulting from biomass have no cumulative effect. The eventual use of non-restored deforesting must be accounted for separately and not accounted for in the final energy as an energy source.

Table 3: N₂O Emissions in 1999 in Final Energy Use

N ₂ O	Gás Natural	Carvão	Derivados de Petrol. e GN	Biomassa	TOTAL
ENERGY SECTOR	0.0	0.0	0.0	1.1	1.2
RESIDENTIAL	0.0	0.0	0.2	1.1	1.2
COMMERCIAL AND PUBLIC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
AGRICULTURE AND HUSBANDR	0.0	0.0	0.1	0.3	0.4
TRANSPORTE	0.0	0.0	1.2	0.0	1.2
INDUSTRIAL	0.0	0.5	0.2	3.5	4.3
TOTAL	0.0	0.5	1.8	6.0	8.3

Table 4: NO_x Emissions in 1999 in Final Energy Use

	NOx	Natural Gas	Coal	Petrol. Products and NG	Biomass	TOTAL
ENERGY SECTOR		9.6	2.2	13.4	27.8	52.9
RESIDENTIAL		0.1	0.2	27.7	28.3	56.4
COMMERCIAL AND PUBLIC		0.1	0.1	5.8	0.6	6.6
AGROPECUÁRIO		0.0	0.0	19.5	7.2	26.7
TRANSPORT		0.0	0.0	1211.6	133.5	1345.1
INDUSTRIAL		18.0	111.1	70.9	89.8	289.8
TOTAL		27.9	113.6	1348.8	287.2	1777.4

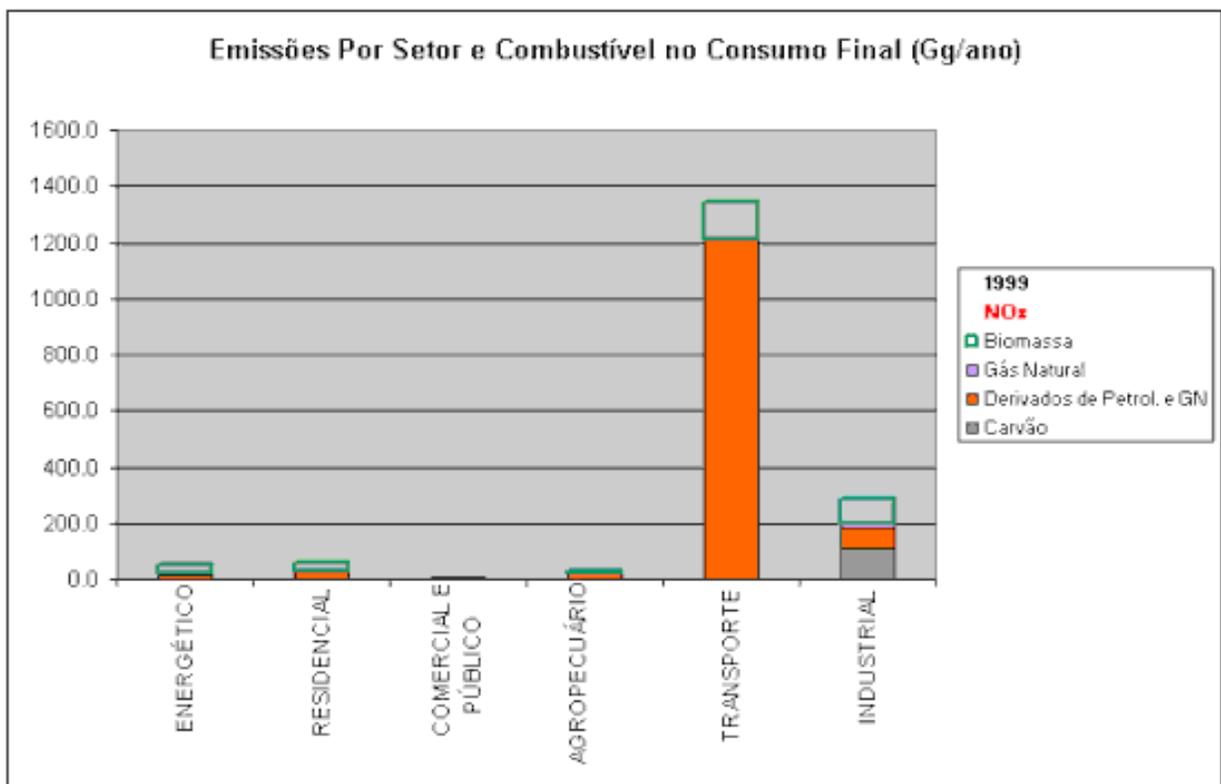


Figure 2: NOx Emissions by sector and by fuel aggregated by origin

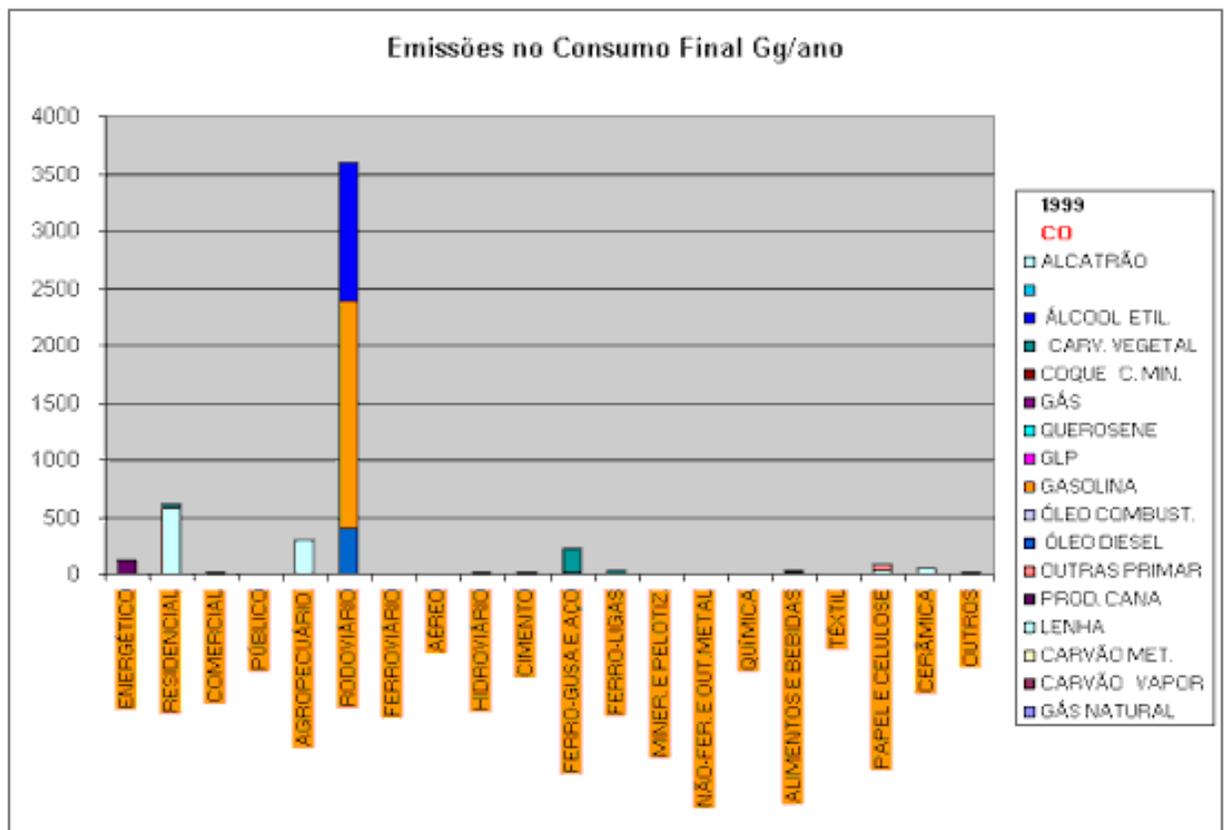


Figure 3: CO Emissions in 1999 using the coefficients. Absolute prominence of the transport sector can be observed. These values do not incorporate the technological progress introduced in the last years. .

Table 5: CO Emissions in 1999 in Final Energy Use

CO	Natural Gas	Coal	Petrol. Products and NG	Biomass	TOTAL
ENERGY SECTOR	0.5	0.1	0.4	119.0	120.1
RESIDENCIAL	0.1	0.0	2.4	619.0	621.5
COMMERCIAL AND PUBLIC	0.0	0.0	0.5	14.9	15.5
AGRICULTURE AND HUSBANDRY	0.0	0.0	1.7	299.0	300.6
TRANSPORT	0.0	0.0	2420.2	1203.8	3624.0
INDUSTRIAL	1.7	23.5	1.8	449.6	476.6
TOTAL	2.4	23.6	2427.0	2705.3	5158.3

It is also interesting to present for the chosen year the contributions by sector and by energy source in the aggregation adopted by BEN. These values are shown for CO, year 1999, in Figure 3 in Gg/year. The

corresponding final consumption is shown in Figure 4.

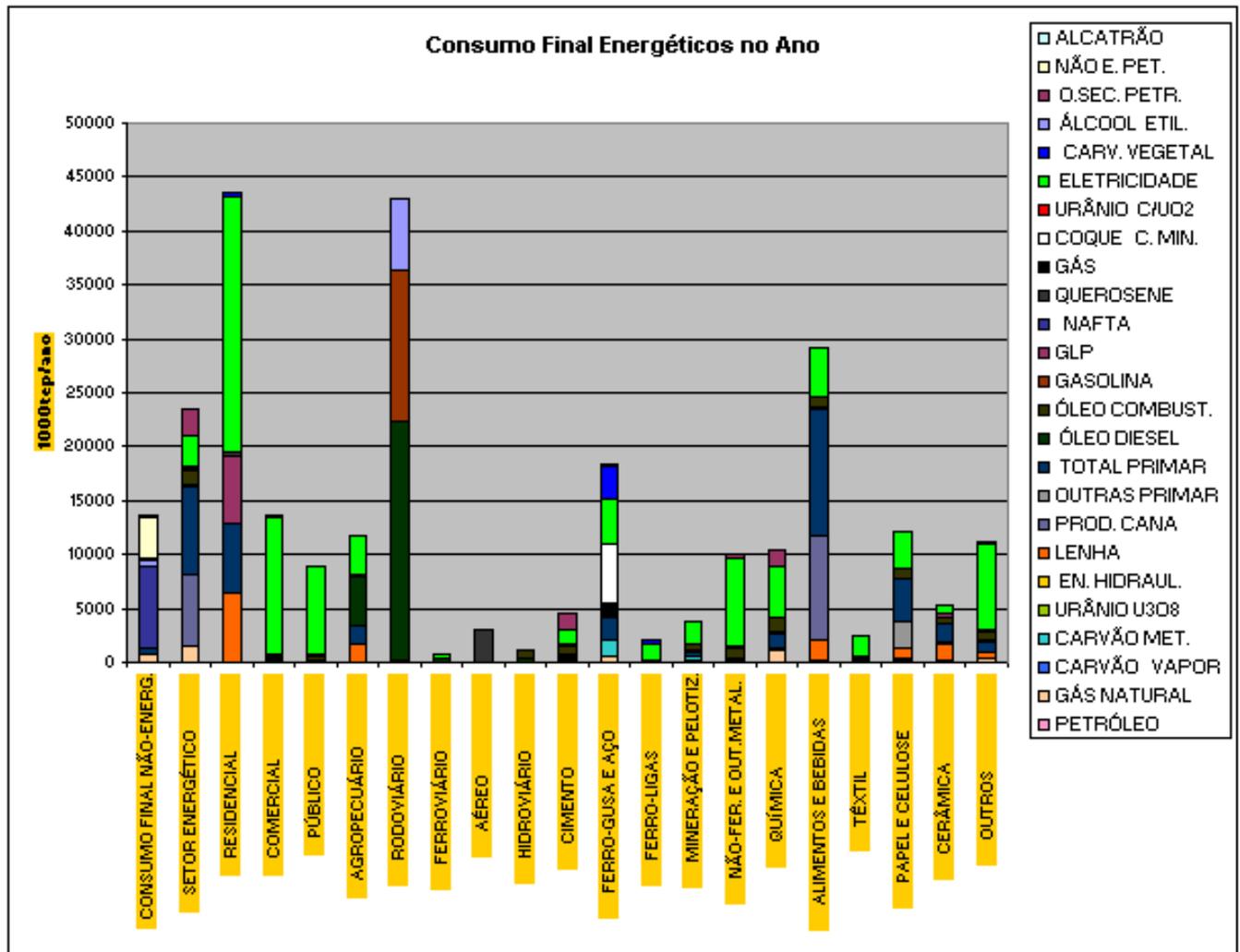


Figure 4: Final energy consumption by sector in 1999 (data from BEN/MME)

Emissions by Energy Source in the 1970-1999 Period

Considering the emission factor as fixed, the emissions can be calculated along the years or cumulatively. The tool that has been developed permits to obtain these values automatically.

In Figure 5 we show the evolution of fuel oil final consumption and in Figures 6 and 7 the corresponding CO₂ and CO emissions. We can observe that CO₂ emissions follow the fuel consumption, provided no carbon balance corrections are made. As to CO emissions, they are strongly influenced by the type of use (larger in the navigation sector where the use of motors is predominant)

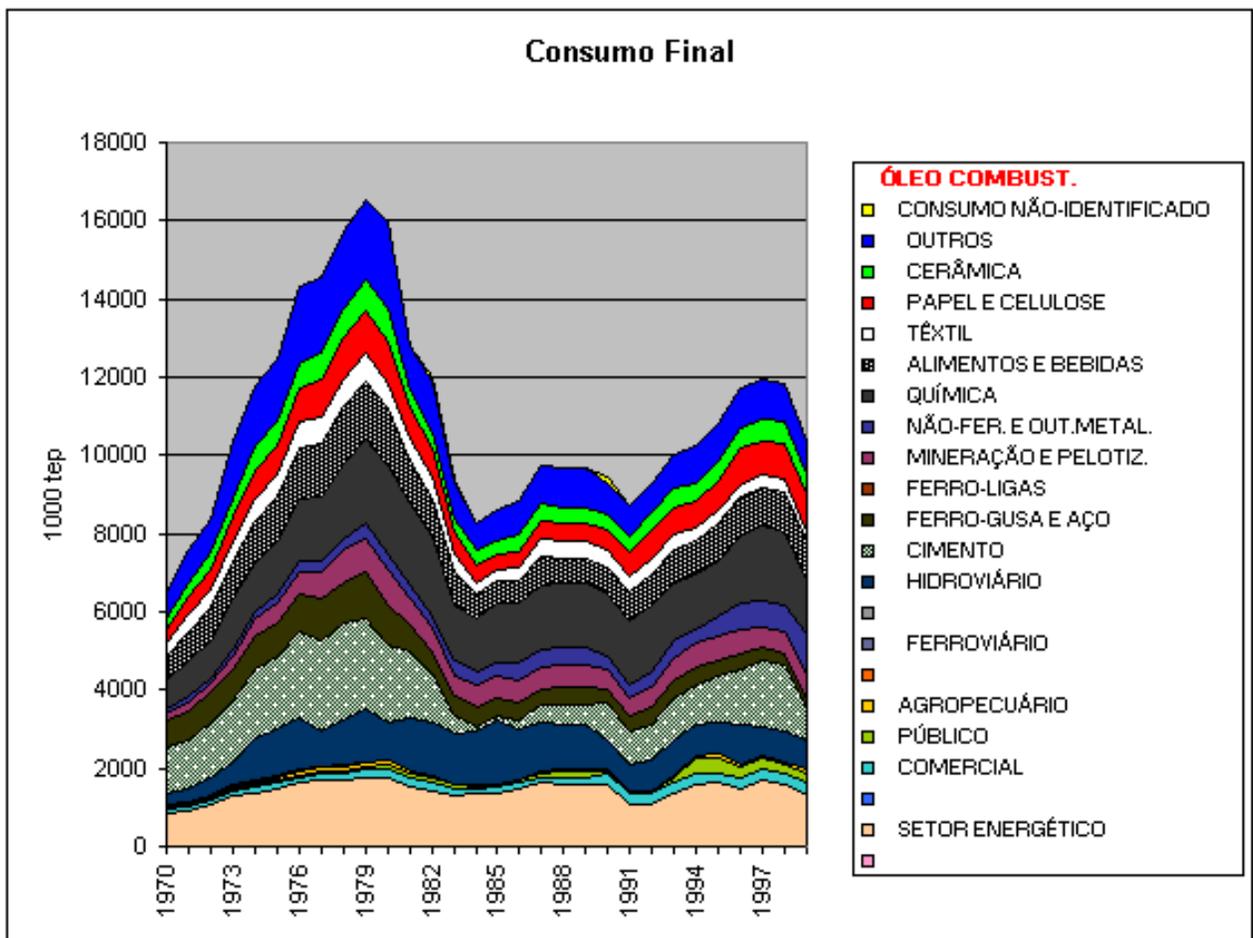
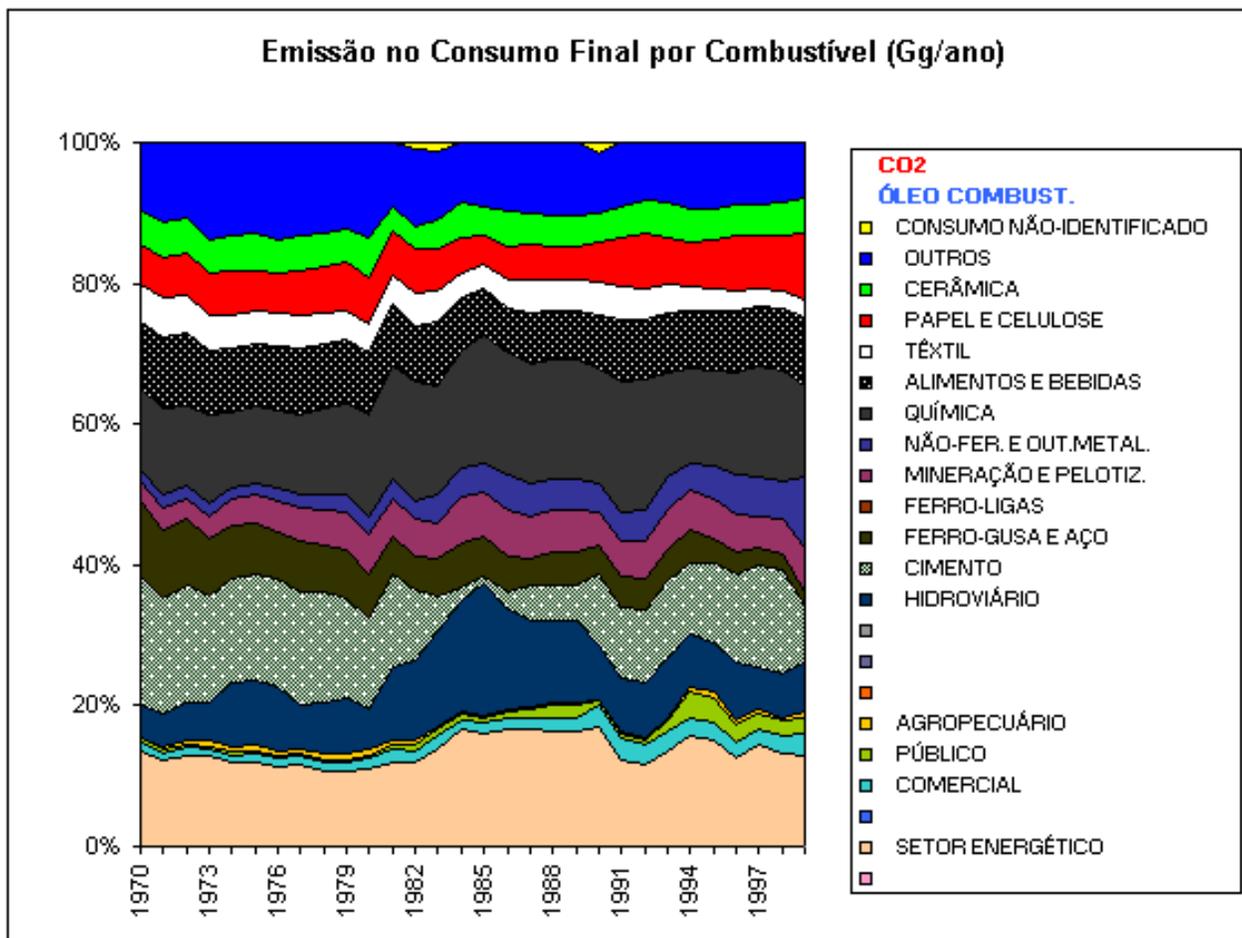
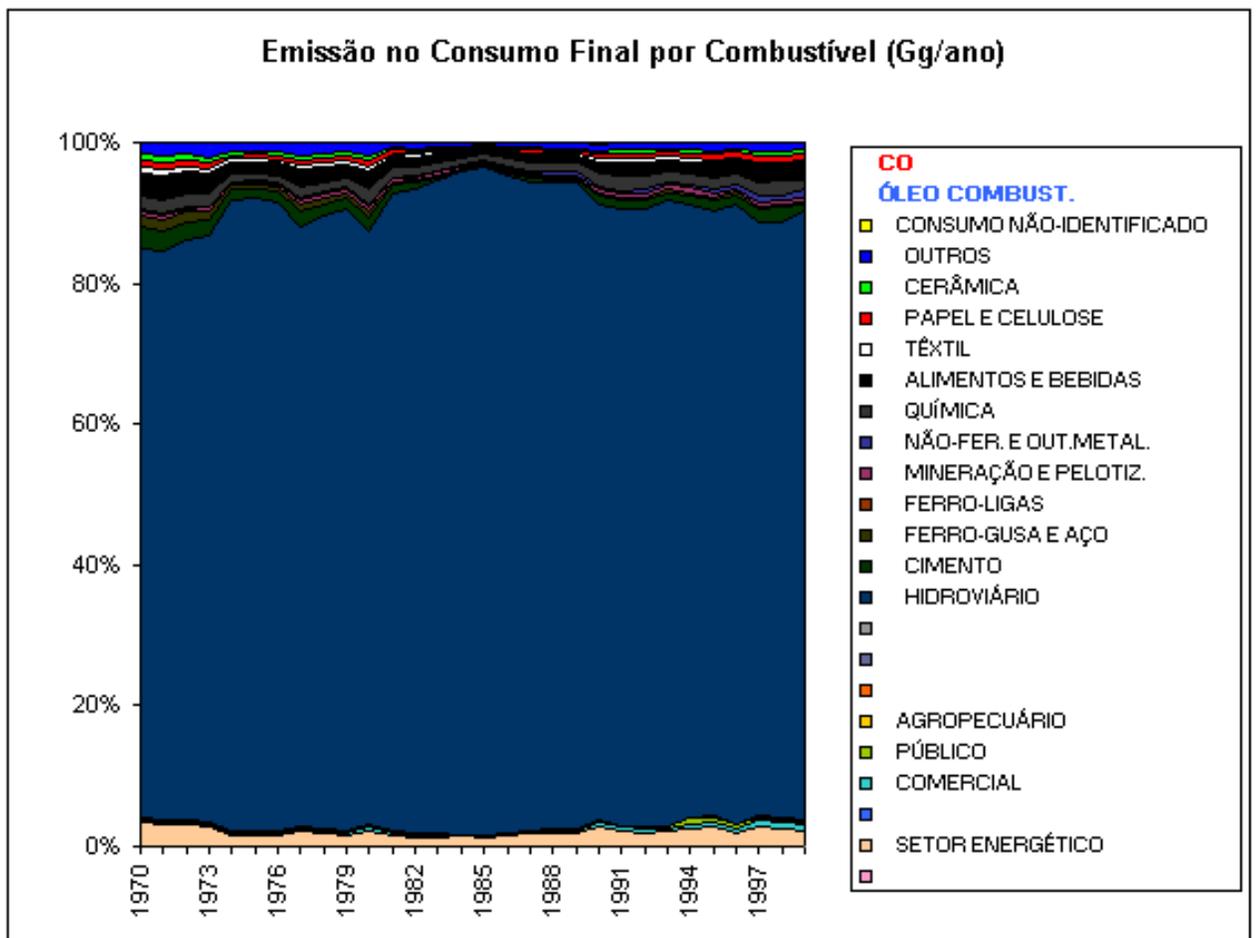


Figure 5: Fuel oil consumption by sector. It can be observed the decrease of consumption from 19790 on. And a slow resumption from 1983 on.





Figures 6 e 7: Comparison Between CO₂ e CO emissions resulting from the use of fuel oil.

The graphics of the following figures, aggregated by large sectors of the economy, show the evolution of CH₄, N₂O, NO_x, CO and CO₂ (including biomass) and CO₂ (excluding biomass) in the 1970 to 1999 period. The coefficients shown in the annexed tables, constant along time, were used.

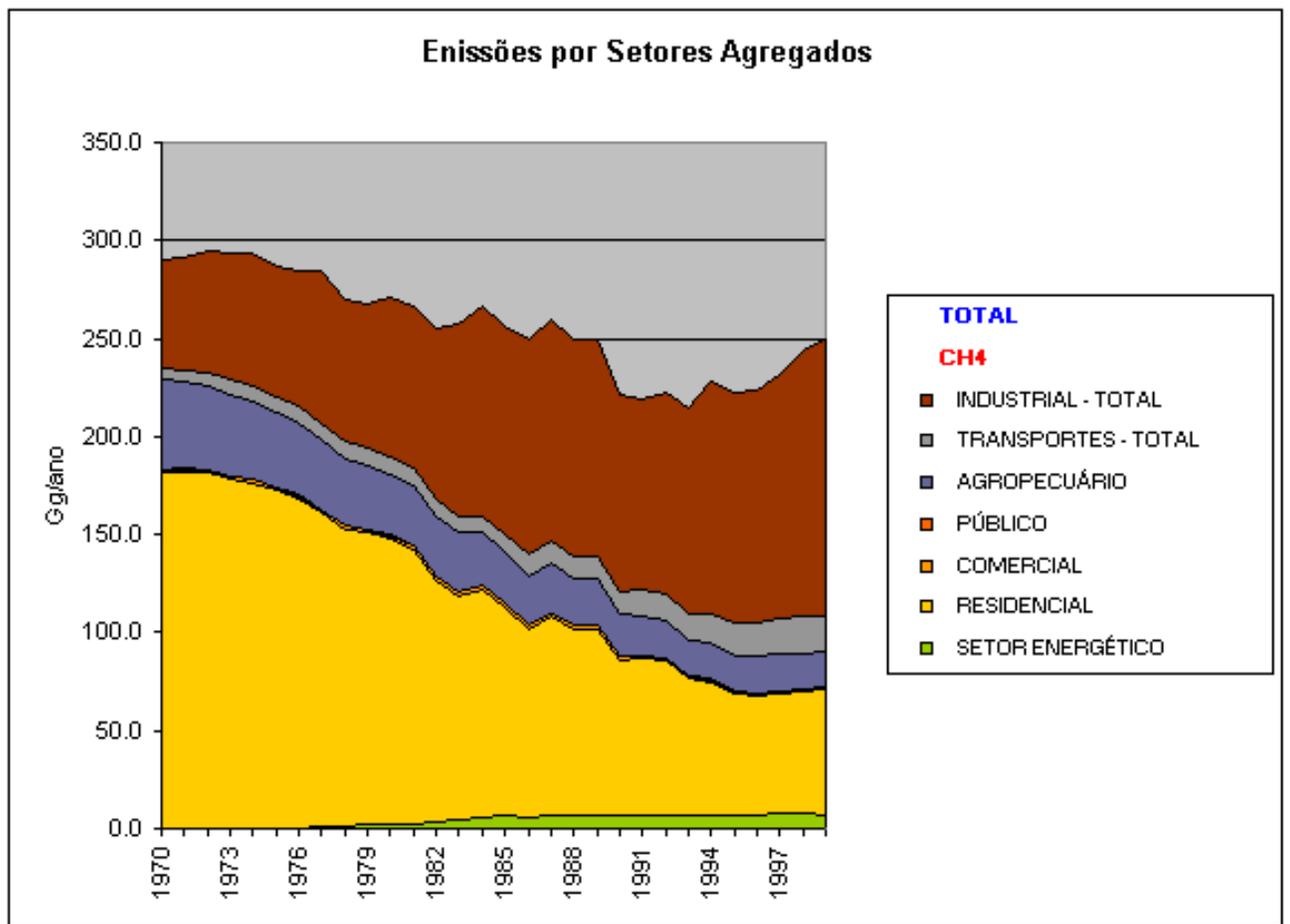


Figure 8: CH4 Emissions in final energy in the 1970-1999 period

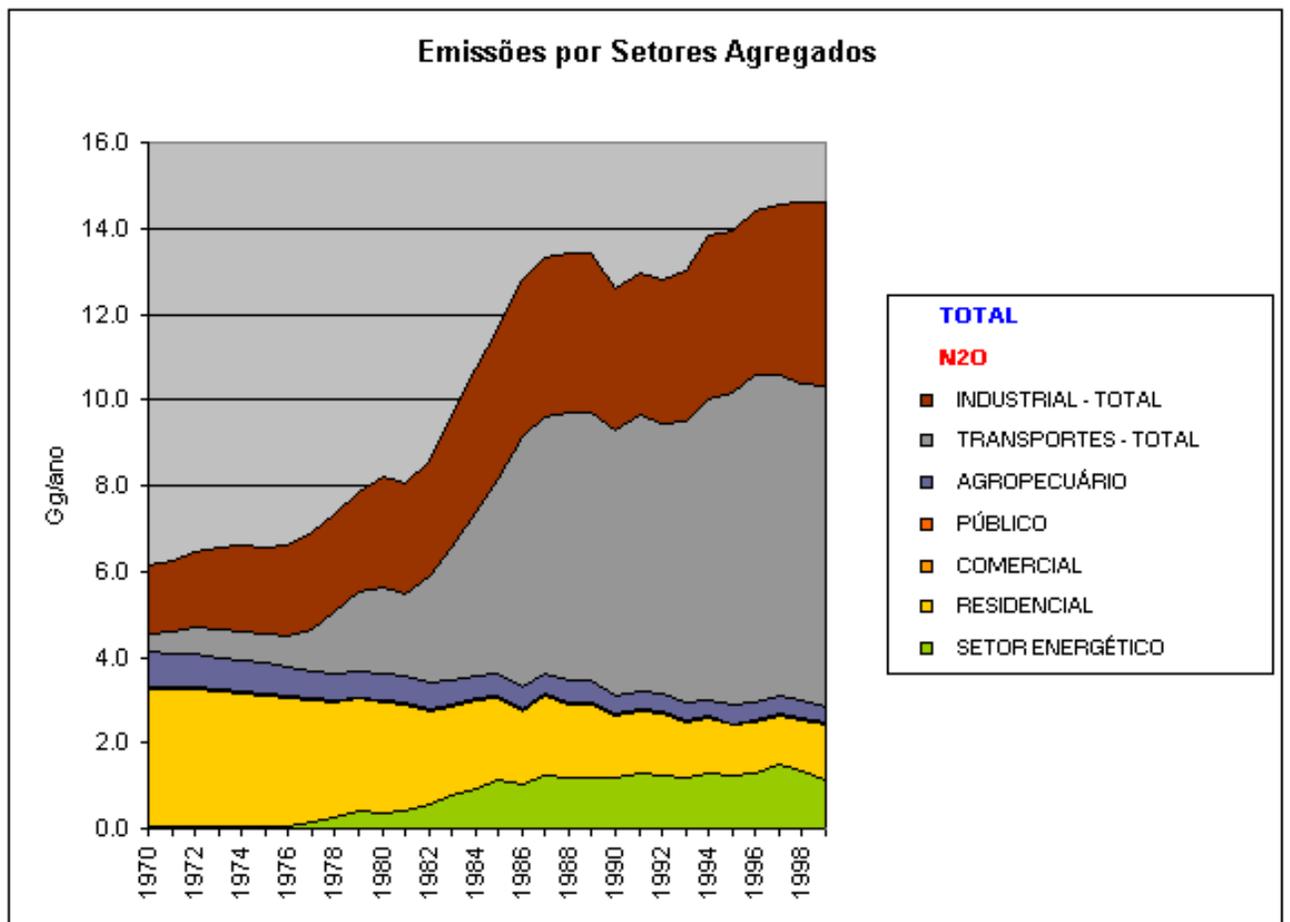
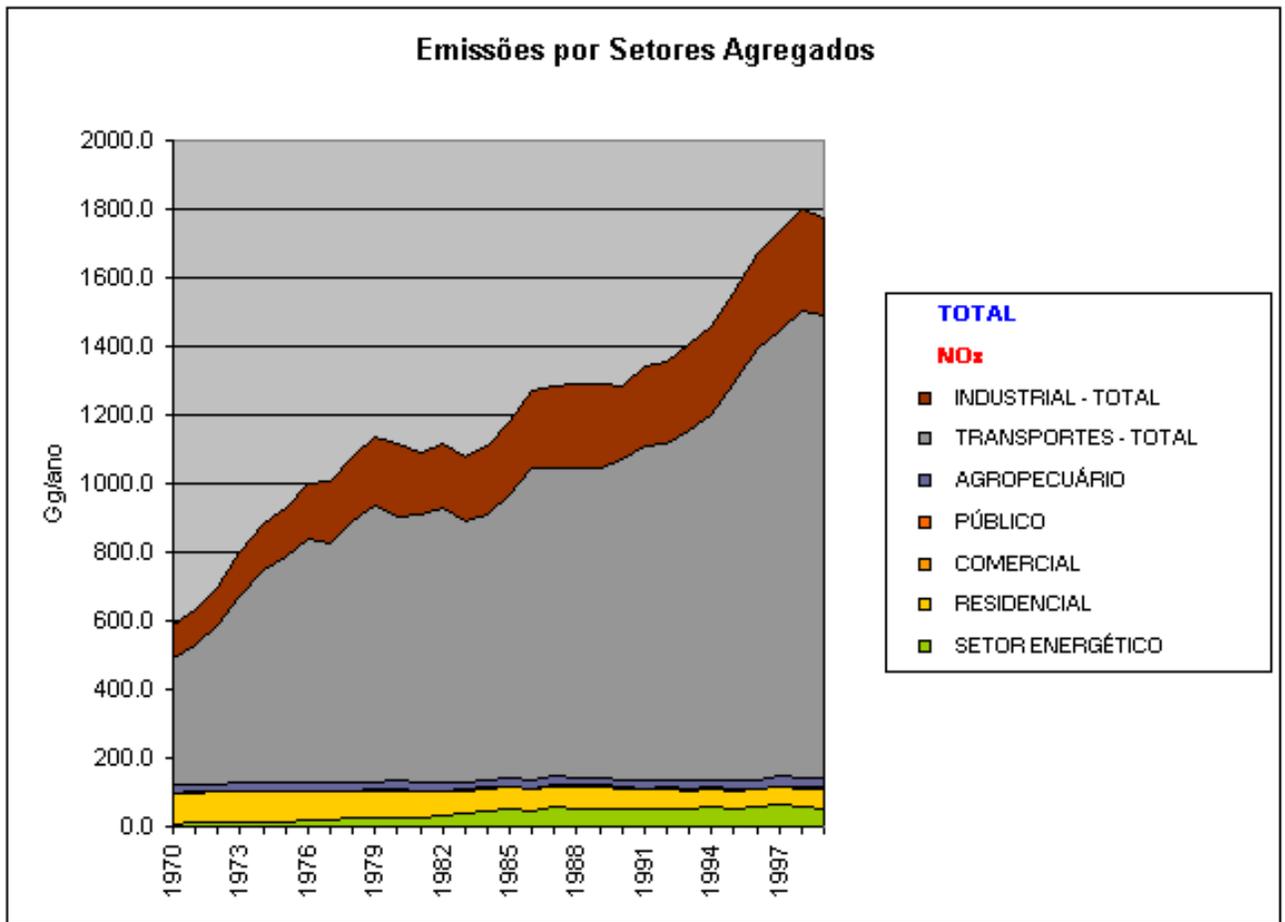


Figure 9: N₂O Emissions by sector. It can be observed a strong increase of the emissions (of small total mass) with the introduction of alternative fuels after the petroleum price crisis in 1973 and 1979.



Figura

Figure 10: NOx Emissions along the 1970/1999 period for all the final energy in the energy sector.

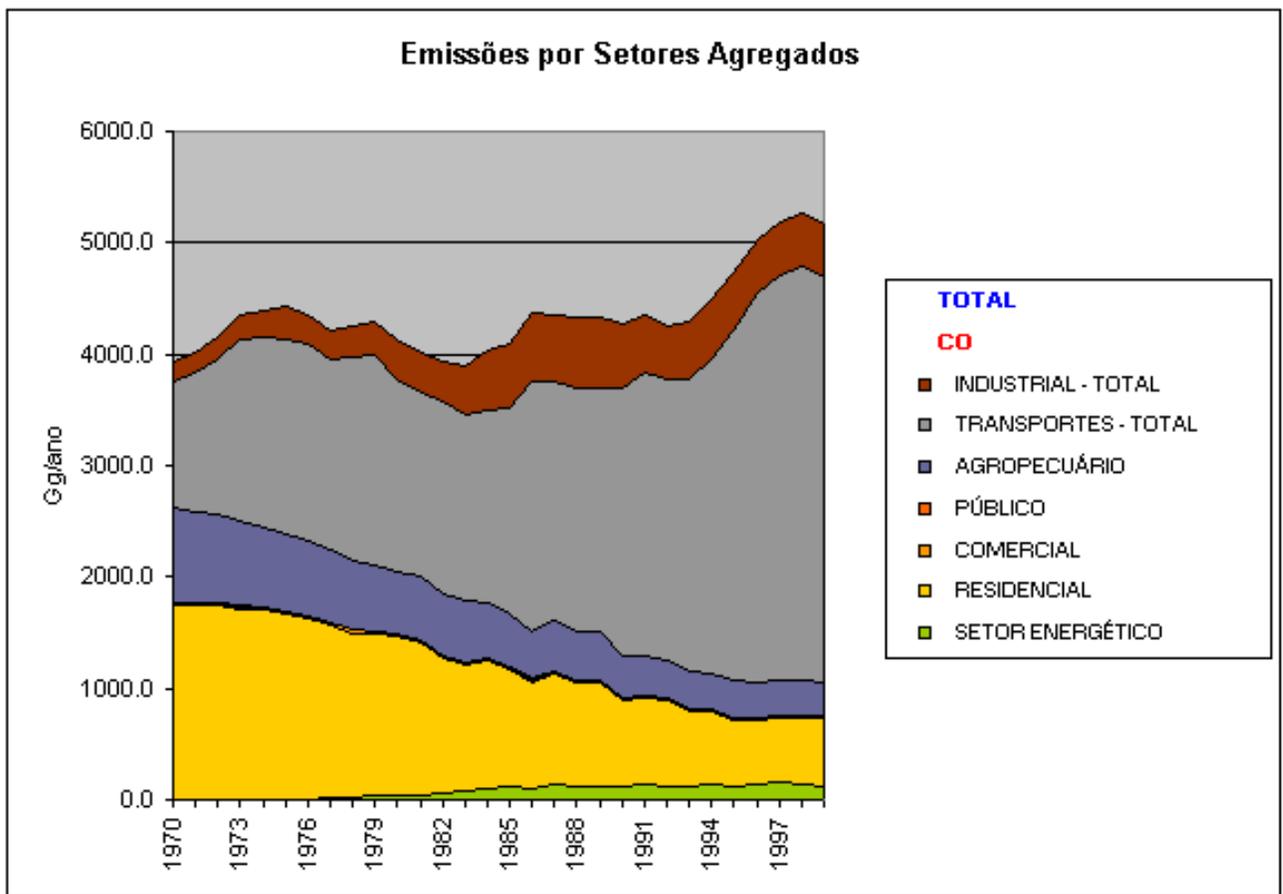
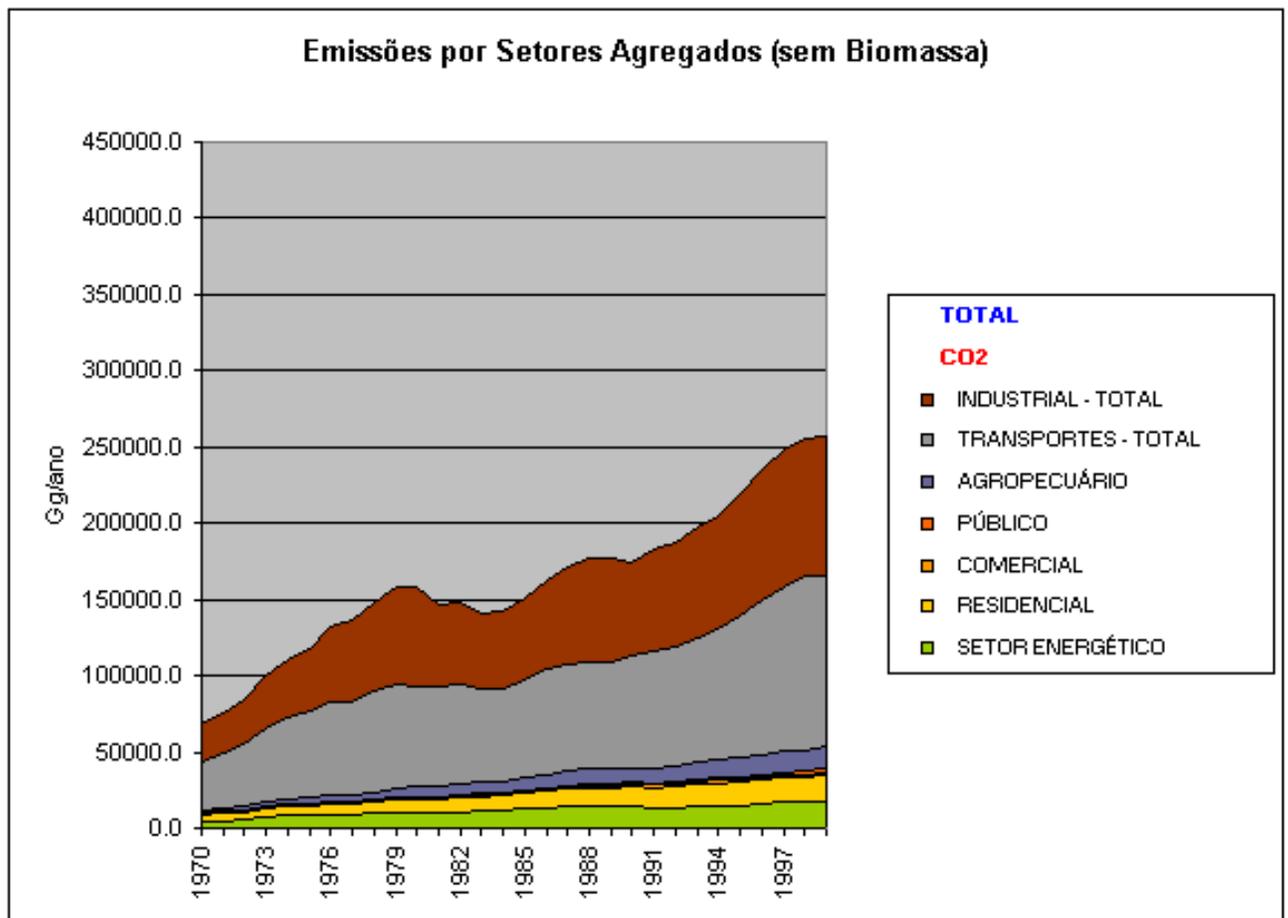
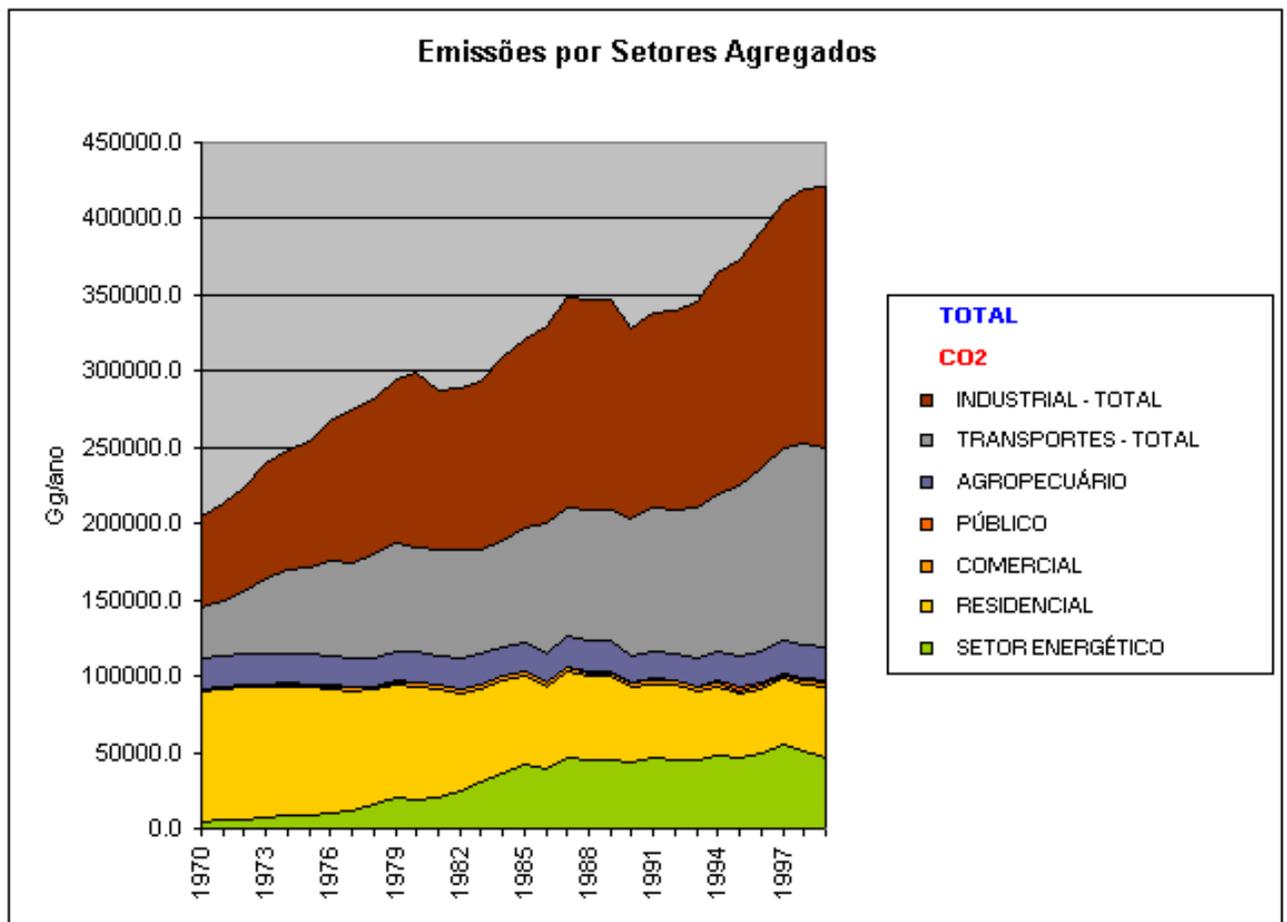


Figure 11: CO Emissions along the 1970/1999 period



Figures 12 and 13: Comparison between CO₂ emissions in the period including and excluding biomass (according to IPCC recommendation)

Emissions by Sector in the 1970-1999 Period

The emissions can also be evaluated along the years as well as cumulatively in chosen periods. In Figure 14 the evolution of CO₂ emissions in transport is shown. The emission concerning alcohol should not be accounted for since it comes from the production of planted biomass.

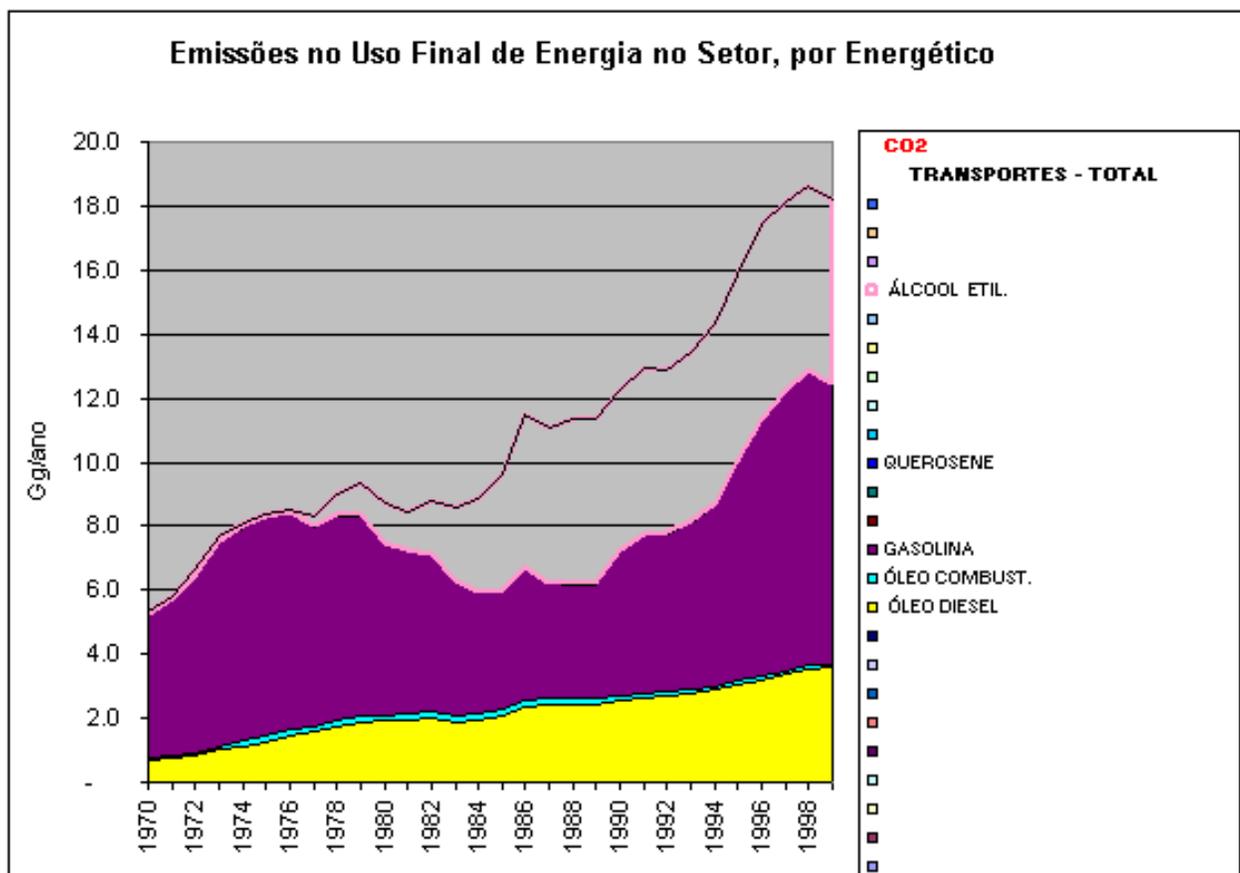


Figure 14: Emissions in the transport sector by fuel. The emissions due to alcohol use should not be computed for greenhouse effect evaluation purposes.

It is also interesting to verify the evolution of the Industrial Sector in the period, as shown in Figure 14 and the participation of the sectors in the emissions corresponding to the total Energy Consumption.

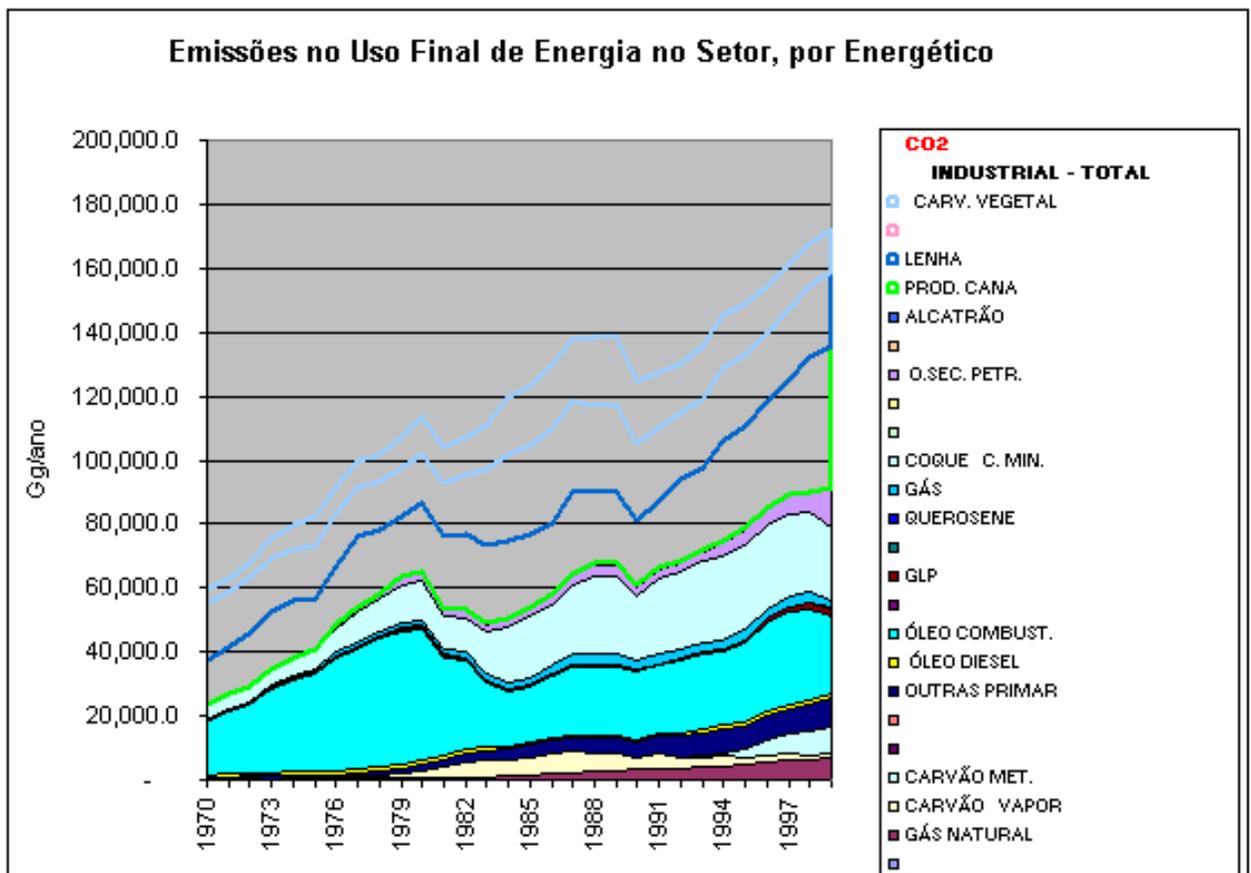


Figure 15: CO2 Emissions in the Brazilian Industry by energy source in the 1970/1999 period.

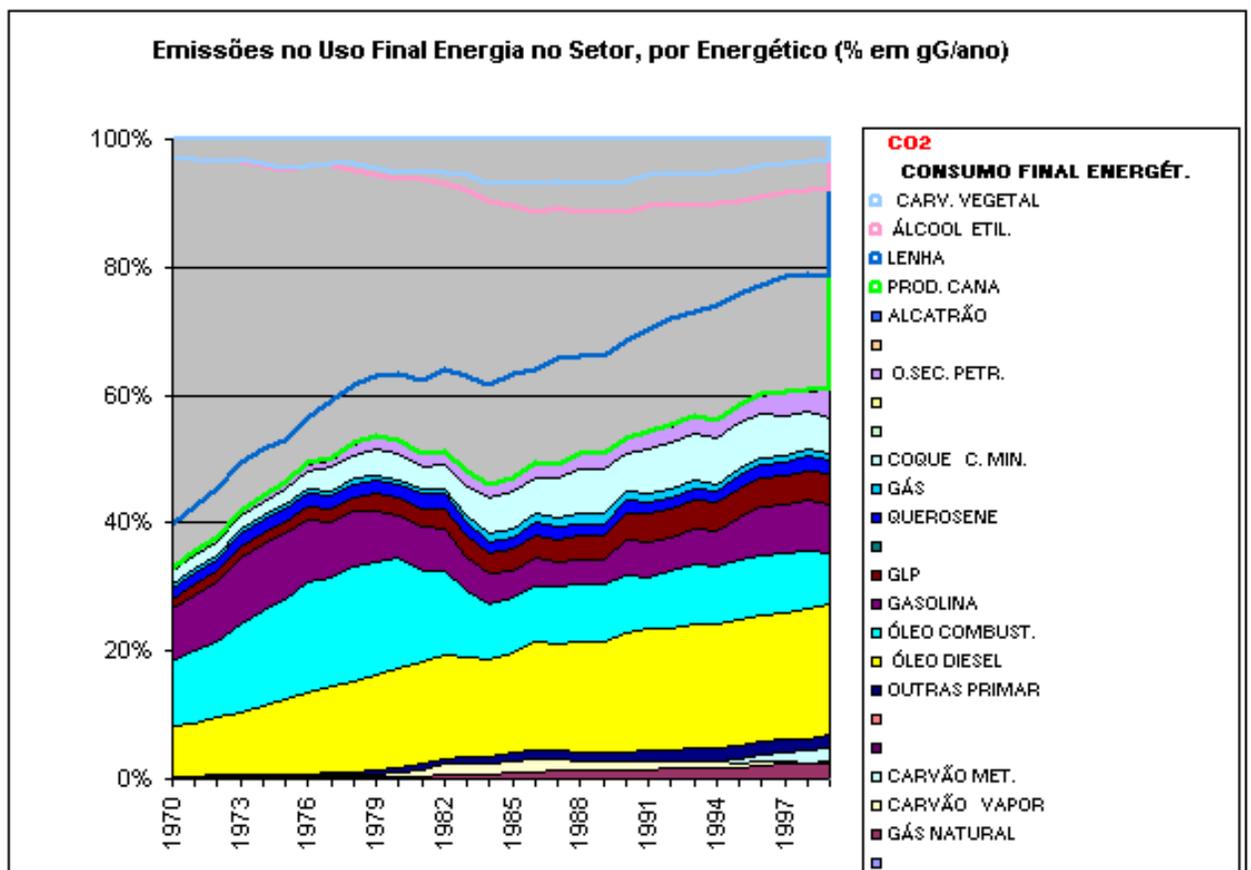


Figure 16: CO2 Emissions in the final energy consumption in Brazil in the 1970/1999 period. It should be emphasized the strong participation of biomass in the CO2 emissions which are not accounted for in the final use.

Conclusion

The association of BEN/MME data concerning final energy consumption with emission coefficients can give a first approximation of greenhouse effect gases emissions connected with energy consumption. By improving the annual coefficients data one can get a good approximation of the emissions. These results together with assumptions about the behavior of these factors is an interesting instrument to evaluate future emissions.

**Main Page****HIGHLIGHTS IN 2000 AND BUSINESS OPPORTUNITIES**

Emission
Parameters of
Heavy Vehicles

1. General Considerations

Evaluation of
heavy Vehicles
Emissions

Light Vehicles
Emissions

Evolution of the
Brazilian Public
Debt

Application of the
Emission Matrix
Coefficients

e&e links
Guest book

<http://ecen.com>



The Internal Energy Offer – IEO in the country has reached about 261 million ton equivalent petroleum (tep) in 2000, with 3% growth relative to 1999 (preliminary data). Approximately 57% of this amount is clean and renewable energy of which 39% is hydroelectricity and 18% is biomass. Since the country has a large territory and a large energy potential, Brazil has opted for policies that favor renewable energies and as examples it can be mentioned the hydroelectricity development from 1950 on and the alcohol program in the seventies. Of the about 43% of the IEO referring to non-renewable energy, 34% corresponds to petroleum and its products, 3.7% refer to natural gas and the remaining, to mineral coal and uranium.

Only 18% of the IEO corresponded to imports, 3 percent points below that of 1999. The petroleum area has contributed a lot to this performance. This area has been successful since the beginning of the eighties in what concerns petroleum exploration and production, guaranteeing the regular and reliable supply of petroleum products and reducing significantly the external dependence on these energy sources - around 30% in 2000 – a result 5 percent points smaller than that of 1999. In the second petroleum shock in 1979 this dependence was 85%.

In 2000 the Government continued its program for stimulating the growing participation of natural gas in the energy market, mainly in what concerns the regulation of its use in thermoelectric plants. The non-conventional and/or decentralized energy sources (solar, wind, forest and agriculture residues, vegetable oils, and small hydraulic potentials) were also encouraged. Programs aiming at increasing the energy efficiency in the country were continued in 2000 as well, including production and efficient use of energy and cogeneration of thermal and electrical energy.

In the process of restructuring the energy sector, it was established the National Council of Energy Policy -CNPE, that advises the President of the Republic, whose objectives are to formulate policies and guidelines for promoting the rational use of the country's energy resources, assure the universalization of the national energy consumption and stimulate the development of alternative renewable energy sources in order to gradually obtain an energy matrix that fully preserves the national interests. Along the fiscal year, eight Technical Committees (TC's) started their activities, namely, TC1 – Consumer and Tariffs; TC2 –

Planning of Electrical Energy Supply; TC3 – Energy Matrix; TC4 – Energy Efficiency; TC5 – Complementary Renewable Sources; TC6 – Energy Sources Import and National System of Fuel Stock; TC7 – Environment; and TC8 – Investment Incentives and Legal Milestones. Still in the institutional area, the Ministry of Mines and Energy has continued its actions aiming at a larger participation of the private sector in the necessary investments and in the responsibility of guaranteeing the national energy supply.

The Regulating Agencies – ANEEL – Electric Energy National Agency and ANP – Petroleum National Agency have been fundamental for continuing the guarantee of supply and increase of the quality of energy services in all the country.

In the year 2000 the MME has published and distributed the National Energy Balance – base year 1999, containing energy statistics relative to the period 1984/1999, and the Decennial Plan for Expansion of the Electrical Sector 2000/2009, containing the indicative elements for generation and transmission in the period.

2 Economic Growth and Energy Consumption

In the period from 1970 to 1980 the Brazilian Gross Domestic Product - GDP grew at a rate of 8.7% annually (a.a.) and energy consumption also grew at expressive annual rates, 12.4% a.a. for electricity and 8.3% a.a. for petroleum and its products. The determining factors for this result were the continental size of the country and the predominance of road transport as well as the development of base industry and infrastructure necessary for satisfying unattended needs of many regions in the country.

In spite of the high consuming indexes of electricity and petroleum products, the Internal Energy Offer grew 6.5% a.a. - 0.75 elasticity relative to the GDP - mainly as a consequence of the low growth of biomass (0.45% a.a.) constantly substituted by petroleum products (LPG and fuel oil).

From 1980 on, under the pressure of the recessive economical environment in the country, these rates declined and varied considerably. In the period from 1980 to 1992, the national economy grew at an average rate of only 1.3% annually, varying between (-) 4.3% in 1981 and (+) 7.8% in 1985. The growth rate of energy demand decreased as well but not in the same proportion as that of the GDP. The IEO grew 2.8% a.a., with 2.1% elasticity relative to the GDP. Electricity consumption grew 5.4% a.a., mainly due to the expansion of the electricity-intensive industries (aluminum, pig iron, etc.). As to the consumption of petroleum products, it grew only 0.9% a.a. As a consequence of the substitution policy, and biomass consumption grew 1.1% a.a., higher than what happened in the period 70/80, mainly due to the alcohol program.

From 1992 to 1997, with the stabilization of the economy, a new development cycle was established which raised the economy expansion and energy consumption rates. In this period the, GDP increased 41% a.a and the IEO grew 4.3% a.a and the average increase rate of petroleum products was 5.8 % a.a, 5.0% a.a for electricity and 0.6% a.a for biomass, with the corresponding elasticity of 1.4, 1.21 and 0.14 of the GNP, respectively. Residential and commercial electricity, automotive gasoline and aviation kerosene were the large instigators of the high energy consumption rates due to the better income distribution caused by the Real Plan.

In 1998, under the influence of the crisis in the Asian countries, the Brazilian government was forced to take measures that led to high retraction in the economical growth and the GDP grew only 0.22%. Nevertheless, the energy sources mentioned above, associated with the well being of the population kept the consumption levels above 5%, and this fact resulted in an increase of the IEO well above that of the GDP.

In 1999, with the devaluation of the national currency, the low performance of the economy continued (0.79% GDP) and now affecting significantly energy consumption associated with the particular use. The following energy sources had negative consumption rates: aviation kerosene (-6.4%), hydrated alcohol (-8%) and automotive gasoline (-1%). But residential electric energy increased only 2.5%.

According to preliminary data, in 2000 the GDP grew 4.2% levered by good performances of the Communication (17%), Mineral Extraction (11%) and Transformation Industry (5.5%) sectors. As already mentioned, the IEO will grow 3% in 2000, a result lower than that of the GDP mainly due to the low performance of energy consumption associated with the particular use that also occurred in 1999.

3 - Electrical Sector

From the fifties on, the Brazilian states created their own electricity utilities. They progressively substituted the then existing private companies. Later on, the Federal Government created ELETROBRAS in 1963. Since then, the installed electrical generation capacity increased dramatically reaching about 72.4 GW in December 2000, not including 6.3 GW from the Paraguayan part of Itaipu, almost entirely destined to the Brazilian market, and other energy imports.

In 2000, 4.2 GW were added to the installed electrical generation capacity, of which it should be highlighted the start of operation of the following power stations: the Angra II Nuclear Power Plant – RJ, with 1,309 MW; the Porto Primavera - SP, with 504 MW, Itá – RS/SC, with 1,160 MW and Manso - MT, with 53 MW hydroelectric power plants, and also the Uruguiana thermoelectric power plant -RS, with 600 MW.

Associated with the increase of the installed capacity, 2,600 km of transmission lines (TL) at

levels above 230 kV were added to the Electrical System. It should be highlighted the start of operation of the Garabi-Itá TL , with alternated current of 500kV and extension of 354 km and the Ivaiporã- Itaberá III TL, with 750 kV and extension of 265 km, permitting the import of electrical energy from Argentina through the Garabi Conversion Station (Brazil/Argentina Interconnection), with a 1,050 MW capacity.

As a consequence of the production capacity increase and the growth of the consuming market, the internal electricity generation for public use, 324 TWh (93% of hydraulic origin), plus electricity imported from Paraguay and Argentina (42.2 TWh) and that from self-producers (24.6 TWh) have permitted to satisfy a total consumption of 331 TWh, 5.2% higher than that of 1999.

With the accelerated growth of the electric energy national market, ANEEL has been acting intensely in order to increase the electrical energy generation capacity in the country by leading the process of invitations to bid concerning concessions, granting concessions and authorizations for electrical energy generation undertakings as well as signing concession contracts.

Therefore, between 1999 and 2000, 15 invitations to bid concerning hydroelectric generation were made, adding 2,328 MW, namely: Itumirim, Candonga, Quebra Queixo, Barra Grande, Corumbá IV, 14 de Julho, Castro Alves, Monte Claro, Picada, Capim Branco I, Capim Branco II, Murta, Barra do Braúna, Itacoara and Espora. The foreseen investments are about R\$ 5.7 billion. These undertakings will benefit the South/Southeast/Center-West interconnected system, particularly the states of Goiás, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Santa Catarina and Rio Grande do Sul. When these hydroelectric power plants start commercial operation they will generate approximately R\$20 million annually for the Federal Government due to the use of public assets. Of these undertakings, 5 have been already granted: Ourinhos, Itumirim, Candonga, Quebra Queixo and Corumbá IV, adding 436 MW.

In 2000, 116 new thermal plants (9,685 MW), 1 wind power station (0,275 MW) and 50 small hydroelectric plants (576 MW) were granted authorization, adding 10,262 MW of capacity in the next years and investments around R\$ 10 billion.

In global terms, the bids and authorizations totaled 12,590 MW of new energy in 182 undertakings, with investments around R\$ 15.7 billion. These amounts satisfy the indicative planning of the sector, fulfillment of established goals in the Management Contract and permitted the incoming of new generating agents, besides giving opportunities of investments by the private sector, releasing resources of the Federal Government to be applied in the social and strategic areas.

In what concerns the Thermolectricity Priority Program, established by the Decree nº 3.371/2000 (55 undertakings with a total of 22,756 MW), ANEEL authorized 16 undertakings in 2000, corresponding to 7,447 Mw

(approximately 30%).

Associated with generation undertakings, 5,236 km for the Basic Network were put in bid in 2000, of which 1,050 km are for the North-South II interconnection and 924 km for the north-northeast interconnection, both in 500kV. To these undertakings are added more than 696 km of transmission lines authorized for the whole national territory, which do not need invitation to bid because they are included in the concession area of the distributors.

Most of the Brazilian municipalities have regular and reliable electricity services. However, in spite of the facts that 95% of residences are electrified, the transmission network does not cover part of the large Brazilian territory. The North Region presents the largest problems in what concerns electricity supply in the country, where localities are still supplied by isolated and inefficient diesel oil thermal generation. This opens a large market for private investors interested in the segment of small and medium size generation, especially projects that use decentralized energy sources (for example, photovoltaic, wind, biomass and small hydro plants). To this, it should also be added the natural gas from Urucu which will permit the expansion of electricity offer in the North Region in a more economic and competitive way, enlarging the possibilities of participation of private entrepreneurs.

In this sense, the Federal Constitution was amended in 1995, eliminating restrictions to foreign private investors' capital in the energy sector. Laws 8987 and 9074/95 (new Concession Laws) introduced deep and important alterations, especially concerning:

- (i) invitation to bid for new generation undertakings;
- (ii) creation of the Independent Energy Producer entity;
- (iii) free access to transmission and distribution systems; and
- (iv) freedom of choice for large consumers in choosing energy suppliers.

The Decree 1717 established the conditions for extending and regrouping the public service concessions and the approval of Conclusion Plans for suspended works. Decree 2003 of 09/10/96 regulated the conditions for independent and self producers. Also in 1996 the National Electric Energy Agency - ANEEL was established by the Law nº 9,427 of December 26. Other regulations were established in 1997 and 1998, especially:

- (i) Law no 9,433 that established the National Policy for Hydraulic Resources and established the National System for the Management of Hydraulic Resources;
- (ii) Law nº 9,648 that established the Wholesale Energy Market - MAE and the National Operator System - NOS;

- (iii) Decree nº 2,335 that established ANEEL and approved its Regimental Structure;
- (iv) Administrative Rule DNAEE nº 466 that consolidated the General Conditions for Supplying Electrical Energy, harmonizing it with the Consumer's Defense Law (Law nº 8087 of 09/11/90);
- (v) Resolution ANEEL nº 094 that defines the limits of concentration for the electric sector in the distribution and generation activities

In 1999 new regulations were established aiming at improving the legal structure of the electrical sector; among them we should mention:

- (i) ANEEL Resolution no 333 that defines the general conditions for establishing electrical energy installations for private use, and for those granted with electric energy public service permit, and fixes rules for the regulation of rural electrification cooperatives;
- (ii) ANEEL Resolution no 233 that established the Normative Values, giving the necessary conditions for generators and distributors to make long-term contracts (PPA's) , guaranteeing the expansion of the generating park and reasonable tariffs;
- (iii) ANEEL Resolutions no 141, 142 and 143, concluding all the process that defines the amount of energy and power demand and the respective tariff, enabling the generation and distribution enterprises to sign the initial contracts;
- (iv) ANEEL Resolution no 281, that introduced the new Free Access regulation to the transmission and distribution systems for generation agents and free consumers.

In 2000, the following norms should be highlighted:

- (i) Law nº 9991 with provisions concerning R&D investments and energy efficiency for the concessionaire companies;
- (ii) Law nº 9993 that changes the destination of resources from the financial compensation;

- (iii) Decree n° 3371 that established the Thermoelectricity Priority Program ;
- (iv) Decree 3739 with provisions concerning the calculation of the reference updated tariff for the purpose of financial compensation through the use of hydraulic resources;
- (v) ANEEL Resolution n° 024 that establishes new standards for the distributors' service quality;
- (vi) ANEEL Resolution n° 138 that regulates the operation of consumer councils;
- (vii) ANEEL Resolution n° 278 that establishes limits to economic concentration and gives incentives to competition;
- (viii) ANEEL Resolution n° 290 that approved the market rules of the Energy Wholesale Market;
- (ix) ANEEL Resolution n° 433 that updated the criteria for the composition of the Basic Network; and
- (x) ANEEL Resolution n° 456 that updated the general conditions of supply that up to then were regulated by the DNAEE Administrative Rule n° 466/97.

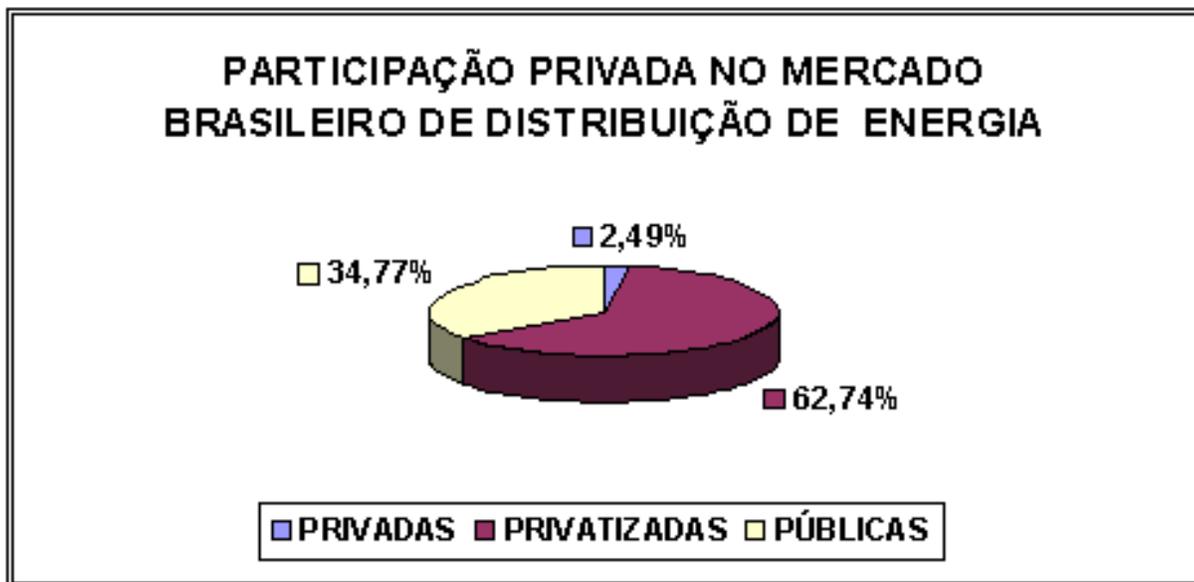
In 2000, in what concerns actions for energy conservation and efficiency, 43 concessionaires submitted to ANEEL, by force of contract, investment projects around R\$ 300 million that will allow energy savings of 1,020 GWh annually. With technical support from the National Program for Electrical Energy Conservation – PROCEL, ANEEL analyzed and approved the 43 projects that will be concluded until June 2001.

Also in 2000, all electric energy concessionaires, distributors, generators and transmitters were inspected in what concerns financial and economic aspects, quality of supply, technical standards of generation, execution of network procedures and expansion of transmission system in course. In some of the activities, ANEEL had the support of six state agencies. Furthermore, aiming at properly inspecting the operation of electric energy meters of the distribution concessionaires in the country, ANEEL made a technical cooperation agreement with the National Institute of Metrology, Standardization and Industrial Quality – INMETRO, within which pilot field inspection works were carried out in the Rio de Janeiro

distributors. During 2001 all concessionaires will be subject to these meter inspections.

Throughout the year, actions concerning consumer's defense, strengthening of consumer's committees, conflict settlement and public hearings had strategic importance, due to the Agency's commitment to the Brazilian society.

In 2000 the Brazilian electric energy market profile had 65.23% of private participation – including the companies that were already private and those privatized from 1995 on, as shown in the graphic below.



The privatization process totaled resources around R\$ 33 billion, including a debt transfer of about R\$ 6,6 billion.

COMPANIES	DATE	% Ordinary Share	Sale Value in R\$ million	Premium
ENERGIA ELÉTRICA				
1995				
ESCELSA	11/07/95	97,27	357,92	11,8%

1996				
LIGHT	21/05/96	50,44	2.697,94	0%
CERJ	20/11/96	70,27	605,33	30,3%
1997				
COELBA	31/07/97	71,14	1.730,89	77,4%
CACHOEIRA DOURADA	05/09/97	94,18	779,76	43,5%
AES Sul	21/10/97	90,75	1.635,00	82,6%
RGE	21/10/97	90,91	1.510,00	93,6%
CPFL	05/11/97	57,60	3.014,91	70,1%
ENERSUL	19/11/97	84,21	625,56	83,8%
CEMAT	27/11/97	96,27	391,50	21,8%
ENERGIPE	03/12/97	91,80	577,10	96,1%
COSERN	12/12/97	80,20	676,40	73,6%
1998				
COELCE	02/04/98	84,59	987,00	27,2%
ELETROPAULO Metropolitana	15/04/98	74,88	2.026,73	0%

CELPA	09/07/98	54,98	450,26	0%
ELEKTRO	16/07/98	90,00	1.479,00	98,9%
GERASUL	15/09/98	50,01	945,70	0%
EBE- Bandeirante	17/09/98	74,88	1.014,52	0%
1999				
CESP - PARANAPANEMA	28/07/99	36,92	1.239,16	90,21%
CESP - TIETÊ	27/10/99	38,66	938,07	29,96%
CELB	30/11/99	86,51	87,39	0%
2000				
CELPE	23/03/2000	88,47	1.780,98	0%
CEMAR	26/07/2000	86,25	522,79	0%
SAELPA	30/11/2000	90,00	362,98	0%
Subtotal – Energia Elétrica			26.436,89	

4. Setor de Petróleo

4. Petroleum Sector

The petroleum and gas industry, after decades of state monopoly exercised by PETROBRÁS, entered a new era. The Constitutional Amendment nº 9 of 1995 extinguished the monopoly of the industry's basic activities and the Law nº 9478/97 disciplined the opening to the direct participation of the private sector in all links of the production chain.

The complement of the new institutional framework was introduced by the installation of the National Petroleum Agency - ANP in 1998 with large regulation, contracting and inspection responsibilities in the petroleum and natural gas sector activities.

The effective break of monopoly occurred in June 1999, when ANP made the first invitation to bid for contracts concerning exploration, development and production of petroleum and natural gas. Including the second invitation to bid issued in 2000, 33 blocks have already been granted to the private sector and together with the blocks conceded to Petrobras they totaled 122 exploratory blocks.

If the concessionaires are successful in the initial surveys, after the subsequent exploratory periods in all blocks, about 190 exploratory wells will be drilled in up to nine years.

The APN has established regulations and inspections concerning the activities of the petroleum and natural gas industry, with the following highlights:

- (i) definition, in the upstream, of criteria for the invitation to bid process, of the rules for exploration and production as well as determination of parameters for application of governmental participation;
- (ii) regulation, in the downstream, of the export activities as well as the construction, amplification and operation of refineries;
- (iii) acquisition of last generation scientific equipment and establishment of agreements with Universities aiming at monitoring fuel quality from refining up to retailing and
- (iv) Inspection of the distribution and resale activities with the purpose of safety evaluation and examination of documents of retailers and distributors.

In the Exploration and Production segment there was considerable progress due to the new environment of the Brazilian petroleum industry. With the opening of the market there are now approximately 35 companies in action in the exploration segment in Brazil, operating or participating in consortia in exploratory blocks. Table 1 that follows presents a summary of results of the first invitation to bid

On 12/31/2000, Transpetro operated 126 tanker ships with total transport capacity of about 8.4 million tons of gross weight (tgw) of which 62 belong to Petrobras, with 3.7 million tgw. The total transported load was 107.7 million tgw of which 72.3 million in coastal transport and 35.4 million overseas.

Table 1: Data Relative to the First Invitation to Bid of Blocks

Quadro 1. Dados Relativos à Primeira Rodada de Licitação de Blocos.

Block	Company Participation (%)	Premium (R\$)	Goods and Service in Brazil (%)	
Santos-2	Texaco* (100%)	28.263.463	50%	35%
Santos-3	Amerada* (45%), Kerr McGee (30%) e Petrobras (25%)	18.165.365	5%	20%
Santos-4	Agip* (100%)	134.162.101	25%	20%
Campos-3	Petrobras* (40%), Agip (40%) e YPF (20%)	6.121.123	25%	20%
Campos-4	Agip* (55%) e YPF (45%)	51.000.128	10%	20%
Campos-5	Texaco* (100%)	6.056.966	50%	35%
Campos-6	Petrobras* (100%)	5.032.437	50%	60%
Espírito Santo-1	Esso* (100%)	19.226.900	5%	15%
Espírito Santo-2	Unocal* (40,5%), Texaco (32%) e YPF (27,5%)	31.742.736	50%	35%
Camamu-Almada	Petrobras* (50%) e YPF (50%)	824.327	5%	20%
Potiguar-1	Agip* (100%)	8.000.601	10%	20%
Foz do Amazonas-1	BP* (30%), Esso (25%), Petrobras (20%), Shell (12,5%) e British Borneo (12,5%)	13.060.490	20%	20%
12 Blocos	11 Empresas	321.656.637	25	26

- Empresa operadora.

The Table 2 that follows summarizes the results of the second invitation to bid.

Table 2: Data Relative to the Second Invitation to Bid of Blocks

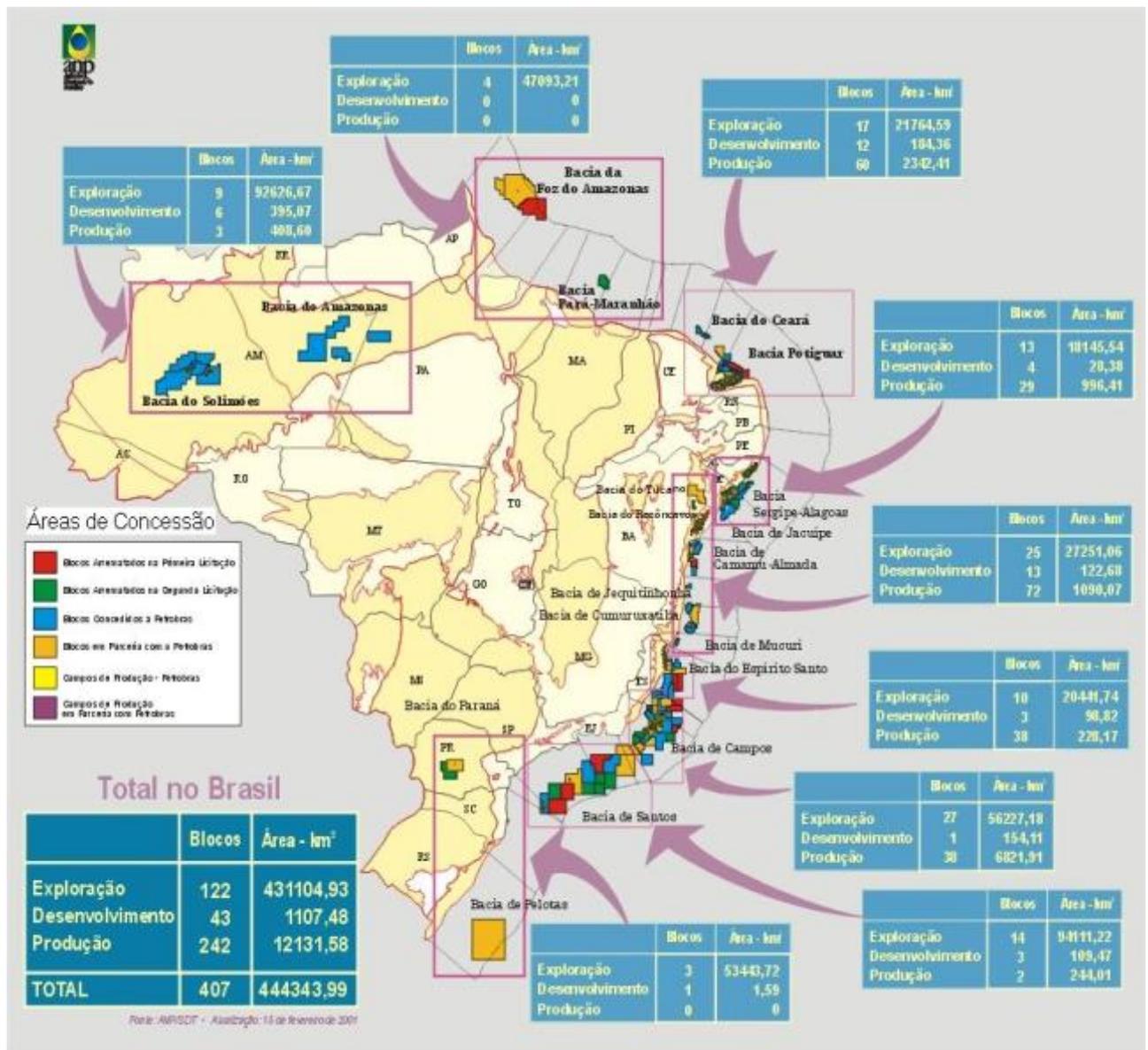
Block	Company Participation (%)	Premium (R\$)	Goods and Service in Brazil (%)	
BM-S-10	Petrobras* (50%), Chevron (25%) e British Gas (25%)	101.995.032	35	30
B M-CAL-4	Coastal* (100%)	2.214.556	50	50
BT-REC-3	Rainier* (100%)	151.666	50	70
B M-SEAL-5	Amerada Hess* (85%), Odebrecht (15%)	9.000.366	21	36
BM-C-7	PanCanadian* (100%)	4.693.577	35	35
BT-SEAL-2	Petrobras* (100%)	432.325	50	70
BM-S-8	Petrobras* (50%), Shell (40%), Petrogal (10%)	51.450.054	35	30
BT-PR-4	Coastal* (100%)	4.680.001	50	50
BT-POT-4	Petrobras* (100%)	658.789	50	70
BM-C-10	Shell* (100%)	65.160.016	50	70
BM-S-7	Chevron* (65%), Petrobras (35%)	67.635.032	35	35
B T-SEAL-1	Union Pacific* (100%)	902.374	40	50
BM-C-8	Santa Fé* (45%), SK (40%), Odebrecht (15%)	12.025.000	35	40
BT-REC-1	Queiroz Galvão* (60%), Ipiranga (40%)	2.220.000	50	70
BM-S-9	Petrobras* (45%), British Gas (30%), YPF (25%)	116.278.032	35	30
BT-POT-3	Rainier* (100%)	1.051.666	50	70
BM-SEAL-4	Petrobras* (60%), Amerada Hess (40%)	2.364.032	35	30
BM-PAMA-1	Coastal* (50%), PanCanadian (50%)	9.225.007	50	40
BT-SEAL-3	Rainier* (100%)	105.666	50	70
BM-S-11	Petrobras* (65%), British Gas (25%), Petrogal (10%)	15.164.232	35	30
BT-REC-2	Rainier* (100%)	851.666	50	70

21 Blocos	16 Empresas	468.259.089	175.688.452	176.571.284
------------------	--------------------	-------------	-------------	-------------

* **Empresa operadora.**

In August 1998, prior to the First Invitation to Bid of Blocks, Petrobrás obtained from ANP, according to the Law n° 9478/97, the concession of 115 blocks for exploration that had as limit a three-year period to be declared as commercially viable otherwise they should be returned to ANP. The expiration time would be August 2001. In May 1999 Petrobrás obtained from ANP extension of two years for 34 blocks and six years for two other blocks in case there are discoveries in these blocks before the time limit foreseen for return. In the same occasion, Petrobrás returned integrally to ANP 26 exploratory blocks and part of two others. Of the 89 blocks that were under its control in May 1999, Petrobrás lost the operation control of 21. Another relevant factor was Petrobrás' participation in the first and second invitation to bid for concession of exploratory blocks, participating in consortia in 13 exploratory blocks, acting as operator of 10 blocks.

Presently, Petrobrás operates 78 exploratory blocks, 44 fields of production development and 239 fields already in production.



The following figure presents how the production development and production fields are distributed among the Brazilian basins.

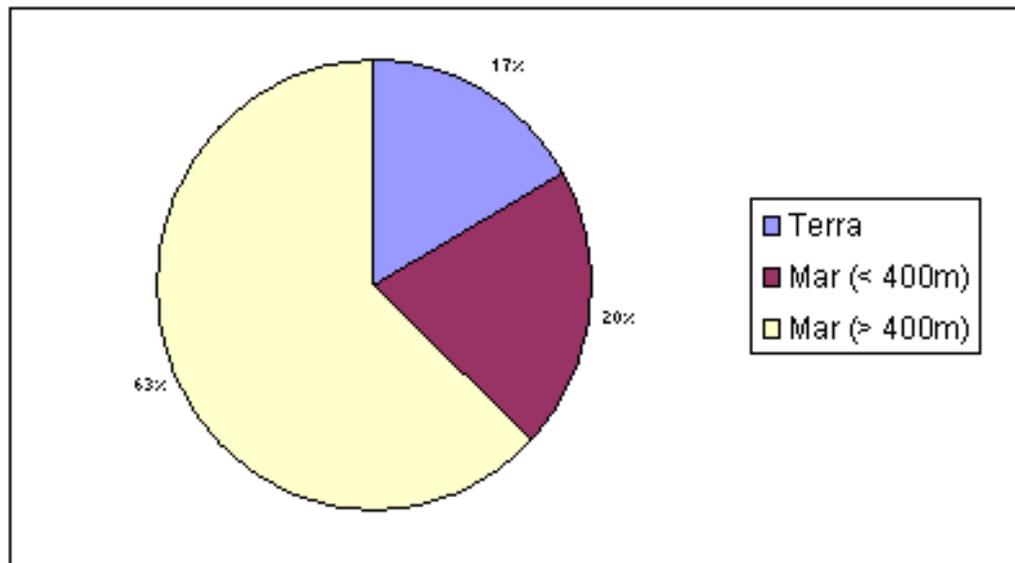
In 12/31/1999[1], the proved petroleum reserves (oil and condensate) reached 8.2 bbl and the total ones, 13.7 bbl, representing an increase of 10.8% and a decrease of 5.5%, respectively, relative to 1998. The proved as well as the total petroleum reserves are concentrated in the Campos Basin in the Rio de Janeiro state, responsible for respectively 87.1% and 87.9% of the reserves in 1999.

The domestic petroleum production (including schist oil) and LNG reached the daily average of 1,270,941 bbl, 12.4% higher than that obtained in 1999. This increment is due to the production growth in the Marlin field (128,000 bbl/day), in the Roncador field (24,000 bbl/day), in the Voador field (12,800 bbl/day) and in the Marlin South (9,200 bbl/day).

It should be noticed that the production increase of these fields between 1999 and 2000 was

larger than the total national production, since there has been production decrease in several other fields. It should be remarked that the Roncador well has the depth world record, with 1,877 meters of water layers. Petroleum production offshore corresponds to 83% of the total one, coming from 74 production fixed platforms and 23 floating ones (based on April 2000), of which 63% originating from production systems situated in water layers superior to 400 meters. The daily production record was 1,531.4 thousand bbl on 12/30/2000.

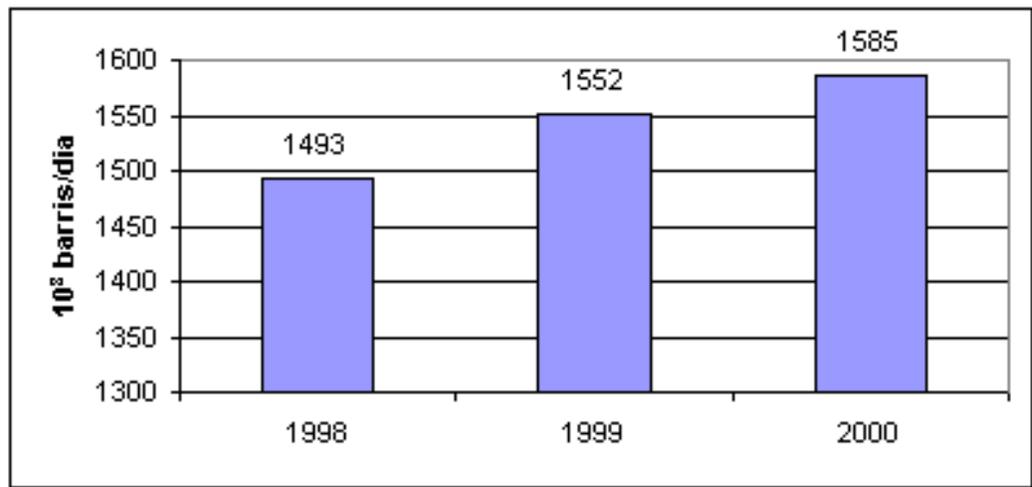
The Figure below presents the petroleum production distribution in the year 2000, onshore and offshore.



In the commercialization segment, Brazil imported 397 thousand bbl of petroleum (oil and condensate) per day, spending US\$ 4,313 million FOB and 230 thousand bbl per day of petroleum products, spending US\$ 3,096 million FOB. Exports of petroleum and its products were 86 thousand bbl per day, corresponding to a revenue of US\$ 845 million FOB.

In 2000 the daily average of raw material processed in the refineries of the Country was 1,580 thousand bbl, 2% higher than the 1999 average. In the private refineries, the average was 24 thousand bbl per day. The participation of national petroleum in the processed load reached 74%, while in 1999 this participation was 71%. In June 2000, the record of 1,664 thousand bbl per day of average load was registered in the distillation units of the refineries installed in the Country.

The following Figure presents the evolution of the load processed in the refineries of the country.



It is important to highlight as well the total production of petroleum products that reached the daily average of 1,546 thousand bbl, 2.1% higher than that of 1999.

The nominal installed capacity of the Brazilian refineries in 2000 reached 1,992 thousand bbl per day, of which 1,947 of Petrobrás.

The pipeline network has increased 3,450 kilometers, reaching 15,932 kilometers of which 7,861 of oil and other product pipelines and 8,071 of gas pipelines. The storage capacity of terminals reached 67,373 thousand bbl at the end of 2000.

On 12/31/2000, Transpetro operated 126 tanker ships with total transport capacity of about 8.4 million tons of gross weight (tgw) of which 62 belong to Petrobras, with 3.7 million tgw. The total transported load was 107.7 million tgw of which 72.3 million in coastal transport and 35.4 million overseas.

5. Natural Gas Sector

In the last decades of the 20th century changes in the international situation gave to natural gas an increasing participation in supplying energy demands due to the specific characteristics of this energy source, namely

low emission of sulfur and carbon, a more efficient and complete combustion, resulting in economical, environmental and processing advantages compared to other fuels, mainly fuel oil and mineral coal. In this context is inserted the initiative of the Brazilian government since the start of the nineties to establish

the goal of increasing from 2% to 12% the participation of natural gas in the energy matrix until year 2010.

As a function of the mentioned characteristics of natural gas and the recent progress

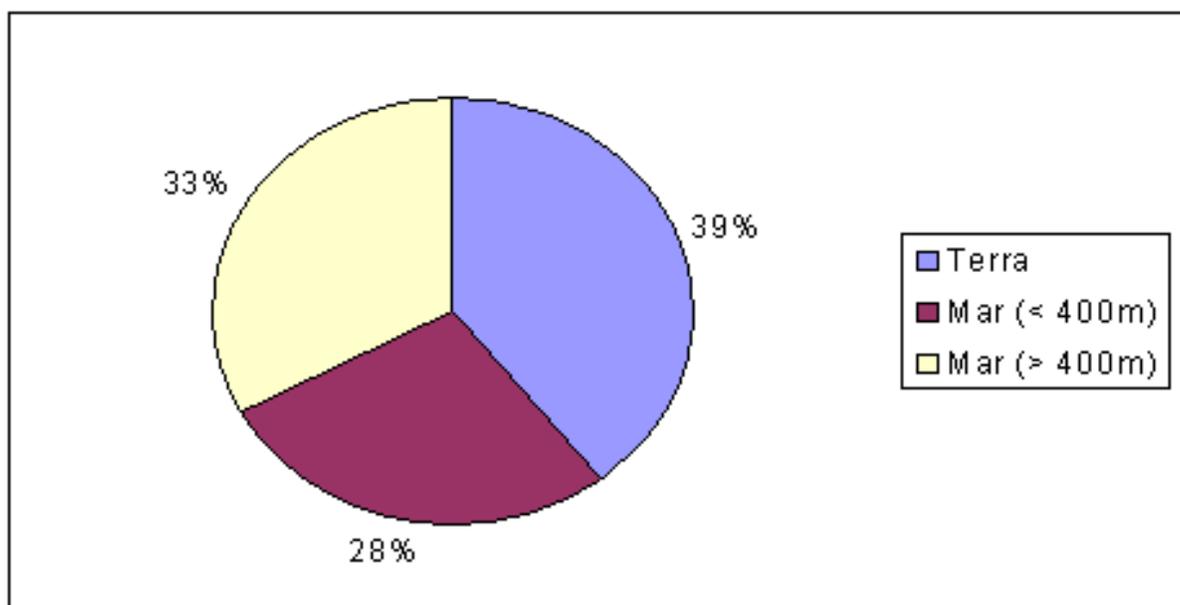
concerning the fabrication and operation of turbines for thermo-electric generation and aiming at satisfying the generation needs of the next decades, the government created the Thermolectric Priority Program – TPP, that will demand a considerable volume of this fuel in the next future. Furthermore, it is expected that the development in the use of this fuel in other sectors of the economy such as industrial, commercial, residential and automotive sectors will have a great impulse, creating therefore the opportunity of development of new technologies.

In 1999, it was verified that the Brazilian natural gas proved reserves are approximately 231 billion m³, 2.3% higher than that of 1998. These reserves, in spite of the fact that most of it in the form of associated gas, are pulverized in various regions of the Brazilian territory. Of all the natural gas discovered in the country, about 37% are in land, in the Amazon and other producing fields in the state of Bahia while the remaining 63% is located in the sea, mainly in the Campos Basin that contains more than 45% of the country's reserves.

The average natural gas production in Brazil in 2000 was 36.4 million m³/day, a volume 125 greater than that registered in 1999. Of this production, 7.4 million m³/day were reinjected, 4.8 million m³/day were consumed in Petrobrás' activities and 6.5 million m³/day were burned and the remaining 17.7 m³/day were available for commercialization.

, restando cerca de 17,7 milhões de m³/dia que foram disponibilizados para a comercialização.

The following Figure presents the distribution of natural gas production offshore and onshore.



Fonte: ANP

In what concerns imports of natural gas, in 12/31/2000 it reached the volume of 8.2 million m³/day, of which about 6.8 million m³/day from Bolivia and 1.4 million m³/day from Argentina.

Some facts that occurred in 2000 should be highlighted:

In March 2000, the operation of the South Section of the Bolivia -- Brazil Gas Pipeline (GASBOL) was started, permitting the flow of Bolivian natural gas between São Paulo and Rio Grande do Sul. Along the year 2000, this gas pipeline transported on the average 6.0 million m³/day, a volume 3 times larger than that transported in the previous year. It should be noticed that since May 2000 the distributors COMPAGÁS (Paraná), SCGÁS (Santa Catarina) and SULGÁS (Rio Grande do Sul) are commercializing Bolivian natural gas. GASBOL foresees for 2004 the transport capacity of 30 million m³/day.

In June 2000 the section 1 of the gas pipeline belonging to the Transportadora Sul Brasileira de Gás – TSB, started operation between the Argentina/Brazil border and Uruguaiana. This section was responsible for the average flow of 0.5 million m³/day of natural gas consumed by the Uruguaiana Thermoelectric Power Plant, reaching the plateau of 1.4 million m³/day in 12/31/2000. On the other hand, section 3 (Canoas/REFAR – Triunfo/COPEsul) also started operation in mid 2000, permitting the average flow of 0.7 million m³/day of Bolivian gas. It is foreseen for 2002 the end of construction of the gas pipeline's section 2 that will connect Uruguaiana to Porto Alegre with capacity of 12 million m³/day, turning viable the offer of Argentinean gas to the south of the Country.

For the first time in Brazil it was accomplished the principle of free access to gas pipeline. The access to the Bolivia Brazil Gas Pipeline was made possible by ANP that resolved the conflict between the Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil - TBG and ENERSIL (subsidiary of the ENRON Company). This resolution will contribute to reach the following objectives: protection of the consumers' interests; promotion of free competition, attraction of new investments, non-discriminatory treatment among agents and transparency, necessary for the development of the natural gas in Brazil.

The progressive growth of natural gas in the Brazilian energy matrix, so that it will reach the goal of 12% in 2010, is linked to events related to the exploration, production and transport areas, as mentioned below:

- Development of the natural gas reserves discovered at the Campos Basin, specifically in blocks facing the Espírito Santo state;
- Confirmation of indications of natural gas at the Santos Basin, specifically in blocks facing the Rio de Janeiro state;
- Development of geochemical and geophysical studies in the Paraná Basin;

- A more aggressive application of the Zero Burn Plan by Petrobrás, that aims at gradually decreasing the levels of natural gas burned in the country, mainly at the Campos Basin;
- Continuation of the Urucu Natural Gas Project, involving the construction of the Coari-Manaus and Urucu-Porto Velho gas pipelines with foreseen investments of US\$ 730 million. It should be noticed that there is a project of the Amazonas government for transporting gas, in its compressed form, in barges;
- Continuation of the Cabiúnas Project aiming at better using the natural gas associated with petroleum produced at the Campos Basin. The project consist of the construction of units for treatment, compression and liquefaction of natural gas in Cabiúnas (RJ), of a Liquid Fractioning Unit at the Duque de Caxias Refinery (Reduc) and of several gas pipelines, among them the one that links Cabiúnas to Vitória, Espírito Santos state (300 km) and Cabiúnas to Reduc (160 km). The foreseen investments for the project are around US\$ 800 million;
- Star of operation of the Pilar (AL) – Cabo (PE) gas pipeline, which will only be possible after the start of operation of the Natural Gas Processing Unit (UPGN) of Pilar;
- Start of operation of the Lateral Cuiabá gas pipeline, operated by Gasocidente (company of the ENRON group) that will have a flow capacity of 2.5 million m³/day of Bolivian gas to supply to the thermoelectric power plants of Cuiabá;
- Developments of Petrobrás' and Shell's project that aims at guaranteeing the natural gas offer for the Northeast Region through the GNL do Nordeste Ltd company. Petrobrás will be responsible for the construction and operation of a terminal that will receive, store and regasify Liquefied Natural Gas (LNG) in Suape (PE), with capacity of 4 million m³/day. Investments are estimated in US\$ 200 million and the start of operation is foreseen for 2005.

In what concerns natural gas demand, it should be mentioned that in the short term its growth will be based on the thermoelectric power plants included in the Thermoelectric Priority Program. Of the 40 units announced by the Federal Government, 10 are under construction and other 16 were already viable in February 2000. The following plants are under construction: Termorio (RJ), Macaé Merchant (RJ), Termelétrica de Juiz de Fora (MG), Termelétrica de Araucária (PR), Fafen (BA), Termobahia (BA), Corumbá (MS), Piratininga (SP) Ibirité (MG) e Puerto Suarez (Bolívia), most of them with the participation of Petrobrás.

In what concerns medium and long terms, the natural gas sector believes in the growth of consumption in industrial units as well as in the development of its use in the commercial

(for refrigeration/heating), residential (for cooking) and automotive sectors.

It should be noticed that in the year 2000 the automotive segment was the one that presented the largest growth with the opening of several Vehicular Natural Gas – VNG stations and with the exponential growth of conversion of natural gas fueled vehicles, mainly taxis.

6. Mineral Coal Sector

The mineral coal industry in the country began its activities about 140 years ago. The characteristics of the Brazilian coals, with low calorific power, much ash and high sulfur content, demand processing that raises its cost and makes them not very competitive vis-à-vis other energy sources. These limitations lose their importance when new technologies are introduced, more appropriate for direct burning, eliminating the processing used in the past when the coal used in the thermal generation was subsidiary of metallurgical coal production.

Until 1975, mineral coal participation in the national energy matrix was 3,2%, mainly for metallurgical use (about 80% of the total). From 1975 on, its use in the industry grew as a function of the advantageous prices compared with those of fuel oil as well as of the subsidies to its transport, decreasing afterwards from 1986 on, when petroleum prices decreased.

Presently, the participation of the mineral coal in the Brazilian energy matrix is 5,0%, of which, 0,8% of national coal and 4,2% of imported metallurgical coal and coke. In the Thermoelectric Power Plant Priority Plan the present installed capacity using mineral coal is 1,415 MW but it will grow about 1,050 MW by the year 2003.

In order to increase the present competition capacity of the Brazilian carboniferous sector, efforts for industry capacitation and upgrading continued to be made, aiming at establishing new technologies such as clean coal technologies.

For this purpose, cooperation agreements between the Ministry of Mines and Energy and the Energy Department of the United States were extended aiming at fixing a path for the new industrial phase through:

- (i) production costs reduction and coal processing using modern technology;
- (ii) mitigation of the environmental impacts generated by the industry;
- (iii) increasing the generation yield by introducing combined cycle techniques;

- (iv) study development in order to use the combined cycle gasification process and
- (v) development of specific programs to facilitate partnership between national and foreign companies.

7. Energy for Isolated Communities and the Rural Area

The MME's Program for Energy Development of States and Municipal districts - PRODEEM - gave continuity to the actions aiming at supporting the supply of basic social demands of needy communities dispersed in localities not served by the electric system, promoting increase of income, creation of jobs in the rural areas, by installing local small energy systems of production and use, using renewable and decentralized energy sources. Up to now, priority has been given to solar energy. In partnerships with other entities, the Program also promotes the development of the education, health, water supply and communication services.

Surveys carried out by the states and concessionaires of electric energy point out the existence of about 100 thousand unassisted communities and more than 3 million rural properties without energy, representing about 20 million people unable to participate in the process of social development and economic growth of the country.

Thus, as results of the Program, in the period 1996-2000 more than 3,050 communities have been supplied with illumination for schools, health and community centers, water pumping systems and other collective benefits, predominantly social ones, contemplating more than 604,000 thousand people.

Considering only the year 2000, 873 energy systems and 180 water-pumping systems were made available in 22 states. They contemplated 681 schools, 51 community centers, 60 health centers, 36 equipment for technology diffusion in federal technical schools, 202 telephonic centers, association headquarters, TV stations, fiscal stations, etc.

The benefits contemplated about 104 thousand people in 219 municipalities. Still in the period 1996/2000, PRODEEM consolidated partnerships with several institutions interested in the Program and made large efforts in order to show the extraordinary potential of the Brazilian market for the development of renewable energies, arising interest in the private sector for the Program, with integrated productive projects (residences and rural units) in isolated localities not served by the conventional electric network.

As a consequence of PRODEEM's actions, the BIRD proposed to finance one project for energizing rural residences and BID prepared, together with MME, PRODEEM's Plan of Action. With this Plan, PRODEEM is promoting the implementation of its evolution, aiming at encouraging communities and market agents to develop energy projects integrated to other economical/production projects seeking the development of isolated regions and permitting these projects to be self-sustaining, involving up to US\$ 9 million sponsored by the government.

These resources have the following objectives:

- (i) Increase the supply capacity to 10/15 thousand communities per year;
- (ii) Promote the training and the operational and managerial capacity, in all the activity levels and in the whole country;
- (iii) Stimulate the formation of market of energy supply services in the rural area from renewable decentralized sources;
- (iv) Make possible the effective transfer of new technologies, using the scale of the Brazilian market as vector of its competitive application in the country; and
- (v) Implant a system for monitoring and evaluation of results (social and economic impacts of the program), for furnishing information and for dissemination of innovative and successful solutions

Due to its national comprehensiveness and its structuring characteristic regarding social and economic development, PRODEEM participated in the Brazil in Action Program and was included in the Advance Brazil Program, starting from the administrative year of 2000 on.

In the rural electrification sector and considering the resuming of the agricultural and husbandry activities growth in the country, we should mention the "Light in the Hinterland" Program established by the Federal Government, directly coordinated by the MME with technical support from ELETROBRÁS.

In the rural scope, the Rural Electrification National Program "Light in the Hinterland", established by a Presidential Decree on December 2, 1999, has as main objectives increase rural electrification and stimulate the intensification of rural activities, integrating programs and actions that aim at the rural development in their respective areas of action.

In a first stage, coordinated by the MME and with technical and financial management from ELETROBRÁS, until the year 2002 the Program will carry electric energy to 1 million rural

properties and domiciles, benefiting 5 million inhabitants.

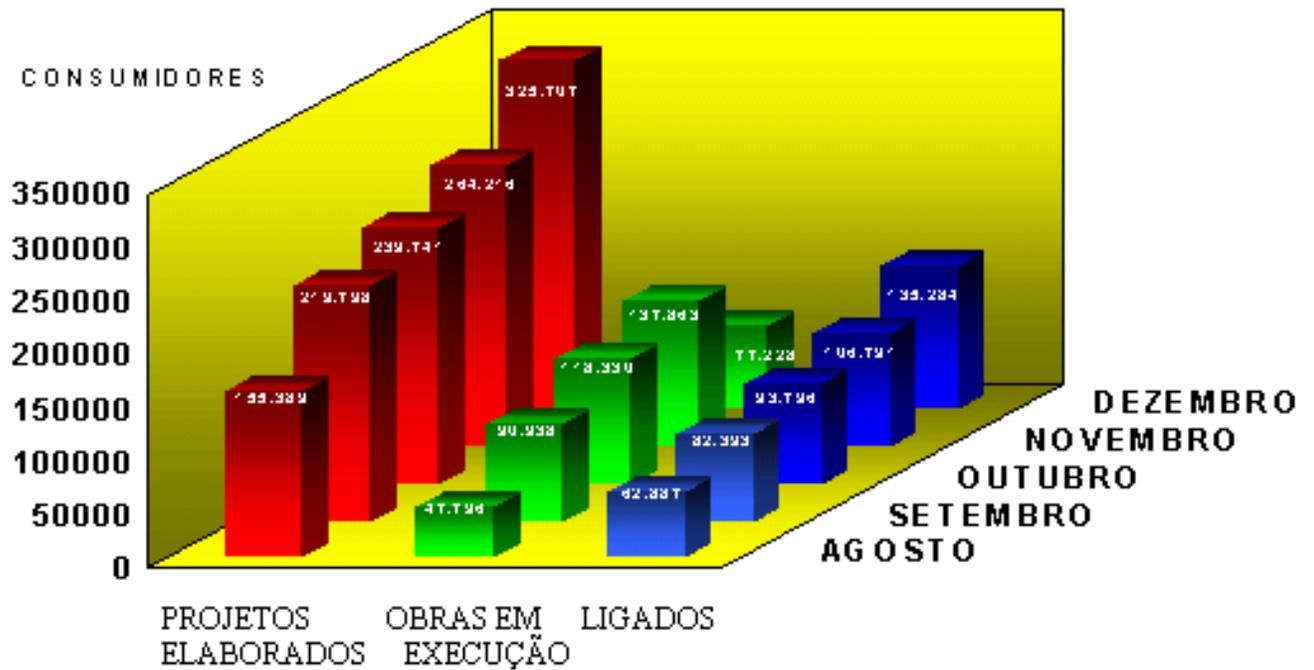
Therefore, resources around 2.7 billion Reais will be necessary, of which 1.8 billion Reais will come from ELETROBRÁS, through the Reversion of Global Reserve – RGR. The remaining 900 million Reais will come from state government, municipalities, concessionaires, cooperative associations and future consumers.

It is worth mentioning specifically the fact that contracts were made with more than 40 concessionaires in 1999 and 2000, including almost all states of the Federal Union. It should still be noted that before this stage, ELETROBRÁS carries out the required technical and budgetary analysis of the programs proposed by the executing agents, adjusting them to the physical and financial standards required in rural electrification projects.

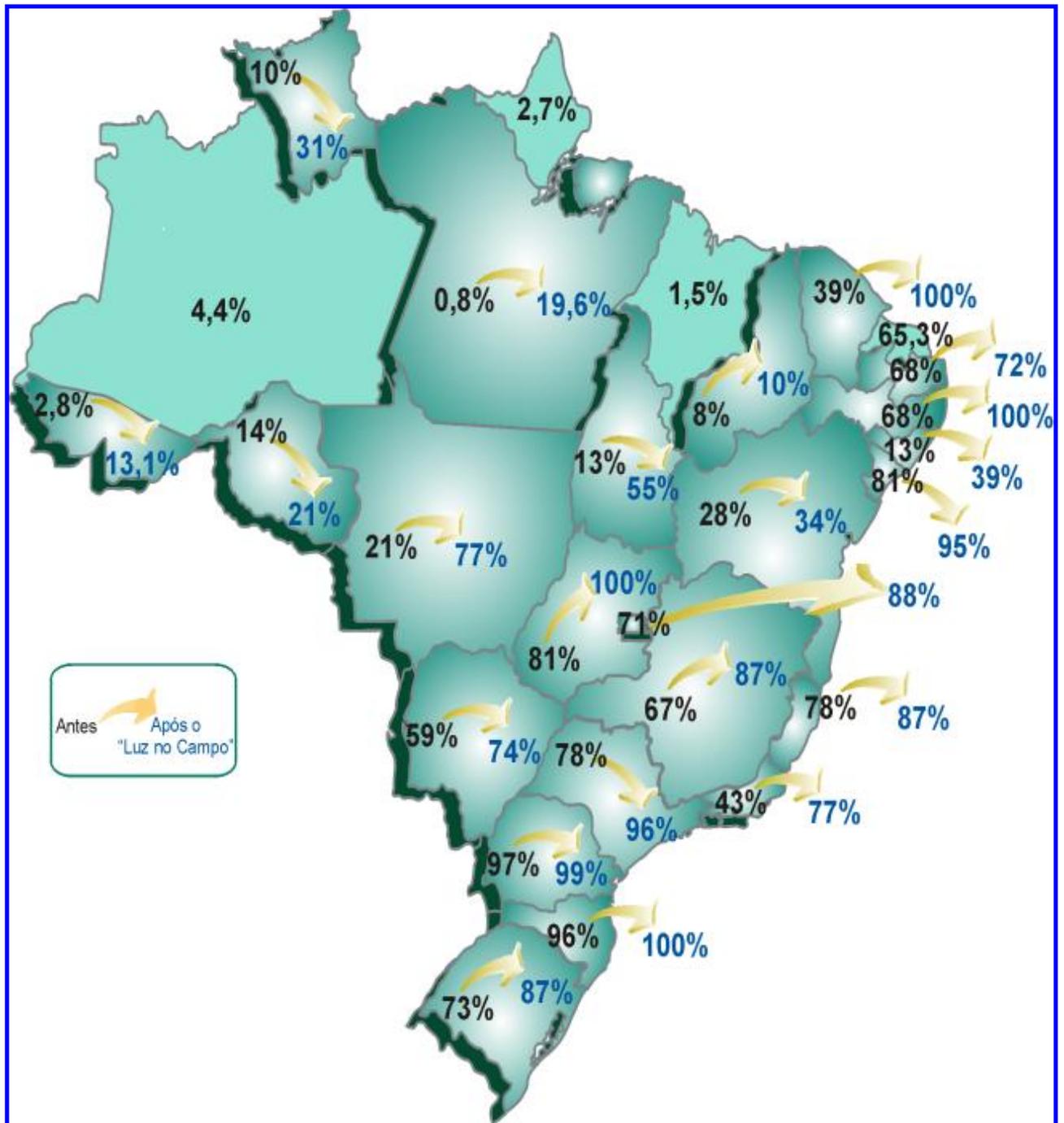
Accounting for all the financing contracts signed or to be signed, ELETROBRÁS is committed to guarantee R\$1.417 billion for the execution of “Light in the Hinterland”, of which R\$200 million have already been transferred.

Contabilizados todos os contratos de financiamento assinados e em fase de celebração, a ELETROBRÁS assumiu o compromisso de assegurar R\$ 1,417 bilhão para a execução do “Luz no Campo”, tendo sido já liberados R\$ 211 milhões.

SITUAÇÃO ATUAL DO PROGRAMA



The following figure shows the estimated indexes of rural electrification in each state before and after the implantation of the Program.



8. Investments in the Energy Sector

In the last years, with annual investments varying between 2.5 and 3.0 billion dollars, the Brazilian Petroleum Sector has been able to guarantee the supply of petroleum products and to increase significantly the oil and natural gas reserves.

In what regards the Electrical Sector, the investments made in the last years, around 3 to 4 billion dollars a year, of which about half in the generation segment, has not been enough to guarantee annual increments around 3.5 to 4 GW to the installed generation capacity and the power necessary to supply the verified growth of demand. In the future some alterations will

have to be made in the structure of investments in energy. With the installation of natural gas thermoelectric power plants that demand less investments than hydroelectric plants, it is expected a relative reduction in generation investments with the consequent increase of investment in gas pipelines. On the other hand the electrical interconnections with Argentina and those of the South with the North of Brazil will demand more investments in transmission.

Summing up, the potential for investments in energy supply for the next years can be estimated by area: 3 to 4 billion dollars in petroleum, 1 in gas pipelines, 2.5 to 3 in electricity generation and 2 to 2.5 in transmission and distribution. Therefore, a total amount of 8.5 to 10.5 billion dollars per year.

9. Main Business Opportunities

According to the Decennial Plan for the Electric Sector Expansion, the foreseen projects may increase the installed generation- capacity to 111GW in the year 2009 (including about 4 GW from self-producers), representing an additional of 39 GW relative to 2000.

At the end of 2000 the undertakings with granted concessions and those authorized (under construction or not) added 26 GW to the Electrical System. Therefore, according to de Decennial Plan 13GW must be put in the market in order to satisfy the electric energy needs until 2009. In this sense, for 2001-2002 ANEEL intends to make invitations to bid for 27 undertakings of hydroelectric generation (8,890 MW), that will demand investments around R\$ 21.7 billion. These undertakings will benefit the South/Southwest/Center West and North interconnected system, particularly the states of Pará, Maranhão, Tocantins, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Goiás, Minas Gerais, Bahia, São Paulo, Paraná, Santa Catarina and Rio Grande do Sul.

In 2000, according to the present institutional model of the Electric Sector, that shares with private investors the responsibility for the execution of inventory studies, ANEEL approved 33 inventory studies including practically all regions of the country and made available 7,137 MW for future viability studies and resulting in 11 hydroelectric power plants and 161 small hydroelectric plants.

In what concerns the Privatization Program of the Electric Sector, the federal and state governments are carrying on the privatization of distribution and generation companies.

Therefore, the main opportunities of business in the Brazilian Electrical Sector are connected above all with the offer of new generation undertakings to be explored by the private initiative and the construction of transmission systems as well as the privatization of assets of distribution and generation systems.

It should be added the large business opportunities originating from the need to attend to the

isolated communities in the rural area, in the scope of PRODEEM, represented by the installation of decentralized energy systems, using local renewable energy sources, as a complement to the conventional rural electrification.

In the Petroleum Sector, including the production and transport of natural gas, the new regulation opens wide field for private investments, associated or not with to Petrobrás. In this matter, Petrobrás has initially offered partnership in 32 concessions for exploration and production development (E&P) projects in 14 Brazilian basins.

Of these projects, 7 have been signed in 1998 and 16 in 1999. In 2000, together with a new group of concessions that were additionally offered to the market by Petrobrás, 18 partnership projects for E&P were signed. To these are added 10 other projects – 4 signed in 1999 and 6 in 2000 – offered for invitation to bid, promoted by ANP, and won by Petrobrás in partnership with other companies. In this way, projects of 51 concessions are already being conducted by a partnership of Petrobrás with other companies, in 12 Brazilian basins, contemplating investments of about US\$ 5.57 billion, most of it concentrated in 3 years.

In the exploration area, besides partnerships with Petrobrás, the country disposes of a sedimentary area evaluated in about 6,4 million km², in the continent and offshore, most of it needing investments in exploratory campaigns for larger detail, showing large potential to be develop in its up-stream.

[1] Data relative to the year 2000 have not yet been distributed by ANP. These values will be available at the ANP's home page from April 2001 on.

[2] [2] See n



Aplicação de Coeficientes da Matriz de Emissões

[Página Principal](#)[Aplicação de Coeficientes da Matriz de Emissões](#)[Dívida Pública do Brasil](#)[Setor Energético 2000](#)[Aplicação de Coeficientes da Matriz de Emissões](#)[Coeficientes de Emissão em Veículos Pesados](#)[Emissões em Veículos Pesados](#)[Emissões em Veículos Leves](#)<http://ecen.com>[Vínculos e&e Livro de Visitas](#)[Matriz Energética e de Emissões](#)<http://ecen.com/matriz>

Introdução

No número anterior descrevemos o processo para avaliar emissões acoplando os dados do Balanço de Energia (usando os valores de energia final) com a coeficientes gerais de emissão.

Como ponto de partida tomamos coeficientes usados como “default” pelo IPCC. Um programa elaborado a partir das tabelas anuais do BEN/MME (anexos) em que os consumos finais estão expressos por combustível e por setor e de coeficientes usando a mesma classificação. Os resultados encontrados são apenas indicativos já que os coeficientes nem sempre se revelam adequados à realidade brasileira.

Aplicação ao passado

O objetivo deste trabalho é obter as emissões causadoras do efeito estufa a partir de dados de uma Matriz Energética projetada. Busca-se avaliar o efeito das alternativas disponíveis sobre as emissões. Tratamos de aplicar os coeficientes apurados aos dados disponíveis do Balanço Energético Nacional BEN editado pelo MME

Este trabalho não tem a pretensão de substituir, para o passado, o esforço desenvolvido no País para atender os compromissos brasileiros com o inventário das emissões. Seria útil, aliás, adaptar a tabela de coeficientes aos valores apurados nos trabalhos elaborados. No caso específico das emissões veiculares, de termelétricas e para o carvão vegetal a *e&e* pretende fazê-lo. Como teste de consistência dos dados obtidos em outros estudos, a aplicação dos coeficientes das tabelas em anexo nos parece de bastante utilidade.

Para fazê-lo buscamos associar ao Programa BENANEX, que apresenta de maneira dinâmica os dados do BEN de 1970 a 1999, às tabelas de emissões gerando tabelas e gráficos de emissões de maneira automática. O mesmo instrumento será utilizado no futuro para as projeções das emissões.

Apresentamos, a seguir, alguns dos resultados fornecidos diretamente pelo programa.

Quadro das Emissões anuais por uso Final

Na presente fase estamos avaliando as emissões a partir do uso final não estando computadas as atribuíveis à fase de transformação. Devemos lembrar, no entanto, que no uso final estão contabilizadas as emissões no Setor Energético onde estão incluídas as emissões no uso de energia na transformação. Faltaria apurar, fundamentalmente, as emissões na produção de eletricidade e perdas não contabilizadas no uso final.

É possível, com o uso do instrumento desenvolvido, avaliar as emissões anuais por setor e energético ou avaliar, ao longo dos anos as emissões por setor ou por energético.

Os resultados para o ano de 1999 (CO₂) são apresentados no anexo na Tabela A6. Deve-se considerar que os coeficientes de emissão foram os de 1990. e, especialmente no caso dos transportes, existe considerável evolução nos fatores de emissão apurados.

A Tabela 1 apresenta os resultados agrupados para o mesmo ano e gás emitido

Tabela 1: Emissões de CO2 no ano de 1999 no uso Final de energia

CO2	Gás Natural	Carvão	Derivados de Petrol. e GN	Biomassa	TOTAL
ENERGÉTICO	3579	796	12615	29965	46955
RESIDENCIAL	158	177	17415	28302	46052
COMERCIAL E PÚBLICO	114	63	4100	559	4836
AGROPECUÁRIO	0	0	14284	6677	20960
TRANSPORTE	0	0	112200	18235	130435
INDUSTRIAL	7038	35123	40263	89993	172417
TOTAL	10889	36159	200878	173730	421657

O Gráfico da Figura 1 representa os valores da Tabela 2. Nas Tabelas 2 a 5 estão indicadas, de maneira agregada as emissões de CH4, NO2, NOx e CO. Conforme assinalado anteriormente foi considerado o balanço de carbono em cada caso. As emissões de CO2 são corrigidas considerando o carbono contido nas emissões de CH4 e CO.

Tabela 2: Emissões de CH4 no ano de 1999 no Uso Final de Energia

CH4	Gás Natural	Carvão	Derivados de Petrol. e GN	Biomassa	TOTAL
ENERGÉTICO	0	0	0	6	6
RESIDENCIAL	0	0	2	63	65
COMERCIAL E PÚBLICO	0	0	0	1	1
AGROPECUÁRIO	0	0	1	16	18
TRANSPORTE	0	0	12	6	18
INDUSTRIAL	0	3	1	137	141
TOTAL	1	3	17	229	249

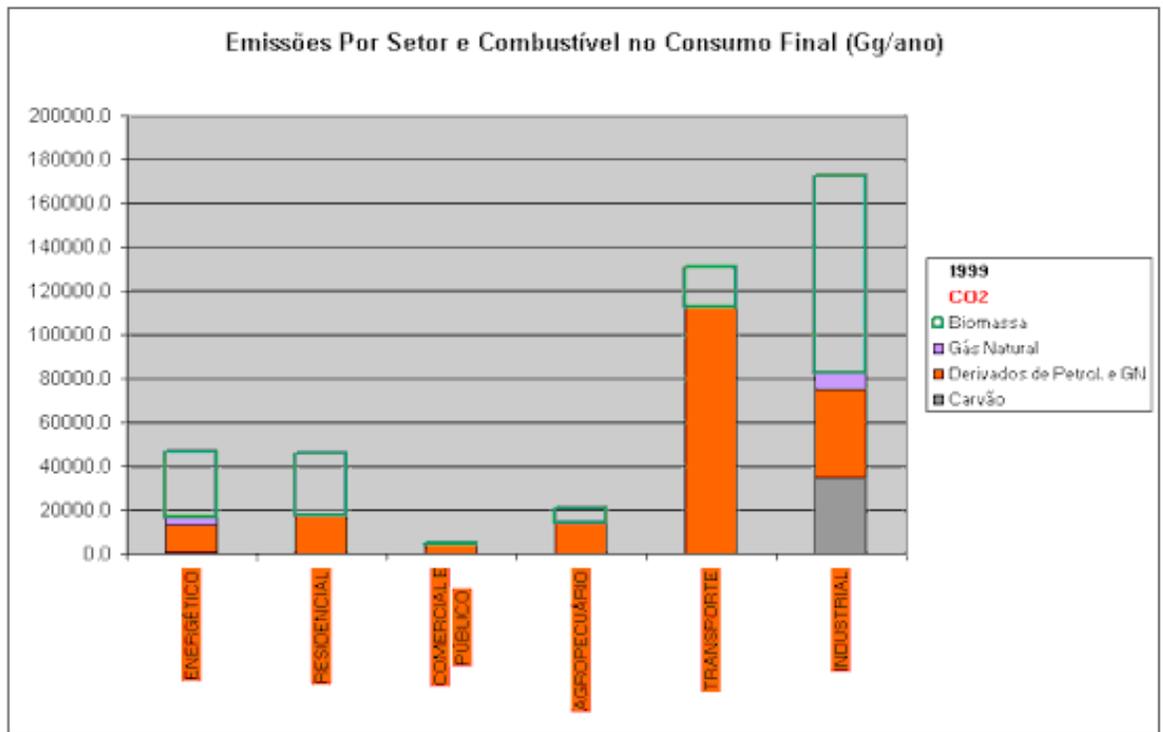


Figura 1: Emissões por Setor e por tipo de energético. Os valores de CO₂ provenientes da biomassa não têm efeito cumulativo. O eventual uso resultante de desmatamento não repostado deve ser contabilizado separadamente, não sendo computados ao uso final como energético.

Tabela 3: Emissões de N₂O no ano de 1999 no Uso Final de Energia

N ₂ O	Gás Natural	Carvão	Derivados de Petrol. e GN	Biomassa	TOTAL
ENERGÉTICO	0.0	0.0	0.0	1.1	1.2
RESIDENCIAL	0.0	0.0	0.2	1.1	1.2
COMERCIAL E PÚBLICO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
AGROPECUÁRIO	0.0	0.0	0.1	0.3	0.4
TRANSPORTE	0.0	0.0	1.2	0.0	1.2
INDUSTRIAL	0.0	0.5	0.2	3.5	4.3
TOTAL	0.0	0.5	1.8	6.0	8.3

Tabela 4: Emissões de NO_x no ano de 1999 no Uso Final de Energia

NO _x	Gás Natural	Carvão	Derivados de Petrol. e GN	Biomassa	TOTAL
ENERGÉTICO	9.6	2.2	13.4	27.8	52.9

RESIDENCIAL	0.1	0.2	27.7	28.3	56.4
COMERCIAL E PÚBLICO	0.1	0.1	5.8	0.6	6.6
AGROPECUÁRIO	0.0	0.0	19.5	7.2	26.7
TRANSPORTE	0.0	0.0	1211.6	133.5	1345.1
INDUSTRIAL	18.0	111.1	70.9	89.8	289.8
TOTAL	27.9	113.6	1348.8	287.2	1777.4

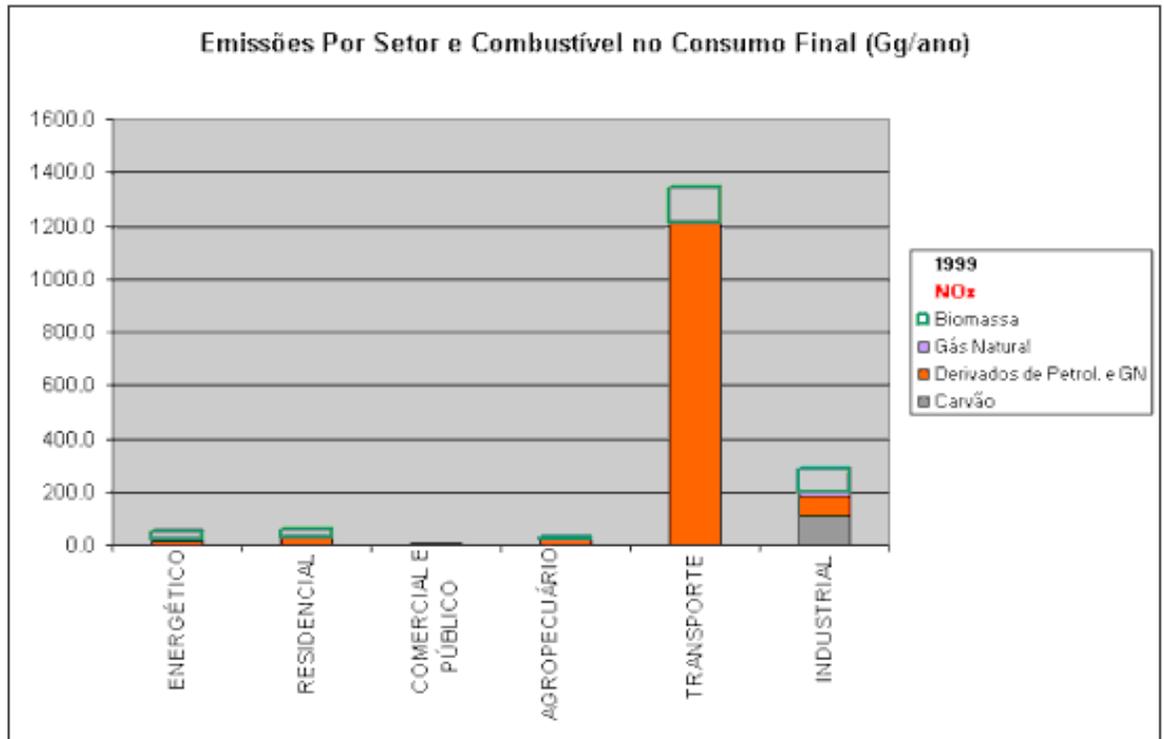


Figura 2: Emissões de NOx por setor e por combustíveis, agregados pela origem.

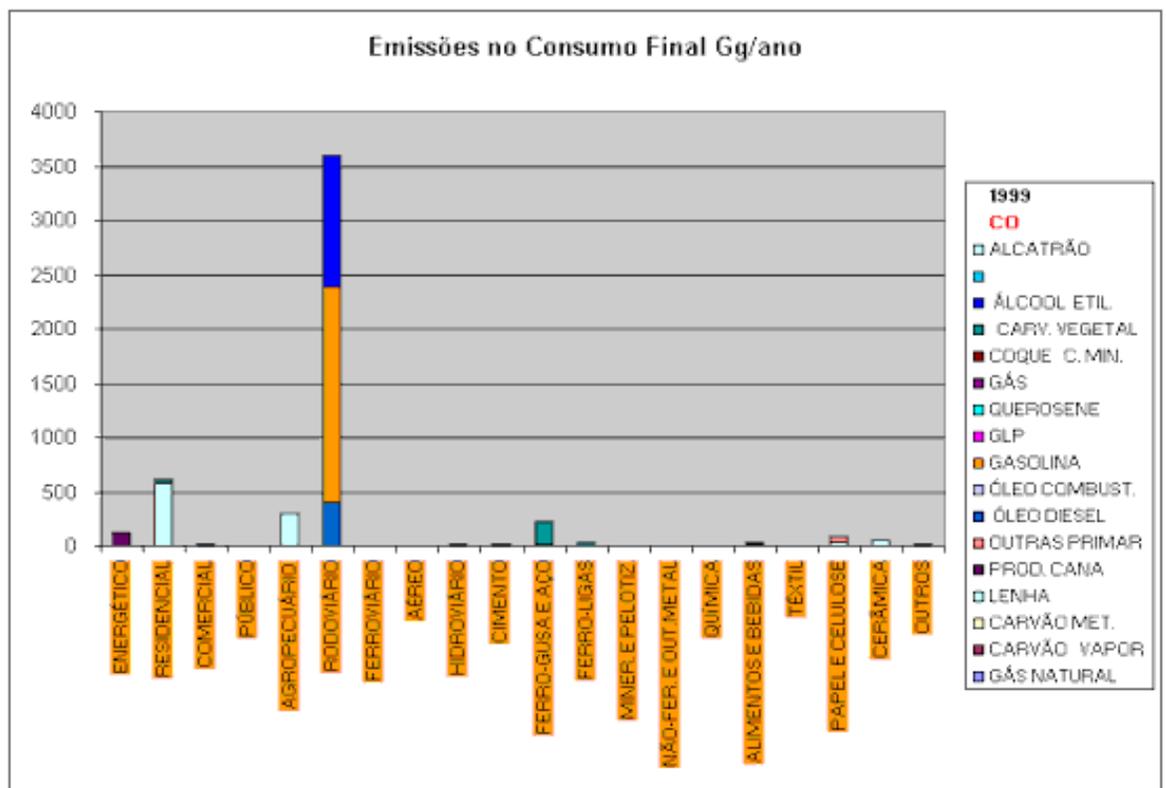


Figura 3: Emissões de CO em 1999 a partir de coeficientes. Destaque absoluto para o setor transporte. Esses valores não incorporam os avanços tecnológicos introduzidos nos últimos anos.

Tabela 5: Emissões de CO no ano de 1999 no Uso Final de Energia

	CO	Gás Natural	Carvão	Derivados de Petrol. e GN	Biomassa	TOTAL
ENERGÉTICO		0.5	0.1	0.4	119.0	120.1
RESIDENCIAL		0.1	0.0	2.4	619.0	621.5
COMERCIAL E PÚBLICO		0.0	0.0	0.5	14.9	15.5
AGROPECUÁRIO		0.0	0.0	1.7	299.0	300.6
TRANSPORTE		0.0	0.0	2420.2	1203.8	3624.0
INDUSTRIAL		1.7	23.5	1.8	449.6	476.6
TOTAL		2.4	23.6	2427.0	2705.3	5158.3

É interessante ainda representar, para o ano escolhido as contribuições por setor e por energético na agregação do BEN

Estes valores são mostrados, para o CO, ano de 1999, na Figura 3 em Gg/ano. O consumo final correspondente, em 1000 tep/ano é mostrado na Figura 4

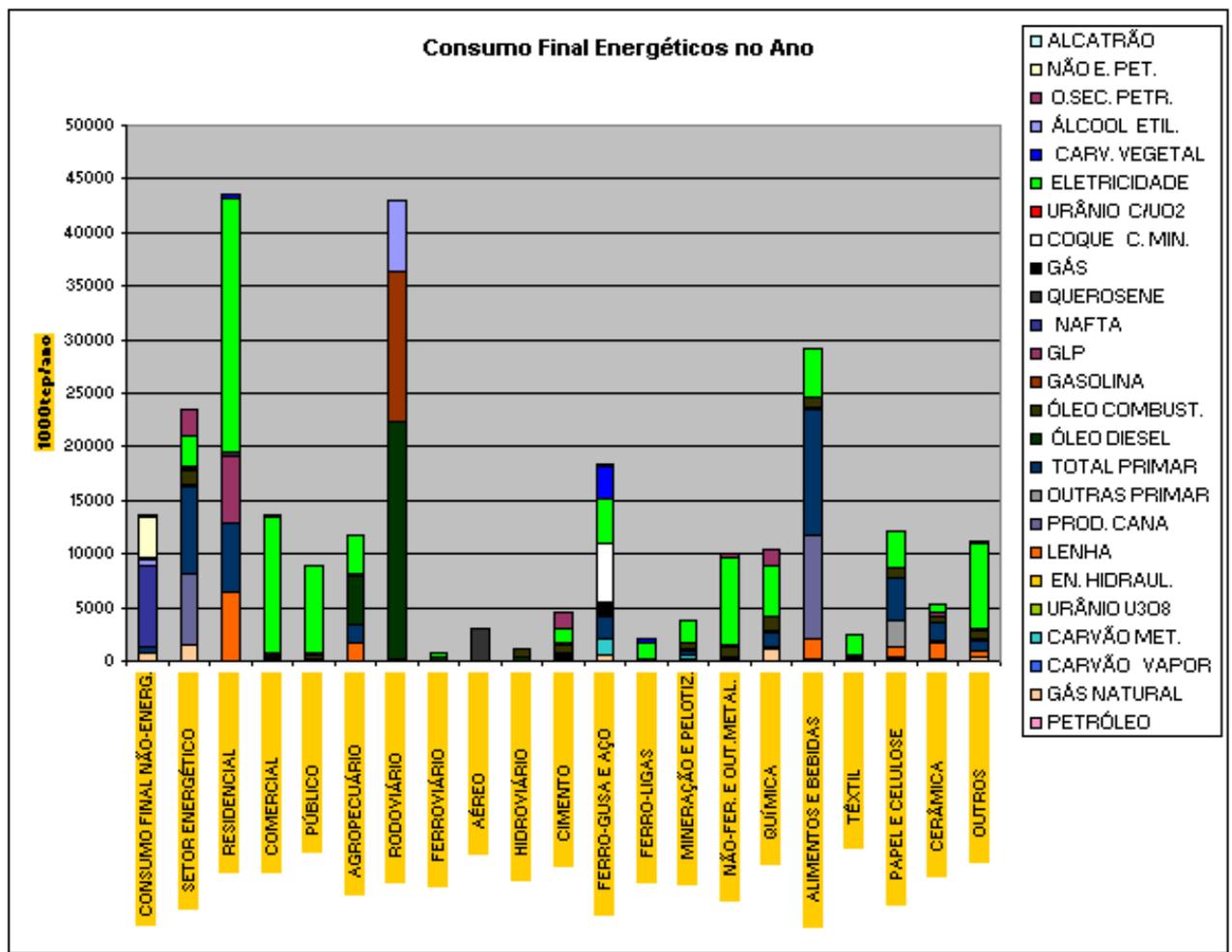


Figura 4: Consumo Final de energia por setor para o ano de 1999 (dados BEN/MME)

Emissões por Energético no Período 1970-1999

As emissões, considerando o fator de emissões fixo, podem ser avaliadas ao longo dos anos ou cumulativamente em períodos escolhidos. A facilidade de se dispor de um instrumento automatizado permite obter estes dados automaticamente.

Na Figura 5 mostramos a evolução do consumo final de óleo combustível e nas Figura 6 e 7 as correspondentes emissões de CO₂ e CO. Podemos observar que as emissões de CO₂, acompanham, a menos das correções do balanço de Carbono, o consumo do combustível. Já as emissões de CO sofrem forte influência do tipo de uso por setor (maiores no setor hidroviário onde predomina o uso motor).

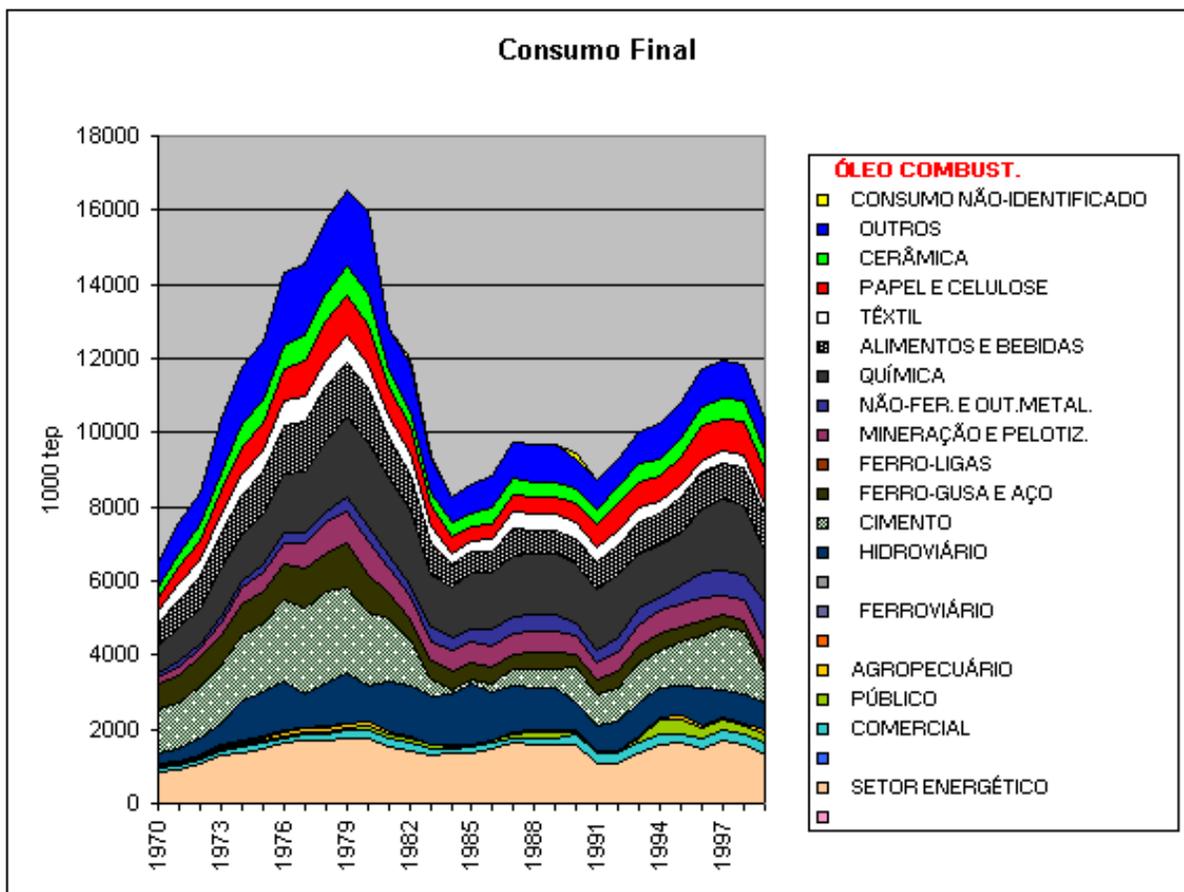
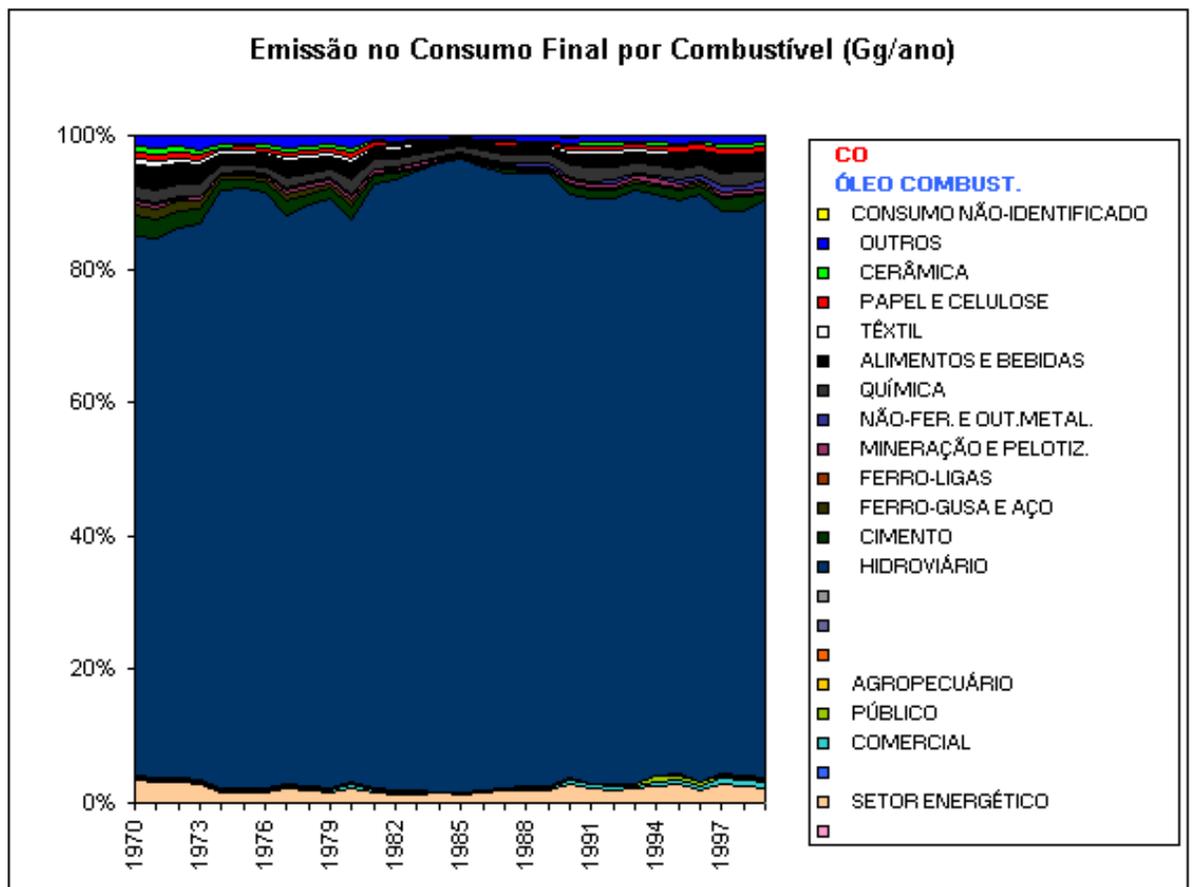
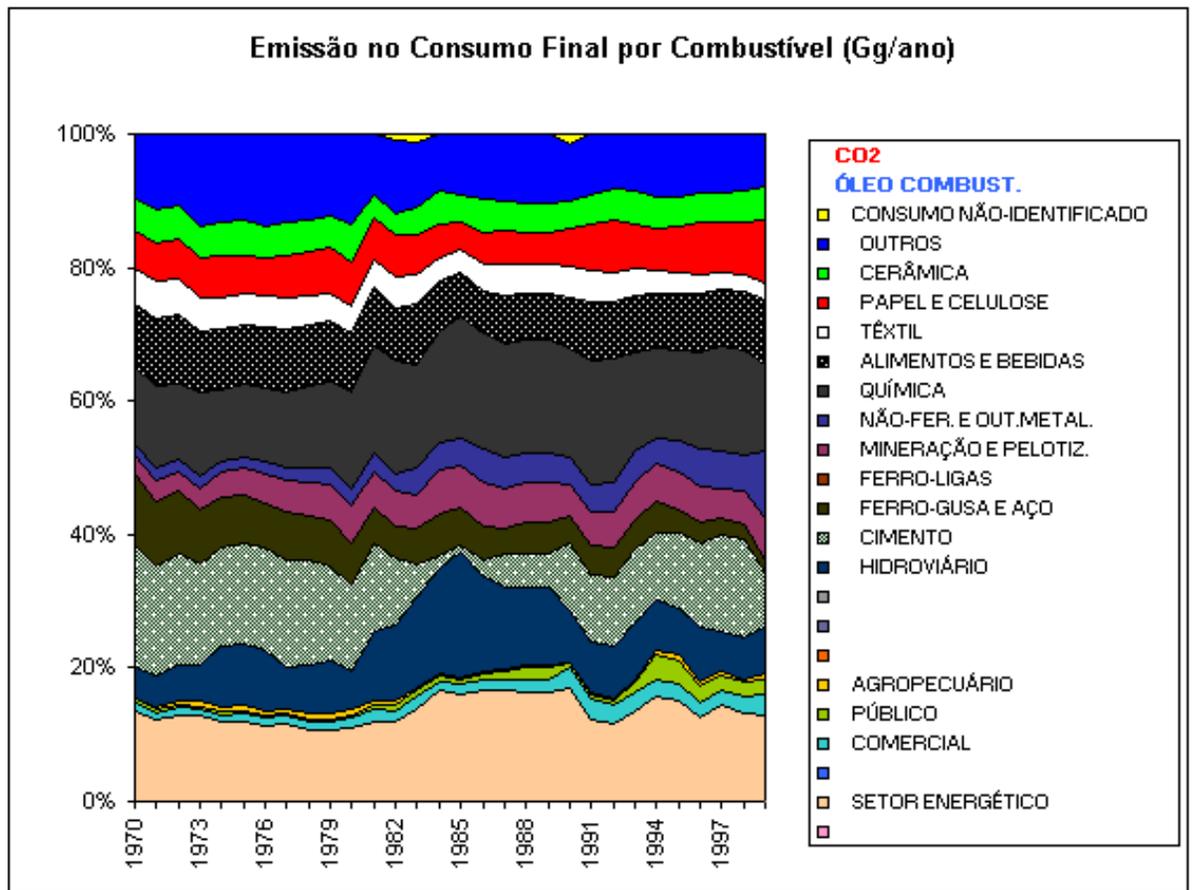


Figura 5: Consumo de Óleo combustível por Setor. Pode-se observar a queda de consumo a partir de 1979 e uma lenta retomada a partir de 1983.



Figuras 6 e 7: Comparação entre as emissões de CO₂ e CO resultantes do uso de óleo combustível.

Os gráficos das figuras seguintes, agregados por grandes setores da economia, mostram a evolução das emissões de CH₄, N₂O, NO_x, CO e CO₂ (incluindo biomassa) e CO₂(excluindo biomassa) no período 1970 a 1999. Foram usados os coeficientes, constantes ao longo dos anos, mostrados nas tabelas anexas.

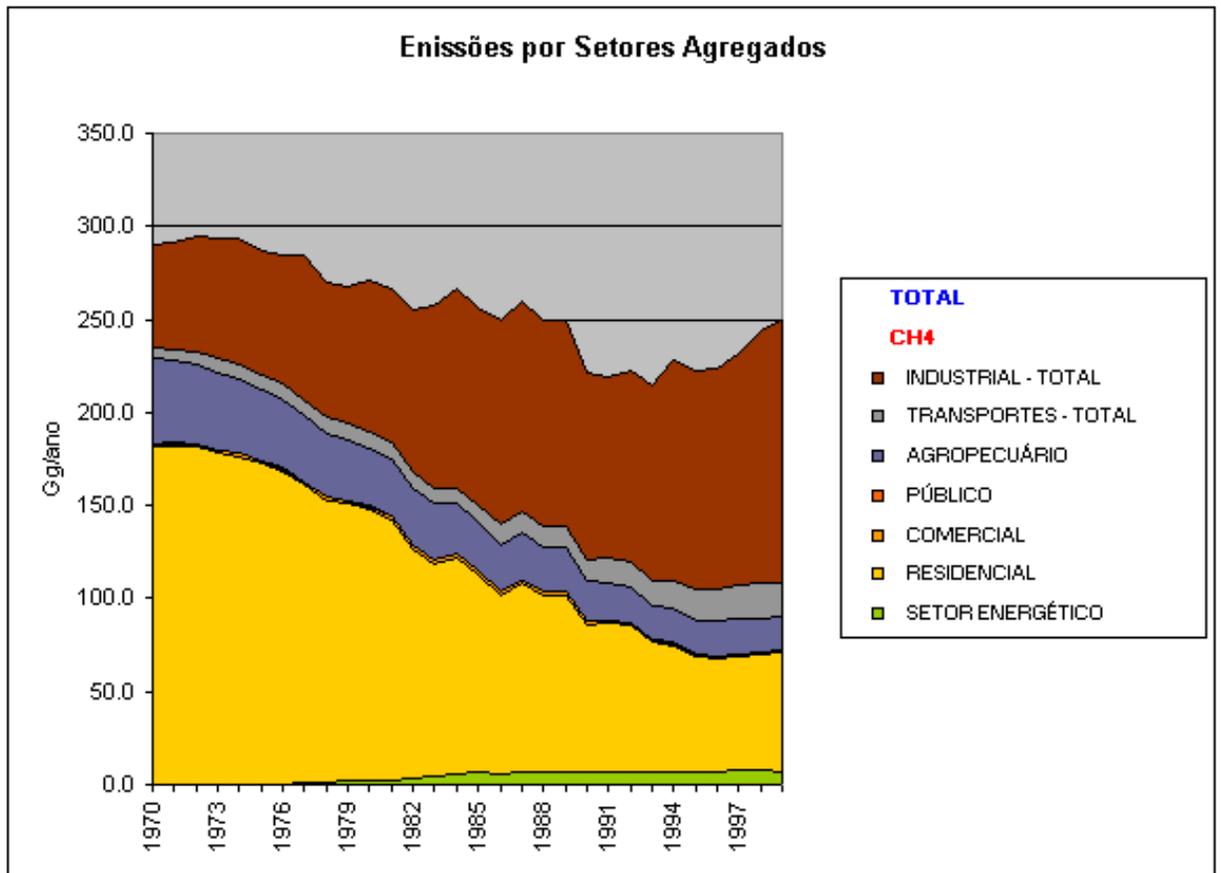


Figura 8: Emissão de CH₄ no uso final no período 1970-1999

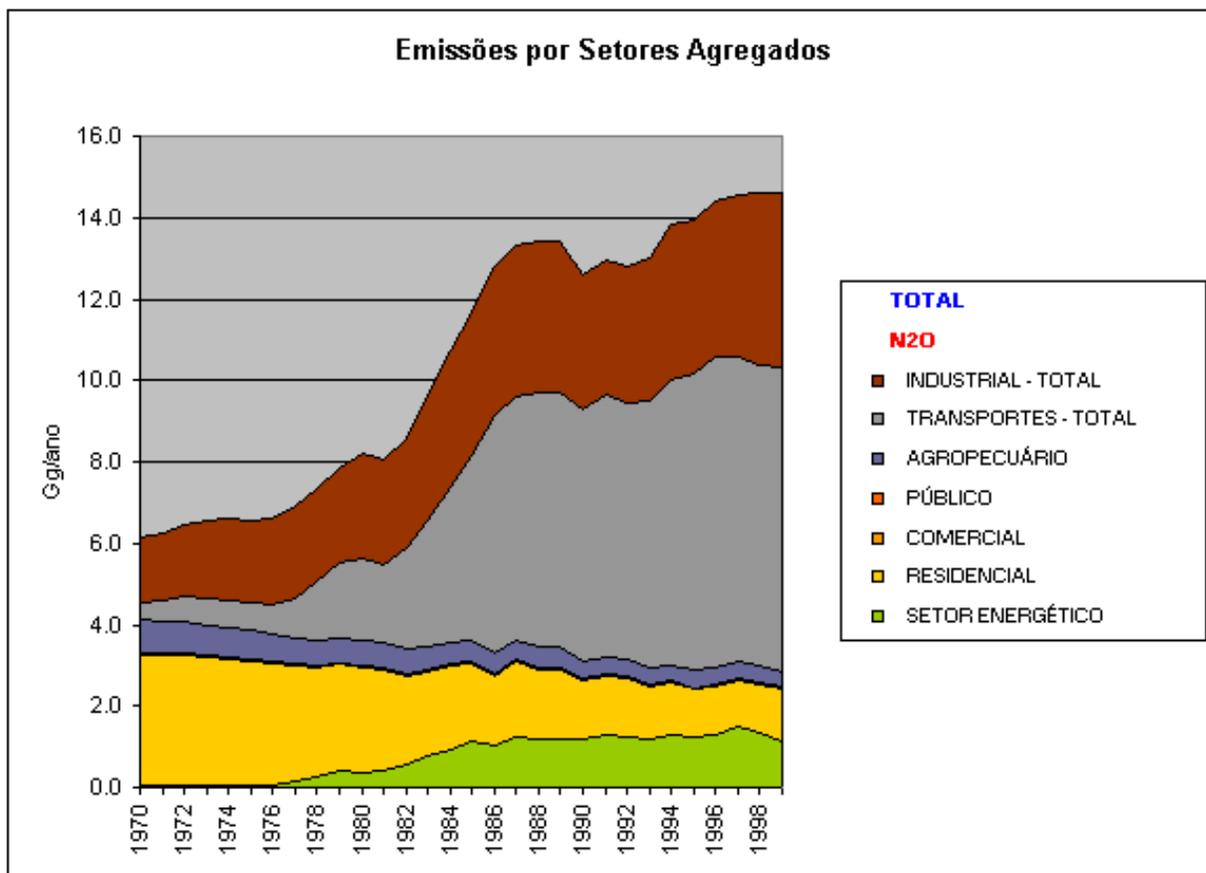
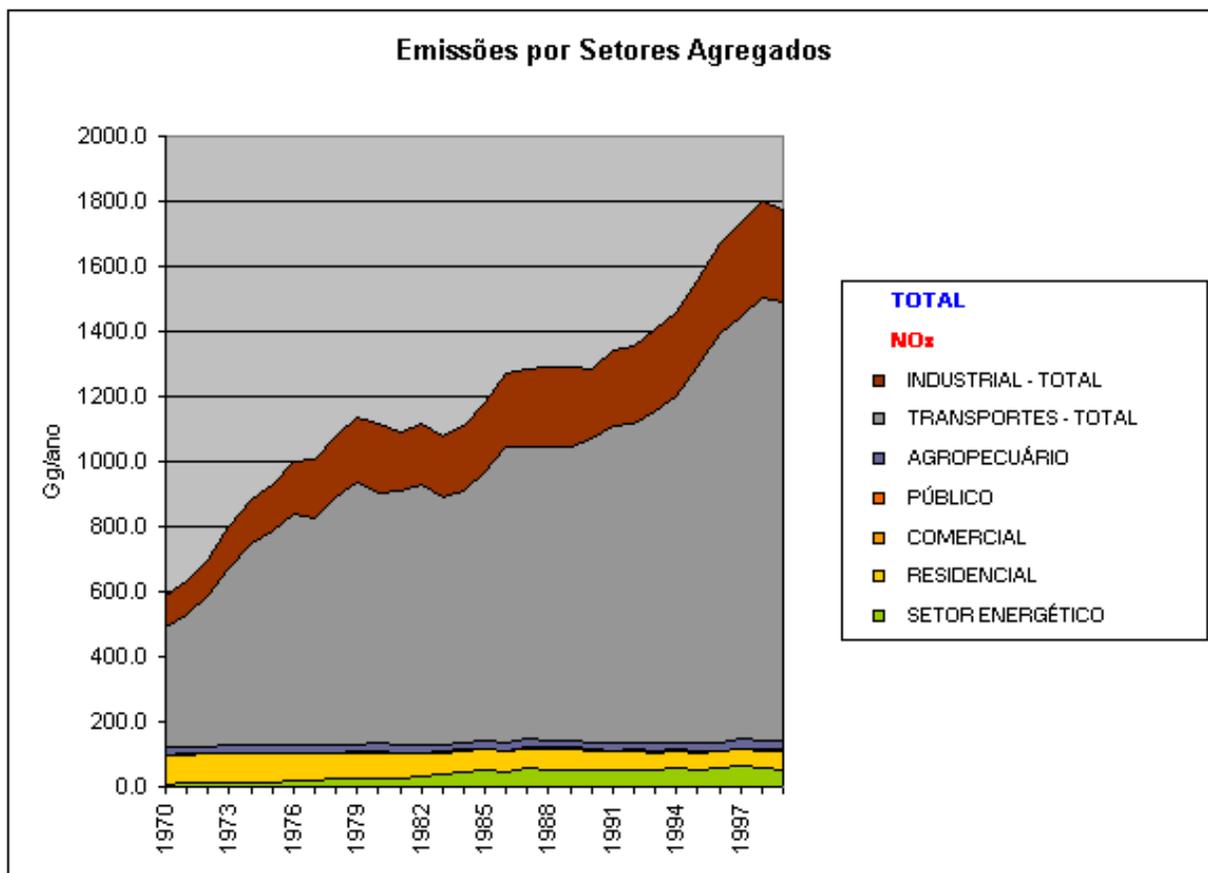


Figura 9: Emissões de N2O por setor. Pode-se observar um forte aumento das emissões (de pequena massa total) com a introdução de combustíveis alternativos após as crises de preço de petróleo de 1973 e 1979.



10: Emissão de NOx, ao longo do período 1970/1999 para todo o uso final energético.

Figura

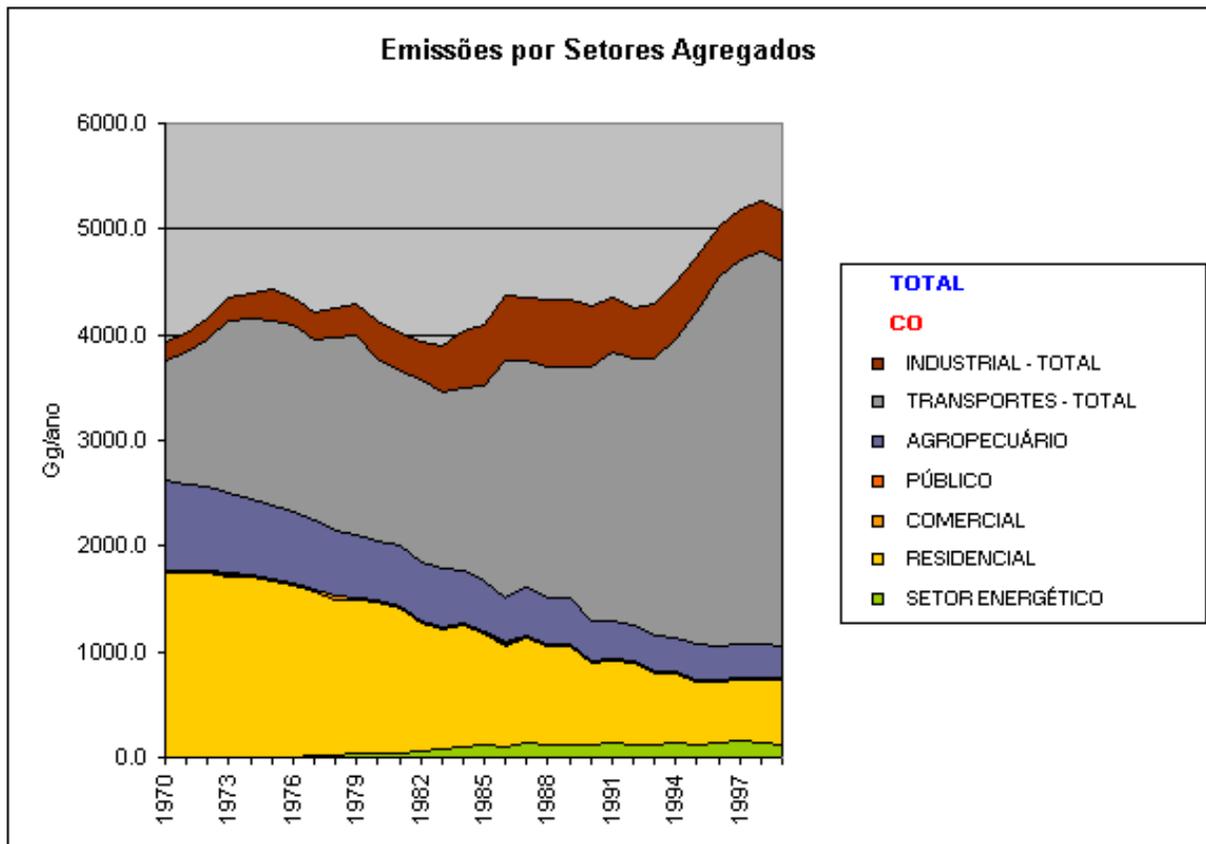
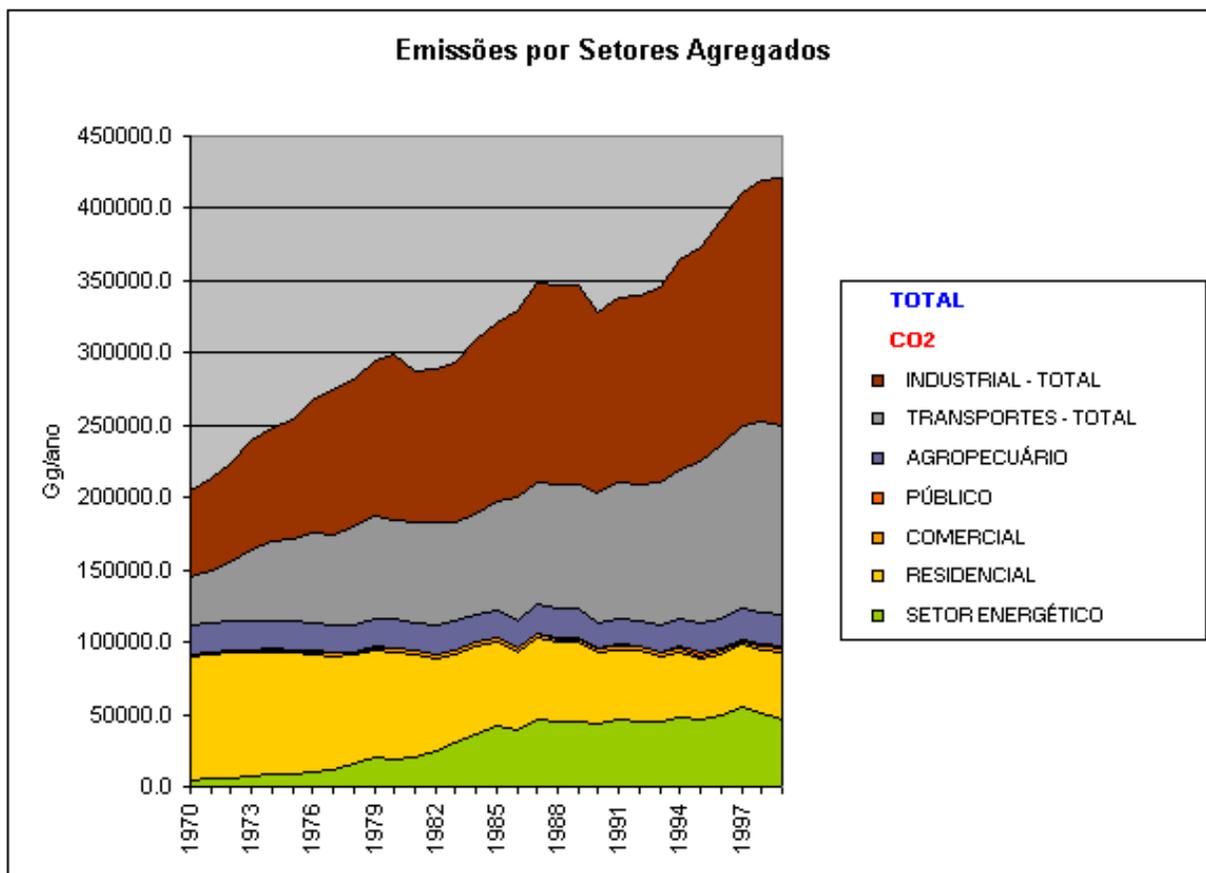
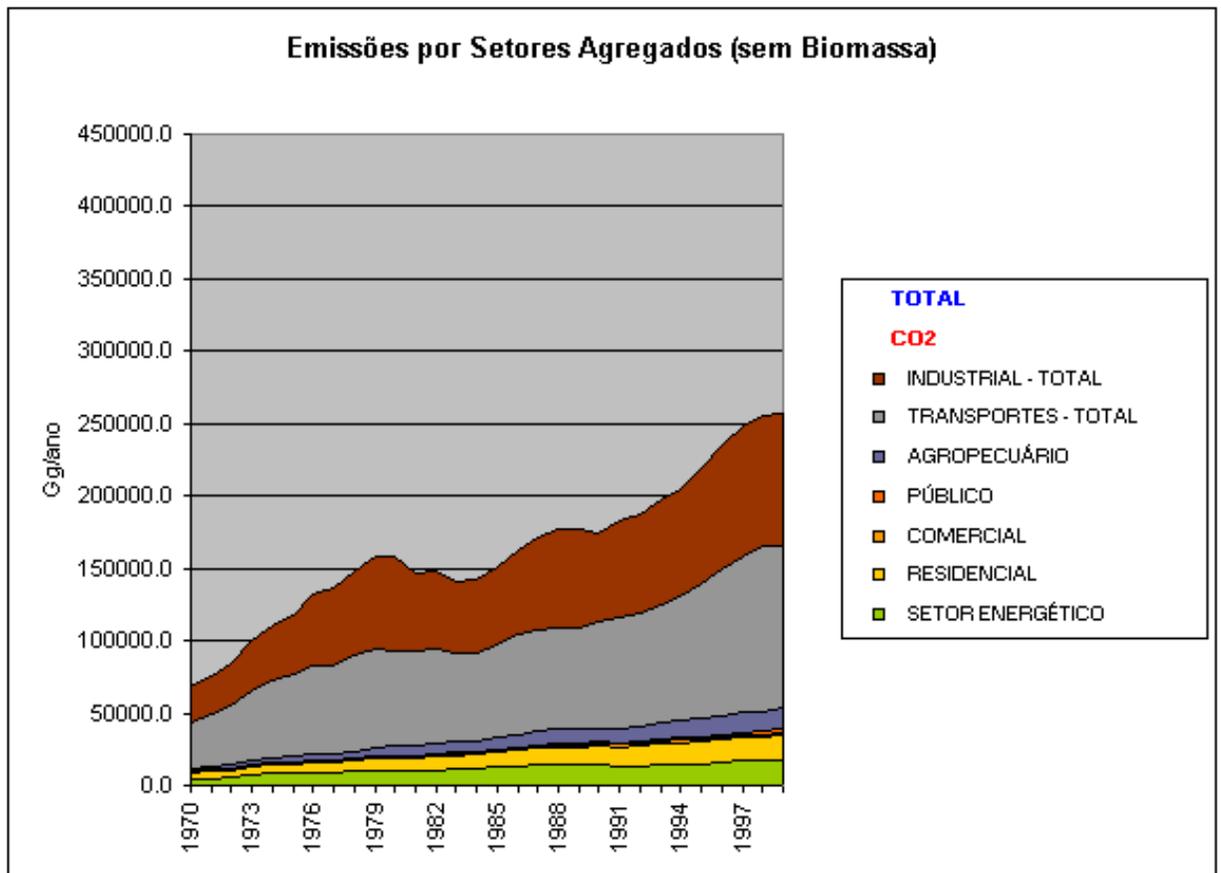


Figura 11: Emissão de CO ao longo do período 1970/1999.





Figuras

12 e 13: comparação das emissões de CO₂ no período incluindo e não incluindo a biomassa (conforme recomendação do IPCC)

Emissões por Setor no Período 1970-1999

As emissões também podem ser mostradas avaliadas ao longo dos anos e também cumulativamente em períodos escolhidos. Na Figura 14 mostramos a evolução das emissões de CO₂ no transporte. A emissão devida ao álcool não deve ser contabilizada nas emissões já que provêm da produção de biomassa plantada.

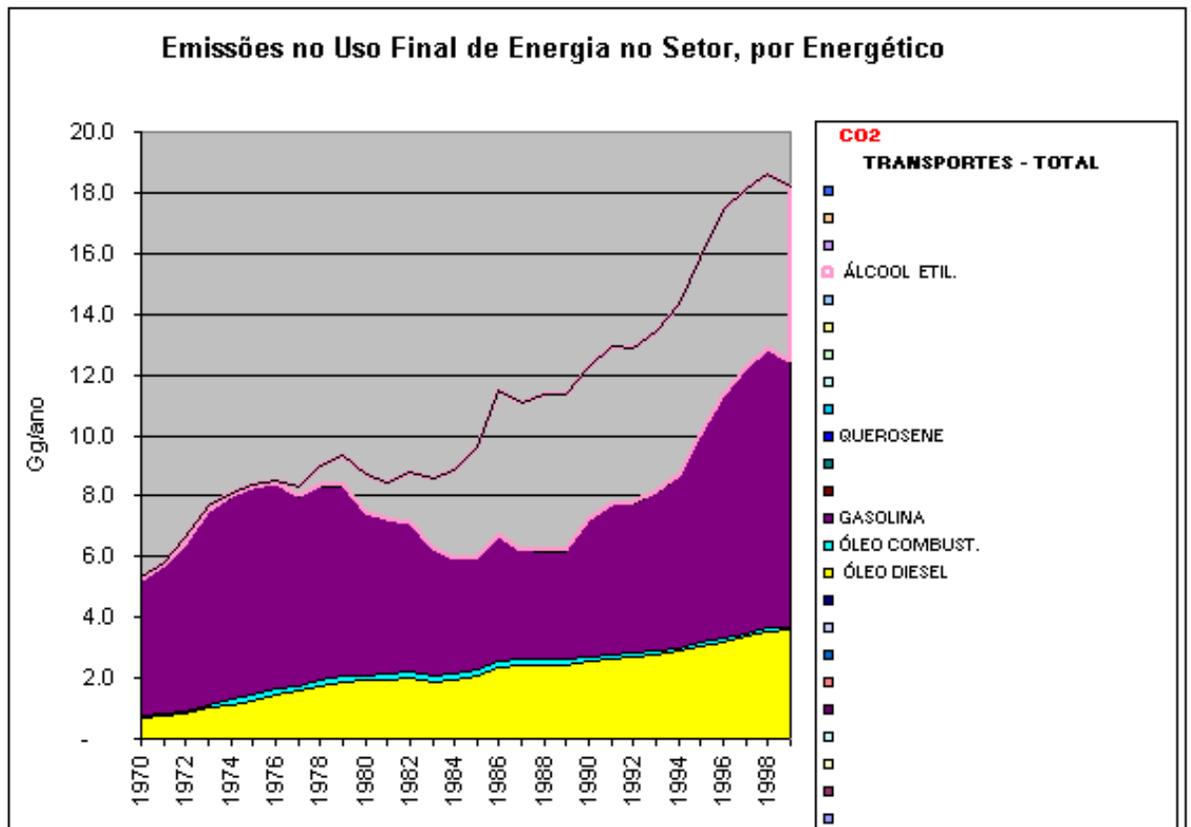


Figura 14: Emissões no setor transporte por combustíveis. As emissões do uso do álcool não devem ser computadas para avaliação do efeito estufa.

E interessante, ainda, verificar a evolução do Setor Industrial no período como é mostrado na Figura 14 e a participação dos setores nas emissões correspondentes à totalidade do Consumo Energético.

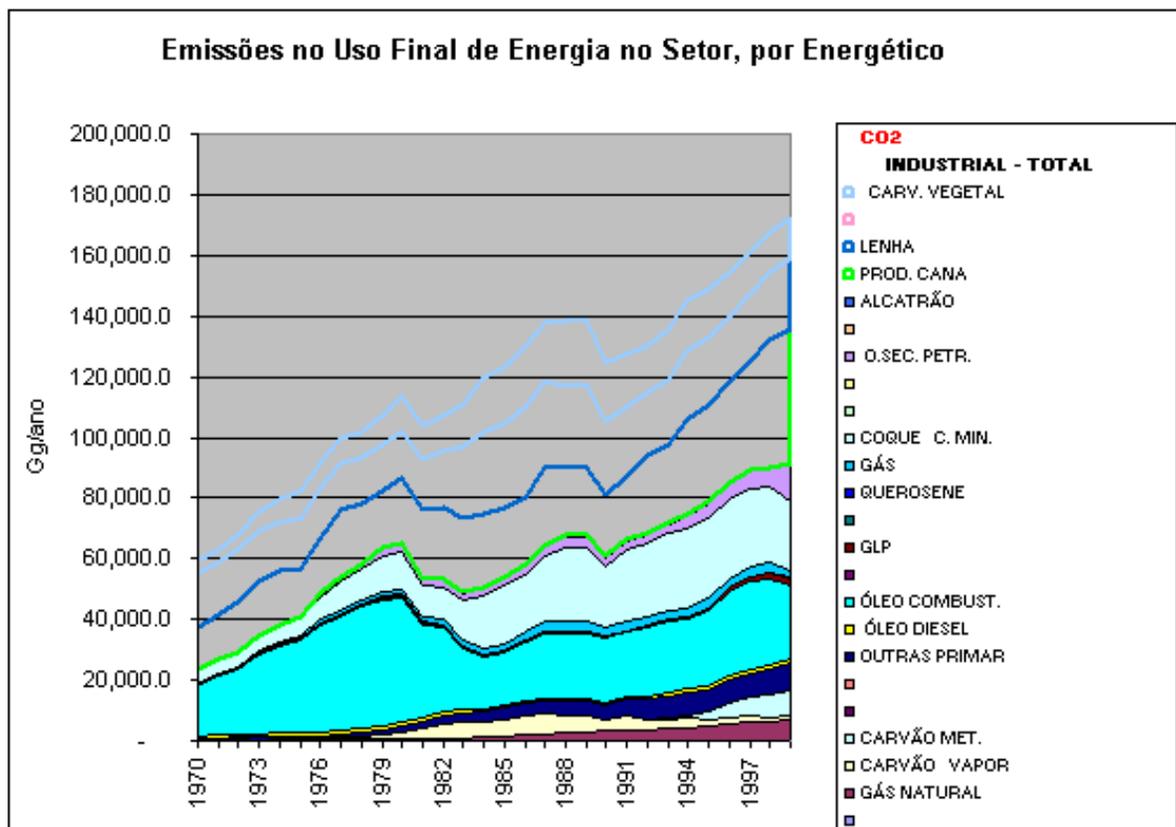


Figura 15: Emissões de CO₂ na Indústria no Brasil, por energético, no período 1970/1999.

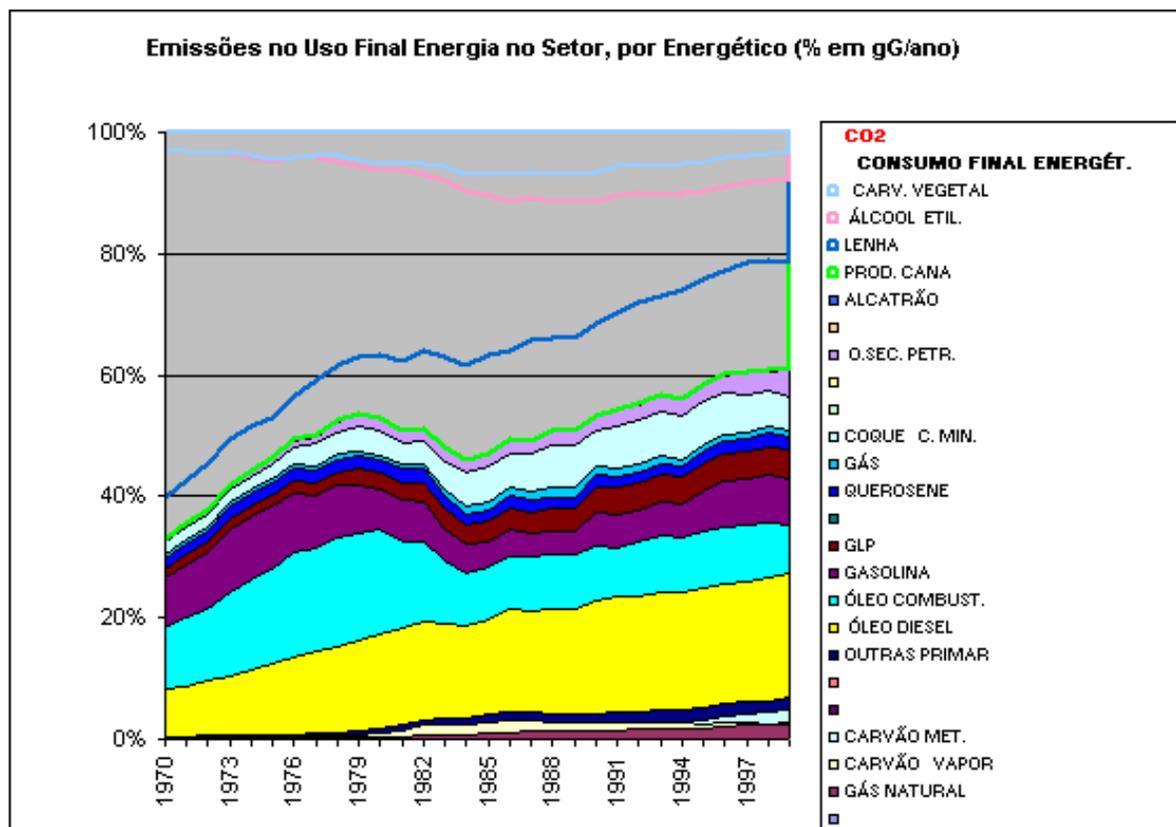


Figura 16: Emissões de CO₂ no consumo final energético no Brasil para os anos de 1970 a 1999. Ressalta-se a forte participação da biomassa nas emissões de CO₂ que não são contabilizadas no uso final.

Conclusão

A associação dos dados de consumo final energético BEN/MME a coeficientes de emissão podem fornecer uma primeira aproximação das emissões de gases geradores do efeito estufa associadas ao consumo energético. Aprimorando-se os dados de coeficientes anuais pode-se chegar a uma boa aproximação das emissões. Esses resultados, aliados a suposições sobre o comportamento desses fatores é um instrumento interessante para avaliar as emissões futuras.

[Página Principal](#)

[Aplicação de Coeficientes da Matriz de Emissões](#)

[Dívida Pública do Brasil](#)

[Setor Energético 2000](#)

[Aplicação de Coeficientes da Matriz de Emissões](#)

[Coeficientes de Emissão em Veículos Pesados](#)

[Emissões em Veículos Pesados](#)

[Emissões em Veículos Leves](#)

<http://ecen.com>

[Vínculos e&e Livro de Visitas](#)

[Matriz Energética e de Emissões](#)
<http://ecen.com/matriz>



Aumara Feu
aumara@ecen.com

Carlos Feu Alvim
feu@ecen.com

O endividamento interno brasileiro atingiu níveis inéditos em nossa história, 55% do PIB, representando a arrecadação de quase dois anos em todos os níveis da administração pública.

A Figura 1 mostra que o endividamento atribuído aos 50 anos em 5 do Presidente Juscelino Kubitshek (1956-1961) mal pode ser visto na escala do gráfico. Na realidade, os títulos públicos da dívida não se constituíam em instrumento corrente de financiamento governamental. O Governo JK preferiu os mecanismos de emissão de moeda e do endividamento junto ao Banco do Brasil. A dívida externa do país foi reduzida em valor absoluto e a balança comercial apresentou um superávit em praticamente todo o período. A inflação média foi de 22,5% ao ano e atingiu em 1961, 35% ao ano.

Títulos da Dívida Pública Interna/ Produto Interno Bruto

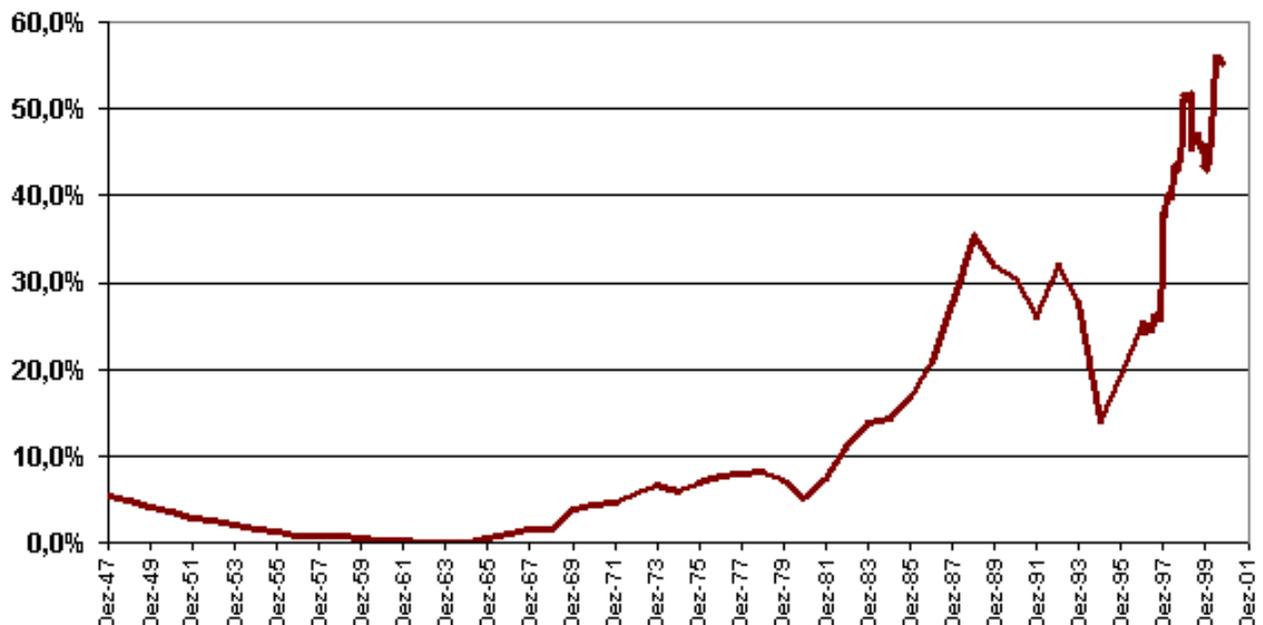


Figura 1: Dívida Pública/PIB

O Regime Militar, iniciado em 1964, encontrou a dívida interna praticamente "zerada". O que pode parecer um sinal de equilíbrio financeiro poderia refletir, na verdade, uma impossibilidade prática de endividamento no mercado da época.

Na situação atual também poderíamos, numa interpretação otimista, constatar que nunca o Tesouro Nacional foi tão merecedor de crédito. A interpretação pessimista seria que podemos estar muito perto de um colapso.

Retornando a nosso breve (e incompleto) histórico da dívida devemos lembrar que os mecanismos de correção monetária introduzidos e a volta do crédito externo permitiram ao Governo, após 1964, recorrer à emissão de títulos internos e a empréstimos externos governamentais para equilibrar as contas públicas.

Foi iniciado um ciclo de endividamento, elevando consideravelmente o valor da Dívida Pública. O patamar do pós guerra da dívida federal (7% do PIB) foi superado. A dívida interna, no entanto, foi mantida abaixo de 8% do PIB até 1979.

Como nessa época de "milagre econômico", comandado em grande parte pelo Ministro Delfin Neto, o denominador de nossa razão Dívida Pública/PIB crescia, foi possível elevar o valor absoluto do numerador (dívida) sem que houvesse um aumento explosivo dessa razão. O primeiro ciclo explosivo da dívida se deu pela superposição do segundo "choque" do preço de petróleo (1979) e do "choque" de juros de 1982.

A política governamental de geração de saldos na balança de bens de serviços, por meio da desvalorização da moeda nacional colocou em grandes dificuldades quem havia assumido dívidas em moeda estrangeiras. Esse processo gerou uma espécie de socialização da dívida onde, por um lado, as empresas estatais capitalizaram suas dívidas ou receberam aportes do Governo, enquanto as empresas particulares obtiveram ajuda governamental de forma a amenizar a correção cambial, tendo com isto o governo assumido, também, parte de sua dívida. Além disso, a concessão de subsídios à exportação agravava o déficit governamental que resultou em crescimento da dívida até atingir um patamar de 30% do PIB por volta de 1986.

Deve-se assinalar que a rígida política cambial não oferecia muitas alternativas ao capital financeiro local e o Governo conseguiu, entre 1980 e 1985, pagar juros reais acumulados praticamente nulos. Nesse período do Governo Figueiredo, que poderíamos chamar de segundo Delfinato, os títulos federais e as cadernetas de poupança eram quase as únicas maneiras de proteção contra a inflação. Isso explica a prática de juros reais negativos até 1984.

A partir de 1986, para alcançar o mesmo resultado (juros acumulados zero) foi necessário alternar juros reais positivos com planos de estabilização (Cruzado, Bresser, Verão, Collor 1 e 2) que embutiam os confiscos do último mês de inflação. Como parte da dívida não recebia correção foi gerado um passivo não contabilizado cujo efeito retardado (correção do FGTS) se faz sentir agora. Naquelas circunstâncias o limite de 30% do PIB passou a constituir no número mágico a partir do qual era necessário disparar um plano e seu respectivo confisco.

A partir de 1991 (gestão Marcílio Marques Moreira), os juros reais passaram a ser significativos e sistematicamente positivos, por ocasião do plano Real, já atingiam o acumulado de 140%. O regime de câmbio livre, propiciado com a retenção de ativos no início do Governo Collor, havia propiciado a entrada de capital externo que exigiam uma remuneração atrativa. Foi possível, a partir de 1991, acumular um estoque de reservas que passou a ser abatido da dívida externa líquida.

Após um período de crescimento que se deu até 1988, a relação dívida interna/PIB vinha

decrecendo tendo alcançado 14% do PIB em 1994. No entanto, neste mesmo ano, 1994, com o Plano Real a dívida passa a crescer num ritmo acelerado, passando a representar 51,6% do Produto Interno Bruto em abril de 1999. A recuperação parcial do Real em relação ao dólar fez com que a dívida caísse em relação ao PIB em 1999.

No último ano, 2000, entretanto a dívida interna/PIB aumentou atingindo em outubro/2000 o pico de 55,5%. Este cenário foi em parte resultante da queda das reservas internacionais que atingiu seu menor nível desde a implementação do Plano Real (4,2% do PIB).

No Gráfico da Figura 2, a evolução da Dívida Interna (em US\$ bilhões) mostra que a retenção de ativos propiciou uma sensível redução da dívida interna no Governo Collor. Esta redução concentrou-se na dívida do Governo Federal que chegou a tornar-se negativa. Também foi reduzida a dívida das estatais, mas não a dos Estados e Municípios. A prática de juros reais positivos e o direcionamento das reservas para títulos públicos multiplicou a dívida pública por um fator 10 (1000% em 8 anos). Em Janeiro de 1999, a desvalorização do Real reduziu seu valor nominal em dólares.

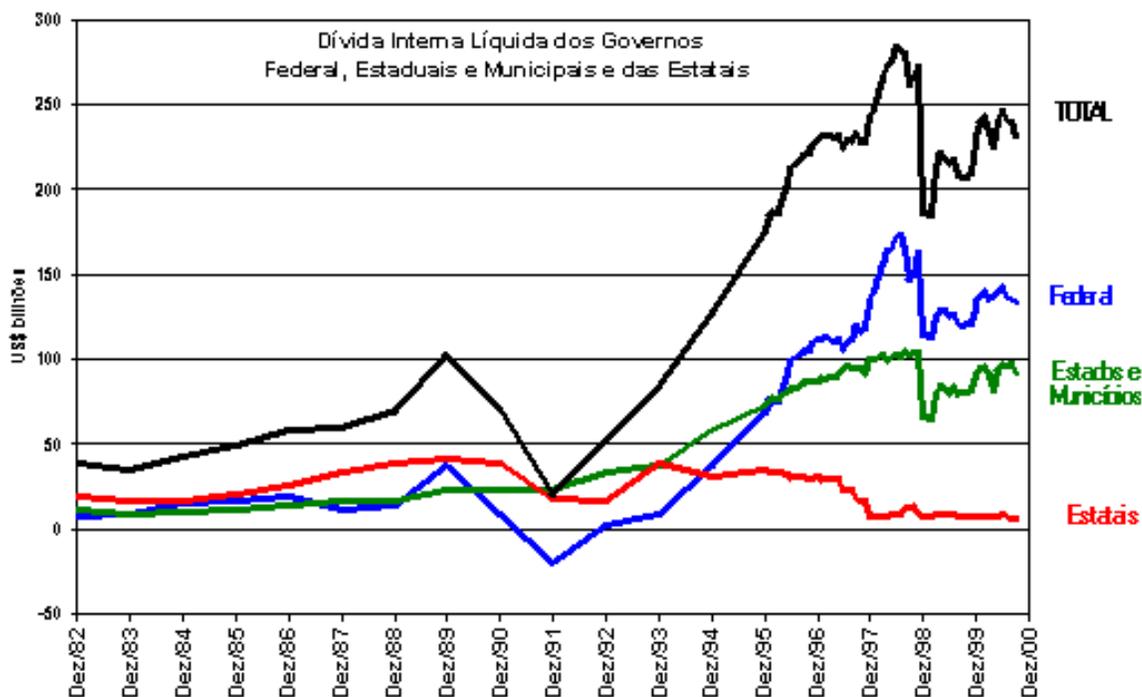


Figura 2: Dívida Pública Total, Federal, de Estados e Municípios e das estatais.

Os gráficos em valores absolutos da Figura 2 (em US\$ correntes) e o da Figura 1 (relativo ao PIB) refletem o crescimento da dívida, que, em termos relativos (Figura 1), é amenizado em períodos de crescimento. A comparação entre os dois gráficos parece encerrar, ainda, contradições que só são possíveis de esclarecer acompanhando a evolução do câmbio que acumula diferenças entre seus valores nominais e os que seriam esperados quando se descontam as inflações brasileira e americana. (Vide artigo anterior de Aumara Feu na Revista e&e). Em particular, o valor em dólares cresceu regularmente entre 1991 e 1995. A grande mudança no câmbio pós Plano Real aumentou nominalmente o valor em dólares do PIB reduzindo o valor relativo da dívida. Também o crescimento real do PIB afeta essa razão.

Por exemplo, nos anos de 1999 e 2000, foi sobreposta uma estagnação econômica a

minidesvalorizações do Real o que causou, o grande crescimento da razão dívida em dólar/PIB (não cresceu o denominador da fração e cresceu o numerador).

Em seguida, houve uma ligeira recuperação do Real (o denominador PIB expresso em dólares cresceu mais que o numerador dívida). Isto explica os dois recentes picos da Figura 1.

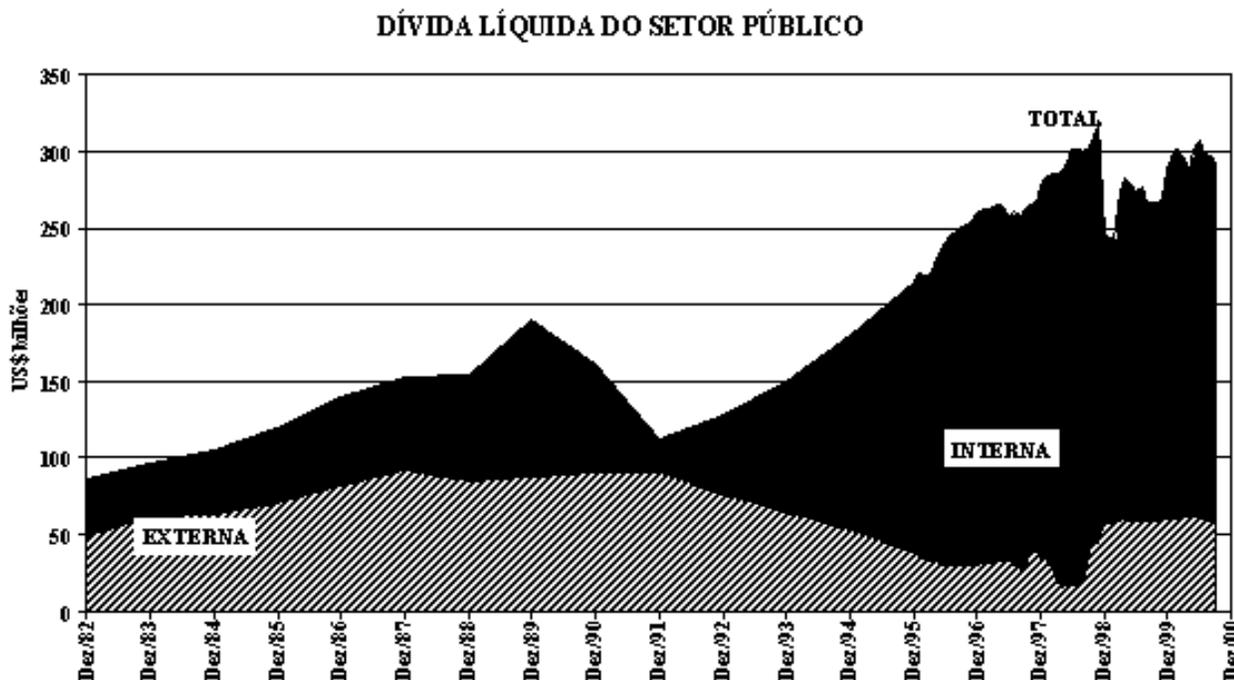


Figura 3a

No Gráfico da Figura 3a, pode-se observar a evolução da dívida interna e externa, tomada por seus valores líquidos. A partir de 1991, foi iniciado um processo de substituição da dívida externa pela dívida interna. As reservas internacionais, por sua vez, não resultaram de superávits na balança comercial ou de serviços. Ao contrário, as transferências de bens e serviços passou a ser negativa a partir de 1995.

A dívida externa líquida foi reduzida pela acumulação de reservas. Essas reservas eram aplicadas em títulos públicos, gerando uma remuneração que, convertida em dólares, era muito superior a obtida a partir das reservas em bancos no exterior. Como os governos não geravam superávits suficientes para pagamento dos juros, o aumento da dívida interna foi bastante superior à redução da dívida externa.

Pode-se verificar, assim, que a política de globalização, começada no Governo Collor e reforçada no Governo Cardoso, que baseou seu plano de estabilização no suporte dado à âncora cambial e no volume de capital disponível na forma de reservas, estava condicionada ao oferecimento de juros atrativos, o que contribuiu para o aumento da dívida interna líquida.

O governo assumindo compromissos – formais ou informais – com uma certa paridade com o dólar, faz com que parte da dívida interna passe a ser também externa. Esta situação se agrava quando o fluxo de capitais externos, após a crise na Rússia (julho de 1998) e a conseqüente perda de confiabilidade do mercado brasileiro, tornou-se negativo. Com isto, o

governo ao não conseguir saldar os compromissos assumidos internamente, reverte o processo de substituição da dívida, com um decréscimo na dívida interna acompanhada de um acréscimo na dívida externa.

O decréscimo observado em 1999, se deve à desvalorização cambial e é acompanhado do decréscimo no PIB nominal em dólares. No ano de 2000, o total da dívida volta ao patamar anterior de 300 bilhões de dólares americanos. Na Figura 3b mostramos, em escala modificada, a evolução das dívidas do Setor Público externa e interna.

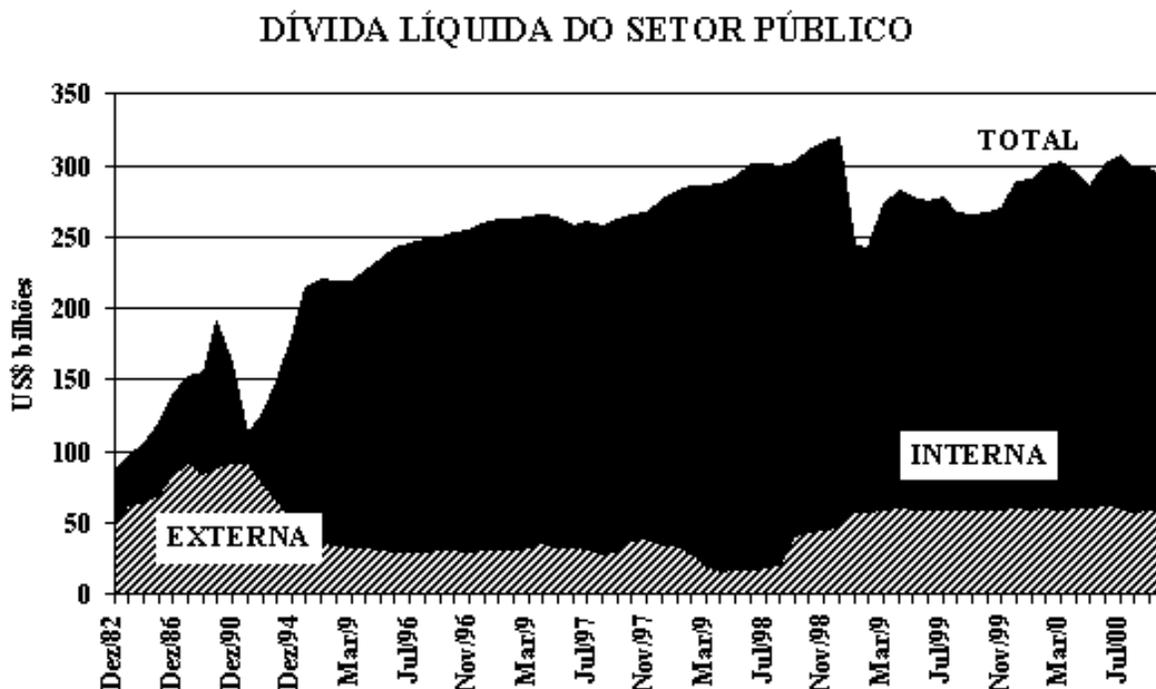


Figura 3b: Uma mudança da escala de tempo, expandida após 1994, permite acompanhar melhor o período pós Real.

As mudanças no valor das reservas mostradas na Figura 4, substancialmente incrementadas em valor absoluto após 1991, permitem compreender as variações na dívida externa líquida. Passando-se uma linha imaginária no nível de 100 bilhões de dólares, na Figura 3b, parece, entre 1994 e 1998, que a dívida total é a "imagem refletida" e ampliada da dívida externa. Um decréscimo na externa corresponde a um acréscimo ampliado na dívida total. Note-se que a simples substituição corresponderia a um valor constante da dívida total. Com a mudança da paridade após 1998, desaparece o comportamento "especular". A dívida externa pública, não só não acabou, como disse o então presidente do Banco Central (Gustavo Franco) em 1998, como cresceu rapidamente, embora não tenha superado os valores de 1990. É bom lembrar, entretanto, que nesse início de 2001, mais de 20% da dívida interna pública já está indexada em títulos cambiais e, portanto, atrelada ao dólar como a dívida externa.

Reservas Internacionais do Brasil

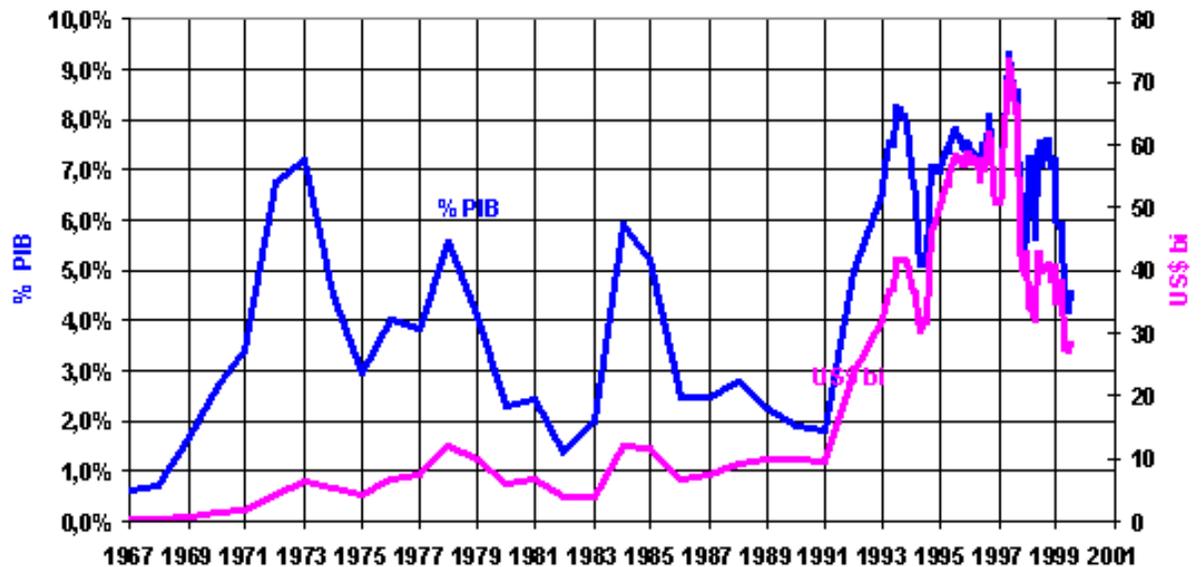


Figura 4: Reservas Internacionais do Brasil a partir de 1967 em valores absolutos e relativos ao PIB

DÍVIDA INTERNA LÍQUIDA DO SECTOR PÚBLICO

	US\$ bilhões					
	Dez/83	Dez/84	Dez/85	Dez/86	Dez/87	Dez/88
I-Governo Federal e Banco Central	8,57	15,29	16,96	19,07	10,92	13,89
II-Governos Estaduais e Municipais	9,02	9,85	11,30	13,54	16,02	17,01
III-Empresas Estatais	17,20	17,23	20,82	25,78	33,11	39,04
TOTAL	34,79	42,36	49,08	58,40	60,05	69,94
	Dez/89	Dez/90	Dez/91	Dez/92	Dez/93	Dez/94
I-Governo Federal e Banco Central	37,93	9,05	-20,04	1,68	8,45	37,66
II-Governos Estaduais e Municipais	23,29	23,38	23,19	33,09	37,57	58,40
III-Empresas Estatais	41,02	38,37	17,59	17,10	38,09	31,02
TOTAL	102,23	70,80	20,74	51,86	84,11	127,07
	Dez/95	Dez/96	Jun/97	Dez/97	Jun/98	Jul/98
I-Governo Federal e Banco Central	68,69	111,43	106,25	134,68	171,91	172,69
II-Governos Estaduais e Municipais	72,29	86,97	95,38	100,03	102,64	101,61
III-Empresas Estatais	34,33	30,36	23,66	7,17	9,39	8,76
TOTAL	175,31	228,77	225,28	241,88	283,94	283,06
	Ago/98	Set/98	Out/98	Nov/98	Dez/98	Jan/99
I-Governo Federal e Banco Central	164,88	147,24	149,50	162,12	159,33	113,74
II-Governos Estaduais e Municipais	103,25	102,88	104,19	102,07	103,28	65,52
III-Empresas Estatais	11,92	12,07	13,23	8,27	9,50	7,10
TOTAL	280,04	262,19	266,92	272,47	272,12	186,36
	Fev/99	Mar/99	Abr/99	Mai/99	Jun/99	Jul/99
I-Governo Federal e Banco Central	112,84	125,46	128,67	128,71	126,37	126,60
II-Governos Estaduais e Municipais	64,36	79,64	84,02	82,63	81,20	83,01
III-Empresas Estatais	7,20	8,67	8,23	7,97	8,55	8,39

II-Governos Estaduais e Municipais	64,36	79,64	84,02	82,63	81,20	83,01
III-Empresas Estatais	7,30	8,67	8,33	7,97	8,36	8,39
TOTAL	184,51	213,77	221,02	219,31	215,93	218,00

	Agô/99	Set/99	Out/99	Nov/99	Dez/99	Jan/00
I-Governo Federal e Banco Central	121,03	119,86	120,39	120,44	130,33	133,30
II-Governos Estaduais e Municipais	79,30	80,07	79,74	81,87	90,25	90,35
III-Empresas Estatais	7,53	7,32	7,20	7,48	7,48	7,25
TOTAL	207,87	207,25	207,33	209,79	228,06	230,89

	Fev/00	Mar/00	Abr/00	Mai/00	Jun/00	Jul/00
I-Governo Federal e Banco Central	137,78	139,24	135,72	135,99	138,70	141,75
II-Governos Estaduais e Municipais	94,55	95,39	90,52	81,68	93,63	95,82
III-Empresas Estatais	7,45	7,68	7,38	7,29	7,56	8,39
TOTAL	239,78	242,31	233,61	224,96	239,89	245,96

	Agô/00	Set/00	Out/00
I-Governo Federal e Banco Central	136,58	135,58	133,20
II-Governos Estaduais e Municipais	95,80	96,71	92,98
III-Empresas Estatais	7,90	6,69	5,98
TOTAL	240,28	238,98	232,16



[Página Principal](#)

[Aplicação de
Coeficientes da Matriz
de Emissões](#)

[Dívida Pública do Brasil](#)

[Setor Energético 2000](#)

[Aplicação de
Coeficientes da Matriz
de Emissões](#)

[Coeficientes de Emissão
em Veículos Pesados
Emissões em Veículos
Pesados](#)

[Emissões em Veículos
Leves](#)

<http://ecen.com>

[Vínculos e&e
Livro de Visitas](#)

[Matriz Energética e de
Emissões](#)

<http://ecen.com/matriz>

[Download:
BEN 1970/1999 -
Planilha em Exce](#)

DESTAQUES EM 2000 E OPORTUNIDADES DE NEGÓCIOS

1. Considerações Gerais

A Oferta Interna de Energia-OIE do País atingiu cerca de 261 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep) em 2000, com crescimento de 3% em relação a 1999 (dados preliminares). Desse montante, aproximadamente 57% de energia limpa e renovável, sendo 39% de hidroeletricidade e 18% de biomassa. Com grande extensão territorial e com grande potencial energético, o País tem optado pelo estabelecimento de políticas próprias que favoreçam as energias renováveis, sendo exemplos o desenvolvimento da hidroeletricidade a partir de 1950 e o programa do álcool na década de 70. Dos 43 % da OIE referentes à energia não renovável, 34% corresponderam ao petróleo e seus derivados, 3,7% ao gás natural e o restante ao carvão mineral e urânio.

Apenas 18% da OIE corresponderam a importações, 3 pontos percentuais abaixo de 1999. Para esta performance vem contribuindo sobremaneira a área de petróleo, que desde o início da década de 80 vem obtendo sucesso na exploração e produção de óleo, garantindo o suprimento regular e confiável de derivados de petróleo e reduzindo significativamente a dependência externa destes energéticos – cerca de 30% em 2000 - resultado 5 pontos percentuais menor que o de 1999. No segundo choque de petróleo, em 1979, esta dependência era de 85%.

Em 2000, teve continuidade o programa do Governo para estimular o aumento da participação do gás natural no mercado energético, principalmente quanto à regulamentação do seu uso em termelétricas. As fontes não convencionais e/ou descentralizadas de energia (solar, eólica, resíduos florestais e agrícolas, óleos vegetais, pequenos potenciais hidráulicos) foram, também, incentivadas. Prosseguiram, ainda, em 2000, os programas de incentivo à elevação dos níveis de eficiência energética do País, compreendendo a produção e o uso eficiente da energia e a cogeração de energia elétrica e energia térmica.

No processo de reestruturação do setor energético, foi instalado o **Conselho Nacional de Política Energética - CNPE**, órgão de assessoramento ao Presidente da República, com o objetivo de formular políticas e diretrizes para promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, assegurar a universalização do consumo energético nacional e estimular o desenvolvimento de fontes alternativas renováveis de energia, de forma a obter-se, gradativamente, uma matriz energética que preserve o interesse nacional em toda a sua plenitude. Ao longo do exercício foram iniciadas as atividades de oito Comitês Técnicos (CT's), vinculados ao CNPE, quais sejam: CT1 - Consumidor e Tarifas; CT2 - Planejamento do Suprimento de Energia Elétrica; CT3 - Matriz Energética; CT4 - Eficiência Energética; CT5 - Fontes Renováveis Complementares; CT6 - Importação de Energéticos e Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis; CT7 - Meio Ambiente; e CT8 - Atração de Investimentos e Marcos Legais.

Ainda, na área institucional, o Ministério de Minas e Energia deu prosseguimento às ações voltadas para uma maior participação do setor privado nos investimentos necessários e na responsabilidade pela garantia do suprimento nacional de energia. A ação das Agências Reguladoras – ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica e ANP – Agência Nacional de Petróleo tem sido fundamental para a continuidade de garantia do suprimento e o aumento da qualidade dos serviços de energia em todo o País.

No ano de 2000, foram publicados e divulgados, pelo MME, o Balanço Energético Nacional – ano base 1999, contendo estatísticas de energia para o período 1984/1999, e o Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico 2000/2009, contendo os elementos indicativos da geração e transmissão para o período.

2. Crescimento Econômico e Consumo de Energia

No período de 1970 a 1980, o Produto Interno Bruto-PIB brasileiro cresceu a uma taxa média de 8,7% ao ano (a.a.), com o consumo de energia crescendo, também, a taxas anuais expressivas, a eletricidade a 12,4% a.a. e os derivados de petróleo a 8,3% a.a. Os fatores

determinantes para esse resultado foram: as dimensões continentais do País, a predominância de transporte rodoviário e, ainda, o desenvolvimento da indústria de base e da infra-estrutura para o atendimento às necessidades não atendidas de muitas regiões do País. Apesar dos elevados índices de consumo de eletricidade e de derivados de petróleo, a Oferta Interna de Energia-OIE cresceu 6,5% a.a. - elasticidade de 0,75 em relação ao PIB - em consequência, principalmente, do pouco crescimento da biomassa (0,4% a.a.), constantemente substituída por derivados de petróleo (GLP e óleo combustível).

A partir de 1980, sob o peso do ambiente recessivo da economia do País, estas taxas declinaram e variaram consideravelmente. No período 1980 a 1992, a economia do País cresceu a uma taxa média de apenas 1,3% a.a., com taxas variando entre (-)4,3% em 1981 e (+)7,8% em 1985. As taxas de crescimento da demanda de energia também diminuíram, mas não na mesma proporção que as do PIB. A OIE cresceu 2,8% a.a., com elasticidade de 2,1 em relação ao PIB. O consumo de eletricidade cresceu 5,4% a.a., devido, principalmente, à expansão da indústria eletrointensiva (alumínio, ferro gusa, etc.). Já o consumo de derivados de petróleo, por força de políticas de substituição, cresceu apenas 0,9% a.a. e o consumo de biomassa 1,1% a.a., esta última superior à verificada no período 70/80, principalmente, por conta do programa do álcool.

De 1992 a 1997, com a estabilização da economia, estabeleceu-se um novo ciclo de desenvolvimento que elevou as taxas de expansão da economia e do consumo de energia. Nesse período o PIB cresceu 4,1% a.a. e a OIE cresceu 4,3% a.a., com os derivados de petróleo apresentando taxa média de crescimento de 5,8%, a eletricidade de 5,0% e a biomassa de 0,6%, correspondendo, respectivamente, a elasticidades de 1,40, 1,21 e 0,14 em relação ao PIB. A eletricidade residencial e comercial, a gasolina automotiva e o querosene de aviação foram os grandes indutores das altas taxas de consumo de energia, por conta da melhor distribuição de renda, causada pelo Plano Real.

Em 1998, por força da crise nos países asiáticos, o Governo brasileiro

foi obrigado a tomar medidas que levaram a uma forte retração no crescimento econômico, tendo o PIB apresentado um crescimento de apenas 0,22%. Ocorre, entretanto, que os energéticos citados acima, associados ao bem estar da população, mantiveram altos níveis de consumo, acima de 5%, fato que levou a um crescimento da OIE bem acima do PIB.

Em 1999, com a desvalorização da moeda nacional, o processo de baixo desempenho da economia continuou (PIB de 0,79%) e, agora, afetando significativamente o consumo de energia associado ao uso particular. Apresentaram taxas negativas de consumo: o querosene de aviação (- 6,4%), o álcool hidratado (- 8%) e a gasolina automotiva (- 1%). Já a energia elétrica residencial cresceu apenas 2,5%.

Segundo dados preliminares, em 2000, o PIB cresceu 4,2%, alavancado por grandes desempenhos dos setores de: Comunicação (17%), Extrativa mineral (11%), e Indústria de Transformação (5,5%). Conforme já mencionado, a OIE deverá crescer cerca de 3% em 2000, resultado menor que o do PIB, devido principalmente à baixa performance do consumo de energia associado ao uso particular, fato ocorrido, também, em 1999.

3. Setor Elétrico

A partir dos anos 50, os estados brasileiros passaram a criar suas próprias empresas de eletricidade. Elas foram substituindo progressivamente as empresas privadas existentes à época. Posteriormente, o Governo Federal criou a ELETROBRAS, em 1963. Desde então, a capacidade instalada de geração elétrica cresceu vertiginosamente, atingindo da ordem de 72,4 GW, em dez/2000, excluídos os 6,3 GW da parte paraguaia de Itaipu, quase toda destinada ao mercado brasileiro, e outras importações de energia.

Em 2000, foram acrescidos 4,2 GW à capacidade instalada de geração elétrica, sendo de destacar a entrada em operação da UTN Angra II - RJ, com 1.309 MW, da UHE Porto Primavera - SP, com 504 MW, da UHE Itá - RS/SC, com 1.160 MW, da UHE Manso - MT, com 53 MW e da UT Uruguaiana - RS, com 600 MW.

Em associação com o aumento da capacidade instalada, foram acrescidos ao Sistema Elétrico 2600 km de linhas de transmissão - LT em níveis superiores à 230 kV. Os grandes destaques foram a entrada em operação da LT Garabi-Itá, em corrente alternada de 500 kV, com extensão de 354 km e a LT Ivaiporã-Itaberá III, em 750 kV, com extensão de 265 km, possibilitando a importação de energia elétrica da Argentina, através da Conversora de

Garabi (Interligação Brasil/Argentina), com capacidade de 1050 MW.

Como conseqüência do aumento da capacidade de produção e do crescimento do mercado consumidor, a geração interna de eletricidade, para uso público, de 324 TWh (93 % de origem hidrelétrica), acrescida da parte importada do Paraguai e Argentina (42,4 TWh) e da energia gerada pelos autoprodutores (24,6 TWh), permitiu atender a um consumo total de 331 TWh, 5,2 % superior ao de 1999.

A ANEEL, com o acelerado crescimento do mercado nacional de energia elétrica vem atuando intensamente para ampliar a capacidade de geração de energia elétrica no País, pela condução dos processos de licitações de concessões, outorgas de concessões e autorizações de empreendimentos de geração de energia elétrica, bem como pela celebração de contratos de concessões.

Assim, entre 1999 e 2000, foram licitados 15 empreendimentos de geração hidrelétrica, totalizando 2.328 MW: UHE's Itumirim, Candonga, Quebra Queixo, Barra Grande, Corumbá IV, 14 de Julho, Castro Alves, Monte Claro, Picada, Capim Branco I, Capim Branco II, Murta, Barra do Braúna, Itacoara e Espora. Os investimentos previstos são da ordem de R\$ 5,7 bilhões. Esses empreendimentos beneficiarão o sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, particularmente os estados de Goiás, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Quando da entrada em operação comercial essas UHEs irão gerar recursos à União de aproximadamente R\$ 20 milhões anuais, pelo pagamento do uso de bem público. Desses empreendimentos, 5 já foram outorgados: UHE's Ourinhos, Itumirim, Candonga, Quebra Queixo e Corumbá IV, totalizando 436 MW.

Em 2000, foram também autorizadas 116 novas Termelétricas (9.685 MW), uma Central Eólica, (0,275 MW) e 50 Pequenas Centrais Hidrelétricas (576 MW), totalizando 167 empreendimentos, 10.262 MW de acréscimo de capacidade nos próximos anos e investimentos da ordem de R\$ 10 bilhões.

Em termos globais, as licitações e autorizações efetuadas totalizam 12.590 MW de energia nova, em 182 empreendimentos, com investimentos da ordem de R\$ 15,7 bilhões. Estes quantitativos atendem o planejamento indicativo setorial, o cumprimento das metas estabelecidas no Contrato de Gestão e possibilitam a entrada de novos agentes geradores, além de representar oportunidade de investimento do setor privado, deixando livres os recursos da União para atendimento às áreas sociais e de interesse estratégico do Governo Federal.

Em 2000, com relação ao Programa Prioritário de Termelétricidade, instituído pelo Decreto nº 3.371/2000, (55 empreendimentos

totalizando 22.756 MW), a ANEEL autorizou 16 empreendimentos correspondentes a 7.447 MW (aproximadamente 30%).

Associado aos empreendimentos de geração, em 2000, foram licitados 5.236 km para a Rede Básica, com destaque para a interligação Norte-Sul II, com 1.050 km e a interligação Norte-Nordeste, com 924 km, ambas em 500 kV. A esses empreendimentos, somam-se mais 696 km de linhas de transmissão autorizadas em todo o território nacional, que prescindem de licitação, por serem integrantes da área de concessão das distribuidoras.

A maioria dos municípios brasileiros possui serviço regular e confiável de eletricidade. Entretanto, a despeito de mais de 95% do total de domicílios já estarem eletrificados, parte do extenso território brasileiro ainda não é coberto pela malha de transmissão. A Região Norte apresenta os maiores problemas de abastecimento de eletricidade do País, onde localidades ainda são atendidas por sistemas isolados de geração térmica a óleo diesel pouco eficientes. Isso abre um amplo mercado para investidores privados interessados no segmento de geração de pequeno e médio portes, especialmente para projetos que utilizem fontes descentralizadas de energia (por exemplo: fotovoltaica, eólica, biomassa e pequenos aproveitamentos hidráulicos). Acrescente-se, também, que o gás natural de Urucu permitirá a expansão da oferta de eletricidade na Região Norte de forma mais econômica e competitiva, ampliando as possibilidades de participação do empresário privado.

Nessa direção, a Constituição Federal foi alterada, a partir de 1995, eliminando restrições para investidores privados estrangeiros aportarem capital no setor energético. As Leis 8987 e 9074/95 (novas Leis de Concessões), introduziram profundas e importantes alterações, em especial quanto: (i) à licitação dos novos empreendimentos de geração; (ii) à criação da figura do Produtor Independente de Energia; (iii) ao livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição; e (iv) à liberdade para os grandes consumidores escolherem seus fornecedores de energia. O Decreto 1717 estabeleceu as condições e possibilitou a prorrogação e o reagrupamento das concessões de serviços públicos e a

aprovação dos Planos de Conclusão das obras paralisadas. O Decreto 2003, de 10/09/96, regulamentou as condições para a atuação dos produtores independentes e dos autoprodutores. Também em 1996, foi instituída a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, através da Lei nº 9427, de 26 de dezembro. Outras regulamentações ocorreram em 1997 e 1998, com destaque para: (i) a Lei nº 9433, que instituiu a Política Nacional de Recursos Hídricos e criou o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos; (ii) a Lei nº 9648, que criou o Mercado Atacadista de Energia - MAE e a figura do Operador Nacional do Sistema - ONS; (iii) o Decreto nº 2335, que constituiu a ANEEL e aprovou a sua Estrutura Regimental; (iv) a Portaria DNAEE nº 466, que consolidou as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, harmonizadas com o Código de Defesa do Consumidor (Lei nº 8078, de 11/09/90); (v) Resolução ANEEL nº 094, que define os limites de concentração para o setor elétrico, nas atividades de distribuição e geração.

Em 1999, outras regulamentações foram editadas no sentido de aprimorar a estrutura legal do

setor elétrico, entre elas destacam-se: (i) a Resolução ANEEL nº 333, que definiu as condições gerais para implantação de instalações de energia elétrica de uso privativo e para atuação de permissionárias de serviço público de energia elétrica e fixou regras para a regularização de cooperativas de eletrificação rural; (ii) a Resolução ANEEL nº 233, que estabeleceu os Valores Normativos, trazendo as condições necessárias a distribuidores e geradores para a celebração desses contratos de longo prazo (PPA's), garantindo a expansão do parque gerador e também a modicidade das tarifas; (iii) as Resoluções ANEEL nºs 141, 142 e 143, concluindo todo o processo para a definição dos montantes de energia e demanda de potência e as respectivas tarifas, possibilitando que as empresas de geração e distribuição assinassem os contratos iniciais; (iv) a Resolução ANEEL nº 281 que introduziu a nova regulamentação do Livre Acesso aos sistemas de transmissão e distribuição para os agentes de geração e os consumidores livres.

Em 2000, destacam-se as seguintes normas: (i) a Lei nº 9991, que

dispõe sobre investimentos em P&D e eficiência energética pelas empresas concessionárias; (ii) a Lei nº 9993, que altera o destino dos recursos da compensação financeira; (iii) o Decreto nº 3371, que institui o Programa Prioritário de Termoeletricidade; (iv) o Decreto 3739, que dispõe sobre o cálculo da tarifa atualizada de referência para compensação financeira pela utilização de recursos hídricos; (v) a Resolução ANEEL nº 024, que estabelece novos padrões de qualidade de serviços para as distribuidoras; (vi) a Resolução ANEEL nº 138, que dá nova regulamentação ao funcionamento dos conselhos de consumidores; (vii) a Resolução ANEEL nº 278, que estabelece limites à concentração econômica e incentiva a competição; (viii) a Resolução ANEEL nº 290, que homologou as regras de mercado do Mercado Atacadista de Energia; (ix) a Resolução ANEEL nº 433, que atualizou os critérios para a composição da Rede Básica; e (x) a Resolução ANEEL nº 456, que atualizou as condições gerais de fornecimento, até então disciplinadas pela Portaria DNAEE nº 466/97.

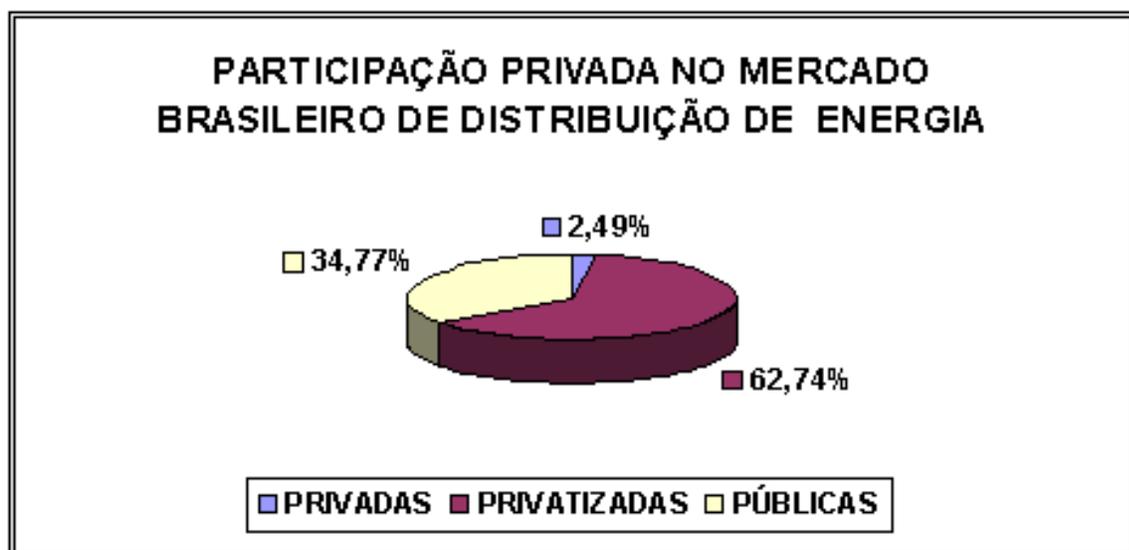
No ano 2000, em continuidade às ações de conservação e efficientização energética, quarenta e três concessionárias submeteram à ANEEL, por força dos contratos de concessão, projetos com investimentos da ordem de R\$ 300 milhões, que irão proporcionar uma economia de energia de 1.020 GWh por ano. Com o apoio técnico do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL, a ANEEL analisou e aprovou os quarenta e três projetos, que estarão concluídos até junho de 2001.

Também em 2000, foram fiscalizadas todas as concessionárias de energia elétrica, distribuidoras, geradoras e transmissoras, sob os aspectos econômico-financeiros, qualidade de fornecimento, padrões técnicos de geração, cumprimento de procedimentos de redes e andamento de obras de expansão do sistema de transmissão. Para o desenvolvimento de algumas atividades, a ANEEL contou com o apoio de seis agências estaduais. Adicionalmente, objetivando fiscalizar o adequado funcionamento dos medidores de energia elétrica das concessionárias de distribuição do País, a ANEEL firmou convênio de cooperação técnica com o Instituto Nacional de Metrologia, Normatização e Qualidade Industrial – INMETRO, tendo-se executado

trabalhos pilotos de inspeção em campo nas distribuidoras do Rio de Janeiro. Durante 2001 todas as concessionárias serão submetidas a essa fiscalização de medidores.

Durante todo o ano as ações voltadas para defesa do consumidor, fortalecimento dos conselhos dos consumidores, mediação de conflitos e audiências públicas tiveram importância estratégica, devido ao compromisso da Agência com a sociedade brasileira.

Em 2000, o perfil do mercado de energia brasileiro apresentava 65,23% de participação privada – englobando as que já eram privadas e as que foram privatizadas a partir de 1995, conforme gráfico a seguir.



No processo de privatização foram totalizados recursos da ordem de R\$ 33 bilhões, incluída nesse montante uma transferência de dívidas em torno de R\$ 6,6 bilhões.

EMPRESAS	DATA	% Ações Ordinárias	Valor da venda em R\$ milhões	ÁGIO
ENERGIA ELÉTRICA				
1995				
ESCELSA	11/07/95	97,27	357,92	11,8%

1996				
LIGHT	21/05/96	50,44	2.697,94	0%
CERJ	20/11/96	70,27	605,33	30,3%
1997				
COELBA	31/07/97	71,14	1.730,89	77,4%
CACHOEIRA DOURADA	05/09/97	94,18	779,76	43,5%
AES Sul	21/10/97	90,75	1.635,00	82,6%
RGE	21/10/97	90,91	1.510,00	93,6%
CPFL	05/11/97	57,60	3.014,91	70,1%
ENERSUL	19/11/97	84,21	625,56	83,8%
CEMAT	27/11/97	96,27	391,50	21,8%
ENERGIPE	03/12/97	91,80	577,10	96,1%
COSERN	12/12/97	80,20	676,40	73,6%
1998				
COELCE	02/04/98	84,59	987,00	27,2%
ELETROPAULO Metropolitana	15/04/98	74,88	2.026,73	0%
CELPA	09/07/98	54,98	450,26	0%

ELEKTRO	16/07/98	90,00	1.479,00	98,9%
GERASUL	15/09/98	50,01	945,70	0%
EBE- Bandeirante	17/09/98	74,88	1.014,52	0%
1999				
CESP - PARANAPANEMA	28/07/99	36,92	1.239,16	90,21%
CESP - TIETÊ	27/10/99	38,66	938,07	29,96%
CELB	30/11/99	86,51	87,39	0%
2000				
CELPE	23/03/2000	88,47	1.780,98	0%
CEMAR	26/07/2000	86,25	522,79	0%
SAELPA	30/11/2000	90,00	362,98	0%
Subtotal – Energia Elétrica			26.436,89	

4. Setor de Petróleo

A indústria de petróleo e gás, após décadas de monopólio da União, exercido por intermédio da Petrobras, ingressou em uma nova etapa com a Emenda Constitucional n. 9 de 1995. Esta Emenda extinguiu a exclusividade na execução do monopólio nas atividades básicas da indústria, e a Lei nº 9478/97 disciplinou a abertura à participação direta do setor privado, em todos os elos da cadeia produtiva.

A consolidação do novo quadro institucional veio com a instalação, em 1998, da Agência Nacional do Petróleo - ANP, com amplas atribuições de regulação, contratação e fiscalização das atividades no setor de petróleo e gás natural.

A efetiva quebra do monopólio deu-se com a realização, pela ANP, em junho/99, da primeira rodada de licitação de blocos para a contratação das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. Com a realização da segunda rodada

em 2000, já foram outorgados ao setor privado 33 blocos, que, juntamente com os blocos sob concessão da Petrobras, totalizam 122 blocos exploratórios. Caso as empresas concedentes tenham sucesso nos levantamentos iniciais, passando aos períodos exploratórios subsequentes em todos os blocos, poderão ser perfurados **190** poços exploratórios, em um período de até nove anos.

A ANP tem atuado firmemente na regulação e fiscalização das atividades da indústria de petróleo e gás, destacando-se: (i) definição, no upstream, dos critérios para realização dos processos licitatórios, das regras para a exploração e produção, bem como a determinação de parâmetros para a aplicação das participações governamentais, (ii) regulação, no downstream, das atividades de exportação, bem como as de construção, ampliação e operação de refinarias, (iii) aquisição de equipamentos científicos de última geração e estabelecimento de novos convênios com Universidades, visando o monitoramento da qualidade dos combustíveis, desde o refino até o posto revendedor, e (iv) realização de operações de fiscalização das atividades de distribuição e revenda, visando avaliar a segurança e o exame da documentação dos postos de revenda e bases de distribuição.

No segmento de Exploração e Produção houve um avanço considerável devido ao novo ambiente da indústria petrolífera no Brasil. Com a abertura do mercado existem hoje, aproximadamente, 35 empresas atuando no segmento de exploração no Brasil, operando ou participando de consórcios em blocos exploratórios.

O Quadro 1, a seguir, apresenta um resumo dos resultados da primeira rodada de licitações.

Quadro 1. Dados Relativos à Primeira Rodada de Licitação de Blocos.

Bloco	Participação das Empresas (%)	Bônus (R\$)	Bens e Serviços no Brasil (%)	
Santos-2	Texaco* (100%)	28.263.463	50%	35%
Santos-3	Amerada* (45%), Kerr McGee (30%) e Petrobras (25%)	18.165.365	5%	20%
Santos-4	Agip* (100%)	134.162.101	25%	20%
Campos-3	Petrobras* (40%), Agip (40%) e YPF (20%)	6.121.123	25%	20%
Campos-4	Agip* (55%) e YPF (45%)	51.000.128	10%	20%
Campos-5	Texaco* (100%)	6.056.966	50%	35%
Campos-6	Petrobras* (100%)	5.032.437	50%	60%

Espírito Santo-1	Esso* (100%)	19.226.900	5%	15%
Espírito Santo-2	Unocal* (40,5%), Texaco (32%) e YPF (27,5%)	31.742.736	50%	35%
Camamu-Almada	Petrobras* (50%) e YPF (50%)	824.327	5%	20%
Potiguar-1	Agip* (100%)	8.000.601	10%	20%
Foz do Amazonas-1	BP* (30%), Esso (25%), Petrobras (20%), Shell (12,5%) e British Borneo (12,5%)	13.060.490	20%	20%
12 Blocos	11 Empresas	321.656.637	25	26

- Empresa operadora.

O Quadro 2, na seqüência, resume os resultados da segunda rodada de licitações.

Quadro 2. Dados Relativos à Segunda Rodada de Licitação de Blocos.

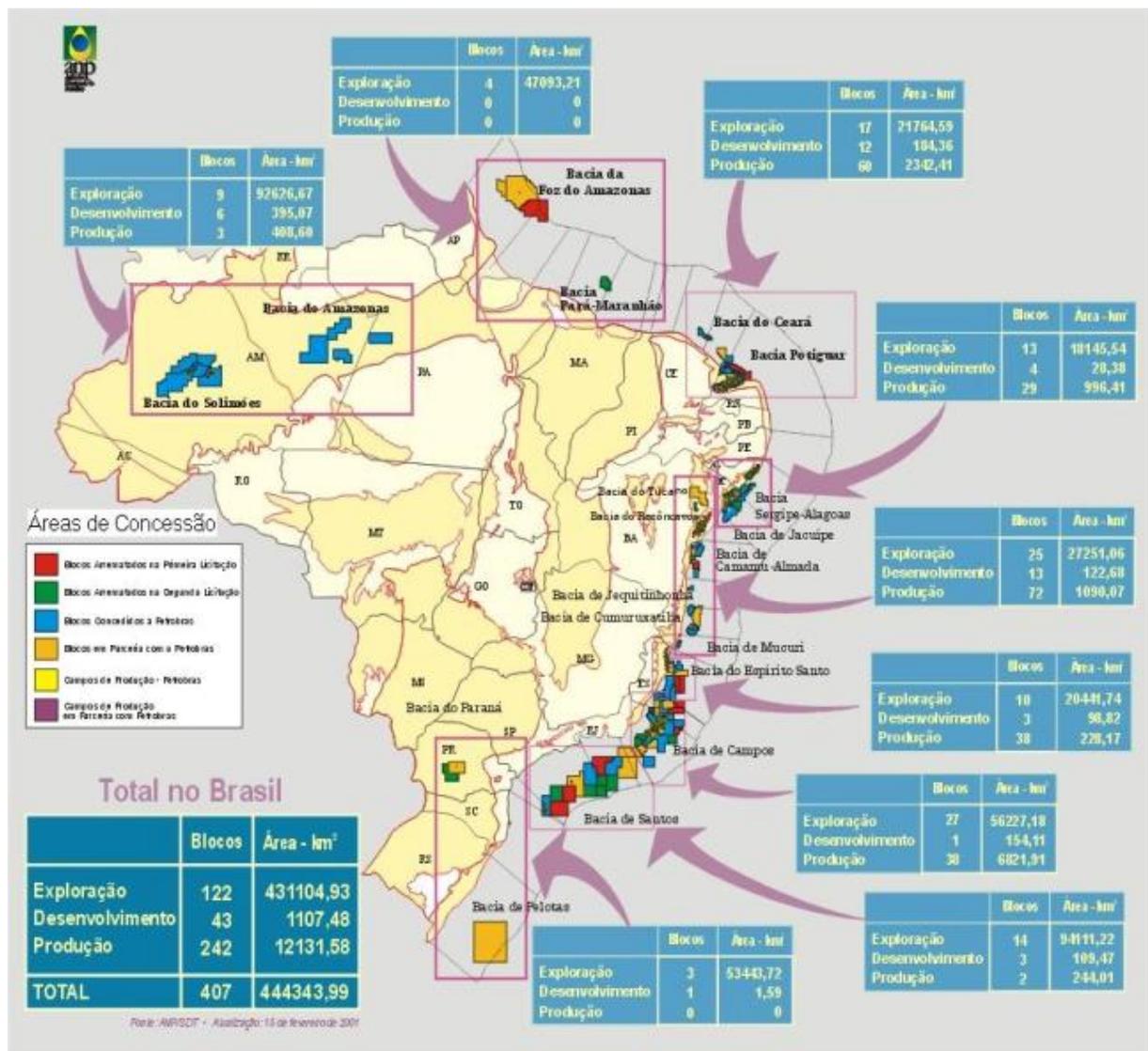
Blocos	Participação das Empresas (%)	Bônus (R\$)	Bens e Serviços no Brasil (%)	
BM-S-10	Petrobras* (50%), Chevron (25%) e British Gas (25%)	101.995.032	35	30
B M-CAL-4	Coastal* (100%)	2.214.556	50	50
BT-REC-3	Rainier* (100%)	151.666	50	70
B M-SEAL-5	Amerada Hess* (85%), Odebrecht (15%)	9.000.366	21	36
BM-C-7	PanCanadian* (100%)	4.693.577	35	35
BT-SEAL-2	Petrobras* (100%)	432.325	50	70
BM-S-8	Petrobras* (50%), Shell (40%), Petrogal (10%)	51.450.054	35	30
BT-PR-4	Coastal* (100%)	4.680.001	50	50
BT-POT-4	Petrobras* (100%)	658.789	50	70
BM-C-10	Shell* (100%)	65.160.016	50	70
BM-S-7	Chevron* (65%), Petrobras (35%)	67.635.032	35	35
B T-SEAL-1	Union Pacific* (100%)	902.374	40	50

BM-C-8	Santa Fé* (45%), SK (40%), Odebrecht (15%)	12.025.000	35	40
BT-REC-1	Queiroz Galvão* (60%), Ipiranga (40%)	2.220.000	50	70
BM-S-9	Petrobras* (45%), British Gas (30%), YPF (25%)	116.278.032	35	30
BT-POT-3	Rainier* (100%)	1.051.666	50	70
BM-SEAL-4	Petrobras* (60%), Amerada Hess (40%)	2.364.032	35	30
BM-PAMA-1	Coastal* (50%), PanCanadian (50%)	9.225.007	50	40
BT-SEAL-3	Rainier* (100%)	105.666	50	70
BM-S-11	Petrobras* (65%), British Gas (25%), Petrogal (10%)	15.164.232	35	30
BT-REC-2	Rainier* (100%)	851.666	50	70
21 Blocos	16 Empresas	468.259.089	175.688.452	176.571.284

* Empresa operadora.

Em agosto de 1998, anteriormente a Primeira Rodada de Licitações de Blocos, a Petrobras obteve da ANP, de acordo com a Lei nº 9478/97, a concessão de 115 blocos para exploração que tinham prazo limite de três anos para serem declarados como comercialmente viáveis ou serem devolvidos para a ANP, expirando todos em agosto de 2001. Em maio de 1999, a Petrobras obteve da ANP a prorrogação por dois anos do prazo de concessão para 34 blocos e por seis anos para outros dois blocos, caso haja descoberta nesses blocos antes da data prevista para devolução. Na mesma ocasião, a Petrobras devolveu integralmente à ANP 26 blocos exploratórios e dois outros em parte. Dos 89 blocos que ficaram em seu poder em maio de 1999, a Petrobras já deixou de ser a operadora em 21.

Outro fato relevante foi a participação da Petrobras nas duas primeiras rodadas de licitação de concessão de blocos exploratórios, fazendo parte de consórcios de 13 blocos exploratórios, atuando como operador em 10 blocos. Atualmente, a Petrobras opera em 78 blocos exploratórios, 44 campos de desenvolvimento da produção e 239 campos já em produção.



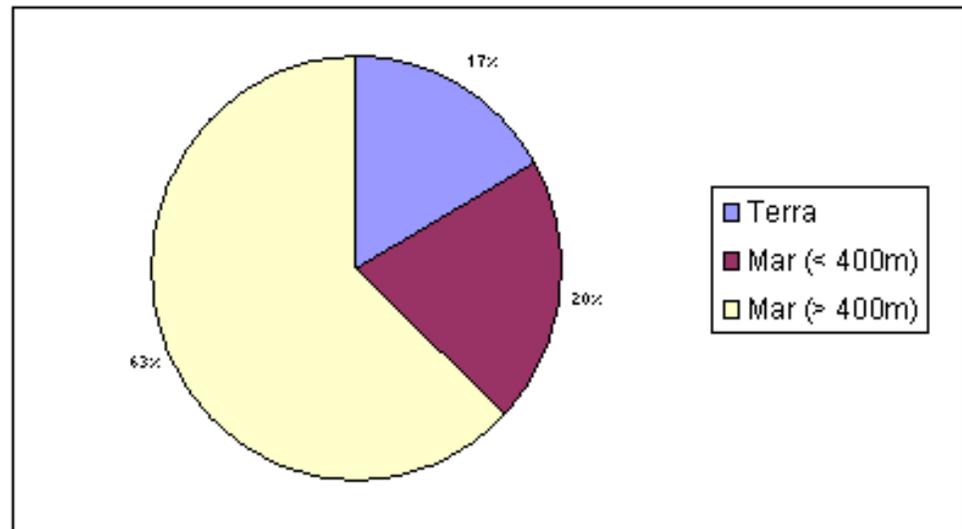
A figura, a seguir, apresenta como os blocos em exploração desenvolvimento e os campos em produção estão distribuídos pelas bacias brasileiras.

Em 31/12/1999[1], as reservas provadas de petróleo (óleo e condensado) chegaram a 8,2 bilhões de barris, e as totais a 13,7 bilhões de barris, representando crescimento de 10,8% e decréscimo de 5,5%, respectivamente, em relação a 1998. Tanto as reservas provadas como as totais de petróleo estão concentradas na Bacia de Campos no Estado do Rio de Janeiro responsáveis por respectivamente 87,1% e 87,9% das reservas em 1999.

A produção doméstica de petróleo (incluindo o óleo de xisto) e de LGN atingiu a média diária de 1.270.941 barris, superior em 12,4% à obtida em 1999. Estes acréscimos devem-se ao crescimento da produção no campo de Marlim (128.000 barris/dia), no campo de Roncador (24.000 barris/dia), no campo de Voador (12.800 barris/dia) e no campo de Marlim Sul (9.200 barris/dia). Note-se que o crescimento da produção destes campos entre 1999 e 2000 foi maior que o crescimento da produção nacional total, uma vez que houve decréscimo de produção em diversos outros campos. Destaque-se que o poço produtor em Roncador detém o recorde mundial de profundidade, com 1.877 metros de lâmina d'água. A produção de óleo no mar correspondeu a 83% do total, proveniente de 74 plataformas de produção fixas e 23 flutuantes (com base em abril de 2000), sendo que 63% originou-se de

sistemas de produção situados em lâmina d'água superior a 400 metros. O recorde de produção diária foi de 1.531,4 mil barris ocorrido no dia 30/12/2000.

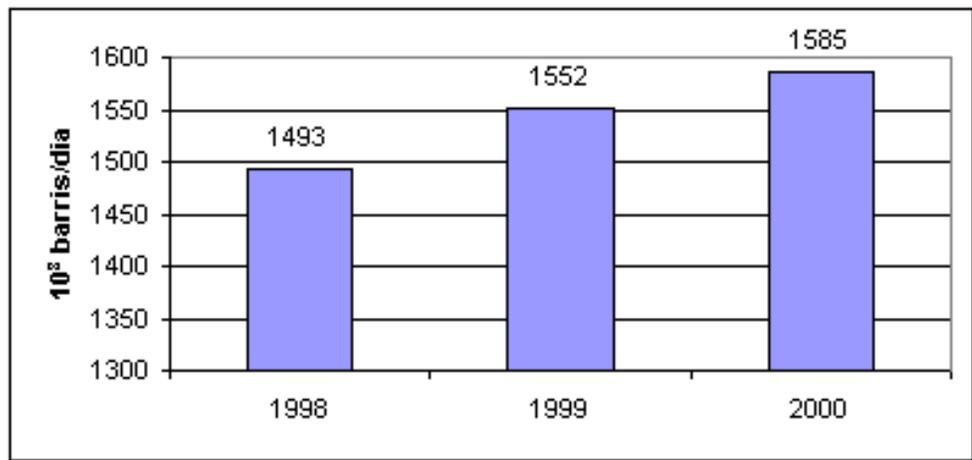
A Figura, abaixo, apresenta a distribuição da produção de petróleo, no ano de 2000, entre terra e mar.



No segmento de comercialização, O Brasil importou 397 mil barris de petróleo (óleo e condensado) por dia, com o dispêndio de US\$ 4.313 milhões FOB, e 230 mil barris por dia de derivados, com o dispêndio de US\$ 3.096 milhões FOB. As exportações de petróleo e derivados foram de 86 mil barris por dia, gerando uma receita de US\$ 845 milhões FOB.

Em 2000, a média diária de matéria-prima processada nas refinarias do País foi de 1.580 mil barris, 2% superior à média de 1999. Nas refinarias particulares a média foi de 24 mil barris por dia. A participação do petróleo nacional na carga processada das refinarias atingiu 74%, quando em 1999 esta participação foi de 71%. Em junho de 2000, registrou-se o recorde de 1.664 mil barris por dia de carga média diária nas unidades de destilação das refinarias instaladas no País.

A Figura, a seguir, apresenta a evolução da carga processada nas refinarias do País.



É importante destacar também que a produção total de derivados alcançou a média de 1.546 mil barris por dia, 2,1% superior à de 1999.

A capacidade nominal instalada das refinarias brasileiras, em 2000, chegou a 1.992 mil barris por dia, sendo 1.947 da Petrobras.

A rede de dutos foi expandida em 3.450 quilômetros, passando para 15.932 quilômetros, sendo 7.861 de oleodutos e polidutos, e 8.071 de gasodutos. A tancagem total dos terminais atingiu a capacidade de 67.373 mil barris, ao final de 2000.

Em 31/12/2000, a Transpetro operava, 126 navios-tanques representando uma capacidade total de transporte da ordem de 8,4 milhões de toneladas de porte bruto (tpb), sendo 62 navios próprios, com 3,7 milhões de tpb. O total de carga transportada alcançou 107,7 milhões de tpb, sendo 72,3 milhões na cabotagem e 35,4 milhões no longo curso.

5. Setor de Gás Natural

Nas últimas décadas do século XX, mudanças no cenário internacional fizeram com que o gás natural ganhasse uma participação crescente no atendimento das demandas energéticas, em função de especificidades deste energético, tais como: baixa emissão de compostos de enxofre e de carbono, queima mais completa e eficiência energética, que resulta em vantagens econômicas, ambientais e de processo sobre outros combustíveis, principalmente o óleo combustível e o carvão mineral. Neste contexto é que se insere a iniciativa do governo brasileiro, desde o início da década de 90, de estabelecer a meta de aumentar de 2,0% para 12% a participação do gás natural na matriz energética até 2010.

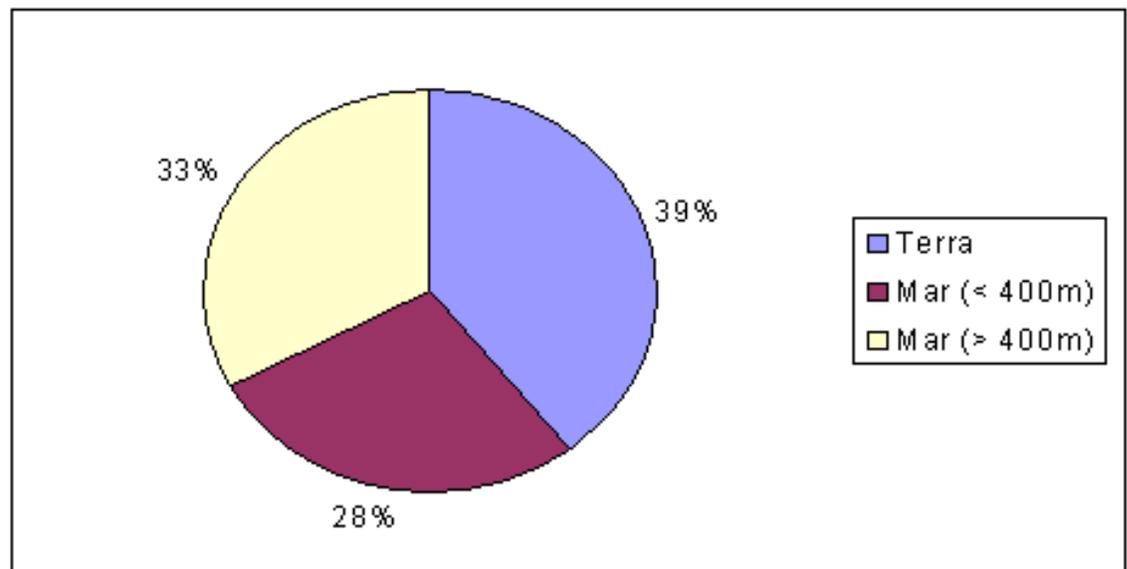
Em função das referidas características do gás natural como combustível; dos recentes avanços realizados na construção e operação de turbinas para geração termelétrica, e visando atender as necessidades de geração para a próxima década, o governo criou o Programa Prioritário Termelétrico - PPT, que demandará um volume considerável deste combustível no futuro próximo. Além disto, espera-se que o desenvolvimento da utilização deste combustível em outros setores econômicos, tais como os setores industrial, comercial, residencial e automotivo, tenha maior impulso, criando, também, oportunidades para a

criação de novas tecnologias.

Em 1999, verificou-se que as reservas provadas de gás natural brasileiras estão em aproximadamente 231 bilhões de m³, tendo crescido 2,3 % em relação a 1998[2]. Estas reservas, apesar de estarem em sua maior parte na forma de gás associado, encontram-se pulverizadas por várias regiões do território brasileiro. De todo o gás natural descoberto no País, cerca de 37% estão em terra, no Amazonas e em outros campos produtores no estado da Bahia, enquanto que os 63% restantes estão localizados em mar, principalmente na Bacia de Campos, a qual detêm mais de 45% das reservas do País.

A produção média de gás natural no Brasil, no ano de 2000, foi de 36,4 milhões de m³/dia, volume este 12% maior do que aquele registrado para o ano de 1999. Desta produção, 7,4 milhões de m³/dia foram reinjetados, 4,8 milhões de m³/dia foram consumidos nas atividades da Petrobras e 6,5 milhões de m³/dia foram queimados, restando cerca de 17,7 milhões de m³/dia que foram disponibilizados para a comercialização.

A Figura, a seguir, apresenta a distribuição da produção de gás natural em terra e mar.



Fonte: ANP

No que se refere à importação de gás natural, esta atingiu em 31/12/2000, o volume de 8,2 milhões de m³/dia, sendo que cerca de 6,8 milhões de m³/dia foram provenientes da Bolívia e 1,4 milhão de m³/dia, da Argentina.

Alguns acontecimentos ocorridos em 2000 merecem destaque:

- Em março de 2000, iniciou-se a operação do Trecho Sul do Gasoduto Bolívia – Brasil (GASBOL), possibilitando o escoamento de gás natural boliviano entre São Paulo e o Rio Grande do Sul. Ao longo do ano de 2000, este gasoduto movimentou, em média, 6,0 milhões de m³/dia, volume este 3 vezes maior do que o transportado no ano anterior. Vale destacar que, desde maio de 2000, as distribuidoras COMPAGÁS

(Paraná), SCGÁS (Santa Catarina) e SULGÁS (Rio Grande do Sul) estão comercializando gás natural boliviano. O GASBOL prevê uma capacidade de transporte, em 2004, de 30 milhões de m³/dia.

- Em junho de 2000, entrou em operação o trecho 1 do gasoduto da empresa Transportadora Sul Brasileira de Gás – TSB, entre a fronteira Argentina/Brasil e Uruguaiana. Este trecho foi responsável pelo escoamento médio de 0,5 milhão de m³/dia de gás natural, consumido pela Usina Termelétrica de Uruguaiana, chegando ao patamar de 1,4 milhão de m³/dia, em 31/12/2000. Já o trecho 3 (Canoas/REFAP – Triunfo/COPEL) também iniciou operação em meados de 2000, possibilitando o escoamento médio de 0,7 milhão m³/dia de gás boliviano. Está previsto para 2002 a finalização da construção do trecho 2 do gasoduto, que ligará Uruguaiana à Porto Alegre, com a capacidade de 12 milhões de m³/dia, viabilizando a oferta de gás argentino ao sul do país.
- Pela primeira vez no Brasil, pôde-se verificar a efetivação do princípio de livre acesso à gasoduto. O acesso ao Gasoduto Bolívia Brasil foi viabilizado a partir da atuação da ANP, através da resolução do conflito instaurado entre a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil - TBG e a ENERSIL (subsidiária da empresa ENRON). Esta resolução deverá contribuir para o alcance dos seguintes objetivos: proteção dos interesses do consumidor, promoção da livre concorrência, atração de novos investimentos, tratamento não discriminatório entre agentes e transparência, necessários para o desenvolvimento do mercado de gás natural no Brasil.

O aumento progressivo da participação do gás natural na matriz energética brasileira, de modo a atingir a meta de 12% em 2010, está vinculado aos eventos relacionados às áreas de exploração, produção e transporte, conforme a seguir mencionados:

- Desenvolvimento das reservas descobertas de gás natural na Bacia de Campos, especificamente em blocos confrontantes com o estado do Espírito Santo;
- Confirmação de indícios de gás natural na Bacia de Santos, especificamente em blocos confrontantes com o estado do Rio de Janeiro;
- Desenvolvimento dos estudos geoquímicos e geofísicos na Bacia do Paraná;
- Aplicação mais contundente do Plano de Queima Zero pela Petrobras, que tem a meta de diminuir gradativamente os níveis de gás natural queimados no País, principalmente na Bacia de Campos;
- Continuidade do Projeto de Gás Natural de Urucu, envolvendo a construção dos gasodutos Coari – Manaus e Urucu – Porto Velho, com um investimento previsto de, aproximadamente, US\$ 730 milhões. Vale destacar que há um projeto do governo do

Amazonas de prover o transporte de gás, na sua forma comprimida, através de barcaças.

- Continuidade do Projeto Cabiúnas com vistas ao melhor aproveitamento do gás natural associado ao óleo produzido na Bacia de Campos. O projeto consiste na construção de unidades de tratamento, compressão e liquefação do gás natural, em Cabiúnas (RJ), de uma Unidade de Fracionamento de Líquidos na Refinaria de Duque de Caxias (Reduc) e de diversos gasodutos, entre eles o que liga Cabiúnas à Vitória, no Espírito Santo (300 km) e Cabiúnas à Reduc (160 km). Os investimentos previstos para o projeto são da ordem de US\$ 800 milhões;
- Início da operação do gasoduto Pilar (Al) – Cabo (Pe), que só será possível após o início da operação da Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) de Pilar.
- Início da operação do gasoduto Lateral Cuiabá, operado pela Gasocidente (empresa do Grupo Enron), que terá a capacidade de escoamento de 2,5 milhões de m³/dia de gás boliviano para atendimento de usinas termelétricas em Cuiabá;
- Desenvolvimento do projeto da Petrobras e da Shell, que tem como finalidade assegurar a oferta de gás natural para a Região Nordeste, através da empresa GNL do Nordeste Ltda. A Petrobras será responsável pela implantação e operação de um terminal de recebimento, estocagem e regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL) em Suape (PE), com capacidade de 4 milhões de m³/dia. Os investimentos estão estimados em US\$ 200 milhões, e o início da operação está previsto para 2005.

Quanto à demanda de gás natural, cabe mencionar que, a curto prazo, o seu crescimento será baseado nas termelétricas incluídas no Programa Prioritário das Termelétricas. Das 49 unidades anunciadas pelo Governo Federal, em fevereiro de 2000, 10 já estão em construção e outras 16 já estão viabilizadas. Em construção estão: Termorio (RJ), Macaé Merchant (RJ), Termelétrica de Juiz de Fora (MG), Termelétrica de Araucária (PR), Fafen (BA), Termobahia (BA), Corumbá (MS), Piratininga (SP) Ibitité (MG) e Puerto Suarez (Bolívia), sendo, em sua grande maioria, com participação da Petrobras no projeto.

Já no médio e longo prazos, o setor de gás natural acredita no incremento do consumo em unidades industriais, bem como do desenvolvimento do uso nos setores comercial (para refrigeração /aquecimento), residencial (para cocção) e automotivo.

Destaca-se ainda que, no ano de 2000, o segmento automotivo foi o que apresentou maior crescimento, com a abertura de diversos postos de GNV- Gás Natural Veicular e com crescimento exponencial da conversão de veículos movidos à gás natural, principalmente táxis.

6. Setor de Carvão Mineral

A indústria de carvão mineral no País começou há cerca de 140 anos. As características dos carvões brasileiros, de baixo poder calorífico,

muita cinza e alto teor de enxofre, exigem processos de beneficiamento que oneram seus custos e os tornam pouco competitivos vis-à-vis outros energéticos. Estas limitações perdem importância na medida em que são introduzidas novas tecnologias, mais apropriadas à queima direta, dispensando as etapas de beneficiamento, que foram utilizadas no passado quando o carvão utilizado na geração térmica era subsidiário da produção de carvão metalúrgico.

Até 1975, o carvão mineral não passou de 3,2% de participação na matriz energética nacional, tendo como principal destino o uso na siderurgia (cerca de 80% do total). A partir de 1975, o seu uso na indústria passou a ser crescente em função das vantagens comparativas com os preços do óleo combustível e em função dos subsídios ao seu transporte, diminuindo a partir de 1986, quando da baixa dos preços do petróleo. Atualmente, a participação do carvão mineral na matriz energética do País é de 5,0%, dos quais, 0,8% de carvão nacional e 4,2% de carvão metalúrgico e coque importados.

No Programa Prioritário de Termelétricas, a atual capacidade instalada de geração térmica a carvão mineral, de 1.415 MW, deverá ser acrescida em 1.050 MW, até o ano de 2003.

Para ampliar a atual capacidade de competição do setor carbonífero nacional, teve prosseguimento o esforço de capacitação e atualização da indústria, visando a implantação de novas tecnologias, como a queima limpa (clean coal technologies). Nesse sentido, continuam os acordos de cooperação entre o Ministério de Minas e Energia e o Departamento de Energia do Governo Americano para traçar um caminho para a nova etapa da indústria, através: (i) redução do custo de produção e beneficiamento do carvão pelo uso de moderna tecnologia, (ii) mitigação dos impactos ambientais provocados pela indústria, (iii) ampliação do rendimento na geração com a introdução de técnicas do ciclo combinado, (iv) desenvolvimento de estudos visando a utilização do processo GCC – gaseificação a ciclo combinado e, (v) desenvolvimento de programas específicos para facilitar parcerias entre empresas nacionais e estrangeiras.

7. Energia para Comunidades Isoladas e para o Meio Rural

Com o **Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios – PRODEEM** – deu-se continuidade às ações que visam apoiar o atendimento das demandas sociais básicas, de comunidades carentes, dispersas em localidades não servidas pelo sistema elétrico, e

a promover a elevação da renda e geração de empregos no meio rural, mediante a instalação de pequenos sistemas energéticos de produção para usos locais, utilizando as fontes renováveis e descentralizadas de energia. Até o momento, tem-se dado prioridade a energia solar. Em parcerias com outras entidades, o Programa promove, também, o desenvolvimento dos serviços de educação, saúde, abastecimento de água e comunicações.

Os levantamentos realizados pelos estados e pelas concessionárias de energia elétrica sinalizam a existência de cerca de 100 mil comunidades desassistidas e mais de 3 milhões de propriedades rurais sem energia, representando cerca de 20 milhões de pessoas impossibilitadas de participar dos processos de desenvolvimento social e de crescimento econômico do país. Assim, como resultados do Programa no período 1996-2000, foram atendidas mais de 3.050 comunidades, contemplando mais de 604.000 mil pessoas, com a energização de escolas, postos de saúde, centros comunitários, sistemas de bombeamento de água, e outros benefícios coletivos, de cunho predominantemente social.

Considerando apenas o ano de 2000, foram disponibilizados, para 22 estados, 873 sistemas energéticos e 180 sistemas de bombeamento d'água. Foram contemplados 681 escolas, 51 centros comunitários, 60 postos de saúde, 36 equipamentos para difusão tecnológica para escolas técnicas federais, 202 atendimentos para postos telefônicos, sedes de associações, postos de TV, postos fiscais etc.

Os benefícios contemplaram cerca de 104 mil pessoas, em 219 municípios. Ainda no período 1996/2000, o PRODEEM consolidou as parcerias com diversas instituições interessadas no Programa e realizou um grande esforço visando mostrar o extraordinário mercado potencial brasileiro para o desenvolvimento de energias renováveis, interessando o setor privado no Programa, com projetos produtivos integrados (residências e unidades rurais) nas localidades isoladas e não atendidas pela rede elétrica convencional.

Como conseqüência das ações do PRODEEM, o BIRD propôs financiar projeto de energização de residências rurais e o BID preparou, em conjunto com o MME, o Plano de Ação do PRODEEM. A partir desse Plano de Ação, o PRODEEM esta promovendo a

implementação de sua evolução, que visa incentivar as comunidades e os agentes de mercado a desenvolverem projetos energéticos integrados a outros projetos econômico/produtivos, com o objetivo de alavancar o desenvolvimento de regiões isoladas e permitir a auto sustentabilidade desses projetos, envolvendo o aporte de até US\$ 9 milhões, a fundo perdido. Esse aporte de recursos tem os seguintes objetivos:

- a) elevar a capacidade de atendimento para a faixa de 10 a 15 mil comunidades por ano;
- b) promover o treinamento e a capacitação técnica, operacional e gerencial em todos os níveis de atividade e em todo o país;
- c) estimular a formação de um mercado de fornecimento de serviços de energia para o meio rural, a partir de fontes renováveis descentralizadas;
- d) viabilizar a efetiva transferência de novas tecnologias, utilizando a escala do mercado brasileiro como vetor de sua aplicação competitiva no país;
- e) implantar um sistema de monitoramento e avaliação dos resultados (impactos sociais e econômicos do Programa) de divulgação de informações e de disseminação de soluções inovadoras e de sucesso.

Em face de sua abrangência nacional e de suas características estruturantes do desenvolvimento social e econômico local, o PRODEEM participou no Programa Brasil em Ação, e foi incluído no Programa Avança Brasil, a partir do exercício de 2000.

No âmbito rural, o **Programa Nacional de Eletrificação Rural “Luz no Campo”**, instituído por Decreto Presidencial de 2 de dezembro de 1999, tem como principais objetivos incrementar a eletrificação rural e estimular a intensificação das atividades rurais, integrando programas e ações que visem ao desenvolvimento rural em suas respectivas áreas de atuação.

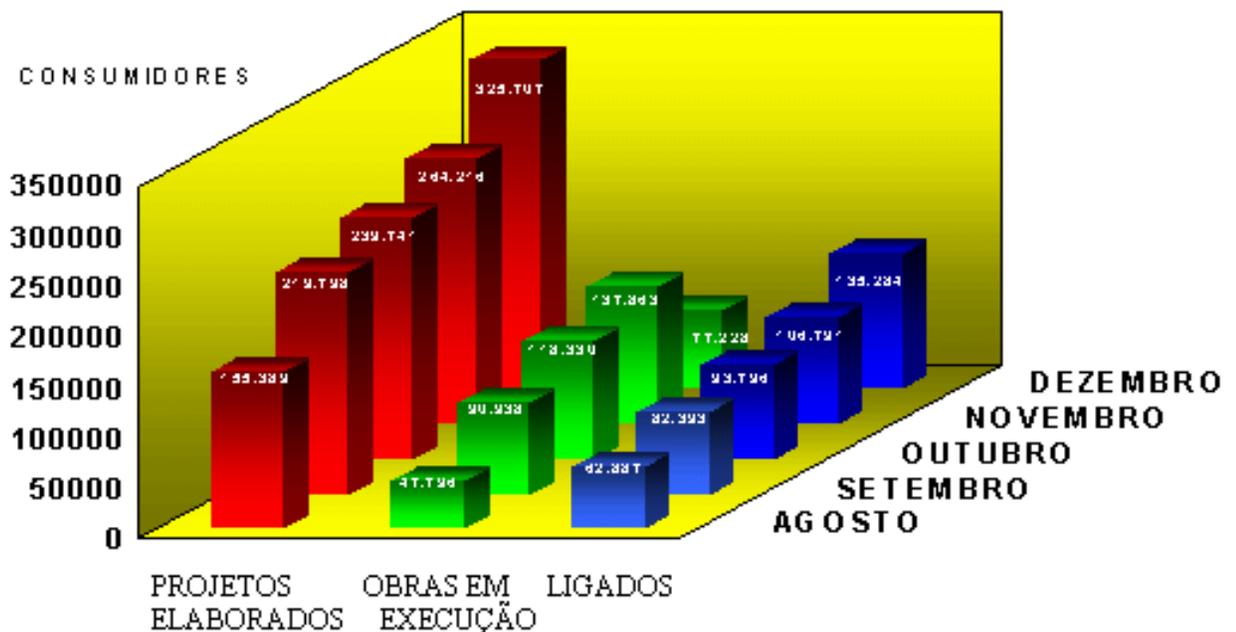
Até o ano de 2002, numa primeira etapa, com a coordenação do Ministério de Minas e Energia e gestão técnico-financeira da ELETROBRÁS, o Programa levará energia elétrica a 1 milhão de propriedades e domicílios rurais, beneficiando 5 milhões de habitantes.

Dessa forma, demandará recursos da ordem de 2,7 bilhões de reais, sendo 1,8 bilhão de reais provenientes da ELETROBRÁS, por meio da Reserva Global de Reversão - RGR. Os 900 milhões de reais restantes serão aportados por governos estaduais, municipais, concessionárias, cooperativas e futuros consumidores.

Merece registro específico o fato de que foram firmados contratos com mais de 40 concessionárias, em 1999 e 2000, abrangendo a quase totalidade das Unidades da Federação. Ressalta-se, ainda, que antes dessa etapa, a ELETROBRÁS executa a análise técnico-orçamentária dos programas propostos pelos agentes executores, adequando-os aos padrões físicos e financeiros requeridos em projetos de eletrificação rural.

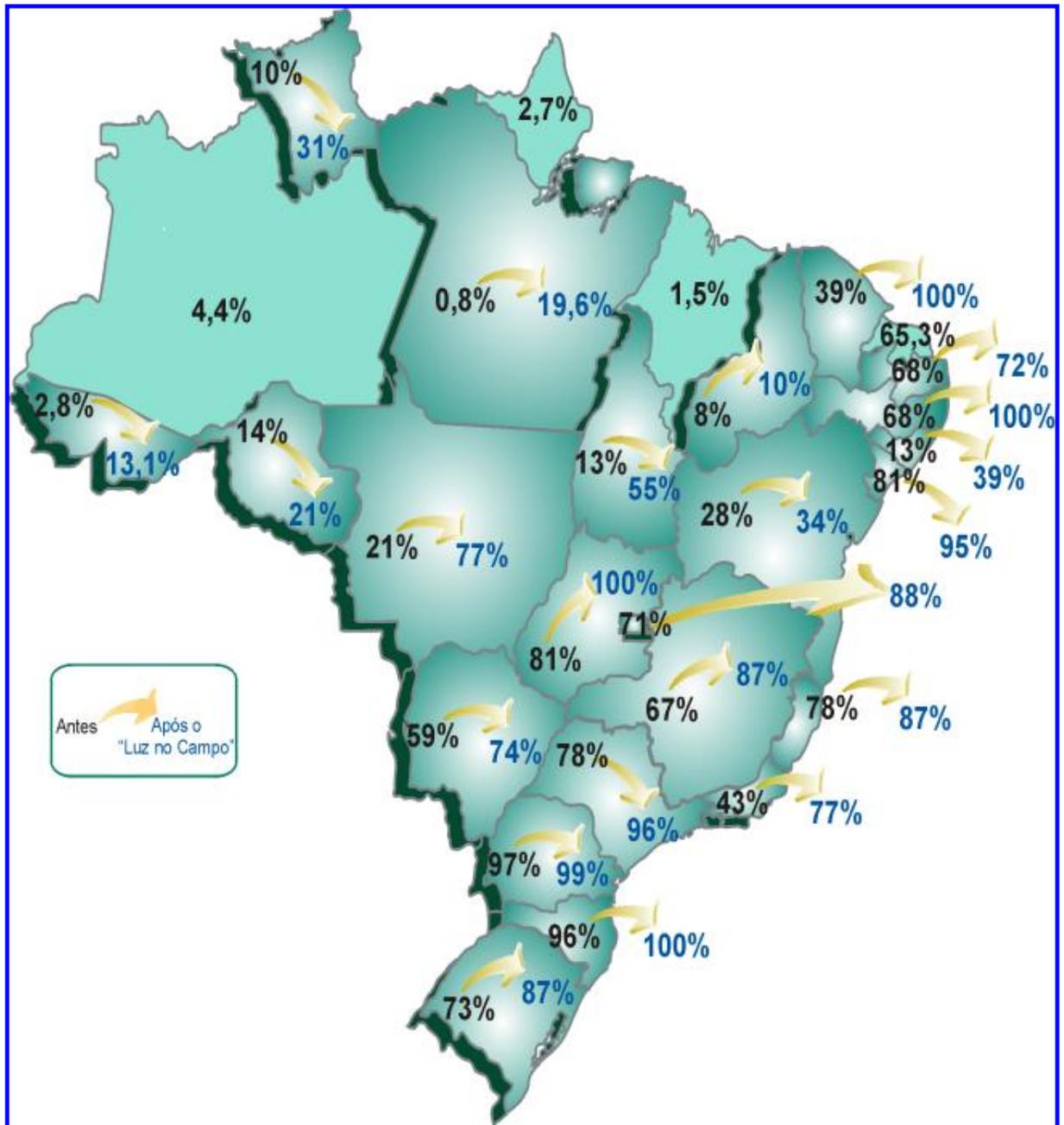
Contabilizados todos os contratos de financiamento assinados e em fase de celebração, a ELETROBRÁS assumiu o compromisso de assegurar R\$ 1,417 bilhão para a execução do “Luz no Campo”, tendo sido já liberados R\$ 211 milhões.

SITUAÇÃO ATUAL DO PROGRAMA



A figura a seguir mostra os índices estimados de eletrificação rural, de cada Estado, antes e

depois da implantação do Programa.



8. Investimentos no Setor de Energia

Nos últimos anos, com investimentos anuais variando entre 2,5 e 3,0 bilhões de dólares, o Setor de Petróleo Brasileiro tem conseguido garantir o suprimento de derivados e ampliado significativamente as reservas de óleo e de gás natural.

Já no Setor Elétrico, os investimentos realizados nos últimos anos, da ordem de 3 a 4 bilhões de dólares ao ano, dos quais cerca da metade na

geração, não têm sido suficientes para garantir acréscimos anuais da ordem de 3,5 a 4,0 GW à capacidade instalada de geração, potência necessária para atender ao crescimento verificado da demanda.

Para o futuro, algumas alterações devem ocorrer na estrutura dos investimentos em energia. Com a instalação de térmicas a gás natural, que exigem investimentos menores que as hidroelétricas, espera-se uma redução relativa nos investimentos em geração, com conseqüente aumento de investimentos em gasodutos. De outro lado, as interligações elétricas com a Argentina e do Sul com o Norte do Brasil passam a exigir maiores investimentos em transmissão.

Em resumo, o potencial de investimentos em suprimento de energia para os próximos anos, pode ser assim estimado, por área: 3,0 a 4,0 bilhões de dólares na área de petróleo, 1,0 em gasodutos, 2,5 a 3,0 em geração elétrica e 2,0 a 2,5 em transmissão e distribuição. Portanto, um montante total entre 8,5 e 10,5 bilhões de dólares ao ano.

9. Principais Oportunidades de Negócios

Segundo o atual Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico, a “carteira” de projetos prevista, poderá elevar a capacidade instalada de geração a 111 GW no ano 2009 (incluídos cerca de 4 GW de autoprodutores), representando um adicional de 39 GW em relação a 2000.

Ao final de 2000, os empreendimentos com concessão outorgada e os autorizados (em construção ou não) totalizavam acréscimo de 26 GW ao Sistema Elétrico. Assim, segundo o Plano Decenal, faltam ainda 13 GW de potência a serem colocados para o mercado, para atender às necessidades de energia elétrica até 2009.

Nessa direção, para o biênio 2001-2002 a ANEEL programa lançar editais de licitações de 27 empreendimentos de geração hidrelétrica (8.898 MW), que demandarão investimentos da ordem de R\$ 21,7 bilhões. Esses empreendimentos, beneficiarão o sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte, particularmente os estados de Pará,

Maranhão, Tocantins, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Goiás, Minas Gerais, Bahia, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

Em 2000, em conformidade com o atual modelo institucional do Setor Elétrico, que divide com investidores privados a responsabilidade pela execução dos estudos de inventário, a ANEEL aprovou 33 estudos de inventário, abrangendo praticamente todas as regiões do País, e disponibilizou 7.137 MW para futuros estudos de viabilidade e consecução de 11 usinas hidroelétricas e 161 pequenas centrais hidroelétricas.

Associado à expansão da capacidade de geração, cabe mencionar a necessidade de implementação dos empreendimentos de Linhas de Transmissão, área onde a ANEEL, também, se encarrega de promover as necessárias licitações.

Com relação ao Programa de Desestatização do Setor Elétrico, prosseguem os trabalhos junto aos governos estaduais e no governo federal para privatização de distribuidoras e geradoras.

Assim, as principais oportunidades de negócios do Setor Elétrico Brasileiro estão ligadas, sobretudo, à oferta de novos empreendimentos de geração para exploração pela iniciativa privada e à construção de sistemas de transmissão, bem como, à privatização de ativos de sistemas de distribuição e de geração.

Cabe acrescentar as grandes oportunidades de negócios decorrentes da necessidade de atendimento às comunidades isoladas e ao meio rural, no âmbito do PRODEEM, representadas pela instalação de sistemas energéticos descentralizados, utilizando fontes de energia locais renováveis, em complementação à eletrificação rural convencional.

No Setor de Petróleo, incluída a produção e transporte de gás natural, a nova regulamentação abre amplo campo para investimentos privados, associados ou não com a Petrobras. Neste particular, inicialmente a Petrobras ofereceu ao mercado para parceria 32 concessões para a condução de projetos de exploração e desenvolvimento da produção (E&P), em 14 bacias brasileiras. Desses projetos, 7 foram assinados em 1998 e 16 em 1999. Em 2000, em conjunto com um novo grupo de concessões, que foram ofertadas adicionalmente ao mercado pela Petrobras, foram assinados outros 18 projetos de parceria em E&P. Somam-se à esses, outros 10 projetos – 4 assinados em 1999 e 6 assinados em 2000 – ofertados em rodadas de licitações promovidas pelas Agência Nacional de Petróleo e adquiridos pela Petrobras em parcerias com outras empresas. Dessa forma, projetos de 51 concessões já estão sendo conduzidos em parcerias entre a Petrobras e outras empresas, em 12 bacias brasileiras, contemplando investimentos da ordem de US\$ 5,57 bilhões, em sua maior parte

concentrados nos próximos 3 anos.

Na área de exploração, além de parcerias com a Petrobras, o País dispõe de uma área sedimentar estimada em cerca de 6,4 milhões de km², com expressão no continente e no “off-shore”, em grande extensão reclamando ainda investimentos em campanhas exploratórias de maior detalhe, apresentando um grande potencial a desenvolver no seu “up-stream”.

[1] Os dados relativos ao ano de 2000 ainda não foram divulgados pela ANP. Estes valores estarão disponíveis na home-page da ANP a partir de abril de 2000.

[2] Vide nota 1

**BUSCA****CORREIO****DADOS ECONÔMICOS****DOWNLOAD****e&e ANTERIORES****e&e No 25**

Parâmetros de Emissão de Gases de efeito Estufa por Veículos pesados no Brasil

[Página Principal](#)[Aplicação de Coeficientes da Matriz de Emissões](#)[Dívida Pública do Brasil](#)[Setor Energético 2000](#)[Aplicação de Coeficientes da Matriz de Emissões](#)[Coeficientes de Emissão em Veículos Pesados](#)[Emissões em Veículos Pesados](#)[Emissões em Veículos Leves](#)<http://ecen.com>[Vínculos e&e Livro de Visitas](#)[Matriz Energética e de Emissões](#)
<http://ecen.com/matriz>

1 – Considerações Preliminares

Nossos objetivos nessa seção é apresentar coeficientes de emissão que possibilitem o cálculo da emissão total a partir da composição da frota e da idade dos veículos. Na próxima seção calcularemos as emissões de gases de efeito estufa na década de 90.

No período 1990-1997, objeto deste trabalho, a participação dos veículos pesados do ciclo Otto nas emissões é limitada à pequena frota remanescente. A emissão devida a esses veículos (a gasolina e a álcool) será avaliada a partir de parâmetros globais.

Nas seções anteriores foram estudados os parâmetros necessários à caracterização da frota, partindo dos dados sobre a venda de veículos, por categoria (comerciais leves, automóveis, caminhões e ônibus), e de uma função que descreve a sobrevivência dos veículos a partir do ano de fabricação.

No cálculo dos índices de emissão para a frota diesel caracterizada da maneira acima, o consumo de óleo diesel no transporte rodoviário usado foi o constante no Balanço Energético Nacional, edição de 1998, e os índices de emissão para veículos novos usados foram os estabelecidos pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente - CONAMA. Tendo em vista que a legislação brasileira sobre o tema é recente, foi necessário recorrer às informações relativas a países onde o controle das emissões veiculares tem tradição mais longa, para estabelecer uma hipótese sobre a situação existente no Brasil anteriormente.

Devemos ter presente que o controle das emissões veiculares no Brasil é exercido através do Programa de Controle de Poluição do Ar por Veículos Automotores - PROCONVE - instituído pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente - CONAMA- em Portaria Nº 18 /1985.

Os objetivos do PROCONVE são:

- reduzir os níveis de emissão de poluentes por veículos automotores, visando o atendimento dos Padrões de Qualidade do Ar, especialmente nos centros urbanos;
- promover o desenvolvimento tecnológico nacional tanto na engenharia automobilística, como também em métodos e equipamentos para ensaios de emissão de poluentes;
- criar programas de inspeção e manutenção para veículos automotores em uso;
- promover a conscientização da população com relação à questão da poluição do ar por veículos automotores;
- estabelecer condições de avaliação dos resultados alcançados;
- promover a melhoria das características técnicas postas à disposição da frota nacional de veículos automotores, visando a redução de emissões poluidoras à atmosfera.

O PROCONVE estabeleceu ainda a obrigatoriedade da Certificação de Conformidade dos motores aos níveis de emissão prescritos.

A implantação do Programa vem sendo feita desde a Portaria 18/85 de modo gradual. Até há dois anos, o PROCONVE não contava com laboratório de emissões para veículos Diesel instalado e operado por entidade pública nacional. Atualmente, o Instituto de Pesquisas Tecnológicas, em S. Paulo, opera um laboratório equipado com os recursos necessários a essa finalidade. Não aconteceu para veículos a diesel o mesmo que com os veículos do ciclo Otto (gasolina e álcool), onde vários laboratórios nacionais já operavam com emissões de veículos desse ciclo desde a década passada, entre eles o do Centro Tecnológico da Aeronáutica, em S. José dos Campos, e o CETESB, em S. Paulo.

Estudos sobre as emissões veiculares são relativamente recentes. Em 1982, a Organização Mundial de Saúde (WHO) publicou os resultados do estudo "Rapid Assessment of Sources of Air, Water and Land Pollution". Não temos informações sobre a situação reinante na Europa antes do acordo das nações da União Européia, de 1991, a partir de quando foram emitidas as prescrições para motores novos. A Legislação brasileira é calcada na européia, o que se explica pela preponderância das montadoras de veículos Diesel, oriundas da Europa (SCANIA, VOLVO e MERCEDES

BENZ) no mercado nacional.

Os limites de emissão para Veículos Pesados Novos estão apresentados no Anexo 3. Observamos que os gases de efeito estufa mais relevantes (CO_2 e CH_4) ainda não constam das prescrições.

2 – Características Relevantes do Motor Diesel.

A seguir, lembraremos as características relevantes do motor Diesel no que interessa a emissão de poluentes.

O motor Diesel é dito de " ignição por compressão", o que quer dizer que a mistura combustível é inflamada quando uma nuvem de óleo é injetada pela bomba de alta pressão no ar quente contido no cilindro. O aquecimento do ar é devido à compressão praticamente adiabática (sem troca de calor com o exterior) efetuada pelo pistão do motor. Ao contrário, no motor do ciclo Otto a ignição é desencadeada pela centelha que salta entre os eletrodos da vela de ignição. Esta diferença, entre os modos de inflamar a carga, impõe características físico-químicas distintas aos combustíveis usados em um e outro desses motores.

O combustível do ciclo Otto utiliza derivados leves do petróleo (naftas leves, propano, butano, etc), gás natural, gás de água (gerados em gasogênio), álcool e outras substâncias gasosas ou que possam ser facilmente vaporizadas antes de entrar no cilindro do motor. Por outro lado, estes combustíveis devem resistir à compressão moderada típicas do ciclo Otto (de 1 para até 12 atmosferas) sem entrar em ignição que seria, nestes casos, explosiva devido à elevada velocidade de propagação de chama nesses combustíveis e à decomposição e recomposição molecular. O parâmetro que caracteriza a resistência à ignição por compressão é o Número de Octano (NO), sendo desejável para o combustível do ciclo Otto elevado número de octano.

Por outro lado, a facilidade de um combustível entrar em ignição por compressão é expressa pelo Número de Cetano (NC). Entre estes dois parâmetros há uma relação de complementaridade expressa por uma equação do tipo:

$$\text{NO} = a - b \text{NC}$$

em que a e b são constantes características de "famílias" de combustíveis, como a dos hidrocarbonetos leves que compõem a gasolina.

O número de cetano do combustível diesel caracteriza, em certa medida, a cinética de combustão e tem, portanto, influência no espectro de substâncias emitidas pelo motor. O combustível diesel é uma mistura de hidrocarbonetos de moléculas mais pesadas do que as dos hidrocarbonetos da gasolina e, em consequência, de menor razão de massas hidrogênio/carbono, o que determina elevada emissão de compostos de carbono por unidade de Energia Final entregue ao motor. Entretanto, as características do ciclo Diesel que asseguram rendimento térmico superior ao do ciclo Otto (como o fato de operar com grande excesso de ar) compensam amplamente a desvantagem decorrente da composição do combustível, quando o parâmetro de interesse é emissão / energia útil. A comparação entre as emissões típicas nos dois ciclos sob outros aspectos é vaga em virtude da diferença de destinação dos respectivos veículos. Na composição atual da frota brasileira os veículos do ciclo Otto são usados principalmente no transporte individual de passageiros e de cargas leves, cabendo aos do ciclo diesel o serviço pesado.

No Brasil, que tem consumo de combustíveis automotivos praticamente centrado no óleo diesel (cerca de 1/3 dos usos de derivados), devido à estrutura do sistema de transportes coletivos de passageiros e de carga, o número de cetano variou entre amplos limites, a partir da alta de preço do petróleo na década de 70, refletindo o esforço de acomodação da balança comercial. A partir do início da década de 90 houve um movimento de melhoria da qualidade do diesel motivado pela legislação sobre a qualidade do ar. Na atualidade, há quatro faixas de especificação do número de cetano para uso rodoviário, urbano, metropolitano, ensaios e outros usos. A faixa de variação vai de NC=40 a 45. Nos países onde a legislação ambiental é mais rigorosa, o diesel urbano tem NC=50.

Outras características relevantes do combustível diesel (para emissões) são: a densidade, a viscosidade, a composição (espectro de razões átomos H / átomos C), refletida na curva de destilação), o teor de enxofre, a presença de contaminantes, o teor de hidrocarbonetos cíclicos (aromáticos, derivados da cadeia fundamental do benzeno) e obviamente, o poder calorífico.

As características mencionadas não são independentes, como mostra a experiência adquirida, no Brasil, nas tentativas de estender a oferta de combustível diesel pela adição de gasolina (ou, em outros termos, a incorporação de hidrocarbonetos mais leves ao diesel no processo de refino) e de álcoois (etílico e superiores). O número de cetano diminui, ao passo que o perfil de emissão é modificado, com vantagens na emissão de CO e de fumaça preta (fuligem) mas com desvantagens para a de HC.

Dentro de certos limites (até 10% em volume) o diesel pode receber nafta pesada sem fugir da especificação para o diesel rodoviário (NC mínimo = 40), conservando o consumo volumétrico específico e diminuindo a emissão de CO e de fumaça, com pequeno aumento na emissão de HC.

De particular interesse para o Brasil é a adição de álcool que poderia atuar como "pulmão" para o sistema de suprimento de combustível automotivo. O Ministério de Ciência e Tecnologia coordenou o Programa Álcool-Diesel, que considerou duas modalidades de adição, álcool hidratado em emulsão (emulsificante importado) e álcool anidro em solução, com melhores resultados para a solução com co-solvente derivado do óleo de soja, produzido no Brasil. A versão emulsificada foi abandonada principalmente pela ocorrência de carbonização na bomba injetora. Ensaio realizados no Instituto de Pesquisas Tecnológicas - IPT- mostraram, para a mistura com 10% de álcool anidro, redução significativa de cerca de 20% de fumaça (índice Bosch), de 12% em CO e 6-7 % em HC.

Aparentemente, o fator custo direto é que dita o modo de uso dos combustíveis automotivos no Brasil. Tentativas de modificar o *status quo*, priorizando o aspecto ambiental, têm esbarrado em interesses corporativos por diminuírem o faturamento de grupos predominantes. Podemos mostrar que a preferência por motores a álcool nos automóveis liberaria gasolina suficiente para preparar mistura gasolina-diesel a 10% do primeiro, sem o uso de aditivos, aceitável para uso rodoviário, reservando para uso urbano o diesel de melhor qualidade. Esta mistura acarretaria ganho de 3% na eficiência termo-mecânica de toda a frota rodoviária e redução de 12% na emissão de CO. A contrapartida seria o aumento de 6% em HC e de 7 % em NOx, considerado o ganho na eficiência. A viabilização desta mudança exigiria a revisão do preço do óleo diesel, subsidiado no Brasil a título de importância social. Entretanto, este subsídio contribui para a concentração da riqueza nacional na Região Sudeste (principalmente em S. Paulo), o que provavelmente anula o benefício social alegado. Sentimos falta de metodologia apropriada para o debate desta questão.

2 – Metodologia dos Coeficientes de Emissão

O cálculo baseia-se na composição da frota seção 2 e 3 a partir das vendas de veículos Diesel no Brasil (nacionais e importados) e nas curvas de sobrevivência para cada categoria considerada (curvas de sucateamento). As informações sobre a potência típica de cada categoria foram fornecidas pela Mercedes Benz do Brasil S.A.-M.B.B. e podem ser assim resumidas como mostrado na Tabela -2.

Tabela -2:

Categoria	Potência Nominal kW	Consumo Específico Mínimo g/kWh	% da Produção
Comerciais leves	90	201	27,5
Caminhões semi- pesados	150	194	24,7
Caminhões extra- pesados	280	190	34,9
Ônibus	155	197	12,9

Os percentuais de venda constantes na Tabela acima são próximos dos de composição da frota Diesel por categoria, obtidos para o último ano da série (1997) cf. Figura 2.6 e Tabela A1.8, considerando uma única categoria de caminhões (semi e extra pesados agrupados). Porém, ao longo do período a participação dos automóveis e comerciais leves, agregados em uma única categoria, cresceu enquanto a dos caminhões diminuiu. Esta tendência foi levada em consideração no cálculo do consumo por categoria apresentada mais adiante.

Dado a semelhança das curvas de desempenho informadas pela M.B.B. para essas categorias, e a relativa constância do consumo específico em ampla faixa de rotação, em motores Diesel (Figura 1), supomos que os consumos específicos nas condições de uso sejam proporcionais aos consumos específicos mínimos.

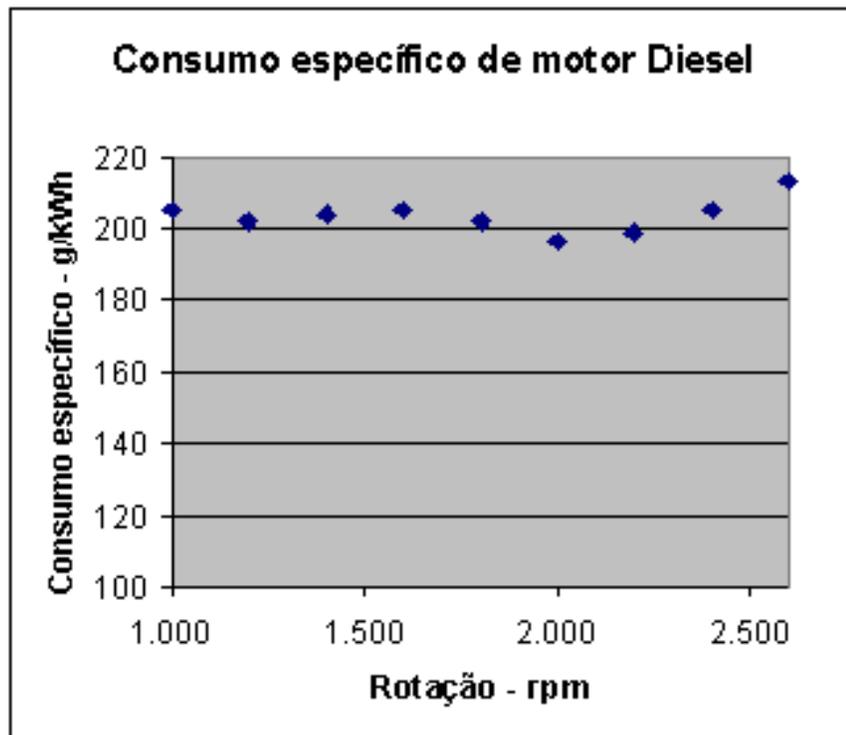


Figura 1: Consumo específico em função da rotação do motor.

Estabelecida esta hipótese, o consumo de óleo diesel no Setor de Transporte Rodoviário, retirado do Balanço Energético Nacional/1997, é distribuído pelas categorias segundo um fator rateio definido mais adiante.

Usando os resultados anteriores, calculamos, ano a ano, a partir de 1994, a taxa de substituição de veículos antigos por veículos fabricados no ano, pela equação de balanço aplicada a cada categoria:

Frota no ano i = frota no ano $(i-1)$ + vendas no ano i - sucateamento no ano i .

Os limites de emissão de CO, HC, NOx e de partículas, constantes na Tabela 1 em g/kWh, são convertidos para g/litro, mediante a proporcionalidade postulada entre o consumo específico (g/litro) e o consumo específico mínimo (g/kWh).

A diferença entre as duas metodologias de cálculo possíveis, a aqui exposta, e o cálculo através do consumo de óleo diesel, está na possibilidade de se avaliar, com a primeira, o efeito de medidas de curto

prazo de estímulo ou de restrição a um novo veículo de transporte, como as "vans" no tráfego urbano ou os caminhões extra-pesados nas rodovias.

A emissão de CO₂ deve ser calculada através do balanço de carbono envolvendo o combustível consumido e as emissões de CO e HC. Seria desejável conhecer os efeitos da composição do diesel sobre as emissões, porém o caráter preliminar do estudo não permite levantar esta informação, visto não haver padronização dos produtos das refinarias brasileiras, que processam óleos de várias procedências e com diferentes características.. As especificações cobrem apenas os requisitos mínimos para assegurar o desempenho dos motores, o que tem sido atendido pelo ajuste do perfil de refino, dentro do possível, mediante a variação da composição do produto. Um ganho de qualidade, no que diz respeito ao combustível, deve ser perseguido com a implementação de programa que se fundamente na proposta contida no PROCONVE. O CETESB tem avaliado positivamente as melhorias já constatadas na certificação de veículos ("O PROCONVE, resultados e perspectivas" - CETESB/1995).

Uma forma simplificada para se elaborar o balanço de carbono consiste em se recorrer ao número de cetano, como principal indicador de qualidade do óleo. A metodologia do ensaio de cetano parte da referência ao n-hexadecano (C₁₆H₃₄) como o combustível diesel de excelência (o mais facilmente inflamável por compressão) e ao alfa-metil-nafteno (C₁₁ H₁₀) como o de mais difícil inflamação. Preparando misturas destes hidrocarbonetos com diversos teores, fazemos a comparação do óleo em teste com estas misturas em motor de razão de compressão variável. O número de cetano é indicado pelo teor de C₁₆H₃₄ da mistura que se inflama nas mesmas condições de compressão que o óleo em teste.

Os hidrocarbonetos emitidos pelo motor Diesel, referidos genericamente como HC, compreendem o combustível original não queimado e outros hidrocarbonetos resultantes do termo-craqueamento dele, bem como outras substâncias resultantes de reações químicas com o oxigênio no motor. A legislação não obriga a discriminação desses vários hidrocarbonetos. Também os diferentes óxidos de nitrogênio que compõem o NO_x não são discriminados na determinação do nível de emissão, não sendo possível apresentar índices específicos para eles.

3 – Agrupamento de Parâmetros

Para simplificar os cálculos e facilitar a apresentação dos resultados, alguns parâmetros foram agrupados em valores médios válidos para toda a frota. Cada agrupamento está justificado e qualificado com a incerteza relativa

calculada.

Para calcular a emissão por categoria de potência, o consumo de diesel em cada ano é rateada pelas categorias, sendo o fator de rateio dado por:

$$r_i = x_i P_i c_i / \sum_i x_i P_i c_i$$

sendo x a participação da categoria na frota, P a potência típica da categoria e c o consumo específico correspondente. A participação das categorias na frota (em %) está mostrada no Gráfico da Figura 2 e na Tabela 3 abaixo, extraídas de Tabela da primeira parte deste trabalho (avaliação da frota) apresentada em [número anterior da e&e](#). A variação na participação só afeta a emissão por categoria através do rateio de consumo, mas os coeficientes de emissão são mantidos, visto que a legislação não discrimina (ainda) os níveis máximos de emissão por faixa de potência.

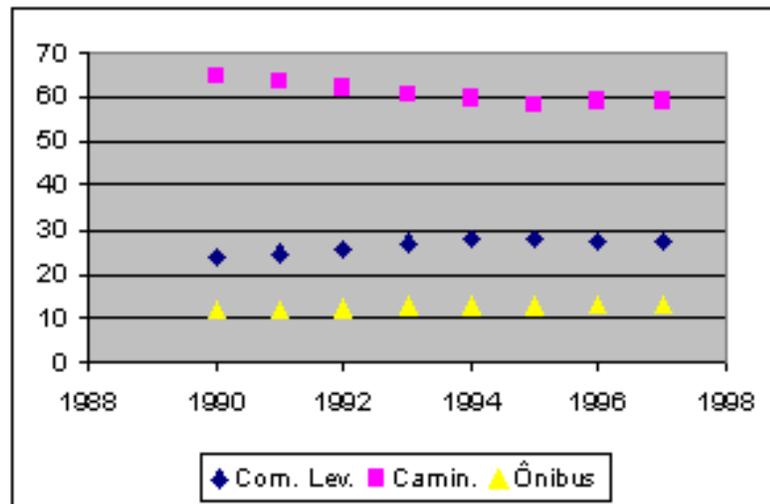


Figura 2: Participação de comerciais leves, caminhões e ônibus na frota diesel.

Tabela 3: Participação na Frota Diesel (%)

Ano	Comerciais Leves	Caminhões	Ônibus
1990	23,5	64,7	11,8
1991	24,7	63,3	12

1992	25,7	62,0	12,4
1993	26,8	60,7	12,6
1994	27,9	59,6	12,6
1995	28,0	58,0	12,8
1996	27,6	59,3	13,1

continuação

Emissões em Veículos Pesados



BUSCA

CORREIO

DADOS ECONÔMICOS

DOWNLOAD

e&e ANTERIORES

e&e No 25

Coefficientes de Emissão em Veículos Pesados (anterior)

[Página Principal](#)

AVALIAÇÃO DAS EMISSÕES EM VEÍCULOS PESADOS

[Aplicação de Coeficientes da Matriz de Emissões](#)

1 Fatores de rateio de consumo

[Dívida Pública do Brasil](#)

Na Tabela -1 estão indicados a participação no consumo por categoria de veículos pelos diversos anos.

[Setor Energético 2000](#)

Tabela -1

[Aplicação de Coeficientes da Matriz de Emissões](#)

Categoria	Consumo (g/kWh)	Potência (kW)	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Com. Leves	201	90	0,123	0,129	0,135	0,139	0,146	0,147	0,145	0,144
			Cam. Leves	194	150	0,216	0,22	0,217	0,212	0,208
Cam. Pesados	190	280				0,56	0,547	0,54	0,544	0,534
			Ônibus	197	155	0,104	0,106	0,11	0,111	0,111

[Coeficientes de Emissão em Veículos Pesados](#)

[Emissões em Veículos Pesados](#)

[Emissões em Veículos Leves](#)

<http://ecen.com>

[Vínculos e&e](#)

[Livro de Visitas](#)

[Matriz Energética e de Emissões](#)

<http://ecen.com/matriz> **2 - Consumo Específico Médio da Frota.**



O consumo específico médio para a frota será usado para converter os coeficientes de emissão de g/kWh para g/l combustível e é calculado como a média ponderada dos consumos específicos das categorias (constantes da informação da Mercedes Benz), sendo o fator de ponderação o produto da participação de cada categoria na frota pela potência nominal da categoria. O resultado do cálculo para o período considerado é o consumo

específico médio de 195 g/kWh com desvio relativo médio de 0,3%.

3 - Índices de Emissão.

Os índices estão apresentados na tabela do Anexo 3, incluindo para 1993, os índices da ECE-R 49, na unidade adotada pelo PROCONVE (grama de poluente por kWh).

Para facilitar o cálculo das emissões ano a ano, os índices PROCONVE estão convertidos em índices para a frota de cada ano, com o uso do consumo específico médio para a frota (195 g/kWh).

4 - Difusão das Melhorias Tecnológicas pela Frota

O PROCONVE exige a fabricação e venda de 80% dos motores que atendem os índices de cada fase no mesmo ano de vigência da fase, permitindo diferir os 20% para a fase seguinte. Com esta medida, a diminuição dos índices de emissão para veículos novos propaga-se gradativamente para a frota, como mostra o Gráfico abaixo.

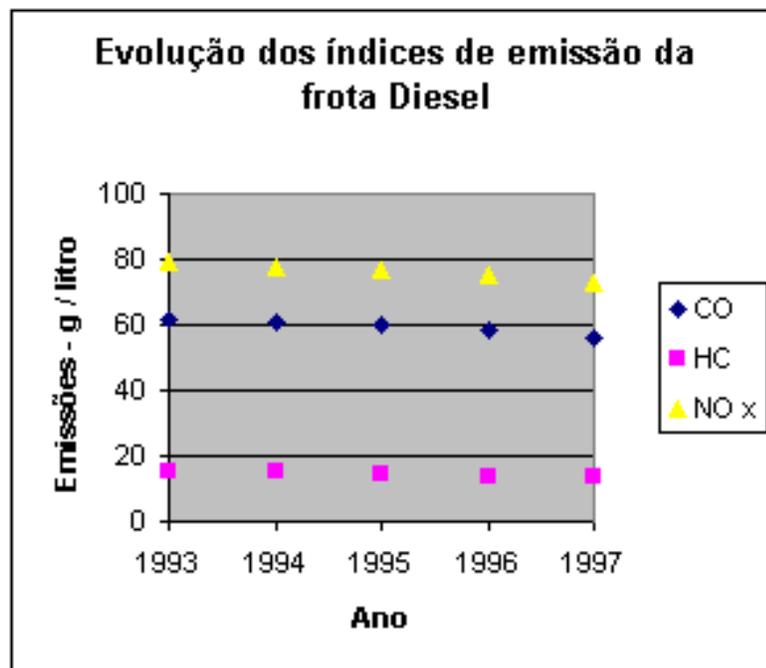


Figura 1: Evolução dos índices de Emissão

No caso presente, dada a pequena amplitude do intervalo estudado, o cálculo do efeito da difusão da tecnologia sobre os índices de emissão foi

simplificado, considerando que a fração de veículos novos vendidos em 1997, ano de maior incidência do diferimento, representa 6% da frota do ano e que a probabilidade de sucatar-se um veículo com 3 anos de fabricação é menor que 3% (segundo a logística usada). Portanto, o diferimento atingiria, para 1997, menos de 0,3% da frota, o que, a nosso ver, não compensa o esforço requerido pelo cálculo detalhado. Aceita a aproximação, podemos elaborar a tabela de difusão da tecnologia (Tabela 2).

Tabela 2 - Difusão da Tecnologia

Milhares de veículos

Ano	Distribuição					
	Frota	Vendas	Sucat.	Índices 93	Índices 94	Índices 96
1993	1.454	92,3	65,8	1.454	-	-
1994	1.497	106,3	62,9	1.391	106,3	-
1995	1.538	91,7	51,3	1.340	198,0	-
1996	1.559	73,9	52,6	1.287	198,0	-
1997	1.580	95,9	75,0	1.212	198,0	169,8

Obs. 1 - A expressão em milhares de veículos justifica-se pelo número de algarismos significativos dos índices de emissão (3 no máximo). 2 - Antes de 1994, os índices de emissão de CO, HC e NOx não eram especificados.

5 - Efeito das Novas Tecnologias sobre os Índices de Emissão

A distribuição dos veículos por fases de implantação do PROCONVE reflete-se nos índices de emissão, conforme mostra a Tabela- 3, a seguir:

Tabela 3 - Índices de Emissão para a Frota (cf. Portaria IBAMA).

Ano	Índices (g/kWh)		
	CO	HC	NOx
1993 e anter.	14,0	3,5	18,0 (ECE-R 49)
1994	13,8	3,4	17,7
1995	13,7	3,2	17,5
1996	13,2	3,1	17,1
1997	12,7	3,1	16,6

Por conveniência para os cálculos, os índices acima são convertidos para g/l usando o consumo específico médio para a frota (195 g/ kWh) e a densidade do óleo (852 g/l) como é mostrado na Tabela -4.

Tabela 4 - Índices de Emissão para a Frota em g / litro de combustível.

Ano	CO	HC	NOx
1993 e anteriores	61,4	15,4	78,9
1994	60,5	14,9	77,6
1995	60,1	14,0	76,8
1996	57,9	13,6	75,0
1997	55,7	13,6	72,8

6 - Cálculo das Emissões pela frota a cada ano

Com os dados do BEN, introduzimos o consumo de óleo diesel no Setor Rodoviário e usamos os índices de cada ano para obter as emissões pela frota.(Tabela - 5).

Tabela 5 - Emissões pela frota Diesel.

Ano	Consumo	Emissões mil toneladas		
	10 ⁹ litro	CO	HC	NOx
1990	18,3	1.124	282	1.444
1991	19,1	1.173	294	1.507
1992	19,4	1.191	299	1.531
1993	19,9	1.222	307	1.570
1994	20,8	1.258	310	1.618
1995	22,1	1.328	309	1.697
1996	23,2	1.343	316	1.740
1997	24,3	1.354	331	1.769

7- Emissões por Categoria de Veículos

Calculadas as emissões pela frota, as emissões por categorias são calculadas pelo rateio do consumo (Tabelas 6, 7 e 8).

Tabela 6 - Emissões de CO por categoria de veículos (mil toneladas)

Ano	Aut. e Com. Leves	Cam. Leves	Cam. Pesados	Ônibus	Total *
1990	139	244	633	118	1.134
1991	152	259	646	128	1.185
1992	162	260	648	132	1.202
1993	171	260	667	136	1.234
1994	185	263	677	140	1.265
1995	197	281	708	151	1.337
1996	196	280	718	157	1.351
1997	197	282	731	155	1.365

* total para controle

Tabela 7 - Emissões de HC por categoria de veículos (mil toneladas)

Ano	Aut. e Com. Leves	Cam. Leves	Cam. Pesados	Ônibus	Total
1990	34,9	61,4	159	28,6	284
1991	38,2	65,2	164	30,3	298
1992	40,6	65,3	164	32,0	302
1993	42,9	65,4	169	33,1	309

1994	45,5	64,9	168	33,6	312
1995	45,8	65,4	167	34,0	312
1996	46,1	65,8	170	35,6	318
1997	48,3	69,4	180	38,2	335

Tabela 8 - Emissões de NOx por categoria de veículos (mil toneladas)

Ano	Aut. e Com. Leves	Cam. Leves	Cam. Pesados	Ônibus	Total
1990	179	315	818	146	1.458
1991	196	335	832	155	1.518
1992	208	334	831	164	1537
1993	220	336	861	169	1.586
1994	237	338	868	174	1.617
1995	251	359	906	187	1.703
1996	254	363	930	197	1.744
1997	257	369	955	203	1.78

7 - Emissão de CO₂

O cálculo da emissão de CO₂ por toda a frota supõe o conhecimento do Número de Cetano. Esta característica varia de uma refinaria a outra, sendo necessário admitirmos um valor médio para todo o diesel consumido.

Consideradas as especificações vigentes para o diesel metropolitano, o rodoviário e para outros usos, a distribuição do consumo por esses usos e a variação de características entre refinarias, um valor representativo é $NC=42$. Com este dado, podemos representar a composição do diesel, para efeito do balanço de carbono, pela mistura de 42% de n-hexadecano - $C_{16}H_{34}$ - que tem as mesmas características de inflamabilidade do óleo diesel considerado, e 58% de alfa-metil-nafteno - $C_{11}H_{10}$, cuja adição ao hexadecano permite aferir o número de cetano da amostra.

Outro dado necessário ao balanço é o consumo médio do veículo nas condições reais de uso. Esta informação é de difícil obtenção, pois não é usual, no Brasil, a realização de testes neste sentido. Uma informação aproximada pode ser extraída de ensaio recente, realizado pelo IPT, para a determinação do efeito da adição do álcool ao diesel sobre as emissões (Programa Álcool-Diesel coordenado pelo MCT). Este ensaio foi realizado com o motor de ônibus da Mercedes Benz (OM 366 LA.II/21, que equipa uma fração importante dos ônibus brasileiros) e obedeceu ao método adotado pela ABNT para emissões (método europeu de 13 pontos). A informação relevante é que o consumo específico médio observado no ensaio foi de 215 g/kWh, cerca de 9% maior que o consumo mínimo correspondente, informado pela Mercedes Benz para esse motor. Assim, o consumo a ser considerado no balanço de carbono deve ser corrigido pelo multiplicador 1,09. Dado que o consumo específico mínimo calculado para a frota foi de 193 g/kWh, o balanço para toda a frota será baseado no valor corrigido, ou seja, 211 g/kWh.

O balanço pode ser expresso pela equação:

Número de átomos de carbono no combustível = número de átomos nas substâncias emitidas.

Além dos gases de efeito estufa, o motor Diesel emite material particulado que consiste em partículas de carbono e hidrocarbonetos adsorvidos pelo carbono. A massa de particulados emitida no motor típico é da ordem de 0,1% da massa de CO_2 . Assim, como a legislação não exige a análise do material particulado e como a proporção é pequena, consideramos esse material como incorporado ao CO_2 para os fins de balanço.

No caso concreto, o combustível consumido (211 g/kWh), contendo 42% de hexa-decano, tem 89,6% de sua massa correspondendo ao carbono. Conforme já mencionado, a composição do HC não é conhecida e, como a sua contribuição é pequena, podemos considerá-la como de mesma composição que o combustível.

Como exemplo do cálculo, tomamos as emissão para 1997 (Tabela 2) e o consumo de óleo diesel no transporte rodoviário no mesmo ano (24,3 Mm³ - BEN/98).

Os termos do balanço serão:

$$\text{Consumo de combustível} = 24,3 \text{ Mm}^3 \times 0,852 \text{ t/m}^3 = 20,7 \text{ Mt}$$

$$\text{Massa de carbono no combustível} = 20,7 \text{ Mt} \times 0,896 = 18,6 \text{ Mt}$$

$$\text{Massa de CO emitido} = 1,363 \text{ Mt}$$

$$\text{Massa de C no CO emitido} = 1,363 \text{ Mt} \times 12/28 = 0,584 \text{ Mt}$$

$$\text{Massa de HC emitido} = 0,335 \text{ Mt.}$$

$$\text{Massa de C no HC emitido} = 0,331 \text{ Mt} \times 0,896 = 0,297 \text{ Mt}$$

$$\begin{aligned} \text{Massa de C no CO}_2 \text{ emitido} &= 18,6 \text{ Mt} - 0,584 \text{ Mt} - 0,297 \text{ Mt} \cong \\ &17,7 \text{ Mt} \end{aligned}$$

$$\text{Massa de CO}_2 \text{ emitido} = 17,7 \text{ Mt} \times 44/12 = 65,0 \text{ Mt}$$

$$\text{Razão CO}_2 / \text{CO (em massa)} = 65,0 \text{ Mt} / 1,36 \text{ t} = 48$$

Os resultados dos cálculos para os demais anos estão na tabela 7.

7- Emissões de Metano

O metano não é considerado na legislação, não havendo como calcular o montante da emissão. Usamos a recomendação "Guidelines" do IPPC (5 kg/ Tj) para completar a Tabela -9. Com os dados do BEN, convertemos este valor para 192 t de metano por Mm³ de óleo diesel. A emissão de metano consta da Tabela 9 - Consolidação das emissões pela frota Diesel.

Tabela 9 - Consolidação das emissões pela frota Diesel - mil toneladas

Ano	Consumo		CO	HC	NOx	CO₂ / part.	CH₄
	Mm³	M t					
1990	18,3	15,6	1.124	282	1.444	49.840	3,5
1991	19,1	16,3	1.173	294	1.507	51.650	3,7
1992	19,4	16,5	1.191	299	1.531	52.450	3,8
1993	19,9	17,0	1.222	307	1.570	52.800	3,8
1994	20,8	17,7	1.258	310	1.618	56.250	4,0
1995	22,1	18,8	1.328	309	1.7697	59.760	4,3
1996	23,2	19,8	1.343	316	1.740	62.740	4,5
1997	24,3	20,7	1.354	331	1.769	65.000	4,7
1997	24,3	20,7	1.354	331	1.769	65.000	4,7

Veja Também: [Emissões em Veículos Leves](#)

[BUSCA](#)[CORREIO](#)[DADOS ECONÔMICOS](#)[DOWNLOAD](#)[e&e ANTERIORES](#)**e&e No 25**Veja Também: [Coeficientes de Emissão em Veículos Pesados](#) e [Emissões em Veículos Pesados](#)[Página Principal](#)

Avaliação das Emissões em Veículos Leves

[Aplicação de Coeficientes da Matriz de Emissões](#)

1 – Resultados de Estudo Histórico

[Dívida Pública do Brasil](#)[Setor Energético 2000](#)[Aplicação de Coeficientes da Matriz de Emissões](#)

Um estudo histórico de 1970 a 1998 permitiu avaliar alguns parâmetros sobre o comportamento da frota e a influência da idade sobre o consumo dos veículos. Também foi possível inferir a parcela de gasolina cujo consumo pode ser atribuído à frota pesada. Como este consumo é relativamente pouco importante, optamos por tratar as emissões da frota pesada (caminhões e ônibus) a gasolina em conjunto com a de veículos do ciclo Otto. Para fins de análise das emissões por faixa de veículos consideraremos também as emissões de veículos leves a diesel e dos veículos pesados a gasolina.

[Coeficientes de Emissão em Veículos Pesados](#)

A avaliação da frota circulante total e por idade foi objeto do trabalho apresentado em [número anterior da e&e](#). Foi possível obter a evolução da frota leve e pesada ao longo das últimas décadas. Usaremos, na avaliação das emissões, os valores a partir de 1970. O módulo físico de descrição da frota fornece os dados: por tipo de combustível (diesel, gasolina e álcool), por tipo de veículo (automóveis, comerciais leves, comerciais pesados e ônibus) e por faixa de idade (1 ano, 2 anos, 3 a 5 anos, 6 a 15 anos e Frota V que designa a frota velha, de veículos de mais de 15 anos). No caso da frota leve estamos interessados sobretudo nos veículos a álcool e a gasolina. Os valores referentes ao consumo de diesel em automóveis e comerciais leves foram tratados no Capítulo 4 e 5. O consumo de gás natural em veículos leves e o da gasolina (e álcool anidro na mistura) em veículos pesados foram tratados com a ajuda de coeficientes gerais de emissão no final deste capítulo.

[Emissões em Veículos Pesados](#)[Emissões em Veículos Leves](#)<http://ecen.com>[Vínculos e&e Livro de Visitas](#)[Matriz Energética e de Emissões](#)<http://ecen.com/matriz>

2- Os Parâmetros de Consumo

O consumo de veículos, dentro de uma mesma faixa, varia segundo o ano de fabricação e a idade. O primeiro fator refere-se às inovações e perfil dos modelos vendidos em cada ano. O uso do veículo, em quilometragem anual, varia com a idade do veículo, já que veículos mais antigos estão, de modo geral, em poder de pessoas de menor poder aquisitivo que o usam menos. Em um país como o Brasil em que não se conhece o número de veículos, não se deve esperar dados precisos sobre o consumo específico e a emissão por ano de fabricação e idade da frota.

Como ficou claro em nosso estudo histórico e prospectivo (relatório ao MCT/PNUD), mencionado anteriormente, estes dados são, tentativamente, extraídos de dados globais e tirando partido da forte variação na composição da frota. Nesse estudo procuramos introduzir os valores de consumo em função da faixa de idade dos veículos.

Os dados históricos, do relatório acima mencionado, permitem avaliar o consumo em função da idade média em virtude da variação da idade da frota de carros álcool, introduzidos no mercado a partir de 1979, e da de carros a gasolina, que envelheceu durante o período de venda predominante de carros a álcool para, em seguida, voltar a rejuvenescer com a volta da predominância de veículos leves a gasolina.

Quando se dispõe de parâmetros confiáveis, o problema poderia ser tratado usando-se, para cada ano de fabricação, um consumo específico por km rodado em função da idade do veículo e multiplicando-se pela distância percorrida anualmente, em função da idade do veículo.

Nos pareceu que este tratamento introduz um refinamento incoerente com a precariedade de dados existentes. Isto nos levou a sugerir um tratamento ligeiramente diferenciado do usual, mas cuja equivalência pode ser inferida a posteriori.

A frota leve – automóveis e comerciais leves – foi tratada de maneira homogênea. Sabe-se que a tonelagem permitida para os chamados comerciais leves do ciclo Otto limitou seu uso verdadeiramente comercial. Não tendo um consumo específico muito superior e tendo uma participação na frota leve de cerca de 10% (valores para 1994) não nos pareceu útil tratá-la de forma separada. Consideramos, no entanto, seu consumo equivalente a dois automóveis do mesmo ano de fabricação.

A variação do consumo com a idade foi avaliada em função da idade média no tratamento dos dados históricos. O consumo foi suposto decrescendo de forma linear a partir do ano de compra, até chegar a um valor mínimo de 0,5 tep em energia equivalente de gasolina (ou GN). Este valor é coerente com o observado para a frota a gasolina, na fase em que esteve na faixa de 13 anos de idade média, como mostrou o estudo histórico.

O consumo foi suposto variando de acordo com uma reta [$c = a.t + b$] onde a é negativo (função decrescente com o tempo) e b expressa o nível inicial de consumo. O valor inferior de c foi limitado a 0,5. Tratamos de variar estes parâmetros de maneira a melhor reproduzir a curva de consumo ao longo dos anos. O valor de $a = -0,1$, correspondente ao ajuste para o álcool, foi considerado o mesmo para os veículos a gasolina e a álcool e o valor de b foi ajustado para cada combustível.

As Figura 1 e 2 mostram o ajuste conseguido para o consumo, considerando a frota por idade, para veículos a gasolina e a álcool.

Ajuste Consumo X Idade - Veículos Leves a Álcool

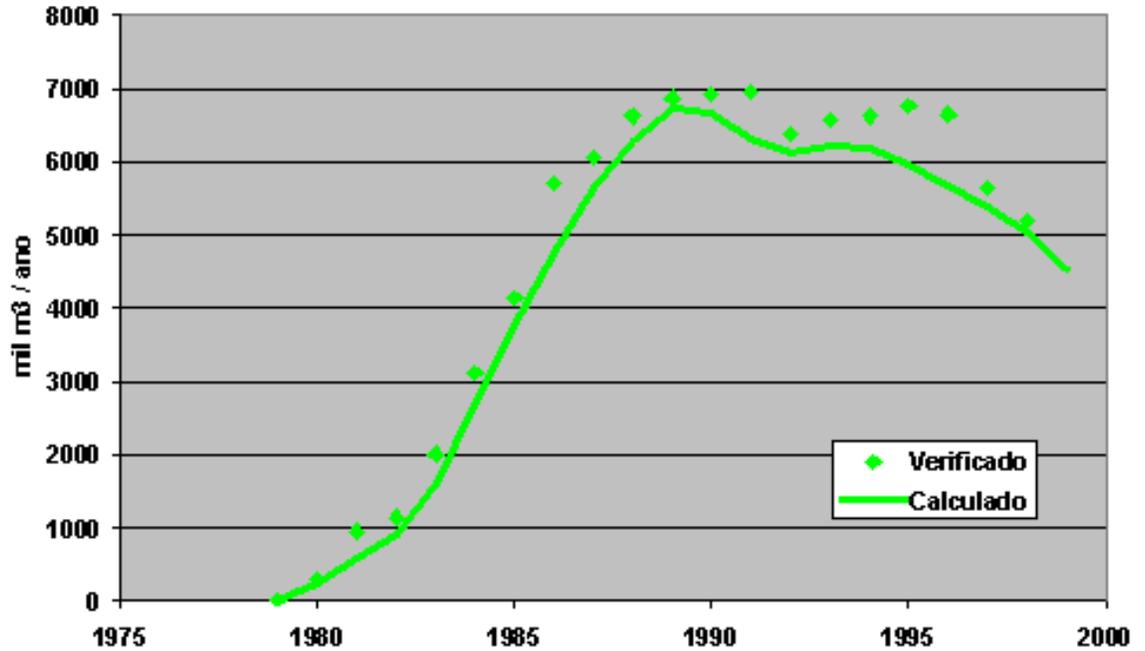


Figura 1- Consumo de Álcool da Frota sobrevivente e curva de consumo com a idade mostrada em 3

Ajuste Consumo X idade - Veículos Leves a Gasolina

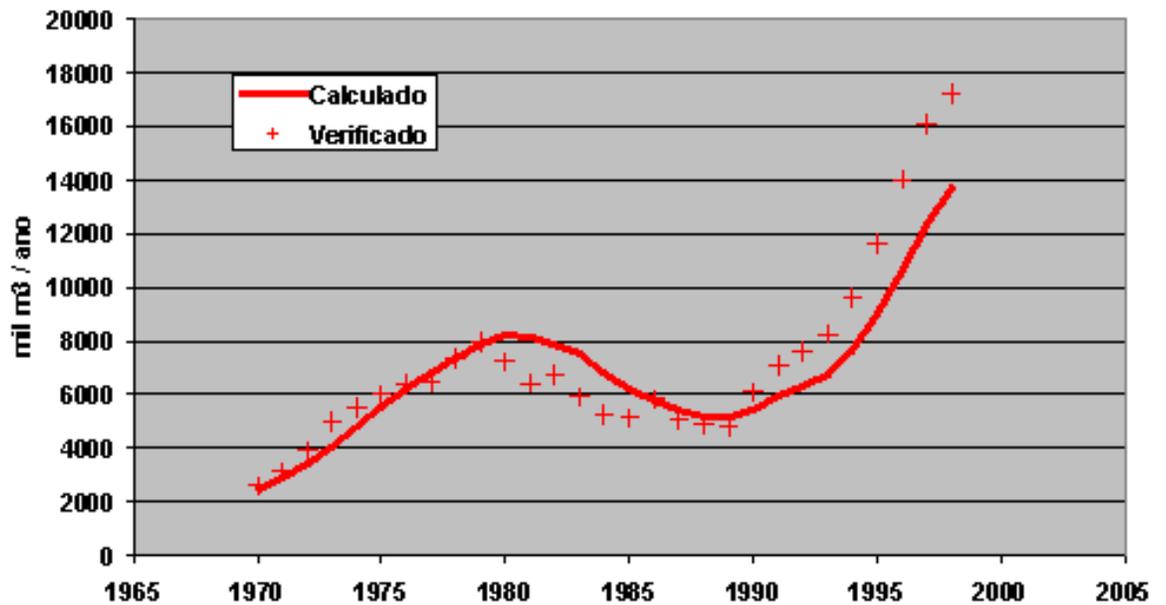


Figura 2: Comparação do consumo dos veículos ditos a gasolina (gasolina + álcool anidro), verificado e calculado a partir de estimativa da frota e da curva de

consumo com a idade mostrada em 3.

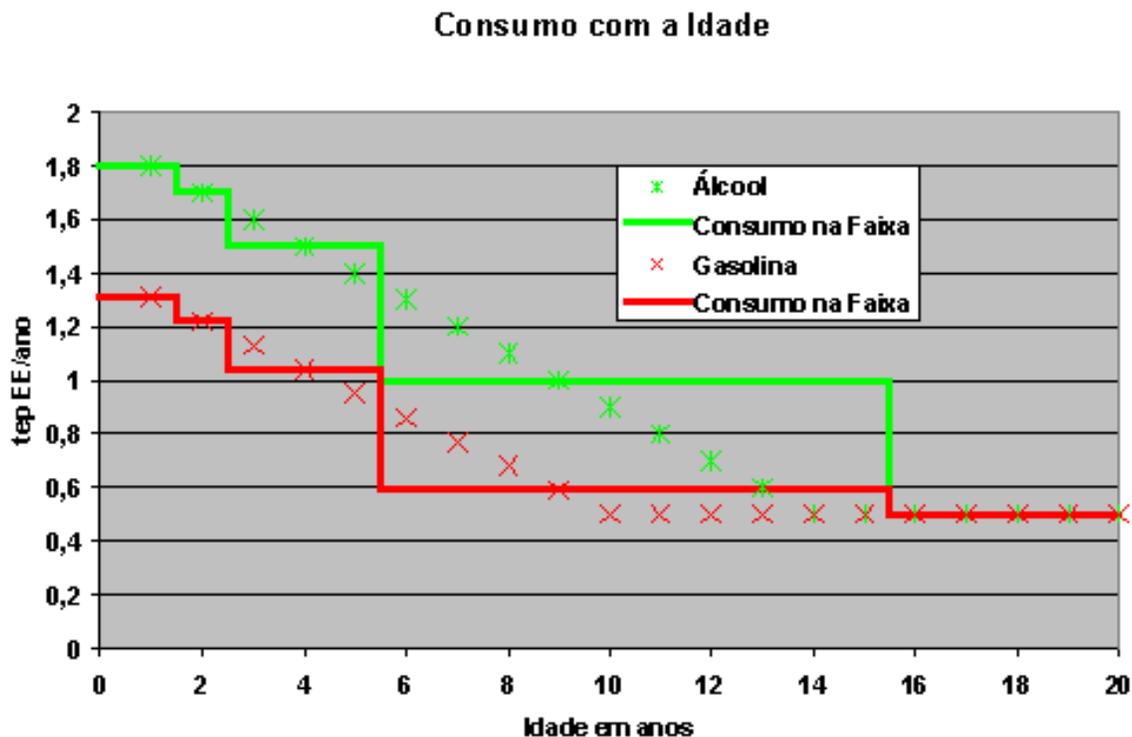


Figura 3: Curva de consumo com a idade e valores utilizados por faixa da idade.

A reprodução do consumo de álcool verificado e mesmo do de gasolina, a partir do ajuste dos parâmetros, é bastante aceitável, tendo-se em vista que não existe no ajuste nenhuma hipótese sobre variação do consumo em função dos preços dos combustíveis e da evolução técnica dos veículos. Apenas o maior consumo da frota a álcool se explica pela política mantida, ao longo do tempo, de favorecer o preço do km rodado usando este combustível.

Como nos últimos anos esta diferença havia sido reduzida, os carros a gasolina passaram a ser destinados a usos mais intensivos, como o da frotas de táxi e de serviços, o que explicaria o consumo superior ao calculado para os últimos anos.

O ajuste serve para definir a distribuição do consumo pelas diferentes faixas de idade já que, com o envelhecimento do veículo, também as condições de emissão se modificam. Este perfil do consumo em função da idade é usado, com o consumo real de cada ano, para avaliar as emissões.

3 – As Emissões Geradoras do Efeito Estufa

Foram aplicados para veículos novos os fatores de emissão para gasolina (mistura carburante com 22% de álcool anidro em volume), baseados nos dados da CETESB apresentados na Tabela -1. Para a evaporação foram adotados os dados baseados nos

veículos americanos de geração anterior. Estes dados foram adotados no Inventário de Gases de Efeito Estufa Brasileiro, em sua atual redação[1], atualmente disponível no endereço <http://www.mct.gov.br>.

Faremos, no que se segue, algumas comparações entre os resultados do presente trabalho – que foi elaborado juntamente com o de objetivos prospectivos – com os dados desse trabalho anterior (colocar o nome do trabalho) que visava levantar o inventário referente às emissões entre 1990 e 1994.

Na Tabela -1 são apresentados os dados de emissão para veículos novos em g/km. Para uso neste trabalho eles foram convertidos para os valores em carbono. Implicitamente a Tabela-1 contém o consumo por km suposto para cada ano de fabricação.

Tabela 1 – Emissões para Veículos Novos – Gasool (22% de Álcool Anidro em volume)

	CO	HC	CH4	NOx	C02	Evapora.	C	Gasool(*)	Vol/Dist	Dist/Vol
	(g/km)	(g/km)	(g/km)	(g/km)	(g/km)	(g/km)	(g/km)	(g/km)	(ml/km)	(km/l)
pré-80	54	4,7	0,94	1,2	174,72	4,3	74,9	97,6	130,5	7,7
80-83	33	3	0,6	1,4	174,72	4,3	64,4	83,9	112,3	8,9
84-85	28	2,4	0,48	1,6	174,72	4,3	61,7	80,4	107,6	9,3
86-87	22	2	0,4	1,9	174,72	4,3	58,8	76,6	102,5	9,8
88	18,5	1,7	0,34	1,8	174,72	4,3	57,1	74,3	99,5	10,1
89	15,2	1,6	0,32	1,6	174,72	4,3	55,6	72,4	96,9	10,3
90	13,3	1,4	0,28	1,4	177,11	0,43	55,2	72,0	96,3	10,4
91	11,5	1,3	0,26	1,3	178,7	0,43	54,8	71,4	95,5	10,5
92	6,2	0,6	0,12	0,6	193,4	0,32	55,9	72,9	97,5	10,3
93	6,3	0,6	0,12	0,8	193,4	0,32	56,0	72,9	97,6	10,2
94	6	0,6	0,12	0,7	193,4	0,32	55,8	72,8	97,3	10,3
95	4,7	0,6	0,12	0,6	206,9	0,32	59,0	76,8	102,8	9,7

(*) 22% álcool anidro 76,75% da massa é C e massa específica de 0,7474 kg/litro.

Na Tabela- 2, em seguida, apresentamos os dados em função do carbono emitido o que facilitará nossos cálculos de emissão.

Tabela 2 – Massa de gases emitidos para uma unidade de massa de carbono contido (gasool).

CO	HC-met.	CH4	NOx	C02	Evaporativas
0,7211	0,0502	0,0126	0,0160	2,3333	0,0574
0,5124	0,0373	0,0093	0,0217	2,7129	0,0668
0,4535	0,0311	0,0078	0,0259	2,8300	0,0696
0,3740	0,0272	0,0068	0,0323	2,9705	0,0731
0,3242	0,0238	0,0060	0,0315	3,0622	0,0754
0,2736	0,0230	0,0058	0,0288	3,1449	0,0774
0,2409	0,0203	0,0051	0,0254	3,2073	0,0078
0,2099	0,0190	0,0047	0,0237	3,2612	0,0078
0,1109	0,0086	0,0021	0,0107	3,4582	0,0057
0,1126	0,0086	0,0021	0,0143	3,4556	0,0057
0,1075	0,0086	0,0021	0,0125	3,4636	0,0057
0,0797	0,0081	0,0020	0,0102	3,5090	0,0054

Na Tabela 3 e 4 são mostradas os valores correspondentes ao álcool hidratado.

Tabela 3 – Emissões para Veículos Novos – Álcool Hidratado

CO	HC-met	CH4	NOx	C02	Evaporativas	C	Álcool Hidr.
-----------	---------------	------------	------------	------------	---------------------	----------	---------------------

	(g/km)	(ml/km)	(km/l)							
80-83	18	0,96	0,64	1	174,7	1,8	56,7	108,6	134,3	7,4
84-85	16,9	0,96	0,64	1,2	174,7	1,8	56,2	107,7	133,2	7,5
86-87	16	0,96	0,64	1,8	174,7	1,8	55,8	107,0	132,3	7,6
88	13,3	1,02	0,68	1,4	174,7	1,8	54,7	104,9	129,7	7,7
89	12,8	0,96	0,64	1,1	164,2	1,8	51,6	98,9	122,2	8,2
90	10,8	0,78	0,52	1,2	163,6	0,29	50,3	96,5	119,2	8,4
91	8,4	0,66	0,44	1	163,1	0,29	49,0	93,9	116,1	8,6
92	3,6	0,36	0,24	0,5	165,6	0,14	47,2	90,5	111,8	8,9
93	4,2	0,42	0,28	0,6	165,6	0,14	47,5	91,1	112,6	8,9
94	4,6	0,42	0,28	0,7	165,6	0,14	47,7	91,4	113,0	8,8
95	4,6	0,42	0,28	0,7	164,9	0,14	47,5	91,1	112,6	8,9

Tabela 4 - Massa de gases emitidos em função da massa de carbono contido (álcool hidratado).

	CO	HC	CH4	NOx	CO2	Evaporativas
80-83	0,3176	0,0169	0,0113	0,0176	3,0826	0,0318
84-85	0,3007	0,0171	0,0114	0,0213	3,1084	0,0320
86-87	0,2866	0,0172	0,0115	0,0322	3,1299	0,0322
88	0,2429	0,0186	0,0124	0,0256	3,1914	0,0329
89	0,2482	0,0186	0,0124	0,0213	3,1832	0,0349

90	0,2146	0,0155	0,0103	0,0238	3,2516	0,0058
91	0,1715	0,0135	0,0090	0,0204	3,3295	0,0059
92	0,0763	0,0076	0,0051	0,0106	3,5085	0,0030
93	0,0883	0,0088	0,0059	0,0126	3,4835	0,0029
94	0,0964	0,0088	0,0059	0,0147	3,4709	0,0029
95	0,0968	0,0088	0,0059	0,0147	3,4702	0,0029

5 - Emissões no Período 1990-1997

O tratamento geral que foi aplicado aos dados permite a geração de resultados para todo o período 1990-1997 que serão apresentados em tabelas anexas 6A .1 a 3. Os valores do consumo anual de carburantes foram distribuídos entre os veículos de maneira que existisse a mesma proporção de consumo por faixa de idade que as calculadas. Na Tabela- 5 comparamos as frotas deste trabalho com as consideradas no Inventário. As frotas deste trabalho são cerca de 20% maior que a do Inventário. Como já comentamos, as estatísticas de frota no Brasil são precárias. Nossa frota foi ajustada para reproduzir o montante e a idade média da frota das estatísticas do DENATRAN citadas pela ANFAVEA em (R8). Elas praticamente coincidem com a frota total para os últimos anos utilizada pela ANFAVEA. As discrepâncias encontradas na apuração das emissões, que nos referiremos, em seguida, não são devidas a esta diferença na frota, já que os consumos e/ou as distâncias percorridas são ajustadas para reproduzir os valores do consumo.

Tabela 5 - Frota de Veículos Leve (mil veículos Inventário (R11)).

	Gasolina		Álcool		Total		Total Geral
	Automóveis	Com. Leves	Automóveis	Com. Leves	Automóveis	Com. Leves	
1990	7085	811	3941	454	11026	1265	12290
1991	7279	832	4001	458	11280	1290	12570
1992	7437	846	4104	471	11540	1318	12858
1993	7678	871	4248	491	11926	1362	13288
1994	8189	931	4362	504	12551	1435	13986

1995	9032	1052	4368	502	13400	1554	14954
------	------	------	------	-----	-------	------	-------

Este Trabalho

	Gasolina		Álcool		Total		Total
	Automóveis	Com. Leves	Automóveis	Com. Leves	Automóveis	Com. Leves	Geral
1990	5724	741	3442	417	9166	1158	10324
1991	5807	762	3481	425	9288	1187	10475
1992	5860	773	3538	440	9398	1213	10611
1993	6458	808	3639	459	10097	1267	11364
1994	6795	873	3615	461	10410	1334	11744
1995	7788	1001	3490	446	11278	1447	12725

Comparação entre os dois trabalhos (nossos valores=100)

	Gasolina		Álcool		Total		Total
	Automóveis	Com. Leves	Automóveis	Com. Leves	Automóveis	Com. Leves	Geral
1990	124	109	114	109	120	109	119
1991	125	109	115	108	121	109	120
1992	127	109	116	107	123	109	121
1993	119	108	117	107	118	107	117
1994	121	107	121	109	121	108	119
1995	116	105	125	112	119	107	118

Os valores das emissões estão mostrados na Tabela -6.

Foram consideradas nas emissões:

- Frota estimada nas faixas etárias;
- Consumo correspondente a essa frota, considerando o consumo do veículo novo no ano de origem e a idade do veículo;
- Consumo renormalizado de maneira a reproduzir demanda Otto para veículos leves;
- estimativa de uma degradação no nível das emissões para os hidrocarbonetos (inclusive metano) e para o monóxido de carbono[2];.
- Determinação da emissão em carbono a partir da massa de carbono por kg de combustível;
- Determinação da emissão no ano inicial de acordo com as Tabelas 2 e 4.;
- Propagação das emissões no ano de venda dos veículos para cada faixa de idade (médias ponderada de valores conforme o caso);
- Avaliação do efeito de envelhecimento por faixa etária para CO e HC; e
- Determinação das emissões por combustível e por gás poluente.

Tabela 6 - Emissões por Veículos Leves (mil t/ano)

		Gasolina (pura)					
		CO	HC	NOx	CH4	CO2	Evap
1990		3296	225	83	56	9345	273
1991		3322	229	98	57	11412	248
1992		3125	218	105	55	12400	229
1993		2974	207	103	52	14142	235
1994		2874	201	112	50	17010	220
1995		2983	210	125	52	22198	199

1996	3128	221	140	55	27526	216
1997	3090	218	149	55	31622	216

Álcool Anidro (na mistura)

	CO	HC	NOx	CH4	CO2*	Evap
1990	406	28	10	7	1191	34
1991	511	35	15	9	1799	38
1992	652	46	22	11	2643	48
1993	644	45	22	11	3123	51
1994	732	51	29	13	4396	56
1995	684	48	29	12	5142	46
1996	736	52	33	13	6539	51
1997	823	58	40	15	8487	58

Mistura Carburante (gasool)

	CO	HC	NOx	CH4	CO2+CO2*	Evap
1990	3702	252	94	63	10536	306
1991	3833	265	113	66	13211	286
1992	3777	264	126	66	15043	276
1993	3618	252	125	63	17265	286
1994	3606	252	141	63	21406	276
1995	3667	258	154	65	27340	245
1996	3864	273	173	68	34065	267

1997	3913	276	188	69	40110	274
------	------	-----	-----	----	-------	-----

Álcool Hidratado

	CO	HC	NOx	CH4	CO2*	Evap
1990	1241	77	98	51	12052	116
1991	1259	77	91	51	12082	112
1992	1117	68	75	45	11147	95
1993	1099	66	76	44	11614	86
1994	1082	65	76	43	11771	85
1995	1124	68	79	45	11934	96
1996	1076	66	79	44	11801	89
1997	907	57	69	38	10029	72

Total

	CO	HC	NOx	CH4	CO2+CO2*	Evap
1990	4942	329	192	114	22588	422
1991	5092	342	204	118	25293	398
1992	4894	332	202	111	26190	371
1993	4718	318	201	107	28879	372
1994	4687	317	217	106	33177	361
1995	4791	326	233	110	39274	341
1996	4940	339	251	112	45866	355
1997	4819	333	257	107	50138	346

(*) O CO₂ emitido a partir da biomassa é anulado na produção, sob o ponto de vista de efeito estufa. Do ponto de vista cumulativo, o mesmo procedimento deveria ser adotado para o CO.

Os resultados deste trabalho para emissões têm uma concordância não longe da esperada para o álcool hidratado. Com efeito, o ajuste do consumo específico compensa o valor superior da frota. Existem diferenças bastante significativas no que se refere à mistura carburante ou gasool.. Aparentemente, essas diferenças se devem à adoção do critério diferente na contabilidade de carbono. Uma análise dessas diferenças é feita em anexo

6 – Variação na Mistura

As emissões com a mistura carburante variam de acordo com a sua composição. A consideração correta do efeito desta variação exigiria, no entanto, uma análise em cada momento do efeito das mudanças sobre essas emissões. Foram relatados efeitos sobre a emissão de CO que seriam tão mais positivos percentualmente, quanto piores fossem as condições de emissão. Este fato não parece estar refletido na tabela usada como referência.

As variações na mistura carburante são mostradas no Gráfico da Figura 4.

Álcool Anidro na Mistura Carburante

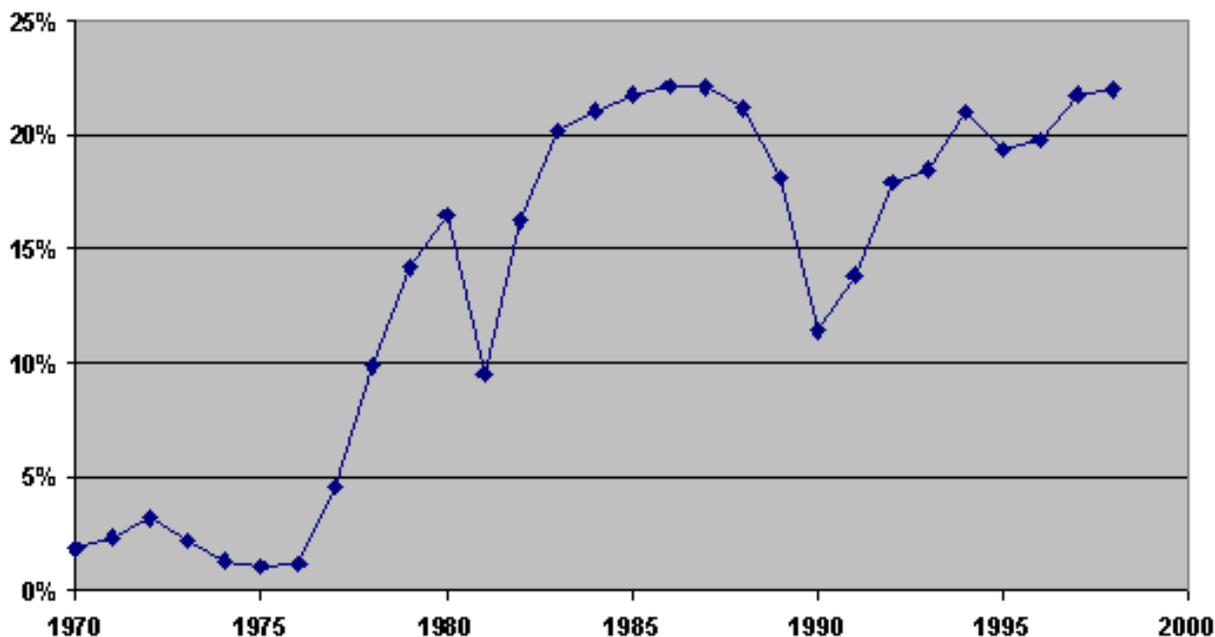


Figura 4: Variação do álcool anidro na mistura (média nacional).

No período focalizado por este trabalho, 1990/97 houve considerável mudança na mistura, sobretudo nos dois últimos anos. Em nosso processo de cálculo a divisão entre álcool anidro e gasolina é feita automaticamente.

7- Emissões por Idade da Frota

O procedimento adotado permite identificar, por tipo de emissão, a faixa de idade em que se origina a emissão. O processo permite facilmente mudar estas faixas de idade. O levantamento foi feito, ano a ano, entre 1970 e 1998. As tabelas correspondentes são as Tabelas 6A.4,5 e 6.

Na Figura 5 mostramos a evolução, por faixa etária das emissões de CO₂ da gasolina (sem incluir as do álcool anidro que não devem ser contabilizadas por provir da biomassa).

Emissões CO2 Frota Leve Gasolina

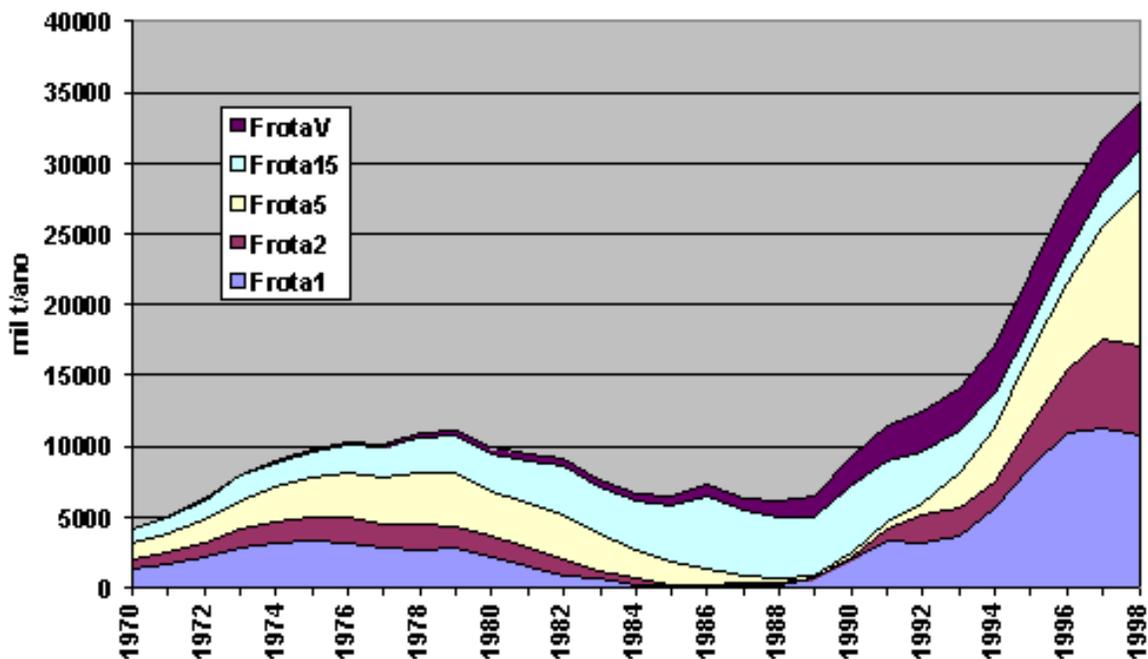


Figura 5: Emissões da frota leve a gasolina por faixa de idade

A Figura 6 mostra as dramáticas modificações nas emissões, fruto das modificações na frota.

Emissões CO2 Frota Leve Gasolina

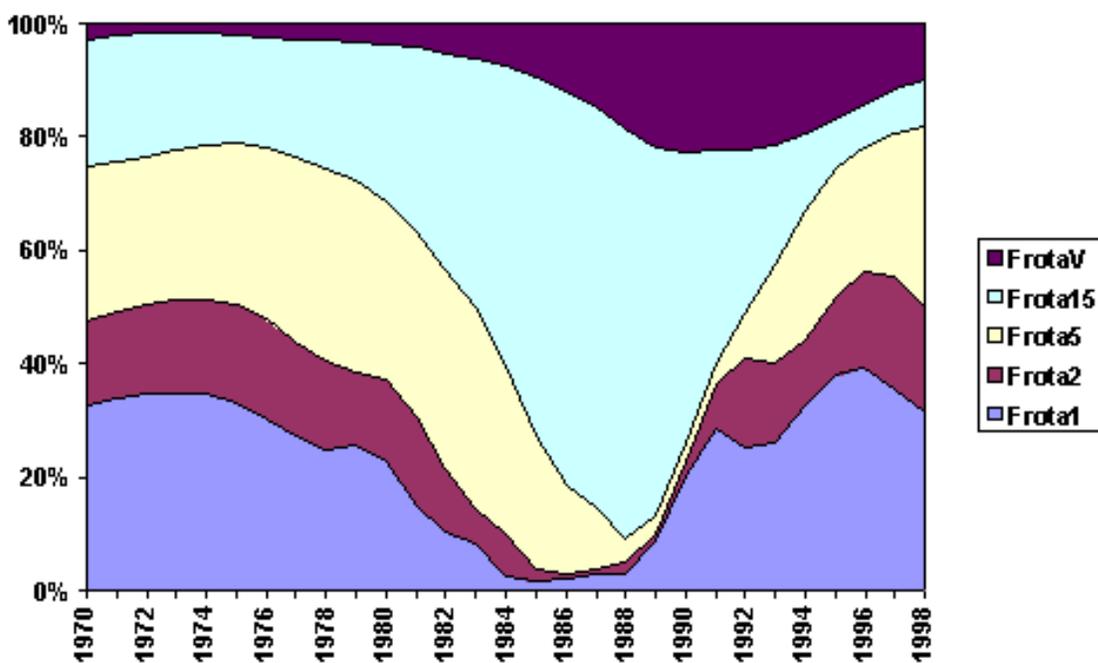


Figura 7: As emissões dos veículos de mais de 5 anos eram responsáveis por quase 90% da emissões em 1988.

8 - Emissões Evitadas

As emissões evitadas pelo processo de substituição e deslocamento da frota que sofreu o país no passado, mas cujos efeitos perduram até hoje devem considerar portanto pelo menos três fatores:

- A presença do álcool anidro e hidratado;
- deslocamento da gasolina pelo diesel (de maior eficiência); e
- A melhora na eficiência dos motores .

Vamos tentar avaliar os dois primeiros.

O uso do conceito de Energia Útil permite tratar de uma maneira clara e simples o processo de substituição sem confundí-lo com uma melhora geral na eficiência que seria o terceiro fator que afeta o conjunto dos combustíveis.

Tabela 7: Emissões Evitadas

Emissões Reais

	CO	CO*	HC	NOx	CH4	CO2	Evap
1990	3296	1647	329	192	114	9345	273
1991	3322	1770	342	204	118	11412	248
1992	3125	1769	332	202	111	12400	229
1993	2974	1744	318	201	107	14142	235
1994	2874	1813	317	217	106	17010	220
1995	2983	1808	326	233	110	22198	199
1996	3128	1812	339	251	112	27526	216
1997	3090	1729	333	257	107	31622	216

Emissões Usando Gasolina

	CO	CO*	HC	NOx	CH4	CO2	Evap
1990	7913		540	200	135	22439	655
1991	7616		526	225	131	26163	569
1992	6937		485	232	121	27522	507
1993	6492		452	225	113	30868	513
1994	6085		426	238	107	36012	466
1995	5795		408	243	102	43124	387
1996	5694		402	255	101	50112	393
1997	5285		373	254	93	54083	370

Emissões Evitadas

	CO	CO*	HC	NOx	CH4	CO2	Evap
1990	2971	1647	211	9	21	13094	382
1991	2524	1770	184	21	14	14751	321
1992	2043	1769	153	31	10	15122	279
1993	1774	1744	134	24	6	16726	278
1994	1397	1813	109	21	0	19002	246
1995	1004	1808	82	10	-8	20926	188
1996	754	1812	63	3	-12	22587	177
1997	465	1729	40	-3	-14	22460	153

Emissões Evitadas (percentual em relação à gasolina)

	CO	CO*	HC	NOx	CH4	CO2	Evap
1990	38%	21%	39%	4%	15%	58%	58%
1991	33%	23%	35%	9%	11%	56%	56%
1992	29%	25%	32%	13%	8%	55%	55%
1993	27%	27%	30%	11%	5%	54%	54%
1994	23%	30%	26%	9%	0%	53%	53%
1995	17%	31%	20%	4%	-7%	49%	49%
1996	13%	32%	16%	1%	-12%	45%	45%
1997	9%	33%	11%	-1%	-15%	42%	42%

As emissões evitadas (média no período) estão resumidas na Tabela de substituição. A substituição de cada 1tep de gasolina (equivalente) por álcool anidro na mistura gerou uma redução na emissão de CO₂ de 2,26 t. Não foram computados os efeitos da adição do álcool anidro para a redução das emissões de outros gases, já que a emissão da gasolina foi considerada a mesma da mistura carburante. Testes no Brasil, EUA e Japão comprovaram uma redução de emissão de CO e HC e um aumento de NOx e de CH₄. Normalmente, os efeitos benéficos superam os negativos. A redução da mistura, para carros regulados para usá-la tem, de modo geral, efeitos negativos no desempenho e nas emissões.

A substituição de 1 tep de gasolina por álcool hidratado gerou, na média, uma redução de 2,13 t de CO₂, 0,24 t de CO e resultados praticamente indiferentes para os outros gases.

Nas condições de 1997, os efeitos do melhor rendimento dos veículos a gasolina, a redução dos melhoramentos nos veículos a álcool e, sobretudo, o envelhecimento da frota tornaram menos significativos os efeitos da substituição.

Também assinalamos na Tabela -8, as emissões de carbono na forma de CO* que representam material de natureza orgânica que, uma vez completamente oxidado, cessam seus efeitos no meio ambiente. A alternativa é considerar o crédito de CO₂ na produção da biomassa e o débito em CO.

REFERÊNCIAS

- (1) Um Modelo econométrico para Demanda de Gasolina pelos Automóveis de Passeio Ricardo Paes de Barros e Silvério Soares Ferreira IPEA - Maio de 1992 - 135 pág
- (2) Estatísticas Históricas do Brasil IBGE 1987 - Volume 3
- (3) Últimos anos GEIPOT e ANFAVEA - Anuário Estatístico / Statistical Yearbook 1998

(páginas na Internet)

Veja Também: [Coeficientes de Emissão em Veículos Pesados](#) e [Emissões em Veículos Pesados](#)



	Blocos	Área - km²
Exploração	4	47093,21
Desenvolvimento	0	0
Produção	0	0

	Blocos	Área - km²
Exploração	17	21764,59
Desenvolvimento	12	104,36
Produção	60	2342,41

	Blocos	Área - km²
Exploração	9	52626,67
Desenvolvimento	6	395,07
Produção	3	408,60

	Blocos	Área - km²
Exploração	13	10145,54
Desenvolvimento	4	28,38
Produção	29	996,41

Áreas de Concessão

- Blocos Arrendados na Plataforma Litorânea
- Blocos Arrendados na Segunda Litorânea
- Blocos Concedidos a Petróleo
- Blocos em Parceria com a Petrobras
- Campos de Produção - Petróleo
- Campos de Produção em Parceria com Petróleo

Total no Brasil

	Blocos	Área - km²
Exploração	122	431104,93
Desenvolvimento	43	1107,48
Produção	242	12131,58
TOTAL	407	444343,99

Fonte: ANP/SDT - Atualização: 15 de fevereiro de 2007

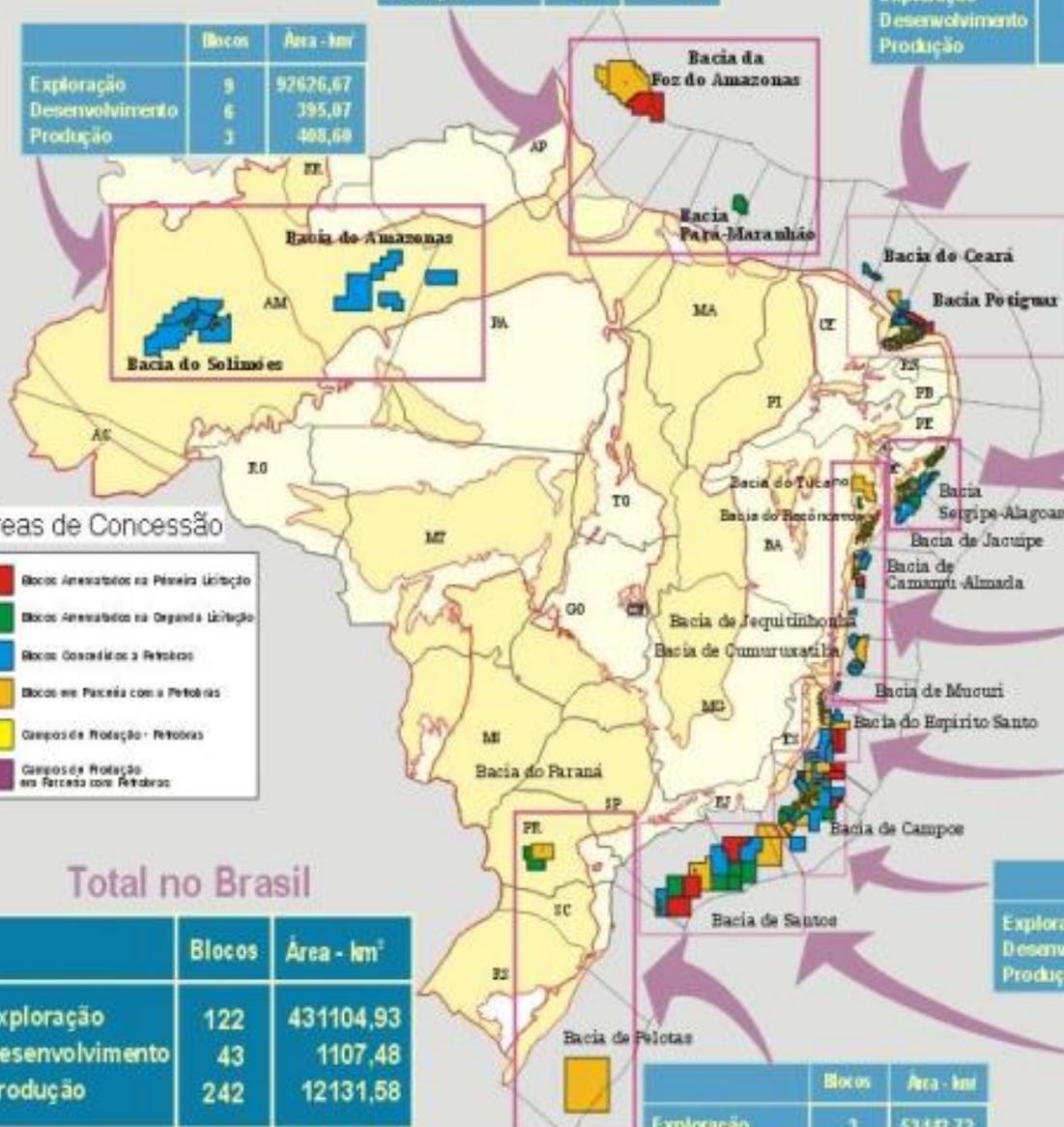
	Blocos	Área - km²
Exploração	25	27251,06
Desenvolvimento	13	122,68
Produção	72	1090,07

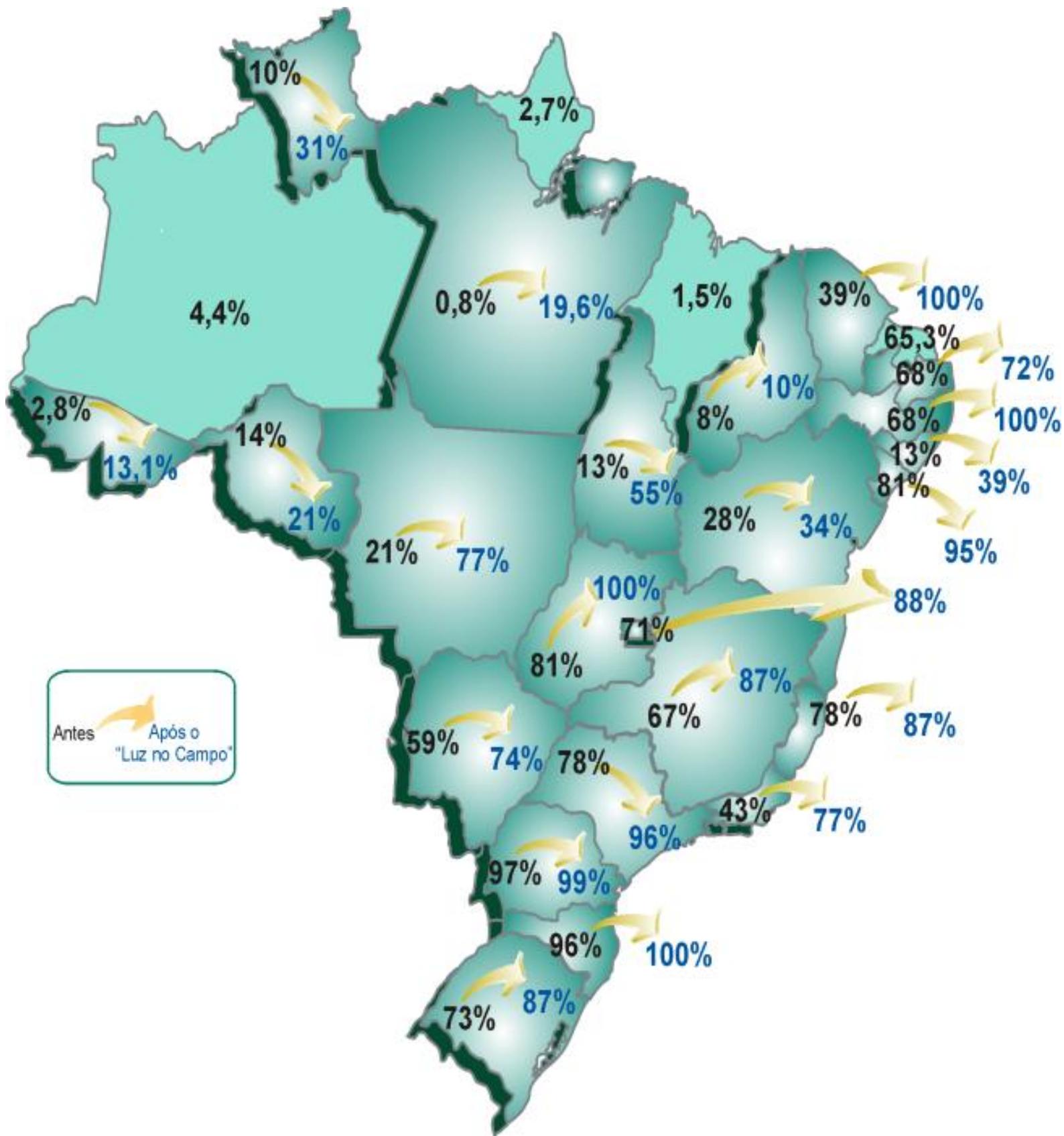
	Blocos	Área - km²
Exploração	10	20441,74
Desenvolvimento	3	98,82
Produção	38	220,17

	Blocos	Área - km²
Exploração	27	56227,18
Desenvolvimento	1	154,11
Produção	30	6821,91

	Blocos	Área - km²
Exploração	14	9411,22
Desenvolvimento	3	109,47
Produção	2	244,01

	Blocos	Área - km²
Exploração	3	5344,72
Desenvolvimento	1	1,59
Produção	0	0





Antes → Após o "Luz no Campo"


[Página Principal](#)
[Aplicação de](#)
[Coeficientes da Matriz](#)
[de Emissões](#)
[Dívida Pública do Brasil](#)
[Setor Energético 2000](#)
[Aplicação de](#)
[Coeficientes da Matriz](#)
[de Emissões](#)
[Coeficientes de Emissão](#)
[em Veículos Pesados](#)
[Emissões em Veículos](#)
[Pesados](#)
[Emissões em Veículos](#)
[Leves](#)
<http://ecen.com>
[Vínculos e&e](#)
[Livro de Visitas](#)
[Matriz Energética e de Emissões](#)
<http://ecen.com/matriz>
[Download:](#)
[BEN 1970/1999 -](#)
[Planilha em Excel](#)
Equipe e&e

Se existe uma unanimidade sobre Lamartine Navarro Jr., falecido em 22 de Março de 2001, é que ele foi um lutador. Em Fevereiro deste ano ele recebeu uma justa homenagem prestada pelo Ministro Pratini Moraes e muitos amigos. Na ocasião outro grande brasileiro, o ex-ministro João Camilo Penna, impossibilitado de comparecer, enviou carta ao Ministro Pratini com seu testemunho pessoal sobre o Dr. Lamartine Navarro Jr.:

“Trabalhamos vários anos, de 1979 a 1984 e ainda depois, lado a lado, na concepção e na implantação do Pró-Álcool.

Eram marcantes e muito impressionaram-me a sua competência, a sua garra, a sua capacidade de luta, a sua persistência empresarial, enfim. Mas, acima de tudo, ele era movido, sempre percebi isto, pelo seu conhecimento do problema energético mundial e brasileiro e pelo seu acendrado amor ao Brasil, que não vinha de esperança ingênua, mas de conhecimento e confiança.

O Dr. Lamartine Navarro Jr. é, seguramente, um grande brasileiro, merece a gratidão e as homenagens de todos nós.”

Lamartine Navarro era um homem capaz de defender, até com veemência, sua posição em uma reunião e mostrar, fora dela, a grande cordialidade e solidariedade que lhe nascia do coração.

Em nosso trabalho, nos anos oitenta, na Comissão Nacional de Energia, brincávamos com ele que, diferentemente de seu homônimo compositor, ele era Lamartine o Bravo. Ele o foi em sua vida no sentido mais nobre do termo.

Lamartine Navarro Jr., um homem que amava o Brasil na prática.

hiway

12