

# El Desafío Energético del Siglo XXI

Energy and climate change: the urgent  
need for action

*David Buchan, Senior Research Fellow, Oxford Institute  
for Energy Studies*

El mercado energético en Brasil

*Mauricio Tolmasquim, Presidente, Empresa de Pesquisa  
Energética, Brasil*

Lecciones de la crisis

*Marcelo Tokman Ramos, Ex Ministro de Energía de Chile*

# EL DESAFÍO ENERGÉTICO DEL SIGLO XXI

ENERGY AND CLIMATE CHANGE:  
THE URGENT NEED FOR ACTION

EL MERCADO ENERGÉTICO EN BRASIL

LECCIONES DE LA CRISIS

Octubre 2010



# EL DESAFÍO ENERGÉTICO DEL SIGLO XXI

ENERGY AND CLIMATE CHANGE:  
THE URGENT NEED FOR ACTION

EL MERCADO ENERGÉTICO EN BRASIL

LECCIONES DE LA CRISIS

Documentos de Trabajo

Nº 89

Octubre 2010

Los trabajos incluidos fueron presentados en el seminario  
"El Desafío Energético del Siglo XXI"  
realizado el día 18 de agosto de 2010 con el auspicio de  
YPF S.A.

CONSEJO ARGENTINO PARA LAS RELACIONES INTERNACIONALES

**Documentos de Trabajo**

**Nº89**

**OCTUBRE 2010**

**ISSN 1668-933X**

CARI Consejo Argentino para las Relaciones Internacionales  
Uruguay 1037, piso 1º, C1016ACA Buenos Aires, República Argentina  
Teléfono: (005411) 4811-0071 al 74 – Fax: (005411) 4815-4742  
Correo electrónico: [cari@cari.org.ar](mailto:cari@cari.org.ar) – Sitio Web: [www.cari.org.ar](http://www.cari.org.ar)

# CONTENIDOS

Energy and climate change: the urgent need for action  
*David Buchan, Senior Research Fellow, Oxford Institute for Energy Studies*.....7

El mercado energético en Brasil  
*Mauricio Tolmasquim, Presidente, Empresa de Pesquisa Energética de Brasil*.....26

Lecciones de la crisis  
*Marcelo Tokman Ramos, Ex Ministro de Energía de Chile*.....40

Sobre los autores.....52



# Energy and climate change: the urgent need for action

*David Buchan, Senior Research Fellow, Oxford Institute for Energy Studies*

## Climate change: a global challenge without precedent

Climate change is not necessarily humanity's biggest threat – earth could be hit by a huge meteorite (a few climate sceptics base their scepticism on the grounds that a big meteorite strike is more likely, or will arrive sooner, than drastic climate change). But the difference is that a meteorite strike is nothing of our doing, while climate change, as we are beginning to experience it as an accelerating phenomenon, almost certainly is. Almost certainly, but it is not possible to assert that every increase in today or tomorrow's level green house gases in the atmosphere is man-made. This is because the main green house gases – water vapour, carbon dioxide, methane and nitrous oxide – are products of both the natural ecosystem and of mankind, thereby complicating the argument of the precise human contribution to climate change. Natural evaporation produces water vapour which forms clouds, forest fires give off carbon dioxide, and rotting vegetation produces methane. But carbon dioxide accounts for around 75 % of the total volume of GHGs, and the big increase we have seen in CO<sub>2</sub> is mainly due to our burning of carbon-rich fossil fuels for energy. Carbon dioxide is also released when forests are cut down and when land is ploughed up – which is why changes in land use and deforestation are being tackled in climate change negotiations. I recognise the enormous importance, to this continent and to the world, of stopping the cutting down of the Amazonian basin rain forest.

Nonetheless, energy or fossil fuel use is the biggest cause of man-made climate change, though it varies from country to country. In a relatively industrialised and high energy-consuming society like the US, energy-related CO<sub>2</sub> represents 80% of the country's man-made GHGs. At the other extreme is New Zealand, where energy accounts for a smaller share (43%) of total emissions than agriculture (48%). Argentina is very similar to New Zealand in this regard. According to its latest report to the United Nations, energy use accounts for 46.6% of Argentina's green house gases, expressed as carbon dioxide equivalent, compared to the contribution of 44.3% from agriculture and livestock. The global average for energy's contribution to GHG emissions is around 64%.

My focus is on fossil fuels' contribution to man-made climate change because it is the main cause and the hardest to remedy. It would not be a revolution if we chopped down fewer trees or cultivated crops by drilling seed directly into the soil instead of releasing carbon with open furrow ploughing. But it would be a revolution if we had to heat our houses, cook our

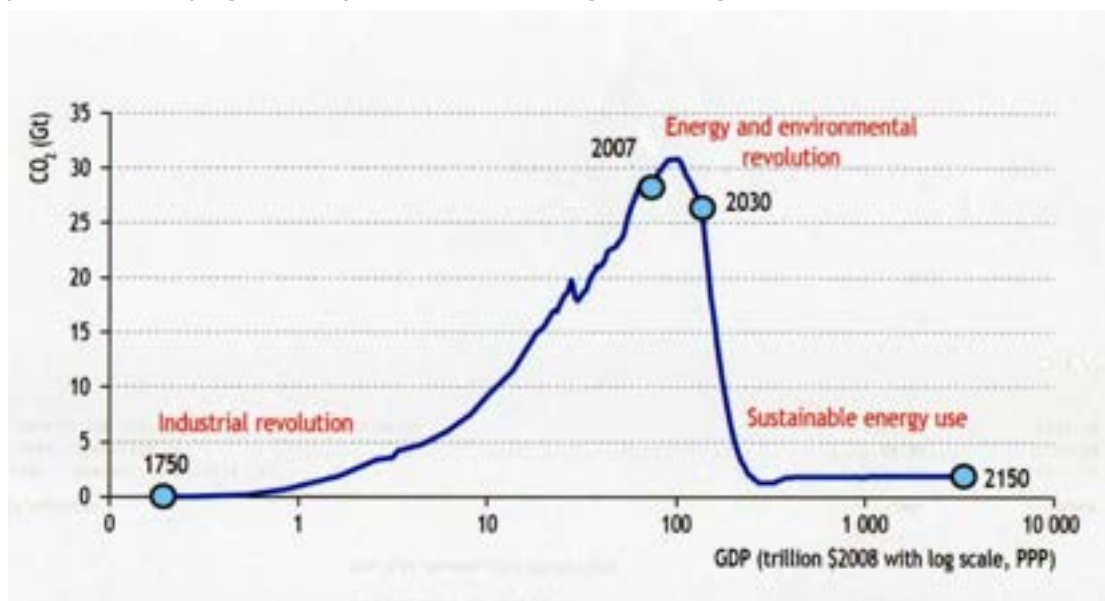


meals and power our cars with something much less convenient than fossil fuels. This is the revolution we need to embark on.

On the supply side, it has taken us decades to develop our fossil fuelled energy system, and it will take us decades to replace it with a low carbon energy system. On the demand side, we also need to learn to be more sparing in our use of energy. The shift to a more energy efficiency, low carbon economy will involve higher energy costs and probably some constraints on how people use energy. This will be tough, given the factors driving energy growth forward – the increases in world population, wealth and mobility. To state the totally obvious, neither genocide nor enforced poverty are acceptable solutions for curbing energy use, while any restriction on mobility – which is the defining feature of our globalised economy and way of life – will be politically very sensitive.

Climate change requires a global response like no other issue, because so many people contribute to it and so many people will be affected by it. But for all the post-1945 increase in cross-border cooperation and organisations, so far the international community has failed to rise to the challenge. The effort to tackle the problem within the United Nations continues. It has, however, become clear since the December 2009 Copenhagen conference that strong national action on climate by countries or regions around the world may have to be the foundation – not the result – of any global agreement. But even at the national level, climate change is an issue that most political systems find very difficult to deal with. In democracies, politicians generally hate imposing any pain on voters for fear of not being re-elected, particularly if the benefit of maintaining climate stability will only accrue to future generations unborn.

Historical link between energy-related Co<sub>2</sub> emissions and economic output, and the future pathway to keeping the temperature rise to 2 degrees centigrade



Source: International Energy Agency, World Energy Outlook, 2009

## Urgency

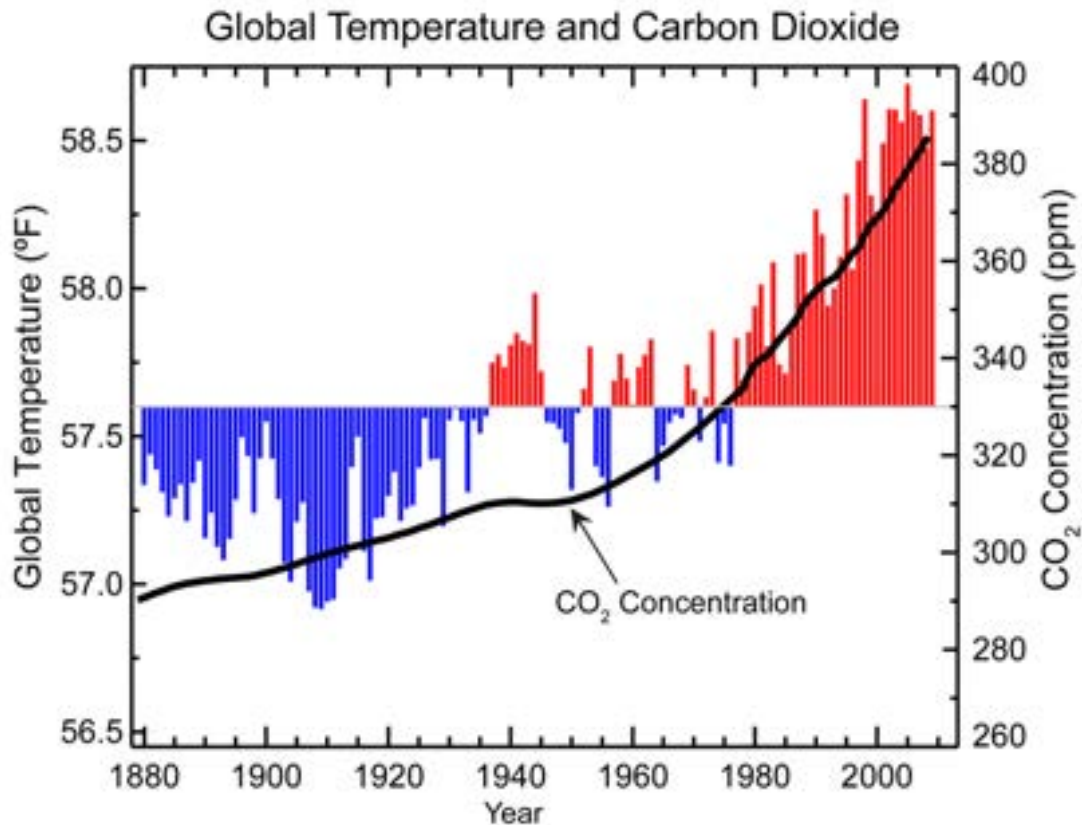
One of the few items of agreement at Copenhagen was recognition of "the scientific view that the increase in global temperature should be below 2 degrees Celsius", below the earth's pre-industrial level of GHGs. We are already at around a 1 degree increase. Even if we were suddenly able to stop emitting any Co<sub>2</sub> altogether, there would be some further increase because of the time lag between emissions and temperature rise and because Co<sub>2</sub> persists for decades in the atmosphere. No one knows precisely what level of GHGs is consistent with the 2 degree goal. It is thought that a level of around 450 parts per million of Co<sub>2</sub> equivalent might give us a 50/50 chance of containing the temperature rise to 2 degrees. We are almost there already, around 435 ppm of Co<sub>2</sub>e. The main constituent of this is Co<sub>2</sub>, which was 392ppm as measured in June 2010 by the US National Oceanic and Atmospheric Administration in the otherwise pure air of Hawaii; in June 2009 it was 389 ppm, and in June 2008 387 ppm (see chart below). So the Co<sub>2</sub> increases, the mercury in the thermometer rises, and the clock ticks.

We need to take urgent action to curb the flow of Co<sub>2</sub> into the atmosphere because it is so hard to reverse, for two reasons:

- Co<sub>2</sub>'s life in the atmosphere is long, at least 100 years. And the atmosphere is where most of the Co<sub>2</sub> we emit these days is going. We now generate about 30 gigatonnes of energy-related Co<sub>2</sub> every year. This far exceeds the natural capacity of earth's ecosystem – soil, vegetation and oceans – to absorb Co<sub>2</sub>. This natural absorption capacity was estimated in 2006 by the UK's Stern commission at about 5 gigatonnes of Co<sub>2</sub> a year; it may be less now due to ocean acidification. Every 10 year delay in achieving peak emissions, at the global level, adds another 0.5 degree to probable world temperature rise.
- The financial cost of delay is very large. The International Energy Agency estimates that each year of delay before moving to an emission trajectory of 450 parts per million (see below) adds an extra \$500bn to the global bill of \$10.5 trillion (thousand billion) of mitigating climate change. The reason is the very slow turnover of capital equipment in the energy sector, because it has such a long working life. A country building a coal-fired power plant today will be "locked in" to producing carbon emissions for 60 years; Poland has a couple of coal power plants that are 100 years old. Even if all power stations built from now on were carbon-free, Co<sub>2</sub> emissions from the electricity sector might only be a quarter lower in 10 years time.

Global annual average temperature measured over land and oceans.

Red bars indicate temperatures above and blue bars indicate temperatures below the 1901-2000 average temperature. The black line shows atmospheric carbon dioxide concentration in parts per million.



Source: National Oceanic and Atmospheric Administration, 2010

This near-irreversibility of climate change makes action so urgent and delay so bad. It is also why I have argued elsewhere that it requires the same approach as war [1]. In normal peacetime, if a policy fails, we can always demand that our governments re-do it, or we can try one policy or instrument and if that does not work, go back and try another instrument. Combating climate change is more like war; you have to throw all available resources, policies, instruments at the problem, because you do not have the luxury of going back to the drawing board and starting again. The problem will then be worse, and perhaps unsolvable.

**Total war does not mean total sacrifice**

Just before the Copenhagen summit, the International Energy Agency published as part of its World Energy Outlook 2009 a scenario of what the world would look like, if it decided on a

realistic effort to hold the line at 450 ppm. To keep within the 450 ppm scenario, GHGs would have to peak at 44 gigatonnes of Co<sub>2e</sub> in 2020 and decline to 21 gigatonnes by 2050. The cost would be in the range of 0.9-1.6% of gdp by 2030. But even the top limit of this cost estimate would not be punitive. A 1.6% fall in gdp in terms of 2030 would be the equivalent of losing a few months growth over two decades. This loss of growth is small and gradual because world gdp is assumed, reasonably, to double between 2007 and 2030. Think of this loss of gdp like loss of sleep - you might feel awful if you miss a whole night's sleep, but you would not notice sleeping 10 minutes less a night over 20 years.

Likewise, a 450ppm world would not be the end of fossil fuels or fossil fuel producers. Far from it, in the IEA scenario, fossil fuels would still play a major role. Demand for all fuels would increase, except for coal where consumption would drop sharply in two big markets of China and the US. But coal mining is a miserable business, whether underground, where it is the much shared hardship and risk of underground mining that makes mining communities so socially cohesive, or above-ground strip mining, which is environmentally destructive. In United Nations climate negotiations, Opec oil-producing countries campaign against any global cap or penalty on carbon. But the IEA projection shows that Opec countries worry needlessly about the effect of climate change policies on their main product. In 2030 Opec countries could be selling 11m barrels a day more than in 2008, with a market share that would have risen from 44% of today's oil market to 55% of the oil market in 2030. Opec's oil export revenue would be a bit smaller (due to lower oil export sales and a lower oil price) than if it would be without global climate change policies. But this would just be a postponement of revenue (with more oil left in the ground for future Opec generations to sell).

By contrast, gas which emits 30% less Co<sub>2</sub> than oil and 45% less than coal, would probably become more valuable, a fact of benefit to gas producing countries such as Argentina. Of equal benefit to big agricultural producers like Argentina, would be the increase in bio-fuels. Care must be taken that bio-fuel production does not compete with food production or displace food production into forest areas, tropical or temperate. But bio-fuel could be a more 'democratic' substitute for oil, in the sense that the potential for growing bio-fuels is more widespread around the world and within national borders compared to oil, which is found in relatively few countries and is usually only exploitable by large companies. Other renewable energies - solar and wind power - offer some prospect of providing electricity to the many people, estimated at 1.3bn and mainly in Africa and south Asia, without electricity.

One inevitable aspect of a world headed for no more than 450ppm of Co<sub>2e</sub> would be a slowdown in China's headlong growth rate. This would be generally welcome. According to a recent presentation by Professor Hu Angang of Tshinghua University, China's recent average gdp growth rate of over 10% in 2001-2008 caused a dramatic increase in energy and electricity consumption, and therefore in emissions, because every power plant, however old or dirty, is used to power a great deal of heavy industry when China grows at this top speed. Contrast this in the table below with the far slower growth in energy and electricity in 1996-2000 when China was growing at only an annual average of 8.63%. However, it is worth bearing in mind the effect of

more balanced growth on China's raw material suppliers. A slower-growing China would have less need for copper from Chile or soy from Argentina and Brazil.

	1996–2000 average	2001–2008 average
<i>China's GDP growth %</i>	8.63	10.2
<i>Energy consumption growth %</i>	1.10	9.4
<i>Ratio of energy/GDP growth</i>	0.127	0.922
<i>Electricity consumption growth %</i>	6.11	12.5
<i>Ratio of electricity/GDP growth</i>	0.708	1.22

*Source: Professor Hu Angang, Tsinghua University, 2010*

### Totally inadequate political action

But to get to this 450ppm trajectory, the IEA estimated we would need:

- A carbon cap and trade market covering industry and the power sector in all industrialised countries in North America, Europe and Asia.
- National measures in all major emitting countries like China.
- Sectoral agreements covering major energy-using industries across the globe.

Yet, instead we have a world in which:

- The only agreed follow-on to the Kyoto protocol is the vague and loose Copenhagen. As mentioned before, it recognizes the scientific advice to keep the temperature increase to within 2 degrees Celsius, but says nothing about how to achieve that. It simply states that various approaches will be pursued to enhance cost-effectiveness and promote mitigation action, including the use of carbon markets.
- Europe has extended its emission trading scheme until 2020, and added theoretically binding targets for renewable energy and bio-fuels to its fairly ambitious climate programme. In contrast to the most of the rest of the world, it has reduced emissions since 1990 (as required to do under Kyoto). But this has been mainly due to the post-communist slump of its eastern European members, and to the recent recession which was responsible for a 9 % drop in emissions in 2009.

- The only companies which would now like to enter into global sectoral emission reduction commitments are EU companies already in the Europe's ETS. These EU companies fear losing market share to non-EU rivals which have no carbon constraints.
- The US, along with the BASIC countries, did not want the Copenhagen accord to go beyond setting a vaguely worded document in order to allow countries to get on with their national measures. It pledged a 17% emission reduction by 2020, based on a 2009 bill passed by the House of Representatives. But this pledge was rendered worthless in 2010 in the US Senate where the opposition of most Republicans and some Democrats killed any chance of the Senate matching the House with similar climate legislation. Washington's failure to act is not unexpected. US presidents are finding it harder to carry domestic legislation through an increasingly divided and partisan Congress. Virtually all US Republicans were bound to oppose the 'cap' part of the proposed cap and trade system as a tax. What was more surprising is that many Democrats have taken a dislike to the 'trade' part of the proposed cap and trade system as somehow leading to fraud. These Democrats felt that carbon permit trading would end up in the hands of the same greedy and incompetent Wall Street bankers who had so over-reached themselves in financial markets. As a result, US politicians have, for the moment, proved themselves incapable not only of 'leadership' but even of 'followership' on climate issues (in this case following the European Union). If the US is providing any leadership it is of the wrong kind. For US inaction will have a dampening effect on the climate control ambitions of countries such as Canada and Australia and possibly on its prime partners in the Copenhagen accord – the BASIC countries of Brazil, South Africa, China and India.
- However, some of this last group had made pledges, before climate legislation died in the US Senate, to reduce the relative level of their emissions. Most important, China promised to try to reduce the carbon intensity of its economy (the amount of carbon consumed in producing a unit of gdp) by 40-45% by 2020.

### Realism about low carbon energy

The slow progress we are making on climate change can only be understood if we appreciate how convenient fossil fuels are, and how inconvenient many alternative energy sources are. The human race has literally grown with successive forms of progressively more convenient hydrocarbons - peat, lignite, coal, oil and gas. These fossil fuels are dense carriers of energy, and are generally easy to store and transport. So it is no wonder that we are tempted to hang on to our hydrocarbon status quo as long as possible. Indeed this is the attraction of carbon capture and storage technology (CCS); for all its obvious costs involved in removing Co<sub>2</sub> from the emissions of power plants and pumping it into underground storage, CCS is the only component of a low-carbon energy system that lets us stay with hydrocarbons. Moreover, our energy infrastructure system has been designed, and optimised over decades, to suit hydrocarbons that can be easily transported or piped to a few large centralised electricity generating plants, whereas most

renewable energy sources – wind, solar and biomass – require a more extensive, spread-out production system. This is an attraction of nuclear power, the one non-renewable, but low or zero carbon energy source. It allows us to keep an electricity distribution system radiating out from a few large power stations. Finally, using a bit more fossil fuel in the form of kerosene or liquid petroleum gas for cooking or heating in some of the poorest developing countries would actually be an advantage. Such fossil fuels could replace the firewood that still causes many smoke-related deaths around the world when used for cooking or heating in badly ventilated houses.

As to the generic drawbacks of renewables, the most important disadvantage is intermittency. Improved short-term weather forecasting means that variations in wind and solar power can be fairly reliably predicted up to five days ahead. But any longer ahead wind and solar power are unpredictably intermittent (in contrast to tidal power, which is in its infancy but is at least predictably intermittent). Extra back-up is needed for renewables, usually in the form of flexible gas-powered generation, adding to costs. Therefore the only way to neutralise the inherent advantage that fossil fuels have over low carbon energy is penalise fossil fuels, or subsidise low-carbon energy, or both (see later section). Such action is perfectly justifiable as making fossil fuels bear the cost of carbon to society and the environment, though of course the same argument can be used to make nuclear power plants bear all the costs of dealing with waste fuel and dismantling of old reactors.

**A. Nuclear:** Nuclear power is the only low/zero carbon energy source that we know can be produced on a big scale. Logically, therefore, the nuclear industry's problematic economics should be reconsidered in the context of fighting climate change. But it is not a panacea remedy for climate change, for cost as much as environmental reasons.

The 436 reactors operating in 30 countries at the end of 2009 generate around 15 % of the world's electricity, about the same share as hydroelectricity from dams. According to the World Nuclear Association, there are more than 50 reactors under construction and a further 135 planned. There is talk of a nuclear renaissance. This applies to the US where there are now nearly 30 licence applications for new reactors, after a 28-year period (1979-2007) in which there was not a single licence application for a new reactor. It applies also to Europe. The French are building two reactors, one in Finland and one in France; the UK is hoping to replace its ageing reactors; Italy has reversed its ban on nuclear power; and Sweden and Belgium have modified their phase-out of nuclear power. Latin America countries are planning to increase their continent's relatively small investment in nuclear power. Talk of the nuclear industry's re-birth does not apply in Asia, because it never died there; Japan, South Korea, China never stopped building reactors.

But the revived interest in nuclear power reflects worries about climate change and energy security (most countries have to import uranium fuel but need only small amounts of it). It does not reflect any decrease in costs. Despite the fact that governments, even in market economies like the US and UK, have covered much of waste fuel treatment and decommissioning costs, nu-

clear power has been the only energy technology not to become cheaper over time. This is not due to the price of uranium fuel. Although rising in recent years, the price of uranium is a small part of total nuclear costs. The problem is rather that planning and building a reactor still takes many years. Money has to be paid out long before any revenue comes in. This long timescale is reflected in a higher cost of capital for nuclear borrowers. Add to this continued concerns about operational safety, ongoing efforts to design reactors (so-called 4th generation reactors) that maximise efficiency and minimise nuclear waste, and the need for some nuclear operators to start decommissioning reactors in a civil nuclear industry that is nearly 60 years old – and you will see why nuclear has been an expensive option.

But something happened last year that could herald a reduction in nuclear construction costs. To almost universal surprise, South Korea beat the leading US, French and Japanese companies to win the contract to build four reactors for Abu Dhabi, offering a less sophisticated but cheaper model. It may be that the competitive edge in reactor building is now passing, from countries such as the US and France without any domestic reactor construction programmes to speak of, to countries such as South Korea, Russia and maybe soon China, which can draw on active building programmes at home to improve their economies of scale. This could benefit Argentina as it seeks to expand its nuclear power capacity.

**B. Renewables:** A new era of geographic diversity may also be dawning in renewable energy. Globally, renewable investment levels have survived the recession well, precisely because much of the growth was in developing economies less exposed by the banking crisis or affected by the credit crunch. According to the Paris-based Renewable Energy Policy Network for the 21st Century [2], whose figures are also endorsed by the United Nations Environment Programme, global investment in new renewable capacity was \$150bn in 2009, up from \$130bn in 2008, and \$104bn in 2007. The same 2010 report by the REN21 organisation said that “by 2010, renewable energy had reached a clear tipping point in the context of global energy supply. Renewables comprised fully one-quarter of global power capacity from all sources and delivered 18 % of global electricity supply in 2009”.

This claim of ‘a tipping point’ needs to be treated with caution and realism. Note that it takes 25% of global capacity to deliver 18% of supply. The utilisation rate of renewable energy capacity will always, on average, be lower than that of fossil-fuelled capacity because of the variability of most renewable energy. Remember also that the overwhelming part of that 18% of electricity supply comes from traditional hydropower, which is still by a factor of 10:1 more important than the new renewable energy sources of wind, solar and commercial biomass burnt for electricity. Large dams are renewable energy’s only equivalent of a big, centralised power station. But many of the best sites for dams have been used, and even where there is still potential, dams – or at least big dams – have fallen out of fashion. They have been attacked by protest groups for creating population displacement, loss of river species and even increases of green house gases in tropical countries from the build-up of rotting vegetation. However, the age of dams (or ‘dam-ge’ as their critics call it) is not over in Asia. China’s new Three Gorges Dam (capacity 25,000 MW) has relegated the Itaipu dam on the Brazil-Paraguay border (14,000 MW) to second place.



While in 2008 and 2009 the US and Europe installed more renewable power capacity than conventional power capacity, the more striking new phenomenon has been the shift of renewable investment to emerging economies. China tops the bill. In 2009 it produced 40% of the world's solar photo-voltaic materials, 30% of the world's wind turbines, and 77% of the world's solar hot water collectors. India ranked 5<sup>th</sup> in the world in adding new wind capacity in 2009. Latin America also saw significant growth, according to the REN21 report, which cites Argentina, Brazil and Uruguay in renewable electricity, and Argentina, Brazil, Colombia, Ecuador and Peru in biofuels.

Significant for the future is the fact that developing countries now make up 45 of the 85 countries with renewable policy targets, and 42 of the 83 countries with some kind of renewable energy promotion policy.

**C. Carbon capture and storage:** This is clearly not the path to a permanent low carbon economy. We could not go on forever burying Co2 forever – because we would run out of convenient and safe storage – in the way that we could go on generating electricity with the power of the wind and the sun. But CCS does offer a short and medium term hope of dealing with emissions from coal power stations and big industrial sources of Co2. It is a particularly apt technology for big coal-consuming countries such as the US, India, Russia, South Africa and, above all, China. This last country now produces a staggering 46% of world output, nearly 3bn tonnes a year, and it consumes slightly more that. This single fact is why China is now the world's biggest Co2 emitter, having overtaken the US.

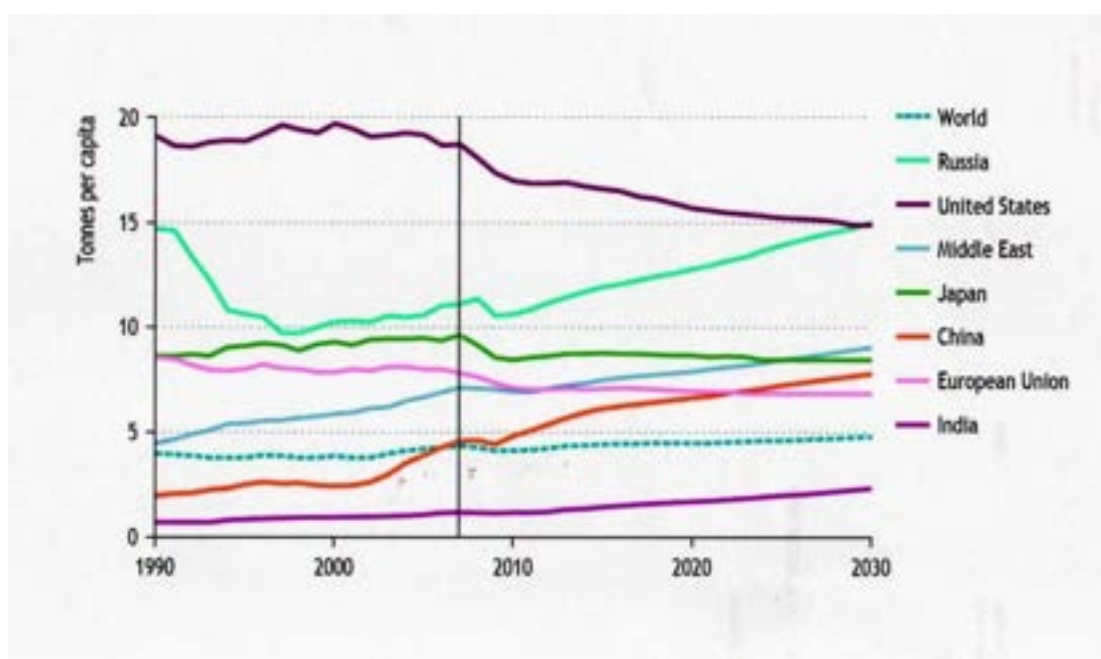
On a limited scale CCS is already a proven success. The carbon capture process has been used in the making of fertiliser and chemicals, and to take Co2 out of natural gas. CCS has also been used in North America to inject CO2 into oil fields to increase oil recovery. But there are physical obstacles to the wider introduction of CCS, notably the need for extra space at power plants and factories to add the extra capture and compressor equipment and for suitable underground storage. CCS also imposes an economic handicap, beyond the initial capital cost, because of the extra power needed to run CCS equipment. This reduces the efficiency ratio of power plants, or the electricity output as a share of the energy input, by several percentage points. For instance, at a CCS demonstration plant in Poland, Alstom of France is building a top-of-the-range new power generator with an efficiency rating of 45 %. But in terms of final electricity output the efficiency will be reduced to 35%.

As it happens, China now has some of the most efficient electricity generation in the world, because its power sector expansion has allowed it to buy the latest equipment. But so far the Chinese seem resistant to paying any CCS-related efficiency penalty, which they see as a waste rather than a necessary cost. As a result, CCS may turn out to be a technology confined to developed countries.

## Habits in energy use change slowly

There is considerable inertia in our energy system, because of the slow turnover of energy equipment designed to last decades. Our energy consumption habits can be equally hard to change. As a global average, energy-related Co<sub>2</sub> emissions per inhabitant of the world have been flat over the past 20 years, and may continue to be stable. This is the composite result of different trends in the 1990-2010 period – with rises in Chinese and the Middle East offset by declines in Russia and Europe.

### Per capita energy-related Co<sub>2</sub> emissions to 2007 & projected on current policy



Source: International Energy Agency, World Energy Outlook, 2009

The problem, however, for the climate is that every year there are more of us on the planet. According to the UN Population Division, the world's population will increase from 6.8bn today to 9.2bn by 2050. At this point it may stabilise, but this may come too late for the climate. (Hence the need for countries to make responsible birth control – meaning citizens' access to voluntary means of contraception – part of their climate policies). Clearly, average emissions per person need to be reduced. The reduction should start with countries that are a) high emitters per capita, and b) relatively wealthy to afford to make the emission reductions. Meeting both these conditions are the US, Canada, Australia, a few European countries, and Middle East countries (Qatar tops the ranking of emissions per person, with 10 times the global average per person). Interestingly, there is not a single Latin American country in the IEA's league of the top 40 energy-related Co<sub>2</sub> emitters per person, though one country nearby, the relatively poor Trinidad and Tobago, ranks number 6 in the world.

But beyond just these countries, a broader effort has to be made to reduce the energy consumption. The general pattern across developed countries has been a de-coupling of energy use and of the output of industry and services, so that more is produced with relatively less energy, but an increase of total energy use by households and in transport. The problem with household energy use is not that individual appliances are more wasteful – indeed every appliance is now more efficient with the exception of large plasma screen TVs. The problem is that households tend to have so many more electric gadgets. Many of these are left, when not in use, in wasteful standby mode.

## Transport

Mobility is the defining feature of our age. The appetite for leisure travel has grown enormously with aviation liberalisation bringing cheaper air fares to many parts of the world, though not in Latin America. The apparent need for business travel has grown with economic globalisation. Some of this business travel may be unnecessary, and could, it is said, be replaced with teleconferencing. But I know of no study that shows this, and I have heard people say that teleconferencing works best among people who have already met each other in the flesh. Attempts to curb the demand for travel include taxes on airline passengers and road congestion charges in cities like London and Stockholm. So we have to turn to ways of reducing Co2 emissions in transport.

Two alternatives to the petrol-driven internal combustion engine are cars powered by hydrogen fuel cells, which make electricity on board, and electric batteries. For the moment hydrogen fuel cells have rather fallen out of fashion for mobile use, as distinct from stationary, because of the problem of ensuring networks where drivers can pick up hydrogen as easily as they do petrol. In fashion are electric cars. Most of the big US, European and Japanese are now bringing out models of all-electric or hybrid (part electric, part petrol) cars. The main issue for all-electric cars is the range of their batteries. To solve this problem, the main options are to use lithium-ion batteries to extend the battery's capacity (much of the world's lithium is in Bolivia), or to install along the road network points at which batteries can be exchange or re-charged.

In the short term, there are two other options for cleaner transport fuels which are being very actively pursued in Latin America. One is compressed natural gas in which Argentina and Brazil are world leaders. This example is beginning to be noticed in the US as it wonders what good use to put its increase in unconventional gas or shale gas.

The other is biofuels. This is big business not only for Brazil, which has created a whole bio-ethanol economy out of its sugar cane crop, but also Argentina (mainly bio-diesel from soya) and Colombia (mainly bio-ethanol from palm oil). The export market is being largely fuelled, so to speak, or driven by the bio-fuel targets of the US and Europe.

Whatever happens to US climate policy, and even if Washington never passes a carbon tax or a cap and trade system for carbon allowances, US politicians can be guaranteed to continue their ethanol support for just as long as the first political contest in the US presidential election timetable every four years is in the state of Iowa. The maize farmers of that state love the ethanol programme, which is also backed up by a high import tariff to keep more competitive Brazilian ethanol out of the US market. (Brazilian ethanol is more competitive because it starts with the feedstock of sugar, whereas energy and effort have to be devoted to turning maize into a sugar that can then be turned into ethanol.)

The EU also a high import tariff on ethanol, but a much lower on bio-diesel, partly because Europe is already the world's biggest bio-diesel producer and does not feel the need for protection in this market. But the EU would do itself environmental damage if its member states tried to meet the target for bio-fuels to be 10% of all transport fuels by 2020, entirely with domestic European production. So Europe does need some imports for its own good.

At the same time, it would be foolish to import bio-fuels which save few carbon emissions compared to oil, which require a lot of energy to process and which are grown on land, such as tropical forest or wetlands, which release large amounts of carbon when converted to bio-fuel cultivation. So there is a need for some sustainability standards. At a 2007 conference in Brussels, Argentina's then agricultural minister, Javier de Urquiza, warned against the imposition "from the outside" of sustainability standards. Nonetheless, the EU has since made it clear it will only allow its states to count towards their 10% targets those bio-fuels which have been certified and audited as a) having not been grown on carbon-rich land and b) producing greenhouse gas savings of at least 35% compared to oil. Put simply, some imports are vital to prevent environmental damage in Europe. But some sustainability standards are also vital to prevent environmental damage outside Europe.

## Policies

Climate change raises many uncertainties, and in the face of uncertainty the temptation for individuals, companies, even states, is to do nothing. Energy investments are long term, and often particularly slow in producing a financial return. That is why business has often called on governments to set a long-term framework to give it certainty.

On the demand side, we have to change the way we use energy. This may involve being less individualistic, foregoing the flexibility of our private cars to use public transport more. New measures to curb energy demand such as road congestion charging, or road pricing, are politically difficult to introduce. Where collective patterns of energy consumption exist, as in public transport or district heating, they should be cherished and preserved. One of the pitfalls of East European states' transition to capitalist economics and EU membership is the way they allowed their bus and rail networks and municipal district heating systems to deteriorate.

On the supply side, it is obviously vital to put more public money into low-carbon energy R & D. But governments have to do more than put increased resources into R & D. They need to ensure low-carbon technology is spread throughout their economies. Bjorn Lomborg, the Danish economist, is a climate sceptic, no longer sceptical about the climate which he admits is changing, but sceptical about climate policy which he believes should focus solely on low carbon research. “What if”, asks Lomborg in a recent article, “instead of spending trillions of dollars trying to build an impossible number of power plants – or, more likely, condemning billions of people around the world to continued poverty by trying to make carbon-emitting fuels too expensive to use – we devoted ourselves to making green energy cheaper?” He cites the invention of personal computers. “These devices didn’t become household items because governments subsidized purchases or forced up the price of typewriters and slide rules. No, what happened is that, largely as a result of the space race, the United States government poured lots of money into R&D for solid-state physics and electronics engineering.” [3] And all this paid off in the products of IBM, Microsoft and Apple. He contends we should, in the same way, pour money into basic research on clean energy and make it too cheap to resist.

Unfortunately, most energy technology is not going to spring out of the laboratory fully built, but rather it will be developed over time. There is a process of learning-by-searching by laboratories, but also learning-by-doing by utility companies and learning-by-using through consumer feedback. But let us assume that we did, through R&D, get the cost of all renewable energies down to the same level as fossil fuels (which would be a considerable achievement, because at present only onshore wind power is close to being competitive with conventional energy). What incentive could there be to spread this clean energy technology through the economy, unless there was a price penalty on fossil fuels or regulations restricting their use? Both these mechanisms have the advantage of working on the demand side (discouraging use of fossil fuels) and the supply side (encouraging research into, and deployment of, alternatives). We know this works. The double oil price shock of the 1970s (1973-4 and 1979-80) did more to cut energy use, reduce emissions, raise efficiency and energy research than all the policy changes of the 1990s and the 2000s. But the oil price is out of the hands of all governments, except Opec. So the two options are:

- Regulation. Ironically, in the US, the supposed home of capitalist economics where the market and market price mechanisms are thought to reign supreme, regulation is the only instrument that seems to work. US legislators feel they cannot be seen to increase any tax on gasoline in a political system in which most of them are running for re-election every two years. So the buck is passed to the executive. Imposition of Corporate Fuel Economy (so-called Café) standards in the 1970s produced enormous fuel savings for more than a decade. Likewise, after the Senate’s failure in 2010 to approve a carbon cap and trade system, it now falls to the executive’s Environmental Protection Agency to regulate the carbon emissions of power plants.
- The price mechanism. There is a tradition of energy taxation in Europe, where governments have long taxed petrol so heavily that a Kuwaiti oil minister once joked he would

be ready to give his oil to the Europeans free if they would only share the tax on it with him. In a way this taxation tradition has made it easier for Europe to adopt a cap and trade system (something invented by the US for the smaller problem of dealing with sulphur and nitrogen oxide emissions). The price at which carbon allowances are traded in a cap and trade system is the effective rate of tax on carbon. Admitting this tax truth to the voters poses for a US politician, but rarely for a European politician.

What should those promotion policies be? The simplest approach would be to have a worldwide price for, or penalty on, carbon which would give a comparative advantage to all low-carbon energies. But this is utopian at the moment. Moreover, the ideal might be a graduated support, as the IEA has suggested which is tailored to the technology in question and that also evolves as the technology goes from research to full commercialization.

Some difficult technologies will need public subsidy from the start to build prototypes and to demonstrate their long-term commerciality. This is probably true for two categories of technologies – the unproven technologies such as hydrogen fuel cells and 2nd generation bio-fuels derived from woody and fibrous products rather than crops, and technologies such as electric battery cars or CCS which are not difficult but which require brand new forms of infrastructure. Electric cars need a network of battery recharging points, and CCS requires a new pipeline system carrying Co<sub>2</sub> to underground storage points. Where renewable technologies such as solar power or solar thermal heating are still considerably more expensive than their fossil fuelled alternatives, then something like a feed-in tariff is appropriate. This gives the solar operator a guaranteed fixed price for any electricity he feeds into the grid, though it is, usually and sensibly, designed to fall as the technology matures. An advantage for governments is that they can set different rate of feed in tariff for different technologies. The most naturally competitive renewable energy – classically onshore wind – will benefit from general market mechanisms such as carbon trading. Finally, there are some low carbon technologies, such as the use of waste heat in combined heat and power (CHP), which are so obviously sensible and commercial that it is possible simply to demand that they must be incorporated into new factories or housing.

## Finance

The cost of moving to a low carbon economy, with half today's level of emissions by 2050, is huge, though of course there would also be a huge benefit in lower fuel bills. According to the IEA, annual investment in low carbon technologies, which averaged around \$165bn in 2007-2009, would have to rise to \$750bn by 2030 and to an average of \$1.6 trillion (thousand billion) between 2030 and 2050. (Compare with total Latin American investment in low carbon technologies of \$11.6bn in 2009, mostly on bio-fuels in Brazil). Some of the huge costs will be paid by governments, some by companies and some of public-private partnerships between governments and companies which will be useful because governments can borrow cheaper than companies and can therefore accept lower rates of return than companies. But the cost of all this funding will ultimately fall on taxpayers and consumers. Moreover, the new focus on energy

efficiency puts, as never before, the onus on consumers to buy the most energy efficient appliances, whether they be cars, boilers, air conditioners and so on. .

The parallel energy challenges. For many countries climate change is less immediately pressing than economic competitiveness and energy security. In the long term, it is possible to argue that moving to a low carbon economy will take care of these two issues. Being a 'first-mover' in green technology – as Germany, Spain and Denmark have sought to be in Europe – could give a country competitive advantage. Climate policies also tend to reduce use of fossil fuels, which many countries have to import from unstable parts of the world.

Nonetheless, both these issues are legitimate concerns, and becoming more complex. The uneven political progress, after Copenhagen, towards a global climate regime complicates the competitiveness question, because it postpones the day when there might be uniform carbon constraints on all countries. It therefore accentuates worries by, say, European participants in the emissions trading scheme that they will lose market share to rivals without any such carbon constraints. The demands of energy security are increasing, too. It is no longer a matter of maintaining the status quo, of ensuring a reliable flow of fossil fuels from abroad. Governments also have to think about the stability of domestic energy supply, as they move to more intermittent wind and solar power.

The EU example. It is instructive to the rest of the world how the EU has, in the 2007-2009 overhaul of its energy and climate policies, sought to be a model of how developed countries can be prepared to take on more of the burden to deal with climate change than developing countries, in a system of differentiated responsibilities between richer west European and poorer east European states. But it is also instructive to the rest of the world how the poorer EU states still worry more about energy competitiveness and security than about climate change.

Among the 27 EU states, the 10 poorer, new member states in central and Eastern Europe were given concessions in three areas:

- Permission to continue increasing their emissions in sectors outside the emissions trading system (ETS) i.e. services, agriculture, transport, whereas the older member states are obliged to cut emissions.
- Permission to phase in gradually up to 2020 a system of making electricity producers pay for carbon allowances at auction. In Western Europe, all power producers must buy permits at auction from 2013 on.
- National renewable energy targets that will stretch new member states less than old member states.

Nonetheless, most new member states still feel that climate change is rich man's concern and a constraint on their development. They complain that the extra cost of the EU climate programme will prevent them achieving that extra rate of growth they need in order to catch up with the older EU states. They have a specific worry about their historic dependence on Russia, especially in gas. At best energy security concerns have been a distraction from climate policies, because they have been more focussed on diversifying their sources of gas. At worst, energy security worries have run counter to climate policies, with countries like Poland and the Czech Republic seeking to maximise use of their own dirtier coal and lignite deposits and to minimise imports of relatively clean gas.

### Climate justice and burden-sharing

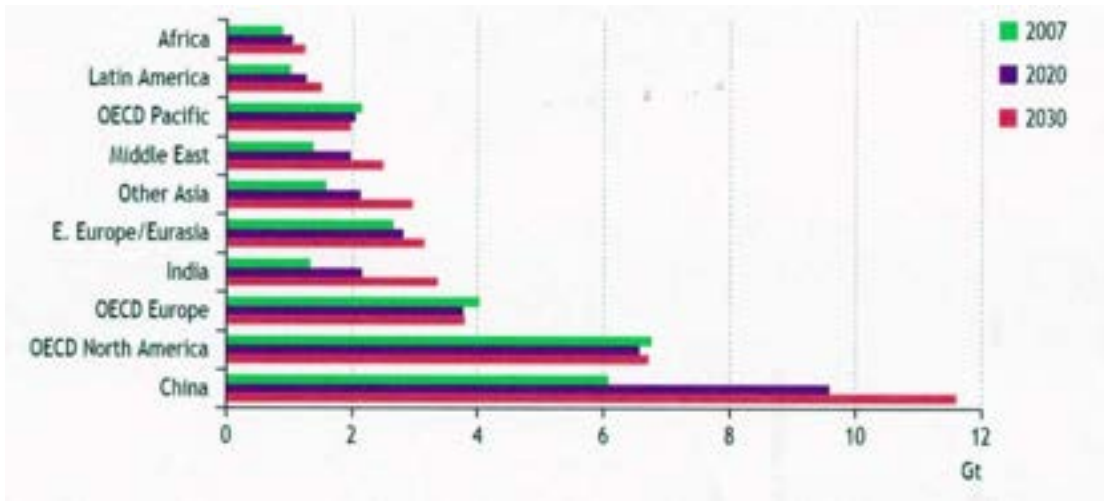
The EU example shows that even in a permanent Union of neighbouring countries that aspire to common value and have common policies to promote economic cohesion, it is not easy to agree on how to share the burden of tackling climate change. Developing countries outside the EU will have no compunction in giving priority to their energy competitiveness and energy security if they feel these would be compromised by their participation in a global climate regime.

At Copenhagen some Latin American countries were prominent in showing their discontent at the outcome. Bolivia, Cuba, Ecuador and Venezuela were vocal in their criticism of the Copenhagen accord, and of "the undemocratic and untransparent way", as Bolivia put it, in which the accord was negotiated. It is hard to disagree. The accord was a stitch-up between the US and a group of big developing economies, which all shared an interest in thwarting any legally binding global regime to replace Kyoto. One can sympathise, too, with the complaints of some Andean countries that they are being asked to accept solutions (including restrictions on the use of their own rain forests) to a climate problem they have not created. Latin America's relatively small responsibility for the build-up of energy related Co<sub>2</sub> emissions is shown in the chart below in which the IEA projects various regions' future emissions trends in line with current policies. Latin America's contribution is only slightly bigger than Africa's.

Among some major developing countries, however, a new sense of responsibility for climate change may be dawning. This paper has already shown that, while north America and Europe are responsible for the stock of old GHGs in the atmosphere, it is China, India and other developing countries which increasingly account for the new flow of GHGs into the atmosphere. These big new emitters do not yet take public responsibility for this. But their actions speak otherwise. China and India are all major players in the renewable industry. They are acquiring new technology through licences (China's Goldwind bought a licence from Germany's Vensys), through joint ventures (India's Tata with BP Solar) and straight acquisitions (Suzlon of India buying a German wind turbine rotor design company and a Belgian gearbox business). They are also developing their own technology. For its part, Brazil has pioneered an ethanol economy.



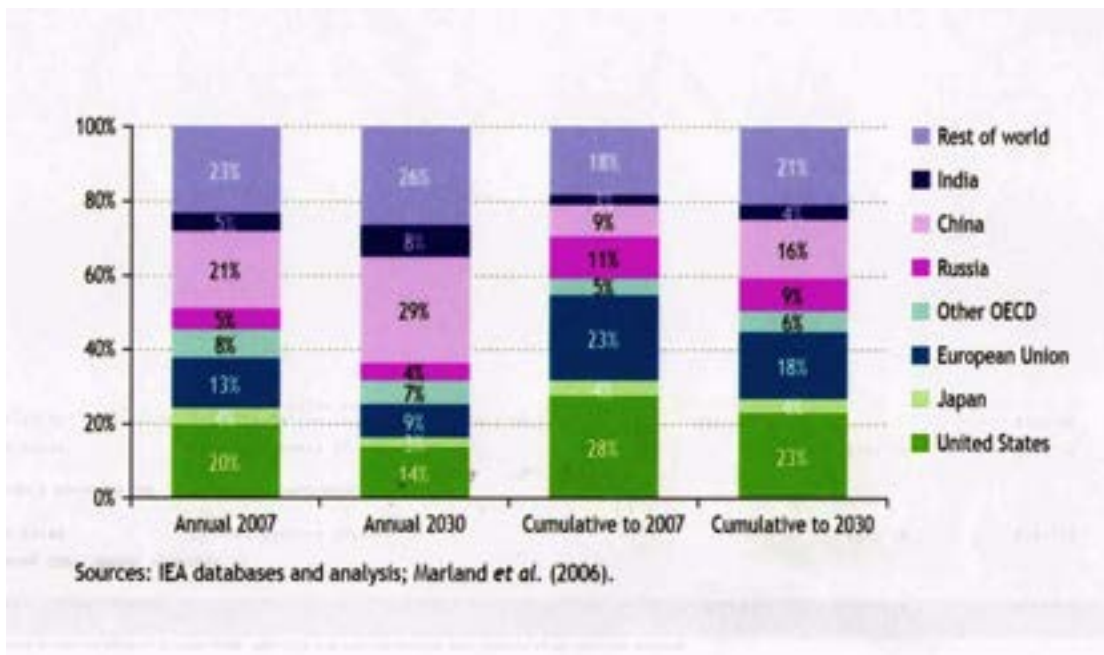
Energy-related Co2 emissions projected in line with current policies



Source: International Energy Agency, World Energy Outlook, 2009

The table below shows graphically how countries' share of the annual flow of energy-related Co2 emissions will, on present policies, change their share of the cumulative stock of emissions. For instance, the US accounted for 20% of global energy-related Co2 emitted in 2007, but by 2030 it is expected to emit only 14% of Co2 emitted due to energy. This reduces its share of the overall stock of Co2 emitted since 1890 from 28% in 2007 to 23% by 2030. We have the opposite trend with China. Its contribution to the annual flow of emissions will rise, on current policy projections, to 29% by 2030, thereby increasing its share of the cumulative stock to 16% of the world total by 2030.

Share of global annual and cumulative energy-related Co2 emissions since 1890 and projected forward to 2030 on present policies



With share in the causation of the problem inevitably comes responsibility for the solution. This is why it is right that the immediate onus for action should chiefly be on the US and Europe with a combined 51% share of accumulated energy-related Co2 by 2007. But it is also why it is becoming harder for China to escape responsibility. China seems to recognise this, because it is beginning to act more responsibly.

Likewise, with pipelines carrying natural gas, which is after all the cleanest of the fossil fuels – a cross-border network of pipelines would enhance energy security. But it seems that Chile is, for political reasons related to border disputes, unable to build pipeline connections to Bolivia to import gas, and so has relied until a few years ago on increasing gas imports from Argentina. However, Argentina is burning so much of its own gas at home – some of it put to good use, in vehicles running on compressed natural gas – that it now has very little to export to Chile or anywhere else. So Chile is now planning, for energy security reasons, to burn more coal for electricity generation. This in turn will raise Chile's Co2 emissions, because for all Chile's great renewable energy potential, its coal plans are proceeding faster than its clean energy output. Chile's better solution to its gas supply dilemma has been to build terminals to import LNG.

---

#### Footnotes

[1] See Energy and Climate Change: Europe at the Crossroads, Oxford University Press for the Oxford Institute for Energy Studies, 2009.

[2] <http://www.ren21.net>

[3] Bjorn Lomborg, op-ed article July 2010, [www.euractiv.net](http://www.euractiv.net)

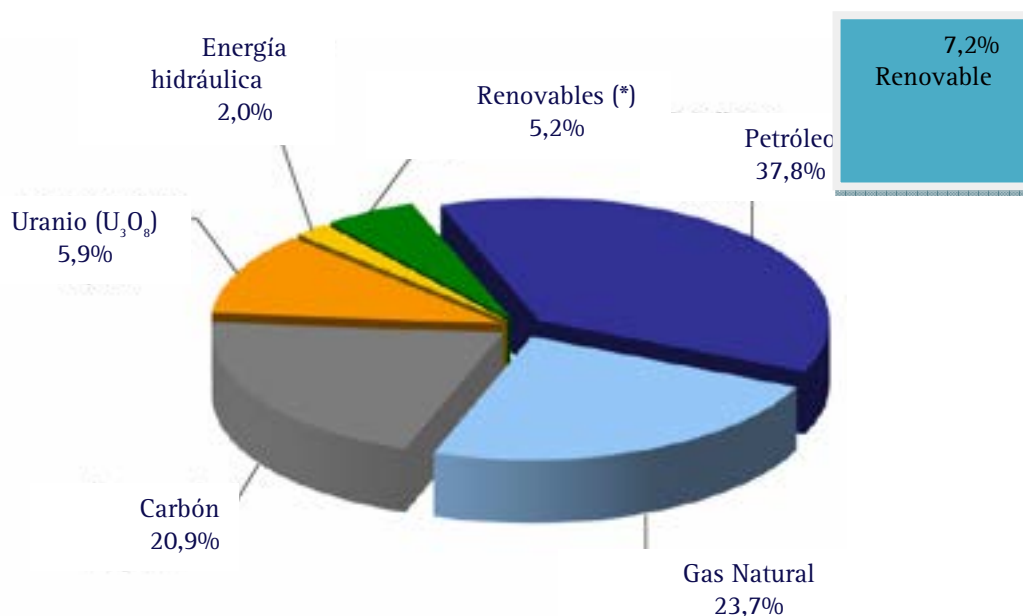
## El mercado energético en Brasil

*Mauricio Tolmasquim, Presidente, Empresa de Pesquisa Energética de Brasil*

El presente trabajo trata de lo que ha hecho Chile para hacer frente a la situación energética crítica que le ha tocado sortear. Primero se refiere a las características que tenía, y que en gran medida todavía tiene, el sector energético chileno, las que resultan en su vulnerabilidad y que permitían anticipar la proximidad de una crisis. En segundo lugar, presenta una descripción de la crisis vivida. Una crisis distinta a todas las anteriores ya todo lo que podía salir mal salió mal. Tercero, explica cuáles fueron las medidas que se tomaron. Y, por último, lo más importante, se describen cuáles fueron las lecciones aprendidas de esta crisis.

En los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) las fuentes renovables de energía representan solamente el 7,2% del total del suministro energético, mientras que en Brasil significan el 47,3% de la matriz energética. La hidroelectricidad, la caña de azúcar y la biomasa son los responsables de este porcentaje. Representan, respectivamente, el 15,3%, el 18,1% y el 13,9% de la matriz energética en Brasil. En los países de la OCDE, las fuentes principales de energía son el petróleo (37,8%), el gas natural (23,7%) y el carbón (20,9%).

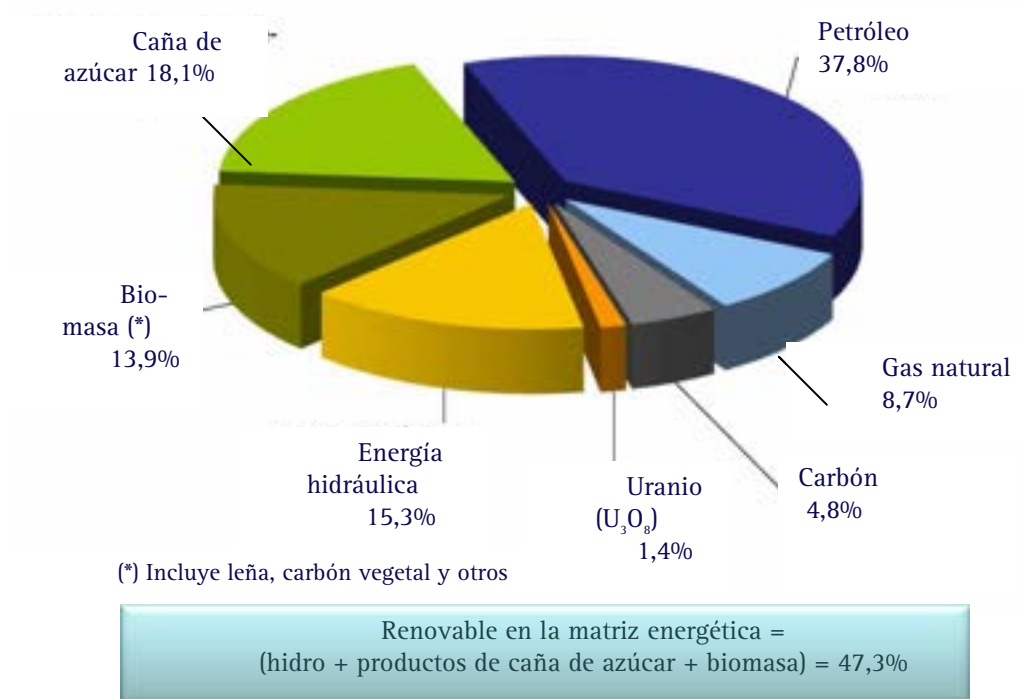
Gráfico 1: Estructura del suministro energético en los países de la OCDE (2008)



(\*) Incluye combustibles renovables, desechos, solar, eólica, geotermal y otras

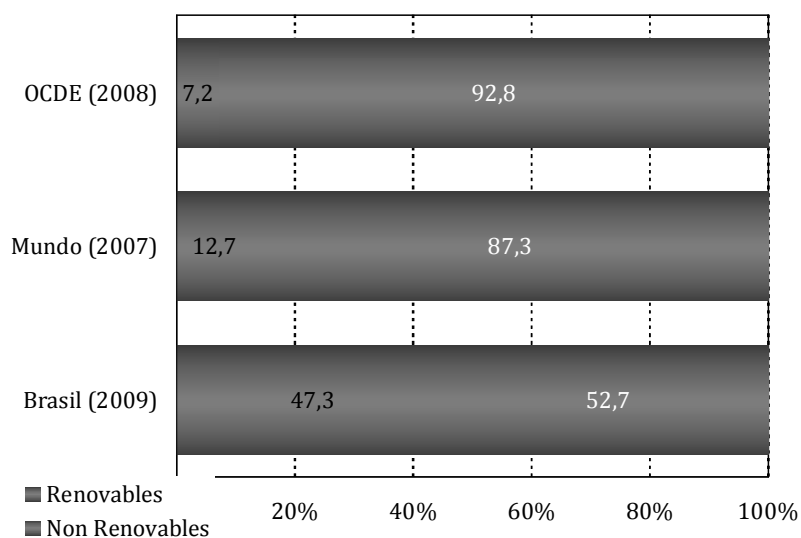
Fuente: IEA [Key World Energy Statistics - 2009]

Gráfico 2: Estructura del suministro energético en Brasil (2009)



La matriz energética en Brasil es muy diferente a la matriz mundial, mientras en el mundo el 12,7% de la energía proviene de fuentes renovables, en Brasil casi la mitad del suministro energético se obtiene de fuentes renovables.

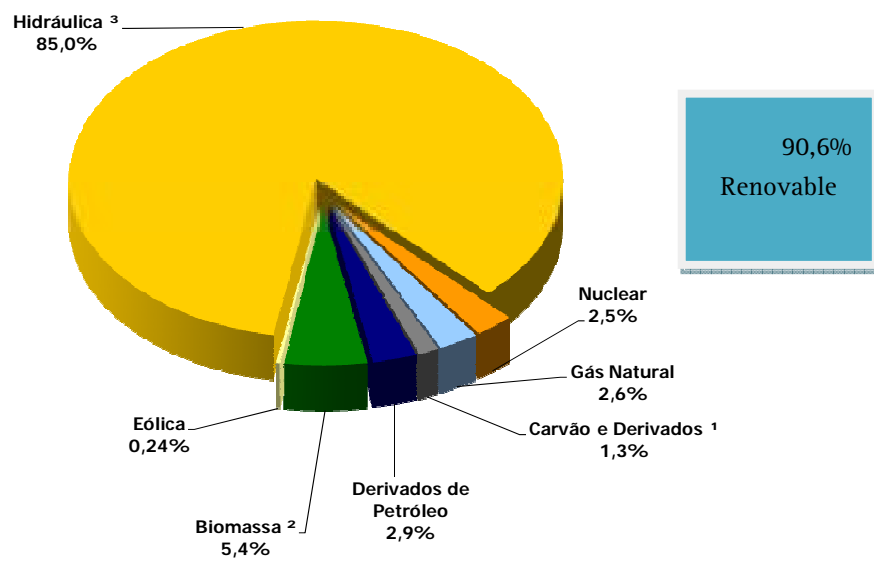
Gráfico 3: Estructura del suministro energético en Brasil (2009)



Sources: EPE [BEN 2010 - Preliminary Results] and IEA [Key World Energy Statistics - 2009]

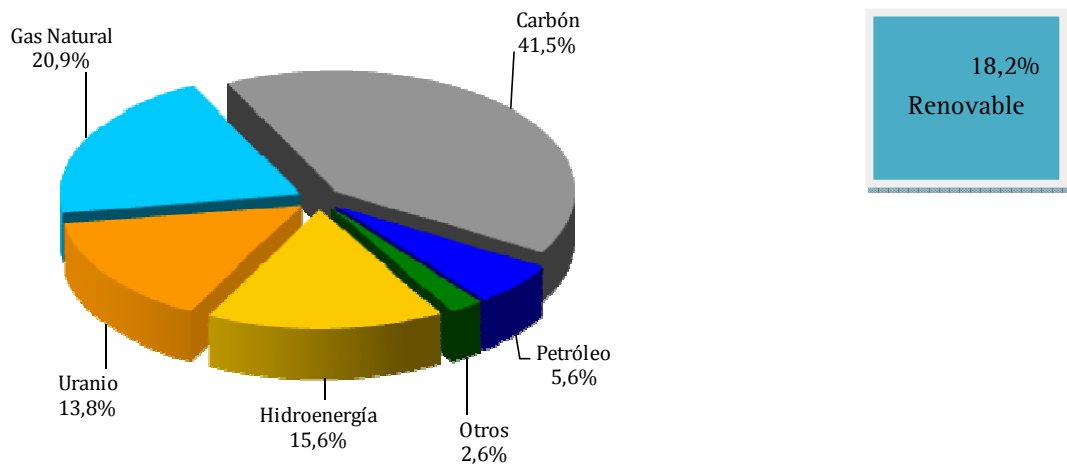
Las cifras de la renovabilidad del suministro energético brasileño son modestas cuando se observa específicamente al sector de la energía eléctrica y se lo compara con el del resto del mundo. En Brasil el 90,6% de la electricidad proviene de fuentes renovables, con especial énfasis en la hidroenergía que provee el 85% de la electricidad, mientras que en el mundo sólo el 18,2% de la electricidad se obtiene de recursos renovables. Por otro lado, el carbón, el mayor contaminante fósil, sólo representa el 1,3% del suministro eléctrico mientras que el promedio mundial es de 41,5%. Mientras el principal componente de la estructura de electricidad de Brasil es la hidroelectricidad en el mundo es el carbón.

Gráfico 4: Estructura de la producción de energía eléctrica en Brasil (2009)



Fuente: EPE [BEN 2010 - Preliminary Results]

Gráfico 5: Estructura de la producción de energía eléctrica mundial (2007)



Fuente: IEA [Key World Energy Statistics - 2009]

En general, en todos los países la política energética tiene los mismos objetivos: seguridad energética, costos accesibles, sustentabilidad social, económica y ambiental, elasticidad frente a la volatilidad de los precios de energía, diversificación de fuentes y eficiencia en la producción y el consumo. A pesar de ello, cada país puede seguir diferentes caminos para lograr estos objetivos. No se puede automáticamente replicar la política de un país en otro. Hay muchas razones para ello. La política energética de un país específico debe tomar en cuenta una serie de elementos: las diferencias entre los sistemas energéticos actuales, la disponibilidad de recursos, la situación económica y las condiciones sociales. Por lo tanto, la política energética y la elección de ciertas tecnologías deben estar relacionadas con las posibilidades de cada país.

En Brasil se hicieron una serie de elecciones tecnológicas principales que dieron lugar a la política energética del país.

### El sector hidroeléctrico

En primer lugar está el recurso hidroeléctrico. Brasil tiene un sistema de electricidad enorme, fuertemente interconectado, con predominio de la energía hidráulica y un crecimiento de mercado anual del 5%. El suministro energético en Brasil es equivalente al de Francia y representa el 60% del de toda América del Sur. La carga máxima en Brasil es similar a lo que ocurre en Italia o Francia.

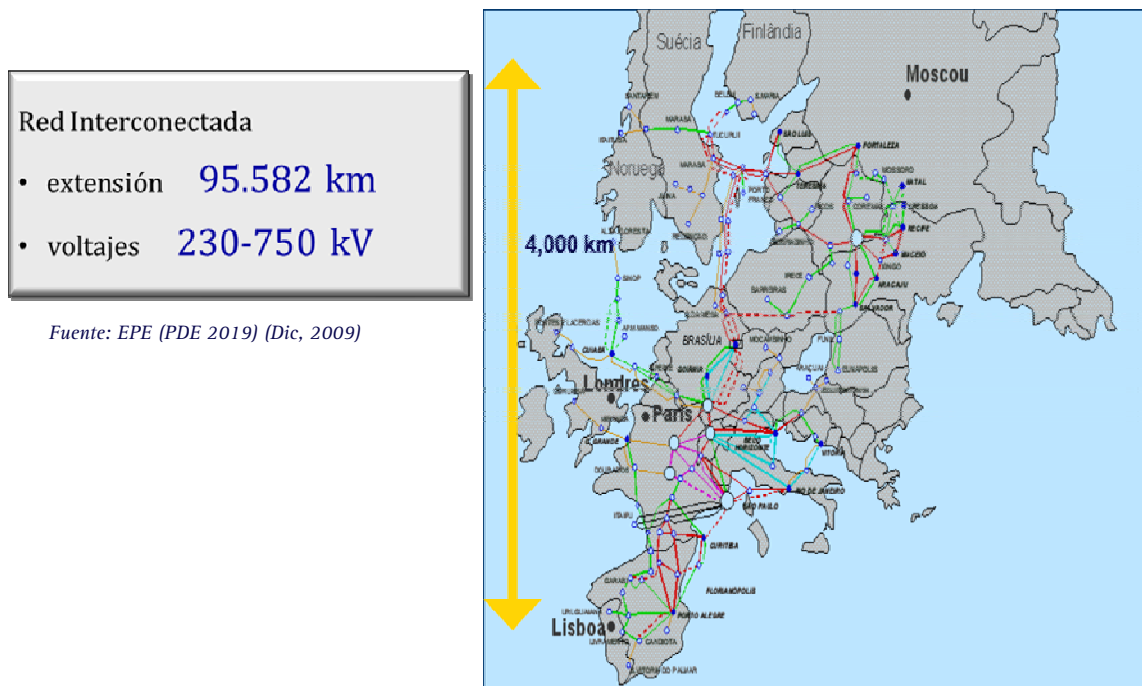
Mapa 1: Plantas hidroeléctricas en Brasil



Brasil cuenta con una capacidad instalada total de 103,6 GW, de la cual la hidroelectricidad representa un 78%. Los puntos en el mapa superior permiten observar la distribución de las principales plantas hidroeléctricas en el país. Los puntos rojos representan las plantas hidroeléctricas de más de 6.000 MW, los amarillos representan a aquellas de más de 2000 MW y los verdes las superiores a 1.000 MW. Además de la hidroenergía, el resto de la capacidad instalada lo representan las plantas termoeléctricas, las plantas alternativas renovables y las plantas nucleares, a las que corresponden respectivamente el 13%, el 7% y el 2% de la capacidad total.

Dado que Brasil tiene una gran superficie con diferentes regímenes hidrológicos, la política energética ha construido, a lo largo de las últimas décadas, una robusta red de interconexiones. Esta estrategia posibilita al país utilizar sus recursos hídricos óptimamente porque permite que el Operador Independiente del Sistema (ONS) despache la energía hidro y termoeléctrica en forma eficiente.

Mapa 2: La transmisión de energía eléctrica en Brasil en perspectiva

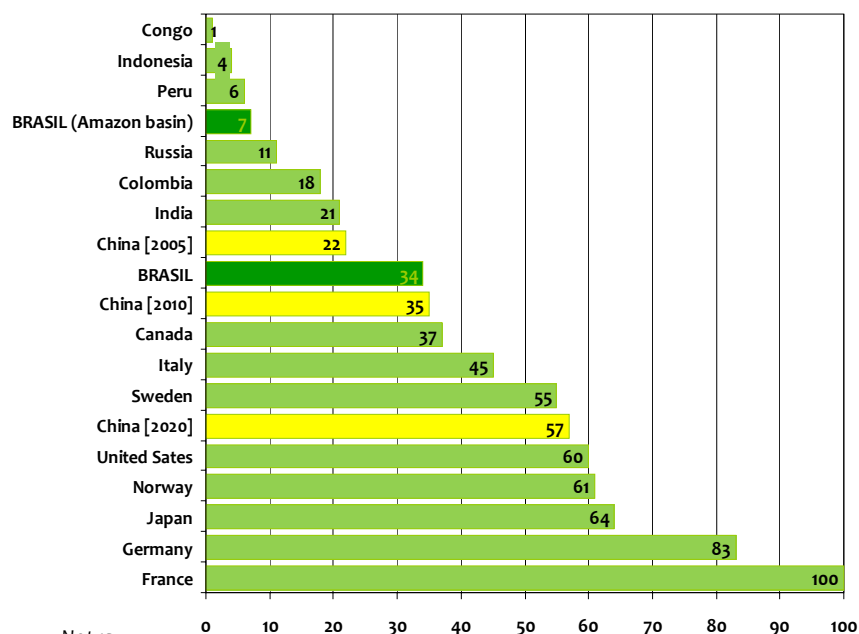


Hoy en día Brasil cuenta con una red interconectada que abarca casi todo el país. Al superponer la red energética brasileña el mapa europeo (mapa 2) es posible constatar la importancia del sistema. Si Europa hubiera construido esta misma red países distantes como Portugal y Rusia podrían estar comercializando electricidad entre ellos.

Brasil cuenta con el tercer mayor potencial hidroeléctrico del mundo (260 GW), sólo algo inferior al de China y de Rusia (10%, 13% y 12% del potencial mundial respectivamente). Sin

embargo, sólo un tercio del mismo se encuentra en operación o construcción. El resto aún está por ser desarrollado.

Gráfico 6: Utilización del potencial hidroeléctrico



Notas:

1. Basado en datos del World Energy Council, considerando plantas en operación y construcción al final de 1999.
2. En el caso de Brasil, basado en datos de EPE y el Atlas de Energía Eléctrica do Brasil, publicado por ANEEL. En el caso de China, basado en datos del Worldwatch Institute.
3. Los países incluidos representan 2/3 del potencia hidroeléctrico del mundo desarrollado.

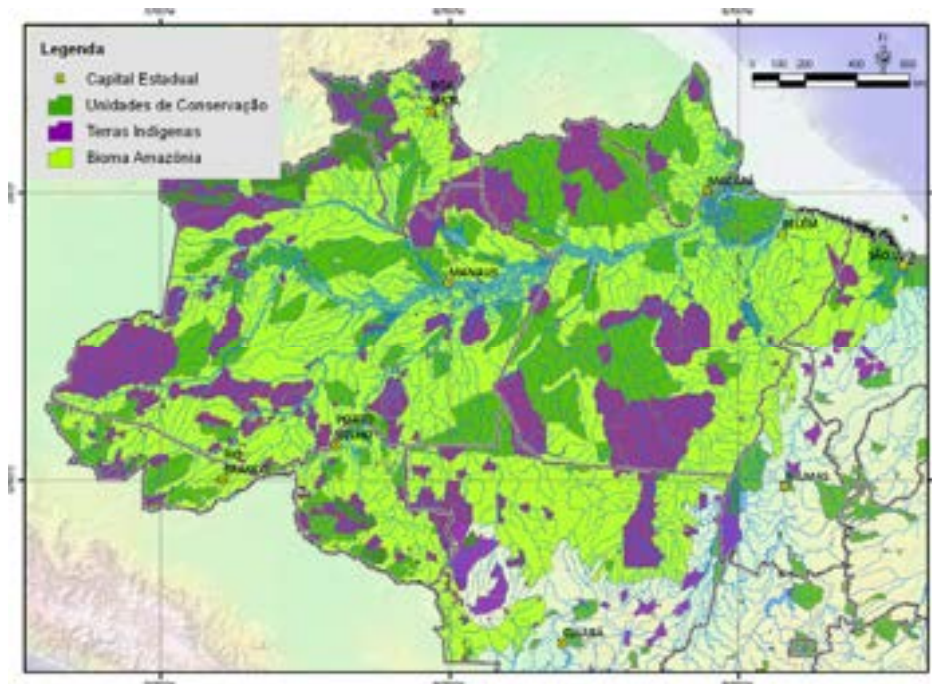
Como se observa en el gráfico 6, los países desarrollados ya han hecho uso de la mayor parte de su potencial hidroeléctrico. Por ejemplo, Francia ya ha llegado a utilizar prácticamente el 100% y Alemania algo más del 80% de su potencial. China esta mejorando en el desarrollo de su potencial hidroeléctrico. Si bien hoy solamente un cuarto de su potencial está operando o en construcción, en pocos años ese porcentaje podría llegar a casi el 60%. Sin embargo, Brasil sólo ha utilizado un tercio de su potencial y en la cuenca del Amazonas esta tasa es inferior aún ya que sólo el 7% del potencial hidroeléctrico de esa región ha sido debidamente explotado.

Como resultado de la capacidad hidroeléctrica instalada, las fuentes de energía renovables representan más del 90% de la matriz energética, mientras que en el mundo la proporción de renovables en la matriz energética es menor al 20%. La cuenca del Amazonas es crucial para la continuidad de este nivel de presencia de fuentes renovables en la estructura del suministro eléctrico dado que el 60% del potencial hidroeléctrico a ser desarrollado en Brasil esta en el Amazonas.



Es posible explotar su potencial hidroeléctrico con un mínimo impacto en el bioma de la región. Un 40% del bioma del Amazonas está ocupado por áreas de conservación y reservas indígenas mientras que plantas hidroeléctricas representan menos de un 0,5% de la superficie.

Mapa 3: La ocupación de la cuenca del Amazonas (áreas de conservación y reservas indígenas)



Los principales objetivos de la política energética han cambiado por la creciente preocupación respecto a la sustentabilidad ambiental. Mientras en el pasado la preocupación principal era maximizar la producción energética de una planta hidroeléctrica, hoy existe la preocupación adicional de hacer esa producción energética compatible con la sustentabilidad ambiental. Un buen ejemplo es el caso de la ictiofauna. Un nuevo esquema de construcción está siendo utilizado para preservar la zona del desove de los peces que permite que los peces naden aguas arriba para el desove.

Otro caso puede observarse en el Río Madeira donde se están construyendo dos plantas hidroeléctricas con una capacidad total de 6.300MW. El plan inicial para explotar el potencial de energía del Río Madeira implicaba la construcción de una sola represa. Sin embargo, se requería también la construcción de un gran reservorio con una gran área de inundación, por lo que el procedimiento finalmente adoptado fue construir dos embalses.

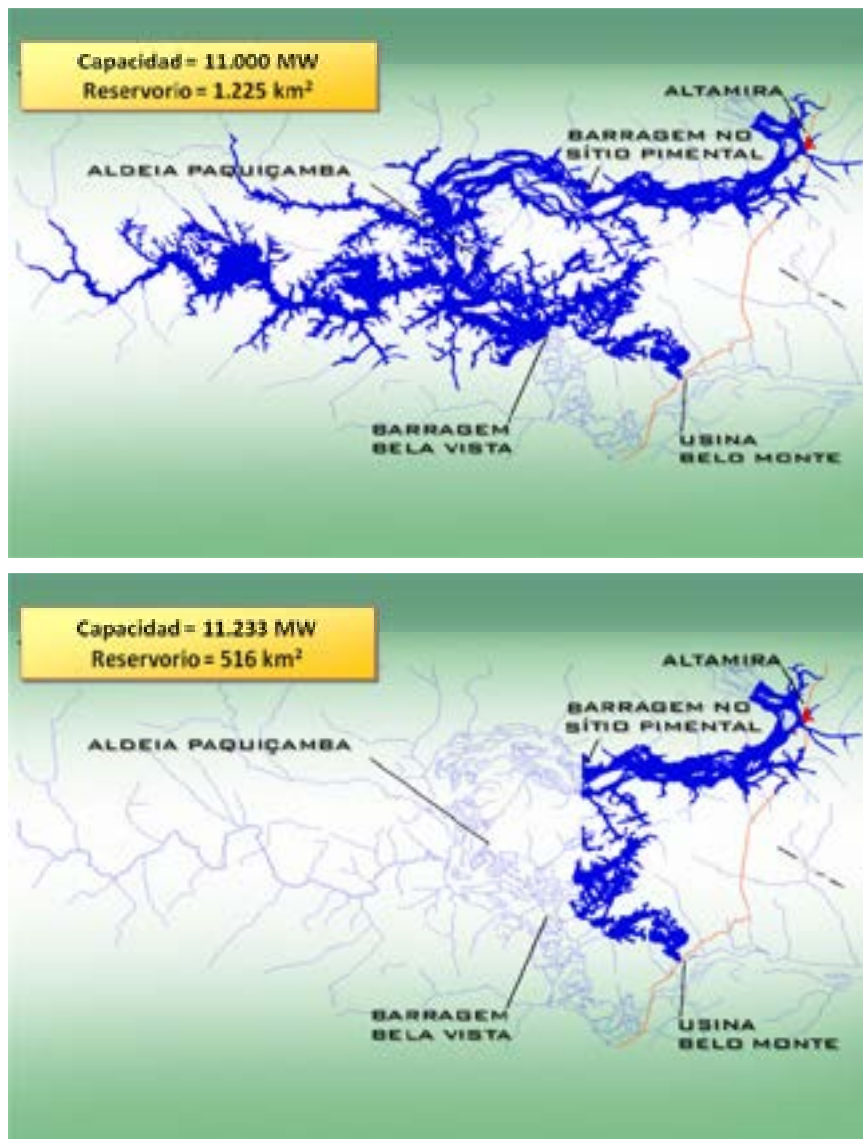
Los reservorios se limitaron a un nivel levemente superior al nivel natural del río, algo que desde el punto de vista energético es menos eficiente que el plan original, pero es más adecuado cuando se consideran ambas dimensiones, la energética y la ambiental.

La misma política se utilizó en el caso de la represa hidroeléctrica de Belo Monte. El plan anterior indicaba la construcción de cuatro proyectos a lo largo del río Xingu con plantas en Kayapo, Ipixuna, Babaquara y Kararao las cuales inundarían un área importante del Amazonas.

En el nuevo inventario de proyectos de 2007 se redujo el área de inundación y se cambiaron los tamaños de las plantas hidroeléctricas a lo largo del Xingu. Los nuevos proyectos eran los de São Felix, Pombal, Altamira y Belo Monte. Aún así, hubo mucha resistencia de ONG's a la instalación de estas plantas por lo que el Consejo de Energía de Brasil decidió construir sólo una, la de Belo Monte.

Además, el proyecto original de Belo Monte tenía un reservorio casi tres veces más grande que el que finalmente fue licitado. La construcción del nuevo proyecto es mucho más costosa y produce mucho menos energía que el anterior pero esta fue la única solución aceptada por la agencia ambiental. De todas formas después de esto siguieron protestas contra el proyecto por parte de ciertas ONG's.

Mapa 4: El desarrollo del potencial hídrico del Amazonas (el caso del proyecto hidroeléctrico de Belomonte)



Otro ejemplo de innovación se puede encontrar en los planes de construcción de plantas hidroeléctricas en el Río Tapajós donde la idea es utilizar un esquema de construcción y funcionamiento innovador. El objeto es hacer una mínima intervención en la naturaleza con un mínimo recorte de árboles, para ello se evitará la construcción de grandes áreas residenciales para los trabajadores en la construcción. Las que sí se construyan serán temporarias y se dismantelarán cuando la planta haya sido construida. A su vez, al final de la construcción el área será reforestada. La planta será operada con una mínima cantidad de trabajadores los que, como en las plataformas petroleras, permanecerán en el área por largos turnos de trabajo utilizando la mayor cantidad posible de supervisión remota.

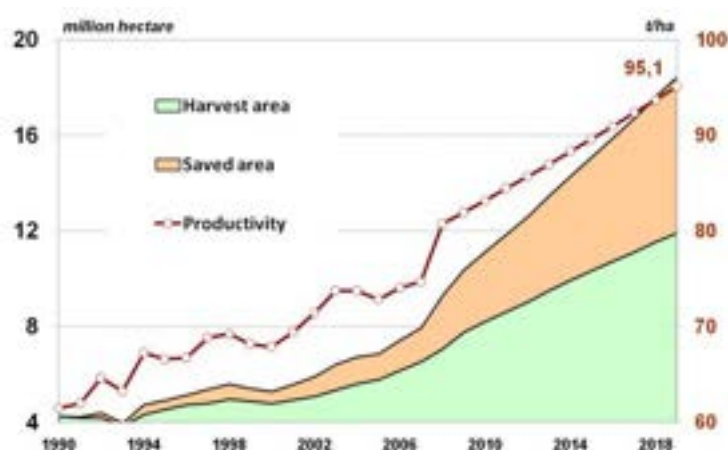
### El campo de la bioingeniería

La caña de azúcar es una planta de grandes posibilidades. Tiene un elevado contenido energético, una tonelada de caña de azúcar es equivalente a 1,2 barriles de petróleo crudo. Un tercio del contenido de esta planta se utiliza para producir etanol y azúcar, un tercio del contenido energético se encuentra en los recortes y las hojas que en un futuro podrán utilizarse para producir mayor cantidad de electricidad.

Brasil cuenta con un gran potencial bioenergético por sus condiciones geográficas y naturales, como por ejemplo la disponibilidad de tierras para la agricultura, buenas propiedades del suelo y condiciones climáticas (sol, lluvia, etc.). Esto tiene impactos en los costos, ya que producir un litro de etanol en Brasil cuesta entre 22 y 28 centavos de dólar mientras que en Estados Unidos cuesta entre 30 y 35 y en la Unión Europea cuesta de 45 a 55 centavos de dólar.

De todas formas, si bien las condiciones geográficas y naturales favorables son factores importantes para explicar el aumento del lugar del etanol en la matriz energética, no son el único factor. La política energética y la tecnología también fueron factores clave en el éxito del etanol. El programa de etanol que lanzó el gobierno en los setentas recurrió a diferentes instrumentos para fomentar el desarrollo de esta alternativa. Al mismo tiempo, hubo grandes esfuerzos tecnológicos para mejorar la productividad industrial y agrícola.

Gráfico 7: La productividad de caña de azúcar (t / ha) Fuente: EPE



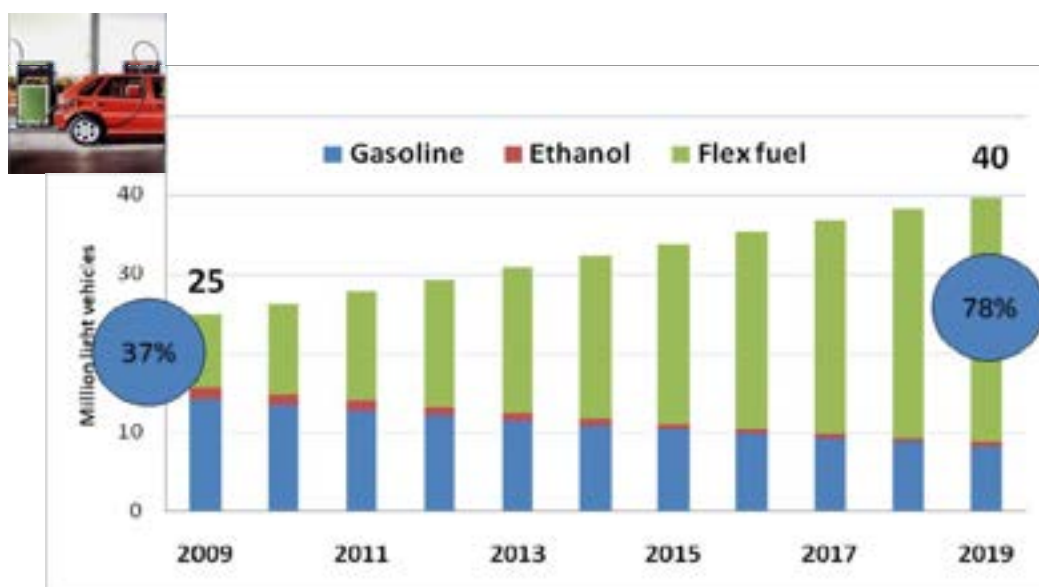
En este gráfico la línea indica el aumento de la productividad de la caña de azúcar que tuvo lugar en los últimos 20 años junto con el pronóstico para los próximos 10 años. En total existe un crecimiento esperado en la productividad agrícola del 50%. Si se considerara como punto de partida los setentas cuando se lanzó el programa de etanol, el crecimiento de la productividad es aún mayor. La superficie verde representa la zona cultivada real y la superficie naranja el área que se reserva como resultado del aumento de productividad.

En realidad, la superficie agrícola no representa un problema para aumentar la producción de etanol, dado mientras se utilizan en la actualidad 3 millones de hectáreas para el etanol, aún existen 91 millones disponibles para la agricultura y 220 millones que se utilizan para la ganadería extensiva. Sería posible contar con más áreas disponibles si Brasil introduce una forma más intensiva de cría de ganado.

En el 2005 la industria automotriz comenzó a producir automóviles de combustible flexible. Esta tecnología le dio al consumidor la posibilidad de elegir si quería consumir gasolina, etanol o una mezcla de ambos componentes en su automóvil. Este tipo de vehículo ha sido muy exitoso y en la actualidad el 93% de las ventas de nuevos automóviles livianos corresponden a vehículos de combustible flexible.

Los vehículos duales representan el 37% de la flota de automóviles livianos del Brasil. En 2019, el pronóstico indica que se llegará al 78% del parque automotor total.

Gráfico 8: La evolución de los vehículos duales



Fuente: EPE

Además, el 70% de los propietarios de los automóviles duales prefieren utilizar etanol y no la gasolina ya que el etanol es más barato. Como resultado, se prevé un crecimiento importante del consumo doméstico del etanol en Brasil. Actualmente se producen 25.000 millones de litros de etanol en Brasil y en diez años se producirán más de 60.000 millones de litros.

### Las fuentes alternativas renovables

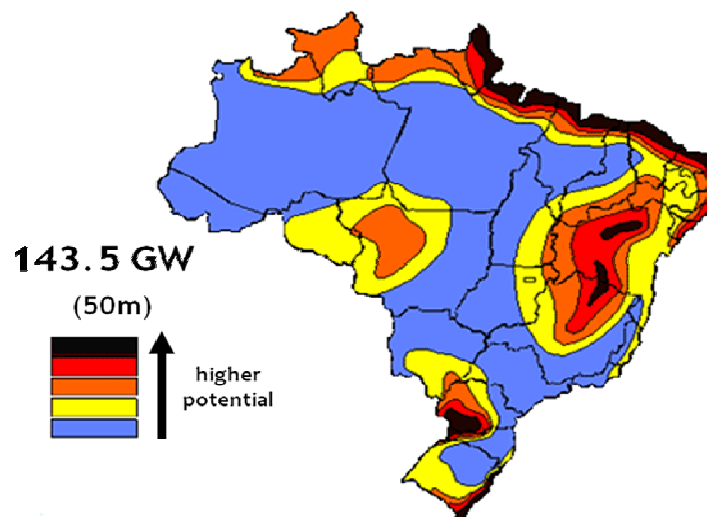
El plan de expansión de diez años desarrollado por el Ministerio de Minas y Energía del Brasil presenta un aumento de casi 15GW de capacidad proveniente de fuentes alternativas de energía.

Como resultado del aumento en la producción de Etanol, la disponibilidad de bagasse también va a crecer y en diez años el potencial estimado de co-generación técnica del bagasse será de aproximadamente 90 *terawatt-hora por año (TWh/yr)*, lo que equivale al 18% del suministro energético actual de Brasil. Aquí también, la tecnología y la política energética tienen un papel muy importante dado que el uso de generadores de vapor de alta presión aumenta la cantidad de energía disponible para la red y, de esta forma, una decisión política como es alentar la participación de esta fuente de energía, termina siendo muy importante para el sector en general. Algunas de las medidas que se están implementando para promover el desarrollo de este recurso energético son la posibilidad de comprar la electricidad producida por los co-generadores de caña de azúcar a través de adjudicaciones y de acceso a la red de energía.

Una de las razones que justifican esta política es el hecho que hidro y bioelectricidad son fuentes de energía complementarias porque el momento de cosecha de la caña de azúcar corresponde al período en que la hidrología en la región del sudeste es la peor.

Por otro lado, Brasil cuenta con un potencial eólico muy importante. Las mediciones existentes, realizadas con torres de 50mts de altura, indican un potencial de 143,5 GW. Actualmente se están tomando nuevas medidas con equipos colocados a mayor altura y es posible que estas nuevas mediciones revelen un el doble del potencial que se conoce hasta el momento.

Mapa 5: El potencial de energía eólica de Brasil



Como en el caso de la biomasa, la política energética está haciendo un importante crecimiento posible en esta fuente. En un principio, se utiliza el sistema de feed-para fomentar el desarrollo de la energía eólica. Hoy en día, compramos la energía eólica a través de subastas. La organización de las subastas para comprar energía eólica permite reducciones de precios.

El gráfico 9 presenta el ciclo anual del viento. Si bien el gráfico 10 presenta el ciclo anual de agua. Una vez más, como en el caso de la biomasa, el viento y los ciclos del agua tienen una correlación negativa en el país casi entero.

Gráfico 9: Ciclo anual del viento

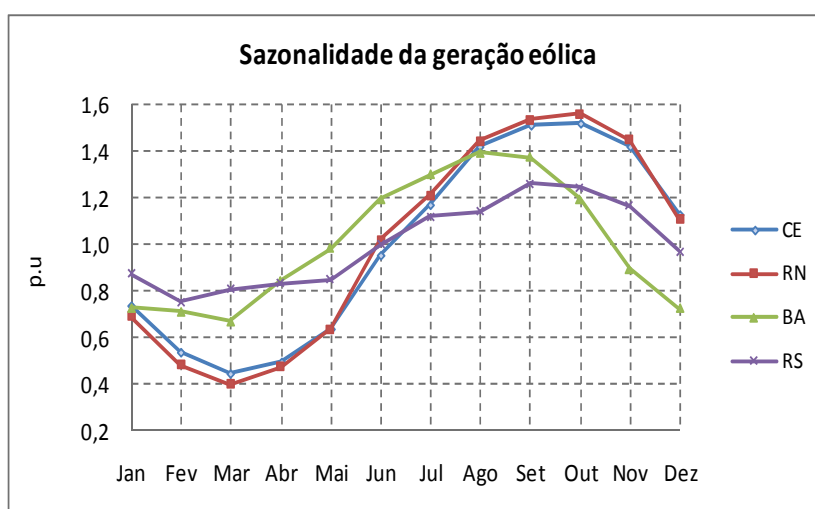
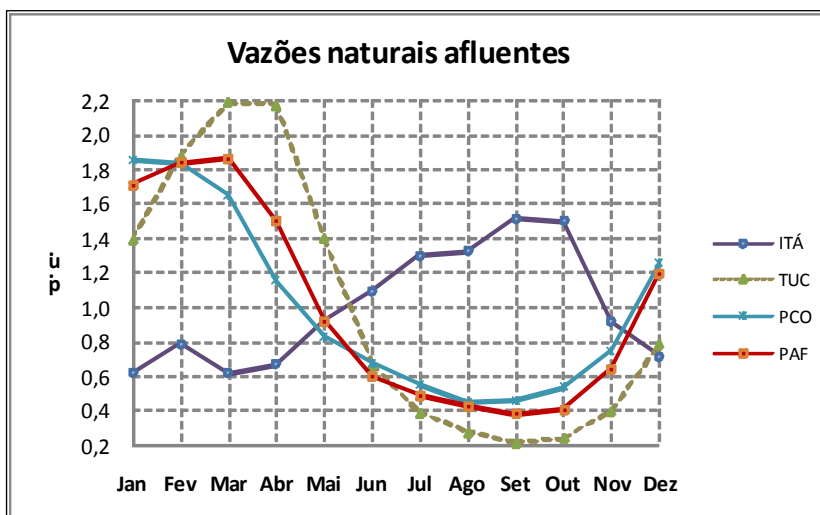


Gráfico 10: Ciclo anual de los ríos

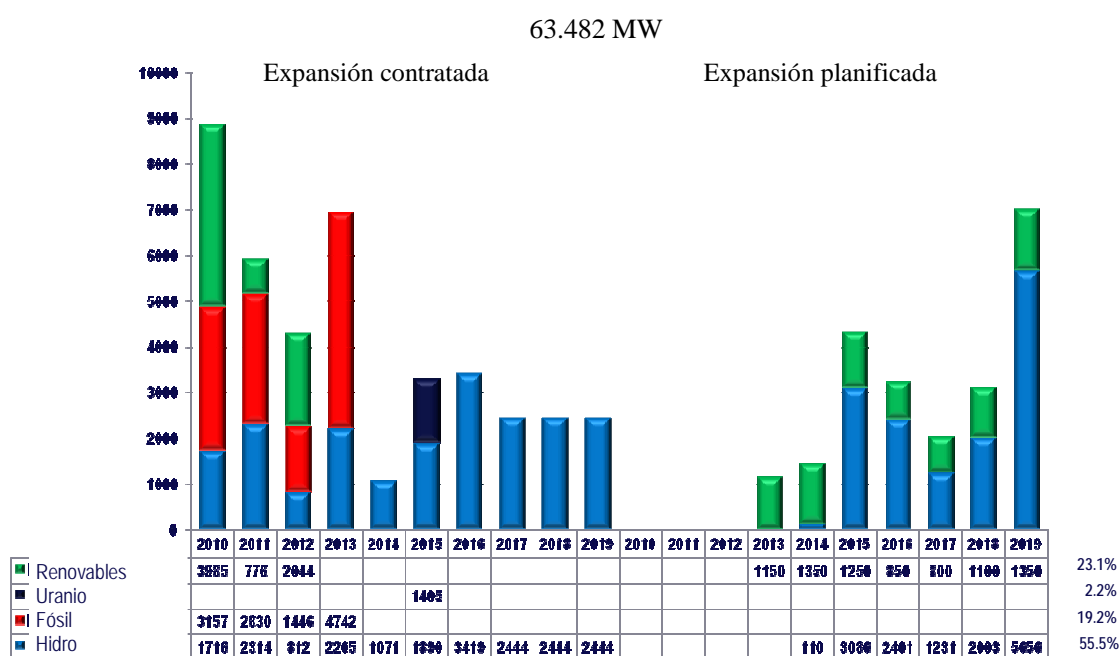


Fuente: EPE



Al igual que en el caso de la biomasa, la política energética esta permitiendo un importante crecimiento de este recurso a través de adjudicaciones y la conexión a la red energética. Desde el 2005 se realizaron quince licitaciones para la compra de energía producto de las cuales se contrataron 41.500 MW. De este total, el 56% (23.200 MW) es energía hidroeléctrica y el 14% (5.600 MW) proviene de fuentes renovables. Por lo tanto, se llega a una situación en la que el 70% de los contratos de Brasil en licitaciones recientes lo representan fuentes renovables de energía. En 2010 aún se realizarán tres licitaciones más, dos para fuentes alternativas renovables y una para una nueva planta hidroeléctrica, siempre que las licencias ambientales correspondientes sean otorgadas.

Gráfico 11: Plan de expansión de capacidad de generación de energía 2010–2019



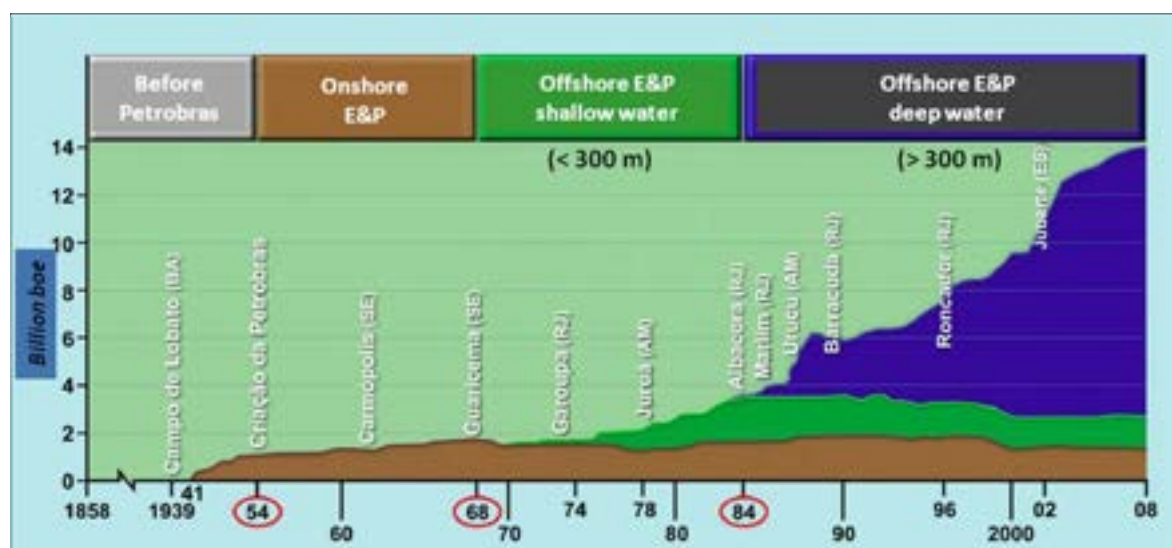
Fuente: EPE (PDE 2019)

Esta es la expansión planificada del parque de generación eléctrica de Brasil, desarrollado bajo la pauta que en los próximos 10 años se necesitarán alrededor de 63.500 MW de energía para poder crecer a 5% anual. De este total, el 65% ya ha sido contratado a través de licitaciones.

### El sector petrolero

La tecnología y la política energética son los elementos claves del éxito de Brasil en el sector petrolífero. En los años cincuenta los geólogos dijeron que no había petróleo en Brasil y en 1954 el gobierno creó Petrobras, la empresa del estado. Al comienzo Petrobras explotaba el petróleo en el continente pero en 1968 comenzó a hacerlo off-shore en aguas de poca profundidad. En 1984 empezó a explotar y producir petróleo en aguas de mayor profundidad y ahora Brasil cuenta con reservas probadas de 14 millones de barriles.

Gráfico 12: Evolución de las reservas petroleras de Brasil.



Petrobras desarrolló tecnología y así se convirtió en una de las pocas empresas del mundo capaces de perforar a grandes profundidades. Esta tecnología para explotar aguas profundas permitió a Petrobras descubrir grandes recursos petrolíferos en la capa pre-sal.

Actualmente en Brasil se producen 2,2 millones de barriles por día. Incluidos estos últimos descubrimientos podría llegarse a una producción anual de 5,1 millones, mitad proveniente del pre-sal y mitad del post-sal. Esto dejaría un excedente exportable mayor a los 2 millones de barriles por día.

Brasil se ha convertido en un exportador de petróleo importante cuya historia petrolífera es un ejemplo de cómo la política energética y la tecnología pueden hacer posible la explotación de los recursos naturales. En los setentas Brasil importaba petróleo por lo que fue afectado drásticamente por las dos crisis del petróleo. En esa época, el déficit comercial de Brasil se debía a la importación de petróleo. Gracias a la política energética hoy Brasil es autosuficiente y, en unos años, se convertirá en un gran exportador de petróleo con un papel importante en el escenario energético mundial.



# Lecciones de la crisis

*Marcelo Tokman Ramos, Ex Ministro de Energía de Chile*

El presente trabajo trata de lo que ha hecho Chile para hacer frente a la situación energética crítica que le ha tocado sortear. Primero se refiere a las características que tenía, y que en gran medida todavía tiene, el sector energético chileno, las que resultan en su vulnerabilidad y que permitían anticipar la proximidad de una crisis. En segundo lugar, presenta una descripción de la crisis vivida. Una crisis distinta a todas las anteriores ya todo lo que podía salir mal salió mal. Tercero, explica cuáles fueron las medidas que se tomaron. Y, por último, lo más importante, se describen cuáles fueron las lecciones aprendidas de esta crisis.

En términos de la matriz energética chilena, el primer elemento de vulnerabilidad es la fuerte presencia que tienen los combustibles fósiles en la misma. Casi un 75% del consumo primario corresponde a combustibles fósiles, lo que significa un riesgo muy significativo desde el punto de vista de las variaciones que pueden experimentar los precios internacionales, especialmente cuando el 70% del consumo primario es importado. Una de las tendencias que han tenido lugar en Chile en las últimas décadas es la creciente dependencia externa. En el caso del petróleo, un 99% es importado, en el caso del carbón un 96% es importado, y en el caso del gas natural más del 90% era importado cuando este llegaba sin restricciones. En el caso de este último combustible su situación fue aún más compleja ya que, aparte de una producción menor en la zona de Magallanes, la totalidad del gas natural importado provenía de un solo proveedor: Argentina. En efecto, a mediados de los 90s el país realizó inversiones muy significativas para aprovechar este combustible que aparecía como un combustible limpio, seguro y, además, competitivo desde el punto de vista de los costos. Así, el gas natural que en el año 1995 no formaba parte de la matriz energética, el 2006 representaba un 35,4%.

Otra característica de nuestro sistema eléctrico, particularmente del sistema interconectado central (SIC) que es donde habita el 94% de la población del país, es la fuerte presencia que tiene la hidroelectricidad. En términos de capacidad instalada en el SIC la hidroelectricidad representa un 52,31% y más del 60% de la generación promedio, lo que conlleva un riesgo muy importante en los periodos de sequía.

A estos factores de vulnerabilidad se suma el hecho que a partir del año 2000 hasta el 2006 tuvo lugar una caída muy fuerte de la inversión en generación eléctrica. Mientras el consumo seguía creciendo vigorosamente, la capacidad instalada crecía cada vez menos y las holguras (o márgenes de seguridad) para hacer frente a situaciones complejas se estrecharon. Y, lamentablemente, las situaciones complejas efectivamente empezaron a ocurrir.

En el caso de los combustibles fósiles, después de un período de muchos años de relativa estabilidad los precios comenzaron a subir alcanzando niveles récord históricos. En el caso de Chile, a diferencia de otros países de la región que tienen producción nacional o incluso exportación, las alzas de precios golpearon fuertemente a la economía.

Otro problema fue lo que ocurrió con el gas natural cuando Argentina comenzó a restringir las exportaciones hacia Chile. Hasta el año 2004 se enviaba la totalidad del gas contratado (aproximadamente 22 millones de metros cúbicos diarios) y a partir del 2004 se empezaron a aplicar restricciones aleatorias pero crecientes hasta el invierno de 2007. La aleatoriedad de las restricciones implicó una dificultad adicional por lo difícil que resultaba predecir los envíos efectivos y, por ende, tomar las medidas de adaptación. A partir del invierno del 2007 la incertidumbre desapareció ya que los envíos consistentemente alcanzaban solo los niveles mínimos necesarios para evitar el racionamiento en el consumo residencial comercial.

Desde el punto de vista de la hidrología, el año hidrológico 2007-2008 fue uno de los más secos de los últimos 50 años. En otras palabras, Chile enfrentó una tormenta perfecta: Todos los riesgos que uno podía identificar o que se podría prever que saldrían mal, salieron mal: se cortaron los envíos de gas desde Argentina, tuvo lugar una de las sequías más severas de las últimas décadas y los combustibles fósiles alcanzaron precios récord históricos. Como si todo eso fuese poco, se redujeron los envíos de electricidad desde la central Termo Andes, construida en Salta para proveer energía a Chile, fallaron importantes centrales nacionales (en algunos casos estas fallas se generaron por el uso de diesel en vez de gas natural) y ocurrió el terremoto del 2007 en el norte del país causando problemas, tanto en algunas centrales como en las líneas de transmisión y distribución.

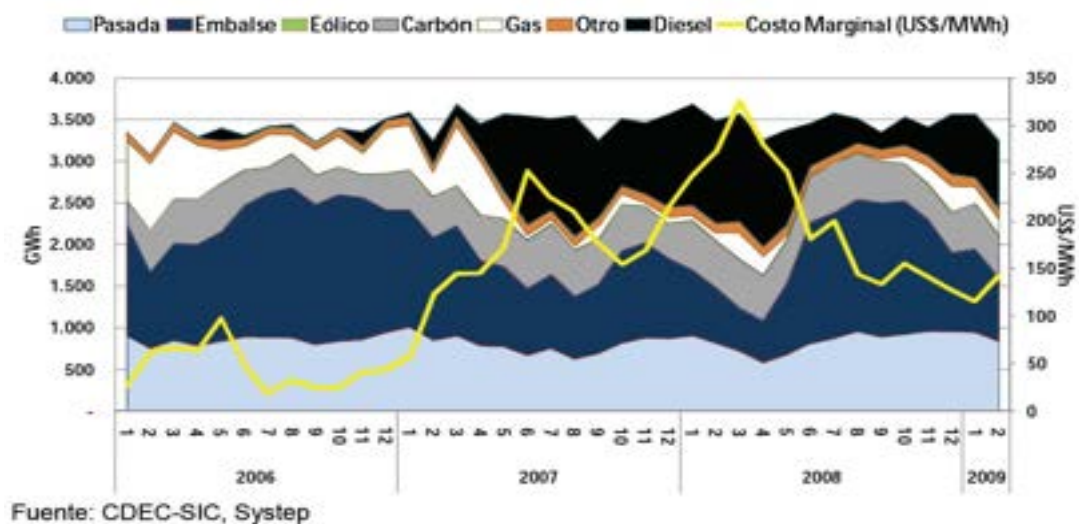
Frente a este escenario, o más bien para intentar evitarlo, ya se habían tomado algunas medidas para mitigar los riesgos. En 2005 se modificó el marco regulatorio con el objeto de dar certidumbre a los inversionistas y generar incentivos para que se recuperara la inversión en generación. La modificación de la ley (Ley Corta II) estableció un sistema de licitaciones con contratos de largo plazo y amplió la banda de precios en torno al precio medio de mercado dentro de la cual debía situarse el precio regulado de manera que este subiera más rápidamente para reflejar de mejor manera la situación de escasez que se estaba viviendo.

Lamentablemente estas medidas toman tiempo en materializarse, sobre todo las nuevas inversiones, por lo que no fueron suficientes y durante el año 2007-2008 se debieron tomar además varias medidas de emergencia. Algunas apuntaron a disminuir la demanda, otras a aumentar la oferta, otras a suavizar los impactos internos de las alzas de los precios y otras a ayudar a las familias de ingresos más bajos a hacer frente al encarecimiento de la energía.

Hubo una serie de medidas destinadas a facilitar y acelerar el reemplazo del gas natural y la hidroelectricidad por diesel. Si bien el sector público colaboró, incluso con modificaciones legales, el sector privado reaccionó a las señales de precio dualizando los ciclos combinados para

que pudiesen operar con diesel cuando no contaran con gas natural, instalando de motores y turbinas para reemplazar la caída en la generación hidroeléctrica con generación en base a diesel y efectuando las modificaciones en los sistemas de logística y distribución para que el diesel requerido estuviese disponible oportunamente.

Gráfico 1: Sustitución de generación hidroeléctrica y gas natural por diesel



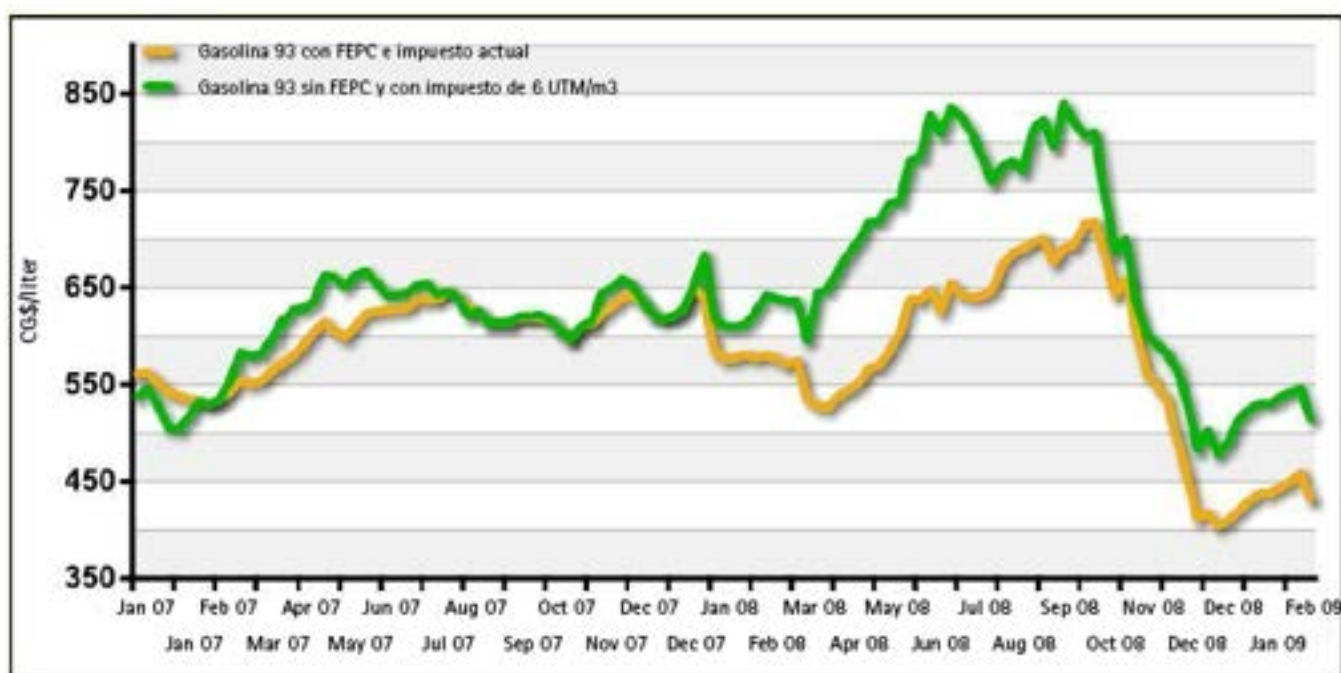
En el gráfico 1, que muestra la generación por tipo de combustible, se observa claramente lo importante que fue la sustitución de gas natural y de agua por diesel. En primer lugar, es posible ver como el gas natural (de color blanco) desaparece casi por completo a mediados del 2007. En segundo lugar, también es posible observar como la generación hidroeléctrica (de color celeste y azul) cae desde julio del 2006 hasta niveles mínimos en abril del 2008. Esa capacidad de generación perdida se reemplaza por la introducción del diesel (de color negro) de manera muy significativa. Finalmente, el gas natural no solo dejó de ser seguro sino que además, al ser reemplazado por diesel caro y contaminante, dejó de ser limpio y competitivo.

Otra información interesante que se desprende del gráfico 1 es la evolución que exhibió el precio en el mercado spot (la línea amarilla). A medida que cada uno de estos eventos negativos se iban sucediendo, los precios fueron subiendo reflejando la escasez y proveyendo los incentivos necesarios para que la oferta se adaptase a la situación de crisis. El costo marginal subió de niveles cercanos a los 20 dólares hasta alcanzar en los momentos más críticos niveles por encima de los 350 dólares por megavatio/hora.

La oferta reaccionó no solo a través de la dualización e instalación de turbinas, sino que además, mediante la flexibilización en el uso del agua de los embalses decretada a inicios del 2008, fue posible aumentar la generación hidroeléctrica. Sin embargo, dada la magnitud de los shocks negativos y el hecho de que los cambios por el lado de la oferta, especialmente las nuevas

inversiones, toman tiempo, hubo momentos donde aun con toda la capacidad instalada que era posible despachar despachada, no había oferta suficiente para satisfacer la demanda eléctrica del país. Fue en esos momentos en los que el ahorro energético fue fundamental para evitar una situación de racionamiento. A través de distintos mecanismos, como el sistema de incentivos de las generadoras a la reducción del consumo por parte de sus clientes, disminución del voltaje de la distribución, las distintas campañas de ahorro, el reparto de ampolletas eficientes, la prolongación del horario de verano, y la introducción del mes de abril en la medición de la demanda en el horario de punta, entre otras, se produjo una caída muy significativa en el consumo eléctrico. Mientras a fines de febrero del 2008 el organismo a cargo de la administración del SIC (CEDEC-SIC) preveía un déficit y racionamiento a partir del mes de marzo, lo que finalmente ocurrió fue una disminución del consumo eléctrico en un 10% respecto de lo que se proyectaba. El 2008 fue el primer año en la historia del país en la que la demanda eléctrica cayó mientras la economía creció. Esta caída en la demanda, junto a la reacción de la oferta fueron fundamentales para lograr superar la crisis sin haya sido necesario aplicar racionamiento.

Gráfico 2: Suavización de precios internos



El gráfico 2 muestra el efecto de algunas de las otras medidas que se tomaron y que apuntaban a suavizar el impacto interno del aumento de los precios internacionales. La línea verde representa el alza que habría experimentado el precio de la gasolina si no se hubiese reducido transitoriamente el impuesto a este combustible y si no se hubiesen inyectado recursos al fondo de estabilización de precios de los combustibles que funcionó durante ese período. Además de las medidas destinadas a la suavización de las fluctuaciones de los precios internos, se implementaron diversas iniciativas para apoyar a las familias de menores ingresos como el pago de subsidios a las cuentas eléctricas y la entrega de bonos.

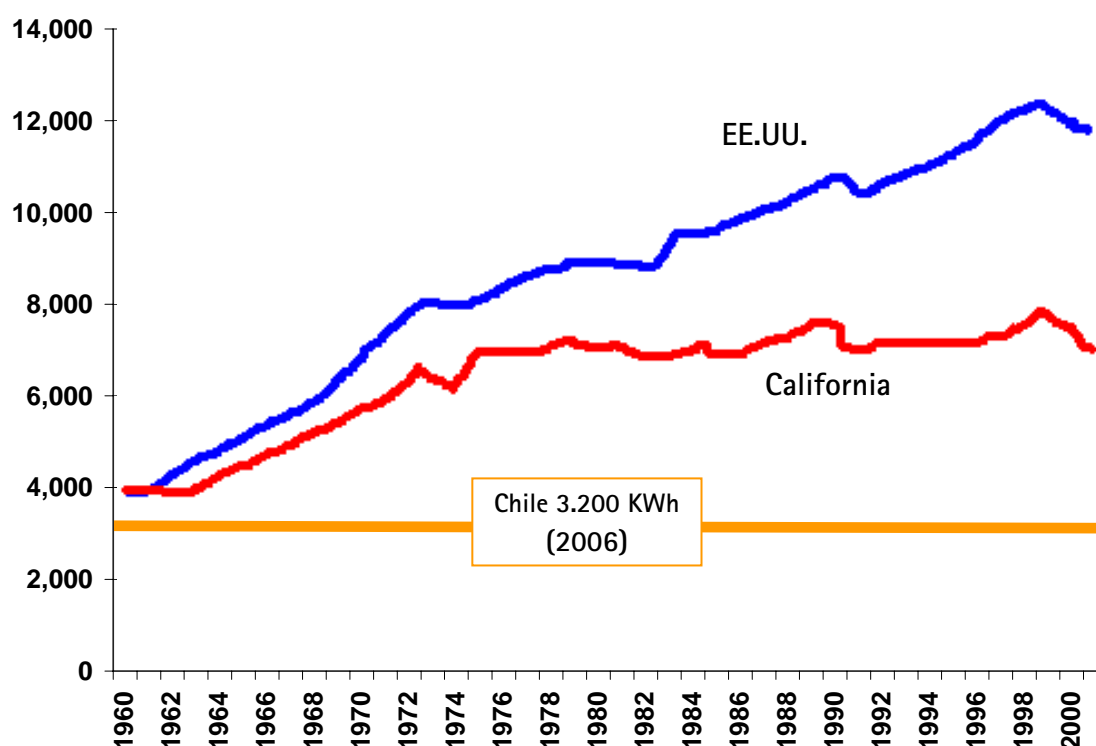
En definitiva, gracias a las distintas medidas que fueron tomadas y al funcionamiento del sistema de incentivos, se logró a travesar una coyuntura extremadamente adversa sin interrupción del suministro eléctrico ni de gas residencial, suavizando la fluctuación de los precios internos y apoyando a las familias de escasos recursos.

En todo caso lo más importante de la experiencia vivida fueron las lecciones aprendidas. La crisis no solo fue una situación de peligro que el país debía intentar resolver de la mejor manera posible sino que además fue una gran oportunidad repensar el sector energético. La gran lección fue que dado que en el sector energético las medidas y los cambios toman mucho tiempo en implementarse, es necesario preocuparse hoy por el largo plazo. Esto tiene varias implicancias. La primera es que es necesario que el sector público cuente con una institucionalidad adecuada para poder tener esta mirada prospectiva de largo plazo y para generar las políticas apropiadas. La razón, o una de las razones, por las que Chile ha estado expuesto a continuas situaciones de crisis energéticas a lo largo de las últimas décadas se debe a la forma en la cual estaba organizado el Estado en esta materia. Como no existía un Ministerio de Energía, sino que distintos ministerios con atribuciones en materia de energía, lo que tendió a pasar es que cuando se producía una crisis energética se le pedía al Ministro de Economía o al Ministro de Minería que la resolviera. Se llevaban acabo todos los esfuerzos posibles, algunas veces con más éxitos que en otras, pero una vez que se superaba la crisis el Ministro en cuestión volvía a sus preocupaciones principales en su cartera respectiva. Entonces sucedía que desde el sector público, se atacaba la crisis y posteriormente solo se administraba y fiscalizaba el marco regulatorio sin que ninguna autoridad estuviese pensando en los desafíos de más largo plazo ni tomando las decisiones de política a tiempo. Obviamente esa forma de actuar era casi una garantía de que que el país enfrentaría nuevamente nuevas crisis en el futuro. Para resolver esta situación, a través de una modificación legal, se reformó la estructura del Estado en materia energética. De una diseño en el que las responsabilidades estaban repartidas entre un Ministerio de Economía, un Ministerio de Minería, otras instituciones del sector que dependían de estos ministerios y una Comisión Nacional de Energía, con un rol básicamente de regulación, se pasó a una estructura centrada en un nuevo Ministerio de Energía en donde las instituciones que tienen responsabilidades en el ámbito de la energía dependen de este nuevo Ministerio. Al Ministerio de Energía se le asignó la responsabilidad de conducción del sector energético no solamente en lo inmediato sino que también pensando en el largo plazo, para lo cual se le dotó de los recursos necesarios. Además se crearon dos nuevas instituciones: una agencia chilena de eficiencia energética y un centro de energías renovables.

La segunda lección derivada de la crisis fue la constatación de que es necesario hacer un uso más eficiente de la energía. En Chile nos dimos cuenta que la eficiencia energética era como la “bala de plata” de la política energética al permitir el logro simultaneo de todos los objetivos. Es la fuente más segura, la más competitiva, la única

que no tiene ningún tipo de impacto ambiental y además, en muchos casos, permite evitar que las familias de ingresos mas bajos pierdan parte de sus ingresos despilfarrando energía sin obtener ningún beneficio en términos de calidad de vida. Es decir, con la eficiencia energética también es posible lograr resultados positivos desde el punto de vista social.

Gráfico 3: Eficiencia energética



En relación a la eficiencia energética, es interesante ver en el gráfico 3 como la aplicación de políticas adecuadas puede resultar en un cambio muy significativo en el patrón de consumo, como lo demuestra la comparación de California con el resto de los estados de Estados Unidos. Es evidente que hay una oportunidad muy valiosa para el país en aplicar las mejores prácticas y tecnologías en materia de eficiencia energética. En todo caso eso no significa que el país no vaya a requerir más energía. Como muestra el gráfico, el nivel de consumo eléctrico per cápita actual en Chile es significativamente menor al de California. Esto se debe al menor nivel de ingreso por habitante que tiene Chile. En la medida que el país siga creciendo y se cierre la brecha de ingreso con los países más ricos, el país demandará más energía aún haciendo un uso eficiente de ella. La implementación de políticas de eficiencia energética permitirá reducir las tasas de crecimiento de la demanda energética pero en ningún caso detener su crecimiento.

La experiencia internacional muestra que cuando los precios reflejan los costos, sobre todo cuando los costos suben, se genera un fuerte incentivo para comenzar a hacer un uso más eficiente de la energía. En todo caso, las múltiples fallas de mercado que existen en torno a la eficiencia energética hace que los precios elevados sean una condición necesaria pero no suficiente

para que las empresas y las personas incorporen nuevas tecnologías y procesos. Para que se produzcan los cambios requeridos hace falta también un rol muy activo por parte del sector público. Por eso se creó el Programa País de Eficiencia Energética en el año 2005 y durante el gobierno de la Presidenta Bachelet se aumentó el presupuesto para este programa en casi cincuenta veces lo que permitió llevar a cabo distintas políticas, modificaciones legales, modificaciones regulatorias, creación de nuevos incentivos y campañas comunicacionales. Estas medidas ya han comenzado a arrojar los resultados esperados. Se empieza a desacoplar el crecimiento de la demanda energética del crecimiento económico. De hecho, si se compara cuánta energía se usó por unidad de producto el 2009, se observa que esta disminuyó en un 13,4% respecto a 1999. Además el país recibe reconocimientos internacionales (Alliance to Save Energy y APEC) por los avances observados en materia de eficiencia energética.

Como se señaló antes, sin perjuicio de lo exitoso que sea el país en el uso eficiente de la energía, en la medida de que el país crezca, de todas maneras va a necesitar más energía por lo que resulta imprescindible mantener un marco regulatorio que incentive al sector privado a realizar las inversiones requeridas. Hay que asegurar que la oferta crezca a la par con la demanda, y que esto se haga de manera tal que existan holguras suficientes para enfrentar posibles situaciones de estrechez.

En segundo lugar, no solamente importa el volumen total de las inversiones y la cantidad de mega watts sino que también importa el tipo de inversiones que se realiza. Es imperativo diversificar la matriz para reducir la exposición que tiene el país a los distintos riesgos que fueron enumerados anteriormente. Con este objeto, en el último tiempo, se atacaron varios frentes. En primer lugar, como se seguirán utilizando los combustibles fósiles, se realizan esfuerzos para explorar y descubrir reservas nacionales que permitan reducir la dependencia externa. Para ello se licitaron las pertenencias de carbón en la Isla Riesco, se invitó a las empresas privadas para que exploren y exploten hidrocarburos en la zona de Magallanes y se reforzaron las actividades de exploración de la empresa pública ENAP. Asimismo, para aprovechar el gas natural de manera más segura, se hicieron inversiones para poder comprarlo a diferentes proveedores, construyendo los terminales de regasificación de GNL de Quinteros y de Mejillones.

En tercer lugar, para estar preparados para hacer frente a coyunturas adversas como la vida en los últimos años se requiere mantener una adecuada capacidad de almacenamiento, respaldo y todo lo que tiene que ver con la logística de distribución de combustibles líquidos. Durante las primeras etapas de interrupción del suministro de gas natural desde Argentina no había certeza respecto a cual sería el volumen de diesel requerido. Como Chile importa el 99% del petróleo que consume, reaccionar en plazos muy breves implicó un esfuerzo tremendo. El volumen de gas requerido por el sector generador llegó a ser equivalente al que consumía todo el país en tiempos de normalidad. Es decir, el país tuvo que duplicar las importaciones, el almacenamiento y la distribución de diesel en el país para evitar los apagones. Obviamente de este episodio se aprendió la importancia de contar con mayor capacidad de almacenamiento para poder reaccionar de la mejor manera frente a situaciones como esta. Por ello durante estos años se han efectuado inversiones cuantiosas en esta línea.

Por último, se ha procurado incentivar la incorporación creciente de energías renovables no convencionales ya que al tratarse de un recurso autóctono permiten reducir la dependencia

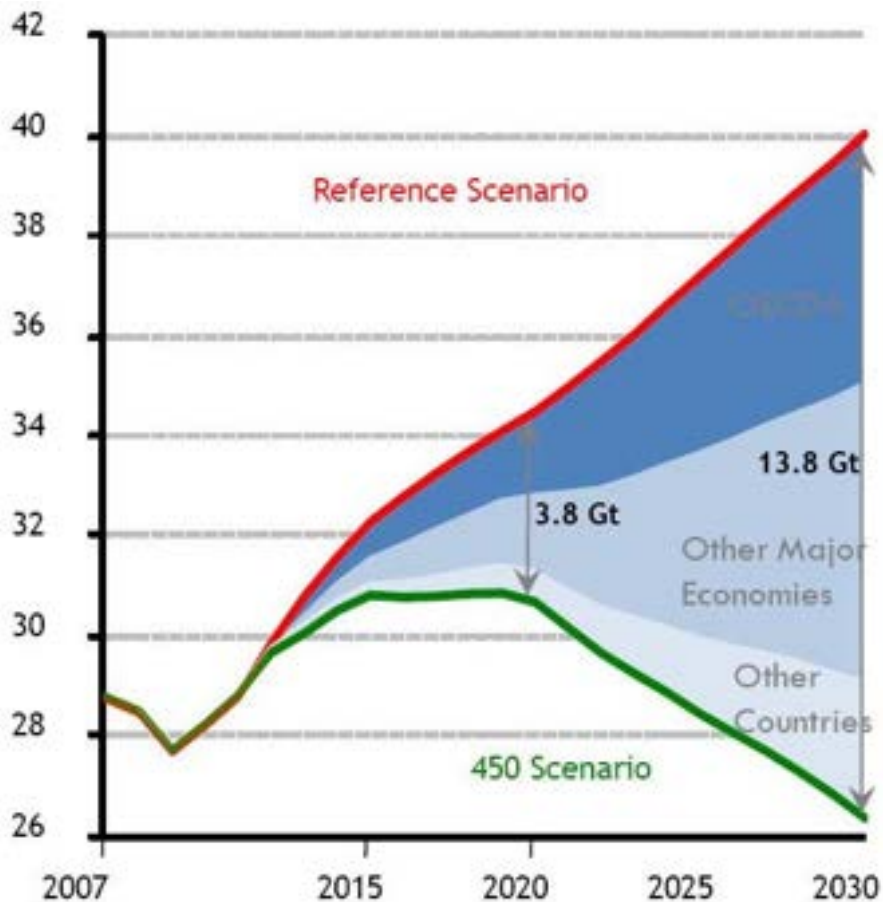
externa. Asimismo, al no requerir combustibles, se reduce la volatilidad de costos energéticos. Además, estas fuentes de energía generan menores impactos ambientales. Y, por último, como Chile cuenta con abundantes recursos naturales y los costos de estas tecnologías están cayendo aceleradamente gracias a los avances tecnológicos que han sido impulsados en los países más desarrollados, las energías renovables se están volviendo cada vez más competitivas. En materia de energías renovables no convencionales, en los últimos años se han visto resultados muy positivos. En el año 2005 había menos de 300 MW de capacidad instalada de este tipo de energía y este año el país terminará con aproximadamente 600 MW instalados. Existen actualmente cerca de 2500 MW de proyectos de energías renovables no convencionales con aprobación ambiental en proceso de evaluación. El año pasado, por primera vez en la historia del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, se aprobaron más MW de proyectos renovables que térmicos y más renovables no convencionales que hidroeléctricos. Además, comienzan a verse nuevos tipos de proyectos que no estaban presentes hace algunos años en la matriz energética del país, como los primeros parques eólicos, mini centrales hidroeléctricas utilizando obras de riego, biogás que se está obteniendo para generación tanto en el tratamiento de aguas servidas como en los rellenos sanitarios, y empiezan también a efectuarse perforaciones profundas para el aprovechamiento de la geotermia.

Una de las lecciones más importantes aprendidas en la crisis vivida de los últimos años tiene que ver con la necesidad de anticiparse a los desafíos que enfrentará el sector energético con suficiente anticipación para evitar que estos se conviertan en cuellos de botellas insalvables, o salvables pero a costos muy elevados. Sin duda dentro de los desafíos respecto a los cuales será necesario dedicar cada vez más atención están: el cuidado del medio ambiente y la compatibilización del desarrollo energético con el desarrollo local.

Dentro de los temas ambientales, además del cuidado por los impactos locales, en los últimos años ha surgido un tema cada vez más relevante: el cambio climático. El calentamiento global tiene efectos para Chile en dos dimensiones. Por un lado, el clima en Chile va a cambiar producto del cambio global y eso afectará al sector energético a través de la disminución de las precipitaciones, menor acumulación de nieve y mayor frecuencia de los fenómenos del Niño y la Niña en la zona centro-sur del país, donde se concentran la gran mayoría de las centrales de generación hidroeléctrica del país. Frente a este hecho, el país deberá adaptarse aumentando la capacidad de regulación anual e interanual mediante la construcción de nuevos embalses y aprovechando el potencial hidroeléctrico en la zona sur del país donde no se esperan cambios importantes en el clima. Además está el tema del esfuerzo mundial por la mitigación de los gases efecto invernadero y como esto afectará al país.



Gráfico 6



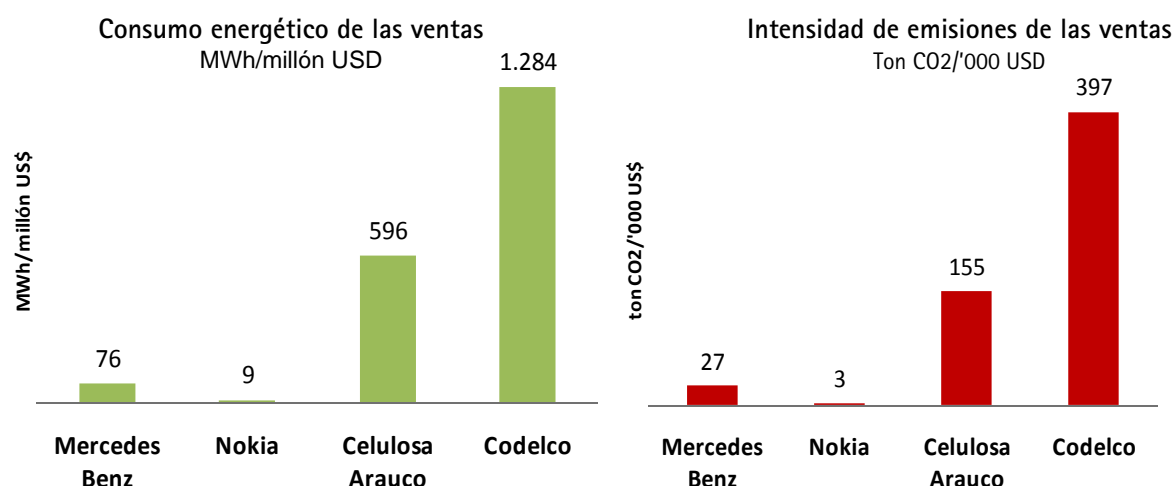
Fuente: Early excerpt of WEO 2009 for Bangkok UNFCCC meeting

La línea roja, en el gráfico 4, muestra la mejor proyección actual (en el escenario Business as Usual) de las emisiones globales de gases de efecto invernadero del sector energético. Si se cumplen estas proyecciones, las concentraciones de CO<sub>2</sub> equivalente en la atmósfera alcanzarían las 1000 partes por millón (PPM), lo que generaría alzas en la temperatura mundial de 6 grados centígrados con consecuencias catastróficas. Por otro lado, la línea verde muestra la trayectoria que deberían exhibir las emisiones para poder mantener el nivel de concentración de los gases de efecto invernadero en no más de 450 PPM, lo que se espera podría limitar el alza de las temperaturas globales a no más de 2 grados. Cumplir con la trayectoria de la línea verde implica un esfuerzo gigantesco, no solamente respecto a lo que se estaba proyectando, sino que incluso será necesario reducir las emisiones respecto a los niveles de emisión actual.

Frente a este escenario, no caben dudas de que todos los países de alguna u otra forma van a tener que hacerse parte de este esfuerzo, de manera voluntaria o por imposición del resto del mundo. En efecto, todos los países se verán forzados a aportar en el esfuerzo de mitigación de emisiones y no solamente por las decisiones que puedan tomar otros gobiernos en el contexto de las negociaciones multilaterales o imponiendo impuestos o restricciones de manera unilateral sino

que también porque los consumidores van a empezar a exigir, en primer lugar, conocer cuál es la huella de carbono de los productos que están consumiendo para posteriormente demandar su reducción. Esto es algo que para Chile, una economía muy abierta y con una estructura de exportaciones muy intensiva en el uso de energía, representa un riesgo muy importante.

Gráfico 5



Fuentes: *Bitrán y Asociados* en base a *Daimler Benz*, *Nokia* y *Codelco Annual Sustainability Reports*, 1008; *Celulosa Arauco* elaboración propia en base a indicadores publicados en [www.arauco.cl](http://www.arauco.cl).

En el gráfico 5 es posible observar cómo las diferencias de estructura de exportación implican consecuencias en términos de huella de carbono muy distintas. En el caso de Chile, los principales productos de exportación, el cobre y la celulosa son mucho más intensivos en el uso de energía (medido como consumo energético por dólar exportado) que los productos que exportan las economías más avanzadas, como por ejemplo los teléfonos celulares y los automóviles. Por cierto, ese mayor consumo energético implica también una huella de carbono mayor. Esta situación representa un riesgo muy importante para el país por lo que es esencial comenzar a tomar medidas desde ahora para evitar que en los mercados destino de nuestras exportaciones se tomen medidas que afecten la competitividad de nuestras exportaciones y nuestra capacidad de crecimiento económico.

Gráfico 6: Matriz energética relativamente limpia

	Emisiones/ Población	Emisiones/ TPES	TPES/ Población	TPES/ PIB	PIB/ Población
Mundo	4,38	2,41	1,82	0,20	9,29
OECD	10,97	2,37	4,64	0,17	27,31
Chile	4,28	2,31	1,85	0,16	11,42

Matriz energética limpia → 2,31  
 Energéticamente más eficiente → 0,16  
 Menor desarrollo económico → 11,42

Fuente: Key World Statistics 2009, IEA

En el gráfico 6 se muestra la situación comparativa actual de Chile, respecto al resto del mundo y a los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), en términos de emisiones per cápita. Se observa que mientras en Chile se emiten tan solo 4,28 toneladas de CO<sub>2</sub> per cápita al año, en los países OCDE las emisiones per capita promedio ascienden a casi 11 toneladas anuales. Es decir, Chile emite poco no solo por tratarse de un país con tan solo 16 millones de habitantes sino que, además, cuando se corrige por el tamaño, Chile es también relativamente limpio. Ello se explica básicamente por que la matriz energética nacional es relativamente más limpia y porque además se consume mucho menos energía por habitante. Ese menor consumo energético es producto de que el país es relativamente eficiente en términos del uso de la energía, es decir, por unidad de producto consume algo menos que lo que consumen en promedio los países de la OCDE pero, más importante, porque el ingreso per cápita está muy por debajo del de los países más desarrollados. Esta realidad constituye una situación muy compleja toda vez que Chile aspira a seguir creciendo para eventualmente alcanzar el nivel de desarrollo de los países de mayores ingresos. Como se desprende de un simple ejercicio aritmético, si Chile logra cerrar la brecha de ingreso con los países más desarrollados, las emisiones del país crecerán a niveles insostenibles, incluso si logra mantener la limpieza y eficiencia actual. En efecto, si el ingreso per capita subiera al promedio de la OCDE y todo lo demás se mantiene igual, las emisiones de CO<sub>2</sub> ascenderían a 10 toneladas anuales por habitante lo que está muy por encima de los niveles que los países OCDE debieran tener, de acuerdo a la Agencia Internacional de Energía, para lograr limitar la concentración de los gases efecto invernaderos a no más de 450 PPM (4 toneladas anuales por habitante en el 2020 y 3,3 en el 2030).

El otro punto al cual se debe prestar mucha atención es la compatibilización del desarrollo energético con el desarrollo local de las comunidades donde se ubican los proyectos energéticos.

Este desafío está relacionado con el tema ambiental pero no es lo mismo. Aún los proyectos que usan la mejor tecnología disponible y que se hacen cargo de todos sus impactos pueden implicar que se afecte adversamente las posibilidades de desarrollo local al no permitir el uso del territorio para usos alternativos, como puede ser el caso de destinar una bahía al desarrollo de una central térmica con su puerto para descargar carbón lo que implica perder la posibilidad de su aprovechamiento turístico. El territorio es cada vez más estrecho y es muy difícil encontrar ubicaciones donde no se haya concebido algún uso específico del territorio (i.e. áreas de desarrollo indígena, comunidades indígenas, el Sistema Nacional de Áreas Protegidas por el Estado, humedales, zonas de interés turístico, áreas de denominación de origen, manejo bentónico, zonas saturadas y latentes). Si los proyectos no generan mucho empleo, inyectan la electricidad a una red que la transporta fuera de la comuna y además pagan sus impuestos al gobierno central o a las comunas de la capital, se produce una situación en la que la distribución territorial de los beneficios y los costos es inequitativa. Ante estas situaciones es natural que la población y las autoridades se opongan a la instalación de proyectos energéticos en sus territorios. Por eso, tanto desde el punto de vista de equidad territorial como para viabilizar políticamente los proyectos energéticos, se requiere encontrar mecanismos en los que estas inversiones contribuyan al desarrollo local.

A modo de conclusión, la lección que Chile aprendió de la crisis, más allá de lo que fueron las medidas más inmediatas que afortunadamente le permitieron superar la crisis sin racionamiento, fue que se comenzó a tomar en serio el desarrollo energético de largo plazo, al sector energético, se entendió que es necesario tener las instituciones públicas preparadas para ir anticipándose a los problemas y para aprovechar las oportunidades. Una mirada positiva de las interrupciones de gas desde Argentina y de la sequía es darse cuenta que Chile necesitaba un remezón como este para hacer los cambios requeridos en el sector energético. No hay ninguna duda de que en materia de energía el país salió fortalecido. Chile está hoy mejor preparado para evitar situaciones de riesgo extremo como las vividas en los años 2007 y 2008. La mejor prueba de lo anterior es que este año con los envíos de gas desde Argentina tan restringidos como el 2007 y 2008, y con una situación hidrológica incluso peor que la de esos años, ahora que ya ha pasado algo de tiempo de los momentos más críticos de la crisis, el país cuenta con holguras importantes en materia de capacidad de generación.

## Sobre los autores

### *David Buchan, Senior Research Fellow, Oxford Institute for Energy Studies*

Es Senior Research Fellow del Oxford Institute for Energy Studies. Cursó sus estudios en Eton College, Oxford University, y el Institut des Hautes Etudes Internationales en Ginebra. Entre 1975 y 2006 se desempeñó como corresponsal del Financial Times en Bruselas, Washington DC y París, cubriendo temas de energía, defensa, diplomacia y los asuntos del entonces bloque soviético. Fue editor sobre energía de 2000 a 2002

Su últimos trabajos son Energy and Climate Change: Europe at the Crossroads, publicado en 2009 por Oxford University Press y The Rough Guide to the Energy Crisis, a publicarse en octubre de 2010. Actualmente se encuentra trabajando sobre la política y la economía de la transformación energética de Europa del Este desde el legado del comunismo hasta las demandas del acceso a la Unión Europea.

### *Mauricio Tolmasquim, Presidente, Empresa de Pesquisa Energética, Brasil*

Es Presidente de la Empresa de Pesquisa Energética, entidad afiliada al Ministerio de Minas y Energía del Brasil. Estudió Ingeniería de la Producción en la Universidad Federal de Río de Janeiro (UFRJ) y Ciencias Económicas en la Universidad del Estado de Río de Janeiro. En 1984 concluyó su Maestría en Planeamiento Energético en la UFRJ. En 1990 se doctoró en Socio-economía del Desarrollo por la École des hautes études en sciences sociales en Francia.

Es profesor del Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-graduação e Pesquisa de Engenharia y la UFRJ. Fue Secretario Ejecutivo y Ministro Interino de Minas y Energía en Brasil, desde donde coordinó el grupo de trabajo que elaboró el nuevo modelo del sector eléctrico.

### *Marcelo Tokman Ramos, Ex Ministro de Energía de Chile*

Fue Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía de Chile hasta que en febrero de 2010 se convirtió en el primer Ministro de Energía tras la creación del Ministerio por la Ley N°20.402. Actualmente ha sido designado director regional para la empresa danesa Vestas, fabricante de equipos para generación eólica.

Entre 1991 y 1993 fue asesor en macroeconomía en el Ministerio de Hacienda; entre 1997 y 1998 fue investigador de Cieplan. En los años 1997 y 1998 fue asesor del director y jefe del Departamento de Estudios de la Dirección de Presupuestos. De 2002 a 2006 fue coordinador de Política Económica del Ministerio de Hacienda y entre marzo de 2006 y marzo de 2007 fue coordinador general de asesores del Ministerio de Hacienda. Es ingeniero comercial con mención en economía de la Pontificia Universidad Católica de Chile y obtuvo su doctorado en Economía en University of California-Berkeley.