ENERLAC

Edición 2012 - Año IV - Vol. 4

13 **Reflexiones sobre la Integración Energética en América Latina y el Caribe: Recomendaciones para la Superación de Barreras**
Reflections on Energy Integration in Latin America and the Caribbean: Recommendations for Overcoming Barriers

33 **Sustentabilidad Macroeconómica de Mercados Energéticos con Regulación por Incentivos - El Caso Argentino**
Macroeconomic Sustainability of Energy Markets Regulated Through Incentives - The Case of Argentina

64 **Integración Eléctrica en Latinoamérica y el Caribe: Barreras y Análisis de Esquemas Regulatorios**
Power Integration in Latin America and the Caribbean: Barriers and Analysis of Regulatory Schemes

83 **Energía Sostenible para América Latina y el Caribe**
Sustainable Energy for Latin America and the Caribbean

101 **Agua, Energía y Seguridad Energética en la República Dominicana**
Water, Energy and Energy Safety in the Dominican Republic

olade
Organización Latinoamericana de Energía
Latin American Energy Organization
Organisation Latino-americaine d'Energie
Organização Latino-Americana de Energia

olade

Organización Latinoamericana de Energía
Latin American Energy Organization
Organisation Latino-americaine d'Energie
Organização Latino-Americana de Energia

2012

ARGENTINA · **BARBADOS** · BELICE · **BOLIVIA** · BRASIL · **CHILE** · COLOMBIA · **COSTA RICA**
CUBA · **ECUADOR** · EL SALVADOR · **GRENADA** · GUATEMALA · **GUYANA** · HAITI · **HONDURAS**
JAMAICA · **MEXICO** · NICARAGUA · **PANAMA** · PARAGUAY · **PERU** · REPUBLICA DOMINICANA
SURINAME · TRINIDAD & TOBAGO · **URUGUAY** · VENEZUELA · ***ARGELIA***

COMITÉ EDITORIAL / *EDITORIAL COMMITTEE*

Victorio Oxilia
Secretario Ejecutivo
Executive Secretary

Néstor Luna
Director de Estudios y Proyectos
Studies and Projects Director

Fernando Ferreira
Director de Integración
Integration Director

Patricio Izquierdo
Asistente de Comunicación
y Relaciones Institucionales
Communications and Institutional Relations Assistant

Agradecemos a los profesionales que realizaron la revisión por pares de lso artículos de la presente edición:
We thank the professionals involved in the peer review of the articles in the present issue:

Byron Chiliquinga, Gabriel Hernández, Lennys Rivera, Gabriel Salazar

Además a las personas que trabajaron en la traducciónes de los textos que incluye la presente edición:
Besides, the people who collaborated with the translation of the texts included in this edition:

Gabriela Martínez, Marina Castro

Agradecimiento a Ana María Arroyo por su aporte en el diseño de la presente edición.
Thanks to Ana María Arroyo for her support in the design of the present edition.

Los criterios y opiniones expresados en los artículos presentados en esta revista son responsabilidad del autor y no comprometen a OLADE en ningún caso.
The criteria and opinions expressed in the articles includded in this magazine are responsbility of the authors and do not compromise the views of OLADE in any case.

Se permite la reproducción total o parcial de este documento a condición de que se mencione la fuente.
Total or partial reproduction of this document is allowed only if source is mentioned.

Fotografía de portada pertenece a “Acervo Itaipu Binacional”. Agradecemos el permiso para su uso.
Front cover picture is owned by “Acervo Itaipu Binacional”. We thank for the permission to use it.

ISSN: 1390-5171

ACERCA DE LOS AUTORES / *ABOUT THE AUTHORS*

Fernando Abadie

Licenciado en Economía – Universidad de Buenos Aires (1970), con posgrado en Economía de la Energía – Fundación Bariloche (1975). Se ha desempeñado como consultor especializado en regulación económica de la industria eléctrica, con posiciones relevantes en empresas eléctricas de su país y participó en varios estudios sobre reestructuraciones, desarrollo organizacional y regulación moderna del sector eléctrico, en diferentes países de la región. En la República Argentina, es Jefe del Departamento Transporte de Energía Eléctrica del Ente Nacional Regulador de la Electricidad, desde el año 2004. Docente e investigador del CEARE (Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética) de la Universidad de Buenos Aires.

Fernando Abadie has a Degree in Economics – University of Buenos Aires (1970), with a Masters Degree in Energy Economics – Bariloche Foundation (1975). He has worked as a specialized consultant on economic regulation in the power industry, and held relevant positions in public utilities in Argentina and participated in several studies about restructuring, modern organization and regulation of the electric sector in Latin America. He is the Head of the Power Transmission Department at the National Electricity Regulatory Agency in Argentina since 1994. He is also a Professor and researcher at CEARE (Center for the Study of Energy Regulatory Activity), University of Buenos Aires.

fernando.ezequiel.abadie@gmail.com

Eduardo Lerner

Es Licenciado en Economía de la Universidad de Buenos Aires y posee Posgrados realizados en la Universidad de San Juan (Argentina) y la Universidad de Florida (EEUU). Especializado en la regulación económica de la energía. Se ha desempeñado como Profesor Coordinador e investigador del CEARE (Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética) y Profesor de Posgrado en la Facultad de Ciencias Económicas, ambos de la Universidad de Buenos Aires, funcionario del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (Argentina), consultor de la CIER, BID, PNUD, OLADE y otras instituciones. Ha sido además panelista y expositor en congresos y seminarios de su especialidad. Realizó trabajos sobre integración energética en el Mercosur y América Latina para el CEARE, la CIER, Fundación Bariloche, Universidade Federal de Rio de Janeiro y World Energy Council. Es miembro de la International Association for Energy Economics.

He has a Degree in Economics from the University of Buenos Aires and a Masters Degree by the University of San Juan (Argentina) and the University of Florida (USA). He has a specialization in energy economic regulation. Has been coordinator Professor and researcher at CEARE (Center for the Study of Energy Regulatory Activity), Professor at the Masters School ofEconomicsy, both from the University of Buenos Aires, officer of the National Electricity Regulatory Agency (Argentina), and a consultant for CIER, IDB, UNDP, OLADE and other institutions. He has been a panelistanelist and speaker at conferences and seminars in his field of expertise. He has also worked on energy integration in Mercosur and Latin America for CEARE, the CIER, Fundación Bariloche, Federal University of Rio de Janeiro and World Energy Council. Member of the International Association for Energy Economics.

lerner.eduardo@gmail.com

Sustentabilidad Macroeconómica de Mercados Energéticos con Regulación por Incentivos - El Caso Argentino

Resumen

En este trabajo los autores se proponen un evaluación de la experiencia de transformación regulatoria y productiva del sistema energético argentino, transcurridas dos décadas de su implantación.

Se comienza examinando las alternativas de tipo doctrinario sobre las diversas formas de participación del sector privado y del Estado en las empresas de servicios, describiendo luego a grandes rasgos las transformaciones abordadas por la Argentina en la década del 90. Se pone de relieve la importancia de

Macroeconomic Sustainability of Energy Markets Regulated Through Incentives - The Case of Argentina

Abstract

In this paper, the authors aim at assessing the regulatory and productive transformation experience of the Argentine energy system, implemented two decades ago.

We start by examining the doctrinary alternatives on the different forms of participation of the private sector and the State in utility companies and then move on to describing on a larger scale the transformations that the country went through during the 90's. We emphasize the circumstances that sustained the early success as well as the evident

circunstancias concurrentes que, más allá de las decisiones políticas, apuntalaron los éxitos iniciales. Y también las limitaciones implícitas, y su impacto cuando las mismas se pusieron de manifiesto.

Se describen las medidas adoptadas para adecuar al menos provisionalmente el funcionamiento del sector a partir de la gran crisis macroeconómica del 2001/2002, y se presenta una comparación con la experiencia brasileña posterior a 1998, resaltando las diferencias en cuanto a los pasos de readecuación de los respectivos marcos regulatorios.

Finalmente, se presentan recomendaciones sobre medidas orientadas reencauzar el desarrollo sectorial a partir de la nueva situación macroeconómica y la experiencia recogida.

limitations that appear and their impact.

We describe the measures adopted to adapt the operation of the system as from the great macro-economic crisis 2001/2002, and we present a comparison with the Brazilian experience after 1998, highlighting the differences regarding the steps taken to re-formulate the regulatory framework.

To conclude, we present recommendations about measures that should be adopted to bring a new direction of the industry within the framework of the new economic situation and the experience we have achieved during these years.

Introducción

La transformación regulatoria y productiva del sistema energético argentino, en particular en lo referido al servicio público por redes, despertó en su momento interés tanto en los ámbitos políticos como académicos, por la profundidad de los cambios como también por la originalidad de algunas soluciones. E inclusive, por los resultados obtenidos en su fase inicial.

Transcurridas dos décadas, existen elementos suficientes para una evaluación de la consistencia y funcionamiento de aquel modelo, así como de sus limitaciones y su crisis, con énfasis en una perspectiva superadora que incorpore la sustentabilidad ambiental y la atribución y financiación de los costos asociados.

Abastecimiento de electricidad y gas natural por redes. Mercados desregulados o con regulación por incentivos. Configuración regulatoria y proceso de transición

En el debate sobre la organización de los servicios públicos, en particular en las disyuntivas tipo público-privado o mercado-Estado, suelen tratarse, como si fueran una sola, tres cuestiones bastante diferentes: la propiedad (de quién son o de quién deben ser las empresas); el financiamiento (de inversores privados, de bancos, del propio negocio, de los usuarios, del presupuesto público, o de alguna combinación de todos ellos); y la gestión (libre o sujeta a alguna forma de plan o instrucción gubernamental).

En la historia de los servicios públicos hemos visto muchos casos en que la necesidad de recurrir al financiamiento público condujo a un cambio en la propiedad (estatización de empresas). Y recíprocamente, las limitaciones del financiamiento público condujeron al cambio inverso (privatizaciones).

Sin embargo, hay que cuidarse de una asimilación simplista. Hay empresas privadas de servicios que reciben financiamiento público, para inversiones o funcionamiento: p.e. ampliaciones del subterráneo en Buenos Aires, subsidio a ferrocarriles urbanos, electrificación rural. Del mismo modo, hay empresas públicas que reciben financiamiento privado (de bancos y proveedores, e incluso en ciertos países mediante la emisión de acciones o bonos).

También hemos visto muchos casos en que la propiedad pública de las empresas de servicios se ha considerado

Introduction

The regulatory and productive transformation of the Argentine energetic system, specially the public network system, piqued the interest both in the public and academic arena, for the depth of the changes and the originality of some of its solutions. And even, because of the results obtained on its initial phase.

After two decades, there are enough elements to assess the consistency and functioning of that model, as well as its limitations and crisis, with special emphasis on a innovative proposal that will include the environmental sustainability and the allotment and financing of the associated costs.

Energy and natural gas supply through networks. Deregulated markets or regulated through incentives. Regulatory configuration and transition process

In the debate on the organization of public utilities, specifically in the public-private or market-State scenario, three quite different matters are discussed as if they were a single one: property (who they belong to or who should the companies be); their source of financing (private investors, banks, the business itself, the users, the state budget, or a combination thereof?); and their management (free or regulated by some form of plan or governmental instruction).

In the history of public utilities, we have seen may cases where the need to resort to public financing has led to a change in ownership (nationalization of companies). And, reciprocally, the limitations of public financing led to the opposite (privatization).

However, we must be careful of not making a simplistic comparison. There are private utility companies who receive public financing, for investment or operation: e.g. the extension of the Buenos Aires underground, the subsidy to the urban railway system and rural electrification. Likewise, there are public companies that receive private financing (from banks and suppliers, and in some countries, even through the issue of shares or bonds).

We have also seen many cases where the public property of utility companies has been considered the only appropriate channel to execute public policies. For example, due to the conviction that nationalization is the

como la única vía apropiada para la ejecución de políticas públicas. Por ejemplo, por la convicción de que la estatización es la única vía para evitar abusos en los monopolios naturales; o la creencia de que el Estado puede recurrir más o menos impunemente a los subsidios cruzados y la impresión de que la propiedad pública es una herramienta eficaz para asegurar el cumplimiento de los planes y decisiones gubernamentales.

En la práctica, cualquier empresa privada en cualquier país del mundo puede ser inducida a operar como ejecutora de políticas públicas; y en muchos casos esto tiene éxito, con la condición de la sustentabilidad.

El Estado tiene varios tipos de instrumentos para esto. El primero son las leyes y normas obligatorias. El segundo son los estímulos y el financiamiento. Finalmente, el tercer instrumento es la propiedad. Aquí el Estado, como accionista, podría "obligar" a sus empresas a ejecutar determinadas políticas. Se dice "obligar" entre comillas porque frecuentemente el poder del Estado sobre sus empresas es limitado. Hay una tecnoburocracia que suele ser fuerte, hay sindicatos que también lo son, hay grupos de presión, los ejemplos abundan.

Además, muchas veces se ha creído –o se ha actuado como si se creyera- que en esta función de ejecutar políticas gubernamentales la empresa pública puede desentenderse de la rentabilidad. Sin embargo, la experiencia demuestra que la rentabilidad es una de las fuentes genuinas -a menudo irreemplazable- de los recursos que necesita la empresa pública para su desarrollo. Tampoco puede olvidarse que la rentabilidad es una forma de mostrar un resultado de gestión. La experiencia argentina al respecto, es bien contundente. Si se compromete su sustentabilidad, las empresas públicas terminan degradándose y resultan impotentes para ejecutar políticas y aún para atender los mínimos umbrales de producción y de servicio que constituyen la justificación de su existencia[1]. Demás está decir que lo mismo ocurre con las empresas privadas.

Reforma en Argentina

Al principiar la década del noventa y a partir de lo que se definió como fracaso del Estado, se adoptó el rumbo opuesto en los tres planos: la propiedad, el financiamiento y la gestión.

El nuevo modelo energético podría resumirse como:

only channel to avoid abuse of natural monopolies; or the belief that the State can resort, with more or less impunity to cross section subsidies and the impression that public property is an effective measure to ensure compliance with governmental plans and decisions.

In practice, any private company in any country of the world can be induced to operate as the executor of public policies; and, in many cases, with a successful result, as long as it is sustainable.

The State has many types of instruments for this. The first one is mandatory laws and rules. The second one is through stimuli and financing. Finally, the third instrument is property. In this case, the State, as shareholder, could "oblige" its companies to carry out specific policies. We say "oblige" between inverted commas because, more often than not, the power of the State on its companies, is rather limited. There exists a technocratic bureaucracy that tends to be quite strong, there are very strong unions, pressure groups, etc., examples abound.

Moreover, it has often been thought -or acted as if it had been thought- that in this function of executing governmental politics, public companies can leave profitability aside. However, experience shows that profitability is an actual source - often irreplaceable - of the resources public companies need to develop. It must also be remembered that profitability is a way of showing management results. The Argentine experience in this regard is quite solid. When their sustainability is at risk, public companies end by degrading themselves and thus, being unable to execute any policies or even attain the minimum levels of production and service that justify their existence[1]. It is redundant to say that the same happens with private companies.

The Argentine Reform

At the beginning of the nineties and as a result of what has been defined as the failure of the State, the opposite road was taken in all three aspects: property, financing and management.

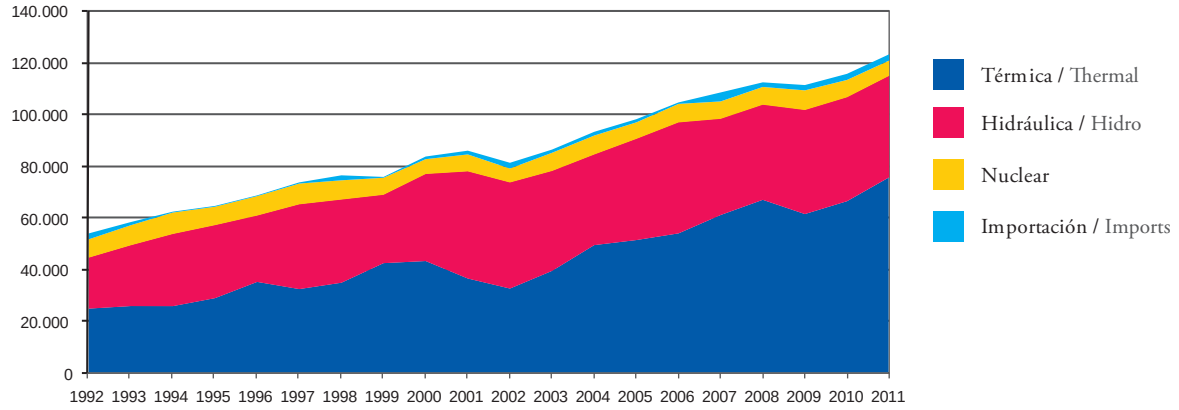
The new model of energy supply could be summed up as:

[1] La situación operativa y económica de muchas empresas públicas energéticas argentinas, hace veinte años, no sólo era deficiente sino que no aseguraba el abastecimiento que el país requería para su funcionamiento y desarrollo. / Twenty years ago, the operative and economic situation of many Argentine energy companies was not only deficient but could not ensure the supply necessary for the country to operate and develop.

confianza en los mercados, como emisores de señales de precios eficientes, confianza en la gestión e inversión privada de los servicios, confianza en cuanto al abastecimiento a largo plazo, y confianza en el poder regulador del Estado.

trust in the markets, senders of efficient price signals, trust in the private service management and investment, trust regarding long-term supply and trust in the regulatory power of the State.

Gráfico 1: Producción de Electricidad (GWh) / **Graphic 1:** Energy Production (GWh)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Cammesa / **Source:** Internally prepared using Cammesa's database

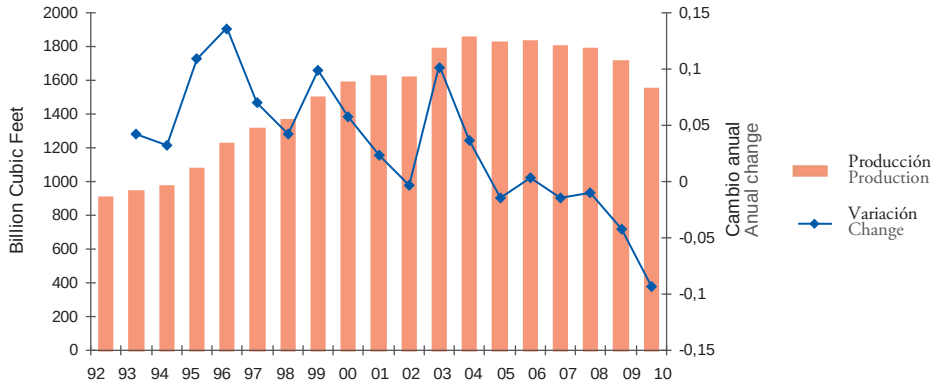
La aplicación de este nuevo modelo revitalizó y reforzó la evolución de la matriz energética hacia el gas natural. Aumentó la penetración en los usos industrial y doméstico. Se difundió mucho más rápidamente el uso vehicular. Y todos los proyectos privados en generación eléctrica estuvieron basados en el gas natural.

The application of this new model revitalized and reinforced the evolution of the energetic matrix towards natural gas. There was a substantive increase in the industrial and local usage. The use of vehicles disseminated much faster. And all private electric generation projects were now based on natural gas.

En un marco de estabilidad monetaria fundado en la convertibilidad, el resultado inicial del nuevo modelo fue muy positivo, en términos de inversión en la expansión y mejoramiento del servicio, tanto en gas como en electricidad[2]. El precio medio de la energía eléctrica bajó sensiblemente, y el fisco pudo desentenderse del mantenimiento del servicio, de casi todas las inversiones energéticas y de importantes pasivos que fueron cancelados o transferidos con la privatización.

In a convertibility-based monetary stability framework, the initial result of the new model was a very positive one in terms of investment in the expansion and improvement of the service, both in the case of gas and electricity[2]. The price of electric energy dropped substantially, and the tax authority could free itself from the maintenance of the service, from almost all the energetic investment and from substantial liabilities, which were either cancelled or transferred with the privatization of the service.

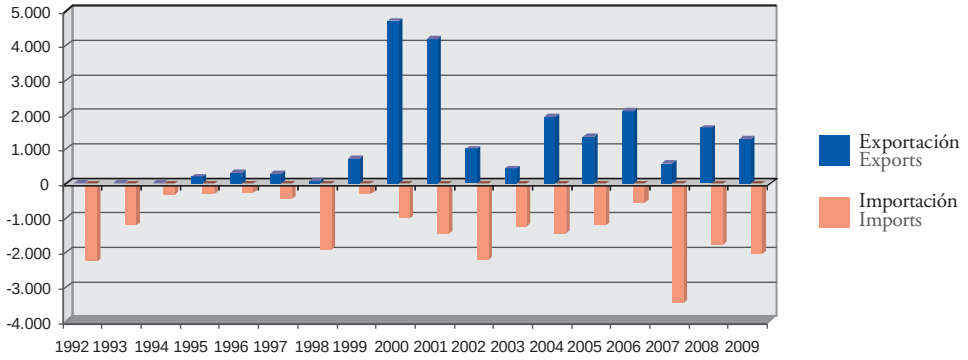
Gráfico 2: Producción de Gas Natural / **Graphic 2:** Natural Gas Production



Fuente: Elaborado en base a datos de EIA, SE y IAPG / **Source:** Prepared using the EIA, SE and IAPG databases

[2] Véase Gráficos 1 y 2. En la década '92/'01 la producción de gas creció un 80% y la de electricidad un 60%, cubriendo adecuadamente los requerimientos de la demanda interna y externa. / See Figures 1 and 2. In the decade elapsed between 1992 and 2001, gas grew by 80% and electricity by 60%, adequately meeting the domestic and external demand requirements.

Gráfico 3: Importación y Exportación de Gas Natural (GWh) / **Graphic 1:** Natural Gas Imports and Exports (GWh)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de EIA y Cammesa / **Source:** Prepared using Cammesa's and EIA's databases

A partir de esos éxitos iniciales, se impulsó una apertura externa orientada hacia la exportación, que descansaba en la fortaleza de la matriz energética gas-intensiva. Se avanzó en la integración con países vecinos, tanto en gas como en electricidad, con intercambios firmes principalmente en la exportación, y de oportunidad en ambos sentidos[3].

Podemos resumir la concepción básica que orientó la reforma del sector eléctrico y gasífero argentino a principios de la década del '90 diciendo: *reforma y privatización* fueron dos partes de un proceso indivisible, basado en la convicción de que el sector privado, impulsado legítimamente por el propósito de lucro, habría de proveer más y mejor servicio energético.

El traspaso masivo de servicios públicos estatizados a manos privadas, incluyendo la mayor parte del sector energético, resultó un proceso impactante que distrajo la atención sobre una componente sustancial: el sector volvió a tener un marco regulatorio.

Esto es, un marco legal y reglamentario moderno, y aparentemente confiable. La apertura a la competencia de las actividades de producción de gas y electricidad y el principio del libre acceso en transporte y distribución, derribaron la vieja fortaleza del monopolio de las redes. De hecho, ninguna de las grandes empresas estatales fue transferida en su forma original, todas fueron segmentadas y readecuadas para funcionar en el nuevo ámbito competitivo, incluyendo la hipotética competencia por comparación (*yardstick competition*)[4].

Based on that initial success, a new export-oriented model was adopted, based on a gas-intensive energy matrix. Integration with the neighboring countries took place both in gas and in electricity with firm exchanges in the field of exports and vast opportunities arose[3].

We can summarize the basic conception that gave rise to the Argentine electric and gas sectors at the beginning of the 90s by saying: reform and privatization were two parts of a single process, based on the conviction that the private sector, lawfully fostered by profit, would certainly be able to give a larger amount and a better energetic service.

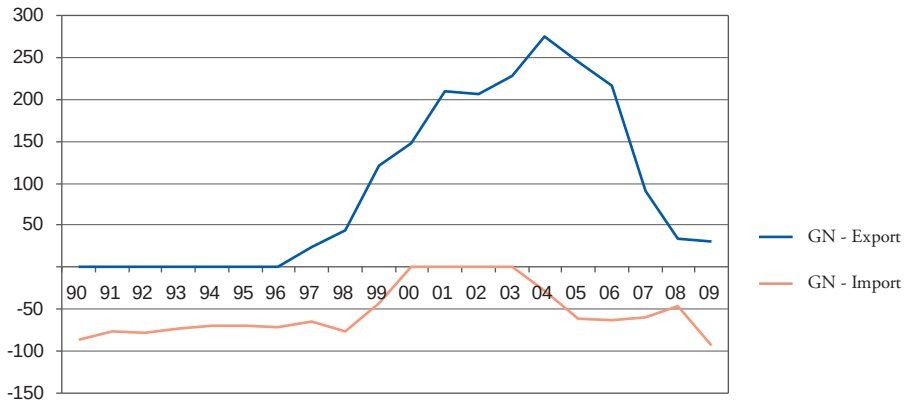
The massive transfer of public utilities to private hands, including most of the energy sector turned out to be an impressive process that deviated the attention from a key component: the sector once again had a regulatory framework.

That is to say, a legal and regulatory framework that seemed to be modern and trustworthy. The opening of competitiveness in the fields of gas and electricity production and the principle of free access both in transportation as in distribution tore down the old fortress of network monopoly. As a matter of fact, none of the big state-owned companies was transferred under their original form, all of them were segmented and reformulated to function in the new competitive environment, including the apparent yardstick competition[4].

[3] Véase Gráficos 3 y 4. A partir del 2000 se iniciaron importantes intercambios eléctricos con el Brasil (primero exportaciones y luego en ambos sentidos). Las exportaciones de gas natural se acentúan a partir de 1997 y llegan a su pico en el 2004, para declinar fuertemente a partir de la restricción evidenciada entonces. Allí aparecen las importaciones desde Bolivia y luego del GNL. / See Figures 3 and 4. As of 2000, significant electrical exchanges took place with Brazil (first exports and then exports and imports). The export of natural gas increase as of 1997 and reaching its peak in 2004 and dropping in the face of the restrictions that started to take place. It is then that imports from Bolivia started and then NLG (Natural Liquid Gas).

[4] Con el avance del modelo se produjo cierta integración gas – electricidad en determinados grupos energéticos, lo que por un lado reflejaba la concentración en el "*upstream*" pero que por otro lado no producía comportamientos colusivos en el mercado mayorista eléctrico por su particular organización regulatoria. El mercado contractual gasífero se organizó con techo en el costo de oportunidad del combustible alternativo, vinculado a la evolución de su precio internacional. / As the model progressed, gas and electricity were integrated in some energy groups, which on one hand reflected the concentration in the "upstream" but on the other hand, due to its special regulatory organization, did not render any collusive behaviours in the electric wholesale market. The gas contract market organized assuming the cost of opportunity in the alternative fuel as its price ceiling, linked to the evolution of its international price.

Gráfico 4: Gas Natural: Exportaciones e Importaciones (*Bill Cubic Feet*)
Graphic 4: Natural Gas: Imports and Exports (Bill Cubic Feet)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de SE, BCRA, EIA y estimaciones
Source: Prepared using SE, BCRA, EIA's databases and estimates

Esto no significó que el Estado se desentendiera del servicio público. El Estado se reservó las funciones de legislar, regular, controlar e incluso quedó legalmente responsable como proveedor de última instancia.

Pero la producción, la comercialización, toda la gestión del servicio energético y por supuesto la obtención de fondos para inversiones de capital quedó como una responsabilidad que el marco regulatorio atribuyó al sector privado, dentro de reglas que podemos denominar de capitalismo competitivo, y en condiciones de riesgo.

En términos simplificados podría decirse que en el servicio eléctrico la gran "desregulación" tuvo lugar en la actividad de generación, la que en cierto modo fue asimilada a cualquier otra actividad industrial, sin más requisitos de entrada –excepto para los usos hidroeléctricos- que las normas locales y ambientales de aplicación. En la industria del gas, lo fue la contractualización de la demanda de grandes consumidores y distribuidores hacia los productores. Y en ambos segmentos, la separación y regulación de los servicios de transporte y distribución.

Sin embargo, más allá de la libre entrada de nuevos actores, el mercado eléctrico mayorista siempre estuvo bastante lejos de ser un mercado absolutamente libre, aun cuando hay que admitir que la regulación, a grandes rasgos, apuntó a reproducir los resultados que podrían esperarse de un mercado competitivo transparente.

La normativa y sus resultados reflejaban, en cierto modo, la tensión entre dos concepciones que estaban aparentemente instaladas a nivel ideológico entre los autores de la reforma. Por un lado se sostenía la conveniencia de obtener precios libremente pactados en

This did not mean that the State would stay out of public utilities. The State kept for itself the legislative, regulatory and controlling functions and even was legally responsible as last resort supplier.

But production, marketing and the overall management of the energy service, as well as the raising of funds for capital investments, were assigned as responsibilities of private sector by the regulatory framework along the lines of what could be considered competitive capitalism, and under risky conditions.

In simple terms this it to say that in the electric service, the big "deregulation" took place in the generation activity, an activity that was dealt with as with any other industrial activity, by following the applicable local and environmental rules as entry requirements (with the field of hydroelectricity as an exception). In the gas industry, this was materialized in a contract-based demand of the large consumers and distributors towards the producers. And in both segments, the separation and deregulation of the transportation and distribution services.

However, in spite of the participation of new players, the wholesale electric market has always been far from being a completely free market, even if it must be said that, in general, regulation was intended to produce the same results that could be expected from a transparent competitive market.

In a way, the body of rules and its results reflected the tension between two conceptions that were the ideology of the authors of the reform. On one hand they supported the convenience of being able to obtain prices that were agreed freely in a competitive framework and on the other a deity named "marginal cost" was put on a

un marco de competencia, y por el otro se entronizaba una deidad llamada "costo marginal", como si no se advirtiese que este concepto se introdujo en la literatura eléctrica precisamente para determinar precios teóricamente óptimos, pero regulados al fin, y no libremente pactados.

Desde luego, la aparente colisión entre estas dos concepciones podía fácilmente resolverse asignando a cada una su papel.

Los precios "libremente pactados" se encontrarían en contratos entre generadores y grandes usuarios, o bien en contratos de abastecimiento de largo plazo que los distribuidores suscribiesen como consecuencia de procesos licitatorios supervisados por el regulador. En este caso no serían contratos "libres" en estado puro, pero podrían fijar precios competitivos suficientemente transparentes.

El mecanismo de fijación de precios por "costo marginal" se revelaba, en cambio, apropiado para el mercado instantáneo o "*spot*". De hecho, la decisión de basarse en costos técnicos sujetos a auditoría, en lugar de precios declarados, fue útil para evitar ciertas maniobras que se observaron en mercados eléctricos de otros países[5].

Cuando el mercado eléctrico mayorista estuvo funcionando a pleno, las transacciones se verificaban según tres tipos de precios.

- Contratos de largo plazo: los primeros correspondieron a un grupo de centrales de propiedad estatal, que a los fines de su privatización fueron dotadas de contratos de venta a las distribuidoras y algunos otros clientes. Los más extensos durarían ocho años, y el precio, relativamente apropiado al momento de la privatización, resultó luego mucho más atractivo cuando el mayorista cayó a sus niveles mínimos. Más tarde se agregaron contratos libres de generadores con grandes usuarios.

- Precio "*spot*", de sanción horaria, ajustado al costo marginal, con excepciones. Inicialmente se admitió que el costo de ciertas plantas excesivamente antieconómicas pero imprescindibles en horas de demanda máxima, no podía ser fijador de precio y se adoptó para aquellas un sistema de reembolso.

throne, all as if the fact that this concept has been introduced in electric literature just to determine theoretically optimum prices, but nevertheless regulated, and not freely agreed upon.

The apparent clash between both conceptions could easily be solved by giving each its own role.
The "freely agreed upon" prices were to be found either in contracts between generators and big users, or in long-term supply contracts that distributors signed as a result of bidding processes overviewed by the regulatory entity. In this case they would not be "free" contracts in the purest sense, but they would be able to fix quite transparent competitive prices.

However, the price-setting mechanism by "marginal cost" was quite appropriate for the "spot" market. Actually, the decision to base prices on technical costs (subjected to an auditing process) instead of declared prices, turned out to be useful to avoid maneuvers that otherwise took place in electricity markets in other countries[5].

When the wholesale electricity market was at its peak, transactions were made using three price types.

- Long-term agreements: the former corresponded to a group of state-owned power stations, the privatization of which was implemented by implementing sales agreements with the distributors and some other customers. The longest agreements lasted eight years and the price, relatively appropriate at the time of the privatization, resulted much more attractive when the wholesale price dropped to its minimum level. Later on, free agreements between generators and large users were implemented.

- Hourly "spot" price, adjusted at its marginal cost, with exceptions. At first, it was acknowledged that the cost of plants that where excessively anti-economical but key at peak demand times, could not be considered as price setting, so a reimbursement system was adopted for them instead.

- A "seasonal" price for distributors, which in the absence of agreements, would be stable enough to be transferred to the price charts. An expected middle price - broken down into three time zones - based on

[5] La primera reforma del sistema eléctrico en el Reino Unido se basó en un mercado de transacciones spot tipo "*pool*" de demanda, con declaración de precios. A partir del 2001 este esquema fue sustituido por un nuevo mercado contractual bilateral, con ajuste de los excedentes (NETA – *New Electricity Trade Agreement*). Los informes del OFGEM que evaluaron el nuevo mercado detectaron reducciones sustanciales en los precios sancionados (del 40%) respecto de 1998. / The first electric system reform in the United Kingdom was based on a spot-type transaction market, of the "power-pool" type, with price declaration. As of 2001, this scheme was replaced by a new bilateral trading market, with surplus adjustment (NETA - New Electricity Trade Agreement). The OFGEM reports assesing the new market detected substantial reductions in the sanctioned prices (of 40%) compared with 1998.

- Precio "estacional" a fin de disponer de un valor para la venta a los distribuidores que, en ausencia de contratos, tuviera suficiente estabilidad para ser trasladado a los cuadros tarifarios. Se adoptó un precio medio esperado –abierto en tres franjas horarias- basado en una programación estacional semestral ajustada por trimestres. Dado que el precio spot medio de cada período habría de resultar en la práctica diferente al esperado, se dispuso de un Fondo Compensador que permitiese ajustar la diferencias de un período en otro. Este Fondo fue inicialmente alimentado por las ventas de grandes hidroeléctricas no privatizadas.

- a six-monthly seasonal programming adjusted by quarters. Given the fact that the medium spot price of each period would in practice result different to the expected one, a Compensation Fund was created to adjust the differences between periods. This Fund was initially fed by the big hydroelectric sales that were not privatized.

Análisis de las limitaciones implícitas: dependencia de la oferta de recursos primarios y de las condiciones macroeconómicas

Si hubiera que determinar cuáles fueron los pilares sobre lo que se apoyó la gran reforma económica introducida en la Argentina a principios de la década del 90, probablemente existiría acuerdo en que fueron tres: i) la estabilidad monetaria, ii) la desregulación y, iii) las privatizaciones. Podría discutirse un orden de prelación, incluso de causalidad entre las tres partes del proceso, sin que cambie el hecho de que la reforma económica se apoyó en esos tres pilares.

Como resultado de este proceso, un conjunto de inversores que muchos suponían inexistentes en cuanto a la inclinación a correr riesgos, inmovilizaron grandes sumas de capital en el sistema energético y otras obras de infraestructura de la Argentina.

Desde luego, la presencia de una administración que de manera tan sorpresiva como vehemente, se proclamaba a favor de este tipo de inversiones, y el dictado de normas legales y reglamentarias novedosas y, coherentes con esa orientación, formaron parte de las condiciones favorables.

Pero habrían tenido poco efecto si, más allá del ambiente propicio, no se hubiera encontrado una expectativa de rentabilidad convincente.

Y en esto fue elemento definitorio la relación cambiaria establecida por la llamada "convertibilidad". La relación tarifas-costos de inversión resultó inicialmente favorable. Los nuevos marcos regulatorios del sector energético prometieron garantizar tarifas en dólares.

Analysis of the implicit limitations: dependency on the offer of primary resources and macroeconomic conditions

If it were necessary to define the pillars supporting the great economic reform introduced in Argentina at the beginning of the 90s, it would probably be agreed that they were three: monetary stability, deregulation and privatization. The order of importance could be discussed, even the causality of the three process components, without that changing the fact that the economic reform rested on those three pillars.

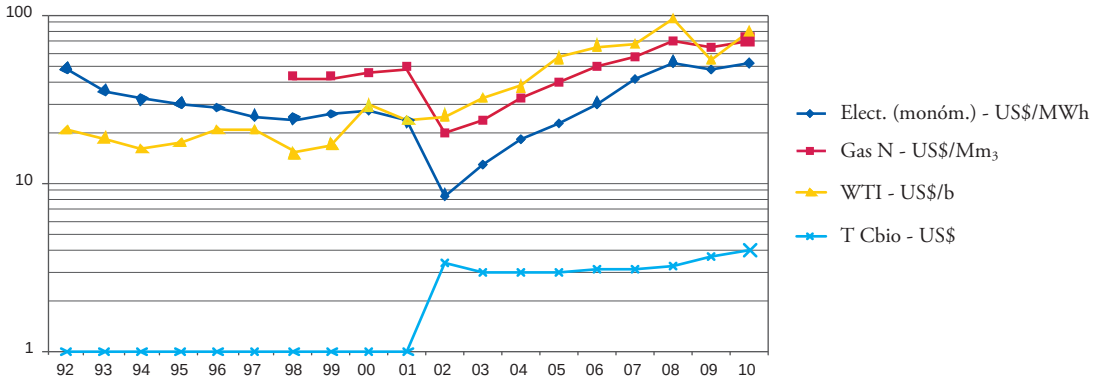
As a result of this process, a group of investors who many supposed non-existent because of their lack of willingness to run risks immobilized significant amounts of capital in the energy system and other works of infrastructure around the country.

Certainly, the presence of a government that surprisingly and vehemently supported this type of investment, the issue of innovative legal and regulatory rules to match said orientation, were part of these favorable conditions.

But they would have had little effect if, beyond the positive environment, there had not been a convincing prospect of profitability.

And in this regard, the exchange rate provided by the so-called "currency board" was key. At first, the investment tariff-costs ratio was a positive one. The new regulatory frameworks in the energy sector promised to guarantee charges in dollars.

Gráfico 5: Logarítmico de precios y Tipo de Cambio [WTI, Monómico eléctrico y GN]
Graphic 5: Price logarythm and Exchange rate [WTI, Monomial electricity and NG]



Fuente: Elaboración propia en base a datos de SE, Cammesa y BCRA
Source: Prepared using SE's, Cammesa's and BCRA's databases

Lo que implícitamente prometían era "tarifas altas en dólares". Se pretendía dar sustento legal a esta promesa por medio de la llamada Ley de Convertibilidad, y sustento real a través de un flujo positivo de divisas que evitara encarecer el dólar. En una situación internacional relativamente desfavorable en términos de comercio exterior, el flujo positivo de divisas se apoyó, en última instancia, en el endeudamiento, sobre todo del sector público.

Hasta aquí podría decirse que en la etapa de convertibilidad, no se otorgaron garantías de rentabilidad ni otras cláusulas que apuntaran a achicar el riesgo empresario en cada servicio privatizado. Pero existió una aparente "socialización del riesgo cambiario".

Existieron además en la reforma del sector energético otros supuestos no explicitados, pero importantes, que inicialmente contribuyeron al éxito del experimento, y posteriormente se revelaron como limitantes.

Por una parte, merece ser rescatado el hecho de que, en la época de las privatizaciones, la Argentina contaba con grandes reservas de gas sin desarrollar. Esta singular dotación constituyó otra de las palancas que actuaron a favor de la gran inversión verificada en el sector energía. Desarrollo de yacimientos, ampliación de la capacidad de transporte de los gasoductos[6], extensión de las redes de gas natural, gasoductos de exportación y, desde luego, nuevas centrales térmicas a gas.

Podría agregarse otra coincidencia, y es que esa gran posibilidad de recurrir masivamente al gas natural se produjo en el momento en que la tecnología del ciclo combinado alcanzaba un punto de madurez, presentando

What they implicitly offered were "high rates in dollars". This promise was to be kept by the so-called "Convertibility Act" (Currency Board Act), and the actual support by a positive flow of currencies to avoid the dollar to go up. In a relatively unfavorable international context as regards external trade, the positive currency flow ultimately rested in indebtedness, especially of the public sector.

So far, it could be said that during the currency board stage, no profitability guarantees or any other clauses aimed at reducing the business risk in each of the privatized utilities were granted. But there existed an apparent "socialization of the Foreign-Exchange risk".

Besides the energy sector reform there also existed other unexplained assumptions, but nevertheless important, which initially contributed to the success of the experiment, and which later proved to be limitative.

On the one hand, it is worthwhile mentioning that at the time of privatizations, Argentina had big undeveloped gas reserves. This singular asset was another leverage that operated in favor of the great investments that took place in the energy sector. Development of deposits, extension of gas pipeline transportation capacity , extension of the natural gas networks[6], export gas pipelines and, of course, the new gas-operated thermal power plants.

Another coincidence could be added, and that is the great possibility of massively resorting to natural gas took place exactly at the time when the combined cycle technology reached its point of maturity, showing for the first time in a long time, a technological leap in the production of electricity[7].

[6] Véase la evolución anual del volumen máximo diario inyectado en el sistema de transporte de gas en el Gráfico 8. / See the annual evolution of the daily maximum volume injected into the gas transportation system in Figure 8.

por primera vez en mucho tiempo un salto tecnológico en la producción de electricidad[7].

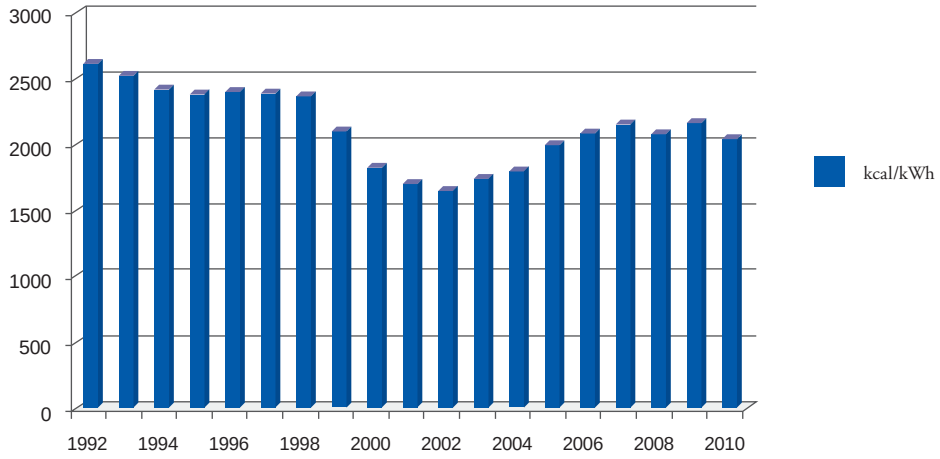
Se fue de esa manera configurando una combinación de factores –dotación de recursos naturales, tecnología disponible, marco regulatorio y ambiente macroeconómico amigable - particularmente favorable a la aparición de oferta competitiva, en un mercado dotado con una planta de generación mixta, hidráulica y térmica, relativamente bien distribuida, pero con mucho equipamiento vetusto y de alto costo operativo.

Tan así fueron las cosas, que a partir de la implantación del mercado eléctrico mayorista competitivo se produjo una verdadera explosión de la oferta, de condición espontánea y no ligada a contratos de venta de energía y potencia.

In this way, a combination of factors occurred - availability of natural resources, available technology, regulatory framework and a friendly macroeconomic environment - specially favorable to the appearance of competitive offers, in a market with a hydraulic-thermal generation plant, relatively well distributed, but with lots of old machinery with high operative cots.

It was on this same token that as of the implementation of the competitive wholesale electricity market, the offer rocketed in a spontaneous manner and not linked to energy and power sale agreements.

Gráfico 6: Consumo de combustible / **Graphic 6:** Fuel consumption



Fuente: Cammesa y estimación propia / **Source:** Cammesa and our own estimates

El primer resultado fue una baja sensible en el precio mayorista[8], lo que se convirtió en uno de los primeros galardones de la reforma del sector: quedaba demostrado que el capital privado de riesgo, en condiciones favorables, podía proveer en corto tiempo una gran mejora en la oferta, y baja del precio al usuario final.

Este mismo proceso tuvo, a la vez, algunos efectos desfavorables. Uno fue un cierto sobre equipamiento, que llevó el precio mayorista a niveles suficientemente bajos como para congelar –a partir de 1998- las nuevas decisiones de inversión[9]. Otro fue una suerte de

The first result was a substantial decrease in wholesale prices[8], which turned it into one of the first prizes of the reform of the sector: it was evident that the risk private capital, under favorable conditions, could in the short term greatly improve the offer and lower the price charged to final users.

This same process had, at the same time, some negative effects. One of the negative effects was a certain level of excess equipment, which drove wholesale prices to a level that was low enough to freeze - as of 1998 - any new investment decisions[9]. Another negative effect was the

[7] Véase en el Gráfico 6 la mejora en el rendimiento térmico evidenciado en el sistema, en los años en que entraron en operación las nuevas generadoras de ciclo combinado. El consumo específico medio se redujo en el 30% en el quinquenio 1997 – 2001. / See Figure 6 for the improvement in the thermal yield of the system in the years when the new combined cycle generators started operating. The average specific consumption dropped by 30% in the 1997 - 2001 five-year period.

[8] Véase Gráfico 5. El precio mayorista monomico eléctrico se redujo en el 52% en los diez años transcurridos desde la reforma del 1992 hasta la ruptura económica de fin del 2001. / See Figure No. 5. The electricity monomial wholesale price dropped by 52% in the ten years elapsed from the reform of the year 1992 until the economic crisis of late 2001.

[9] A fin del 2001 se alcanzaron los menores precios mayoristas de la energía (USD 22,71/MWh), que en el 2002 pasaron a ser la base de la nueva etapa del mercado operado en pesos, ya sin convertibilidad con el dólar. / At the end of 2001, the lowest energy prices were reached (USD 22,71/MWh), which in 2002 were used as the base price of a new market phase operated in Pesos, now in a scenario with no peso-dollar currency board.

"beatificación" del mercado de corto plazo (*spot*), que llevó a las autoridades a desalentar, en los hechos, el mercado de contratos.

Lo que evidentemente era un "*boom*", una primavera favorecida por una combinación particularmente afortunada de circunstancias, fue asumida como supuesta solución permanente. Los distribuidores de electricidad actuaron como si confiasen en que la expansión autónoma de la oferta habría de ser indefinida, y los reguladores nunca habilitaron mecanismos que les permitieran gestionar contratos competitivos de largo plazo, trasladando su costo a la tarifa.

Ausente así lo que debió ser el mecanismo natural de conexión entre la demanda futura y las decisiones de inversión, en los tres años en que todavía el mercado mayorista eléctrico funcionó en las condiciones de diseño, no se recogieron señales útiles. Se había confundido el concepto de mercado competitivo con el mercado "*spot*", cercenando el mecanismo que debería haber constituido la base de la oferta, apto para estabilizar el precio y asegurar la maduración de aquel mercado todavía adolescente.

Un tercer efecto desfavorable, visto desde lo ambiental y de la utilización de los recursos energéticos renovables, fue el desbalance del equilibrio relativo entre fuentes, con incremento de la generación térmica –aunque con mayor penetración del gas natural y desplazamiento de *fuel* y *gas oil*- en detrimento de la hidráulica y nuclear.

La ausencia de un planeamiento que pudiera enfatizar el uso de recursos renovables y la participación de las distintas fuentes según el racional emergente de los precios de mercado –que no incorporan efectos ambientales- produjeron el sesgo mencionado.

sort of "beatification" of the spot market, which drove the authorities to discourage, in practice, the contract market.

That which was evidently a "boom", a positive period favored by a quite fortunate combination of circumstances, was assumed as a permanent solution. The electricity distributors acted as if they trusted that the autonomous expansion of the offer was to last indefinitely, and the regulating bodies never put mechanisms in place that would allow them to generate long-term competitive agreements, transferring their cost to the electricity charges.

Being in this way absent what should have been the natural connection mechanism between the future demand and the investment decisions, in the three years when the electricity wholesale market worked in the conditions it was designed to work in, no useful signals were collected. The concept of the competitive market had been confused with the "spot" market, killing the mechanism that should have constituted the basis of the offer, apt to stabilize the price and ensure the maturity of a still teenage market.

A third negative effect, from the environmental point of view and the use of renewable energy resources, was the imbalance of the relative balance between sources that took place with the increase in the thermal generation - even if with a higher penetration of natural gas and having left aside the fuel and diesel oil - at the expense of hydraulic and nuclear energy.

The lack of a plan that could have highlighted the use of renewable resources and the participation of the different sources according to the emerging market price rationale - that did not include the environmental effects - was the cause of this bias.

Tabla 1: Participaciones relativas por fuentes en periodos quinquenales
Table 1: Relative participation in electricity generation every five years

Período Period	1992 - 1996	1997 - 2001	2002 - 2006	2007 - 2010	Variación Variation
Térmica / Thermal	45,6%	47,9%	48,9%	57,1%	25%
Hidráulica / Hydraulic	40,7%	42,2%	42,5%	34,6%	-15%
Nuclear / Nuclear	12,2%	8,7%	7,2%	6,2%	-49%
Importación / Imports	1,4%	1,3%	1,4%	2,1%	51%

Fuente: Elaborado en base a datos de Cammesa / **Source:** Prepared using Cammesa´s databases

Finalmente, la quiebra de las condiciones macroeconómicas, desnudó la fragilidad del conjunto.

Finally, the rupture of macroeconomic conditions evidenced the fragility of the system.

Escenario de crisis macroeconómica y consecuente crisis energética. Transición desde un marco regulatorio apoyado en decisiones de mercado hacia un marco mixto con financiamiento público

Hasta fines del año 2001 el funcionamiento del modelo energético de servicio público mostraba problemas, algunos de reciente aparición, pero nada que no pudiese resolverse con inteligentes ajustes regulatorios.

De hecho, en el año 2001 se intentó una complementación del marco regulatorio, a través de uno de los llamados "decretos de necesidad y urgencia" (decreto legislativo) dirigido a reformar algunos aspectos de la Ley eléctrica.

Allí se intentaba avanzar en las reformas, en el mismo rumbo trazado una década antes, aunque seguramente sin calibrar el cambio de circunstancias. Se introducía explícitamente la figura de los contratos de largo plazo para las distribuidoras, se creaba la categoría de "agente comercializador" y se sustituía el despacho a costos marginales por el sistema de precios libremente cotizados por los generadores. Sin embargo, la misma norma intentó innovar en el régimen de distribución de los fondos federales que había establecido la ley, y esto provocó una reacción extendida en las provincias, lo que llevó al Congreso a derogar expresamente el decreto.

Hemos dicho que el éxito inicial de la reforma regulatoria, en particular en lo referido a oferta, se apoyó sobre una constelación de circunstancias favorables, que identificamos como el marco macroeconómico –incluida cierta relación peso/dólar- el marco legal, la disponibilidad de gas y la tecnología del ciclo combinado.

Hoy podría comprobarse que los efectos favorables del salto tecnológico perderían –como suele ocurrir- su dinamismo innovador en menos de una década. En el último quinquenio se evidenció que la explotación entusiasta de yacimientos de gas, sin la contrapartida de nuevos descubrimientos, produciría la declinación de la oferta[10]. El marco legal se mantuvo prácticamente sin cambios, exhibiendo una rigidez poco favorable a la evolución del sector.

Pero aun cuando todos estos aspectos podrían haberse convertido en sí mismos en causa de crisis, antes de que eso llegara fue la ruptura del marco macroeconómico lo que derrumbó el modelo. Y más específicamente, la

Scenario of the macroeconomic crisis and the resulting energy crisis. Transition from a regulatory framework supported on market decisions to a mixed framework supported by public financing

Until late 2001, the operation of the public service electricity model showed some problems, some of them recent, but none that could not be solved with some intelligent regulatory adjustments.

As a matter of fact, in the year 2001, the regulatory framework was complemented by "decrees of necessity and urgency" (legislative decree) aimed at reforming some aspects of the Electricity Act.

At that time, they tried to move on with the reforms, in the same direction of the previous decade, even if without considering the change in circumstances. Some of these decrees contemplated: the figure of long-term agreements for distributors, the creation of a "marketing agent" category and the dispatch at marginal costs was substituted by a price system freely quoted by generators. However, this same rule was used to innovate in the distribution regime of federal funds established by said act provoking a widespread reaction in the provinces, which ended with the Congress repealing the decree.

We have said that the initial success of the regulatory reform, especially on the offer side, rested on a handful of favorable circumstances that we have identified as the macroeconomic framework - including the Peso/Dollar ratio - the legal framework, the availability of gas and the combined cycle technology.

At present it could be confirmed that the favorable effects of the technological leap would lose - as tends to happen often - their innovative dynamism in less than a decade. In the last five years it has become evident that the enthusiastic exploitation of gas reserves, without the counterpart of new discoveries, would produce a reduction in the offer . The legal framework remained practically unchanged, showing a somewhat unfavorable rigidity to an evolution in the sector.

But even when all these aspects could have themselves turned into a cause for a crisis, before that could happen, the macroeconomic framework ruptured and tore the model down. And more specifically, it was the end of the currency board, with the abrupt and out of control devaluation of the Argentine Peso[11].

[10] Gráfico 2. La producción de gas se viene reduciendo desde 2004, con una caída del 8% hasta el 2009. / Figure No. 2. The production of gas has been declining since 2004, with an 8% fall until 2009.

ruptura de la convertibilidad, con la devaluación abrupta e incontrolada del peso argentino[11].

La ruptura del modelo de mercado eléctrico no significó la desaparición del precio "spot", determinado a partir de costos marginales, ni la del precio estacional, los que de hecho continuaron siendo calculados. Significó la pérdida de la aptitud económica de los mismos en cuanto a valor de remuneración de los intercambios del mercado y por supuesto como señales de orientación de las decisiones económicas. Es decir, dejaron de ser verdaderos precios.

Desde luego, no se puede afirmar que el recorrido normativo que llevó a transformar el régimen de mercado eléctrico mayorista que existió hasta 2001 en algo tan distinto como lo que llegó a ser en 2011, haya respondido a un plan estratégico orientado a tal evolución. Se puede "ex-post" reconstruir ese recorrido a partir de una sucesión de medidas puntuales, generalmente pragmáticas, adoptadas sobre la marcha y al impulso de la necesidad.

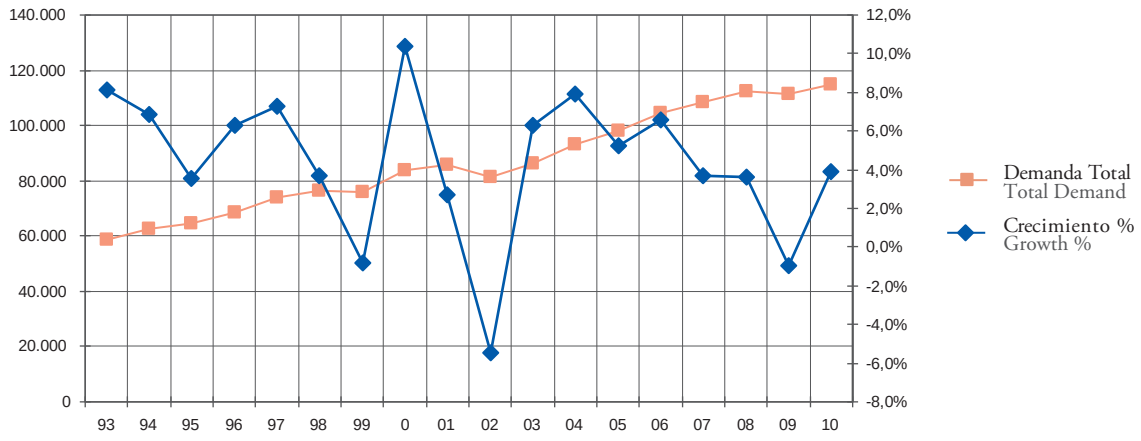
La necesidad se debió al importante crecimiento de la demanda. El consumo de energía, que había caído en 2002, empezó a recuperarse a buen paso, y la urgencia por agregar oferta se hizo evidente. A poco andar –principios de 2004- también se hizo evidente que para agregar oferta no se podía seguir contando con ilimitada provisión de gas[12].

The rupture of the electricity market model did not mean the disappearance of the "spot" price, which was based on marginal costs, or that of the seasonal price, both of which continued to exist. It did mean the loss of their economic aptitude regarding the value of the payment of the market exchanges and of course, as a point of reference for economic decisions. That is to say, they ceased to be actual prices.

Of course, it is not possible to state that the regulatory path that led to the transformation of the wholesale electricity market as such as it existed until 2001, so different to the one of 2011, had been a consequence of a strategic plan aimed at that evolution. It is possible to reconstruct "ex-post" that path from the occurrence of specific measures, in general pragmatic ones, adopted along the way and out of necessity.

The necessity was fueled by a substantial increase in the demand. The energy consumption, which had dropped in 2002, started to pick up steadily, and the urge to increase the offer was evident. A while afterwards -at the beginning of 2004- it became also evident that in order to increase the offer it was not possible to have only a limited provision of gas[12].

Gráfico 7: Demanda en GWh y Variación anual (%) / **Graphic 7:** Demand in GWh and Annual change (%)



Fuente: Elaborado a partir de datos de Cammesa / **Source:** Prepared using Cammesa´s database

En materia de gas, durante el periodo regulatorio sustentado en el anclaje monetario de la convertibilidad, se expandieron la producción y la capacidad de transporte

As regards gas, during the regulatory period supported by the monetary stability provided by the currency board, production and transportation capacities expanded to the

[11] Gráfico 5. Devaluación del 70% en el valor relativo del peso respecto del dólar, en el 2002. / Figure No. 5. A 70% devaluation in the relative value of the Peso against the Dollar in 2002.

[12] Gráfico 7. Gráficos 7 y 2. A partir del 2003 la demanda eléctrica creció a un promedio del 6% anual acumulativo, hasta la disminución por la crisis financiera internacional del 2009. / See Figures 7 and 2. As of 2003, the demand for electricity grew at cumulative 6% annual rate, until it experienced a drop due to the international financial crises of 2009.

a punto de eliminar la restricción de abastecimiento a la generación térmica durante el invierno, que es cuando más gas se requiere por el pico de la demanda residencial[13]. Este incremento de la producción fue posible en función del uso de las voluminosas reservas alcanzadas al principio de los '90, las que no se repusieron. Y el aumento de la capacidad de transporte se logró básicamente mediante compresión y *loops* en los gasoductos existentes.

También en el gas, con la ruptura del marco macroeconómico, los precios dejaron de ser señales representativas del costo de oportunidad del sustituto energético alternativo y del costo de reposición del recurso.

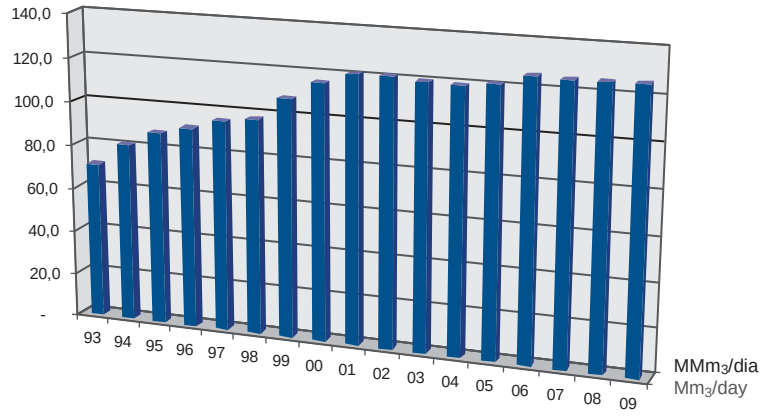
El incremento de la demanda de gas y de electricidad a partir del 2003/4, coincidiendo en ese periodo con baja hidraulicidad para generación, evidenció la insuficiencia de la producción y también del transporte de gas, restringiéndose las exportaciones y debiéndose volver al consumo de combustibles líquidos en los picos del invierno para buena parte de la generación térmica[14].

point of almost eliminating the supply restriction of thermal generation during the winter, the time when the most gas is needed to meet the peak in residential demand[13]. This increase in production was possible thanks to the use of the substantial reserves that had been built in the early 90s, which have not been replaced since. And the increase in the transporting capacity increased basically through compression and loops in the existing gas pipelines.

In the case of gas, with the rupture of the macroeconomic framework, prices ceased to be signals representative of the cost of opportunity of the alternative energetic substitute and the cost of reposition of the resource.

The increase in the demand of gas and electricity as of 2003/4, coinciding in that same period with an hydraulic activity too low to be used as generation, made evident the insufficient production and gas transportation, thereby restricting exports and making it necessary to return to the consumption of liquid fuel during winter peaks to obtain most of the thermal generation[14].

Gráfico 8: Máximo Volumen diario inyectado al Sistema de Transporte
Graphic 8: Max daily volume injected in the Transport System



Fuente: Elaborado en base a datos de Enargas / **Source:** Prepared using Enargas' databases

Así como hemos dicho que a principios de la década del noventa se produjo una conjunción de circunstancias favorables para la expansión de los sistemas y el abastecimiento de la demanda, en la década siguiente se produjo una conjunción negativa.

A la gran devaluación del peso argentino –con el consiguiente incremento de los costos y pérdida de fuentes de financiamiento- se sumaron la estrechez en la

Just as at the beginning of the 90s a handful of favorable circumstances took place that helped the expansion of systems and the supply of demand, in the decade that followed, a handful of negative circumstances occurred.

To the great devaluation of the Argentine Peso - with the consequent increase in costs and the loss of sources of financing - the little availability of natural gas and the extraordinary unprecedented increase in the international

[13] Véanse Gráficos 2 y 8. / See Figures 2 and 8
[14] Gráfico 9. La participación del gas natural en la producción eléctrica disminuyó del 98% (2002/2003) al 88% en el 2004, al 83% en el 2006 y al 76% en el 2008/2009. Subió la participación de los líquidos (principalmente Fuel Oil) y en menor medida, del carbón. / Figure No. 9. The participation of natural gas in the production of electricity dropped from 98% (2002/2003) to 88% in 2004, to 83% in 2006 and to 76% in the 2008-2009 periods. The participation of liquid fuels (mainly Fuel Oil) increased and to a lower extent, the participation of coal.

disponibilidad de gas natural y el incremento extraordinario y sin precedentes del precio internacional de los combustibles[15].

En todo el proceso de la transición, algo parecía claro: quebrada de tal modo la paridad cambiaria a cuyo amparo había nacido la expansión productiva del gas y el mercado mayorista eléctrico, pretender que los valores de mercados restringidos siguieran fijando precios carecía de sentido económico, así como de viabilidad política y social.

Recuérdese que lo que ocurrió no fue una devaluación de pequeño o mediano calibre, habiéndose perdido súbitamente dos tercios –y por momentos tres cuartas partes- del poder adquisitivo de los precios y tarifas locales.

La primera etapa de la transición consistió básicamente en "pesificar" las transacciones del gas, las del mercado mayorista eléctrico y congelar tarifas pesificadas, en el caso del mercado eléctrico vía el precio estacional.

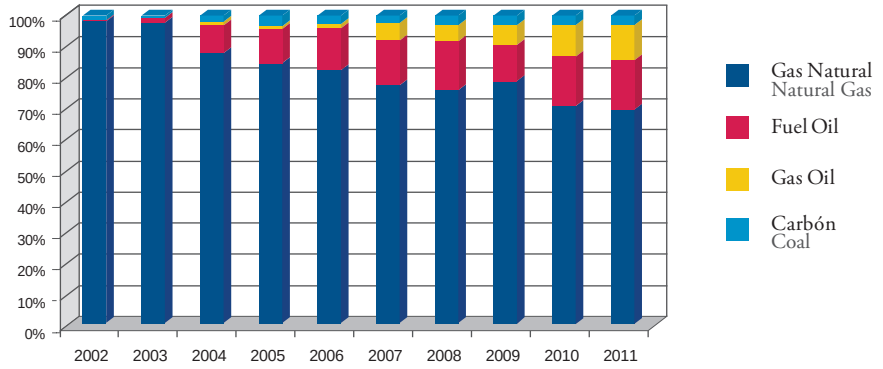
price of fuel were added[15].

In the whole transition process, something seemed to be clear: having collapsed the parity that had given birth to the productive expansion of gas and to the wholesale electricity market, pretending that the values of the restricted markets continued to set prices lacked all economic sense, as well as political and social feasibility.

It must be remembered that what happened was not a slight devaluation, having suddenly lost two thirds - and at times three fourths - of the purchasing power of prices and local rates.

The first state of the transition consisted mainly of "pesifying" the gas transactions, those of the electricity wholesale market and to freeze the pesified electricity charges, in the case of the electricity market, with the seasonal price.

Gráfico 9: Combustible para Generación Térmica (%) / **Graphic 9:** Fuel for Thermal Generation (%)



Fuente: Elaborado en base a datos de Cammesa / **Source:** Prepared using Cammesa's database

La diferencia a favor de los generadores se cubrió con el saldo acumulado hasta entonces en el Fondo Compensador. Esto tenía un transfondo de legitimidad, ya que esos recursos habían sido aportados en última instancia por los usuarios, pero era desde luego una solución de corto aliento. Al agotarse el Fondo (después de diez trimestres), los generadores comenzaron a cobrar sólo una parte del valor de sus ventas, generando acreencias que el Estado Nacional declaró virtualmente incobrables, y sobre cuya resolución nos referimos más adelante.

Una segunda etapa se define por la asistencia del Estado para la compra de combustible líquido. A partir del 2004 se evidenció la insuficiencia de la producción y luego se sumó también la del transporte de gas, lo que motivó la

The difference in favor of generators was covered with the balance accrued so far in the Compensation Fund. These had a legitimate background, given the fact that those resources had been ultimately provided by users, but it was, needless to say, a short-lived solution. Once the Fund was used up (after ten quarters), generators started to collect just one part of the value of their sales, generating a debt that the National Government simply considered as bad debt (the resolution of which is mentioned below). .

The second stage has been characterized by the State helping to buy liquid fuel. As of 2004, the natural gas production was insufficient and, soon after that, the same happened with the transportation of gas, which made it necessary for the government to intervene and provide

[15] Ver en el Gráfico 5, la evolución del precio del WTI. / See the evolution of the WTI in Figure 5.

necesaria intervención gubernamental para proveer combustible alternativo para la generación térmica. Ello coincidió también con el impacto de la suba en el precio internacional del petróleo, que durante el quinquenio 2004/08 creció un 150%.

A través de diversos mecanismos –adelanto de fondos a generadores, luego compras directas por medio de CAMMESA, acuerdos con Venezuela, financiación del Estado- los generadores térmicos vieron su negocio transformado, convirtiéndose en la práctica en procesadores que recibían combustible del Estado y lo devolvían convertido en energía eléctrica, a cambio de una remuneración que cubriría costos operativos. Cabe aquí considerar también las restricciones que debieron imponerse a las exportaciones de gas previamente comprometidas[16] y al haberse iniciado acuerdos para la importación de gas de Bolivia. Posteriormente, a ello se sumó la importación de GNL en barcos, para cubrir los picos estacionales de la demanda.

La tercera etapa puede identificarse como la intervención estatal directa en el impulso a la expansión de los sistemas mediante la construcción de nueva capacidad.

En materia de infraestructura eléctrica, se avanzó en unos seis frentes.

Uno fue convencer a los generadores que la única forma de recuperar sus acreencias era aplicándolas a nuevas inversiones en capacidad de generación. Dos grupos de generadores importantes aceptaron la propuesta[17], lo que se materializó en la construcción de otras tantas centrales. Y una segunda operación de este tipo está actualmente en marcha.

alternative fuel for thermal generation. This coincided with the impact created by the hike in the international price of oil, which grew by 150% in the five years elapsed between 2004 and 2008.

Through several mechanisms - advance of funds to generators, direct purchases operated through CAMMESA, agreements with Venezuela, State financing - the thermal generators saw a transformation in their business, having turned into processing plants who just received the fuel from the State and turned it back converted into electricity, in exchange for a pay that only covered their operative costs.

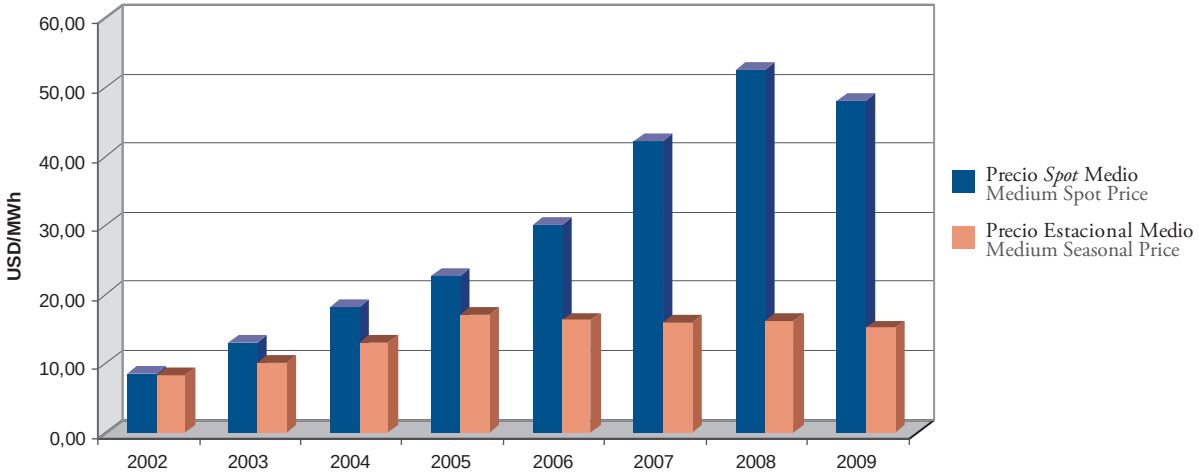
At this stage, it is worthwhile mentioning that restrictions had to be imposed on those gas exports that could not be honored[16] and agreements had to be signed to import gas from Bolivia. Later, LNG has to be imported in boats to cover for the seasonal peaks of demand.

The third stage can be identified as the direct governmental intervention in the drive to expand systems by means of the construction of new capacity.

In electricity infrastructure, advances were made on six fronts.

One of them was to convince generators that the only way to get back the money owned to them was by using said funds on new investments to generate new capacity. Two groups of important generators accepted this proposal[17], which resulted in the building of a few other power plants. And the second operation of this kind is currently under way.

Gráfico 10: Precios Medios: *Spot* y Estacional / **Graphic 10:** Electricity Medium Prices: Spot and Seasonal



Fuente: Elaborado en base a datos de Cammesa / **Source:** Prepared using Cammesa´s databases

[16] Gráfico 4. Se restringieron y en algunos casos se interrumpieron contratos de abastecimiento con Brasil, Chile y Uruguay. / Figure No. 4. In some cases these exports were restricted and in others, entirely interrupted. Provison agreements that had been signed with Brazil, Chile and Uruguay had to be cancelled.

[17] Programa FONINVEMEM. Desarrollado entre 2006/2010 y segunda etapa 2011/2012. / FONINVEMEM Program. Developed between 2006/2010 and on a second stage implemented in the 2011/2012 period.

El segundo frente fue retomar el plan nuclear, que había sido abandonado en la década anterior, por una clara incompatibilidad con el programa privatizador, a la que no era ajeno el desprestigio que a nivel global había envuelto la generación nuclear, y que sin duda en la actualidad va quedando atrás.

Se aplicaron muchos esfuerzos y recursos para terminar la tercera central nuclear, los que resultarían desproporcionados si sólo se tratara de agregar 800 megavatios a la oferta, lo que es menos que el crecimiento de la demanda de un año. Pero que se justifican en la recuperación de los cuadros profesionales, en la experiencia institucional y de los proveedores, lo que apoya retomar el plan nuclear y la factibilidad de la cuarta y quinta centrales cuya contratación parece cercana.

En el tercer frente, se dirigen recursos a retomar el desarrollo hidroeléctrico, inicialmente completando la cota de Yacyretá, promoviendo luego Garabí, Corpus y también mediante la construcción de dos centrales en la Patagonia y otras en Neuquén y Cuyo.

El cuarto frente ha consistido en el impulso, promoción y financiamiento de obras de interconexión eléctrica para completar y reforzar el sistema integrado de transmisión en alta tensión en todo el territorio nacional, lo que también mejora sustancialmente las posibilidades de transferir y de recibir energía eléctrica de los países limítrofes[18].

El quinto frente es sin duda la incorporación de las nuevas formas de producción de energía con recursos renovables, a través de contratos que procuran asegurar un precio sostenible – a prorratear en todo el mercado – a proyectos que sumarían no menos de 1 GW de potencia, la mitad eólicos.

El sexto frente, el menos lucido pero inevitable para llenar el vacío de corto plazo, fue la instalación de un buen número de centrales de pequeño módulo - operaban unas 60 unidades a fines del 2011- con tecnología tradicional, y alto consumo específico.

En definitiva, en el mercado eléctrico se ha girado desde un sistema que tenía tres precios resultantes de la competencia de costos, hacia un sistema de precios administrados múltiples que remuneran parcialmente a la oferta, en tanto que las decisiones de inversión se adoptan mediante criterios de incentivos diferenciales por parte

The second front was to resume the nuclear plan, which had been left behind the previous decade, due to a clear incompatibility with the privatizing program and the discredit of nuclear generation at a global scale, which is currently subsiding.

Many efforts and resources were used to finish the third nuclear power plant, which would turn out to be disproportionate if they only tried to add 800 megawatts to the offer, which is less than the growth in demand in a single year. But which are justified with the recovery of professional charts and the institutional experience and that of suppliers, which supports the idea of resuming the nuclear plan and the feasibility of building a fourth and a fifth plant, which is not far from occurring.

In the third front, resources are being addressed to resume the hydroelectric development, initially by completing Yacyretá´s level of production, then Garabí, Corpus and later, through the construction of two hydro plants in Patagonia and others in Neuquén and Cuyo.

The fourth front has been the fostering, promotion and financing of works of electrical interconnection to complete and reinforce the system by integrating high-voltage transmission throughout the national territory, which also substantially increases the possibility of transferring and receiving electric energy from bordering countries[18].

The fifth front is the incorporation of new forms of energy production by using renewable resources, by means of agreements that aim at ensuring a sustainable price - to be apportioned on the whole market - to projects that would add no less than 1 GW of power, half of them wind.

The sixth front, the least noticeable but unavoidable to fill the short-term void, was the installation of a number of small power plants - 60 units were in operation by the end of 2011 - with traditional technologies and high specific fuel consumption.

The electricity market has turned from a system with three prices arising from the competition of costs to a system of multiple administered prices that partially compensate the offer, while the investment decisions are adopted through State administered differential criteria of incentives or by the direct participation of the State through a specific allotment in the national budget.

[18] Plan Federal en 500kV que prácticamente duplicó la longitud de líneas y reforzó las interconexiones con Brasil y Paraguay posibilitando la factibilidad de intercambios entre éstos con Uruguay y Chile con peaje por Argentina. / Plan Federal (National Plan) in 500kV which has practically doubled the length of the lines and reinforced the interconnections with Brazil and Paraguay making possible the exchange between them with Uruguay and Chile, by paying a toll to Argentina.

del Estado o de participación directa de éste mediante asignación presupuestaria.

Este sistema todavía tiene carácter de emergencia. No tiene aún una estabilidad normativa ni un grado de institucionalización que pueda asumirse como un nuevo marco definitivo.

Tampoco tiene un cierre económico financiero que asegure los ingresos de todos los participantes y aleje incertidumbres. Y como cualquier sistema de precios administrados, enfrenta el desafío de la sustentabilidad.

Puede apuntarse aquí una diferencia sensible con la respuesta que dio el gobierno brasileño cuando el modelo de abastecimiento adoptado en la década del 90 se reveló insostenible (véase Experiencia internacional de implantación problemática de un modelo de mercado y su modificación – Cambios en Brasil). A partir de 2003 Brasil desechó el régimen "de mercado libre", reemplazándolo totalmente por otro sistema, que se puso en marcha enseguida con su reglamentación virtualmente completa.

En materia de gas, la intervención estatal directa en Argentina se dio en el impulso a la construcción de nuevos gasoductos, en la ampliación de existentes y en programas de estímulo diferencial para incentivar nuevas inversiones exploratorias, introducción de nuevas tecnologías y el desarrollo de yacimientos.

Fue necesaria también la intervención gubernamental para equilibrar la balanza del gas, restringiendo compromisos previos de exportación e iniciando programas de importación (desde Bolivia y mediante embarques de GNL).

This system is still on a state of emergency. It lacks regulatory stability and a degree of institutionalization that can be assumed as a new final framework.

Neither does it have an economic-financial closure to assure the income of all players and drive away uncertainties. And as any other administered price system, it faces the challenge of sustainability.

Here a sensitive difference between the actions taken by the Brazilian government when the supply model adopted in the 90s resulted to be unsustainable can be noted. . As of 2003, Brazil trashed the "free market" regime and replaced it by another one, which was implemented immediately, with a virtually complete set of rules.

In the field of gas, the direct government intervention in Argentina was evidenced in the impulse given to the construction of new gas pipelines, in the extension of existing ones and in differential stimuli programs aimed at incentivizing the exploratory investments, introduction to new technologies and the development of reserves.

Government intervention was also necessary to balance the gas balance, by restricting previous export commitments and by starting import programs (from Bolivia and through the shipment of NLG).

Experiencia internacional de implantación problemática de un modelo de mercado y su modificación.

Cambios en Brasil

En comparación con la experiencia argentina, cuando se analiza la evolución de la reforma introducida en la República Federativa de Brasil, ha de admitirse que más allá de importantes diferencias entre los procesos de ambos países, también allí se desarrolló, en el curso de la década del 90, una reforma económica con énfasis en las privatizaciones y en el rol de los mercados desregulados.

En el sector eléctrico, el proceso puede datarse en 1995.

International experience of a problematic implantation of a market model and its modification

Changes in Brazil

Compared against the Argentine experience, when analyzing the evolution of the reform introduced in the Federative Republic of Brazil, regardless of many substantial differences between the processes in both countries, it is worthwhile mentioning that, during the 90s, an economic reform with an emphasis on privatization and on the role of deregulated markets was also implemented in that country.

La privatización de las grandes distribuidoras avanzó con firmeza, al tiempo que se intentaba un rediseño regulatorio para organizar el mercado mayorista competitivo.

El sentido de la reforma, al igual que en el caso argentino, apuntaba a obtener el concurso del capital privado de riesgo para solucionar algunos problemas importantes.

Desde fines de la década del 80 el consumo venía creciendo rápidamente, sin que hubiera sido acompañado por una apropiada expansión de la oferta. En ese marco, la reforma se orientó a obtener ampliaciones de la oferta eléctrica por vía de inversiones privadas en plantas térmicas, alimentadas con gas boliviano.

Puede decirse que se perseguía así un doble objetivo: por un lado aliviar al Estado de las grandes inversiones que demandaría el cubrimiento de la demanda, y por otro reducir la fuerte dependencia de la hidroelectricidad. A mediados de los 90 había grandes obras paralizadas y numerosas concesiones otorgadas sin obra comenzada.

Desde luego, la nueva generación térmica requería una inversión fija -por megavatio de potencia instalada- mucho menor que las tradicionales hidroeléctricas, lo que se esperaba facilitase el ingreso de capital privado.

Nuevamente se observa aquí una combinación de marco regulatorio, disponibilidad de recursos –gas importado de Bolivia-, salto tecnológico – introducción del ciclo combinado- y una situación macroeconómica propicia, que se resumía en la paridad real/dólar (Plan Real), favorable a la importación de gas y a la inversión en equipamiento.

A diferencia del caso argentino, la alteración de la situación macroeconómica favorable se produjo antes de que el nuevo sistema de mercado mayorista se hubiera puesto en marcha. Nos referimos a la devaluación del real, acaecida en 1998.

En la práctica, dos condiciones esenciales para reproducir lo que había sido la experiencia argentina –una gran expansión de la oferta térmica mediante nuevas plantas de ciclo combinado a gas y la disponibilidad de éste- quedaron así seriamente comprometidas. La inercia del proceso de reforma llevó a intentar, hasta el año 2001, la organización del mercado mayorista competitivo (MAE – Mercado Atacadista de Electricidad). Las normas que se elaboraron para el MAE, supuestamente influenciadas por el modelo inglés, se centraban en el precio de corto plazo y achicaban el protagonismo de la hidroelectricidad

In the electricity sector, the process dates back to 1995. The privatization of large distributors moved firmly forward while trying to implement a new regulatory design to organize the competitive wholesale market.

The intention of the reform, just as in the case of Argentina, was to obtain private venture capital to solve some major problems.

From the end of the 80s, consumption grew rapidly, but it did not do so hand in hand with the proper expansion in the offer. In that context, the reform was aimed at increasing the electricity offer by means of private investments in thermal plants, fed with Bolivian gas.

It can be said that they were after a double objective: on the one hand, to lighten the load of the State from the great investments that it would take to satisfy the demand, and on the other, to reduce the strong dependency on hydro-electricity. By mid 90s huge construction hydro works had been paralyzed and many concessions that had already been granted had not yet started to build.

The new thermal generation required a much lower investment - per megawatt of installed power - than the traditional hydroelectric plants. It had been hoped that this fact would lure capital investments.

Once again, a combination of the regulatory framework can be observed: availability of resources - gas imported from Bolivia -, technological leap - introduction of the combined cycle- and an adequate macroeconomic situation, that could be linked to the Real/Dollar parity (Plan Real), favorable to the import of gas and the investment in machinery.

Unlike the Argentine case, the altering of the favorable macroeconomic situation occurred before the new wholesale market system had started. We are referring to the devaluation of the Real, occurred in 1998.

In practice, two essential conditions replicated the Argentine experience - a large expansion of the thermal offer by means of new gas-fuelled combined cycle plants and the availability of gas - were seriously endangered. The inertia of the reform process led to try, until 2001, to organize a competitive wholesale market (MAE - Mercado Atacadista de Electricidade). The rules elaborated for MAE, supposedly influenced by the English model, were centered in the short-term price and reduced the weight of hydroelectric power in relation to its actual relevance in the offer.

en relación a su verdadero peso en la oferta.

Como ya se dijo, las expectativas del crecimiento estaban orientadas a nuevas inversiones privadas de menor escala y no a nuevas grandes obras hidroeléctricas. En ese momento existía la esperanza de que los nuevos generadores pudieran acceder al gas importado con alguna clase de subsidio.

Esto no ocurrió, la relación cambiaria había dejado de ser favorable, existieron resistencias institucionales por parte de las grandes hidroeléctricas respecto a la nueva organización del mercado, y para peor, el temido escenario de años secos se presentó –y cruelmente- en 2001.

El aporte de la inversión privada que seguramente en 1995 se había imaginado como atenuador del riesgo hidráulico, no había llegado a tiempo. Brasil enfrentó un período de severo racionamiento, y como no podía ser de otro modo, esta crisis arrastró al "modelo de mercado" antes de que hubiera llegado a funcionar.

A partir del 2003 el nuevo gobierno[19] planteó desde el inicio un marco regulatorio completamente distinto, aunque no se aplicó a revisar las privatizaciones. Se recreó un sistema fuerte de planeamiento a nivel federal, se volvió a otorgar financiamiento a las grandes obras hidráulicas, y se dio importancia fundamental al abastecimiento basado en contratos de largo plazo. Las distribuidoras quedaron obligadas a contratar toda su demanda, a largo plazo.

Nótese que el mercado libre no desapareció. Sigue existiendo, aunque el grueso del abastecimiento a la demanda –compras de las distribuidoras- se canaliza en forma de contratos de largo plazo con precios obtenidos por medio de licitaciones competitivas supervisadas por el regulador.

Los problemas de la eficiencia y de la coordinación

En el diseño y operación de los sistemas energéticos se plantea frecuentemente el desafío y la dificultad de compatibilizar adecuadamente los objetivos de lograr su eficiencia y al mismo tiempo su coordinación dinámica. Cuando se piensa en priorizar "eficiencia" se plantean reformas con énfasis en el funcionamiento de los

As it has already been stated, the expectation of growth was aimed at lower-scale new private investments and not at new big hydroelectric projects. At the time there was the hope that the new generators would be able to access imported gas with some kind of subsidy.

This did not happen, the exchange rate was no longer favorable, many hydroelectric companies resisted the new market organization and, worse yet, the feared scenario of lean years occurred - and cruelly - in 2001.

The contribution of private investments, which in 1995 would have surely been imagined to tone down the hydraulic risk, had not arrived on time. Brazil faced a period of severe rationing, and as it could not happened otherwise, this crisis dragged the "market model" before it could even work.

As of 2003, the new government[19] implemented from day one a completely different regulatory framework, even if it was not applied to review the privatizations made. The system applied was that of planning at the federal level, financing for huge hydraulic projects was reestablished and long-term supply agreements were considered extremely important. The distributors were obliged to hire their whole demand on a long-term basis.

It should be noted that the free market did not disappear. It continues to exist, even if most of the supply of the demand - purchases by the distributors - is channeled by means of long-term agreements with prices obtained through competitive bids supervised by the regulatory entity.

Efficiency and coordination problems

Usually, in the design and operation of energy systems, there appears the challenge and the difficulty of adequately matching the objectives of achieving efficiency and at the same time achieving their dynamic coordination.

[19] Luiz "Lula" Ignacio Da Silva por el Partido dos Trabalhadores, fue electo presidente de Brasil en octubre de 2002. Algunos analistas vincularon su victoria sobre el PSDB del presidente Fernando Enrique Cardozo, con el desencanto y frustración que produjo la restricción eléctrica de la crisis 2001/2002. / Luiz "Lula" Ignacio Da Silva representing the Partido dos Trabalhadores, was elected president of Brasil in October, 2002. Some analysts have linked his victory over the PSDB of president Fernando Enrique Cardozo, with the disappointment and frustration produced by the electricity restriction of the 2001/2002.

mercados, en tanto que cuando se prioriza la "coordinación" del sistema, se plantea el énfasis en distintas visiones y técnicas de planeamiento.

Si simplemente tomamos estos dos objetivos fundamentales y básicos del funcionamiento de un sistema energético, eficiencia y coordinación y los identificamos instrumentalmente con esquemas de organización regulatoria que también muy simplificadamente denominamos "con énfasis en el mercado" y "con énfasis en el planeamiento", la evolución comparativa habida en algunos países se ilustra en el Gráfico 11.

Brasil, pese a volcarse al principio a un esquema regulatorio con mucho énfasis en el mercado, que por distintas circunstancias no llegó a ponerse operativo – entre ellas el colapso del Plan Real y la consecuente devaluación de 1998 -, no descuidó la instancia del planeamiento.

Y en el nuevo modelo regulatorio implementado a partir del año 2003, Brasil reforzó sus esquemas de planeamiento y seguridad energética.

Chile hizo una reforma también con énfasis en el mercado, pero desde un principio dotó a sus instituciones regulatorias de facultades y visión de planeamiento, aún cuando se le presentaron fallas (descoordinación del recurso hidráulico) que fue corrigiendo en el tiempo.

Suele citarse el caso del Estado de California como paradigma del fracaso de las reformas con "énfasis en el mercado". Sin duda esa experiencia fue una buena muestra de cómo una reforma de ese tipo puede producir resultados negativos si se pretende implantarla en un marco inadecuado.

Adviértase que en California la expansión de la oferta de generación estaba largamente demorada por resistencias ambientalistas, que vinieron a producir el mismo efecto que una indisponibilidad de recursos naturales[20]. La implantación de un sistema de "mercado mayorista competitivo" sin haber removido las causas que desalentaban la expansión de la oferta, no tuvo otro efecto que explicitar la escasez.

When prioritizing "efficiency" reforms with the emphasis stressed on the functioning of the markets are considered and when prioritizing "coordination", the emphasis is placed on the different planning visions and techniques.

If we only take these two fundamental and basic objectives of the operation of energy systems, efficiency and coordination and we identify them with regulatory organization techniques that we could simply name "with an emphasis on the market" and "with an emphasis on planning", the comparative evolution occurred in some countries can be observed on Figure 11.

Brazil, in spite of having inclined itself to a regulatory scheme with a strong emphasis on the market, which for different reasons could not start operating - among them the collapse of the Plan Real and the following devaluation in 1998 - did not loose sight of the planning side.

And in the new regulatory model implemented as of 2003, Brazil reinforced its planning schemes and energetic security.

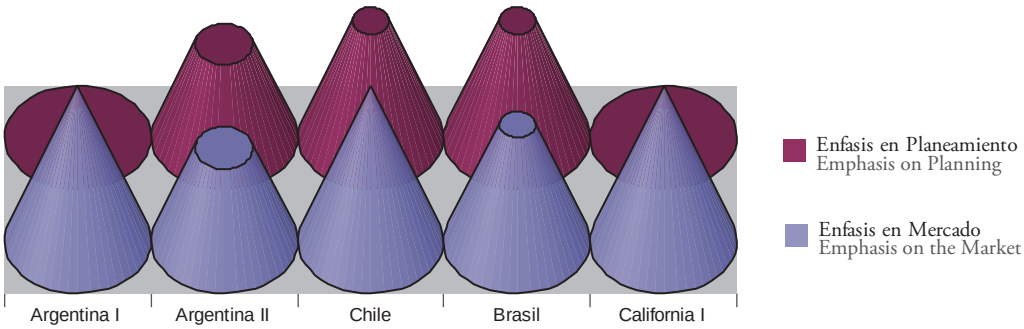
Chile also implemented a reform with an emphasis on the market, but from the beginning it granted its regulatory institutions power and planning vision, even if mistakes occurred along the way (incoordination of hydraulic resources), they could be corrected as time went by.

It is usual to quote the State of California as a paradigm of the failure of reforms with "emphasis on the market". There is no doubt that that experience was a good example of the way a reform of that kind can produce negative results when trying to implement it in the inadequate market.

You should be warned that in California the expansion of the generation offer had been largely delayed due to environmental resistance, which ended by producing the same result as the lack of natural resources[20]. The implantation of a "competitive wholesale market" system without having removed the causes that discouraged the expansion on the offer-side, had no other effect that making the scarcity evident.

[20] Se produjo también, a semejanza de la crisis brasileña, un periodo seco con baja hidraulicidad. / Just as in the case of Brazil, a period of lean years with low hydraulic power came along.

Gráfico 11: Planeamiento y Mercado en Sistemas Eléctricos
Graphic 11: Planning and Market of Electric Systems



Fuente: Elaboración propia / **Source:** Prepared by the authors

Además, la pretensión de que las distribuidoras se hicieran cargo de ese costo –y la imposibilidad política y social de trasladarlo a usuarios- las colocó en situación de quiebra. Y hasta estaban privadas de acceder a soluciones de fondo, ya que los contratos de largo plazo estaban proscriptos por la creencia de que estaban reñidos con la libre competencia. Así, desabastecimiento, carestía y quiebra configuraron el paisaje tenebroso en el que concluyó aquella experiencia "fundamentalista".

El esquema original en Argentina resultó inicialmente eficiente y se esperaba que no fuese necesario recurrir a la coordinación gubernamental del sistema.

Pero las señales de precios no resultaron suficientes para completar la integración del sistema de transmisión que el país necesitaba ni para el desarrollo de las energías renovables. Tampoco para el desarrollo de las reservas de largo plazo del gas natural. Y luego del colapso de las condiciones macroeconómicas (2001/02), ya no puede decirse que tales señales existiesen.

Besides, the hope that distributing companies would come to own this cost - and the political and social impossibility of transferring it to the users – faced them with bankruptcy. They had already been deprived of accessing a formal solution, because of the fact that long-term agreements had been banned due to the belief that they were against free competition. Under the circumstances, shortage and bankruptcy painted the bleak scene that ended that "fundamentalist" experience.

The original scheme in Argentina resulted initially efficient, and it was hoped that it would not be necessary to resort to the government to coordinate the system.
But the price signals were not enough to complete the integration neither of the transmission system that the country needed, nor for the development of renewable energies. And not for development of the long-term reserves of natural gas either. And after the collapse of the macroeconomic conditions (2001/2), it cannot be said that said signals actually existed.

Experiencia Diseño de un modelo sustentable para la Argentina: condiciones de inserción de las "energías limpias"

¿Cómo está funcionando en Argentina este sistema de "precios administrados" en el que devino la reforma original con énfasis en el mercado que hizo en los '90?

Actualmente, el costo de largo plazo de la oferta, es soportado sólo en parte por los usuarios[21].

Design Experience of a sustainable model for Argentina: conditions for the insertion of: "clean energy"

How is the system of "administered prices" that resulted from the original reform with an emphasis on the market implemented in the 90s working out in Argentina?

Currently, the long-term cost of the offer is borne by users just in part[21].

[21] Véase en el Gráfico 10, la diferencia entre los precios medios spot y estacional de la electricidad. Por el diseño original del mercado, ambos precios deberían mantenerse próximos para periodos no demasiado prolongados, lo que efectivamente aconteció hasta el 2001. A partir del 2003, con el subsidio aplicado al mercado, se han ido diferenciando notablemente. El precio medio spot es representativo del costo económico del sistema en tanto que el precio medio estacional es demostrativo del costo que se transfiere y afrontan los usuarios finales (especialmente los usuarios residenciales). / Go to Figure 10 to see the difference between electricity spot medium prices and seasonal prices. Due to the original market design, both prices should remain close for not too long periods, which happened until 2001. As of 2003, with the subsidy applied on the market, these prices have driven apart substantially. The medium sport price is representative of the economic cost of the system while the average seasonable price is telling of the transferred costs and borne by final users (specially by residential users).

Otra parte del costo es subsidiado por el Tesoro nacional, a través de las compras de combustible, del financiamiento del mantenimiento de las centrales, del financiamiento de nuevos equipamientos y del subsidio al precio que pagan algunos sectores de usuarios[22].

Otra parte del costo es subsidiado por los generadores, y en última instancia, por los usuarios futuros.

También participan del "subsidio" -aunque más indirectamente- los productores, transportistas y distribuidores del gas natural.

¿Es posible reconducir este sistema, que a diez años de la crisis sigue siendo "de emergencia", hacia un mecanismo sustentable, aun cuando no se supriman totalmente los subsidios que, trabajosamente, le permiten funcionar?

El primer objetivo para ello sería reconstruir el sistema de precios, de manera de eliminar la distorsión asociada a la existencia de precios diferentes por el mismo producto. Esto tiene varios aspectos:

En principio, se aprecia que la regularización debería comenzar por el mercado de contratos, en gas y en electricidad. Procurando que se liciten bloques de energía para varios años, de los que resulten contratos previsibles que permitan tomar decisiones en materia de nuevas inversiones para asegurar el abastecimiento. Ello sostendrá las necesidades de inversión en nueva exploración, desarrollo, construcciones, interconexiones, repotenciaciones y mantenimientos.

Lograda que fuese una base amplia de abastecimiento, y sin amenazas de crisis o de racionamiento, correspondería sincerar el mercado eléctrico spot.

Las sumas disponibles año a año para subsidios pueden así aplicarse en formas alternativas:

- Con alcance general, aligerando el precio de los combustibles que impacta en el costo de generación.
- Con alcance dirigido a la demanda, siguiendo con el subsidio parcial sobre el precio unitario de energía que ven las franjas de demanda que se quiera proteger (tarifa social).
- Con alcance dirigido a la oferta, en forma de

Another part of the cost is subsidized by the national Treasury, through the purchase of fuel, the financing of the maintenance of power plants, the financing of new equipment and the subsidy to the price paid by a sector of users[22].

Another part of the cost is subsidized by the generators, and as a last resort, by its future users.

The natural gas producers, transporting companies and distributors also participate in the "subsidy", even if indirectly.

Is it possible to redirect this system, which, ten years after the crises continues to be an "emergency system" to a sustainable mechanism, even if subsidies, which, albeit with difficulty, enable it to operate are not completely suppressed?

The first objective to achieve this would be to rebuild the pricing system to eliminate the distortion associated with the existence of different prices for the same product. These has various aspects:

In principle, it can be observed that the regularization should start by the contract market, both in gas and electricity. Ensuring that energy blocks are granted by means of bidding processes and awarded for several years, and from which predictable agreements arise that will make it possible to take decisions regarding new investments to ensure the supply. This supply would in turn fuel the need to invest in more exploration, development, construction, interconnections, repowering and maintenance.

Once a broad supply base is achieved, with no crisis or rationing threats, the turn would come to set a real electricity market spot price.

The amounts used year after year for subsidies would then be applied in different ways:

- With a general scope, by paying for part of the cost of fuel that affects, in turn, the cost of electricity generation.
- Aimed at the demand: by continuing to partially subsidies the single energy price paid by the demand sectors that needs to be protected (social energy charges).

[22] Los subsidios del Estado al sector energético, alcanzaron los USD 4,3 mil millones en 2009 y los USD 6,6 mil millones en 2010. El 70% se corresponde con costos operativos (Informe ASAP-Asociación Argentina de Presupuesto). En el 2011, los subsidios en el mercado mayorista alcanzaron el 50% de los costos operativos (Informe ENDESA – Facultad de Ingeniería Universidad de Buenos aires, Junio 2012). / State subsidies to the energy sector reached USD 4.3 billion in 2009 and USD 6.6 billion in 2010. 70% corresponds to operative costs (Report prepared by ASAP - Argentine Budget Association) In 2011, subsidies to the wholesale market reached 50% of the operative costs (Report prepared by ENDESA - School of Engineering of the University of Buenos Aires, June 2012).

porcentaje sobre el precio unitario de energía y potencia de las fuentes de energía limpia que se quiera impulsar.

Esta última es, desde luego, una forma sencilla y transparente de incorporar proyectos de energía limpia, entendiéndose que el subsidio corresponde a la internalización de las economías externas que disfrutan las otras fuentes energéticas, por no soportar el costo de las emisiones y emanaciones que producen.

Por cualquiera de estas vías, o por combinación de todas ellas, sería posible devolver a los agentes del mercado energético sus respectivas responsabilidades, en cuanto a decisiones de inversión, operación y abastecimiento.

Aun así, hay derecho a dudar sobre la capacidad de estas señales para volver a inducir inversión privada en la medida suficiente para acompañar el crecimiento de la demanda. La presencia del Estado como un inversor subsidiario debería siempre considerarse.

En todo caso, cuanto antes pueda el mercado eléctrico liberarse de la dependencia de los subsidios más se alejará de la zona de incertidumbre.

Y dentro de este marco ha de reexaminarse el papel de la renta hidroeléctrica. No parece eficiente la pretensión de remunerar la energía hidroeléctrica a precios de mercado que reflejen el costo marginal térmico, con el petróleo rondando los 100 dólares/b, ni mucho menos.

No cabe esperar que tan potente señal se vaya a convertir en nuevas inversiones en generación, al menos por esa sola causa. El manejo del canon a pagar por los concesionarios parece ser el instrumento apropiado para captar esa renta y revertirla a los usuarios, contribuyendo a aliviar subsidios. Una renegociación razonable, cuando ya ha transcurrido la mitad del plazo de la mayoría de las concesiones, parece una solución accesible.

Resumen y conclusiones

- La implantación de las reformas “de mercado” en la Argentina, tanto en lo que se refiere al gas natural como a la electricidad, se apoyó en una conjunción de circunstancias favorables, y se completó con una instrumentación cuidadosa y más refinada que en otros países que escogieron similares caminos.

- La reforma original en Argentina, sostenida sobre la convertibilidad, mejoró notablemente la eficiencia,

- Aimed at the offer-side: in the form of a percentage to be charged on top of the single energy and power price of the clean energy sources chosen to foster.

The last alternative is a simple and transparent way of incorporating clean energy projects, with the understanding that the subsidy corresponds to the internalization of the external economies that enjoy other sources of energy for not having to bear the cost of the emissions and emanations they produce.

By any of these means, or by a combination of all, it would be possible to return to energy markets agents their respective responsibilities regarding investment, operation and supply decisions.

Even in this scenario, there is room to doubt on the capacity of these signals to once again induce private investments to the extent necessary to meet the increase in demand. The presence of the State as a subsidizing investor should always be considered.

In any case, the sooner the electricity market can free itself of the dependency of subsidies, the less uncertain it will be.

And within this framework the role of the hydroelectric profitability should be examined. It seems not to be efficient to pay the market price that reflects the thermal marginal cost for hydroelectric power, when the oil price is around 100 dollars/b.

It should not be expected that such a powerful signal would turn into new investment in generation, at least not for this reason alone. The way in which the cannon to be paid by concessionaires is administered seems to be the adequate instrument to capture that profit and revert it to users, contributing in this way to alleviate the subsidies. At the moment, when more than half of the term of most concessions has elapsed, entering a reasonable negotiation seems to be a possible solution.

Summary and Conclusions

- The implementation of "market" reforms in Argentina, both in natural gas and in electricity, has been supported on a handful of favorable circumstances, and completed with a much more careful and refined instrumentation that in other countries who have chosen different paths.

- The original reform in Argentina, sustained by convertibility, notably improved the efficiency,

la calidad y la seguridad del suministro, con claro beneficio económico hacia los sectores consumidores.

• No obstante ello, dicha reforma se mostró deficiente en algunos aspectos referidos a la coordinación de largo plazo del sistema energético. Especialmente en cuanto a la integración del sistema de transporte eléctrico, el mantenimiento de un balance adecuado entre las fuentes y en la reposición de las reservas de gas natural y la diversificación de la matriz energética.

• A diferencia de la reforma inicial brasilera, que mostró deficiencias de diseño y consecuentes resistencias que impidieron su implementación, la reforma argentina aún con las falencias apuntadas, pudo implementarse exitosamente y produjo beneficios palpables mientras se sostuvo en el ambiente macroeconómico original (convertibilidad).

• Sin embargo, la viabilidad de la reforma en Argentina se reveló acotada por su singular entorno macroeconómico, exponiendo su falta de sustentabilidad al quebrarse dicho entorno. Similar interpretación puede hacerse de la experiencia del Brasil.

• El cambio brusco de las condiciones macro desarticuló las señales económicas y los mecanismos regulatorios para el funcionamiento del mercado energético. Profundizó las deficiencias que ya se percibían y requirió la intervención gubernamental con medidas de emergencia para sostener el abastecimiento y cubrir la expansión de la demanda.

• El primer eslabón de la cadena de valor sobre el que se asentó la reforma, que fue la oferta de gas natural, quedaba desprovisto de un mecanismo de desarrollo de largo plazo que contribuyera al abastecimiento futuro.

• La pretensión original, de que el poder público se abstuviera de todo lo que se asemeje a planeamiento, dejó al sector energético privado de la necesaria visión de conjunto y de la coordinación de acciones requeridas para la sustentabilidad del sector.

• En el Brasil, después del fracaso de su reforma inicial y de su crisis de abastecimiento del 2001, se implementó un nuevo y completo marco regulatorio con énfasis en el planeamiento, en los contratos de

quality and security of supply, with a clear economic benefit towards consuming sectors.

• However, said reform appeared to be deficient in some aspects referred to the long-term coordination of the energetic system. Specially regarding the integration of the electricity transport system, the maintenance of a proper balance between sources and the replacement of the natural gas reserves.

• Unlike the initial Brazilian reform, which showed design deficiencies and resistances that prevented its implementation, the Argentine reform, even with the mentioned failures, could be successfully implemented and produced clear benefits while the original macroeconomic environment (convertibility) lasted.

• However, the viability of the Argentine reform was cut short by its singular macroeconomic environment, exposing its lack of sustainability as soon as the favorable environment collapsed. A similar interpretation can be made of Brazil´s experience.

• The sudden change in the macroeconomic conditions dismantled the economic signals and regulatory mechanisms for the functioning of the energy market. It deepened the deficiencies that could be already observed and called for governmental intervention with emergency measures to sustain the supply and cover the expansion of the demand.

• The first link of the value chain supporting the reform, the offer of natural gas, was left without a long-term development mechanism that contributed to future supply.

• The original intention of keeping the government outside of any planning activities deprived the energy sector from the necessary overall view and of the coordination of the actions required for the sustainability of the sector.

• In Brazil, after the failure of its initial reform and its supply crisis of 2001, a new and complete regulatory framework was implemented, with an emphasis on planning, long-term contracts and the financing of hydraulic power plants without going against the previously granted privatizations.

• In Argentina, the regulatory changes implemented as

largo plazo y en el financiamiento de las centrales hidráulicas sin retroceder en las privatizaciones previamente efectuadas.

- En Argentina, los cambios regulatorios hechos a partir de la crisis macroeconómica del 2001 no constituyen aún un esquema consolidado y definitivo, pero implican modificaciones trascendentes al haber reasumido el Estado un rol directo en el planeamiento y promoción de nueva oferta, en la intervención en la operación y desarrollo del mercado, en el subsidio de algunos segmentos de la demanda y en una mayor ingerencia en las operaciones.

- En tal sentido, la mejor lección de la crisis en Argentina, desde el punto de vista energético, fue restablecer la legitimidad de la acción del Estado en el sector.

- Se han recuperado el planeamiento, las políticas energéticas activas y el uso de poderosos instrumentos fiscales en la reconstrucción del sector, aún cuando no se ha logrado todavía superar la emergencia normativa y no se cuenta con un marco definitivo que encamine un modelo económicamente sustentable.

- Es en este marco, en el que ha de otorgarse cauce apropiado al desarrollo de las energías limpias, como condición de sustentabilidad ambiental.

of the 2001 macroeconomic crisis do not constitute a consolidated and final scheme, but the fact that the State has resumed a direct role in the planning and promotion of new offers, intervened in the market operation and development, subsidized some segments of demand and has increased its participation in overall operations, implies a significant change.

- In this regard, the best lesson to be learnt from the Argentine crisis, from the point of view of the energy market, is the restored the legitimacy of the participation of the State in the sector.

- The planning, the active energy policies and the use of powerful fiscal tools in the reconstruction of the sector have been restored, even when it has not been possible yet to overcome the regulatory emergency status and there is no final framework directing an economically sustainable model.

- It is within this framework that the proper development of clean energies as a condition of environmental sustainability should be granted.

Referencias / References:

Bastos, C.M.; Abdala, M.A. – Transformación del sector eléctrico argentino. 1993.

Varios autores – Argentina. El sector eléctrico. 1998. Martínez Zago Editor.

Mateos, F. – Análisis de la evolución del precio en el MEM entre 1992–1997. Texto de Discusión N° 6. 1999. CEER. Universidad Argentina de la Empresa.

Joskow P.L. – *California's Electricity Crisis. Massachussetts Institute of Technology.* Nov 2001.

NETA One Year On. OFGEM. 27/03/2002.

Correa, R.A. – Estudio comparativo de las crisis eléctricas en Chile, California y Brasil: aspectos relevantes para el nuevo marco regulatorio chileno. Pontificia Universidad Católica de Chile. Escuela de Ingeniería. 2002.

Sauer, Ildo; Pinguelli Rosa L. y otros – A Reconstrucao do Setor Elétrico Brasileiro. Abril 2003. Editora Paz e Terra y Universidade Federal de Mato Grosso do Sul.

Rousseff, Dilma V. – *O Novo Modelo do Setor Electrico*. Presentación en el CEARE. Marzo 2004.

De Oliveira A. – Novo Modelo Elétrico. Instituto de Economia. Universidade Federal de Rio de Janeiro. Presentación en el CEARE. Nov 2004.

Bertero, R. - Crisis energética argentina – 2004. CEARE. Universidad de Buenos Aires.

Bravo, P. – La reforma de la legislación eléctrica Chilena. Gobierno de Chile. Presentación en el CEARE. Noviembre 2004.

Lizardo De Araujo J. y De Oliveira A. – Dialogos da Energia. Reflexoes sobre a última década 1994-2004. 7Letras]. 2005.

Montamat, D. – La energía argentina otra víctima del desarrollo ausente. Editorial El Ateneo. 2007.

Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi" – Precios de los energéticos en Argentina. Varios números.

ENDESA – MEM, Costos, ingresos y rentabilidad histórica. - Facultad de Ingeniería, Universidad de Buenos Aires. Junio 2012.