

Historia de la regulación eléctrica

en Venezuela



Henri Coing



PUBLICACIONES
VICERRECTORADO ACADÉMICO



Institut de recherche
pour le développement

Historia de la regulación eléctrica en Venezuela

Henri Coing

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
Autoridades universitarias

- *Rector*
Léster Rodríguez Herrera
- *Vicerrector Académico*
Humberto Ruiz Calderón
- *Vicerrector Administrativo*
Mario Bonucci Rossini
- *Secretaria*
Nancy Rivas de Prado

PUBLICACIONES
VICERRECTORADO
ACADÉMICO

- *Director*
Humberto Ruiz Calderón
- *Coordinador editorial*
Luis Ricardo Dávila
- *Asistente editorial*
Yelliza García
- *Consejo editorial*
Tomás Bandes
Asdrúbal Baptista
Rafael Cartay
Mariano Nava
Stella Serrano
Gregory Zambrano

COLECCIÓN
Ciencias Sociales y Humanidades

Comité editorial
Oscar Aguilera
Leonor Alonso
Daniel Anido
Christopher Birkbeck
Luis Javier Hernández
Rocco Mangieri

COLECCIÓN
Ciencias Sociales y Humanidades

Publicaciones
Vicerrectorado
Académico

**Historia de la regulación
eléctrica en Venezuela**

Primera edición, 2007

- © Universidad de Los Andes
Vicerrectorado Académico
en coedición con el Institut de recherche pour
le développement, (Francia) y el HUMANIC
- © Henri Coing

- *Concepto de colección y diseño de portada*
Kataliñ Alava
- *Fotografía de portada*

- *Corrección de Textos*
Carlos Eduardo López Acosta
- *Diagramación*
Levy Apolinar Márquez
- *Impresión*
Editorial Venezolana C.A.

HECHO EL DEPÓSITO DE LEY
Depósito legal: LF23720079001222

ISBN: 978-980-11-1055-2

Derechos reservados
Prohibida la reproducción total
o parcial de esta obra sin la autorización
escrita del autor y el editor

Universidad de Los Andes
Av. 3 Independencia
Edif. Central del Rectorado
Mérida, Venezuela
publicacionesva@ula.ve
<http://viceacademico.ula.ve/publicacionesva>

- Los trabajos publicados
en la Colección Ciencias Sociales y
Humanidades han sido rigurosamente
seleccionados y arbitrados
por especialistas en las
diferentes disciplinas

Impreso en Venezuela
Printed in Venezuela

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
Autoridades Universitarias

- *Rector*
Mario Bonucci Rossini
- *Vicerrectora Académica*
Patricia Rosenzweig
- *Vicerrector Administrativo*
Manuel Aranguren Rincón
- *Secretario*
José María Andrés

PUBLICACIONES
VICERRECTORADO
ACADÉMICO

- *Dirección editorial*
Patricia Rosenzweig
- *Coordinación editorial*
Victor García
- *Coordinación del Consejo editorial*
Roberto Donoso
- *Consejo editorial*
Rosa Amelia Asuaje
Pedro Rivas
Rosalba Linares
Carlos Baptista
Tomasz Suárez Litvin
Ricardo Rafael Contreras
- *Producción editorial*
Yelliza García A.
- *Producción libro electrónico*
Miguel Rodríguez

Primera edición digital 2011

Hecho el depósito de ley

Universidad de Los Andes
Av. 3 Independencia
Edificio Central del Rectorado
Mérida, Venezuela
publicacionesva@ula.ve
publicacionesva@gmail.com
www2.ula.ve/publicacionesacademico

Los trabajos publicados en esta Colección han sido rigurosamente seleccionados y arbitrados por especialistas en las diferentes disciplinas

Historia de la regulación eléctrica en Venezuela

Henri Coing



HUMANIC
Centro de Investigaciones
en Ciencias Humanas



PUBLICACIONES
VICERRECTORADO ACADÉMICO



Institut de recherche
pour le développement

Introducción

Cuando no sabes adónde vas,
da la vuelta y observa de donde vienes.
Refrán africano

En el mundo entero, el sector eléctrico está sufriendo una profunda transformación. El modelo anterior se caracterizaba por la integración vertical de empresas que gozaban de un monopolio en su territorio. La tendencia dominante tiende a sustituirlas por empresas especializadas (generación, transmisión, distribución, comercialización), con la creación de un mercado en donde los productores compitan entre sí y los consumidores puedan escoger entre varios proveedores. Esta transformación viene acompañada de una masiva privatización de las empresas públicas, así como de un cambio radical en la manera de regular el sector y sus instituciones.

En América, Asia, Europa, África, es decir, en todas las regiones del mundo se conoce más o menos la misma evolución. En todas partes se manifiestan adhesiones entusiastas y resistencias tenaces. Surgen severas crisis (desde la California, hasta la quiebra de Enron) que generan nuevas preguntas en torno a la pertinencia y la eficacia de dicha política (Keen, 2004).

Venezuela no escapa a tal debate. Pero el país se encuentra, más que otros, en un periodo de gran incertidumbre acerca del futuro de su industria eléctrica. En 1989 se inició un proceso de privatización y, a partir de 1996, una progresiva creación de una competencia en el mercado eléctrico. El actual Gobierno aprobó en 1999 una ley que

institucionalizaba esta evolución. Sin embargo, los cambios previstos en la ley no se dieron, y durante los últimos cinco años, han sido postergados una y otra vez. Más aún, en el año 2004 varios proyectos de ley han sido remitidos a la Asamblea Nacional para cuestionar radicalmente sus principios, proponiendo por ejemplo, la integración vertical de las empresas o la estatización de todas las actividades del sector (proyecto Luis Tascón). Hoy en día, es muy difícil prever hacia dónde va la industria eléctrica venezolana.

Los defensores de las reformas llamadas neo-liberales piensan que el mundo entero se dirige hacia un mismo modelo organizativo en el sector: Existiría una solución única, óptima. Esta visión es simplista e incluso errónea, porque varios modelos eficientes de organización son posibles y, además, porque cada país tiene problemas específicos que resolver como la herencia de un pasado ideológico, de un sistema institucional, de una estructura industrial, de un conjunto de grupos de presión, que tienen un enorme impacto sobre las tentativas de reforma. No hay tabla rasa. "History does matter", la historia tiene importancia.

Por esta razón, frente a la profunda incertidumbre que rodea la evolución de la industria eléctrica en Venezuela, es importante hacer un recorrido por la historia del sector y recordar sus etapas.

Procederemos en tres etapas, definidas por los principales temas del debate actual:

- ¿Cuál debe ser la estructura industrial del sector? El primer Capítulo trata de entender cómo nació su estructura actual, su evolución y cuáles son los apremios que derivan de ella.

- ¿Cómo se deben coordinar los actores del sistema? El segundo Capítulo recuerda la saga de la interconexión y la forma en que se ha manejado hasta la fecha el problema clave de la coordinación, exigida por las características de la electricidad que no se almacena y requiere de una adecuación instantánea entre oferta y demanda.

- ¿Cómo se debe regular el sector? El tercer Capítulo trata de entender las razones por las cuales se ha atrasado tanto la institucionalización de la regulación en Venezuela y, por otro lado, determinar cuáles ha sido los mecanismos reales de regulación

desarrollados a lo largo del tiempo, creando una matriz de resolución de los problemas muy difícil de cambiar.¹

Al final de este recorrido, entenderemos mejor las peripecias actuales, y tal vez nos daremos cuenta de que las cuestiones más importantes y más difíciles del sector eléctrico venezolano no son necesariamente las más debatidas.

Este trabajo no hubiera sido posible sin el apoyo del Institut de Recherche pour le Développement (IRD) de Francia, quien financió el trabajo, y del Instituto de Estudios Superiores de Administración (IESA) de Venezuela, donde fui Profesor Invitado durante mi estadía en Caracas.

¹ Estaba previsto un capítulo sobre la determinación y la evolución de las tarifas y su relación con el problema de la sostenibilidad del servicio y de su equidad. Infelizmente, los investigadores que planearon este trabajo tuvieron que dedicarse a otras tareas. El Capítulo III aborda esta temática, pero le hace falta un estudio económico más sistemático.

Capítulo I

La estructura del sistema eléctrico venezolano y el papel del Estado en las diversas etapas de su conformación

Un sistema eléctrico es el resultado de un largo proceso histórico, de tal manera que sus características no pueden entenderse si no se conocen las diferentes fases de su construcción y los factores que han influido en su proceso evolutivo. Aunque existen muchas similitudes entre los sistemas eléctricos desarrollados en el mundo, por la existencia de un conjunto de tecnologías comunes, las diferencias de un sistema a otro también son diversas, pues cada uno tiene un "estilo" específico. Como lo escribiera Hughes (1983), "hay que enfatizar estas diferencias porque a menudo se subestiman en nuestra época, que tiende a abogar por una 'one best way', un modelo que supera las diferencias regionales y nacionales". Así, en su estudio de los sistemas norteamericano, alemán e inglés, quiso subrayar la importancia de los factores locales, geográficos, económicos, organizacionales y legislativos que contribuyen a determinar el particular "estilo" de cada sistema eléctrico.

En el caso venezolano, se pueden mencionar de antemano algunos factores que han tenido un impacto decisivo sobre la conformación de su sistema eléctrico: la geografía y, en particular, la presencia de ingentes recursos de petróleo, gas, carbón e hidroenergía, así como la distante ubicación de los recursos hídricos en relación a las regiones más pobladas; la demografía, pues cuando nace la industria eléctrica, el país no tenía siquiera dos millones de habitantes dispersos en un territorio poco poblado y cuya urbanización ha sido muy tardía; la economía, por cuanto la renta petrolera le dio al Estado enormes recursos

financieros; la política, que determinó el respectivo papel del sector, público y privado y, además, porque el gran auge del sistema eléctrico tuvo una estrecha relación con metas de ordenamiento territorial; la cultura, porque un país petrolero tiende a considerar la energía como un bien gratuito y desarrolla modelos de consumo energívoros, entre otros. Por estas y otras razones, el sistema eléctrico venezolano no se parece ni al norteamericano, ni al brasileño.

A principios del año 2000, el sistema eléctrico venezolano ya cuenta con dieciocho empresas eléctricas; once pertenecen al Estado, generan el 90% de la energía producida en el país y distribuyen energía al 69% de los consumidores.

Tabla I
Empresas eléctricas año 2000

Públicas	Negocios*	No. de suscriptores	Privadas	Negocios*	No. de suscriptores
Cadafé	GTDC	2.184.000	Calife	DC	42.000
Cadela		(520.000)	Elebol	DC	43.000
Elecentro		(530.000)	Elecar+Eleggua	GTDC	1.074.000
Eleoccidente		(498.000)	Eleval	GDC	105.000
Eleorienté		(543.000)	Caley	DC	22.000
Semda		(93.000)	Seneca	GTDC	90.000
Desurca	G				
Enelbar	GTDC	295.000			
Enelven-Enelco	GTDC	500.000			
Edelca	GTC	158			

* G = Generación, T = Transmisión, D = Distribución, C = Comercialización

En generación, domina Edelca, la empresa hidroeléctrica del Caroní, cuya producción representa más del 70% del total. Cadafé, Elecar y Enelven aportan el resto de la producción con sus plantas principalmente térmicas.

Las cuatro empresas fundamentales del Sistema (Cadafé, Elecar, Enelven-Enelco y la generadora hidroeléctrica Edelca), interactúan sobre

los aportes de grandes bloques de energía a través del Sistema Interconectado Nacional (de 230 a 800 kV), cuyas líneas troncales pertenecen a Edelca.

En distribución, la empresa dominante es Cadafe, que cubre casi el 90% del territorio y atiende a la mitad de los suscriptores. Elecar, única empresa privada importante, viene después con un 30% de los suscriptores, ubicados en la Gran Caracas. Enelbar (Estado Lara), Enelven-Enelco (Estado Zulia), Seneca (Estado Nueva Esparta), Calife (Puerto Cabello), Eleval (parte de la Ciudad de Valencia), Elebol (Ciudad Bolívar), Caley (parte del Estado Yaracuy), completan el sistema. Obviamente, se trata de un conjunto de empresas muy heterogéneas en cuanto al tamaño, funciones y a su propiedad.

Tendremos que recorrer las diversas etapas de la conformación del sistema eléctrico en Venezuela para entender los rasgos específicos que tienen, hoy en día, el peso correspondiente a los sectores público y privado, la estructura industrial (la coexistencia entre empresas verticalmente integradas y empresas dedicadas solamente a generación o distribución), el tamaño de las empresas, la configuración de los mercados regionales y la influencia que ha ejercido el Estado en la configuración de su estructura. En términos de regulación, nos centraremos en este Capítulo en las sucesivas y cambiantes intervenciones del Estado orientadas a influir sobre estos parámetros.

I | **Primera etapa (1888-1945)**

Según Hughes (1983), la evolución de los sistemas eléctricos pasó por tres momentos cruciales entre 1880 y 1930. Primero, nacieron los sistemas de corriente continua, con cargas y demandas homogéneas y en pequeña escala. En cada ciudad prestaban el servicio una multiplicidad de empresas privadas. Después, surgió el llamado "sistema universal" que lograba combinar generadores de distintas características con demandas también diversas, mediante transformadores que podían abastecer a una ciudad entera y mejorar el factor de carga. Nacen los monopolios territoriales y el Estado responde con la regulación o la municipalización

del servicio. La tercera etapa se caracteriza por el desarrollo de sistemas regionales, que combinan fuentes de energía distantes y diversas (carbón, petróleo, hidroenergía) mediante líneas de transmisión de alto voltaje, para lograr la mezcla económicamente más eficiente en cada momento. Surgen entonces, las empresas holding, las empresas hidroeléctricas públicas y los debates en torno a la nacionalización del servicio.

Es importante entender bien los dos conceptos claves que definen la segunda y la tercera etapa, porque determinan la estructura del sector. Las primeras plantas de corriente continua requerían una demanda homogénea que tuviera el mismo voltaje de la planta y que estuviera muy cercana a ella.

Por su parte, el llamado "sistema universal" de la segunda etapa se caracterizaba por contar con máquinas más potentes, es decir, turbinas de corriente alterna ubicadas en las afueras de la ciudad, transformadores y líneas de alto voltaje que permitían la transmisión hacia lugares mucho más distantes y, sobre todo, la posibilidad de convertir una corriente directa en una alterna y viceversa, de cambiar voltajes y ciclajes y así combinar en un solo sistema, máquinas y motores de diferentes tipos.

Aparece también el despacho de carga, que permite operar el sistema como un todo y regular la producción en función de la demanda ya que la curva de consumo varía según las horas del día. El factor de carga se volvió el concepto clave que relacionaba técnica y economía para optimizar la operación de un sistema, pues lo ideal es tener una demanda lo más cerca posible a la capacidad del sistema; sin embargo, el consumo es muy variable a lo largo del día y la mera adición de la demanda punta de los suscriptores, obligaría al productor a tener una capacidad muy importante y subutilizada fuera de las horas pico. Pero, como los diversos suscriptores tienen horarios de consumo diferenciados, no coincide la demanda máxima de hogares, industria, alumbrado público, transporte colectivo, etc. Por tanto, el productor puede conseguir la optimización teniendo en cuenta la diversidad de los suscriptores hasta lograr, idealmente, una demanda permanentemente cercana a su capacidad de producción. Esto se logra por un adecuado diseño tarifario y un mercadeo enfocado hacia consumidores con el perfil de demanda que complementa mejor el factor de carga. En 1914, Insull definía once

clases de consumidores, cuya demanda máxima alcanzaba 26.640 kW., pero cuya suma en un instante dado nunca sobrepasaba los 9.770 kW. De tal manera que las economías de escala se logran, no solamente por el número de suscriptores o el tamaño del área servida, sino más que todo por la diversidad de la demanda, que aumenta el factor de carga y, por consiguiente, reduce el costo unitario.

Así se entiende la evolución de la industria eléctrica hacia la segunda etapa, que se caracteriza, pues, por la fusión de varias pequeñas empresas para alcanzar una demanda acordada con plantas de generación cada vez más grandes, pero también por alcanzar una diversidad de demanda que permitiera optimizar el factor de carga (definido como la relación entre la carga promedio y la carga máxima demandada durante un determinado lapso de tiempo).

De igual manera, la tercera etapa se caracteriza por un concepto técnico-económico y remite a la diversidad de la oferta relacionada con varias fuentes de energía: carbón, diesel, residuos petroleros, gas, hidroenergía que tienen costos variados y que también evolucionan según la estacionalidad mensual o anual (los precios relativos del petróleo, del gas o del carbón varían, o el costo del agua entre los periodos de sequía y los años de alta pluviosidad).

También se requieren instalaciones muy diferentes, con distintas estructuras de costo (una planta hidroeléctrica requiere una inversión inicial enorme, pero tiene un bajo costo operativo; por el contrario, una planta diesel requiere una inversión mucho menor, pero su costo operativo es alto).

Por otro lado, la demanda se puede dividir en tres partes: base (la carga demandada en las horas de menor consumo), semi-base y punta. Por ejemplo, una planta nuclear –que tiene costos fijos altísimos– tiene que funcionar 24 horas al día y puede suplir la energía-base; una vieja planta diesel puede resultar económica en la hora pico, si funciona pocas horas al día. Para optimizar un sistema, hay que buscar en cada momento la mezcla de energías que minimice los costos. Esta lógica tiene que ver con sistemas de mayor amplitud que los de la segunda etapa y requiere una organización (económica, institucional) específica. Este es el momento cuando se interconectan áreas de servicio que funcionaban en forma

independiente, lo cual requiere una coordinación estrecha y muy fina entre todos los actores. Recordemos que, dado que la electricidad no se almacena, en cada momento la oferta tiene que corresponder exactamente a la demanda.

Estas tres etapas, por su estrecha relación con la evolución tecnológica, se dieron en todos los países. Sin embargo, como hemos visto, sus conceptos clave no son meramente técnicos, sino que tienen que ver igualmente con el cálculo económico y la organización empresarial e institucional del sistema. En consecuencia, la evolución de los sistemas no es lineal, ni tampoco idéntica en todos los países. Tal como lo demuestra Hughes, en Europa y en los Estados Unidos, la segunda etapa empieza en 1893 y la tercera en los años veinte del siglo pasado con grandes diferencias de un país a otro.

En Venezuela, la industria eléctrica comienza muy temprano y pasa rápidamente de la primera a la segunda etapa, al menos en Caracas, pero, la tercera etapa tardará mucho más en aparecer y tendrá rasgos muy específicos. Esto es precisamente lo que nos interesa explicar.

Los primeros pasos se dieron en Valencia y Maracaibo en el año 1888 y el primer cliente fue el alumbrado público. Si bien, desde 1881 la Compañía de Gas y Luz dedicada al alumbrado público a gas, producía energía eléctrica con una pequeña planta urbana de corriente directa y con otra construida en 1883, la empresa La Electricidad de Caracas (Elecar) nació en 1894 con un proyecto de planta hidroeléctrica de corriente alterna ubicada fuera de la ciudad (El Encantado, 240 KW) y con una línea de transmisión a 5.000 voltios. Su primer cliente fue una industria, la Cervecería Nacional. Desde el principio, trató de diversificar los usos de electricidad, regalando o alquilando motores eléctricos a las industrias y prestando servicio tanto a los tranvías como al alumbrado público y a los hogares. Esta empresa tenía ya una noción precisa de la importancia del factor de carga; las molineras de maíz, por ejemplo, tenían derecho a disponer de la energía hasta las 6 de la mañana (Rohl, 1977).

Elecar vendía energía en bloque a la Compañía de Gas y Luz que tenía la concesión de alumbrado en el casco de la ciudad y abastecía directamente a los alrededores. Rápidamente, a la planta inicial se añadieron otras plantas hidroeléctricas en el mismo río Guaire (en 1902, Los Naranjos,

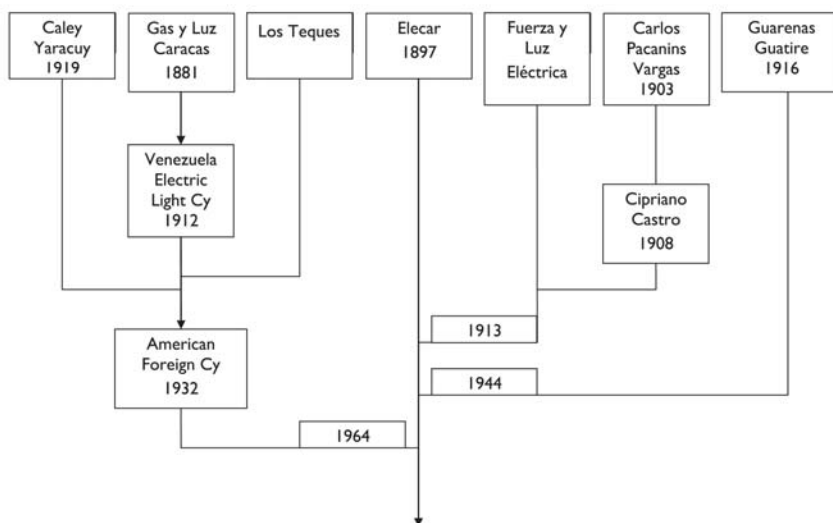
con 1.314 KW y transmisión a 25.000 voltios; Lira en 1911) y después sobre el río Mamo (plantas Mamo, Caoma, Marapa), Petaquire (embalse de 2 millones de m³), Carupao, hasta la construcción de su primera planta térmica en La Guaira en 1931 (4.000 KW y otra unidad de 5.000 KW en 1933) lo cual permite a La Electricidad de Caracas alcanzar una mayor eficiencia al combinar energías de diferentes costos.

Mientras tanto, la empresa había ampliado su territorio, distribuyendo electricidad hasta el litoral de Vargas. La crónica de la expansión territorial de Elecar nos ayudará a entender cómo se dio el proceso de concentración y la conformación paulatina de un monopolio regional. Como ya lo hemos mencionado, la primera empresa fue la Compañía de Gas y Luz (2) que operaba en el casco de la ciudad y que compró energía a Elecar (1) desde la inauguración de la primera planta hidroeléctrica en 1897. Gas y Luz obtuvo en 1901 una concesión formal del municipio para el servicio de alumbrado público. Después de muchos avatares y de una intervención de la empresa por parte del gobierno del General Castro, los activos de dicha empresa fueron vendidos a la Venezuela Electric Light Cy, de Canadá (3) en 1912, quien compra también la empresa que prestaba servicio en Los Teques (5); en 1932 la American Foreign Power Cy (4) compra la empresa e intenta, en 1942, comprar Elecar, pero no lo logra; propone entonces al municipio el traspaso de su concesión a Elecar; el municipio no contesta y, a partir de esta fecha, la empresa se vuelve un mero intermediario entre el municipio y Elecar que se convierte el prestador del servicio en la capital hasta 1964, cuando Elecar absorbe oficialmente a la compañía norteamericana y heredará la concesión que ésta había adquirido en Yaracuy, Caley (6), fundada en 1919.

Mucho antes, había surgido la Compañía Generadora de Fuerza y Luz Eléctrica (8), propiedad de JC White & Co., fundada para aprovechar las caídas del río Mamo y que amenazaba con convertirse en una peligrosa competencia. Elecar promueve la fundación de la Compañía La Luz, para hacerle mella a la empresa inglesa, cuyos dueños prefirieron vender sus haberes a Elecar en 1913. Al comprar la empresa, Elecar hereda también la concesión para el Departamento Vargas en donde la primera concesión había sido otorgada en 1903 a Carlos Pacaníns (6), traspasada a Cipriano Castro, Presidente de la República (7) en 1908 y, en 1910, a la Fuerza y

Luz Eléctrica. En Guarenas y Guatire, la primera concesión fue otorgada en 1916 al Coronel Francisco de Guillio Sánchez (9) y posteriormente Elecar la compró.

Gráfico I
El proceso de concentración en Caracas



De esta manera, la constitución del territorio de Elecar, a través de la compra de pequeñas empresas preexistentes, se parece mucho a lo que ocurrió en otros países, pero a un ritmo mucho más lento pues se dio en un largo periodo de casi setenta años. En el resto del país, el proceso ha sido aún más lento. En todas partes se van creando pequeñas empresas, privadas en su mayoría, a veces municipales, que venden electricidad para el alumbrado público y privado, pero son pocas las que inician una transformación tecnológica y un proceso de crecimiento territorial por absorción de empresas vecinas. En Valencia, la empresa Eeval, fundada en 1908 por Bessemer Trust Cy NA, nunca superó los límites de su estrecho territorio (8.200 km²), y lo mismo ocurrió a Calife en Puerto Cabello, fundada en 1911, que presta servicio en una área de

sólo 622 km². Elebol, fundada en 1910, todavía presta servicio en su territorio de origen, Ciudad Bolívar (137 km²). Enelbar, creada en 1914, compró en 1931 una empresa local, más tarde compró la planta eléctrica de Quíbor y la de Carora en 1965, pero ni siquiera logró unificar el mercado eléctrico del estado Lara que no se dio sino después de su nacionalización en 1977.

El Plan Nacional de Electrificación de 1956 describe la situación imperante antes de 1945 en los siguientes términos: "Sólo existían plantas de pequeña o mediana capacidad, en su mayoría anticuadas, de producción antieconómica, repartidas en las poblaciones más importantes". Las únicas que, a su juicio "funcionaban realmente como empresas", eran las de Caracas, Maracaibo, Valencia, Maracay, Mérida, Ciudad Bolívar, Valera, Barquisimeto, San Cristóbal y Porlamar. En ciudades importantes como Cumaná, Barcelona y Maturín, las empresas "no prestaban un servicio adecuado". Punto Fijo y El Tigre tenían todavía en los años cuarenta, de cuatro a seis empresas prestando el servicio. En San Cristóbal, existía una empresa privada y una del Estado, cada una con un ciclaje diferente. Según el Censo Económico del Ministerio de Fomento (1968), en 1963 Apure tenía 22 empresas eléctricas, y Barinas 29. A su vez, el General Alfonso Ravard (1981: 62-63) escribió: "La gran mayoría de las compañías que suministraban (energía eléctrica) eran privadas, con muy poco capital (algunas extranjeras). Los sistemas municipales y estatales consistían en pequeñas instalaciones que prestaban un pésimo servicio, generalmente de 6 horas al día, lo que hacía imposible la existencia de la más pequeña industria... Existía además una gran disparidad en la frecuencia y en los voltajes de generación, transmisión y distribución".

Esa situación tiene mucho que ver con la situación demográfica del país, que contaba con una población muy escasa en relación con el tamaño del territorio nacional y un proceso de urbanización aún incipiente. Aunque Elecar en Caracas ostenta algunos de los rasgos de la tercera etapa descrita por Hughes (sistemas regionales integrados), tenemos que recordar que aún en 1941, el área metropolitana de Caracas no tenía sino 360.000 habitantes. Se trata de un sistema eléctrico muy pequeño todavía, en relación al tamaño de los sistemas regionales que se desarrollaron en los años veinte en Europa o en los Estados Unidos. Sin

embargo, el Distrito Federal representaba el 34% del consumo eléctrico total del país en 1938 y un 40% en 1945, lo cual significa que los mercados eléctricos en el resto del país tenían aún menos oportunidades de generar sistemas regionales fuertes. No existían redes urbanas regionales, ni una carga suficiente para justificar su interconexión. En los países del norte, la demanda de carga por parte de la industria ha sido un elemento clave para la creación de sistemas regionales y, en este sentido, Venezuela tampoco tenía un desarrollo industrial significativo y mucho menos concentrado. A partir de los años treinta, el crecimiento de la industria petrolera generó una demanda importante, pero en zonas aisladas o poco urbanizadas, así que propició más bien la autogeneración por parte de las empresas de este sector (por ejemplo, la Creole en Caripito y Jusepín).

Tabla 2
El tamaño de los mercados

Años	Venezuela	Distrito Federal	Maracaibo	Valencia
1891	2.323.000			
1920	2.411.952			
1936	3.364.000	283.000		
1950	5.034.000	380.000	235.000	91.000

Alfonzo Ravard (1981: 63) presenta otra explicación: "es posible que la intensidad de capital que requiere la industria era el factor más importante que impedía la ampliación de las instalaciones". De hecho, las primeras plantas han sido construidas por inversionistas venezolanos, que tenían una sólida posición económica en su ciudad, pero a una escala muy pequeña en relación con los requisitos de la industria eléctrica (por ejemplo, las Industrias Eléctricas Ventane, en Puerto Cabello). Sin embargo, el caso de Caracas nos demuestra que sí fue posible para un grupo de inversionistas nacionales de tamaño muy modesto al principio, acumular y conseguir suficiente capital para construir nuevas plantas al ritmo de la

demanda, ampliar su territorio, absorber empresas vecinas y resistir a las tentativas de compra por parte de capitales norteamericanos.

El ritmo de inversión sostenido entre 1925 y 1933, por ejemplo, es realmente impresionante y no parece haber sido limitado por la escasez de capital. También estaban presentes empresas extranjeras, que tenían acceso a los mercados de capitales en sus respectivos países. La Venezuela Electric Light Cy, de Canadá, entró en el mercado caraqueño en 1912: "las propiedades de la Compañía de Gas y Luz que Fernández Feo había adquirido días antes por la suma de Bs. 1.955.000, las traspasó con los papeles de la concesión por la cantidad de Bs. 3.500.000 a Allison, Wallis & Fleming", o sea la misma Venezuela Electric Light Cy (Pérez Alfonso, 1965), sustituida en 1931 por la American Foreign Power Cy que pertenecía a la Electric Bond & Share (General Electric), el mayor holding eléctrico de los Estados Unidos (Hughes, 1988).¹ En Maracaibo, la empresa eléctrica (Maracaibo Electric Light Cy fundada en 1888) fue comprada en 1926 por la Canadian International Power Cy (Canadá), que también adquirió la empresa de Barquisimeto y de Quíbor. Elebol, creada por un grupo de guayaneses, pasó a manos de inversionistas holandeses durante la Segunda Guerra Mundial. Hasta 1945, no hubo restricción alguna a la inversión extranjera, así que la escasez de capital no nos parece una explicación convincente de la poca integración lograda por la industria eléctrica venezolana.

Durante estos sesenta años, el Estado tampoco tuvo un papel significativo, pues las iniciativas del General Castro en Caracas en el Litoral Central y del General Gómez en Maracay (cuya empresa pasó a manos del Estado cuando cayó la dictadura en 1936), fueron empeños privados. En algunos municipios y estados se crearon empresas públicas locales de muy pequeña escala que nunca superaron esa etapa preliminar:

¹ La misma empresa invertía en Colombia y, en 1927, controlaba las empresas de Cartagena, Barranquilla, Santa Marta, Ciénaga, Aracataca, Cali, Palmira, Buenaventura, Buga, Honda, Girardot, Zipaquirá y "dirigía sus esfuerzos a la adquisición de las empresas mayores del país, las de Bogotá y Medellín", que no logró comprar por la oposición política que esto generó. El comportamiento de la misma empresa en Venezuela luce mucho más modesto, porque el mercado eléctrico ofrecía menos oportunidades.

2 | El Fomentismo (1945-1973)

A partir de 1945, la estructura de la industria eléctrica venezolana que acabamos de describir va a sufrir una profunda transformación. La muerte de Gómez cambia el panorama político y sus efectos sobre la industria eléctrica se empezaron a sentir desde 1938 en Caracas y, a nivel nacional, en 1945 con la Junta Revolucionaria de Gobierno.

Pero no menos importantes fueron los cambios en la estructura económica del país. Durante los años treinta, el gran auge de la industria petrolera y los consecuentes ingresos fiscales, desataron un proceso de crecimiento económico acelerado acompañado, a su vez, de un crecimiento demográfico mucho mayor y de una rápida urbanización. En la posguerra, el proceso se acelera: la capacidad eléctrica instalada pasa de 92.200 kW en 1945 a 180.000 en 1947 y 724.000 en 1957. La producción crece a un ritmo de 10% interanual entre 1938 y 1945, para pasar después a un ritmo aún mayor: 1950 a 1959, 17%; 1959 a 1979, 13%. El consumo per cápita, muy bajo al inicio del periodo (1945: 44.5 kW/h; 1950: 82 kW/h, cuando en México era de 165 kW/h), pasa a 283 en 1959, 777 en 1969, 1.526 en 1979 (Alfonzo Ravard, 1981). Cambios de esta magnitud, obviamente, tienen un fuerte impacto sobre la estructura de la industria.

En este contexto, las limitaciones del anterior modelo eléctrico se hacen más evidentes: tarifas muy elevadas (se multiplican las campañas de prensa sobre este tema) e insuficientes inversiones en muchas ciudades, generando un servicio inadecuado y un rezago de la oferta con respecto a la demanda.²

1945 representa la primera etapa de un cambio radical en la definición y organización del servicio, así como del papel del Estado. Empieza con la primera intervención directa del Gobierno en materia de tarifas (una rebaja de 16% en promedio) y posteriormente con un programa intensivo de ayuda técnica y financiera para impulsar la

² En Vargas, un numeroso grupo de comerciantes solicitó en 1938 "la adopción de medidas conducentes a que la industria suministradora de fuerza y luz eléctrica pase a manos de la representación de la comunidad" (Pérez Alfonso, 1965: 63).

electrificación del país.³ En 1946 se crea la Corporación Venezolana de Fomento, que en adelante tendrá un papel decisivo en el financiamiento del sector eléctrico, pero también en su reestructuración. En el año 1948, la CVF elaboró un proyecto de Estatuto de Electricidad en el cual se proponía la creación de un Instituto Nacional de Electricidad autónomo adscrito al Ministerio de Fomento. Su objetivo era "lograr el incremento de la producción de energía eléctrica en el país promoviendo y financiando la construcción y desarrollo de empresas de servicio público, (...). Correspondía igualmente al Instituto la elaboración de los planes nacionales de electricidad" (Alfonzo Ravard, 1981: 59). Se define así el papel rector del Estado, en la planificación y reglamentación, pero también su protagonismo en el desarrollo del sector en cuanto al financiamiento y la promoción de empresas. Estamos entrando de plano en la lógica de Fomento.

El resultado más obvio es el incremento espectacular de la tasa de cobertura del servicio eléctrico. Si bien el Distrito Federal ya tenía en 1950 una tasa de 84%, el promedio nacional sólo alcanzaba un 40%, y el Estado Sucre un pobre 18%. Estas cifras van a tener una evolución acelerada tal como se muestra en la Tabla 3.

Tabla 3
Proporción de viviendas con luz eléctrica

Censo	% viviendas con luz eléctrica
1950	País 40% - Sucre 18%
1961	País 58% - Sucre 35%
1971	País 77% - Sucre 57%
1981	País 88% - Sucre 82%

³ "En un año, el gobierno democrático llevó su ayuda eléctrica a 123 centros poblados, que es más de 20 veces la cantidad de 6 centros poblados atendidos en los diez años anteriores, mientras la inversión de ese año fue casi 10 veces la del largo periodo anterior de referencia, no obstante las dificultades mayores de la posguerra y cuando todo había que iniciarlo de la nada" (Pérez Alfonso, 1965: 65).

Sin embargo, no se trata de un proceso lineal, por tanto, conviene analizar por separado varias etapas y también varios procesos paralelos.

a) Los primeros pasos (1945-1948)

La Corporación Venezolana de Fomento (CVF) reagrupa y reestructura muchas empresas, privadas o públicas (Cumaná, Guanare, etc.), para llegar poco a poco a la constitución de 18 empresas en la mayoría de los casos constituidas a nivel de cada estado.⁴ Esta meta se logra ya sea por compra directa de las empresas, o mediante un préstamo que después se capitaliza de tal manera que la CVF se vuelve accionario mayoritario⁵, para conformar compañías anónimas, con participación tanto del capital privado como de organismos estatales y municipales.⁶ Pero, la CVF se reserva en todo caso la mayoría: "La Corporación opera como una especie de 'holding' o entidad matriz, que dirige y controla las actividades de dichas compañías a la vez que les proporciona la alta dirección técnica".

En la zona menos poblada (Llanos, Guayana, Territorios Federales), la CVF mantiene sistemas independientes (unidades diesel), pero para el resto del país tenía previsto, en una segunda etapa, agrupar la administración de estos sistemas aislados en tres sistemas, tres grandes compañías. En una tercera etapa, se preveía "la interconexión de los sistemas occidental, central y oriental a medida que las cargas eléctricas lo ameriten" (Memoria y Cuenta CVF, 1955-6). Se inició así la creación de Electricidad del Centro con base en la empresa confiscada a Gómez, La Electricidad de Maracay (ampliada con la adquisición de pequeñas empresas vecinas, La Victoria, Villa de Cura). Esta empresa se vuelve "un modelo de gestión, de un sistema moderno, planificado (...) y primer

⁴ Apure, Bolívar, Carúpano, Delta, Falcón, Guárico, Llanos Occidentales, Mérida, Miranda, Centro, Monagas, Nueva Esparta, Sucre y Anzoátegui, Táchira, Trujillo, Valle de la Pascua, Yaracuy, Zulia.

⁵ Un mecanismo similar (pero utilizado de manera más consciente) al proceso por el cual treinta años más tarde, el FIV se volverá propietario de las empresas eléctricas del Estado. Para el año 1950, los créditos otorgados por la CFV a empresas eléctricas privadas representan 4 millones, de un total de 9 millones otorgados al sector eléctrico en su conjunto.

⁶ La Electricidad de Maturín, por ejemplo, tenía entre sus accionistas al Ejecutivo Nacional (50%), al Estado de Monagas (21%), al Municipio de Maturín (11%) y capitales privados (18%).

eslabón de una red para la región Norte-Central de la República" (Memoria y Cuenta Fomento, 1946: 48). Está prevista también la creación de los sistemas occidental y oriental. En esta tercera etapa, al operarse la interconexión de los sistemas, "se efectuará una mayor centralización administrativa y técnica, cuyas modalidades específicas serán determinadas por la experiencia".

El Estado asume pues, una responsabilidad global por el servicio, no solamente para superar problemas de financiamiento, sino para definir su estructura y operar directamente los cambios necesarios. Es un periodo marcado por una visión de conjunto y a largo plazo. El sector eléctrico se ha vuelto un elemento clave en la estrategia de desarrollo económico y territorial. La reestructuración del sector no se logra gracias a un proceso progresivo orientado por el mercado (como ocurrió en el caso de Elecar), sino por una planificación centralizada, en este caso por el mismo Estado, cuyo instrumento principal será, de allí en adelante, las empresas que él mismo va creando.

El modelo de referencia es el "sistema regional", en el sentido definido por Hughes (1983, cap. XIII). El Plan Nacional de Electrificación, publicado en 1956, lo explica en estos términos: "Los pequeños sistemas que se destinan a proveer de luz y fuerza a una determinada población ofrecen deficiencias técnicas y costos de producción tan altos que se ha hecho necesario sustituirlos por los grandes sistemas que abastecen a muchas poblaciones y aun a las zonas rurales (...). El Plan Nacional de Electrificación sigue este principio de instalación de grandes sistemas". En este sentido, se trata de una obra de Fomento, mediante una reestructuración del sector para hacerlo eficiente y universalizar el servicio. Se pondrá énfasis en la estandarización de las normas y de los equipos (unificación de voltaje y de frecuencia), condición necesaria para poder interconectar los sistemas locales a escala regional y nacional: "La interconexión de los sistemas occidental, central y oriental se ejecutará a medida que las cargas eléctricas lo ameriten" (Memoria y Cuenta CVF, 1955-6).

Sin embargo, el Estado no se reserva el monopolio de la prestación del servicio. Pérez Alfonso (1965) lo confirma, cuando escribe: "Se consideró conveniente que el sector privado siguiera prestando

servicio eléctrico", y se refiere a la Memoria y Cuenta del Ministerio de Fomento de 1947: "En todo el país continuaremos propendiendo al desarrollo del suministro de electricidad en todas sus formas y por todos los medios (...) En la gran extensión de necesidades del pueblo venezolano, hay campo para todos (...). Más tarde llegará la oportunidad de selección... de elegir entre sistemas diversos de producción. Tendremos entonces razones comprobadas para escoger; y seguramente en muchos casos convendrá mantener la competencia entre sistemas que mutuamente se sirvan de control". Al final de este periodo, en 1948, el sector público tiene un peso todavía reducido y no representa sino el 25% de la capacidad instalada en el país (el porcentaje sería aún menor si se incluyera en el total la capacidad instalada por la industria petrolera para sus propias necesidades). Su peso real en aquel momento no se mide por su participación cuantitativa, sino por su papel en la reestructuración y modernización del sector.

La figura emblemática de este periodo podría ser Pérez Alfonso, pues se había desempeñado como síndico procurador en "la primera municipalidad democrática" de Caracas de 1937 y, así, había descubierto el problema eléctrico. En 1945, nombrado Ministro de Fomento, tiene un papel decisivo en la creación de la CVF y en la definición e implantación del programa eléctrico.

b) Pérez Jiménez y el repunte de las empresas privadas (1948-1958)

El golpe de Estado contra el Presidente Medina y el ascenso de Pérez Jiménez, cambian profundamente el contexto político debido a las nuevas alianzas políticas. Así lo expresa Pérez Alfonso (1965) muy polémicamente a su manera: "El gobierno democrático fue derrocado y personeros de las empresas eléctricas privadas tomaron posiciones en la CVF, desde donde lograron paralizar el progreso institucional. Los intereses privados afectados por las medidas de protección de los intereses generales de los venezolanos, programadas por el gobierno democrático, no perdieron tiempo en aprovechar la nueva usurpación de la soberanía para consolidar otra vez sus posiciones... Desde la CVF se podía revertir, paralizar o reencauzar las actividades de modernización eléctrica y al

propio directorio de esa empresa estatal llegó uno de los más importantes portavoces del sector privado". Se refiere a Oscar Machado Zuloaga, cuya familia controlaba la primera empresa privada eléctrica.

Desaparecieron los programas de unificación e interconexión del sistema: "La diversidad de frecuencia y el abandono de las unificaciones previstas, servirían de garantía de permanencia a los sistemas privados autónomos del Centro y de las compañías petroleras. Los primeros pasos para la unificación nacional por interconexión quedaron indefinidamente postergados en todo el país". También se eliminó la disposición que garantizaba a la CVF entre el 2 y el 10% del presupuesto del Estado.

La conclusión de Pérez Alfonso es contundente: "El retroceso en la dictadura es evidente y grave en todo lo relativo a electricidad, determinando en muchos casos paralización o reversión, especialmente en lo institucional. (...) Se revierte el crecimiento del sector público mientras el sector privado vuelve por las suyas al tomar la delantera sin controles de ninguna clase" (Pérez Alfonso, *ibíd*).

Sin embargo, no es cierto que se haya paralizado por completo el esfuerzo iniciado en 1945, y varios interlocutores nuestros pusieron mayor énfasis en la continuidad de la política eléctrica a lo largo del periodo. Lo puede ilustrar la publicación en 1956 del Plan Nacional de Electrificación, iniciado por el gobierno anterior:⁷ El proceso de compra de pequeñas empresas locales y de fusión para crear empresas regionales, tampoco se paralizó por completo. La Memoria y Cuenta de 1956-1957 se refiere a la fusión de las empresas de Monagas (constituida en 1954) y del Delta y a la de las empresas de Lara y Yaracuy, "con lo cual se ha avanzado en el propósito de integrar los grandes sistemas regionales. Elecentro ha sido constituido en 1955, Eleoriente está en preparación y se construirá por la fusión de las empresas de Carúpano, Nueva Esparta, Sucre y Anzoátegui". En San Fernando de Apure, la CVF presta dinero a

⁷ Viene acompañado por un Plan Nacional de gasificación (Memoria y Cuenta del Ministerio de Fomento 1955-1956: 125-22; 1956-1957: 10-17): "Gas y electricidad se complementan y forman parte de un objetivo único.» La gasificación permitirá, entre otros beneficios, un «abaratamiento de la electricidad". Planta Centro, La Mariposa, La Cabrera, las tres grandes centrales construidas durante este periodo en la región central, funcionan a gas. La voluntad de definir una política energética global y de aprovechar el recurso gas, no es tan reciente como a veces se piensa...

la empresa, y después capitaliza este aporte y la adquiere para formar la Electricidad de Apure (1954). En Porlamar, la CVF compra la empresa de la ciudad en 1954, el año siguiente crea la Electricidad de Nueva Esparta y, en 1957, fusiona Sucre, Anzoátegui, Carúpano y Nueva Esparta. Cada año, la CVF invierte entre 50 y 80 MM. Bs. El Plan Nacional Eléctrico, publicado en 1956, presenta un programa muy similar al ideado en 1948 y lo describe como la política de Pérez Jiménez.

Por el contrario, el crecimiento del sector privado es aún más rápido. Según Myers (1969), entre 1948 y 1958, "las empresas privadas suplieron energía a las áreas urbanas en rápido crecimiento, mientras las empresas del Estado concentraban sus mayores esfuerzos en el interior. La capacidad de generación se multiplicó por diez y la contribución de las empresas públicas cayó por debajo del 20%". Sin embargo, el mismo Pérez Alfonso (1965: 68) menciona los siguientes porcentajes de participación del sector público en la capacidad instalada: 25% en 1948 y el 30% en 1958. Es muy difícil saber quien tiene la razón, porque las series estadísticas de Caveinel no van más allá de 1954. Las Memorias y Cuentas de la CVF nos indican una participación de la institución en la producción eléctrica de 21,9% en 1957 y 26,6% en 1958 (primera etapa de Macagua I). Las proyecciones realizadas en esta época indican que su participación en la capacidad instalada pasaría de 16% en 1955 a 30,5% en 1960 (y hasta 40% si se incluye el Caroní). En cuanto a la interconexión, se dio un primer paso con la interconexión entre La Cabrera y La Mariposa en la región central.

Durante el mismo periodo, se iniciaron los estudios preliminares para el aprovechamiento hidroeléctrico de la cuenca del Caroní, que está descrito en el Plan Nacional de Electrificación de 1956 en estos términos: "Alcanzada la interconexión de los diversos sistemas se propicia el objetivo final que es la total integración de Venezuela en un gran sistema de electrificación una de cuyas fuentes de alimentación serán las plantas generadores que aprovecharán las caídas de agua del río Caroní". Así que nos parece difícil afirmar que en ese periodo la inversión pública y el interés del Estado en el sector eléctrico hubiera cambiado radicalmente, pero sí se frenó. Por ejemplo, en Guayana, no se hizo sino cumplir con los contratos firmados por el Gobierno anterior (primeros estudios

técnicos en el Caroní, y para el sistema interconectado) e iniciar el proyecto Macagua. Los programas de unificación de voltaje y de interconexión se postergaron.⁸

Tal vez el mayor cambio no se refiere al peso relativo del sector público, sino a su papel. En 1945, el sector público era un instrumento para estructurar el sector; lograr la creación de grandes sistemas regionales y su interconexión, sin que fuera necesario eliminar las empresas privadas existentes. Durante la dictadura de Pérez Jiménez, se vislumbra una división del trabajo diferente, en el sentido que el sector privado atiende las necesidades de las grandes ciudades y de la demanda solvente; el sector público sigue creciendo, y cubre una proporción creciente del espacio nacional (hasta llegar en el futuro a 90% del territorio), pero se especializa en la provisión del servicio a las zonas aún no servidas, o con servicio deficiente y especial énfasis en el área rural, "para llevar la energía hasta lugares donde ninguna otra empresa se siente atraída para hacer inversiones" (Memoria y Cuenta de la CVF 1960-1961).⁹ Repentinamente la palabra Fomento reviste un nuevo sentido, mucho más reducido, como se ve en la Memoria y Cuenta de la CVF de 1955-1956: "La electrificación, en la forma que fue planificada, no podía ser desarrollada por la iniciativa privada, por cuanto la obra a emprenderse era principalmente de fomento".

⁸ La disparidad de ciclaje tenía que ver con la diferencia entre empresas públicas y privadas, pero también con la diferencia entre proveedores y asesores europeos o norteamericanos. Maracaibo (las empresas petroleras) o Valencia (Eleva) usaban la corriente de 60 ciclos, cuando Elecar (tradición suiza e inglesa), y Cadafe en Valencia, Maracay, San Cristóbal, etc. usaban corriente de 50 ciclos (asesoría de EDF-Francia). En 1956, 71% de las instalaciones usaban la frecuencia de 50 ciclos. Sin embargo, la unificación se hizo basada en una frecuencia de 60 ciclos. "...una verdadera lástima (...) Esa precipitada recomendación le ha ocasionado al erario nacional un desembolso considerable". El estudio del sistema interconectado fue hecho por una consultora norteamericana (CVIE, 1966). No obstante, cuarenta años después, se puede observar que América Latina toda unificó su ciclaje en 60 ciclos. Venezuela, de haber escogido 50 ciclos, hubiera quedado aislada.

⁹ Durante el periodo 1959-1963, Cadafe emprendió la electrificación de 85 poblaciones con más de 5.000 habitantes, de 160 poblaciones entre 1.000 y 5.000 y de 250 poblaciones con menos de 1.000 habitantes, en una época en que se daba un violento crecimiento urbano, para ser atendidas principalmente por las empresas privadas. Según el censo de 1961, 84% de las viviendas urbanas ya tenían electricidad, mientras que apenas 11% de las viviendas rurales disfrutaban de este servicio.

El fomento se vuelve sinónimo de inversiones que el sector privado no quisiera hacer, orientación que dejará profundas huellas aun después de la caída de Pérez Jiménez. En la Memoria y Cuenta de 1960, se puede leer: "Para comprender con mayor exactitud la labor de electrificación del país que realiza Cadafe, es necesario tomar en cuenta la enorme dispersión de los núcleos de población servidos". El argumento según el cual Cadafe se dedica principalmente a la electrificación rural, servirá durante mucho tiempo como excusa por los altos costos o los profundos déficits de la empresa.¹⁰ Los evidentes sobrecostos de la electrificación rural, que en todas partes del mundo frenaban la universalización del servicio, han sido atendidos en otros países con la creación de mecanismos de solidaridad a escala nacional como la Rural Electrification Administration (REA), norteamericana, creada en 1935 para subsidiar las cooperativas eléctricas, o el Fondo de Amortización (FACE) francés, creado en 1937. En Venezuela, esa tarea se encargó a una empresa pública, cuando los mercados urbanos rentables ya habían sido aprovechados por el sector privado.¹¹

El periodo de Pérez Jiménez tiene una doble característica. Por un lado, ostenta un crecimiento acelerado de la oferta (la capacidad instalada se multiplica por 4 entre 1947 y 1958), de la producción (que crece al ritmo anual de 17% entre 1950 y 1959) y de la demanda (el consumo per cápita crece al ritmo anual de 19,6% entre 1949 y 1959 cuando para América Latina la tasa fue de 8,9%; en 1959, la electricidad generada por habitante en Venezuela superaba la de Argentina en un 12% (Naciones Unidas, 1962). Se trata del periodo de mayor crecimiento en la historia del sector, liderado por la empresa privada. El argumento

¹⁰ "La realidad es que por mandato nacional Cadafe ha subsidiado el servicio eléctrico a una gran cantidad de usuarios esparcidos por todo el territorio nacional, la mayoría de ellos en el ámbito rural venezolano, lo que ha contribuido substancialmente a su gestión deficitaria" (Caveinel, 1992). "Cadafe ha orientado su función hacia una labor eminentemente social. (...) Por ser Cadafe una empresa sin fines de lucro, los beneficios percibidos no se compadecen con las inversiones que realiza" (Cadafe, 1980).

¹¹ Un efecto conocido de esta elección es la tendencia de la empresa a integrar en un solo sistema, hasta las zonas más lejanas. La línea de transmisión que se construyó para atender el muy estrecho mercado de Puerto Ayacucho tiene tal longitud, que su costo nunca se podrá cargar al sistema. Electrobras en Brasil tuvo una política similar.

esgrimido por Alfonso Ravard, según el cual la empresa privada no podía expandir las instalaciones por falta de capital, no parece tan válido a la luz de este periodo. En 1964, la sola Electricidad de Caracas aún representaba el 57% de la capacidad instalada del país y la CVF tan sólo el 17% (Cárdenas, s/f).

Por otro lado, el periodo representa una ruptura con la etapa anterior; que enfatizaba el papel rector del Estado en la regulación del servicio eléctrico. También se postergaron los ambiciosos proyectos de interconexión, que siempre habrían generado una fuerte oposición de la empresa privada y, a su vez, en la distribución se desdibuja una división del trabajo entre el sector público y el sector privado; las zonas rentables para el segundo, y el resto del territorio para el primero.

c) Cadafe y la pugna por el territorio

Después de la caída de Pérez Jiménez, Acción Democrática vuelve al poder y retoma la estrategia esbozada entre 1945 y 1948. En seguida, el volumen de inversiones públicas dedicadas al sector se incrementa de manera brutal. Es así como la CVF invierte 407 millones en el año 1958, cuando su inversión acumulada de 1949 a 1954 sólo alcanzó 77 millones (Memorias de la CVF). El segundo paso fue la creación de una nueva empresa, Cadafe, encargada de retomar y reorganizar las quince empresas estatales constituidas por la CVF a partir de 1945. Se trataba de "unificar los criterios, coordinar el planeamiento, ejecución y supervisión de los trabajos técnicos y establecer una administración centralizada que permitiera obtener un máximo de rendimiento en las inversiones y alcanzar menores costos de operación" (Memoria y Cuenta de la CVF 1958-1959).

La gran heterogeneidad de las empresas fusionadas a escala regional y ahora nacional, imponía tareas urgentes de estandarización técnica, de homogeneización administrativa y contable, comercial y tarifaria, así como una intensa campaña de capacitación y de ayuda técnica para superar las deficiencias de las organizaciones así integradas. Se crearon 14 administraciones regionales encargadas de operar y mantener los sistemas, tres centros de facturación y se centralizaron, en todo el país, todas las tareas de planificación, estudio y construcción de obras,

administración financiera y gestión del recurso humano. La misma debilidad de las anteriores empresas llevó a escoger un modelo de gestión muy centralizado¹² (no por azar se escogió a EDF de Francia como asesor).

La reestructuración del sector no había terminado. En 1963, todavía quedarían 179 "empresas" eléctricas, 143 de ellas municipales o estatales, pero este mismo año las 28 sociedades anónimas realizarían el 99,6% de las inversiones, lo que demuestra que la dinámica del sector ya está altamente concentrada en las empresas de la CVF y del sector privado (Censo económico de 1963). La política de compra de las pequeñas empresas municipales, estatales o privadas existentes continúa, en El Tigre y El Tigrillo, Timoteo, Las Trincheras, El Rubio, Barcelona, etc.

Aparentemente, Cadafe no actuaba en forma compulsiva. En Mérida, por ejemplo, pudo comprar las dos empresas existentes, mientras que en Valencia, la familia Stelling se negó a vender Eleval y continuaron prestando el servicio dos empresas, una pública y otra privada. Sin embargo, en la XVIII Asamblea anual de Fedecámaras, la Cámara de Industriales de Valencia presentó una ponencia bastante agresiva en contra de las compras de Cadafe: "El Plan de la Nación prevé la adquisición por Cadafe de nueve empresas privadas, con 99 MW de capacidad total, sin que existan razones económicas ni técnicas que justifiquen dichas compras, con lo cual no están acordes la mayoría de las compañías afectadas, habiendo más bien esas empresas declarado enfáticamente su voluntad de seguir atendiendo a la expansión de sus servicios". De allí la recomendación adoptada por la Asamblea de Fedecámaras, de "precisar la definición de los campos de acción de las empresas estatales y privadas".

La delimitación de las áreas de negocio entre Cadafe y las empresas privadas existentes, no era el producto de una definición política explícita, sino el resultado de un proceso informal, la mayoría de las veces pacífico, en el que prevalecía el principio "quien llega primero se queda con el mercado". En Bolívar, Cadafe compró dos empresas que no le interesaban a Elebol y nunca trató de comprar a esta última. En Acarigua, el Inos vendió su planta a Cadafe, porque Enelbar no tenía

¹² La agrupación de las 15 empresas en una sola, debía permitir "una absoluta uniformidad de criterio en todas las cuestiones técnicas o administrativas y, en fin, la concentración en un solo organismo de todas las programaciones y ejecuciones de índole nacional" (Galavis, 1964).

interés en comprarla. En 1965 en Yaracuy, Calev, comprada por Elecar dos años antes, respondió favorablemente al pedido del Distrito Bruzual Chivacoa y se encargó del servicio bajo el nombre de Caley: "En estas coyunturas se evidencia el buen crédito de que goza la empresa en aquella región; hemos dejado constancia de nuestra mayor disposición para extender los servicios a las zonas de menores recursos sin considerar como obstáculos las altas inversiones que deben realizarse o su baja rentabilidad" (Memoria Elecar; 1965).

Elecar extendió su territorio en Aragua, para prestar servicio en El Junquito y la Colonia Tovar; pero nunca quiso ir hasta Caucagua, considerada como no rentable¹³ y que quedó en manos de Cadafe. Se puede afirmar que Cadafe siempre ha respetado los territorios ocupados por empresas privadas, lo que muchas veces trajo como consecuencia su repliegue hacia zonas poco densas. En Lara, por ejemplo, Enelbar prestaba servicio a Barquisimeto y Carora, y Cadafe en el resto del Estado. No fue sino hasta 1997 que el FIV quiso reunir los activos de Enelbar (nacionalizada en 1977) y de Cadafe en Lara, para crear una empresa balanceada (con zonas rentables y no rentables), lo que desató una fuerte oposición de las dos ciudades mencionadas, que no querían cargar con el peso de la zona rural. En Miranda, cuando se presentó la crisis entre el Concejo Municipal de Guarenas y Elecar, Cadafe se negó explícitamente a retomar el servicio en esta zona.¹⁴

Como lo hemos visto, las características del servicio universal y más tarde de los sistemas regionales integrados, imponían el continuo crecimiento de las áreas servidas por una empresa, no solamente en razón de las economías de escala permitidas por nuevas tecnologías, sino también por la diversificación de la carga, la reducción de la reserva necesaria y al complementarse las diversas fuentes de energía. Pero, la voluntad de crear sistemas regionales integrados, enfoque clave del gobierno de 1945, quedó posteriormente subordinada a la decisión de no tocar los intereses creados y de respetar las fronteras definidas por el sector privado. Esto puede explicar en parte la dificultad que tuvo Cadafe, a lo largo de su historia, para definir un modelo de regionalización técnica

¹³ Sin embargo, Cárdenas nos da una versión diferente del caso como se verá más adelante.

¹⁴ Entrevista con Guillermo Capriles.

y económicamente coherente. Ese modelo de coexistencia pacífica también significó que el sector privado tampoco pudiera ampliar sus fronteras y llegar a conformar sistemas regionales propios. Enelven quedó aislada en el lado oeste del Lago de Maracaibo porque Enelco ocupaba la ribera este; Calife tampoco se extendió hacia Falcón, o Elecar hacia Miranda. En cuanto a Valencia, en 1989 todavía existían en la ciudad sectores cubiertos por las redes de Elevel y de Cadafe y en aquella época se intentó corregir esta situación, mediante un convenio de separación de redes que firmaron ambas empresas. Aún así, este convenio aún no ha sido totalmente ejecutado.

No obstante, el proceso no siempre fue pacífico. En el Distrito Torres del Estado Lara, La Planta Eléctrica de Carora inició en 1965 un programa de electrificación rural (a lo largo de la carretera Panamericana hasta Libertad, para retornar hacia la carretera Carora-Lagunillas. "Un malentendido del Concejo Municipal del Distrito fomentado por intrigas de baja calificación, hizo que éste paralizara con la fuerza pública la construcción de las nuevas líneas".¹⁵

El Estado Lara es una zona donde se ve con mayor claridad el estancamiento de la conformación de sistemas regionales. En el documento que acabamos de mencionar, aparece el siguiente comentario: "La línea en construcción por la C.A. Planta Eléctrica de Carora llega muy cerca de la Pastora, servida por Cadafe con la línea de transmisión Trujillo-Cuicas-La Pastora y, si se le permite completarla, permitiría una interesante interconexión de servicio con el sistema Cadafe, utilizable por ahora en casos de emergencia y en el futuro como eslabón en una cadena de transmisión que conecte Zulia-Trujillo con la región Larense. Los dos programas antes descritos son sólo una parte de un plan conjunto de electrificación rural que fue presentado por la C. A. Enelbar en esa Región¹⁶, sobre el cual aún no se tiene respuesta sobre el criterio oficial. En los alrededores de San Felipe, adelanta igualmente la empresa privada

¹⁵ Política de tarifas en las empresas eléctricas privadas (Publicaciones de la CVIE, 1966, No. 21, p. 30).

¹⁶ En el documento publicado por la CVIE "Electrificación rural" (1965), se menciona el proyecto de adquisición de las plantas aisladas de propiedad privada y estatal existentes en la zona a fin de integrarlas en un solo sistema.

LEV, un programa coordinado de extensión de sus líneas de transmisión rural, que llegan actualmente desde Guama hasta Farriar y, al estudiar los requerimientos de generación que exige la creciente demanda, se propuso la realización de una importante interconexión que uniría sus redes con las de Enelbar y con las de Luz y Fuerza Eléctrica de Puerto Cabello, incorporando también eventualmente las instalaciones de Cadafe Lara-Yaracuy. Esta interconexión Barquisimeto-San Felipe-Puerto Cabello, estudiada con objeto de obtener economías de inversión y operación, así como para aumentar la flexibilidad y estabilidad de los sistemas eléctricos, requiere una línea de transmisión en 115 kV de 180 kms de longitud. El recién construido Gasoducto Morón-Barquisimeto era un factor importante para efectuar la mencionada interconexión, en vista de que facilitaba la instalación de grandes turbinas de gas y permitía una generación más económica que la convencional usada hasta la fecha en las cuatro empresas que sirven la zona con pequeñas unidades Diesel. Se plantea entonces la posibilidad de formar una empresa generadora-transmisora que podía ser integrada por las empresas privadas conjuntamente con aportes estatales y municipales y con plantas ubicadas en Barquisimeto, Yaritagua y Puerto Cabello, unidas por la línea de transmisión en referencia (...). Aún no se ha podido llegar a un acuerdo definitivo". Se puede leer en la Memoria de Elecar de 1964: "La integración de este sistema con los otros de esta región (de Yaracuy) desde Barquisimeto a Carora con la posible inclusión de Acarigua, ha sido propuesta por la Electricidad de Barquisimeto al Ejecutivo Nacional. Ello representaría un paso trascendental en la electrificación de esta importante región agrícola". También en 1967 la CVIE se refería a la experiencia de la Planta Eléctrica de Carora en estos términos: "Una vez resuelta la definición de límites de zonas a servir entre dicha compañía y Cadafe (...)". Pero, no existía un ente rector encargado del sector, ni tampoco una política explícita acerca de este tipo de proyectos, ni mucho menos un procedimiento para solucionar estos conflictos. No se sabe si alguna vez se dio una respuesta formal, lo más probable es que se paralizaron los proyectos por falta de respuesta.

El problema de la interconexión entre Cadafe y Enelven también ha generado conflictos y demoras: "La complejidad de un acuerdo entre una empresa privada y un grupo estatal ha demorado la decisión sobre esta interconexión, que además de relevar a Cadafe de urgentes inversiones en equipo de generación, presentaría en un futuro la conveniencia de un anillo cerrado de transmisión alrededor del Lago de Maracaibo" (ibíd). Esto tampoco se hizo.

En Valencia, se busca una solución más modesta. Elevel tiene una capacidad instalada excedentaria cuando a Cadafe le falta energía: "...para una operación más eficiente del sistema central, es preciso buscar la forma de integrar los excelentes equipos de generación de Elevel al conjunto, lo cual se podría hacer mediante la celebración de un contrato similar al establecido entre Elecar y Edelca. Los empresarios de Valencia han manifestado siempre su disposición a estudiar esta posibilidad" (CVIE, 1966).

En Miranda, según Cárdenas, Elecar proyectó electrificar la zona rural de los valles del Tuy: "...pero la CVF intervino y objetó dicho plan sin exponer razones técnicas, económicas u otras que justificaran la actitud asumida en aquel entonces sin causa aparente, o por falta tal vez, de una definida orientación". El mismo autor añade: "De haber existido un sincero ánimo de entendimiento y colaboración con la empresa privada, muchas regiones del país hubieran sido electrificadas por el sector privado". La interpretación más probable es que existía una política implícita de contención de la expansión del sector privado, pero también de respeto a las posiciones que éste ya había conquistado.

La expansión de las empresas privadas hacia las zonas rurales vecinas a los centros que sirven se seguía dando. "Desde 1963, Enelven inició un plan intensivo de electrificación rural que ha originado una extensión considerable de su zona servida, interconectándose en primer lugar con las redes de la CA Electricidad de Perijá y realizando contratos de servicio con los Distritos Perijá, Mara, Páez, en la Guajira, Colón en la costa sur del Lago y Miranda en la costa nororiental del mismo. En dichos contratos la empresa se comprometía a electrificar totalmente los mencionados distritos en un plazo de tres años" (CVIE, 1966).

Pero, en general, el proceso se daba en forma paulatina.¹⁷ Ese ritmo lento se explica a la vez por la prudencia de las empresas en zonas donde la carga todavía estaba reducida y también por "los numerosos obstáculos que opone la gestión oficialista a tales desarrollos".¹⁸ El mismo documento de la CVIE pide que se definan reglas del juego claras, y propone que se establezca "como demarcación entre sistemas vecinos, la comparación económica de los precios que puedan ofrecer para la prestación del servicio y la capacidad en que se encuentre el sistema para suplir la creciente carga". Fedecámaras adoptó una recomendación "a las organizaciones estatales del ramo (para) que den su apoyo a los planes de electrificación rural que desarrollan las empresas eléctricas privadas". También pide que las empresas privadas tengan acceso a fuentes de financiamiento con intereses razonables y a largo plazo: "...este financiamiento ha sido puesto al alcance de las iniciativas estatales por la AID, y no deja de extrañar que haya sido rehusado a las empresas privadas".

Tal como lo demuestra lo anterior, la paralización del proceso de creación de sistemas regionales no significaba que se hubiese agotado la capacidad de expansión de las empresas privadas. Durante los años noventa, cuando se habla de privatización, Elecar se candidatiza para retomar la zona de Miranda servida por Cadafe¹⁹ y, después, para comprar el sistema eléctrico de Nueva Esparta; también demuestra su interés en la adquisición del Semda (Monagas y Delta) o de Enelven y trata de oponerse al proyecto de ley que impone un límite a la porción de mercado que pudiese obtener una sola empresa. Pero todo parece indicar que a partir de 1958 la división del espacio entre el sector público y las grandes empresas privadas, quedó congelada y se conservó tal y como era en aquella época pues se respetaron las fronteras establecidas. Las empresas

¹⁷ En el documento elaborado en 1965 por la CVIE, "Electrificación rural", aparecen numerosos mapas de los sistemas y las zonas de expansión de las empresas privadas.

¹⁸ En la Asamblea Anual de Fedecámaras de 1967, la industria eléctrica privada se queja de "la aparente ignorancia de dirigentes políticos que no aprecian en su debida magnitud, la importancia que tiene para la comunidad un servicio eléctrico confiable (...). Se derivan de esas posiciones ideológicas multitud de trabas y retardos en la tramitación de aprobaciones para la extensión de las redes en ciertas comunidades rurales".

¹⁹ "Elecar ha expresado interés en adquirir los activos de Cadafe en el estado Miranda, la que constituye una extensión natural del servicio de esa empresa" (Caveinel, 1992).

privadas no pudieron extenderse sino de manera marginal y, por otra parte, la reestructuración del sistema emprendida por Cadafe, tuvo que hacerse dentro estos límites. Esto se dio no por la definición de una política explícita, sino por decisiones puntuales (o muchas veces por ausencia de ellas), por obstáculos y trabas, en una lucha sorda por el territorio.

Lo característico de este proceso no es la lucha por el territorio, que existió en todo el mundo²⁰, sino la manera como se desarrolló en Venezuela, una mezcla de mecanismos de mercado y de actuaciones públicas, sin regulación explícita. Los acuerdos logrados, las treguas o las "pases eléctricos" tampoco se plasmaron en documentos escritos, en definiciones legales o contractuales de áreas exclusivas. Retomaremos el tema en el capítulo sobre la historia de la regulación y las concesiones.

d) El río Caroní: la valorización del recurso hidroeléctrico

La idea de aprovechar los ingentes recursos hidroeléctricos del río Caroní no era nueva. Como ya ha sido mencionado, el proceso se inició durante el periodo 1945-1948 y las firmas consultoras estimaron el potencial del bajo Caroní en 8.000 MW: "Es de observar que la cifra indicada excede en más de siete veces la capacidad total de las plantas instaladas en todo el país" (Memoria y Cuenta CVF 1958-9). Sin embargo, no se toma en cuenta el alto Caroní, ni el Paragua, el Aro, o el Caura. Estas cifras nos ayudan a entender el enorme salto cuantitativo y cualitativo que representa para el sistema eléctrico venezolano la decisión de iniciar este desarrollo. La primera fase de Macagua I culmina en 1958, con una capacidad de sólo 525 KW. Después de 1958, el proceso se acelera.

La valorización de este potencial se enmarcaba dentro de tres fuertes ideas:

²⁰ Las peleas entre la empresa alemana RWE y la empresa pública de Prusia son bien conocidas (ver por ejemplo, Hughes, 1983: 408-429) y desembocan en el convenio de 1926, llamado "Elektrofrieden", paz eléctrica.

•Una política energética global, según la cual los kW/h generados por una planta hidroeléctrica sustituirán una gran cantidad de barriles de petróleo que se podrían exportar. Los proyectos hidroeléctricos gozaban de una doble legitimidad, el bajo costo de la energía producida y el ahorro de petróleo mediante el uso de la hidroelectricidad, liberando así cantidades importantes de hidrocarburos para la exportación. Edelca calculaba el ahorro de hidrocarburos por hidroelectricidad en 130 MM BEP en 1997, es decir, más de 2.000 MM de dólares a un precio de 16,86 dólares por barril. Por esa razón, siempre se usó en Venezuela la metodología de comparación de proyectos energéticos tomando como referencia los costos sociales (a diferencia de países donde el predominio de una sola fuente primaria permitía obviar esta comparación, como ocurrió en Brasil o en Inglaterra en los años sesenta). El argumento de la sustitución de un recurso transable por otro no transable, y el cálculo de un balance positivo de divisas, bastaba para dirimir la disputa. Tal metodología reflejaba el fácil consenso entre Edelca y las empresas petroleras: "es evidente que existe una situación de subsidio (a los hidrocarburos) en el mercado interno, por lo que a la industria petrolera le resulta inconveniente el reducir las exportaciones para atender el consumo interno, a menos que se sinceren los precios" (Estudio de factibilidad económico-financiero de Caruachi, 1989).

•Una política de ordenamiento territorial que contemplaba la descentralización de las actividades económicas del país y la creación de nuevos polos de desarrollo, e incluía además, un plan de colonización y desarrollo de la Guayana venezolana, para aprovechar recursos mineros en su lugar de origen y así sentar las bases de una pujante industria básica. Desde su creación, en 1963, la empresa hidroeléctrica Edelca, será adscrita a la Corporación Venezolana de Guayana, encargada del desarrollo de la región y de las empresas del hierro y del aluminio. La construcción del primer embalse sobre el río Caroní hace parte de un proyecto regional global que incluye tanto la construcción de la ciudad nueva en Puerto Ordaz, como la creación de la Empresa Siderúrgica Nacional para aprovechar el abundante mineral de hierro.

- El papel decisivo del Estado para emprender obras de tal tamaño. La Constitución de 1961 le daba al Gobierno un mandato explícito para el desarrollo de la industria básica. El aprovechamiento del río Caroní siempre ha sido visto como una tarea nacional y por consiguiente de carácter público. La Ley eléctrica de 1999, al decretar que "el Estado se reserva la actividad de generación hidroeléctrica de los ríos Caroní, Paragua y Caura" (Art. 3) no hizo sino confirmar lo que desde el principio fue evidente para todos.

En 1953, es decir, durante el régimen de Pérez Jiménez, se creó la Comisión de Estudios para la Electrificación del Caroní (1953-1960) adscrita primero al Ministerio de Fomento, después a la CVF y, finalmente en 1960, a la Corporación Venezolana de Guayana (CVG), el mismo año de su creación. Edelca se constituyó como empresa en 1963. La decisión de construir el primer embalse ha sido incluida desde el inicio dentro del macro-proyecto del Caroní, con una cadena de presas (Macagua, Guri, Caruachi, Tocomá, y otros cuatro sitios en el Alto Caroní) escogidas entre 35 sitios evaluados. Para Tocomá, cuya construcción acaba de ser aprobada, se compraron terrenos desde 1986.

Cuadro I
Cronograma de la puesta en servicio de las plantas hidroeléctricas del Caroní

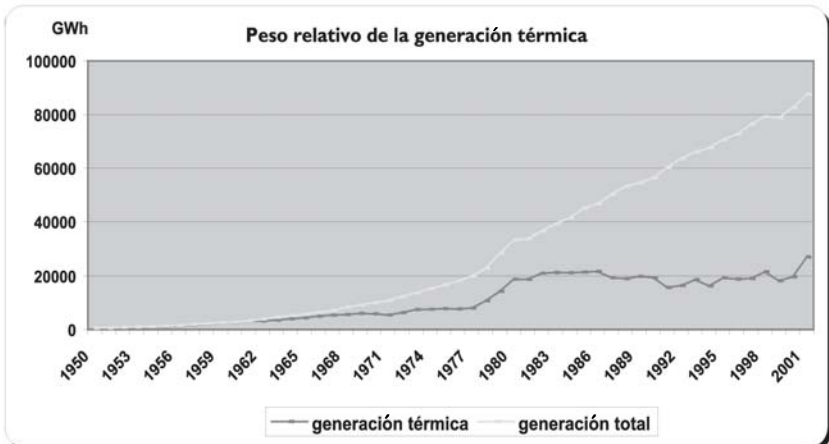
Macagua I	1959-1961	370 MW
Gurí I	1968-1978	2065 MW
Gurí II	1983-1986	7300 MW
Macagua II y III	1996-1998	2570 MW
Caruachi (en construcción)	2003-2006	2160 KW
Tocomá (en construcción)	2010	2160 KW

En 1986, la energía hidroeléctrica supera por primera vez a la producida con plantas térmicas. Así que, entre 1960 y 1990, la proporción de hidroelectricidad en capacidad instalada total pasó de 5 a 59%, y en electricidad generada de 4 a 66%. Hoy en día, se puede decir que el 90% de la electricidad producida proviene del sector público. La creación de Edelca representa, pues, un cambio estructural en el panorama eléctrico nacional.

Gráfico 2



Gráfico 3



En el mismo periodo, muchos países de América Latina han dado el mismo vuelco hacia la generación hidroeléctrica y hacia el sector público, mediante programas altamente publicitados y priorizados por cada gobierno. Basta con mencionar el Plan de Metas de Kubitschek (1956) en Brasil. Según Tendler, la entrada masiva del Estado en la generación eléctrica ha sido "a remarkably non-conflicting way of rationalizing the State's entry in the power sector".

Tanto en Brasil como en Venezuela, se hacía referencia a la experiencia de la Tennessee Valley Authority (TVA), para justificar la intervención masiva del Estado en la generación eléctrica. Sin embargo, en ambos países, los programas que se desarrollaban ostentaban una diferencia significativa con la TVA, caracterizada por el aprovechamiento de los múltiples usos del agua y la definición de metas para la producción eléctrica, la irrigación, la agricultura y el control de las crecidas, mientras que el proyecto del Caroní, al igual que los desarrollos similares en Brasil, es un programa netamente sectorial. A la cuenca del río, se le otorga un uso prioritario, el desarrollo hidroeléctrico (y su corolario, el desarrollo de la industria pesada), definido como prioridad nacional. Los otros efectos del programa son meras consecuencias y no hacen parte de los objetivos. En pocas palabras, se trata de un "highly single-purpose and profitable project". Por otro lado, a la empresa eléctrica se le otorga un control extendido tanto sobre el suelo como sobre las aguas, programa de expropiación muy amplio, por el cual la CVG se vuelve dueña de la zona y de sus aguas al delegarle el Ministerio del Ambiente a Edelca la gestión de la cuenca.²¹

²¹ Decreto 1193 por el cual, la cuenca del Caroní se define como área de administración bajo régimen especial y se encarga a Edelca la responsabilidad del estudio y manejo de todos los ríos ubicados al sur del Orinoco. En consecuencia, Edelca se encarga de la red hidrometeorológica, de la base de datos y de su sistema de información geográfica, del programa de control de incendios, de los estudios de erosión y deforestación. A diferencia de otros grandes proyectos hidroeléctricos, el aprovechamiento del río Caroní se desarrolla en una zona poco poblada. El inmenso embalse de Guri desplazó a menos de 5.000 personas, Caruachi a 400, Tocomá a 40. Caruachi solo afecta a 725 habitantes en los 255 km² de su zona de influencia inmediata, muchos de ellos inmigrantes y mineros nómadas. Para Caruachi, el costo de compra de tierras y bienhechurías representa menos del 1% del costo total de la obra.

Estas circunstancias le dan a Edelca unas características muy peculiares, entre las otras grandes empresas eléctricas, todas ellas integradas desde la generación hasta la distribución y con relación a Cadafe. Su tamaño, su salud financiera, la estabilidad de sus dirigentes, contribuyen a conferirle, poco a poco, una gran autonomía. Su especialización en la generación eléctrica y en la construcción de grandes obras, la alejan de los problemas de distribución, mientras que 40% de su energía se vende directamente a clientes industriales no regulados del sector del acero y del aluminio de Guayana. Podemos decir de Edelca lo que Tendler afirma de las empresas públicas brasileñas especializadas en la generación hidroeléctrica: en estas empresas, el alto contenido tecnológico de las grandes obras permite a los técnicos aislarse de lo político en sus decisiones cotidianas, mientras que el político tiene preferencia por las grandes obras, susceptibles de ser inauguradas y que generan resultados altamente visibles. Todos recuerdan la solemne inauguración del Guri que realizó el Presidente de la República. Por el contrario, una empresa de distribución tiene un contenido político muy alto en sus operaciones diarias y, a la vez, los resultados de la inversión en mejoras son difíciles de medir y pocos visibles. El contraste (y los conflictos) entre las dos empresas públicas, Edelca y Cadafe, tiene allí sus verdaderas raíces.

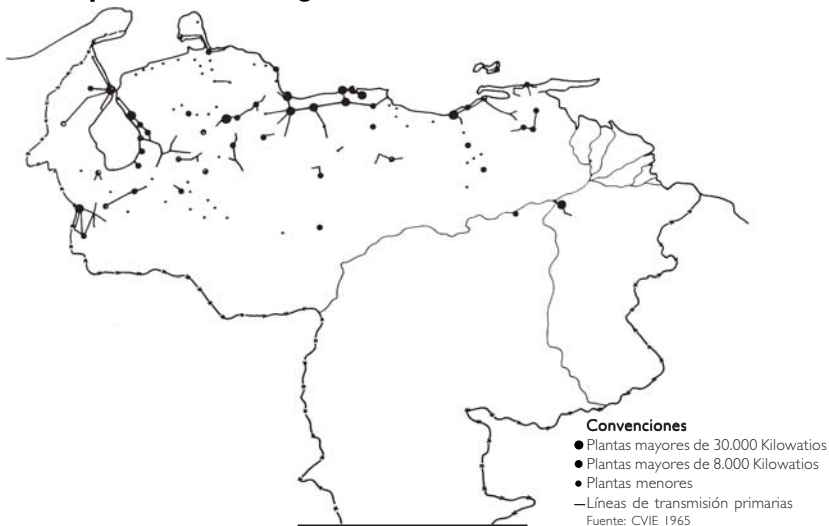
e) La interconexión

Desde el principio, tal como ya hemos mencionado, la interconexión fue definida como un objetivo esencial de Cadafe. "Una de las funciones importantes de Cadafe desde su creación hasta el presente ha sido ir interconectando los sistemas aislados en sistemas regionales cada vez de mayores proporciones" (Cadafe, EdC, Edelca, 1966).

Tabla 4
Situación de la interconexión en 1966

Sistemas principales	
Sistema metropolitano	Elecar y Calev
Sistema Caroní	Edelca y Cadafe
Sistema Zulia	Enelven (proyecto conexión con distritos Colón y Miranda)
Sistema central de Cadafe	Cadafe (interconexión Miranda, Aragua, Carabobo) Valencia (Elevel), no interconectada (50 ciclos) Puerto Cabello (Calife), conectada con Cadafe
Sistema Lara-Yaracuy	Elebar y Cadafe interconectados. Calev: proyecto interconexión
Sistema sur-oriental del Lago	Cadafe
Sistema oriental de Cadafe	Planta eléctrica de Carora (proyecto de interconexión)
Sistema oriental	Táchira, Mérida. Proyecto interconexión con sistema sur-oriental Anzoátegui, Sucre. Interconexión aún incompleta
Sistemas menores	
Conjunto Coro-Punto Fijo	Cadafe
Monagas	Cadafe
Nueva Esparta	Cadafe
Llanos Occidentales	Cadafe
Anaco	privado
Autogeneración (24% de la capacidad disponible)	privado

Mapa I. Panorama global de la electrificación en Venezuela



La tan anhelada interconexión del sistema Centro se vuelve una realidad cuando por fin se conecta la planta la Cabrera con la Mariposa y Puerto Cabello a 115 Kv. Entre 1962 y 1965 se realiza la primera interconexión con Colombia (La Fría-Tibú). Pero, por supuesto, los desarrollos hidroeléctricos del Caroní le van a dar a la interconexión una nueva dimensión. El Plan Nacional de Electrificación de 1956 decía: "Alcanzada la interconexión de los diversos sistemas, se propicia el objetivo final que es la total integración de Venezuela en un gran sistema de electrificación una de cuyas fuentes de alimentación serán las plantas generadoras que aprovecharán las caídas de agua del río Caroní".

Esto no se logró sin dificultad. Tal como lo hemos expresado, el periodo de Pérez Jiménez se caracteriza por una postergación de los ambiciosos proyectos de interconexión definidos desde 1945. Esto no se explica sino por las fuertes resistencias que enfrenta el proyecto. Resistencias dentro del sector público, por aquellos que tenían una visión regional del desarrollo eléctrico, con un mejor aprovechamiento de los recursos propios de cada uno; sus grandes proyectos eran las plantas de Miranda, Anzoátegui, Puerto Cabello, San Cristóbal. "En 1956 se da comienzo a la construcción de Macagua con la oposición tenaz de ciertos sectores, públicos y privados, que veían la construcción de esta planta como un elefante blanco a un costo de capital muy elevado, para la cual no existía demanda y que por consiguiente, tendría poca productividad (...). No se tomaba en cuenta la diferencia existente entre la utilización de un recurso de naturaleza renovable y el consumo que se hacía para siempre de un bien no renovable. La premisa era: 'un kWh es un kWh cualquiera que sea la forma como se produce' (Alfonzo Ravard, 1981: 67). Pero, el mismo Alfonso Ravard menciona la resistencia de las empresas privadas, aspecto que amerita una explicación.

El sector privado no se oponía a la interconexión, como lo plantea el párrafo anterior; pero hubiera querido llevarlo por su propia cuenta al ámbito regional. Durante el periodo de Pérez Jiménez, los proyectos sobre el Guri han sido vistos más que todo como una fuente de energía para la industria pesada cuya creación estaba prevista en Guayana. Al hablar de la Central Macagua I, la Memoria y Cuenta de la CVF en 1955 indica que "constituye por el momento un sistema aislado dependiendo

de una industria", la Siderúrgica Nacional. Pero el proyecto completo de aprovechamiento del Caroní tenía un significado mucho mayor, porque volvería a Guayana, es decir al Estado, el mayor generador del país. De hecho, en el año 2000, Edelca generó más del 70% de la producción eléctrica total. "Con el proyecto de Gurí sucedió lo mismo que con el proyecto Macagua, hubo importante oposición de sectores públicos y privados, esta vez incluso con mayor tenacidad (Las magnitudes envueltas eran mayores) pero felizmente el proyecto se aprueba y obtiene luz verde en abril de 1963" (id., p. 76).

Alfonzo Ravard era un ferviente partidario de la interconexión, mientras que otros actores del sector público, entre ellos Pérez Alfonso, enfatizaban la necesidad de armar sistemas regionales coherentes basados en recursos energéticos locales, y de postergar los ambiciosos planes de interconexión hasta que existiera una carga suficiente para justificarla. Las empresas privadas tenían una visión similar del problema. La Cámara de Industriales de Valencia presentó en la Asamblea Anual de Fedecámaras en 1963, una recomendación según la cual era necesario "contemplar separadamente las necesidades energéticas del país (...) sin darle un énfasis exagerado a los programas de interconexión global" (pp. 502-524), y la CVIE en 1966 declaraba, "No debe considerarse solamente las ventajas que presenta la interconexión, pues puede no estar la solución aplicable a todos los casos (...). Una interconexión prematura o injustificada económicamente podrá satisfacer el anhelo romántico de contemplar grandes extensiones de nuestra geografía atravesadas por líneas eléctricas, pero resultaría en un desperdicio de nuestros escasos recursos de capital (...). Los sucesivos planes han dado énfasis a las grandes obras hidroeléctricas y a la red básica de interconexión... pero adolecen del defecto de no analizar en detalle las situaciones locales y de no tomar en cuenta el apreciable aporte que han hecho y podrán hacer las empresas privadas" (CVIE, 1966).

Las empresas privadas eléctricas, o autogeneradoras, tenían la interconexión también por otras razones: "The huge generation capacity of the new system, when coupled with plans to connect Guayana electricity into a national electric network, insures that private producers will be relatively less important in the near future. Many private

businessmen believe that eventually they will be limited to distributing government-produced electricity" (Myers, 1969: 29). En pocas palabras temían que Venezuela pasara por una evolución similar a la que se dio en Brasil, cuando el sector público entró masivamente en la generación eléctrica y convirtió a muchas empresas privadas en meras distribuidoras (Tendler, 1968). Hasta 1956, la empresa Light producía el 100% de su energía, en 1964 ella compraba la mitad de lo que necesitaba y en 1965 anuncia que se especializaría solamente en la distribución. Si bien es cierto que empresas como Calife, o Elebol sufrieron una evolución similar a la de muchas empresas brasileñas (En 1967, el contrato de interconexión que firmó Elebol con Cadafe le prohibía generar su propia energía), Elecar en cambio siguió desarrollando su capacidad propia y en 2001 genera el 100% de su energía y además exporta hacia el sistema interconectado. El contraste entre las dos evoluciones es significativo. Elecar siempre trató de mantener una relativa autonomía energética, y como lo veremos más adelante, esto generó conflictos con el Ministerio de Energía y Minas en los periodos posteriores. Esta diferencia con la situación brasileña se debe, en parte, al contexto nacional de las dos empresas. En Brasil, los años cincuenta se caracterizan a la vez por una insuficiente capacidad de generación y por la dificultad que tienen las empresas para ajustar sus tarifas en un contexto de rápida inflación, lo que generó una reducción de las inversiones privadas en generación y un crecimiento del consumo menor que el de otras regiones del mundo. Venezuela, por el contrario, no tenía inflación, tenía empresas privadas prósperas²² y gozó del mayor crecimiento del consumo de toda su historia.

Entre los opositores estaba también la industria del gas (privada en aquel entonces). El Guri, decían, "desplazará al gas, lo que producirá una pérdida en las empresas, aumentará el desperdicio del gas, no se logrará utilizar la capacidad instalada en gasoductos" (Asociación de Ingenieros, AVIEM, citado por Cárdenas).

²² "En 1957, la empresa American Foreign Power se quejaba de la baja rentabilidad de sus subsidiarias en Brasil (Recife, Salvador, Belo Horizonte, Porto Alegre) y vendía una alta proporción de sus acciones; pero, por otro lado, reportaba que las ganancias de sus compañías en Venezuela y en América Central habían sido satisfactorias" (Cavers, 1959: 37).

A nuestro entender, la actitud del sector privado frente al proyecto Guri y a la interconexión se explica por dos temores. Por un lado, el peso creciente del sector público en la generación y, en consecuencia, un margen de maniobra reducido para el sector privado, así como la probable regulación de sus tarifas; y, por otro lado, el temor de que esto no fuera sino un primer paso hacia la nacionalización completa del sector eléctrico, como acababa de ocurrir en México e Italia. "Ante las diversas manifestaciones recientes sobre la nacionalización del servicio eléctrico, considerando que la tesis de la nacionalización de empresas privadas carece, a juicio de Fedecámaras de fundamentos prácticos y no tiene justificación económica, acuerda manifestar públicamente su disconformidad con los planteamientos que se han venido haciendo sobre la nacionalización de las empresas eléctricas privadas" (Asamblea Anual de Fedecámaras 1964: 348-9).²³ El mismo día, el Presidente de la República, R. Leoni, dijo en la misma Asamblea: "Firme disposición será la de mi Gobierno de no interferir ni competir con las empresas privadas" (ibíd). Otro indicio de esta tensión se encuentra en el destino de la versión preliminar del Programa de Energía Eléctrica 1963-1966 elaborado por Cordiplan en 1962, versión que ha sido descartada porque "contenía afirmaciones de fondo acerca del futuro destino que el Gobierno Nacional debía trazar a la industria eléctrica, o sea, se exhibía un programa cargado de frases o epítetos de carácter polémico, que hacía pensar en la implantación de una política de tendencia contraproducente" (es decir estatizadora). Reflejaba, según Cárdenas, "el deseo de los planificadores gubernamentales de continuar ejerciendo inadvertidamente los postulados expuestos en diversos documentos que informan la política económica oficial, que aprueba la paulatina apropiación por parte del Estado de empresas privadas. También se considera que las áreas servidas por estas empresas son mercados naturales de Cadafe".

Elecar tenía mucha confianza en el General Rafael Alfonzo Ravard, primer director de la Comisión para el desarrollo hidroeléctrico del Caroní (1953) y primer Presidente de la CVG, e hizo alianza con él.²⁴

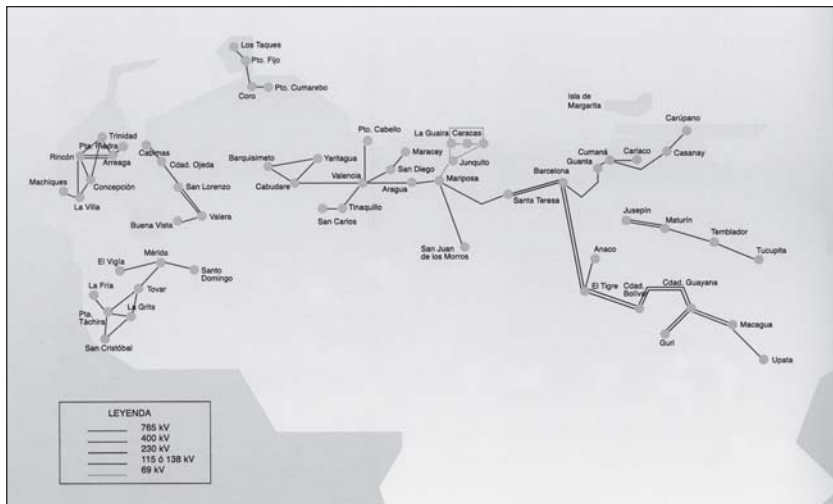
²³ De igual manera en la Memoria del FIV de 1976, podemos leer: "El Gobierno ha contemplado la nacionalización de las empresas generadoras de energía eléctrica".

²⁴ A partir de 1986, el General Ravard será miembro de la Junta Directiva de la Electricidad de Caracas.

Por eso se logró, primero, la creación en 1963 de la Comisión para unificar la frecuencia a 60 ciclos y un acuerdo en 1967 para el financiamiento de la transformación de las instalaciones de Elecar. En 1968, se firma el contrato de interconexión Cadafe-Edelca-Elecar, y se crea OPSIS, la Oficina encargada de la operación del sistema interconectado. Se trata de una empresa de carácter privado, integrada por las tres empresas, lo que confiere a Elecar un papel muy importante en su operación y la garantía de que sus intereses serían tomados en cuenta.

La interconexión real de los sistemas ha sido un proceso progresivo y lento en relación a las aspiraciones del Gobierno Democrático de 1945.

Mapa 2. Sistema interconectado de energía eléctrica en Venezuela-1968



En el mapa de 1968, se ve claramente la conformación progresiva de sistemas regionales, y la primera etapa de la interconexión creada para la puesta en servicio de Gurí.

3 | La Venezuela Saudita: apogeo del modelo centralista (1974-1988)

El modelo fomentista no termina en 1973, pero el aumento brusco de los precios del petróleo generó una situación nueva, y desencadenó una serie de efectos que van a acentuar hasta la caricatura, los rasgos más problemáticos del desarrollismo y crear las condiciones de su propia crisis.

a) La nacionalización de las empresas extranjeras

El primer cambio significativo fue la nacionalización de las empresas extranjeras. El tema de la nacionalización no era nada nuevo; ni en el sector petrolero, en donde la nacionalización, discutida durante muchos años, se realiza en 1976, ni en el mismo sector eléctrico. En 1960, Ricardo Zuloaga, de Elecar, propició la creación de la Cámara de la Industria Eléctrica Privada (CVIE) para luchar contra esta amenaza: "Para estos tiempos, se había puesto de moda la Cepal con sus ideas socializantes que pregonaban la estatización y que el interés de los consumidores está mejor servido por la generosidad del gobierno que por el espíritu de lucro de los empresarios". La "amenaza cepalina", según Zuloaga, (1963) o "la amenaza de expropiación en ciernes de las empresas privadas a la que no escaparían las del sector eléctrico". De acuerdo con E. Arnal, "fue un elemento clave en la creación de Caveinel, con fuerte apoyo de Elebol, Elebar, y Puerto Cabello" (*Las voces de Caveinel, s/f*). En 1969, durante el conflicto entre Elecar y el Municipio de Guarenas, la Juventud Revolucionaria Copeyana pidió la nacionalización de los servicios eléctricos. "La alarma creada por esta declaración fue tal que el Presidente Caldera tuvo que desmentir" (Gómez, s/f).

No obstante, la posición de los sucesivos gobiernos había sido siempre mantener el carácter mixto del sector. En 1947 se decía: "seguramente en muchos casos convendrá mantener la competencia entre sistemas que mutuamente se sirvan de control". En 1963, Pérez Alfonso, a pesar de su lucha feroz contra Elecar, decía sin embargo: "Conviene al interés de Venezuela mantenerla como una empresa privada de servicios públicos... Reconozco la necesidad de la competencia que es estímulo

para el progreso. También he mantenido la tesis de que al lado de los servicios estatales funcionen actividades similares o paralelas administradas por particulares" (Pérez Alfonso, 1965). En una entrevista realizada por la revista *Momento* (28 de junio de 1964), a la pregunta ¿Sería conveniente la estatización total de los servicios eléctricos?, Pérez Alfonso contestó: "En términos generales la respuesta tiene que ser afirmativa. La naturaleza de la industria, su importancia para otras industrias y para el bienestar general, han ido llevando a la estatización total aun a los países capitalistas. El caso más reciente de Italia muestra el sentido de la tendencia. Pero en mi opinión personal, para nuestro caso venezolano, no considero conveniente ni necesaria la estatización".

Al final de los años sesenta, Venezuela era tal vez el único país de América Latina en donde "an aggressive business leadership controls more of the electric power industry than the government" (Myers, 1969).

Sin embargo, en abril de 1974, el gobierno de Carlos Andrés Pérez publica el Decreto N° 62 (GO 1660 extraordinario del 29 de abril de 1974): "Artículo I. Quedan reservadas a las empresas nacionales, y no se admitirán nuevas inversiones extranjeras directas en los siguientes sectores de la actividad nacional: a) los servicios públicos de teléfonos, correos, telecomunicaciones; agua potable y alcantarillado; *la generación, transmisión, distribución y venta de electricidad*, y los servicios de vigilancia y seguridad de bienes y personas". Las empresas existentes tendrán que poner en venta al menos el 80% de sus acciones para su adquisición por inversionistas nacionales. Esta decisión fue confirmada por el decreto 2031 del 3 de febrero de 1977 (Art.1).

Elebol, fundada por un grupo de guayaneses en 1910 y que había rechazado dos intentos de compra por parte de inversionistas extranjeros en 1914, había sido adquirida por inversionistas holandeses durante la Segunda Guerra Mundial. En 1977, en aplicación del mencionado decreto, empresarios guayaneses y trabajadores de la empresa volvieron a comprar el 80% de sus acciones. Enelven y La Electricidad de Perijá, propiedad de la Canadian Internacional Power Co, fueron compradas en 1976 por el recién creado Fondo de Inversiones de Venezuela. De igual manera, el FIV adquiere las acciones de La C.A. Energía Eléctrica de Barquisimeto y la C.A. Planta Eléctrica de Carora,

propiedad del mismo grupo canadiense. Enelbar trató de negociar con Cadafe una solución diferente, puesto que en su Memoria de 1973 se puede leer: "El accionista mayoritario ha sostenido conversaciones con el Gobierno Nacional en razón de la manifestación hecha de su interés en participar en las actividades de la empresa. La base sobre la cual se ha estado tratando, es una participación del 50% para el sector público e igual participación para el sector privado". Pero en 1974 prevaleció una solución más radical, la completa estatización de la empresa.

Por segunda vez, una intervención pública reduce el peso del sector privado en el sector eléctrico, esta vez por la adquisición de empresas existentes. En la generación, 30% de la capacidad instalada privada pasa a manos del sector público. En la distribución, la participación del sector privado pasa de 47% en 1973 a 30% en 1978. Maracaibo, segunda ciudad del país, pasa a manos del sector público. Sin embargo, en cuanto a la capacidad instalada, si bien la estatización de Enelven y Enelbar reduce en un 30% el parque de generación privada existente, las cifras de 1980 nos enseñan una reducción mucho menor. En efecto, durante este periodo Elecar aumentó fuertemente su capacidad de generación.

Tabla 5
Peso respectivo de los sectores público y privado en generación y distribución

GWH	Generación				Distribución				Suscriptores
	Total	Estatal	Privada	%	Total	Estatal	Privada	%	% privado
1970	10441	5991	4450	44	8447	4684	3764	45	54
1975	16674	11558	5116	31	13822	7899	5924	43	52
1980	29070	25529	4544	16	21780	15682	6098	28	34

En realidad, la principal empresa privada no cambia de dueño. El Decreto no habla de las empresas privadas, sino de las empresas extranjeras, con referencia al Acuerdo de Cartagena, por el cual las naciones andinas concertaban su política de restricción a la entrada del capital extranjero en la zona. En consecuencia, no afectaba a Eleval, Calife, ni a Elecar. Desde hace quince años, la empresa caraqueña enfatizaba su "venezolanidad", para evadir el riesgo de nacionalización. El libro publicado

por J. Rohl es un himno al nacionalismo de la empresa y de su fundador. Al referirse, por ejemplo, a la crisis de 1904 y a la intervención de CALEV por el Gobierno de Castro, reproduce un comentario de la época: "La Electricidad de Caracas no sufrió menoscabo a causa de aquel conflicto. Por el contrario derivó de él un beneficio moral que consistió en la evidencia de su intachable nacionalismo". El mismo autor cuenta (p. 270) que una vez una Compañía americana ofreció una suma muy alta para comprarla. Oscar Zuloaga rechazó la oferta, y Rohl comenta: "Más pudo su patriotismo bien entendido y el amor por su empresa, que la perspectiva de hacer un espléndido negocio"; el fundador de Elecar no era un extranjero "chupasangre" sino un patriota fomentista, "venezolanista hasta la médula."

Hasta Pérez Alfonso entonó un himno parecido: "La Electricidad de Caracas es una empresa de una gran tradición venezolana, admirada y defendida por mí en muchas ocasiones. Tiene el mérito de que sus fundadores y en especial el doctor Ricardo Zuloaga, por su actividad e interés nacionalista, impidieron que este servicio público tan importante cayera en manos de grupos extranjeros que ambicionaban controlarla en época en que el país carecía de gobiernos responsables".²⁵ Se puede ahora entender porque para muchos fue tan duro el golpe de la OPA lanzada por el grupo norteamericano AES sobre la misma Electricidad de Caracas en 1999.

La nacionalización de Enelven y Enelbar tuvo dos consecuencias en el sector eléctrico venezolano: por un lado, aumentó la diversidad interna del sector público puesto que las empresas nacionalizadas no se fusionan con Cadafé sino que permanecen autónomas, bajo la tutela del FIV; y por otro lado, dejó a Elecar como única empresa privada de peso.

²⁵ Sin embargo, en su entrevista de la revista *Momento* del 28 de junio de 1964 (ibíd, pp.106-7), Pérez Alfonso comentaba así la compra por la Electricidad de Caracas de las acciones de Luz Eléctrica de Venezuela detenidas por la Electric Bond and Share de Nueva York: "En lo que respecta a la cortina de humo de una supuesta venezolanización de la empresa extranjera, la verdad es que el capitalismo se hace cada vez más internacional... ¿Quién puede probar que a la Electricidad de Caracas, venezolanísima desde su origen y, ahora a su empresa más reciente adquirida y supuestamente venezolanizada, no las mueve el capital foráneo, introducido aun en la propia empresa matriz? Debe pues examinarse el caso de la consolidación de las empresas eléctricas, apartando la interesada aura de venezolanización".

Los equilibrios internos de la industria nunca más serán los mismos de antes. En los sucesivos planes de la nación, uno puede observar la manera como se reduce el peso del sector privado en la inversión prevista para el sector eléctrico: 1963-1966, 37%; 1965-1968, 21%; 1976-1980, 11%. Es por esto que estamos hablando del apogeo del modelo centralista y estatista.

b) El boom de la demanda y el repunte de la generación térmica

El boom de inversiones y consumo generado por los ingresos petroleros produjo, primero, un acelerado crecimiento de la demanda, más que todo entre 1978 y 1981. La demanda máxima del Sistema Interconectado (SIN) aumenta al ritmo de 12% anual entre 1977 y 1980, y la demanda de las industrias pesadas de Guayana crece aun más rápido, por el arranque de grandes proyectos como el Plan IV de la siderúrgica y la industria del aluminio (consumo multiplicado por 5,8 entre 1971 y 1985. En el Gráfico N°. 4 se observa la caída de la ventas de energía al SIN por parte de Edelca a partir de 1977 mientras subían aceleradamente sus ventas a la industria guayanesa.

Gráfico 4



Al principio de la década, se preveía que la puesta en servicio de la primera etapa del Guri bastaría para suplir la energía requerida. En la Memoria de Edelca de 1969 se podía leer: "durante el decenio 1970-1980, todas las ampliaciones de generación del Sistema Interconectado se harán en la central hidroeléctrica de Guri hasta completar la primera etapa de la presa con la instalación de la décima unidad en 1980". La décima unidad ha sido puesta en servicio en 1978 y, sin embargo, surgió una escasez de oferta por el enorme cambio de la demanda.

Esto desató una ola de inversiones de emergencia. Según el informe de consultoría de EDF-Francia elaborado en 1979, "los medios de generación apenas alcanzan el desarrollo de las necesidades energéticas, y Cadafe hace dos años tuvo que adquirir unos treinta turbo-gas de 20 MW cada uno". Nuevos proyectos aparecen en todas las empresas, la inversión total del sector se multiplica por 4,5 entre 1974 y 1978 en bolívares constantes (de 1, 817 a 8, 276 millones, en bolívares de 1984). La estructura del sector se modifica entonces, con dos consecuencias significativas:

- La generación térmica, que había sido superada por la hidráulica a mediados de los setenta (producción de 11.843 GWH contra 8.162 en 1976), vuelve a tomar la delantera (en 1985, alcanza los 20.145 GWH contra 15.372. La hidroelectricidad pasa del 60% de la producción total en 1977 a 42% en 1982). Por supuesto, esto genera un crecimiento acelerado del consumo de fuel y gasoil (de 2,62 millones de barriles en 1975 a 18 millones en 1982, es decir, del 16% al 40% del consumo interno total de estos combustibles).²⁶

- El peso relativo de los actores dentro del Sistema Interconectado cambia. Entre 1978 y 1980, Elecar pasa de 32.70 a 6.264 MGH generados, y el crecimiento es aún mayor para Cadafe, que pasa de 1.468 MGH en

²⁶ No se observa una evolución similar en el consumo de gas (durante el mismo periodo el consumo de gas por el sector eléctrico crece apenas de 2 a 2,4 millones de m³), a pesar de la reducción de su uso en la industria petrolera porque su producción total se estanca o decrece durante los años setenta.

1976 a 7.078 en 1980 y 10.142 en 1985. En 1977, Cadafe compraba el 64% de la energía que requería, porcentaje que baja hasta el 27% en 1980. En el siguiente cuadro, la "capacidad acreditada" de cada empresa se compara con la capacidad total acreditada en el sistema interconectado. En diez años Cadafe pasa de la tercera a la primera posición y supera a Edelca.

Tabla 6
Contribución de las empresas en la capacidad acreditada del SIN

	1973	1979	1983
Edelca	51 %	44 %	38 %
Cadafe	20 %	31 %	39 %
Elecar	29 %	25 %	23 %

Fuente: MEM, Series Estadísticas. Elaboración propia.

Aunque la puesta en servicio de Guri II permitirá a Edelca retomar la delantera a partir de 1984, este cuadro ayuda a entender por qué los años setenta han sido para Cadafe un periodo de oro, durante el cual obtuvo un mucho mayor peso dentro del sector y le permitió volver a soñar con proyectos ambiciosos: "Después de haber parecido desinteresarse durante mucho tiempo del aprovechamiento de los tremendos recursos hidráulicos del país, Cadafe inició hace unos años ...un muy ambicioso programa de equipamientos hidroeléctricos: Uribante-Caparo y Caura, para sólo hablar de los mayores". El Caura es un afluente del Orinoco, ubicado en la zona guayanesa, y su aprovechamiento hubiera permitido a Cadafe competir con Edelca en su propio territorio, con una capacidad instalada de 3.000 MW. En cuanto al Uribante-Caparo, el único que se construyó, la desastrosa historia de este elefante blanco es suficientemente conocida, cuya terminación estaba prevista para el año 1987 y que aún no se ha concluido. En el VIII Plan de la Nación (Cordiplan, 1990), aparecen los siguientes comentarios: "No se justifica continuar con la construcción de la central generadora

correspondiente a la tercera etapa (del Uribante-Caparo), así tampoco con la segunda etapa en su totalidad, ya que esta represa constituye una de las obras de generación hidroeléctrica más costosas del mundo en términos de kW instalado" (2.300 dólares/kW, cuando el costo de Macagua II era de 550 dólares/kW). En cuanto a la termoelectricidad, el proyecto en construcción de la Planta Centro tendría una capacidad de 1,8 MW en 1983. Para percatarse de la enorme brecha entre los planes que se elaboraron durante esta época y lo que realmente se logró realizar, basta con comparar las siguientes cifras:

Tabla 7
Cadafe: previsiones versus realidad

Cadafe	Capacidad instalada	Energía generada
Previsión 1979 para 1994	7,891 MW	47,836 GWh
Realidad 1994	4,317 MW	8,503 GWh

Fuente: Memoria Cadafe de 1979 y series históricas MEM (1994)

El Informe elaborado en 1983 por una empresa consultora ya lo anticipaba: "Al comparar la demanda de energía eléctrica obtenida con los valores pronosticados por Cadafe, se observa que éstos últimos están sobreestimados en todos los escenarios tendenciales". Sueños faraónicos, muy típicos de la Venezuela saudita.²⁷ Cuando Cadafe despertara después de su borrachera, se encontraría con una capacidad de generación ampliada y subutilizada, con deudas insostenibles y con una estructura profundamente debilitada. Así, lo que se perfilaba a finales de los setenta como el renacimiento de la empresa, ha sido sin duda un factor determinante en su posterior caída.

Vale la pena observar que el mismo informe de EDF añadía: "es una pena que dado los recursos de carbón y de gas de la parte occidental del país, en donde los medios de generación son actualmente deficientes,

²⁷ Cadafe no fue la única en sobrestimar la demanda futura. A mediados de los años ochenta, se preveía la puesta en servicio de Caruachi (ahora en construcción) en 1991-1993, y la de Tocoma (cuya construcción arrancó en 2002) en 1993-1995.

no se haya considerado la posibilidad de implantar una planta térmica de menor costo y de realización más rápida y fácil". En el Plan Rector de Cadafe para el año 2000 elaborado en 1983, se menciona un proyecto termo-carbón de 1,750 MW, posible en el escenario más ambicioso, pero ausente del escenario realista. El carbón es un recurso abundante en Venezuela, y empezó a aprovecharse en esta época, pero, hasta ahora, nunca se ha usado para la generación eléctrica. Irónicamente, se está hablando hoy en día de un proyecto de planta a carbón ubicada en Colombia para proveer energía al occidente de Venezuela.

4 | Liberalización, ensayos y errores (1989-1998)

No por azar la presentación del Plan de la Nación por Cordiplan en 1990, se llama "el gran viraje". El cambio radical de rumbo iniciado por Carlos Andrés Pérez en 1989 se traduce también para el sector eléctrico en una reorientación fundamental de la política eléctrica del país.

"Todos sabemos que el modelo de desarrollo sustitutivo que adelantó Venezuela desde el inicio de la era democrática se agotó hace varios años". Las palabras claves del nuevo modelo son: Mayor eficiencia interna (desregulación económica, racionalización y privatización de empresas públicas); promoción de la competencia internacional (apertura comercial, mayor inversión extranjera); nuevo rol del Estado (de productor de bienes y servicios a responsable de la prestación eficiente de servicios públicos y sociales. De inversionista, financista y ejecutor de las grandes obras y proyectos a responsable del desarrollo de la infraestructura). La primera mención del servicio eléctrico indica que, para las presas y redes eléctricas, el Estado intervendrá apoyando a la producción y no produciendo directamente.

Sin embargo, las medidas concretas para el sector lucen mucho más modestas: si bien "la tercera etapa pretende profundizar la participación del sector privado en la economía realizando la transferencia de grandes empresas (...) incluyendo los llamados monopolios naturales", por el momento no está previsto transferir la propiedad de las empresas públicas del sector eléctrico, sino solamente la gestión. Por otra parte, la

lista de las inversiones públicas en generación es muy amplia: Macagua II (entraría en operación en 1994-5), Caruachi (1997-98) y Tocoma (1999-2002) sobre el río Caroní, solución de los problemas de la Planta Centro²⁸ y construcción de plantas termoeléctricas adicionales en la segunda mitad de la década.

Pero, pronto llegan decisiones mucho más radicales: privatización del sector (Ley de Privatizaciones, en marzo de 1992), apertura progresiva del sector a la libre competencia (Decreto 2.383, en junio del mismo año). El Decreto 1.558 (octubre 1996) ordena la separación de los negocios de generación, transmisión, distribución y comercialización. Este conjunto de reformas se parece mucho a las que se hicieron en Inglaterra o en Argentina, con la típica coherencia del proyecto neo-liberal. Como lo hemos visto, tocan todos los puntos neurálgicos identificados en las anteriores etapas, que analizaremos en el capítulo sobre la institucionalización de la regulación. Retomemos aquí los puntos que tienen que ver con la estructura de la industria:

·**Apertura del sector.** El Decreto 2.383, por el cual se crea la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, le da como norte "la apertura progresiva del sector a la libre competencia", y decreta el libre acceso a las redes. La CREE tendrá que garantizar "el libre acceso de los oferentes de energía al sistema de transmisión nacional". El decreto 2.384, que crea Fundelec en la misma fecha, encarga a este nuevo ente el diseño de un modelo de "operación del sistema eléctrico que propicie la competencia y minimice los costos". Estas dos directrices quieren acabar con el modelo de interconexión y de operación del sistema organizado por OPSIS y, con esta "cogestión" del SIN, reemplazarlo por un club de empresas. Quieren también favorecer la entrada de nuevos generadores, más que todo térmicos.

·**Separación de negocios.** Desde 1990, se plantea una reestructuración del sector que implica, a la manera de Inglaterra o Argentina, una ruptura

²⁸ Este documento afirma que la solución de los problemas operacionales y organizativos producirían un aumento de un 40% sobre el nivel actual de generación.

con el modelo de las empresas verticalmente integradas, como condición para que se pueda introducir una competencia en generación y en comercialización. Esto supone por cierto, un desmembramiento de Cadafe, su partición en varias empresas de distribución, así como la creación de una o varias empresas de transmisión. El Decreto 1.556 de 1996 determina un plazo para que se opere tal separación. Durante el año 1998 el Ejecutivo Nacional promulgó un Decreto "para definir y ejecutar en un plazo no mayor a un año los preparativos para la creación de la Empresa Nacional de Transmisión, cuyo objetivo será la unificación de las operaciones de mantenimiento y expansión..." (Memoria FIV, 1998). La misma Memoria resalta "como un logro significativo en este año las iniciativas de las empresas Cadafe, Edelca y Enelven para la conformación de la Empresa Nacional de Transmisión que, a partir del 1.º de enero de 1999, tiene previsto el inicio de sus operaciones".

•Privatización. La Ley de privatizaciones encarga al FIV (el mayor accionista de las empresas públicas eléctricas) la elaboración de una estrategia de venta de los activos públicos, le otorga un plazo de 180 días para presentarla al Ejecutivo y la lista de empresas a vender. De inmediato, surge una primera lista que incluye a Enelven y Enelco, Enerbar, Planta Centro y la Resolución 1.061 (1993) inicia el proceso de privatización de Enelven, Enelco y Enelbar. El mismo año, el FIV encomienda un estudio a una firma de consultores, para elaborar un plan estratégico del sector eléctrico (identificar las áreas susceptibles de ser privatizadas a corto y mediano plazo, las áreas que deben ser reestructuradas y las que deben permanecer bajo el control y administración del Estado). La lista de las empresas por privatizar se amplía, en 1994 con la inclusión del complejo Uribante-Caparo mediante un BOT y, en 1995, con el sistema eléctrico de Nueva Esparta, por causa de la rápida degradación de la situación eléctrica en la isla y, además, por los intereses regionales que quieren entrar en el negocio. El Decreto 1.558 de 1996 va más allá: "La participación del Estado como empresario en la prestación del servicio eléctrico se hará de manera subsidiaria cuando ello no fuera de interés para los particulares (Art. 5)". Se determina así la participación directa del sector público como una excepción, cuando antes se definía como

meta (para medir la amplitud del cambio, basta con recordar que el Plan de la Nación definía como meta para los años 1976-1980, una proporción de 89/11 en las inversiones del sector público respecto a la inversión privada). El Art. 70 menciona por primera vez en forma explícita a Cadafe: "El FIV y Cadafe elaborarán y ejecutarán en un plazo no mayor de un año un plan de reestructuración y privatización de esta empresa y de Elecentro, Eleoriente, Eleoccidente, Cadela y Desurca (Uribante-Caparo)". La única empresa que queda fuera del programa es Edelca. Con este programa, se quería cambiar radicalmente la relación entre sector público y sector privado dentro del sistema eléctrico.

El proceso de privatización ofrece también una oportunidad para racionalizar *las áreas de negocio*. Hemos analizado las razones históricas por las cuales no se han creado en Venezuela sistemas eléctricos regionales similares a los que se formaron en otros países. Con miras a la privatización, por primera vez se plantea la necesidad de crear unidades de negocio más racionales. El Plan Estratégico propuesto en 1993 por empresas consultoras²⁹ define los siguientes criterios: delimitar áreas balanceadas en términos de tamaño, complejidad de la infraestructura, impacto en el desempeño financiero, número y tipo de personal. No se buscó balancear los ingresos ni la rentabilidad, ya que no se planteaba entonces que las empresas pudieran separarse del holding. El informe analiza después un escenario en el cual se crearía una empresa por Estado. Esto permitiría darle un nuevo ímpetu al proceso de regionalización, basándose en una clara racionalidad política, pero tropieza con argumentos técnicos: las líneas de 115 kV son interestatales, no hay manera de crear una red completa que se pueda operar de forma autónoma y responsable. Pero si bien las empresas actuales no han sido delimitadas en función de la división política del territorio, tampoco lo han sido en función de la lógica técnico-económica del sistema eléctrico. Es por esto que el informe termina recomendando modificaciones parciales a la delimitación actual: nuevo diseño de la frontera eléctrica entre Elecentro y Eleoccidente en Aragua y Carabobo; absorción de Yaracuy por Elebar (la "estrecha vinculación técnica

²⁹ Plan Estratégico del FIV hacia el sector eléctrico, 1993, Inelectra, Unión Fenosa, Espiñeira-Shaldon y Ass.

convierte a Yaracuy en un área de expansión natural de Enelbar; la cual podría obtener ventajas desde el punto de vista de planificación y operación de sus redes si se uniesen ambos sistemas"). En el Estado Bolívar la situación es crítica, y "la CVG podría estar interesada en promover una solución razonable" por la fusión entre los activos de Elebol y los de Eleoriente. En cuanto a Eleoccidente, el informe se limita a observar que incluye dentro de sus límites geográficos tres distribuidoras privadas. Una vez más se puede observar; a través de las recomendaciones de la Consultora, la manera como el proceso técnico-económico de conformación de sistemas regionales se ha quedado en Venezuela a mitad de camino.

Pero esta vez, parece que las cosas van a cambiar: se crea una nueva empresa, Enelco (1990), con los activos de Cadafe en el Zulia, para fusionarla con Enelven y lograr así, por fin, integrar el Este del Lago de Maracaibo con el Sur y el Este. Cadafe se parte (en 1991) en cuatro empresas regionales (Eleoriente, Eleoccidente, Elecentro y Cadela) y una empresa de generación hidroeléctrica (Desurca). Los activos de Cadafe en Lara se fusionan con Enelbar (1997). El sistema eléctrico de Nueva Esparta³⁰ se independiza para crear Seneca (1998). Monagas y el Delta Amacuro se separan de Cadafe y se unen en una nueva empresa, Semda (1998). Surge el proyecto de unificar en Bolívar los activos de Elebol, de Cadafe y de Edelca en una sola empresa de distribución. Surgen, además, los proyectos privados que ya hemos mencionado, de una gran empresa regional fusionando Elebar, Caley, Calife y los activos de Cadafe, así como el proyecto de ampliación del área de Elecar hacia Miranda "que constituye una extensión natural del servicio de esa empresa". (Caveinel, en la XLVIII Asamblea de Fedecámaras).

³⁰ Caracterizado por la necesidad de fuertes y urgentes inversiones y por la alta estacionalidad de su consumo, debido a la actividad predominante, el turismo.

Se perfila, pues, una estructura totalmente nueva del sistema eléctrico nacional... al menos en el papel, porque a lo largo de este periodo se toman muchas decisiones de principio, pero muy pocas logran implantarse. Las únicas medidas que han tenido efecto han sido la fusión Enelven-Enelco, la fusión Enelbar-Cadafe en Lara, la creación y privatización de Seneca. La empresa de transmisión aún no existe, la separación de Cadafe en 5 empresas no produjo ningún efecto concreto porque estas empresas fantasmas siguen siendo gerenciadas directamente por la casa matriz; lo mismo ocurrió con Semda. Así que, ninguno de los objetivos diseñados a partir de 1989 se ha logrado en términos de separación de negocios (se acaba de otorgar a las empresas un nuevo plazo para implantarla, hasta 2005), de privatización (salvo Seneca, que representa menos del 2% del total de suscriptores del país), y de reestructuración de las áreas de negocio (Elevel sigue compitiendo con Cadafe en las calles de Valencia). En cuanto a la apertura de la generación, surgió en Maracay una empresa, Turboven, que genera y distribuye energía para industrias locales, sin marco jurídico muy claro. Edelca vende directamente energía a la empresa hidrológica Hidrocapital en Miranda, pero esto nada tiene que ver con la competencia en la comercialización.³¹ Los otros grandes usuarios tendrán que esperar hasta finales del 2005 para tener acceso directo al mercado. Los únicos cambios significativos ocurrieron cuando inversionistas nacionales (en Elebol) o extranjeros (Enron en Calife en 1998, y más que todo AES en Elecar en el 2000) compraron empresas privadas existentes previendo la futura privatización del sector que no termina de concretarse.

Los años noventa representan pues una apertura tentativa, un proyecto de reforma del sector muy ambicioso, pero que ha tenido muy pocos efectos reales. Esto lo explica el contexto político. Poco después de la llegada del segundo gobierno de Carlos Andrés Pérez, surge el

³¹ Hidrocapital, empresa de agua para Caracas, consume una gran cantidad de energía (2,1 GWh, o sea 75% del consumo eléctrico de Miranda) por sus instalaciones de bombeo y suele pagar a su proveedor con mucha irregularidad, o nunca. La decisión de permitir a Hidrocapital comprar su energía directamente a Edelca obedece pues al deseo de aliviar la factura eléctrica de la empresa pública de agua, pero también de aliviar la carga financiera de Elecentro, asfixiada por las deudas de la hidrológica. Se trata más bien de una transferencia de deudas dentro del sector público.

Caracazo, revuelta popular contra el paquete de medidas de ajuste; en 1992 ocurre el intento de golpe militar liderado por Hugo Chavez; en 1993 el Congreso destituye al Presidente por corrupción y, después de un intermedio de un año, en 1994 sale electo Rafael Caldera que gobierna con el Congreso en contra y trata de actuar por Decreto. Así, en 1996, promulga la reforma del sector eléctrico, pero no le alcanza para lograr la aprobación de la ley eléctrica, ni la privatización de las empresas; en 1999 Hugo Chávez recién electo ratifica el programa de privatización pero lo paraliza poco después. Era difícil esperar una continuidad en la política eléctrica cuando imperaba esta discontinuidad e incertidumbre política.

El clima de incertidumbre refuerza la capacidad de resistencia de las empresas (privadas, y más aún públicas) al cambio: resistencia a la separación de negocios (manteniendo la figura del holding), a la creación de una empresa nacional de transmisión, al cambio de lógica en el despacho, a la rectificación de las fronteras y, por supuesto, a la privatización. También se retrasa la entrada de nuevos competidores en la generación y los planes de inversión de las empresas privadas existentes (el proyecto de planta térmica en El Sitio de la Electricidad de Caracas se posterga una y otra vez).

El resultado inesperado es que, al terminarse la década, el sistema eléctrico venezolano presenta muy pocas diferencias en su estructura, con la que tenía el país diez años antes a pesar de intensos esfuerzos de reforma.

5 | Conclusión

La regulación de la estructura de la industria

En cualquier momento de la historia, el Estado ha intervenido de múltiples maneras para influir sobre la estructura de la industria eléctrica, regulando el modelo de gestión de las empresas operadoras, el nivel de integración funcional de la industria y en la determinación del tamaño del mercado a ser atendido por cada unidad operativa.³² Retomemos cada uno de estos temas:

Regulación del modelo de gestión

El tema central tanto en Venezuela como en otros países, es y ha sido, la definición del respectivo papel del sector privado y del sector público. Al principio, nacen múltiples empresas, privadas en su mayoría, pero también municipales o estatales. La dinámica del sistema pone en jaque este modelo, tanto en su versión pública como en el modelo de concesión imperante. En los Estados Unidos, la crisis se supera con la legitimación de empresas privadas monopolísticas y reguladas; en Alemania, con la creación de empresas públicas, o mixtas; en Francia, o en México, mediante la nacionalización de la industria en su conjunto. En Venezuela, como lo hemos expresado, no hubo una redefinición drástica del estatuto de las empresas privadas y, durante mucho tiempo, los gobiernos locales mantuvieron una amplia libertad para escoger el modelo de gestión que mejor les convenía. Lo que se dio fue más bien una competencia a las empresas privadas de parte de las empresas públicas, ya que estas últimas se beneficiaban de los aportes presupuestarios y, dado que lograron contener por medios principalmente informales, el crecimiento de las empresas privadas existentes; la palabra "containment" describe bien el proceso.

Más tarde, la nacionalización de 1976 afectó las empresas extranjeras, y no las empresas privadas como tal.

³² Retomamos la clasificación usada por M. E. Corrales en *El reto del agua*. CAF, Caracas, 1998.

La política de privatización definida a partir de 1990, formalmente reiterada en 1999³³, toma la dirección opuesta, pero aún no ha producido efectos significativos, salvo el caso marginal de Seneca en Nueva Esparta.

Por el contrario, la Ley de 1999 reserva al Estado el aprovechamiento de los ríos Caroní, Caura, y Paragua, y la ley de 2001 añade a la lista la Planta Centro y los ríos andinos Uribante, Caparo, etc. Más aun, con la muy genérica formulación "el Estado se reservará la propiedad de aquellas empresas estatales del Sistema Eléctrico Nacional que no represente carga fiscal o cuyo carácter estratégico contribuya con el desarrollo nacional", se limita todavía más el alcance del planteamiento privatizador que queda casi sepultado. Los proyectos de ley elaborados en 2004 apuntan hacia la misma dirección.

Regulación de la estructura funcional

Este tipo de regulación establece normas en relación con el tipo de actividad que pueden integrarse en una misma unidad operativa.

El modelo de la empresa verticalmente integrada imperó en Venezuela como en otras partes. Sin embargo, la creación de Edelca, que no tiene papel de distribución, introdujo en el sector público una empresa especializada en la generación, tal y como ocurrió en Brasil. Los sucesivos esfuerzos para integrarla en una sola casa matriz con las otras empresas públicas, han fracasado. Pero asimismo, la creación de una ingente capacidad de generación hidroeléctrica autónoma, tampoco ha conducido a las otras empresas a volverse meras distribuidoras. Elecar, como lo hemos visto, ha logrado mantener una capacidad de generación acorde con el tamaño de su mercado de consumo.

Hasta 1996, no hubo regulación formal de corte general sobre la estructura funcional. En aquel momento se introdujo tal normativa, con el fin de aislar las actividades sujetas a monopolios naturales y permitir la desmonopolización de la generación y comercialización. Como ya se mencionó, esta normativa aún no ha producido efectos, y los proyectos de ley elaborados en 2004 proponen la eliminación de esta medida.

³³ Ley 1999, Art. 3, "El Estado... fomentará la participación privada en el ejercicio de las actividades que constituyen el servicio eléctrico". La Ley de 2001 retoma el tema en los mismos términos.

Regulación del tamaño del mercado

La tendencia natural de la industria eléctrica conduce a la ampliación de sus áreas de negocio, hasta conformar, primero, unos mercados urbanos unificados y, posteriormente, unos sistemas regionales integrados. En los Estados Unidos, la intervención del Estado ha consistido, primero, en reconocer la existencia de los monopolios territoriales que se iban conformando y a regularlos mediante el otorgamiento de una licencia. Posteriormente, frente a la veloz integración de las empresas en holding, cada día más importantes, el Estado decidió parar este proceso en los años treinta. En este país el Public Utility Act de 1935 otorga a la Securities and Exchange Commission (SEC), amplios poderes para reorganizar la estructura industrial y financiera del sector eléctrico y, además, limitar su integración horizontal. El mismo documento regula el proceso de interconexión y de intercambio de energía entre las empresas. Otros países han respondido con políticas distintas, como la creación de un sistema público de interconexión (Inglaterra), o la nacionalización de la industria (Francia e Italia).

En Venezuela no se observa este tipo de regulación. Tal como se ha mencionado con anterioridad, la creación de empresas públicas ha paralizado de hecho el proceso de conformación de sistemas regionales privados, pero también públicos al congelar las fronteras existentes. Nunca ha predominado la problemática de la coherencia técnica de los sistemas; pero tampoco la del equilibrio económico que se logra por un adecuado balanceo entre redes de alta rentabilidad con aquellas menos rentables. En el sector público el balanceo se dio al nivel de la casa matriz, Cadafe, o del sector público como un todo; entre el sector público y el privado, a veces imperaba la lógica de ganancias privadas y pérdidas públicas, o a veces surgía una voluntad hegemónica del sector público, pero no se hicieron reformas para definir los respectivos mercados.

En el caso venezolano, tal vez el hecho más significativo es la ausencia de un mecanismo formal de regulación del tamaño de mercados. Al principio, las empresas prestaban el servicio mediante una concesión municipal (aunque, como lo veremos en el tercer Capítulo, nunca se trató de concesiones formales en el sentido actual de la palabra). Lo extraño es que la crisis del modelo de la concesión municipal no ha

generado un mecanismo alterno, como la licencia en los Estados Unidos, o la concesión nacional formal en otros países. Los monopolios de hecho nunca se convirtieron en monopolios de derecho. No existe documento legal alguno para delimitar el territorio de Elecar, por ejemplo, y mucho menos normas generales para poner límites al proceso natural de crecimiento horizontal de las empresas, o a su diversificación geográfica.

La Ley de 1999 por primera vez determina tales limitaciones (prohibición de superar un porcentaje del mercado nacional de distribución) para propiciar la competencia, y define la figura de la concesión y los procedimientos para su otorgamiento, pero la única concesión formal existente es la que se otorgó a Seneca cuando se privatizó en 1998.

Cuadro 3
Los tres tipos de regulación de la estructura industrial

Tipos de regulación	Tendencia histórica	Intervención pública
Regulación del modelo de gestión público-privado	Inicios: empresas privadas, municipales y estatales.	1945 - Creación de la CVF 1958 - Creación de Cadafe 1963 - Creación de Edelca 1976 - Nacionalización Enelven y Enelbar 1992 - Ley de privatización 1999 - Ley eléctrica: reserva para el Estado el aprovechamiento del Caroní, Caura y Paragua 2001 - Ley eléctrica: Reserva para el Estado el aprovechamiento de los ríos andinos y de Planta Centro.
Regulación de la estructura funcional	Integración vertical y horizontal. Separación de negocios, desintegración horizontal	Proyecto de integración de las empresas públicas en una sola casa matriz, 1976-1980. 1990, 1996, 1999, 2001 - Apertura, separación de negocios, libre acceso a las redes.
Regulación del tamaño del mercado Áreas de negocio	Integración horizontal. Monopolios territoriales, sistemas regionales. Diversificación geográfica	Formación de sistemas regionales Interrumpida (1958...) Sucesivos proyectos de reforma de Cadafe. Limitaciones implícitas a las empresas privadas 1999 - Ley eléctrica, con limitaciones de mercado explícitas

En otras palabras, el Estado venezolano no ha sido más ni menos intervencionista que otros países en el sector eléctrico, para orientar la estructura funcional y geográfica de la industria, así como la respectiva combinación entre el sector público y el privado. La especificidad de su intervención es otra, pues raras veces actuó mediante instrumentos legales, normas generales, mecanismos explícitos de regulación y, cuando lo quiso hacer a partir de los años noventa, fracasó.

Para entender esta característica realmente atípica, tendremos que analizar la historia de las instituciones de la regulación eléctrica, o mejor dicho, de las resistencias a su institucionalización. Pero ya entendemos mejor por qué la estructura de la industria, resultado de sucesivas intervenciones parciales, ha generado una correlación de fuerzas, un conjunto de intereses creados y unos mecanismos informales de resolución de conflictos, que conforman, a la vez, la fuerza y la debilidad del sector: determinan la agenda de cualquier proyecto de reforma, cualquiera que sea su orientación.

Capítulo II

Regulación y optimización del sistema interconectado

La puesta en servicio del embalse y la planta de Gurí, representa una fecha clave en la evolución de la industria eléctrica venezolana. Con la interconexión, el sistema eléctrico venezolano da un *salto cuantitativo* y *cualitativo*. El aprovechamiento de los recursos hidrológicos del Caroní crea las condiciones para atender un crecimiento sostenido de la demanda con una energía abundante y barata. Pero, a la vez, el tendido de redes de alto voltaje que lleva la energía del Caroní a todo el país, va creando por primera vez un sistema nacional unificado donde no existía sino sistemas regionales incipientes. En lugar de tener muchos agentes actuando cada uno en su zona de influencia, se impone una visión de conjunto y la necesidad de definir de nuevo las relaciones entre todos ellos.

Por esta razón, tenemos que volver a observar ese momento cuando por primera vez se plantea el problema-clave que hasta la fecha queda por solucionar: ¿qué tipo de coordinación debe existir entre los actores de un sistema interconectado? La respuesta que se da a esta pregunta, a lo largo de la historia, devela tanto la correlación de fuerzas, como las sucesivas lógicas de los gobiernos de turno, así como los verdaderos problemas que están detrás del debate actual y de la reforma en curso.

I | **Los beneficios esperados de la interconexión**

La interconexión entre varias empresas eléctricas suele generar los siguientes beneficios:

- Genera economías de escala, al permitir la construcción de plantas de mayor tamaño y más económicas.
- Mejora el factor de carga, reduce la amplitud de las demandas de punta y, por consiguiente, las inversiones necesarias para enfrentarlas.
- Reduce el volumen de la reserva necesaria (capacidad de generación excedente para hacer frente a necesidades de mantenimiento, fallas y contingencias) y, en consecuencia, las inversiones requeridas en generación.
- Permite una operación más económica de los medios de generación (mezcla óptima entre hidroelectricidad, generación a gas, fuel-oil, o carbón).

Estos beneficios redundan en una muy significativa reducción de los costos.

Nuestra pregunta central será la siguiente: ¿se han conseguido los beneficios asociados normalmente a la interconexión?, ¿beneficios a nivel microeconómico para las empresas participantes, beneficios a nivel del sistema como un todo por la optimización de su funcionamiento, beneficios para los consumidores?

Si el funcionamiento del Sistema Interconectado no ha permitido conseguir el ciento por ciento de estos beneficios, ¿cuáles son los factores que lo pueden explicar? ¿Tiene que ver el diseño institucional y regulatorio de la interconexión? ¿Cómo se plantea el problema hoy en día? Al respecto, se pueden hacer las siguientes hipótesis:

a) Economías de escala

La respuesta es obvia. El complejo hidroeléctrico del Caroní, por su magnitud, no se hubiera podido construir sin la interconexión, circunstancia que por sí sola la explica y justifica. Se trata no solamente

de Gurí I, que por sí solo exigía la interconexión, sino también de las etapas posteriores, Gurí II, Macagua II, Caruachi y después Tocomá, un complejo de plantas en cascada sobre el mismo río, con un embalse de gran tamaño capaz de almacenar una enorme cantidad de agua (el embalse cubre 4.250 Km²) para regular el caudal durante todo el año, a pesar de las variaciones estacionales (creciente máxima 17.000 m³/seg, gasto mínimo registrado 182 m³/seg). Desde el inicio, el proyecto había sido definido como un sistema integrado para aprovechar este excepcional recurso, que obviamente correspondía a una escala nacional y no regional. Su construcción cambió por completo la estructura del sector y permitió al país disponer de una energía eléctrica de muy bajo costo.

b) Mejoramiento del factor de carga

Las empresas eléctricas venezolanas tienen unas curvas de carga¹ muy favorables, pues operan con picos de demanda poco pronunciados. El caso más impresionante es la curva de Edelca (sistema regional) cuyos clientes industriales trabajan 24 horas por día, razón por la cual la empresa hidroeléctrica ostenta variaciones muy pequeñas de su demanda. Sin embargo, al comparar las curvas, uno observa diferencias significativas entre las empresas (ver el Informe del MEM, "Estudio de los costos marginales", 1992).

Por ejemplo, Elecar ostenta un contraste muy marcado entre el día y la noche (un profundo "valle" en la madrugada), mientras que Enelven tiene su mayor consumo durante la noche, por el alto uso del aire acondicionado en el Zulia. Cuando se interconectan los sistemas regionales, puntas y valles se compensan, de tal manera que la curva del sistema nacional luce extremadamente plana —el factor de carga está en el orden del 85%— lo que demuestra la sinergia entre las diversas curvas de carga y la eficiencia de la interconexión para lograrla.

¹ Factor de carga: Como ya fue explicado en el primer Capítulo, los usuarios tienen diferentes perfiles de consumo según las horas del día, sus horas de mayor consumo no coinciden, de tal manera que para la empresa eléctrica, es importante lograr la mayor diversidad de carga posible y, por consiguiente, una curva de demanda (de carga) lo más plana posible.

c) Reducción de la reserva

El Contrato de Interconexión suscrito entre las empresas en 1968, determinaba como máximo una reserva equivalente al 25% de la demanda máxima. A partir de la puesta en servicio de la segunda etapa del Gurí, la capacidad instalada supera con creces este porcentaje (para 1986, año en que culmina el programa Gurí II, la razón reserva/demanda máxima alcanza 92%). Desde luego, una de las características de la energía hidroeléctrica es que no permite aumentos discretos de la capacidad instalada sino saltos importantes (y más aún con la configuración del sistema Caroní, donde la construcción de un nuevo embalse representa una capacidad adicional superior a 2.000 MW), lo que siempre generará periodos de sobreoferta. Sin embargo, en el caso venezolano, esa capacidad excedentaria ha sido especialmente importante y por un periodo anormalmente largo. Esto nos obliga a evaluar y cuestionar la manera como se realizó la planificación del sistema, su ampliación y los mecanismos que incentivaron a las empresas a ampliar su parque térmico.

d) Operación más económica de los medios de generación

Es decir, en lo que concierne a la maximización del uso de la energía hidroeléctrica. En 1999, hubiera sido necesario quemar 119 millones de barriles de petróleo adicionales para generar la cantidad de energía producida en las plantas hidroeléctricas. Esta cifra no es nada desdeñable. Sin embargo, una hipótesis a menudo formulada por actores u observadores del sistema eléctrico, se refiere a que el objetivo de maximización del uso de la energía hidroeléctrica se ha conseguido parcialmente y, por otro lado, a que la operación real de los medios de generación ha sido diferente de lo que hubiera sido una optimización económica del sistema. Existen opiniones encontradas al respecto y los debates han sido casi permanentes a lo largo del periodo, así que, tendremos que averiguar lo que ha pasado y buscar las explicaciones correspondientes. Si no se ha logrado una operación óptima del sistema, esto se debe ¿a la regulación aplicada al sector?, ¿al diseño del contrato de interconexión?, ¿a la manera como ha sido implementado?, ¿a la interferencia de otras políticas públicas que generaron distorsiones o incentivos perversos?

e) Estabilidad y sostenibilidad de la interconexión

Queda por preguntarse si el Sistema Interconectado Nacional ha alcanzado la estabilidad y sostenibilidad necesarias. Se han logrado muy buenos resultados en términos técnicos y la Oficina Opsis tiene una merecida reputación profesional; seguramente representa la institución más sólida del sector. Edelca, por su parte, ha crecido velozmente y ahora autofinancia una elevada proporción de sus nuevas inversiones. Pero en términos técnicos, ¿se ha logrado la sostenibilidad necesaria para este tipo de emprendimiento de largo plazo? A pesar de haber cumplido 33 años, el SIN padece varias debilidades que cuestionan su viabilidad económica y el actual proceso de reforma del sector las hace aún más evidentes.

Al tener respuestas a estas preguntas, tal vez podremos entender por qué el General Alfonzo Ravard, a su manera alusiva, escribió una vez: "Una visión estrecha, parroquial, en la administración del contrato, o personalista, impidió aprovechar todos los beneficios de la interconexión" (Alfonzo Ravard, 1981: 75).

2 | Las instituciones adecuadas para optimizar una interconexión

¿Cómo se logra la "optimización" de un sistema interconectado? Por la mejor mezcla de energías y tecnologías, tanto en la composición del parque de generación, como en la operación de las capacidades existentes, o sea en el despacho, usando en cada momento la mezcla óptima con base en el conjunto del parque de generación disponible. Se trata de una optimización "social", desde el punto de vista de la sociedad como un todo, lo cual no necesariamente coincide con la solución óptima para cada empresa. De allí surge el problema de la coordinación, porque la ganancia obtenida no siempre se reparte de una manera igual entre los agentes involucrados.

Aparentemente con la interconexión, Venezuela está entrando de plano en la tercera de las etapas descritas por Hughes (ver Capítulo I): optimización de los sistemas energéticos basada en la mezcla económicamente óptima de diversas energías. Sin embargo, la interconexión, por sí sola, no basta para definir esta fase de la evolución eléctrica. En California, por ejemplo, las primeras grandes represas construidas para generar electricidad, obedecían a un modelo distinto: una planta hidroeléctrica, con una red de transmisión de alto voltaje, abastecía a las zonas urbanas; pero, se trataba solamente de una transmisión punto a punto entre una fuente y un lugar de consumo y, además, de una ampliación meramente cuantitativa de la oferta. No había optimización, no había sistema.

Un sistema integrado de tercera generación no se define por la mera interconexión física, sino por la optimización económica del sistema como un todo: la producción de cada planta se programa en el tiempo para aprovechar las ventajas de sus características respecto a las de las otras plantas. Lo anterior requiere cálculos complejos para programar la utilización de las plantas, una red de información, controles remotos, un historial de la demanda, datos hidrográficos y las palabras claves utilizadas en el proceso, han sido tomadas de la ciencia de los sistemas como coordinación, integración, estabilidad, control, racionalización, pero también centralización. Esto conduce a una racionalización del sistema existente, una especialización de las plantas y a la eliminación de aquellas que no tienen espacio en el sistema optimizado. Los programas de mantenimiento tienen que coordinarse para minimizar la reserva del sistema. La red de transmisión también tiene que ajustarse a los nuevos flujos generados por la racionalización. Finalmente, el sistema tarifario tiene que cambiar para optimizar el factor de carga del sistema como un todo. En todos los países, los mayores desafíos de la interconexión no fueron los retos tecnológicos, sino la búsqueda de soluciones tanto o más innovadoras en el ámbito organizacional e institucional.

Esto se puede lograr por la integración total de los componentes del sistema en una sola empresa, pública o privada, capaz de buscar internamente la optimización de su parque de generación a corto y largo plazo. Es lo que Hughes llama "los sistemas planificados", y los ilustra con la experiencia de la RWE en Bavaria. En Francia, el mismo resultado se

logró mediante la nacionalización de las empresas existentes y su fusión en una sola, EDF. Como lo hemos visto, esta solución hasta ahora ha sido descartada en Venezuela desde las primeras intervenciones del Estado en el sector; pues siempre se mantuvo una pluralidad de empresas y la coexistencia del sector privado con el público. En este sentido, la creación de Edelca, dedicada exclusivamente a la generación, introdujo un elemento nuevo y obligaba a buscar otro modelo institucional de optimización.

La optimización también se puede lograr por la separación de actividades y la creación de un "mercado" de energía que obligue a despachar cada planta según el orden de mérito económico, bajo la dirección de un centro de gestión del sistema eléctrico. Este planteamiento, plasmado en la Ley Eléctrica venezolana de 1999, es muy reciente (en los años sesenta, dominaba el concepto de empresas verticalmente integradas y monopólicas). Sin embargo, Inglaterra desde los años veinte exploró una solución intermedia, que mantenía la diversidad de las empresas y su integración vertical, pero organizaba de manera centralizada la interconexión, la transmisión y el despacho económico. La creación del National Grid (Electricity Supply Act, 1926) tuvo resultados muy positivos, pero a la vez demostró lo difícil que es integrar sistemas preexistentes, no solamente en términos técnicos, sino también en términos institucionales y políticos. Así, se creó el Central Electric Board (CEB), una entidad pública autónoma que construyó y operó la red de interconexión y se encargó del despacho. El CEB compraba la totalidad de la energía producida por estas plantas, la vendía a las empresas y así podía optimizar la operación del sistema.² En el contexto de una industria eléctrica muy fragmentada y heterogénea³, la racionalización no era tarea fácil. El CEB, por ejemplo, tenía que escoger las plantas que se integrarían al sistema interconectado. El principio era claro; si una planta generaba energía a un costo mayor al costo promedio del CEB, no se integraba al sistema. El cálculo económico demostró que se podían integrar 60 plantas,

² Este modelo se parece a la solución implantada en Cadafé, que centraliza todos los intercambios de energía entre sus filiales. Se puede también hacer referencia a la noción de "comprador único" que fue un concepto muy controvertido en los debates de los años noventa en la Unión Europea.

³ En aquel momento el County of London todavía tenía 123 empresas eléctricas.

la Comisión Reguladora decidió que 118 podían entrar y, finalmente, el CEB integró 140 debido a presiones de diversa índole.

No todas las interconexiones vienen con este grado de integración. La interconexión Pennsylvania-New Jersey (PNJ) en 1927, por ejemplo, dio una respuesta claramente más conservadora que la de Inglaterra. La planificación, y la operación del sistema, se negociaban entre las tres empresas miembros (posteriormente fueron once las empresas involucradas). En lugar de un Central Economic Board autónomo, a la manera inglesa, se creó un "Comité de Pares". El sistema funcionaba técnicamente como una sola empresa, pero económicamente en forma individual y el contrato de interconexión se parecía a una alianza estratégica entre empresas independientes en torno a un proyecto común de largo plazo. Dentro de este modelo, se supone que todos los miembros tienen interés en la optimización del sistema, porque llevará beneficios a cada una de las partes (en este caso menor costo de la energía, un factor de carga más alto y reducción de la reserva necesaria). Sin embargo, una equitativa asignación de los beneficios de la interconexión entre los miembros del Comité es una tarea técnicamente ardua, y políticamente delicada, porque existe una amplia gama de comportamientos oportunistas mediante los cuales cada miembro puede tratar de sacar provecho de la interconexión a expensa de los otros; el interés de cada empresa no siempre coincide con la optimización del sistema.

La interconexión venezolana se parece a la solución escogida en Pennsylvania. En el caso venezolano, el contrato de interconexión de 1968 es un mero contrato privado de compra-venta, firmado entre tres empresas (dos públicas, Edelca y Cadafe, y una privada Elecar); para normar los intercambios de electricidad entre estos tres actores, Opsis, la oficina encargada de manejar el sistema interconectado, es similar al Comité de Pares instituido por la PNJ. Es un ente privado, propiedad de las partes. Su Junta Directiva está integrada por las tres empresas que firmaron el Acuerdo. Se creó un Comité de Planificación y un Comité de Operación. No existe integración alguna entre las empresas, sino cooperación. Cada empresa sigue definiendo libremente sus prioridades en cuanto a la proporción entre generación propia y compra de energía a terceros de acuerdo a su conveniencia.

El contrato de 1988 dice (Anexo 1.5.2.) que "Opsis será responsable por alcanzar una operación más económica". Sin embargo, no tiene autoridad para imponer un modelo de despacho. "Las instrucciones dictadas desde el despacho central a los despachos regionales" son instrucciones operativas, no pueden cambiar el programa de generación definido por cada empresa. ¿En qué medida este tipo de organización logra optimizar el sistema?

3 | Optimización e incentivos

Si bien el contrato de interconexión de 1968 es un mero contrato privado de compra-venta, con las características ya mencionadas, pretende sin embargo ir más lejos y "derivar los beneficios de la reducción de la capacidad de reserva, de la diversidad de demandas y de la operación más económica de los medios de generación" (cláusula 1.1).

El contrato, meramente privado, se presenta también como un documento público, puesto que incluye explícitamente metas de políticas públicas: "El propósito del Contrato es fomentar el desarrollo de la economía venezolana mediante el servicio de un amplio suministro de energía eléctrica al más bajo precio... La generación será despachada de manera a utilizar al máximo la energía hidroeléctrica" (Cláusula 6.1, y 7.6). Según la visión tradicional, la sustitución del combustible fósil exportable por una fuente de energía renovable, permite al país aumentar sus exportaciones y mejorar su balanza de pagos.⁴

En los estudios anteriores a la interconexión, este tema había sido ampliamente analizado: "Se había hablado de una distribución

⁴ Este argumento ha sido una constante a lo largo de los últimos cuarenta años. Un solo ejemplo bastará para ilustrarlo: "La hidroelectricidad tiene un papel fundamental en el ahorro de otras fuentes energéticas, tales como los hidrocarburos que son objeto de comercio en el mercado internacional (...) La generación de energía hidroeléctrica representará en el año 2000 en términos energéticos equivalentes, el 11,6% de las exportaciones petroleras actuales del país, lo que en términos de divisas significan 2,194 millones de dólares a precios de 1997" (Edelca, Macagua II).

equitativa de los beneficios de la interconexión, pero lograr este fin requiere un minucioso estudio económico". Se armó un modelo para el cual "se supuso que la generación de los sistemas sería operada utilizando el principio de un solo sistema, cargándose las unidades de acuerdo al método de valores incrementales iguales, con el objeto de utilizar al máximo la capacidad hidráulica disponible, se ajustaron los valores incrementales de rendimiento para las unidades hidráulicas de forma tal que fuesen menores que los valores correspondientes a las unidades térmicas" (Caveinel, 1966).

¿Cómo se puede lograr tal resultado cuando no hay integración entre las empresas, cuando Opsis no tiene poder alguno para imponer a las empresas un modelo de despacho? Las anteriores citas suponen que existe una posible coincidencia entre el interés de cada empresa, el interés del sector eléctrico interconectado como un todo y el interés del país.

En otras palabras, se supone que las empresas van buscando la mayor reducción posible de sus costos y tendrán interés en comprar la energía más barata disponible en lugar de usar sus propias plantas; en el mediano plazo, se supone también que las mismas tendrán interés en desarrollar un programa concertado y de mínimo costo para las inversiones en generación. Así, se logrará el máximo uso del potencial hidroeléctrico del país y el correspondiente ahorro de combustibles.

Tenemos primero que recordar una característica del sector eléctrico, la magnitud de las inversiones y el largo ciclo de vida de las plantas. Cuando aparece una fuente de energía más barata, las empresas tienen que seguir amortizando sus instalaciones existentes, y les puede resultar menos costoso generar electricidad con sus propias plantas y mejorar su factor de planta, que comprar a terceros energía hidroeléctrica más barata. La optimización del sistema como tal y la optimización microeconómica para una empresa en particular, no siempre coinciden. La suma de las optimizaciones de las partes no lleva a la solución óptima para el sistema.

En tal caso, hay que modificar las reglas del juego y definir incentivos que modifiquen el comportamiento de las empresas a corto y a mediano plazo. El corto plazo remite a la operación cotidiana del parque de generación con base en las plantas existentes. El contrato de

interconexión de 1968 venía con fuertes incentivos para propiciar la sustitución de la energía térmica por la hidroelectricidad del Gurí. Para lograrlo, otorgó precios diferentes a la energía contratada y a la energía de sustitución⁵ ofrecidas por Edelca. Al ofrecer la energía de sustitución a un costo muy bajo (se supone que para Edelca es una capacidad sobrante, que tiene un costo marginal nulo⁶), se incentivaba a las empresas a sustituir la energía, hasta ahora producida por su parque térmico, por la energía hidroeléctrica. Para lograrlo, el precio no debe superar el costo de combustible de la energía térmica, de tal forma que aun comprando energía a terceros, la empresa distribuidora pueda asumir los costos fijos de sus plantas y amortizar sus inversiones. A partir de 1988, este principio está inscrito de manera explícita en el contrato.

El mediano plazo remite a los programas de inversión. La optimización de los recursos hidrológicos se logrará siempre y cuando las empresas distribuidoras, en el momento de definir sus programas de inversión, tengan interés en contratar energía firme de Edelca en lugar de ampliar o reponer sus instalaciones propias de generación. Se supone que las plantas hidroeléctricas de Edelca tienen una ventaja comparativa suficiente en términos de costos para convencer a Cadafe y Elecar de contar con ellas para enfrentar buena parte del crecimiento de su demanda. En este caso, comprarán energía contratada, cuyo precio corresponde (según el contrato) a los costos reales de Edelca.

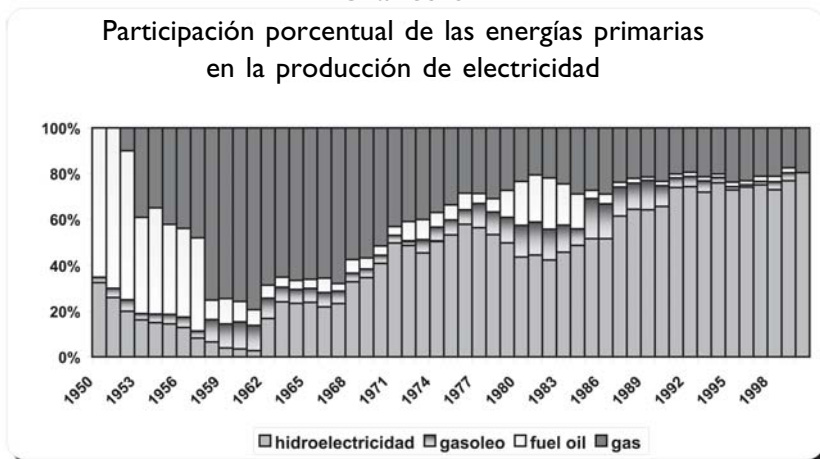
⁵ Tradicionalmente, la capacidad instalada en una planta hidroeléctrica se discrimina entre una energía firme —que la empresa puede comprometerse a ofrecer cualquier que sea la situación hidrológica— y la energía excedente, disponible en épocas de lluvia pero no en las de sequía. Obviamente, la primera se vende más costosa que la segunda. Pero en nuestro caso, la energía contratada no se define por criterios hidrológicos, sino por la demanda de las empresas que excede su capacidad propia (capacidad contratada = demanda máxima – capacidad acreditada). En consecuencia, la energía secundaria o de sustitución, se define por la capacidad existente en Edelca no comprometida y bien puede corresponder a una energía firme, sobre todo en periodos de capacidad excedentaria.

⁶ Cuando se trata de un periodo muy lluvioso, tiene sentido bajar aún más los precios: Durante el segundo semestre del año 2000, Edelca hizo "una oferta especial de energía excedentaria, periodo en el cual se dispuso de grandes caudales en el río Caroní (...). Se comercializaron estos excedentes a precios más bajos que los definidos para la energía de sustitución" (Memoria Edelca, 2000).

Así se genera un doble efecto; a corto plazo, el bajo precio de la energía de sustitución incentiva a usar menos el parque térmico existente en beneficio de la hidroelectricidad y, a mediano plazo, la ventaja competitiva de la energía firme, incentiva a sustituir inversiones en nuevas plantas térmicas por contratos de compra de largo plazo con Edelca.⁷

Los comentaristas opinan que durante la primera década de su existencia, el sistema interconectado funcionó de una manera satisfactoria: "el contrato de interconexión fue posible gracias a que los costos de generación de Gurí y Macagua eran lo suficientemente bajos para hacer atractiva a las otras empresas, la compra de la energía hidroeléctrica y fue por ello que el propio contrato de interconexión, con todos sus inconvenientes, funcionó hasta aproximadamente 1978, como un despacho económico de energía por las ventajas económicas que para las compañías representaba la utilización de toda la hidroelectricidad que era posible generar" (MEM, 1984).

Gráfico 5



⁷ El contrato de interconexión de 1968 definía los precios de la energía hidroeléctrica sin mecanismos de ajuste, lo cual equivale a un contrato de largo plazo a precio fijo (o decreciente por el efecto de la inflación).

Tabla 8
Comparación entre los contratos de interconexión 1968-1988

Contrato 1968	Contrato 1988
<p>Objetivos del contrato Derivar los máximos beneficios de la reducción de la capacidad de reserva, de la diversidad de demandas entre los sistemas y de la operación más económica de los medios de generación.</p>	<p>(...) asegurando la calidad y confiabilidad del servicio al menor costo posible, mediante la optimización en el uso de las instalaciones y de los recursos energéticos.</p>
<p>Planificación Plan de capacidad adicional para los próximos cinco años. El Comité de Planificación recomendará la magnitud, la programación en el tiempo, la ubicación y la propiedad de las plantas de generación y de la red troncal. Cada una de las partes estará autorizada para exceder la capacidad de las ampliaciones de planta recomendadas por el Comité... Sin embargo, esta capacidad será acreditada solamente cuando sea necesaria (5.6.; ver también 5.10). No se acreditará ningún aumento de capacidad hidro o termo que eleve por sobre el 25% la capacidad de reserva del SIN (5.11).</p>	<p>Las capacidades adicionales de generación, de la magnitud y el tipo requeridas, y la desincorporación de unidades de generación, se planificarán de forma tal que la composición de unidades y plantas y la localización geográfica de las mismas proporcionen generación económica y confiable (5.1). Las alternativas de expansión deberán evaluarse tomando en cuanto el mínimo costo nacional de inversiones más operación (Anexo 3). La expansión de la red troncal se planificará de forma tal que permita los intercambios... de manera económica y confiable.</p>
<p>Operación La operación se realizará de la manera más económica (6.1). La generación del SIN será despachada de manera de utilizar al máximo la energía hidroeléctrica. La energía hidro disponible en exceso será repartida de hora en hora entre Cadafé y Elecar proporcionalmente a sus respectivas capacidades contratadas (7.6).</p>	<p>Opsis será responsable por alcanzar una operación más económica (anexo 1.5.2). Despacho económico de generación: es la utilización de la cantidad de generación calculada por unidad generadora para alcanzar el objetivo de lograr la operación más económica a nivel nacional, de conformidad con la política energética —anexo 2.40 (ver Anexo 4).</p>
<p>Cálculo capacidad contratada Demanda máxima + capacidad de reserva = requerimientos de capacidad de generación. Requerimientos de capacidad – capacidad acreditada = deficiencia de capacidad de generación. Deficiencia de capacidad = capacidad contratada Energía secundaria entregada proporcionalmente a la capacidad contratada.</p>	<p>Obligación de capacidad Deficiencia de capacidad = capacidad requerida menos capacidad acreditada Los compromisos de capacidad firme complementan los requerimientos de capacidad de generación de la parte receptora para cumplir con sus obligaciones de capacidad.</p>
<p>Tarifas (8) Capacidad contratada: Bs. 8.250/kW Energía secundaria: Bs 0.00495/kWh Energía de economía: promedio entre costo incremental y decremental. (No está previsto un mecanismo de ajuste ni los principios para determinar tarifas)</p>	<p>Metodología establecida para la modificación de las tarifas (anexo 1.3.2) Anexo 6. Las empresas deberán ser financieramente sanas, sus ingresos deberán retribuir el capital invertido y los gastos. Los cargos por demanda más los cargos por energía, deberán cubrir los requerimientos totales de ingresos de la parte suplidora. Energía de sustitución: tarifa relacionada con el precio vigente del combustible desplazado.</p>

El Gráfico 5 representa la participación respectiva, en la generación de electricidad de los diversos insumos, hidro y termo, pero también de los diferentes tipos de combustibles, gas, fuel-oil y gasoleo:

- Los años 50 y 60 son el periodo de oro del gas, que sustituye poco a poco tanto a la hidroelectricidad (las pequeñas caídas de agua equipadas durante la época anterior), como a los derivados del petróleo. Al final del periodo, el gas cubre el 80% de las necesidades del sector.

- A partir de 1962, la tendencia empieza a revertirse, con el auge de la hidroelectricidad. Entran en servicio primero Macagua I y después Gurí, hasta cubrir el 60% de las necesidades.

- A partir de 1977, la tendencia se revierte otra vez, el peso relativo de la hidroelectricidad vuelve a disminuir, pero esto no se logra por una mayor participación del gas, que también retrocede, sino por el fuel-oil y el gas-oil, que en 1982 representan el impresionante total de 36% de todos los insumos.

- La hidroelectricidad vuelve a crecer a partir de 1983, conquista poco a poco el terreno perdido y obtiene progresivamente el papel hegemónico que tendrá en el año 2000, con una participación de 80%; gasoleo y fuel-oil han bajado a menos de 6%.

Obviamente, es imposible reconstituir a posteriori lo que hubiera sido un despacho óptimo a lo largo de este periodo en función de la demanda, de la disponibilidad de cada planta, de la situación hidrológica, día por día, hora por hora. Nuestra pregunta es otra: ¿han sido efectivos las reglas y los incentivos definidos en el contrato de interconexión?, ¿cuáles fueron los obstáculos a la optimización del sistema?

En 1982, el Ministerio de Energía y Minas tuvo que negociar un acuerdo con las empresas "en el cual se maximiza el uso de los recursos hidroeléctricos disponibles en el Gurí", lo que demuestra que no se lograría esta meta incluida en el contrato de 1968.

La negociación entre el Ministerio de Energía y Minas y las empresas eléctricas a principios de los años ochenta demostró que el sistema de incentivos no había permitido, o no permitiría, alcanzar la meta esperada. Por el contrario, según la hipótesis que queremos demostrar, este dispositivo generó más bien efectos inesperados y perversos: incentivó a las empresas a minimizar sus compras de energía contratada, para aprovechar la disponibilidad de energía secundaria. Además, los bajos precios de los combustibles pusieron en jaque la competitividad de la energía hidroeléctrica.

4 | Energía contratada y energía de sustitución

De acuerdo a lo que ya hemos comentado, la energía de sustitución se vende mucho más barata que la energía contratada. Obviamente, las empresas compradoras tienen interés en comprar la primera en lugar de la segunda. Y lo pueden hacer. Según los términos del contrato, tienen la obligación de comprar energía contratada cada vez que su capacidad instalada es inferior a su demanda máxima. Basta, pues, con tener una capacidad instalada equivalente a su demanda máxima, para que automáticamente se reduzca a cero la energía contratada, pero sin perder el acceso a la energía de sustitución. La norma que establece que "La energía hidroeléctrica disponible en exceso será repartida de hora en hora entre Cadafe y Elecar proporcionalmente a sus respectivas capacidades contratadas" (contrato 7.6) pierde sentido cuando la energía contratada es mínima, o nula, y cuando en cambio sobra la energía excedentaria de Edelca. A lo largo de los años ochenta, en el Informe Anual de Opsis se registra la siguiente frase: "Debido a la imposibilidad de aplicar los términos contractuales para la determinación de las capacidades contratadas de las empresas, los Comités procedieron a establecer las contrataciones en función del excedente de Edelca y de los requerimientos de Cadafe y Elecar". Esta es una manera de cubrirse las espaldas ante la violación del espíritu del contrato.

Las consecuencias saltan a la vista:

A corto plazo, la empresa compradora mantendrá su capacidad existente y no eliminará las instalaciones obsoletas ya que al mejorar su balance capacidad instalada/demanda máxima, podrá comprar muy poca energía contratada, pero sí mucha energía de sustitución. Por consiguiente, "no existe política de retiro de equipos. Eso puede explicarse por el hecho que la empresa necesita todos sus equipos, pero, teniendo en cuenta el precio del kWh producido por algunas de ellas, Cadafe tendría más ventajas en comprar mas energía en vez de producirla" (EDF, 1979 PT: 5). Pero, evidentemente, las empresas no tienen interés en retirar sus equipos obsoletos, puesto que esto las obligaría a comprar una mayor proporción de energía contratada. Además, no se puede desacreditar una instalación sino cuando la empresa lo solicita expresamente. Opsis no tiene autoridad alguna para obligarla y Edelca pelea con las manos atadas, porque obviamente no puede cortar el servicio a las empresas eléctricas (Ver también L. E. Prato et al, II Jornadas de Potencia, p. 439 y sg.). Esto explica pues los altísimos niveles de indisponibilidad observados en Venezuela, que se vuelven racionales en el contexto del contrato de interconexión.

La empresa también tratará de actuar sobre todos los parámetros que definen la capacidad contratada; de allí los permanentes conflictos en torno a la reserva de capacidad necesaria, en torno a la capacidad acreditada, o a la disponibilidad real de sus instalaciones. Estos temas estuvieron en el centro de la negociación de un nuevo contrato de interconexión, negociación iniciada en 1978, y que tardó diez años en culminar debido a las reticencias de las empresas a sincerar las reglas del juego.

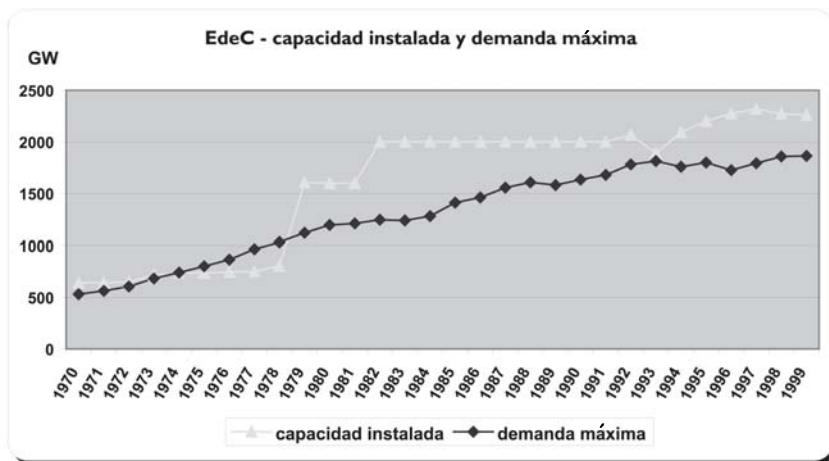
Además, las compras reales de las empresas raras veces coinciden con lo contratado. A lo largo del tiempo, Cadafe se ha vuelto experta en este tipo de artimañas. Un ejemplo: durante la semana del 2 al 9 de septiembre de 2002, Cadafe hubiera debido generar 288 GWh diarios según el compromiso adquirido en el 2001; al principio de la semana declaró una capacidad disponible para producir 213 GWh; pero la energía generada real no superó los 172 GWh. El segundo contrato de interconexión (1988) trató de eliminar este tipo de práctica estableciendo

que la facturación entre las empresas por concepto de capacidad, se realice de acuerdo a la disponibilidad efectivamente observada. Sin embargo, el problema no ha desaparecido. El rápido crecimiento de la energía contratada entre 1995 y 1999 (que pasa de 37% de la energía vendida a 48%) no se puede explicar solamente por el crecimiento de la demanda, sino también por una declaración parcial de los cálculos de capacidad disponible.

Así, la empresa logra comprar energía secundaria en lugar de la contratada, ahorra costos. Esto beneficia a la empresa y no a los usuarios porque la tarifa para el consumidor final no toma en cuenta estos ahorros. Un beneficio adicional resulta de la forma en que se determina el precio de la energía de sustitución que se fija tomando como referencia el precio del gas. Cuando el combustible sustituido es el gas-oil o el fuel-oil, el ahorro para las empresas es aún mucho mayor.

A mediano plazo, la empresa compradora tiene interés en ampliar su capacidad instalada, para mantener al nivel mínimo la compra de energía contratada y seguir con el mismo juego. Puesto que podrá amortizar sus inversiones aun cuando las instalaciones no funcionen, no corre riesgo alguno. Además, en el modelo tarifario vigente (cost plus), la inversión en nuevas capacidades de generación es la condición para conseguir aumentos tarifarios. Así se refuerza el círculo vicioso, se perpetua el modelo de empresas autosuficientes.

Gráfico 6



El caso de la Electricidad de Caracas ilustra perfectamente este proceso.⁸ En el Gráfico 6 se aprecia como la empresa tiene hoy en día una relación entre capacidad instalada y demanda máxima igual o incluso más favorable que al principio del periodo. Se encuentra ahora con la posibilidad de cubrir el ciento por ciento de su demanda y, además, de vender energía al sistema interconectado en épocas de sequía, tal como se dio en 2001-2002.⁹

⁸ Este análisis toma como argumento principal el comportamiento de Elecar: Se supone que esta empresa privada tiene un comportamiento "racional". El caso de Cadafe es algo distinto. Son muchos los factores que interactúan para determinar el comportamiento de esta empresa, que evidentemente no siempre es "racional" en el sentido usado por los economistas, porque muchas veces no conoce sus costos reales y no está sometida a una obligación de rentabilidad. Basta con revisar sus inversiones para entenderlo, así que la manera como Cadafe actúa frente a los incentivos del contrato de interconexión no permite sacar conclusiones directas sobre las mismas. Ese comportamiento específico de Cadafe, lo analizaremos posteriormente

⁹ Como lo hemos visto, Cadafe también amplió su capacidad de generación y la mantuvo al nivel de su demanda máxima.

Gráfico 7

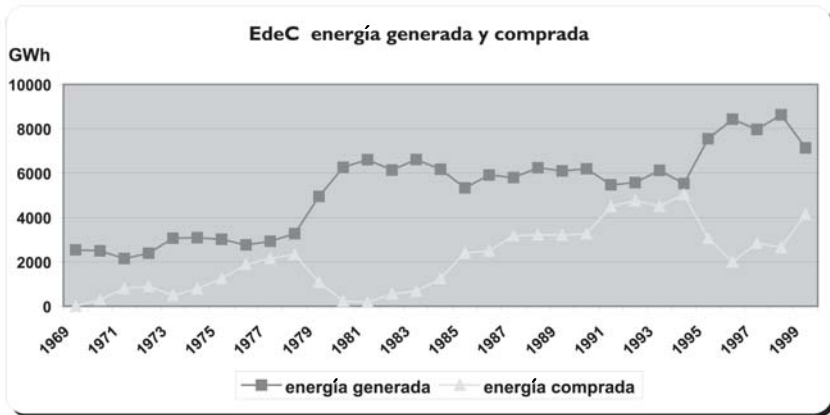
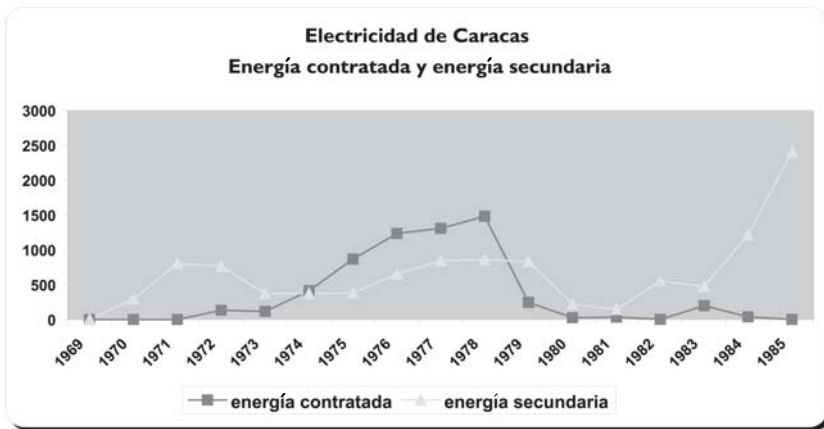


Gráfico 8



Los gráficos 7 y 8, a su vez, nos permiten analizar esta evolución en el tiempo. Durante la segunda mitad de los años setenta, la empresa tuvo una capacidad insuficiente, compró una alta proporción de su energía y lo hizo al precio de la energía contratada. Pero antes (de 1969 a 1973) y después a partir de 1982, es decir, durante la gran mayoría del periodo, Elecar compró únicamente energía secundaria, aun en épocas cuando compraba a Edelca hasta la mitad de su consumo.

"Las empresas rechazan energía firme de Edelca y ésta, a su vez, se ve obligada a ofertar energía excedentaria, cuando en realidad son volúmenes trasvasados de una categoría para otra"¹⁰ En 1997, la energía secundaria representó más de dos tercios de las ventas a la interconexión, lo cual reduce fuertemente el precio promedio recibido por Edelca. Vale recordar la gran diferencia de precio que existe entre estos dos "tipos" de energía desde el principio (una relación de uno a tres), pero más aun durante los años 80 y 90. En 1997, esa relación llegó a ser de uno a diez¹¹ por razones que explicaremos más adelante.

Además, en varias oportunidades, Edelca, para lograr vender su energía, ha ofertado rebajas de 25% y hasta 35% respecto al precio de la energía secundaria (el precio de la energía hidro se ajusta al precio del gas, y no al revés). Sin embargo, Edelca no conoce con precisión los costos de generación de las otras empresas y estas lo aprovechan para chantajearla diciendo que les cuesta más comprar energía a Edelca que generarla, y piden rebajas. Tal sistema de precios tiene un enorme impacto sobre las cuentas de Edelca, como también sobre los beneficios de las empresas compradoras.

En términos generales, se puede decir que ocurrió una gran distorsión en la distribución de los beneficios de la interconexión entre las empresas, en detrimento de Edelca, quien recibe por sus ventas al SIN un precio promedio muy bajo (por el alto componente de energía secundaria y su bajo precio) lo cual le hará más difícil cubrir sus costos fijos.

Además, el contrato de 1968 no contemplaba la actualización de sus tarifas de venta de Edelca, lo cual dificultó mucho los ajustes necesarios, en particular entre 1975 y 1980.¹² En el contrato de 1988 se estipula que los cargos por demanda más los cargos por energía, deberán cubrir los

¹⁰ *El Universal*, 26 de junio de 2000. Entrevista a Víctor Poleo, Director de Electricidad en el Ministerio de Energía y Minas.

¹¹ En el año 2000, esta relación había vuelto a un nivel menos exorbitante: 12,1 Bs. y 8,73, y la proporción de energía contratada había subido a 50%.

¹² Memoria Edelca 1977 - Necesaria alza tarifaria. Criterio deseable para determinar las tarifas: objetivo de rendimiento del 10%. Se prevee una alza de las tarifas para los clientes industriales en 1979. Memoria Edelca 1979 - "...se preparó un proyecto de ley programa que fue sometido al Ejecutivo Nacional pero que lamentablemente no llegó a ser discutido por el Congreso... Dicho plan incorporaba la necesaria revisión tarifaria". Memoria 1980 - Se introdujo nuevamente el proyecto de ley programa. Tampoco en esta oportunidad fue posible lograr su discusión en el Congreso. Se revisaron las tarifas con las empresas (industriales) de Guayana y se continuaron las conversaciones con ellas.

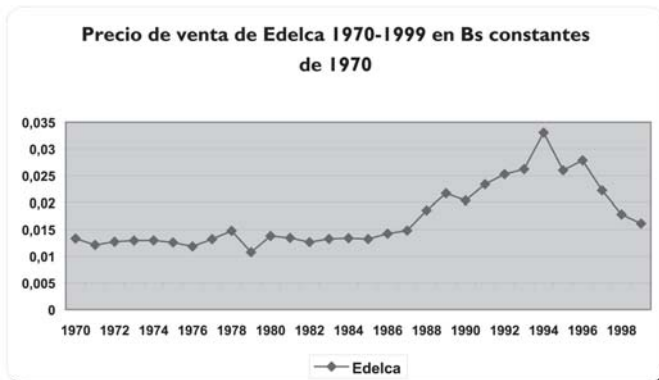
requerimientos totales de la parte suplidora y que la tarifa para la energía firme será igual a 1,1 veces el costo promedio de producción, sin embargo, como lo veremos más adelante, la evolución real del precio fue muy diferente.

En conclusión, el sistema de precios, que supuestamente debía incentivar las empresas distribuidoras a limitar sus inversiones en nuevas plantas térmicas, y a reducir su producción para privilegiar la compra de hidroelectricidad, ha producido efectos inesperados. Generó más bien estrategias (de corto y largo plazo) dirigidas a aprovechar el bajo precio de la energía secundaria y a limitar sus compras de energía contratada, lo cual produce a la vez, un esquema de generación inadecuado (no minimiza la termogeneración), y una transferencia de rentas entre empresas, en detrimento de Edelca.

Fenómeno paradójico, puesto que en el SIN la energía del Caroní tiene un papel claramente dominante: costos de producción bajos, capacidad excedentaria y posibilidad de modificar el equilibrio oferta-demanda, o sea, Edelca tiene todas las características de un enorme poder de mercado. Teóricamente, existe una fuerte asimetría a favor de Edelca. Sin embargo, quien sale perjudicada es ella misma. Se puede entender que el SIN generó altas rentas, pero en detrimento de Edelca, de la Nación, y de los consumidores.

El Gráfico 9 nos indica el precio promedio de venta de Edelca entre 1970 y 1999. Hasta 1986 permanece muy bajo, inclusive inferior al costo marginal. De 1986 a 1996, la situación mejora, a pesar de que en 1992 la tarifa no alcanzaba aún el 80% del costo marginal y, después de 1996, la inflación reduce de nuevo su nivel al de 1987.

Gráfico 9



5 | Capacidad excedente y competitividad de Edelca

La construcción de Gurí I se derivaba, como lo hemos visto, de una clara estrategia a favor de la energía hidroeléctrica. Sin embargo, en 1971, en el momento de definir la siguiente etapa de inversión, se da prioridad a la inversión térmica en la región central (Planta Centro, de Cadafe y Tocoa, de la Electricidad de Caracas).

Uno de los argumentos esgrimidos se refiere a que esas inversiones permitirán lograr un mejor balanceo geográfico entre oferta y demanda. Observemos que durante los años sesenta, ese fue el argumento presentado por los opositores a la construcción de Gurí, la solución alternativa al desarrollo hidroeléctrico. Pero esta decisión se explica también por la falta de recursos financieros disponibles para la etapa final del Gurí.

Sin embargo, el *boom* de los precios petroleros del 1973, con los ingentes ingresos fiscales que genera, cambia por completo este panorama financiero. En 1975, se inicia la construcción de Gurí II, lo cual significa que la solución térmica, en lugar de sustituir la opción hidráulica, se desarrolla en paralelo. El crecimiento acelerado de la demanda justificaba esta decisión.

Pero las obras del Gurí II se atrasan, precisamente en el momento en que la demanda de energía eléctrica se dispara y surge el temor de una escasez. Se toma entonces la decisión de construir 1200 kW de capacidad térmica adicional (unidades 4 y 5 de Planta Centro, unidad 9 de Tocoa). A su vez, este programa se atrasa y se toma una medida de emergencia, la compra de turbinas a gas con una potencia instalada de 400 MW.

El cúmulo de estas decisiones, produce un panorama energético totalmente diferente. En diez años, la capacidad térmica instalada ha crecido rápidamente y la generación térmica se duplica entre 1977 y 1982. La participación de la generación hidroeléctrica disminuye de casi 60% alcanzado en 1977, al 43% en 1982. Pero, al mismo tiempo las obras de la segunda etapa del Gurí se están terminando. Y para colmo de males, en el mismo momento cuando

todas estas nuevas instalaciones están disponibles, la demanda que había sufrido tremendos aumentos, cambia brutalmente su rumbo. La tendencia 1970-1977 indicaba un crecimiento interanual de la demanda de 10,4%. Entre 1977 y 1980, el ritmo se acelera aún más alcanzando un 18,7% anual. Pero de pronto, entre 1980 y 1982, la tendencia se revierte, el ritmo de crecimiento se reduce a un 4,6%. En 1983, después del viernes negro, se hace evidente que no se trata de un accidente coyuntural, sino de un cambio estructural que vuelve obsoletas todas las anteriores previsiones de demanda.

Obviamente, aparece una tremenda sobrecapacidad. En el año 1987, a una capacidad instalada de 17.700 MW corresponde una demanda máxima de solamente 7.100 MW. El documento del MEM de 1984 tiende a esconder la magnitud del fenómeno, al representar aisladamente la capacidad hidroeléctrica y la termoeléctrica, al calcular los requerimientos de capacidad con un factor de utilización de solamente 50% y al prever un crecimiento de la demanda muy fuerte (15.300 MW para el año 1998, cuando la demanda real para este año fue solamente de 10.800 MW).

A pesar de todo esto, en el gráfico elaborado por el MEM se puede ver la sobreoferta: para el año 1988, una capacidad instalada total de 25.000 MW frente a una demanda de 8.400 MW. De allí en adelante, la optimización del sistema se volverá mucho más difícil y conflictiva, hasta que el crecimiento de la demanda haya reabsorbido poco a poco la capacidad excedentaria.

Uno podría pensar que las enormes instalaciones de la segunda etapa de Gurí le dan a la energía hidroeléctrica una ventaja comparativa tal, que quien sufrirá la sobrecapacidad será la energía termo eléctrica. Pero, en este mismo momento, uno descubre que Edelca no tiene ventaja comparativa alguna, sino más bien ¡costos superiores a los de sus competidores! Primero porque la sobreoferta obliga a vender una enorme proporción de la energía generada a precio de energía secundaria. La proporción de energía contratada en las ventas de Edelca se había mantenido entre 40 y 60% durante los años setenta. Pero, de allí en adelante, esa proporción se reduce drásticamente hasta llegar a 16% en 1985 y 10% en 1991.

El estudio de 1984 calculaba que "aun con precios correctos, el precio de la energía secundaria representaría solamente el 41% del costo de la misma y en total Edelca no cubriría sino 65% de sus costos; esto se debe a la sobreoferta considerable" (MEM, 1984). Pero además de esto, la masiva oferta del Gurí no logra modificar los comportamientos de Cadafe o Elecar que siguen generando según su capacidad propia: "La generación termoeléctrica es más económica que la compra de hidroelectricidad (...) Por esta razón el MEM tuvo que intervenir en el año 1982 para que las empresas adquiriesen los excedentes de ese año" (MEM, 1984). Una encuesta realizada entre las empresas eléctricas para conocer sus previsiones para el periodo 1983-1987, mostró que La Electricidad de Caracas, por ejemplo, "no adquiriría ninguna energía hidroeléctrica en todo el periodo estudiado por cuanto tiene suficiente capacidad de generación por una parte, y por otro lado, su costo de generación por concepto de combustible a los precios vigentes es inferior al precio de la energía hidroeléctrica de sustitución".

Para entender como ha sido posible semejante cosa, hay que observar los precios de los combustibles usados para la generación termoeléctrica ya que ésta se vuelve más económica que la hidroelectricidad, gracias a la enorme distorsión existente entre los precios energéticos.

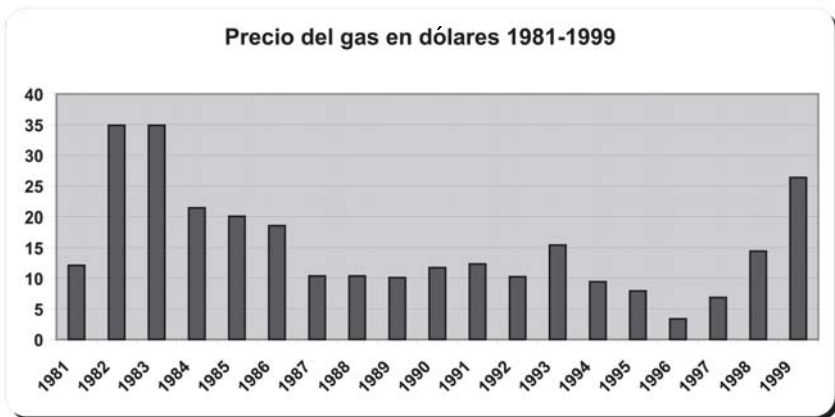
6 | El sistema de precios de las energías primarias

"Con la posibilidad de utilizar, para producir la electricidad, todas las fuentes de energía existentes, el factor precio de esas energías es de extraordinaria relevancia al momento de la planificación de la generación de electricidad, y en el momento de determinar la forma óptima de operación de las diferentes plantas" (MEM, 1984).

Lo que queremos demostrar es que los precios de los combustibles (gas, gas-oil...) se han mantenido bajos, generando una fuerte distorsión de precios en el sector eléctrico, reduciendo artificialmente la ventaja competitiva de la energía hidroeléctrica y modificando el orden de mérito económico de las instalaciones. Esto incentivó a las empresas a generar más electricidad térmica y a seguir invirtiendo en capacidad térmica.

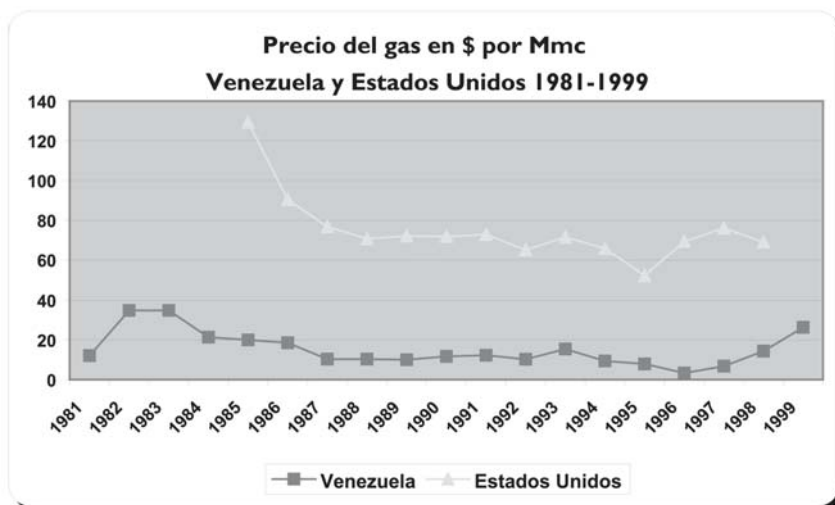
Para el sector eléctrico, el combustible de referencia es el gas. En el Gráfico 10 aparece el precio del gas para el sector industrial y eléctrico, en dólares, por mil metros cúbicos. Después de un pico en 1982-1983, el precio baja a lo largo de los años, se mantiene alrededor de 10 dólares y sigue bajando hasta llegar al nivel increíble de 3,35 dólares en 1996.

Gráfico 10



A partir de 1997, vuelve a crecer, pero no se debe sobrestimar el impacto sobre el sector eléctrico, puesto que a partir de la misma fecha se diferencia el precio del gas para la industria en general (3.405 Bs.) y un precio mucho más bajo para la industria eléctrica (1.897 Bs.). El Gráfico 11 compara el precio del gas venezolano con el precio del mismo combustible en los Estados Unidos. Durante todos estos años, el último está entre tres y siete veces más alto que el precio venezolano. "En cuanto a los precios internacionales, el precio promedio ponderado del residual y del gasoleo en el mercado interno, es de un 10% de su precio internacional y el del gas natural de un 4%" (MEM, 1984).

Gráfico 11



Por cierto, la comparación entre los precios venezolanos y los de EE UU es discutible. Al principio, el gas venezolano, asociado al petróleo, no tenía mercado y se quemaba o se inyectaba en los pozos. Poco a poco se desarrolló un mercado interno, para la industria y para el sector eléctrico, pero todavía sin posibilidad de exportación. Así que la referencia al precio internacional no tiene tanto sentido. De allí el debate generado por el BID cuando quiso imponerlo como precio en el mercado interno, en el momento en que se negociaba el préstamo para Caruachi.

En esa oportunidad algunos plantearon una alternativa, determinar el precio del gas para la industria eléctrica en función del costo del kWh hidroeléctrico; así la competencia entre las dos fuentes de energía podría desarrollarse libremente. En este caso, habría que incorporar al costo de la hidroelectricidad el precio del agua, calculado en función de la situación hidrológica.¹³

Pero aún con esta segunda opción, el precio del gas hubiera debido ser muy superior al precio imperante durante los últimos treinta años. "Los precios (de los combustibles), con excepción del aumento del precio del fuel-oil para Elecar y Enelven en 1976, se han conservado sin mayores alteraciones desde la primera mitad de la década del 60, es decir, aproximadamente unos veinte años" (MEM, 1984). El mismo estudio calculó el precio del gas necesario para hacerlo coherente con el costo de la energía hidroeléctrica: "esto llevaría el precio del gas a 204 Bs./1000mc. Esto supone aumentar el precio promedio de este combustible (1978-1982) en 5,6 veces".¹⁴

El bajo precio del gas se traduce en bajos costos para la generación térmica. El MEM calcula un precio promedio por combustible del kWh térmico: durante el periodo 1970-1982, este costo permanece relativamente estable, con una baja significativa de 1979 a 1982 (periodo en el que entra en servicio la nueva capacidad térmica). Después de una corta subida en 1983-1984, el costo vuelve a bajar. Lo mismo ocurre en 1990, con un aumento seguido inmediatamente de una disminución hasta llegar al nivel más bajo de toda la historia.

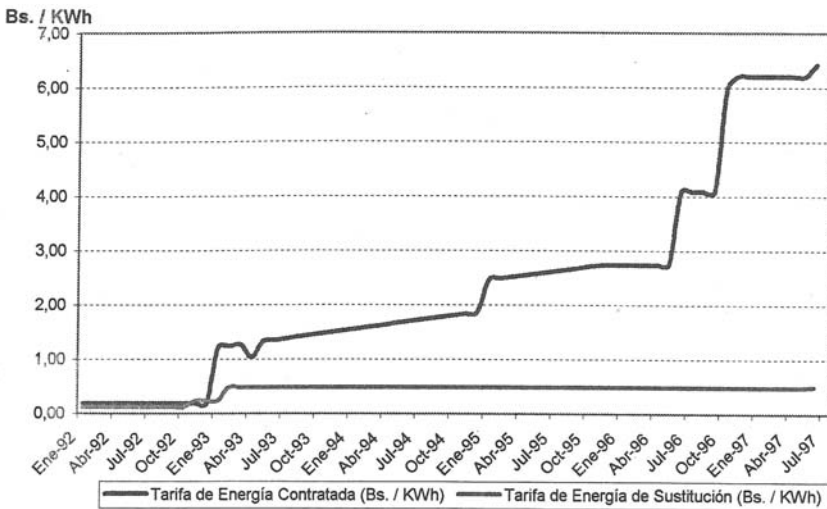
En cambio, el precio promedio de la energía hidroeléctrica, hasta 1983 permanece relativamente estable y casi siempre superior al costo por combustible del kWh térmico. En la Memoria de Elecar de 1970 se puede leer: "A partir de 1972 comenzará la adquisición mediante contratación de demanda, que resulta a un precio prácticamente equivalente a nuestro costo de generación". La energía contratada tiene un precio equivalente al de la generación térmica. A partir de 1984, la

¹³ Esto significa que el costo de la energía hidroeléctrica, al no incorporar el costo del agua, ha sido seriamente subestimado a lo largo del periodo.

¹⁴ V Plan de la Nación (1975): "el precio del millón de metros cúbicos de gas debe ser de 142 Bs. en vez de los 26 Bs. actuales".

relación entre las dos variables se vuelve mucho más caótica, uno sube cuando el otro baja, y viceversa. El precio promedio de Edelca pasa de 10 a 23 Bs. en 1994, mientras que el costo por combustible alcanza en 1995 su nivel más bajo, 5 Bs, o sea ¡casi cinco veces menos!

Gráfico 12
Tarifas de energía contratada y de sustitución 1992-1997



El Gráfico 12, ilustra las consecuencias de lo anterior. En periodos de violenta inflación, como ocurrió entre 1993 y 1997, la tarifa para la energía contratada sube rápidamente, pero el precio de la energía de sustitución permanece fijo debido a su relación con el precio del gas, es decir, decrece de manera acelerada en términos reales. Este gráfico parece realmente una caricatura de política energética, por la incoherencia entre las diversas decisiones públicas. Una de las consecuencias de este modelo es que provoca saltos muy bruscos y desiguales en los precios. En 1999, por ejemplo, el precio de la energía contratada aumenta en un 22%,

pero para la energía de sustitución el salto es mucho mayor: + 137%. También genera cambios violentos en el comportamiento de las empresas. Entre 1995 y 1997, por ejemplo, Elecar reduce sus compras en más de 60%, antes de volver a niveles cercanos a la situación anterior (ver Gráfico 7).

Por supuesto, esta política de precios tiene grandes impactos sobre la competencia entre hidro y termoelectricidad. Edelca tendrá necesariamente que adecuar sus precios de venta a esta realidad. A partir de 1981, Edelca reduce sus precios de venta a las empresas eléctricas, mientras suben los precios de venta a la industria pesada de Guayana. Así el precio de venta a la interconexión logra permanecer por debajo del costo por combustible del kWh térmico. La Tabla 9 revela la consecuencia de esta situación para Edelca:

Tabla 9
Contribución porcentual del SIN en las ventas
y en los ingresos de Edelca

Año	% en las ventas	% en los ingresos
1980	21	18
1985	36	31
1987	49	30
1991	56	26
1996	63	35

(Fuente: CESE 91 y 99)

Entre 1980 y 1996, la participación de las empresas eléctricas en sus ventas crece fuertemente, pero su participación en los ingresos crece muchísimo menos. En 1980, 25% de las ventas generaban 24% de los ingresos, pero en 1996, 63% de las ventas no contribuían sino en un 35% a los ingresos. Ese desequilibrio revela, o un subsidio cruzado entre la industria de Guayana y el sector eléctrico, o más bien un subsidio de Edelca a las distribuidoras eléctricas y, por consiguiente, una gran fragilidad del sistema.

El bajo precio de los combustibles empuja hacia abajo los precios de venta de la hidroelectricidad y compromete la rentabilidad de Edelca. "A pesar del ritmo ascendente señalado en las ganancias de la empresa, es importante observar su reducido valor en comparación con los activos fijos en operación. Este hecho obliga a una revisión de las tarifas de venta" (Memoria Edelca, 1975). El estudio ya mencionado de 1984 evaluaba el costo de generación hidroeléctrica en 0,1082 Bs/kWh, cuando su precio promedio en esa época estaba en 0,0353, es decir, 1/3 de su valor. En 1993, el Presidente de la empresa declaraba: "Edelca tiene un esquema de tarifas no acorde con los costos del servicio (...) El año pasado la rentabilidad sobre la base tarifaria revaluada hasta 1991 fue de 1,2%, muy lejos de la rentabilidad del 10% necesaria para que Edelca reciba préstamos" (Entrevista de E. Carrera en *Economía Hoy*, 5 de Octubre de 1993). Según esta declaración del Presidente, la empresa podría lograr este objetivo en 1995, por el nuevo esquema tarifario. Sin embargo, el precio promedio de venta, después de haber subido durante la primera mitad de los años noventa (duplicando su nivel en términos reales), vuelve a bajar hasta su nivel anterior en 1999; en consecuencia, la rentabilidad alcanzó el nivel de 3,8% en 1997 y siguió bajando hasta ¡1,5% en 1998, y 0,7% en 1999!

Consecuencias para el despacho

En 1984, el MEM enfatizaba la necesidad de un sistema de precios energéticos coherente y económicamente adecuado: "Un nivel de precios y estructura adecuados de los energéticos permitirá promover la producción de energía eléctrica de fuentes renovables de relativa abundancia y con un menor valor estratégico para el país. Por el contrario, un nivel de precios y estructura inadecuados impedirá trazar una verdadera política energética nacional. Este trabajo representa un intento de establecer una justificación para elevar el nivel de precio de los combustibles con miras a una sinceración de esos precios y darle ventajas comparativas a la generación de hidroelectricidad" (MEM, 1984).

El estudio encomendado por el MEM en 1984 sobre los precios de los hidrocarburos para el sector eléctrico, elaboró un modelo de generación con dos alternativas: el modelo POGÉ con el actual nivel de precios de los combustibles y de la hidroelectricidad, y el modelo POGO con un esquema de precios más coherente y más acorde con los costos reales de la hidroelectricidad. Al escoger la segunda opción, se podía lograr un ahorro de combustible del 25 al 27%.

Tabla 10
Ahorro de combustible esperado durante el periodo 1984-1987
por la sinceración de los precios

	Alternativa POGÉ		Alternativa POGO		Diferencia
Combustibles					
-residual (miles Ton)		14568		10624	-27%
-gasoleo (miles Lts)		2154		1610	-25%
-gas (miles m ³)		9210		6736	-27%
	1983	1987	1983	1987	1987 real
Generación hidroeléctrica GWh	15356	31031	17645	38697	30820
Generación térmica	22687	20806	20398	13140	19386
Total	38043	51837	38043	51837	50206

La segunda parte de la Tabla 10 nos indica cuál sería el resultado, en ambos casos, en cuanto a la cantidad de energía hidroeléctrica generada. La alternativa POGO hubiera significado un aumento de 7.700 GWh de generación hidroeléctrica, o sea un 25% adicional.

Pero, al comparar los dos modelos con los datos reales para el año 1987, se ve que la evolución real ha sido más parecida a la proyectada por el modelo POGÉ que a la del modelo POGO: la generación hidráulica representó solamente el 61% del total (cercano al 60% previsto por el POGÉ en lugar del 74% previsto por el POGO). Teóricamente Edelca hubiera podido producir en total 38.700 GWh (MEM, 1984) y apenas alcanzó los 30.000. La generación térmica, por su parte, se ubicó en un

55% del total, por encima de lo previsto en el POGO (19.386 GWh en lugar de 13.140).

Así que las medidas tomadas en 1982, si bien han logrado reducir el peso relativo de la generación térmica, no han permitido alcanzar lo recomendado por los expertos (que ya de por sí no apuntaba a la "mezcla óptima" sino a un compromiso que les parecía aceptable por las empresas compradoras y por el consumidor).

Al observar las curvas de los precios de combustibles, es previsible encontrar, diez años más tarde, una situación similar. Según Opsi, durante los años 1995-1998, Elecar tuvo un comportamiento caracterizado "por la autosuficiencia en generación, combinado con el esquema operativo que sigue esta Empresa, el cual mantiene para las horas punta una proporción de generación propia e importación de energía hidráulica de sustitución térmica de 80 y 20% respectivamente" (Opsi, Desempeño de las unidades de generación del SIN, 1995-1998). Mediante este esquema, la empresa optimizó el uso de su parque térmico (las unidades de turbo gas alcanzan una disponibilidad de 96%, del cual un 49% corresponde a los horas de servicio y un número similar de horas en reserva que permiten cubrir el déficit en momentos puntuales y para control de tensiones). Pero obviamente, esto no permitió la optimización del sistema y el máximo uso de la hidroelectricidad. El sistema de precios incentiva a las empresas a elaborar esquemas operativos contradictorios con la optimización del sistema.

Consecuencias sobre la inversión

Hemos visto cómo el bajo precio del gas ha dificultado la inversión hidroeléctrica, en particular para Caruachi. Sin embargo, no se puede decir que haya modificado el programa de inversión hidroeléctrica. Pero su impacto es mucho más claro en el caso del carbón, otro recurso energético importante del país que nunca ha logrado imponerse. En 1953, se elaboró un proyecto en el Táchira de 30 MW con base en el carbón de las minas de Lobatera. Al final este proyecto fue descartado por una oferta de los petroleros para llevar gas a Ola Fría, donde se construyó una planta a gas. En 1982, se hizo un estudio de factibilidad para un proyecto en la zona carbonífera de Santo Domingo; también se

elaboró un proyecto en el Zulia, previsto para entrar en servicio a finales de los ochenta, con financiamiento de CorpoAndes y CorpoZulia (CarboZulia, con carbón de las minas de Guasare), pero no se realizó debido a que no existía claridad sobre los precios del gas. Hoy en día el carbón venezolano se exporta, pero no se usa para generar electricidad.

A lo largo del periodo, la estrategia explícita de maximizar el uso de los recursos no petroleros y la generación hidroeléctrica, fracasa por un sistema de precios que genera incentivos en la dirección opuesta. La siguiente frase tomada del informe del MEM de 1984, podría servir de lema para todo el periodo, y simboliza la imposibilidad de la optimización del sistema interconectado: "A los precios vigentes de los combustibles, la generación termoeléctrica es más económica que la compra de hidroelectricidad".

Podemos mencionar también otra frase tomada del estudio de factibilidad económico-financiero de Caruachi, realizado en 1987: "...si el precio interno del gas se equipara con el precio internacional, las plantas térmicas pierden toda posibilidad económica de ser instaladas". Un sistema definido exclusivamente por grandes embalses y líneas de transmisión de 800 kV tampoco podría lograr la deseada optimización energética. El problema de la mezcla óptima, en cada instante, no se puede separar del problema de la estructura óptima del parque de generación. Hemos visto cómo en varias épocas hubo un debate entre los partidarios de un sistema centralizado basado en grandes obras hidráulicas, y los que pregonaban el desarrollo de sistemas regionales fundamentados en las capacidades locales de generación. En los años sesenta cuando la construcción de Gurí I, en los años setenta cuando abogaron por un mejor balanceo geográfico entre oferta y demanda y, a finales de los noventa, cuando muchos se opusieron a la creación de una Empresa Nacional de Transmisión, aduciendo que las plantas térmicas por construir deberían ubicarse en cada región, cercanas a la demanda, sin necesidad adicional de sistemas de transmisión de alto voltaje. El sistema de precios para las energías primarias tiene una estrecha relación con la estructura deseada del sector eléctrico venezolano.

7 | Una distorsión adicional: las restricciones

Un factor adicional que limita la optimización del sistema interconectado y que genera distorsiones en el uso del parque de generación, ha sido el conjunto de restricciones que afectan el sistema: restricciones de transmisión, restricciones en el suministro de gas, restricciones en la disponibilidad de las plantas termoeléctricas.

Restricciones de transmisión

Cada época tuvo un cuadro propio de restricciones de transmisión. Lo ilustraremos con la situación imperante en 2002¹⁵ en la que únicamente el área metropolitana de Caracas, la isla de Margarita y la zona de Guayana están exentas de este tipo de problemas. Para el Occidente existe un nodo de congestión, pues cuando la línea de 800 kV no está disponible, puede presentarse racionamiento en horas pico de hasta 600 MW en Maracaibo. En la subestación Yaracuy donde se alimenta la mayoría de la energía que se dirige hacia el occidente de la región andina, también existe otro nodo de congestión. En la región central, uno de los problemas más graves está ubicado en el suministro de energía al estado Falcón. Y la lista se alarga con los problemas en la región de los Llanos, en el litoral de Barlovento, en la región oriental desde la subestación de El Indio-El Tigre. También se observan restricciones en la generación por falta de capacidad de transmisión en San Agaton, Táchira, etc.; en lugar de una capacidad teórica de 800 MW, la capacidad real no alcanza los 580 MW.

Estos problemas afectan la confiabilidad del servicio y ocasionan racionamientos cuando la indisponibilidad de las plantas termoeléctricas no permite contrarrestar el efecto de las fallas de la interconexión. En los años noventa, el número de fallas mayores a 100 MW va creciendo año tras año; a partir del 2000, disminuyen paulatinamente. Un número de 10 fallas mayores de 100 megavatios es indicador negativo para la confiabilidad de una empresa. A principios del 2001, en sólo 4 meses ocurrieron 14 fallas de este tipo. Pero, las restricciones de transmisión

¹⁵ Presentada por el Presidente de Opsis en el Foro Regulatorio a principios del 2002.

también modifican la mezcla hidro-termo que dista mucho de ser óptima. En su evaluación de las unidades de generación 1995-1998, Opsis escribe lo siguiente: "A diferencia de otros países, en Venezuela las unidades Turbo Gas vienen siendo utilizadas como unidades de base, dadas las necesidades de generación de las áreas donde se encuentran ubicadas, originadas por las limitaciones de transmisión existentes; por tanto, no se pueden hacer comparaciones con los registros de la NERC y la CIER, las cuales las consideran como unidades de punta" (Opsis, 1999).

Esta situación se debe a varios factores. Por un lado, al mal mantenimiento de las instalaciones¹⁶, pero principalmente a los retrasos en los programas de inversión; las obras cuya culminación estaba prevista en 1995, aún en el 2002 no han sido terminadas.

Sin embargo, el conflicto entre Cadafe y Edelca constituye otro factor que a lo largo de la historia del sistema interconectado ha obstaculizado la definición de una política coherente de transmisión. Desde el inicio, Edelca quiso controlar la construcción y la operación de las líneas de alta tensión, elemento vital para poder vender su energía, y desconfiaba de Cadafe por sus problemas recurrentes relacionados con el mantenimiento. Cadafe, por su parte, argumentaba que Edelca estaba facultada para construir Gurí, no para entrometerse en la transmisión. Esto explica los permanentes conflictos entre las dos empresas en torno a las ampliaciones, la planificación caótica, las inversiones irracionales, como lo es la famosa línea a Puerto Ayacucho en 230 kV, que no tiene demanda¹⁷ y las quejas recíprocas en torno al mantenimiento de las líneas existentes.

Para superar este problema, surgió el proyecto para crear una empresa nacional de transmisión, que hubiera retomado los activos tanto de Cadafe como de Edelca. No por azar, este proyecto ha sido bloqueado

¹⁶ No se trata de problemas nuevos. Ya en 1979 el Ministerio de Energía y Minas hacía el siguiente diagnóstico sobre el sistema interconectado: "Ha sido evidente que el incumplimiento de los programas de mantenimiento por parte de las empresas, se ha reflejado en un servicio con una confiabilidad menor que la esperada" (MEM, 1979). En 1993, Enelven tenía una indisponibilidad en planta de ¡52,6%! (*Economía Hoy*, 7 julio de 1993).

¹⁷ "Línea de extraordinaria longitud y costo que no puede cargarse a la distribución local" (FIV, 1993).

hasta la fecha, como lo analizaremos más adelante y que representa otro desafío institucional que condiciona el éxito de la reforma en curso.

Restricciones en el suministro de gas

El volumen de gas usado para la generación eléctrica crece vertiginosamente en los años cincuenta y sesenta; se multiplica por diez entre 1953 y 1970. Pero, a partir de allí el panorama cambia. Entre 1970 y 2000 el consumo de gas se multiplica apenas por un poco más de dos cuando la electricidad generada se multiplica ocho veces. En el Gráfico 5, se ve claramente la reducción drástica de su peso relativo en la generación de electricidad. Una de las explicaciones se encuentra en el estancamiento de la producción nacional de gas (en 1995 la producción neta no supera la de 1970). Se trata de un gas asociado a la producción de petróleo y, en consecuencia, su volumen varía en relación directa con las fluctuaciones del mercado petrolero.

Otro factor ha sido las sucesivas políticas públicas. A raíz de la brusca disminución de la producción petrolera de 1973 y de la consiguiente reducción de producción del gas asociado, el V Plan de la Nación le da prioridad al uso industrial del gas, "evitando su uso como combustible."¹⁸ Esto explica el rápido crecimiento del gasóleo en la generación eléctrica a partir de esta fecha y de los residuales que se obtienen de la refinación de los crudos pesados. También explica por qué varias de las nuevas instalaciones térmicas construidas en los años setenta y, previstas para funcionar con gas, tuvieron que quemar residuales por falta de disponibilidad de este combustible.

Durante los años noventa, al contrario, se pondrá énfasis en la necesidad de desarrollar una generación térmica a gas, con las nuevas tecnologías más económicas de ciclo combinado, pero tampoco fue posible lograrlo porque PDVSA se negaba a firmar contratos de suministro a largo plazo, a pesar de hablar mucho de las gigantescas reservas de gas del país. Las promesas no cumplidas, la falta de interés de esta empresa por el descubrimiento y la valorización de los yacimientos de gas libre

¹⁸ En 1979 el MEM confirma esta política: "Descontinuar la utilización del gas natural como combustible, excepto en aquellos casos donde no existe otra alternativa" (MEM, 1979).

(en 1967, frente a la escasez de gas para la industria eléctrica, el MEM tuvo que intervenir para que se reabrieran pozos de gas no asociado que habían sido cerrados). (Memoria Elecar, 1967).

La disponibilidad del gas para la industria eléctrica ha sido durante mucho tiempo determinada por los intereses del sector petrolero, que ha usado gran cantidad de gas para su reinyección en los pozos. En 1992, la Cámara de la Industria eléctrica definía su principal reivindicación: "exigir que el consumo de gas por parte del propio sector petrolero se pague a su costo de oportunidad, es decir, el mismo precio que paga el sector eléctrico actualmente (700 Bs./1000 m³) y no a un precio ficticio de transferencia interna de la IPPCN, de 85 Bs./1000 m³ que propicia la ineficiencia en el consumo de este combustible y la distorsión de la política energética del país" (Caveinel, 1992).

Esto también se hace evidente en la operación diaria, cuando las empresas tienen que parar unidades de generación por falta de presión en el suministro de gas, como lo reportan con frecuencia los Boletines Semanales de Opsis. Por ejemplo, ya en 1996 se decía que Enelven padecía de restricciones en el suministro de gas, especialmente en las horas de punta (19h00-2h00). "Esta situación es del conocimiento del MEM sin que a la fecha Enelven logre un compromiso con la empresa Maraven" (Opsis, 1996).

A lo largo de estas décadas, el suministro de gas ha sido cuantitativamente reducido, y poco seguro por la continua incertidumbre en torno al volumen disponible, así como por la imposibilidad de firmar contratos a largo plazo.

"Aunque pueda parecer increíble, no existe una política definida de suministro de combustibles, especialmente de gas natural, para el sector eléctrico... Preocupa particularmente el hecho que la industria petrolera no esté en condiciones de dar garantías de suministro de gas natural... a pesar de la supuesta abundancia de las reservas probadas. Los casos de la Planta Centro de Cadafé y de la Planta Ramón Laguna de Enelven ilustran las consecuencias de este problema. En efecto, en ambos casos era el deseo de las empresas eléctricas que estas plantas consumieran gas natural... Sin embargo, en ambos casos no se obtuvo la garantía de suministro de gas natural por parte de la industria petrolera y hubo que

diseñar ambas plantas para la utilización de combustible residual" (Caveinel, 1992).

El reducido papel del gas en la generación se explica en buena parte por fenómenos de racionamiento, de restricciones en el suministro, de falta de garantía por parte del proveedor:

Restricciones en la disponibilidad de las plantas termoeléctricas

Optimizar el sistema no siempre significa maximizar la generación hidroeléctrica. En periodos de sequía, lo más importante es ahorrar el agua y darle prioridad a la generación térmica. Por ejemplo, para enfrentar la sequía de 1993 y para equilibrar los niveles del embalse de Gurí, la generación térmica creció en un 13,6%, mientras que el año siguiente, con una hidrolicidad mejor, se redujo en un 19% (-28% en el caso de Cadafe).

Tabla 11
Efectos de la sequía

	Energía térmica	Energía hidráulica
1993 / 1992	+ 13,6%	+ 0,4%
1994 / 1993	- 19,0%	+ 11,0%

Como lo hemos visto en el párrafo anterior, son momentos en los cuales el valor del agua es muy alto y tendría que reflejarse en su precio. Hasta ahora, no se ha usado el precio del agua como instrumento para reducir la generación hidroeléctrica en estas circunstancias, sino una reglamentación y unas reglas específicas para el despacho. En los boletines semanales de Opsis del año 2002, por ejemplo, aparece la siguiente noticia: "Para la semana del 9 al 15 de septiembre, Opsis continuará solicitando a las empresas propietarias de generación térmica mantener al máximo su generación disponible". Sin embargo, el ajuste esperado en el esquema de generación no siempre ocurre. Enfrenta un obstáculo inesperado la indisponibilidad de las plantas termoeléctricas.

Tabla 12
Capacidad instalada, disponibilidad real:
los compromisos de Cadafe en periodos de sequía

23 primeras semanas de 2002	Compromisos de generación	Generación efectiva
Cadafe	9.122 kWh	3.913 kWh
Edelca	18.452 kWh	23.453 kWh

Frente a la sequía imperante en el año 2001, las empresas eléctricas firmaron un acuerdo (publicado en la Gaceta Oficial del 30 de junio de 2001) según el cual se comprometían a generar una mayor cantidad de energía térmica para ahorrar agua. La Tabla 12 demuestra que Cadafe no honró ni el 43% de sus compromisos, circunstancia que obligó a Edelca a generar mucho más de lo previsto hasta llevar el nivel del embalse por debajo de la cota de emergencia. Gran parte del parque de generación de Cadafe no es realmente disponible, es puramente ficticio. Según los datos de OPSIS, la capacidad verificada de sus instalaciones apenas alcanzaba en 2002 el 48% de su capacidad nominal (84% en el caso de Elecar).

Tabla No. 13
Capacidad instalada versus energía generada

2001	Cadafe	Elecar
Capacidad instalada MW	3.628	2.341
Energía generada GWh	8.705	11.392

Fuente MEM

El parque virtual de Cadafe¹⁹ aumenta la capacidad excedentaria aparente y, a la vez, no es disponible para superar las emergencias. El caso más patético es la Planta Centro, verdadero elefante blanco, que nunca en su vida ha cumplido con la producción esperada. Hoy en día, su factor de utilización es sólo un tercio de su capacidad.

No se trata de una situación nueva. "Durante los años 1978 y 1979 bajo condiciones inminentes de sequía fue necesario tomar medidas preventivas tendientes a utilizar al máximo la generación térmica (...) Pero la indisponibilidad de generación fue superior al 19% razón por la cual las medidas preventivas no pudieron ser tan efectivas" (MEM, 1979).²⁰

Estas restricciones de transmisión, suministro de gas y disponibilidad de las plantas térmicas, dificultan aún más el ajuste del despacho a un modelo de generación óptimo. Son tres factores de gran peso ya que el futuro modelo de "mercado mayorista" puede también producir efectos inesperados si no se logran reducir drásticamente estas restricciones. Los resultados logrados hasta ahora en esa dirección son muy magros y demuestran que se trata de problemas estructurales de difícil solución.

8 | Un factor de inestabilidad del SIN: las deudas entre las empresas

El funcionamiento de un sistema interconectado exige que las partes cumplan cabalmente con el pago de sus deudas. Si una empresa compra energía y no la paga, desequilibra todo el sistema. Sin embargo, la historia de la interconexión se caracteriza por una deuda recurrente y creciente de Cadafe con Edelca.

¹⁹ Hemos analizado (Gráfico 6) la estrategia de Elecar para mantener su capacidad instalada al nivel de su demanda máxima. Un gráfico análogo para Cadafe demostraría que su capacidad superó con creces su demanda máxima de 1973 a 1994. No lo hemos incluido porque, como lo vemos ahora, buena parte de esta capacidad es ficticia.

²⁰ En 1983, la indisponibilidad promedia fue de 1.834 MW (por una capacidad instalada de 8.014 MW, o sea 23%, con 69 ocurrencias de indisponibilidad superior al 35%. (L. E. Prato et al, II Jornadas de Potencia, 1986). En 1978, Cadafe tuvo un índice de indisponibilidad de 55%.

Cuadro 4

Crónica de una deuda galopante

Memoria Edelca, 1972 - "A pesar de los esfuerzos realizados a todos los niveles de la administración, se mantuvo y aun sufrió aumentos la deuda que Cadafe mantiene con Edelca, deuda que ha ocasionado graves inconvenientes financieros a Edelca."

1974 - "Las cuentas por cobrar se han situado en niveles realmente inconvenientes. Este crecimiento se debe principalmente a la deuda que mantiene Cadafe (Bs. 50 millones). Dicho problema es permanente desde 1969." Esto obliga a Edelca a contraer deuda a corto plazo muy costosa.

1975 - Deuda de Cadafe: 166 MM de Bs. El capital de trabajo de Edelca se sitúa en niveles negativos. La empresa tiene que pedir préstamos a corto plazo con intereses muy superiores a los cobrados a Cadafe.

1976 - Cuantiosos préstamos a corto plazo por la CVG, debido a que el Ejecutivo Nacional no canceló la deuda de Cadafe a diciembre de 1975 mediante la ley de compensación de deudas intergubernamentales, y al continuo crecimiento de la deuda de Cadafe durante este año.

1977 - La deuda de Cadafe alcanza 265 millones

1978 - Deuda de Cadafe 348 millones "cantidad que corresponde aproximadamente a 44 meses de suministro de energía."

1979 - Deuda de Cadafe: 483 millones

1980 - Edelca firma con Cadafe el 20 de noviembre, un acta de conciliación de deuda (en el marco de la ley de conciliación, compensación y pago de deudas entre organismos gubernamentales) en la cual Cadafe acepta el monto de 480 millones. El Ejecutivo Nacional ha elaborado un proyecto de ley para proveer los fondos necesarios.

1981 - Deuda Cadafe: 774 millones (66 meses)

1982 - Deuda Cadafe: 817 millones (77 meses). En aquel momento, Sidor tiene una deuda de 21 meses, Fesilven 68 meses, Venalum 26 meses...

1983 - Pago parcial de la deuda de Cadafe, mediante la entrega de bonos de la deuda pública, por 300 MM. Sin embargo, el saldo por cobrar se ubica en 843 millones (63 meses). Edelca tienen que refinanciar su deuda externa.

1984 - Deuda Cadafe: 1.109 millones, (74 meses)

...

1989 - Deuda de Cadafe: 780 millones

1990 - 2.688 millones

1991 - 4.448 millones

...

1999 - Las cuentas por cobrar se elevaron a 346.000 millones (534 millones de dólares). El 70% corresponde a Cadafe y a las empresas de aluminio. Edelca, que tiene problemas de caja, recibe auxilios financieros del Ministerio de Hacienda para repagar su deuda.

Por cierto, en el contrato de interconexión aparece un incentivo, los intereses de mora que los deudores tienen que pagar, al atrasarse en sus pagos (cláusula 10.2). Pero resulta que tal incentivo se vuelve ineficiente en el caso de una empresa como Cadafe en el contexto político venezolano, donde las empresas públicas nunca tuvieron que asumir las consecuencias de sus decisiones. El cuadro anterior demuestra que las deudas se pueden acumular (¡hasta 77 meses de atraso!) a pesar de los esfuerzos de Edelca para cobrarlas. Cadafe sencillamente aduce que no tiene con qué pagar y que sus deudores tampoco la pagan. En el momento en que el peso de esta deuda pone en peligro la misma existencia de Edelca, el Gobierno asume el pago que casi nunca se hace con los ingresos de Cadafe.²¹ Y en seguida la deuda vuelve a crecer: Cadafe no es un cliente confiable, porque no es una empresa de verdad. Las empresas eléctricas nacionalizadas en 1975 adoptaron un comportamiento similar y contribuyeron, aunque en menor medida, a aumentar el volumen de la deuda.

El cuadro anterior también incluye las deudas que los clientes industriales contrajeran con Edelca: Sidor, Fesilven, Venalum, las industrias básicas de Guayana de acero o aluminio, que también eran empresas del Estado. Sin embargo, su privatización no cambiará radicalmente el panorama, por la compleja y contradictoria relación que sigue existiendo entre estas empresas y la Corporación Venezolana de Guayana (accionista de dichas empresas, y también propietaria de Edelca) como se ve hoy en día.

Además, se podría mencionar a grandes clientes públicos insolventes, como son las empresas hidrológicas, o el metro de Caracas. A finales de los 90, la Electricidad de Caracas consiguió que Edelca le suministrara directamente su energía; una vez más, los desequilibrios estructurales de estos sectores los tuvo que pagar Edelca.

Este proceso perverso trae consecuencias graves. Edelca tiene permanentes problemas de caja, circunstancia que la obliga a conseguir préstamos a corto plazo que afectan seriamente su rentabilidad. A veces la empresa ni siquiera tiene con que repagar su deuda externa contratada para la construcción de Gurí II y de las subsiguientes plantas. En su Memoria

²¹ A veces, Edelca recibe estos pagos en bonos de la deuda pública! Esto ocurrió por primera vez en 1983, y se volvió costumbre.

de 1999, por ejemplo, aparece lo siguiente: "Esta situación de iliquidez (generada por las deudas de Cadafe) obligó a Edelca a equilibrar su flujo de caja a través de auxilios financieros otorgados por el Ministerio de Finanzas para atender la deuda pública externa".

La morosidad de sus clientes también pone en peligro su capacidad de autofinanciamiento. Caruachi, por ejemplo, tenía que ser autofinanciado en un 55%, pero, ¿cómo asumir esta carga cuando la caja está vacía?

Peor aún, para Edelca pelagra la posibilidad de endeudarse: ¿quién va prestar dinero a una empresa que no logra cobrar por la energía vendida? Esa inquietud se manifiesta por ejemplo en 1993, en el momento en que la empresa está negociando un préstamo con el BID: "Sobre la confiabilidad en el retorno de su dinero que requieren los prestamistas, él (Presidente de Edelca) trajo a colocación la tormentosa deuda que con Edelca mantienen varias empresas eléctricas. Esto debe pagarse este año, ya que con compromisos así nadie va a prestar. Macagua II y Caruachi estarían ampliamente afectados si esto no se resuelve oportunamente" (*Economía Hoy*, 5 de agosto de 1993).

Un sistema interconectado no puede funcionar sin mecanismos efectivos para garantizar el pago de la energía intercambiada. Hasta la fecha, esto no se ha conseguido en el sistema interconectado venezolano, lo que representa su mayor debilidad. Por el momento, esto no ha obstaculizado su funcionamiento técnico, porque en última instancia, el Estado, propietario de los principales actores involucrados, asumía las consecuencias. Pero, la crisis de 2001-2002 ha demostrado la fragilidad del sistema, cuando la sequía y el bajo nivel del embalse en Gurí obligaba a promover la generación térmica; con muchísimo esfuerzo se logró convencer a La Electricidad de Caracas para que le vendiera energía a Cadafe, porque nadie confía en ella.²²

²² Después de muchos meses de negociación se firmó un convenio. Sin embargo, en septiembre de 2002, otra vez Elecar ajusta «su nivel de intercambio con el resto del SEN para no exportar sus excedentes de energía, debido a que el convenio de venta de energía de Elecar a Cadafe venció el 31 de agosto de 2002 y a la fecha está a la espera de respuesta a la comunicación enviada a Cadafe en la cual solicita saber si dicho contrato será renovado» (OP SIS, Boletín Semanal No. 38, 16-22 de septiembre de 2002).

Pero el desafío es aún mayor con la reforma aprobada en 1999, pues hay que tener en cuenta que no hay mercado mayorista de electricidad sin garantías de pago. En situación de competencia en la generación, no hay inversión posible en nuevas plantas sin garantías de pago. La experiencia colombiana demuestra fehacientemente que los inversionistas, al no tener tales garantías de pago, dejan de invertir, o exigen niveles de garantías y de precios exorbitantes (los PPA's firmados en 1992-1993).²³ Cuando surgió en Venezuela, en 2002, la modalidad de firmar contratos a largo plazo tipo PPA similares a los firmados en Colombia durante este periodo y en condiciones de emergencia parecidas al contexto colombiano de aquel entonces, de inmediato se buscaron fórmulas para que las empresas pudieran trasladar a la tarifa, al usuario final, los precios pactados en el contrato muy superiores a los precios actuales.

La experiencia anterior nos enseña que el problema de la morosidad y las garantías de pago, no se resuelve solamente con normas legales o incentivos económicos; se exigen cambios radicales en la manera como funciona una empresa como Cadafe y en el modelo de relación que tiene con el Estado.

9 | Conclusión

Cuarenta años de inversión masiva, el desarrollo del potencial hidrológico del río Caroní, y la interconexión de las diversas empresas para conformar un sistema nacional, han cambiado profundamente el panorama energético del país.

Sin embargo, se observan importantes fallas o distorsiones en este proceso, que han impedido lograr el uso óptimo de estos recursos. "El contrato de interconexión (...) no ha logrado una operación óptima originalmente anticipada" (MEM, 1979). El análisis de dichas fallas es importante a la hora de diseñar nuevos instrumentos y nuevas instituciones de regulación para el sector:

²³ Ver Ochoa, F. (2001) "La expansión eléctrica en el laberinto". Conferencia en el VI Seminario del Mercado Mayorista de Energía, Cartagena, 18 de octubre.

Las mayores fallas en las sucesivas políticas públicas para el sector, han sido la incoherencia del sistema de precios y el fracaso de los sucesivos intentos para corregirlo. Nunca se ha logrado definir la necesaria curva de indiferencia gas/agua, aspecto clave de un sistema de menor costo. El efecto más directo ha sido la reducción de las ventajas comparativas de la hidroelectricidad. Cuando se diseñó la reforma del sector y la privatización de las empresas a principios de los años noventa, la Cámara de la Industria Eléctrica, Caveinel, enfatizó la necesidad "de una política energética integral". Ninguna reforma del sector, ningún "mercado mayorista eléctrico", puede producir los efectos esperados si no existe una coherencia en la determinación de los precios tanto del gas, como de los combustibles petroleros y de la hidroelectricidad. La experiencia demuestra que no se trata de un problema fácil de solucionar, puesto que refleja la multiplicidad de los intereses en juego y de los centros de decisión dentro del aparato del Estado. No faltaron políticas sectoriales, pero sí la capacidad de unificarlas.

A ese primer aspecto, hay que añadir un problema identificado desde hace algunos años, la determinación del precio del agua. Cuando los sucesivos gobiernos hablan de la optimización de los recursos energéticos del país, hablan más bien de la mayor sustitución posible del petróleo (bien transable) por la hidroenergía renovable y hasta hace poco no exportable. Para ellos, entre mayor sea la proporción de hidroelectricidad, mejor. Sin embargo, la estructura óptima de un sistema eléctrico nacional nunca podrá alcanzarse con un ciento por ciento de hidroelectricidad, sino que, por el contrario, se requiere de una mezcla de tecnologías y de fuentes energéticas para lograr la mejor combinación económica posible.

Hay que tener en cuenta que el agua que se turбина también tiene un costo, debido a la alternancia de años secos y lluviosos. Por su parte, las variaciones en la demanda generan periodos de punta, es decir, la necesidad de una capacidad de generación usada solamente algunas horas al día, por oposición a una capacidad usada de manera continua, para atender la demanda "base", o semi-continua (semi base): la estructura de costos de la energía hidroeléctrica la hace adecuada para suplir la demanda base y cuando existe agua excedentaria —la demanda de punta—, pero no para cubrir toda la demanda.

La "mezcla óptima" dista mucho de darle el monopolio a la energía hidroeléctrica, porque tiene que combinar, de una manera específica a cada momento, varias energías primarias y varias tecnologías en función de su estructura de costos.²⁴ En 1993, se elaboró un modelo de optimización con base en la disponibilidad de agua a cinco años, bajo criterios de riesgos, lo que le dio a Opsis el instrumento técnico para determinar cada semana la cantidad de agua disponible y su valor, y así elaborar un despacho económico hidro/termo con orden de mérito. Queda por dar el siguiente paso, la eliminación del doble precio de la hidroelectricidad (contratada y de sustitución), porque en un momento dado el agua tiene un valor único. Esta unificación del precio de la energía hidro permitirá eliminar la distorsión en la utilización del parque de generación, en detrimento de la hidroelectricidad, por lo cual el funcionamiento del sistema se alejó mucho del menor costo (lo que quedó demostrado en el numeral 6) , y también corregirá la distorsión existente en la repartición de los beneficios de la interconexión entre los actores, en detrimento de Edelca (distorsión analizada en el aparte 4).

Pero hemos identificado también otras fallas

Según lo previsto por los negociadores del nuevo contrato de 1988, "Los intercambios de energía se basarán en técnicas de despacho económico aplicadas al sistema como si fuese una sola empresa" (Zambrano, 1986). Pero tanto después, así como antes de 1988, Opsis no ha tenido autoridad para imponer a las empresas (dueñas de esta Oficina) un real despacho económico. Los modelos usados por Opsis a partir de 1993, le dan la capacidad técnica de determinar la mezcla óptima termo/hidro, pero la distorsión entre los precios incentiva las empresas a programar su despacho de manera bien diferente, y Opsis no tiene capacidad jurídica ni peso político para imponerles su

²⁴ De allí los conflictos que surgen entre dos visiones sectoriales, la de la balanza de pago (maximizar la capacidad hidroeléctrica para exportar los hidrocarburos) y la del sector eléctrico (buscar la mezcla óptima entre la capacidad hidro y la capacidad termo). Edelca, para justificar sus planes de expansión, siempre estuvo del lado de la primera posición, junto con la industria petrolera.

programación. Nada cambiará mientras no exista un verdadero despacho económico, con transparencia en la determinación de los respectivos costos.

Los obstáculos que enfrenta la reforma desde hace más de diez años demuestra que la batalla política aún no ha terminado. Entre las observaciones al proyecto de ley eléctrica elaboradas en 1997 por el Comité Jurídico de Caveinel, Elecar propuso que el sector mantuviese una integración vertical, dado el propio ejemplo de Elecar que "es una empresa que durante 103 años lleva operando con mucho éxito con una estructura vertical". Propuso también incluir en la ley una tasa de rentabilidad garantizada, lo que remite claramente a un sistema de precios regulados con base en los costos reales, sin competencia ni despacho económico. En cuanto al grupo de trabajo de Caveinel sobre el Régimen Económico, en 1997 solicitó que hasta tanto las instalaciones existentes hubieran cumplido su vida útil, toda la capacidad acreditada recibiera una remuneración basada en sus costos reales, y que Edelca no colocara su capacidad sino hasta ¡igualar la oferta nacional a la demanda! (archivos de Caveinel). Estas propuestas dan a entender el volumen de renta que las empresas consiguen en la situación actual, y el costo de su eliminación para los actores que se benefician de ellas (se explica la postura de Elecar que reclama una indemnización de los costos hundidos cuando se abre el mercado mayorista).

Además, la optimización del sistema interconectado no se podrá lograr sin una mejora significativa de las restricciones de transmisión, de suministro de gas y de disponibilidad de las plantas térmicas. Tareas nada sencillas, no solamente por el volumen de inversión requerido, sino por la tremenda resistencia del sector a los cambios. Para no mencionar sino el tema de la transmisión, la reforma institucional, por la creación de una empresa nacional de transmisión, queda paralizada a pesar de que en la Memoria del FIV 1998 se puede leer: "se puede resaltar como un logro significativo en este año las iniciativas de las empresas Cadafe; Edelca y Enelven para la conformación de la Empresa Nacional de Transmisión que a partir del 1.º de enero de 1999 tiene previsto el inicio de sus operaciones" (¡sic!)

En fin, el problema de la morosidad y de la falta de seguridad de pago entre las empresas, se vuelve una condición fundamental para la

puesta en servicio del nuevo modelo definido en la Ley Eléctrica. Ninguna empresa privada invertirá un centavo en nuevas capacidades de generación si no se supera el problema (a menos que Elecar consiga, como lo está pidiendo, que se reconozcan en el cálculo de sus costos de distribución ¡las deudas llamadas incobrables!).

La optimización del sistema interconectado no es solamente un problema técnico, sino directamente político. Ya hemos visto, por ejemplo, como Edelca supuestamente tiene un enorme poder de mercado y sin embargo no logra siquiera cubrir sus costos, por un nivel de ventas inferior a lo que sería una mezcla óptima, por precios insuficientes, por problemas de cobranza. Hemos visto también cómo Elecar y Cadafe han sabido aprovechar la situación, cada una según su lógica. Se puede hablar de comportamientos oportunistas, que el modelo institucional de la interconexión no tiene la capacidad de superar. Sin embargo, también hemos visto cómo el contrato de interconexión y sus incentivos no explican sino una parte del fenómeno, la otra remite al sistema de precios, y a la falta de una política energética global y coherente.

Tendremos, pues, que volver al análisis de las instituciones.

Capítulo III

¿Quién regula? Historia de un "atraso institucional"

Introducción

El Estado ha tenido una gran influencia en la evolución del sector eléctrico, en su nivel de inversión, en su estructura, en su funcionamiento económico, pero sin establecer reglas del juego explícitas. Respecto a todos los otros países de América Latina, Venezuela tiene una característica muy singular: la falta de un marco legal para el sector eléctrico. Para ilustrarlo, basta con recordar los periodos en los cuales surgieron las primeras leyes eléctricas en la región. En Brasil, el Código de Aguas de 1934 marca el inicio de la regulación del sector hasta que la ley de 1957 reglamente el servicio público eléctrico. Perú obtuvo su primera ley eléctrica en 1955, Chile en 1959, Argentina en 1960... En cambio, la primera ley eléctrica en Venezuela se promulgó en 1999, y nunca se implantó.

Por supuesto, no faltaron las quejas de varios sectores sociales que reclamaban una definición de las reglas del juego, ni faltaron tampoco los proyectos de ley elaborados a lo largo del periodo, pero ninguno de ellos prosperó. Ya en 1963, se podía leer en un informe elaborado por la Gobernación del Distrito Federal: "Jamás se ha sancionado una ley u ordenanza que regule las actividades de la industria eléctrica. En este aspecto, nuestra legislación presenta un atraso de más de treinta años". En 1981, el General Alfonso Ravard escribió: "...después de los proyectos elaborados por la CVF en 1948 y en 1950, más de treinta años han

pasado desde la elaboración de este anteproyecto de legislación, sin que en Venezuela se haya podido legislar sobre la materia, siendo uno de los pocos países, si no el único, que en la actualidad carece de un instrumento de regulación de la materia eléctrica" (Alfonso Ravard, 1981). En diciembre de 1998, la Comisión de enlace del nuevo Gobierno todavía podía escribir: "Venezuela es uno de los pocos países que carecen de una Ley del Sector Eléctrico".

Un rasgo tan singular merece explicación. ¿Por qué Venezuela, a diferencia de sus vecinos, no ha logrado darle al sector eléctrico un marco legal? ¿Por qué han fracasado sucesivamente las muy numerosas tentativas para crear instituciones regulatorias? ¿Cuáles son los mecanismos que han permitido al sector sobrevivir y desarrollarse a pesar de la falta de marco? ¿Cómo se han venido transformando las actitudes de los diferentes actores respecto a este tema? Estos debates son más complejos de lo que uno piensa. A lo largo de esta lucha en torno a la conveniencia o no de la regulación, ocurre que las mismas personas van cambiando su posición, y a veces los opositores de ayer se tornan los más fervientes abogados de lo que antes rechazaban. Por eso hay que ubicar las sucesivas posturas en su contexto histórico.

En este capítulo no se trata de analizar el contenido de la regulación, sino de entender los mecanismos que, a pesar de la falta de un marco legal, han actuado para sostener el crecimiento y el funcionamiento del sistema eléctrico, cuándo y cómo el proceso regulatorio se ha ido formalizando paulatinamente, y hasta qué punto se ha vuelto institucional y no mera correlación de fuerzas coyunturales.

I | **Las empresas privadas y la "autorregulación"**

Las primeras empresas eléctricas nacieron de las concesiones municipales. Pero es preciso recordar que el primer uso de la corriente eléctrica fue el alumbrado público que sustituyó al alumbrado a gas. Los municipios otorgaban concesiones de alumbrado de las calles, por el uso del espacio público y determinaban en el contrato la tarifa

correspondiente a este servicio.¹ El llamado "alumbrado privado", o particular, no era sino una extensión del alumbrado público. La misma Gobernación del Distrito Federal lo reconoce cuando escribe en 1963: "Se conceptuó siempre el servicio de alumbrado particular como una actividad mercantil lícita más susceptible en teoría de ser explotada por cualquier persona natural o jurídica, y no como un servicio público".

La empresa de Caracas, Elecar, aprovechó este discernimiento para llegar a una conclusión radical: no hace falta crear mecanismos de regulación, porque las empresas se autorregulan, y porque una regulación pública traería más inconvenientes que beneficios.

Según su criterio, si bien el alumbrado público se rige por un contrato, el alumbrado particular remite a la libertad de comercio consagrada por la Constitución. La empresa no reivindica el monopolio del servicio en su zona de influencia, sino que, al contrario, afirma que no tiene y no quiere tener tal monopolio: "El Estado no se ha reservado el ejercicio de esa industria, y quienes la practican lo hacen amparados en la libertad de industria y comercio" (Electricidad de Caracas, 1964); "toda persona puede operar en la misma zona de competencia", dice un folleto de Elecar a principios de los años sesenta. H. Gómez (1963) reproduce este texto y comenta la posición de la empresa en los siguientes términos: "Es el carácter monopolístico el que lleva a la intervención gubernamental. Negado el monopolio, queda negada la justicia de la intervención pública". De hecho, el servicio de distribución eléctrica es un monopolio natural. Si bien al principio varias empresas pequeñas prestaban el servicio en diversas zonas de la ciudad, una vez establecida una red completa de distribución, ningún competidor podría asumir el costo de la construcción de una red paralela a la existente para competir con la empresa ya instalada. A Elecar le convenía mantener la ficción de una posible competencia dado que, la ausencia de un monopolio legal, le permitía argumentar en contra de cualquier regulación.

Más allá del argumento jurídico, la empresa afirma que la regulación traería consigo muchas consecuencias nefastas: "Esto confirma

¹ En Guarenas, la primera concesión se otorgó en 1919, la patente se estableció en 1944 y la primera ordenanza en 1959.

las observaciones muchas veces comprobadas que los monopolios sólo pueden existir con base en privilegios especiales amparados en el poder coercitivo del Estado y que por la inevitable influencia política, la regulación cause perjuicios mayores que los males que trata de remediar" (Zuloaga, 1963).

En una entrevista concedida por Oscar Machado Zuloaga a la revista *Momento* del 28 de junio de 1964, a la pregunta "¿por qué se oponen las empresas a la regulación tal como opera en Estados Unidos o Inglaterra?", el interpelado contestó: "aquí no estamos en Estados Unidos ni en Inglaterra, sino en América Latina" (citado por Pérez Alfonso, 1965). Cuando nació la regulación eléctrica en los Estados Unidos, los líderes de la industria apoyaron esta solución, porque una regulación gubernamental les parecía un mal menor frente a la posible municipalización de las empresas. Finalmente, aceptaron la regulación a cambio del reconocimiento jurídico de los monopolios territoriales que se iban creando de hecho. La figura de Insull, en Chicago, ilustra esta postura del sector privado (Jacobson, 1995). En cambio en Venezuela, durante muchas décadas, las empresas privadas eléctricas se opusieron abiertamente a cualquier forma de regulación pública. R. Zuloaga presentó en 1962 una ponencia titulada: "The performance of a non-regulated enterprise" y lo hizo en la Great Lakes Conference of the National Association of Railroad and Utility Commissioners, es decir, ¡en el mismo templo de la regulación! (citado por Myers, 1969).

Ese desafío a las ideas comúnmente aceptadas no fue un hecho aislado. La Cámara Venezolana de la Industria Eléctrica Privada publicó una serie de estudios en 1965, 1966 y 1967 para defender ese punto de vista. Y el mismo Banco Mundial, que años después impondrá la creación de Comisiones de Regulación en todo el mundo, apoyaba esta postura, y descartaba en aquel momento la necesidad de tal regulación: "Se está considerando el control de las tarifas por una comisión de cierta forma. Puesto que el nivel actual de las tarifas de electricidad es razonable, la misión no ve ninguna necesidad que apremie dicho control. Los planes de desarrollo de las compañías privadas aunque no están sujetos a la revisión del Gobierno, son por demás satisfactorias (...) Su expansión no debe ser sofocada por una regulación innecesariamente rígida" (Informe de 1960, citado por R. Zuloaga, 1963).

Más que una posición circunstancial, la postura de Zuloaga pretendía ser un planteamiento teórico en el sentido de que no hace falta una regulación pública, porque las mismas empresas privadas se autorregulan y logran a menor costo el mismo resultado: "Los precios residenciales promedio de la electricidad bajaron más de un 30% en los años comprendidos entre 1947 y 1957. Es de trascendental importancia observar que ésta, considerada sin duda una de las principales funciones de las entidades reguladoras, ha sido cumplida tan favorablemente por nuestra empresa privada. Desde nuestro nacimiento hasta hoy hemos operado sin regulaciones, sin embargo, la compañía se ha regulado a sí misma. Hace mucho tiempo hemos comprendido que somos servidores públicos con todas las responsabilidades inherentes, pero sin perder de vista que para servir bien debemos crecer y prosperar".

Esa autorregulación no procede de algún altruismo, sino que remite a mecanismos de mercado: "De todo lo que he dicho anteriormente no quiero inferir que las empresas de servicio público de propiedad privada han operado del modo descrito simplemente debido a su generosidad; lo que quiero puntualizar es que las presiones del mercado son tan fuertes y tienen tantos modos de manifestarse que ninguna compañía privada, ni aun las de servicios públicos (excepto las de propiedad gubernamental) pueden resistirlas (...) El tamaño de la Compañía en relación con el de la comunidad y el hecho de que tenga que cobrar a todo el mundo, son razones suficientes para que todos vigilen su conducta, sus medios, sus actos y sus procedimientos, y esta vigilancia continuada (sumada al respaldo cierto del gobierno cuando de controlar se trata) aunque sea pobremente educada y preparada la comunidad, producirá el más efectivo resguardo de los intereses de esa comunidad".

Esa actuación de la empresa "se realiza sin que existan especiales organismos reguladores. Se demuestra así fehacientemente que la competencia potencial, la competencia de sustituto, la opinión pública y otras fuerzas del mercado son organismos poderosos y eficientes para garantizar la buena prestación de servicios; circunstancias que deben ser muy tenidas en cuenta ante la creciente tendencia a crear costosísimos organismos burocráticos que sólo sirven para entorpecer gravemente la actuación de las empresas".

Sería fácil ironizar sobre esa noción de "autorregulación". Sin embargo, vale la pena reflexionar un poco sobre las condiciones que le han permitido tener fuerza suficiente para postergar la creación de mecanismos regulatorios explícitos durante décadas, mucho más que en cualquier otro país. De hecho, el sistema se ha mantenido relativamente estable y próspero. Si uno entiende la palabra "regulación" en su sentido cibernético, hay que reconocer que el sistema se autorreguló y logró mantener, a la vez, una rentabilidad alta, un nivel de inversión suficiente, al menos en Caracas, para atender la demanda y una estabilidad sociopolítica suficiente para que no entrara en crisis. ¿Cuáles han sido los factores que han permitido tal desempeño?

·Se debe mencionar en primer término, el *contexto económico*. Hasta finales de los años sesenta, los costos de la energía eléctrica tuvieron una tendencia histórica a la baja, en razón a los adelantos tecnológicos y las economías de escala. Para las empresas eléctricas, el problema no era subir sus tarifas, sino tener la capacidad de resistir la presión hacia la baja. Cada día de espera significaba ingentes ganancias y los contratos de concesión municipal vigentes no establecían sino tarifas topes, sin mecanismos de ajuste. En este contexto, la "autorregulación" era mucho más favorable para ellas que un modelo de regulación formal. En cambio, en otros países de la región se observaban alzas tarifarias, debidas a la inflación, más que a la evolución específica de los costos eléctricos. Brasil, Chile o Argentina entraron temprano en una espiral inflacionaria, las empresas tuvieron que incrementar sus tarifas y conseguir autorizaciones para superar los topes establecidos. Se diseñaron entonces mecanismos de regulación al estilo norteamericano, con su metodología de cálculo de los costos. En Venezuela, no hubo inflación hasta los años setenta. En periodo de costos decrecientes, el modelo de tarifas tope sin mecanismo de ajuste afecta a las empresas de los países con alta inflación, pero favorece a las empresas de los países que no la tienen.

·Cuando cambió el contexto, cambió también radicalmente la actitud de las empresas frente a la regulación; presionaron para que se establecieran reglas claras en materia tarifaria y un marco jurídico que garantizara su

rentabilidad. Los mismos que decían en 1966 "Afortunadamente no existe una regulación formal de las tarifas" (CVIE, 1966), declaran después: "Para mantener una rentabilidad aceptable y justa para las empresas (...), deben implantarse algunos mecanismos institucionales que garanticen tales gestiones. El mecanismo mundialmente utilizado es la regulación, por parte del Estado, de la rentabilidad de las empresas, lo que se acepta por tratarse de un monopolio natural (...) Este mecanismo resulta favorable y deseable" (Elecar, 1985). El mismo documento insiste en la necesidad de un marco jurídico, de una ley eléctrica, "esperada ¡desde hace más de 25 años"! Es interesante observar que en aquel momento Elecar sí reconoce su posición monopólica y la usa como argumento ¡a favor de la regulación!²

·La explicación también se debe buscar en el *contexto político*. Según R. Zuloaga, la llamada "autorregulación" era posible gracias a la "vigilancia continuada" de la comunidad, "sumada al respaldo cierto del gobierno cuando de controlar se trata". Sin embargo, la larga dictadura de Gómez aseguró a las empresas privadas, hasta el año 1936, un nivel muy bajo de "vigilancia" ciudadana, porque no existía posibilidad de presión y mucho menos apoyo del Gobierno a tales presiones. Durante el breve periodo 1945-1948, las cosas cambiaron y el mismo Gobierno impuso una rebaja tarifaria. Pero, pronto volvió la dictadura y un contexto más favorable para las empresas privadas. A la lucha ideológica se añadió la conquista de posiciones de poder. El nombramiento de Oscar Machado Zuloaga en la CVF, cuando Pérez Jiménez, les permitió revertir la tendencia y postergar las veleidades de regulación. No por azar, la situación cambió otra vez en 1958, cuando cayó la dictadura, porque la correlación de fuerzas ya no era la misma y la "autorregulación" estuvo perturbada por la irrupción de nuevos actores. Desde el año 1960, Oscar Machado

² En 1991, cuando quiso asumir el servicio de agua y alcantarillado de Caracas, la empresa declaró: "Esta concesión tiene que ser exclusiva, puesto que como Uds. bien lo saben, los servicios públicos no pueden ser compartidos" (Luis José Díaz Zuloaga, en FIV, 1991).

Zuloaga trabajó en la creación de la Cámara Venezolana de la Industria Eléctrica, para defenderla contra "la corriente nacionalizadora que amenazaba al sector eléctrico con la expropiación" y contra la corriente reguladora, no menos preocupante.

2 | Los municipios despiertan, las empresas contraatacan

Cuando nace la industria eléctrica, el primer interlocutor de las empresas es el municipio. En Venezuela como en el resto del mundo, es un cliente por el alumbrado público, una autoridad pública que autoriza el uso del espacio público para el tendido de redes (concesión), un fiscal de los tributos que le adeuda la empresa (regalías, patente) y, en términos mucho menos claros, es también de algún modo, el representante primario de la colectividad de usuarios del servicio eléctrico (la determinación de las tarifas de alumbrado público viene usualmente con algunas indicaciones sobre las tarifas para el alumbrado particular, y más tarde los municipios redactaron ordenanzas para el servicio eléctrico).

Pero en Venezuela, los municipios estaban más débiles aún que en otros países de la región, debido a una urbanización tardía, al centralismo extremo de los gobiernos dictatoriales y, a partir de los años treinta, al efecto centralizador del petróleo. Cabe mencionar que antes de la muerte de Gómez en 1936, los municipios, además de su debilidad financiera, no tenían autonomía política alguna: "La Municipalidad, que había llegado a su absoluta anulación en la dictadura gomecista, tuvo que iniciar el doloroso proceso de recuperación" (Pérez Alfonso, 1965). El episodio del Concejo Municipal del Distrito Federal en 1938 ilustra esta debilidad:

Al Concejo se le trataba de mantener aislado de absolutamente todo lo administrativo, y por tanto, difícilmente habría podido entrar a conocer la forma como se cumplían los contratos con las empresas. Con todo, desde entonces, se tenía plena conciencia de la gravedad de la situación general y de la necesidad urgente de ponerle término. Esto se comprueba

con lo sucedido al vencimiento del contrato con la Electricidad de Caracas en septiembre de 1938. El ciudadano Gobernador del Distrito Federal se dirigió a la Electricidad de Caracas en el sentido de que debía continuar suministrando el Alumbrado Público del Departamento Vargas 'hasta que se perfeccionase el mencionado contrato que estudiamos las partes interesadas. Hasta la fecha no se ha suscrito dicho contrato' (...). Se olvida informar que a esa situación se llegó porque el Concejo Municipal, en cuenta del vencimiento del contrato, resolvió municipalizar ese servicio público ordenando adscribir a la administración pública Municipal...

Una decisión formal del Concejo Municipal electo queda sin efecto alguno, por decisión unilateral del Gobernador, funcionario nombrado por el Gobierno Central.

"Planteada así la situación se comprende la comunicación del Gobernador y el hecho extraordinario de que el contrato vencido jamás se renovará, pues la aprobación por el Concejo quedó descartada" (ibíd).

No se lleva a cabo la municipalización, pero tampoco se renueva el contrato. Desde este momento, Elecar presta el servicio sin ninguna base legal o contractual. Así se entiende mejor el tema de la autorregulación: "Sin mecanismo alguno de control oficial, y sin incurrir por lo tanto en todos los inevitables efectos que estos mecanismos implican, la industria eléctrica ha obtenido un beneficio objetivamente razonable y ha logrado además que más de la mitad de esos beneficios se transformen en nueva inversión" (Elecar; 1969; ver Gómez, s/f., p. 41).

Esto ayuda a entender por qué no se observó en Venezuela un proceso de municipalización de las empresas privadas eléctricas. El debate en torno a la municipalización del servicio, se dio en los Estados Unidos a principio del siglo veinte (y provocó la creación de las Comisiones de Regulación a nivel de cada estado), o en Berlín que municipalizó el servicio en 1915, como lo hicieron también las grandes ciudades colombianas (Medellín en 1918, Bogotá en 1927), pero tal debate apenas se inició en Caracas en 1938, y abortó inmediatamente.

Ayuda también a entender la gran diferencia entre Venezuela y Colombia cuando nacen las políticas de fomento. En Colombia, la intervención pública masiva en el financiamiento del sector eléctrico

ocurre entre 1936 y 1940, y se define más que todo por un apoyo nacional a los municipios, por el Fondo de Fomento Municipal (Cuervo, 1992). Por eso, la industria eléctrica colombiana estuvo dominada por las grandes empresas eléctricas municipales (Bogotá, Medellín, Cali, etc.) En Venezuela, por el contrario, los municipios han sido marginados tanto por los Gobiernos que favorecían a las empresas privadas, como por los que fomentaban el desarrollo del sector público. A partir de 1945, la reestructuración del sector se dio bajo la tutela directa del Gobierno Nacional.

No obstante, la caída de Gómez, y más aún la de Pérez Jiménez, coinciden con un despertar de los municipios. Las primeras grandes crisis políticas en el sector eléctrico surgen en Caracas a raíz de conflictos entre empresas y concejos municipales. Se desarrolla un conflicto cuyo contenido remite a problemas regulatorios clásicos, pero cuyo manejo obedeció a una lógica muy diferente.³

Como lo hemos visto, el contrato de concesión firmado en 1912 por 25 años, no había sido renovado formalmente en 1937, pero se consideró que por tácita reconducción seguiría vigente por otros 25 años. La empresa había tenido que rebajar sus tarifas en 1945, por decisión de la Comisión Nacional de Abastecimientos, y en 1957 con motivo del aval otorgado por la CVF sobre pagarés emitidos por Elecar. En 1959, después de la caída de Pérez Jiménez, la Municipalidad de Caracas se encuentra en una situación fiscal delicada, por el Plan de Emergencia definido en 1958, o por la magnitud de las obras inconclusas heredadas de la dictadura.

Entre las medidas adoptadas para superar la crisis fiscal, la Municipalidad cuestiona la factura y el modelo tarifario del alumbrado público, y suspende sus pagos. Una Comisión Técnica nombrada por el Gobernador del Distrito Federal toma como punto de partida el contrato anterior y su interpretación por la empresa eléctrica (lo que critica el ala izquierda de Acción Democrática, por ser el contrato una herencia de la dictadura) y propone un nuevo contrato a partir de 1962. Elecar rechaza

³ Para analizar este conflicto, nos apoyaremos en el libro de Myers (1969), en los escritos de Pérez Alfonso (1965), de Prieto Oliveira (1964), así como en el Informe de la Comisión nombrada por la Gobernación del Distrito Federal (1963), y en varios documentos redactados por Elecar (1964, 1965, 1966).

este documento. Después de las elecciones municipales de 1963, se inicia una fase de negociación política. Los marxistas dicen que se debe traspasar el servicio a Cadafe, la empresa pública (quien no tenía la capacidad de asumir dicho servicio y rechazó la propuesta). Algunos proponen, entonces, la nacionalización de la empresa. El Secretario General de Acción Democrática para Caracas, entrevistado por *El Nacional* el 17 de abril de 1964, declara que la empresa se debe municipalizar. Otros reclaman una regulación integral del sector (Prieto Oliveira, Pérez Alfonso), cuestionan el equilibrio financiero global del servicio y no únicamente el problema del alumbrado público y elaboran un nuevo proyecto de ley eléctrica, el cual es entregado en 1965 a la Contraloría del Distrito Federal. Se desata una lucha política entre radicales y pragmáticos moderados, estos últimos liderados por Gonzalo Barrios, ministro de Relaciones Interiores y R. Leoni, presidente de la República, quienes obtienen la victoria en 1967 lo cual desemboca en una profunda crisis dentro de Acción Democrática.

Pero para entender el desenlace del conflicto eléctrico, tenemos que mirar también hacia otros actores:

- En el mismo momento, se desarrollaba la negociación en torno a la interconexión con Edelca, y el reparto entre las dos empresas de los costos del cambio de frecuencia. Elecar suspende las negociaciones, alegando que no puede firmar nada mientras no se haya solucionado el conflicto con la Municipalidad, chantaje que ponía en peligro una meta fundamental del Gobierno.

- Los habitantes de los barrios de ranchos, cuyo crecimiento después de 1958 había sido exponencial, generaban una ola de conexiones clandestinas a la red eléctrica y múltiples conflictos con la empresa. Tanto Elecar como el Gobierno quieren evitar que el conflicto empeore. En 1962, la empresa cambia su evaluación del problema y descubre que le saldrá más barato desarrollar un programa formal de electrificación de los barrios. Sin embargo, en 1964-1965, durante la negociación con la Municipalidad, ella suspende el programa y los habitantes de los ranchos ocupan repetidas veces las oficinas de la empresa. En ese momento, el Gobierno, preocupado por el

auge de la guerrilla (1961-1966), quería evitar conflictos inútiles que podrían romper equilibrios sociopolíticos frágiles.

El conflicto amenazaba con desbordar los límites del Distrito Federal. Myers hace referencia a una encuesta de opinión encargada por la industria privada en 1962, en la cual la mayoría de los entrevistados opinaban que el Estado debía ser propietario de un servicio público como el eléctrico.⁴ La imagen de la Electricidad de Caracas, apodada "empresa de lucro sin fin", se deteriora.

En este contexto políticamente complejo, el Gobierno no quiere que el conflicto se convierta en una polémica nacional y que, en consecuencia, se cuestione el papel de la empresa privada en los servicios públicos. No quiere perder ni el apoyo del sector empresarial contra la guerrilla (para quien la regulación es sinónimo de socialismo), ni la participación de la izquierda. El Gobierno intervino a todo lo largo del proceso, pero nunca en forma abierta, y trató de mantener el conflicto dentro de los límites de la relación entre una empresa y un municipio, y dentro del tema del alumbrado público. En ningún momento el Gobierno trata de profundizar la crisis⁵, sino que, por el contrario, busca una solución negociada aceptable por la empresa. El proyecto de ley se engaveta, así como la elaboración de un nuevo contrato de concesión. La solución escogida⁶ contempla una reducción de las tarifas para el alumbrado público, una recompra por parte de la empresa de los activos del alumbrado público propiedad del Municipio, una reducción de la deuda acumulada por la Municipalidad, y la promesa de electrificar todos los barrios de Caracas como parte de las celebraciones del 400° aniversario de la ciudad. Las partes se quedarán con el contrato anterior; solamente hasta que se negocie un nuevo contrato (compromiso que nunca se

⁴ INRA, Opiniones de jefes de familia referentes a servicios públicos. Sin embargo otra encuesta de la misma empresa indica que entre 1962 y 1965, esa tendencia se redujo sensiblemente tanto en Caracas como en Maracaibo (Myers, 1969, p. 144).

⁵ Ni las diversas administraciones públicas, ni el Distrito Sucre, dejaron de pagar su factura durante el conflicto.

⁶ Gaceta Municipal del Distrito Federal mes VII, año LXIV, 28/12/65 extraordinario.

cumplió). En cuanto a las tarifas para el "alumbrado privado", el servicio a los particulares, el acuerdo ni las menciona. Sin embargo, la empresa anuncia en seguida una reducción tarifaria "voluntaria", "por las economías de escala logradas y por decisión voluntaria de la empresa" (Memoria Elecar, 1979). A nuestro entender, esta rebaja hacía parte del compromiso global, pero el Gobierno, al aceptar que la empresa la presentara como una iniciativa propia, reconocía también que tales decisiones pertenecen a la empresa y no son reguladas. Así, todos los periódicos aplauden la decisión de la empresa, presentada como un regalo voluntario⁷, y no como una decisión regulatoria del poder público.

La empresa a su vez renuncia a recurrir a la vía judicial, proceso demasiado largo (la deuda municipal seguía creciendo y se volvía peligrosa para la empresa) que además podía desatar un debate global en torno al servicio eléctrico, su regulación y el papel del sector privado. La reducción acordada de dicha deuda hace que la empresa reciba menos de lo propuesto por la Comisión de 1962, pero logra evadir la negociación del nuevo contrato que la Comisión quería imponerle. La empresa tampoco usa su derecho a cortar el servicio al municipio, porque todavía estaba vivo el recuerdo de lo que le pasó a la Compañía de Gas y Luz Eléctrica en 1904 que, al cortarle el servicio al municipio, se desató una violenta reacción que culminó con la expropiación de dicha empresa.

Al final se logra una solución política, cuyo contenido es muy diferente de lo que hubiera producido una regulación técnico-económica. Se logra involucrar al Gobierno Nacional en la búsqueda de una salida a la crisis, pero a la vez se evita cualquier definición de la relación entre lo público y lo privado, así como la negociación de un nuevo contrato, la promulgación de una ley para regular el servicio, o el establecimiento de normas para determinar las tarifas. Sin embargo, esa crisis produce dos efectos de largo plazo:

⁷ La Memoria 1966 de Elecar nos presenta una selección de los artículos de prensa donde se le felicita a la empresa por esa iniciativa.

- El debate en torno a las tarifas "justas" se vuelve un tema político muy importante, en todo el país. En la Memoria y Cuenta de la CVF de 1958-1959 se puede leer: "A partir de los primeros meses del año 1958, se ha experimentado un movimiento a escala nacional dirigido a la rebaja de las tarifas del servicio de energía eléctrica. En el citado movimiento han participado generalmente todas las corporaciones públicas y privadas y en muchos de ellos se han constituido Comités ad-hoc, decretándose intempestivamente huelgas de usuarios del servicio y violencia contra las Dependencias encargadas de operar y supervisar los aludidos sistemas". En Caracas, los artículos publicados por una persona tan respetada como lo era Pérez Alfonso, sus argumentos, las respuestas publicadas también en la prensa por Elecar, o las polémicas entre Prieto Oliveira y la empresa en torno a la rentabilidad de la empresa eléctrica⁸, producen efectos de largo plazo. Ahora muchos saben que el precio medio por kW/h en 1959 estaba en 75 milésimos de dólar en Venezuela, mientras que en Argentina se pagaba 40, 25 en EE UU y 23 en Brasil (Naciones Unidas, 1962). Si bien pocas personas sabían analizar las causas de este desfase, en términos de factor de carga, de rendimiento de las instalaciones térmicas, o de sobreganancias indebidas, sí sabían que la situación en ese momento no era satisfactoria. La crisis en Caracas termina sin que el Estado haya asumido la responsabilidad de determinar las tarifas, pero no se trata sino de ganar tiempo pues se acerca el momento en que tendrá que hacerlo. Esto ocurrirá en 1969.

- Por el momento, a la pregunta "¿quién regula?", la respuesta oficial sigue siendo: el municipio. Los contratos que se firman entre empresas eléctricas (como Enelven, o Cadafe) y municipios son verdaderos contratos de concesión de servicio público⁹, y no una mera licencia, lo que hace del

⁸ "El lucrar sin continencia que caracteriza al monopolio particular, reviste la forma concreta de tarifas sencillamente abusivas. Las tarifas residenciales ordinarias de electricidad en Caracas son cerca de tres veces más caras que en Ciudad de México y Washington" (prefacio al trabajo de Prieto Oliveira, por A. Oliva Armand, Contralor Municipal, op. cit.).

⁹ La Procuraduría General de la República lo reconoce, en la opinión emitida el 1º de noviembre de 1995 en respuesta a una pregunta formulada por el FIV en relación al proyecto de privatización.

Municipio el *poder concedente*. Sin embargo, se van multiplicando los conflictos en torno a las tarifas entre Concejos Municipales y empresas eléctricas, tanto públicas como privadas. Elecar afirma que no se requiere la aprobación municipal para cambiar las tarifas, pero la determinación unilateral de las mismas genera enfrentamientos severos. Cadafe, por ejemplo, "tuvo que enfrentar un movimiento a escala nacional dirigido a obtener reducción en las tarifas. Estos movimientos estaban encabezados generalmente por los Concejos Municipales, los cuales llegaron en algunos casos a propiciar huelga de suscriptores. Cadafe se enfrentó con decisión a estos movimientos (...). En 1969 y a principios de 1970, se promovió otro movimiento modificador de las tarifas que condujo al Gobierno de Nueva Esparta a decretar una reducción drástica de las tarifas. Esta actitud fue imitada por varios Concejos Municipales, especialmente en las poblaciones orientales (Carúpano, Maturín). Apareció nuevamente la figura de huelga de usuarios promovida por autoridades locales" (Caveinel, 1983).¹⁰

Cadafe no duda en recurrir a la vía legal cuando los Concejos Municipales se oponen a las alzas tarifarias. "El sector privado no tuvo tantas dificultades con los usuarios y Concejos correspondientes a las ciudades atendidas por ellos".¹¹

¹⁰ Plan de la Nación 65-68, "Cadafe atiende zonas de baja densidad de consumo, hecho que eleva considerablemente la inversión de capital por kW/h vendido y encarece al mismo tiempo la operación directa. Ello unido al hecho de que sus tarifas sean reguladas en difíciles negociaciones con autoridades locales que presionan para obtener tarifas 'políticas', ha determinado que Cadafe presente muy baja rentabilidad. (Con la interconexión) es indispensable proveer a la industria eléctrica de un estatuto legal (...) estableciendo organismos técnicos que (...) tengan control sobre las tarifas. En la actualidad, la fijación de las tarifas por parte de los Consejos Municipales se realiza con base en criterios estrictamente locales. Es necesario centralizar las decisiones en materia tarifaria para lograr que la energía eléctrica sea un instrumento de desarrollo y que las tarifas permitan una rentabilidad mínima sobre los capitales invertidos".

¹¹ Sin embargo, vale la pena recordar los casos de Enelven cuando se le quiso imponer altas tasas de patente de industria y comercio (Maracaibo) o Eleval frente a una Ordenanza del Distrito de Valencia. Ambas apelaron a los tribunales y fueron hasta la Corte Suprema de Justicia (Ver G.O. extr. 1.674 del 12 de agosto de 1974 y G.O. 34.336 del 31 de octubre de 1989).

En Guarenas, sin embargo, tuvo lugar un duro conflicto entre el Concejo y Elecar que también contribuyó a la evolución del sistema regulatorio. Se trataba nuevamente de la tarifa para el alumbrado público, pero también de los impuestos locales (Guarenas decidió imponer a la empresa una tasa de 22,5% sobre sus ingresos brutos).¹² Así, un conflicto meramente local tuvo una repercusión nacional, por la intervención de Pérez Alfonso a favor del Municipio, por las respuestas públicas de Elecar, y por fin, con la intervención discreta pero efectiva de Carlos Andrés Pérez, entonces Secretario General de Acción Democrática; se logra llegar a un acuerdo similar al logrado en Caracas, aunque más favorable aun a la empresa privada. En estas condiciones se disminuyó al 1% el impuesto que tenía que pagar y se redujo considerablemente su deuda acumulada por este concepto. Además, según Américo Martín (1975), la Municipalidad renuncia explícitamente al derecho de reversión al final de la concesión, dándole así a la empresa derechos perpetuos y convirtiendo la concesión en una simple licencia. "Acción Democrática again demonstrated that despite its socialist rhetoric it would not significantly alter the existing domestic public sector-private sector boundary.¹³ This decision also illustrates why Venezuela's entrepreneurs championed the presidential candidacy of Carlos Andrés Pérez in 1973" (Myers, 1969).

Observamos de nuevo las divisiones que aparecen dentro de Acción Democrática, y los criterios de la dirección de este partido, que nunca trató de dar una respuesta institucional y permanente al problema, sino que logró reducirlo a conflictos locales. En cambio, el ala izquierda de AD y los izquierdistas de Copey apoyaron a los Concejos Municipales tanto en Caracas como en Guarenas y abogaron por respuestas estructurales (nacionalización, municipalización, o regulación).

¹² Para un análisis más detallado de este conflicto, ver Pérez Alfonso (1970), Gómez (s/f), Elecar (1969, La Electricidad frente a..., mimeo Eevar). Este conflicto en torno a los impuestos municipales no era un caso aislado. La Cámara de la industria eléctrica privada denunciaba en 1967 a los dirigentes políticos que "obstaculizan el desarrollo de estas empresas y procuran gravarlas con tasas, patentes y obligaciones onerosas" (CVIE, 1967).

¹³ Como lo hemos visto en el capítulo anterior, ya en 1964 el Presidente Leoni había declarado en la Asamblea de Fedecámaras que su Gobierno no quería interferir ni competir con las empresas eléctricas privadas.

Fue el Presidente copeyano R. Caldera quién tomó en 1969 la primera medida significativa hacia una institucionalización de la regulación al nivel nacional, al nombrar una comisión asesora del Ministerio de Fomento para el estudio de un sistema nacional de tarifas de energía eléctrica (integrada por el Ministerio de Fomento, la Cámara Venezolana de la Industria Eléctrica Privada y Cadafe), "por cuanto es preocupación del Gobierno Nacional el que la energía eléctrica sea suministrada a precios razonables a los usuarios del servicio, por cuanto por otra parte es interés del Ejecutivo Nacional que las tarifas eléctricas que se establezcan no lesionen el legítimo esfuerzo de las empresas que la suministran" (Resolución del 22 de julio de 1969). Inmediatamente el Ministro de Fomento emite una Resolución (GO 28999 del 19 de agosto de 1969), "por la cual las tarifas de Energía Eléctrica no podrán ser modificadas por ninguna entidad hasta tanto este despacho no resuelva lo conducente". De allí en adelante, las tarifas se determinarán por Decretos publicados en la Gaceta Oficial.

A lo largo de este periodo, la postura de las empresas eléctricas privadas respecto a la regulación cambió poco a poco. La Electricidad de Caracas sigue diciendo que cualquier regulación es pernicioso. R. Zuloaga (1963), se refiere a un estudio comparativo publicado por la Universidad de Harvard en 1959 en el cual se denuncia la política de precios eléctricos bajos, que producen servicio pobre, quiebra de las empresas privadas y racionamiento eléctrico; pero, a la vez, Elecar empieza a pensar que tal vez es mejor una regulación por parte del Gobierno Nacional que de un Concejo Municipal, y una ley que norme las competencias y los criterios de todos los actores involucrados. La Cámara de la industria privada, en su ponencia en el Congreso del Colegio de Ingenieros de 1961, propone una moción que dice: "Considerando que existe una actitud pública hacia las tarifas fundamentada en conceptos errados y que presionan en pro de una disminución indiscriminada de las tarifas que resultaría ruinosa (...) resuelve recomendar el estudio de una estructura básica común, y expresar la necesidad de que los precios establecidos para el suministro de la energía eléctrica respondan a un análisis técnicamente elaborado. Las empresas piden la adopción de una Ley de la Industria Eléctrica que guíe, norme sus inversiones, rentabilidad, sus tarifas, sus relaciones

institucionales y fiscales con el Estado venezolano y con los Concejos Municipales" (CVIE, 1975). Según Elecar, hay que "evitar que la interferencia de autoridades locales de criterios variables y de medidas administrativas y políticas contingentes pueda constituir un factor de perturbación en el desenvolvimiento ordenado del sector privado" (La Electricidad frente. 1969, ver Gómez p. 41). En 1974, las empresas toman la iniciativa de elaborar un proyecto de Ley Eléctrica¹⁴, "en el cual se logra un consenso de los sectores públicos y privados para regular tan importante actividad".

De allí en adelante, las empresas eléctricas se empeñarán a mantener a los Municipios al margen de las decisiones importantes sobre el sector. Por cierto, la Resolución de 1969 determina que "la Comisión oirá a los consejos municipales interesados a objeto de estudiar lo concerniente a los contratos que estos tengan celebrados con empresas de energía eléctrica" (Art. 3). En consecuencia, Cadafe crea en 1971 una Asesoría de Relaciones Municipales, elabora con la asociación municipalista, AVECI, un proyecto de contrato empresa-municipio y se proclama "respetuosa a las atribuciones que sobre servicios públicos son de la competencia directa o indirecta de los Concejos Municipales" (Cadafe 1969-1973). Pero, las relaciones entre empresas y municipios siguen siendo problemáticas¹⁵ y en todas las empresas se fortalece la convicción de que la interferencia de los Municipios en los asuntos eléctricos es negativa e inconveniente. Así, posteriormente harían grandes esfuerzos para cuestionar y eliminar del marco legal la competencia municipal en materia eléctrica. El proyecto de Ley que presentaron en 1974 dice en su Artículo 1º: "Se declara de utilidad pública y de exclusiva competencia

¹⁴ Presentado al Ejecutivo Nacional bajo el patrocinio de la Asociación Venezolana de Ingeniería Eléctrica y Mecánica, con la participación de Cadafe y Caveinel.

¹⁵ Este no es el lugar para analizar en detalle todos los conflictos que surgen. Mencionamos sin embargo el tema del alumbrado público, donde se desarrolla un nudo de relaciones mal definidas y conflictivas (ver Coing, 2001). Un detalle curioso: la tarifa de la electricidad para el alumbrado público es una de las más elevadas. En 1992, Cadafe la facturaba a una tarifa tres veces superior a su costo marginal (Consorcio Iproman, 1992; estudio de los costos marginales del sistema eléctrico venezolano) sin definición alguna del nivel de servicio y de su costo; mientras tanto, el municipio no pagaba su factura, o efectuaba un trueque, factura de la patente contra factura del alumbrado público; buen ejemplo del tipo de relaciones existentes entre empresas eléctricas y municipios "concedentes".

del poder nacional (...) todo lo concerniente a la regulación, vigilancia, fiscalización de las actividades relativas a (...) la energía eléctrica".¹⁶ Según el mismo proyecto, quien otorgará las concesiones será el Gobierno Nacional.

El proyecto de ley de 1979 define al servicio eléctrico como "de la exclusiva competencia del Poder Nacional". El Proyecto de 1993 prohíbe la creación de empresas eléctricas municipales o estatales. En 1997, el Comité Jurídico de Caveinel, en sus observaciones al proyecto, encuentra insuficientes los argumentos presentados para atribuir competencia al poder nacional en la actividad de distribución y dice: "Este punto debe reforzarse, dado que quizás es el aspecto más importante del proyecto".

El proyecto elaborado por la Comisión de Energía del Senado en 1998 no menciona ni siquiera una sola vez a los Municipios, a pesar de lo que dice la Ley Orgánica del Régimen Municipal.¹⁷ El siguiente comentario escrito por un abogado, ilustra perfectamente el sentir de las empresas eléctricas desde el inicio de los años setenta: "No es conveniente que la distribución (eléctrica) esté de manera irrestricta sometida a las arbitrariedades o caprichos de un municipio".¹⁸ El proyecto de modificación de la Ley Orgánica del Régimen Municipal, propiciado por las empresas eléctricas en 1997, quería especificar que la competencia en materia de distribución y venta es de carácter nacional, considerándose sólo de competencia municipal el alumbrado público (Memoria del FIV,

¹⁶ "No es lógico ni útil disgregar la regulación del servicio entre las diversas entidades políticas que constituyen el Estado, sino que por el contrario, lo que se impone es una reglamentación única y un control centralizado de todas las actividades" (Comentarios del Colegio de Ingenieros al proyecto de ley).

¹⁷ Artículo 36: "Son de la competencia propia del Municipio (...) 2. Distribución y venta de electricidad y gas". En el Congreso se elaboró, en octubre de 1996, un Acuerdo mediante el cual la Cámara de Diputados solicitaba al Ejecutivo Nacional revisar la aplicación del nuevo esquema tarifario en el sector eléctrico hasta tanto no se dictara un marco regulatorio garantizando la participación ciudadana y, especialmente, la de los municipios en la toma de decisiones en la materia (GO 36.082 de noviembre de 1996). Para mayor detalles sobre el tema de la competencia municipal, ver Coing, 2001, Capítulo 2.

¹⁸ Sylvia Márquez y Asoc., Comentarios sobre la estructura de la transacción para la privatización del Sistema Eléctrico de Nueva Esparta (Archivos FIV, 1998).

1997). La ley eléctrica aprobada en 1999, reduce al mínimo la injerencia del municipio en la conducción del sector, a pesar de que la Constitución de 1999 vuelve a afirmar la competencia municipal en la materia. El Poder Nacional define y delimita las áreas de servicio y otorga las concesiones. Sin embargo, dos años más tarde, la ley de armonización de competencias determina la competencia del municipio para otorgar las concesiones de distribución en electricidad y gas, mediante la conformación de una mancomunidad. Pero, tanto el Ministerio de Energía y Minas como las empresas eléctricas, están convencidos de que no se trata sino de un mecanismo meramente formal, puesto que el Poder Nacional tendrá que definir todas las modalidades y condiciones de la concesión. Así que la ambigüedad y la confusión en torno al papel del municipio en la regulación eléctrica, todavía impide dar una respuesta clara a la pregunta "¿quién regula?"

3 | El inicio de la regulación tarifaria nacional

Como lo hemos visto, durante mucho tiempo "las tarifas se fijaban unilateralmente y como si se tratara de la venta de artículos agrícolas" (Pérez Alfonso). Cuando surgen conflictos, la solución viene por una vía meramente política impuesta por el Gobierno en 1945, negociada en 1957 y en 1965, a pesar de que Elecar presenta las rebajas como iniciativa propia y una "prueba del sentido de responsabilidad de nuestra empresa". Pero no existe algún mecanismo formal de negociación, y mucho menos de cálculo de tarifas. El poder público no tiene las herramientas técnico-económicas para determinar precios justos ya que cuando se produjo la reducción de las tarifas decretada por la Junta Revolucionaria, "...no hubo lugar a mayores estudios. Todo el mundo estaba consciente de lo excesivo de las tarifas" (Pérez Alfonso, 1965).

Sin embargo, la necesidad de un enfoque "científico" para la determinación de las tarifas se hace sentir desde hace tiempo con un doble objetivo, precios razonables para los usuarios y suficientes para

asegurar una rentabilidad normal del capital invertido¹⁹, lo cual requiere de profesionales y de organismos técnicamente capacitados.

En 1956, el Plan Nacional de Electrificación apunta a tarifas "técnica y económicamente estructuradas". En 1956, 1957 y 1958 se hacen estudios sobre métodos y sistemas de tarifación y sobre los costos de producción "para la formulación de tarifas justas, científicamente analizadas", para "el establecimiento de un sistema racional de tarifas" (1970), como se reitera en todos los Planes de la Nación. Las empresas, tanto públicas como privadas, coinciden en los criterios de tarifación, que deben cubrir todos los costos de operación y de inversión, así como una justa remuneración del capital invertido (el proyecto de ley presentado en 1965 por Luis Prieto Oliveira define una tasa de rendimiento de 9%). También subrayan la importancia del factor de carga, "elemento esencial de las tarifas" (Galavis, 1964). La referencia implícita es el método "cost plus" usado en los Estados Unidos.

En 1969, cuando se dio la primera determinación de las tarifas por parte del Gobierno Nacional, se crea una Comisión asesora del Ministerio de Fomento para el estudio de un sistema nacional de tarifas de energía eléctrica. El Ejecutivo se reserva la potestad permanente de fijar los precios, con un instrumento ad hoc (la Comisión), lo que hace esperar una mayor profesionalización del enfoque tarifario.

La primera decisión²⁰ reforma las tarifas de Cadafe, para reducir su nivel promedio, pero también para homogeneizarlas ya que se presentaba una enorme dispersión tarifaria entre las regiones, que expresaba no tanto las variaciones de costos, sino la compleja historia de la relación local entre empresa y municipios.²¹ Existe pues una fuerte demanda por la unificación de los criterios y de los métodos de cálculo, porque tienen "una complejidad técnica y económica que debe ser regulada" (CVIE, 1975).

¹⁹ Cuando la CVF compra empresas privadas y crea empresas regionales, tiene metas iniciales menos ambiciosas: "La mayoría de las empresas ha cubierto sus gastos de operación y dejado un margen de utilidad" (Memoria y Cuenta, 1955); pero, desde el principio tenía como norte la recuperación integral de los costos más una remuneración del capital, como lo define explícitamente el Plan Nacional de Electrificación de 1956.

²⁰ Resolución 703 del 24 de febrero de 1970.

²¹ En 1967, dentro de Cadafe, la tarifa residencial variaba de 17 a 37 centavos/kWh.

Sin embargo, para asumir su nueva responsabilidad regulatoria, el Estado no recurre a un instrumento técnico y administrativo a la altura del desafío. Primero, desde el punto de vista jurídico, pues no existe una Ley Eléctrica que suministre una base legal suficiente a la regulación de las tarifas. Se usará, pues, un instrumento elaborado durante la Segunda Guerra Mundial para limitar el impacto de la inflación y de las restricciones de importación sobre la canasta familiar: la regulación de los artículos de primera necesidad. En la Resolución 1669 del 15 de junio de 1964, la electricidad figura entre cemento, harina, medias y calcetines, cuyos precios también se regulaban. El mismo argumento servirá en 1969 y 1977. Extraña situación, donde un instrumento legal diseñado para frenar la elevación de los precios, servirá de más en más para justificar las alzas tarifarias. El colmo se dio cuando se utilizó en 1989 dentro de una política de brutal ajuste macro-económico, de liberalización y de privatización; nunca la brecha entre el aparato legal y el contenido de la política había sido tan amplia.

Pero en la parte técnico-administrativa, tampoco se toman decisiones radicales. El Ministerio de Fomento, responsable en última instancia, no tiene técnicos especializados en la materia.²² Un profesional del sector que participó en las reuniones tarifarias a finales de los 70 nos ha comentado: "Me acuerdo de estas reuniones con gente de Fomento; salían de una reunión con las lavanderías, para decidir aumentos tarifarios, después pasaban a las tarifas eléctricas, y después a las funerarias..." No había verdaderos estudios de costos. 15 años después del inicio de la regulación un informe del Ministerio de Energía y Minas podía preguntarse si el "mosaico" de tarifas observado se podía explicar por los costos de producción asociado a cada empresa y cada tipo de mercado "lo que no puede en este momento determinarse por no disponer de la información necesaria (los estudios del costo de servicio)".²³ Todavía, en 1992, otro informe afirmaba: "Cada empresa elaboraba su pliego tarifario siguiendo su propia metodología y política tarifaria; en estas condiciones las empresas

²² Historial del desarrollo eléctrico Venezolano (Caveinel, 1983).

²³ Descripción y análisis de las tarifas eléctricas de Venezuela (MEM, 1984).

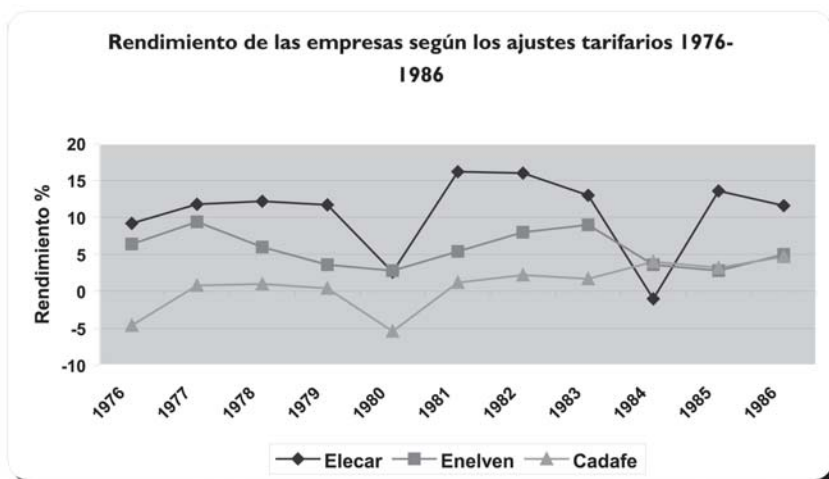
negociaban la aprobación de dichos pliegos con el Ejecutivo Nacional en forma individual y sin la existencia de procedimientos estrictamente claros y uniformes".²⁴

De hecho, la experiencia de los años setenta demuestra que los criterios usados para fijar las tarifas no se limitan a consideraciones técnico-económicas sectoriales. Las decisiones las tomaba Fomento, con mucho énfasis en los criterios políticos. Un profesional nos la definió como una regulación "¡casuística y epiléptica!" El contexto ha cambiado, los costos de distribución crecen rápidamente (entre otros los costos del material importado, y los costos salariales). Al mismo tiempo, está llegando la energía hidroeléctrica abundante y barata (ya hemos visto la pelea por el reparto de esta renta), la "regulación" se resume a una presión ejercida por las empresas para conseguir aumentos tarifarios y a la resistencia de los gobiernos, que postergan lo más posible las alzas impopulares. En consecuencia, se implanta un ciclo nítidamente político pues las alzas se autorizan después de las elecciones presidenciales, al principio de un nuevo gobierno (1977, 1981, 1985) y durante el resto del mandato la inflación absorbe los ingresos de las empresas hasta el siguiente ciclo.²⁵

²⁴ Estudio de los costos marginales del sistema eléctrico venezolano (Consortio Inproman, 1992).

²⁵ "Debido a que dicho año (1980) fue año de campaña electoral y, por tanto, no tendría resultados prácticos el introducir una solicitud de aumento de tarifas, ésta se difirió para ser presentada una vez elegido el nuevo Gobierno" (Memoria de La Electricidad de Caracas, 1984).

Gráfico 13



En el Gráfico 13 elaborado por Elecar (*Líneas*, noviembre de 1987), se demuestra que su rentabilidad evoluciona en forma de sierra en función de estos ciclos; concluye diciendo que "el Estado debe implantar con urgencia un mecanismo de ajuste tarifario que *automáticamente*²⁶ mantenga la rentabilidad de las empresas".²⁷ El mismo refrán se oye a lo largo del periodo, hasta los años noventa²⁸ cuando una inflación desatada produce efectos muy rápidos en lo que se refiere a congelación de las tarifas.

El factor político tiene un papel decisivo. Sin embargo, el proceso de decisión es algo más complejo, porque son muchas los factores que interfieren con los precios de la electricidad, y que no siempre se integran en una política coherente. Ya hemos visto la poca relación que existe

²⁶ Destacado nuestro.

²⁷ Elecar, 90 Años 1895-1995.

²⁸ "Las decisiones tardías y altamente politizadas en materia tarifaria y, además, los cambios sorpresivos de las reglas del juego establecidas, son factores que afectan significativamente a las empresas eléctricas" (*Interconexiones, Revista de Caveinel*, Noviembre, 1994). "Existe un desfase considerable, un rezago importante desde hace año y medio en las tarifas eléctricas. No es problema de populismo, es problema político" (Viceministro de Energía, declaración a la prensa, octubre 2 de 2004).

entre la política de precios energéticos (gas, petróleo) y la política eléctrica. Pero hay que tomar en cuenta también las decisiones presupuestarias en materia de inversión, relativas a créditos otorgados por el FIV, préstamos con aval de la República (el intenso lobby en torno a la Ley de Crédito), sin contar con los múltiples avatares que, a partir de los años ochenta, perturbarán el funcionamiento del sector y generarán medidas correctivas (cambios bruscos en el valor de la moneda nacional, que modifican radicalmente el costo de las importaciones, pero también los gastos financieros por la deuda externa; las empresas negocian a la vez su tarifa, pero también el acceso a dólares preferenciales). "El aumento establecido en dicha Gaceta (octubre 4 de 1984) fue de un 20% que, por no ser lo adecuado para la solución financiera de la empresa, vino acompañado de un acuerdo con el Ministerio de Fomento según el cual se obtendría un préstamo con el FIV para financiar la inversión de la empresa en los años 85 y 86, además, la empresa emitiría unas obligaciones que compraría el Fondo de Compensación cambiaria para la obtención de bolívares" (Memoria EDC, 1984). Para las empresas públicas, el panorama es aún más complejo, debido a los subsidios que recibe para sus inversiones, para pagar sus compromisos externos, y hasta para financiar su déficit operativo.²⁹

La negociación tarifaria está, pues, rodeada por negociaciones extra-tarifarias que hacen menos claros aún los criterios de decisión sobre los precios eléctricos.

²⁹ Miramos, por ejemplo, las cuentas de Cadafe para el año 1984: transferencias recibidas del Ejecutivo Nacional Bs. 535 MM. (429 para el pago intereses de deuda externa; 106 como subsidio para cubrir el déficit de operación) sin contar el valor de los dólares preferenciales recibidos. Aportes del Ejecutivo Nacional 321 MM (190 dividendos pagados por Hacienda sobre acciones poseídas por el FIV; 133 para el pago de intereses sobre préstamos del FIV; 56 para cancelar derechos entre organismos del Estado; 36 para proyectos de electrificación), o sea un total de Bs. 920 MM, para comparar con los ingresos por venta de energía (3.299 MM.) y con la utilidad neta, negativa en 554 MM Bs. Si observamos las cuentas del año 1992, veremos que los aportes del FIV son de Bs. 33.000 MM. (pago deuda interna y externa, obras) sin tomar en cuenta los Bonos de deuda interna recibidos para pagar la deuda, las acreencias asumidas por la República (81.000 MM), ni los aportes (dividendos, intereses FIV, obras).

4 | Los años noventa: un cambio radical... y abortado

Las muchas tentativas para institucionalizar la regulación eléctrica, durante los años 70 y 80 han fracasado. El descontento va creciendo pues las alzas tarifarias necesarias para compensar la inflación llegan muy tarde, la inversión se reduce y no basta para superar los cuellos de botella de la transmisión, la saturación y el envejecimiento de las redes de distribución, la reposición de las antiguas plantas termoeléctricas; las deudas entre empresas siguen creciendo y debilitan todo el sector. Se habla de una crisis.

La elección de Carlos Andrés Pérez en 1989, inicia un periodo de reformas que buscan cambiar radicalmente el modelo de la regulación eléctrica. El proceso se da en tres etapas: el decreto 358 de 1989, seguido por el decreto 1558 de 1996 firmado por Rafael Caldera, y por fin la ley eléctrica promulgada en 1999 por Hugo Chávez, definen el nuevo marco jurídico e institucional. Tres etapas, pero un solo norte, y una gran continuidad en la concepción de la reforma.

Ya hemos analizado (Capítulo I) sus objetivos en cuanto a la apertura del sector; la separación de negocios, la privatización, las áreas de negocio, pero también en lo que corresponde a la institucionalización de la función reguladora (elaboración de una ley eléctrica, creación de una Comisión reguladora independiente, fortalecimiento del Ministerio de Energía y Minas para restituirle la capacidad de planificación energética global).

Un objetivo esencial de la nueva política remite al sistema tarifario. Se trata de independizar la determinación de los precios del juego político, empezando por unos estudios de costos, por la elaboración (anunciada desde hace mucho tiempo) de un código uniforme de cuentas que traiga más transparencia y homogeneidad en el análisis de los costos, y por la creación de un organismo técnico, de alto nivel profesional, capaz de manejar la información y las metodologías modernas en materia de precios (en 1992 nace Fundelec, encargado de esta misión).

La segunda prioridad es darle al sector eléctrico una autosuficiencia financiera que le permitiera asumir los costos de largo plazo y hacer las inversiones necesarias. Las tarifas tienen que reflejar el conjunto de los costos de largo plazo, más una razonable remuneración al capital invertido.

La tercera prioridad es mejorar la eficiencia del sector; en todos sus componentes; la eficiencia se vuelve un criterio fundamental para la regulación: "garantizar una compensación razonable de la eficiencia en la gestión empresarial en función de sus índices de productividad y calidad de servicio" (Decreto 358). De allí en adelante se usarán índices de eficiencia, y comparaciones entre la empresas así como con empresas extranjeras, además de la determinación de las tarifas basada en un nivel creciente de eficiencia (se remuneran los "costos eficientes", y no los sobrecostos injustificados). Se plantea el uso de la metodología de la "empresa modelo", usada en Chile, que determina los costos más eficientes tanto en la inversión como en la operación.

Se trata tanto de la eficiencia en inversiones (promover inversiones eficientes, mediante la planificación nacional, pero también a través de la elaboración en cada empresa de un plan de inversión óptima, de menor costo³⁰), de la eficiencia técnica en las instalaciones de generación, de la eficiencia gerencial: "la confrontación de algunos valores correspondientes a 1998 contra indicadores patrones permitieron concluir (...) que sin excepción todas las empresas poseían indicadores de gestión que distaban mucho de ser eficientes".³¹ Un informe de 1992³² hablaba de la "hipertrofia de los costos de distribución" y se menciona en particular la productividad de la mano de obra (número de clientes por empleado, muy bajo tanto en las empresas privadas como en las públicas), y el porcentaje de pérdidas eléctricas no técnicas, tradicional talón de Aquiles del sector, que no logra cobrar a sus usuarios, sean éstos industriales, comerciantes, organismos públicos o particulares. En Octubre de 1992, Cadafe tenía pérdidas (técnicas y comerciales) por 7.470 GWh frente a unas ventas facturadas de 17.438 GWh. Reducir las pérdidas a

³⁰ Los sobrecostos se observan no solamente en las instalaciones de generación (el programa de inversión de cada empresa dista mucho de ser óptimo, tanto por las características de los proyectos; basta con recordar el Uribante-Caparo), también en la falta de coordinación entre las empresas y las redes de distribución con tremendas variaciones de costo de una empresa a otra.

³¹ Consideraciones sobre la resolución de tarifas, Informe al Gabinete Económico (Fundelec, 2001).

³² Estudio de los costos marginales del sistema eléctrico venezolano (Consortio Iproman, 1992).

un nivel normal hubiera permitido al sector autofinanciar sus inversiones, eliminando así distorsiones insuperables entre los actores del sector que no hacen sino tratar de traspasar las deudas a sus proveedores (Edelca, PDVSA), o al Estado (el FIV, el Ministerio de Finanzas, etc.).

La cuarta prioridad se refiere a la calidad del servicio –calidad técnica (voltaje), calidad del servicio técnico (continuidad),³³ calidad del servicio comercial (facturación, cobranza, respuesta a las quejas)– que ha sido tradicionalmente muy pobre, sin ningún tipo de consecuencias para las empresas eléctricas, ni resarcimiento alguno para los usuarios.

Estos objetivos requieren de un marco legal detallado (ley, reglamento, etc.), y de una organización nueva, centrada en la Comisión Reguladora. Sus dos instrumentos clave serán la promoción de la competencia (en generación y comercialización), y la regulación tarifaria para la transmisión y distribución, encargada de ofrecer los incentivos necesarios a la inversión, a la eficiencia, a la calidad bien sea mediante un conjunto de normas y de multas para quien no las cumpla, o a través de las tarifas que no reconocen sino los costos de eficiencia (quien tenga costos mayores no podrá pretender cobrarlos a los usuarios).

Estas nuevas prioridades trazan un sistema regulatorio totalmente diferente, con un alto grado de institucionalización y una discrecionalidad reducida a su mínimo nivel. Se trata de dejar atrás la Venezuela Saudita, para acercarse al modelo regulatorio chileno o inglés.

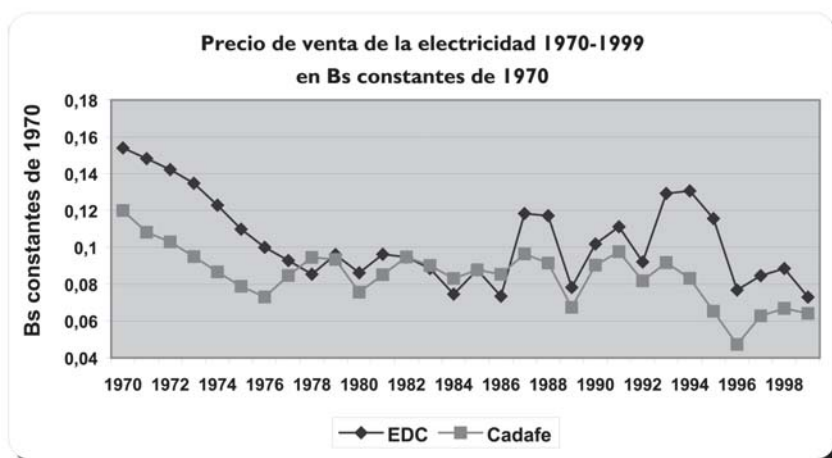
¿Cómo se pueden evaluar sus resultados?

Las primeras decisiones tarifarias fueron muy favorables a las empresas. Para corregir distorsiones anteriores y restituir una capacidad de financiamiento de las inversiones, se les otorga aumentos sustanciales que aparecen en el Gráfico 14. Se trata de pliegos tarifarios por cuatro años, con un mecanismo de corrección por inflación, variación de precios

³³ Ya hemos mencionado (Capítulo II) las restricciones de transmisión que afectan muchas regiones del país. La revista de Caveinel, *Interconexiones*, ilustra en octubre de 1998 el problema de una planta productora de vidrio: "...en los tres últimos años, la disponibilidad de electricidad confiable para la empresa era de apenas 16 días por mes. En este lapso, ocurrieron, además de las variaciones constantes de voltaje, cuatro grandes fallas que incrementaron las pérdidas de producción". En 1993, Enelven definió una meta para el año 2000: minimizar las interrupciones de 246 minutos al año a 80 minutos (*Economía Hoy*, julio 7 de 1993).

de combustibles, y cambio en la paridad monetaria, basándose en supuestos muy favorables para las empresas. En 1992, "el nivel del costo marginal es casi igual a la tarifa promedio en la mayor parte de las empresas, excepto Cadafe cuya tarifa es mayor que el costo" (Iproman, 1992). En 1996, las tarifas volverán a su nivel de 1973, en términos reales y el pliego tarifario adoptado a finales de 1998 por cuatro años, preveía aumentos aún sustanciales. Un funcionario de Fundelec nos decía: "los años noventa han sido años de oro para las empresas".

Gráfico 14



¿Cuál ha sido la contrapartida?

¿Las inversiones? El programa de inversiones acreditado en las tarifas no se ha cumplido. Esto es suficientemente conocido, a pesar de que nunca hubo una evaluación oficial, y mucho menos penalidades impuestas a las empresas. Cuando Fundelec quiso averiguar lo que había pasado entre 1992 y 1996 para la elaboración del pliego 1999-2002, el Ministerio de Minas dijo que se había extraviado la documentación. El nivel de inversión en el sector tocó en 1996 su punto más bajo desde 1973, y el atraso acumulado desde hace veinte años se ha vuelto el problema número uno de la industria eléctrica. La Ley de Privatización, en su afán para desencadenar un proceso rápido y sin retorno, determinó

que no se podían hacer inversiones en las empresas por privatizar: "Se prohíbe a los entes públicos invertir nuevos recursos en aquellos entes objeto del proceso de privatización" (Art. 19). "Queda prohibido a los entes públicos realizar operaciones que conlleven la conversión de deuda pública en inversión. Les está igualmente prohibido otorgar avales, fianzas, préstamos o garantías de cualquier tipo" (Art. 18). El mismo error se cometió en varios países³⁴, con un efecto similar, la subinversión crónica a lo largo de los años y el consiguiente deterioro del servicio, en particular por la insuficiencia del sistema de transmisión y la falta de mantenimiento o de reposición en las centrales térmicas. El nuevo siglo amanece con un creciente número de fallas mayores en la transmisión y con el racionamiento cuando surge la sequía del 2001.

¿Una mejora en la eficiencia? Las "pérdidas" en lugar de bajar han aumentado, hasta llegar a un 28%, con una tendencia clara de crecimiento (en 2003, 90.962 GWh consumidos, de los cuales 25.184 corresponden a no facturados).³⁵ Los incentivos tarifarios a la eficiencia (técnica, gerencial, etc.) apenas surgieron en el pliego 1999-2002.³⁶ Los mecanismos de incentivos a la calidad de servicio aún no han sido implantados.

¿Una industria reestructurada? Ya hemos visto (Capítulo I) que no se dio la separación entre generación, transmisión y distribución, que no se ha creado la empresa de transmisión, que no existe un mercado eléctrico y su organismo gestor.

³⁴ Brasil y Honduras, son dos ejemplos gráficos de este proceso.

³⁵ En el primer pliego tarifario de los años noventa, se reconocía en la tarifa un margen de 21% de pérdidas por robo. La meta definida para el segundo pliego era de reducirlo al 12% en 2001). Sin embargo, Cadafe, que tenía un 26% de pérdidas en 1995, llegó a 38% en 1999 (datos Edelca). Basta con recordar que en un documento de 1983, Cadafe se proponía reducir sus pérdidas del 20% a 12% en el año 2000 (Cadafe 1983, Plan Rector 2000). "Esta situación coloca a Cadafe en una encrucijada, se reestructura para mejorar o termina declarándose en quiebra, pues tal como está actualmente la empresa es inviable" declaró el Director de Electricidad del MEM en el 2002 (*El Universal*, 4/2/2002).

³⁶ Elecar, comprada por AES, objetó dicho pliego: la empresa había pedido una tarifa de 94,03 Bs/kWh para el año 2001, y se le reconoció 52,37 por reducción de las previsiones de la tasa de cambio, del precio de los combustible, pero también por una comparación internacional de los costos eficientes.

¿Una institucionalización perenne? La tan prometida ley eléctrica no se aprobó, sino hasta 1999 ya en el Gobierno de Hugo Chávez, pero ha sido congelada de inmediato. En 1989 se creó el Comité Nacional de tarifas eléctricas. Su composición reflejaba todavía la heterogeneidad de la red de actores que maneja el sector eléctrico: Ministerios de Energía y Minas, de Fomento, del Ambiente, Cordiplan, el Fondo de Inversiones, la CVG, y Caveinel. En 1992 se creó la Comisión Reguladora de Electricidad, integrada por los tres ministros ya mencionados, con el apoyo técnico de Fundelec. Pero las múltiples convulsiones políticas a lo largo de los años noventa ejercieron una enorme presión sobre el poder político, generando periodos de congelación de tarifas (1992), de cambios en la metodología (1993, 1994), atrasos en la elaboración de los pliegos (1997-1998), etc. De ahí la declaración ya mencionada de la Cámara Venezolana de la Industria Eléctrica: "Las decisiones tardías y altamente politizadas en materia tarifaria y, además, los cambios sorpresivos de las reglas del juego establecidas, son factores que afectan significativamente a las empresas eléctricas" (*Interconexiones*, Revista de Caveinel, N°. 12 de noviembre de 1994). Seguramente, Caveinel podría volver a escribir lo mismo en el 2005. El modelo de regulación ha cambiado, eso es cierto, pero se trata de un cambio aún sumamente frágil, y reversible. Como ya lo hemos dicho (Capítulo I) lo explica el contexto político: en 1989 el Caracazo; en 1992 las dos tentativas de golpe militar; en 1993 la destitución del Presidente por corrupción; la presidencia de Rafael Caldera que gobierna contra el Congreso y trata de actuar por Decreto, promulga en 1996 la reforma del sector eléctrico, pero no le alcanza para lograr la aprobación de la ley eléctrica, ni la privatización de las empresas. Era difícil esperar una continuidad en la política eléctrica cuando imperaba una semejante discontinuidad e incertidumbre política.

En 1999, es elegido Hugo Chávez, quien ratifica el programa de privatización pero lo paraliza poco después. A partir del año 2000, el gobierno cuestiona la reforma iniciada por Carlos Andrés Pérez. Al final de la década de los 90, el gran proyecto de reforma había fracasado, bien sea por no haber podido ser implantado, o por haber producido efectos diferentes de los previstos.

5 | Conclusión

Volviendo a la pregunta inicial, podemos entender ahora por qué ha sido tan difícil en Venezuela aprobar una ley eléctrica y definir la función reguladora. Es fuerte el contraste entre este sector y, por ejemplo, el sector de telecomunicaciones; los telégrafos obtuvieron su primera ley orgánica en 1899, los teléfonos en 1915, y por fin una legislación integral para el sector en su conjunto con la ley de telecomunicaciones en 1936. A principio de los 90, cuando se dio la liberalización del sector; la promulgación de una nueva ley y la creación de una Comisión Reguladora se hicieron sin mayores obstáculos. El papel estratégico de las comunicaciones estuvo muy claro para el Estado desde hace más de un siglo (Herrera, 1981).

- Durante el primer periodo, prevaleció una regulación informal y débil por parte de los municipios y, por otro lado, una fuerte resistencia de las empresas privadas a la intervención pública. La confrontación entre Ricardo Zuloaga y Pérez Alfonso, en la que se oponían la llamada "autorregulación" de las empresas y la necesidad "impostergable de regulación y normalización de los servicios eléctricos", terminó por darle la victoria al primero. El proyecto de ley, iniciado en 1947 y presentado públicamente en Maracay por la CVF, fue retomado durante los años cincuenta³⁷, y después a principios de los años sesenta³⁸, pero nunca fue aprobado

³⁷ En marzo de 1950, se terminó la redacción de un proyecto de Ley de Electricidad. Un grupo de técnicos de la CVF y otros del sector privado fueron los encargados de efectuar dicho trabajo. El Plan eléctrico publicado en 1956 tiene un último capítulo en donde se enfatiza la dimensión de "servicio público" del sector eléctrico y, por consiguiente, la necesidad de regularlo, de controlar sus precios y anuncia la próxima propuesta de un proyecto de ley.

³⁸ "En 1960 se concluyó la redacción de un proyecto de ley de la industria eléctrica que reposa en la CVF, elaborado por una comisión integrada por representantes de la nación y de las empresas el cual podría servir de base a la ley futura" (Gobernación, 1963:103). También se encuentra en la bibliografía el Anteproyecto de ley de regulación del servicio eléctrico (Contraloría Municipal, Caracas, 1965) elaborado por L. Prieto Oliveira y M. Axar, amigos de Pérez Alfonso.

debido a la oposición de la Electricidad de Caracas, apoyada finalmente por el Banco Mundial. Los gobiernos de Acción Democrática, como lo hemos visto, prefirieron manejar los conflictos de los años sesenta como problemas locales y sepultaron otra vez el proyecto de ley.

- Sin embargo, estos mismos conflictos convencen poco a poco a los actores de la necesidad de precisar las reglas del juego, en particular en materia tarifaria. El primer paso lo da R. Caldera con la creación de una Comisión para el estudio de un sistema nacional de tarifas. Poco después, entre las cinco metas prioritarias definidas por Cadafe en 1970 (Informe, 1970), aparece lo siguiente: "Concluir estudios que tiendan a la presentación y promulgación de la ley eléctrica, factor indispensable en el objetivo trazado por la empresa: guerra a la oscuridad". Las empresas, tanto públicas como privadas, propician la redacción de un proyecto, presentado en 1974 por el Colegio de Ingenieros. Cordiplan, en el IV Plan de la nación 70-74³⁹, y después en el V; en 1979 el Ministerio de Minas y el FIV, abogan por la aprobación de una ley.

Los cambios de gobierno y de los partidos en el poder no parecen afectar esta dinámica. En 1984, el proyecto, listo y aprobado por los actores sectoriales es remitido a la Procuraduría de la Nación. Parece que, después de tanto tiempo, se ha logrado un consenso. Sin embargo, no ocurre nada, y el proyecto se engaveta una vez más. Como lo hemos visto, los años setenta se caracterizan también por un repunte del fomentismo, que no enfatiza la función reguladora sino más bien la intervención directa del Estado en la producción de los servicios. El proyecto de holding eléctrico, surgido a finales de los setenta, lo ilustra; en él predomina la concepción de unificar las funciones en una entidad de similares características institucionales a la de las grandes empresas públicas, una organización central con contratos de gestión para controlar

³⁹ "Elaboración de los instrumentos jurídicos necesarios para regular la prestación del servicio eléctrico y delimitar la competencia de los participantes en las diferentes fases de la actividad eléctrica".

el comportamiento empresario estatal. A pesar de lo que pregona el Ministerio de Minas en 1989, fomento y regulación tal vez no son soluciones complementarias, sino más bien alternativas.

Pero ni siquiera la creación del holding se ha logrado. El sector eléctrico se había convertido en un complejo sistema de intereses creados, de centros de poder muy celosos de su autonomía, en un instrumento de permanentes negociaciones y compromisos, muy poco compatible con el sistema de normas y reglas claras, explícitas, válidas para todos, que pregona Pérez Alfonso.

El año 1989 abre un nuevo capítulo en la historia de la ley eléctrica. El Gran Viraje definido por Carlos Andrés Pérez contempla una reestructuración completa del sector; fundamentada en la separación de funciones, la introducción de la competencia, la creación de un mercado al por mayor y la privatización. La promulgación de una ley se vuelve una condición necesaria para implantar el modelo y definir las nuevas reglas del juego. El modelo también requiere de una clara separación entre el papel regulador y el papel empresarial del Estado. Por medio de Los Decretos 2.383 y 2.384 del 18 de junio de 1992, se crea la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (Cree) y su órgano técnico, Fundelec. Estos organismos reciben un mandato claro: "elaborar un proyecto de ley marco en un plazo no mayor a 180 días" (!).

El mandato no se cumple. En 1996, el Decreto 1.558 de R. Caldera reitera la misma decisión, sin mayores efectos, a pesar del activo lobby del FIV, cuyo programa de privatización dependía de la aprobación de esta ley. Un proyecto será presentado al Congreso en 1998, junto con un contraproyecto elaborado por el partido de izquierda Causa R, pero el mandato presidencial se termina sin que se haya aprobado el nuevo instrumento legal. La firma de la ley en 1999 por Hugo Chávez, en vez de coronar los esfuerzos anteriores, significa más bien su entierro. Reforma eléctrica: paz en su tumba.

Aunque la política de R. Caldera, plasmada en el decreto 1.558, no difiere mucho de la protagonizada por Carlos Andrés Pérez —no hay discontinuidad en los proyectos de reforma—, cada nueva tentativa fracasa como lo hicieron las tentativas anteriores. El sector eléctrico refleja, de

manera casi caricaturesca, la debilidad institucional que se observa también en otros sectores de la vida nacional.

¿Se puede resumir la historia de la regulación eléctrica en Venezuela por las sucesivas tentativas de elaboración de una ley y su recurrente fracaso?

¡En ningún caso! Esa formulación no explica las razones de tal fracaso; pero tampoco da cuenta de la trayectoria de la industria eléctrica que durante décadas ha gozado de una estabilidad suficiente como para permitir el espectacular crecimiento de la oferta, la ampliación de su cobertura y una razonable rentabilidad para una empresa como la Electricidad de Caracas. La falta de un marco jurídico y de un sistema coherente de regulación, no significa la ausencia de mecanismos estabilizadores. Las crisis ocurrían detrás del telón y se resolvían no por una solución institucionalizada (plasmada en una ley), sino por reajustes provisionales pero relativamente efectivos. Sí hubo regulación, en el sentido cibernético de la palabra. Mientras no logremos entender cuáles son estos mecanismos, y cómo funcionan, no lograremos tampoco entender el fracaso de las reformas.

Conclusión

"Déjenos pensar por usted"

Cualquiera que sea la opinión que se tenga sobre el "gran viraje" iniciado en 1989, debemos observar que, diez años más tarde, la situación del sector eléctrico resulta bien diferente de la ideada por sus autores. No fue posible implantar la mayoría de los mecanismos definidos en aquel entonces y, los que sí han sido creados, no produjeron los resultados esperados y el cambio político ocurrido en 1999 cuestionó los mismos principios de la reforma.

Algunos se alegrarán con este fracaso, porque desde el principio se opusieron al planteamiento neoliberal (anunciado desde principios de los años ochenta por el Plan Tinoco y su proyecto de privatización de las empresas eléctricas), incapaz de crear un servicio eléctrico eficiente y justo. Se multiplicaron las tentativas para reafirmar el monopolio del Estado en este sector, para revertir la tendencia hacia la creación de un mercado.¹ Otros lo lamentarán porque estaban convencidos de que esa reforma era la única vía para sacar al sector eléctrico de su crisis, y que su fracaso sólo se debió a unos contingentes sobresaltos políticos. El debate se polariza, pues, en torno a una temática sencilla, privatización o "desarrollo nacional", neoliberalismo o servicio público.

Surge una duda. ¿Es cierto que la competencia, la privatización, la regulación independiente eran los mecanismos adecuados para

¹ Ver por ejemplo, las declaraciones del Viceministro de Energía el 2 de octubre de 2004.

enfrentar la crisis específica que padecía la industria eléctrica venezolana? Por otro lado, ¿es cierto que la propiedad pública y una inversión financiada con fondos presupuestarios hubieran bastado para superar dicha crisis? Tal vez estas dos recetas se quedan cortas frente a un deterioro mal diagnosticado.

Un documento publicado en la página web de Fundelec en 2003 (Aportes para el debate acerca de la Constituyente Eléctrica, Grupo de trabajo designado por la Dirección) ilustra la dificultad actual para realizar el diagnóstico. Este texto enumera los problemas siguientes:

- Subutilización de capacidad instalada (centrales termoeléctricas).
- Ausencia de una política efectiva de supervisión y control por parte del Estado.
- Carencia de articulación en materia de planificación estratégica entre las empresas eléctricas.
- Ineficientes sistemas comerciales (medición, facturación y recaudación), lo que genera altos niveles de morosidad.

Pero, a juicio de los autores, todo esto no es sino la consecuencia del "avance de la política neoliberal en el sector eléctrico".

Al finalizar nuestro recorrido histórico, nos parece posible formular el diagnóstico en términos distintos. El sistema eléctrico venezolano goza de una gran inestabilidad y fragilidad, pero también de una increíble continuidad. Sus logros son impresionantes y sus dificultades aparentemente insuperables. Sin embargo, no se trata de dos problemas diferentes, sino de una sola realidad, las dos caras de una misma moneda. Tenemos que entender este funcionamiento como un todo. Por cierto, el modelo ha evolucionado con el tiempo; los años ochenta han revelado su agotamiento hasta la caricatura, pero aun en ese momento, los mecanismos básicos que mueven el sistema no son nuevos, son los mismos de antes; y los años noventa nos han mostrado la increíble capacidad de

este modelo para mantenerse y reproducirse, a pesar de las tentativas de reforma.

Para formular nuestra pregunta en términos aun más contundentes y provocativos: ¿tiene este sistema los suficientes anticuerpos como para neutralizar y "fagocitar" los nuevos paradigmas, incluyendo al de 1989 y tal vez también al de 1999, hasta poder tragar estas medicinas sin inmutarse?

Así que las cuestiones más importantes tal vez no son las que se debaten. A nuestro entender, el problema central, presente ya en la introducción de nuestro ensayo, se puede formular así: ¿cuáles mecanismos reales de regulación se han desarrollado a lo largo del tiempo, creando una matriz de resolución de los problemas tan difíciles de cambiar?

I | **Varias etapas, una sola historia**

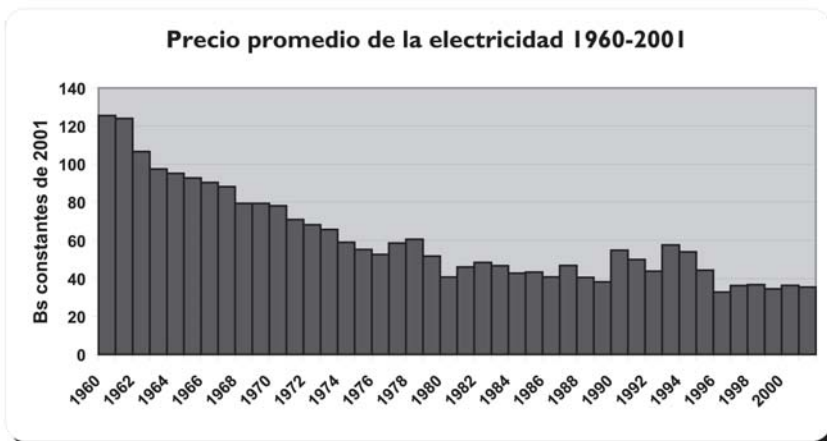
1945 marcó el inicio de una intervención decisiva del Estado en el sector eléctrico. De negocio privado pasó a ser un servicio estratégico para el desarrollo económico y social, con una inversión pública masiva para ampliar su cobertura, comprar empresas existentes y conformar sistemas regionales. Muy pronto se añade otra meta: el aprovechamiento del recurso hidráulico del Caroní. Desde este punto de vista, las fechas claves son 1946, creación de la CVF; 1958, la de Cadafe; y 1988, puesta en servicio de Gurí I (seguido por Gurí II, Macagua, Caruachi). El sistema eléctrico venezolano ha logrado desarrollarse a un ritmo sostenido, acorde con el crecimiento de la demanda, sin mayores crisis, y con precios cada vez más bajos gracias a la inversión masiva en hidroelectricidad.

Tabla 14
Consumo per cápita (kW/h)

1945	44,5	1979	1.526
1950*	82,0	1985	2.022
1959	283,0	1990	2.313
1969	777,0	1999	2.530

* (México, 1965)

Gráfico 15



Esa gran aventura del fomentismo eléctrico se ha desarrollado con una impresionante continuidad, a pesar de los vaivenes políticos. El periodo 1948-1958 se alejó poco de la meta definida en 1945, y la recién iniciada construcción de Tocoma concreta un plan definido desde los años cincuenta.

En términos de regulación, los periodos se determinaron de otra manera: 1947, primera intervención del poder central sobre el precio

del servicio eléctrico; 1969 definición de la competencia del Estado, y del monopolio del gobierno nacional en la fijación de las tarifas. Si bien la primera fecha remite a una intervención puntual, la segunda define una dimensión esencial del modelo; una regulación económica de tipo "full cost recovery", que se impone tanto a las empresas públicas como a las privadas, y una regulación centralizada, porque la interconexión significa el cambio de un archipiélago de pequeñas interconexiones regionales por un sistema integrado dominado por la generación hidroeléctrica de Guayana. Ha nacido el Estado regulador; junto con el Estado optimizador de los recursos energéticos.

Sin embargo, el Estado regulador no sustituye al Estado fomentista, sino que ambos funcionan en paralelo, se combinan y se distorsionan uno a otro, hasta generar mecanismos muy específicos.

A partir de 1969, en lo esencial, se instauró el sistema que funciona hasta ahora y que, a imagen y semejanza del país, se irá deteriorando poco a poco.

En cuanto a la famosa crisis del sector, si bien estalla a finales de los ochenta, tenemos que remontarnos hasta 1973 y 1979 para entenderla. Tal como ya se ha mencionado, los dos choques petroleros, con los ingentes recursos que los acompañan, marcarán a la vez el colmo y la ruina del fomentismo. Esto se puede analizar tanto en términos sectoriales como en términos globales, donde coinciden los peores aspectos de la Venezuela Saudita, con el agotamiento (en toda la región) del modelo de sustitución de importaciones. El proceso de deterioro seguirá inexorablemente su curso, pasando por la crisis cambiaria de 1983, por el gran viraje de 1989, y por el vuelco dado en 2000-2002 por el actual gobierno. Se levantan muchas actas del agotamiento del modelo, diagnóstico compartido pero sin consenso en torno a las causas de la enfermedad.

Sin embargo, el sistema eléctrico no ha colapsado; ha logrado crecer, superar conflictos violentos y situaciones adversas, sobrevivir a fuertes choques macroeconómicos y financieros, enfrentar crisis políticas mayores. Se trata, pues, de un sistema "autorregulado" en el sentido cibernético de la palabra, gracias a múltiples mecanismos de ajuste. En esta historia, no hay ninguna edad de oro y tampoco periodos malditos,

no hay por un lado los buenos y los malos por el otro. Los mismos actores, las mismas instituciones, los mismos mecanismos explican a la vez lo mejor y lo peor de este cuento. Tampoco se puede culpar a tal o cual persona. La característica de un funcionamiento sistémico es que el comportamiento de los individuos se determina mucho más por su lugar en el sistema, que por su propia voluntad.

Esa autorregulación se da a través de múltiples actores. Siempre a los analistas les fue difícil entender como funcionaba el sistema institucional, que les parecía disperso y poco coherente. En su Informe de 1998, el consultor Cooper & Lybrand escribió: "...un número significativo de instituciones intervienen en el control y la administración del sector. Sin embargo, hasta la fecha ninguna ley sectorial define los respectivos papeles y responsabilidades de estas instituciones. Como resultado se observa una considerable incertidumbre y solapamiento de competencias jurisdiccionales entre las diversas instituciones y entre los diferentes papeles del Gobierno como accionista, regulador y responsable por la definición de políticas".²

Por eso, tenemos que volver a observar las relaciones existentes entre algunos de los actores, y entender las reglas implícitas que les gobiernan.

2 | Empresas y entes financieros

¿La regulación por el financiamiento?

El enorme peso de los costos hundidos hace del tema del financiamiento un problema clave del sector eléctrico: al invertir, la empresa compromete ingentes capitales que difícilmente pueden recuperarse si la empresa tiene que irse o cerrar una planta. Según los economistas, este factor explica la naturaleza monopolística del sector y la necesidad de su regulación.

La masiva intervención financiera del Estado en el servicio eléctrico, a partir de 1945 y con recursos del fisco, modifica la problemática de la inversión, pero además introduce nuevos actores y

² Traducción nuestra.

define una nueva modalidad de regulación. Los entes financieros públicos no son meros bancos, sino que se encargan de definir e implantar una política global para el sector. La CVF³ inicia sus actividades en el sector eléctrico con una actividad principalmente crediticia, pero, como lo hemos visto, pronto usa sus acreencias para convertirlas en participación del capital de las empresas, tomar su control directo, y reestructurarlas. De allí en adelante, se convierte en accionista dominante del naciente sector público, hasta su fusión en una sola empresa, Cadafe, en 1958.

Pérez Alfonso (1965: 65) subraya la importancia de la intervención financiera del Estado al inicio del periodo, "la significativa aportación de lo que para aquella época representaba Bs. 60 MM en efectivo, y créditos por 30 MM más, estableciéndose que las aportaciones anuales deberían ser del 2 al 10 por ciento de las rentas presupuestadas".

A partir de 1958, la CVF seguirá siendo el principal proveedor de fondos para el sector. El aprovechamiento del río Caroní obliga a ampliar las fuentes de financiamiento. El Plan de la nación 1965-1968 contempla un programa de inversión de Bs. 1,133 MM para el sector público (237 fuentes internas, 301 endeudamiento interno, 566 aportes de capital del gobierno, 29 otras fuentes). Con la construcción del Gurí, se iniciará la intervención de los bancos multilaterales.

Sin embargo, a diferencia de lo que hace en otros sectores de la economía, la Corporación no prestará más dinero a las empresas eléctricas privadas⁴, sino apenas a las empresas públicas. El sector privado logra cubrir sus inversiones principalmente con fuentes internas. Entre 1957 y 1963, sólo 18% de sus inversiones se hicieron como aumento del pasivo a largo plazo (Prieto, 1964), y las previsiones del Plan de la Nación 1965-1968 incluyen inversiones del sector privado por Bs. 297 MM de Bs (257 por autofinanciamiento y solamente 40 de fuentes externas). El contraste se hace cada vez más fuerte entre un sector privado que autofinancia sus inversiones y un sector público cuya rápida expansión se

³ "Prácticamente todos los ministerios actuales tienen su origen directo o indirecto en Fomento. Lo mismo se puede decir de muchos institutos, corporaciones y empresas del Estado" (R. Perdomo, Réquiem para Fomento, Estudios IESA, N°. 10).

⁴ El Grupo Vollmer-Zuloaga, que controla la Electricidad de Caracas, recibió cuantiosos créditos de la CVF para sus actividades en la producción de azúcar o de cemento, pero no para la electricidad.

financia con aportes del Estado. La política eléctrica del Gobierno es principalmente una política financiera, cuyo brazo armado es la CVF, verdadero ente rector; pero orientado hacia el sector público más que hacia el sector eléctrico en su conjunto.

A partir de 1975, ocurren dos cambios significativos. Por una parte, la nacionalización de las empresas extranjeras, que reduce aún más el peso del sector privado. La Electricidad de Caracas se vuelve la única empresa privada de peso y la política eléctrica nacional se centra más que nunca en el desarrollo del sector público. El otro cambio significativo es el surgimiento de un nuevo actor, el Fondo de Inversiones de Venezuela (FIV), creado en 1974 para invertir los ingentes recursos generados por el alza del precio del petróleo; este organismo se encarga de la compra de las empresas nacionalizadas y pasa a ser "la principal fuente de financiamiento del sector eléctrico estatal"⁵ en sustitución de la CVF. Lo hace a través de aportes de capital y de préstamos que pronto se capitalizan. En pocos años, el FIV se vuelve dueño de las empresas públicas, incluyendo a Edelca. Si bien al principio el sector eléctrico no representa para él sino un área de inversiones de recursos, el Instituto pronto empezará a intervenir en la administración de las empresas y en la definición de la política de la industria. La Memoria de 1979 define como meta la acentuación del papel del FIV como accionista activo y organiza su informe no en torno a proyectos financiables, sino a un análisis global del sector y de las empresas. La Memoria de 1980 presenta el FIV como "accionista mayoritario y principal responsable del sector (...) Con las medidas adoptadas, es decir, los ajustes tarifarios, los incrementos de capital, la dotación al sector de una ley programa para sus inversiones, y la constitución de una estructura administrativa para el sector eléctrico público, el FIV persigue uno de sus principales objetivos: la total reorganización del sector de la industria eléctrica". El Instituto se presenta como el ente rector del sector; no sólo de hecho, sino también de derecho: "Ante la ausencia de un ente planificador y coordinador de las actividades de las diferentes empresas, el FIV se vio obligado a llenar este vacío" (Memoria, 1974-1984). La misma Electricidad de Caracas reconoce,

⁵ Memoria y Cuenta del FIV, 1976.

durante la crisis financiera y tarifaria de 1986, que "un organismo clave para la aprobación del reglamento de tarifas es el FIV", a pesar de que el responsable por la fijación de los precios es el Ministerio de Fomento; así, la empresa desarrolla un intensa labor de negociación "con el Gobierno, y dentro del Gobierno con el FIV especialmente" (Caso Electricidad de Caracas, 1987).

Durante la fase de transición, el Fondo de Inversiones de Venezuela (FIV) tendrá un papel estratégico. Como financista, cambia su *modus operandi*, y se orienta básicamente a la atención de los compromisos de la deuda externa de las empresas, así como a la reestructuración de las empresas. No se trata más de hacer aportes o préstamos para las inversiones, sino de financiar los pasivos laborales, el pago de las deudas, la modernización institucional, para hacer posible la privatización de las empresas. Esto implica una aún más directa supervisión de la gerencia diaria de las empresas.⁶ Por su parte, la estrategia de privatización, encargada al FIV por el Presidente de la República, viene con una reestructuración de las empresas, la separación de negocios, la partición de Cadafe entre varias distribuidoras regionales, etc. Más que nunca, el FIV se presenta como el jefe de orquesta del sector eléctrico.

La eliminación del FIV en el 2001 y la creación del Banco de Desarrollo Económico (Bandes) no significó la desaparición de los entes financieros que siguen controlando el capital de las empresas eléctricas públicas y aportando sustanciales fondos fiscales, pero ya no tienen más el papel de Ente Rector. Su eliminación difícilmente se podía dar por su total identificación con la política de 1989, pero los efectos son notables. El proyecto estratégico de reestructuración del sector desaparece con el FIV, sin ser sustituido por otro tan coherente. Además el FIV había logrado, a lo largo de sus tres décadas de existencia, crear equipos eficientes de profesionales bien formados y especializados, que no existían ni tampoco existen ahora en el Ministerio de Energía y Minas.

⁶ "Se mantuvo la política de seguimiento y control trimestral de los indicadores de gestión mediante reuniones de evaluación de los planes de recuperación de energía perdida y cuentas por cobrar, con la finalidad de identificar las desviaciones y estimular la aplicación de correctivos por parte de las empresas" (Memoria FIV, 1999).

A pesar del papel determinante que tuvieron los entes financieros, sería ilusorio pensar que las empresas eléctricas públicas hubieran sido simples títeres en sus manos. No se puede subestimar el peso propio de las empresas y su relativa autonomía, típica de las grandes empresas públicas que en buena medida se "autorregulan".⁷ Pero el contexto venezolano refuerza esta característica.

Edelca, como lo hemos visto, tiene características peculiares entre las empresas eléctricas (ver Capítulo I) por su tamaño, su flujo de caja, la estabilidad de sus dirigentes, su especialización en la generación que la alejan de los problemas de distribución domiciliaria, y la visibilidad política de sus inversiones. Siempre ha sido adscrita a la Corporación Venezolana de Guayana, cuyo Presidente, con rango de Ministro, tenía muchísimo poder; al controlar la industria siderúrgica, la del aluminio y como mayor actor del sector eléctrico. Años más tarde, Edelca se volverá el principal pilar financiero de la CVG. Por tal razón la Corporación no podrá aceptar perder la más mínima parcela de poder sobre esta empresa, y se opondrá contra viento y marea a los proyectos de reforma del sector que limiten su autonomía, o la obliguen a separarse de ciertas actividades.⁸

Sin embargo, a pesar de su autonomía y de su posición dominante en el "mercado", Edelca siempre fue la gran perdedora en el complicado juego de la interconexión y del despacho, como se describió en el Capítulo II. Estos elementos conforman la matriz de las relaciones entre Edelca y las otras empresas del sector:

⁷ EDF, que asesoró Cadafé y Edelca, es un buen ejemplo de una empresa pública autorregulada, quien autodefine sus principios tarifarios (la tarificación marginal de M. Boiteux). En Venezuela, el caso paradigmático lo constituye la empresa petrolera, PDVSA, cuya tutela por parte del Ministerio de Minas siempre ha sido débil. Últimamente, el esfuerzo del Gobierno actual para revertir esta tendencia ha desembocado en un control político directo de la empresa por parte del Presidente de la República, más que en una política sectorial elaborada por el Ministerio de Energía y Minas.

⁸ Además, la CVG es accionista de Edelca, pero también de la industria siderúrgica o de aluminio, clientes claves de Edelca y, cuando estos dos últimos sectores entran en crisis, se vuelven morosos y acumulan deudas gigantescas con esta empresa. La CVG, accionista de ambos lados, es juez y parte, negocia arreglos donde lógicamente pierde Edelca, la única empresa financieramente sana. Esto complica aún más el problema financiero del sector eléctrico y también su funcionamiento institucional.

Cadafe, por su parte, encargada de la distribución eléctrica en el 90% del territorio nacional, es un actor clave, no solamente en el servicio eléctrico, sino también en el sistema político. Durante sus primeros años, la unificación de decenas de pequeñas empresas, la electrificación de todo el territorio, le otorgaron un papel estratégico, una verdadera misión (un "mandato social") ejercida con identidad y mística por excelentes profesionales a todo lo ancho del país. Hemos visto (Capítulo I) que desde el principio se había generado un gran ambigüedad acerca de su mandato. Por un lado se decía que Cadafe tenía que ser rentable (tasa de retorno del 9%) pero, por otro lado, se explicaba que por su misión social no podía ser rentable (zonas poco densas, bajo consumo por suscriptor, escasa capacidad de pago). Nunca se definió una manera clara de superar esta contradicción, lo que generó en la empresa un gran caos que trajo consigo deficiencia y corrupción⁹, defectos que se agravaron mucho a partir de 1973, pero que estaban inscritos desde el principio en la ambigüedad mencionada. Una empresa que tiene mandatos contradictorios es una empresa expuesta a cualquier tipo de vaivén.

Pero un factor determinante de la "autonomía" y de la resistencia al cambio de Cadafe, viene de su posición en el sistema de poder que le otorgó su presencia en cada rincón del país, prestando un servicio de vital importancia. Esa posición estratégica en todas las regiones fue aprovechada por los partidos políticos –y específicamente por Acción Democrática– que la usaron, para el control populista, para el ejercicio del poder por el partido (más que todo a nivel local, pero estrechamente controlado por el nivel nacional). Sus decisiones obedecen, pues, a una lógica que no es meramente empresarial y sectorial, y a su Presidente,

⁹ La corrupción, "uno de los más viejos y arraigados males de la República" (como lo dijo alguna vez M. Caballero) se nutre de las innumerables oportunidades de comisiones que surgen en una empresa eléctrica, a todos los niveles y para los más diversos fines, incluyendo el financiamiento de las campañas electorales de partido; su importancia ha crecido mucho durante las últimas décadas, como lo reconocen los autores del Aporte a la Constituyente Eléctrica, de Fundelec (2003) que quieren "combatir a fondo la corrupción, la burocracia y el clientelismo que durante muchos años sustituyó la ética y la mística laboral por el negocio fraudulento". No se puede subestimar el peso de este factor en la resistencia al cambio, en la defensa del statu quo.

nombrado directamente por el Presidente de la República, goza de una autonomía cierta frente a los diversos ministros, o frente a los sucesivos pseudoentes rectores. La lógica política prima frente a las lógicas sectoriales o gerenciales. De allí su increíble capacidad de resistencia a las reformas, hasta la fecha de hoy. Podemos mencionar dos ejemplos entre miles; por un lado, la partición de la empresa en cuatro empresas regionales, definida a principio de los 90 fue totalmente ficticia, puesto que las filiales no tienen autonomía alguna; en segundo lugar, la separación de negocios, definida por la ley de 1999, que aún no había sido efectuada cinco años después. En Opsis, Cadafe nunca cumple con sus compromisos de disponibilidad o de generación. En cuanto a sus deudas...

Mientras tanto, Cadafe sigue deteriorándose. La deuda gigantesca acumulada a finales de los 70, la reducción de la demanda en los 80, la caída de las inversiones, del mantenimiento y de la reposición de activos, el crecimiento de la morosidad, generan un círculo vicioso que hubiera debido acabar con la empresa: "Las empresas estratégicas del Estado desde finales de los años setenta, atraviesan por una profunda crisis de credibilidad, eficiencia, productividad, solvencia administrativa y confianza" (Aporte a la Constituyente Eléctrica).¹⁰ "Esta situación coloca a Cadafe en la encrucijada, o se reestructura para mejorar o termina declarándose en quiebra, pues tal como está actualmente la empresa, es inviable" (Entrevista al Director de Electricidad, *El Nacional* del 4 de febrero de 2002). Diagnóstico compartido, pues, pero Cadafe continúa allí. El "hombre enfermo" del sistema eléctrico obviamente es el punto nodal de cualquier reforma.

Esas características de las empresas tienen, pues, profundas raíces en la historia del sector y en la sociedad. Determinan sus relaciones tanto con las otras empresas, como con los usuarios y con el Estado. Para ilustrarlo, podemos recordar el fracaso de la coordinación de las inversiones entre las empresas públicas.

¹⁰ En 2000, frente al riesgo de una "falla del milenio" en los sistemas informáticos, el Director de Informática de Cadafe declaraba: "El equipamiento actual que posee Cadafe presenta una notoria desactualización tecnológica, lo que para esta coyuntura representa una ventaja, puesto que 95% de su equipamiento supervisa, controla y activa a través de dispositivos electromecánicos no susceptibles al cambio de milenio".

Durante los años setenta y ochenta, tanto el FIV como Cordiplan se quejan de la falta de coordinación. Ni siquiera Opsi, encargada de la gestión del sistema interconectado, había logrado una planificación concertada de las inversiones, prevista en sus estatutos. El FIV afirma que la planificación se viene realizando "en forma independiente por las diferentes empresas involucradas, planificación que carece de una adecuada visión de conjunto" (FIV, 1974-1984). Así que, durante los años setenta, la mayor preocupación no fue la regulación del sector, sino la coordinación de las empresas públicas, lo cual se tradujo en el proyecto de un holding eléctrico¹¹, que fuera el titular del 100% de las acciones de las empresas públicas. Se introduce en el Congreso en 1976 un proyecto de ley orgánica de la administración descentralizada, que contempla la creación de Corporaciones sectoriales, entes intermedios entre la Administración Central y las empresas del Estado, que tendrían como objetivos racionalizar la planificación, coordinación, supervisión y el control; y centralizar la programación y ejecución financiera. En el caso eléctrico, tal holding propondría el programa eléctrico nacional así como las tarifas. Tendría un comité de planificación cuyas decisiones serían de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas.¹² Los accionistas serían el FIV, la CVG, la CVF y sería presidido por el MEM (Ruocco, 1979). El V Plan de la Nación (1976-1980) también contempla la creación del holding; el Ministerio de Energía y Minas publica en 1979 un estudio, "Diagnóstico y reorganización del sector eléctrico", que concluye de la misma manera. El 12 de Mayo de 1981, el Gabinete Económico aprueba la formación del holding, y... no pasó nada. La última tentativa se dio en 1991 cuando el Decreto 1.790 encomendó a la CVG y al FIV la constitución de una casa matriz que agrupe y coordine las actividades de Edelca, Cadafe, Enelven y Enelbar, y tampoco prosperó. Mientras tanto, el FIV trataba de coordinar las inversiones de las empresas mediante programas de inversiones plasmados en una ley de financiamiento (1981, 1987), de dudosa eficacia.

¹¹ Un proceso similar se dio en otros países. En Argentina, por ejemplo, a finales de los años ochenta surgió el proyecto de un holding empresarial que tendría a su cargo el planeamiento estratégico, el control de gestión, la planificación de las inversiones (Bastos, 1995).

¹² A diferencia del Comité de Planificación de la OPSIS.

La regulación a través de los entes financieros ya tiene una larga historia en Venezuela, que culminó con el FIV. Los esfuerzos recientes del MEM para tomar el control accionista directo de las empresas públicas remite al mismo modelo. Sin embargo, a pesar de los aportes hechos por estos entes y de su total control accionario, poco han logrado influir en el comportamiento real de las empresas públicas.

3 | Usuarios, empresas y Estado

Para terminar de entender cómo se regula el sector eléctrico, queda por preguntarnos si el usuario, un actor aún poco mencionado en nuestro estudio, tiene injerencia en dicha regulación. El servicio eléctrico es uno de los más universales, lo usan tanto el sector industrial, los comercios, las dependencias oficiales, así como los hogares. ¿Existe, pues, "el usuario" como un actor único o fragmentado en función de los diversos intereses que lo componen? ¿Busca cambiar la situación o defiende el statu quo?

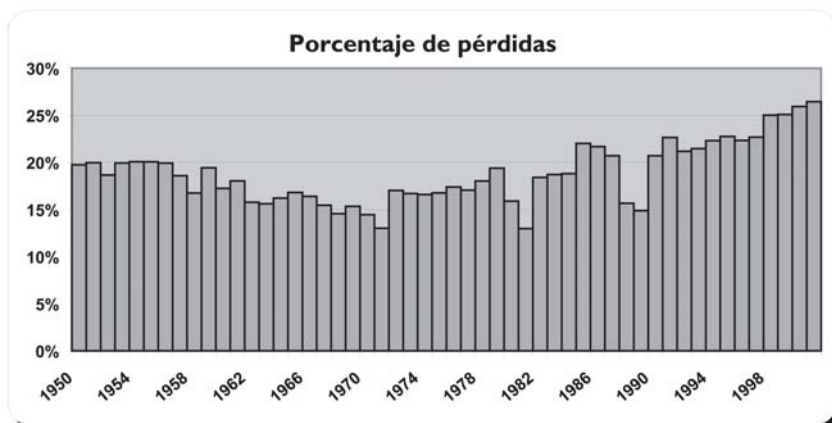
Es un actor que no tiene ningún papel definido legal o institucionalmente.¹³ Sin embargo, no está ausente de la historia eléctrica, ni ayer ni hoy. A partir de 1958, su presión se hace sentir de manera muy explícita para conseguir la extensión de las redes en los barrios de Caracas, o para que bajen las tarifas (Capítulo III). Más tarde, las demoras en el reajuste de las tarifas demuestran el temor de los gobiernos a un rechazo popular.

Sin embargo, las "huelgas de suscriptores" de los años sesenta estaban organizadas por los Concejos Municipales. Así que lo importante es entender cómo el poder público ha sufrido, manejado, usado esta presión de los usuarios para sus propios fines, tanto los poderes locales, como el poder nacional. Lo hicieron a través de tres mecanismos principales: el regateo de las tarifas, la tolerancia al robo de energía, los subsidios cruzados.

¹³ La nueva institucionalidad definida en 1999 no le otorga tampoco un papel relevante a diferencia de otros países (Coing, 2001).

Primero, por un atraso espasmódico en las alzas tarifarias, como lo hemos visto, aprovechando los primeros meses de cada gobierno para realizar el ajuste inevitable. Regateo permanente hasta encontrar el momento y el nivel aceptable para todos. Pero nadie sabe si se trata de una tarifa "justa", ni si el gobierno de turno cedió más frente a la presión de las empresas eléctricas o a la de las "masas". El usuario también percibe la mala calidad del servicio. La tarifa no tiene legitimidad.¹⁴

Gráfico 16



Segundo, por una tremenda tolerancia a los robos de energía y a la morosidad. El gráfico N°. 16 muestra la evolución de las "pérdidas" en el sector eléctrico entre 1950 y 2000. Si bien el fenómeno no es nada nuevo, el deterioro es evidente. En nuestro estudio sobre Margarita (Coing, 2001) hemos analizado el fenómeno del robo, ya sea por medio de tomas ilegales o por manipulación de medidores, que no se limita a las zonas de barrios y a sus conexiones clandestinas, sino que se encuentra en todas las capas de la población, en el comercio, en la industria.¹⁵ La manipulación de los medidores es un deporte nacional. El fenómeno se encuentra en todas las regiones del país, pero su intensidad varía mucho.

¹⁴ A la pregunta "¿Es razonable que las tarifas aumenten a la par de la inflación", los encuestados contestaron Sí, 15%; No, 80% (Delphi, 1996, Estudio de opinión pública sector eléctrico, estudio realizado para Fundelec).

¹⁵ Un testimonio entre muchos, es un artículo de *El Nacional* del 2 de agosto de 1989: "Hasta

En 1992, las pérdidas alcanzaban un 15% del consumo en Lara, y un 61% en Monagas (datos del FIV); Enelco, en la costa oriental del lago tenía un 70% de pérdidas mientras que Enelven, en la costa occidental, estaba en un 20%¹⁶, lo que revela que estos comportamientos tienen un alto componente cultural y político, y que el poder público lo maneja de manera diferenciada.

En cuanto a la morosidad, es muy común entre los consumidores oficiales, municipios, dependencias ministeriales, pero también entre los grandes consumidores industriales (sean públicos o privados) y los residenciales¹⁷. Robo y morosidad son comportamientos diferenciados¹⁸, pero comunes, socialmente aceptados, políticamente manejados. Sobran las tentativas para hacer del robo de energía un delito, y para poder cortarles el servicio a los morosos; paralelamente, sobran también las presiones públicas, formales o informales, para reducir la capacidad de las empresas públicas para cortar el servicio al usuario moroso. Hasta la fecha esto no ha hecho sino ampliar la brecha entre los que ineludiblemente tienen que pagar, y los que pueden evadir sus responsabilidades. Frente al pago, no todos los usuarios son iguales.

ahora todo el mundo tenía la creencia de que las tomas ilegales y manipulación de contadores procedía de los barrios marginales, pero los estudios han revelado que la sisa mayor proviene del sector comercial, especialmente restaurantes y de las casas residenciales de la clase media particularmente acomodada". Hay que mencionar también "la conexión fraudulenta entre funcionarios de las empresas y grandes consumidores para falsear los registros". Y no se ven grandes diferencias entre consumidores públicos y privados. En 1999, el diputado J. M. Rodríguez pregunta: "¿Cómo es posible que Sidor, después de privatizada, haya aumentado significativamente su deuda con Edelca, al pasar de 4.556 millones de bolívares en 1997 a 13.869 millones en 1998?" (*El Nacional*, julio 22 de 1999).

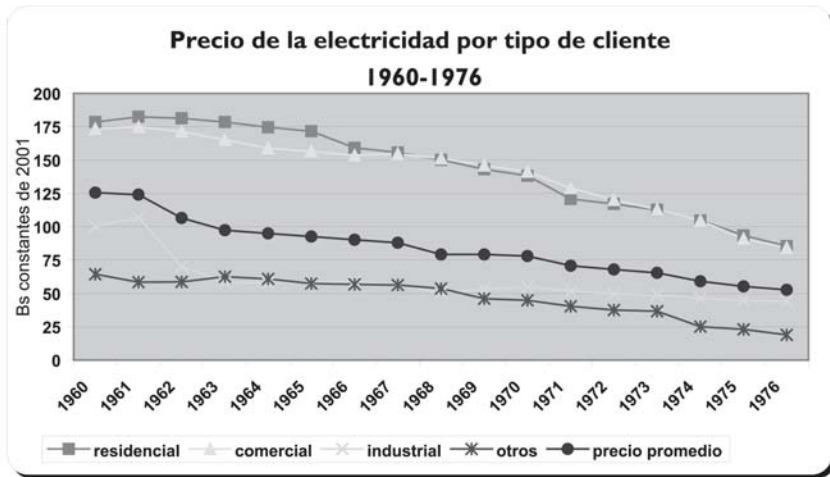
¹⁶ Las regiones más afectadas son zonas petroleras, o zonas donde dominaba Acción Democrática y no siempre las zonas más pobres.

¹⁷ Lo mismo ocurre en el servicio de agua: En Monagas, después de tres años de gerencia privada, el índice de cobro para los clientes residenciales (excluyendo a los de tarifa social) apenas alcanzaba un 38%, y un 50% para los sectores comerciales e industriales. En el mismo estado, las mejoras en la tasa de cobro varían muchísimo de un municipio a otro según la actitud adoptada por el alcalde.

¹⁸ En ese contexto, la reciente prohibición de los cortes del servicio puede producir efectos problemáticos.

En fin, el Estado maneja su relación con el usuario haciendo uso de la manipulación de la estructura tarifaria, a favor de sus clientes. Se trata del problema de los subsidios cruzados que tanto ha sido discutido durante los últimos quince años. Durante las primeras décadas, los consumidores domésticos tenían tarifas iguales y hasta superiores a las de los otros usuarios (tal como se ve en el Gráfico N°. 17). Las tarifas residencial y comercial promedio de Cadafe estaban en 1987, en 20 centavos/kWh.

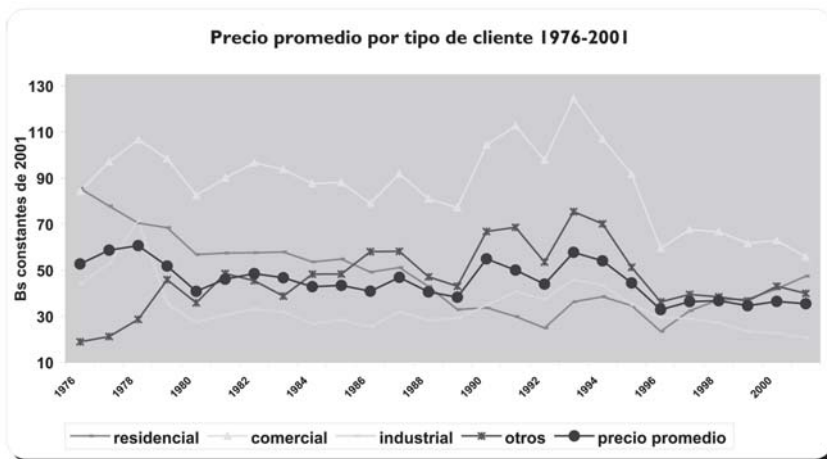
Gráfico 17



Pero, a finales de los 70, las tarifas comerciales e industriales suben mucho más que las residenciales. Ya en 1982 la tarifa residencial de Cadafe se ubica en 26,5 bolívares y la comercial en 55. Llegará el momento en que un comercio pagará a Cadafe por la electricidad, cuatro veces más que un hogar.¹⁹

¹⁹ Una de las consecuencias es el alto nivel de consumo doméstico de electricidad: "un venezolano utiliza anualmente 2,5 veces más energía que un mexicano, 3 veces más que un colombiano". Una familia del Zulia, cuyo clima incentiva el uso del aire acondicionado, "consume 1,8 veces más electricidad que un hogar caraqueño" (*Interconexiones*, N°. 21, marzo de 1998).

Gráfico 18



En el Gráfico 18 se observa que el diferencial entre los precios residencial y comercial se amplía en 1977, pero más que todo en 1981-83, en 1987 para Cadafé, y en 1990-1993 para todas las empresas: la correlación con la coyuntura político-económica se hace evidente. En un ambiente de crisis económica, de desempleo y fuerte inflación, la tarifa residencial se vuelve un tema sumamente sensible. La Electricidad de Caracas presenta en los siguientes términos la negociación que tuvo en 1986: sus tarifas resultaban inferiores a las de Cadafé, y la empresa propuso igualar sus tarifas comerciales e industriales a las de la empresa pública, "sin afectar a los suscriptores residenciales, y esta salida podía ser aceptable para el gobierno puesto que eventualmente tocaría a la población muy indirectamente". EDC negocia esta solución con las diferentes Cámaras de Comercio y logra finalmente "una entrevista con el Presidente de la República el 10 de Abril de 1987", así como la publicación en la Gaceta Oficial de un incremento tarifario de 74% al comercio y a la industria, sin tocar a la tarifa residencial.²⁰

Este subsidio cruzado tenía efectos distributivos regresivos ya que favorecía más a los consumidores de altos ingresos (por su alto consumo) que a los pobres. Hecho demostrado y cuantificado por el

²⁰ EDC 1987. Caso Electricidad de Caracas. Trocando la adversidad en ventaja. Mimeo.

IESA.²¹ "En términos absolutos, los más ricos reciben más del doble del subsidio concedido a los más pobres (...) Cuando se observa el cálculo del subsidio per cápita, las personas del estrato IV reciben más de tres veces el subsidio otorgado a las personas del estrato más pobre".

Así que todos los hogares, cualquier que fuera su clase social, se beneficiaban del sistema y, frente a los otros usuarios, podían unirse a favor de la permanencia de este sistema de precios.

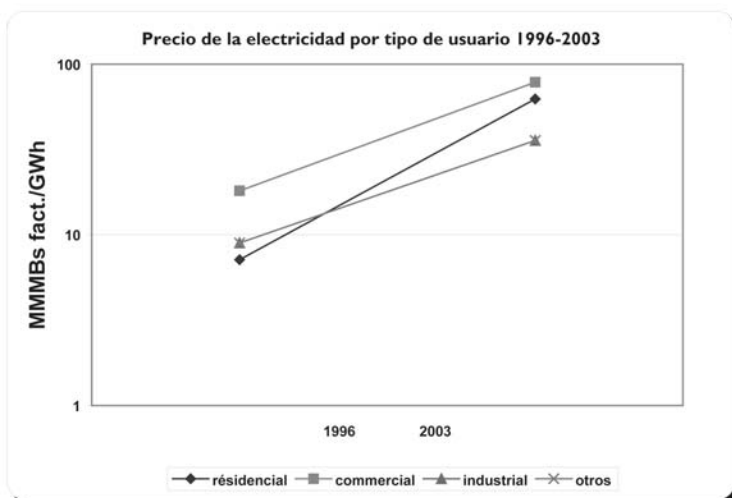
Quien pagó la factura fue más que todo el consumidor industrial y comercial (y la Nación por el atraso en las inversiones). Se podría esperar una fractura entre estos y los consumidores residenciales, cuyos intereses se vuelven contradictorios. Pero, si bien aprobaron con entusiasmo en 1989 el proyecto de eliminación del subsidio cruzado, no se puede decir que a lo largo de los años 70 y 80 esa divergencia haya tenido efectos significativos. Es que ni la industria ni el comercio tuvieron un papel protagónico en la regulación eléctrica. Las pequeñas y medianas empresas aguantaron de una manera sorprendente las tarifas muy altas por el peso del subsidio cruzado, así como las altas frecuencias de apagones, los cortes del servicio por falta de energía, las tensiones insuficientes, en particular en el oriente y occidente del país. Nunca han logrado convertirse en actores protagónicos del cambio en el servicio eléctrico. Para la muestra, un botón: "Las fallas en el sistema de energía eléctrica, atribuidas por Cadafe a la obsolescencia de gran parte de los equipos (...) están provocando pérdidas millonarias en todas las actividades económicas en el estado Sucre. En Barcelona, Puerto La Cruz y Lecherías, hay zonas sometidas a racionamientos de hasta cinco o más horas continuas sin electricidad, por lo que el malestar de la población se generaliza". (*El Universal*, 16 de octubre, 1999). Sin embargo, no se vieron en Venezuela estos "paros cívicos", tan comunes en Colombia, protagonizados muchas veces por las cámaras de comercio, para protestar contra las fallas de los servicios públicos. El

²¹ Kelly, J. (1996) comp. *Servicios Públicos, clave para el bienestar*. IESA.

malestar se vuelve fatalismo y nunca se ha convertido en una fuerza capaz de cambiar el curso de la historia.²²

Las cosas parecieron cambiar en 1989, puesto que la nueva política planteaba la eliminación definitiva del subsidio cruzado, por el famoso "rebalanceo" de las tarifas ya ocurrido en otros servicios públicos. Sin embargo, la amplitud del subsidio hacía difícil el cambio. En Cadafe, por ejemplo, el precio para usuarios domésticos en 1992 estaba en 0,9 cuando el costo marginal alcanzaba 2,43; en cambio, la tarifa media tensión (usada por las empresas) para adecuarse al costo marginal, tenía que bajar de 3,66 a 2,42 (Consortio Iproman, 1992). El cambio se dio en forma progresiva.

Gráfico 19



²² El "modelo Cadafe", con su estrecha relación política a nivel nacional y local, que ha sido eficiente para solucionar los problemas de extensión de las redes, para manejar el clientelismo del no-pago, lo es también para neutralizar las protestas. Muy raras veces se oyeron voces como la de los vecinos del norte de Maracay, que declararon "tener fe en que la propuesta del gobernador Didalco Bolívar frenará los abusos que comete Elecentro (...) Es oportuno que el gobernador reactive lo que fue el proceso de mancomunidad eléctrica" (*El Periódico*, Maracay, junio 1º. de 2001).

El gráfico 19 ilustra el camino recorrido entre 1996 y 2003 en esa dirección, en medio de una inflación fuerte que acentuaba aún más el impacto sobre el presupuesto familiar. Un estudio realizado en 1999 por el CENDA indica que el gasto básico en servicios de agua, electricidad, teléfono, gas, aseo urbano y transporte urbano llegaba a Bs. 41.000 en septiembre de 1999, o sea el 34% del salario mínimo. El Banco Mundial considera que los gastos correspondientes a los servicios básicos no deberían superar el 15% del ingreso familiar. Además, el nuevo pliego tarifario aprobado en 1998 preveía un nuevo aumento brusco para 1999, de 33% (Cadafe) a 89% (Elebol). Sin embargo, la ley eléctrica aprobada en 1999 no preveía subsidios a los consumidores más pobres sino en forma transitoria y limitada. En la discusión de la ley, algunos intentaron preservar la posibilidad de un subsidio cruzado, pero el mismo ministro Alí Rodríguez la rechazó rotundamente, aun bajo la forma de una tarifa social.²³ Se argumentaba que si el Estado quisiera subsidiar a los más pobres, que lo hiciera en forma directa con recursos del fisco. Uno podría pensar que, de no existir normas legales para permitir y regular el otorgamiento de subsidios, se desarrollarán subsidios cruzados disfrazados (robo, morosidad) que causarán más distorsión y sin regulación posible, o crecerán las presiones en contra de las alzas tarifarias. De hecho, a partir del año 2000 se han multiplicado las medidas correctivas en materia tarifaria, así como un continuo crecimiento de la morosidad.

El tema muy sensible del costo de los servicios públicos nunca ha logrado concretarse en un dispositivo transparente y eficiente, capaz de tomar en cuenta la capacidad de pago de los pobres (cuyo número ha crecido enormemente a partir de los años ochenta). Hace falta una definición concreta del tan pregonado "derecho a la energía", de su ámbito y de sus límites; por consiguiente, lo sustituyen subsidios indiscriminados,

²³ Sería necesario escribir una historia de la tarifa social en Venezuela, que existe desde hace mucho tiempo, y que constituye un mecanismo mucho más focalizado que el subsidio cruzado indiscriminado, puesto que beneficia a los hogares de menor consumo (15 kWh/mes al principio, 100 kWh en 1999). Curiosamente, este subsidio tuvo mucho más enemigos que el subsidio cruzado tradicional. Sin embargo, la tarifa social acaba de recuperar una cierta legitimidad y ahora beneficia a los consumos hasta 200 kWh/mes mientras se siguen reduciendo los subsidios cruzados indiscriminados, ¿está cambiando el modelo tradicional?

tolerancia al robo y la morosidad. Los usuarios no son iguales frente al servicio, en cuanto a sus deberes ni en cuanto a sus derechos. Sálvese quien pueda. A nuestro juicio, esto explica por qué, a lo largo de la historia, se puede decir a la vez que el usuario eléctrico ha tenido mucho peso en las decisiones, pero también que nunca ha logrado constituirse en un actor organizado. Sus intereses atomizados y divergentes lo han mantenido en una actitud pasiva²⁴, o de resistencia al cambio, porque al fin y al cabo el funcionamiento actual del sistema luce menos peligroso que su transformación.

El usuario queda atrapado en la matriz de relación que tiene con el Estado y con las empresas eléctricas, y no ha logrado hasta la fecha constituirse en un actor con pleno derecho.

4 | Las reformas propuestas en 1989 a la luz de la historia

Para concluir, podemos volver al programa de reformas planteado en 1989 para confrontarlo con lo que hemos aprendido del sistema eléctrico venezolano, específicamente lo que hemos llamado su "matriz de funcionamiento y de resolución de problemas".²⁵ No se trata

²⁴ El contraste entre el transporte público y la electricidad puede ilustrar este tema. Frente a un reajuste tan severo de las tarifas, uno podría pensar que el usuario surgiera como un actor más visible y conflictivo en la regulación eléctrica, pero nunca ocurrió algo tan fuerte como los conflictos en torno a las tarifas de transporte público, en 1989 y en los siguientes años, que dejaron a los sucesivos gobiernos inhibidos ante el temor a los disturbios.

²⁵ El mismo análisis se podría hacer respecto a la política del actual gobierno. Pero sería mucho más difícil, porque existen aún muchas divergencias y discrepancias entre los componentes de la actual mayoría en torno al porvenir del sector eléctrico, lo que no permite extraer un proyecto coherente y bien identificado de las múltiples propuestas y declaraciones. Leamos, por ejemplo, en *El Nacional* del 29 de mayo de 2002, la declaración de los sindicatos (FETRAELEC), que apoyan las últimas declaraciones del Presidente de la República, pero critican las declaraciones del Ministro de Finanzas y denuncian las últimas decisiones de la Asamblea Nacional (donde el Chavismo tiene mayoría) que aprobó la reforma a la ley eléctrica "que además de ambigua e incoherente es ilegal e inconstitucional".

de opinar sobre el contenido de dichas propuestas, su fundamento teórico, sino de analizar en qué medida estas propuestas podían ser eficaces en el contexto que hemos descrito, si podían tocar los puntos neurálgicos del sistema y cambiar concretamente la matriz de relaciones entre los actores, y la matriz de soluciones inscrita en sus "genes" heredados de la historia.

Creación de un mercado mayorista de electricidad

Debido a la competencia que se crea entre las empresas generadoras y entre las plantas, teóricamente se puede lograr en cada momento la mezcla de energía de menor costo. Como lo hemos visto en el Capítulo II, el actual modelo de despacho no permite llegar a la mezcla óptima. Para resumirlo de una manera provocadora, la interconexión funciona como un club de cuatro empresas, o sea cuatro lógicas completamente diferentes, que generan entre ellas arreglos informales que mal que bien permiten a cada una de ellas realizar sus objetivos. El resultado entonces dista mucho de optimizar la mezcla entre hidroelectricidad y generación térmica, lo que afecta tanto a Edelca como a los usuarios.²⁶ El bajo costo de la hidroelectricidad genera una renta y, como siempre, la apropiación y la distribución de una renta mueven a intereses pujantes y revela la correlación de fuerzas. El contrato de interconexión, aun en su versión de 1988 y, el estatuto de Opsis, no les ha permitido enfrentar este desafío y lograr soluciones satisfactorias.

La creación de un mercado mayorista ofrece una solución al problema. Sin embargo, su implantación tropieza con unos cuantos obstáculos. Primero, el peso de Edelca, que representa el 70% de la generación eléctrica, lo que hace muy difícil el desarrollo de la competencia en un mercado libre; segundo, porque un mercado no puede funcionar sin garantía de pago (ver Capítulo II, aparte 8), lo que no se ha logrado hasta la fecha. Eliminar las deudas entre las empresas es un paso previo a

²⁶ Ver *El Universal* (24 de junio de 2000), entrevista a Víctor Poleo, director de Electricidad en el Ministerio de Energía y Minas.

cualquier mejora del despacho, sin el cual ninguna reforma, sea "neoliberal" o "nacional" puede tener éxito. Tal vez existen alternativas al mercado mayorista para lograr un despacho eficiente.²⁷

En tercer lugar, el mercado tampoco puede funcionar mientras no exista un sistema coherente de precios de las energías primarias (gas, petróleo) y del recurso agua (ver Capítulo II, aparte 6), que ha sido el talón de Aquiles del sistema eléctrico a lo largo del tiempo. El MEM tiene una peculiar responsabilidad al respecto; pero es y ha sido un ministerio débil, tanto en términos políticos, como en cuanto a su organización y a sus recursos humanos. A partir de 1976 (Ley Orgánica de la Administración Central), este organismo está encargado de la planificación y control del sector. El VI Plan de la Nación plantea que se debe "dotar el MEM de la infraestructura e instrumentos necesarios para ejercer la responsabilidad que le asigna la ley". Sin embargo, Alí Rodríguez Araque, al llegar al Ministerio de Energía y Minas en 1999, subrayaba la falta de personal capacitado en el Ministerio, y los pocos recursos disponibles para un organismo encargado del conjunto de la política energética: "apenas recibe el 0,09% del Presupuesto Nacional. Paradojas de un país petrolero" (*El Nacional*, 14 de marzo de 1999). El Ministerio nunca logró afirmarse como el ente rector del sector eléctrico, no fue sino un actor entre otros y no de los más fuertes.²⁸

Independencia del regulador

Esta condición debería desvincular la determinación de las tarifas de los vaivenes políticos, del "oportunismo gubernamental" y asegurar a las empresas unas tarifas suficientes para cubrir sus costos, pagar sus deudas y hacer las inversiones necesarias.

²⁷ Entre varias alternativas podemos mencionar el modelo del «comprador único», ya mencionado en el Capítulo II. Nos hemos referido únicamente a los aspectos específicos del sistema venezolano; sin embargo, hoy en día se van multiplicando en todo el mundo las críticas a la desregulación del sector eléctrico, con argumentos tanto teóricos como empíricos.

²⁸ El recién nombramiento del Ministro de Energía a la cabeza de la empresa petrolera PDVSA, cambia la correlación de fuerzas, pero no garantiza en absoluto la coherencia en el sistema de precios de las diversas energías.

La "independencia" del regulador siempre es y será relativa. Cuando ocurren choques macroeconómicos del tamaño de 1983 (devaluación), de 1996 (inflación) o choques políticos (1992, entre otros), aun con un regulador independiente, resultaría difícil eliminar los atrasos y los sobresaltos. Ninguna institución tiene el poder milagroso de aislar un sector de la economía del temporal.

Pero surge una inquietud adicional. El énfasis puesto en la independencia del regulador viene con el supuesto cuestionable que el sistema anterior generaba, por razones estructurales y no solamente coyunturales, tarifas insuficientes para que las empresas puedan autofinanciarse, lo que explicaría su desequilibrio financiero. Sin minimizar el efecto de los sucesivos atrasos, se puede decir que, a lo largo del tiempo, el precio promedio de la electricidad no se alejó mucho del nivel requerido. En 1992, por ejemplo, estaba muy cerca del costo de largo plazo (Capítulo III) y, en bolívares constantes, se ubicaba al nivel de 1987 (ver Gráfico 15). Esto quiere decir que, aun en los años ochenta –los peores de la historia– las tarifas calculadas para el sector eléctrico se acercaban al nivel deseado que hubiera permitido su autofinanciamiento, más aún si se toman en cuenta las posibles importantes reducciones de costo generadas por una mejor eficiencia y productividad.²⁹ La mejor prueba es que Elecar, a lo largo del tiempo, ha logrado financiar su expansión interna y externa. En 1992, Enelven y Enelbar estimaban también que el pliego tarifario vigente les permitía financiar su programa de inversiones y alcanzar una rentabilidad aún insuficiente (5%) pero significativa. Este resultado se lograría para Enelven, no por alzas tarifarias, sino por la reducción de pérdidas del 21 al 12% (o sea el nivel alcanzado desde ya por Enelbar) y por una disminución de la indisponibilidad en planta del 53 al 26%.

Por cierto, los atrasos en los ajustes tarifarios han mermado los ingresos del sector y afectado su flujo de caja, pero no se puede decir que las sucesivas decisiones gubernamentales en materia de tarifas hayan definido en forma permanente un sistema de precios tan alejado de los costos marginales. La causa principal del deterioro financiero del sector

²⁹ Ver Capítulo III sobre los costos de distribución, y el Capítulo II sobre la eficiencia en el despacho.

no es el modelo tarifario, ni la ausencia de un regulador independiente, sino las ineficiencias del sistema en su organización y funcionamiento, cualquier que sea el nivel de precios.

La privatización de las empresas

La privatización de las empresas permite, teóricamente, mejorar su eficiencia. Pero Elecar no ha sido considerada por su comprador AES como una empresa eficiente, y la quiebra de Elebol demuestra que el carácter privado de una empresa no es suficiente garantía. Las empresas privadas, al igual que las públicas, están inmersas en la misma sociedad y participan de un mismo sistema. Venezuela siempre ha tenido empresas eléctricas privadas y su coexistencia con las entidades públicas no se tradujo en una competencia para saber quién lo hacía mejor; sino que, como ocurrió también en otros sectores de la vida nacional, se desarrolló entre ellas una suerte de complicidad donde el sector público argüía su "vocación social" para pedir precios más elevados y el sector privado, por sus menores costos, gozaba de una renta. El precio se regula por los costos de la empresa menos eficiente.³⁰ Cambiar el estatuto de una empresa no garantiza de por sí un cambio en el funcionamiento global.

El segundo argumento a favor de la privatización remite a la capacidad del sector privado de aportar los capitales necesarios al urgente programa de inversión en los próximos diez años. Durante los años noventa, no se hicieron aportes públicos para la inversión en espera de la privatización, lo que se tradujo en la postergación de las inversiones y el deterioro del servicio. Pero el problema fundamental viene de la incapacidad de las empresas públicas para autofinanciar su inversión y, además, para conseguir dinero prestado. Sin embargo, una empresa eléctrica financia normalmente sus inversiones por autofinanciamiento y por endeudamiento. Obviamente, Cadafe no puede hacer ni lo uno ni lo otro, y no por tener tarifas insuficientes o por culpa del mercado de capitales. En este sentido, el programa de privatización significa más bien

³⁰ En este sentido, la pareja Cadafe/Elecar se parece a la Sidor/Sivensa, por ejemplo.

que, después de tantos proyectos de reforma de las empresas públicas, no se vislumbra posibilidad alguna salvo la eliminación de estas empresas y su sustitución por organizaciones privadas. La privatización no tiene alternativa si no se propone otra manera creíble de romper la matriz actual de relaciones empresa-usuario-Estado.

El rebalanceo tarifario

Se trata de eliminar el subsidio cruzado entre los hogares y los otros consumidores, para que cada quien asuma el costo del servicio que recibe. Nadie puede negar que el subsidio había alcanzado niveles insostenibles. Sin embargo, su eliminación deja pendiente dos problemas claves. Primero, el acceso al servicio de los más pobres (darle un contenido concreto al derecho a la energía) y, por otro lado, el equilibrio financiero del servicio en las áreas no rentables. El argumento fomentista de cobertura generalizada aun cuando no era rentable, ha sido poco a poco desviado para legitimar déficit e ineficiencias. El argumento social del subsidio encubrió una política distributiva hacia los hogares cualquier sea su nivel de ingreso. De manera que esta confusión se volvió muy cómoda para todos los actores. Salir de esto para darles a las empresas un mandato claro (ver Capítulo III), quedará como un piadoso deseo mientras no se inventen nuevos mecanismos transparentes y "neutros" respecto a las empresas, que no se encuentran en las propuestas de 1989.

La separación de negocios

En el programa de 1989, la desverticalización del sector; la creación de empresas especializadas en generación, transmisión, distribución y comercialización, era una condición previa a la creación de un mercado mayorista, para que las generadoras compitan por el mercado y las distribuidoras puedan elegir a su proveedor. Quienes se oponen a tal mercado, lógicamente rechazan la desverticalización y anunciaron en el 2004 que no se haría.

Sin embargo, la separación de negocios puede tener otra función. En la generación y transmisión, por cierto, para controlar el despacho; pero también en la distribución. Hemos visto cómo Cadafe se ha resistido a crear empresas regionales de verdad; sus filiales no son sino empresas

fantasmas gerenciadas directamente por la casa matriz. Lo que hemos descrito en los capítulos anteriores nos enseña que ese nivel de concentración del poder y de control, constituye un elemento fundamental del "modelo Cadafé". Al principio, fue el motor de su dinamismo y la base de su eficiencia, y luego se convirtió en el mejor instrumento para un manejo político, clientelar y corrupto del negocio. Su centralismo y su opacidad son sus mejores armas. Por eso, hasta la fecha, el vigésimo quinto proyecto de reestructuración de esta empresa no hacía sino anunciar el vigésimo sexto. Separar generación y distribución, crear empresas regionales de distribución independientes, sería herir de muerte el modelo de relaciones que Cadafé desarrolló con sus clientes, el Estado y las otras empresas eléctricas.

Vale la pena recordar que el actual gobierno, en su programa económico de transición (1999-2002), puso mucho énfasis en la regionalización del servicio de distribución, así como en la participación de los entes regionales y locales "a través de sus mancomunidades".³¹

Bien puede ser que la participación del capital regional, o de los gobiernos locales en la prestación del servicio, sólo sea un sueño ideado por algunos pocos, pero ese no es el punto clave. Se trata más bien de dar identidad y responsabilidad, a un prestador de servicio, otorgándole una gran libertad en el manejo del negocio (inversión, tecnología, recursos humanos, gestión financiera, etc.) pero, asimismo, haciéndole totalmente responsable por los resultados, por el servicio prestado. Ese es precisamente el cambio más difícil; hacer que cada quien sea considerado como responsable por sus resultados, cuando el modelo anterior implicaba una absoluta falta de responsabilidad (Coing, 2002).

Así, la calidad de servicio se volvería un criterio decisivo y la empresa tendría que responder por ella frente al regulador, frente al usuario y frente a la sociedad local en su conjunto. En su situación anterior, la empresa no logra cubrir sus costos, pues espera dinero del gobierno central para invertir, y no se siente responsable por sus desequilibrios financieros, ni por el deterioro del servicio. La creación, en Nueva Esparta,

³¹ Programa Económico de Transición 1999-2002, Sector Eléctrico (www.cordiplan.gov.ve/prog-ec-tr/electrico, junio 18 de 1999). Sin embargo, el proyecto actual remite a la eliminación de las filiales de Cadafé para consolidar el modelo centralista.

de un órgano local de fiscalización del servicio, a pesar de sus limitaciones, es un primer paso en esta dirección (Coing, 2001). En el sistema actual, hay dos cosas imposibles, excluidas por principio: el derecho a exigir un buen servicio y la obligación de asumir las consecuencias. El extremo opuesto sería la elaboración progresiva de un "pliego de condiciones" para el servicio público, de un pacto por el cual la sociedad local y el proveedor definirían las necesidades y garantizaría que fuera técnica, económica, social y políticamente sostenible.

Estamos describiendo un proceso local (que puede ser regional) y un proceso político³², que han sido totalmente ignorados por los reformadores de 1989, quienes descartaban por principio cualquier injerencia de la sociedad local y más aun de los municipios por ser ellos "irresponsables" (ver Capítulo III, aparte 2). Pero justamente se trata de salir de un sistema donde nadie quería, y nadie podía, asumir su responsabilidad.

Dentro de la misma lógica, valdría la pena volver a reflexionar sobre el regulador independiente, pero con argumentos distintos a los de 1989. Para darle de nuevo su legitimidad a la exigencia de un "buen servicio" —con las consecuencias que para cada uno se derivan— se necesita mucha transparencia y confianza en la determinación de las tarifas y en su relación con el servicio recibido. Esa nueva legitimación de las tarifas, únicamente la puede crear un organismo nacional, muy profesionalizado y estable, ¡con mucha memoria!, y abierto también al debate público (las audiencias públicas previstas en la ley), para salir del regateo y organizar una confrontación entre las metas públicamente definidas y su financiamiento.

La suerte del sector eléctrico no se puede desligar de la del país en su conjunto. Su historia lo confirma al exhibir a la vez los mejores y los peores efectos del petróleo: su siembra en la electrificación acelerada de todo el territorio, en el aprovechamiento del Caroní, en la abundancia de una energía barata, como también su despilfarro en obras faraónicas, en un sobreconsumo desatado, en ineficiencias gerenciales, corrupción,

³² Así se rescatan (dicho sea de paso) ciertos aspectos positivos y bien reales de la noción de autorregulación enarbolada por Elecar durante los años 60 (ver Capítulo III, aparte 1), y que corresponde a mecanismos bien reales.

deudas acumuladas y traspasadas en cadena. El "excremento del diablo" produce ambas cosas, con los mismos mecanismos y la crisis eléctrica es un fiel reflejo de la crisis general del país. Difícilmente se puede escapar de la primera independientemente de la segunda. La notable "resistencia al cambio" del sector durante las últimas décadas lo dice de sobra, así como las peripecias de los sucesivos programas de reforma.

Lo que nos enseña el recorrido histórico es que, para romper los círculos viciosos de una sociedad rentista, no existen remedios mágicos ni panaceas. Se requiere primero de una observación detenida del funcionamiento real del sistema –las relaciones entre sus actores a menudo difieren mucho de lo que dicen las leyes o el marco institucional– y la paciente búsqueda de su posible transformación. ¿Cómo deshacer los nudos gordianos (Cadafe), cómo transformar la relación empresa-usuario-Estado? El gran defecto de las reformas iniciadas en 1989 fue su carácter tecnocrático, y su fe en una regulación automática, bien fuera por el mercado, o por dispositivos científicamente diseñados, a manos de un regulador independiente y benévolo, cuando obviamente había que fomentar un proceso político por el cual un colectivo se vuelve capaz de asumir sus servicios esenciales.

Como lo decíamos al principio, los defensores de las reformas llamadas neoliberales piensan que el mundo entero se dirige hacia un mismo modelo organizativo en el sector eléctrico. Sin embargo, varios modelos eficientes de organización son posibles. Pero además de esto, cada país tiene problemas específicos que resolver heredados de un pasado ideológico, de un sistema institucional, de una estructura industrial, de un conjunto de grupos de presión, que tienen un enorme impacto sobre las tentativas de reforma. No hay tabla rasa. "History does matter" (la historia tiene importancia).

Tal vez estamos presentando una visión sesgada de los años noventa. En efecto, las empresas eléctricas apoyaron la reforma, y sus representantes (Caveinel) no perdieron ni una sola oportunidad para apoyar la elaboración de una ley eléctrica, la creación de una regulación independiente y claras reglas del juego en materia tarifaria³³, la privatización

³³ Caveinel denuncia «el continuo incumplimiento por parte de las autoridades nacionales de las reglas del juego establecidas» (ponencia de Caveinel ante la LIV Asamblea anual de Fedecámaras, 1998).

de las empresas, etc. Aparentemente, se había logrado un consenso dentro del sector a favor del cambio, y se podía culpar a los políticos por los continuos atrasos en la implantación de la reforma. Sin embargo, cada vez que se trató de tomar medidas concretas, surgían dentro del mismo sector; oposiciones, férreas luchas de poder; maniobras dilatorias, o exigencias exorbitantes y se trancaba el proceso. Esto no se explica por un doble lenguaje, sino que cada uno depende tanto del funcionamiento global, como de la densa red de intereses creados, que cualquier intento de cambio equivale a un suicidio. Insistimos otra vez en el carácter sistémico de este funcionamiento: ¿cuántos directores han querido, y tratado, de modificar el comportamiento de su empresa o de su departamento, y salieron con las tablas en la cabeza?

Mientras tanto, al nivel político, el énfasis puesto por los reformadores en la privatización y la competencia como panaceas y única vía, impedían formular el diagnóstico en términos distintos, o buscar senderos de transformación más viables. Transformar el debate en una lucha a muerte en pro o en contra del neoliberalismo, siempre ha sido una manera muy eficiente de evadir los problemas reales.

En el sistema que se creó y consolidó a lo largo del tiempo, existe una amplia coalición a favor del statu quo ya que casi todos los actores tienen algo que perder con un cambio y tienen las manos tan atadas que no lo pueden percibir como una oportunidad, sino que temen sufrir sus consecuencias negativas, sin poder aprovechar sus ventajas. Quien paga las consecuencias es el mismo servicio, que se va deteriorando. Habría que preguntarse: ¿quién tendría algo que ganar con un cambio? La verdad es que son muchos. Pero, ¿cómo revelarlo?

En torno a la industria eléctrica siempre actuaron múltiples fuerzas divergentes, que generaron estirones, traqueteos, pero que al fin y al cabo prefirieron siempre el statu quo a una reforma que les hubiera menguado su cuota de poder y de discrecionalidad. Durante las primeras décadas, cuando prevalecían las empresas privadas, surgió una alianza hegemónica capaz de definir las reglas del juego. Luego el pacto de Punto Fijo le dio al sector eléctrico, tras fuertes tensiones, un nuevo equilibrio, ilustrado por el contrato de interconexión de 1968. Pero predominó el "pacto de elites", típico de la cultura política venezolana, cuyo complejo

juego de negociaciones y compromisos logró mantener un equilibrio que, a lo largo del tiempo, se hizo cada vez más precario. La regulación actual se maneja por un grupo muy reducido de actores, denso y poco transparente, pero se apoya en una amplia coalición implícita de todos los que, piensan ellos, saldrían afectados por el cambio. Al observar en el mundo los periodos en que se dieron profundas transformaciones en la organización y la regulación de los servicios básicos, nos damos cuenta de que se dieron mediante nuevas coaliciones, una profunda recomposición de las alianzas tejidas alrededor del servicio (surgimiento de nuevos actores, y/o nueva definición de las prioridades de los actores existentes). El programa de 1989 venía con esa ambición pues confiaba en el rol motor de nuevas empresas privadas, de un regulador independiente, del centro de gestión, etc. Pero ¿cuál era el papel otorgado a la sociedad venezolana? ¿Dónde estaba la coalición capaz de definir un nuevo pacto en torno a los servicios esenciales?

Para plagiar a Rómulo Betancourt³⁴, podríamos llamar a los reformadores de los años noventa *el Grupo ARS*, nombre de una agencia publicitaria cuyo lema era: "Permítanos pensar por usted". Una nueva alianza no se construye por decreto.

³⁴ R. Betancourt llamó ARS a un grupo disidente de AD durante el trienio octubreta.

Bibliografía

Estadísticas

- Series Históricas del sector Energía (Ministerio de Energía y Minas (los datos citados en el texto que no tienen indicación de fuente, vienen de estos documentos).
- MEM, Compendio estadístico del sector eléctrico (anual; inicio 1980, recopila los datos a partir de 1971).
- MEM, 25 años de balance energético.
- Caveinel (1961). La industria eléctrica en Venezuela. Estadísticas históricas.
- Caveinel (1964). Series estadísticas de la industria eléctrica 1954-1963.
- Caveinel, Información técnica y financiera de la industria eléctrica 1960-1980. (antes de 1980 las series del MEM no coinciden con las de Caveinel).

Gaceta Oficial

(Leyes, decretos, resoluciones, decisiones tarifarias)

- Memorias y Cuentas anuales del Ministerio de Energía y Minas, de la CVF, del FIV, de Cadafe, de Elecar, de Enelven, de Edelca, de Opsi, de Fundelec.
- Planes de la Nación.
- Publicaciones de la CVIE (Cámara Venezolana de la Industria Eléctrica). Biblioteca de Caveinel.
- Revistas: *Interconexiones* (CVIE) y *Líneas* (Elecar).
- Entrevistas a funcionarios y ex-funcionarios de las empresas y de la administración pública.

Referencias

- Alfonzo Ravard, R. (1981). *Treinta y cinco años de desarrollo de la infraestructura de producción y consumo de energía en Venezuela*. Ediciones Amón, Caracas.
- Cavers, D. F. y Nelson, J. R. (1959). *Electric power regulation in Latin America*, The John Hopkins Press.
- CADAFE (1983). *Plan Rector Cadafe 2000*.
- Capriles Echeverría, G. (1988). *Perspectivas de la industria eléctrica 1988-2088*.
- Cárdenas (s/f). *El Plan Nacional de Electrificación 1946-1964*. Estadísticas, documentos, comentarios.
- CAVEINEL (1983). *Historia del desarrollo eléctrico venezolano*, mimeo.
- CAVEINEL (1992). *Criterios para la privatización del sector eléctrico*.
- Coing, H. (2001). *Privatización y fiscalización del Sector Eléctrico: ¿Luz al final del túnel?* Megane, Nueva Esparta.
——— (2002). *Regulation et gouvernance, la création d'une capacité régulatrice du service électrique au Vénézuéla*. Autrepard, 21/2002.
- CONSORCIO IPROMAN (1992). *Estudio de los costos marginales del sistema eléctrico venezolano*.
- Cuervo, L. M. (1992). *De la vela al apagón, 100 años de servicio eléctrico en Colombia*. Cinep, Bogotá, 273 p.
- CVIE (1961). *Tarifas y su influencia en el desarrollo de la industria eléctrica*.
- CVIE (1962). *Desarrollo de la industria eléctrica en Venezuela*.
- CVIE (1966). *Interconexión de los sistemas eléctricos de Venezuela*.
- CVIE (1966). *Electrificación rural*.
- CVIE (1966). *Política de tarifas en las empresas eléctricas privadas*.
- ELECAR (1985). *90 Años, C. C. La Electricidad de Caracas 1975-1985. Perspectivas de las empresas eléctricas en Venezuela*.
- ELECAR (1987). *Caso Electricidad de Caracas, trocando la adversidad en ventaja*, mimeo.
- FIV (1993). *Plan Estratégico del FIV hacia el sector eléctrico*.
- Galavis, L. E. (1964). *Política, técnica y experiencia de tarifas en Cadafe*. En: *Documentos del Seminario latinoamericano de Energía Eléctrica*, Naciones Unidas. Vol. II (ST/ECLA/Conf7/ L.I.39).
- Gómez Samper, H. (s/f). *La Electricidad de Caracas, Caso de estudio*. IESA, mimeo.
- Jacobson, C. D. (1995). *Ownership and financing infrastructure: historical perspectives*. The World Bank, Washington.

- Hughes, T. P. (1983). *Network of power, electrification in the western society 1880-1930*. The John Hopkins University Press.
- Keen S. (2004). *Deregulator: Judgment Day for microeconomics*. Utilities Policy, 12 (2004).
- Kelly J. *Servicios públicos, clave para el bienestar*. IESA, Caracas.
- Martín, A. (1995). *Los peces gordos*. Vadell Hermanos Ed., Valencia.
- Ministerio de Energía y Minas (1979). *Diagnóstico y reorganización del sector eléctrico*. Vol. 3, mimeo.
- Ministerio de Energía y Minas (1984). *Estudio de precios de los hidrocarburos para el sector eléctrico*. 2o. Vol., mimeo.
- Ministerio de Energía y Minas (1984). *Descripción y análisis de las tarifas eléctricas de Venezuela*.
- Myers, D. (1969), *The political process of urban development: Caracas under Acción Democrática*. University, Microfilms.
- Naciones Unidas (1962). *Estudios sobre la electricidad en América Latina*. Seminario latinoamericano de energía eléctrica, 1961. México.
- Pérez Alfonso (1965). *Abusiva aplicación de tarifas eléctricas y otros daños causados a los intereses colectivos del Distrito Federal*. Contraloría Municipal del Distrito Federal.
 _____(1970). *Rescatamos el poder tarifario: ¿Hasta cuándo los abusos de la electricidad?* Concejo Municipal del Distrito Plaza.
- Prieto Oliveira (1964). *¿Quién invierte realmente en las empresas eléctricas?* Contraloría Municipal del Distrito Federal.
 _____(1965). *Anteproyecto de ley de regulación del servicio eléctrico*. Contraloría Municipal del Distrito Federal, mimeo.
- Rohl, J. (1977). *Ricardo Zuloaga*. Cronotipo, Caracas.
- Ruocco Saturno, A. (1979). *El impacto de las empresas eléctricas sobre la economía nacional*. ENAPH, Caracas.
- Tendler, J. (1968). *Electric power in Brazil: entrepreneurship in the public sector*. Cambridge, Harvard University Press.
- Zambrano, O. et al. (1986). *Nuevo contrato de interconexión entre Cadafé, Edelca, Elecar y Enelven*, II Jornadas Nacionales de Potencia.
- Zuloaga, R. (1963). *Actuación de la industria eléctrica en Venezuela*. C. A. La Electricidad de Caracas.

Índice de gráficos

18	1. El proceso de concentración en Caracas
41	2. Capacidad instalada hidro y termo (1969-2001)
41	3. Peso relativo de la generación térmica
55	4. Venta de Edelca al SIN y a la industria de Guayana
82	5. Participación porcentual de las energías primarias en la producción de electricidad
88	6. EdeC: capacidad instalada y demanda máxima
89	7. EdeC: energía generada y comprada
89	8. Electricidad de Caracas: energía contratada y secundaria
91	9. Precio de venta de Edelca (1970-1999) en Bs. constantes de 1970
95	10. Precio del gas en dólares (1981-1999)
96	11. Precio del gas en \$ por Mmc - Venezuela-USA (1981-1999)
98	12. Tarifas de la energía contratada y de sustitución (1992 -1997)
142	13. Rendimiento de las empresas según los ajustes tarifarios (1976-1986)
147	14. Precio de venta de la electricidad (1970-1999)
158	15. Precio promedio de la electricidad (1960-2001)
169	16. Porcentaje de pérdidas (1950-2000)
171	17. Precio de la electricidad por tipo de cliente (1960-1976)
172	18. Precio promedio por tipo de cliente (1976-2001)
174	19. Precio de la electricidad por tipo de usuario (1996-2003)

Índice de tablas

12	1. Empresas eléctricas año 2000
20	2. El tamaño de los mercados
23	3. Proporción de viviendas con luz eléctrica
44	4. Situación de la interconexión en 1966
53	5. Peso respectivo de los sectores público y privado en generación y distribución
57	6. Contribución de las empresas en la capacidad acreditada del SIN
58	7. Cadafe: previsiones versus realidad
83	8. Comparación entre los contratos de interconexión 1968-1988
99	9. Contribución porcentual del SIN en las ventas y en los ingresos de Edelca
101	10. Ahorro de combustible esperado durante 1984-1987 por la sinceración de los precios
108	11. Efectos de la sequía
109	12. Capacidad instalada, disponibilidad real: los compromisos de Cadafe en periodos de sequía
109	13. Capacidad instalada versus energía generada
158	14. Consumo per cápita, kW/h

Índice de cuadros

40	1. Cronograma de la puesta en servicio de las plantas hidroeléctricas del Caroní
50	2. Etapas de la interconexión
69	3. Los tres tipos de regulación de la estructura industrial
111	4. Crónica de una deuda galopante

Índice de mapas

44	1. Panorama global de la electrificación en Venezuela
49	2. Sistema interconectado de energía eléctrica en Venezuela - 1968
50	3. Sistema interconectado de energía eléctrica en Venezuela - 1997

Índice

7 Introducción

Capítulo I

11	La estructura del sistema eléctrico venezolano y el papel del Estado en las diversas etapas de su conformación
----	---

13	1. Primera etapa (1888-1945)
----	-------------------------------------

22	2. El Fomentismo (1945-1973)
----	-------------------------------------

24	a) Los primeros pasos (1945-1948)
----	-----------------------------------

26	b) Pérez Jiménez y el repunte de las empresas privadas (1948-1958)
----	--

31	c) Cadafe y la pugna por el territorio
----	--

38	d) El río Caroní: la valorización del recurso hidroeléctrico
----	--

43	e) La interconexión
----	---------------------

51	3. La Venezuela Saudita: apogeo del modelo centralista (1974-1988)
----	---

51	a) La nacionalización de las empresas extranjeras
----	---

55	b) El <i>boom</i> de la demanda y el repunte de la generación térmica
----	---

59	4. Liberalización, ensayos y errores (1989-1998)
----	---

66	5. Conclusión - La regulación de la estructura de la industria
----	---

66	Regulación del modelo de gestión
----	----------------------------------

67	Regulación de la estructura funcional
----	---------------------------------------

68	Regulación del tamaño del mercado
----	-----------------------------------

Capítulo II

71	Regulación y optimización del sistema interconectado
----	---

72	1. Los beneficios esperados de la interconexión
----	--

72	a) Economías de escala
----	------------------------

73	b) Mejoramiento del factor de carga
----	-------------------------------------

74	c) Reducción de la reserva
74	d) Operación más económica de los medios de generación
75	e) Estabilidad y sostenibilidad de la interconexión
75	2. Las instituciones adecuadas para optimizar una interconexión
79	3. Optimización e incentivos
85	4. Energía contratada y energía de sustitución
92	5. Capacidad excedente y competitividad de Edelca
95	6. El sistema de precios de las energías primarias
100	Consecuencias para el despacho
102	Consecuencias sobre la inversión
104	7. Una distorsión adicional: las restricciones
104	Restricciones de transmisión
106	Restricciones en el suministro de gas
108	Restricciones en la disponibilidad de las plantas termoeléctricas
110	8. Un factor de inestabilidad del SIN: las deudas entre las empresas
114	9. Conclusión
116	Pero hemos identificado también otras fallas

Capítulo III

119 ¿Quién regula? Historia de un "atraso institucional"

119	Introducción
120	1. Las empresas privadas y la "autorregulación"
126	2. Los municipios despiertan, las empresas contraatacan
138	3. El inicio de la regulación tarifaria nacional
144	4. Los años noventa: un cambio radical... y abortado
146	¿Cómo se pueden evaluar sus resultados?
147	¿Cuál ha sido la contrapartida?
150	5. Conclusión

Conclusión

155 "Déjenos pensar por usted"

157	1. Varias etapas, una sola historia
160	2. Empresas y entes financieros ¿La regulación por el financiamiento?
168	3. Usuarios, empresas y Estado
176	4. Las reformas propuestas en 1989 a la luz de la historia
177	Creación de un mercado mayorista de electricidad
178	Independencia del regulador
180	La privatización de las empresas
181	El rebalanceo tarifario
181	La separación de los negocios
187	Bibliografía
191	Índice de gráficos
192	Índice de tablas
193	Índice de cuadros
194	Índice de mapas