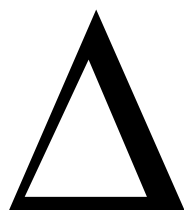


مبانی، انواع و نهادها



محمد كاظم شيخ الاسلامي







۴.....	(۱) بازار برق: تاریخچه، زمینه‌ها و کاستی‌ها.....
۵.....	۱-۱) تاریخچه.....
۶.....	۱-۲) زمینه‌های مقررات‌زدایی.....
۶.....	۱-۲-۱) زمینه‌های اقتصادی.....
۸.....	۱-۲-۲) زمینه‌های فنی.....
۱۰.....	۱-۲-۳) انگیزه‌های دیگر.....
۱۱.....	۱-۳) کاستی‌ها.....
۱۳.....	(۲) انواع بازارهای برق.....
۱۴.....	۲-۱) مقدمه.....
۱۴.....	۲-۲) رقابت‌پذیری.....
۱۶.....	۲-۳) انواع تبادلات.....
۱۸.....	۲-۴) بازه زمانی فعالیت.....
۲۰.....	(۳) نهادهای بازار برق.....
۲۱.....	۳-۱) مقدمه.....
۲۱.....	۳-۲) نهادهای نظارتی - مدیریتی.....
۲۳.....	۳-۳) نهادهای تجاری.....
۲۶.....	۳-۴) بازار خدمات جانبی.....
۲۸.....	(۴) قیمت‌گذاری در بازار برق.....
۲۹.....	۴-۱) مقدمه.....
۲۹.....	۴-۲) قیمت‌گذاری مبتنی بر حراج.....
۲۹.....	۴-۲-۱) حراج انرژی.....
۳۲.....	۴-۲-۲) مدیریت تراکم.....
۳۳.....	۴-۲-۳) تخصیص هزینه‌های تلفات.....
۳۳.....	۴-۳) قیمت‌گذاری مبتنی بر پخش بار بهینه.....
۳۴.....	۴-۴) تأمین هزینه‌های انتقال.....



۳۹.....	۵) بازارهای واقعی: ویژگی‌ها و آموزه‌ها.....
۴۰.....	۵-۱) مقدمه
۴۰.....	۵-۲) آمریکای جنوبی: پیش‌تاز در مقررات‌زدایی.....
۴۳.....	۵-۳) شمال اروپا: بازاری مبتنی بر تبادلات دوجانبه
۴۳.....	۵-۳-۱) ساختار بازار
۴۸.....	۵-۳-۲) ارزیابی
۵۰.....	۵-۴) بازار برق بریتانیا: بازاری پر فراز و نشیب
۵۵.....	۵-۵) کالیفرنیا: پیچیدگی و بحران
۵۵.....	۵-۵-۱) تاریخچه
۵۶.....	۵-۵-۲) قانون‌گذاری و تنظیم بازار پیش از مقررات‌زدایی
۵۸.....	۵-۵-۳) مقررات‌زدایی در کالیفرنیا.....
۶۱.....	۵-۵-۴) نخستین نتایج مقررات‌زدایی.....
۶۴.....	۵-۵-۵) سال ۲۰۰۰: چیرگی تولیدکنندگان بر بازار
۷۰.....	۵-۵-۶) نتیجه‌گیری
۷۰.....	۵-۶) مقایسهٔ چند بازار واقعی
۷۳.....	۵-۷) بازارهای در حال شکل‌گیری در سطح جهان

امروزه انرژی الکتریکی به عنوان یکی از مطلوب‌ترین صورت‌های انرژی، به عنصری حیاتی در زندگی بشر تبدیل شده و برای تأمین آن سیستم‌های قدرت بسیار بزرگ و گسترده در کشورهای مختلف جهان پدید آمده است. مدیریت و کنترل این سیستم‌ها، از آغاز برعهده دولت یا نهادهای شبه‌دولتی مانند شهرداری‌ها بوده و اگر هم به ندرت مالکیت آن‌ها در اختیار بخش خصوصی بوده است، ساختار راهبری و کنترل آن عمودی و مجتمع^۱ بوده است. در این ساختار، تولید، انتقال و توزیع انرژی الکتریکی منحصراً توسط یک نهاد انجام می‌پذیرد و اصطلاحاً ساختاری انحصاری به شمار می‌رود. بیشتر نظریاتی که در گذشته درباره سیستم قدرت ارائه شده، بر این ایده استوار است که بخش برق یک بخش خدماتی عمومی با ویژگی‌های ذاتی انحصاری است.

در بازارهای انحصاری^۲، شرکت‌های محلی برق دارای حق انحصار در نواحی جغرافیایی معین هستند. بر اساس این حق انحصاری، شرکت برق^۳ در قلمرو خود معمولاً انحصار فروش کلان یا حتی خرد انرژی الکتریکی را در اختیار دارد. اگر چه شکل بیرونی این انحصار از جایی به جای دیگر متفاوت است، اما بنیاد درونی آن اعطای تمامی امتیازات و نیز تخصیص تمامی محدودیت‌های خدمات رسانی عمومی انحصاری به شرکت‌های برق است. در این شرایط، شرکت برق معمولاً متعهد است که برای تک‌تک مصرف‌کنندگان، انرژی الکتریکی را در سطح مشخصی از قابلیت اطمینان^۴ و با بهایی کاملاً کنترل شده، فراهم آورد [۱].

تجربیات خصوصی‌سازی^۵ در صنایعی مانند حمل و نقل و مخابرات، ایده مقررات‌زدایی^۶ از صنعت برق را به تدریج مطرح ساخت [۲]. در بسیاری از کشورها، مسایل ناشی از ناکارآمدی و عدم

-
- 1- Vertically Integrated
 - 2- Monopoly Markets
 - 3- Electric Utilities
 - 4- Reliability
 - 5- Privatization
 - 6- Deregulation



توانایی دولت‌ها در تأمین هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری، صنعت را به سمت خصوصی‌سازی سوق داد. از سوی دیگر، در کشورهای پیشرفته نیز روند مقررات‌زدایی به عنوان نتیجه طبیعی مازاد عرضه انرژی در دوره‌ای بود که در پی سرمایه‌گذاری‌های متمرکز و پرهزینه در این صنعت پدید آمده بود [۳]. علاوه بر این، بهبود فناوری به‌ویژه در بخش تولید و افزایش بازده نیروگاه‌ها، همراه با کوچک‌تر شدن آن‌ها به این روند یاری رسانیده [۴] و گسترش تجارت بین‌المللی و در پی آن ضرورت بهره‌برداری بهینه از منابع اولیه [۳] نیز این روند را تقویت کرده است.

در طول سه دهه گذشته، مقررات‌زدایی در صنعت برق، خصوصاً و در تمامی حوزه‌های بازرگانی در سطح جهان رو به افزایش بوده است، چنان که امروز می‌توان این روند را در حوزه‌های گوناگون از خرید و فروش کالاهای مختلف تا حوزه‌هایی مانند خدمات مالی و پولی شرکت‌ها ملاحظه کرد [۵]. اثر مقررات‌زدایی خود را در تمامی بخش‌های اقتصاد نشان داده و شرایط رقابت را به‌صورتی قابل ملاحظه و ماندگار دیگرگون ساخته است. با این وجود، شاید بتوان گفت که مهم‌ترین این دگرگونی‌ها در بخش‌هایی از خدمات‌رسانی رخ داده که در آن‌ها حرکت از سمت ساختار انحصاری به سوی ساختارهایی دست‌کم تا حدودی رقابتی انجام پذیرفته است. در بخش خدمات، روند مقررات‌زدایی که از مخابرات آغاز شده بود در بازارهای برق و گاز ادامه یافت و امروزه بخش آب را نیز دربرگرفته است [۵]. در کشورهای گوناگون نیز این روند در حال حاضر در مراحل مختلف قرار دارد. درحالی‌که برخی از کشورها زمینه‌های حقوقی مقررات‌زدایی را فراهم می‌کنند، در برخی از کشورها این روند به رقابتی شدن بازارهای خرد^۱ نیز انجامیده است. در سطح درون بخشی نیز روند آزادسازی تقریباً در تمامی بخش‌های شرکت‌های خدماتی از نیروی انسانی گرفته تا برنامه‌ریزی عملیاتی و حتی تا سطح تعیین راهبردها، گسترش یافته است.

در این مجموعه، برای شناخت عام بازارهای برق، پس از ارائه تاریخچه مختصری از این

بازارها در فصل اول، به بیان انگیزه‌های تأسیس این بازارها در فصل دوم خواهیم پرداخت. فصل سوم از این گزارش به شناخت نهادهای معمول بازارهای برق اختصاص یافته است. در فصل چهارم، روش‌های گوناگون قیمت‌گذاری برق در بازارهای آزاد، مختصراً توضیح داده شده است. سرانجام در فصل پنجم نمونه‌هایی از روندهای اجرا شده برای مقررات‌زدایی در بازارهای واقعی ارائه شده و برخی از مهم‌ترین بازارهای واقعی در سطح جهان مورد بررسی قرار گرفته‌اند.



بازار برق: تاریخچه، زمینه‌ها و کاستی‌ها



۱-۱) تاریخچه

شیلی به عنوان نخستین کشوری که مقررات‌زدایی را تجربه کرده است، به دلیل مشکلات فراوان در اداره شبکه و نیروگاه‌ها، در سال ۱۹۸۲ رقابت را در بخش تولید صنعت برق پدید آورد. سپس در سال ۱۹۹۲ صنعت برق آرژانتین که صنعتی ناکارآمد تلقی می‌شد به سه بخش تولید، انتقال و توزیع تقسیم شد و یک بازار رقابتی در بخش تولید آن پدید آمد. این تجربیات در کشورهای دیگر آمریکای جنوبی و مرکزی مانند بولیوی، پرو، کلمبیا، گواتمالا، السالوادور، پاناما و تاحدودی در برزیل و مکزیک نیز تکرار شد.

در اروپا نیز کشور انگلستان آغازگر این روند بود، اسکاتلند و ایرلند شمالی تجربیات انگلستان و ولز را دنبال کردند. در منطقه اسکاندیناوی نیز بازار ایجاد شده در کشور نروژ به تدریج کشورهای سوئد، دانمارک و فنلاند را نیز دربرگرفت تا یکی از مهم‌ترین بازارهای فعال جهان یعنی *Nord Pool* پدید آید. پارلمان اروپا در سال ۱۹۹۶، با انتشار دستورالعمل *EC-92-96* به روند باز شدن تدریجی بازارهای ملی برق و دسترسی به شبکه انتقال در ۱۵ کشور عضو، شتاب بخشید. اسپانیا در ۱۹۹۸ و هلند در ۱۹۹۹ در بخش تولید بازاری کاملاً رقابتی را ایجاد نمودند و این روند هم‌اکنون در حال گسترش به کشورهای شرق اروپا مانند لهستان، رومانی و ... است.

در نیوزلند، استرالیا و برخی از ایالت‌های کانادا (آلبرتا^۱ و اونتاریو^۲) نیز مقررات‌زدایی در صنعت برق به عنوان روشی برای افزایش کارایی و کاهش هزینه‌ها پیشنهاد گردید و به تدریج به مرحله اجرا درآمد. ایالات متحده آمریکا نیز قانون‌های مربوط به خصوصی‌سازی را در بسیاری از ایالت‌ها به تصویب رسانید و نهایتاً ایالت‌های کالیفرنیا^۳، پنسیلوانیا^۱، نیوجرسی^۲ و مریلند^۳ به عنوان پیشگامان

1- Alberta

2- Ontario

3- California

مقررات‌زدایی در آن شناخته شدند؛ هر چند که بحران سال‌های ۲۰۰۰ و ۲۰۰۱ در کالیفرنیا از شتاب حرکت به سمت مقررات‌زدایی تا حدودی کاست.

روند مقررات‌زدایی، هم‌اکنون در بخش‌هایی از آسیا و آفریقا نیز در حال طی مراحل گوناگون است. صنعت برق در کشورهای آسیای جنوب شرقی مانند ژاپن، کره جنوبی، هند، سنگاپور و ... در مراحل متفاوتی از مقررات‌زدایی قرار دارد و در برخی دیگر از کشورها، از جمله جمهوری اسلامی ایران نیز این روند با ویژگی‌ها و خصوصیات بومی در حال اجراست.

۲-۱) زمینه‌های مقررات‌زدایی

۱-۲-۱) زمینه‌های اقتصادی

بر اساس نظریات اقتصادی برای بیشینه شدن رفاه اجتماعی^۱ و رضایت عمومی، قیمت یک کالا باید باید با هزینه مرزی^۵ تولید آن برابر باشد [۶]. البته، اجرای عملی این اصل اثبات‌شده اقتصادی چندان ساده نیست. برای رسیدن به این نتیجه می‌توان دو روند را برگزید:

- ایجاد ساختاری تنظیم‌شده و شکل‌گیری تولیدکنندگانی کنترل‌شده که کالا را به بهایی برابر با هزینه مرزی و یا در حدود آن به فروش برسانند.
 - تکیه بر این پیش‌فرض که تولیدکننده خود همین قیمت را بخواهد بگذرد. به عبارت دیگر ایجاد روندی طبیعی برای گزینش همین بها از سوی تولیدکننده.
- ساختار رایج صنعت برق با تکیه بر فرض نخست شکل گرفته است. به همین دلیل در

1- Pennsylvania

2- New Jersey

3- Maryland

4- Social Welfare

5- Marginal Cost

ساختار سنتی برای این کالا تنها یک تولیدکننده در نظر گرفته می‌شود. بدیهی است که اگر این تولیدکننده انحصاری بهای کالای خود را برابر با هزینه مرزی تولید آن قرار دهد، نمی‌تواند حداکثر سود را به دست آورد. پس برای اجتناب از چیرگی این تولیدکننده انحصاری بر بازار، معمولاً نهاد تنظیم‌کننده^۱ به وجود می‌آید که این وضعیت انحصاری را کنترل و عدم تجاوز قیمت‌ها از مرزهای مجاز اجتماعی را تضمین می‌کند.

اما این ساختار، به جهت تضمینی بودن سود تولیدکننده از کارآمدی مناسبی برخوردار نیست؛ مفهوم گزینش آزاد، که در بسیاری از کشورها مهم تلقی می‌شود، در آن لحاظ نشده است و علاوه بر این، قدرت چانه‌زنی گروه‌های ذی‌نفوذ بر تنظیم‌کننده مقررات بازار در جهت رسیدن به سود بیشتر در بسیاری از کشورها اثرات زیان‌باری داشته و در واقع به کارکرد ساختار انحصاری بر مبنای مقرراتی انجامیده است که برای سودرسانی به گروهی خاص تنظیم شده‌اند.

با توجه به تمامی دلایلی که گفته شد، نخستین بار در سال ۱۹۶۸، این پرسش که «چرا شرکت‌ها باید دارای ساختاری تنظیم‌شده باشند؟» مطرح گردید. پاسخی که به این پرسش داده شد، آن بود که تمامی ساختارهای انحصاری به افزایش قیمت‌ها منجر نمی‌شوند [۷]. به عنوان نمونه، رقابت بر سر حق انحصار، خود می‌تواند به کاهش قیمت‌ها و تثبیت آن‌ها در حد هزینه مرزی منجر شود. اگرچه، این ایده جالب به نظر می‌رسید اما با به چالش کشیده شدن طبیعت انحصاری صنعت برق، ایده داشتن رقابتی عمومی و جامع، بیشتر مورد توجه قرار گرفت. به عبارت دیگر، دورنمای رسیدن به بهایی در حد هزینه‌های مرزی تولید به روشی طبیعی و در بازاری کاملاً آزاد، انگیزه‌ای قوی برای مقررات‌زدایی به‌شمار آمد. بدیهی است که با این روش، علاوه بر از میان رفتن تنظیم‌کننده (همراه با تمامی هزینه‌هایش)، امکان رسیدن به نتیجه مطلوب فراهم می‌شد. بنابراین، هدف نهایی از

1- Regulator Entity

آزاد سازی بازارهای برق، انگیزه اقتصادی داشتن راهی طبیعی برای رسیدن به قیمتی در حد هزینه‌های مرزی و البته افزایش کارآمدی (یعنی بیشینه کردن رفاه اجتماعی) بود. منظور از کارآمدی در بحث ما، تنها معنایی خاص از این واژه‌ای است که می‌توان دریافت‌هایی گوناگون از آن داشت. در تلقی کلی اقتصادی از کارآمدی، به خصوص در زمینه آزادسازی بازارهای برق، کارآمدی نه تنها به معنی بیشینه‌کردن رفاه اجتماعی در یک وضعیت ایستا است بلکه فرآیند پویای اصلاح ثابت هزینه‌های تولید را نیز دربرمی‌گیرد. به عبارت دیگر، انتظار می‌رود که رقابت، نه تنها قیمت‌ها را تا حد هزینه‌های مرزی کاهش دهد، بلکه به بهره‌برداری کارآمدتر از منابع نیز بیانجامد.

به طور خلاصه، انگیزه‌های اقتصادی ایجاد رقابت را می‌توان در رسیدن به دو هدف عمده یعنی قیمت‌گذاری بر مبنای هزینه‌های مرزی و کمینه‌سازی هزینه‌های تولید جستجو کرد. با پذیرفتن این ایده اقتصادی چاره‌ای جز از میان برداشتن ساختار انحصاری صنعت برق باقی نمی‌ماند، چرا که در غیراین صورت از دارایی‌های اجتماعی برای جبران هزینه‌های یک سیستم انحصاری تحت مقررات هزینه خواهد شد.

۲-۱-۲ زمینه‌های فنی

بهبود فناوری در حوزه‌های تولید برق و پردازش اطلاعات، همراه با حضور شبکه‌های انتقال بزرگ و به هم پیوسته، زمینه عملی شدن مقررات‌زدایی را فراهم آورد. در این بخش به توصیف مختصری از هر یک از این موارد پرداخته‌ایم.

الف) نیروگاه‌های پربازده کوچک: در صنعت برق، مهم‌ترین مشخصه ساختار انحصاری از دیدگاه فناوری کاهش هزینه‌های تولید با بزرگ‌تر شدن هر چه بیشتر نیروگاه‌ها است. به این ترتیب، از نظر اقتصادی برای نیروگاه‌های بزرگ امتیازاتی نسبت به نیروگاه‌های کوچک فراهم می‌آید که خود را

به‌روشنی در صنعت برق نشان داده است. علاوه بر هزینه‌های بهره‌برداری^۱، هزینه‌های سرمایه‌ای^۲ نیروگاه‌ها نیز (به ازای هر مگاوات) از آغاز قرن پیش تا تقریباً پایان دهه هفتاد همان قرن، روزبه‌روز همراه با بزرگ‌تر شدن هرچه بیشتر نیروگاه‌ها کاهش یافت. اما در دهه هشتاد، با توسعه نیروگاه‌های سیکل ترکیبی^۳ گازی، که هم کوچک و هم پربازده بودند این روند متوقف شد. در آن سال‌ها، برای کاهش هزینه میانگین ثابت (بر مگاوات) و رساندن آن به سطح رقابت‌پذیر، نیاز به حداقل ۱۰۰۰ مگاوات ظرفیت نیروگاهی بود، اما هم اکنون می‌توان تنها با یک نیروگاه گازی سیکل ترکیبی ۱۰۰ مگاواتی به این مرز رسید [۸].

این روند به تولیدکنندگان کوچک و/یا مصرف‌کنندگان بزرگ صنعتی این اجازه را می‌داد که بسیار ساده‌تر وارد بازار تولید شوند. در این شرایط، حفظ امتیازات هزینه‌ای صنعت انحصاری دشوار می‌نمود و دورنمای حضور تعداد زیادی بازیگر که با هزینه‌های پایین به تولید برق می‌پردازند برای توجیه رقابتی کردن بازار و مقررات‌زدایی، کافی به نظر می‌رسید.

ب) خطوط انتقال ولتاژ بالا: دیگر زمینه فنی مقررات‌زدایی که بازارهای آزاد را توجیه می‌کند، وجود امکانات انتقال است. با توسعه سیستم‌های انتقال پربازده، تبادل قدرت الکتریکی هرچه بیشتر امکان‌پذیر شده است. به عنوان نمونه، اتصالات جدید بالاتر از 400 kV میان نروژ و آلمان، امکان فنی انتقال برق میان این دو کشور را فراهم می‌کند و به‌خودی‌خود عنصری مهم در رقابت احتمالی میان تولیدکنندگان کشورهای گوناگون به‌شمار می‌رود.

پ) بهبود فناوری اطلاعات: بهبود فناوری اطلاعات، امکان اطلاع‌رسانی بی‌درنگ و پیشرفت توان محاسباتی رایانه‌ها، راه تبادلات نوین انرژی الکتریکی را هموار ساخت و زیرساخت‌های لازم

1- Operational Costs

2- Capital Costs

3- Combined Cycle Plants

برای تبادلات مالی بازار را فراهم کرد. انجام این تبادلات مالی و کوتاه‌مدت تا پیش از این امکان‌پذیر نبود، چرا که چنین تبادلاتی نیازمند پردازش اطلاعات فراوان در زمانی بسیار کوتاه است.

۳-۲-۱) انگیزه‌های دیگر

علاوه بر انگیزه‌هایی که در بخش‌های پیشین ذکر گردید، عوامل مؤثر دیگری در حرکت به سمت خصوصی‌سازی و مقررات‌زدایی، قابل بیان است که اگرچه تاکنون به‌طور دقیق مورد توجه قرار نگرفته یا اثبات نشده‌اند اما در یک دیدگاه عمومی می‌توان باور به آن‌ها را یکی از عوامل مؤثر در آغاز روند مقررات‌زدایی در سطح جهان دانست. این عوامل عبارتند از [۹]:

- بازرگانی خصوصی، کارآمدتر است.
- امکان حسابرسی دقیق‌تر سرمایه‌ها وجود دارد. به عبارت دیگر در ساختارهای خصوصی، سرمایه‌گذاران از تسلط بیشتری بر سرمایه‌های خود برخوردارند و سرمایه‌گذاری‌های دولتی و عمومی معمولاً نامسئول و پرهزینه‌اند.
- یکسانی قیمت. بهای انرژی در بازارهای آزاد، دیگر براساس ناحیه جغرافیایی یا نوع مصرف تفکیک‌پذیر نیست و همه مصرف‌کنندگان درواقع بهایی برابر با هزینه‌های مرزی تولید را برای آن می‌پردازند. تفاوت قیمت‌ها در اینجا تنها ناشی از کیفیت است و نه هیچ عامل دیگری.
- روند جهانی‌سازی و آزادسازی در سطح جهان. با افزایش تعداد کشورهای که در سطح جهان، مقررات‌زدایی را اجرا کرده‌اند، اکنون دیگر حفظ ساختار بسته اقتصادی برای کشورهای دیگر روز به روز دشوارتر می‌شود.

۳-۱) کاستی‌ها

آنچه تا کنون گفته شد، زمینه‌ها و ایده‌های توجیه‌گر مقررات‌زدایی به‌شمار می‌رفت. البته، هریک از این ایده‌ها دارای محدودیت‌ها و کاستی‌هایی است که به برخی از آن‌ها در این بخش اشاره کرده‌ایم.

- قدرت بازار^۱: که می‌تواند رقابت را محدود و از قیمت‌گذاری مبتنی بر هزینه‌های مرزی تولید پیش‌گیری کند.

- افزایش هزینه‌های مرزی: نیروگاه‌های با هزینه‌های سرمایه‌گذاری کمتر معمولاً دارای هزینه‌های مرزی بهره‌برداری بیشتر هستند. اگر سرمایه‌گذاری به همین نیروگاه‌ها محدود شود، آن‌گاه بهای برق افزایش خواهد یافت.

- مشکلات مربوط به قابلیت اطمینان: با مقررات‌زدایی، هیچ‌یک از بازیگران دیگر خود را مسؤول قابلیت اطمینان سیستم به‌طورکلی نمی‌دانند. به‌این‌ترتیب، ایجاد این قابلیت اطمینان دشوارتر می‌شود. هدف اصلی بازیگران بازار، کسب سود بیشتر است و کاستن از استانداردهای قابلیت اطمینان، احتمالاً در بازارهای رقابتی بیشتر مورد توجه خواهد بود.

- افزایش بهای محلی برق: با مقررات‌زدایی، برق نواحی کوچک که پیش از این ارزان بود، گران‌تر می‌شود.

- حفاظت زیست محیطی: سرمایه‌گذاری آزاد در تولید برق، اگرچه ممکن است از نظر اقتصادی کاملاً به‌صرفه باشد، اما بازبینی شرایط زیست‌محیطی نیز برای تضمین ناآلاینده بودن نیروگاه‌های جدید ضروری است.

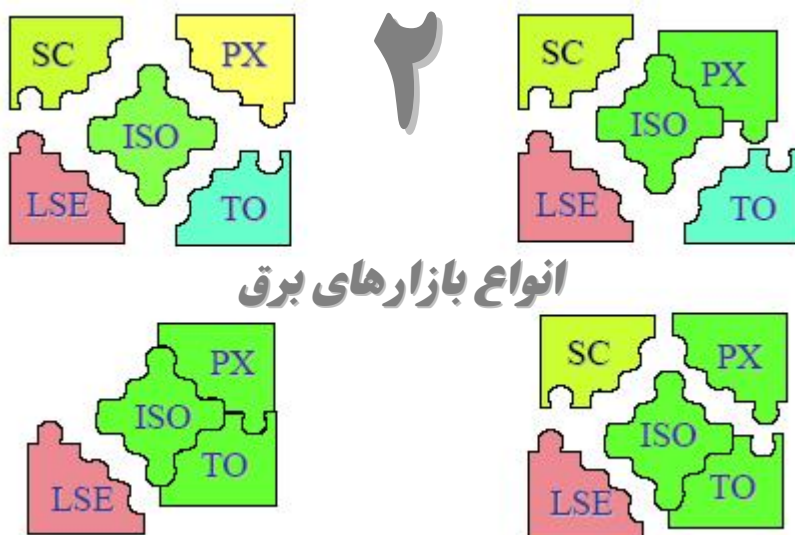
- سیاست‌های ملی انرژی: با افزایش پیوندهای بین‌المللی در سیستم‌های قدرت، حفظ و پایداری سیاست‌های انرژی در سطح ملی دشوار می‌شود.

1- Market Power



بازار برق: تاریخچه، زمینه‌ها و کاستی‌ها

wo P



(۲-۱) مقدمه

تاکنون روش‌های گوناگونی برای گروه‌بندی بازارهای برق ارائه شده، اما مبنای تمامی این تقسیم‌بندی‌ها یکی از سه عامل مهم رقابت^۱، نوع تبادل^۲ و یا زمان بوده است. به عبارت دیگر، بازارهای برق بسته به میزان رقابت موجود، ساختار تبادلات و دوره‌های زمانی فعالیت قابل تقسیم‌بندی به گروه‌های گوناگون هستند. در این بخش از گزارش این تقسیم‌بندی‌ها به طور خلاصه مورد بحث قرار گرفته‌اند.

(۲-۲) رقابت‌پذیری

تجدید ساختار و مقررات‌زدایی در صنعت برق، باعث پدیداری بازارهایی با رقابت‌پذیری‌های متفاوت شده است. اگر معیار گروه‌بندی بازارها، سطح رقابت‌پذیری موجود در آنها باشد، آنگاه می‌توان آنها را به چهار دسته بزرگ تقسیم کرد [۱۰]:

الف) انحصار در تمامی سطوح: بازارهای انحصاری برق، بازارهایی هستند که در آنها تولید، انتقال و فروش انرژی در انحصار یک شرکت خصوصی، سازمان دولتی و یا نهادی وابسته به دولت است. در این بازارها که پیش از مقررات‌زدایی در تمامی جهان، بر صنعت برق حاکم بودند، امکان سیاست‌گذاری متمرکز، کنترل شبکه و کاهش هزینه‌ها وجود دارد و هدف اصلی از آن معمولاً چیزی غیر از سود اقتصادی است. به عبارت دیگر در این شرایط معمولاً اهداف سیاسی، اجتماعی مانند بهبود سطح زندگی مردم، فراهم آوردن شرایط تولید بهتر و ... به عنوان هدف نهایی صنعت تعریف می‌شود.

1- Competition
2- Transaction

ب) رقابت در تولید: در این نوع از بازارها، نیروگاه‌ها و شرکت‌های تولیدی به صورت خصوصی در بازار فعالند و در رقابت با هم تلاش می‌کنند تا انرژی را به صورتی مطمئن و ارزان به یک نهاد کلان خریدار بفروشند. انتقال و توزیع انرژی در این نوع از بازارها بر عهده این نهاد خریدار است و امکان رقابت در بخش مصرف وجود ندارد. در این بازارها، تبادلات نوعاً براساس قراردادهای دوجانبه^۱ انجام می‌پذیرد و در نتیجه هزینه لازم برای توسعه سیستم تأمین می‌شود. اما خطرپذیری بازار و فناوری به مصرف‌کنندگان منتقل می‌شود و عملاً انگیزه‌ای برای بهبود کارکرد نیروگاه‌ها در دوره‌های قرارداد وجود ندارد.

پ) رقابت در بازار کلان^۲: در این مدل، بازاری کلان برای انرژی شکل می‌گیرد که در آن خریداران و فروشندگان کلان‌کالایی به نام برق، بر سر مقدار و بهای آن با یکدیگر رقابت می‌کنند، خریداران کلان انرژی از امکان انتخاب مستقیم فروشنده برق خود برخوردارند و می‌توانند از میان عرضه‌کنندگان کلان انرژی، تأمین کننده انرژی مورد نیاز خود را مستقیماً برگزینند، هر چند که این آزادی برای مصرف‌کنندگان خرد وجود ندارد.

ت) رقابت خرد^۳: در این مدل که کامل‌ترین بازارها از حیث رقابت به شمار می‌رود، تمامی مشتریان، چه خرد و چه کلان، می‌توانند مستقیماً تأمین کننده انرژی مورد نیاز خود را، خود برگزینند. در چنین ساختاری آزادی انتخاب برای تمامی مصرف‌کنندگان و امکان رقابت برای تولید کالایی ارزان‌تر و/یا با کیفیت بیشتر برای تمامی تولیدکنندگان فراهم است. در این نوع از بازارها، نوعاً نهادهای واسطه یا کارگزاری نیز پدید می‌آیند که امکان تبادل انرژی میان مصرف‌کنندگان خرد و تولیدکنندگان را به وجود می‌آورند.

1- Bilateral Contract
2- Wholesale Market
3- Retail Competition

۲-۳ انواع تبادلات

اگر بازارهای برق را براساس نوع تبادلات انرژی در آن‌ها گروه‌بندی کنیم، آن‌گاه می‌توان سه نوع متفاوت از بازارها را در سطح جهان از یکدیگر تفکیک کرد. این سه نوع عبارتند از:

الف) بازارهای مبتنی بر سیستم حوضچه^۱: در این بازارها تنها یک خریدار حضور دارد. حوضچه درواقع یک نهاد دولتی یا نیمه‌دولتی است که با دریافت پیشنهاد قیمت از فروشندگان و با شروع از کمترین پیشنهادها، توان مورد نیاز تمامی خریداران را معمولاً با یک قیمت واحد تا تأمین کامل تقاضا، به آن‌ها می‌فروشد. این قیمت یکسان در واقع پیشنهاد قیمت گران‌ترین فروشنده‌ای است که توان عرضه‌شده از سوی او مورد نیاز خریداران است. منطق اقتصادی این روش تخصیص سود بیشتر به تولیدکنندگان کارآمدتر است [۱۱].

ب) بازارهای مبتنی بر تبادلات دوسویه توان: در این بازارها، خریداران و فروشندگان به‌طور منفرد با یکدیگر وارد مذاکره می‌شوند و بر سر قیمت با هم به توافق می‌رسند. البته ممکن است تمام یا برخی از مشخصات این قراردادهای دو یا چندجانبه در اختیار نهاد مدیریت سیستم نیز قرار داده شود. در این سیستم‌ها هزینه انتقال به‌طور مجزا محاسبه و با سازوکارهای پیش‌بینی شده در قراردادهای دو یا چندجانبه از سوی تولید و/یا مصرف کنندگان تأمین می‌شود.

پ) بازارهای بورس تبادل توان (PX)^۲: در این روش، یک نهاد تجاری برای مدیریت بازار از سوی دولت یا شرکت‌کنندگان در بازار ایجاد می‌شود که دقیقاً مانند یک بازار سهام عمل می‌کند. خریداران نیازهای خود را به PX اعلام می‌کنند ("من برای فردا به ۳۳۰ مگاوات توان به قیمت ۲۳ دلار بر مگاوات‌ساعت نیاز دارم"). فروشندگان نیز پیشنهادهای خود را به PX ارائه می‌دهند ("من برای فردا می‌توانم ۵۰۰ مگاوات توان به بهای ۴۰ دلار بر مگاوات‌ساعت عرضه کنم"). فروشندگان و

1- Pool Based Markets

2- Power Exchange

خریداران به هنگام تبادل تجاری با PX حقیقتاً وارد بازار شده‌اند و دیگر فروشنده یا خریدار منفرد به حساب نمی‌آیند. دقیقاً مانند تبادل سهام در بازار بورس، بورس تبادل توان الکتریکی به‌طور ثابت و لحظه به لحظه، بهای روز کالایی به نام انرژی الکتریکی را محاسبه و در اختیار تمامی شرکت‌کنندگان می‌گذارد که در واقع قیمت تمامی تبادلات توانی است که در آن لحظه انجام می‌پذیرد. بنابراین هر دو خریدار و فروشنده مورد بحث ما می‌دانند که بهای نهایی برق در بازار به عنوان مثال ۳۱/۷ دلار بر مگاوات‌ساعت است و بنابراین باید قیمت‌های پیشنهادی خود را هرچه بیشتر به این بهای نهایی نزدیک کنند [۱۲].

اگرچه تضادی میان این سه نوع بازار وجود ندارد، اما بهره‌گیری هم‌زمان از دو سازوکار در بازارهای موجود معمول‌تر است. به‌عنوان نمونه در برخی از بازارها، علاوه بر حضور بورس تبادل توان، تبادلات دوجانبه نیز مجاز شمرده می‌شود. در برخی دیگر از بازارها نیز تبادلات دوجانبه میان تولیدکنندگان بزرگ با مصرف‌کنندگان بزرگ مجاز دانسته شده اما برای شرکت‌های کوچک از ساختار حوضچه استفاده شده است.

جزئیات اجرایی این سه روش نیز در کشورهای گوناگون، می‌تواند بسیار متفاوت باشد. به‌عنوان مثال در سیستم‌های با تبادلات دوجانبه میزان اطلاعات منتشر شده از قراردادهای دوجانبه در بازارهای گوناگون متفاوت است و در برخی از بازارها، با انعقاد هر قراردادی باید میزان، بها و موقعیت مکانی و زمانی آن به اطلاع دولت رسانده شود. از سوی دیگر بازه‌های زمانی مبادله توان در بازارهای متفاوت، گوناگون است. در بسیاری از بورس‌های توان، دادوستد تنها به‌صورت روزانه و ساعت‌به‌ساعت انجام می‌شود و تبادلات بلندمدت تنها از طریق قراردادهای دوجانبه امکان‌پذیر است. ویژگی‌های کلیدی این بازارها در جدول (۲-۱) آمده است.

جدول (۲-۱):

ویژگی‌های کلیدی ساختارهای تبادلات گوناگون در بازارهای برق

نوع تبادل	تعداد خریداران	آیا خریدار فروشنده را می‌شناسد؟	بهای یکسان
حوضچه	یک	آری	معمولا
تبادل دوجانبه	بسیار	آری	خیر
بورس تبادل توان	بسیار	خیر	آری

(۲-۴) بازه زمانی فعالیت

براساس دوره زمانی تبادلات نیز، بازارهای موجود برق را می‌توان به سه نوع تقسیم کرد [۱۳]:

الف) بازار زمان - حقیقی^۱: بازاری برای خرید و فروش بی‌درنگ و در لحظه انرژی. این نوع بازارها علاوه بر برق، برای گاز نیز در نقاط گوناگون جهان راه‌اندازی شده است. بازار بی‌درنگ برق در حوزه‌های زمانی تا چند دقیقه فعال است. در صورت حضور ساختارهای مناسب برای هدایت تبادلات، می‌توان چنین بازاری را سامان داد. بیشتر بازارهای فعال بی‌درنگ در سطح جهان، هم‌اکنون برای تبادلات خود از شبکه اینترنت استفاده می‌کنند. این بازارها، به تولیدکنندگان انرژی برخوردار از امکانات تولید اضافی، اجازه می‌دهد تا به سرعت خریداران این انرژی اضافی را بیابند، در چند میلی‌ثانیه با آن‌ها بر سر قیمت به توافق برسند و نهایتاً با فاصله چند دقیقه انرژی را تبادل کنند. امکان مذاکره^۲ و پیشنهاد قیمت در این بازار برای خریداران و فروشندگان، هردو، وجود دارد. این بازارها هم به صورت خصوصی، و هم توسط نهادهای دولتی یا وابسته به دولت مدیریت می‌شوند. این بازار، برای بازیگران خطرپذیر بسیار جذاب است و بازاری باز به شمار می‌رود چرا که اطلاعات آن تقریباً در همان لحظه تبادل انرژی برای عموم منتشر می‌شود.

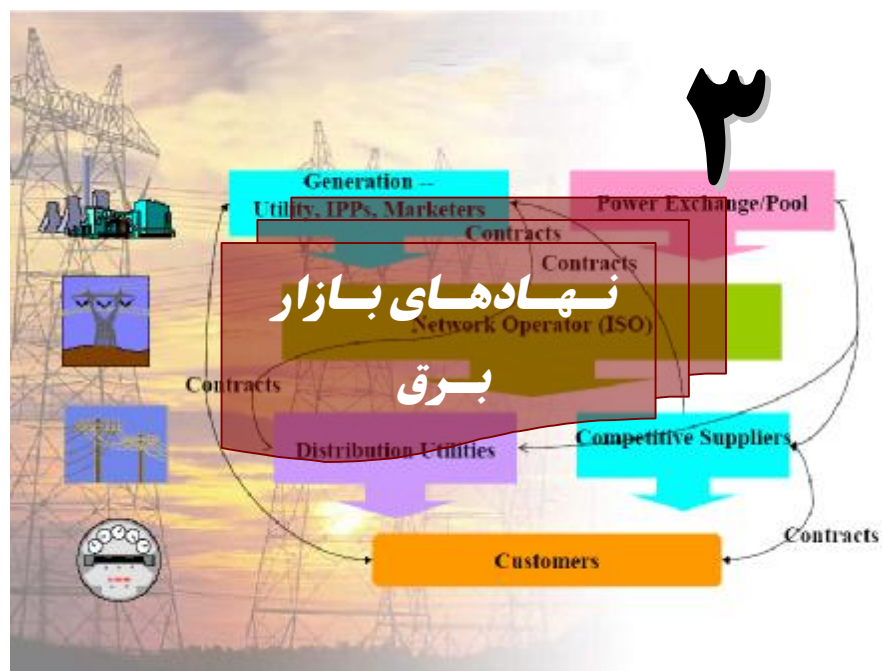
1- Real-Time Market
2- Negotiation

ب) بازار روز-پیش^۱: بازار برقی که محدوده برنامه‌ریزی آن روز آینده است. به عبارت دقیق‌تر بازار انرژی برای یک بازه ۲۴ ساعته پس از یک نقطه آغاز مشخص زمانی را بازار روز - پیش می‌نامند. در این بازار، که سهم بیشتری از تبادلات انرژی در سیستم‌های تجدیدساختاریافته موجود را به خود اختصاص داده است، تولیدکنندگان (و مشتریان)، پیشنهاد خود را برای یک دوره ۲۴ ساعته مربوط به روز بعد ارائه می‌کنند. سپس این پیشنهادات با توجه به ساختار بازار مورد ارزیابی قرار می‌گیرد و میان عرضه و تقاضا برای روز بعد تعادل ایجاد می‌شود. با پایان روند برنامه‌ریزی، مقادیر تولید هر یک از عرضه‌کنندگان و نیز مصرف هر یک از متقاضیان همراه با قیمت انرژی در بازه‌های معمولاً یک ساعته برای روز آینده (یعنی ۲۴ ساعت پس از آغاز به کار بازار) کاملاً مشخص می‌شود و به اطلاع هر دو طرف می‌رسد. در برخی از بازارها، دوره‌های زمانی خرید و فروش از یک ساعت کمتر و گاهی هم بیشتر است.

پ) بازارهای آتی^۲ انرژی: بازاری برای انرژی است که در آن انرژی‌هایی که هنوز تولید نشده‌اند، مورد خرید و فروش قرار می‌گیرند. روش دادوستد، بسته به نوع بازار می‌تواند مبتنی بر حراج و/یا براساس روش‌های بازار بورس و/یا به صورت مذاکرات دوجانبه باشد. دوره زمانی دادوستد نیز می‌تواند از یک هفته تا ده سال و بلکه بیشتر تغییر کند. داد و ستد در این بازار برای فروشنده و خریدار هر دو خطرناک است، زیرا بهای انرژی در لحظه داد و ستد با بهای آن به هنگام تحویل، می‌تواند کاملاً متفاوت (بسیار بیشتر یا کمتر) باشد. در ازای این خطر، فروشندگان می‌توانند از طریق فروش ظرفیت خود، دارایی سرمایه‌ای خود را افزایش دهند و خریداران نیز می‌توانند با قیمت‌هایی که در برابر افزایش ناگهانی قیمت‌ها، تضمین شده است، انرژی مورد نیاز خود را تأمین کنند.

1- Day-Ahead Market

2- Futures Markets



(۳-۱) مقدمه

دگرگونی صنعت برق و تغییر ساختار یکپارچه عمودی آن به ساختار رقابتی، باعث ایجاد نهادهای جدیدی شده است که مرتبط و متناسب با این ساختار نوین هستند. از یک دیدگاه کلی می توان این نهادها را به دو گروه مهم نهادهای نظارتی- مدیریتی بازار و بازیگران آن دسته بندی کرد. علاوه بر این دو گروه، بازار خدمات جانبی^۱ را نیز نباید از نظر دور داشت که گرچه مدیریت آن برعهده نهادهای نظارتی است، اما به دلیل اهمیت آن در امنیت سیستم^۲، باید به طور جداگانه مورد توجه قرارگیرد. در پایان باید تذکر داد که شاید نتوان در تمامی بازارهای جهان، همه نهادهای معرفی شده در این بخش را پیدا کرد. بلکه، بسته به نوع بازار در هریک از بازارهای واقعی برخی از این نهادها تأسیس شده اند.

(۳-۲) نهادهای نظارتی – مدیریتی

فعالیت نهادهای مدیریتی در بازارهای برق دارای دو جهت اصلی است. برخی از نهادهای مدیریتی در بازارهای برق وظیفه قانون گذاری و نظارت بر کارکرد درست بازار، تضمین سلامت قانونی، سیاسی و اجتماعی بازار و تدوین آیین نامه های اجرایی و عملیاتی آن را به عهده دارند. اما گروه دیگری از این نهادها از نظر فنی وظیفه مدیریت سیستم قدرت را برعهده دارند. شاخص ترین این نهادها، بهره بردار مستقل سیستم^۳ (ISO) است که کارکرد مناسب آن بر کارکرد دیگر نهادها نیز کاملاً اثرگذار است.

بهره بردار مستقل سیستم، درواقع کنترل شبکه را به عهده دارد؛ تعرفه های انتقال^۴ را تعیین، امنیت سیستم را حفظ، تعمیر و نگهداری دوره ای را برنامه ریزی و در تصمیم گیری های بلندمدت نیز

1- Ancillary Services

2- System Security

3- Independent System Operator

4- Transmission Tariffs

همکاری می‌کند. کارکرد *ISO* باید از بازیگران بازار نظیر مالکان سیستم انتقال، تولیدکنندگان، شرکت‌های توزیع و کاربران نهایی مستقل باشد تا بتواند دسترسی عادلانه به سیستم انتقال را برای همه کاربران فراهم نماید.

کنترل و برنامه‌ریزی تولید همه یا برخی از منابع سیستم و کاهش بارگذاری برای حفظ امنیت آن (رفع تراکم در سیستم انتقال، ایجاد تعادل در عرضه و تقاضا و حفظ فرکانس سیستم)، از مسئولیت‌ها و اختیارات *ISO* است. علاوه بر این، *ISO* سیگنال‌های اقتصادی مناسب را برای همه بازیگران بازار ارسال می‌کند، تا مشوق استفاده مؤثر از منابع و سرمایه‌گذاری در منابع جدید با محدودیت‌های کمتر باشد.

به‌طور کلی، تاکنون دو ساختار مهم برای *ISO* پیشنهاد شده است که انتخاب هر یک از این ساختارها به اهداف و اختیارات *ISO* بستگی دارد. در نخستین ساختار که بیشتر به حفظ امنیت انتقال در بهره‌برداری از سیستم قدرت توجه دارد، ساختار *ISO* به حداقل موارد فنی مورد نیاز محدود می‌شود و *ISO* از هر نوع دخالت در موارد اقتصادی مرتبط با بازار منع می‌شود [۱۴]. در این مدل، *ISO* برنامه‌ریزی انتقال را انجام می‌دهد و هیچ نقشی در بازار ندارد. هدف اصلی از کارکرد *ISO* در این ساختار، حفظ امنیت سیستم انتقال و اختیارات آن کم است.

در ساختار دوم، به *ISO* بازار تبادل توان (*PX*) نیز افزوده می‌شود. این بازار به‌عنوان یک ساختار اقتصادی، چنان‌که در بخش پیش نیز اشاره شد، نهادی مستقل، غیردولتی و غیرانتفاعی است که مرکزی برای بازار رقابتی، با اجرای مزایده‌های خرید و فروش برق است. قیمت تسویه بازار^۱ در این نهاد براساس قیمت‌های پیشنهادی^۲ خریداران و فروشندگان انرژی محاسبه می‌شود. در برخی از بازارها، با آن‌که *PX* با تشکیلاتی شبیه *ISO* اداره می‌شود ولی این دو، نهادهایی جدا از هم هستند.

1- Market Clearing Price

2- Price Bids

بازیگران بازار باید اطلاعات بسیاری از جمله داده‌های هزینه برای تولیدکننده‌ها و تقاضای روزانه هر خریدار یا مصرف کننده را در اختیار ISO قرار دهند و او با در اختیار داشتن این داده‌ها، با بیشینه کردن رضایت عمومی همه شرکت‌کنندگان بازار، برنامه تولید واحدها و بهای برق را مشخص و هزینه‌های تراکم و تلفات انتقال را تعیین می‌کند. مدیریت بازار خدمات جانبی و شبکه انتقال نیز معمولاً برعهده ISO است.

۳-۳) نهادهای تجاری

مهم‌ترین نهادهای تجاری موجود در بازارهای برق عبارتند از:

الف) شرکت تولید^۱ (GENCO): شرکت تولید، شرکتی است که بهره‌برداری و نگهداری از واحدهای تولید را برعهده دارد. این شرکت، می‌تواند خود از مالکیت نیروگاه‌ها برخوردار باشد و یا تنها از واحدهای تولید بهره‌برداری کند. ارتباط میان شرکت‌های تولید و مشتریان این کالا از طریق بازارهای کوتاه‌مدت و قراردادهای بلندمدت انرژی یا توان برقرار می‌شود. شرکت‌های تولیدی علاوه بر توان حقیقی، گاهی تأمین‌کننده توان راکتیو و ذخیره نیز هستند و کارکرد آن‌ها از دیگر نهادهای بازار مانند ISO و شرکت‌های انتقال مستقل است. یک شرکت تولیدی می‌تواند از طریق قراردادهای دو یا چندجانبه، انرژی خود را بفروشد و یا از طریق بازار آن را به مشتریان بزرگ و خریداران کلان عرضه کند.

برنامه تعمیر و نگهداری واحدهای تولیدی شرکت در یک بازه معین زمانی (که از سوی ISO مشخص می‌شود) باید به اطلاع ISO برسد. او نیز پس از هماهنگی با دیگر تولیدکنندگان برنامه‌های تعمیر و نگهداری را به آنان اعلام می‌کند.

1- Generation Company

در بازار رقابتی برق، هدف اساسی و نخستین هر شرکت تولیدی رسیدن به سود بیشینه است. بنابراین معیار نهایی آن در برنامه‌ریزی‌های بلند یا کوتاه‌مدت برای ورود به بازارهای مختلف، همین سودگرایی است. البته بدیهی است که در این صورت، خطرات ناشی از این برنامه‌ها نیز مستقیماً متوجه خود شرکت خواهد بود.

ب) شرکت انتقال^۱ (TRANSCO): وظیفه یک شرکت انتقال، جابه‌جایی انرژی الکتریکی از شرکت‌های تولید به شرکت‌های توزیع برای عرضه به مصرف‌کنندگان، در ولتاژهای بالاست، استفاده از امکانات شرکت انتقال تحت کنترل ISO است، اما مالکیت آن هم‌چنان در اختیار مالکان اولیه باقی می‌ماند. ساخت، مالکیت، تعمیر و نگهداری و بهره‌برداری از سیستم انتقال در هر ناحیه جغرافیایی خاص برعهده یک شرکت انتقال است. این شرکت‌ها نباید به هیچ‌یک از نهادهای دیگر بازار وابسته باشند تا بتوانند با ایجاد امکان دسترسی آزاد، شاهرهای عادلانه برای تمامی تبادلات توان فراهم آورند. مقررات حاکم بر کارکرد این شرکت‌ها از سوی نهادهای دولتی تدوین می‌شود و هزینه‌های آن‌ها نیز از راه افزودن بر صورت حساب‌ها تأمین می‌گردد.

پ) شرکت توزیع^۲ (DISCO): شرکت‌های توزیع با بهره‌گیری از تجهیزات و امکانات خویش، انرژی الکتریکی را در یک محدوده جغرافیایی خاص، پخش می‌کنند. ایجاد، نگهداری و علاوه‌براین بهره‌برداری و حفظ قابلیت اطمینان شبکه‌های توزیع به عنوان راه پیوند مصرف‌کننده نهایی با سیستم انتقال، برعهده شرکت توزیع است. این نهاد در برابر خاموشی‌های شبکه توزیع و حفظ کیفیت توان ارسالی نیز پاسخگو است. حفظ سطح ولتاژ، تعمیر و نگهداری دوره‌ای و خدمات جانبی دیگر نیز بخشی از وظایف یک شرکت توزیع است.

1- Transmission Company

2- Distribution Company

ت) شرکت خرده‌فروش^۱ (RETAILCO): این شرکت‌ها، عنصری نسبتاً جدید در صنعت برق به‌شمار می‌روند که با کسب مجوز حقوقی در زمینه خرده‌فروشی فعال می‌شوند. یک شرکت خرده‌فروش، توان الکتریکی و دیگر خدمات لازم برای تأمین نیازهای مشتریان خود را خریداری، سپس آن‌ها را به صورت‌های مختلف باهم ترکیب و برای فروش عرضه می‌کند. خرده‌فروش می‌تواند از طریق جمع‌کننده‌ها به‌طور غیرمستقیم با مصرف‌کنندگان در ارتباط باشد.

ث) جمع‌کننده^۲: شخصی حقیقی یا حقوقی که مشتریان را به صورت یک گروه خریدار با هم ترکیب می‌کند و به این ترتیب به عنوان یک خریدار نسبتاً کلان وارد بازار می‌شود. جمع‌کننده می‌تواند مانند یک کارگزار، واسطه تبادلات مشتریان و شرکت‌های خرده‌فروش باشد. گه‌گاه، ساختار یک جمع‌کننده تا حدودی به شرکت‌های خرده‌فروش شبیه می‌شود، که در این صورت باید از مجوزهای لازم برای خرده‌فروشی برخوردار باشد.

ج) کارگزار^۳: شخصی حقیقی یا حقوقی که به صورت یک واسطه در بازار دادوستد انرژی الکتریکی فعالیت می‌کند. کارگزار در انرژی دادوستد شده، نقشی ندارد و خرید یا فروشی انجام نمی‌دهد، بلکه به عنوان یک حلقه پیوند میان خریدار و فروشنده، عمل دادوستد را تسهیل می‌کند.

چ) بازاریاب^۴: شخصی حقیقی و حقوقی که با کسب مجوزهای لازم، اما بدون در اختیار داشتن تجهیزات فیزیکی، توان الکتریکی را خریداری و آن را مجدداً به فروش می‌رساند. بازاریاب معمولاً به شکل یک فروشنده کلان عمل می‌کند و مجبور است خدمات انتقال را برای کالای خود بخرد.

ح) مشتری^۵: مصرف‌کننده نهایی برق، که به سیستم انتقال (مشتری بزرگ) و یا سیستم توزیع

1- Retail Service Company

2- Aggregator

3- Broker

4- Marketer

5- Customer

(مشتری کوچک) متصل است. در ساختار یکپارچه عمودی، مصرف‌کننده^۱ به‌ناچار انرژی را از شرکتی که از حق انحصار در منطقه برخوردار است، به بهایی که او تعیین کرده، خریداری می‌کند. اما در بازارهای کاملاً آزاد، مشتری مجبور به خرید خدمات از شرکت‌های محلی نیست، بلکه می‌تواند با تولیدکنندگان یا دیگر تأمین‌کنندگان توان مستقیماً وارد دادوستد شده و برق یا خدمات مورد نیاز خود را خریداری کند.

۴-۳) بازار خدمات جانبی

با حرکت صنعت برق به سمت ایجاد رقابت در تمامی سطوح، خدمات گوناگونی که بیش از آزاد سازی به صورت به هم پیوسته از سوی شرکت‌های برق تأمین می‌شد، هم اکنون به صورت مجزا ارائه می‌شود [۱۵]. به خدماتی که علاوه بر انرژی، برای بهره‌برداری مطمئن از شبکه برق ضروری است، خدمات جانبی گفته می‌شود [۱۶]. این خدمات، بیشتر در حوزه کنترل سیستم قدرت است و هزینه‌های آن به طور میانگین در حدود ۱۰٪ از هزینه‌های کل تولید و انتقال را دربرمی‌گیرد [۱۷]. خدمات جانبی معمولاً عبارتند از:

- برنامه‌ریزی، کنترل و توزیع بار به صورتی که بر اساس هماهنگی میان شرکت‌های انتقال میزان ورود و خروج بار از نواحی کنترلی هر یک از آنها به دقت مشخص باشد.
- کنترل ولتاژ و تأمین توان راکتیو.
- کنترل فرکانس و تنظیم آن با پی‌گیری لحظه به لحظه تغییرات مصرف.
- تصحیح ساعت به ساعت عدم تطابق انرژی ورودی به سیستم انتقال در هر ناحیه کنترلی و میزان بار مصرفی در همان ناحیه.

1- Consumer

- تأمین ذخیره‌های چرخان^۱ (با ورود فوری) و غیرچرخان (با امکان ورود نسبتاً سریع به سیستم) برای بهره‌برداری مطمئن و پوشش به پیشامدهای غیرمنتظره.

1- Spinning Reserves



۴-۱) مقدمه

بدون تردید یکی از مهم‌ترین مبانی بازارهای برق، چگونگی قیمت‌گذاری کالا و خدمات در آن است. کالای این بازار، انرژی الکتریکی و خدمات موجود در آن، انتقال و توزیع این انرژی است. در این بخش به طور مختصر، روش‌های قیمت‌گذاری انرژی و خدمات انتقال در بازارهای متفاوت مورد بررسی قرار گرفته است. توجه به این نکته ضروری است که در این بحث از پرداختن به جزئیات اجتناب شده است و تنها به بیان نکات اصلی در روش‌های قیمت‌گذاری بسنده کرده‌ایم.

۴-۲) قیمت‌گذاری مبتنی بر حراج^۱

در بسیار از بازارهای برق، قیمت‌گذاری بر اساس حراج ساده انرژی انجام می‌پذیرد. در این نوع از قیمت‌گذاری از وضعیت شبکه به هنگام برگزاری حراج چشم پوشی می‌شود و اثرات آن، یعنی ظرفیت محدود انتقال خطوط شبکه و نیز تلفات توان در آن در مرحله بعد به قیمت‌های انرژی افزوده می‌شود. این کار نیز معمولاً در دو مرحله انجام می‌پذیرد و محدودیت انتقال و تلفات آن هریک به طور جداگانه محاسبه می‌شود. زیربخش‌های بعدی به توصیف مختصری از هر یک از این مراحل قیمت‌گذاری اختصاص یافته است.

۴-۲-۱) حراج انرژی

هدف از برگزاری حراج انرژی و تعیین قیمت‌ها از طریق آن، بهینه‌سازی رضایت عمومی خریداران و فروشندگان هر دو است. برای این کار، معمولاً یک روند بهینه‌سازی اجرا می‌شود که تابع هدف آن مجموع درآمد اضافی مشتری و فروشنده است [۱۸]. درآمد اضافی^۲ مشتری برابر حاصل ضرب

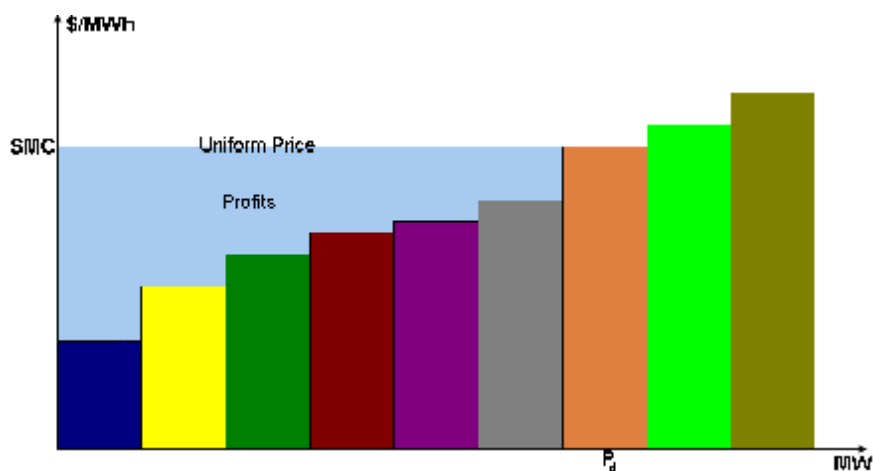
1- Auction-Based Pricing

2- Surplus

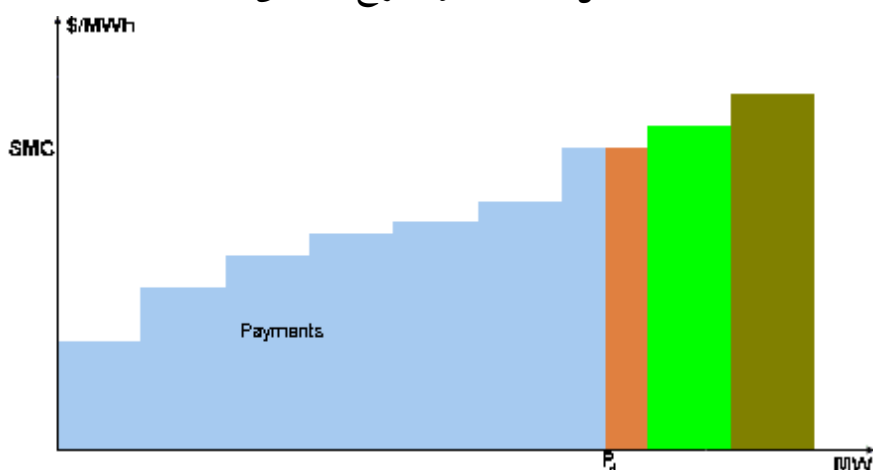
پیشنهاد مصرف پذیرفته در بهای پیشنهادی او و درآمد اضافی فروشنده، حاصل ضرب پیشنهاد تولید پذیرفته در بهای پیشنهادی او (با علامت منفی) است. باید به این نکته توجه داشت که اگر فروشندگان قیمتی برابر با هزینه مرزی خود را پیشنهاد نکنند آنگاه، آنچه بیشینه می‌شود درآمد اضافی ظاهری آن‌ها خواهد بود. قید اصلی این بهینه‌سازی، تساوی تولید و مصرف یا عرضه و تقاضا در نقطه تسویه بازار است. علاوه بر این قیود فنی دیگر مانند مقادیر بیشینه و کمینه مجاز تولید نیز باید در این مسأله لحاظ شود.

برون‌داد این مسأله بهینه‌سازی، میزان تولید تمامی ژنراتورها و مقدار مصرف تمامی بارها، همراه با بهای متناظر با آن‌هاست. پس از بهینه‌سازی، میزان دریافت و پرداخت شرکت‌کنندگان براساس یکی از دو روش زیر انجام می‌پذیرد:

الف) حراج تک قیمتی [۱۹]: پرکاربردترین روش در بازارهای برق موجود در جهان، برگزاری حراج‌های تک قیمتی انرژی در تمامی بازارهای توسعه یافته (بازارهای زمان - حقیقی، روز - پیش و ...) است. در این روش پس از آن‌که تمامی خریداران (و بسته به ساختار بازار فروشندگان) قیمت و مقدار تولید (مصرف) پیشنهادی خود را به بازار اعلام کردند، مدیر بازار، با شروع از کمترین پیشنهادها، منحنی‌های عرضه و تقاضا را شکل می‌دهد و نقطه برخورد این دو منحنی، بهای بازار را تعیین می‌کند. به عبارت دیگر، قیمت نهایی انرژی در این نوع از حراج برابر با قیمت پیشنهادی گران‌ترین تولیدی است که برای برآوردن تقاضای بازار مورد نیاز است. در بازارهایی که تبادلات آن‌ها به روش حوضچه‌ای انجام می‌پذیرد، به جای پیشنهاد مصرف‌کنندگان انرژی، از مقادیر پیش‌بینی شده انرژی مورد نیاز استفاده می‌شود و محل برخورد این مقدار با منحنی عرضه تولیدکنندگان، تعیین کننده قیمت نهایی و واحدی است که از سوی تمامی مصرف‌کنندگان پرداخت و توسط تمامی تولیدکنندگان دریافت می‌شود. شکل (۴-۱) اصول این روش را نشان داده است.



شکل (۴-۱): اصول حراج تک قیمتی



شکل (۴-۲): اصول پرداخت براساس پیشنهاد

مهم ترین امتیاز این روش، کارآمدی اقتصادی آن است. به عبارت دیگر، با این روش بیشترین سود در اختیار تولیدکننده ای قرار می گیرد که کم ترین پیشنهاد قیمت را داده است. علاوه بر این، مدیریت تبادلات در این روش آسان است. از سوی دیگر، باید مهم ترین کاستی این روش را امکان شکل گیری قدرت بازار و اثرپذیری قیمت ها از پیشنهادات تولیدکنندگان بزرگ حاضر در بازار دانست

۱- در این شکل و شکل بعدی SMC هزینه ی مرزی سیستم و P_d تقاضای بار سیستم است.

ب) پرداخت براساس پیشنهاد^۱ [۲۰]: قیمت‌گذاری با این روش، به‌عنوان یکی از راه‌های چیره شدن بر قدرت بازار مورد توجه قرار گرفته است. اصول این روش با روش پیشین یکسان است. تنها تفاوت این دو روش در میزان دریافت‌ها و پرداخت‌های تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان است. پس از برگزاری حراج و تعیین پیشنهاد برنده و قیمت نهایی بازار، بهای دریافتی تولیدکنندگان یکسان نخواهد بود. در این روش به هر تولیدکننده دقیقاً بهایی برابر با میزان پیشنهاد خودش پرداخت می‌شود. دشواری اصلی در این بازار دشواری تطبیق آن با بازارهایی است که در آن‌ها تعداد تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان زیاد است (زیرا برگزاری حراج، باعث پدید آمدن مقداری درآمد اضافه خواهد شد). شکل (۴-۲) اصول این روش را نشان می‌دهد.

۴-۲-۲ مدیریت تراکم^۲

قیمت‌ها و مقادیر تولید فوق بدون توجه به ظرفیت محدود شبکه انتقال به‌دست می‌آید. در مدیریت تراکم در شبکه انتقال، معمولاً تلاش می‌شود تا مجموع هزینه‌های تغییر خروجی ژنراتورها یا تغییر بار مصرف‌کنندگان (ناشی از بروز تراکم در شبکه) کمینه شود [۲۱]. در این کمینه‌سازی، قیود ظرفیت شبکه انتقال مدل می‌شود و علاوه بر آن، تعادل توان در تمامی گره‌های شبکه نیز مورد توجه قرار می‌گیرد. برون‌داد این مسئله بهینه‌سازی نیز علاوه بر هزینه‌های کاهش و/یا افزایش بار و تولید، میزان تغییر در بار یا تولید برای تمامی ژنراتورها و بارهای متصل به شبکه است.

علاوه بر تغییر تولید و بار، راه‌هایی دیگری نیز برای مدیریت تراکم در شبکه انتقال مثلاً استفاده از ادوات FACT^۳ وجود دارد که هزینه‌های آن‌ها را نیز باید به‌عنوان هزینه‌های ثابت انتقال در نظر گرفت. البته روش‌های دیگری نیز برای محاسبه هزینه‌های تراکم پیشنهاد شده است که مبنای

1- Pay as Bid

2- Congestion Management

3-Flexible Alternative Current Transmission

تمامی آن‌ها همان مسأله کمینه‌سازی ذکر شده است (به عنوان نمونه به مراجع [۲۲] و [۲۳] و [۲۴] مراجعه شود).

۴-۲-۳ تخصیص هزینه‌های تلفات

پس از محاسبه دو مؤلفه پیشین قیمت یعنی بهای انرژی و قیمت تراکم، اکنون می‌توان هزینه تلفات را نیز به عنوان سومین مؤلفه بر این مقادیر افزود. این کار نیز به روش‌های گوناگون انجام می‌پذیرد که مبنای تمامی آن‌ها معمولاً محاسبات پخش بار و تعیین مقادیر تلفات در تمامی خطوط شبکه انتقال است. در این مرحله، ارزان‌ترین ژنراتوری که تولید آن در بازار مورد استفاده قرار نگرفته به عنوان شین مبنا در نظر گرفته می‌شود و در صورت نیاز، این روند، یعنی انتخاب ژنراتورهای بعدی، ادامه می‌یابد. در نهایت، گران‌ترین بهای پیشنهادی برای انرژی که در تأمین تلفات مورد استفاده قرار گرفته به عنوان بهای تلفات شبکه انتخاب می‌شود. پس از تعیین بهای تلفات و میزان هزینه‌ای که نهایتاً به عنوان هزینه تلفات به ژنراتور شین مبنا پرداخت می‌شود، سهم هریک از ژنراتورها و بارها در تلفات محاسبه و هزینه متناظر از آن‌ها دریافت می‌شود.

۴-۳ قیمت‌گذاری مبتنی بر پخش بار بهینه

در این روش پس از اجرای حراج، با مشخص شدن تمامی ژنراتورهایی که در یک ساعت خاص در شبکه قرار دارند، یک پخش بار بهینه انجام می‌پذیرد که هدف از آن کمینه کردن هزینه تولید (پیشنهاد قیمت) از سوی تولیدکنندگان است [۲۵]. در این پخش بار بهینه، بارها ثابت فرض می‌شوند و پیشنهادات قیمت فروشندگان معمولاً به صورت منحنی‌های هزینه‌ای مدل می‌شود که با افزایش سطح تولید، به صورت یکنواخت افزایش می‌یابند. قیود این کمینه‌سازی، معادلات برابری توان حقیقی و راکتیو در تمامی شین‌های شبکه (پخش بار AC کامل)، محدودیت انتقال توان از خطوط،

محدودیت‌های ولتاژ شین‌ها و محدودیت‌های تولید است. برون‌داد این بهینه‌سازی، میزان تولید هر یک از ژنراتورها، همراه با قیمت محلی مرزی^۱ (LMP) در تمامی شین‌های شبکه است، که در آن هزینه تراکم و تلفات نیز لحاظ شده است.

در مقایسه با روش قیمت‌گذاری مبتنی بر حراج، عدم تفکیک هزینه‌های انتقال از تولید و محاسبه هم‌زمان آن‌ها یکی از امتیازات این روش قیمت‌گذاری به شمار می‌رود. اما در عوض، به دلیل طبیعت محلی قیمت‌های محلی مرزی (LMP)، در این روش یک افزوده تجاری^۲ پدید می‌آید، که در روش مبتنی بر حراج وجود ندارد. به عبارت دیگر، در روش مبتنی بر حراج هیچ پرداخت مستقیمی به فراهم‌کننده امکانات انتقال پرداخت نمی‌شود. بلکه هزینه‌های انتقال از طریق پرداخت‌های تثبیت شده، تأمین می‌گردد، ولی در قیمت‌گذاری مبتنی بر پخش بار بهینه، در دوره‌های تراکم، بخش مهمی از پرداخت‌های مشتریان، از طریق افزوده تجاری مورد بحث مستقیماً در اختیار شرکت‌های انتقال قرار می‌گیرد. البته در هر دو صورت، بیشتر درآمدهای انتقال ناشی از همان پرداخت‌های تثبیت شده است.

۴-۴) تأمین هزینه‌های انتقال

سیستم انتقال، علاوه بر هزینه‌های تراکم و تلفات که در بخش‌های پیشین به آن‌ها اشاره شد، از هزینه‌های گوناگون دیگری نیز برخوردار است که مهم‌ترین آن‌ها هزینه‌های ثابت سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری و هزینه‌های لازم برای توسعه سیستم است. راه‌های گوناگونی برای تأمین این هزینه‌ها تاکنون پیشنهاد شده است، که در این بخش به‌طور بسیار مختصر به برخی از آن‌ها پرداخته‌ایم.

1- Locational Marginal Price

2- Merchandising Surplus

الف) روش تمبر پستی^۱ [۲۶]: در این روش نرخ خدمات انتقال از تقسیم مجموعه هزینه‌های انتقال بر تقاضای اوج سیستم به ازای هر مگاوات به دست می‌آید. بهای هر تبادل نیز با توجه به نسبت آن به توان اوج مصرفی سیستم با یک تناسب ساده محاسبه می‌شود. در این روش، بهای استفاده از سیستم انتقال، مستقل از فاصله الکتریکی تولید با مصرف و یا میزان واقعی بار تحمیل شده بر تجهیزات انتقال است. به همین دلیل نیازی به محاسبات پخش‌بار در محاسبه هزینه انتقال نیست.

ب) روش مسیر قرارداد^۲: در این روش، میان مدیریت انتقال و کاربر آن توافقی در زمینه یک مسیر قراردادی برای انتقال توان، حاصل می‌شود (هر چند که این مسیر، ممکن است با مسیر واقعی انتقال توان بسیار متفاوت باشد). پس از تعیین این مسیرهای قراردادی، تمامی یا بخشی از هزینه‌های انتقال این مسیر خاص از کاربران آن دریافت می‌شود. برای این کار، بهره‌بردار شبکه باید از تمامی تبادلات آگاهی داشته باشد.

پ) روش مگاوات - مایل^۳ [۲۷]: در این روش، در گام نخست بخشی از بار در هر یک از خطوط شبکه که ناشی از یک تبادل خاص است، براساس محاسبات پخش بار تعیین و سپس تخصیص هزینه براساس نسبت این بخش از بار خط به کل بار خط، محاسبه می‌شود. به عبارت دیگر بهای انتقال هر یک از تبادلات براساس میزان استفاده از ظرفیت انتقال به صورت تابعی از میزان توان انتقال یافته، مسیر طی شده آن توان و طول این مسیر، محاسبه می‌شود. این روش دارای چند هم‌خانواده است، که توضیحات آن‌ها را می‌توان در [۲۸-۳۰] یافت.

ت) روش قیمت‌گذاری براساس جهت جریان^۴ [۲۸]: در این روش، معیار پرداخت هزینه انتقال، هم‌جهتی جریان پدید آمده از یک تبادل خاص با جهت جریان خالص گذرنده از هر یک از

1- Postage-Stamp

2- Contract Path

3- MW-Mile

4- Counter-Flow

مسیرهای انتقال است. به عبارت دیگر، به مشتریانی که مصرف آن‌ها جریانی در خلاف جهت جریان خالص گذرنده از مسیر انتقال پدید می‌آورد، هزینه‌ای تعلق نمی‌گیرد و حتی گاهی مقداری از هزینه انتقال به آن‌ها پرداخت می‌شود، زیرا در این روش فرض می‌شود که کاهش جریان خالص گذرنده از مسیر، برای کل سیستم سودمند است.

ث) ضرایب توزیع [۳۴-۳۱]: ضرایب توزیع براساس پخش بارهای خطی، محاسبه می‌شوند و در تعیین تقریبی تأثیر تولید و بار بر توان‌های انتقالی مورد استفاده قرار می‌گیرند. از سوی دیگر، می‌توان از همین ضرایب برای تخصیص پرداخت‌های مربوط به انتقال بین کاربران مختلف نیز استفاده کرد. این ضرایب عبارتند از:

- ضرایب توزیع جابجایی تولید^۱ (ضرایب A): این ضرایب میزان تغییر توان گذرنده از خطوط در پی تغییر جزئی تولید را نشان می‌دهند. با استفاده از این ضرایب، تأثیر تولید شین‌های مختلف بر سیستم انتقال سنجیده و بر همین اساس هزینه‌ها تخصیص می‌یابد.
- ضرایب تعمیم‌یافته توزیع تولید^۲ (ضرایب D): این ضرایب برای ارزیابی تأثیر تولید بر توان‌های حقیقی انتقال‌یافته تعریف می‌شوند، بنابراین می‌توانند دارای مقادیر منفی نیز باشند. از آن‌جاکه این ضرایب با استفاده از پخش بارهای DC محاسبه می‌شوند، می‌توان از آن‌ها تنها برای توان‌های حقیقی انتقال‌یافته استفاده کرد.

1-Generation Shift Distribution Factors

2- Generalized Generation Distribution Factors

جدول (۴-۱): روش های تخصیص هزینه انتقال

روش	کاربرد	پخش بار	پرداخت ها براساس	ملاحظات
تمبر پستی	توان حقیقی تولید یا بار	—	- دامنه توان مبادله شده - هزینه متوسط پیوندی^۱	مبتنی بر فرض استفاده از تمام سیستم انتقال
مسیر قرارداد	توان حقیقی تولید یا بار	—	- دامنه توان مبادله شده - هزینه متوسط پیوندی	مبتنی بر فرض استفاده از یک مسیر قراردادی معین برای انتقال
مگاوات - مایل	توان حقیقی تولید یا بار	DC/AC	- دامنه توان مبادله شده - مسیر پیموده شده توسط توان مبادله شده - فاصله پیموده شده توسط توان مبادله شده	به شرایط بهره برداری (ترکیب سیستم) بستگی دارد
ضرایب A	توان حقیقی تولید یا بار	DC	توان انتقالی افزایشی	به ترکیب سیستم، انتخاب شین مبنا و جهت توان های انتقالی وابسته است
ضرایب D	توان حقیقی تولید یا بار	DC	کل توان انتقالی	به شرایط بهره برداری بستگی دارد
ضرایب C	توان حقیقی تولید	DC	کل توان انتقالی	به شرایط بهره برداری بستگی دارد
بیالک	توان حقیقی و راکتیو تولید یا بار	DC/AC	کل توان انتقالی	به شرایط بهره برداری بستگی دارد
کرشن	توان حقیقی و راکتیو تولید یا بار	DC/AC	کل توان انتقالی	به شرایط بهره برداری بستگی دارد

- ضرایب تعمیم یافته توزیع بار^۲ (ضرایب C): تعریف این ضرایب شبیه به ضرایب D با جایگزینی بار به جای تولید است. این ضرایب، سهم هر بار را در توان های انتقالی خطوط مشخص می کنند. با استفاده از این ضرایب، معمولاً هزینه های شبکه فوق توزیع^۳ در محدوده خدمات رسانی یک شرکت توزیع میان بهره برداران از آن تقسیم می شود.

ج) روش های ردیابی^۴: در این روش ها، سهم کاربران انتقال در استفاده از سیستم انتقال، تعیین می شود [۳۹-۳۵]. روش های ردیابی را می توان برای قیمت گذاری انتقال و بازیابی هزینه های ثابت آن

1- Embedded Cost

2- Generalized Load Distribution Factors

3- Subtransmission

4- Tracing

به‌کار برد. دو روش ردیابی بیالک^۱ و کرشن^۲ نمونه‌های مشهورتر این روش‌ها هستند.
جدول (۴-۱) ویژگی‌های برجسته این روش‌ها را به‌طور خلاصه نشان داده است.

1- Bialek
2- Kirschen



۱

(۵)

۵-۱ مقدمه

این فصل از گزارش به توصیف مختصری از روند مقررات‌زدایی در سطح جهان اختصاص یافته است. برای ارائه این توصیف، از میان بازارهای فعال در سطح جهان، پس از اشاره به وضعیت صنعت برق در کشورهای آمریکای جنوبی به‌عنوان پیشتازان مقررات‌زدایی با توضیح بیشتر بازار آرژانتین، بازار کشورهای شمال اروپا به‌عنوان یکی از مهم‌ترین بازارهای فعال در سطح جهان با ویژگی‌های مخصوص به خود مورد بررسی و ارزیابی قرار گرفته است. سپس به بازار برق بریتانیا پرداخته‌ایم که یکی از مورد توجه‌ترین بازارهای برق در سطح جهان است و تاکنون تقریباً تمامی ساختارهای بازار را تجربه کرده است. نهایتاً پس از بیان ویژگی‌های بازارهای فعال برق در کانادا و ایالات متحده آمریکا، بازار برق کالیفرنیا به‌عنوان یکی از پیچیده‌ترین بازارها که دچار یکی از بزرگ‌ترین بحران‌های صنعت برق در سطح جهان گردید، به شکلی مفصل‌تر توصیف شده است و در پایان، به بیان روند شکل‌گیری بازارهای برق در کشورهای استرالیا و کره جنوبی پرداخته‌ایم.

۵-۲ آمریکای جنوبی: پیشتاز در مقررات‌زدایی

دهه‌های هشتاد و نود میلادی، دهه‌های رخداد تحولات صنعت برق در سراسر آمریکای لاتین بوده است. شیلی آغازگر این تحولات بود که نخستین گام‌ها را در زمینه خصوصی‌سازی و تجدیدساختار صنعت برق در سال ۱۹۸۲ برداشت، دامنه این دگرگونی‌ها آرام آرام گسترش یافت و وضع تعرفه‌های مناسب، رشد اقتصادی نسبتاً سریع و دولت باثبات، این تحولات را به ثمر رسانید. شرکت اندزا^۱ همراه با برخی از شرکت‌های سرمایه‌گذار خارجی سهام صنعت برق شیلی را خریدند و با گذشت زمان، امکان رقابت میان پنج شرکت تولید قدرت در شبکه سراسری فراهم آمد.

1- Endesa

در سال ۱۹۹۲، دولت آرژانتین روند خصوصی‌سازی را ادامه داد و این روند آرام آرام در دیگر کشورهای منطقه مانند برزیل، بولیوی، پرو، کلمبیا، گواتمالا، السالوادور، پاناما تکرار شد. مشترکات این روند در کشورهای آمریکای جنوبی را به‌عنوان آغازگران مقررات‌زدایی، می‌توان به‌طور خلاصه به‌صورت زیر بیان کرد [۴۰]:

- بخش‌های تولید، انتقال و توزیع به‌عنوان نهادهای تجاری فعال در بازار از یکدیگر تفکیک شدند؛
- بخش تولید رقابتی شد، یعنی شرکت‌های تولید موظف شدند تا پیشنهادهای تولید و قیمت خود را به یک ساختار حوضچه مانند بفرستند تا بهره‌بردار مستقل حوضچه به‌صورت مرکزی، تولید را میان مشتریان تقسیم کند؛
- امکان ورود آزادانه به بازار تولید برای همه فراهم آمد، یعنی تولیدکنندگان می‌توانستند به‌سادگی به ساخت و بهره‌برداری از نیروگاه‌های حرارتی، بادی و خورشیدی بپردازند. البته ساخت نیروگاه آبی، در همه کشورهای آمریکای لاتین هنوز هم نیازمند مجوز دولتی است؛
- شرکت‌های محلی توزیع موظف شدند تا براساس قراردادهای بلندمدت، برق مورد نیاز مصرف‌کنندگان را تأمین کنند؛
- هزینه مرزی سیستم به‌عنوان مبنای قیمت‌گذاری برگزیده شد؛
- قیمت‌گذاری انتقال بر محور کارایی شکل گرفت، یعنی در صورت آزمون ناموفق تولید برای تولیدکننده، جریمه و در صورت دستیابی به سطح کارایی معین، برای او پاداش در نظر گرفته شد؛

- مجوزهای مربوط به دسترسی آزادانه به شبکه‌های انتقال و توزیع غیرقابل فروش اعلام گردید.
- تذکر این نکته بد نیست که از جهت منابع مالی، خصوصی‌سازی در کشور شیلی با دیگر کشورهای منطقه تاحدودی متفاوت بوده است. در شیلی، خصوصی‌سازی صنعت برق با تکیه بر

سرمایه‌های داخلی انجام گرفت ولی در کشورهای دیگر، سرمایه‌گذاران خارجی زمینه خصوصی‌سازی را فراهم آوردند، سهام‌داران کلان صنعت برق شدند و در نتیجه راهبری و تعیین راهبردهای بلندمدت توسعه صنعت را به دست گرفتند.

نتایج حاصل از مقررات‌زدایی در کشورهای آمریکای جنوبی قابل توجه بوده است. برای نمونه، در کشور شیلی آمادگی نیروگاه‌های حرارتی از ۴۷٪ در سال ۱۹۹۲ به ۷۵٪ در سال ۱۹۹۶ افزایش یافت، قیمت فروش کلان انرژی از ۵۰-۶۰ دلار بر مگاوات‌ساعت به حدود ۳۰ دلار بر مگاوات‌ساعت رسید، میانگین زمان پاسخ به قطع برق از ۵ ساعت به حدود ۲ ساعت کاهش پیدا کرد و میزان تولید انرژی به مقدار قابل ملاحظه‌ای افزایش یافت [۱۲]. در بخش توزیع نیز مشخصاً می‌توان به نتایج زیر اشاره کرد:

تلفات برق، یعنی مجموع تلفات فنی و تجاری (برق دزدی و نقص قبض‌های برق) در یک دوره هفت ساله در شیلی نصف شده است. تلفات برق در آرژانتین در طول سه سال به همین میزان کاهش یافته و مجموع هزینه‌های تولید، انتقال و توزیع هر کیلووات برق کاهشی نسبتاً خوب را نشان می‌دهد. به عبارت دیگر، مهم‌ترین نتیجه مقررات‌زدایی در این کشورها بهبود کارآمدی سیستم بوده است.

۱-۲-۵) بازار برق آرژانتین

بخش‌های تولید، انتقال و توزیع را از یکدیگر جدا کرد. دو شرکت تولیدی دولتی بزرگ به ۴۰ شرکت تولید قدرت رقیب تبدیل شد که بسیاری از آنها، مالک تنها یک نیروگاه بودند. تجهیزات و دارایی‌های انتقال به شرکت‌های خصوصی انتقال قدرت فروخته شد و ۱۸ شرکت توزیع شکل گرفت. البته، بیشتر این شرکت‌ها با جذب سرمایه‌های خارجی فعالیت می‌کردند.

۳-۵) شمال اروپا: بازاری مبتنی بر تبادلات دوجانبه

بازار برق در شمال اروپا، کشورهای نروژ، سوئد، فنلاند و دانمارک را دربرمی‌گیرد. کشور ایسلند نیز اگرچه از این کشورها به‌شمار می‌رود، ولی به‌دلیل فاصله جغرافیایی، تاکنون در بازار انرژی این کشورها وارد نشده است. پیش از تحولات نوین در صنعت برق، میان این کشورها قراردادهای دوجانبه‌ای برای تبادل و انتقال انرژی وجود داشته است. همین تبادل و انتقال دوجانبه از یک‌سو به ثبات منابع تغذیه کشورهای همکار و از سوی دیگر به تعمیق تجربیات آن‌ها در همکاری با یکدیگر انجامیده، مسأله برنامه‌ریزی و طراحی را از حوزه ملی بیرون برده و به آن جنبه فراملی و منطقه‌ای داده است. در نتیجه، رقابتی شدن بازار انرژی در این کشورها به سرعت به شکل‌گیری شرکت‌های بین‌المللی فعال در صنعت تولید و انتقال انرژی انجامیده است. علاوه‌براین، از یک‌سو باعث کاهش محسوس قیمت برق صنعتی و از سوی دیگر افزایش قیمت برق خانگی شده است. در این بخش از گزارش، ساختار و تحولات صنعت برق در کشورهای شمال اروپا به اختصار مورد بحث قرار گرفته است.

۱-۳-۵) شکل‌گیری بازار

الف) نروژ [۴۱]: صنعت برق نروژ، پیش از مقررات‌زدایی، حدود ۲۰۰ شرکت برق (بیشتر به شکل شرکت‌های برق شهری) را دربرمی‌گرفت که از طریق شبکه انتقال سراسری دولتی، مصرف جمعیت ۴/۵ میلیون نفری آن را تأمین می‌نمود. این شرکت‌های تولید، نوعاً از منابع تولید آبی بهره‌مند بودند و با ساختاری یکپارچه و عمودی اداره می‌شدند.

در سال ۱۹۹۱، قانون انرژی نروژ صنعت برق کشور را با توجه به الگوی کشورهای مانند

آرژانتین و شیلی به سه مولفه عمودی تقسیم کرد. در ساختار جدید:

- بخش تولید در اختیار چندین شرکت رقیب و مستقل قرار گرفت.
- مدیریت شبکه‌های انتقال و توزیع به صورت انحصاری باقی ماند.
- خرده‌فروشی رقابتی شد.

نظارت و تنظیم روابط بازار به وزارت انرژی و منابع آبی نیرو و مدیریت آن که ساختار تبادلات آن به صورت حوضچه بود، به سام‌جورینگتن^۱ سپرده شد. استاتکرافت^۲ که قبل از تجدید ساختار بزرگ‌ترین شرکت تولیدی به شمار می‌رفت، حدود ۳۰٪ از بازار تولید را به دست گرفت و باقی‌مانده بازار میان شرکت‌های کوچک‌تر تولیدی، پخش شد. بهره‌برداری از شبکه سراسری انتقال به شرکت استانت مارکت اس اف^۳ واگذار شد. بعدها یکی از زیر شاخه‌های استانت، موسوم به استانت مارکت ای اس^۴ مسئول راه اندازی و بهره‌برداری از کل بازار برق (نوعی بورس تبادل توان) گردید. شرکت‌های برق شهری^۵ موظف شدند که از طریق قراردادهای دوجانبه با ژنراتورهایی که پیش‌تر مالک آن‌ها بودند، انرژی را بخرند.

برخلاف بازار برق انگلستان که بهای انرژی به روش مبتنی بر حراج تعیین می‌شود، بیشتر مبادلات در بازار برق نیرو به شکل قراردادهای دوجانبه است. علاوه بر این، بورس تبادل توان نیز برای بهبود امنیت و پایایی شبکه، راه اندازی شده تا تولیدکنندگانی که موفق به فروش انرژی از طریق دادوستدهای دوجانبه نمی‌شوند و/یا می‌خواهند در بازار لحظه‌ای^۶ سود بیشتری به دست آورند، بتوانند در این بازار مشارکت کنند. بورس تبادل توان نیرو، که استانت مارکت نیز نامیده می‌شود، یک بازار آنی (با افق زمانی کار ۲۴ ساعته) برای حفظ پایداری شبکه، و یک بازار آتی^۷ (با افق زمانی تا ۳ سال)

1- Samkjorington

2- Stat Kraft

3- Statnett Market SF

4- Statnett Market AS

5- Municipal Utilities

6- Spot

7- Futures

را دربر گرفته است. این بازار که در سال ۱۹۹۳ تنها در نروژ راه‌اندازی شده بود، نهایتاً به بازار مالی بورس تبادل توان کشورهای این منطقه تبدیل شد، که مبادلات توان هر چهار کشور در آن صورت می‌گرفت. در حال حاضر این بازار در مالکیت مشاع^۱ استانت و اسونسکا کرافتنت^۲ (یک شرکت انتقال ایالتی) قرار دارد و NordPool نامیده می‌شود.

این بازار دارای سه رکن است: بازار لحظه‌ای ۲۴ ساعته، بازار تنظیم^۳ (برای تضمین پایداری شبکه به کمک خریدهای بسیار کوتاه‌مدت) و بازار آتی. مبادلات فیزیکی توان در دو بازار نخست صورت می‌گیرد. بازار آتی نیز با هدف مقابله با نوسانات قیمت ایجاد شده است. ۲۵٪ از کل بازار شمال اروپا در اختیار NordPool است، اما بیشتر مبادلات قدرت در آن هنوز هم به صورت دوجانبه انجام می‌شود.

پیامد تحولات ساختاری صنعت برق نروژ، کاهش قیمت برق صنعتی و افزایش بهای آن در بخش خانگی بوده است. اگرچه همه مشتریان می‌توانسته‌اند که تولیدکننده مطلوب خود را برگزینند، اما به علت بالا بودن تعرفه تغییر تولیدکننده، تنها مشتریان بزرگ (صنایع) این کار را انجام داده‌اند. مصرف‌کنندگان بزرگ، مسئول نصب تجهیزات اندازه‌گیری هستند اما هزینه‌های اندازه‌گیری را مالک شبکه تأمین می‌کند. مصرف‌کنندگان کوچک می‌توانند یکی از دو راه نصب دستگاه اندازه‌گیری ساعت به ساعت و پرداخت بهای برق بر مبنای الگوهای عمومی رده بار را برگزینند.

قیمت برق خانگی در پی خصوصی‌سازی، تحت تأثیر نرخ تورم قرار نگرفته و تقریباً ثابت مانده است. به دلیل مهار آب و فروش انرژی آن در بازار برق، از اتلاف منابع آب جلوگیری و پایایی شبکه قدرت، تقریباً در سطحی قابل قبول باقی مانده است. همین دلایل باعث سرمشق شدن بازار

1- Jointly Owned
2- Svenska Kraftnat
3- Regulation Market

نروژ برای دیگر کشورهای منطقه و ثبات و اطمینان پذیرفتنی آن در میان بازارهای دنیا بوده است. (ب) سوئد [۴۲]: آغاز روند مقررات‌زدایی در صنعت برق سوئد، با واگذاری مسئولیت مطالعات و راه‌اندازی بازار برق به شرکت سونسکا کرافتنت^۱ که شرکتی نیمه‌دولتی با ساختار ایالتی بود، در سال ۱۹۹۲ همراه بود. این بازار در سال ۱۹۹۶ عملاً افتتاح شد و خریداران این امکان را یافتند تا برق مورد نیاز خود را از تولیدکنندگان رقابتی خریداری کنند. این شرکت نیمه دولتی، شریک نروژ در NordPool است که یک بازار مشترک نروژی - سوئدی را شکل داده‌است. انرژی الکتریکی در سوئد، عمدتاً در نیروگاه‌های آبی و هسته‌ای تولید می‌شود.

نزدیک به ۹۴٪ تولید در اختیار ۷ تولیدکننده بزرگ است که علاوه‌براین، حدود ۴۵٪ از بخش توزیع را نیز در اختیار دارند. واتنفال^۲ که بزرگ‌ترین این شرکت‌ها به‌شمار می‌رود، دارای فعالیت‌هایی در سطح بین‌المللی است و در اروپا و حتی بیرون آن نیز در حال تجارت است. مقررات‌زدایی و آزادسازی بازار در سوئد نیز مانند نروژ به کاهش بهای انرژی برای مصرف‌کنندگان صنعتی و افزایش آن برای مشترکان خانگی انجامیده است؛ چرا که مشترکان خانگی نمی‌توانند به‌سادگی و با هزینه کم، تولیدکننده خود را برگزینند.

(پ) فنلاند [۴۳]: بازار کشور فنلاند در سال ۱۹۹۵ گشایش یافت و روند مقررات‌زدایی تا پاییز ۱۹۹۸ به پایان رسید، و از آن پس مصرف‌کنندگان توانستند بدون پرداخت هزینه‌های اضافی، تولیدکننده خود را برگزینند. مدیریت و بهره‌برداری از شبکه انتقال به یک شرکت نیمه‌دولتی به‌نام فین‌گرید^۳ سپرده شد که مالکیت آن در اختیار صنایع، تولیدکنندگان برق و دولت بود. این شرکت در سال ۱۹۹۸ بورس تبادل توان فنلاند را خرید و نیمی از سهام آن را به شرکت انتقال سونسکا کرافتنت در سوئد

1- Svenska Kraftnat
2- Vattenfall
3- Fingrid

فروخت. بورس برق فنلاند ($El - Ex$) اساساً شاخه فنلاندی *NordPool* به‌شمار می‌رود. فنلاند از منابع انرژی طبیعی تقریباً بی‌بهره است و بیشتر انرژی الکتریکی آن در نیروگاه‌های فسیلی و هسته‌ای تولید می‌شود. هم‌تولیدی^۱ (انرژی گرمایی و الکتریکی) در این کشور معمول است و فنلاند به‌طور کلی یک واردکننده انرژی به‌شمار می‌رود.

ت) دانمارک [۴۴]: به‌دلیل تفاوت موجود در ساختار مالکیت صنعتی دانمارک با دیگر کشورهای شمال اروپا، این کشور دیرتر به جمع کشورهای که صنعت برق را آزاد کرده‌اند، پیوست. دانمارک در سال ۱۹۹۹ بازار برق را برای مصرف‌کنندگانی با مصرف سالانه 100 GWh یا بیشتر راه‌اندازی و به این ترتیب عملاً ۹۰٪ از صنعت برق را رقابتی کرد.

براساس قانون اساسی دانمارک، صنعت این کشور دارای ساختاری غیرانتفاعی است و هرچند صنایع از دارایی‌های فراوانی برخوردارند، اما درآمد آن‌ها چندان زیاد نیست. مازاد درآمد صنایع به نهادهای عمومی مانند شهرداری‌ها یا تعاونی‌های غیرانتفاعی اختصاص می‌یابد. براساس این قانون، شرکت‌های تولیدی در مالکیت شرکت‌های انتقال و این شرکت‌ها نیز به‌نوبه خود، تحت مالکیت شرکت‌های توزیع قرار دارند که مدیریت آن‌ها نوعاً برعهده شهرداری‌ها است. این ساختار قانونی، به‌کندی حرکت به سمت مقررات‌زدایی منجر شده و نتوانسته است سرمایه‌گذاران بیرون از دولت را برای حضور در بازار ترغیب کند. با این حال، تلاش‌هایی به شکل ائتلاف و ادغام در میان صنایع تولیدی مشاهده می‌شود. علاوه‌براین ویژگی‌ها، دانمارک دارای دو شبکه انتقال مجزا است که ترانزیت برق را دشوار می‌کند. به‌همین دلیل، اگرچه *NordPool* در سال ۲۰۰۰، دانمارک را زیر پوشش گرفته اما دو ناحیه قیمت‌گذاری ایجاد کرده است.

در دانمارک بیشتر انرژی الکتریکی، از سوخت‌های فسیلی، زغال سنگ، نفت و گاز طبیعی

1- Co-generation

تامین می‌شود. هم‌تولیدی و تولید انرژی از باد نیز به دلیل ملاحظات زیست‌محیطی، در حال گسترش است.

۲-۳-۵) ارزیابی

در ارزیابی وضعیت بازار برق در شمال اروپا می‌توان به نکات زیر اشاره کرد:

- خصوصی‌سازی که از ابتدای راه‌اندازی بازار، به‌عنوان یکی از مهم‌ترین اهداف مطرح بوده هنوز به‌طور کامل تحقق نیافته است و صنعت برق هنوز هم در سطوح مختلف تحت مالکیت عمومی قرار دارد.
- کاهش ظرفیت ذخیره در دسترس یکی دیگر از نتایج راه‌اندازی بازار بوده است. بخش تولید نتوانسته است هم‌گامی خود را با مصرف حفظ کند؛ چراکه سرمایه‌گذاری خصوصی برای ایجاد ظرفیت ذخیره‌ای که مصرف دائمی ندارد و به‌ندرت مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرد، سودآور نیست. همین مسأله به کاهش انگیزه ساخت نیروگاه‌های جدید منجر می‌شود و دولت‌ها را واداشته است تا قوانینی را برای مقابله با کمبود انرژی از راه قطع عرضه آن تدوین کنند [۴۱].
- باوجود کاهش نسبی قیمت‌ها در پی راه‌اندازی بازار برق، تولید کنندگان توانسته‌اند با به تعویق انداختن ساخت و نیز بازیابی و تعمیر نیروگاه‌های قدیمی، سود مناسبی به‌دست آورند.
- سیاست‌های مالیاتی دولت در بخش تولید، در برخی از موارد باعث انحراف سلامت بازار شده است. به‌عنوان نمونه می‌توان به سیاست‌های مالیاتی دولت نروژ اشاره کرد. این سیاست‌ها در مقایسه با سه کشور دیگر سختگیرانه‌تر تنظیم شده و برای نمونه همه

شرکت‌های تولید برق آبی را موظف کرده تا ۱۰٪ تولید خود را به شهرداری‌های محلی به بهای هزینه تمام شده بفروشند که گاهی، شهرداری‌ها از راه فروش همین انرژی در بازار به سودی فراوان دست یافته‌اند [۴۱].

- اتحاد و یکپارچه‌سازی کشورهای اروپایی نیز اثر خود را بر قیمت‌های برق بازار نشان داده است. در این مسیر کشورهای شمال اروپا کوشیده‌اند تا به بازارهای آلمان و هلند دسترسی پیدا کنند. برای این کار، خطوط انتقال لازم میان آلمان و هلند به نروژ با مالکیت مشترک هر سه کشور، احداث شده است. اگرچه قیمت برق در شمال اروپا از دیگر بخش‌های این قاره کمتر است، اما همین اتصال و پیوند احتمالاً به فرایند یکسان‌سازی قیمت برق و نهایتاً افزایش قیمت‌ها در کشورهای شمالی اروپا خواهد انجامید.

- کشورهای حوزه دریای بالتیک، یعنی لیتوانی، لتونی و استونی نیز در پی پیوستن به بازار کشورهای شمال اروپا بوده‌اند تا از وابستگی خود به روسیه بکاهند و به اروپای غربی بپیوندند. این کار با پیوند فنلاند و استونی در سال ۲۰۰۲ آغاز شده و با ایجاد شرکت‌های چند ملیتی و نوسازی زیرساخت‌های اقتصادی صنعت برق در این کشورها همراه بوده است [۴۳].

- تلاش کشورهای شمال اروپا در پای‌بندی نسبت به معاهدات بین‌المللی زیست‌محیطی (مانند پیمان کیوتو) در امور بازار برق از دیگر نکات قابل ذکر است که تأثیر مهمی بر بازار برق این کشورها داشته است. در همین راستا، سوئد متعهد شده است تا با تدارک ظرفیت تولید جانشین، همه تجهیزات هسته‌ای خود را تا سال ۲۰۱۰ از مدار خارج کند و به شرکت‌های فعال در این عرصه، گرامت بپردازد. برعکس، کشور فنلاند به دلیل فقر منابع انرژی و برای کاستن از واردات آن در حال ساخت نیروگاه‌های هسته‌ای است که البته آلودگی‌های ناشی از

گاز دی‌اکسیدکربن را به صورت حاد نخواهد داشت. دانمارک به دلیل تولید حاصل از سوخت‌های فسیلی، جایگزین منطقه‌ای سودمندی برای کشورهای این منطقه فراهم کرده که در سال‌های خشک و کم باران می‌تواند از بحران تولید آبی بکاهد. این وضعیت اگرچه برای این کشور امکان صدور انرژی را فراهم آورده، اما آلاینده‌های دی‌اکسیدکربن را که حدود ۴۸٪ آن از منابع سوخت فسیلی ایجاد می‌شود، افزایش داده است. به هر حال، این کشورها توجه زیادی به انرژی‌های پاک (مانند باد) نشان داده‌اند. در این زمینه می‌توان به سیاست‌های تشویقی برای مصرف‌کنندگان این نوع از انرژی (مانند کاهش مالیات) و نیز به اصلاح قوانین بازار در جهت تسهیل رقابت برای این انرژی‌ها اشاره کرد [۴۲].

- تعدیل نیروی کار یکی از مشکلات فرارروی صنعت جدید است. ادغام شرکت‌های بزرگ و شکل‌گیری شرکت‌های چندملیتی به بیکاری برخی از کارمندان این شرکت‌ها یا تنزل رتبه کاری آن‌ها منجر شده است. از سوی دیگر بنگاه‌های تجاری برق برای افزایش سود خویش، تنها از نیروی کار مفید استفاده می‌کنند و به این ترتیب با کاهش هزینه‌های غیرضروری و نیروهای ناکارآمد، بازدهی اقتصادی مجموعه تحت مدیریت خود را ارتقا می‌دهند. مجموعه این دلایل به کاهش نرخ اشتغال در این کشورها انجامیده است. برای نمونه در نروژ در مدت هشت سال، اشتغال ۱۳٪ کاهش یافته است [۴۱].

۴-۵) بازار برق بریتانیا: بازاری پر فراز و نشیب [۴۵]

صنعت برق بریتانیا، از پیشگامان مقررات‌زدایی در اروپا است. خصوصی‌سازی صنعت برق در سال ۱۹۹۰ آغاز شد و در سه مرحله، نخست در انگلستان و ولز، سپس در اسکاتلند و نهایتاً در

ایرلند شمالی به سرانجام رسید. با شروع مقررات‌زدایی، هیأت مرکزی تولید برق^۱ به چهار نهاد تبدیل شد که عبارت بودند از: دو شرکت خصوصی تولید (نشال پاور^۲ و پاورژن^۳)، یک تولیدکننده دولتی (نوکلیرالکتریک^۴) و شرکت ملی شبکه (NGC^۵) به عنوان بهره‌بردار مستقل سیستم. در مرحله بعد، هیأت‌های محلی برق، در قالب ۱۲ شرکت برق منطقه‌ای (REC^۶) خصوصی شدند. این شرکت‌ها در برخی از بخش‌های کشور، توزیع کننده محلی انحصاری برق به‌شمار می‌آیند.

ساختار نخستین تبادلات در بازار برق بریتانیا، سیستم حوضچه توان بود اما این ساختار هم‌اکنون تغییر کرده است. در ساختار حوضچه توان، تولیدکنندگان پیشنهادها را توان تولید و قیمت خود را عرضه می‌کردند. شرکت‌های برق منطقه‌ای نیز بار پیش‌بینی شده مورد نیاز را یک روز زودتر در اختیار مدیر بازار قرار می‌دادند. این پیشنهادها و پیش‌بینی‌ها در بازه‌های نیم‌ساعتی برای روز بعد انجام می‌پذیرفت. بنابراین، بار و توزیع جغرافیایی آن از پیش تعیین می‌شد و به اطلاع مدیر بازار می‌رسید.

پیشنهاد تولید و قیمت تولیدکنندگان به شکل منحنی‌های افزایشی قیمت برحسب میزان تولید ارائه می‌شود. براساس این منحنی‌ها، آمادگی تولید هر یک از ژنراتورها در هر بازه نیم‌ساعتی همراه با قیمت متناظر آن تولید تعیین می‌شود. بنابراین مدیر بازار (NGC) با دریافت مقدار عرضه و تقاضا، برنامه زمان‌بندی تولید هر ژنراتور را همراه با بهای مرزی انرژی در بازه‌های نیم‌ساعتی از روز بعد تعیین می‌کند و سپس به اجرا درمی‌آورد. در این برنامه‌ریزی، نخست از قیود انتقال صرف‌نظر می‌شود و سپس با اجرای مدیریت تراکم و برنامه تخصیص هزینه تلفات انتقال، در صورت لزوم، برنامه

1- Central Electricity Generating Board

2- National Power

3- PowerGen.

4- Nuclear Electric

5- National Grid Company

6- Regional Electric Company

بهره‌برداری و قیمت‌های متناظر اصلاح می‌شود. بهای تولید در سطح سیستم یکسان است و در صورت نیاز به منابع تولید جدید برای رفع تراکم سیستم انتقال، هزینه افزوده به مشتری تخصیص می‌یابد. نظارت بر سیستم توسط هیأت تنظیم بازارهای گاز و برق (OFGEM)^۱ انجام می‌شود. فعالیت شرکت ملی شبکه و شرکت‌های برق منطقه‌ای محدود به سقف قیمت است. این سقف قیمت که با $RPI-X$ نشان داده می‌شود، حاصل ضرب شاخص قیمت خرده فروشی (RPI)^۲ در ضریب اصلاح X است که توسط هیأت تنظیم بازار تعیین می‌شود. شرکت ملی شبکه به عنوان مالک و بهره‌بردار شبکه انتقال، هزینه‌های خود را از طریق تعرفه‌های اتصال به شبکه، برای گسیل و دریافت توان، تأمین می‌کند. تعرفه‌های انتقال به صورت ناحیه‌ای^۳ تعریف شده و دو مؤلفه ثابت و متغیر را دربرمی‌گیرند. مؤلفه ثابت تعرفه بطور مساوی توسط تمامی نهادهای متصل به شبکه پرداخت می‌شود و مؤلفه متغیر آن، به موقعیت مکانی شین بستگی دارد و می‌تواند مثبت یا منفی باشد. نهایتاً، درآمد NGC همواره مثبت است. به هنگام بروز تراکم در شبکه (که نوعاً از جنوب به شمال است) ژنراتورهای شمالی، هزینه استفاده از شبکه را به بهره‌بردار پرداخت می‌کنند، حال آن‌که ژنراتورهای جنوبی، به دلیل تأثیر مثبت در شبکه انتقال، از NGC جایزه می‌گیرند (تعرفه مبتنی بر جهت جریان). هدف از این تعرفه‌ها، ترغیب سرمایه‌گذاران به حضور در موقعیت‌های مطلوب شبکه انتقال است.

در پی مقررات‌زدایی، کارکنان نیروگاهی تا ۶۰ درصد کاهش یافتند و بهره‌وری به ازای هر نفر حدود ۷۵ درصد بهبود یافته است. بازده کاری شرکت ملی شبکه و شرکت‌های برق منطقه‌ای نیز افزایش یافته است. سرمایه‌گذاران خارجی به سرمایه‌گذاری در صنعت برق بریتانیا پرداختند و حتی به مالکیت مشترک بخشی از صنایع برق تن دردادند. همین امر باعث افزایش قدرت و نفوذ برخی از

1- The Office of Gas and Electricity Markets

2- Retail Prices Index

3- Zonal

شرکت‌های تولیدی گردید و هیأت تنظیم را وادار کرد تا سرمایه‌گذاری برخی از این شرکت‌ها در نیروگاه‌های حساس را ممنوع کند تا از توانایی کنترل قیمت بازار برخوردار نشوند.

این ساختار به دلیل بروز برخی از کاستی‌ها در سال ۲۰۰۱ مورد تجدید نظر قرار گرفت. در ساختار نوین، علاوه بر اتصال سیستم قدرت اسکاتلند به انگلستان و ولز، انحصار تولید از دو شرکت بزرگ خصوصی تولید با استفاده از سوخت‌های فسیلی، بیرون رفت و رقابت در تولیدگسترش یافت. عرضه خرد^۱ در بخش تولید کلان ادغام گردید و بخش توزیع به گونه‌ای فزاینده، در حال جداشدن از فروش خرد و تشکل در گروه‌های تازه است. در این ساختار نوین تجارت برق (NETA)^۲ نیز، مدیر بازار در بازه‌های نیم‌ساعتی بازار را تسویه و خریدار و فروشنده را تعیین می‌کند. البته قراردادهای دوجانبه نیز معتبر است. در کنار بورس توان، که بازار روز بعد است و سوداگران پیشنهادهای خرید و فروش را به آن می‌فرستند، چهار ساعت پیش از دوره مصرف، تولیدکنندگان (خرده‌فروشان) عرضه (تقاضا)ی مورد انتظار خود را به مدیر بازار اعلام می‌کنند. بهره‌بردار سیستم پس از تشخیص نیاز به توان اضافی برای تعادل تولید و مصرف، از ژنراتورهایی که مایلند در این بازار فعال شوند، برای ایجاد این تعادل دعوت به عمل می‌آورد. دادوستد این عدم تعادل، در این بازار ۴ ساعت جلوتر، انجام می‌شود. علاوه بر این، بهره‌بردار سیستم برای مدیریت تراکم، خدمات جانبی مورد نیاز را از همین بازار می‌خرد و هزینه آن را به حساب خرده‌فروشان می‌گذارد.

دلایل ناکارآمدی ساختار نخستین بازار برق بریتانیا را می‌توان در موارد زیر خلاصه کرد:

- طراحی ضعیف حوضچه توان.
- تمرکز شدید بازار تولید.
- رقابتی نبودن تقاضا.

1- Retail Supply

2- The New Electricity Trading Arrangements

- کثرت قراردادهای موقت در بازار کلان برق.

علاوه بر ناآشنایی بازیگران بازار برق با سازوکارهای حضور و رقابت در بازار در زمینه کاستی‌های این ساختار می‌توان نقش دو عامل را برجسته‌تر دانست: سازوکار پرداخت جریمه براساس ارزش بار قطع شده^۱ و احتمال قطع بار، نخستین کاستی اساسی ساختار نخستین شمرده می‌شود، زیرا به جای سرمایه‌گذاری جدید، کمبود تولید را تشویق می‌کند و از سوی دیگر امکان به‌بازی گرفتن بازار را توسط تولیدکنندگان پرقدرت و ذی‌نفوذ، یعنی مالکان ژنراتورهای کلیدی و حساس، از راه احتکار و کم‌فروشی فراهم می‌آورد. ویژگی نامطلوب دیگر این ساختار، پرداخت یکسان به تمامی برندگان حراج (حراج تک‌قیمتی) است، که می‌تواند به بروز نیروی اقتصادی بازار و تأثیرگذاری تولید بر قیمت منجر شود. شیوه قیمت‌گذاری در ساختار نوین، شیوه پرداخت براساس پیشنهاد است و علاوه بر این دادوستد محدود به حوضچه توان نیست.

با همه این‌ها، پیش از جایگزینی ساختار نوین، بازهم نزدیک به ۲۰۰۰۰ مگاوات به ظرفیت تولید سیستم افزوده شد. از آن‌جاکه یکی از کاستی‌های سیستم‌های انحصاری، سرمایه‌گذاری بیش از اندازه در تولید بود، انتظار می‌رفت که در مدل رقابتی (بازار) این کاستی از میان برود. با اندکی دقت در وضعیت اقتصادی انگلستان در آغاز راه‌اندازی بازار، می‌توان نتیجه گرفت که رونق اقتصادی، تورم کم، امکان سیاسی پذیرش سرمایه‌گذار خارجی، و از سوی دیگر بهای بالای فروش کلان برق، زمینه‌ای مساعد برای تجارت برق فراهم آورده بود. بنابراین، سوداگران با خطرپذیری اندک به دادوستد برق پرداختند و دو شرکت بزرگ برق، که در چیرگی بر بازار بی‌رقیب بودند، بر ظرفیت تولید خود را به میزان قابل‌توجهی افزودند. از دیگر سو، شرکت‌های توزیع تنها می‌توانستند انرژی خود را از این دو شرکت بخرند. در پی صدور مجوز ساخت نیروگاه به این شرکت‌ها برای تأمین

1- Value of Lost Load

بخشی از نیازهای خود و کاستن از چیرگی شرکت‌های تولیدی بزرگ، روند افزایش ظرفیت تولید تسریع شد. در سال‌های بعد، با کاهش شدید بهای گاز، بهبود فناوری ساخت نیروگاه‌های گازی و در نتیجه افزایش بازده و کاهش مصرف سوخت، قدرت رقابت نیروگاه‌های جدید به شدت افزایش یافت و همین امر به کاهش قدرت نفوذ ۸۰ درصدی شرکت‌های بزرگ تا سطح ۲۰٪ انجامید و بروز بحران مالی شرکت‌ها را برای آن‌ها به همراه آورد.

ساختار نوین تجارت برق، برای کاستن از دامنه این مشکلات پایه‌گذاری شده است و تاکنون در مقایسه با بازارهای بحران‌زده کالیفرنیا و برزیل و بازارهای موفق کشورهای شمال اروپا از کارکردی نسبتاً موفق برخوردار بوده است.

۵-۵) کالیفرنیا: پیچیدگی و بحران

۵-۵-۱) تاریخچه

برخلاف بیشتر کشورهای دنیا، تولید و توزیع انرژی الکتریکی در ایالات متحده آمریکا همواره به وسیله شرکت‌های خصوصی با ساختار یکپارچه طولی انجام می‌شده است که تنها در بازار خرد تحت قوانین ایالتی عمل می‌کرده‌اند. کالیفرنیا نیز به عنوان پرجمعیت‌ترین ایالت آمریکا از این قاعده مستثنا نبوده و تقریباً ۸۰٪ برق آن توسط سه شرکت بزرگ خصوصی تأمین می‌شده است:

شرکت ^۱PG&E در نیمه شمالی ایالت؛

شرکت ^۲SCE که بیشتر نواحی جنوبی ایالت را تحت پوشش داشته است؛

شرکت ^۳SDG&E که خدمات انرژی در شهر سان‌دیوگو را برعهده داشته است.

1- Pacific Gas and Electric
2- Southern California Edison
3- San Diego Gas and Electric

در این میان تنها وضعیت شهر لس‌آنجلس^۱ استثنایی بوده است که انرژی آن توسط بزرگ‌ترین شرکت برق دولتی در تمام ایالات متحده، یعنی DWP^۲ تأمین می‌شود. البته شرکت‌های برق دولتی دیگری نیز در ایالات متحده وجود دارد که همگی از این شرکت کوچک‌ترند.

۵-۵-۲) قانون‌گذاری و تنظیم بازار پیش از مقررات‌زدایی

قانون‌گذاری و نظارت بر عملکرد شرکت‌های خصوصی تحت نظر کمیسیون شرکت‌های عمومی کالیفرنیا (PUC^۳) انجام می‌شود. این نهاد، نه تنها وظیفه تعیین نرخ‌های برق را به عهده دارد، بلکه تقریباً بر تمامی بخش‌های صنعت نظارت می‌کند، استانداردهای کاری و کارآمدی را تدوین می‌کند و تعیین چگونگی سرمایه‌گذاری در بخش‌های تولید و انتقال را برعهده دارد و علاوه بر تمام این‌ها، ترکیب سوخت‌های اولیه را کنترل و صرفه‌جویی‌های لازم را اعمال می‌کند.

بهای برق توسط PUB و براساس هزینه‌های تولید و توزیع، با در نظر گرفتن هزینه‌های ساخت تعیین می‌شود. این بها به گونه‌ای تعیین می‌شود که علاوه بر تأمین هزینه‌های شرکت‌ها در سطح معقول (که PUB بر آن‌ها کاملاً نظارت می‌کند) نرخ برگشت سرمایه سهام‌داران آن‌ها نیز در حد معقول (معمولاً بین ۱۰ تا ۱۵٪) ثابت بماند. کمیسیون، خود دارای ۵ عضو است که فرماندار ایالت آن‌ها را برای مدت ۶ سال برمی‌گزیند. تمامی جنبه‌های قانون‌گذاری در این کمیسیون با اطلاع و مشورت عمومی انجام می‌شود، به گونه‌ای که نمایندگان تمامی طرف‌های ذی‌نفع، از شهروندان، نهادهای مدنی، سازمان‌های زیست‌محیطی، مدیران عامل شرکت‌ها و متخصصان آن‌ها می‌توانند در بحث‌های مربوط شرکت و نظرات خود را به بحث بگذارند.

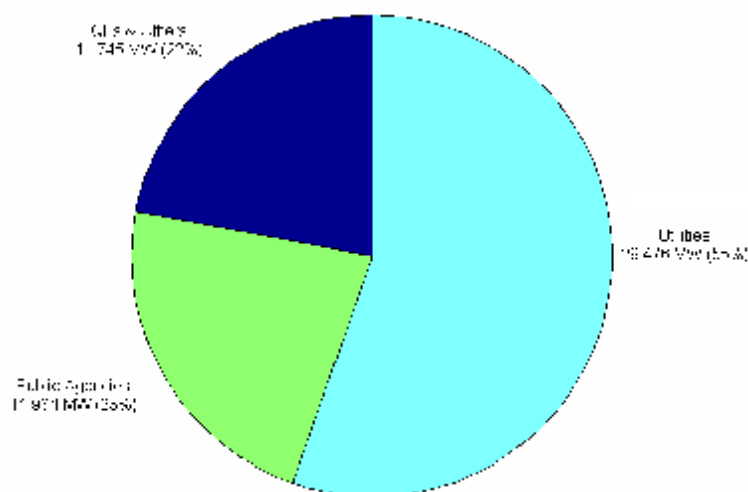
گذشته از این‌ها، تنها یکی از بخش‌های قانون‌گذاری به دولت فدرال واگذار شده است: کمیته

1- Los Angeles

2- Los Angeles Department of Water and Power

3- Public Utilities Commission

فدرال تنظیم انرژی (*FERC*)^۱ وظیفه تنظیم نرخ‌های انتقال و تبادل توان میان شرکت‌ها و تولیدکنندگان غیرشرکتی^۲ را برعهده دارد. با این وجود، نقش *FERC* بسیار محدود است، زیرا اولاً بخش کلانی از انرژی مورد استفاده در ایالت توسط شرکت‌ها مدیریت می‌شود، تعرفه‌ها و دستورات *FERC* از پشته مردمی لازم مانند مقررات *PUB* برخوردار نیست و علاوه بر این، تصمیمات آن معمولاً در واشنگتن گرفته می‌شود که فاصله آن از مصرف‌کنندگان این ایالت بیش از ۳۶۰۰ کیلومتر است و از اثرگذاری تصمیمات آن می‌کاهد. با تصویب قانون تنظیم سیاست‌های شرکت‌های عمومی در ۱۹۷۸ که برای تشویق خصوصی‌سازی و صرفه‌جویی بیشتر، شرکت‌ها را وادار به خرید انرژی از تولیدکنندگان غیرشرکتی یا *QF*‌ها^۳ می‌کرد، بر نقش قوانین فدرال افزوده شد. هدف اساسی از این قانون تشویق هم‌تولیدی و بهره‌برداری از انرژی‌های تجدیدپذیر بود. شکل (۵-۱) ترکیب تولیدکنندگان حاضر در صنعت را تاپیش از مقررات‌زدایی نشان می‌دهد.



شکل (۵-۱): وضعیت تولید در ایالت کالیفرنیا پیش از مقررات‌زدایی [۴۶]

-
- 1- Federal Energy Regulatory Commission
2- Non-utility Generators
3- Qualified Facilities

۳-۵-۵) مقررات‌زدایی در کالیفرنیا

الف) آغاز دهه نود: افزایش تقاضا و بها

در آغاز دهه نود میلادی به‌عنوان یکی از نتایج رشد سریع اقتصادی ایالت، نیاز به ساخت و بهره‌برداری از ظرفیت‌های تولید جدید به‌روشنی احساس می‌شد. در میانه دهه نود، گه‌گاه قیمت‌ها در کالیفرنیا به بالاترین سطح در تمامی کشور می‌رسید، که ناشی از هزینه بالای ساخت نیروگاه‌های هسته‌ای و مشکلات زیست‌محیطی‌ای بود که در پی اجرای قانون سال ۱۹۷۸ از اهمیت بیشتری برخوردار شده بود و استفاده از سوخت‌های ارزان‌تر را محدود می‌ساخت. با این وجود، قیمت‌ها هنوز هم از نیوانگلند^۱ و نیویورک^۲ کم‌تر بود و حداقل تاحدودی بازتابی از این حقیقت به‌شمار می‌رفت که این ایالت مناطق شهری بزرگی مانند لس‌آنجلس را دربرمی‌گیرد، که شرایط جغرافیایی آن از زمینه پدیداری شرایط زیست‌محیطی خطرناک برخوردار است. در نتیجه، دولت ایالتی مجبور است تا شرایط نسبتاً سخت‌گیرانه‌ای را در زمینه سوخت‌های اولیه بر شرکت‌ها تحمیل کند و همین باعث افزایش قیمت‌ها است.

ب) آغاز تفکیک خدمات و مقررات‌زدایی

نخستین گام مقررات‌زدایی دستورالعمل اجرای تفکیک بود که PUC در سال ۱۹۹۵ صادر کرد. بر اساس این دستورالعمل از شرکت‌ها خواسته شده بود تا هزینه هر یک از بخش‌های صنعت، یعنی تولید، انتقال و توزیع را شفاف کنند تا در صورت نیاز بتوان آن‌ها را از یکدیگر جدا کرد.

هم‌زمان، هزینه‌گرایی در قانون‌گذاری به‌تدریج جای خود را به کارآمدی داد. در این سیستم جدید، قانون‌گذار هزینه‌ها و خدمات را با بهره‌گیری از انگیزه‌های بازارگرا بهبود می‌بخشید که با توجه به آن‌ها شرکت‌ها تشویق می‌شدند تا هزینه‌ها را به یکباره و با استفاده از روش‌های کوتاه‌مدت

1- New England

2- New York

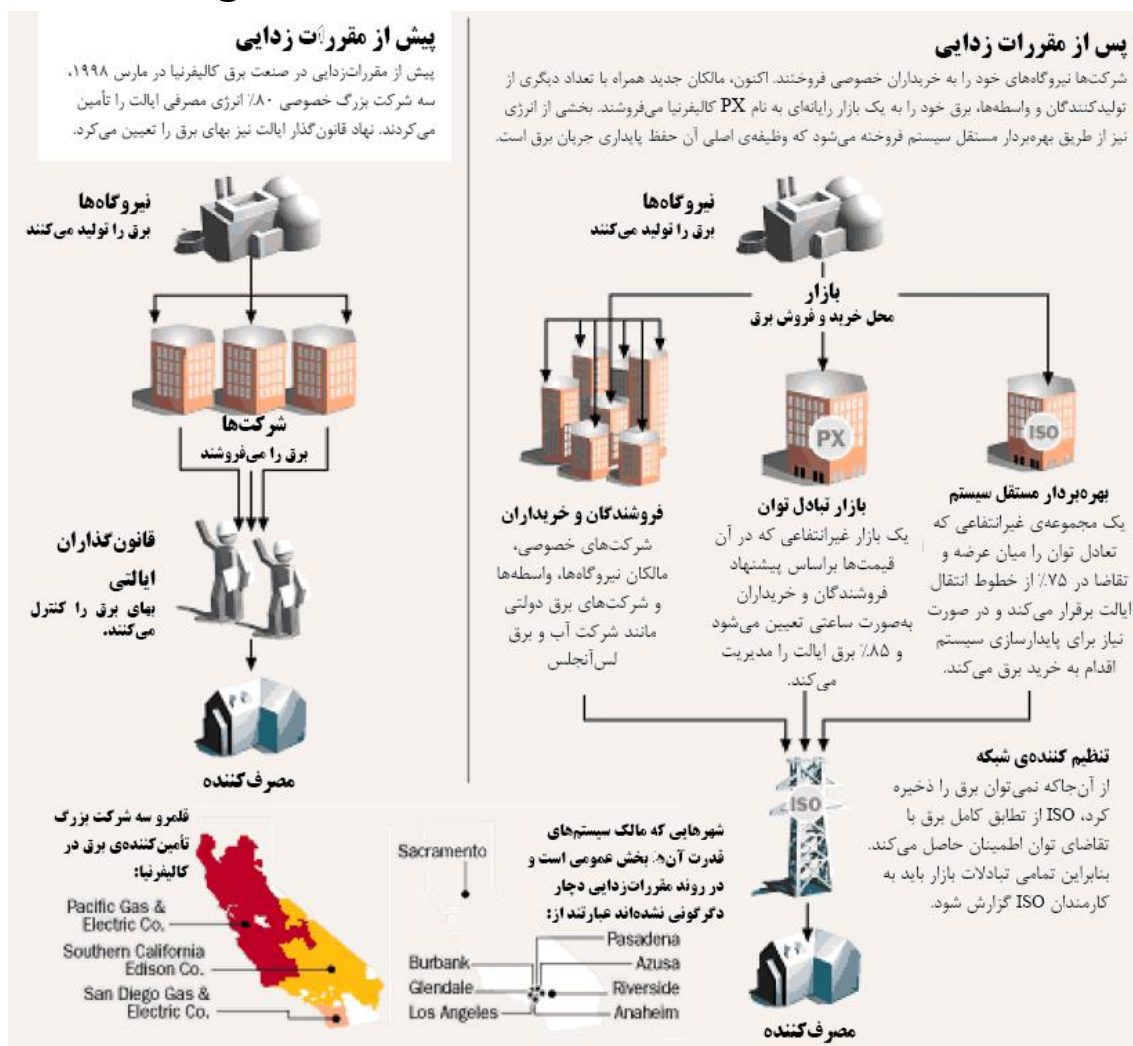
کاهش دهند تا سود بیشتری به دست آرند [۴۷].

پ) قانون ۱۹۹۶

تغییرات پدیدآمده در پی اجرای این قانون عبارت بودند از [۴۷]:

- بورس کلان قدرت - اجباری برای شرکت‌ها: بورس قدرت کالیفرنیا (PX) به عنوان مرکزی غیرانتفاعی برای خرید و فروش برق در بازه‌های ۲۴ ساعته ایجاد شد، که تمامی شرکت‌ها باید برق خود را در این بازار به فروش برسانند. بهای پرداختی به فروشندگان برابر بالاترین پیشنهاد خریدار نهایی تعیین شد و از آن‌جا که در این بازار تمامی تبادلات دارای طبیعتی کلان هستند، دستورالعمل FERC مبنای تنظیم قیمت‌ها قرار گرفت. به عبارت دیگر مرکز ثقل تصمیم‌گیری پس از اجرای این قانون به شهر واشنگتن منتقل شده است.
- شرکت‌ها نیروگاه‌های غیرهسته‌ای خود را فروختند اما توزیع را نگاه داشتند: پس از اجرای این قانون، روند عمومی واگذاری و فروش نیروگاه‌های با سوخت فسیلی به تولیدکنندگان خصوصی غیرشرکتی شتاب گرفت و تقریباً تمامی شرکت‌ها به این کار اقدام کردند. در عوض، شرکت‌ها در برابر درخواست‌های خرید بخش‌های توزیع خود مقاومت می‌کردند. علاوه بر این، کنترل خود را بر نیروگاه‌های هسته‌ای و آبی هم‌چنان حفظ کردند. دلیل حفظ ساختار تنظیم‌شده در سیستم توزیع نیز همین است، هرچند که شکل تنظیم بازار از برنامه‌ریزی مجتمع سیستم به نرخ‌گذاری کارایی‌گرا تبدیل شده است. سیستم انتقال، هم‌چنان در اختیار شرکت‌ها باقی ماند و کنترل و بهره‌برداری از آن به بهره‌بردار مستقل سیستم (ISO) واگذار گردید؛ نهاد غیرانتفاعی و خصوصی دیگری که باید بهره‌برداری روز به روز سیستم قدرت را تحت نظر FERC مدیریت کند. به عبارت دیگر، این مدیریت نیز از کالیفرنیا به واشنگتن منتقل شد و به این ترتیب تصمیم‌گیری در مورد نیاز خطوط انتقال قدیمی به

بازسازی و/یا زمان و مکان ساخت خطوط جدید نیز از کنترل محلی خارج گردید.



شکل (۵-۲): بازار برق کالیفرنیا پیش و پس از مقررات زدایی

- تثبیت قیمت مصرف‌کننده، رقابت خرد؛ کاهش ده‌درصدی مالیات‌ها به مدت ۴ سال که برای تسهیل خرید شرکت‌ها از سوی بخش خصوصی، اجرا شد، اثری بر پرداختی مصرف‌کنندگان نهایی نداشت، زیرا به صورت حساب آن‌ها بخشی تحت عنوان هزینه‌های استاندارد افزوده شد، که هدف از آن پوشش هزینه‌های درازمدت ساخت نیروگاه‌های غیراقتصادی تجدیدپذیر و نیز نیروگاه‌های هسته‌ای جدید بود. نتیجه نهایی، تثبیت سطح قیمت برای مصرف‌کننده تا

سال ۲۰۰۲، یعنی تا زمان برگشت هزینه‌های سرمایه‌گذاری شرکت‌ها بود، از سوی دیگر به شرکت‌ها اجازه داده شد تا هزینه‌های تعدیل نیروی انسانی را نیز جبران کنند. رقابت در سطح بازار خرد نیز اعمال شد. مصرف‌کنندگان می‌توانستند عرضه‌کننده برق خود را از طریق قراردادهای دوجانبه انتخاب کنند و شرکت‌های توزیع به‌عنوان این عرضه‌کنندگان فعالیت خود را در بازار شروع کردند.

- شرکت‌های دولتی همچنان مجتمع باقی ماندند: در این ساختار جدید به شرکت‌های دولتی اجازه داده شد تا از میان حفظ ساختار متمرکز و شرکت در بازار یکی را برگزینند. در صورت ورود به بازار، مشتریان آن‌ها می‌توانستند برق خود را از جای دیگری بخرند و آن‌ها نیز از حق فروش برق در خارج از قلمرو خود برخوردار بودند. تقریباً تمامی شرکت‌های دولتی بدون استثنا ساختار متمرکز خود را حفظ کردند. هم‌اکنون نیز تفاوت‌های آشکاری میان کارکرد این شرکت‌ها با دیگر بخش‌های بازار برق کالیفرنیا وجود دارد. شکل (۵-۲) تفاوت‌های ساختاری ناشی از مقررات‌زدایی را نشان می‌دهد.

۵-۵-۴ نخستین نتایج مقررات‌زدایی

- مهم‌ترین نتایج حاصل از مقررات‌زدایی در کوتاه‌مدت عبارت بودند از:
- سود بردن مشتریان تجاری و فروپاشی رقابت خرد: نتایج فوری این تجدیدساختار کامل آمیزه‌ای از شکست‌ها و موفقیت‌ها بود. مشتریان بزرگ صنعتی می‌توانستند پیمان‌های دوجانبه‌ای با تولیدکنندگان ببندند یا آن‌که برق مصرفی خود را از PX بخرند و بنابراین می‌توانستند از توان خود در بازار در جهت خرید انرژی ارزان‌تر استفاده کنند. مشتریان کوچک‌تر و خانگی نیز اگرچه از نظر فنی از همین حق برخوردار بودند و در آغاز تلاش‌های

گسترده‌ای از سوی آن‌ها برای دراختیار گرفتن سهمی از بازار خانگی انجام پذیرفت، اما کاهش ۱۰ درصدی نرخ‌ها و هزینه‌هایی که در جهت سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های اتمی و تجدیدپذیر بر آن‌ها تحمیل می‌شد (و در حدود یک سوم از صورت حساب برق مصرفی آن‌ها را تشکیل می‌داد) باعث شد تا این مشتریان خودبه‌خود از بازار بیرون روند و واسطه‌هایی مانند انرون^۱ یا DP^۲ عملاً پس از مدت کوتاهی بر بخش خانگی بازار چیره شوند. در نتیجه، مشتریان خانگی و تجاری کوچک هیچ نتیجه‌ای از مقررات‌زدایی به‌دست نیاوردند، چرا که نه رقابتی وجود داشت و نه هزینه برق آن‌ها کاهشی را از خود نشان می‌داد. رقابت خرد در کالیفرنیا در واقع حتی آغاز نیز نشد. تنها بخش‌هایی از ایالت که هزینه‌های لازم برای سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های هسته‌ای و تجدیدشونده آن‌ها کم بود تا حدودی از این تجدیدساختار بهره بردند، به‌طوری‌که در سن‌دیوگو^۳ تمام هزینه‌های استاندارد تا سال ۱۹۹۹، یعنی ۳ سال پیش از مهلت قانونی، تأمین شده بود. گروه دیگری که از این تجدیدساختار تا حدودی بهره بردند، مصرف‌کنندگان انرژی سبز بودند که فرصت خرید این نوع از انرژی به بهایی نسبتاً کم برای آن‌ها فراهم آمد.

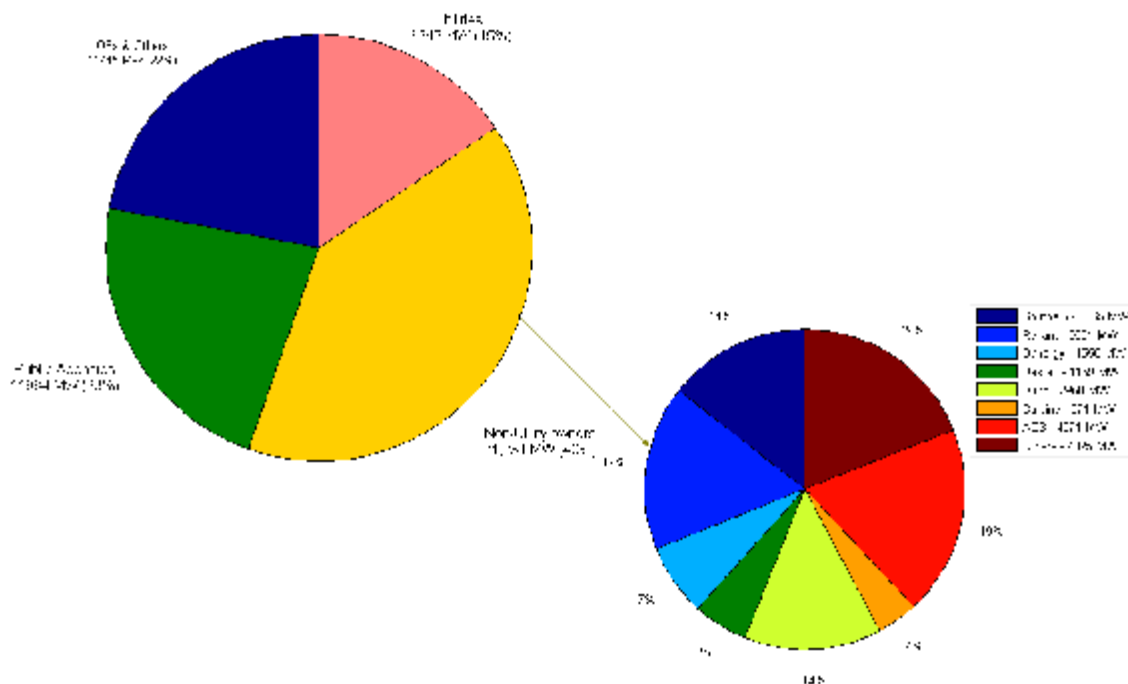
- ورود شرکت‌های بزرگ چندملیتی به بازار: با اجرای مقررات‌زدایی، مجموعه جدیدی از شرکت‌های خصوصی وارد سیستم شدند و نیروگاه‌ها را از شرکت‌های برق خریدند. اگرچه این شرکت‌ها همگی آمریکایی بودند اما بدون استثنا همگی در کشورهای دیگر نیز فعالیت می‌کردند. به‌عنوان مثال SC^۴ علاوه بر ایالات متحده در کشورهای دیگر مانند آرژانتین، برزیل، شیلی، فنلاند، آلمان، انگلیس، چین، اندونزی، استرالیا و بسیاری از دیگر کشورهای جهان

1- Enron
2- Duke Power
3- San Diego
4- Southern Company

مالک نیروگاه‌های تولید برق است. شکل (۵-۳) سهم هر یک از انواع تولیدکنندگان بازار برق

کالیفرنیا را دو سال بعد از آغاز مقررات زدایی نشان می‌دهد [۴۶].

- رونق و توسعه شرکت‌های خصوصی: از دیدگاه شرکت‌ها، کارکرد بازار در آغاز بسیار خوب بود؛ به‌گونه‌ای که در مدت کوتاهی توانستند علاوه بر فراهم آوردن منابع لازم برای برنامه‌های توسعه خویش، بدهی‌های گردآمده خود را تأدیه کنند و سود مناسبی به‌دست آورند. درواقع سود *PG&E* در دو سال نخست در حدود ۹ میلیارد دلار و سود خالص *SCE* در همین دوره زمانی بیش از ۷ میلیارد دلار بوده است [۴۷].



شکل (۵-۳) وضعیت تولید پس از مقررات زدایی

- مشکلات اولیه: با وجود آنچه گفته شد نمی‌توان سال‌های اولیه شروع به کار بازار کالیفرنیا را سال‌هایی بدون حادثه دانست. در این سال‌ها جهش‌هایی در قیمت برق رخ داد که می‌توان آن‌ها را نشانه وقوع رخ دادهای مهم‌تر در سال‌های بعد دانست، هر چند که به دلیل تثبیت

قیمت‌ها، مشتریان کوچک چندان از این پیشامدها متأثر نشدند. با این وجود، برخی از مشتریان (نه در کالیفرنیا) برای نخستین بار دریافتند که برق ارزان قطع‌پذیر آن‌ها واقعا قطع می‌شود و آن‌ها باید خاموشی را تحمل کنند.

۵-۵-۵ سال ۲۰۰۰: چیرگی تولیدکنندگان بر بازار

الف) بهاری گرم و نخستین خاموشی‌ها

نخستین مشکلات و دشواری‌ها در پی بروز بهاری گرم در ۲۲ می ۲۰۰۰ رخ نمودند. تقاضای انرژی به دلیل استفاده از سیستم‌های تهویه مطبوع افزایش یافت؛ درحالی‌که بسیاری از ژنراتورها به دلیل انجام تعمیر و نگهداری دوره‌ای از مدار بیرون بودند. ظرفیت ذخیره در دسترس سیستم تا مرز ۵٪ کاهش یافته بود و بهره‌بردار مستقل سیستم برای پیشگیری از فروپاشی کلی سیستم انتقال از شرکت‌ها خواست تا برق برخی از مشتریان بزرگ خود را در کالیفرنیا شمالی قطع کنند. این مصرف‌کنندگان بزرگ، بخشی از گروهی بودند که در طول سال کمترین نرخ‌ها را برای برق پرداخت می‌کردند و طی توافق‌نامه‌های اولیه متعهد شده بودند که در صورت بروز شرایط بحرانی، از برق خود چشم‌پوشی کنند. نخستین خاموشی سراسری در ۱۴ ژوئن با هوایی به گرمای ۳۷ درجه سانتیگراد رخ داد و قیمت‌های فروش کلان انرژی افزایش تصاعدی خود را آغاز کرد [۴۸].

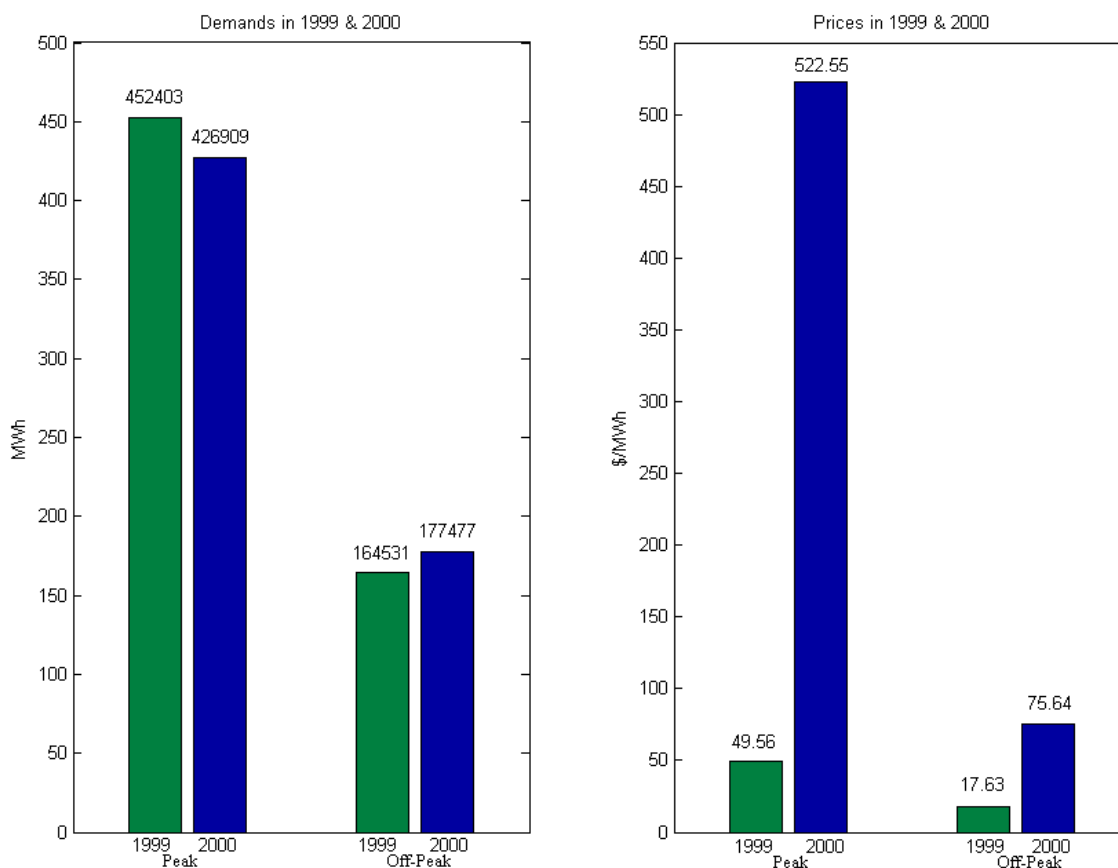
ب) افزایش ۷۰۰ درصدی قیمت‌ها

در پایان ماه ژوئن، قیمت برق ده برابر قیمت آن در دوره مشابه سال پیش بود. قیمت‌های برق در دوره‌های کم‌باری نیز بین ۴۰۰ تا ۵۰۰ درصد نسبت به سال پیش افزایش یافته بود؛ به‌طوری‌که بهای میانگین انرژی الکتریکی در این ماه افزایشی در حدود ۷۰۰ درصد را نسبت به مدت مشابه سال قبل نشان می‌داد. جالب آن‌که در این میان، تقاضای میانگین برای برق در سال ۲۰۰۰ تنها اندکی

بیشتر از سال پیش بود. در حقیقت اوج مصرف در سال ۲۰۰۰ کمتر از سال ۱۹۹۹ بود (شکل ۵-۴). از سوی دیگر، این افزایش قیمت‌ها را نمی‌توان با افزایش بهای گاز چندان مرتبط دانست، زیرا اگرچه بهای گاز به‌عنوان سوخت اولیه توصیه‌شده مقداری افزایش را نشان می‌داد اما این افزایش به‌حدی نبود که بتواند توجیه‌گر ۷ برابر شدن قیمت‌های برق باشد. درواقع شاید بتوان گفت که افزایش بهای گاز، خود یکی از نتایج افزایش بیش از حد بهای برق در بازار کلان بود [۴۹].

پ) ضررهای بزرگ برای SCE و PG&E

افزایش ناگهانی بهای برق، سود شرکت‌های دوگانه بزرگ را از بین برد. با توجه به تثبیت قیمت‌ها در سطح مشتریان خرد که بخشی از توافق‌نامه شروع به کار بازار محسوب می‌شد، این دو شرکت از یک سو مجبور بودند بهای بسیار بیشتری برای انرژی کلان خریداری شده خود پردازند و از سوی دیگر نمی‌توانستند حتی بخشی از این هزینه‌ها را به مصرف‌کنندگان خرد خود انتقال دهند. نهایتاً وضعیت بحرانی این دو شرکت به‌روشنی خود را در گزارش‌های آن‌ها به هیأت تنظیم بازار در ۲۵ سپتامبر ۲۰۰۰ نشان داد. در این گزارش، SCE اعلام کرده بود که زیان شرکت تا ۳۰ ژوئن برابر ۶۴۴ میلیون دلار، تا ۳۱ جولای برابر ۱/۱ و تا ۳۱ آگوست برابر ۱/۹۷ میلیارد دلار بوده است [۴۷]. با آغاز سال ۲۰۰۱ این وضعیت واقعا به یک بحران تبدیل شد و مقادیر این ضررهای بزرگ تا مرز ۱۰ و ۱۲ میلیارد دلار در این دو شرکت افزایش یافت. هر دو شرکت خواستار شناور شدن قیمت‌ها شدند، چرا که در آستانه ورشکستگی بودند.



شکل (۵-۴): مقایسه تقاضا و قیمت برق در روزهای ۲۹ ژوئن ۱۹۹۹ و ۲۰۰۰ در بازار کالیفرنیا.

ث) افزایش شگرف درآمد تولیدکنندگان

شاید بتوان مهم‌ترین اثر مقررات‌زدایی را در کالیفرنیا، انتقال شگرف دارایی‌های مشتریان و شرکت‌ها به تولیدکنندگان دانست. شکل (۵-۵) نمونه‌هایی از این افزایش درآمد را برای ۴ شرکت تولیدی نشان می‌دهد، که به معنی سود فوق‌العاده سرمایه‌گذاران آن‌ها است [۴۷].

ج) گسترش بحران

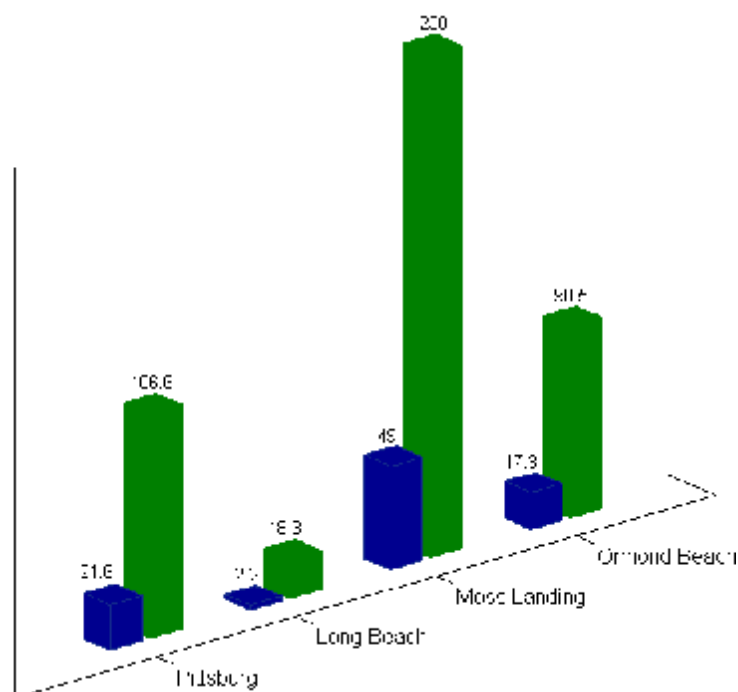
به تدریج آثار وضعیت پیش‌آمده در کالیفرنیا در نواحی دیگر ساحل غربی نیز احساس شد.

کالیفرنیا، خود بخشی از یک سیستم به هم پیوسته بزرگ‌تر به نام WECC^۱ (که پیش از این WSCC^۲

1- Western Electricity Coordinating Council

2- Western Systems Coordinating Council

نامیده می‌شد) است که پیوند میان شبکه‌های انتقال ۱۴ ایالت غربی آمریکا را همراه با بخشی از شبکه انتقال کانادا مدیریت می‌کند. اگرچه کالیفرنیا در دوره تابستان حداکثر تا ۲۵٪ از برق مصرفی خود را از دیگر اعضای این شبکه دریافت می‌کند، اما در زمستان این روند معکوس می‌شود و به همین دلیل بحران قیمت‌ها در بازار کلان انرژی کالیفرنیا به سرعت به دیگر نواحی این سیستم به هم پیوسته گسترش یافت.



شکل (۵-۵): مقایسه درآمد چند نیروگاه بزرگ کالیفرنیا در سال‌های ۱۹۹۹ و ۲۰۰۰ (ارقام بر حسب میلیون دلار).

از آن‌جاکه تولیدکنندگان خصوصی در این شرایط جدید دیگر مجبور نبودند که برق خود را فقط به کالیفرنیا بفروشند، تلاش می‌کردند تا برق را به بالاترین بهای پیشنهادی به فروش برسانند. با رخداد بحران در کالیفرنیا، FERC به بهره‌بردار سیستم کالیفرنیا اجازه داد تا محدودیت بهای برق را از ۷۵۰ دلار بر مگاوات ساعت به ۵۰۰ و نهایتاً تا ۲۵۰ دلار بر مگاوات ساعت کاهش دهد و از آن‌جاکه

ایالت‌های دیگر تحت مدیریت بهره‌بردار سیستم کالیفرنیا نبودند، تولیدکنندگان می‌توانستند توان خود را با بهایی بسیار بیشتر از این به آن ایالت‌ها صادر کنند. به‌عنوان مثال در ۷ دسامبر سال ۲۰۰۰ بهای انرژی در ناحیه ارگون^۱ به بیش از ۱۲۰۰ دلار بر مگاوات‌ساعت رسید و هم‌زمان تعرفه انتقال برق به این ناحیه در حدود ۱۵۴ دلار بر مگاوات‌ساعت بود [۴۷].

چ) تعطیلی صنایع برای سود بردن از فروش برق

در این شرایط خاص، برخی از پرمصرف‌ترین کارخانجات مانند صنایع آلومینوم به تعطیلی کشانده شدند. به‌عنوان نمونه، کارخانه آلومینوم کیسر^۲ اعلام کرد که با اخراج کارکنان خود و تعطیلی کارخانه می‌تواند به سودی معادل ۵۲ میلیون دلار تنها از راه فروش برق دست یابد [۴۷]. این کارخانه‌ها برقی را که از طریق قراردادهای درازمدت و به بهایی بسیار کمتر از قیمت بازار خریده بودند، اکنون با چند برابر قیمت در بازار می‌فروختند.

از سوی دیگر، بسیاری از کارخانجات صنعتی در اثر این افزایش قیمت، ورشکست یا وادار به تغییر سیاست‌های تولید خود شدند. چرا که افزایش بهای برق و عرضه نامطمئن آن اثری ناخوشایند بر همه چیز، از صنایع بزرگ تا فراهم کنندگان خدمات اینترنت می‌گذارد. همین مسأله تاکنون به ورشکستگی بسیاری از کارخانجات کوچک و بزرگ انجامیده است.

ح) بهره‌برداری دولت فدرال از واحدهای تولید اضطراری

تنها نتیجه فروش برق به ایالت‌های دیگر افزایش احتمال خاموشی در کالیفرنیا یعنی پرجمعیت‌ترین ایالت آمریکا بود. بنابراین دولت فدرال ناچار شد تا از تمامی واحدهای اضطراری تولید ناحیه غرب، حتی ژنراتورهای کوچک گازی که با افزایش قیمت گاز، بهره‌برداری از آن‌ها بسیار گران تمام می‌شد، بخواهد تا تولید خود را در بازار کالیفرنیا بفروشند.

1- Oregon

2- Kaiser

خ) واکنش‌های FERC [۵۰]

هم‌چنان‌که پیش از این گفته شد کنترل بازار براساس قانون مقررات‌زدایی از صنعت برق از حالت محلی خارج شد و عملاً در اختیار FERC قرار گرفت. باوجودی‌که FERC خود به غیرواقعی و غیرعادلانه بودن قیمت‌ها اذعان داشت، از پذیرش درخواست هیأت تنظیم بازار کالیفرنیا مبنی بر بازگرداندن سود اضافی شرکت‌ها سرباز زد. نخستین گام این نهاد برای کنترل قیمت‌ها، کاهش بالاترین سطح مجاز قیمت‌ها در دومرحله از سطح ۷۵۰ دلار بر مگاوات‌ساعت به ۵۰۰ و سپس ۲۵۰ دلار بر مگاوات‌ساعت بود. نهایتاً در دسامبر ۲۰۰۰، تمامی این مرزها برداشته شد و درعوض از تمامی تولیدکنندگان خواسته شد که دلایل فنی پیشنهاد قیمت بالاتر از ۱۵۰ دلار بر مگاوات‌ساعت را، در صورت چنین پیشنهادی، کتبا به FERC اعلام و تنها با مجوز FERC اقدام به فروش برق کنند و البته شرکت‌ها نیز از چنین کاری ابایی نداشتند. به این ترتیب با برداشته شدن تمامی مرزها، بهای میانگین انرژی در ایالت به‌ناگاه افزایشی قابل ملاحظه یافت.

د) برق دولتی - قهرمان بی‌رقیب

وضعیت شرکت‌های دولتی بسیار بهتر بوده است. به‌عنوان مثال، DWP با اجتناب از تجربه مقررات‌زدایی و با پیش‌بینی بحران انرژی، به خرید و بازسازی برخی از نیروگاه‌های قدیمی‌تر اقدام کرد و با برنامه‌ریزی دقیق توانست علاوه بر حفظ سطح قیمت‌ها برای مصرف‌کنندگان خود، اضافه تولید خود را نیز در PX به دیگر شرکت‌های خصوصی بفروشد و البته همان بهایی را که دیگر شرکت‌ها می‌گرفتند، از مشتریان بگیرد. نتیجه نهایی، افزونگی بزرگ در تراز مالی شرکت بود که منجر به کاهش بهای برق مصرفی مشتریان خرد آن‌ها شد.

موقعیت کنونی DWP به‌عنوان یکی از موفق‌ترین شرکت‌های برق دولتی با ساختار یکپارچه، البته بیش و پیش از هر چیز دیگری مدیون سیاست‌گذاری‌های بلندمدت و تصمیمات مناسب

سرمایه‌گذاران آن است. از زمان شکل‌گیری اولیه در حدود یک‌صد سال پیش، سیاست کلی شرکت تکیه بر تولید ارزان برق آبی بوده است و از سال ۱۹۴۰ تاکنون همواره یکی از پایین‌ترین سطوح قیمت برق را در کل کشور ارائه کرده است. تا سال ۱۹۹۹، یعنی در دوره‌ای که شرکت‌های خصوصی دیگر در مرز ورشکستگی قرار داشتند، *DWP* بیش از نیمی از بدهی‌های خود را تأدیه کرد. در ادامه نیز با فروش اضافه تولید خود به دیگر شرکت‌ها و بازسازی نیروگاه‌های قدیمی علاوه بر سرعت بخشیدن به تأدیه بدهی‌های خود، ۹۶۰ مگاوات به ظرفیت تولید خود افزوده و برنامه‌ای ۱۰ ساله و ۱/۷ میلیارد دلاری برای افزودن ۲۹۰۰ مگاوات دیگر به ظرفیت تولید خویش را نیز تعقیب کرده است [۴۷].

۵-۵-۶ نتیجه‌گیری

در این بخش از گزارش، به‌طور خلاصه تاریخچه، ساختار و نتایج کوتاه و بلندمدت اجرای روند مقررات‌زدایی در ایالت کالیفرنیا، ایالات متحده آمریکا به‌عنوان یکی از پیچیده‌ترین بازارهایی که تاکنون طراحی و اجرا شده و نیز به‌عنوان بازاری که یکی از مهم‌ترین بحران‌های صنعت برق در تمام جهان را تجربه کرده است، مورد ارزیابی و بررسی قرار گرفت. توجه به وضعیت این بازار و کاستی‌های موجود در طراحی و بهره‌برداری از آن می‌تواند به‌عنوان منبعی برای ارزیابی شرایط بازار برق ایران و برطرف کردن کاستی‌های احتمالی آن تلقی شود. علاوه‌براین از شرایط واقعی پدیدآمده در این بازار می‌توان در جهت افزودن بر دانش کارشناسان فعال در زمینه صنعت رقابتی برق و اصلاح ساختارهای موجود بهره جست.

۵-۶ مقایسه چند بازار واقعی

در پایان این بحث، مقایسه‌ای میان بازارهای ذکر شده با بهره‌گیری از جدول‌های (۵-۱) تا

(۵-۴) انجام پذیرفته است. جدول (۵-۱) وضعیت صنعت برق را در آغاز روند مقررات‌زدایی نشان می‌دهد. در جدول (۵-۲) جزئیات بیشتری از وضعیت منابع تولید و مصرف آورده شده است. در جدول‌های (۵-۳) و (۵-۴) نیز وضعیت صنعت پس از مقررات‌زدایی در حوزه‌های طراحی، بهره‌برداری و مالکیت مورد توجه بوده است.

جدول (۵-۱):

وضعیت صنعت در آغاز اصلاحات

برزیل	کالیفرنیا	نروژ	UK NETA	UK Pool	
زیاد	زیاد	ظرفیت اضافی	خیر	ظرفیت اضافی	نیاز به ظرفیت تولید جدید
نیازمند سرمایه‌گذاری	غیر مناسب برای رقابت	کافی	ظرفیت اضافی	ظرفیت اضافی	سیستم انتقال
محدود	خطر تنظیم	خوب	خوب	خوب	ظرفیت مالی (سیستم قدیمی)
سریع	متوسط	کم	کم	کم	رشد تقاضا
بخشی	همه	همه	همه	همه	مصرف‌کنندگان تحت پوشش
اساسی	ناچیز	ناچیز	ناچیز	ناچیز	مجموع سوخت



جدول (۵-۲):

ویژگی‌های صنعت برق - ساختار منابع

برزیل	کالیفرنیا	نروژ	UK NETA	UK Pool	
روبه رشد	بالا	پایین/متوسط	متوسط	متوسط	حساسیت تقاضا به آب و هوا
بالا	متوسط	بالا	خیر	خیر	حساسیت عرضه به آب و هوا
محدود	قابل ملاحظه	قابل ملاحظه	قابل چشم‌پوشی	قابل چشم‌پوشی	اتصال به شبکه‌های بیرونی
گازی	گازی	؟	گازی	گازی	تولید جدید
بالا	متوسط	کم	کم	کم	رشد تقاضا
محدود	زیاد	بسیار زیاد	متعدد	محدود	قیود زیست محیطی

جدول (۵-۳):

ویژگی‌های طراحی بازار کلان برق

برزیل	کالیفرنیا	نروژ	UK NETA	UK pool	
۱۹۹۷	۱۹۹۸	۱۹۷۲-۹۲-۹۵	۲۰۰۱	۱۹۹۰	زمان شکل‌گیری
الزامی	الزامی	اختیاری	اختیاری	الزامی	الزامی / اختیاری
لازمه (ضروری)	غیرمجاز	مجاز	مجاز	مجاز	قراردادهای پوششی
$< 85\%$ ضروری	ناچیز	75%	$< 90\%$	$< 90\%$	استفاده از قراردادها
زیاد	زیاد	زیاد	< 5	۲-۳	تعداد تولیدکنندگان کلیدی
ناظر بازار	تک‌قیمتی	تک‌قیمتی	پرداخت براساس پیشنهاد	تک‌قیمتی	قیمت‌گذاری
ممکن	ممکن	ممکن	ممکن	ناممکن	پیشنهاد قیمت از سمت مصرف

جدول (۴-۵):

مالکیت و ساختار صنعت برق

برزیل	کالیفرنیا	نروژ	UK NETA	UK pool	
خصوصی	خصوصی	عمومی	خصوصی	خصوصی	مالکیت
ناممکن	جزیی	جزیی	ناممکن	ممکن	تولید برای خرده‌فروشان
همه کاربران (۲۰۰۵)	همه کاربران	همه کاربران	همه کاربران	کاربران بزرگ	سطح رقابت
تنظیم نشده	دارای سقف	تنظیم شده	تنظیم نشده	تنظیم شده	قیمت‌های کاربران خرد

۷-۵) بازارهای در حال شکل‌گیری در سطح جهان

بازارهایی که در نقاط گوناگون جهان به‌ویژه در آسیا و اقیانوسیه در حال شکل‌گیری هستند، از دو جهت قابل توجه به‌شمار می‌آیند. نخست از جهت ضرورتی که در شکل‌گیری آن‌ها وجود داشته است و دوم از حیث مشکلاتی که در دوره شکل‌گیری با آن روبرو بوده‌اند. بنابراین در این بخش به توصیف مختصر برخی از آن‌ها پرداخته‌ایم.

الف) استرالیا [۵۱]: بازار برق استرالیا یکی از موفق‌ترین بازارهای منطقه اقیانوسیه به‌شمار می‌رود. این بازار در سال ۱۹۹۸ و در پی خریداری سیستم انتقال به‌وسیله یک شرکت آمریکایی در سال ۱۹۹۷ راه‌اندازی شده است. نخستین مرحله شکل‌گیری این بازار، تفکیک بخش‌های تولید، انتقال و توزیع و ایجاد رقابت میان شرکت‌های تولید و نیز شرکت‌های توزیع برق بوده‌است. تأمین امنیت سیستم و هماهنگی و برنامه‌ریزی شبکه انتقال به نهادی به نام شرکت ملی مدیریت بازار برق (NEMMCO)^۱ سپرده شده است.

ب) هند [۵۲]: تا پیش از مقررات‌زدایی، مدیریت صنعت برق عملاً برعهده هیأت‌های برق ایالتی بود که همگی تحت نظر یک هیأت قانون‌گذاری مرکزی و با ساختاری عمودی اداره می‌شدند.

1- National Electricity Market Management Company

سه شرکت بزرگ تولیدی نیز تحت مالکیت دولت بودند. از سال ۱۹۹۱ دولت فعالیت خصوصی در بخش تولید را تشویق کرد و برخی از ایالت‌ها با جذب سرمایه‌های خارجی و تسهیلات بانک جهانی ساخت نیروگاه‌های خصوصی را آغاز کردند. در سال ۲۰۰۴ خصوصی‌سازی و تجدیدساختار رسماً و براساس قانون آغاز شده است.

پ) ژاپن [۵۲]: صنعت برق ژاپن توسط ۱۰ شرکت منطقه‌ای با ساختار عمودی اداره می‌شود. آزادسازی بازار در ژاپن تأثیر کمی بر قیمت‌ها داشته است. با این حال، از سال ۲۰۰۰ مصرف‌کنندگان بزرگ توانسته‌اند فروشندگان مورد نظر خود را برگزینند.

ت) اندونزی [۵۲]: بخش خصوصی از سال ۱۹۹۲ به تشویق دولت در صنعت برق سرمایه‌گذاری کرده است. از این سال، تولیدکنندگان مستقل قدرت به تدریج شکل گرفته‌اند و با مشتریان، قراردادهای بلندمدت امضا کرده‌اند. البته به دلیل بحران‌های مالی کشور، برخی از این تولیدکنندگان دچار زیان شدند که دولت پس از کشمکش‌های بسیار برای جبران خسارت آن‌ها، بهای برق را اندکی افزایش داد.

ث) زلاندنو [۵۳]: صنعت برق این کشور، در سال‌های اخیر دو تغییر بزرگ را تجربه کرده است. در سال ۱۹۸۷ یک تعاونی بزرگ ملی به عنوان یک بنگاه تجاری سودآور، مدیریت صنعت را برعهده گرفت. در سال ۱۹۹۶ این تعاونی تقسیم و بخش تولید آن جدا شد و این تفکیک، با جدایی دو بخش انتقال و توزیع در سال ۱۹۹۸ تکمیل گردید. هم‌اکنون بازار فروش کلان برق در این کشور شکل گرفته است و توسط یک شرکت استرالیایی مدیریت می‌شود.

روند خصوصی‌سازی و مقررات‌زدایی هم‌اکنون در بسیاری دیگر از مناطق جهان نیز تحت فشارهای بین‌المللی و/یا در پی تصمیمات ملی در حال اجرا و در مراحل اجرایی گوناگون است. اما به نظر می‌رسد که تجربه بازار در کشورهای در حال توسعه و به ویژه در کشورهای آسیایی با توفیق

چندانی همراه نبوده است. توقف این روند در کشورهایی مانند تایلند، سنگاپور، تایوان و سریلانکا این ناکامی را نشان می‌دهد. داوری دربارهٔ کامیابی یا ناکامی این روند در کشورهایی مانند هند و اندونزی نیز که این روند را آغاز کرده و ادامه داده‌اند، هنوز زود است. براساس تجربیات موجود می‌توان گفت که توسعه‌های آتی در سیستم‌های قدرت بیش از همه بر سیاست‌های ملی - منطقه‌ای و کارکردهای مالی استوار خواهد بود و البته نمی‌توان در این میان از نقش نهادهای مالی و پولی بین‌المللی مانند بانک جهانی و سیاست‌های آن نیز غافل بود. علاوه‌براین، سیاست‌های دولتی نیز بر کارکرد و شکل‌گیری درست بازارهای برق بسیار مؤثر است و به‌خصوص در کشورهای در حال توسعه، این سیاست‌ها از وحدت‌رویه و ثبات لازم برخوردار نیستند. بنابراین بخش خصوصی و مهم‌تر از آن سرمایه‌گذاران خارجی تمایل چندانی برای مشارکت در این بازارها از خود نشان نداده‌اند. همین امر به سوق سرمایه‌های شرکت‌های بزرگ چندملیتی به سمت کشورهای غیرآسیایی، از جمله کشورهای اروپای شرقی انجامیده است.

نتیجه گیری

این نوشته در پی ارائه اطلاعاتی عمومی در زمینه بازارهای برق، انگیزه‌ها و زمینه‌های شکل‌گیری این بازارها، نهادهای موجود در این بازارها و نحوه قیمت‌گذاری کالایی به نام برق یا انرژی الکتریکی بوده است. در این مسیر، پس از بیان مجمل و کوتاه دیدگاه‌ها نظری در این زمینه، مشخصات و ویژگی‌های برخی از بازارهای عملی و واقعی موجود در سطح جهان نیز مورد بررسی قرار گرفته است. امتیازات، کاستی‌ها، دشواری‌ها و بحران‌هایی که این بازارها در سطح کلان و خرد با آن‌ها روبرو بوده‌اند، همراه با تاریخچه‌ای مختصر از چگونگی شکل‌گیری آن‌ها و مسیری که تاکنون پیموده‌اند یا در حال پیمودن آن هستند، می‌تواند در ارزیابی و تکمیل کاستی‌های ساختاری صنعت و بازار برق جمهوری اسلامی ایران به کار گرفته شود. علاوه بر این، به عنوان نخستین گام، می‌توان از محتوای این نوشته در جهت آشنایی اولیه با بازار برق که برای تدوین هر سندی در این زمینه ضروری است، استفاده کرد.

- [1] M. Ilic, F. Galiana, and L. Fink, *Power System Restructuring: Engineering and Economics*, Kluwer Academic, Netherlands, 1998.
- [2] I. Dyner, and E. R. Larsen, "From planning to strategy in the electricity industry," *Energy Policy*, vol. 26, pp. 1145-1154, 2001.
- [3] D. Finon, T. A. Johnson, and A. Midttun, "Challenges when electricity markets face the investment phase", *Energy Policy*, vol. 32, pp. 1355-1362, 2004.
- [4] A. G. Kagiannas, D. T. Askounis, and J. Psarras, "Power generation planning: a survey from monopoly to competition," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 26, pp. 413-421, 2004.
- [5] M. Armstrong, S. Cowan, and J. Vickers, *Regulatory Reform*, MIT Press, Cambridge, MA. 1994.
- [6] G. Brown, and M. B. Johnson, "Public Utility Pricing and Output Under Risk, " *The American Economic Review*, vol. 59, no. 1, pp. 119-128, 1968.
- [7] H. Demsetz, "Why Regulate Utilities?," *Journal of Law and Economics*, vol. 11, pp. 55-65, 1968.
- [8] J. P. Pfeifenberger, P. Q. Hanser, and P. R. Ammann, "What's the Cards for Distributed Resources?," *The Energy Journal*, Distributed Resources Special Issue, 1997.
- [9] P. O. Pineau, "Electricity Market Reforms: Institutional Developments, Investment Dynamics and Game Modeling," Ph.D. dissertation, Univ. Montreal, Nov. 2000.
- [10] L. Philipson, and H. L. Willis, *Understanding Electric Utilities and Deregulation*, Marcel Dekker, Inc., New York, 1999.
- [11] D. W. Bunn, "Structural and behavioral foundations of competitive electricity prices," in *Modeling Prices in Competitive Electricity Markets*, D. W. Bunn, Ed. New York: John Wiley & Sons, 2004, pp. 1-17.
- [12] T. W. Berrie, *Electricity Economics and Planning*, Peter Peregrinus Ltd., London, 1993.
- [13] M. Shahidehpour, H. Yamin, and Z. Li, *Market Operations in Electric Power Systems, Forecasting, Scheduling, and Risk Management*, Wiley-IEEE Press, 2003.
- [14] P. Varaiya, and F. Wu, "MinISO: A minimal independent system operator," *Proceedings of the Thirtieth Hawaii International Conference on System Sciences*, vol. 5, pp 602-607, 1997.
- [15] M. Ilic, and F. Galiana, "Power system operations: old vs. new," in *Power System Restructuring: Engineering & Economics*, Boston: Kluwer Academic Publisher, 1998, pp. 13-128.
- [16] L. Willis, J. Finney, and G. Ramon, "Computing the cost of unbundled services," *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 9, no. 4, pp. 16-21, Oct.1996.
- [17] B. Kirby, and E. Hirst, "Unbundling electricity: ancillary services," *IEEE Power Engineering Review*, vol. 16, no. 6, pp. 5-6, June 1996.
- [18] A. J. Conejo, F. D. Galiana, J. M. Arroyo, R. García-Bertrand, C. W. Chua, and M. Huneault, "Economic inefficiencies and cross-subsidies in an auction-based electricity pool", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 18, no. 1, pp. 221-228, Feb. 2003.
- [19] M. L. Baughman, S. N. Seddiqi, and J. W. Zarnikau, "Advanced pricing in electrical systems—Part I: Theory," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 12, pp. 489-495, Feb. 1997.
- [20] Y. Ren, and F. D. Galiana, "Pay-as-bid versus marginal pricing-part I: strategic generator offers," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 19, pp. 1771-1776, Nov. 2004.

- [21] P. R. Gribik, G. A. Angelidis, and R. R. Kovacs, "Transmission access and pricing with multiple separate energy forward markets," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 14, pp. 865–876, Aug. 1999.
- [22] OMEL: Market operator of the electricity market of mainland Spain Market rules. [Online]. Available: http://www.omel.es/en/reglas_contrato/mreglasconadhesionfr.htm.
- [23] R. S. Fang and A. K. David, "Transmission congestion management in an electricity market," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, pp. 877–883, Aug. 1999.
- [24] D. Gan and D.V. Bourcier, "Locational market power screening and congestion management: Experience and suggestions," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, pp. 180–185, Feb. 2002.
- [25] M. Huneault and F. D. Galiana, "A survey of the optimal power flow literature," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 6, pp. 762–770, May 1991.
- [26] H. Happ, "Cost of wheeling methodologies," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, no. 1, pp. 147–156, Feb. 1994.
- [27] M. Ilic, et al., "Toward regional transmission provision and its pricing in New England," *Utility Policy*, vol. 6, no. 3, pp. 245–256, 1997.
- [28] J. Pan, Y. Teklu, S. Rahman, and K. Jun, "Review of usage-based transmission cost allocation methods under open access," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 15, no. 4, pp. 1218–1224, Nov. 2000.
- [29] D. Shirmohammadi, et al., "Evaluation of transmission network capacity use for wheeling transactions," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 4, no. 4, pp. 1405–1413, Oct. 1989.
- [30] D. Shirmohammadi, et al., "cost of transmission transactions: An introduction," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, no. 4, pp. 1546–1560, Nov. 1991.
- [31] H. Singh, S. Hao, and A. Paralexopoulos, "transmission congestion management in competitive electricity markets," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 2, pp. 672–680, May 1998.
- [32] H. Rudnick, R. Palma, and J. Fernandez, "Marginal pricing and supplement cost allocation in transmission open access," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 2, pp. 1125–1132, May 1995.
- [33] W. Ng, "Generalized generation distribution factors for power system security evaluations," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-100, no. 3, pp. 1001–1005, March 1981.
- [34] J. Lima, "Allocation of transmission fixed charges: an overview," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 11, no. 3, pp. 1409–1418, Aug. 1996.
- [35] J. Bialek, "Tracing the flow of electricity," *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 143, no. 4, pp. 313–320, July 1996.
- [36] J. Bialek, "Elimination of merchandise surplus due to spot pricing of electricity," *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 144, no. 5, pp. 399–405, Sept. 1997.
- [37] J. Bialek, "Topological generation and load distribution factors for supplement charge allocation in transmission open access," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 3, pp. 1185–1193, Aug. 1997.
- [38] D. Kirschen, R. Allan, and G. Strbac, "Contribution of individual generators to loads and flows," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 1, pp. 52–60, Feb. 1997.
- [39] G. Strbac, D. Kirschen, and S. Ahmed, "Allocating transmission system usage on the basis of traceable contributions of generators and loads to flows," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 2, pp. 527–534, May 1998.
- [40] D. Hall, "Electricity in Latin America," *Public Services International Research Unit (PSIRU)*, School of Computing and Mathematical Sciences, University of Greenwich, July 2004.
- [41] R. D. Tabors, "Lessons from the U.K. and Norway," *IEEE Spectrum*, Aug. 1996, pp. 45–46.
- [42] S. Weinstein, "The Nordic energy market," *Public Services International Research Unit (PSIRU)*, School of Computing and Mathematical Sciences, University of Greenwich, Jan. 2006.

- [43] S. Thomas, "Electricity industry reforms in smaller EU countries: Experience from the Nordic region," *Public Services International Research Unit (PSIRU)*, School of Computing and Mathematical Sciences, Oct. 2004.
- [44] O. Gjerde, "The deregulated Nordic electricity market-10 years of experience," *Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES*, vol. 2, pp. 1473 – 1478, 2002.
- [45] L. R. Clarke, "New electricity trading arrangements in England and Wales," *Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia Pacific. IEEE/PES*, vol. 2, pp. 1470 – 1472, 2002.
- [46] California Energy Commission, Data-base of California power plants, [available] on line: <http://www.energy.ca.gov/database/index.html>.
- [47] S. Weinstein, and D. Hall, "The California electricity crisis - overview and international lessons," *Public Services International Research Unit (PSIRU)*, School of Computing and Mathematical Sciences, University of Greenwich, Feb. 2001.
- [48] R. D. Tabors, and J. B. Cardell, "Ex Ante and ex post designs for electric market mitigation: past and present experience and lessons from California," *Proceedings of the 36th Annual Hawaii International Conference* on 6-9 Jan 2003, 10 pp.
- [49] C. M. Bonsu, S. Oren, "California electricity market crisis. Causes, remedies, and prevention," *IEEE Power Engineering Review*, vol. 22, no. 8, pp. 5-11, Aug. 2002.
- [50] Federal Energy Regulatory Commission, "The Commission's response to the california electricity crisis and timeline for distribution of refunds," Dec. 2005, [available] online: <http://www.ferc.gov/>
- [51] R. M. Bunyon, "Australia's energy market," *IEEE Power Engineering Review*, vol. 16, no. 2, p 12, Feb. 1996.
- [52] S. Thomas, D. Hall, and V. Corral, "Electricity privatisation and restructuring in Asia-Pacific," *Public Services International Research Unit (PSIRU)*, School of Computing and Mathematical Sciences, University of Greenwich, Dec. 2004.
- [53] T. Alvey, D. Goodwin, X. Ma, D. Sun, and D. Streiffert, "A security constrained bid-clearing system for New Zealand wholesale electricity market," in *IEEE Power Eng. Soc. 1997 Summer Meeting*, Berlin, Germany, July 1997, PE-923-PWRS-2-06-1997.

