وزارت نیرو
دبیرخانه هیأت تنظیم بازار برق

مبانی
اقتصاد سیستم قدرت

مؤلفان

Goran Strbac & Daniel Kirschen

مترجمان

مهندس مسعود براتی، مهندس امیر مسعود جهان‌بین، مهندس ایمان رحمتی
مهندس بابک کاشانی‌زاده، مهندس حسین محمدنژاد، مهندس مصطفی مدیری دلشاد

تحت نظر

دکتر محمد حسین جاویدی دشت بیاض
عضو هیأت علمی دانشگاه فردوسی مشهد
و دبیر هیأت تنظیم بازار برق ایران

دکتر محمد صادق قاضی‌زاده
عضو هیأت علمی دانشگاه صنعت آب و برق
و رئیس هیأت تنظیم بازار برق ایران

ویراستار

مهندس امیر مسعود جهان‌بین

مبانی اقتصاد سیستم قدرت / مولفان [دانیل کرشن، گارن استرابک]؛ مترجمان مسعود براتی ... [و دیگران] ؛ تحت نظر محمدحسین جاویدی دشت بیاض، محمدصادق قاضی‌زاده؛ ویراستار امیرمسعود جهان‌بین.- تهران: وزارت نیرو، هیأت تنظیم بازار برق ایران، دبیرخانه، ۱۳۸٦
[XII] ، ۳۷۷ ص.: مصور، جدول، نمودار.
ISBN 9789640409053
فهرست‌نویسی براساس اطلاعات فیپا.
عنوان اصلی: .Fundamentals of power system economics, c2004
مترجمان: مسعود براتی، امیرمسعود جهان‌بین، ایمان رحمتی، بابک کاشانی‌زاده، حسین محمدنژاد، مصطفی مدیری دلشاد
۱. برق - - مصارف ۲. برق نیرو - - توزیع ۳. برق - - سیستمهای اتصال درونی.
الف: براتی، مسعود، مترجم، ۱۳۵۷-. ب: جهان بین، امیر مسعود، ویراستار، ۱۳۵۷-.
ج. ایران. وزارت نیرو. هیأت تنظیم بازار برق ایران. دبیرخانه
HD ۹٦۸۵/آ۲ک٤ ۳۳۳/۷۹۳۲
۱۳۸٦
کتابخانه ملی ایران ۱۱۰۵٦۲۹

نام کتاب: مبانی اقتصاد سیستم قدرت
مؤلفان: Goran Strbac & Daniel Kirschen
مترجمان: کارشناسان دبیرخانه هیأت تنظیم بازار برق ایران - وزارت نیرو
طراح جلد: مجتبی آریایی
ناشر: دبیرخانه هیأت تنظیم بازار برق ایران
تاریخ انتشار: تابستان ۱۳۸٦

دبیرخانه هیأت تنظیم بازار برق ایران- تهران - تقاطع بزرگراه کردستان و نیایش - وزارت نیرو - طبقه پنجم - تلفن: ۸۱٦۰٦۸۸۰ فکس: ۸۱٦۰٦۸۸۲

فهرست

پیشگفتار XI

۱ مقدمه ۱

۱–۱ چرا رقابت؟ ۱

۱–۲ بازیگران بازار ۳

۱–۳ مدل‌های رقابت ۵

۱–۳–۱ مدل ۱: انحصار ۵

۱–۳–۲ مدل ۲: نمایندگی خرید ۷

۱–۳–۳ مدل ۳: رقابت عمده‌فروشی ۷

۱–۳–٤ مدل ٤: رقابت خرده‌فروشی ۸

۱–۳–۵ رقابت و خصوصی‌سازی ۹

۱–٤ پرسش‌های باز ۱۰

۱–۵ مطالعه بیشتر ۱۱

۱–٦ مسائل ۱۱

۲ مفاهیم پایه اقتصاد ۱۳

۲–۱ مقدمه ۱۳

۲–۲ مبانی بازارها ۱۳

۲–۲–۱ مدل‌سازی مصرف‌کنندگان ۱٤

۲–۲–۲ مدل‌سازی تولیدکنندگان ۲۱

۲–۲–۳ تعادل بازار ۲۵

۲–۲–٤ بهینگی پارتو ۲۷

۲–۲–۵ رفاه عمومی و زیان ثابت ۲۹

۲–۳ مفهوم نظریه بنگاه ۳۱

۲–۳–۱ ورودی‌ها و خروجی‌ها ۳۱

۲–۳–۲ بلندمدت و کوتاه‌مدت ۳۲

۲–۳–۳ هزینه‌ها ۳۵

۲-٤ انواع بازارها ٤١
۲-٤-۱ بازار لحظه‌ای ٤١
۲-٤-۲ قراردادهای سلف و بازارهای سلف ٤٣
۲-٤-۳ قراردادهای آتیه و بازار آتیه‌ها ٤٦
۲-٤-٤ قرارداد اختیار ٤٧
۲-٤-٥ قراردادهای مابه‌التفاوت ٤٩
۲-٤-٦ مدیریت ریسک قیمت ٥٠
۲-٤-۷ کارایی بازار ٥١
۲-٥ بازارهای با رقابت ناکامل ٥٢
۲-٥-۱ قدرت بازار ٥٢
۲-٥-۲ مدل‌های رقابت ناکامل ٥٣
۲-٥-۳ انحصار ٥٧
۲-٦ مطالعه بیشتر ٥٨
۲-۷ مسائل ٥٩
۳ بازارهای انرژی الکتریکی ٦٣
۳-۱ مقدمه ٦٣
۳-۲ تفاوت میان یک مگاوات ساعت برق و یک بشکه نفت چیست؟ ٦٣
۳-۳ ضرورت یک بازار لحظه‌ای مدیریت‌شده ٦٥
۳-٤ بازارهای آزاد انرژی الکتریکی ٦٧
۳-٤-۱ مبادله دوجانبه ٦٧
۳-٤-۲ حوضچه برق ۷۱
۳-٤-۳ مقایسه حوضچه با مبادله دوجانبه ۷٦
۳-٥ بازار لحظه‌ای مدیریت‌شده ۷۷
۳-٥-۱ دست‌یابی به منابع متعادل‌ساز ۷۸
۳-٥-۲ بسته شدن بازار ۷۹
۳-٥-۳ عملکرد بازار لحظه‌ای مدیریت‌شده ۸۰
۳-٥-٤ تعامل میان بازار لحظه‌ای مدیریت‌شده و بازارهای دیگر ۸۳

۳-٦ فرایند تسویه ۸٤
۳-۷ مطالعه بیشتر ۸۷
۳-۸ مسائل ۸۷
۴ شرکت در بازارهای انرژی الکتریکی ۹۵
٤-۱ مقدمه ۹۵
٤-۲ دیدگاه مصرف‌کننده ۹۵
٤-۲-۱ خرده‌فروشان انرژی الکتریکی ۹۸
٤-۳ بررسی مسأله از دیدگاه تولیدکنندگان ۱۰۵
٤-۳-۱ رقابت کامل ۱۰٦
٤-۳-۲ تصمیم به تولید به جای خرید ۱۱۸
٤-۳-۳ رقابت ناکامل ۱۲۰
٤-٤ دیدگاه نیروگاه‌های با هزینه حدی بسیار کم ۱۳۰
٤-۵ دیدگاه بازیگران مختلط ۱۳۱
٤-٦ مطالعه بیشتر ۱۳٤
٤-۷ مسائل ۱۳۵
۵ امنیت سیستم و خدمات جانبی ۱۳۹
۵-۱ مقدّمه ۱۳۹
۵-۲ توصیف نیازها ۱٤۱
۵-۲-۱ مسائل تعادل ۱٤۱
۵-۲-۲ مسائل شبکه ۱٤۷
۵-۲-۳ بازیابی سیستم ۱۵۵
۵-۳ تأمین خدمات جانبی ۱۵۵
۵-۳-۱ تأمین اجباری خدمات جانبی ۱۵٦
۵-۳-۲ بازار خدمات جانبی ۱۵۷
۵-۳-۳ تأمین خدمات جانبی از جانب تقاضا ۱۵۸
۵-٤ خرید خدمات جانبی ۱۵۹
۵-٤-۱ برآورد نیازها ۱۵۹

۵-٤-۲ بهینه‌سازی همزمان انرژی و ذخیره در یک بازار برق متمرکز ۱٦۰
۵-٤-۳ تخصیص هزینه‌ها ۱۷۱
۵-۵ فروش خدمات جانبی ۱۷۳
۵-٦ مطالعه بیشتر ۱۸۰
۵-۷ مسائل ۱۸۱
۶ شبکه‌های انتقال و بازارهای برق ۱۸۵
٦-۱ مقدمه ۱۸۵
٦-۲ مبادله غیرمتمرکز در یک شبکه انتقال ۱۸۵
٦-۲-۱ حقوق فیزیکی انتقال ۱۸٦
٦-۲-۲ مشکلات حقوق فیزیکی انتقال ۱۸۷
٦-۳ مبادله متمرکز در یک شبکه انتقال ۱۹٤
٦-۳-۱ مبادله متمرکز در یک سیستم دوباسه ۱۹٤
٦-۳-۲ مبادله متمرکز در سیستمی با سه باس ۲۰٤
٦-۳-۳ تلفات در شبکه‌های انتقال ۲۳۱
٦-۳-٤ فرمول‌بندی ریاضی قیمت‌گذاری گره‌ای ۲٤۰
٦-۳-۵ مدیریت ریسک‌های انتقال در یک سیستم مبادله متمرکز ۲۵۲
٦-٤ مطالعه بیشتر ۲٦۵
٦-۵ مسائل ۲٦٦
۷ سرمایه‌گذاری در تولید ۲۷۳
۷-۱ مقدمه ۲۷۳
۷-۲ ظرفیت تولید از دیدگاه سرمایه‌گذار ۲۷۳
۷-۲-۱ ایجاد ظرفیت تولید جدید ۲۷۳
۷-۲-۲ از رده خارج کردن ظرفیت تولید ۲۸۱
۷-۲-۳ تأثیر تقاضای متناوب ۲۸۳
۷-۳ ظرفیت تولید از دیدگاه مشتری ۲۸۸
۷-۳-۱ ایجاد انگیزه توسعه توسط بازار انرژی الکتریکی ۲۸۸
۷-۳-۲ پرداخت بابت ظرفیت ۲۹۲

۷–۳–۳ بازار ظرفیت ۲۹٤
۷–۳–٤ قراردادهای قابلیت اطمینان ۲۹٦
۷–٤ مطالعه بیشتر ۲۹۷
۷–۵ مسائل ۲۹۸
۸ سرمایه‌گذاری در انتقال ۳۰۳
۸–۱ مقدمه ۳۰۳
۸–۲ طبیعت تجارت انتقال ۳۰۵
۸–۳ توسعه هزینه محور انتقال ۳۰۸
۸–۳–۱ تعیین سطح سرمایه‌گذاری در ظرفیت انتقال ۳۰۸
۸–۳–۲ تخصیص هزینه‌های انتقال ۳۱۰
۸–٤ توسعه ارزش– محور انتقال ۳۱۲
۸–٤–۱ تعیین ارزش انتقال ۳۱۳
۸–٤–۲ تابع تقاضای انتقال ۳۱٦
۸–٤–۳ تابع عرضه انتقال ۳۱۸
۸–٤–٤ ظرفیت بهینه انتقال ۳۱۹
۸–٤–۵ تعادل هزینه قیود و هزینه سرمایه‌گذاری‌ها ۳۲۰
۸–٤–٦ اثر نوسانات بار ۳۲۲
۸–٤–۷ بازیافت درآمد برای ظرفیت انتقال زیربهینه ۳۲۸
۸–٤–۸ اثر صرفه مقیاس ۳۳۱
۸–٤–۹ یک مثال سه‌باسه ۳۳۵
۸–٤–۱۰ مفهوم شبکه مرجع ۳٤۲
۸–٤–۱۱ تعمیم ۳٤۳
۸–۵ مطالعه بیشتر ۳٤۹
۸–٦ مسائل ۳۵۰
ضمیمه: پاسخ مسائل برگزیده ۳۵۳
فصل ۲ ..... ۳۵۳
فصل ۳ ..... ۳۵٦

فصل ٤ ..... ٣٦٠
فصل ٥ ..... ٣٦٠
فصل ٦ ..... ٣٦١
فصل ٧ ..... ٣٦٣
فصل ٨ ..... ٣٦٥
نمایه ٣٦٧

۱ مقدمه

۱-۱ چرا رقابت؟

در قرن بیستم مصرف‌کنندگان برای خرید انرژی الکتریکی، در انتخاب فروشنده اختیاری نداشتند و باید برق را از بنگاهی انحصاری که ناحیه مصرف آنها را تغذیه می‌کرد، می‌خریدند. برخی از این بنگاه‌ها وظیفه تولید، انتقال از محل تولید تا محل مصرف و توزیع برق به مصرف‌کنندگان را بر عهده داشتند و لذا به عنوان بنگاه‌های یکپارچه (با ساختار) عمودی شناخته می‌شدند. در حالت‌های دیگر، مصرف‌کنندگان، برق را از بنگاهی می‌خریدند که فقط مسؤول فروش و توزیع در منطقه محلی آنها بود. در عوض، این بنگاه توزیع، خود می‌بایست برق را از تولیدکنندگان و شرکت‌های انتقالی می‌خرید که دارای انحصار در سطح منطقه جغرافیایی وسیع‌تری بودند. در بخش‌هایی از جهان، این بنگاه‌ها شرکت‌های خصوصی با مقررات تنظیم‌شده بودند، در حالی که در بخش‌هایی دیگر، شرکت‌های عمومی یا آژانس‌های دولتی بودند. صرف‌نظر از مالکیت و سطح یکپارچگی عمودی، انحصار جغرافیایی کماکان امری عادی بود.

بنگاه‌های الکتریکی که تحت این مدل عمل می‌کردند، سهمی بسزا در فعالیت اقتصادی و کیفیّت زندگی مردم داشتند. در جوامع صنعتی، بیشتر مردم به شبکه توزیع برق دسترسی دارند. میزان انرژی تحویل شده توسط این شبکه‌ها طی چندین دهه، هر هشت سال، دو برابر شده است. در همین زمان، پیشرفت‌های مهندسی، موجب بهبود قابلیت اطمینان تأمین برق شده تا حدی که متوسّط زمان قطع مصرف‌کنندگان در بسیاری از نقاط دنیا به کمتر از دو دقیقه در سال رسیده است. این موفّقیّت‌ها به برکت پیشرفت‌های مستمر در فناوری پدید آمده‌اند. از آن پیشرفت‌ها، به ذکر این موارد بسنده می‌کنیم: توسعه خطوط انتقال بیش از یک میلیون ولت با گستره هزاران کیلومتر، احداث نیروگاه‌های با ظرفیت بیش از ۱۰۰۰MW و کنترل به هنگام خطوط ارتباطی نیروگاه‌ها به مصرف‌کنندگان. بی‌تردید، برخی خوانندگان احساس خواهند کرد که بر پایه این پیشینه، نوشتن اولین پاراگراف این کتاب در زمان گذشته، ممکن است کاری عجولانه بوده باشد.

در دهه ۸۰ میلادی برخی اقتصاددانان تأکید کردند که این مدل به پایان عمر خویش رسیده است. آنها انحصار را عامل بازدارنده و باعث کاهش انگیزه بهره‌برداری بهینه و موجب سرمایه‌گذاری غیرضروری عنوان کردند و ابراز داشتند که هزینه اشتباهات نهادهای خصوصی نباید بر مصرف‌کنندگان تحمیل شود. از سوی دیگر، به سبب وابستگی نزدیک بنگاه‌های عمومی به بدنه

دولت، سیاست در اقتصاد تأثیرگذار بود. برای مثال، عملکرد برخی از بنگاه‌های عمومی بسیار سودآور بود، تعدادی دیگر، از تعیین نرخ‌ها در سطحی که منعکس‌کننده هزینه آنها بود، منع می‌شدند، یا از منابع لازم برای سرمایه‌گذاری‌های ضروری، محروم می‌گشتند.

این اقتصاددانان پیشنهاد دادند اگر تولید برق به جای اتکا بر مقررات انحصاری یا سیاست‌های دولتی، بر نظام بازاری مبتنی گردد، قیمت‌ها کاهش یافته، باعث منفعت اقتصادی همگان خواهد شد. این پیشنهاد در بستر مقررات‌زدایی[1] عمومی در اقتصاد غرب، در اواخر دهه هفتاد مطرح شد. پیش از توجّه به برق، این نهضت، خطوط هوایی، حمل و نقل و تأمین گاز را تحت تأثیر قرار داده بود. در همه این بخش‌ها، بازار تنظیم شده یا نهادهای انحصاری، به عنوان بهینه‌ترین روش تحویل «محصول» به مصرف‌کننده شناخته شده بود؛ زیرا احساس می‌شد این کالاها با ویژگی‌های خاص خود، برای مبادله در بازارهای کاملاً آزاد، مناسب نیستند. طرفداران مقررات‌زدایی ابراز می‌داشتند که مشخّصات ویژه این محصولات، مانعی جدّی نبوده، می‌توان با آنها همانند دیگر کالاها برخورد کرد. اگر شرکت‌ها، مجاز به رقابت آزاد برای تأمین برق باشند، افزایش بهره‌وری نهایتاً همه مصرف‌کنندگان را منتفع خواهد ساخت. به علاوه، شرکت‌های رقیب در بازار احتمالاً فناوری‌های مختلفی برمی‌گزینند. لذا با احتمال کمتری، اثر سرمایه‌گذاری‌های غیرمنطقی بر مصرف‌کنندگان تحمیل خواهد شد.

اگر برق واقعاً کالایی ساده بود؛[2] این امکان بود که کیلووات‌ساعت‌ها را مانند چند کیلوگرم آرد یا تعدادی دستگاه تلویزیون، بر هم انباشت؛ به طوری که مصرف‌کننده به محض روشن کردن چراغ یا راه‌اندازی فرآیند صنعتی، از آن استفاده کند. این مفهوم با وجود پیشرفت‌های اخیر در فنّاوری ذخیره برق و میکرومولدها هنوز به صورت فنّی یا اقتصادی شدنی نیست. هنوز در تحویل پیوسته و مطمئن انرژی الکتریکی نیاز به نیروگاه‌های بزرگی است که به واسطه شبکه انتقال و توزیع به مصرف‌کنندگان مرتبط می‌شوند.

در این کتاب نشان خواهیم داد که چگونه تولید و تجارت انرژی الکتریکی مفهوماً از بهره‌برداری شبکه قدرت جدا می‌شود. آنگاه می‌توان با کیلووات‌ساعت‌ها مثل یک کالا در بازاری مقررات‌زدایی شده رفتار کرد.

---

[1] Deregulation

[2] این کتاب هم نوشته نمی‌شد!

۱-۲ بازیگران بازار

قبل از تحلیل بازارهای برق، بهتر است انواع شرکت‌ها و سازمان‌های دخیل در این بازار را معرفی نماییم. البتّه در فصل‌های بعدی، جزئیات بیشتری از وظیفه و انگیزه هر یک از شرکت‌کنندگان بازار ارائه می‌دهیم. از آنجا که در مناطق و کشورهای مختلف، این بازارها با سرعت‌ها و در جهات گوناگون تکامل یافته‌اند، تمام این نهادها در همه بازارها به چشم نمی‌آیند. به گونه‌ای که در ادامه بیان می‌شود، در برخی موارد یک شرکت یا سازمان، چندین نقش را بر عهده دارد.

بنگاه یکپارچه (با ساختار) عمودی[1] علاوه بر مالکیّت شبکه انتقال و توزیع، صاحب نیروگاه‌ها نیز می‌باشد. در یک محیط سنّتی با مقررات تنظیم‌شده، چنین شرکتی از انحصار تأمین برق در یک منطقه جغرافیایی برخوردار بود. در پی آزادسازی بازار برق، فعالیت‌های تولید و انتقال آن از یکدیگر جدا می‌شود.

شرکت تولید[2] *(genco)* انرژی الکتریکی را تولید کرده، می‌فروشد. همچنین خدمات دیگری مثل تنظیم فرکانس، کنترل ولتاژ و ذخیره را -که بهره‌بردار سیستم برای حفظ کیفیت و امنیت تأمین برق به آنها نیاز دارد- ارائه می‌کند. یک شرکت تولید می‌تواند مالک یک نیروگاه یا چندین نیروگاه با فناوری‌های متفاوت باشد. در محیطی که بنگاه‌های یکپارچه (با ساختار) عمودی نیز وجود دارند، شرکت‌های تولیدی، گاه تولیدکنندگان مستقل توان[3] (IPP) نامیده می‌شوند.

شرکت توزیع[4] *(disco)* مالک و بهره‌بردار شبکه توزیع بوده، در یک محیط سنتی، انحصار فروش برق به مصرف‌کنندگان متصل به شبکه خود را در اختیار دارد. در محیط کاملاً مقررات‌زدایی شده، فروش انرژی به مصرف‌کنندگان، کاملاً از بهره‌برداری، تعمیرات و توسعه شبکه توزیع جدا شده است و خرده‌فروشان در فروش انرژی با یکدیگر رقابت می‌کنند. ممکن است یکی از این خرده‌فروشان وابسته به شرکت توزیع محلّی باشد.

خرده‌فروش،[5] انرژی الکتریکی را از بازار عمده‌فروشی خریده، مجدداً آن را به مصرف‌کنندگانی که تمایل یا مجوز حضور در بازار عمده‌فروشی را ندارند، می‌فروشد. لازم نیست خرده‌فروشان مالک

---

[1] Vertically integrated utilities
[2] Generating companies
[3] Independent power producer
[4] Distribution companies
[5] Retailer

سهمی از دارایی تولید، انتقال و توزیع باشند. بعضی از آنها تابع شرکت‌های تولید یا توزیع هستند. لازم نیست همه مشتریان یک خرده‌فروش، به شبکه یک شرکت توزیع متّصل باشند.

بهره‌بردار بازار[1] ***(MO)*** از یک سیستم رایانه‌ای برای تطبیق پیشنهادهای خرید[2] و پیشنهادهای فروش[3] ارسال شده استفاده می‌کند. همچنین عهده‌دار تسویه پیشنهادهای پذیرفته‌شده می‌باشد. بدین معنا که در پی تحویل انرژی، وجوه پرداختی را از خریداران به فروشندگان می‌رساند. معمولاً بهره‌بردار مستقل سیستم مسؤول اجرای بازار نهایی[4] است که در آن بار و تولید در زمان حقیقی به تعادل می‌رسند. بازارهایی که مدت زمانی قبل از زمان حقیقی بسته می‌شوند، نوعاً بوسیله بهره‌بردار انتفاعی مستقل بازار[5] اجرا می‌شوند.

بهره‌بردار مستقل سیستم[6] (ISO) مسؤول اصلی حفظ امنیت سیستم قدرت می‌باشد. بدین دلیل مستقل نامیده می‌شود که در محیط رقابتی، شرکت‌کننده‌ای را در تشویق یا تنبیه، نسبت به دیگری ترجیح نمی‌دهد. ISO معمولاً فقط مالک ابزارهای محاسباتی و مخابراتی جهت نظارت و کنترل سیستم‌های قدرت می‌باشد و معمولاً مسؤولیت بهره‌برداری از سیستم و نقش بهره‌بردار بازار نهایی را همزمان ایفا می‌نماید.

شرکت انتقال[7] ***(transco)*** دارایی‌های انتقال نظیر خطوط هوایی، کابلها، ترانسفورماتورها و جبران‌سازهای توان راکتیو را در اختیار دارد. این شرکت‌ها تجهیزات مذکور را مطابق دستورالعمل‌های ISO بهره‌برداری می‌نمایند. مالکان خطوط انتقال، گاه زیر مجموعه‌ای از شرکت‌های مالک نیروگاه می‌باشند. یک شرکت مستقل انتقال[8] مالک شبکه انتقالی است که صاحب نیروگاه نبوده، مثل یک بهره‌بردار مستقل سیستم عمل می‌کند.

نهاد تنظیم‌کننده[9] بدنه حکومتی است که مسؤولیت اطمینان از بهره‌برداری کارا و عادلانه را در بخش برق بر عهده دارد. این نهاد تصمیم‌گیری، قانون‌گذار بازار برق است و درباره موارد مشکوک

---

[1] Market Operator
[2] Bid
[3] Offer
[4] Market of last resort
[5] Independent for-profit market operator
[6] Independent system operator
[7] Transmission company
[8] Independent transmission company (ITC)
[9] Regulator

به سوء استفاده از قدرت بازار[1] تحقیق می‌کند. این نهاد قیمت تولید برق و خدمات مختلف را در شرایط انحصاری نیز تعیین می‌کند.

مصرف‌کنندگان کوچک[2] انرژی برق را از یک خرده‌فروش می‌خرند و از شرکت توزیع محلی خود یک اتصال به شبکه برق رسانی را اجاره می‌کنند. مشارکت آنها در بازار برق، فراتر از انتخاب یک خرده‌فروش بین خرده‌فروشان دیگر نخواهد بود.

مصرف‌کنندگان بزرگ[3] در طرف مقابل، غالباً به واسطه خرید مستقیم برق از بازار، نقش فعّالی در بازار برق دارند. برخی از آنها توانایی کنترل بار خود را به عنوان منبعی که ISO از آن برای کنترل سیستم استفاده می‌کند، به بازار پیشنهاد می‌دهند و حتی گاهی مستقیماً به شبکه انتقال متصل می‌شوند.

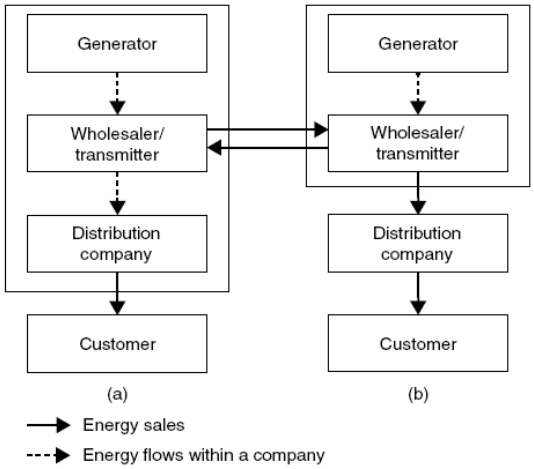
۱-۳ مدل‌های رقابت

Hunt و Shuttleworth (۱۹۹۶) چهار مدل را برای پیکربندی ساختار صنعت، در بخش تأمین برق پیشنهاد کرده‌اند. این چهار مدل، از انحصار تنظیم‌شده تا رقابت کامل را پوشش می‌دهند.

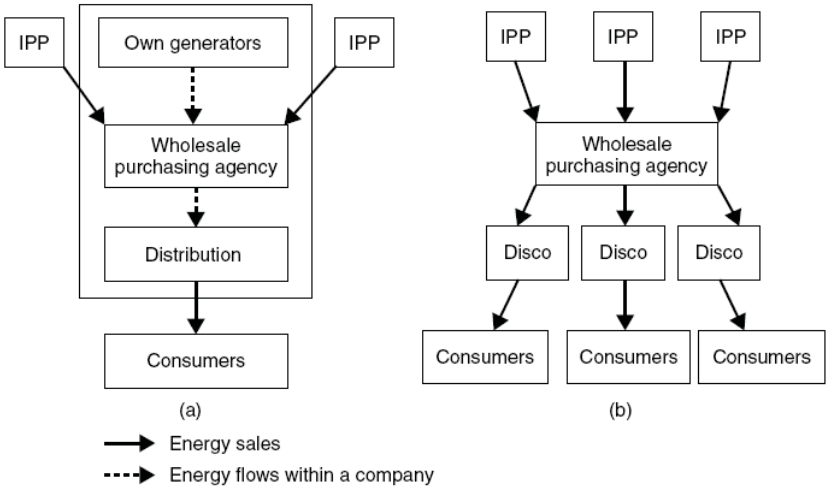
۱-۳-۱ مدل ۱: انحصار

اولین مدل که در شکل ۱-۱ نشان داده شده، مربوط به سیستم سنّتی انحصاری است. زیرمدل a مربوط به حالتی است که تولید، انتقال و توزیع الکتریسیته در یک شرکت یکپارچه می‌باشد. در زیرمدل b، تولید و انتقال، توسط یک بنگاه اداره می‌شود که انرژی را به یک شرکت توزیع محلی می‌فروشد. این مدل مانع از مبادلات دوجانبه بین بنگاه‌های نواحی مختلف نیست. این مبادلات، همان‌گونه که از شکل ۱-۱ مشخص است، در سطح عمده‌فروشی انجام می‌شود.

[1] Market power
[2] Small consumers
[3] Large consumers



شکل ۱-۱ مدل انحصاری بر اساس تعریف (Hunt و Shuttleworth، ۱۹۹۶) در زیر مدل (a)، بنگاه کاملاً یکپارچه عمودی است، در حالی که در مدل (b) توزیع به وسیله یک یا چند شرکت جدا انجام می‌شود.



شکل۱-۲ مدل نمایندگی خرید در بازار برق بر اساس (Hunt و Shuttleworth، ۱۹۹۶) (a) مدل یکپارچه (b) مدل جدا شده

۱-۳-۲ مدل ۲: نمایندگی خرید

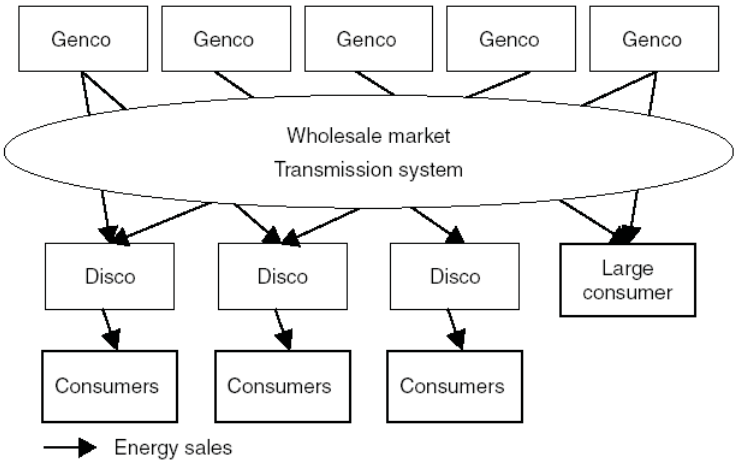
شکل ۱-۲ (a) مرحله اول نیل به رقابت در صنعت برق را نشان می‌دهد. در این حالت، کل ظرفیت تولید، دیگر در اختیار بنگاه یکپارچه نیست. تولیدکنندگان مستقل توان (IPP) به شبکه متصل هستند و توان خروجی خود را به نمایندگان خرید می‌فروشند. شکل۱-۲ (b) صورت تکامل‌یافته این مدل را نشان می‌دهد که در آن، آن بنگاه، مالک هیچ ظرفیت نیروگاهی نیست و همه انرژی خود را از IPPها خریداری می‌کند. فعالیت‌های توزیع و خرده‌فروشی نیز از یکدیگر تفکیک شده‌اند. Discoها انرژی مصرفی مشتریان خود را از بازار عمده‌فروشی می‌خرند. نرخ‌های تعیین شده توسط نمایندگی خرید، باید تحت نظارت و تنظیم باشد؛ زیرا نمایندگی خرید دارای قدرت انحصار فروش[1] به Discoها و قدرت انحصار خرید[2] از IPPها می‌باشد. بنابراین، در این مدل، آن‌گونه که در بازارهای آزاد رخ می‌دهد، قیمت منعکس‌کننده هزینه‌ها نمی‌باشد. (فصل ۲ را بنگرید.) به هر حال، این مدل دارای این مزیّت است که بدون هزینه‌های اجرایی یک بازار رقابتی که در مدل‌های پیچیده بعدی به آن اشاره می‌شود، تا حدی بین تولیدکنندگان رقابت برقرار می‌کند.

۱-۳-۳ مدل ۳: رقابت عمده‌فروشی

در این مدل که در شکل ۱-۳ آمده است، هیچ سازمان مرکزی مسؤول تأمین انرژی الکتریکی نیست. در عوض، Discoها انرژی الکتریکی مصرفی مشتریان خود را مستقیماً از شرکت‌های تولیدی خریداری می‌کنند. این مبادله‌ها در یک بازار عمده‌فروشی انجام می‌پذیرد و غالباً مصرف‌کنندگان بزرگ مجاز به خرید مستقیم انرژی از بازار عمده‌فروشی هستند. همان‌گونه که در فصل ۳ خواهیم دید، این بازار عمده‌فروشی می‌تواند به شکل یک حوضچه توان[3] یا معاملات دوجانبه[4] باشد. در سطح عمده‌فروشی، فقط بهره‌برداری از بازار لحظه‌ای[5] و شبکه انتقال متمرکز باقی می‌مانند. هر Disco علاوه بر بهره‌برداری از شبکه توزیع در ناحیه خود، به نیابت از مصرف‌کنندگان منطقه خویش برق نیز می‌خرد؛ بنابراین در سطح خرده‌فروشی، سیستم متمرکز می‌ماند.

---

[1] Monopoly
[2] Monopsony
[3] Pool
[4] Bilateral transactions
[5] Spot market



شکل ۱-۳ مدل رقابت عمده‌فروشی بازار برق بر اساس (Hunt و Shuttleworth، ۱۹۹۶)

این مدل، به طور قابل ملاحظه‌ای باعث ایجاد رقابت بیشتر در سطح شرکت‌های تولیدکننده برق می‌شود؛ زیرا قیمت عمده‌فروشی بر اساس تقابل عرضه و تقاضا به دست می‌آید. از سوی دیگر، قیمت خرده‌فروشی باید همچنان تنظیم‌شده باقی بماند؛ زیرا مصرف‌کنندگان کوچک، در صورت بالا بودن قیمت‌ها نمی‌توانند یک عرضه‌کننده رقیب دیگر انتخاب کنند. این موضوع، شرکت‌های توزیع را در معرض افزایش ناگهانی قیمت عمده‌فروشی انرژی قرار خواهد داد.

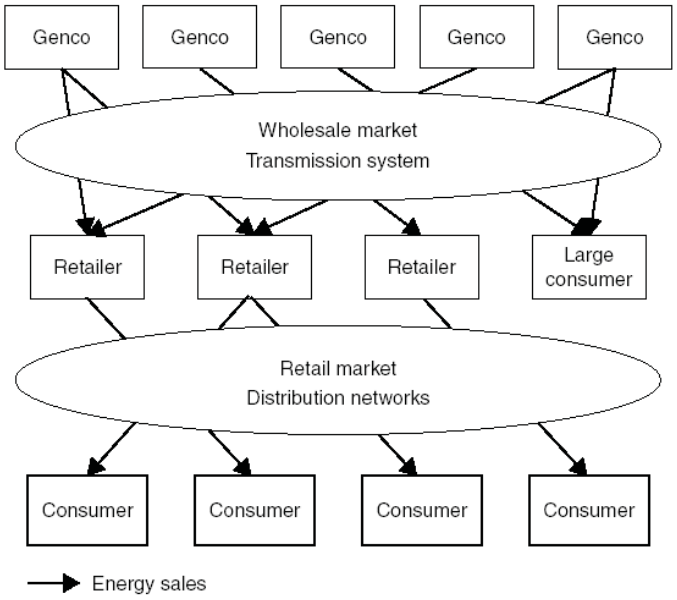
۱-۳-۴ مدل ۴: رقابت خرده‌فروشی

شکل ۱-٤ مدل نهایی بازار رقابتی برق را نشان می‌دهد که در آن همه مصرف‌کننده‌ها قادر به انتخاب عرضه‌کننده می‌باشند. به علت وجود هزینه‌های مبادله، تنها مصرف‌کنندگان بزرگ، خرید مستقیم از بازار عمده‌فروشی را برمی‌گزینند. بیشتر مصرف‌کنندگان کوچک و متوسط، انرژی را از بازار خرده‌فروشی (که این بازار به جای آنها برق را از بازار عمده‌فروشی تهیه کرده است) می‌خرند. در این مدل، فعالیّت‌های سیم‌بانی شرکت‌های توزیع، به طور عادی از فعالیت‌های خرده‌فروشی آنها جدا شده است؛ زیرا این شرکت‌ها دیگر دارای انحصار محلی در تأمین برق منطقه تحت پوشش شبکه خود نیستند. پس در این مدل، کارکرد انحصاری تنها به احداث و بهره‌برداری از شبکه انتقال و توزیع مربوط است.

با شکل‌گیری رقابت کافی در بازار، نیازی به تنظیم قیمت خرده‌فروشی نیست؛ زیرا مصرف‌کننده کوچک با پیشنهادهای بهتر، قادر به تغییر خرده‌فروش می‌باشد. از دید اقتصادی – همان‌گونه که در

فصل ۲ خواهیم دید- این مدل، به علّت تعیین قیمت‌های انرژی از طریق تعاملات بازاری، رضایت‌بخش‌ترین مدل محسوب می‌شود. اما اجرای این مدل به حجم قابل ملاحظه‌ای از دستگاه‌های اندازه‌گیری، مخابراتی و پردازش اطلاعات نیاز دارد.

هنوز به علت انحصار در انتقال توان، هزینه شبکه‌های انتقال و توزیع، بر مبنای روش‌های تنظیم‌شده از همه کاربران دریافت می‌شود.



شکل۱-٤ مدل رقابت خرده‌فروشی بازار برق بر اساس (Hunt و Shuttleworth، ۱۹۹٦)

۱-۳-۵ رقابت و خصوصی‌سازی

در بسیاری از کشورها، شروع رقابت در عرضه انرژی الکتریکی، با خصوصی‌سازی همه یا بخشی از اجزاء صنعت همراه شده است. خصوصی‌سازی فرایندی است که در آن بنگاه‌های با مالکیّت عمومی، از طرف دولت به سرمایه‌گذاران خصوصی فروخته شده، خصوصی و انتفاعی می‌گردند. با این حال خصوصی‌سازی پیش‌نیاز ورود به رقابت نیست. هیچ یک از چهار مدل ارائه شده در بالا دلالت بر نوع خاصی از مالکیت ندارند. بخش عمومی هم می‌تواند با بخش خصوصی رقابت کند و در بسیاری موارد چنین می‌باشد.

۱-۴ پرسش‌های باز

در مدل بنگاه انحصاری، همه تصمیمات فنی برای توسعه و بهره‌برداری سیستم قدرت، به وسیله یک سازمان اتخاذ می‌شود. این امر در کوتاه‌مدت، حداقل از لحاظ نظری، به معنی هماهنگی بهره‌برداری همه اجزاء سیستم به منظور دست‌یابی به حداقل هزینه بهره‌برداری است. برای مثال، تعمیرات شبکه انتقال می‌تواند مشترکاً با تعمیرات واحدهای نیروگاهی برنامه‌ریزی شود تا اثرات تراکم شبکه انتقال را کمینه سازد. مشابهاً، توسعه بلندمدت سیستم را می‌توان برنامه‌ریزی کرد تا از تطابق ظرفیت و توپولوژی شبکه انتقال با ظرفیت و محل تولید اطمینان حاصل شود.

ایجاد رقابت، به معنای حذف کنترل مرکزی و برنامه‌ریزی هماهنگ است؛ زیرا یک نهاد یکپارچه با گروهی از شرکت‌های مستقل جایگزین می‌شود و هر یک از آنها مستقلاً در مورد آنچه که تابع هدفش را بیشینه می‌کند، تصمیم می‌گیرد. اندیشه بازار رقابتی برق، با این تصور که یک سیستم تفکیک‌شده نمی‌تواند چراغ‌ها را روشن نگهدارد، ابتدا توسط عده بسیاری رد شد. اکنون شواهد فراوانی نشان می‌دهد که تفکیک بهره‌برداری تولید از شبکه انتقال، لزوماً از قابلیت اطمینان کل سیستم نمی‌کاهد.

آنچه که اثبات آن دشوارتر به نظر می‌رسد، این است که یک سیستم رقابتی تفکیک‌شده، کاراتر از یک سیستم متمرکز عمل می‌کند. با این که واضح است انگیزه سود، شرکت‌های تولیدی را به نگهداری بهتر از واحدهای خود تشویق می‌کند، باید اثبات کرد که این بهبود در دسترس بودن (و احتمالاً کارایی)، برای جبران عدم هماهنگی بین نیروگاه‌ها کافی است.

در توسعه بلندمدت، آنچه که باعث حمایت از رقابت می‌شد، خطای همیشگی برنامه‌ریزان مرکزی در پیش‌بینی‌های خود بود. به ویژه، بنگاه‌های انحصاری تمایل داشتند که ظرفیت تولید را بیش از مقدار مورد نیاز تخمین بزنند. بدین نحو، مصرف‌کنندگان مجبور به پرداخت بیشتر بابت سرمایه‌گذاری‌های غیرضروری بودند. با ایجاد رقابت، انتظار می‌رود مجموع تصمیم‌گیری‌های سرمایه‌گذاری مستقل چندین شرکت انتفاعی، به مقدار واقعی تقاضا نزدیک‌تر باشد تا آنچه که توسط یک سازمان واحد، برنامه‌ریزی می‌شود. به علاوه، سرمایه‌گذاری‌های بلااستفاده توسط یک شرکت در بازاری آزاد و رقابتی، برای مالکان آن ریسک دارد؛ نه برای مشتریان. تجربه سراسر دنیا نشان می‌دهد سرمایه‌گذاران، این ریسک را می‌پذیرند. با این حال، هنوز باید منتظر بود تا معلوم

شود آیا رشد ظرفیّت تولید، تطابق همواری با افزایش تقاضا دارد یا اینکه در چرخه رونق و رکود[1] حرکت خواهد کرد.

بنگاه‌های یکپارچه عمودی می‌توانند توسعه شبکه انتقال خود را مطابق با احداث نیروگاه‌های جدید برنامه‌ریزی نمایند. در یک محیط رقابتی، شرکت انتقال از زمان و مکان احداث نیروگاه‌های جدید، از پیش آگاهی ندارد و این عدم قطعیت‌ها فرایند برنامه‌ریزی شبکه انتقال را بسیار دشوار خواهد ساخت. در مقابل، شرکت‌های تولیدی نیز تضمینی برای در دسترس بودن ظرفیت انتقال به منظور انتقال توان خروجی خود در آینده نخواهند داشت. ممکن است شرکت‌های دیگر هم در همسایگی خطوط موجود، اقدام به تأسیس نیروگاه کرده، برای دست‌یابی به ظرفیت‌های انتقال در دسترس با هم رقابت کنند.

با شبکه انتقال و توزیع، تا کنون به صورت انحصار طبیعی رفتار شده است. جداسازی آنها و رقابت بر سر خطوط انتقال و توزیع، چندان منطقی نیست. از هر دو دیدگاه اقتصادی و قابلیّت اطمینان، همه خطوط، فیدرها و سایر اجزا، باید به یک سیستم متصل باشند. از سوی دیگر، برخی اقتصاددان‌ها و مؤسسان شرکت‌ها با تعلق همه این اجزا به یک شرکت مخالفند. آنها معتقدند سرمایه‌گذاری‌های جدید، بوسیله سرمایه‌گذارهایی انجام می‌شود که برای تأمین نیازهای معینی که در توزیع یا انتقال توان، تشخیص داده‌اند، شبکه را توسعه می‌دهند. اگر این فرصت‌ها به صورت انفرادی مورد استفاده قرار گیرد، می‌تواند برای سرمایه‌گذاران سودمند باشد. اما این سرمایه‌گذاری‌ها باید در چارچوبی انجام شود که منفعت کلی همه کاربران شبکه را بیشینه می‌سازد. توسعه چنین چارچوبی همچنان ادامه دارد.

۱-۵ مطالعه بیشتر

Hunt S, Shuttleworth G, *Competition and Choice in Electricity*, Wiley, Chichester, 1996.

۱-۶ مسائل

۱-۱ با استفاده از تقسیم‌بندی Hunt و Shuttleworth، سطح رقابت را در ناحیه یا کشور خود یا منطقه‌ای که ازآن اطلاع کافی دارید مشخص کنید. درباره تفاوت‌های مشاهده شده بین مدل پایه و آنچه که در بازار آن ناحیه وجود دارد، بحث کنید.

[1] "boom-and-bust" cycles

۱-۲ شرکت‌های حاضر در بازار برق ناحیه (کشور) مورد بررسی در سؤال ۱-۱ را شناسایی کرده، نقش‌های اساسی هر یک از آنها را مطابق آنچه که در این فصل آمد، ارائه کنید و تفاوت‌های مشاهده شده را بیان نمایید. شرکت‌هایی را که از وضعیتی انحصاری در همه یا برخی از فعالیت‌های خود، برخوردارند، مشخص کنید.

۱-۳ نهادهای تنظیمی نظارت‌کننده بر تأمین برق در منطقه منتخب برای سؤال ۱-۱ را شناسایی کنید.

۱-٤ سازمان‌هایی که نقش مکمل در فعالیت‌های بهره‌بردار بازار و بهره‌بردار سیستم در ناحیه منتخب سؤال ۱-۱ دارند را مشخص نمایید.

۱-۵ دلایل به کارگیری بازار رقابتی برق یا یک مدل مشخص بازار برق، به شرایط محلی وابسته است. در مورد ناحیه منتخب سؤال ۱-۱ این دلائل را مورد بررسی قرار دهید.

۲ مفاهیم پایه اقتصاد

۲-۱ مقدمه

در این فصل، برخی مفاهیم نظریه اقتصاد خرد را که برای درک بهتر بازار برق لازم است، معرفی می‌کنیم. با استفاده از این فرصت، پاره‌ای از واژگان تخصصی اقتصاد را که امروزه استفاده از آنها در ادبیات مهندسی رو به افزایش است، توضیح می‌دهیم. البته گستره این فصل تنها به توضیح مختصر و مفید مطالب کاربردی محدود است و هدف، ارائه بحثی کامل و دقیق از اقتصاد خرد نمی‌باشد. خوانندگان علاقمند به مطالعه عمیق‌تر این مبحث، می‌توانند به متون تخصصی که فهرست آنها در انتهای همین فصل ارائه شده، مراجعه کنند.

همان‌گونه که در فصول بعد خواهیم دید، برق کالایی ساده نیست و بازارهای برق به مراتب از بازار محصولات دیگر پیچیده‌تر می‌باشند. به منظور حذف پیچیدگی‌های غیرضروری، بهتر دیدیم تا مفاهیم پایه‌ای اقتصاد خرد را با استفاده از مثال‌هایی غیرمرتبط با برق معرفی کنیم.

۲-۲ مبانی بازارها

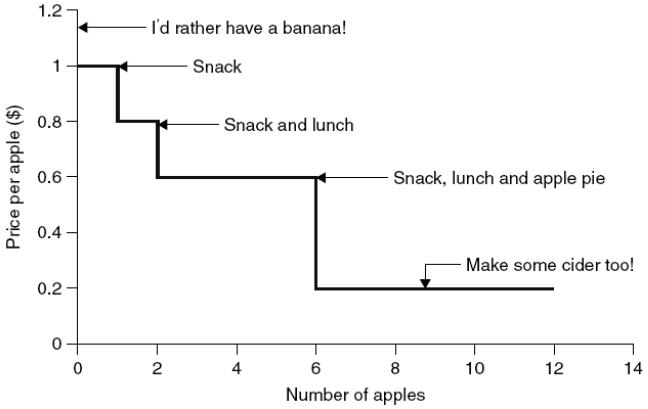
بازار از جمله ابداعات بسیار قدیمی است که در بیشتر تمدن‌ها یافت می‌شود. در طول سالیان بسیار، بازار از یک مکان ساده برای معامله پایاپای کالاها، به یک فضای مجازی با گردش الکترونیکی اطلاعات، تکامل یافته که در آن، معاملات تنها با فشار کلید موشواره رایانه قابل انجام می‌باشد. با وجود این تغییرات در فناوری، اصل زیربنایی بازارها تغییر نکرده است: بازار محلی برای ملاقات فروشندگان و خریداران با یکدیگر، جهت وقوع مبادلات تجاری است.

برای تشریح نحوه کارکرد بازارها، ابتدا مدلی برای توصیف رفتار مصرف‌کنندگان، و سپس مدل دیگری برای توصیف رفتار تولیدکنندگان ایجاد می‌کنیم. با ترکیب این دو مدل، می‌توان نشان داد که در چه شرایطی معاملات قابل انجام خواهند بود.

۲-۲-۱ مدل‌سازی مصرف‌کنندگان

۲-۲-۱-۱ تقاضای منفرد[1]

با یک مثال ساده آغاز می‌کنیم: فرض کنید که شما در نزدیکی یک بازار میوه و تره‌بار کار می‌کنید؛ به طوری که هر روز می‌توانید در وقت استراحت نیم‌روزی خود پیاده به آنجا بروید. در حالی که کشاورزان میوه و سبزی‌های متنوعی برای فروش در بازار عرضه می‌کنند، شما امروز به دنبال خرید سیب هستید. تعداد سیب‌هایی که می‌خرید، به قیمت امروز بازار بستگی دارد. قطعاً قیمتی وجود دارد که اگر قیمت امروز سیب از آن بالاتر باشد، خرید سیب را به بعد موکول خواهید کرد و یا اینکه میوه دیگری را جایگزین آن خواهید نمود. چنانچه سیب گران باشد، اما هنوز پایین‌تر از بالاترین قیمت قابل قبول شما باشد، احتمالاً تنها یک سیب خواهید خرید و آن را در مسیر بازگشت به سر کار خواهید خورد. چنانچه قیمت پایین‌تر باشد، ممکن است دو سیب بخرید تا یکی را اکنون و دیگری را هنگام ناهار تناول کنید. اگر قیمت سیب باز هم پایین‌تر باشد، ممکن است تصمیم بگیرید تا تعدادی سیب هم برای تهیه کیک سیب شام بخرید. در نهایت اگر امروز سیب به طور بی‌سابقه‌ای ارزان باشد، ممکن است فرصت استفاده از دستگاه آب‌میوه‌گیری را که



شکل ۲-۱ ارتباط نوعی میان قیمت سیب و تقاضای یک مشتری خاص

اخیراً هدیه گرفته‌اید، پیدا کنید. شکل ۲-۱ به طور خلاصه وابستگی میزان تقاضای سیب را به قیمت آن نشان می‌دهد. بر خلاف شهود درونی ما، مرسوم است که در این قبیل نمودارها محور عمودی را به قیمت اختصاص دهند. این منحنی نشان می‌دهد که قیمت کالا باید چقدر باشد تا

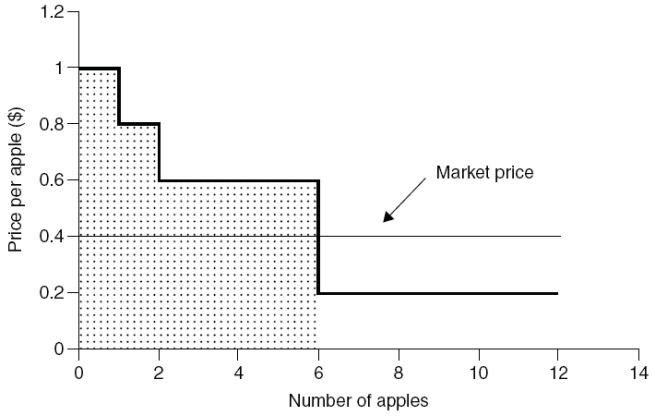
[1] Individual demand

مصرف‌کننده میزان مشخّصی از کالا را بخرد. این منحنی با این فرض رسم شده است که درآمد مصرف‌کننده و قیمت کالاهای دیگر ثابت می‌ماند.

ممکن است این انتقاد را به بحث بالا داشته باشید که کیفیت سیب‌ها نیز بر روی تصمیم شما برای خرید سیب تأثیرگذار است. این نکته مهمی است، و به همین دلیل فرض می‌کنیم که همه مشخصات غیرقیمتی کالای مورد نظر (نظیر نوع، اندازه و کیفیت) دقیقاً تعریف شده‌اند.

۲-۲-۱-۲ مازاد

فرض کنیم وقتی به بازار می‌رسید، قیمت هر سیب برابر $۰/٤ باشد. همان‌طور که شکل ۲-۲ نشان می‌دهد، در این قیمت، تصمیم به خرید شش سیب می‌گیرید. می‌توان *مازاد ناخالص مصرف‌کننده*[1] را که شما به عنوان مصرف‌کننده با خرید این سیب‌ها به دست می‌آورید، محاسبه کرد. محاسبات این‌گونه خواهند بود:



شکل ۲-۲ مازاد ناخالص خرید سیب

[1] Gross consumer's surplus

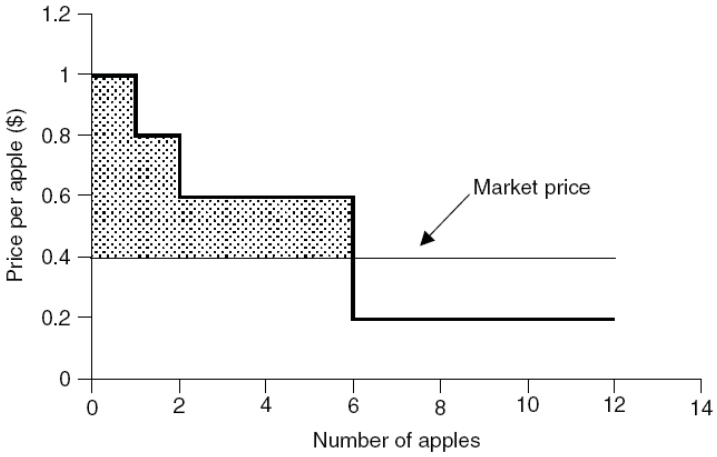
ارزش اولین سیب:	=۱×۱$	۱$
ارزش دومین سیب:	=۱×۰/۸$	۰/۸$
ارزش چهار سیب بعدی:	=۴×۰/۶$	۲/۴$
مازاد ناخالص:		۴/۲$

همان‌طور که شکل ۲-۲ نشان می‌دهد، مازاد ناخالص مصرف‌کننده، برابر با سطح زیر منحنی شکل ۲-۱ است. اگر چه ۶×۰/۴۰$=۲/۴$ را که باید برای خرید این سیب‌ها بپردازید، دیگر در اختیار نخواهید داشت. *مازاد خالص مصرف‌کننده*[1] (یا به اختصار، *مازاد مصرف‌کننده*) را به شکل اختلاف مازاد ناخالص مصرف‌کننده و هزینه خرید کالا تعریف می‌کنیم. به صورت گرافیکی، همان‌گونه که در شکل ۲-۳ نمایش داده شده است، مازاد خالص مصرف‌کننده برابر با مساحت محصور بین منحنی و خط افقی با عرض از مبدا قیمت بازار می‌باشد. مازاد خالص مصرف‌کننده بیانگر ارزش مازادی[2] است که شما با خرید همه سیب‌ها به قیمت بازاری یکسان به دست می‌آورید، اگرچه ارزشی که شما برای آن سیب‌ها قائل هستید (به جز آخرین سیب خریده شده) بیش از قیمت بازار می‌باشد.

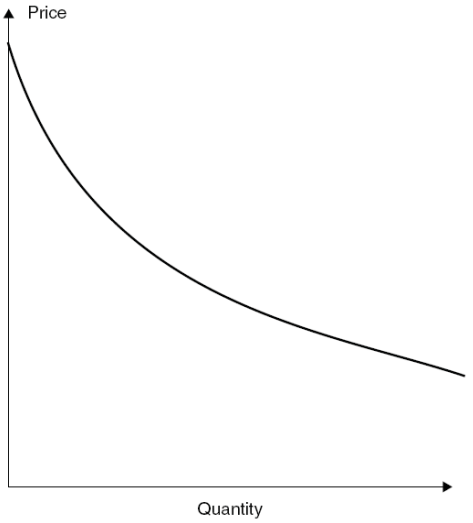
۲-۲-۱-۳ تابع تقاضا و عکس تابع تقاضا

بسیار غیرمحتمل است که تمامی مصرف‌کنندگانی که به بازار می‌روند به اندازه شما به سیب علاقه داشته باشند. برخی از آنها حاضرند بسیار بیشتر برای همان تعداد سیب بپردازند، در حالی که برخی دیگر تنها زمانی سیب می‌خرند که ارزان باشد. چنانچه مشخصات تقاضای تعداد زیادی از مصرف‌کنندگان را با هم ادغام کنیم، ناپیوستگی‌هایی که در منحنی‌های تصمیم‌گیری فردی وجود داشتند حذف شده، به یک منحنی هموار و پیوسته، مشابه آنچه که در شکل ۲-٤ نشان داده شده است، خواهیم رسید. این منحنی نشان‌دهنده عکس تابع تقاضای مجموعه مشتریان خواهد بود.

[1] Net consumer's surplus
[2] Extra value



شکل ۲-۳ مازاد خالص مصرف‌کننده ناشی از خرید سیب



شکل ۲-٤ ارتباط نوعی میان قیمت کالا و تقاضا برای این کالا از طرف گروهی از مصرف‌کنندگان.

این منحنی، بسته به دیدگاه، تابع تقاضا یا عکس تابع تقاضا نامیده می‌شود.

اگر q نشان‌دهنده میزان کالای مصرف شده و π قیمت کالا باشد، خواهیم داشت:

$$\pi = D^{-1}(q) \qquad (۱-۲)$$

اگر از جهتی دیگر به این منحنی بنگریم، تابع تقاضا برای این کالا را خواهیم داشت:

$$q = D(\pi) \qquad (۲-۲)$$

برای بیشتر کالاهای رایج، اگر نگوییم همه آنها، تابع تقاضا یک تابع نزولی است، یعنی با افزایش قیمت، میزان کالای مصرف‌شده کاهش می‌یابد. عکس تابع تقاضا، تفسیر اقتصادی مهمی دارد. برای یک سطح مشخص مصرف، این تابع بیان می‌کند که مصرف‌کنندگان چقدر حاضرند بپردازند تا میزان خرید خود از کالای مورد نظر را کمی افزایش دهند. این تابع همچنین بیان می‌کند که مصرف‌کنندگان در ازای چه میزان پول حاضرند مصرف خود را کمی کاهش دهند. صرف نکردن این میزان پول، برای این کالا به آنها اجازه می‌دهد تا از کالایی دیگر به میزان بیشتری بخرند و یا این که آن را برای خرید چیزی در آینده نگه دارند. به عبارت دیگر تابع تقاضا، بیانگر میزان *ارزش حدی*[1] است که مصرف‌کنندگان برای کالای مربوطه قائل هستند. شکل کلی نزولی این تابع نشان می‌دهد که معمولاً زمانی که مصرف‌کنندگان تنها میزان کمی از کالای مورد نظر را در اختیار دارند، حاضرند بهای بیشتری بپردازند تا میزان بیشتری از کالای مورد نظر را بخرند. با افزایش میزان مصرف، تمایل حدی مصرف‌کنندگان به پرداخت برای این کالا کاهش می‌یابد.

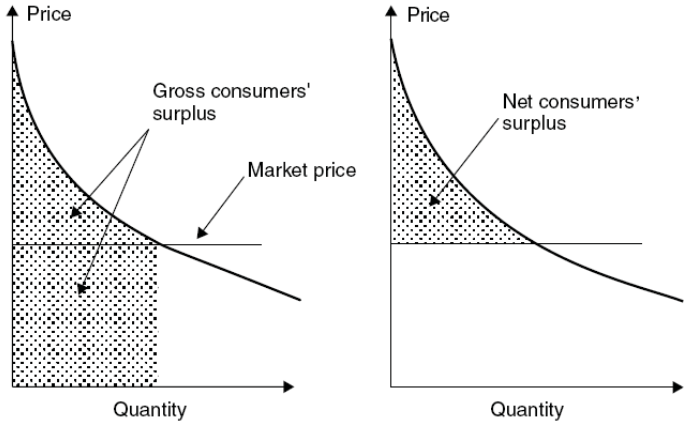
مفاهیمی را که در بالا برای مازاد خالص و ناخالص یک مصرف‌کننده منفرد بیان شد، می‌توان به مازاد خالص و ناخالص یک گروه از مصرف‌کنندگان نیز تعمیم داد. چنانکه شکل ۲-۵ نشان می‌دهد، مازاد ناخالص، با سطح زیر منحنی عکس تابع تقاضا که از راست به میزان کالای خریده شده با قیمت بازار محدود می‌شود، برابر است. مساحت محصور بین منحنی عکس تابع تقاضا و خط افقی با عرض از مبدا قیمت بازار، متناظر با مازاد خالص می‌باشد.

مفهوم مازاد خالص بسیار مهم‌تر از محاسبه یک مقدار مطلق برای این کمیت می‌باشد. محاسبه مقدار دقیق مازاد خالص بسیار مشکل است زیرا عکس تابع تقاضا به طور دقیق معلوم نمی‌باشد.

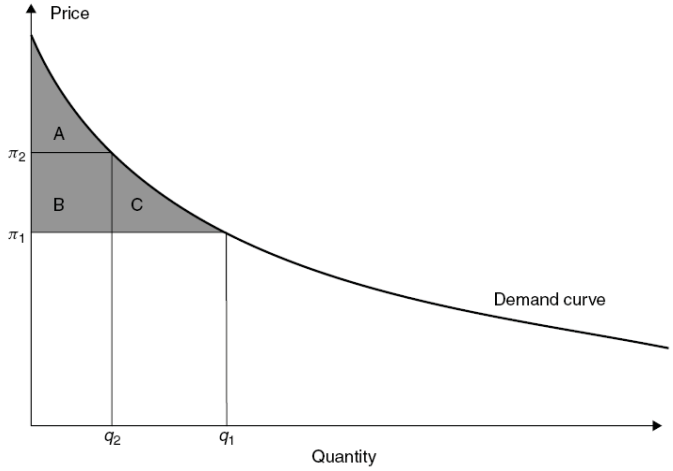
بررسی نحوه تغییر مازاد خالص با تغییر قیمت بازار بسیار جالب‌تر است. شکل ۲-٦ تغییر مازاد خالص ناشی از افزایش قیمت بازار را نشان می‌دهد. اگر قیمت بازار π_1 باشد، مصرف‌کنندگان میزان q_1 از کالای مورد نظر را می‌خرند و مازاد خالص برابر با مساحت قسمت سایه خورده خواهد بود. اگر قیمت بازار تا π_2 بالا رود، سطح مصرف به q_2 کاهش می‌یابد و مازاد خالص مصرف‌کنندگان به مساحت بخش شبه مثلثی A محدود می‌شود. این میزان کاهش در مازاد خالص، دو دلیل دارد. اول اینکه، چون قیمت بالاتر رفته میزان مصرف از q_1 به q_2 کاهش یافته است. این میزان کاهش در مازاد خالص، برابر مساحت بخشی است که با C علامت‌گذاری‌شده است. دلیل

[1] Marginal value

دوم اینکه، چون در این حالت مصرف‌کنندگان مجبورند بهای بیشتری برای میزان خرید q_2 بپردازند بخشی از مازاد خود را که در شکل با B علامت‌گذاری شده است، نیز از دست می‌دهند.



شکل ۲-۵ مازاد ناخالص مصرف‌کننده و مازاد خالص مصرف‌کننده



شکل ۲-۶ تغییرات مازاد خالص مصرف‌کننده با افزایش قیمت بازار

۲-۲-۱-۴ کشش تقاضا

افزایش قیمت یک کالا حتی به میزان کم، آشکارا سبب کاهش میزان تقاضا می‌شود، اما چقدر؟ برای پاسخ به این سؤال، می‌توانیم از مشتق منحنی تابع تقاضا ($dq/d\pi$) استفاده کنیم. استفاده مستقیم از این شیب، این مسأله را پیش می‌کشد که مقدار عددی آن، به واحدهای سنجش میزان کالا و قیمت وابسته است. بنابراین مقایسه پاسخ تقاضا به تغییرات قیمت برای کالاهای مختلف

غیرممکن خواهد بود. به منظور حذف این مشکل، *کشش قیمتی تقاضا*[1] را به صورت نسبت تغییرات نسبی در تقاضا به تغییرات نسبی در قیمت تعریف می‌کنیم:

$$\varepsilon = \frac{\frac{dq}{q}}{\frac{d\pi}{\pi}} = \frac{\pi}{q}\frac{dq}{d\pi} \qquad (۳-۲)$$

اگر درصد مشخصی تغییر در قیمت یک کالا، سبب تغییر درصدی بالاتر در تقاضا شود، تقاضا برای آن کالا، *کشش‌دار*[2] گفته می‌شود. از سوی دیگر، اگر تغییر نسبی در تقاضا کمتر از تغییر نسبی در قیمت باشد، تقاضا را *فاقد کشش* می‌نامیم. نهایتاً، چنانچه کشش برابر ۱− باشد تقاضا را دارای *کشش واحد*[3] می‌نامیم.

کشش تقاضا برای یک کالا تا حد زیادی به در دسترس بودن کالاهای جایگزین وابسته است. به عنوان مثال کشش تقاضا برای قهوه بسیار کمتر بود، اگر مصرف‌کنندگان انتخابی برای نوشیدن چای نداشتند.

زمانی که از کشش و جایگزینی صحبت می‌کنیم باید نسبت به مقیاس زمانی جایگزینی‌ها، دید شفاف و واضحی داشته باشیم. فرض کنید که در یک ناحیه، سیستم‌های متداول گرمایش، برقی باشند. در کوتاه‌مدت کشش قیمتی تقاضا برای برق بسیار اندک خواهد بود؛ زیرا مصرف‌کنندگان برای گرم‌ماندن، انتخاب دیگری غیر از برق ندارند. اما در بلندمدت می‌توانند اقدام به نصب سیستم‌های گرمایش گازی کنند و کشش قیمتی تقاضای برق بسیار افزایش خواهد یافت.

مفهوم محصولات جایگزین را می‌توان با تعریف کشش متقابل بین تقاضا برای کالای i و قیمت کالای j، کمّی‌سازی نمود:

$$\varepsilon_{ij} = \frac{\frac{dq_i}{q_i}}{\frac{d\pi_j}{\pi_j}} = \frac{\pi_j}{q_i} \times \frac{dq_i}{d\pi_j} \qquad (٤-۲)$$

در حالی که کشش یک کالا به قیمت آن (*کشش خودی*[4] آن) همواره منفی است، اما کشش‌های متقابل بین محصولات جایگزین مثبت هستند؛ زیرا افزایش قیمت یکی سبب تحریک و تشویق

[1] Price elasticity of demand
[2] Elastic
[3] Unit elastic
[4] Self-elasticity

تقاضا برای دیگر کالاها می‌شود. اگر دو کالا مکمل[1] یکدیگر باشند، آنگاه تغییر در تقاضای یکی با تغییر مشابه در تقاضای دیگری همراه خواهد بود. مشخص است که برق و گرم‌کننده‌های برقی مکمل یکدیگر هستند. کشش متقابل بین کالاهای مکمل منفی است.

۲-۲-۲ مدل‌سازی تولیدکنندگان

۲-۲-۲-۱ هزینه فرصت[2]

مدل ما برای رفتار مصرف‌کنندگان بر این فرضیه استوار بود که مصرف‌کنندگان قادرند میزان کالایی را که می‌خرند، انتخاب کنند. همچنین بیان کردیم که میزان مصرف به گونه‌ای است که در آن منفعت حدی مصرف‌کنندگان از این کالا، برابر قیمتی است که برای تأمین آن می‌پردازند. چنین بحثی را می‌توان مبنای تهیه مدل تولیدکنندگان نیز قرار داد.

یکی از تولیدکنندگان سیب را که سیب‌هایش را به بازاری که پیشتر با آن آشنا شدیم آورده، در نظر می‌گیریم. قیمتی وجود دارد که برای او فروش سیب به قیمت کمتر از آن، صرفه ندارد. او به دلایل متعددی به این نتیجه می‌رسد که این درآمد کافی نیست. اول اینکه، ممکن است آن درآمد از هزینه تولید سیب‌ها کمتر باشد. دوم اینکه، ممکن است این درآمد کمتر از درآمدی باشد که او می‌تواند از طریق دیگری- مثلاً با فروش سیب‌ها به کارخانه آب‌میوه‌سازی- استحصال کند. و نهایتاً اینکه او می‌تواند تصمیم بگیرد که همه منابع لازم برای تولید سیب (نظیر پول، زمین، ماشین آلات و زمان خودش) را به فعالیتی دیگر نظیر تولید گلابی یا تأسیس یک مسافرخانه اختصاص دهد. می‌توان همه این حالات را در این جمله خلاصه کرد که درآمد ناشی از فروش سیب‌ها کمتر از *هزینه فرصت* مرتبط با تولید سیب‌هاست.

۲-۲-۲-۲ تابع عرضه و عکس تابع عرضه

از سوی دیگر، چنانچه قیمت سیب‌ها در بازار بالاتر باشد، ممکن است تولیدکننده افزایش میزان سیب‌هایی که به بازار می‌آورد را دارای صرفه اقتصادی ببیند. سایر تولیدکنندگان، هزینه‌های فرصت متفاوتی دارند و بنابراین تصمیم می‌گیرند که در قیمت‌های متفاوتی میزان عرضه خود در بازار را تنظیم کنند. چنانچه میزان عرضه یک کالا توسط تعداد زیادی تولیدکننده را با یکدیگر

[1] Complement
[2] Opportunity cost

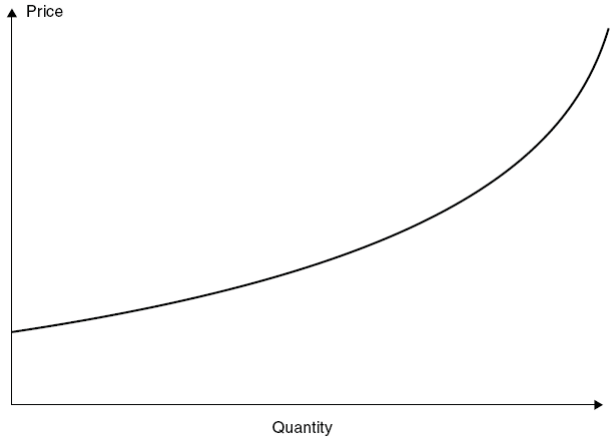
ادغام کنیم، به یک منحنی هموار صعودی مشابه آنچه که در شکل ۲–۷ نمایش داده شده است می‌رسیم. این منحنی نشان دهند *عکس تابع عرضه*[1] برای این کالاست:

$$\pi = S^{-1}(q) \qquad (۵-۲)$$

این تابع نشان‌دهنده قیمتی است که باید در بازار پدید آید تا برای مجموعه تولیدکنندگان عرضه میزان مشخصی از کالا در بازار به صرفه باشد. البته می‌توان به همین منحنی از زاویه دیگری نگریست و *تابع عرضه* را تعریف کرد که بیان‌کننده میزان کالای عرضه شده به عنوان تابعی از قیمت بازار است:

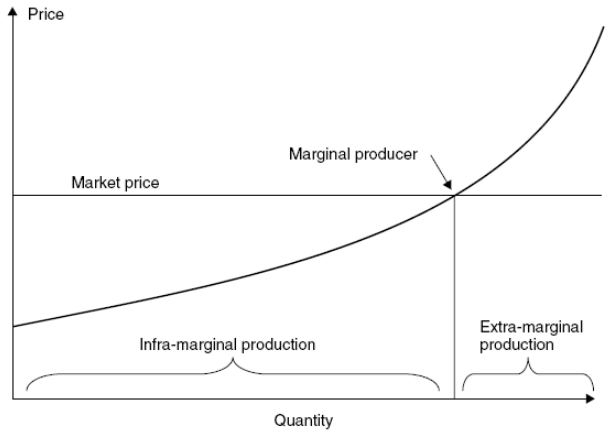
$$q = S(\pi) \qquad (۶-۲)$$

همان‌گونه که شکل ۲–۸ نشان می‌دهد کالاهایی که توسط تولیدکنندگان مختلف (یا توسط یک تولیدکننده ولی با ابزارهای مختلف) تولید شده‌اند در قسمت‌های مختلف منحنی عرضه قرار می‌گیرند. تولیدکننده حدی تولیدکننده‌ای است که هزینه فرصت او برابر قیمت بازار است. اگر قیمت بازار حتی به میزان کمی کاهش پیدا کند برای این تولیدکننده، دیگر ادامه تولید صرفه اقتصادی ندارد. تولید فوق حدی به تولیدی اطلاق می‌شود که اگر قیمت بازار افزایش یابد، صرفه اقتصادی به خود می‌گیرد. در سمت مقابل، هزینه فرصت تولید زیر حدی، از قیمت بازار پایین‌تر است. بنابراین این تولیدکنندگان می‌توانند تولیدات خود را به قیمتی بالاتر از حداقل قیمتی که برایشان صرفه اقتصادی دارد به فروش برسانند.



شکل ۲–۷ منحنی عرضه نوعی

[1] Inverse supply function



شکل ۲–۸ تولید حدی به گونه‌ای است که هزینه فرصت آن برابر با قیمت بازار است.

۲-۲-۲-۳ درآمد تولیدکنندگان

از آنجا که کل عرضه کالا بر اساس قیمت بازار انجام می‌شود، *درآمد تولیدکنندگان*[1] برابر با حاصل‌ضرب میزان کالای مبادله شده (q_1) در قیمت بازار (π_1) *می‌باشد*. این میزان برابر با سطح هاشور خورده در شکل ۲–۹ خواهد بود. *مازاد خالص تولیدکنندگان*[2] و یا به اختصار، *سود تولیدکنندگان*[3] از این واقعیت پدید می‌آید که همه کالاها (به جز تولید حدی) به قیمتی بالاتر از هزینه فرصت آنها مبادله می‌شوند. همان‌طور که شکل ۲–۱۰ نشان می‌دهد، این مازاد خالص یا سود، برابر مساحت بین منحنی عرضه و خط افقی با عرض از مبدأ قیمت بازار می‌باشد. تولیدکنندگانی که هزینه فرصت کمی دارند، در مقایسه با تولیدکنندگانی که هزینه فرصت بالایی دارند، نسبتاً سهم سود بیشتری را به خود اختصاص می‌دهند. تولیدکننده حدی هیچ سودی به دست نمی‌آورد.

شکل ۲–۱۱ نشان می‌دهد که افزایش قیمت بازار از π_1 به π_2 به دو طریق، مازاد خالص تولیدکنندگان را متأثر می‌سازد: سبب افزایش میزان عرضه به بازار از q_1 به q_2 می‌شود (سطح C) و باعث افزایش درآمد ناشی از عرضه میزان کالایی می‌گردد که در حالت اول در بازار عرضه کرده بودند (سطح B).

---

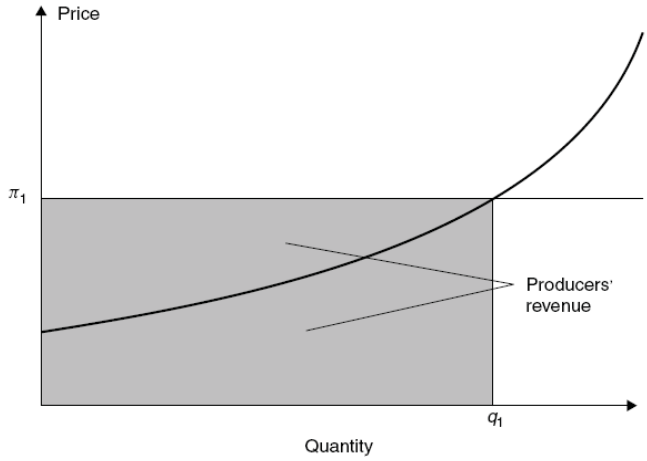
[1] Producers'revenue
[2] Producers' net surplus
[3] Producers' profit

۲-۲-۲-۴ کشش عرضه

افزایش در قیمت یک کالا، عرضه‌کنندگان را به آماده‌سازی میزان کالای بیشتر تشویق می‌کند. کشش قیمتی عرضه[1] این رابطه را کمّی‌سازی می‌کند. تعریف آن مشابه تعریف کشش قیمتی تقاضاست، با این تفاوت که این بار به جای مشتق تابع تقاضا از مشتق تابع عرضه استفاده می‌کنیم:

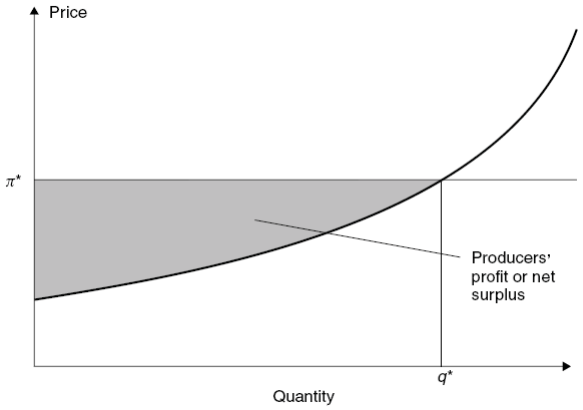
$$\varepsilon = \frac{\frac{dq}{q}}{\frac{d\pi}{\pi}} = \frac{\pi}{q} \times \frac{dq}{d\pi} \qquad (۷-۲)$$

کشش عرضه همواره مثبت است و معمولاً مقدار آن در بلندمدت بیشتر از کوتاه‌مدت است؛ زیرا در بلندمدت، تولیدکنندگان فرصتی کافی برای تقویت و گسترش ادوات تولید در اختیار دارند.

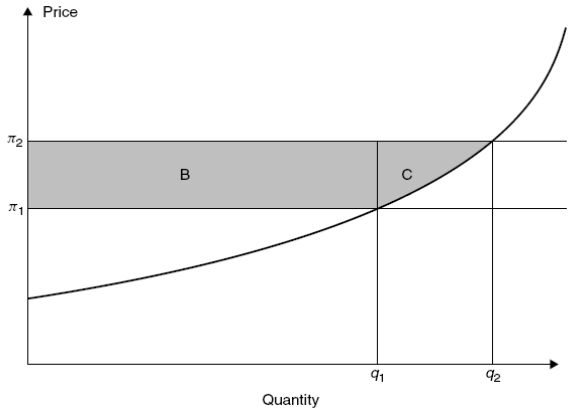


شکل ۲-۹ در آمد تولیدکننده برابر است با حاصل ضرب قیمت بازار π_1 در کمیت مبادله شده q_1

[1] Price elasticity of supply



شکل ۲-۱۰ سود یا مازاد خالص تولیدکنندگان، ناشی از توانایی آنها برای فروش کالا در قیمتی بالاتر از هزینه فرصت آنها



شکل ۲-۱۱ تغییر در سود یا مازاد خالص تولیدکننده در اثر تغییر قیمت بازار

۲-۲-۳ تعادل بازار

تا اینجا، مصرف‌کنندگان و تولیدکنندگان را جداگانه در نظر گرفتیم. اکنون زمان بررسی برهم‌کنش آنها در بازار فرا رسیده است. در این قسمت فرض می‌کنیم که عملکرد هیچ‌کدام از مصرف‌کنندگان و تولیدکنندگان نمی‌تواند بر روی قیمت بازار اثرگذار باشد. به عبارت دیگر، قیمت بازار برای همه بازیگران، کمیتی است که از بیرون بر آنها تحمیل می‌شود. اگر این فرض درست باشد، یک *بازار رقابتی کامل*[1] داریم. این فرض معمولاً برای بازارهای برق صحیح نیست. بنابراین در قسمت‌های

[1] Perfectly competitive market

بعد در این باره بحث خواهیم کرد که در حالتی که اقدامات برخی بازیگران می‌تواند بر روی قیمت بازار تاثیرگذار باشد، عملکرد بازار چگونه خواهد بود.

در یک بازار رقابتی، ترکیب اقدامات مصرف‌کنندگان از یک طرف و عملکرد عرضه‌کنندگان از سوی دیگر، قیمت بازار را تعیین می‌کند. *قیمت تعادل*[1] یا *قیمت تسویه بازار*[2] π^* به گونه‌ای است که در آن، میزان کالایی که عرضه‌کنندگان مایل به تأمین آن می‌باشند برابر همان میزان کالایی است که مصرف‌کنندگان مایلند بخرند. نتیجه اینکه این قیمت از حل معادله زیر حاصل می‌شود:

$$D(\pi^*) = S(\pi^*) \qquad (۸-۲)$$

این تعادل را همچنین می‌توان با استفاده از عکس تابع تقاضا و عکس تابع عرضه بیان کرد. بدین ترتیب که در نقطه تعادل بازار، کمیت تعادلی q^*، میزان کالایی است که قیمتی پرداختی مصرف‌کنندگان برای آن، برابر قیمتی است که تولیدکنندگان برای عرضه آن باید دریافت کنند:

$$D^{-1}(q^*) = S^{-1}(q^*) \qquad (۹-۲)$$

شکل ۲-۱۲ این مفاهیم را نمایش می‌دهد. تا اینجا نشان داده‌ایم که در نقطه تعادل بازار، رفتار مصرف‌کنندگان و عرضه‌کنندگان به نوعی با یکدیگر هماهنگ می‌باشد. اما هنوز نشان نداده‌ایم که این نقطه بیانگر یک تعادل پایدار است. برای نمایش این موضوع، نشان می‌دهیم که بازار به ناچار در این نقطه تسویه می‌شود. فرض کنید همان‌گونه که در شکل ۲-۱۳ نشان داده شده است، قیمت بازار، کمتر از قیمت تعادل باشد: $\pi_1 < \pi^*$، جایی که در آن میزان تقاضا از میزان عرضه بیشتر است. بناچار برخی از عرضه‌کنندگان متوجه می‌شوند که هنوز گروهی از مصرف‌کنندگان تأمین نشده‌اند و می‌توان کالای مورد نظر را با قیمتی بالاتر از قیمت فعلی به آنها فروخت. بنابراین میزان کالای مبادله شده و به همراه آن قیمت تا جایی افزایش می‌یابد که شرط تعادل برقرار گردد. مشابهاً اگر فرض کنیم قیمت بازار بیش از قیمت تعادل باشد، $\pi_2 > \pi^*$، میزان عرضه از میزان تقاضا بیشتر می‌باشد و بنابراین برخی از عرضه‌کنندگان نمی‌توانند همه کالای خود را به فروش برسانند. این عرضه‌کنندگان بناچار برای خروج از این وضعیت، میزان تولید خود را تا حدی کاهش می‌دهند که میزان کالایی که تولیدکنندگان مایل به فروش آن هستند برابر میزان کالایی بشود که خریداران مایل به خرید آن هستند.

---

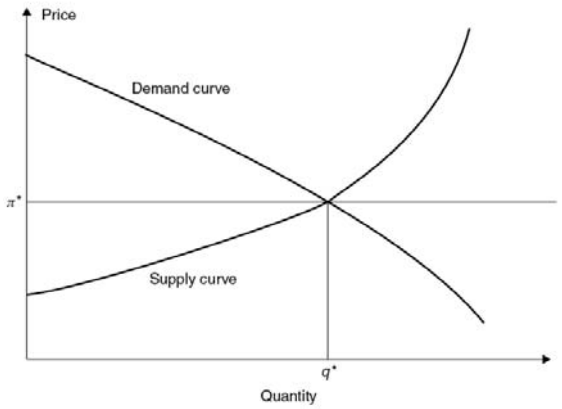
[1] Equilibrium price

[2] Market clearing price

۲-۲-۴ بهینگی پارتو[1]

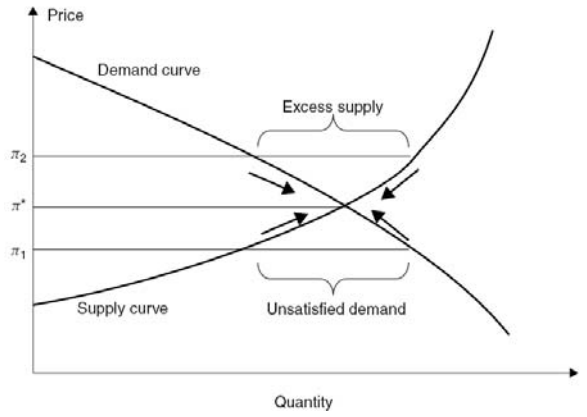
زمانی که یک سیستم تحت کنترل کامل یک نهاد باشد، طبیعتاً این نهاد سعی می‌کند که به نوعی سود خود از این سیستم را بهینه کند. از طرف دیگر زمانی که یک سیستم وابسته به تعاملات نهادهای مختلف با علائق مختلف باشد، بهینه‌سازی سنتی قابل استفاده نیست و به جای آن باید از *بهینگی پارتو* بهره گرفت. یک وضعیت اقتصادی را که در آن، افزایش سود هر یک از بازیگران بازار حتماً با کاهش سود بازیگر (بازیگران) دیگری همراه است، *بهینه پارتو* می‌گوییم.

وضعیت تعادل در یک بازار رقابتی، چه از نظر میزان کالای مبادله شده و چه از نظر نحوه تخصیص این میزان کالا، بهینه پارتو است. ابتدا به کمک شکل ۲-۱٤ میزان کالای مبادله شده را در نظر می‌گیریم. فرض کنیم میزان کالای مبادله شده برابر q باشد که کوچک‌تر از میزان کالای تعادلی q^* است. در این کمیت، بازیگری وجود دارد که که مایل است میزان بیشتری از کالا را با قیمت π_1 که کم‌تر از π_2 است بفروشد. همچنین بازیگر دیگری حاضر است هزینه آن میزان کالای اضافی را بپردازد. اگر این امکان وجود داشته باشد که یک معامله بین این دو بازیگر با هر قیمتی بین π_1 و π_2 انجام شود، هر دو بازیگر راضی‌تر خواهند بود. بنابراین اگر میزان کل مبادلات، کوچک‌تر از میزان کالای تعادلی q^* باشد، وضعیت، بهینه پارتو نیست. مشابهاً، هر مقداری افزون بر مقدار تعادلی، بهینه پارتو نیست؛ زیرا قیمتی که یک بازیگر حاضر است برای میزان کالای اضافی بپردازد، کمتر از قیمتی است که عرضه‌کننده برای تأمین آن مقدار طلب می‌کند.

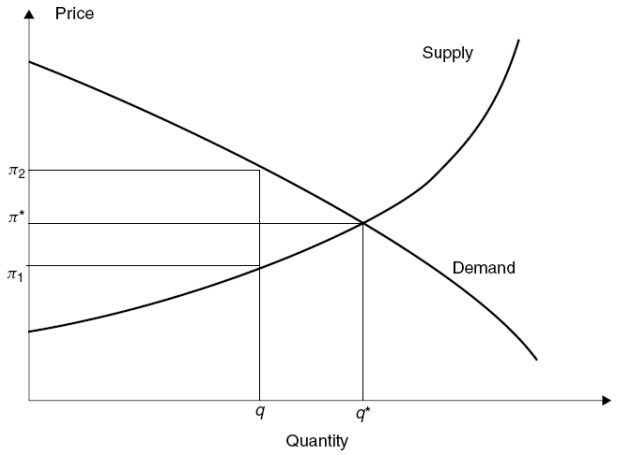


شکل ۲-۱۲ تعادل بازار

[1] Pareto efficiency



شکل ۲-۱۳پایداری تعادل بازار



شکل ۲-۱٤ بهینگی پارتو برای تعادل بازار

اکنون بهینه بودن تخصیص میزان کالاهای مبادله شده بین بازیگران مختلف را بررسی می‌کنیم. در یک بازار رقابتی، همه واحدهای یک کالای معین با یک قیمت معامله می‌شود و این قیمت، بیانگر نرخ حدی جایگزینی[1] این کالا با کالاهای دیگر است. تمایل مصرف‌کننده A برای پرداخت این قیمت، بدین معناست که او برای آخرین واحدی که از این کالا خریده است، بیش از کالاهای دیگر ارزش قائل است. از سوی دیگر، مصرف‌کننده B ممکن است تصمیم بگیرد که با این قیمت، بهتر است کالاهای دیگری را بخرد. حال فرض کنید که تخصیص کالاها به جای اینکه بر اساس

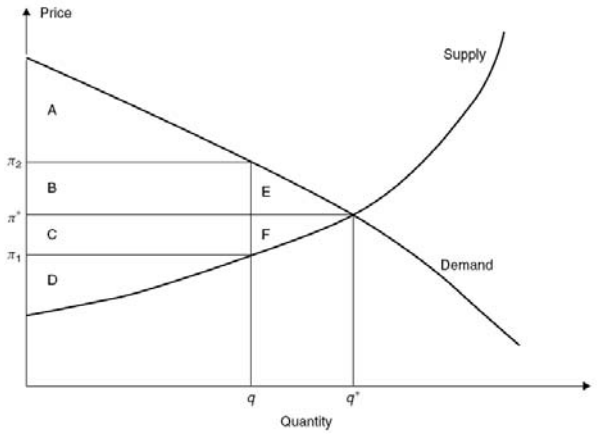
[1] Marginal rate of substitution

تمایل به پرداخت قیمت بازار انجام شود بر مبنای دیگری صورت پذیرد. ممکن است مصرف‌کننده A حاضر باشد ۱۰ دلار بپردازد تا علاوه بر آنچه تا به اینجا خریده است یک واحد دیگر از کالای مورد نظر به او اختصاص یابد. از سوی دیگر، تخصیص کالا به مصرف‌کننده B به شکلی صورت گرفته است که او برای آخرین واحدی که از کالای مورد نظر دریافت کرده است تنها به اندازه ۸ دلار ارزش قائل باشد. از آنجا که این دو مصرف‌کننده، برای یک واحد از کالایی یکسان، ارزش متفاوتی قائل هستند، چنانچه برای این یک واحد کالا معامله‌ای بین آن دو با هر قیمتی بین ۸ و ۱۰ دلار انجام شود، هر دو مصرف‌کننده به تعادل اقتصادی بهتری خواهند رسید. بنابراین بهینه پارتو تنها در صورتی قابل حصول است که کالاها بر اساس یک نرخ حدی جایگزینی یکسان تخصیص یابند؛ این حالت در یک بازار رقابتی رخ می‌دهد.

۲-۲-۵ رفاه عمومی[1] و زیان ثابت[2]

به مجموع مازاد خالص مصرف‌کنندگان و سود خالص تولیدکنندگان رفاه عمومی اطلاق می‌شود. این کمیت یک تعریف عددی از کل سود حاصل از معامله است. اکنون نشان می‌دهیم که چنانچه بازار رقابتی بتواند آزادانه به فعالیت بپردازد و قیمت از تقاطع منحنی عرضه و منحنی تقاضا حاصل شود، رفاه عمومی حداکثر مقدار خود را خواهد داشت. شکل ۲-۱۵ نشان می‌دهد که در این شرایط، مازاد مصرف‌کنندگان برابر مساحت بخش‌هایی است که با A، B و E مشخص شده‌اند و منفعت تولیدکنندگان نیز برابر مجموع مساحت بخش‌های C، D و F می‌باشد.

[1] Global welfare
[2] Deadweight loss



شکل ۲-۱۵ رفاه عمومی و زیان ثابت

گاهی دخالت‌های خارجی در بازار سبب می‌شوند که بازار از حالت رقابتی آزاد خارج شود و قیمت کالا در نقطه‌ای غیر از تعادل رقابتی تنظیم گردد. اولین نوع این دخالت‌ها ممکن است بدین صورت باشد که دولت به منظور حمایت از تولیدکنندگان، یک قیمت حداقل برای کالای مورد نظر تعیین کند. چنانچه این قیمت حداقل π_2 باشد که از قیمت رقابتی تسویه بازار π^* بیشتر باشد، قیمت بازار در π_2 تثبیت می‌گردد و سبب می‌شود تا مصرف‌کنندگان مصرف خود را از q^* به q کاهش دهند. در چنین شرایطی مازاد مصرف‌کنندگان به مساحت بخش A تقلیل می‌یابد، در حالی که مازاد تولیدکنندگان برابر مجموع مساحت بخش‌های B، C و D خواهد بود.

مشابهاً، دولت می‌تواند یک قیمت حداکثر، برای یک کالا تعیین کند. چنانچه این قیمت حداکثر برابر π_1 تعیین گردد که کمتر از قیمت رقابتی تسویه بازار π^* باشد، آنگاه تولیدکنندگان میزان تولید خود را به میزان q تقلیل خواهند داد. در این حالت، مازادی که عائد مصرف‌کننده می‌شود برابر با مجموع سطوح A، B و C می‌باشد؛ در حالی که مازاد تولیدکنندگان تنها به سطح D محدود خواهد بود.

و بالاخره، ممکن است دولت تصمیم به وضع مالیات بر روی این کالا بگیرد. اگر فرض کنیم که همه مالیات بر مصرف‌کنندگان تحمیل می‌شود، آنگاه بین قیمتی که مصرف کنندگان برای کالا می‌پردازند (π_2) با قیمتی که تولیدکنندگان دریافت می‌کنند (π_1) تفاوتی پدید می‌آید. تفاضل $\pi_2 - \pi_1$ برای هر واحد کالای مبادله شده، توسط دولت جمع‌آوری می‌شود. در این شرایط، دوباره میزان مصرف از q^* به q کاهش می‌یابد و مازاد مصرف‌کنندگان به مساحت A، و مازاد

تولیدکنندگان به مساحت بخش D محدود می‌شود. در این حالت، کل پولی که توسط دولت به عنوان مالیات جمع‌آوری می‌شود، با مجموع مساحت بخش‌های B و C برابری می‌کند.

بنابراین می‌توان گفت که دخالت‌های خارجی که در بالا عنوان شدند سبب می‌شوند که رفاه عمومی به ترتیب به نفع تولیدکنندگان، مصرف‌کنندگان یا دولت جابجا شود. متأسفانه همه این دخالت‌های خارجی در بازار اثر جانبی نامطلوبی به صورت کاهش رفاه عمومی دارند. این کاهش برابر مجموع مساحت بخش‌های E و F می‌باشد. این کاهش در رفاه اجتماعی، *زیان ثابت* نامیده می‌شود که ناشی از کاهش حجم مبادلات در بازار، در پی جابجا شدن قیمت است. دقت کنید که ما برای سادگی فرض کردیم که میزان کاهش تقاضا برای هر سه نوع دخالت خارجی در بازار یکسان است که قطعاً در عمل این‌گونه نخواهد بود.

در فصل بعد خواهیم دید که در برخی بازارها، قیمت انرژی الکتریکی نه از طریق تعاملات مستقیم مصرف‌کنندگان و تولیدکنندگان، بلکه از طریق یک محاسبات مرکزی تعیین می‌شود. به منظور بیشینه کردن منفعت حاصل از این معاملات، این محاسبات مرکزی باید از طریق بیشینه‌سازی رفاه عمومی، به نوعی، عملیات یک بازار آزاد را شبیه‌سازی کند.

۲-۳ مفهوم نظریه بنگاه

در این قسمت نگاه دقیق‌تری به رفتار بنگاه‌هایی خواهیم داشت که کالاهای مبادله شده در بازار را تولید می‌کنند.

۲-۳-۱ ورودی‌ها و خروجی‌ها

برای سادگی، بنگاهی را در نظر می‌گیریم که یک کالای واحد به میزان y را تولید می‌کند. بنگاه برای تولید این محصول، به برخی ورودی‌ها نیاز دارد که آنها را *مؤلفه‌های تولید*[1] می‌نامیم. این مؤلفه‌ها بسته به نوع محصول تولید شده توسط بنگاه، می‌توانند محدوده وسیعی را در بر بگیرند. آنها را می‌توان به دسته‌های متفاوتی نظیر مواد اولیه، نیروی کار، زمین، ساختمان یا تجهیزات طبقه‌بندی نمود. فرض می‌کنیم که بنگاه مورد نظر ما تنها به دو مؤلفه تولید نیاز داشته باشد. خروجی این بنگاه توسط *تابع تولید*[2] که بیانگر فناوری مورد استفاده بنگاه برای تولید کالای مورد نظر می‌باشد، به مؤلفه‌های تولید مرتبط است.

[1] Factors of production
[2] Production function

$$y = f(x_1, x_2) \qquad (۱۰-۲)$$

به عنوان مثال، y ممکن است نشان‌دهنده میزان گندم تولیدی یک کشاورز، x_1 میزان کود مصرفی و x_2 سطح زیر کشت او باشد.

برای داشتن تلقّی بهتری از شکل تابع تولید، فرض می‌کنیم که مؤلفه دومِ تولید، ثابت است و مؤلفه اول را به تدریج، افزایش می‌دهیم. در ابتدا محصول y با افزایش x_1 زیاد می‌شود. اما تقریباً برای همه کالاها و برای همه فناوری‌های تولید، نرخ افزایش تولید محصول y با زیاد شدن مؤلفه تولید x_1 کاهش می‌یابد. به این پدیده اصطلاحاً *قانون کاهش حدی تولید*[1] گفته می‌شود.

در مثال ما، میزان گندمی که کشاورز از یک مساحت ثابت زمین برداشت می‌کند، با افزایش کود مصرفی زیاد می‌شود. اما واضح است که از حدی به بعد، اثر کارایی کود کاهش می‌یابد. به طور مشابه می‌توان گفت که با گسترش زمین کشاورزی میزان گندم حاصله نیز افزایش می‌یابد. اما با بزرگ‌تر شدن زمین نرخ افزایش محصول کم می‌گردد؛ زیرا میزان کود ثابتی برای زمین بزرگ‌تری مصرف می‌شود.

۲-۳-۲ بلندمدت و کوتاه‌مدت

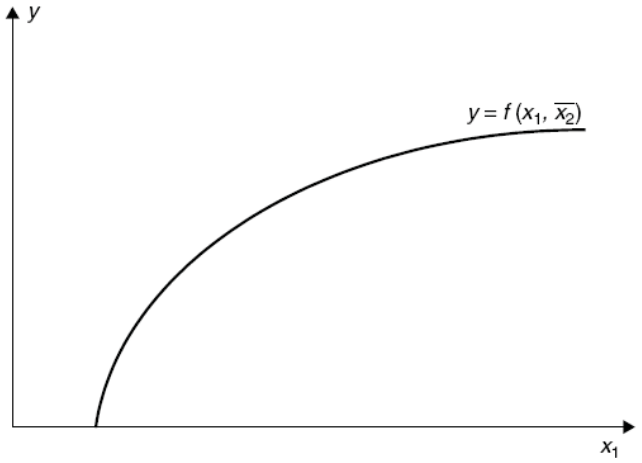
برخی از مؤلفه‌های تولید سریع‌تر از بقیه قابل تنظیم و تغییر هستند. برای مثال، یک باغدار می‌تواند میزان تولید سیب خود را با افزایش مصرف کودهای حیوانی بالا ببرد و یا اینکه از تعداد کارگر بیشتری برای چیدن میوه استفاده کند. این اقدامات، اثر خود را در برداشت آینده محصول نشان خواهد داد. همچنین این باغدار می‌تواند با کاشتن تعداد درخت بیشتر، تولید را افزایش دهد. در این حالت، نتایج این اقدام تنها پس از چند سال که درختان جدید به باروری می‌رسند، محقق می‌شود.

اما هیچ مرز زمانی مشخصی برای تفکیک کوتاه‌مدت از بلندمدت وجود ندارد. از دیدگاه اقتصاددانان، فاصله زمانی بلندمدت باید به قدر کافی طولانی باشد تا در طی آن، بتوان همه مؤلفه‌های تولید را تنظیم کرد. از سوی دیگر، در کوتاه‌مدت، برخی از مؤلفه‌های تولید ثابت هستند. برای مثال، اگر فرض کنیم که مولفه دوم تولید، دارای مقدار ثابت $\overline{x}_2$ باشد، تابع تولید به تابعی تک متغیره تبدیل خواهد شد:

$$y = f(x_1, \overline{x}_2) \qquad (۱۱-۲)$$

[1] Law of diminishing marginal product

شکل ۲-۱۶ شکل یک تابع تولید نوعی را نشان می‌دهد.



شکل ۲-۱۶ تابع تولید کوتاه‌مدت نوعی

معمولاً در کوتاه‌مدت، خروجی فقط به یکی از مؤلفه‌های تولید وابسته است. در این صورت به راحتی می‌توان تابع ورودی- خروجی را که همان عکس تابع تولید است، تعریف کرد:

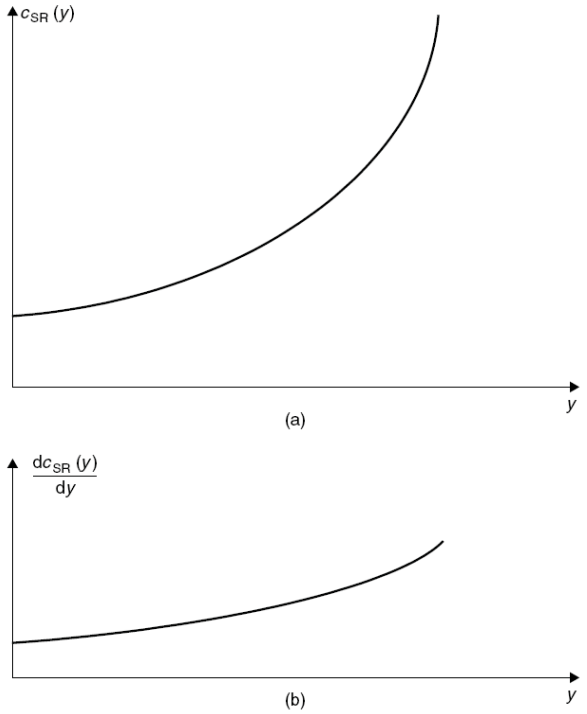
$$x_۲ = \overline{x}_۲ \text{ برای } x_۱ = g(y) \qquad (۱۲-۲)$$

تابع ورودی- خروجی نشان می‌دهد که به چه میزان از مؤلفه متغیر تولید نیاز است تا میزان مشخصی از کالای معین تولید شود. برای مثال، منحنی ورودی - خروجی یک نیروگاه حرارتی نشان می‌دهد که در هر ساعت به چه میزان سوخت احتیاج است تا بتوان میزان انرژی مشخصی توسط آن تولید نمود. می‌توان تابع هزینه[1] کوتاه‌مدت را به صورت زیر تعریف نمود:

$$c_{SR}(y) = w_۱.x_۱ + w_۲.\overline{x}_۲ = w_۱.g(y) + w_۲.\overline{x}_۲ \qquad (۱۳-۲)$$

که در آن، $w_۱$ و $w_۲$ به ترتیب هزینه هر واحد از مؤلفه‌های تولید $x_۱$ و $x_۲$ می‌باشند. شکل ۲-۱۷ (الف) یک تابع هزینه کوتاه‌مدت نمونه را نمایش می‌دهد. تحدب این منحنی به دلیل قانون کاهش حدی تولید می‌باشد. به دلیل این تحدب، مشتق تابع هزینه که *تابع هزینه حدی*[2] نامیده می‌شود یک تابع اکیداً صعودی از میزان تولید می‌باشد.

[1] Cost function
[2] Margina cost function



شکل ۲–۱۷ (الف) تابع هزینه کوتاه‌مدت نمونه و (ب) تابع هزینه حدی کوتاه‌مدت مربوطه

تابع هزینه حدی مرتبط با تابع هزینه شکل ۲–۱۷ (الف) در شکل ۲–۱۷ (ب) نمایش داده شده است. توجه کنید که اگر هزینه تولید، به دلار بیان شود آنگاه هزینه حدی بر اساس *دلار بر واحد تولید* خواهد بود. در یک سطح معین از تولید، مقدار عددی تابع هزینه حدی، نشان‌دهنده هزینه تولید یک واحد بعدی کالاست.

با استفاده از این توابع، می‌توانیم رفتار کوتاه‌مدت یک بنگاه در یک بازار رقابتی کامل را تعیین کنیم. در چنین بازاری هیچ بنگاهی نمی‌تواند بر روی قیمت بازار تأثیرگذار باشد. در نتیجه، تنها کاری که یک بنگاه می‌تواند انجام دهد تا سود خود را بیشینه نماید، تنظیم میزان محصولی است که در بازار عرضه می‌کند. از آنجا که سود به صورت اختلاف بین درآمدها و هزینه‌های بنگاه تعریف می‌شود، سطح بهینه تولید از حل مسأله زیر بدست می‌آید:

$$\max_{y}\{\pi.y - c_{SR}(y)\} \qquad (۱۴–۲)$$

در نقطه بهینه، باید داشته باشیم:

$$\frac{d\{\pi.y - c_{SR}(y)\}}{dy} = ۰$$

یا

$$\pi = \frac{dc_{SR}(y)}{dy} \qquad (۱۵-۲)$$

بنابراین بنگاه، تولید خود را تا جایی افزایش می‌دهد که هزینه حدی، برابر قیمت بازار شود. داشتن یک درک شهودی از این رابطه مفید است. اگر بنگاه در نقطه‌ای کار کند که در آن هزینه حدی تولید کمتر از قیمت فعلی بازار باشد، می‌تواند سود خود را با تولید یک واحد دیگر از کالا و فروش آن در بازار بالا ببرد. مشابهاً، اگر هزینه حدی تولید بنگاه، بالاتر از قیمت بازار باشد، بنگاه می‌توانست با تولید نکردن آخرین واحد از کالایی که در بازار فروخته است، مقداری در هزینه خود صرفه جویی کرده و سود خود را افزایش دهد.

تعریف یک تابع هزینه برای بلندمدت بسیار پیچیده‌تر است، زیرا در بلندمدت، بنگاه انعطاف‌پذیری بیشتری در تعیین نحوه تولید خود دارد. برای مثال، یک بنگاه می‌تواند تصمیم به خرید ماشین‌آلات گران‌تر بگیرد و در عوض هزینه نیروی کار خود را کاهش دهد، یا برعکس. بنابراین دیگر نمی‌توان با تابع تولید، همانند یک تابع تک متغیره رفتار کرد. البته ما فرض می‌کنیم که بنگاه، رفتاری بهینه از خود نشان دهد. بدین معنا که بنگاه در بلندمدت، ترکیبی از مؤلفه‌های تولید را که سبب تولید میزانی کالا با حداقل هزینه شود، انتخاب می‌کند. بنابراین تابع هزینه بلندمدت از حل یک مسأله بهینه‌سازی که به شکل زیر توصیف می‌شود، به دست می‌آید:

$$c_{LR}(y) = \min_{x_۱, x_۲}(w_۱.x_۱ + w_۲.x_۲)$$

به طوری که $f(x_۱, x_۲) = y$ (۱۶-۲)

که برای سادگی، تنها دو مؤلفه تولید را در نظر گرفته‌ایم.

در بخش اول این کتاب، از توابع هزینه کوتاه‌مدت استفاده خواهیم کرد، زیرا در آن با عملکرد یک سیستم قدرت موجود سروکار داریم. توابع هزینه بلندمدت، در دو فصل آخر این کتاب که توسعه سیستم قدرت را ملاحظه می‌کنیم، به کار می‌آیند.

۲-۳-۳ هزینه‌ها

در این قسمت، به تعریف اجزای مختلف هزینه تولید می‌پردازیم و منحنی‌های مختلف، برای مشخص کردن این اقلام هزینه‌ای را معرفی می‌نماییم.

برخی از مؤلفه‌های تولید در کوتاه‌مدت ثابت هستند. هزینه مرتبط با این مؤلفه‌ها مستقل از میزان تولید می‌باشد و به همین دلیل آنها را *هزینه‌های ثابت*[1] می‌نامند. برای مثال، اگر یک شرکت تولیدی، زمینی خریده و در آن یک نیروگاه احداث نموده باشد، هزینه زمین و احداث نیروگاه به میزان انرژی تولیدی نیروگاه وابسته نیست. از سوی دیگر، میزان سوخت مصرف شده توسط این نیروگاه، و تا حدی معین، نیروی انسانی لازم، به میزان انرژی تولیدی بستگی دارد. لذا سوخت و نیروی انسانی نمونه‌هایی از *هزینه‌های متغیر*[2] هستند. همین طور دسته سومی از هزینه‌ها وجود دارد که به آنها *هزینه‌های شبه ثابت*[3] گفته می‌شود. اینها هزینه‌هایی هستند که بر بنگاه، در هر میزان تولیدی که نیروگاه داشته باشد، تحمیل می‌شود و اگر نیروگاه هیچ تولیدی نداشته باشد، این اقلام هزینه‌ای هم حذف می‌شود. برای مثال، در مورد یک نیروگاه برق، هزینه سوخت مورد نیاز برای راه‌اندازی واحد، از این لحاظ که مستقل از میزان تولید واحد است، ثابت است؛ اما این هزینه راه‌اندازی در صورت خاموش ماندن واحد حذف می‌شود.

در بلندمدت، هیچ هزینه ثابتی وجود ندارد، زیرا بنگاه می‌تواند در مورد پرداخت بابت هر یک از مؤلفه‌های تولید، تصمیم بگیرد. اگر بنگاه تصمیم بگیرد که دیگر تولید نکند و از تجارت خارج شود، در حالت حدی، هزینه بلندمدت بنگاه می‌تواند صفر باشد. به اختلاف بین پولی که بنگاه برای یک مؤلفه تولید می‌پردازد، و پولی که در صورت فروش آن دارایی حاصل می‌گردد، *هزینه غیرقابل بازگشت*[4] گفته می‌شود. به عنوان مثال در مورد یک نیروگاه، هزینه زمینی که نیروگاه در آن ساخته شده است یک هزینه غیرقابل بازگشت نیست؛ زیرا زمین همواره قابل بازفروشی است و بنابراین یک *هزینه قابل بازیابی*[5] است. از سوی دیگر، اگر ادامه تولید با این نیروگاه، دیگر سودآور نباشد، اختلاف بین هزینه احداث نیروگاه و ارزش فروش تجهیزات، هزینه غیرقابل بازگشت می‌باشد.

۲-۳-۳-۱ هزینه‌های کوتاه‌مدت

اگر فرض کنیم که هزینه مؤلفه‌های تولید، ثابت باشد، توابع هزینه معرفی شده در قسمت قبل را می‌توان به صورت تابعی از سطح تولید محصول y بیان کرد:

---

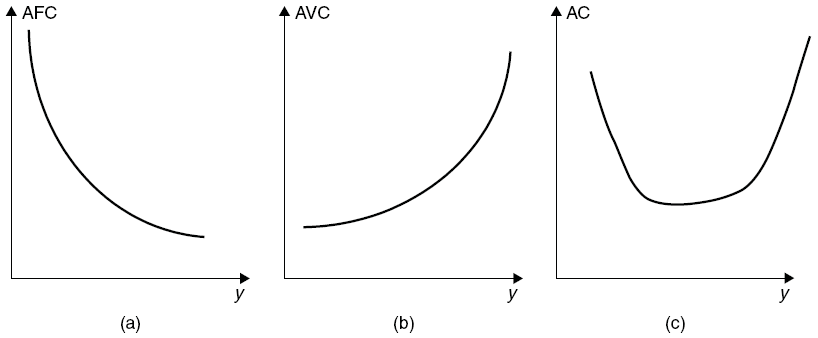
[1] Fixed costs
[2] Variable costs
[3] Quasi-fixed costs
[4] Sunk cost
[5] Recoverable cost

$$c(y) = c_v(y) + c_f \qquad (۲-۱۷)$$

که در آن $c_v(y)$ بیانگر هزینه متغیر، و c_f نشانگر هزینه ثابت است. تابع هزینه متوسط[1]، هزینه تولید برای یک واحد از محصول را مشخص می‌کند که برابر است با حاصل‌جمع *متوسط هزینه ثابت* و *متوسط هزینه متغیر*:

$$AC(y) = \frac{c(y)}{y} = \frac{c_v(y)}{y} + \frac{c_f}{y} = AVC(y) + AFC(y) \qquad (۲-۱۸)$$

حال، شکل این منحنی‌های هزینه متوسط را شرح می‌دهیم. از آنجا که هزینه‌های ثابت به میزان تولید بستگی ندارند، متوسط هزینه ثابت برای تولید صفر، برابر بی‌نهایت خواهد بود. با افزایش تولید، این هزینه‌های ثابت بر روی تولید بیشتری سرشکن می‌شود. بنابراین، منحنی متوسط هزینه ثابت همان‌گونه که در شکل ۲–۱۸ (a) نشان داده شده، یک تابع اکیداً نزولی است. هزینه‌های متغیر برای سطوح میانی تولید، به شکل خطی با افزایش سطح تولید بالا می‌رود. بنابراین متوسط هزینه متغیر، تقریباً ثابت است.



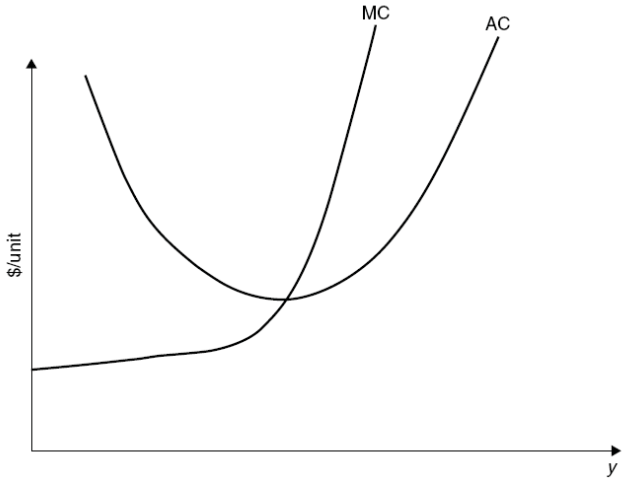
شکل ۲–۱۸ شکل نوعی توابع هزینه متوسط: (a) متوسط هزینه‌های ثابت (b) متوسط هزینه‌های متغیر (c) متوسط هزینه

اگر بتوان همگام با افزایش تولید، بهره‌وری تولید را بالا برد، آنگاه ممکن است متوسط هزینه متغیر با افزایش تولید کاهش بیابد. با این همه، چنانکه شکل ۲–۱۸ (b) نمایش می‌دهد، سرانجام هزینه متوسط تولید با افزایش سطح تولید بناچار بالا می‌رود. این افزایش در متوسط هزینه متغیر، به این دلیل است که معمولاً از حدی به بعد، مؤلفه‌های ثابت، تولید کالا را مقید می‌کنند. برای مثال، معمولاً می‌توان خروجی یک نیروگاه فعال را به بیش از ظرفیتی که نیروگاه برای آن طراحی شده

[1] Average cost function

است افزایش داد. اما این ممکن است مستلزم پرداخت اضافه‌کاری به کارگران، فاصله زمانی کمتر بین تعمیرات واحد و پذیرش رویّه‌هایی با کارایی کمتر باشد. همچنین در مورد یک نیروگاه برق، حداکثر کارایی معمولاً زمانی حاصل می‌شود که سطح تولید، کمتر از حداکثر ظرفیت نیروگاه است. منحنی هزینه متوسط، ترکیبی از دو اثر بالا را در بر دارد و همانند شکل ۲–۱۸ (c)، U شکل می‌باشد.

درک صحیح تفاوت هزینه متوسط و هزینه حدی بسیار ضروری است. هر دوی این کمیت‌ها بر اساس دلار بر واحد تولید، بیان می‌شوند؛ اما هزینه حدی، فقط هزینه آخرین واحد کالای تولید شده را نشان می‌دهد. در طرف دیگر، هزینه متوسط، هزینه مربوط به همه واحدهای کالای تولید شده تا کنون را نشان می‌دهد. از آنجا که هزینه‌های ثابت تغییر نمی‌کنند، سهمی در هزینه حدی ندارند. شکل ۲–۱۹ رابطه بین منحنی هزینه حدی و منحنی هزینه متوسط را نشان می‌دهد. برای سطوح پایین تولید، به دلیل اثر هزینه‌های ثابت، هزینه حدی کمتر از هزینه متوسط است. اما، برای سطوح بالای تولید، هزینه حدی بیش از هزینه متوسط است. زمانی که منحنی هزینه متوسط، در نقطه کمینه خود قرار دارد، منحنی هزینه حدی را قطع می‌کند.

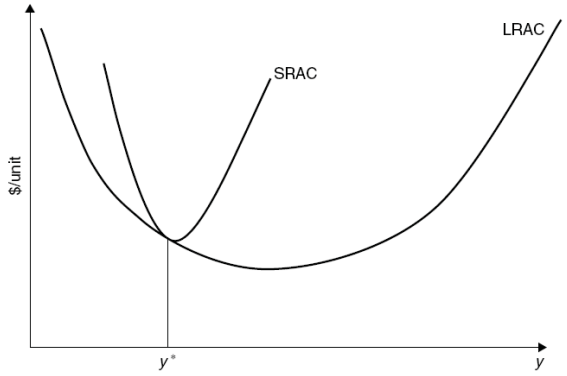


شکل ۲–۱۹ رابطه نوعی بین منحنی هزینه متوسط (AC) و منحنی هزینه حدی (MC)

۲-۳-۳-۲ هزینه‌های بلندمدت

در بالا بحث کردیم که در بلندمدت، هیچ هزینه ثابتی وجود ندارد؛ زیرا همه مؤلفه‌های تولید، قابل تغییرند و حتی بنگاه می‌تواند دست از تولید بکشد و از تجارت خارج شود. اما نوع فناوریِ

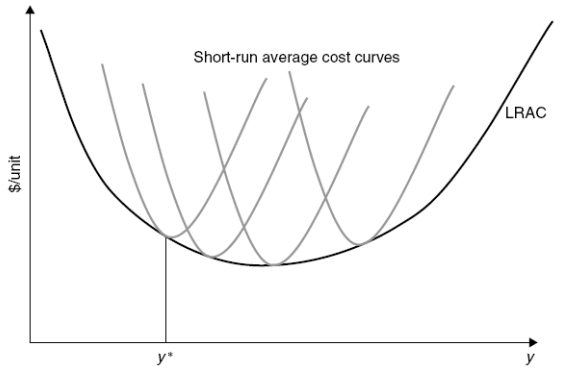
انتخاب شده برای تولید، ممکن است به گونه‌ای باشد که برخی هزینه‌ها را مستقل از میزان تولید، بر واحد تحمیل کند. در نتیجه، ممکن است برخی هزینه‌های شبه ثابت، در بلندمدت وجود داشته باشند. بنابراین منحنی متوسط هزینه بلندمدت، چنانکه در شکل ۲-۲۰ نشان داده شده است تقریباً U شکل خواهد بود. اما چه ارتباطی بین هزینه بلندمدت و هزینه کوتاه‌مدت وجود دارد؟ در بلندمدت می‌توانیم هزینه تولید را برای هر سطحی از تولید کمینه نماییم؛ زیرا می‌توانیم همه مؤلفه‌های تولید را تنظیم کنیم. از سوی دیگر، در کوتاه‌مدت، برخی از مؤلفه‌های تولید ثابت هستند. بنابراین هزینه تولید کوتاه‌مدت و هزینه تولید بلندمدت، فقط برای مقدار خروجی y^* که در آن مؤلفه‌های ثابت تولید بهینه شده‌اند، مساوی هستند. برای سطوح دیگر خروجی، هزینه کوتاه‌مدت بیش از هزینه بلندمدت می‌باشد. در نتیجه منحنی متوسط هزینه کوتاه‌مدت در بالای منحنی متوسط هزینه بلندمدت قرار می‌گیرد؛ مگر در مقداری از خروجی که در آن، مؤلفه‌های ثابت تولید بهینه شده‌اند. همان‌گونه که شکل ۲-۲۰ نشان می‌دهد، در نقطه مذکور، دو منحنی بر یکدیگر مماس هستند. البته ما می‌توانستیم ترکیبی دیگر از مؤلفه‌های ثابت تولید را به گونه‌ای تنظیم کنیم که هزینه تولید را برای سطوح دیگری از تولید، مانند y_1، y_2، y_3، ... و y_n کمینه کنند. به عبارت دیگر می‌توانستیم نیروگاه‌هایی با ظرفیت‌های دیگر احداث کنیم. برای هر ظرفیت تولید، متوسط هزینه بلندمدت و متوسط هزینه کوتاه‌مدت تنها به ازای ظرفیتی که نیروگاه برای آن طراحی شده است، مساوی خواهند بود. لذا همان‌طور که شکل ۲-۲۱ نشان می‌دهد، منحنی متوسط هزینه بلندمدت پوش پایینی منحنی متوسط هزینه کوتاه‌مدت است.



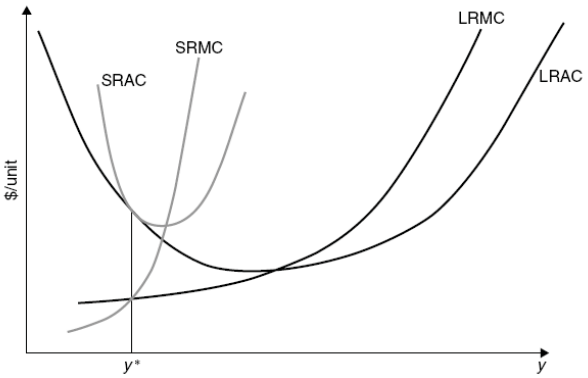
شکل ۲-۲۰ رابطه بین منحنی هزینه متوسط کوتاه‌مدت و منحنی هزینه متوسط بلندمدت؛ اگر عوامل ثابت تولید به گونه‌ای برگزیده شوند که هزینه تولید را برای مقدار y^* خروجی کمینه سازد.

زمانی که همه مؤلفه‌های تولید قابل تنظیم باشند، هزینه افزایش تولید به اندازه یک واحد، با استفاده از *منحنی هزینه حدی بلندمدت*[1] به دست می‌آید. شکل ۲-۲۲ دو مشاهده مربوط به این منحنی را شرح می‌دهد:

اول اینکه، هزینه‌های حدی بلندمدت و کوتاه‌مدت تنها برای سطح تولید y^* که در آن مؤلفه‌های ثابت تولید بهینه شده‌اند، برابر هستند.



شکل ۲-۲۱ منحنی هزینه متوسط بلندمدت (LRAC) پوش پایینی منحنی‌های هزینه کوتاه‌مدت است.



شکل ۲-۲۲ رابطه بین هزینه متوسط کوتاه‌مدت (SRAC)، هزینه حدی کوتاه‌مدت (SRMC)، منحنی هزینه متوسط بلندمدت (LRAC) و هزینه حدی بلندمدت (LRMC)

دوم اینکه، هزینه حدی بلندمدت و هزینه متوسط بلندمدت برای سطح تولیدی که در آن هزینه متوسط بلندمدت کمینه می‌شود، برابر هستند.

[1] Long-run marginal cost curve

تا وقتی که هزینه حدی بلندمدت، کمتر از هزینه متوسط بلندمدت است، هزینه متوسط بلندمدت با افزایش سطح تولید کاهش می‌یابد. هنگامی که هزینه متوسط، در حال کاهش است می‌گوییم تولید دارای *صرفه مقیاس*[1] است.

۲-۴ انواع بازارها

تا کنون به بازار، به عنوان سازوکاری برای برای تطابق عرضه و تقاضای یک کالا، از طریق دست‌یابی به یک قیمت تعادل، نگریستیم. حال، نحوه عملکرد یک بازار و چگونگی تأمین اهداف گوناگون به وسیله بازارهای مختلف را بررسی می‌نماییم.

علاوه بر توافق در مورد کیفیت، مقدار و قیمت کالا، سه مورد دیگر هم وجود دارد که برای شکل‌گیری یک معامله، فروشنده و خریدار باید در مورد آنها به توافق برسند:

* زمان تحویل کالا
* نحوه تسویه حساب
* هر گونه شرایطی که ممکن است به این معامله ضمیمه گردد.

بسته به نحوه توافق بین خریدار و فروشنده درباره این موارد، نوع قرارداد بین آنها و نوع بازاری که در آن شرکت کرده‌اند، مشخص می‌شود.

۲-۴-۱ بازار لحظه‌ای[2]

در یک بازار لحظه‌ای فروشنده فوراً کالا را تحویل می‌دهد و خریدار نیز در همان لحظه، بهای آن را می‌پردازد. تحویل کالا با هیچ شرطی همراه نیست. این بدین معناست که هیچ یک از دو طرف نمی‌تواند معامله را فسخ کند. یک بازار میوه و تره‌بار، مثال خوبی برای بازار لحظه‌ای است: شما کیفیت کالا را می‌سنجید و به فروشنده می‌گویید که چه مقدار خیار می‌خواهید، او مقدار درخواستی را به شما تحویل می‌دهد، شما بهای آن را پرداخت می‌کنید و معامله کامل می‌شود. اگر شما بعداً تصمیم بگیرید که بهتر است کاهو بخورید، احتمالاً به فکر پس دادن خیار و گرفتن پول خود نمی‌افتید. با یک نگاه سطحی، ممکن است قوانین چنین بازاری بسیار غیررسمی به نظر آید. در واقع، این قوانین به ظاهر غیررسمی، قرن‌ها سابقه را پشت خود دارند. بازارهای لحظه‌ای نوین برای کالاهایی چون نفت، قهوه یا جو، بسیار پیچیده‌تر هستند؛ زیرا حجم کالای مبادله شده در آنها،

[1] Economies of scale
[2] Spot market

بسیار بیشتر است و مبادله‌کنندگان به طریق الکترونیکی با یکدیگر ارتباط برقرار می‌کنند. اما اصول این بازارها کاملاً مشابه است.

یک بازار لحظه‌ای دارای مزیت فوری بودن است. در چنین بازاری، شخص به عنوان یک تولیدکننده، می‌تواند دقیقاً همان میزان کالایی را که موجود دارد بفروشد و به عنوان یک مصرف‌کننده، می‌تواند دقیقاً همان میزان کالایی را که نیاز دارد، بخرد. متأسفانه قیمت‌ها در بازار لحظه‌ای به سرعت عوض می‌شوند. یک افزایش ناگهانی در تقاضا (یا افت ناگهانی در تولید)، قیمت‌ها را بالا می‌برد؛ زیرا ممکن است میزان کالای آماده به تحویل فوری، محدود باشد. مشابهاً، تولید بیش از حد و یا تقاضای اندک، سبب افت قیمت می‌شود. بازارهای لحظه‌ای حتی نسبت به اخبار مربوط به میزان کالای آماده در آینده، واکنش نشان می‌دهند. مثلاً چنانچه برداشت فراوان یک محصول کشاورزی در آینده پیش‌بینی شود، اگر تعدادی کافی از مصرف‌کنندگان بتوانند تا آن زمان صبر کنند، این خبر می‌تواند سبب سقوط قیمت کالا در بازار لحظه‌ای شود. به طور کلی، تغییرات قیمت در بازار لحظه‌ای، اساساً قابل پیش‌بینی نیست زیرا اگر چنین می‌بود، بازیگران بازار هم آنها را پیش‌بینی می‌کردند.

تغییرات شدید و غیرقابل پیش‌بینی بودن قیمت یک کالا، شرایط را برای عرضه‌کنندگان و مصرف‌کنندگان سخت می‌کند. هر دو در تجارتی وارد شده‌اند و با ریسک‌های گوناگون مواجهند. آب و هوای بد یا آفت می‌تواند یک محصول کشاورزی را نابود کند. خرابی یک ماشین ممکن است تولید را متوقف سازد. یک اعتصاب ممکن است سبب توقف ارسال کالای آماده به تحویل، شود. در حالی که شرکت در یک تجارت، به معنای پذیرش برخی ریسک‌هاست، میزان ریسک بیش از حد، دوام یک تجارت را به خطر می‌اندازد. بنابراین بیشتر صاحبان صنایع و تجارت‌کنندگان سعی می‌کنند خود را کمتر در معرض ریسک‌های قیمت قرار دهند. مثلاً تولیدکننده یک کالا از اینکه مجبور به فروش کالای خود، با قیمتی بسیار پایین شود، می‌پرهیزد. مشابهاً، یک مصرف‌کننده مایل نیست به خرید یک کالای اساسی با قیمتی هنگفت مجبور شود. این تمایل به گریز از نوسانات بی‌رحمانه قیمت در بازارهای لحظه‌ای، سبب شکل‌گیری انواع دیگری از مبادلات و بازارها شده است. این بازارها در قسمت‌های بعدی تشریح می‌شوند.

۲-۴-۲ قراردادهای سلف[1] و بازارهای سلف[2]

تصور کنید که J. McDonald کشاورزی گندم‌کار است. با اینکه در اوایل تابستان به سر می‌بریم، او بسیار مطمئن است که در زمان برداشت، می‌تواند ۱۰۰ تن محصول تحویل دهد. از طرف دیگر، در مورد نوسانات قیمت بسیار نگران است. او ترجیح می‌دهد تا همین امروز، قیمت فروش محصول خود را قطعی کند تا دیگر نگران فروش محصول خود به قیمت کم در هنگام رسیدن محصول، نباشد. آیا او می‌تواند کسی را بیابد که حاضر به انجام چنین معامله‌ای باشد؟ درست همانند کشاورزان که نگران فروش محصول خود به قیمت کم هستند، شرکت غذایی PBF هم مایل نیست که گندم مورد نیاز خود برای تهیه کیک معروفش را با قیمتی بالا بخرد. اگر قیمت توافقی مناسبی موجود باشد، او حاضر است که قراردادی با McDonald کشاورز برای تحویل گندم در چند ماه بعد، امضا کند. این قرارداد سلف موارد زیر را معین می‌کند:

* کمیت و کیفیت گندمی که باید تحویل گردد
* تاریخ تحویل
* تاریخ پرداخت بهای کالا پس از تحویل آن
* جرایم عدم انجام تعهدات هر یک از طرفین
* قیمت پرداختی

اما چگونه کشاورز و شرکت صنایع غذایی، در حالی که حتی قیمت لحظه‌ای دارای تغییرات ناگهانی است، می‌توانند بر روی قیمت کالایی در چند ماه بعد توافق کنند؟ در اولین گام، هر یک از دو طرف به بهترین وجه ممکن، قیمت لحظه‌ای کالای مورد نظر در لحظه تحویل را تخمین می‌زنند. برای این تخمین، از اطلاعات مربوط به پیشینه قیمت لحظه‌ای و یا هر گونه اطلاعات دیگری که کشاورز یا شرکت صنایع غذایی در مورد میزان برداشت محصول، پیش‌بینی بلندمدت آب و هوا، و یا پیش‌بینی میزان تقاضای کالای مورد نظر دارند، استفاده می‌شود. از آنجا که بسیاری از این اطلاعات در اختیار عموم قرار دارد، بعید است که تخمین دو طرف در یک زمان مشخص، تفاوت چندانی داشته باشد. اما به دلیل موقعیتی که هر یک از دو طرف در چانه زنی دارند، ممکن است قیمت توافقی با مقدار تخمینی فرق داشته باشد. اگر McDonald کشاورز از رخ‌دادن یک قیمت بسیار پایین در بازار لحظه‌ای، نگران باشد، ممکن است با قیمتی پایین‌تر از مقدار مورد

[1] Forward contracts
[2] Forward markets

انتظارش از این قیمت بازار لحظه‌ای، موافقت کند. اختلاف بین انتظار او در مورد قیمت بازار لحظه‌ای و قیمتی که او برای قرارداد سلف می‌پذیرد، نشان‌دهنده امتیازی (پاداش ریسکی)[1] است که او حاضر است بپردازد تا از مواجهه با ریسک افت قیمت بگریزد. از سوی دیگر، اگر شرکت صنایع غذایی در برابر ریسک افزایش قیمت آسیب‌پذیر باشد، ممکن است McDonald کشاورز بتواند قیمتی را دریافت کند که از تخمین او برای قیمت بازار لحظه‌ای بیشتر است.

اگر قیمت لحظه‌ای در زمان تحویل، بالاتر از قیمت توافقی باشد، قرارداد سلف برای فروشنده، زیان و برای خریدار، سود در بر خواهد داشت. از سوی دیگر، اگر قیمت بازار لحظه‌ای کمتر از قیمت توافقی باشد، قرارداد سلف برای خریدار، زیان و برای فروشنده، سود به همراه داشته است. این سود و زیان‌ها، «سود و زیان‌های دفتری» می‌باشند؛ زیرا تنها بیانگر این واقعیت هستند که با معامله در بازار لحظه‌ای، یک طرف می‌توانست عملکرد بهتر و طرف دیگر می‌توانست عملکرد بدتر داشته باشد. به هر حال، زیان دفتری برای یک شرکت، سبب می‌شود تا در رقابت عقب بماند؛ زیرا رقبای او با قیمت بهتری به خرید یا فروش کالای مربوطه اقدام کرده‌اند.

قراردادهای سلف به طرفین این امکان را می‌دهد که به وسیله یک قیمت توافقی در معامله، ریسک قیمت را بین خود تقسیم کنند. در طول سالیان، این دو طرف، می‌توانند قراردادهای سلف مشابه با پاداش ریسکی بالاتر یا پایین‌تر از قیمت مورد انتظار برای بازار لحظه‌ای تنظیم کنند. اگر تخمین آنها از قیمت آینده بازار لحظه‌ای، بدون غرض باشد، اختلاف بین متوسط قیمت لحظه‌ای و متوسط قیمت سلف در بلندمدت، باید برابر متوسط پاداش ریسک باشد. بنابراین طرفی که پاداش ریسک را به دست می‌آورد، این امتیاز را در ازای پذیرش ریسک قیمت دریافت می‌کند.

حال به مثال خود باز می‌گردیم، فرض کنید که شرکت صنایع غذایی PGB همه ساله، با McDonald کشاورز، قرارداد سلفی با قیمتی پایین‌تر از قیمت مورد انتظار بازار لحظه‌ای گندم در زمان تحویل، منعقد می‌کند. در بلندمدت، شرکت باید از پذیرش این ریسک منتفع شود؛ اما در کوتاه‌مدت، چنانچه قیمت بازار لحظه‌ای در مسیر نادرستی حرکت کند، ممکن است که ضررهای هنگفتی را متحمل شود. برای کنار آمدن با این ضررها، باید پشتوانه مالی بسیار قوی داشته باشد و یا اینکه پاداش ریسک زیادی طلب کند. اگر این پاداش ریسک درخواستی، خیلی زیاد باشد، ممکن است McDonald کشاورز به این نتیجه برسد که انعقاد قرارداد سلف با این شرکت، صرفه اقتصادی ندارد. آیا احتمال دارد شرکت‌های دیگر صنایع غذایی پیشنهاد مناسب‌تری به او بدهند؟

[1] Premium

مشابهاً شرکت صنایع غذایی مذکور هم به دنبال کشاورزان دیگری خواهد گشت که حاضر به امضای قرارداد سلف می‌باشند. اگر تعداد کشاورزان و شرکت‌های صنایع غذایی که به قرارداد سلف تمایل دارند، به اندازه کافی زیاد باشد، یک بازار سلف برای گندم ایجاد می‌شود. وجود چنین بازاری به بازیگران این امکان را می‌دهد که به تعداد زیادی از بازیگران طرف مقابل دسترسی داشته باشند و به آنها کمک می‌کند تا تشخیص دهند که آیا قیمت پیشنهادی به آنها معقول هست یا نه.

در برخی موارد ممکن است طرفین بخواهند که بر روی همه جزئیات قرارداد سلف با یکدیگر مذاکره کنند. این رهیافت، زمانی معقول است که قرارداد برای مبادله میزان بسیار زیادی کالا در طول یک زمان زیاد بسته شود و یا اینکه شروط خاصی مورد مذاکره قرار گیرند. از آنجا که این مذاکرات، هزینه زیادی دارند، در بسیاری از قراردادهای سلف، از شرایط قراردادی استاندارد استفاده می‌شود. این استانداردسازی سبب می‌گردد که قراردادهای سلف، قابل بازفروشی باشند. مثلاً فرض کنیم که فروش کلوچه مخلوط بلژیکی تولید شده توسط شرکت PGB، مطابق پیش‌بینی‌ها نیست. لذا در طول تابستان، شرکت به این نتیجه می‌رسد که به همه گندمی که در قرارداد سلف خریده، نیاز نخواهد داشت. شرکت به جای اینکه تا تاریخ تحویل گندم، صبر کند و میزان مازاد بر نیازش را در بازار لحظه‌ای بفروشد، می‌تواند قراردادهای سلفی را که در اختیار دارد به شرکت‌های غذایی دیگر بفروشد. تولیدکنندگان دیگر در خلال بهار قرارداد می‌بندند. با گذشت تابستان، گروهی از آنان در می‌یابند که میزان توانایی تولید خود را زیاده از حد تخمین زده‌اند. اگر آنها نتوانند مقدار کالای قراردادی را برای تحویل آماده کنند، مجبورند میزان کمبود را در بازار لحظه‌ای بخرند. این تولیدکنندگان به جای اینکه به قیمت مناسب در بازار لحظه‌ای در زمان تحویل امیدوار باشند، می‌توانند از شرکت PGB قرارداد سلف بخرند تا میزان کمبود در پیش‌بینی خود را جبران کنند. قیمتی که اکنون قرارداد سلف، در آن خرید و فروش می‌شود، برابر قیمت فعلی بازار سلف برای زمان تحویل مشابه می‌باشد. بسته به پیش‌بینی بازار از نحوه تغییر قیمت لحظه‌ای، قیمت این بازفروشی قرارداد می‌تواند کمتر یا بیشتر از قیمت اولیه قرارداد به هنگام انعقاد آن باشد.

۲-۴-۳ قراردادهای آتیه[1] و بازار آتیه‌ها[2]

وجود یک بازار ثانویه[3] برای خرید و فروش قرارداهای سلف استاندارد، به مصرف‌کنندگان و تولیدکنندگان این امکان را می‌دهد که خود را در برابر نوسانات قیمت لحظه‌ای بهتر مدیریت کنند. شرکت در این بازارها، تنها به بنگاه‌هایی که مصرف‌کننده و یا تولیدکننده این کالا هستند، محدود نمی‌شود. حتی بنگاه‌هایی که نمی‌توانند در تحویل فیزیکی این کالاها نقشی داشته باشند، ممکن است بخواهند در این بازارها شرکت کنند. این بازیگران سوداگرانی[4] هستند که یک قرارداد برای تحویل در آینده را می‌خرند، به این امید که بتوانند در آینده آن را با قیمت بیشتری به فروش برسانند. مشابهاً یک سوداگر می‌تواند ابتدا یک قرارداد را بفروشد با این امید که در آینده قراردادی دیگر را به قیمت کمتر بخرد. از آنجا که این قراردادها به تحویل فیزیکی منجر نمی‌شوند، به جای قرارداد سلف، قراردادهای آتیه نام دارند. با نزدیک شدن زمان تحویل، سوداگران باید موقعیت خود را متعادل کنند، زیرا نمی‌توانند کالای مربوطه را تولید، مصرف و یا ذخیره کنند.

در اینجا ممکن است از خود بپرسیم که چرا یک شخص منطقی باید وارد این نوع از سوداگری شود. اگر بازارها به اندازه کافی رقابتی باشند و همه بازیگران به اطلاعات کافی دسترسی داشته باشند، قیمت سلف باید برآوردی اجماعی از قیمت لحظه‌ای را نشان دهد. بنابراین خرید کالا با قیمت کم به امید فروش آن با قیمت بالا، ممکن است بیشتر نوعی قمار به نظر برسد تا یک راهبرد تجاری استوار. بنابراین، برای یک سوداگری موفقیت‌آمیز، باید نسبت به بقیه از یک برتری برخوردار بود. معمولاً این برتری، ریسک‌پذیری بیشتر نسبت به سایر بازیگران است. در برخی از شرکتها، سهامداران، سودهای مطمئن، هرچند نه چندان بزرگ را انتظار دارند. بنابراین مدیریت این شرکت‌های ریسک‌گریز سعی می‌کند که خود را کمتر در معرض ریسک‌هایی قرار دهد که ممکن است به طور قابل توجهی از میزان سود مورد انتظار آنها بکاهد. از طرف دیگر، سهامداران شرکت‌های سوداگر کالا، به سودهای هنگفت امیدوارند؛ اما نباید از زیان‌های کلان احتمالی تعجّب کنند. بنابراین مدیریت این شرکت‌های ریسک‌پذیر، برای دست‌یابی به سودهای کلان، خود را در قبول ریسک‌های قابل توجه آزاد می‌بینند. یک شرکت ریسک‌گریز، برای اطمینان از حصول یک قیمت تثبیت شده کنونی، معمولاً قیمتی را می‌پذیرد که تا حدی بدتر از قیمتی است که شاید بعداً

---

[1] Future contracts
[2] Future markets
[3] Secondary market
[4] Speculator

بتواند بدست آورد. در طرف مقابل، یک سوداگر برای دست‌یابی به یک قیمت بهتر، حاضر است ریسک نوسانات قیمت در آینده را بپذیرد. اساساً می‌توان چنین گفت که شرکت‌های ریسک‌گریز به سوداگران (شرکت‌های ریسک‌پذیر) به خاطر تمایلشان برای خرید ریسک، تاوان می‌دهند.

همان‌طور که در قسمت مربوط به بازار لحظه‌ای بیان کردیم، تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان یک کالا، غیر از ریسک قیمت با ریسک‌های دیگری نیز مواجهند. بنابراین کاملاً مشتاقند که در قبال مواجهه کمتر با این ریسک‌های اضافی، به طرف دیگر پول بپردازند. یک سوداگر با ریسک‌های دیگری مواجه نیست و منابع مالی زیادی در اختیار دارد که او را در وضعیت بهتری برای ایجاد تعادل بین زیان‌ها و سودها در یک بازه بلندمدت قرار می‌دهد. به علاوه بیشتر سوداگران خود را تنها به یک کالا محدود نمی‌کنند. آنها از طریق شرکت در بازار کالاهای مختلف، ریسک خود را کمتر می‌کنند. اگرچه سوداگران از مبادلات خود سود می‌برند، کل بازار نیز در مجموع از حضور آنان منتفع خواهد شد؛ زیرا با حضور آنان تعداد و انواع بازیگران بازار زیاد می‌شود. بنابراین *بازیگران فیزیکی*[1] (یعنی کسانی که کالای مربوطه را تولید یا مصرف می‌کنند) راحت‌تر طرف مقابل خود را برای انجام معامله پیدا خواهند کرد. این افزایش *سیالیت*[2]، بازار را در تعیین قیمت کالا کمک می‌کند.

۲-۴-۴ قرارداد اختیار[3]

قراردادهای سلف و آتیه، هر دو از *قراردادهای قطعی*[4] هستند؛ بدین معنا که تحویل در آنها، بی‌قید و شرط است. هر فروشنده که نتواند میزان کالای مورد توافق را تحویل دهد، باید آن را در بازار لحظه‌ای بخرد. به طور مشابه، هر خریداری که نتواند همه کالایی را که برای آن قرار داد بسته است تحویل بگیرد، باید مازاد آن را در بازار لحظه‌ای به فروش برساند. به عبارت دیگر، عدم تعادل‌ها در زمان تحویل از طریق بازار لحظه‌ای اصلاح می‌شوند.

در برخی موارد ممکن است بازیگران مایل باشند که نوعی قرارداد با تحویل مشروط داشته باشند؛ بدین معنا که قرارداد تنها به شرطی اجرا شود که مالک آن قرارداد، اجرای آن را به نفع خود بداند.

---

[1] Physical participant
[2] Liquidity
[3] Option
[4] Firm contract

چنین قراردادهایی، *اختیار* نامیده می‌شوند و دو شکل کلی دارند: *اختیار خرید*[1] و *اختیار فروش*[2]. اختیار خرید به دارنده آن این اختیار را می‌دهد که میزان مشخصی از کالا را در قیمت مشخصی که آن را *قیمت اجرا*[3] می‌نامیم، بخرد. اختیار فروش به دارنده آن این اختیار را می‌دهد که میزان مشخصی کالا را با *قیمت اجرا* بفروشد. تصمیم مالک یک اختیار، برای اینکه حقوق قراردادی خود را به اجرا بگذارد، به قیمت بازار لحظه‌ای کالا بستگی دارد. در نوع اروپایی اختیار، اجرای اختیار تنها در تاریخ سررسید آن ممکن است؛ اما در نوع آمریکایی آن، اجرای اختیار در هر زمانی قبل از تاریخ سررسید، ممکن است. زمانی که یک قرارداد اختیار امضا می‌شود، فروشنده اختیار، مبلغ غیرقابل برگشتی به عنوان بهای اختیار[4] را از دارنده اختیار دریافت می‌کند.

۲-۴-۴-۱ مثال ۲-۱

در تاریخ ۱ ژوئن، شرکت PGB یک اختیار خرید برای ۱۰۰ تن گندم با تاریخ سررسید اول سپتامبر به قیمت اجرای ۵۰ دلار برای هر تن گندم، از McDonald کشاورز می‌خرد. در روز اول سپتامبر قیمت گندم در بازار لحظه‌ای ٦۰ دلار برای هر تن می‌گردد. برای شرکت، خرید گندم در بازار لحظه‌ای، ۱۰ دلار در هر تن، هزینه اضافی نسبت به اجرای اختیار در بر خواهد داشت. لذا این اختیار، ارزشی برابر با ۱۰۰۰=۱۰۰×۱۰ دلار خواهد داشت. در نتیجه این اختیار اجرا می‌شود: McDonald کشاورز ۱۰۰ تن گندم تحویل می‌دهد و شرکت هم برای هر تن، ۵۰ دلار می‌پردازد.
از سوی دیگر، اگر قیمت لحظه‌ای در اول سپتامبر کمتر از قیمت اجرای اختیار خرید باشد، اختیار فاقد ارزش خواهد بود و از بین می‌رود؛ زیرا خرید گندم در بازار لحظه‌ای برای شرکت ارزان‌تر تمام خواهد شد.

۲-۴-۴-۲ مثال ۲-۲

در تاریخ اول جولای، McDonald کشاورز یک اختیار فروش از نوع اروپایی آن برای ۱۰۰ تن گندم از شرکت GNWT می‌خرد. قیمت اجرای این قرارداد ۵۵ دلار برای هر تن و تاریخ سررسید آن اول سپتامبر می‌باشد. اگر در اول سپتامبر، قیمت بازار لحظه‌ای برابر ٦۰ دلار شود، McDonald کشاورز اختیار خود را اجرا نمی‌کند و به جای آن گندم خود را در بازار لحظه‌ای می‌فروشد. از

[1] Call option
[2] Put option
[3] Exercise price
[4] Option fee

طرف دیگر چنانچه قیمت بازار لحظه‌ای ۵۰ دلار برای هر تن گندم می‌گشت، آنگاه این قرارداد اختیار دارای ارزشی معادل ۵۰۰ = (۵۰ − ۵۵) × ۱۰۰ دلار می‌بود و بدون تردید به اجرا گذاشته می‌شد.

بنابراین می‌توان به یک قرارداد اختیار، به این دید نگریست که: دارنده آن، در مقابل این ریسک که مجبور به خرید کالا با قیمتی نامطلوب‌تر از قیمت لحظه‌ای باشد، خود را محافظت می‌کند. همچنین اختیار، دستِ دارنده آن را باز می‌گذارد تا معامله خود را با قیمتی که از قیمت اجرای اختیار بهتر است انجام دهد. فروشنده اختیار به جای دارنده آن، ریسک قیمت را می‌پذیرد، و در عوض برای پذیرش ریسک بهای اختیار را در زمان بستن قرارداد دریافت می‌کند. این بهای اختیار بیانگر یک هزینه غیرقابل بازگشت برای خریدار است و اینکه اختیار اجرا بشود یا نشود، تاثیری در آن ندارد.

شایان ذکر است که قراردادهای اختیار برای تحویل انرژی الکتریکی چندان متداول نیست. از طرف دیگر، قراردادهای بلندمدت برای تأمین ذخیره، غالباً هم شامل بهای اختیار و هم قیمت اجرا هستند و بنابراین عملکردشان همانند قراردادهای اختیار می‌باشد.

۲-۴-۵ قراردادهای مابه‌التفاوت[1]

گاهی تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان برخی کالاها مجبور هستند که تنها از طریق یک بازار مرکزی به مبادله کالا بپردازند. از آنجا که آنها اجازه ورود به قراردادهای دوجانبه را ندارند، نمی‌توانند از قراردادهای سلف، آتیه یا اختیار استفاده کنند، تا مواجهه خود با ریسک‌های قیمت را کاهش دهند. در چنین شرایطی، بازیگران معمولاً به *قراردادهای مابه‌التفاوت* که به موازات بازار مرکزی اجرا می‌شوند، حرکت می‌کنند. در یک قرارداد مابه‌التفاوت، دو طرف درباره میزان مشخصی کالا و نیز قیمت آن توافق می‌کنند و سپس همانند دیگران در بازار مرکزی شرکت می‌کنند. زمانی که انجام مبادلات در بازار مرکزی کامل شد، قرارداد مابه‌التفاوت به صورت زیر تسویه می‌شود:

* اگر قیمت توافقی[2] در قرارداد بیش از قیمت بازار مرکزی باشد، خریدار به فروشنده حاصل‌ضرب تفاوت این دو قیمت در میزان کالای تعیین شده در قرارداد را می‌پردازد.

[1] Contracts for difference
[2] Strike price

* اگر قیمت توافقی کمتر از قیمت بازار باشد، فروشنده به خریدار حاصل‌ضرب تفاوت این دو قیمت در میزان کالای تعیین شده در قرارداد را می‌پردازد.

بنابراین در عین اینکه دو طرف در بازار مرکزی شرکت می‌کنند، قرارداد مابه‌التفاوت، آن دو را از قیمت بازار مرکزی ایزوله می‌کند. یک قرارداد مابه‌التفاوت را می‌توان ترکیبی از یک اختیار خرید و اختیار فروش با قیمت‌های اجرای یکسان دانست، به جز در حالتی که قیمت بازار برابر قیمت توافقی باشد، حتماً یکی از این دو اختیار به اجرا گذاشته خواهد شد.

۲-۴-۵-۱ مثال ۲-۳

شرکت فولاد Syldavia نیازمند است که برق خود را از بازار برق مرکزی Syldavia بخرد. از آنجا که قیمت برق در این بازار بسیار نوسانی است و این شرکت می‌خواهد از مواجهه خود با ریسک‌های قیمت بکاهد، تصمیم می‌گیرد که با شرکت تولید برق QEG قرارداد مابه‌التفاوت منعقد کند. این قرارداد برای ۵۰۰ مگاوات و با قیمت ۲۰ دلار به ازای هر مگاوات ساعت و برای کل ساعات روز در یک دوره یک ساله بسته می‌شود. فرض کنیم که قیمت بازار برای یک ساعت مشخص از دوره مبادله برابر ۲۲$/MWh باشد. شرکت فولاد Syldavia ۱۱۰۰۰=۵۰۰×۲۲ دلار در بازار برق مرکزی، برای خرید ۵۰۰MW در آن ساعت پرداخت می‌کند. شرکت برق QEG هم ۱۱۰۰۰=۵۰۰×۲۲ دلار از بازار برق مرکزی به خاطر تولید ۵۰۰ مگاوات ساعت برق طی ساعت مربوطه دریافت می‌کند. برای تسویه قرارداد ما به التفاوت، شرکت QEG ۱۰۰۰=۵۰۰×(۲۰-۲۲) دلار به شرکت فولاد Syldavia می‌پردازد. بنابراین هر دو طرف ۵۰۰ مگاوات برق را با قیمت مؤثر ۲۰$/MWh ساعت معامله کرده‌اند. اگر قیمت بازار کمتر از ۲۰$/MWh بود، آنگاه شرکت فولاد Syldavia اختلاف را به شرکت برق QEG پرداخت می‌کرد.

۲-۴-۶ مدیریت ریسک قیمت

بنگاه‌هایی که میزان زیادی از یک کالا را تولید یا مصرف می‌کنند با ریسک‌های مختلفی مواجهند و عموماً می‌کوشند که از طریق استفاده از ترکیبی از قراردادهای سلف، آینده، اختیار و مابه‌التفاوت، موقعیت خود را در برابر ریسک‌های قیمت تثبیت کنند. بازارهایی برای این قراردادهای گوناگون برای همه کالاهای اساسی ایجاد می‌شود. بنگاه‌ها از بازار لحظه‌ای تنها برای جبران انحرافات غیرقابل پیش‌بینی در میزان تولید یا مصرف خود استفاده می‌کنند. در نتیجه میزان مبادلات در بازار لحظه‌ای تنها درصد کمی از مبادلات در بازارهای دیگر را در بر می‌گیرد.

با اینکه ممکن است میزان مبادلات در بازار لحظه‌ای بسیار اندک باشد، اما قیمت بازار لحظه‌ای سیگنالی است که همه بازارهای دیگر را تحریک می‌کند. از آنجا که بازار لحظه‌ای، نزدیک‌ترین بازار به زمان حال است، قیمت بازار لحظه‌ای معیار خوبی برای ارزیابی انتخاب‌های مختلف است. در نتیجه یک افزایش مداوم در قیمت بازار لحظه‌ای سبب می‌شود که قیمت در بازارهای دیگر هم افزایش یابد و بر عکس، کاهش مداوم قیمت در بازار لحظه‌ای، قیمت در بازارهای دیگر را نیز پایین می‌آورد.

۲-۴-۷ کارایی بازار[1]

نظریه تشریح شده در ابتدای این فصل، چنین بیان می‌کند که اگر دو بازیگر، ارزش متفاوتی برای یک کالا قائل باشند، آنگاه یک مبادله بین آن دو می‌تواند رخ دهد. برای انجام سریع و آسان این معامله، بازار باید *سیال*[2] باشد. این بدین معناست که باید همواره تعداد بازیگران کافی برای خرید و فروش کالای مربوطه، در بازار حضور داشته باشند. همچنین لازم است که سازوکار مطمئنی برای تعیین قیمت بازار وجود داشته باشد. سازوکارهای مناسب برای انتشار گسترده اطلاعات صحیح و غیرمخدوش در ارتباط با شرایط بازار، از ملزومات غیرقابل حذف فرایند تعیین قیمت هستند. همچنین هر چه عملکرد بازار شفاف‌تر باشد، بازیگران نسبت به عادلانه بودن بازار اطمینان بیشتری خواهند داشت. نکته آخر اینکه هزینه مربوط به انجام معاملات (نظیر قیمت دادن، هزینه‌های مدیریتی بازار و هزینه‌های مربوط به گردآوری اطلاعات بازار) درصدی از هزینه‌های هر مبادله را در بر می‌گیرد. اگر کالای مورد معامله از نظر کمی و کیفی استاندارد باشد، این هزینه‌ها به طور قابل توجهی کاهش خواهند یافت. چنانچه بازاری این معیارها را برآورده سازد، *کارا*[3] نامیده می‌شود.

[1] Market efficiency
[2] Liquid
[3] Efficient

۲-۵ بازارهای با رقابت ناکامل[1]

۲-۵-۱ قدرت بازار[2]

تا کنون فرض کردیم که هیچ یک از بازیگران بازار این توانایی را ندارد که با اقدامات انفرادی خود، بر روی قیمت بازار تأثیر بگذارد. این فرض زمانی صحیح خواهد بود که تعداد بازیگران بازار زیاد باشد و هیچ کدام سهم قابل ملاحظه‌ای از میزان مصرف یا تولید کالای مربوطه را در اختیار نداشته باشد. در این شرایط هر عرضه‌کننده‌ای که قیمتی بیشتر از قیمت بازار را مطالبه کند، و هر مصرف‌کننده‌ای که قیمتی زیر قیمت بازار را پیشنهاد کند از بازار کنار گذاشته می‌شود؛ زیرا دیگر بازیگران می‌توانند جای آنها را در بازار بگیرند. در نتیجه قیمت از طریق برهم‌کنش‌های مجموعه مصرف‌کنندگان و عرضه‌کنندگان تعیین می‌شود. بازاری که همه بازیگران آن پذیرای قیمت باشند بازار با رقابت کامل[3] نامیده می‌شود. دست‌یابی و یا نزدیک شدن به شرایط رقابت کامل از دیدگاه عمومی به عنوان یک هدف مطلوب شناخته می‌شود؛ زیرا این اطمینان را حاصل می‌کند که هزینه حدی تولید، برابر ارزش حدی کالاها برای مصرف‌کنندگان خواهد بود. چنین وضعیتی هر دو سوی بازار را به داشتن رفتاری کارا تشویق می‌کند.

بازارهای محصولات کشاورزی از بهترین مثال‌های رقابت کامل هستند؛ زیرا تعداد تولیدکنندگان کوچک و مصرف‌کنندگان کوچکِ یک کالای یکسان، بسیار زیاد می‌باشد. برای بسیاری از کالاهای دیگر برخی از تولیدکنندگان و یا مصرف‌کنندگان، سهمی از بازار را در کنترل خود دارند که می‌تواند برای آنها قدرت بازار را به همراه داشته باشد. این شرکت‌کنندگان در بازار، بازیگران راهبردی[4] نام دارند. همان‌گونه که مثال بعد نشان خواهد داد، قیمت بازار می‌تواند از طریق احتکار کمیت (احتکار فیزیکی[5]) و یا از طریق بالا بردن قیمت درخواستی (احتکار اقتصادی[6]) دستکاری شود.

---

[1] Imperfect competition
[2] Market power
[3] Perfect competition
[4] Strategic player
[5] Physical withholding
[6] Economic withholding

۲-۵-۱-۱ مثال ۲-۴

فرض کنید که یک بنگاه ۱۰ دستگاه را با قیمت بازار معادل ۱۸۰۰ دلار به ازای هر دستگاه می‌فروشد. بنابراین درآمد او از طریق فروش این دستگاه‌ها برابر ۱۸۰۰۰ دلار خواهد بود. اگر این بنگاه تصمیم بگیرد که فقط نه دستگاه به بازار عرضه کند و این کار باعث افزایش قیمت بازاری این دستگاه شود، آنگاه می‌گوییم که این بنگاه دارای قدرت بازار است. اگر قیمت به ۲۰۰۰ دلار افزایش پیدا کند بنگاه همان درآمد را خواهد داشت؛ اگرچه تعداد کمتری دستگاه را فروخته است. علاوه بر این، سود بنگاه افزایش می‌یابد؛ زیرا فقط هزینه تولید نه دستگاه را به جای ده دستگاه متحمل می‌شود.

به جای خودداری از تولید، این بنگاه می‌توانست نه دستگاه را با قیمت ۱۸۰۰ دلار و دستگاه آخر را با قیمت بالاتر به بازار عرضه کند، به این امید که دستگاه آخر به فروش برسد و سود او را بالا ببرد.

۲-۵-۲ مدل‌های رقابت ناکامل

در یک بازار با رقابت کامل، قیمت بازار، پارامتری است که بنگاه‌ها کنترلی بر روی آن ندارند. معادله (۲-۱۵) ما را بدین جا رساند که در یک بازار با رقابت کامل، هر بنگاه باید تولید خود را تا جایی افزایش دهد که هزینه حدی تولید او برابر قیمت بازار شود. زمانی که رقابت، کامل نیست، هر بنگاه باید ملاحظه کند که کمیت کالای تولیدی او چه تأثیری روی قیمت بازار خواهد گذاشت. همچنین بر عکس، باید در نظر بگیرد که چگونه قیمت انتخابی او بر روی میزان فروش آن تأثیر خواهد گذاشت. رقابت ناکامل را می‌توان مطابق مدل Cournot مدل کرد که در آن بنگاه‌ها تصمیم می‌گیرند که چه میزان کالا تولید کنند. مدل دیگری که می‌توان استفاده کرد، مدل Bertrand است که در این مدل بنگاه‌ها تصمیم می‌گیرند که در چه قیمتی محصول خود را بفروشند.

۲-۵-۲-۱ مدل Cournot

ابتدا حالتی را در نظر می‌گیریم که دو بازیگر در آن وجود داشته باشند.[1] در این مدل تنها دو بنگاه برای فروش کالای خود در بازار، با یکدیگر رقابت می‌کنند. اگر هر دو مجبور باشند که همزمان تصمیم بگیرند که چه میزان کالا در بازار عرضه کنند، آنگاه هر یک از آنها سعی می‌کند که تولید

[1] Duopoly

دیگری را تخمین بزند. فرض کنیم که بنگاه اول تولید بنگاه دوم را معادل y_2^e تخمین بزند. در این صورت، بنگاه اول تصمیم می‌گیرد که تولید خود را برای میزان y_1 تنظیم کند که به ازای آن سود مورد انتظارش بیشینه گردد:

$$\max_{y_1} \pi(y_1 + y_2^e)y_1 - c(y_1) \qquad (۱۹-۲)$$

به طوری که $\pi(y_1 + y_2^e)$ نشان‌دهنده قیمت بازار برای میزان تخمینی کل محصول $y_1 + y_2^e$ می‌باشد. بنابراین میزان بهینه تولید بنگاه اول به تخمین او از تولید بنگاه دوم بستگی دارد. می‌توانیم این وابستگی را به طور مستقیم با یک *تابع عکس‌العمل*[1] نشان دهیم:

$$y_1 = f_1(y_2^e) \qquad (۲۰-۲)$$

از آنجا که بنگاه دوم هم همین فرایند را برای بهینه‌سازی میزان تولید خود در پیش می‌گیرد خواهیم داشت:

$$y_2 = f_2(y_1^e) \qquad (۲۱-۲)$$

اولاً، تخمین هر یک از دو طرف در مورد میزان تولید طرف دیگر می‌تواند غلط یا غیردقیق باشد. البته آنها با مشاهده شرایط بازار و جمع‌آوری اطلاعات بیشتر تخمین خود را اصلاح کرده و مجدداً تولید خود را با شرایط جدید تنظیم می‌کنند. در نهایت میزان تولید آنها به نقطه *تعادل* Cournot[2] خواهد رسید:

$$y_1^* = f_1(y_2^*) \qquad (۲۲-۲)$$
$$y_2^* = f_2(y_1^*)$$

زمانی که این تعادل برقرار شود، هیچ‌کدام از بازیگران تغییر میزان تولید خود را سودآور نمی‌بینند.

اکنون موردی را بررسی می‌کنیم که در آن n بنگاه در بازار رقابت می‌کنند. میزان کل محصول برابر است با:

$$Y = y_1 + \ldots + y_n \qquad (۲۳-۲)$$

بنگاه i همانند سایر بنگاه‌ها، به دنبال بیشینه کردن سود خود است:

$$\max_{y_i} \{y_i.\pi(Y) - c(y_i)\} \qquad (۲۴-۲)$$

که در آن قیمت بازار $\pi(Y)$ تابعی از تولید کل محصول است. این نقطه بیشینه زمانی حاصل می‌شود که

---

[1] Reaction function
[2] Cournot equilibrium

$$\frac{d}{dy_i}\{y_i.\pi(Y)-c(y_i)\}=۰ \qquad (۲۵-۲)$$

یا

$$\pi(Y)+y_i\frac{d\pi(Y)}{dy_i}=\frac{dc(y_i)}{dy_i} \qquad (۲۶-۲)$$

اگر در سمت چپ از $\pi(Y)$ فاکتور بگیریم و جمله دوم را در Y/Y ضرب کنیم، خواهیم داشت:

$$\pi(Y)\left\{۱+\frac{y_i}{Y}\frac{Y}{dy_i}\frac{d\pi(Y)}{\pi(Y)}\right\}=\frac{dc(y_i)}{dy_i} \qquad (۲۷-۲)$$

سمت راست این معادله برابر هزینه حدی تولید بنگاه i می‌باشد. اگر سهم بازاری[1] بنگاه i را به صورت $s_i=y_i/Y$ تعریف کنیم و از تعریف کشش که به وسیله معادله (۲-۳) بیان گردید، استفاده کنیم می‌توانیم معادله (۲-۲۷) را به شکل زیر بنویسیم:

$$\pi(Y)\left\{۱-\frac{s_i}{|\varepsilon(Y)|}\right\}=\frac{dc(y_i)}{dy_i} \qquad (۲۸-۲)$$

این معادله نشان می‌دهد زمانی که سهم یک بنگاه در بازار، قابل صرف‌نظر کردن نیست، او سود خود را با تنظیم میزان تولیدش در سطحی که هزینه حدی او کمتر از قیمت بازار باشد، بیشینه می‌کند. معادله (۲-۲۸) چنین پیشنهاد می‌کند که یک کشش قیمتی تقاضای کم، و درجه‌ای از تمرکز بازار می‌تواند زمینه وقوع قدرت بازار را فراهم سازد. جالب است اشاره کنیم که توانایی یک بنگاه برای اعمال قدرت بازار، به نفع همه بنگاه‌ها خواهد بود؛ زیرا زمانی که او قیمت را بالا می‌برد، همه بازیگران قیمت‌پذیر هم کالای خود را در قیمت بالاتری خواهند فروخت. در نتیجه نهادهای نظارتی (تنظیم‌کننده) در جهت محدود کردن قدرت بازار، باید اقداماتی را به نفع مصرف‌کنندگان، انجام دهند. معمولاً تولیدکنندگان از این اقدامات، حمایتی به عمل نمی‌آورند.

معادله (۲-۲۸) را می‌توان برای حالت‌های حدی به کار گرفت که در آن بنگاه دارای انحصار کامل است ($s_i=۱$) یا اینکه سهم او از بازار، قابل صرف‌نظر کردن است ($s_i\approx ۰$). بیشترین اختلاف بین هزینه حدی تولید و قیمت در حالت انحصاری بودن بازار اتفاق می‌افتد که در آن، قدرت بازیگر دارای انحصار تنها توسط کشش قیمتی تقاضا محدود می‌شود. در مورد بنگاهی با سهم

[1] Market share

اندک در بازار، معادله (۲-۲۸) به همان شکل معادله (۲-۱۵) خلاصه می‌شود و بنگاه همانند یک بازیگر قیمت‌پذیر رفتار می‌کند.

۲-۵-۲-۲ مدل Bertrand

بازاری را در نظر بگیرید که در آن دو بنگاه کالای یکسانی را تولید می‌کنند و منحنی‌های هزینه حدی یکسانی هم دارند. مدل Bertrand فرض می‌کند که این بنگاه‌ها قیمت خود را تنظیم می‌کنند و اجازه می‌دهند که بازار در مورد میزان فروش هر یک از آنها تصمیم بگیرد. هیچ‌کدام از بنگاه‌ها نمی‌تواند قیمت محصول خود را کمتر از هزینه حدی تولید قرار دهد، زیرا این کار به ضرر او منجر می‌شود. اگر بنگاه اول تصمیم بگیرد که قیمت خود را بالاتر از هزینه حدی خود قرار دهد، بنگاه دوم می‌تواند با قیمتی پایین‌تر از قیمت بنگاه اول، همه بازار را قبضه کند. از آنجا که کالای تولید شده توسط هر دو بنگاه یکسان است، مصرف‌کنندگان کالای ارزان‌تر را انتخاب خواهند کرد. چون بنگاه اول می‌تواند با پیشنهاد قیمتی پایین‌تر از قیمت بنگاه دوم، واکنش نشان دهد، بر اساس این مدل، یک تعادل پایدار تنها زمانی حاصل خواهد شد که قیمت به هزینه حدی تولید برسد.

این نتیجه بر خلاف انتظارات شهودی است؛ زیرا ممکن است کسی انتظار داشته باشد که در بازاری با تنها دو بازیگر رقیب، قیمتی بیش از قیمت یک بازار با رقابت کامل قابل حصول باشد. از سوی دیگر، می‌توان به مدل Bertrand به عنوان مدلی نگریست که بیانگر رقابت در پیشنهاددهندگانی است که نمی‌توانند با هم تبانی کنند. در چنین شرایطی قیمت رقابتی بهترین قیمتی است که بنگاه‌ها منطقاً می‌توانند به دست آورند.

اما در عمل گاهی تبانی رخ می‌دهد. بنگاه‌ها می‌توانند یک *ائتلاف*[1] تشکیل دهند تا میزان تولید و قیمت را به گونه‌ای تنظیم کنند که سود کل صنعت را بیشینه سازد. از آنجا که این گونه ائتلاف‌ها غیرقانونی هستند، معمولاً تبانی‌ها شکلی ظریف و پنهانی به خود می‌گیرند به گونه‌ای که در آن بنگاه‌هایی که به صورت عادی و قانونی در بازار فعالیت می‌کنند، از طریق قیمت‌های منتشر شده به یکدیگر پیغام می‌دهند. اگرچه در کوتاه‌مدت یک بنگاه می‌تواند از طریق شکستن قیمت رقبای خود، به سود بیشتری دست پیدا کند اما ممکن است به این نتیجه برسد که در بلندمدت این به نفع همه بنگاه‌هاست که قیمت‌ها را در سطح بالا حفظ کنند.

[1] Cartel

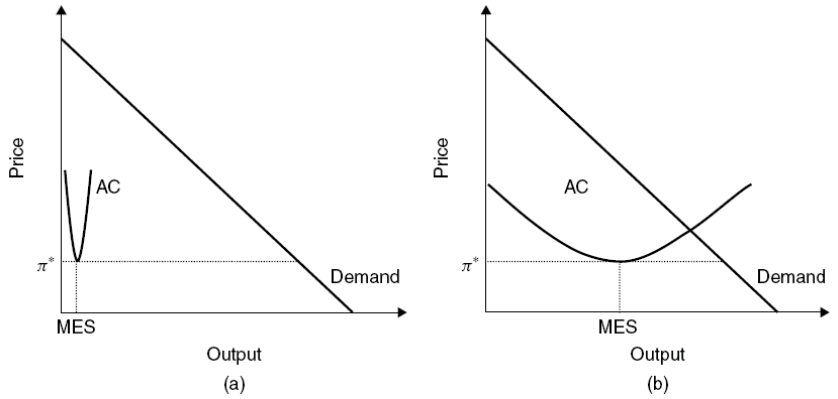
۲-۵-۳ انحصار

کوچک‌ترین اندازه کارای یک بنگاه (MES[1]) در یک صنعت خاص، یک نشانه تقریبی برای تعداد بازیگرانی است که ممکن است در یک بازار برای تولید کالا در آن صنعت وجود داشته باشند. MES برابر سطحی از تولید است که هزینه متوسط یک بنگاه نوعی را در آن صنعت کمینه می‌کند. شکل این منحنی بر اساس نوع فناوری مورد استفاده برای تولید تعیین می‌شود. همان‌طور که در شکل ۲-۲۳ (a) نشان داده شده است، اگر MES به مراتب کوچک‌تر از تقاضا برای این کالا در این هزینه متوسط کمینه، باشد، آنگاه این بازار باید بتواند تعداد زیادی از رقیبان را شامل شود. از سوی دیگر، اگر آن‌گونه که در شکل ۲-۲۳ (b) نشان داده شده، MES قابل مقایسه با تقاضا باشد، آنگاه بازار دیگر نمی‌تواند دو بنگاه سودآور را در خود جا دهد و یک وضعیت انحصار شکل می‌گیرد.

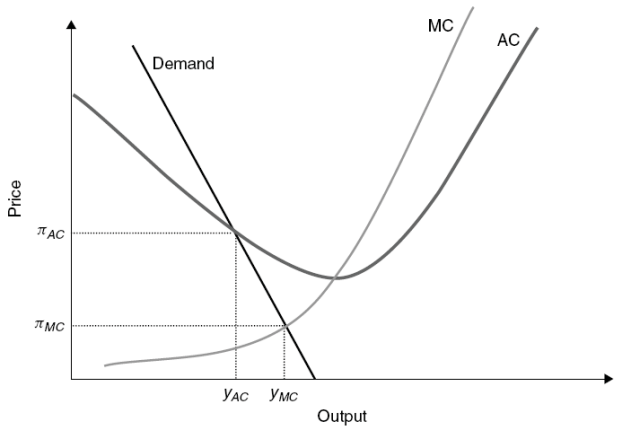
همان‌گونه که معادله (۲-۲۸) بیان می‌کند، چنانچه این فرصت به یک بازیگر داده شود، بازیگر غالب تولید خود را کاهش می‌دهد و قیمت را بالاتر از هزینه حدی خود می‌برد تا سود خود را بیشینه کند. از یک دیدگاه کلی، این وضعیت، رضایت‌بخش نیست؛ زیرا در این حالت، در مقایسه با یک بازار با رقابت کامل، مصرف‌کنندگان، کالای کمتری می‌خرند. یک راه علاج ممکن برای این مشکل، تأسیس یک نهاد نظارتی است که وظیفه آن، نظارت بر فعالیت بازیگران بازار و تنظیم قیمت در یک سطح قابل قبول است. در شرایط آرمانی، این نهاد باید قیمت را در هزینه حدی بنگاه انحصاری تنظیم کند. تعیین این هزینه حدی کار ساده‌ای نیست؛ زیرا نهاد نظارتی به تمام اطلاعاتی که بنگاه انحصاری در اختیار دارد، دسترسی ندارد. حتی زمانی که نهاد نظارتی در تعیین دقیق هزینه حدی تولید، موفق می‌شود، تنظیم قیمت بازار در آن سطح، ممکن است قابل قبول نباشد، زیرا می‌تواند به ورشکستگی بنگاه انحصاری منجر گردد. به عنوان مثال، در حالتی که در شکل ۲-۲٤ نشان داده شده، محل تقاطع منحنی‌های تقاضا و هزینه حدی، قیمت π_{MC} را نشان می‌دهد که کمتر از هزینه متوسط تولید است. برای پرهیز از بیرون رفتن بازیگر انحصاری از کسب‌وکار، نهاد نظارتی باید حداقل قیمت را در نقطه π_{AC} که از تقاطع منحنی تقاضا و منحنی هزینه متوسط به دست می‌آید، تنظیم کند. چنین وضعیتی را *انحصار طبیعی*[2] می‌نامیم. این حالت

[1] Minimum Efficient Size
[2] Natural monopoly

معمولاً زمانی رخ می‌دهد که هزینه ثابت تولید کالا بسیار زیاد و هزینه متغیر نسبتاً کم باشد. انتقال و توزیع انرژی الکتریکی مثال‌های خوبی از انحصار طبیعی هستند.



شکل ۲-۲۳ مفهوم MES (a) بازار رقابتی (b) وضعیت انحصار



شکل۲-۲٤ انحصار طبیعی غیرسودآور

۲-۶ مطالعه بیشتر

خوانندگان علاقمند به مطالعه عمیق‌تر مباحث اقتصاد خرد، کتاب‌های فراوانی را در این زمینه خواهند یافت. بیشتر این کتاب‌ها عنوان‌های یکسانی را در بر می‌گیرند، البته عمق مطالب در آنها متفاوت است. برای مهندسان خواندن کتاب‌های مقدماتی تا حدی خسته‌کننده خواهد بود؛ چون در این کتاب‌ها، خواننده فاقد اطلاعات پایه محاسباتی فرض می‌شود؛ در نتیجه توضیحات آنها طولانی

و حجیم می‌باشد. احتمالاً کتاب‌های سطح متوسط نظیر Varian (۱۹۹۹) برای مهندسان مناسب‌تر هستند. رویکرد دقیق‌تر و ریاضی‌وارتر را می‌توان در کتاب Rees and Gravelle (۱۹۹۲) به دست آورد. کتاب Tirole (۱۹۹۸) مطالب مربوط به نظریه بنگاه را با عمق بیشتری بررسی کرده است. کتاب Hunt و Shuttleworth (۱۹۹۶) توضیحات بسیار خوبی در مورد انواع مختلف قراردادها در بر دارد. بحثی درباره چگونگی کاربرد مفهوم کشش قیمت در بازارهای برق را می‌توان در کتاب Kirschen و همکاران (۲۰۰۰) پیدا کرد. کتاب Borenstin (۱۹۹۹, ۲۰۰۱) مطالب بسیار مفیدی درباره قدرت بازار در بازارهای برق در بر دارد.

Borenstin S, *Understanding Competitive Pricing and Market Power in Wholesale Electricity Markets*, Working Paper PWP-067, August 1999, Program on Workable Energy Regulation, University of California Energy Institute. Available online from *www.ucei.org*.
Borenstin S, *The Trouble with Electricity Markets (and some solutions)*, Working Paper PWP- 081, January 2001, Program on Workable Energy Regulation, University of California Energy Institute. Available online from *www.ucei.org*.
Gravelle H, Rees R, *Microeconomics*, Second Edition, London, Longman, 1992.
Hunt S, Shuttleworth G, *Competition and Choice in Electricity*, Wiley, Chichester, 1996.
Kirschen D S, Strbac G, Cumperayot P, Mendes D P, Factoring the elasticity of demand in electricity prices, *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(2), 2000, 612–617.
Tirole J, *The Theory of Industrial Organization*, MIT Press, Cambridge, MA, 1988.
Varian H R, *Intermediate Microeconomics: A Modern Approach*, Fifth Edition, W. W. Norton, New York, 1999.

۲-۷ مسائل

۲-۱ برآورد یک سازنده نشان می‌دهد که هزینه متغیر تولید یک محصول، توسط عبارت زیر بیان می‌شود که در آن C کل هزینه و q کمیت تولید شده است:

$$C(q) = ۲۵q^{۲} + ۲۰۰۰q \quad [\$]$$

الف) عبارتی برای هزینه حدی تولید بدست آورید.

ب) در صورتی که محصولات تولیدشده با قیمتی برابر هزینه حدی به فروش رسد، عبارت‌هایی برای درآمد و سود بیابید.

۲-۲ عکس تابع تقاضا برای گروهی از مصرف‌کنندگان یک کالای معین با عبارت زیر داده شده است که در آن q تقاضا و π قیمت واحد برای تولید این کالا می‌باشد:

$$\pi = -۱۰q + ۲۰۰۰ \quad [\$]$$

الف) حداکثر مصرف این مصرف‌کنندگان را تعیین کنید.

ب) قیمتی را به دست آورید که هیچ مصرف‌کننده‌ای حاضر به پرداخت آن برای این کالا نباشد.

ج) حداکثر مازاد مصرف‌کنندگان را تعیین کرده، توضیح دهید چرا مصرف‌کنندگان نمی‌توانند این مازاد را محقق سازند.

د) برای قیمت π برابر با ۱۰۰۰ دلار بر واحد، مصرف، مازاد ناخالص مصرف‌کنندگان، درآمد تولیدکنندگان و مازاد خالص مصرف‌کنندگان را حساب کنید.

ه) اگر قیمت π، ۲۰٪ افزایش یابد، تغییر در مصرف و تغییر در درآمد تولید کنندگان را محاسبه نمایید.

و) هنگامی که قیمت π برابر ۱۰۰۰ دلار بر واحد است، کشش قیمتی تقاضا برای این محصول و برای این گروه از مصرف‌کنندگان چقدر است؟

ز) عبارت‌هایی برای مازاد ناخالص مصرف‌کنندگان و مازاد خالص آنها بصورت تابعی از تقاضا به دست آورید. صحت این عبارت‌ها را با استفاده از نتایج قسمت (د) بررسی کنید.

ح) عبارت‌هایی برای مازاد خالص مصرف‌کنندگان و مازاد ناخالص آنها به صورت تابعی از قیمت به دست آورید. صحت این عبارت‌ها را با استفاده از نتایج قسمت (د) بررسی نمایید.

۲-۳ اقتصاددانان برآورد می‌کنند که تابع عرضه برای بازار یک وسیله مکانیکی، توسط عبارت $q = ۰/۲\pi - ۴۰$ داده شود؛

الف) اگر تقاضا به صورت داده شده در مسأله ۲-۲ باشد، تقاضا و قیمت در تعادل بازار را محاسبه کنید.

ب) در شرایط تعادل، مازاد ناخالص مصرف‌کنندگان، مازاد خالص مصرف‌کنندگان، درآمد تولید-کنندگان، سود تولید کنندگان و رفاه عمومی را محاسبه نمایید.

۲-٤ اثر مداخلات زیر بر تعادل بازار در مساله ۲-۳ را حساب کنید:

الف) حداقل قیمت $۹۰۰ برای هر وسیله

ب) حداکثر قیمت $٦۰۰ برای هر وسیله

ج) مالیات بر فروش $٤۵۰ برای هر وسیله

در هر حالت، قیمت بازار، کمیت معامله شده، مازاد خالص مصرف‌کنندگان، سود تولیدکنندگان و رفاه عمومی را تعیین کنید. محاسبات خود را با استفاده از نمودارها شرح دهید.

۲-۵ عبارت زیر برای منحنی تقاضای یک محصول، تخمین‌زده شده است:

$$q = ۲۰۰ - \pi$$

برای مقادیر تقاضای ۰، ۵۰، ۱۰۰، ۱۵۰ و ۲۰۰ قیمت و کشش قیمتی تقاضا را حساب کنید.

این محاسبات را برای حالتی که منحنی تقاضا به صورت زیر توصیف می‌شود، تکرار نمایید:

$$q = \frac{۱۰۰۰۰}{\pi}$$

۲-۶ شرکت‌های برق یکپارچه عمودی، غالباً تعرفه‌های دو قسمتی تنظیم می‌کنند تا تقاضای مصرف‌کنندگان را از زمان‌های اوج مصرف به زمان‌های غیراوج جابجا نمایند. مصرف انرژی الکتریکی طی زمان‌های اوج و غیراوج را می‌توان به دید محصولات جایگزین نگریست. جدول مسأله ۲-۶ نتایج حاصل از تجربیات شرکت برق .S.A.P.L [1] در تعرفه دو قسمتی خود را نشان می‌دهد. با استفاده از این نتایج، کشش‌ها و کشش‌های متقابل تقاضا برای انرژی الکتریکی را طی زمانهای اوج و غیراوج برآورد کنید.

جدول مسأله ۲-۶

	قیمت اوج $\pi_۱$	قیمت غیراوج $\pi_۲$	متوسط تقاضای اوج $D_۱$	متوسط تقاضای غیراوج $D_۲$
	($/MWh)	($/MWh)	(MWh)	(MWh)
حالت پایه	۰/۰۸	۰/۰۶	۱۰۰۰	۵۰۰
تجربه ۱	۰/۰۸	۰/۰۵	۹۹۲	۵۰۹
تجربه ۲	۰/۰۹	۰/۰۶	۹۸۵	۵۱۰

۲-۷ نشان دهید در مقداری از خروجی که متوسط هزینه تولید را حداقل می‌سازد، هزینه تولید حدی با متوسط هزینه تولید برابر است.

۲-۸ تابع هزینه کوتاه‌مدت یک شرکت برای تولید یک وسیله مکانیکی، با عبارت زیر داده شده است:

$$C(y) = ۱۰y^۲ + ۲۰۰y + ۱۰۰۰۰۰$$

[1] Southen Antarctica Power and Light

الف) اگر این شرکت بتواند هر وسیله را با قیمت $۲٤۰۰ بفروشد، محدوده‌ای از خروجی را که در آن شرکت سود می‌کند، تعیین نمایید. مقداری از خروجی را که باعث حداکثر سود می‌شود، بدست آورید.

ب) این محاسبات را برای حالتی که تابع هزینه کوتاه‌مدت به صورت زیر باشد، تکرار کرده، نتایج را توضیح دهید.

$$C(y) = ۱۰y^{۲} + ۲۰۰y + ۲۰۰۰۰۰$$

۳ بازارهای انرژی الکتریکی

۳-۱ مقدمه

برای ساده‌سازی در مطالعه اولیه بازار برق، فرض می‌کنیم همه مولدها و بارها به یک باس وصل می‌باشند یا توسط یک شبکه بدون تلفات با ظرفیت بی‌نهایت، به هم متّصل هستند. با این فرض، فعلاً از پیچیدگی ناشی از شبکه انتقال و توزیع صرف نظر نموده، صرفاً بر مبادله انرژی الکتریکی تمرکز می‌کنیم.

چون در حال حاضر، ذخیره‌سازی انرژی الکتریکی در مقیاس بزرگ اقتصادی نیست، این انرژی باید همزمان با تولید، به مصرف برسد. بنابراین مبادله انرژی الکتریکی، به معنای تحویل مقدار معیّنی مگاوات‌ساعت در طی بازه زمانی مشخصی می‌باشد. طول این بازه زمانی بسته به کشور یا منطقه آن بازار، نوعاً یک ساعت، نیم ساعت یا ۱۵ دقیقه می‌باشد. از آنجا که انرژی الکتریکی تحویلی در یک بازه، کالایی متفاوت از انرژی تحویلی در بازه دیگر است، لذا معمولاً قیمت برای هر بازه متفاوت است. امّا تقاضا به صورت منظّم، در ابتدای هر بازه تغییر نمی‌کند و تغییراتی پیوسته نیز دارد. بنابراین برای حفظ توازن سیستم، برخی تنظیمات در تولید باید در فواصل زمانی بسیار کوتاه‌تری انجام شود. اگر چه چنین تنظیم‌هایی به صورت مبادله انرژی تحقّق می‌یابند، اما بهتر است به جای کالا، به عنوان خدمات به آنها نگریست. بررسی تفصیلی آنها را به فصل ۵ موکول می‌کنیم.

۳-۲ تفاوت میان یک مگاوات ساعت برق و یک بشکه نفت چیست؟

توسعه بازار برق بر این پیش‌فرض مبتنی است که با انرژی الکتریکی نیز می‌توان بسان یک کالا رفتار کرد. اما تفاوت‌هایی مهم میان انرژی الکتریکی و دیگر کالاها مانند یک پیمانه گندم، بشکه نفت یا حتی مترمکعب گاز وجود دارد. این تفاوت‌ها اثری اساسی بر سازمان‌دهی و قوانین بازار برق دارند.

اساسی‌ترین تفاوت انرژی الکتریکی با دیگر کالاها در این است که انرژی الکتریکی وابستگی زیادی به سیستمی فیزیکی دارد که بسیار سریع‌تر از هر بازار دیگری عمل می‌کند. در سیستم فیزیکی قدرت، توازن بین عرضه و تقاضا (بار و تولید) باید ثانیه به ثانیه برقرار شود و اگر چنین نشود، سیستم قدرت با عواقبی فاجعه‌انگیز، دچار فروپاشی خواهد شد. چنین اتفاقی قابل تحمل

نیست؛ زیرا نه تنها نظام تجاری را متوقف می‌کند، بلکه موجب قطع برق کامل یک منطقه یا کشور برای چند ساعت خواهد شد. بازیابی[1] سیستم قدرت به شرایط عادی بهره‌برداری، در پی یک فروپاشی کامل، فرایندی پیچیده است که ممکن است در کشورهای صنعتی بزرگ، ٢٤ ساعت و یا حتی بیشتر به طول انجامد.

عواقب اقتصادی و اجتماعی خاموشی سراسری، به قدری ناگوار است که هیچ دولتی با به کارگیری بازار برقی که موجب افزایش احتمال چنین حوادثی گردد، موافق نیست. بنابراین توازن بین عرضه و تقاضای انرژی الکتریکی در کوتاه‌مدت، فرایندی است که نمی‌توان آن را به سادگی به نهادی نسبتاً کُند و غیرمسؤول مثل بازار، سپرد. در کوتاه‌مدت، عملاً باید این توازن را با هر هزینه‌ای حفظ کرد. این کار باید از طریق سازوکاری که در انتخاب و توزیع منابع، مبتنی بر بازار نیست، انجام شود.

تفاوت اساسی (اما تا حدی کم‌اهمیت‌تر) دیگر انرژی الکتریکی با سایر کالاها در این است که انرژی تولیدی توسط یک مولد، نمی‌تواند به طور مستقیم به یک مصرف‌کننده خاص هدایت شود. بالعکس، یک مصرف‌کننده نیز نمی‌تواند انرژی را فقط از یک مولد مشخص دریافت نماید. در عوض، توان تولیدی همه مولدها به سیستم قدرت می‌ریزد و سپس به مصرف‌کننده‌ها تحویل می‌گردد. این تجمیع[2] توان، به دلیل عدم تفاوت در انرژی تولیدی واحدهای مختلف، میسر است. همچنین این تجمیع، مطلوب است؛ زیرا به صرفه مقیاس با ارزشی می‌انجامد: حداکثر ظرفیت تولید باید با حداکثر بار کل مصارف متناسب باشد؛ در حالی که در صورت عدم تجمیع توان، می‌بایست کل ظرفیت تولید با مجموع حداکثر مصرف تک‌تک مصرف‌کنندگان برابری می‌نمود. از طرف دیگر، یک خرابی[3] در سیستمی که کالا در آن تجمیع می‌شود، همگان، و نه طرف‌های خاصّی از یک مبادله، را متأثّر می‌سازد.

بالاخره، تقاضای انرژی الکتریکی دارای تغییرات قابل پیش‌بینی متناوب در طی یک روز یا هفته می‌باشد. امّا به هیچ وجه، برق تنها کالایی نیست که این ویژگی را داراست. مثلاً مصرف قهوه، در روز دو یا سه قله تیز داشته، مصرف آن در سایر ساعات، در سطح پایینی قرار دارد. مبادله قهوه نیاز به سازوکار خاصی ندارد؛ زیرا قهوه کالایی است که مردم می‌توانند به راحتی آن را به صورت مایع یا جامد ذخیره نمایند. اما از دیگر سو، انرژی الکتریکی باید همزمان با مصرف، تولید شود. چون

[1] Restoring
[2] Pooling
[3] Breakdown

کشش قیمتی تقاضای[1] برق، در کوتاه‌مدت بسیار پایین است، برای تطبیق تولید با مصرف، باید تجهیزات تولید، قابلیت ردگیری تغییرات سریع و بزرگ مصرف را که در طی روز رخ می‌دهد، داشته باشند. همه مولدها درتمام طول یک روز، تولید نمی‌کنند. هنگامی که تقاضا کم باشد، احتمالاً فقط واحدهای با بهره‌وری بیشتر در رقابت شرکت می‌کنند و سایر واحدها موقتاً خاموش خواهند ماند. این واحدهای با بهره‌وری کمتر، فقط در زمان اوج تقاضا مورد نیاز خواهند بود. از آنجا که با افزایش و کاهش بار، تولیدکننده حدی[2] نیز تغییر می‌کند، باید انتظار داشت که هزینه حدی[3] تولید انرژی الکتریکی (و به همین دلیل قیمت لحظه‌ای[4]) هم طی یک روز تغییر کند. چنین تغییرات سریع و متناوب در هزینه و قیمت یک کالا بسیار غیرعادی است.

ممکن است گفته شود که در مورد گاز نیز، مبادله توسط یک سیستم فیزیکی اتفاق می‌افتد که کالا در آن تجمیع می‌شود و تقاضا نیز متناوب است. امّا، میزان انرژی ذخیره شده در لوله‌های گاز بسیار بیشتر از میزان انرژی جنبشی ذخیره شده در واحدهای تولید برق می‌باشد. بنابراین، مدت زیادی طول می‌کشد تا عدم تعادل میان تولید و مصرف گاز، به فروپاشی شبکه گاز منتهی شود که بر خلاف عدم تعادل در سیستم قدرت، می‌توان آن را از طریق سازوکار بازار اصلاح کرد.

۳-۳ ضرورت یک بازار لحظه‌ای مدیریت‌شده

همان‌گونه که در فصل ۲ بحث شد، بازار محیطی است که برای تعامل میان خریدار و فروشنده و توافق آنها بر روی مبادلات طراحی شده است. این تعاملات، به تدریج به تعادلی[5] منجر می‌شود که در آن قیمت، بازار تسویه و عرضه با تقاضا برابر می‌گردد. اگر قرار باشد انرژی الکتریکی از طریق چنین بازار آزاد آرمانی مبادله شود، تعادل بین تولید و مصرف انرژی الکتریکی باید از طریق تعامل مستقیم خریدار و فروشنده حاصل گردد.

در این بازار آرمانی، مصرف‌کنندگان بزرگ و خرده فروشان، انرژی الکتریکی را از شرکت‌های تولید می‌خرند. آنها همچون همه مصرف‌کنندگان منطقی، باید میزان نیاز خود را تخمین بزنند. بدین منظور، قبل از عقد هرگونه قراردادی، میزان مصرف خود، یا مشتریان خود را برای هر بازه بازار (یک ساعت، نیم ساعت یا ۱۵ دقیقه) پیش‌بینی می‌کنند. مولدها، به نوبه خود، تولید واحدهای

[1] Price elasticity of demand
[2] Marginal producer
[3] Marginal cost
[4] Spot price
[5] Equilibrium

خود را برنامه‌ریزی می‌کنند تا در زمان توافق شده انرژی فروخته شده را تحویل دهند. هر مولد، سعی دارد که هزینه تولید خود را حداقل سازد. اما در عمل، مسائل چندان ساده نیست. هیچ یک از طرفین نمی‌توانند همه الزامات قراردادی خود را با اطمینان و دقت کامل برآورده سازند. اولاً تقاضای واقعی گروهی از مصرف‌کنندگان هرگز دقیقاً برابر مقدار پیش‌بینی شده نیست. ثانیاً مشکلات غیرقابل پیش‌بینی، غالباً مانع از تحویل انرژی مقرّر به مصرف‌کنندگان می‌شود. یک خرابی ناگهانی در بخش الکتریکی یا مکانیکی نیروگاه، خاموشی یا کاهش تولید را به همراه خواهد داشت. مشکلات دیگری نیز باعث تأخیر سنکرون‌سازی واحد با سیستم شده و زمان‌بندی تولید آن را تحت تأثیر قرار می‌دهد.

این خطاها و رخدادهای غیرقابل پیش‌بینی، شکافی میان تولید و مصرف ایجاد می‌کنند که باید به سرعت و دقت پر شود تا یکپارچگی[1] سیستم قدرت حفظ گردد. اگر قرار بود با این شکاف بین بار و تولید، به عنوان عدم تعادل بین عرضه و تقاضا رفتار شود و از طریق یک بازار آزاد اصلاح گردد، تولیدکننده‌ها و مصرف‌کننده‌ها می‌بایست ثانیه به ثانیه از وضعیت بازار (پیشنهاد، تقاضا، قیمت‌ها) آگاه می‌شدند. تعداد زیادی از آنها باید در این مقیاس زمانی با یکدیگر مبادله داشته باشند. آنها همچنین باید قادر باشند تولید یا مصرف خود را در هر زمانی بدون اطلاع قبلی تنظیم کنند تا هرگونه عدم تعادل احتمالی رفع شود. در وضعیت فعلی فنّاوری، مخابرهٔ حجم وسیعی از اطلاعات مورد نیاز و ثبت هزاران معامله، امری غیرممکن به نظر می‌رسد. حتی اگر چنین زیرساخت اطلاعاتی ایجاد گردد، نمی‌توان به سرعت و قابلیت اطمینان چنین سازوکاری برای رفع عدم توازنی که ممکن است منجر به فروپاشی کل سیستم قدرت شود، تکیه کرد. همچنین هزینه‌های مبادلات در این گونه بازارها، گران خواهد بود.

بنابراین، می‌توان نتیجه گرفت، با اینکه بخش عظیمی از انرژی الکتریکی می‌تواند توسط بازار آزاد مدیریت نشده مبادله گردد، اما چنین بازاری ناتوان از حفظ قابلیت اطمینان سیستم قدرت است. لذا با نزدیک شدن زمان تحویل، باید یک بازار لحظه‌ای مدیریت‌شده که توانایی متعادل‌سازی را دارد، جایگزین بازار آزاد مدیریت‌نشده گردد. وظیفه چنین بازاری، تطبیق بار باقیمانده و تولید است. این کار با تنظیم تولید مولدهای قابل انعطاف یا قطع بار مشترکان مدیریت‌پذیر ممکن می‌شود. ضمناً این بازار باید توانایی پاسخ‌گویی به قطعی‌های عمده ناشی از خروج ناگهانی و پیش‌بینی نشده واحدهای تولیدی بزرگ، به علت مشکلات فنی اجتناب‌ناپذیر، را داشته باشد. اگرچه نیاز به بازار

[1] Integrity

لحظه‌ای ناشی از ملاحظات فنی است، اما این بازار باید بهره‌وری اقتصادی هم داشته باشد. عدم تعادل میان تولید و مصرف، امری اجتناب‌ناپذیر است؛ ولی بدون هزینه نیست. برای ترغیب به رفتاری بهره‌ور، تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان، باید هزینه واقعی انرژی الکتریکی مبادله شده در بازار لحظه‌ای را بپردازند.

وقتی بازار لحظه‌ای کارا و عادلانه‌ای وجود دارد، انرژی الکتریکی را می‌توان مانند هر کالایی مبادله کرد. در قسمت بعد، نحوه سازمان‌دهی این مبادله را بررسی می‌کنیم. آنگاه با جزئیات بیشتری به طراحی بازار لحظه‌ای مدیریت‌شده و تعامل آن با بازار آزاد انرژی الکتریکی خواهیم پرداخت.

۳-۴ بازارهای آزاد انرژی الکتریکی

۳-۴-۱ مبادله دوجانبه

همان‌طور که از نام آن پیداست، مبادله دوجانبه تنها با دو طرف درگیر است: خریدار و فروشنده. لذا بازیگران در این نوع مبادله، بدون وساطت، دخالت یا تسهیل طرف سومی، وارد قرارداد می‌شوند. براساس مدت زمان در دسترس و مقدار توان مبادله شده، بازیگران، از شکل‌های مختلفی از مبادله دوجانبه بهره می‌برند:

قراردادهای بلندمدت سفارشی[1]

شرایط در چنین قراردادهایی انعطاف‌پذیر است؛ زیرا به طور خصوصی بین طرفین مورد مذاکره قرار می‌گیرد، تا اهداف هر دو طرف برآورده شود. این قراردادها معمولاً مبادله حجم زیادی از انرژی (صدها یا هزاران مگاوات) را برای مدت زمات طولانی (چند ماه تا چند سال) در بر دارند. هزینه هنگفت چنین مبادلاتی هنگامی توجیه‌پذیر است که مقدار انرژی مبادله شده زیاد باشد.

مبادله خارج از بورس[2]

در این نوع معامله‌ها حجم پایین‌تری از انرژی خرید و فروش می‌گردد که میزان مبادله، براساس قالب[3] استانداردی تحویل می‌شود. این قالب، به معنای تعریفی متعارف از میزان انرژی تحویلی در بازه‌های مختلف روزها و هفته‌ها می‌باشد. این نوع، مبادله هزینه بسیار کمتری دارد و تولیدکنندگان

[1] Customized long-term contract
[2] Trading over the counter
[3] Profile

و مصرف‌کنندگان از آن استفاده می‌کنند تا جایگاه خود را با نزدیک شدن زمان تحویل بهبود بخشند.

مبادله الکترونیکی[1]

در این نوع معاملات، بازیگران می‌توانند پیشنهاد خرید و فروش را به طور مستقیم در یک بازار رایانه‌ای وارد نمایند. همه بازیگران می‌توانند مقادیر و قیمت‌های پیشنهادی را بدون شناسایی طرف پیشنهاددهنده مشاهده نمایند. هرگاه بازیگری پیشنهاد جدیدی برای فروش می‌دهد، نرم‌افزار بورس بررسی می‌کند که آیا پیشنهاد خریدی متناسب با آن، در بازه تحویل، وجود دارد یا خیر. اگر نرم‌افزار، پیشنهاد خریدی با قیمت بالاتر یا مساوی پیشنهاد فروش پیدا نمود، یک معامله به طور خودکار، انجام و نتیجه برای مشاهده بازیگران نشان داده می‌شود. و اگر موردی پیدا نشد، پیشنهاد جدید به فهرست پیشنهادهای تسویه نشده[2] اضافه خواهد شد و تا زمانی در آنجا خواهد ماند که پیشنهاد خرید متناسب با آن دریافت گردد یا آن پیشنهاد فروش، پس گرفته شود یا اینکه به دلیل بسته شدن بازار برای آن بازه، از اعتبار ساقط گردد. هرگاه که پیشنهاد خرید جدیدی ارسال شود، فرایندی مشابه پیاده می‌گردد. این نوع معامله بسیار سریع و ارزان است. غالباً مجموعه‌ای از مبادلات سراسیمه، در دقیقه‌ها و ثانیه‌های پایانی قبل از بسته شدن بازار، اتفاق می‌افتد؛ به طوری که تولیدکنندگان و خرده‌فروشان با آن، وضعیت خود را پیش از زمان تحویل تثبیت می‌کنند.

مشخصه اصلی این سه نوع مبادله دوجانبه، این است که قیمت هر مبادله به طور جداگانه توسط طرفین تعیین می‌گردد، بنابراین هیچ گونه قیمت «رسمی»[3] وجود ندارد. در حالی که در قراردادهای بلندمدت، جزئیات معمولاً به صورت محرمانه نگهداری می‌شوند، برخی سرویس‌های خبری مستقل، اطلاعاتی راجع به قیمت و مقدار معاملات خارج از بورس جمع‌آوری کرده، بدون ذکر نام طرفین، مختصری از آن را منتشر می‌کنند. این نوع اطلاع رسانی از بازار، و نمایش آخرین مبادله انجام شده در مبادله الکترونیکی، موجب افزایش بهره‌وری بازار می‌شود، زیرا دید واضح‌تری از وضعیت و جهت بازار را به همه بازیگران ارائه می‌کند.

---

[1] Electronic trading
[2] Outstanding
[3] Official

۳-۴-۱-۱ مثال ۳-۱

Borduria Power در بازار برق Bordurian که به صورت دوجانبه عمل می‌کند، معامله می‌نماید. این شرکت مالک سه واحد تولیدی با مشخصات زیر می‌باشد. برای ساده‌سازی، فرض کرده‌ایم که هزینه حدی این واحدها برای تمام دوره‌های بهره‌برداری ثابت است. به‌دلیل هزینه بالای راه‌اندازی واحدهای A و B، شرکت تلاش می‌کند تا واحد A را همواره در مدار قرار دهد و به هنگام روز، حتی الامکان با واحد B تولید کند. هزینه راه اندازی واحد C ناچیز فرض شده است.

واحد	نوع	P_{min}	P_{max}	MC
		MW	MW	$/MWh
A	زغال سنگ بزرگ	۱۰۰	۵۰۰	۱۰
B	زغال سنگ متوسط	۵۰	۲۰۰	۱۳
C	گازی	۰	۵۰	۱۷

در این مثال موقعیت قراردادی Borduria Power در بازه بین ساعات ۲ تا ۳ بعدازظهر ۱۱ ژوئن را مورد بررسی قرار می‌دهیم. جدول زیر خلاصه‌ای از قراردادهای دوجانبه مربوط به شرکت را نشان می‌دهد.

نوع	تاریخ قرارداد	شناسه	خریدار	فروشنده	مقدار	قیمت
					MWh	$/MWh
بلندمدت	۱۰ ژانویه	LT1	Cheapo Energy	Borduria Power	۲۰۰	۱۲/۵
بلندمدت	۷ فوریه	LT2	Steel Borduria	Borduria Power	۲۵۰	۱۲/۸
آتیه	۳ مارس	FT1	Quality Electrons	Borduria Power	۱۰۰	۱٤
آتیه	۷ آوریل	FT2	Borduria Power	Perfect Power	۳۰	۱۳/۵
آتیه	۱۰ می	FT3	Cheapo Energy	Borduria Power	۵۰	۱۳/۸

باید توجه کرد که Borduria Power از نوسانات قیمت در بازار سلف منتفع شده است؛ به طوری که بعضی از مقادیری را که فروخته، دوباره بازخرید نموده است.

Fiona، به عنوان معامله‌گر شرکت، وظیفه تثبیت وضعیت شرکت خود را در بازار بر اساس اطلاعات موجود در صفحه نمایش BPex (Borduria Power exchange) بر عهده دارد. از سوی دیگر، Borduria power برای تحویل ۵۷۰MW قرارداد بسته است و ظرفیت کل آن در ساعت

مذکور، ۷۵۰MW است. در ضمن پیشنهادها در صفحه نمایش BPex در جدول صفحه بعد ارائه شده است:

۱۱ ژوئن بین ۱٤ تا ۱۵	شناسه	مقدار MW	قیمت $/MWh
پیشنهاد فروش	B5	۲۰	۱۷/۵
	B4	۲۵	۱٦/۳
	B3	۲۰	۱٤/٤
	B2	۱۰	۱۳/۹
	B1	۲۵	۱۳/۷
پیشنهاد خرید	O1	۲۰	۱۳/۵
	O2	۳۰	۱۳/۳
	O3	۱۰	۱۳/۲۵
	O4	۳۰	۱۲/۸
	O5	۵۰	۱۲/۵۵

Fiona، بر اساس تجربه خود در این بازار، می‌داند که قیمت‌های پیشنهاد خرید به ندرت افزایش می‌یابد. از آنجا که او هنوز ۱۳۰MW ظرفیت اضافی در واحد B در اختیار دارد، تصمیم می‌گیرد، پیشنهادهای O1، O2 و O3 را پیش از سایر رقبا تصرف می‌کند. از آنجا که قیمت این پیشنهادها از هزینه حدی واحد B بیشتر است، لذا سودآور هستند. Fiona بعد از تکمیل این مبادلات، دستورالعمل اصلاح شده تولید را به اطلاع نیروگاه‌ها می‌رساند. واحد A باید به اندازه ظرفیت نامی خود، (۵۰۰MW) و واحد B به اندازه (۱۳۰MW) تولید کند. واحد C به عنوان واحد آماده باقی می‌ماند.

کمی قبل از اینکه بازار برای بازه زمانی ۱٤:۰۰ تا ۱۵:۰۰ بسته شود، بهره‌بردار واحد B با تلفن، Fiona را از بروز مشکل مکانیکی پیش‌بینی نشده‌ای مطلع می‌سازد. طی این حادثه، واحد قادر است تا غروب در مدار باقی بماند ولی نمی‌تواند بیش از (۸۰MW) تولید نماید. لذا Fiona برای حفظ اعتبار شرکت Borduria Power سه گزینه پیش روی خود دارد:

۱- کاری انجام ندهد، در نتیجه Borduria Power به میزان ۵۰MW کمبود خواهد داشت که باید قیمت بازار لحظه‌ای آن را بپردازد.

۲- این کمبود را با راه‌اندازی واحد C جبران نماید.

۳- اقدام به خرید توان جایگزین از BPex کند.

از آنجا که اخیراً قیمت‌های بازار لحظه‌ای دارای نوسانات نامنظم بوده است، Fiona تمایلی به خرید از این بازار ندارد. بنابراین بررسی می‌کند که آیا می‌تواند در BPex انرژی را با قیمتی کمتر از هزینه حدی واحد C بخرد. وضعیت جدید پیشنهادها به قرار زیر است:

۱۱ ژوئن بین ۱۴ تا ۱۵	شناسه	مقدار	قیمت
		MW	$/MWh
پیشنهاد فروش	B5	۲۰	۱۷/۵
	B4	۲۵	۱۶/۳
	B3	۲۰	۱۴/۴
	B6	۲۰	۱۴/۳
	B8	۱۰	۱۴/۱
پیشنهاد خرید	O4	۳۰	۱۲/۸
	O6	۲۵	۱۲/۷
	O5	۵۰	۱۲/۵۵

Fiona فوراً پیشنهادهای B8، B6 و B3 را انتخاب می‌کند؛ زیرا به شرکت امکان می‌دهد تا تعادل قراردادی خود را با هزینه کمتری از هزینه حدی C حفظ کند. در تعادل، بعد از بسته شدن بازار برای این ساعت، Borduria Power باید ۵۸۰MWh تولید نماید. توجه کنید که تمامی تصمیمات Fiona براساس هزینه افزایشی تولید انرژی اتخاذ شده است. پس از بحث درباره عملکرد بازار لحظه‌ای، به این مثال باز خواهیم گشت.

۳-۴-۲ حوضچه برق[1]

در سال‌های نخست شکل‌گیری رقابت در مبادله انرژی الکتریکی، عزیمت از وضع جاری به مبادلات دوجانبه، امری دشوار می‌نمود. با توجّه به اینکه انرژی الکتریکی به هنگام حرکت از مولد به بار، تجمّع می‌یابد، احساس شد که مبادله به شیوه‌ای متمرکز، به بهترین نحو انجام می‌گیرد و همه تولیدکننده‌ها و مصرف‌کنندگان را درگیر می‌سازد. بر این اساس حوضچه‌های رقابتی برق پدید آمد. حوضچه، شیوه‌ای غیرمعمول در معامله کالا محسوب می‌شود؛ اما در بهره‌برداری سیستم‌های قدرت به خوبی جا افتاده است. در واقع، برخی از حوضچه‌های رقابتی برق که اکنون کار می‌کنند،

[1] Electricity pool

براساس حوضچه‌های تعاونی پدید آمده‌اند که توسط شرکت‌های خدماتی انحصاری با قلمروهای خدماتی مجاور ایجاد شده بودند.

در معاملات دوجانبه، تعادل بازار بعد از تعامل مکرر مصرف‌کنندگان و تولیدکنندگان حاصل می‌شود؛ اما حوضچه‌ها سازوکاری برای تعیین روشمند این تعادل، فراهم می‌کنند. با وجود روش‌های متعدد، اساس کار یک حوضچه به ترتیب زیر است:

* شرکت‌های تولیدی پیشنهاد فروش خود را برای مقدار معین انرژی الکتریکی و با قیمت مشخص در بازه مورد نظر ارائه می‌دهند. این پیشنهادها به ترتیب افزایش قیمت منظم می‌گردد. به این ترتیب، یک منحنی استخراج می‌گردد که قیمت پیشنهادی بازیگران را بر حسب مقدار انباشته (تجمعی) پیشنهاد نشان می‌دهد. این منحنی، به عنوان منحنی عرضه بازار، در نظر گرفته می‌شود.

* به‌طور مشابه، منحنی تقاضای بازار، بر مبنای پیشنهاد خرید (شامل مقدار و قیمت) مصرف‌کنندگان، تشکیل می‌شود. پیشنهادهای دریافتی به ترتیب کاهش قیمت مرتب گردیده، منحنی تقاضا استخراج می‌گردد. اما از آنجا که تقاضای برق، انعطاف‌پذیری بسیار کمی نسبت به قیمت دارد، غالباً این قدم حذف می‌شود و تقاضا در مقداری که پیش‌بینی بار معین می‌کند، ثابت قرار داده می‌شود. به بیان دیگر، منحنی تقاضا خطی عمودی در مقدار بار پیش‌بینی شده می‌باشد.

* محل برخورد این منحنی‌های تقاضا و تولید، بیانگر تعادل بازار است. همه پیشنهادهای فروشی که قیمت آنها مساوی یا کمتر از قیمت تسویه بازار باشد، پذیرفته می‌شوند و مولدها بر اساس پیشنهاد پذیرفته شده اقدام به تولید در بازه مذکور می‌نمایند. به‌طور مشابه، همه پیشنهادهای خریدی که قیمت آنها مساوی یا بیشتر از قیمت تسویه بازار باشد، پذیرفته می‌شوند و مقدار انرژی مجاز برای برداشت از سیستم، به مصرف‌کنندگان اطلاع داده می‌شود.

* قیمت تسویه بازار، بیانگر قیمت یک مگاوات‌ساعت اضافی انرژی الکتریکی می‌باشد؛ لذا قیمت حدی سیستم[1] یا SMP نامیده می‌شود. این SMP به مولدها در ازای هر مگاوات‌ساعت تولید، پرداخت می‌شود؛ مصرف‌کنندگان نیز صرف نظر از اینکه پیشنهادهای فروش و خرید آنها چقدر بوده است، SMP را برای هر مگاوات‌ساعت مصرفی می‌پردازند.

در نگاه اول، پرداخت SMP به همه مولدهای پذیرفته شده در بازار، ممکن است عجیب به نظر برسد. چرا مولدهایی که تمایل به تولید با قیمت کمتر داشتند، قیمت پیشنهادی خود را دریافت نکنند؟ آیا این روش، قیمت متوسط برق را کاهش نخواهد داد؟ دلیل اصلی برای ردّ روش

[1] System Marginal price

پرداخت بر مبنای پیشنهاد[1] آن است که در این روش، تولیدکنندگان انگیزه کافی برای ارائه پیشنهاد قیمتی که بیانگر هزینه حدی آنها باشد، ندارند. همه مولدها SMP احتمالی را حدس می‌زنند و در سطحی پیشنهاد می‌دهند که بیشترین درآمد را داشته باشند. لذا در بهترین حالت، SMP ثابت خواهد ماند. مطمئناً برخی واحدهای کم هزینه، گاهی مقدار SMP را بیشتر از حد واقعی تخمین زده، قیمت بالایی را پیشنهاد می‌دهند. این واحدها از بازار کنار گذاشته می‌شوند و بناچار واحدی با هزینه حدی بالاتر جایگزین آنها خواهد شد. در این صورت قیمت SMP از آنچه باید، بیشتر می‌شود. به علاوه این جایگزینی در تولید، موجب بهره‌برداری غیربهینه از منابع تولید و در نتیجه عدم بهره‌وری اقتصادی می‌گردد. به علاوه، احتمالاً مولدها قیمت پیشنهادی خود را به منظور جبران ریسک حاصل از عدم قطعیت SMP نیز افزایش می‌دهند. بدین ترتیب تلاش برای کاهش قیمت برق، به افزایش آن منجر می‌شود!

[1] Pay-as-bid

۳-٤-۱-۲ مثال ۳-۲

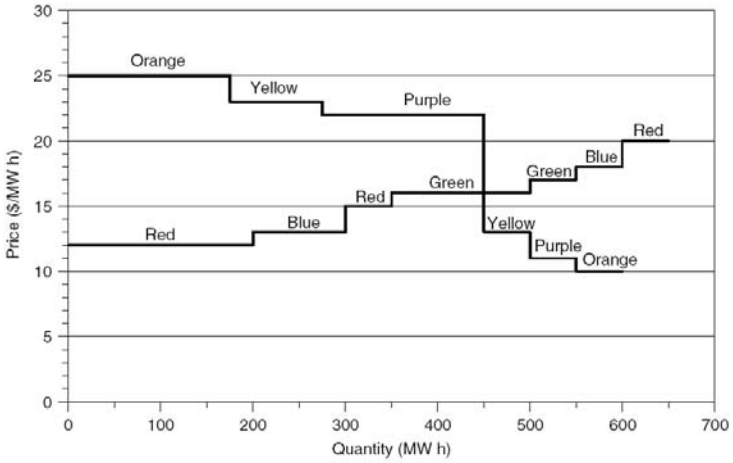
جدول زیر لیست پیشنهادهای خرید و فروش در حوضچه برق Syldavia برای ساعت ۹ تا ۱۰ صبح ۱۱ ژوئن را نشان می‌دهد.

۱۱ ژوئن بین ١٤ تا ١٥	شرکت	مقدار (MWh)	قیمت ($/MWh)
پیشنهاد فروش	قرمز	۲۰۰	۱۲
	قرمز	۵۰	۱۵
	قرمز	۵۰	۲۰
	سبز	۱۵۰	١٦
	سبز	۵۰	۱۷
	آبی	۱۰۰	۱۳
	آبی	۵۰	۱۸
پیشنهاد خرید	زرد	۵۰	۱۳
	زرد	۱۰۰	۲۳
	ارغوانی	۵۰	۱۱
	ارغوانی	۱۵۰	۲۳
	نارنجی	۵۰	۱۰
	نارنجی	۲۰۰	۲۵

شکل ۳-۱ نحوه انباشتن پیشنهادهای خرید و فروش برای تشکیل منحنی عرضه و تقاضا را نشان می‌دهد. از برخورد این دو منحنی، برای این بازه نتیجه می‌گیریم که SMP برابر ١٦$/MWh است و ٤٥٠MWh از طریق حوضچه برق Syldavian مبادله می‌شود. جدول زیر مقدار انرژی تولیدی هر مولد و انرژی مصرفی هر خریدار را به همراه درآمد و مخارج هر شرکت نشان می‌دهد.

در مثال بالا اگر به جای درخواست پیشنهاد از مصرف‌کنندگان، حوضچه Syldavia مبتنی بر پیش‌بینی بار برای طرف تقاضا می‌بود، و اگر بار برای این بازه ٤٥٠MW برآورد شده بود، دقیقاً همین نتیجه به دست می‌آمد.

شرکت	تولید (MWh)	مصرف (MWh)	درآمد ($)	مخارج ($)
قرمز	۲۵۰		٤۰۰۰	
آبی	۱۰۰		۱٦۰۰	
سبز	۱۰۰		۱٦۰۰	
نارنجی		۲۰۰		۳۲۰۰
زرد		۱۰۰		۱٦۰۰
ارغوانی		۱۵۰		۲٤۰۰
مجموع	٤۵۰	٤۵۰	۷۲۰۰	۷۲۰۰



شکل ۳-۱ انباشت پیشنهادهای خرید و فروش در مثال ۳-۲

در این مثال، مولدها پیشنهادهای ساده‌ای شامل قیمت/ مقدار ارسال می‌کنند. در برخی حوضچه‌ها، مولدها پیشنهادهای مرکب برای هر واحد تولیدی خود ارسال می‌کنند. این پیشنهادها باید مشخصات هزینه‌ای واحدها (شامل هزینه حدی، راه‌اندازی و بی باری) و نیز برخی پارامترهای فنی (مانند حداقل و حداکثر تولید، انعطاف‌پذیری) را ارائه دهند. آنگاه حوضچه، به جای انباشت ساده پیشنهادهای فروش، برنامه در مدارقرار گرفتن نیروگاه‌ها را تنظیم می‌کند. بدین ترتیب، برنامه تولید و قیمت‌ها برای هر بازه یک یا نیم‌ساعته در کل روز معین می‌شود. این رهیافت برای برنامه‌ریزی و قیمت‌گذاری، در حوضچه برق انگلستان و ولز بین سال‌های ۱۹۹۰ تا ۲۰۰۱ به کار می‌رفت.

۳-۴-۳ مقایسه حوضچه با مبادله دوجانبه

از آنجا که در جهان، هم حوضچه و هم مدل‌های دوجانبه بازار انرژی الکتریکی، برای بازارهای برق پذیرفته شده‌اند، مروری اجمالی بر مزایا و معایب هر دو روش سودمند است.

همان‌گونه که پیشتر آمد، اساس یک حوضچه رقابتی انرژی، غالباً یک توافق همکاری بین شرکت‌های خدمت‌رسانی مختلف است. چنین تبدیل جزئی در کاربری، بر مبنای رقابت را نمی‌توانیم یک «تحول» به شمار آوریم، چه رسد به اینکه آن را «ایجاد ساختاری کاملاً جدید» بنامیم. برخی از نگرانی‌های موجود در بدو تشکیل بازار رقابتی را با توجه به طبیعت ذاتی تغییر، می‌توان تقلیل داد. به ویژه اگر در محیط رقابتی، همان سازمان قبلی مسؤول بماند، دولت و مردم احتمالاً نگرانی‌های کمتری نسبت به امنیت عرضه برق خواهند داشت. یک حوضچه انرژی شکل متمرکزتری از مدیریت سیستم را فراهم می‌کند. حوضچه، نه تنها همه مبادلات فیزیکی انرژی الکتریکی را سامان می‌دهد، بلکه معمولاً مسؤولیت بهره‌برداری از سیستم انتقال را نیز بر عهده دارد. این ترکیب وظایف، از تکثر سازمان‌ها جلوگیری می‌نماید، ولی تمایز بین وظایف مختلفی را که باید در یک بازار برق انجام گردد، مشکل می‌سازد.

بیشتر مصرف‌کنندگان متوسط و کوچک برق، انگیزه کمی برای ایفای نقش فعال در بازار برق دارند. حتی هنگامی که مصرف‌کنندگان تجمّع می‌یابند، خرده‌فروشی که نماینده آنهاست، ابزاری مستقیم برای تنظیم مصرف، در پاسخ به تغییراتِ قیمت در اختیار ندارد. بنابراین شاید استدلال شود که فعال نبودن مصرف‌کنندگان در یک حوضچه برق، و در نظرگرفتن تقاضا بر اساس پیش‌بینی بار، موجب کاهش هزینه معاملات می‌گردد. ولی اقتصاددانان بسیاری با این نظریه موافق نیستند. به عقیده آنها برای نیل به قیمت‌های کارا، مذاکرات مستقیم بین تولیدکننده و مصرف‌کننده ضروری است. برخی اقتصاددانان، به سادگی از حوضچه برق گریزانند؛ زیرا آن را فقط تقریبی نظارت شده از یک بازار می‌دانند؛ نه یک بازار واقعی.

حوضچه‌های توان، همچنین سازوکاری برای کاهش ریسک مولدها، و در نتیجه کاهش هزینه انرژی الکتریکی، فراهم می‌کنند. وقتی یک مولد، انرژی را بر اساس پیشنهادهای ساده برای هر بازه بازار، به طور جداگانه می‌فروشد، با این ریسک مواجه است که برای برخی بازه‌ها موفق به فروش انرژی کافی نشود؛ به گونه‌ای که دیگر روشن نگه‌داشتن نیروگاه صرفه اقتصادی نداشته باشد. در این حالت یا باید انرژی را همراه با ضرر بفروشد یا واحد را خاموش کند و در عوض هزینه راه‌اندازی بعدی را بپذیرد. هر دو گزینه، هزینه تولید انرژی را افزایش داده، مولد را مجبور به

بالابردن متوسط قیمت پیشنهادی می‌کند. اگر این نیروگاه در حوضچه‌ای بر اساس پیشنهادهای مرکب شرکت کند، احتمالاً قوانین موجود در این حوضچه، هزینه راه‌اندازی و بی‌باری را نیز در پیشنهادها پوشش می‌دهد. به‌علاوه، الگوریتم برنامه‌ریزی به کار رفته توسط حوضچه، معمولاً مانع از خاموش کردن غیرضروری واحدها می‌شود. از آنجا که این عوامل، ریسک مولدها را می‌کاهد، ممکن است انتظار رود که قیمت‌های متوسط پایین‌تر، افزایش یابند. به هرحال، این کاهش ریسک، به بهای پیچیدگی قوانین حوضچه حاصل می‌شود. قوانین پیچیده‌تر، از شفافیت فرایند قیمت‌گذاری می‌کاهد و فرصت دست‌کاری در قیمت‌ها را افزایش می‌دهد. در عمل، هنوز روشن نیست که آیا پیشنهادهای مرکب و برنامه‌ریزی مبتنی بر حوضچه، واقعاً قیمت‌های برق را کاهش می‌دهد یا خیر.

۳-۵ بازار لحظه‌ای مدیریت‌شده

برای هر کالایی،تقریباً همیشه بین مقدار قراردادی خرید یا فروش، و نیاز واقعی یا توانایی حقیقی تولید، عدم توازنی پدید می‌آید. بازار لحظه‌ای سازوکاری برای ساماندهی این عدم تعادل، فراهم می‌کند. اگر بنا باشد با انرژی الکتریکی به عنوان یک کالا رفتار شود، سازمان‌دهی یک بازار لحظه‌ای ضروری است. متأسفانه، همان‌گونه که بحث شد، عدم تعادل بین تولید و بار باید به قدری سریع برطرف گردد که در سازوکار یک بازار لحظه‌ای سنتی قابل تحقق نیست. در عوض، بهره‌بردار سیستم (SO) با استفاده از «بازار لحظه‌ای مدیریت‌شده» حفظ تعادل سیستم را بر عهده دارد. این سازوکار، یک «بازار» است زیرا انرژی به کار رفته برای متعادل‌سازی سیستم، آزادانه و به قیمت دلخواه بازیگران، پیشنهاد می‌شود. همچنین این بازاری «لحظه‌ای» است؛ به این دلیل که قیمتی را تعیین می‌کند که در آن، عدم تعادل‌ها تسویه می‌شود. اما بازاری «مدیریت‌شده» است؛ زیرا پیشنهادهای خرید و فروش توسط شخص ثالث (SO)، و نه تعاملات دوجانبه، انتخاب می‌گردد.

در پاراگراف‌های بعدی، سودمندی یک بازار لحظه‌ای مدیریت‌شده را مورد بحث قرار می‌دهیم. نمونه‌های واقعی این بازار ممکن است با این طرح اولیه تفاوت‌های اساسی داشته باشد. همچنین اجماعی در مورد نام این فرایند وجود ندارد. علاوه بر اصطلاح «بازار لحظه‌ای»، نام‌هایی مانند «بازار ذخیره»[1]، «سازوکار متعادل‌سازی»[2] و ... نیز به کار می‌رود.

[1] Reserve market
[2] Balancing mechanism

۳-۵-۱ دست‌یابی به منابع متعادل‌ساز

اگر بازیگران بازار قادر بودند با دقت کامل مقدار مصرف یا تولید خود را پیش‌بینی کنند، SO دیگر مجبور به اقدامات متعادل‌سازی نبود. خود بازیگران می‌توانستند برای پوشش کمبودها یا فروش مازادها به مبادله بپردازند. در عمل، همیشه عدم تعادل‌های کوچکی وجود دارد و SO باید تنظیماتی در تولید یا بار انجام دهد. در مجموع، این تنظیمات بیانگر خرید و فروش انرژی الکتریکی با قیمتی لحظه‌ای است که تمایل بازار را در تأمین این تنظیمات منعکس می‌کند. به منظور رعایت نظریه بازار آزاد، هر طرفی که مایل به تنظیم تولید یا مصرف خود است باید بتواند با سایر رقبا به رقابت بپردازد. این امر گزینه‌های زیادی پیش روی بهره‌بردار سیستم قرار می‌دهد و به کاهش هزینه متعادل‌سازی کمک می‌کند. این منابع متعادل‌ساز، می‌توانند پیشنهادهای خود را به دو صورت بلندمدت و یا برای یک بازه خاص ارائه دهند. خدمات متعادل‌سازی برای یک بازه خاص، معمولاً بعد از بسته شدن بازار انرژی برای آن بازه خاص به SO پیشنهاد می‌شود. واحدهایی که در حداکثر تولید کار نمی‌کنند، می‌توانند پیشنهاد افزایش تولید را به این بازار ارائه دهند. به علاوه یک واحد می‌تواند برای کاهش تولید خود به بازار پیشنهاد پرداخت دهد. این پیشنهاد در صورتی سودآور است که قیمت افزایشی این پیشنهاد، کمتر از هزینه افزایشی تولید انرژی توسط این واحد باشد. در واقع واحدی که چنین پیشنهادی می‌دهد، تولید خود را با توان ارزان‌تری که از بازار لحظه‌ای می‌خرد، جایگزین می‌کند.

سمت تقاضا نیز می‌تواند منبعی برای برقراری تعادل باشد. اگر قیمت یک بازه، بالاتر از ارزشی باشد که یک مصرف‌کننده برای مصرف خویش در یک بازه قائل است، ممکن است پیشنهاد کاهش مصرف ارائه دهد. مزیت چنین کاهش تقاضایی در این است که بسیار سریع قابل اعمال می‌باشد. همچنین ممکن است که در صورت پایین بودن قیمت، پیشنهاد افزایش مصرف ارائه شود. از آنجا که این پیشنهادهای منابع متعادل‌ساز، اندکی پیش از زمان واقعی ارسال می‌شوند، SO ممکن است نگرانی‌هایی در مورد میزان و قیمت این پیشنهادها داشته باشد. برای رفع این مشکل، SO می‌تواند منابع متعادل‌کننده را به صورت بلندمدت بخرد. بر اساس این قراردادها به عرضه‌کننده یک قیمت ثابت (که غالباً نرخ اختیار[1] نامیده می‌شود) پرداخت می‌گردد تا مقداری ظرفیت در دسترس داشته باشد. نیز در این قرارداد، قیمت اجرا[2] مشخص می‌شود. این مبلغ برای

[1] Option fee
[2] Exercise price

تولید هر MWh تولید شده توسط این ظرفیت که به درخواست SO صورت گرفته باشد، پرداخت می‌شود. SO این منابع را فقط زمانی فرامی‌خواند که قیمت اجرا کمتر از قیمتی باشد که در کوتاه‌مدت از طرف منابع متعادل‌ساز پیشنهاد می‌شود. با توجه به اصطلاحات اقتصادی، این قراردادها معادل قراردادهای اختیار مالی[1] در بازارهای مالی و کالا می‌باشد. هدف آنها یکسان است: مصونیت بخشیدن به خریدار (در این حال SO) در برابر افزایش قیمت و نیز تضمین مقداری درآمد برای عرضه‌کننده.

عدم تعادل‌های ناشی از خطای پیش‌بینی توسط بازیگران، نسبتاً کوچک هستند، رشد تدریجی دارند و تا حد معینی قابل تخمین می‌باشند. از سوی دیگر، عدم تعادل‌های ناشی از خرابی‌ها معمولاً بسیار بزرگ، ناگهانی و غیرقابل پیش‌بینی می‌باشند. بسیاری از واحدهای تولیدی، می‌توانند تولید خود را با نرخی تنظیم کنند که عدم تعادل نوع اول را بر طرف سازد. ولی برای رفع عدم تعادل نوع دوم، به واحدهایی نیاز است که خروجی خود را به سرعت افزایش می‌دهند و برای مدت معینی تولید را در این مقدار، نگه‌می‌دارند. در فصل ۵، در بحث امنیت سیستم، موضوع ظرفیت ذخیره تولید را با تفصیل بیشتر بررسی می‌کنیم. ضمناً باید این نکته مهم را در نظر داشت که ارزش همه منابع متعادل‌ساز یکسان نیست. قیمت تولید یک مگاوات اضافی که با افزایش تدریجی خروجی یک نیروگاه حرارتی بزرگ، به‌دست می‌آید، بسیار کمتر از قیمت یک مگاوات باری است که باید برای جلوگیری از فروپاشی سیستم قطع گردد. برای آنکه بتوان با کمترین هزینه سیستم را در تعادل نگهداشت، SO باید به منابع متنوعی از متعادل‌سازها دسترسی داشته باشد. منابع متعادل‌ساز (اعم از تولیدکننده و مصرف‌کننده)، باید علاوه بر مقدار و قیمت، سرعت خود در تزریق توان به سیستم را نیز به بازار پیشنهاد دهند.

۳-۵-۲ بسته شدن بازار

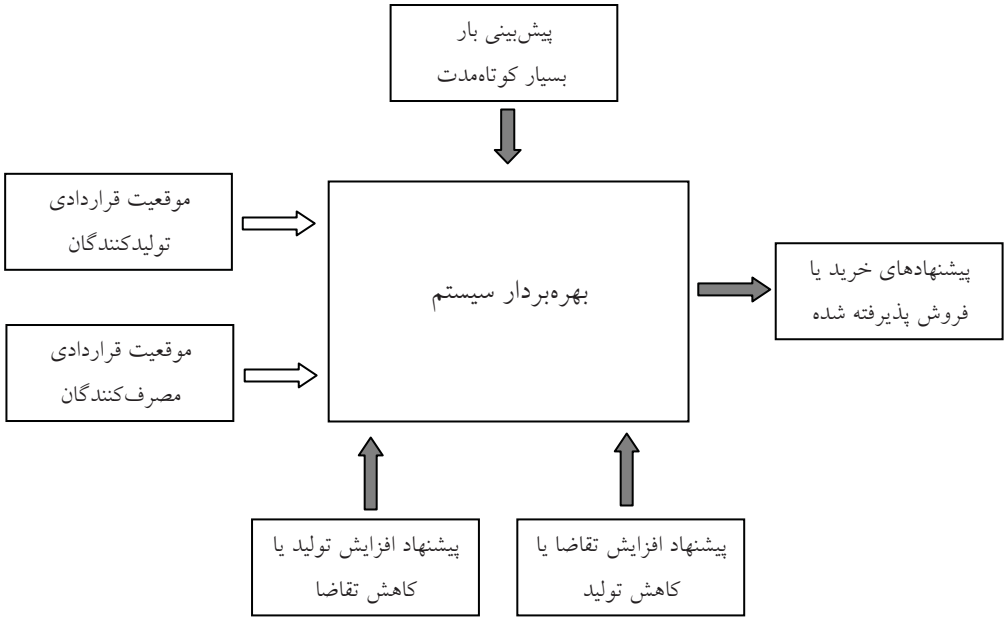
همان‌گونه که بحث شد، باید معامله انرژی در نقطه‌ای قبل از زمان واقعی، بسته گردد. تا SO فرصت برقراری تعادل در سیستم را پیدا کند. طول فاصله زمانی بین بسته شدن بازار و زمان واقعی، محل نزاع شدیدی است. بهره‌برداران سیستم، فاصله زمانی طولانی‌تری را ترجیح می‌دهند، زیرا زمان بیشتری برای اجرای برنامه‌ها در اختیار قرار می‌دهد و نیز انعطاف‌پذیری بیشتری در گزینش منابع متعادل‌ساز ایجاد می‌کند. مثلاً اگر بازار نیم یا یک ساعت قبل از زمان واقعی بسته

[1] Option contract

شود، بهره‌بردار سیستم قادر به استفاده از واحدی بزرگ با سوخت زغال، برای جبران کمبود تولید نخواهد بود. از طرف دیگر بازیگران بازار انرژی، تمایل به کمتر بودن این فاصله زمانی دارند تا ریسک خود را کاهش دهند. پیش‌بینی باری که یک ساعت قبل از زمان واقعی انجام شده، معمولاً بسیار دقیق‌تر از پیش‌بینی بار در چهار ساعت قبل است. بنابراین یک خرده‌فروش مایل است برای تطبیق خریدها با بار پیش‌بینی شده‌اش، تا آخرین دقیقه به مبادله الکترونیکی بپردازد. او این راه را نسبت به بازار لحظه‌ای مدیریت‌شده ترجیح می‌دهد؛ زیرا در بازار لحظه‌ای مدیریت‌شده، در معرض قیمت‌هایی قرار می‌گیرد که کنترلی بر روی آن ندارد. نیروگاه‌ها نیز فاصله زمانی کوتاه‌تر را، به دلیل کاهش ریسک ناشی از خروج ناگهانی واحد، ترجیح می‌دهند. به عنوان مثال، اگر واحدی بعد از بسته شدن بازار، خراب شود، کاری از دست واحد تولیدکننده ساخته نیست؛ مگر اینکه امیدوار باشد که قیمت بازار لحظه‌ای خیلی بالا نباشد. از سوی دیگر، اگر حادثه قبل از بسته شدن بازار رخ دهد، واحد می‌تواند کمبود تولید خود را با خرید از بورس الکترونیکی در بهترین قیمت ممکن جبران نماید. به طور کلی، بازیگران، یک بازار لحظه‌ای واقعی را بر بازار مدیریت‌شده ترجیح می‌دهند؛ زیرا اولی فقط تحت تأثیر نیروهای بازاری است و دومی متأثر از ملاحظات پیچیده فنّی هم می‌باشد.

۳-۵-۳ عملکرد بازار لحظه‌ای مدیریت‌شده

شکل ۳-۲ نحوه عملکرد بازار لحظه‌ای مدیریت‌شده را نشان می‌دهد. به هنگام بسته شدن بازار، تولیدکنندگان و مصرف‌کننده‌ها باید وضعیت قراردادی خود، یعنی میزان تولید و مصرف در بازه مورد نظر را به اطلاع SO برسانند. SO، این اطلاعات را با پیش‌بینی خود از کل بار می‌آمیزد تا احتمال عدم تعادل در سیستم را تعیین کند. اگر تولید بیش از بار باشد، سیستم را Long و در حالت عکس Short می‌نامند.



شکل ۳-۲ نمودار عملکرد بازار برق لحظه‌ای مدیریت‌شده

هنگامی که یک بازار برق، بر اساس حوضچه توان، توسط SO اجرا می‌شود، عملکرد متعادل‌سازی به عملکرد بازار انرژی چنان نزدیک خواهد بود که تفکیک آنها از یکدیگر امری دشوار می‌باشد.

۳-۵-۳-۱ مثال ۳-۳

در این مثال، با استفاده از داده‌های مثال ۳-۱ عملکرد نماینده Borduria Power را در بازار لحظه‌ای بررسی می‌کنیم. بعد از بسته شدن بازار معاملات دوجانبه، Fiona، برای تولید میزان خالص ۵۸۰MWh در بازه مورد نظر، قرارداد بسته است. برنامه‌ریزی تولید واحدها به ترتیب زیر به بهره‌بردار سیستم اعلام شده است:

واحد	تولید برنامه ریزی شده (MW)
A	۵۰۰
B	۸۰
C	۰

Fiona سپس باید در مورد پیشنهادهای خرید و فروش خود در بازار لحظه‌ای مدیریت‌شده، تصمیم بگیرد. او برای تصمیم بهتر، خروجی برنامه‌ریزی‌شده و مشخصات واحدهای تولیدی Borduria Power را به صورت زیر مرتب کرده است:

واحد	تولید برنامه‌ریزی شده	حداقل تولید (MW)	حداکثر تولید (MW)	قیمت حدی ($/MWh)
A	۵۰۰	۱۰۰	۵۰۰	۱۰
B	۸۰	۵۰	۸۰	۱۳
C	۰	۰	۵۰	۱۷

برای پیشنهاد افزایش تولید، فقط از واحد C می‌توان استفاده کرد؛ زیرا واحدهای A و B در حداکثر ظرفیت تولید خود برنامه‌ریزی شده‌اند. حداکثر این پیشنهاد، برابر با ۵۰MWh است که برای سودآوری، باید قیمت حداقل آن ۱۷$/MWh باشد. (هزینه راه‌اندازی واحد C ناچیز فرض شده است.)

Fiona همچنین امکان کاهش تولید واحدهای A و B را نیز در نظر می‌گیرد. او برای کاهش خروجی واحد A و B، حاضر است به ترتیب، تا ۱۰$/MWh و ۱۳$/MWh بپردازد. این مبالغ، هزینه حدی تولید انرژی توسط این واحدهاست. خروجی این واحدها را می‌توان به ترتیب به اندازه ٤۰۰MW و ۳۰MW کاهش داد؛ بدون اینکه برنامه‌های بازه‌های بعدی تحت تأثیر قرار گیرد. این در صورتی است که محدودیتی برای نرخ تنظیم خروجی واحدها در نظر نگیریم. کاهش بیشتر، مستلزم خاموش کردن این واحدهاست و در آن صورت مانع از این می‌شود که Borduria power برای ساعات بعدی تعهدات خود را برآورده سازد. به علاوه، هزینه راه‌اندازی مجدد این واحدها، سودآوری آنها را کاهش می‌دهد.

در فصل ۲، بحث کردیم که در یک بازار با رقابت کامل، راهبرد بهینه برای هر شرکت‌کننده این است که پیشنهاد فروش را براساس هزینه حدی، و پیشنهاد خرید را بر اساس ارزش حدی ارائه دهند. همان‌گونه که در قسمت‌های بعدی خواهیم دید، بازارهای برق معمولاً رقابتی کامل نیستند. برخی بازیگران برای سود بیشتر، قیمت پیشنهاد فروش را بالاتر از هزینه حدی و یا قیمت پیشنهاد خرید را کمتر از ارزش حدی ارائه می‌دهند. Fiona بر اساس تجربه خود، پیشنهادهای خرید و فروش را به این ترتیب برای حداکثر کردن سود شرکت ارائه می‌دهد:

نوع	شناسه	قیمت ($/MWh)	مقدار (MW)
پیشنهاد خرید	SMB-1	۱۷/۵۰	۵۰
پیشنهاد فروش	SMO-1	۱۲/۵۰	۳۰
پیشنهاد فروش	SMO-2	۹/۵۰	٤۰۰

۳-۵-۴ تعامل میان بازار لحظه‌ای مدیریت‌شده و بازارهای دیگر

از آنجا که بازار لحظه‌ای مدیریت‌شده، بازار نهایی[1] برای انرژی الکتریکی است، تأثیر بسزایی بر سایر بازارها دارد. اگر قیمت لحظه‌ای پایین باشد، خریداران انرژی بی‌جهت نگران کمبود نخواهند بود، زیرا می‌توانند کمبودهای خود را در بازار لحظه‌ای با قیمتی منطقی بخرند. بنابراین کمتر از میزان نیاز خود از بازار سلف خریداری می‌کنند و لذا قیمت انرژی در این بازار را پایین می‌آورند. از سوی دیگر اگرقیمت لحظه‌ای بالا باشد، همین خریداران با خرید بیشتر، برای تأمین نیاز خود در قیمت بهتر، باعث افزایش قیمت در بازار سلف می‌شوند. اگر برق کالایی ساده بود، این اختلاف قیمت‌ها در طول زمان از بین می‌رفت و قیمت‌های بازار سلف منعکس‌کننده متوسط قیمت بازار لحظه‌ای می‌بود.

مطمئناً برق تنها کالایی نیست که قیمت لحظه‌ای آن بسیار ناپایدار است. به عنوان مثال پیش‌بینی هوای بسیار سرد و یخبندان در منطقه کشاورزی برزیل، موجب افزایش سرسام‌آور قیمت لحظه‌ای قهوه می‌گردد. همچنین اگر روز بعد معلوم شود که پیش‌بینی هوا از دقت کافی برخوردار نبوده، یا خسارت وارده کمتر از مقدار تخمینی است، قیمت این محصول ممکن است با کاهش نسبی مواجه شود. تفاوت بین قهوه و انرژی الکتریکی در این است که مبادله قهوه در بازار لحظه‌ای هیچ فرقی با مبادله آن تحت قراردادهای بلندمدت ندارد. از سوی دیگر، یک MWh که از طریق بازار لحظه‌ای مدیریت‌شده به فروش می‌رسد، معمولاً توسط واحدهایی تولید می‌شود که انعطاف‌پذیری بسیار بالاتری از بقیه نیروگاه‌هایی دارند که عمده برق را تولید می‌کنند.

خدمات جانبی نظیر ردگیری بار، کنترل فرکانس و ظرفیت ذخیره چرخان، بهره‌برداری هموار و ایمن از سیستم قدرت را تضمین می‌کنند. ارائه چنین خدماتی راهی دیگر برای افزایش درآمد تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان محسوب می‌گردد. معمولاً واحدهای بسیار انعطاف‌پذیری که توانایی رقابت با سایر تولیدکنندگان در بازار انرژی را ندارند، این بخش از بازار را به خود

[1] Market of the last resort

اختصاص می‌دهند. تدارک این خدمات، با تحویل مقدار نسبتاً کمی انرژی مترادف است. اگر عرضه‌کنندگان چنین خدماتی بر اساس مگاوات‌ساعت تولیدی خود پول دریافت کنند، باید قیمت نسبتاً بالایی برای هر مگاوات‌ساعت دریافت کنند تا درآمد کافی برای باقی‌ماندن در تجارت داشته باشند. در نظر گرفتن هزینه این انرژی در محاسبه قیمت لحظه‌ای، معمولاً موجب ایجاد جهش‌های تیز در قیمت می‌گردد. این جهش‌های قیمت، از کمبود ناگهانی انرژی الکتریکی در بازار ناشی نشده است، بلکه نتیجه فقدان شدید ولی موقت در سیالیت[1] بازار است. جهش‌های قیمت بدین دلیل رخ می‌دهد که برای یک زمان کوتاه، تعداد شرکت‌کنندگان قادر به ارائه این «انرژی خدماتی»[2]، اندک هستند و مصرف‌کنندگان قادر به کاهش تقاضای خود در مدت کوتاه نمی‌باشند. جهش‌های قیمت، ریسکی برای شرکت‌هایی محسوب می‌شود که مجبور به خرید از بازار لحظه‌ای مدیریت‌شده هستند؛ بنابراین آنها را به خرید بیشتر از بازارهای سلف تشویق می‌کند. این امر باعث افزایش قیمت‌های سلف می‌شود. بنابراین قیمت‌های سلف به طور غیرواقعی افزایش می‌یابند. این افزایش ناشی از نیاز به تولید بخش کوچکی از کل انرژی مصرفی، با مدت پیش‌آگهی کوتاه می‌باشد. جزئیات بیشتری از تدارک خدمات جانبی و روش‌های مختلف پرداخت به عرضه کنندگان آن در فصل ۵ ارائه خواهد شد.

۳-۶ فرایند تسویه

معاملات تجاری معمولاً با توافق مستقیم طرفین تسویه می‌گردد، به طوری که فروشنده، در پی تحویل کالا به خریدار، قیمت توافق شده را دریافت می‌نماید. اگر مقدار کالای تحویلی، کمتر از مقدار مقرّر باشد، فروشنده باید پول کمتری دریافت کند. به طور مشابه اگر خریدار بیش از مقدار مقرّر مصرف کند، باید مبلغی اضافی پرداخت نماید. اما از آنجا که برق در راه خود از تولیدکننده به مصرف‌کننده، تجمّع می‌یابد، فرایند تسویه آن نیز پیچیده‌تر خواهد بود. از اینجا نیاز به یک سیستم تسویه متمرکز، رخ می‌نماید.

در مبادلات دوجانبه انرژی الکتریکی، اگر مقدار انرژی تحویلی با مقدار توافق شده، دقیقاً برابر باشد، خریدار مبلغ قرارداد را به فروشنده پرداخت می‌نماید. به طور مشابه، مبادلات بی‌نام که بر پایه بورس انجام می‌شود، به واسطه بورس برق تسویه می‌شوند، به گونه‌ای که به نظر برسد به

[1] Liquidity
[2] Service energy

طور کامل اجرا شده‌اند. اما همواره عدم دقت‌هایی در تمام شدن قراردادها وجود دارد. اگر مولدی از عهده تولید انرژی مقرّر برنیاید، نمی‌توان به سادگی این مقدار کمبود را از مشتریان آن مولد دریغ داشت. در عوض، بهره‌بردار سیستم، برای حفظ پایداری سیستم، انرژی جایگزین را در بازار لحظه‌ای مدیریت‌شده می‌خرد. مثلاً اگر یک کاربر بزرگ یا خرده‌فروش کمتر از میزان خرید، مصرف کند، بهره‌بردار سیستم، مقدار مازاد را در بازار لحظه‌ای مدیریت‌شده می‌فروشد. این فعالیت‌های متعادل‌ساز باعث می‌شود که همه قراردادها به طور کامل اجرا شوند. البته هزینه‌ای در بردارند. در اغلب موارد، مبلغ پرداختی توسط بهره‌بردار سیستم بابت خرید انرژی جایگزین، مساوی درآمد حاصل از فروش انرژی مازاد نیست. طرف‌های مؤثّر در این عدم تعادل‌ها، باید هزینه عملیات متعادل‌سازی را به بهره‌بردار سیستم پرداخت نمایند.

بنابراین اولین مرحله در فرایند تسویه، تعیین موقعیت خالص هر شرکت‌کننده در بازار می‌باشد. بدین منظور، هر نیروگاه باید مقدار انرژی خالص مورد قرارداد برای هر بازه را به سیستم تسویه گزارش دهد. این مقدار، انرژی مبادله شده از طریق بازار لحظه‌ای مدیریت‌شده را نیز شامل می‌شود. این مقدار، از مقدار واقعی تولید کاسته می‌شود. اگر حاصل مثبت بود، مولد این انرژی مازاد را به سیستم فروخته است و اگر حاصل منفی بود، با نیروگاه به گونه‌ای رفتار می‌شود که گویی این کمبود را از سیستم خریده است.

به طور مشابه، همه مصرف‌کنندگان بزرگ و خرده‌فروشان باید میزان خالص انرژی قراردادی خود را برای خرید در هر بازه گزارش دهند، که این هم باید شامل انرژی مبادله شده در بازار لحظه‌ای مدیریت‌شده باشد. این مقدار، از میزان انرژی مصرفی واقعی کم می‌شود. بسته به علامت نتیجه، معلوم می‌شود که آیا مصرف‌کننده یا خرده فروش، از سیستم انرژی خریده یا بدان انرژی فروخته است.

هزینه این عدم تعادل‌ها، به قیمت بازار لحظه‌ای پرداخت می‌شود. اگر رقابت مناسبی در این بازار برقرار باشد، قیمت لحظه‌ای بیانگر هزینه افزایشی انرژی متعادل‌ساز خواهد بود. همان‌گونه که در قسمت قبل آمد، و نیز در فصل ۵ نیز خواهد آمد، نکته قابل بحث این است که آیا هزینه انرژی تأمین شده توسط عرضه کنندگان خدمات جانبی باید در این قیمت در نظر گرفته شود یا خیر.

فرایند تسویه در یک بازار برق مبتنی بر حوضچه توان، ساده‌تر صورت می‌پذیرد زیرا همه معاملات از طریق حوضچه انجام می‌شود.

۳-۶-۱-۱ مثال ۳-۴

در مثال‌های ۳-۱ و ۳-۳ به فعالیت‌های تجاری شرکت Borduria Power در بازه بین ساعات ۲ تا ۳ بعدازظهر ۱۱ ژوئن در بازارهای دوجانبه و بازار لحظه‌ای مدیریت‌شده پرداختیم. در این مثال فرض می‌کنیم که اتفاقات زیر بعد از بسته شدن بازار رخ داده است:

* سیستم با کمبود تولید مواجه شده، لذا بهره‌بردار سیستم، Borduria Power را براساس پیشنهادش در بازار لحظه‌ای (SMB-1)[1] برای تولید ۴۰MW با قیمت ۱۷$/MWh فراخوانده است.
* در شروع بازه مورد نظر، واحد B متعلق به شرکت Borduria Power با مشکل اساسی مواجه شده است و باید به طور کامل خاموش گردد، لذا شرکت از ۸۰MWh برنامه ریزی شده، توان تولید بیش از ۱۰MWh را ندارد، در نتیجه با کمبود ۷۰MWh مواجه شده است.
* قیمت لحظه‌ای انرژی در این بازه برابر ۱۸/۲۵$/MWh می‌باشد.

جدول زیر، جزئیات جریان پولی در حساب تجاری این شرکت را نشان می‌دهد.

بازار	شناسه	مقدار(MWh)	قیمت($/MWh)	درآمد($)	هزینه($)
Futures and forwards	Cheapo Energy	۲۰۰	۱۲/۵	۲۵۰۰	
	Borduria Steel	۲۵۰	۱۲/۸	۳۲۰۰	
	Quality Electrons	۱۰۰	۱۴	۱۴۰۰	
	Perfect Power	-۳۰	۱۳/۵		۴۰۵
	Cheapo Energy	۵۰	۱۳/۸	۶۹۰	
بورس توان	O1	۲۰	۱۳/۵	۲۷۰	
	O2	۳۰	۱۳/۳	۳۹۹	
	O3	۱۰	۱۳/۲۵	۱۳۲/۵	
	B3	-۲۰	۱۴/۴		۲۸۸
	B6	-۲۰	۱۴/۳		۲۸۶
	B8	-۱۰	۱۴/۱		۱۴۱
بازار لحظه‌ای	SMB-1	۴۰	۱۷/۵	۷۰۰	
	Imbalance	-۷۰	۱۸/۲۵		۱۲۷۷/۵
مجموع		۵۵۰		۹۲۹۱/۵	۲۳۹۷/۵

[1] spot market bid

معاملات دوجانبه مستقیماً بین Borduria Power و طرف دوم تسویه می‌گردند. چون مبادلات در بازار بورس بی‌نام هستند، از طریق BPex (شرکت مجری بورس توان) تسویه می‌شوند. فعالیت در بازار لحظه‌ای مدیریت‌شده (چه داوطلبانه، چه اجباری) نیز توسط بهره‌بردار سیستم یا نماینده تسویه او انجام می‌گیرد. ردیف آخر این جدول نشان می‌دهد که شرکت Borduria Power در این بازه، $٦٨٩٤ درآمد کسب کرده است. به منظور ارزیابی سودآوری این بازه، باید هزینه تولید انرژی توسط Borduria Power نیز محاسبه گردد. انجام این محاسبات صرفاً برای یک بازه خاص دشوار می‌باشد زیرا نمی‌توان به‌راحتی هزینه‌های راه‌اندازی و بی‌باری را به یک بازه تخصیص داد.

۳-۷ مطالعه بیشتر

نظریه قیمت گذاری لحظه‌ای انرژی الکتریکی، برای اولین بار توسط Schweppe و همکارانش (۱۹۸۸) معرّفی شد. جزئیات بیشتر در کتاب وی به چاپ رسیده است که غالباً زیربنای نظری ایجاد رقابت در سیستم قدرت محسوب می‌شود. کتاب Stoft (۲۰۰۲)، با جزئیات بیشتری به چگونگی طراحی بازار برق پرداخته است. مطالب بیشتری درباره سازمان بازارهای برق را می‌توان در نهادهای تنظیم بازار مانند FERC در آمریکا و OFGEM در انگلستان و همچنین بهره‌برداران سیستم مثل PJM مشاهده نمود.

FERC, *http://www.ferc.gov.*
OFGEM, *http://www.ofgem.gov.uk/public/adownloads.htm#retabm.*
PJM, http://www.pjm.com.
Schweppe F C, Caramanis M C, Tabors R D, Bohn R E, *Spot Pricing of Electricity*, Kluwer Academic Publishers, Boston, MA 1988.
Stoft S, *Power System Economics*, John Wiley & Sons, 2002.

۳-۸ مسائل

۳-۱ بازاری که اطلاعات کافی از آن در دست دارید (ترجیحاً همان بازاری که برای مسائل فصل اول برگزیدید)، انتخاب نموده و چگونگی پیاده‌سازی آنرا تشریح نمایید. به ویژه، جنبه‌های مربوط به مبادلات دوجانبه و مبادلات متمرکز را معین کنید. سازوکار قیمت‌گذاری در بازار لحظه‌ای مدیریت‌شده را توضیح دهید.

۳-۲ قوانین بازار برق Syldavian تصریح می‌کند که همه بازیگران باید انحصاراً از طریق حوضچه برق، خرید و فروش نمایند. در این شرایط شرکت آلومنیوم Syldavia (SALCo) قرارداد

مابه‌التفاوت CFD را با شرکت برق شمال Syldavian (NSPCo) منعقد نموده که براساس آن ۲۰۰MW با قیمت توافقی ۱۶$/MWh تحویل بگیرد.

الف. نحوه مبادلات انرژی و مالی را بین دو شرکت در صورتی که قیمت در حوضچه به ترتیب برابر ۱۶، ۱۸ و ۱۳ دلار بر مگاوات‌ساعت باشد، تشریح نمایید.

ب. اگر NSPCo برای یک ساعت فقط قادر به تحویل ۵۰MWh باشد و نیز قیمت حوضچه توان، ۱۸$/MWh باشد، وضعیت دو شرکت را تشریح نمایید.

ج. در صورتی که SALCo در یک ساعت فقط ۱۰۰MW مصرف کند و قیمت حوضچه توان برابر ۱۳$/MWh باشد، چه رخ می‌دهد؟

۳-۳ شش شرکت زیر با شرکت‌های دیگری در بازار انرژی الکتریکی Southern Antarctica شرکت نموده‌اند که مشخصات آنها به شرح زیر می‌باشد:

* قرمز: شرکتی تولیدی، مالک ترکیبی از نیروگاه‌ها با ظرفیت تولید حداکثر ۱۰۰۰MW
* سبز:مالک شرکت تولیدی با ظرفیت تولید حداکثر ۸۰۰MW
* آبی: خرده فروش انرژی الکتریکی
* زرد: خرده فروش انرژی الکتریکی
* یشمی: شرکت تجاری، بدون هیچ گونه مالکیتی در تولید یا تقاضا
* ارغوانی: شرکت مبادله کننده انرژی الکتریکی، بدون هیچ گونه مالکیتی در تولید یا تقاضا

اطلاعات زیر مربوط به بهره‌برداری از بازار در روز دوشنبه ۲۹ فوریه ۲۰۱۶ بین ساعت ۱ تا ۲ بعد ازظهر است:

پیش‌بینی بار. شرکت‌های آبی و زرد پیش‌بینی می‌کنند که مشتریان آنها در طول آن ساعت به ترتیب ۱۲۰۰ و ۹۰۰MW مصرف دارند.

قراردادهای بلندمدت. در ژوئن ۲۰۱۵، شرکت قرمز قراردادی برای عرضه ۶۰۰MW با قیمت ۱۵$/MWh برای تمامی ساعات امضاء می‌کند. این قرارداد بین اول ماه ژانویه ۲۰۱۵ تا ۳۱ ماه دسامبر ۲۰۲۰ معتبر است.

شرکت آبی قراردادی را در ماه جولای ۲۰۱۵ امضا نموده که طی آن باید مقدار ۷۰۰MW را برای تمامی ساعات از اول ماه فوریه ۲۰۱۶ تا ۳۱ ماه دسامبر ۲۰۱۶ خریداری نماید. قیمت برای ساعات غیراوج ۱۲$/MWh و برای ساعات اوج ۱۵/۵$/MWh در نظر گرفته شده است.

شرکت سبز قراردادی را در ماه آگوست ۲۰۱۵ امضا نموده که طی آن مقدار ۵۰MW را با قیمت ۱۶$/MWh برای ساعات اوج در ماه فوریه ۲۰۱۶ عرضه نماید.

شرکت زرد در ماه سپتامبر ۲۰۱۵ قرارداد خرید انرژی امضا می‌نماید. در این قرارداد الگوی روزانه و هفتگی مصرف و قیمت، جداگانه ارائه شده است. بر اساس الگوی ارائه شده، مشخصاً میزان خرید در ساعت ۱ تا ۲ بعدازظهر برابر ۵۵۰MW و قیمت برابر ۱۶/۲۵$/MWh می‌باشد.

قراردادهای آتیه: در جدول مسأله ۳–۳ تمام قراردادهای مربوط به ۱۹ ماه فوریه ۲۰۱۶ بین ساعت ۱ تا ۲ بعدازظهر فهرست شده است:

جدول مسأله ۳-۳

تاریخ	شرکت	نوع	مقدار	**قیمت**
۲۰۱۵/۹/۱۰	یشمی	خرید	۵۰	۱٤/۵۰
۲۰۱۵/۹/۲۰	ارغوانی	فروش	۱۰۰	۱٤/۷۵
۲۰۱۵/۹/۳۰	زرد	خرید	۲۰۰	۱۵/۰۰
۲۰۱۵/۱۰/۱۰	یشمی	خرید	۱۰۰	۱۵/۰۰
۲۰۱۵/۱۰/۲۰	قرمز	فروش	۲۰۰	۱٤/۷۵
۲۰۱۵/۱۰/۳۰	سبز	فروش	۲۵۰	۱۵/۷۵
۲۰۱۵/۱۰/۳۰	آبی	خرید	۲۵۰	۱۵/۷۵
۲۰۱۵/۱۱/۱۰	ارغوانی	خرید	۵۰	۱۵/۰۰
۲۰۱۵/۱۱/۱۵	یشمی	فروش	۱۰۰	۱۵/۲۵
۲۰۱۵/۱۱/۲۰	زرد	خرید	۲۰۰	۱٤/۷۵
۲۰۱۵/۱۱/۳۰	آبی	خرید	۳۰۰	۱۵/۰۰
۲۰۱۵/۱۲/۱۰	قرمز	فروش	۲۰۰	۱٦/۰۰
۲۰۱۵/۱۲/۱۵	قرمز	فروش	۲۰۰	۱۵/۵۰
۲۰۱۵/۱۲/۲۰	آبی	فروش	۵۰	۱۵/۵۰
۲۰۱۵/۱/۱۵	ارغوانی	فروش	۲۰۰	۱٤/۵۰
۲۰۱٦/۱/۲۰	یشمی	خرید	۵۰	۱٤/۲۵
۲۰۱٦/۲/۱۰	زرد	خرید	۵۰	۱٤/۵۰
۲۰۱٦/۲/۲۰	قرمز	خرید	۲۰۰	۱٦/۰۰
۲۰۱٦/۲/۲۵	یشمی	فروش	۱۰۰	۱۷/۰۰
۲۰۱٦/۲/۲۸	ارغوانی	خرید	۲۵۰	۱٤/۰۰
۲۰۱٦/۲/۲۸	زرد	فروش	۱۰۰	۱٤/۰۰

قراردادهای اختیار مالی. شرکت قرمز در ماه نوامبر ۲۰۱۵ یک قرارداد اختیار فروش به مقدار ۲۰۰MWh و با قیمت ۱٤/۷۵$/MWh خریداری نمود. مقدار بهای اختیار برابر $۵۰ بود.

در دسامبر ۲۰۱۵، زرد، یک قرارداد اختیار خرید را برای ۱۰۰MWh با قیمت ۱۵/۵$/MWh امضا می‌کند. بهای اختیار برابر با $ ۲۵ می‌باشد.

پیامد

* قیمت لحظه‌ای در بازار برق Southern Antarctica بین ساعات ۱ تا ۲ بعدازظهر ۲۹ ماه فوریه ۲۰۱٦، ۱۵/۷۵$/MWh تعیین شد.

* با توجه به مشکل پیش آمده در واحدهای نیروگاهی شرکت قرمز، این شرکت فقط قادر به تولید ۸۰۰MW بود. هزینه متوسط تولید واحدهای آن برابر ۱٤$/MWh بود.

* شرکت سبز ۷۷۰MW با هزینه متوسط ۱٤/۲۵$/MWh تولید نمود.

* میزان تقاضای مصرف شرکت آبی به ۱۲۵۰MW افزایش یافته و قیمت متوسط خرده فروشی آن برابر ۱٦/۵۰$/MWh بوده است.

* میزان تقاضای مصرف شرکت زرد نیز به ۸۵۰MW افزایش یافته و قیمت متوسط خرده فروشی آن برابر ۱٦/٤۰$/MWh بوده است.

با این فرض که هرگونه عدم تعادل در سیستم، با قیمت بازار لحظه‌ای تسویه و مرتفع می‌گردد، میزان سود وضرر هریک از این بازیگران را محاسبه نمایید.

۳-٤ بهره‌بردار یک بازار مرکزی انرژی الکتریکی، پیشنهادهای زیر را از تولیدکنندگان دریافت نموده است:

شرکت	مقدار (MWh)	قیمت ($/MWh)
قرمز	۱۰۰	۱۲/۵
قرمز	۱۰۰	۱٤/۰
قرمز	۵۰	۱۸/۰
آبی	۲۰۰	۱۰/۵
آبی	۲۰۰	۱۳/۰
آبی	۱۰۰	۱۵/۰
سبز	۵۰	۱۳/۵
سبز	۵۰	۱٤/۵
سبز	۵۰	۱۵/۵

الف. منحنی عرضه را تشکیل دهید.

ب. فرض کنید که بازار به صورت یکطرفه بهره‌برداری می‌گردد، یعنی سمت تقاضا هیچ گونه پیشنهاد خریدی را ارائه نمی‌دهد و صرفاً مقدار بار پیش‌بینی شده معین می‌گردد. حال با توجه به اینکه مقدار بار پیش‌بینی شده به ترتیب برابر ٤٠٠، ٦٠٠ و ٨٧٥ مگاوات باشد، قیمت بازار، مقدار توان تولیدی توسط هر شرکت و درآمد هر یک را محاسبه نمایید.

ج. حال فرض کنید به جای بار ثابت، منحنی معکوس تقاضا مورد استفاده قرار گیرد:

$$D = L - ۴\pi$$

که در آن D تقاضا، L بار پیش‌بینی شده و π معرف قیمت می‌باشند. با این فرض، تاثیر حساسیت قیمتی تقاضا را بروی قیمت بازار و مقدار توان مبادله شده محاسبه نمایید.

۳-۵ شرکت Syldavian Power and Light مالک یک نیروگاه بوده که به برخی از مصرف کنندگان نیز خدمت رسانی می‌کند. قراردادهای منعقد شده این شرکت بین ساعات ۱۰ تا ۱۱ صبح ماه ۱۱ ژوئن به شرح ذیل می‌باشد:

* قرار داد بلندمدت خرید ٦٠٠MW با قیمت ۲۰$/MWh در ساعات اوج
* قرارداد بلندمدت خرید٤٠٠ MW با قیمت ١٦$/MWh در ساعات غیراوج
* قرارداد بلندمدت فروش۵۰MW با قیمت ۱۹$/MWh به یک واحد صنعتی بزرگ
* سایر مصرف کنندگان، برق خود را با تعرفه ۲۱/۷۵$/MWh می‌خرند.
* قرارداد آتیه‌ها برای فروش ۲۰۰MWh با قیمت ۲۱/۷۵$/MWh
* قرارداد آتیه‌ها برای خرید ۱۰۰MW با قیمت ۲۲$/MWh
* قرارداد اختیار خرید برای ۱۵۰MWh با قیمت توافقی ۲۰/۵۰$/MWh
* قرارداد اختیار فروش برای ۲۰۰MWh با قیمت توافقی ۲۳/۵۰$/MWh
* قرارداد اختیار خرید برای ۳۰۰MWh با قیمت توافقی ٢٤$/MWh

فرض شده است که بهای اختیار برای همه حالات برابر ۱$/MWh بوده و همچنین ساعات اوج بین ساعات ۸ صبح تا ۸ بعدازظهر رخ می‌دهد.

نتایج ساعت ۱۰تا ۱۱ صبح ۱۱ژوئن به ترتیب ذیل می‌باشد:

* قیمت لحظه‌ای برابر ۲۱/۵۰$/MWh می‌باشد.
* کل بار شرکت Syldavian Power and Light با لحاظ نمودن مشتریان صنعتی بزرگ برابر ۱۲۰۰MW است.

* نیروگاه توان ۳۰۰MWh را با هزینه متوسط ۲۱/۲۵$/MWh تولید می‌نماید.

الف) با این فرض که هر گونه عدم تعادل با قیمت بازار لحظه‌ای تسویه و مرتفع گردد، سود یا ضرر شرکت در ساعت مذکور را محاسبه نمایید.

ب) با چه قیمتی در بازار لحظه‌ای سود یا ضرر شرکت به صفر می‌رسد؟ آیا این تغییر قیمت لحظه‌ای بر قراردادهای اختیار مالی تأثیری خواهد داشت؟

۳-٦ شرکت Borduria Energy مالک یک نیروگاه هسته‌ای و یک نیروگاه گازی می‌باشد. بخش تجاری این شرکت، برای ۲۵ ماه ژانویه، قراردادهای زیر را منعقد کرده است:

T-۱: قرارداد سلف فروش ۵۰MW با قیمت ۲۱$/MWh برای تمام ساعات

T-۲: قرارداد بلندمدت فروش ۳۰۰MW با قیمت ۱٤$/MWh در دوره غیراوج

T-۳: قرارداد بلندمدت فروش ۳۵۰MW با قیمت ۲۰$/MWh در دوره اوج

به علاوه، قراردادهای زیر برای ساعت ۲ تا ۳ بعدازظهر روز مذکور توسط شرکت منعقد شده است:

T-٤: قرارداد آتیه برای خرید ٦۰۰MWh با قیمت ۲۰$/MWh

T-۵: قرار داد آتیه برای فروش ۱۰۰MWh با قیمت ۲۲$/MWh

T-٦: قرارداد اختیار فروش برای ۲۵۰MWh با قیمت توافقی ۲۳/۵۰$/MWh

T-۷: قرارداد اختیار خرید برای ۲۰۰MWh با قیمت توافقی ۲۲/۵۰$/MWh

T-۸: قرارداد اختیار فروش برای ۱۰۰MWh با قیمت توافقی ۱۸/۷۵$/MWh

T-۹: پیشنهاد فروش ۵۰MW در بازار لحظه‌ای توسط واحد گازی با قیمت ۱۹$/MWh

T-۱۰: پیشنهاد فروش ۱۰۰MW در بازار لحظه‌ای توسط واحد هسته‌ای با قیمت ۲۲$/MWh

فرض شده است که بهای اختیار برای تمام گزینه‌ها برابر ۲$/MWh بوده و ساعات اوج بین ساعات ۸ صبح تا ۸ بعدازظهر رخ دهد.

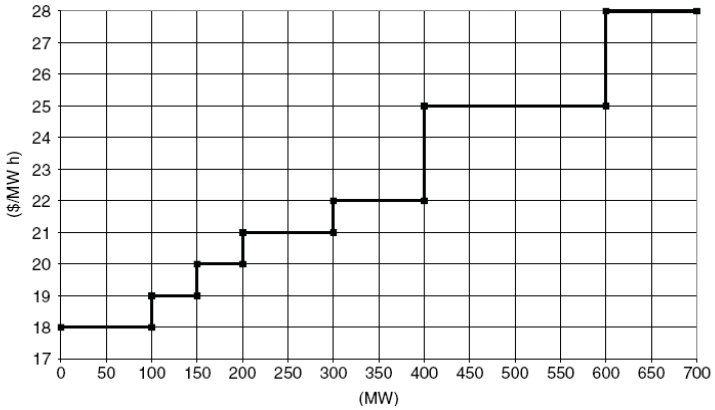
این شرکت شامل یک بخش خرده‌فروشی نیز هست که انرژی الکتریکی را به مصرف‌کنندگان کوچک با تعرفه‌های زیر به فروش می‌رساند:

مصارف خانگی با تعرفه ۲۵/۵۰$/MWh

مصارف تجاری با تعرفه ۲۵$/MWh

در ضمن این شرکت هیچ فروشی به بخش صنعتی ندارد.

شکل ۳-۳ نمودار پله‌ای پیشنهادهای انباشته فروش در بازار لحظه‌ای را بین ساعات ۲ تا ۳ بعدازظهر روز ۲۵ ماه ژانویه نشان می‌دهد. برای توازن بین تولید و مصرف، بهره‌بردار بازار برای ۲۲۵MW، پیشنهادهایی را به ترتیب افزایش پذیرفته است. قیمت لحظه‌ای در قیمت آخرین پیشنهاد پذیرفته شده تنظیم شده است.



شکل ۳-۳ منحنی پله‌ای پیشنهادهای مسأله ۳-٦

در ساعت مذکور، میزان مصرف مشتریان خانگی و تجاری تغذیه شده توسط شرکت Borduria Energy به ترتیب برابر ۳۰۰ و ۲۰۰MW می‌باشد. واحد هسته‌ای مقدار ٤۰۰MWh را با هزینه متوسط ١٦$/MWh و واحد گازی توان ۲۰۰MWh را با هزینه متوسط ۱۸$/MWh تولید می‌کنند. ضمناً هرگونه عدم تعادل در سیستم با قیمت بازار لحظه‌ای تسویه و مرتفع می‌گردد.

الف. مقدار سود یا زیان شرکت Syldavian Power and Light را در این ساعت محاسبه نمایید.

ب. تاثیر خروج ناگهانی واحد هسته‌ای در ساعت ۲ بعدازظهر روز ۲۵ ماه ژانویه را بر روی سود یا ضرر شرکت در این ساعت ارزیابی نمایید.

۴ شرکت در بازارهای انرژی الکتریکی

۴-۱ مقدمه

در فصل قبل، اصول اساسی بازارهای انرژی الکتریکی را بررسی نمودیم و با چند مثال نشان دادیم که چگونه شرکت‌کنندگان بازار با چنین بازارهایی به تعامل می‌پردازند. در این فصل، تصمیمات مولدها، مصرف‌کنندگان و دیگران را برای بهینه‌سازی سود خود از بازار، با جزئیات بیشتری بررسی می‌کنیم.

ابتدا در این مورد سخن می‌گوییم که چرا مصرف‌کنندگان در مقایسه با تولیدکنندگان، نقش منفعلانه‌تری در بازار دارند و اینکه چگونه خرده‌فروشان به عنوان واسطه‌های آنان در بازار انرژی الکتریکی فعالیت می‌کنند.

سپس خود را در مقام یک شرکت تولیدکننده برق قرار داده، حالتی را در نظر می‌گیریم که این شرکت در یک بازار رقابتی کامل با آن مواجه است. از آنجا که در چنین بازاری، اقدامات شرکت روی قیمت بازار تأثیرگذار نیست، او می‌تواند فعالیت خود را مستقل از رفتار سایر تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان، بهینه سازد. چنین سناریویی در مورد بازارهای برق بسیار دور از واقعیت می‌باشد؛ زیرا کشش تقاضا برای برق در کوتاه‌مدت، بسیار کم است و همچنین در بیشتر این بازارها، بخش عمده‌ای از برق توسط تعداد محدودی تولیدکننده تولید می‌شود. بنابراین به بحث درباره روش‌هایی می‌پردازیم که برای تحلیل بازارهای با رقابت ناکامل، و بیشینه‌سازی سود تولیدکننده در چنین بازارهایی پیشنهاد شده‌اند.

در پایان این موضوع را پی می‌گیریم که تجهیزات ذخیره‌کننده و شرکت‌کنندگان مختلط دیگر، چگونه می‌توانند از مبادله انرژی الکتریکی در بازار منتفع شوند.

۴-۲ دیدگاه مصرف‌کننده

بر اساس نظریه اقتصاد خرد، مصرف‌کنندگان انرژی الکتریکی، همانند مصرف‌کنندگان سایر کالاها، میزان تقاضای خود برای انرژی الکتریکی را تا جایی افزایش می‌دهند که سود حدی آنان از مصرف برق، برابر قیمتی شود که برای آن باید بپردازند. به عنوان مثال، در صورتی که هزینه برق مصرفی یک کارخانه‌دار، برای تولید کالا به قدری باشد که سبب شود فروش کالایش سودآور نباشد، دست از تولید خواهد کشید. به طور مشابه، مالک یک مغازه پوشاک، تا جایی روشنایی

مغازه‌اش را بالا می‌برد که سبب جلب مشتری بیشتر می‌شود. مثال آخر اینکه، در طول یک عصر زمستانی، ممکن است به نقطه‌ای برسیم که به جای افزایش توان وسیله گرمایی و مواجهه با یک صورت‌حساب هنگفت برای برق مصرفی، اکثر ما ترجیح دهیم که لباس بیشتری بپوشیم. از آنجا که در این فصل، فقط به رفتار کوتاه‌مدت خریداران توجه داریم، در این مثال‌ها امکان خرید تجهیزات یا ماشین آلات جدیدی که به آنها اجازه تغییر الگوی مصرف دهد را نادیده می‌گیریم.

اگر خریداران صنعتی، تجاری و خانگی نرخ ثابتی برای هر کیلووات‌ساعت برق مصرفی خود پرداخت کنند، حساسیتی نسبت به قیمت لحظه‌ای برق نخواهند داشت و میزان تقاضای آنها تنها وابسته به چرخه فعالیت کاری آنها خواهد بود. متوسط چند هفته‌ای یا ماهانه مصرف آنها تنها بیانگر میزان تمایل آنها به پرداخت این نرخ ثابت خواهد بود. اما زمانی که قیمت انرژی الکتریکی با سرعت بیشتری تغییر می‌کند، چه اتفاقی در بازار می‌افتد؟ شواهد تجربی نشان می‌دهد که در پاسخ به افزایش قیمت در کوتاه‌مدت، میزان مصرف کاهش می‌یابد، اما میزان این تأثیرپذیری نسبتاً کم است. به بیان دیگر، کشش قیمتی تقاضای برق کم است. بنابراین چنانچه در یک منحنی، تقاضا را بر اساس قیمت رسم کنیم، شیب منحنی تقاضا بسیار زیاد می‌باشد. تعیین منحنی تقاضا برای کالایی همچون انرژی الکتریکی برای هر سطحی از دقت عملاً غیرممکن است. اما به هر حال جالب خواهد بود که بازه قیمت انرژی الکتریکی فروخته شده در یک بازار رقابتی، نظیر حوضچه برق انگلستان و ولز (جدول ٤-١) را با معیار ارزش انرژی الکتریکی در نظر مصرف‌کنندگان آن مقایسه کنیم. یکی از این معیارها، ارزش بار از دست رفته (VOLL[1]) می‌باشد که معیاری برای سنجش ارزش انرژی الکتریکی از نظر مصرف‌کنندگان است و از طریق مطالعه مصرف‌کنندگان و قیمت متوسطی که آنان حاضرند بپردازند تا به طور ناگهانی و بدون اطلاع قبلی برقشان قطع نشود، به دست می‌آید. برای همان بازه زمانی که جدول ٤-١ در بر می‌گیرد، VOLL در انگلستان و ولز برابر ۲۷٦۸ پوند بر مگاوات‌ساعت تعیین شده است.

[1] Value of lost load

جدول ٤-١ قیمت برق در حوضچه برق در بازار انگلستان و ولز (بر حسب پوند بر مگاوات‌ساعت)

	حداقل	حداکثر	متوسط
ژانویه ۲۰۰۱	۰/۰۰	۱٦۸/٤۹	۲۱/۵۸
فوریه ۲۰۰۱	۱۰/۰۰	۵۸/۸٤	۱۸/۹٦
مارس ۲۰۰۱	۸/۰۰	۹٦/۹۹	۲۰/۰۰

دو عامل اقتصادی و اجتماعی برای توجیه این کشش اندک وجود دارد. اول اینکه، هزینه انرژی الکتریکی تنها بخش کوچکی از هزینه کل تولید اکثر کالاهای صنعتی و همچنین بخش کوچکی از هزینه کلی زندگی بیشتر مصرف‌کنندگان خانگی را در بر می‌گیرد. این در حالی است که انرژی الکتریکی، جزء لاینفک صنایع تولیدی می‌باشد و همچنین اکثر افراد در دنیای صنعتی امروز، انرژی الکتریکی را به عنوان عاملی اساسی در کیفیت زندگی خود می‌شناسند. بنابراین بیشتر مصرف‌کنندگان صنعتی حاضر نیستند برای پرهیز از اندکی افزایش در هزینه برق مصرفی، میزان تولید خود را به طور جدی کاهش دهند. در کوتاه‌مدت، میزان صرفه‌جویی ناشی از کاهش مصرف برق، معمولاً کمتر از درآمدی است که به دلیل کاهش تولید از دست می‌رود. همچنین احتمالاً بیشتر مصرف‌کنندگان خانگی حاضر نیستند تا از رفاه خود کم کنند و با پایین آوردن مصرف خود، تنها چند درصد در صورت‌حساب برق مصرفی خود صرفه‌جویی کنند. عامل دومی که این کشش کم را توجیه می‌کند، مربوط به پیشینه سیستم است. از حدود یک قرن پیش، در روزهای آغازین تجاری صنعت برق، انرژی الکتریکی به عنوان کالایی با کاربرد آسان و همواره در دسترس، خرید و فروش می‌شد. این باور چنان در ذهن مردم ریشه دوانده است که می‌توان گفت کمتر کسی قبل از روشن کردن یک لامپ، تحلیل هزینه/فایده انجام می‌دهد.

اغلب مصرف‌کنندگان به جای اینکه به سادگی در برابر هر افزایش قیمت، میزان تقاضای خود را کاهش دهند، ممکن است تصمیم بگیرند تا تقاضای خود را تا زمانی که قیمت‌ها کمتر هستند، به تأخیر اندازند. به عنوان مثال، یک کارخانه می‌تواند بخشی از فرایند تولید خود را که انرژی زیادی مصرف می‌کند، تا شیفت شب که انتظار می‌رود قیمت برق در آن زمان کمتر باشد، به تأخیر بیندازد.

به طور مشابه، در برخی کشورها، مصرف‌کنندگان خانگی از این فرصت استفاده می‌کنند که برخی از فعالیت‌های خانگی نظیر شستشوی لباس، خشک کردن و تهیه آب جوش را در اواخر عصر انجام دهند که در آن تعرفه‌های برق مصرفی کمتر هستند. جابجا کردن زمان تقاضا، فقط زمانی ممکن است که مصرف‌کننده بتواند محصولات میانی، گرما، انرژی الکتریکی یا لباس‌های کثیف را تا زمان مورد نظر ذخیره کند. چنین امکاناتی برای ذخیره‌سازی و تجهیزات مرتبط با آنها، هزینه سرمایه‌گذاری قابل توجهی خواهند داشت و ممکن است صرفه جویی حاصل شده از جابجایی مصرف انرژی الکتریکی از بازه‌های زمانی با قیمت بالا به بازه‌های زمانی ارزان قیمت، کفاف این هزینه‌های سرمایه‌گذاری را ندهد. به علاوه، مدیریت مصرف انرژی الکتریکی، خود مستلزم انعطاف‌پذیری بیشتر یا تمایل بیشتر برای از دست دادن بخشی از آسودگی ممکن، می‌باشد.

بنابراین، بیشتر مصرف‌کنندگان کوچک خانگی و تجاری چندان علاقمند نیستند که به تغییرات ساعتی یا نیم‌ساعتی قیمت، واکنش نشان دهند. حتی اگر علاقمند به این کار باشند، هزینه تأمین تجهیزات مخابراتی لازم برای آگاهی از این قیمت‌ها و ثبت میزان مصرف خود در طول این بازه‌های زمانی، احتمالاً بخش عمده صرفه‌جویی ممکن – اگر نگوییم همه آن – را از بین خواهد برد. برای آینده قابل پیش‌بینی، احتمال می‌رود که این مصرف‌کنندگان مانند گذشته به خرید برق بر مبنای نرخ‌های تعرفه‌ای ادامه دهند. این تعرفه‌ها مصرف‌کنندگان را از تغییرات روزانه قیمت‌ها جدا می‌کند و در نتیجه سهم مشارکت آنان در کل کشش تقاضا برای دوره کوتاه‌مدت را به صفر می‌رساند.

این کشش تقاضای بسیار پایین، اثرات نامطلوبی بر روی عملکرد بازارهای انرژی الکتریکی دارد. به ویژه زمانی که از بازارهای ناکامل صحبت می‌کنیم، خواهیم دید که این امر، زمینه اعمال قدرت بازار به نفع تولیدکنندگان را تسهیل می‌کند.

۴-۲-۱ خرده‌فروشان انرژی الکتریکی

مصرف‌کنندگانی که اوج تقاضای آنها، حداقل چند صد کیلووات باشد، ممکن است بتوانند با استخدام افراد خبره برای پیش‌بینی مصرف آنها و تجارت در بازار برق، به قیمت‌های پایین‌تری دست پیدا کنند و در هزینه برق مصرفی خود به میزان قابل توجهی صرفه‌جویی کنند. انتظار می‌رود که این مصرف‌کنندگان به شکل مستقیم و فعال در بازار برق به فعالیت بپردازند. اما در سوی دیگر، برای مصرف‌کنندگان کوچکتر، چنین حضور فعالی در بازار برق چندان صرفه

اقتصادی ندارد. این مصرف‌کنندگان کوچکتر معمولاً ترجیح می‌دهند که بر مبنای یک تعرفه (قیمت ثابت برای هر مگاوات‌ساعت) که حداکثر چند بار در سال تغییر می‌کند، برق را بخرند. خرده‌فروشان انرژی الکتریکی، پل رابطی بین این مصرف‌کنندگان و بازارهای عمده‌فروشی برق هستند.

چالش پیش روی آنان، این است که باید برق را با نرخی متغیر، در بازار عمده‌فروشی بخرند و آن را با نرخ ثابتی به مصرف‌کننده بفروشند. یک خرده‌فروش، نوعاً در بازه‌هایی که قیمت برق بالاست، زیان می‌بیند؛ زیرا قیمتی که باید برای برق بپردازد، بیشتر از قیمتی است که در آن برق را به مصرف‌کننده می‌فروشد. از سوی دیگر، زمانی که قیمت انرژی پایین است سود می‌برد؛ زیرا قیمت فروش او بالاتر از قیمت خرید او می‌باشد. برای اینکه این شرکت‌های خرده‌فروشی بتوانند به فعالیت خود ادامه دهند، لازم است که قیمت متوسط خرید آنها که با میزان خرید، وزن‌دهی شده است، از قیمت متوسط وزن‌دهی شده فروش آنها کمتر باشد. دست‌یابی به این هدف، همواره ساده نیست؛ چراکه خرده‌فروشان کنترل مستقیمی بر میزان مصرف مشتریان خود ندارند. هر خرده‌فروش تنها از طریق سیستم‌های اندازه‌گیری می‌داند که چه میزان برق، به هر یک از مشتریان خود فروخته است. چنانچه در هر بازه زمانی میزان مصرف مشتریان یک خرده‌فروش از میزانی که او برای خرید آن، قرارداد بسته است فراتر رود، او مجبور است مقدار اختلاف را در بازار لحظه‌ای بخرد، مستقل از اینکه قیمت انرژی در بازار لحظه‌ای به چه عددی در آن بازه زمانی رسیده باشد. مشابهاً، اگر میزان قرارداد خرید او از میزان مصرف مشتریانش بیشتر باشد، ناچار است که این اختلاف را در بازار لحظه‌ای بفروشد.

بنابراین، یک خرده‌فروش به منظور کاهش ریسکِ ناشی از عدم قطعیتِ قیمت بازار لحظه‌ای می‌کوشد تا حد امکان، میزان مصرف مشتریانش را به طور دقیق تخمین زده، سپس از طریق بازارهای مختلف، به خرید میزان انرژی پیش‌بینی شده بپردازد. بنابراین، یک خرده‌فروش بسیار علاقمند است که از طریقی به الگوی مصرف مشتریانش پی ببرد. به همین جهت او مشتریان خود را به نصب تجهیزات اندازه‌گیری ترغیب می‌کند تا میزان مصرف را در بازه‌های زمانی مختلف ثبت کنند. بدین ترتیب، اگر مشتریان بتوانند میزان مصرف خود را در ساعت‌هایی که قیمت انرژی بالاست، کاهش دهند، تعرفه‌های ترغیب‌کننده‌تری به آنها پیشنهاد می‌شود. با در نظر گرفتن همه عوامل تأثیرگذار بر میزان مصرف انرژی الکتریکی، (از قبیل عوامل آب و هوایی، نجومی، اقتصادی، فرهنگی و برخی عوامل خاص) و با استفاده از پیچیده‌ترین روش‌های تخمین، می‌توان با دقت

متوسط ۱/۵ تا ۲ درصد، میزان مصرف در ساعات مختلف را برآورد کرد. اما این میزان دقت، فقط در حضور تعداد زیاد مشتریان اتفاق می‌افتد؛ که در آن، اثرات ناشی از تجمیع آنها، اهمیت نسبی نوسانات تصادفی را کاهش می‌دهد. بنابراین خرده‌فروشی که از انحصار در منطقه تحت پوشش خود برخوردار نیست، در مقایسه با خرده‌فروشی که از انحصار نسبی برخوردار است، با دقت کمتری می‌تواند میزان مصرف مشتریانش را تخمین بزند. این مشکل، زمانی تشدید می‌شود که مشتریان بتوانند برای دست‌یابی به قیمت‌های تعرفه‌ای بهتر، خرده‌فروش طرف قرارداد خود را تغییر دهند. این ناپایداری مشتریان، جمع‌آوری داده‌های آماری قابل اطمینان به منظور تخمین نیاز مصرف مشتریان را برای خرده‌فروش مشکل‌تر می‌نماید.

۴-۲-۱-۱ مثال ۴-۱

جدول ٤-۲ عملکرد روزانه یک خرده‌فروش را نشان می‌دهد. شکل‌های ٤-۱ و ٤-۲ و ٤-۳، یک تفسیر نموداری از اطلاعات این جدول را ارائه می‌دهند. همان‌گونه که سطر دوم و سوم جدول ٤-۲ نشان می‌دهد، این خرده‌فروش نیاز مصرف مشتریان خود را برای یک بازه زمانی ۱۲ ساعته پیش‌بینی کرده و برای تأمین این میزان نیاز مصرف، انرژی خریده است. میزان انرژی خریده شده برای هر ساعت، از طریق ترکیب متفاوتی از انواع قراردادها (قراردادهای دوجانبه بلندمدت، قراردادهای سلف، آینده، قراردادهای الکترونیکی) حاصل شده است. ردیف‌های چهارم و پنجم جدول، به ترتیب، متوسط و کل هزینه انرژی خریده شده را برای هر بازه زمانی نشان می‌دهند. هزینه متوسط در ساعات اوج مصرف بالاتر است.

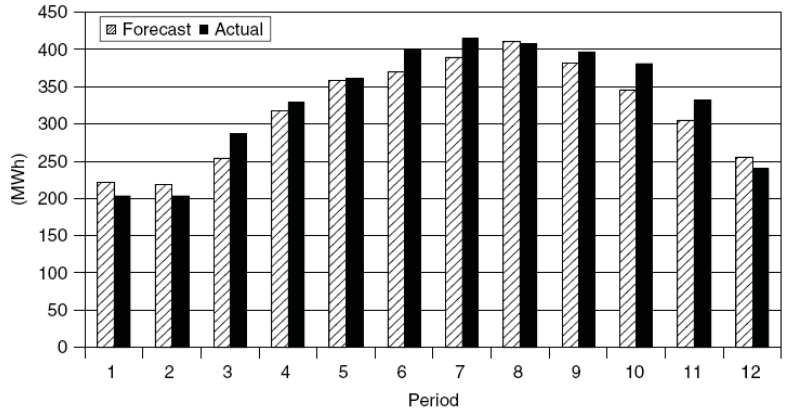
می‌توان انتظار داشت که میزان نیاز مصرف واقعی از میزان پیش‌بینی شده انحراف داشته باشد و در هر ساعت، عدم تعادل‌های مثبت یا منفی اتفاق بیفتد. این عدم تعادل‌ها اجباراً از طریق قیمت‌های بازار لحظه‌ای که در ردیف هشتم جدول نشان داده شده‌اند، اصلاح می‌گردند و موجب هزینه‌های اضافی (و یا در مواردی که عدم تعادل منفی باشد، سبب درآمد) برای خرده‌فروش می‌شوند. با اضافه کردن هزینه‌های متعادل‌سازی و هزینه‌های مربوط به قرارداد، کل هزینه انرژی برای هر ساعت مشخص می‌شود. فرض می‌کنیم که خرده‌فروش از یک ساختار ساده تعرفه استفاده می‌کند و نرخ ثابت ۳۸/۵$/MWh را برای همه مشتریان خود در نظر می‌گیرد. ردیف‌های مربوط به «کل درآمدها» و «سودها» در جدول، دستاورد مرتبط با هر ساعت را نشان می‌دهند. خرده‌فروش در ساعاتی که قیمت انرژی پایین است، سود می‌کند و در ساعاتی که قیمت انرژی بالاست، زیان

می‌بیند. سطر آخر نشان می‌دهد که در مجموع، برای این بازه ۱۲ ساعته، ۱۱۵٤ دلار ضرر خواهد کرد. خرده‌فروش ما باید امیدوار باشد که این بازه زمانی عمومیت پیدا نکند و هزینه‌های متوسط خرید انرژی در روزهای دیگر پایین‌تر باشد. اگر این بازه زمانی الگویی از مواقع دیگر باشد، نرخ خرده‌فروشی باید به بیش از هزینه متوسط خرید انرژی الکتریکی (با لحاظ کردن هزینه خرید در بازار لحظه‌ای) که برای این بازه ۳۹/۲۳ دلار می‌باشد، افزایش داده شود. هزینه‌های نسبتاً بالای متعادل‌سازی نشان می‌دهد که خرده‌فروش می‌تواند با بالا بردن دقت تخمین نیاز مصرف، سودآوری خود را افزایش دهد. برای نشان دادن این نکته، سطر آخر جدول نشان می‌دهد که اگر نیاز مصرف دقیقاً برابر میزان پیش‌بینی باشد و خرده‌فروش در معرض قیمت بازار لحظه‌ای قرار نگیرد، آنگاه سود خرده‌فروش، چقدر خواهد بود. اگر این تخمین دقیق در این بازه، قابل حصول بود، آنگاه خرده‌فروش ما ۲۸۹٦ دلار سود حاصل می‌کرد.

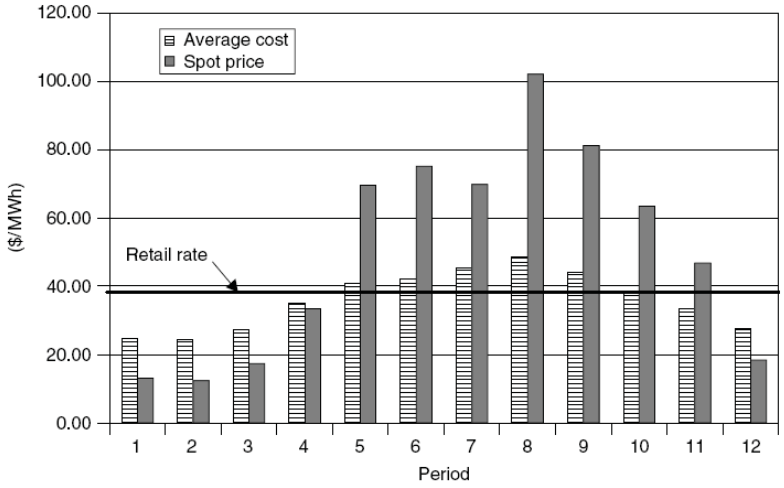
جدول ٤-٢ داده‌های مثال ٤-١

بازه	پیش‌بینی بار	خریدهای قرارداد	هزینه متوسط	هزینه‌های قرارداد	بار واقعی	نامتعادلی	قیمت‌های‌لحظه‌ای
واحد	(MWh)	(MWh)	($/MWh)	($)	(MWh)	(MWh)	($/MWh)
۱	۲۲۱	۲۲۱	۷۰/۲٤	٥٤٥۹	۲۰۳	۱۸-	۲۰/۱۳
۲	۲۱۹	۲۱۹	٥/۲٤	٥۳٦٦	۲۰۳	-۱٦	٥۰/۱۲
۳	۲٥٤	۲٥٤	٥۰/۲۷	٦۹۸٥	۲۸۷	-۳۳	٤۰/۱۷
٤	۳۱۸	۳۱۸	۲۰/۳٥	۱۱۱۹٤	۳۲۸	۱۰	۳۰/۳۳
٥	۳٥۸	۳٥۸	۷۰/٤۰	۱٤٥۷۱	۳٦۱	۳	۷۰/٦۹
٦	۳۷۰	۳۷۰	٤۰/٤۲	۱٥٦۸۸	٤۰۱	۳۱	٤۰/۷٥
۷	۳۹۰	۳۹۰	٥۰/٤٥	۱۷۷٤٥	٤۱٥	۲٥	۱۰/۷۰
۸	٤۱۰	٤۱۰	٦۰/٤۸	۱۹۹۲٦	٤۰۷	-۳	۳۰/۱۰۲
۹	۳۸۲	۳۸۲	۲۰/٤٤	۱٦۸۸٤	۳۹۷	۱٥	٤۰/۸۱
۱۰	۳٤٥	۳٤٥	۸۰/۳۸	۱۳۳۸٦	۳۸۱	۳٦	۷۰/٦۳
۱۱	۳۰٥	۳۰٥	٤۰/۳۳	۱۰۱۸۷	۳۳۱	۲٦	۹۰/٤٦
۱۲	۲٥٦	۲٥٦	۷۰/۲۷	۷۰۹۱	۲٤۰	-۱٦	۳۰/۱۸
متوسط	۳۲٥	۳۲٥	۱۰/۳٦	۱۲۰٤۰	۳۳۰	٥/۱۰	۳٥/٥۰
کل	۳۸۲۸	۳۸۲۸		۱٤٤٤۸۲	۳۹٥٤		

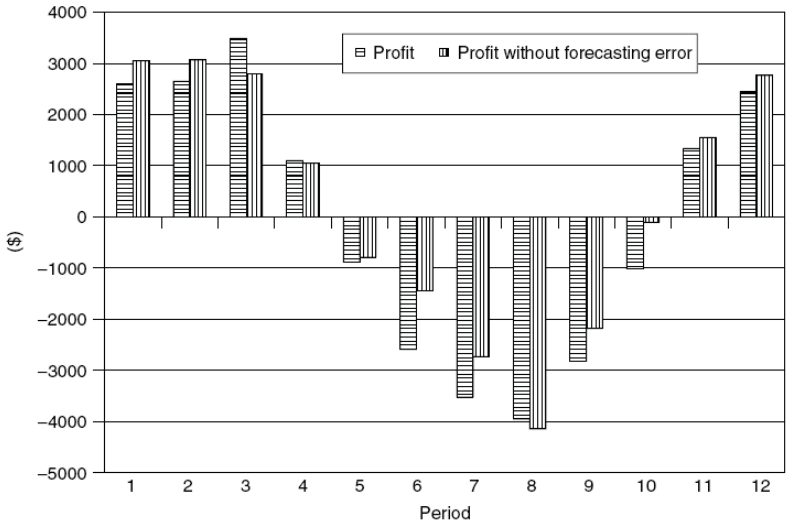
بازه	هزینه متعادل‌سازی	کل هزینه‌ها	کل درآمد	سود	سود در حالت بدون خطای پیش‌بینی
واحد	($)	($)	($)	($)	($)
۱	-۲۳۸	۵۲۲۱	۵/۷۸۱۵	۲۵۹۵	۳۰۵۰
۲	-۲۰۰	۵۱۶۶	۵/۷۸۱۵	۲۶۵۰	۳۰۶۶
۳	۵۷۴	۷۵۵۹	۱۱۰۵۰	۳۴۹۱	۲۷۹۴
۴	۳۳۳	۱۱۵۲۷	۱۲۶۲۸	۱۱۰۱	۱۰۴۹
۵	۲۰۹	۱۴۷۸۰	۱۳۸۹۹	-۸۸۲	-۷۸۸
۶	۲۳۳۷	۱۸۰۲۵	۱۵۴۳۹	-۲۵۸۷	-۱۴۴۳
۷	۱۷۵۳	۱۹۴۹۸	۱۵۹۷۸	-۳۵۲۱	-۲۷۳۰
۸	-۳۰۷	۱۹۶۱۹	۱۵۶۷۰	-۳۹۵۰	-۴۱۴۱
۹	۱۲۲۱	۱۸۱۰۵	۱۵۲۸۵	-۲۸۲۱	-۲۱۷۷
۱۰	۲۲۹۳	۱۵۶۹۷	۱۴۶۹۹	-۱۰۱۱	-۱۰۴
۱۱	۱۲۱۹	۱۱۴۰۶	۱۲۷۴۴	۱۳۳۸	۱۵۵۶
۱۲	-۲۹۳	۶۷۹۸	۹۲۴۰	۲۴۴۲	۲۷۶۵
متوسط	۷۴۲	۱۲۷۸۲	۱۲۶۸۶	-۹۶	۲۴۱
کل	۸۹۰۱	۱۵۳۳۸۳	۱۵۲۲۹	-۱۱۵۴	۲۸۹۶



شکل ٤-١تقاضای تخمینی و واقعی برای مثال ٤-١



شکل ٤-٢ هزینه‌ها و قیمت‌های مثال ٤-١



شکل ٤-۳ سودها و زیان‌ها برای مثال ٤-۱

۴-۳ بررسی مسأله از دیدگاه تولیدکنندگان

در این بخش، در مقام یک شرکت تولیدی قرار می‌گیریم که می‌کوشد، سود حاصل از فروش انرژی الکتریکی یک واحد تولیدی، به نام واحد i را بیشینه سازد. برای حفظ سادگی، یک بازه یک ساعته را در نظر می‌گیریم و همه مقادیر را در طول این بازه، ثابت فرض می‌کنیم. بیشینه‌سازی سود این واحد، در طول این ساعت را می‌توان به صورت اختلاف بین درآمد حاصل از فروش انرژی تولید شده و هزینه تولید این انرژی بیان کرد:

$$\max \Omega_i = \max[\pi \cdot P_i - C_i(P_i)] \qquad (۱-٤)$$

به طوری که P_i توان تولید شده توسط واحد i در طول این ساعت، π قیمت فروش و $C_i(P_i)$ هزینه تولید این انرژی است. اگر فرض کنیم، تنها متغیر تحت کنترل مستقیم شرکت، توان خروجی واحد باشد، آنگاه شرط بهینگی مرتبط با معادله ٤-۱ چنین خواهد بود:

$$\frac{d\Omega_i}{dP_i} = \frac{d(\pi \cdot P_i)}{dP_i} - \frac{dC_i(P_i)}{dP_i} = 0 \qquad (۲-٤)$$

جمله اول این عبارت، نشانگر درآمد حدی واحد i است که در واقع، درآمد شرکت برای تولید یک مگاوات اضافی در طول این ساعت است. جمله دوم نشانگر هزینه تولید این یک مگاوات

اضافی است که همان مفهوم هزینه حدی می‌باشد. بنابراین برای بیشینه کردن سود، باید میزان تولید واحد i در سطحی تنظیم گردد که در آن، هزینه حدی برابر درآمد حدی باشد:

$$MR_i = MC_i \qquad (۳-٤)$$

۴-۳-۱ رقابت کامل

۴-۳-۱-۱ برنامه‌ریزی تولید اولیه

اگر رقابت، کامل باشد، (یا به عبارت دیگر اگر خروجی محتمل واحد i در مقایسه با ابعاد بازار ناچیز باشد)، قیمت π پس از تغییر کردن P_i متأثر نخواهد شد. بنابراین درآمد حدی واحد i، برابر خواهد بود با:

$$MR_i = \frac{d(\pi.P_i)}{dP_i} = \pi \qquad (٤-٤)$$

این معادله بیانگر آن است که یک واحد تولیدی قیمت‌پذیر، برای هر مگاوات‌ساعت از انرژی فروخته شده خود، قیمت بازار را دریافت خواهد کرد. در این شرایط، اگر هزینه حدی، یک تابع اکیداً صعودی از میزان توان تولید شده باشد، آنگاه واحد باید تولید خود را تا نقطه‌ای که هزینه حدی تولید برابر قیمت بازار شود، افزایش دهد:

$$\frac{dC_i(P_i)}{dP_i} = \pi \qquad (٥-٤)$$

هزینه حدی شامل هزینه سوخت، نگهداری و همه موارد دیگری است که با توان تولید شده واحد تغییر می‌کنند. هزینه‌هایی که تابعی از توان تولیدی واحد در طول بازه مورد نظر نیستند (به عنوان مثال، هزینه مستهلک شده ساخت نیروگاه یا هزینه‌های ثابت نگهداری و کارکنان) در هزینه حدی نمود نمی‌یابند و بنابراین در تصمیم‌گیری کوتاه‌مدت برای تولید، تأثیری ندارند.

تا وقتی رقابت کامل باشد، میزان تولید هر واحد نیروگاهی باید مطابق معادله (٤-٥) تعیین گردد. از آنجا که در چنین شرایطی، قیمت معین فرض می‌شود، این موضوع بدین معنا خواهد بود که همه واحدهای تولیدی را می‌توان مستقل از هم توزیع نمود؛ حتی اگر یک شرکت، بیش از یک واحد تولیدی در اختیار داشته باشد. ما در یکی از بخش‌های بعد، حالت پیچیده‌تری را بررسی خواهیم کرد که در آن، کل ظرفیت واحدهای تولیدی تحت اختیار یک شرکت به قدری است که می‌تواند بر روی قیمت انرژی تأثیر بگذارد.

۴-۳-۱-۲ مثال ۴-۲

واحدهای تولیدی که از سوخت‌های فسیلی استفاده می‌کنند، دارای منحنی مشخصه ورودی - خروجی هستند که تعیین‌کننده میزان سوخت لازم (معمولاً بر مبنای MJ/h یا MBTU/h) برای تولید یک میزان توان الکتریکی خروجی معین و ثابت در طول یک ساعت می‌باشند.

یک واحد بخار با سوخت زغال‌سنگ با حداقل تولید پایدار ۱۰۰MW (حداقل توانی که واحد می‌تواند به طور مداوم تولید کند) و حداکثر توان ۵۰۰MW را در نظر بگیرید. بر اساس اندازه‌گیری‌های انجام شده در محل نیروگاه، مشخصه ورودی- خروجی واحد به صورت زیر تخمین زده شده است:

$$H_۱(P_۱) = ۱۱۰ + ۸/۲P_۱ + ۰/۰۰۲P_۱^۲ MJ/h$$

هزینه بهره‌برداری هر ساعت از این واحد از حاصل‌ضرب منحنی ورودی- خروجی، در قیمت سوخت F بر حسب $/MJ به دست می‌آید:

$$C_۱(P_۱) = ۱۱۰F + ۸/۲FP_۱ + ۰/۰۰۲FP_۱^۲ \$/h$$

اگر فرض کنیم که هزینه زغال‌سنگ برابر ۱/۳ $/MJ باشد، منحنی هزینه واحد چنین خواهد بود:

$$C_۱(P_۱) = ۱۴۳ + ۱۰/۶۶P_۱ + ۰/۰۰۲۶P_۱^۲ \$/h$$

اگر قیمت انرژی فروخته شده برابر ۱۲$/MWh باشد آنگاه میزان خروجی که این واحد باید تولید کند، برابر است با:

$$P_۱ = ۲۵۷/۷MW \quad \text{یا} \quad \frac{dC_۱(P_۱)}{dP_۱} = ۱۰/۶۶ + ۰/۰۰۵۲P_۱ = ۱۲\$/MWh$$

در عمل، توزیع بهینه حتی برای تنها یک واحد تولیدی، از آنچه که معادله (٤-٥) پیشنهاد می‌کند، پیچیده‌تر است. در زیربخش‌های آینده بررسی خواهیم کرد که چگونه هزینه و مشخصات فنی واحدهای تولیدی بر روی توزیع اولیه تأثیر می‌گذارند.

۴-۳-۱-۳ محدودیت‌های واحد

فرض کنید حداکثر توان تولیدی واحد i، P_i^{max}، به گونه‌ای باشد که:

$$\left.\frac{dC_i(P_i)}{dP_i}\right|_{P_i^{max}} \le \pi \qquad (٦-٤)$$

در این صورت این واحد تولیدی باید به اندازه P_i^{max} به تولید بپردازد. از سوی دیگر، چنانچه حداقل تولید پایدار واحد i، به صورت زیر باشد:

$$\left.\frac{dC_i(P_i)}{dP_i}\right|_{P_i^{min}} > \pi \qquad (۷-٤)$$

آنگاه این واحد نمی‌تواند به شکلی سودده در این قیمت به تولید بپردازد و تنها راه جلوگیری از زیان‌دهی، خاموش کردن واحد است.

۴-۳-۱-۴ مثال ۴-۳

هرگاه قیمت انرژی الکتریکی بزرگتر یا مساوی مقدار زیر باشد، واحد تولیدی که در مثال قبل بررسی کردیم باید حداکثر تولید خود را داشته باشد:

$$\left.\frac{dC_i(P_i)}{dP_i}\right|_{۵۰۰MW} = ۱۰/۶۶ + ۰/۰۰۵۲ \times ۵۰۰ = ۱۳/۲۶\$/MWh$$

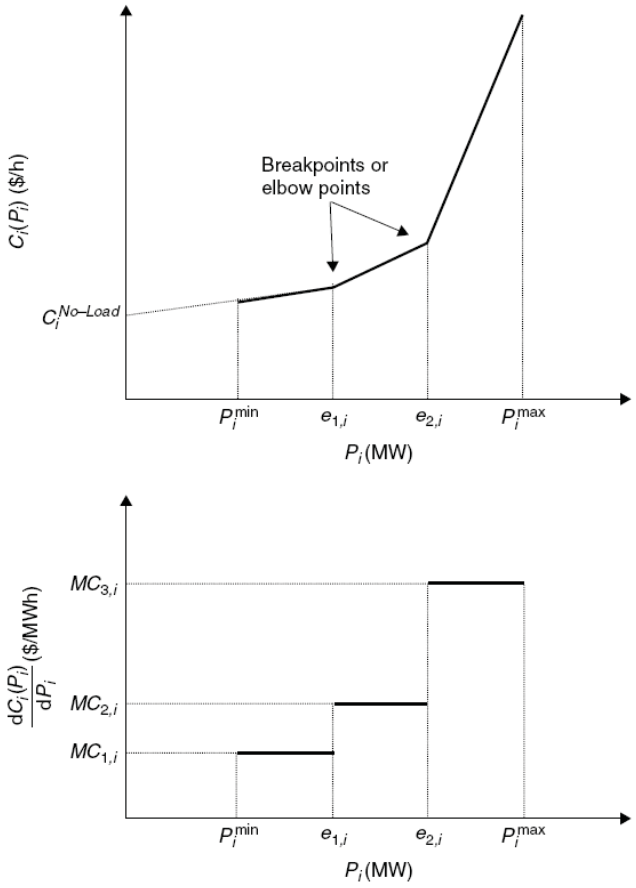
از سوی دیگر، اگر قیمت از مقدار زیر کمتر شود، بهره‌برداری از این واحد سودآور نخواهد بود:

$$\left.\frac{dC_i(P_i)}{dP_i}\right|_{۱۰۰MW} = ۱۰/۶۶ + ۰/۰۰۵۲ \times ۱۰۰ = ۱۱/۱۸\$/MWh$$

۴-۳-۱-۵ منحنی‌های هزینه تکه‌ای خطی

منحنی‌های ورودی - خروجی از طریق اندازه‌گیری‌هایی که در سطوح مختلف توان خروجی واحد، انجام می‌شود، به دست می‌آیند. حتی اگر نهایت دقت در این اندازه‌گیری‌ها به خرج داده شود، باز هم نقاط به دست آمده معمولاً یک خط هموار را تشکیل نمی‌دهند. بنابراین یک درون‌یابی تکه‌ای خطی از این داده‌ها به اندازه یک تابع درجه دو قابل قبول هستند.

شکل ٤-٤ یک منحنی هزینه تکه‌ای خطی و منحنی هزینه حدی متناظر با آن را نشان می‌دهد. از آنجا که هر قسمت از این منحنی، خطی است، هر قسمت از منحنی هزینه حدی ثابت خواهد بود. این امر سبب می‌شود که بارگذاری واحد بر اساس قیمت انرژی الکتریکی ساده‌تر شود.



شکل ٤-٤ منحنی هزینه تکه‌ای خطی و منحنی هزینه افزایشی تکه‌ای ثابت متناظر با آن

$$\pi < MC_{1,i} \Rightarrow P_i = P_i^{min} \quad (٨-٤)$$
$$MC_{1,i} < \pi < MC_{2,i} \Rightarrow P_i = e_{1,i}$$
$$MC_{2,i} < \pi < MC_{3,i} \Rightarrow P_i = e_{2,i}$$
$$MC_{3,i} < \pi \Rightarrow P_i = P_i^{max}$$

اگر قیمت، دقیقاً با مقدار یکی از قسمت‌های منحنی هزینه حدی برابر باشد، در بازه مربوطه، واحد می‌تواند هر مقداری را برای سطح تولید انتخاب کند. هزینه حدی در هر یک از نقاط شکست

منحنی برابر شیب تکه بعدی است؛ زیرا متداول این است که هزینه حدی به عنوان هزینه تولید یک مگاوات بعدی تعریف شود، نه هزینه تولید یک مگاوات قبلی.

۴-۳-۱-۶ مثال ۴-۴

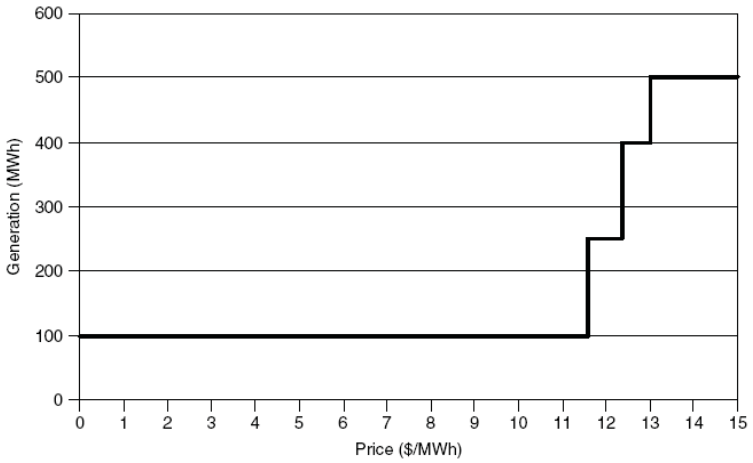
منحنی درجه دوم هزینه مثال ٤-۲ را می‌توان با منحنی خطی سه تکه‌ای زیر تقریب زد:

$$۱۰۰ \le P_۱ \le ۲۵۰ : C_۱(P_۱) = ۱۱/۵۷P_۱ + ۷۸\$/h$$

$$۲۵۰ \le P_۱ \le ۴۰۰ : C_۱(P_۱) = ۱۲/۳۵P_۱ - ۱۱۷\$/h$$

$$۴۰۰ \le P_۱ \le ۵۰۰ : C_۱(P_۱) = ۱۳P_۱ - ۳۷۷\$/h$$

شکل ٤-۵ نشان می‌دهد که با تغییر قیمت پرداختی بابت انرژی، چگونه بارگذاری این واحد باید تغییر یابد.



شکل ٤-۵ بارگذاری واحد تولیدی مثال ٤-٤ به عنوان تابعی از قیمت انرژی الکتریکی

۴-۳-۱-۷ هزینه بی‌باری

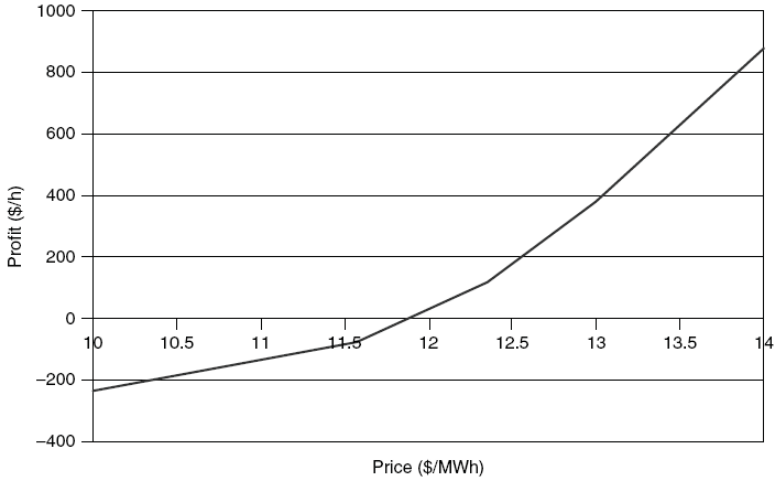
تولیدکنندگان برای تعیین میزان فروش انرژی خود در بازار، تنها بر اساس مقایسه هزینه حدی و قیمت بازار تصمیم‌گیری نمی‌کنند. بهره‌برداری از یک واحد، در شرایط برابری قیمت بازار با هزینه حدی، سودآوری تولید را تضمین نمی‌کند. تولیدکنندگان باید هزینه‌های شبه ثابت مرتبط با بهره‌برداری واحد را نیز در نظر بگیرند. این هزینه‌ها به هزینه‌هایی گفته می‌شود که فقط در صورت تولید، بر مالک واحد تحمیل می‌شوند؛ اما مستقل از میزان تولید هستند. نوع اول هزینه‌های شبه

ثابت، هزینه بی‌باری[1] می‌باشد. اگر واحد بتواند در حالی که انرژی الکتریکی تولید نمی‌کند، همچنان به شبکه متصل بماند، آنگاه هزینه بی‌باری، نشان دهنده هزینه سوخت مورد نیاز برای روشن نگه داشتن واحد می‌باشد. بیشتر واحدهای تولیدی حرارتی فاقد این حالت عملکردی می‌باشند. بنابراین هزینه بی‌باری، به طور ساده، فقط یک جزء ثابت در منحنی هزینه است و مفهوم فیزیکی ندارد.

همان‌گونه که در فصل دوم بحث کردیم، فروش به قیمتی برابر با هزینه حدی تنها زمانی سودآور خواهد بود که این قیمت از هزینه متوسط تولید بالاتر باشد.

۴-۳-۱-۸ مثال ۴-۵

فرض کنیم که واحد تولیدی مثال ٤-٤ با تغییر قیمت انرژی الکتریکی همواره به طور بهینه و مطابق با شکل ٤-٥ بارگذاری می‌شود. شکل ٤-٦ نشان می‌دهد که سود این واحد، به صورت تکه‌ای خطی، با افزایش قیمت انرژی الکتریکی زیاد می‌شود. به دلیل هزینه بی‌باری، واحد تنها زمانی سودآور خواهد شد که قیمت به مرز ۱۱/۸۸۲$/MWh برسد.



شکل ٤-٦ سود حاصل شده توسط بهره‌بردار واحد تولیدی مثال ٤-٤، در صورتی که این واحد با تغییر قیمت انرژی الکتریکی به طور بهینه بارگذاری شود.

[1] no-load cost

۴-۳-۱-۹ برنامه‌ریزی

از آنجا که تقاضای انرژی الکتریکی با گذر زمان تغییر می‌کند، قیمتی که یک تولیدکننده، برای تولید خود دریافت می‌کند، نیز متغیر است. همان‌طور که در فصل قبل دیدیم، قیمت انرژی الکتریکی، بسته به بازار، معمولاً برای بازه‌ای زمانی در محدوده چند دقیقه تا یک ساعت، ثابت است. با داشتن یک قالب[1] قیمتی برای یک‌روز یا بیشتر، بهینه‌سازی مذکور را برای بازه‌های زمانی بازار مربوطه، می‌توان جداگانه تکرار کرد. متأسفانه برنامه تولید حاصل شده، احتمالاً بهینه نخواهد بود؛ زیرا هزینه راه‌اندازی واحدها در آن در نظر گرفته نشده است. علاوه بر این، این نتیجه غالباً از لحاظ فنی هم ممکن نیست؛ زیرا قیدهای مربوط به تغییر وضعیت واحد، بین حالات بهره‌برداری مختلف در بازه‌های گوناگون نیز در آن دیده نمی‌شود. فرصت‌های اقتصادی دیگر و قیود زیست محیطی نیز ممکن است بر روی بهینه‌سازی فروش انرژی تأثیر بگذارند. این قیود مختلف در زیر بررسی می‌شوند.

بنابراین واحدهای تولیدی با هزینه راه‌اندازی بزرگ و یا واحدهایی که مجبور به رعایت برخی قیود محدودکننده هستند، اگر خروجی خود را برای هر بازه زمانی به طور جداگانه بهینه سازند، به سود بیشینه دست نمی‌یابند. به جای آن، باید برنامه‌ریزی بهره‌برداری از آنها بر روی یک افق زمانی روزانه، هفتگی یا بیشتر، صورت پذیرد. این مسأله مشابهت‌هایی با مسأله در مدار آوردن واحدهای تولیدی[2] (UC) داراست که توسط شرکت‌های خدماتی انحصاری برای تعیین سهم تولید هر یک از واحدهای تولیدی به منظور تأمین یک میزان بار مشخص، با کمترین هزینه ممکن اجرا می‌شد. اساس هر دو مسأله، برقراری تعادل بین مؤلفه‌های شبه ثابت و متغیر هزینه در عین رعایت قیود می‌باشد. در مسأله در مدار آوردن واحدها (UC) مجموع تولید همه واحدها بهینه می‌شود؛ زیرا کل خروجی آنها باید با کل بار برابر باشد. از سوی دیگر، اگر فرض کنیم که یک واحد تولیدی قیمت‌پذیر باشد، میزان تولید آن واحد می‌تواند مستقل از تولید سایر واحدهای شبکه بهینه شود. حتی زمانی که این تقریب در مورد قیمت‌پذیر بودن برقرار باشد، باز هم برنامه‌ریزی تولید برای بیشینه‌سازی سود، از نظر محاسباتی مسأله پیچیده‌ای است. از آنجا که برخی متغیرهای تصمیم‌گیری در این مسأله، طبیعت صفر و یک دارند، مسأله نامحدب می‌شود و حضور قیود

[1] Profile
[2] Unit commitment

سخت و دقیق، سبب حجیم شدن و گسترش ابعاد مسأله می‌شود. روش‌هایی همچون برنامه‌ریزی دینامیک[1] یا برنامه‌ریزی عدد صحیح مرکب[2] برای حل این مسأله پیشینه موفقی دارند.

برنامه‌ریزی بهینه تولید یک واحد تولیدی، روی یک افق زمانی، نیازمند پیش‌بینی قیمت انرژی الکتریکی در هر بازه می‌باشد. خطای ذاتی موجود در این پیش‌بینی، بهینه بودن برنامه را به خطر می‌اندازد. پیش‌بینی دقیق قیمت‌ها فوق‌العاده پیچیده است؛ زیرا تعداد عوامل اثرگذار بسیار زیاد است و بعضاً اطلاعات کافی از آنها در دسترس نیست. چون قیمت انرژی الکتریکی به نقطه تعادل بازار بستگی دارد، هم عوامل مربوط به تولید و هم عوامل مربوط به بار بر روی آن تأثیر می‌گذارند. در سمت بار، همه عوامل زمانی، جوی، اقتصادی و برخی عوامل خاص که در پیش‌بینی بار به کار می‌آیند، باید در پیش‌بینی قیمت‌ها هم مد نظر قرار گیرند. سمت تولید، معضلات بیشتری دارد؛ زیرا برخی از اتفاقات (مانند خرابی واحدهای تولیدی) دارای ماهیت تصادفی هستند و سایر موارد نیز معمولاً از قبل در اختیار همگان قرار نمی‌گیرند (مانند خروج‌های برنامه‌ریزی شده برای تعمیرات).

۴-۳-۱-۱۰ هزینه راه‌اندازی

هزینه راه‌اندازی یک واحد بیانگر هزینه مربوط به آماده‌سازی واحد برای تولید انرژی از حالت خاموش می‌باشد. بنابراین، این هزینه نوع دیگری از هزینه‌های شبه ثابت است. مولدهای دیزل و توربین‌های گازی سیکل باز، هزینه راه‌اندازی پایینی دارند؛ زیرا راه‌اندازی این نوع واحدها خیلی سریع است. از سوی دیگر، واحدهای حرارتی بزرگ، برای رسیدن به دما و فشار مناسب، جهت تولید قدرت الکتریکی، میزان قابل توجهی انرژی حرارتی نیاز دارند. بنابراین، این واحدها هزینه راه‌اندازی بالایی دارند. برای بیشینه کردن سودآوری یک واحد حرارتی، باید این هزینه‌های راه‌اندازی را در طول یک بازه بلندمدت مستهلک کرد. این امر حتی ممکن است سبب شود که به جای خاموش کردن واحد و متحمل شدن هزینه راه‌اندازی در زمانی که قیمت‌ها دوباره بالا می‌روند، ترجیح دهیم برای چند ساعت، واحد را بدون درآمد روشن نگه داریم.

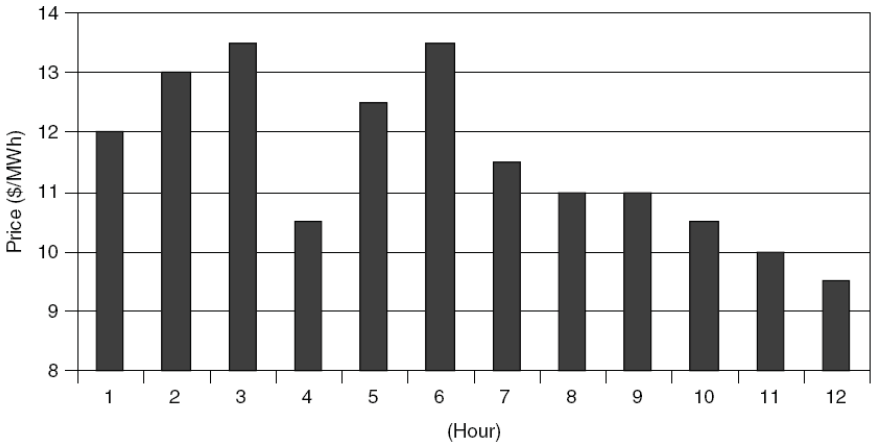
[1] Dynamic programming
[2] Mixed-integer programming

۴-۳-۱-۱۱ مثال ۴-۶

اکنون نحوه برنامه‌ریزی نیروگاه زغال‌سنگی مثال ٤-۲ را برای یک بازه چند ساعته بررسی می‌نماییم. فرض خواهیم کرد که قیمت فروش انرژی به صورت ساعتی تعیین می‌شود و قیمت‌های انرژی برای چند ساعت آینده در جدول ٤-۷ نشان داده شده‌اند. همچنین فرض کنید که واحد در ساعت ۱ راه‌اندازی شده است و هزینه راه‌اندازی آن هم برابر ٦۰۰$ می‌باشد. خلاصه نتایج در جدول مثال ٤-٦ دیده می‌شوند.

جدول مثال ٤–٦

ساعت	۱	۲	۳	٤	٥	٦	۷
قیمت ($/MWh)	۱۲	۱۳	۱۳/٥	۱۰/٥	۱۲/٥	۱۳/٥	۱۱/٥
تولید(MW)	۲٥۷/۷	٤٥۰	٥۰۰	۱۰۰	۳٥۳/۸	٥۰۰	۱٦۱/٥
درآمد ($)	۳۰۹۲	٥۸٥۰	٦۷٥۰	۱۰٥۰	٤٤۲۳	٦۷٥۰	۱۸٥۸
هزینه اجرایی ($)	۳۰٦۳	٥٤٦۷	٦۱۲۳	۱۲۳٥	٤۲٤۰	٦۱۲۳	۱۹۳۳
هزینه راه‌اندازی ($)	٦۰۰	۰	۰	۰	۰	۰	۰
هزینه کل ($)	۳٦٦۳	٥٤٦۷	٦۱۲۳	۱۲۳٥	٤۲٤۰	٦۱۲۳	۱۹۳۳
سود ($)	-٥۷۱	۳۸۳	٦۲۷	-۱۸٥	۱۸۳	٦۲۷	-۷٥
سود انباشته ($)	-٥۷۱	-۱۸۸	٤۳۹	۲٥٤	٤۳۷	۱۰٦٤	۹۸۹



شکل ٤–۷ قیمت انرژی الکتریکی برای مثال ٤–٦

اولین نکته‌ای که باید به آن توجه کرد این است که با نوسان قیمت انرژی الکتریکی، میزان تولید بهینه تا حد زیادی دچار تغییر می‌شود. واحد در ساعات ۳ و ٦ در بیشینه ظرفیت خود و در ساعت ٤ در کمینه ظرفیت خود به تولید انرژی می‌پردازد. عملکرد این واحد نشان می‌دهد که در ساعت ۱ به دلیل وجود هزینه راه‌اندازی دچار ضرر می‌شود. تا ساعت ۳ این هزینه راه‌اندازی جبران‌شده، از

آن به بعد، تولید آن سودآور می‌شود. قیمت در ساعت ٤ چنان پایین است که حتی اگر واحد در کمینه قدرت خود به تولید انرژی بپردازد، باز هم متضرر می‌شود. با این وجود، خاموش نکردن واحد تصمیم درستی است؛ زیرا سبب حذف پرداخت مجدد هزینه راه‌اندازی در ساعت ۵ می‌شود. در ساعت ۷ واحد با اینکه در کمینه قدرت خود کار نمی‌کند، دوباره دچار ضرر می‌شود؛ زیرا تولید واحد به اندازه‌ای نیست که هزینه بی‌باری او جبران شود. اگر کاهش قیمت بازار در چند ساعت بعدی هم ادامه یابد، بهترین راهبرد، این است که واحد را در انتهای ساعت ٦ خاموش کنیم و تا زمانی که قیمت‌ها مجدداً بالاتر می‌رود، منتظر بمانیم.

۴-۳-۱-۱۲ قیود دینامیک

روشن و خاموش کردن یک واحد حرارتی یا حتی افزایش و کاهش توان خروجی آن به میزانی اندک، سبب تنش‌های مکانیکی زیاد در سمت توربین می‌شود. تنش‌های بیش از حد، سبب خرابی و کاهش عمر نیروگاه می‌شود. بنابراین معمولاً محدودیتی برای این تغییرات در نظر می‌گیرند تا از این تجهیزات گران‌قیمت حفاظت شود. اعمال این قیود حفاظتی، سبب ضرر در کوتاه‌مدت و منفعت در بلندمدت می‌شود. به ویژه، محدود کردن نرخ افزایش و یا کاهش توان خروجی ممکن است سبب شود که واحد در بازه‌های متوالی نتواند به میزان تولید بهینه اقتصادی خود برسد. کمینه کردن هزینه این محدودیت‌ها روی نرخ تغییر توان خروجی، مستلزم این است که عملکرد واحد برای یک دوره حداقل چند ساعته بهینه‌سازی شود.

برای محدود کردن آسیب‌های ناشی از روشن و خاموش کردن متعدد واحدهای آبی، معمولاً وقتی یک واحد حرارتی روشن می‌شود، یک زمان حداقل برای متصل ماندن آن به شبکه، در نظر گرفته می‌شود. به طور مشابه وقتی که یک واحد خاموش می‌شود، یک حداقل زمان خاموش ماندن برای آن در نظر گرفته می‌شود. این وقفه‌های زمانی این اطمینان را حاصل می‌کنند که زمان کافی برای فروکش کردن افت و خیزهای دما در توربین وجود داشته باشد. این قیود حداقل زمان روشن ماندن و حداقل زمان خاموش ماندن، توانایی واحد در تغییر وضعیت خود را محدود می‌کند و تأثیری اساسی بر برنامه‌ریزی بهینه واحد دارد. به عنوان مثال، قید حداقل زمان خاموش ماندن، می‌تواند واحد را مجبور کند برای مدت زمان کمی، وقتی قیمت‌ها پایین است، به تولید زیان‌ده ادامه دهد؛ زیرا خاموش کردن آن، مانع از سودی بزرگتر در آینده می‌شود.

۴-۳-۱-۱۳ قیود زیست محیطی

نیروگاه‌ها مجبورند به برخی مقررات زیست محیطی وفادار بمانند؛ این امر ممکن است بر روی توانایی آنها برای عملکرد اقتصادی بهینه تأثیر بگذارد. امروزه اعمال محدودیت بر روی برخی آلاینده‌های خاص منتشر شده از نیروگاه‌های با سوخت فسیلی رو به فزونی دارد. در برخی موارد، آهنگ انتشار آلاینده در اتمسفر محدود می‌شود که به موجب آن بیشینه توان خروجی نیروگاه محدود می‌گردد. در موارد دیگر، میزان کل آلاینده‌ای که در کل سال در اتمسفر آزاد می‌شود، یک قید انتگرالی پیچیده بر روی عملکرد واحد قرار می‌دهد.

اگر چه نیروگاه‌های آبی هیچ‌گونه آلاینده‌ای تولید نمی‌کنند و منعطف‌تر از واحدهای حرارتی هستند، اما ممکن است محدودیت‌هایی روی آب مورد استفاده آنها قرار داده شود. این محدودیت‌ها بدین منظور طراحی می‌شود که از وجود آب کافی برای تفریح، یا کمک به تولید مثل آبزیان در حال انقراض، اطمینان کافی حاصل شود. علاوه بر این آب برای آبیاری و همچنین برای استفاده سایر واحدهای آبی نیز باید در دسترس باشد. بهینه‌سازی عملکرد واحدهای آبی، به ویژه زمانی که چند واحد مرتبط با هم بر روی یک رودخانه وجود دارد، مسأله بسیار پیچیده‌ای است.

۴-۳-۱-۱۴ سایر فرصت‌های اقتصادی

میزان انرژی تولید شده توسط تولید همزمان[1] یا به عبارت دیگر، نیروگاه ترکیبی گرما و توان الکتریکی، غالباً بر مبنای نیازهای فرایند صنعتی مربوطه تعیین می‌شود. بنابراین ممکن است توانایی این واحدها در استفاده از فرصت‌های موجود برای فروش انرژی در بازار برق محدود شود.

در کنار انرژی الکتریکی، واحدهای تولیدی می‌توانند خدمات دیگری نظیر ظرفیت ذخیره[2]، ردگیری بار[3]، تنظیم فرکانس[4] و تنظیم ولتاژ[5] نیز تأمین کنند. این خدمات دیگر که معمولاً خدمات جانبی[6] یا خدمات سیستمی نامیده می‌شوند، منبع درآمد دیگری هستند که با فروش انرژی الکتریکی متفاوت است. مباحث مرتبط با تأمین این خدمات را در فصل ۵ بررسی می‌کنیم. در اینجا تنها باید اشاره کنیم که توانایی یک تولیدکننده برای معامله انرژی الکتریکی از قراردادهایی

[1] Cogeneration
[2] Reserve capacity
[3] Load following
[4] Frequency regulation
[5] Voltage regulation
[6] Ancillary services

که برای تأمین خدمات جانبی بسته است، تأثیر می‌پذیرد. مشابهاً، ممکن است تولید انرژی الکتریکی، توانایی تولیدکننده برای تأمین خدمات جانبی را محدود سازد.

۴-۳-۲ تصمیم به تولید به جای خرید

موردی را در نظر بگیرید که یک شرکت تولیدی، قراردادی برای تأمین بار L در طول یک ساعت دارد. ابتدا فرض می‌کنیم که این شرکت تصمیم می‌گیرد که با آرایشی از n واحد تولیدی خود، به تعهد قراردادی خود عمل کند. بی‌تردید این شرکت می‌کوشد که این میزان انرژی در خواستی را با کمترین هزینه تولید کند. این موضوع را می‌توان به شکل ریاضی در مسأله بهینه‌سازی زیر بیان کرد:

$$\text{Minimize} \quad \sum_{i=1}^{N} C_i(P_i) \quad \text{subject} \quad \text{to} \sum_{i=1}^{N} P_i = L \tag{۹-٤}$$

که در آن P_i، نشانگر تولید واحد i و $C_i(P_i)$ هزینه تولید این میزان انرژی توسط این واحد می‌باشد. از حساب دیفرانسیل و انتگرال می‌دانیم که تشکیل یک تابع لاگرانژ l که ترکیبی از تابع هدف و قیود می‌باشد، ساده‌ترین راه برای حل چنین مسأله بهینه‌سازی می‌باشد:

$$l(P_1, P_2, ..., P_N, \lambda) = \sum_{i=1}^{N} C_i(P_i) + \lambda(L - \sum_{i=1}^{N} P_i) \tag{۱۰-٤}$$

که λ متغیر جدیدی به نام ضریب لاگرانژ می‌باشد.

اگر مشتقات جزئی این تابع لاگرانژ را برابر صفر قرار دهیم به شرایط لازم برای بهینگی می‌رسیم. حل این معادلات پاسخ بهینه را به صورت زیر خواهد داد:

$$\frac{\partial l}{\partial P_i} \equiv \frac{dC_i}{dP_i} - \lambda = 0 \qquad \forall i = 1, ..., N \tag{۱۱-٤}$$

$$\frac{\partial l}{\partial \lambda} \equiv \left(L - \sum_{i=1}^{N} P_i \right) = 0$$

از این شرایط بهینگی نتیجه می‌گیریم که همه واحدهای تولیدی در این مورد باید با یک هزینه حدی تولید کنند که این هزینه حدی تولید برابر مقدار ضریب لاگرانژ λ می‌باشد:

$$\frac{dC_1}{dP_1} = \frac{dC_2}{dP_2} = ... = \frac{dC_N}{dP_N} = \lambda \tag{۱۲-٤}$$

بنابراین مقدار ضریب لاگرانژ برابر هزینه تولید یک مگاوات‌ساعت بیشتر، توسط هر کدام از این واحدهای تولیدی است. لذا این ضریب لاگرانژ، *قیمت سایه*[1] انرژی الکتریکی نامیده می‌شود.

اکنون فرض کنیم که این شرکت تولیدکننده بتواند در یک بازار لحظه‌ای برق شرکت کند. اگر قیمت بازار (π) کمتر از λ یعنی قیمت سایه‌ای باشد که این شرکت می‌تواند در آن قیمت تولید کند، شرکت تولیدی مذکور باید در بازار لحظه‌ای به خرید انرژی بپردازد و میزان تولید خود را تا نقطه‌ای کاهش دهد که در آن داریم:

$$\frac{dC_1}{dP_1} = \frac{dC_2}{dP_2} = \ldots = \frac{dC_N}{dP_N} = \pi \qquad (۱۳-٤)$$

اگر میزان انرژی که واحد قصد خرید آن را دارد، زیاد باشد ممکن است بازار سیالیت کافی را برای انجام این خرید بدون افزایش قیمت π، نداشته باشد. این موضوع در بخش بعد با تفصیل بیشتر بررسی می‌شود.

۴-۳-۲-۱ مثال ۴-۷

بار ۳۰۰MW در یک سیستم قدرت کوچک، باید توسط دو واحد حرارتی و یک واحد آبی رودخانه‌ای در کمترین هزینه تأمین شود. واحد آبی توان ثابت ٤۰MW را تولید می‌کند و تابع هزینه واحدهای حرارتی با روابط زیر توصیف می‌شوند:

واحد A: $C_A = ۲۰ + ۱/۷P_A + ۰/۰۴P_A^2 \quad \$/h$

واحد B: $C_B = ۱۶ + ۱/۸P_B + ۰/۰۳P_B^2 \quad \$/h$

از آنجا که هزینه متغیر واحد آبی ناچیز است، می‌توان تابع لاگرانژ این مسأله بهینه‌سازی را چنین نوشت:

$$l = C_A(P_A) + C_B(P_B) + \lambda(L - P_A - P_B)$$

که L نشانگر ۲٦۰MW باری است که واحدهای حرارتی باید تأمین کنند.

با صفر قرار دادن مشتقات جزئی تابع لاگرانژ به شرایط لازم بهینگی می‌رسیم:

$$\frac{\partial l}{\partial P_A} \equiv ۱/۷ + ۰/۰۸P_A - \lambda = ۰$$

[1] Shadow price

$$\frac{\partial l}{\partial P_B} \equiv ۱/۸ + ۰/۰۶P_B - \lambda = ۰$$

$$\frac{\partial l}{\partial \lambda} \equiv L - P_A - P_B = ۰$$

با حل این دستگاه معادلات برای رسیدن به λ، به هزینه حدی این سیستم برای تأمین بار می‌رسیم:

$$\lambda = ۱۰/۶۷ \quad \$/MWh$$

حال می‌توانیم میزان خروجی بهینه هر یک از دو واحد حرارتی را محاسبه کنیم:

$$P_A = ۱۱۲/۱۳MW$$
$$P_B = ۱۴۷/۸۷MW$$

با جایگزینی این مقادیر در توابع هزینه، کل هزینه تأمین این بار به دست می‌آید:

$$C = C_A(P_A) + C_B(P_B) = ۱۶۵۱/۶۳ \quad \$/hour$$

۴-۳-۳ رقابت ناکامل

زمانی که رقابت کامل نیست، برخی بنگاه‌ها (بازیگران راهبردی[1]) می‌توانند با اقدامات خود بر قیمت بازار اثر بگذارند. این که یک بازار برق، از تعداد کمی بازیگر راهبردی و تعدادی بازیگر قیمت‌پذیر تشکیل شده باشد، بسیار متداول است. شرکتی که بیش از یک واحد تولیدی در اختیار دارد، در صورتی که میزان تولید کلی واحدهای خود را بهینه کند، احتمالاً تأثیر بیشتری بر قیمت بازار خواهد داشت. بنابراین بهینه‌سازی جداگانه توان تولیدی هر یک از واحدهای تولیدی، سبب بیشینه شدن سود بنگاه نمی‌شود. بنابراین کل سود یک بنگاه که مالک چند واحد تولیدی می‌باشد، برابر است با:

$$\Omega_f = \pi.P_f - C_f(P_f) \qquad (۱٤-٤)$$

که P_f نشانگر تولید کل واحدهای تحت کنترل این بنگاه و $C_f(P_f)$ نشانگر هزینه کمینه این بنگاه برای تولید این میزان توان می‌باشد. اکنون فرض می‌کنیم که قیمت بازار (π) دیگر یک متغیر خارج از کنترل بازیگران بازار نیست. به طور مشابه توانی که توسط بنگاه f به فروش می‌رسد،

[1] Strategic players

تنها تابع تصمیمات اخذ شده او نیست بلکه به عملکرد رقبای او در بازار نیز وابسته است. در نتیجه معادله (٤-١٤) به صورت زیر بازنویسی می‌نماییم تا این وابستگی‌ها را خلاصه کنیم:

$$\Omega_f = \Omega_f(X_f, X_{-f}) \qquad (١٥-٤)$$

که X_f نشانگر اقدامات بنگاه f، و X_{-f} نشانگر اقدامات رقبای او می‌باشد.

معادله (٤-١٥) نشان می‌دهد که بنگاه f نمی‌تواند به تنهایی و مستقل از دیگران سود خود را بهینه سازد. او باید اقدامات سایر بازیگران را نیز در نظر گیرد. این کار، در نگاه اول ممکن است بسیار مشکل به نظر برسد؛ زیرا این بنگاه‌ها رقبای تجاری یکدیگر هستند و تبادل اطلاعات بین آنها خلاف قانون است. اما این فرض قابل قبول است که همه این بنگاه‌ها دارای رفتاری منطقی هستند؛ یعنی همه آنها می‌کوشند سود خود را بیشینه کنند. به عبارت دیگر باید برای هر بنگاه f رفتار X_f^* را به گونه‌ای پیدا کنیم که رابطه زیر برقرار باشد:

$$\Omega_f(X_f^*, X_{-f}^*) \geq \Omega_f(X_f, X_{-f}^*) \qquad \forall f \qquad (١٦-٤)$$

که X_{-f}^* بیانگر اقدام بهینه سایر بنگاه‌ها می‌باشد.

چنین مسائل بهینه‌سازی که روی هم تأثیر دارند، پدیده‌ای را به وجود می‌آورند که در نظریه بازی به آن *بازی غیراشتراکی*[1] اطلاق می‌شود. نقطه تعادل این بازی، در صورت وجود، یک تعادل Nash نام دارد و بیانگر تعادل بازار تحت رقابت ناکامل است.

اگرچه نمایش اقدامات یا تصمیمات احتمالی یک بنگاه، توسط متغیر نوعی X_f، امکان توصیف مناسب مسأله با روابط ریاضی را فراهم می‌سازد، اما این واقعیت را پنهان می‌کند که حل معادله (٤-١٦)، به نحوه مدل‌سازی تعاملات راهبردی بین بنگاه‌ها وابسته است. در زیربخش‌های آینده، سه مدل را که در مباحث نظریه بازی پیشنهاد شده‌اند، بررسی می‌کنیم.

۴-۳-۳-۱ تعامل Bertrand یا بازی در قیمت‌ها

اگر فرض کنیم که تعامل بازیگران با هم، بر اساس مدل Bertrand باشد، تنها متغیر تصمیم‌گیری، قیمتی است که هر بازیگر برای فروش انرژی خود پیشنهاد می‌کند:

$$X_f = \pi_f \qquad \forall f \qquad (١٧-٤)$$

بنابراین میزان انرژی فروخته شده، توسط بنگاه f تابعی از قیمت پیشنهادی او و قیمت‌های پیشنهادی رقبای او می‌باشد. بنابراین، درآمد بنگاه f برابر است با:

[1] Noncooperative game

$$\pi \cdot P_f = \pi \cdot P_f(\pi_f, \pi^*_{-f}) \qquad (۱۸-٤)$$

بنگاه f به گونه‌ای رفتار می‌کند که گویی رقبای تجاری او، قیمت‌های پیشنهادی خود را با تغییر قیمت او تغییر نمی‌دهند. برای یک کالای یکسان، مانند انرژی الکتریکی، بنگاه f تا وقتی که قیمت پیشنهادیش کمتر از قیمت‌های پیشنهادی رقبایش باشد، هرچقدر بخواهد می‌تواند کالای خود را بفروشد:

$$P_f(\pi_f, \pi^*_{-f}) = \begin{cases} P_f & \text{if} \quad \pi_f \le \pi^*_{-f} \\ ۰ & \text{otherwise} \end{cases} \qquad (۱۹-٤)$$

همان‌گونه که در فصل دوم بحث شد، این فرض که رقبا قیمت‌های خود را با شرائط بازار تنظیم نکنند، یک فرض غیرواقعی است. در این مدل، قیمت بازار برابر هزینه حدی تولید پربازده‌ترین بنگاه می‌باشد. از سوی دیگر، هیچ بنگاهی نمی‌تواند بدون زیان دادن، قیمت پایین‌تری در بازار پیشنهاد کند. از سوی دیگر قیمت بالاتر قابل تحمل نیست؛ زیرا توسط پربازده‌ترین بنگاه شکسته می‌شود.

چنانچه بنگاه‌ها بتوانند کالاهای متفاوتی عرضه کنند (مثلاً بنگاه f برخلاف دیگران الکتریسیته پاک بفروشد)، رابطه بین میزان فروخته شده و قیمت، پیچیده‌تر از چیزی است که معادله (۱۹-٤) پیشنهاد می‌کند و قیمت‌های بالاتر نیز ممکن است قابل تحمل باشند.

۴-۳-۳-۲ تعامل Cournot یا بازی در کمیت‌ها

در یک مدل Cournot، هر بنگاه در مورد میزان تولید خود تصمیم می‌گیرد:

$$X_f = P_f \qquad \forall f \qquad (۲۰-٤)$$

در نتیجه قیمت با استفاده از تابع عکس تقاضای بازار مشخص می‌شود که قیمت بازار را به عنوان تابعی از کل میزان انرژی معامله شده بیان می‌کند:

$$\pi = \pi(P_f + P_{-f}) = \pi(P) \qquad (۲۱-٤)$$

اگر بنگاه f فرض کند که رقبای او میزان انرژی خود را با شرایط بازار تنظیم نمی‌کنند، درآمد او برابر خواهد بود با:

$$\pi \cdot P_f = \pi(P_f + P_{-f}) \cdot P_f \qquad (۲۲-٤)$$

بنابراین درآمد حدی او برابر خواهد بود با:

$$MR_f = \frac{\partial(\pi(P) \cdot P_f)}{\partial P_f} = \pi + \frac{\partial \pi}{\partial P} \cdot P_f \qquad (۲۳-٤)$$

مدل Cournot بیان می‌کند که بنگاه‌ها باید بتوانند قیمت‌هایی را نگهدارند که از هزینه حدی تولید بالاتر باشد. میزان اختلاف بین قیمت و هزینه حدی به میزان کشش قیمتی تقاضا بستگی دارد. نتایج عددی حاصل شده از مدل‌های Cournot، به این کشش قیمتی بسیار حساس است. به ویژه برای کالایی چون الکتریسیته که کشش قیمتی بسیار کمی دارد، قیمت تعادلی که با استفاده از مدل Cournot به دست می‌آید غالباً بیشتر از قیمتی است که در یک بازار واقعی حاصل می‌شود.

۴-۳-۳-۳ مثال ۴-۸

حالتی را در نظر بگیرید که دو بنگاه A و B برای عرضه انرژی الکتریکی با یکدیگر رقابت می‌کنند. فرض کنیم بر اساس تحقیقات تجربی، عکس تابع تقاضا در یک ساعت مشخص به صورت زیر باشد:

$$\pi = ۱۰۰ - D \qquad \$/MWh \qquad (۲٤-٤)$$

که D، تقاضای انرژی الکتریکی در این ساعت مشخص می‌باشد. همچنین فرض کنیم که بنگاه A بتواند ارزان‌تر از بنگاه B انرژی تولید کند:

$$C_A = ۳۵P_A \qquad \$/h \qquad (۲۵-٤)$$
$$C_B = ۴۵P_A \qquad \$/h$$

اگر مدل برتراند را برای رقابت در این بازار در نظر بگیریم، بنگاه A قیمت خود را کمی کمتر از هزینه حدی تولید بنگاه B قرار می‌دهد (مثلاً ٤٥$/MWh) و کل بازار را در اختیار می‌گیرد. در این قیمت، تقاضا برابر ۵۵MWh می‌باشد و بنگاه A به اندازه ۵۵۰ دلار سود می‌برد. در این قیمت، بنگاه B هر میزان تولید که داشته باشد متضرر می‌شود و بنابراین ترجیح می‌دهد که تولیدی نداشته باشد و البته سودی هم حاصل نکند.

از سوی دیگر، اگر مدل Cournot را برای این رقابت در نظر بگیریم، حالت بازار بر اساس تصمیم هر یک از دو بنگاه در مورد میزان تولید خود تعیین می‌شود. فرض کنیم که بنگاه‌های A و B، هر دو تصمیم می‌گیرند که ۵MWh تولید کنند. بر اساس مدل Cournot، قیمت بازار باید به گونه‌ای باشد که تقاضا برابر با کل تولید باشد. در نتیجه کل تقاضا برابر ۱۰MWh خواهد بود و طبق معادله ٤-۲٤، قیمت بازار برابر ۹۰$/MWh خواهد بود. با داشتن قیمت بازار و میزان تولید، به راحتی در می‌یابیم که بنگاه‌های A و B به ترتیب ۲۷۵ و ۲۲۵ دلار سود می‌برند. سلول زیر به طور خلاصه وضعیت بازار را نشان می‌دهد:

۲۷۵	۱۰
۹۰	۲۲۵

چنانکه جدول ٤-۳ نشان می‌دهد، می‌توان سلول‌های مشابه دیگری نیز برای ترکیبات دیگری از تولید تهیه کرد. این جدول، تعاملات دو بنگاه را در رقابتی تحت مدل Cournot نشان می‌دهد. هرچه به سمت گوشه چپ بالایی جدول حرکت می‌کنیم واحدهای تولیدی با محدود کردن تولید، قیمت را بالا می‌برند. با افزایش تولید، (مثلاً با حرکت به سمت راست یا پایین در جدول) قیمت کاهش یافته، تقاضا بیشتر می‌شود. با حرکت به گوشه راست پایینی جدول، بازار لبریز می‌شود و قیمت به کمتر از هزینه حدی تولید بنگاه B تنزل می‌یابد و سبب زیان او می‌شود. در میان حالت‌های ممکن که در جدول ٤-۳ نشان داده شده‌اند، بنگاه A حالتی را ترجیح می‌دهد که در آن ۳۰MWh تولید می‌کند و تولید بنگاه B برابر ۵MWh است؛ زیرا این شرایط، سود او را بیشینه می‌کند. مشابهاً بنگاه B ترجیح می‌دهد که بنگاه A، ۵MWh تولید داشته باشد و تولید خود او برابر ۲۵MWh باشد تا سودش بیشینه شود. بازار در هیچ‌کدام از این دو وضعیت تسویه نمی‌شود؛ زیرا این شرایط، بهترین حالت را برای بازیگر دیگر فراهم نمی‌آورد. به جای آن، بازار در تعادل Nash تسویه می‌شود که در آن هیچ‌یک از بنگاه‌ها نمی‌تواند سود خود را از طریق اقداماتش افزایش دهد. سلول هاشور خورده در جدول ٤-۳ مربوط به این تعادل است. سود بنگاه A (٦۲۵$) بیشینه سودی است که او می‌تواند با تنظیم تولید خود در این سطر به دست آورد. به طریق مشابه، سود بنگاه B (۲۲۵$) بزرگترین عدد در ستون مربوطه است. بنابراین هیچ‌یک از دو بنگاه انگیزه‌ای برای تولید بیشتر ندارد. در حالی که بنگاه A به دلیل هزینه حدی کمتر، سهم بیشتری از بازار را در اختیار می‌گیرد، بنگاه B را کاملاً از بازار بیرون نمی‌کند. این بنگاه‌ها موفق می‌شوند قیمت را بسیار بالاتر از هزینه حدی تولید نگهدارند. این قیمت همچنین بالاتر از میزان پیش‌بینی شده توسط مدل Bertrand می‌باشد.

به جای تشکیل جدولی که همه زوج‌های ممکن تولید را نشان دهد، می‌توانیم به طور ریاضی این مسأله را توصیف و حل کنیم. چون هر بنگاه از میزان تولید خود به عنوان متغیر تصمیم‌گیری استفاده می‌کند، سود هر یک از بنگاه‌ها توسط روابط زیر نشان داده می‌شوند:

$$\Omega_A(P_A,P_B)=\pi(D)\cdot P_A-C_A(P_A) \qquad (٤-۲٦)$$

$$\Omega_B(P_A,P_B)=\pi(D)\cdot P_B-C_B(P_B) \qquad (٤-۲۷)$$

که در آن، $\pi(D)$ نشان دهنده عکس تابع تقاضا می‌باشد. اگر هر بنگاه بکوشد که سود خود را بیشینه کند، آنگاه دو مسأله بهینه‌سازی جدا خواهیم داشت. این دو مسأله بهینه‌سازی را نمی‌توان مستقل از هم حل کرد؛ زیرا هر دو بنگاه در یک بازار واحد به رقابت می‌پردازند که در آن عرضه و تقاضا باید برابر باشند. بنابراین داریم:

$$D = P_A + P_B \qquad (۲۸-٤)$$

برای هر یک از مسائل، می‌توانیم شرط بهینگی را بنویسیم:

$$\frac{\partial \Omega_A}{\partial P_A} = \pi(D) - \frac{dC_A}{dP_A} + P_A \cdot \frac{d\pi}{dD} \cdot \frac{dD}{dP_A} = ۰ \qquad (۲۹-٤)$$

$$\frac{\partial \Omega_B}{\partial P_B} = \pi(D) - \frac{dC_B}{dP_B} + P_B \cdot \frac{d\pi}{dD} \cdot \frac{dD}{dP_B} = ۰ \qquad (۳۰-٤)$$

با قراردادن مقادیر حاصل از معادله‌های (٤-۲٤) و (٤-۲۵) در معادله (٤-۲۹)، (٤-۳۰) و (٤-۲۸)، به منحنی‌های واکنش می‌رسیم:

$$P_A = \frac{۱}{۲}(۶۵ - P_B) \qquad (۳۱-٤)$$

$$P_B = \frac{۱}{۲}(۵۵ - P_A) \qquad (۳۲-٤)$$

با حل همزمان این دو معادله، به همان تعادلی می‌رسیم که با تشکیل جدول ٤-۳ به دست آوردیم:

$$P_A = ۲۵MWh \qquad P_B = ۱۵MWh \qquad D = ۴۰MWh \qquad \pi = ۶۰\$/MWh$$

جدول ٤-٣ شرح رقابت Cournot در بازار مثال ٤-٨ با دو بنگاه. اعداد درون هر سلول بیانگر کمیت‌های زیر هستند:

سود A	تقاضا
قیمت	سودB

تولید بنگاه B	تولید بنگاه A																	
	۵		۱۰		۱۵		۲۰		۲۵		۳۰		۳۵					
۵	۱۰	۲۷۵	۱۵	۵۰۰	۲۰	۶۷۵	۲۵	۸۰۰	۳۰	۸۷۵	۳۵	۹۰۰	٤۰	۸۷۵				
	۲۲۵	۹۰	۲۰۰	۸۵	۱۷۵	۸۰	۱۵۰	۷۵	۱۲۵	۷۰	۱۰۰	۶۵	۷۵	۶۰					
۱۰	۱۵	۲۵۰	۲۰	٤۵۰	۲۵	۶۰۰	۳۰	۷۰۰	۳۵	۷۵۰	٤۰	۷۵۰	٤۵	۷۰۰				
	٤۰۰	۸۵	۳۵۰	۸۰	۳۰۰	۷۵	۲۵۰	۷۰	۲۰۰	۶۵	۱۵۰	۶۰	۱۰۰	۵۵					
۱۵	۲۰	۲۲۵	۲۵	٤۰۰	۳۰	۵۲۵	۳۵	۶۰۰	٤۰	۶۲۵	٤۵	۶۰۰	۵۰	۵۲۵				
	۵۲۵	۸۰	٤۵۰	۷۵	۳۷۵	۷۰	۳۰۰	۶۵	۲۲۵	۶۰	۱۵۰	۵۵	۷۵	۵۰					
۲۰	۲۵	۲۰۰	۳۰	۳۵۰	۳۵	٤۵۰	٤۰	۵۰۰	٤۵	۵۰۰	۵۰	٤۵۰	۵۵	۳۵۰				
	۶۰۰	۷۵	۵۰۰	۷۰	٤۰۰	۶۵	۳۰۰	۶۰	۲۰۰	۵۵	۱۰۰	۵۰	۰	٤۵					
۲۵	۳۰	۱۷۵	۳۵	۳۰۰	٤۰	۳۷۵	٤۵	٤۰۰	۵۰	۳۷۵	۵۵	۳۰۰	۶۰	۱۷۵				
	۶۲۵	۷۰	۵۰۰	۶۵	۳۷۵	۶۰	۲۵۰	۵۵	۱۲۵	۵۰	۰	٤۵	-۱۲۵	٤۰					
۳۰	۳۵	۱۵۰	٤۰	۲۵۰	٤۵	۳۰۰	۵۰	۳۰۰	۵۵	۲۵۰	۶۰	۱۵۰	۶۵	۰				
	۶۰۰	۶۵	٤۵۰	۶۰	۳۰۰	۵۵	۱۵۰	۵۰	۰	٤۵	-۱۵۰	٤۰	-۳۰۰	۳۵					
۳۵	٤۰	۱۲۵	٤۵	۲۰۰	۵۰	۲۲۵	۵۵	۲۰۰	۶۰	۱۲۵	۶۵	۰	۷۰	-۱۷۵				
	۵۲۵	۶۰	۳۵۰	۵۵	۱۷۵	۵۰	۱۵۰	٤۵	۰	٤۰	-۱۷۵	۳۵	-۵۳۵	۳۰					

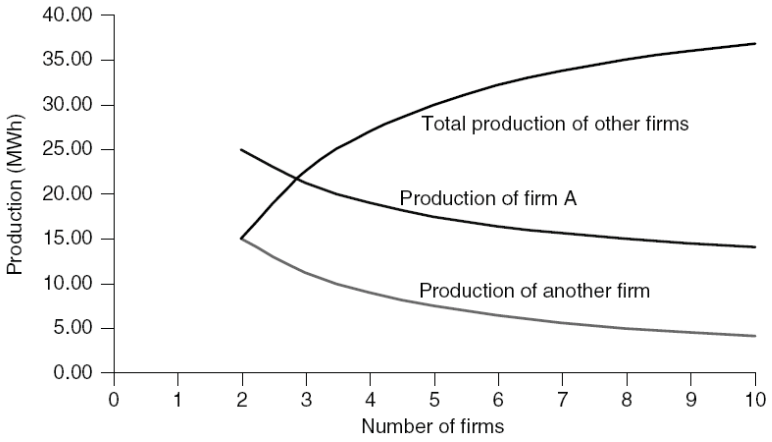
۴-۳-۳-۴ مثال ۴-۹

داده‌های مثال قبل، همچنین فرصت بررسی اثر افزایش تعداد بنگاه‌های رقابت‌کننده در یک بازار را فراهم می‌کند. برای سادگی، حالتی را در نظر می‌گیریم که در آن، بنگاه A در برابر تعداد رو به افزایشی از بازیگران که همه آنها مشابه بنگاه B هستند، به رقابت می‌پردازد. یک شرط بهینگی

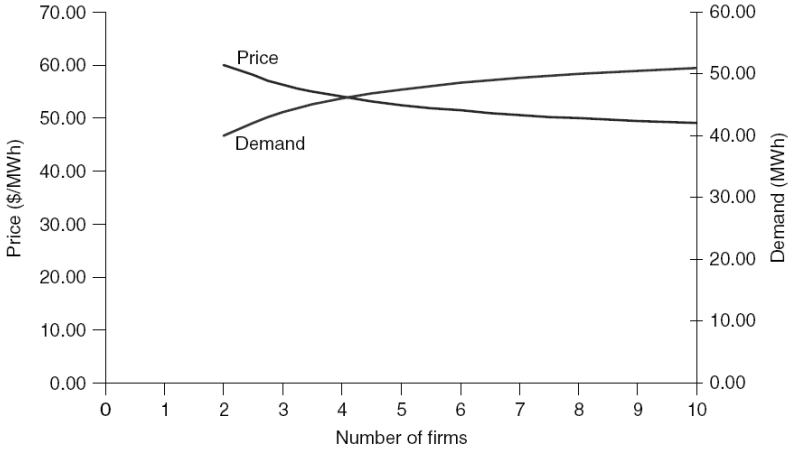
همچون معادله (٤-۲۹) یا (٤-۳۰) را می‌توان برای هر یک از این بنگاه‌ها نوشت و این دستگاه معادلات را می‌توان به همراه رابطه عکس تقاضا (٤-۲٤) و معادله‌ای که نشان‌دهنده رقابت همه این بنگاه‌ها در یک بازار است، (٤-۳۳)، یکجا حل کرد.

$$D = P_A + P_B + ... + P_N \qquad (٤-۳۳)$$

که N تعداد بنگاه‌هایی است که در این بازار رقابت می‌کنند. در این مورد خاص، حل این معادلات برای هر تعداد دلخواه از بنگاه ساده است؛ زیرا بنگاه‌های B تا N یکسان هستند و بنابراین میزان تولید یکسانی دارند. از آنجا که هزینه تولید انرژی الکتریکی بنگاه A نسبت به سایر بنگاه‌ها کمتر است، در این بازار از یک برتری رقابتی برخوردار است. شکل ٤-۸ نشان می‌دهد که همواره تولید بنگاه A از میزان تولید بنگاه‌های دیگر بیشتر است. اگر چه میزان سهم او از بازار با زیاد شدن تعداد بنگاه‌ها کاهش می‌یابد، اما بر خلاف سهم انفرادی سایر بنگاه‌ها، به صفر میل نمی‌کند. از شکل ٤-۹ می‌توان دریافت که با افزایش تعداد بنگاه‌هایی که در بازار رقابت می‌کنند، قیمت بازار کاهش می‌یابد، حتی اگر هزینه حدی بنگاه‌های جدید همانند هزینه حدی بنگاه‌های فعلی باشد.

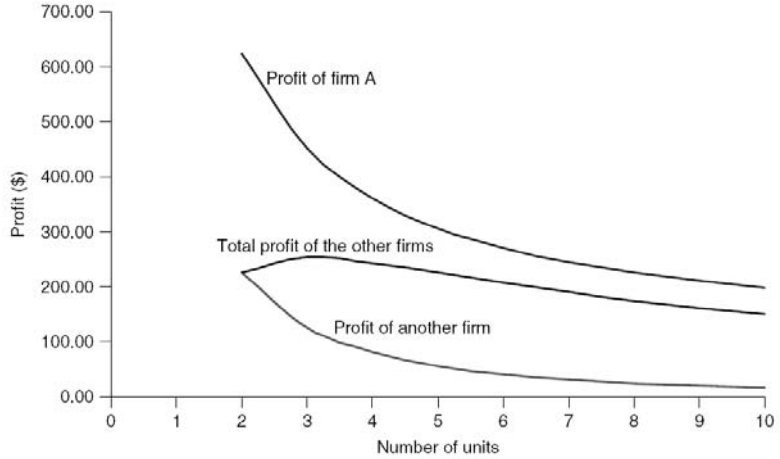


شکل ٤-۸ تغییرات تولید یک بنگاه، با افزایش تعداد رقابت‌کنندگان در مدل Cournot مثال ٤-۹



شکل ٤-۹ تغییرات قیمت و تقاضا، با افزایش تعداد رقابت‌کنندگان در مدل Cournot مثال ٤-۹

البته در این مورد، قیمت به سمت ٤۰$/MWh میل می‌کند که برابر هزینه حدی تولید بنگاه‌های B تا N می‌باشد. این رقابت توسعه یافته، سبب افزایش تقاضا و در نتیجه به نفع مصرف‌کنندگان بوده است. همچنین این رقابت توسعه یافته، همان‌گونه که شکل ٤-۱۰ نشان می‌دهد، سبب می‌شود که سود هر بنگاه کاهش یابد. سود بنگاه A به دلیل هزینه کمتر او، از سود مجموع سایر بنگاه‌ها بیشتر است و بر خلاف سود بنگاه‌هایی که در لبه انتهایی رقابت قرار دارند، با افزایش تعداد رقبای تجاری به سمت صفر میل نمی‌کند.



شکل ٤-۱۰ تغییرات سود هر بنگاه، با افزایش تعداد رقابت‌کنندگان در مدل Cournot مثال ٤-۹

۴-۳-۳-۵ تعادل توابع عرضه

با اینکه مدل Cournot دید خوبی نسبت به عملکرد یک بازار در حال رقابت ناکامل ارائه می‌دهد، اما استفاده از آن برای بازارهای برق، سبب پیش‌بینی غیرمنطقی قیمت‌ها در سطحی بالا می‌شود. در نتیجه بیان‌های پیچیده‌تری از رفتار راهبردی شرکت‌های تولیدکننده ارائه شدند تا بتوان به قیمت‌های واقعی‌تری دست یافت. در این مدل‌ها فرض می‌شود که میزان انرژی که بنگاه مایل است تحویل دهد، تابعی از قیمت بازار است که توسط یک *تابع عرضه*[1] توصیف می‌شود:

$$P_f = P_f(\pi) \qquad \forall f \tag{۳۴-٤}$$

در این حالت، متغیرهای تصمیم‌گیری هر بنگاه، نه قیمت است و نه کمیت انرژی، بلکه پارامترهای تابع عرضه آن می‌باشد.

در نقطه تعادل، تقاضای کل برابر مجموع کمیت انرژی است که توسط همه بنگاه‌ها تولید می‌شود:

$$D(\pi) = \sum_f P_f(\pi) \tag{۳۵-٤}$$

سود هر بنگاه چنین بیان می‌شود:

$$\begin{aligned}\Omega_f &= \pi \cdot P_f - C_f(P_f) \\ &= \pi.\left[D(\pi) - \sum_{-f} P_{-f}(\pi)\right] - C_f\left(D(\pi) - \sum_{-f} P_{-f}(\pi)\right) \qquad \forall f\end{aligned} \tag{۳۶-٤}$$

می‌توان از این توابع سود، نسبت به قیمت، مشتق گرفت تا به شروط لازم بهینگی رسید که پس از کمی بازی با روابط، می‌توان آن را به صورت زیر بیان کرد:

$$P_f(\pi) = \left(\pi - \frac{dC_f(P_f)}{dP_f}\right) \cdot \left(-\frac{dD}{d\pi} + \sum_{-f} \frac{dP_{-f}(\pi)}{d\pi}\right) \qquad \forall f \tag{۳۷-٤}$$

حل این دستگاه معادلات، نقطه تعادلی است که در آن همه بنگاه‌ها سود خود را به طور همزمان بیشینه می‌کنند. این شرایط بهینگی به صورت معادلات دیفرانسیل هستند؛ زیرا پارامترهای توابع عرضه ناشناخته می‌باشند. برای یافتن یک پاسخ یکتا برای این دستگاه معادلات دیفرانسیل، فرض می‌شود که تابع عرضه و تابع هزینه، به ترتیب، دارای فرم خطی و درجه دومی هستند:

$$P_f(\pi) = \beta_f(\pi - \alpha_f) \qquad \forall f \tag{۳۸-٤}$$

[1] supply function

$$C_f(P_f) = \frac{1}{2}\alpha_f P_f^2 + b_f P_f \qquad \forall f \tag{۳۹-٤}$$

بنابراین متغیرهای تصمیم‌گیری چنین خواهند بود:

$$X_f = \{\alpha_f, \beta_f\} \qquad \forall f \tag{٤۰-٤}$$

با وارد کردن معادلات (٤-۳۸) و (٤-۳۹) و همچنین عکس تابع تقاضا در معادله (٤-۳۷)، مقادیر بهینه این متغیرها به دست می‌آیند. پس از اینکه این مقادیر با یک روش مبتنی بر تکرار محاسبه شدند، می‌توان قیمت بازار، میزان تقاضا، و همچنین میزان تولید هر بنگاه را نیز محاسبه کرد. جالب است بدانیم که اگر عکس تابع تقاضا درجه اول باشد (یعنی شامل یک جزء خطی و یک عدد ثابت)، توابع عرضه وابسته به مقدار واقعی تقاضا نخواهند بود.

۴-۳-۳-۶ محدودیت این مدل‌ها

مدارک منتشر شده از کاربرد مدل‌هایی که در بخش‌های قبلی معرفی شدند، در مورد بازارهای برق تا به حال بیشتر به پیش‌بینی سهم بنگاه‌ها از بازار در طول یک بازه زمانی چند ساله معطوف بوده‌اند. این مدل‌ها بر روی ظرفیت انباشته هر شرکت تولیدی کار می‌کنند و احتمالاً هنوز دارای پیچیدگی کافی نیستند تا در بهینه‌سازی روزانه هر واحد تولیدی به تنهایی به کار آیند. به ویژه آنها برخی عوامل غیرخطی بودن مسأله، مانند هزینه‌های بی‌باری و راه‌اندازی و قیود دینامیک توان خروجی هر واحد را در نظر نمی‌گیرند.

علاوه بر این، فرمول‌بندی مسأله به شکل یک بیشینه‌سازی سود کوتاه‌مدت، احتمالاً یک ساده‌سازی بیش از اندازه است. در برخی موارد، یک شرکت تولیدی که دارای قدرت بازار است، ممکن است تصمیم به محدود کردن و یا حتی پایین کشیدن قیمت بازار بگیرد. چنین راهکاری ممکن است به این دلائل اتخاذ گردد: میل به افزایش یا حفظ سهم بازار، راهبردی برای ناامید کردن بازیگران جدید از ورود به بازار و یا ترس از جلب توجه نهاد قانونگذار به اعمال نفوذ در بازار.

۴-۴ دیدگاه نیروگاه‌های با هزینه حدی بسیار کم

برخی از انواع نیروگاه‌ها (اتمی، آبی، تجدیدپذیر) دارای هزینه حدی ناچیز و یا تقریباً ناچیز می‌باشند. چالش پیش روی مالکان این نیروگاه‌ها، این است که برای جبران هزینه‌های سنگین سرمایه‌گذاری باید به اندازه کافی تولید کنند و درآمد کسب نمایند. این موضوع، مسائل گوناگونی را برای انواع مختلف واحدها پدید می‌آورد. واحدهای اتمی باید در سطح تقریباً ثابتی از تولید کار

کنند؛ زیرا تنظیم خروجی آنها معمولاً کار مشکلی است. از آنجا که هزینه راه‌اندازی این واحدها بسیار بالاست، ایده‌آل این است که آنها را تنها برای عملیات سوخت‌رسانی خاموش کنیم. بنابراین مالکان واحدهای اتمی باید توان نامی واحد خود را تقریباً در هر ساعت و در مقابل هر قیمت بفروشند. از سوی دیگر واحدهای آبی (حداقل آنهایی که دارای مخزنی بزرگ هستند) می‌توانند به میل خود خروجی خود را تنظیم کنند. اما میزان انرژی که آنها در اختیار دارند، بر اساس بارش باران یا برف در محدوده تحت پوشش مخازن آنها تعیین می‌شود. برای بیشینه‌سازی درآمد، باید بازه‌های زمانی که در آنها قیمت انرژی الکتریکی بالاتر است، پیش‌بینی شود و انرژی در آن بازه‌های زمانی به فروش برسد. تولیدات تجدیدپذیر هم وابسته به موجودیت منبع انرژی خود مانند باد و خورشید می‌باشند که نه تنها غیرقابل کنترل می‌باشند، بلکه قابل پیش‌بینی هم نیستند. مالکان این نیروگاه‌ها غالباً مجبورند که تولید خود را با قیمت‌های تقریباً نامناسب بفروشند.

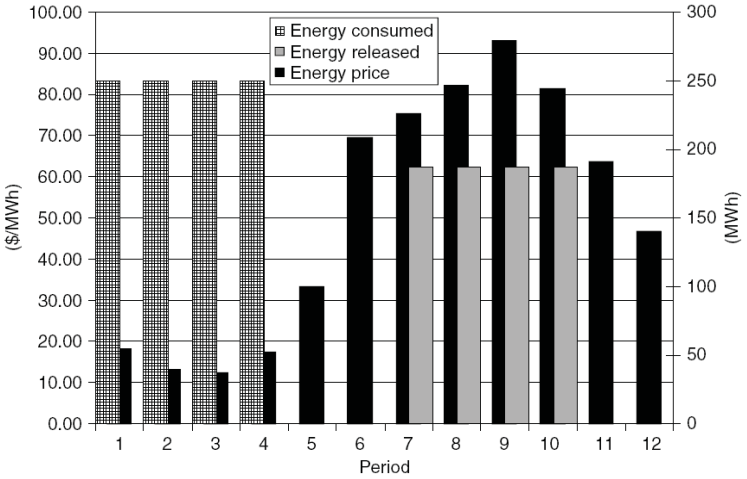
۴-۵ دیدگاه بازیگران مختلط

تعدادی اندک، اما رو به افزایش از بازیگران بازار می‌توانند بر اساس شرایط موجود تصمیم بگیرند که به شکل تولیدکننده یا مصرف‌کننده در بازار شرکت کنند. نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای متداول‌ترین نوع بازیگران مختلط می‌باشند. در فضای سنتی صنعت برق، این نیروگاه‌ها در ساعات کم باری انرژی مصرف می‌کنند تا آب را به داخل مخازن خود پمپ کنند. و در ساعات پر باری با استفاده از عبور این آب از توربین به تولید انرژی می‌پردازند. این چرخه‌های تولید و مصرف، سبب کم شدن فاصله بین اوج‌ها و شکم‌ها در منحنی مصرف می‌شوند و در نتیجه کل هزینه تولید انرژی توسط نیروگاه‌های حرارتی را کاهش می‌دهند. در یک فضای رقابتی، عملکرد چنین نیروگاه‌هایی به شرطی سودآور خواهد بود که درآمد فروش انرژی در بازه‌هایی که قیمت بالاست، بیشتر از هزینه انرژی مصرف شده در بازه‌های زمانی با قیمت پایین باشد. در این محاسبه باید این نکته را نیز در نظر گرفت که به دلیل تلفات، تنها ۷۵٪ انرژی مصرف شده برای پمپ کردن آب قابل بازفروشی است.

۴-۵-۱-۱ مثال ۴-۱۰

یک نیروگاه تلمبه ذخیره‌ای را در نظر بگیرید که ظرفیت ذخیره انرژی آن، ۱۰۰۰MWh و بازده آن ۷۵٪ می‌باشد. فرض کنیم که اگر این واحد در توان نامی خود کار کند ٤ ساعت طول خواهد کشید تا مخزن بالای آن کاملاً پر یا خالی شود. فرض کنید بهره‌بردار این نیروگاه تصمیم بگیرد که در

یک چرخه کامل ۱۲ ساعته که در شکل ٤-۱۱ نشان داده شده است، کار کند. یک راهبرد بسیار ساده اتخاذ شده است: در ٤ ساعتی که انرژی کمترین قیمت خود را دارد (ساعت ۱ الی ٤) آب به داخل مخزن بالادست پمپ می‌شود، و در ٤ ساعتی که قیمت انرژی بیشترین است (ساعت ۷ الی ۱۰) آب ذخیره شده رها می‌شود. جدول ٤-٤ نتایج این چرخه را به طور خلاصه بیان می‌کند. به دلیل اینکه واحد دارای بازده ۷۵٪ است، تنها ۷۵۰MWh تولید شده، به فروش می‌رسد.



شکل ٤-۱۱ قیمت‌های انرژی، انرژی مصرفی و انرژی آزاد شده برای نیروگاه ذخیره‌ای مثال ٤-۱۰

در این حالت، چون اختلاف کافی بین بازه‌های ارزان و بازه‌های گران وجود دارد، این چرخه تولید و مصرف ٤٦۹۷۵ دلار سود می‌دهد. اگر اختلاف بین قیمت‌ها کمتر باشد، این میزان سود کاهش قابل ملاحظه‌ای خواهد یافت و حتی ممکن است منفی شود.

در این مثال قیمت انرژی الکتریکی معلوم فرض شد. در عمل، نمی‌توان از سهم یک نیروگاه تلمبه ذخیره‌ای در میزان کل بار، به ویژه در ساعات کم باری، چشم پوشید. بنابراین، راهبرد عملکرد واحد باید اثری را که ممکن است بر روی قیمت بازار داشته باشد، در نظر بگیرد. معمولاً این نوع از بهره‌برداری از واحدهای ذخیره‌کننده انرژی سودآور نیست؛ زیرا هزینه بسیار زیاد تأمین آب واحد، باید از سودهای بهره‌برداری کم شود. از آنجا که نیروگاه‌های تلمبه ذخیره‌ای بسیار منعطف هستند، فرصت شرکت در بازارهای خدمات جانبی را نیز پیدا می‌کنند.

جدول ٤-٤ داده‌های مثال ٤-١٠

بازه	**قیمت انرژی**	انرژی مصرفی	انرژی آزادشده	درآمد
واحدها	($/MWh)	(MWh)	(MWh)	($)
١	١٨/٣٠	٢٥٠	٠	-٤٥٧٥
٢	١٣/٢	٢٥٠	٠	-٣٣٠٠
٣	١٢/٥	٢٥٠	٠	-٣١٢٥
٤	١٧/٤٠	٢٥٠	٠	-٤٣٥٠
٥	٣٣/٣٠	٠	٠	٠
٦	٦٩/٧٠	٠	٠	٠
٧	٧٥/٤٠	٠	١٨٧/٥	١٤١١٣٧/٥
٨	٨٢/٤٠	٠	١٨٧/٥	١٥٤٥٠
٩	٩٣/٢٠	٠	١٨٧/٥	١٧٤٧٥
١٠	٨١/٤٠	٠	١٨٧/٥	١٥٢٦٢/٥
١١	٦٣/٧٠	٠	٠	٠
١٢	٤٦/٩٠	٠	٠	٠
كل		١٠٠٠	٧٥٠	٤٦٩٧٥

تعداد رو به افزونی از مصرف‌کنندگان صنعتی، دارای فعالیت‌هایی هستند که نمی‌توانند خاموش شوند؛ زیرا قطع ناگهانی انرژی الکتریکی سبب ضررهای اقتصادی فراوانی برای آنها می‌شود. این‌گونه مصرف‌کنندگان، غالباً مولدهای اضطراری نصب می‌کنند تا در زمان خاموشی، بتوانند حداقل بخشی از بار آنها را تأمین کنند. زمانی که سیستم قدرت به طور عادی کار می‌کند، اما قیمت انرژی بالاست، این مصرف‌کنندگان ممکن است به این نتیجه برسند که اگر چه هزینه حدی استفاده از این واحدهای اضطراری زیاد است، اما باز کمتر از قیمت لحظه‌ای برق است. در این شرایط آنها ممکن است بخواهند واحدهای اضطراری خود را روشن کنند و بار خود را کاهش دهند و یا احتمالاً مازاد تولید برق خود را در بازار به فروش برسانند.

برخی از سیستم‌های قدرت که بازارهای رقابتی برق در آنها راه‌اندازی شده‌اند، با سیستم‌های همجوار خود که در حالت یکپارچه عمودی اداره می‌شوند، ارتباط الکتریکی دارند. اغلب این

شرکت‌های خدمت‌رسانی با ساختار یکپارچه عمودی در بازار رقابتی شرکت می‌کنند. اگر قیمت پرداختی برای انرژی الکتریکی بیشتر از هزینه حدی تولید آنها باشد، آنها به شکل تولیدکننده در بازار رفتار می‌کنند. از سوی دیگر اگر قیمت پایین‌تر از هزینه حدی تولید آنها باشد، برای آنها بهتر است که از تولید واحدهای خود بکاهند و در بازار رقابتی به خرید برق بپردازند.

۶-۴ مطالعه بیشتر

Bunn (۲۰۰۰) روش‌های جدید در تخمین بار و قیمت را مرور کرده است، در حالی که Bushnel و Mansur (۲۰۰۱) اطلاعاتی در مورد نحوه پاسخ مصرف‌کنندگان به قیمت‌های بازار برق، فراهم کرده‌اند. پیچیدگی مسأله برنامه‌ریزی تولید، با جزئیات (و البته در فضای سنتی صنعت برق) در Wood و Wollenberg (۱۹۹۶) بررسی شده است. روش‌های بیشینه‌سازی سود واحدهای تولیدی قیمت‌پذیر، در Arroyo و Conejo (۲۰۰۰) و Chan (۲۰۰۰) بحث شده‌اند. خوانندگان علاقمند به مبحث تعادل توابع عرضه، می‌توانند مباحث نظری و عملی این موضوع را در Day و همکاران (۲۰۰۲)، Green (۱۹۹۶) و Klemperer (۱۹۸۹) بیابند. Kirschen (۲۰۰۳) با جزئیات بیشتری، مسأله شرکت کردن طرف تقاضا در بازارهای برق را بررسی کرده است.

Arroyo J M, Conejo A J, Optimal response of a thermal unit to an electricity spot market, *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(3), 2000, 1098–1104.
Bunn D W, Forecasting loads and prices in competitive power markets, *Proceedings of the IEEE*, 88(2), 2000, 163–169.
Bushnell J B, Mansur E T, *The Impact of Retail Rate Deregulation on Electricity Consumption in San Diego*, Working Paper PWP-082, Program on Workable Energy Regulation, University of Californian Energy Institute, April 2001, *www.ucei.org*.
Chan C J S, Development of a Profit Maximisation Unit Commitment Program, MSc Dissertation, UMIST, 2000.
Day C J, Hobbs B F, Pang J-S, Oligopolistic competition in power networks: a conjectured supply function approach, *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(3), 2002, 597–607.
Green R, Increasing competition in the British electricity spot market, *The Journal of Industrial Economics*, XLIV(2), 1996, 205–216.
Kirschen D S, A demand-side view of electricity markets, *IEEE Transactions on Power Systems*,
18(2), 2003, 520–527.
Klemperer P D, Meyer M A, Supply function equilibria in oligopoly under uncertainty, *Econometrica*, 57(6), 1989, 1243–1277.
Wood A J, Wollenberg B F, *Power Generation, Operation and Control*, Second Edition, John Wiley & Sons, New York, 1996.

۴-۷ مسائل

۴-۱ Cheapo Electrons یک خرده‌فروش برق است. جدول زیر نشان‌دهنده باری است که این خرده‌فروش پیش‌بینی می‌کند، مصرف‌کنندگانش در طی بازه زمانی ۶ ساعت، مصرف خواهند کرد. Cheapo Electrons، در بازار سلف و در بورس توان، به میزان کافی انرژی خریداری می‌کند تا این پیش‌بینی را تأمین نماید. جدول، قیمت متوسط پرداخت شده توسط خرده‌فروش برای انرژی در هر ساعت را نشان می‌دهد. همان‌گونه که انتظار می‌رود، میزان مصرف واقعی مشتریانش با بار پیش‌بینی شده، دقیقاًیکسان نبوده و خرده‌فروش مجبور به خرید یا فروش مابه‌التفاوت در بازار لحظه‌ای، در قیمت‌های مشخص شده، بوده است. با فرض اینکه Cheapo Electrons انرژی را در نرخ ثابت ۲۴$/MWh به مشتریانش بفروشد، سود یا زیان این خرده‌فروش را در بازه زمانی ۶ ساعت محاسبه کنید. نرخی که باید از مشتریانش بگیرد تا سود یا زیانش سربه‌سر شود، چقدر است؟

	بازه زمانی					
	۱	۲	۳	۴	۵	۶
پیش‌بینی بار (MW/h)	۱۲۰	۲۳۰	۳۱۰	۲۴۰	۱۳۵	۱۱۰
هزینه متوسط ($/MWh)	۲۲/۵	۲۴/۵	۲۹/۳	۲۵/۲	۲۳/۱	۲۱/۹
بار واقعی (MWh)	۱۱۰	۲۲۵	۳۳۰	۲۵۰	۱۲۵	۱۰۵
قیمت لحظه‌ای ($/MWh)	۲۱/۶	۲۵/۱	۳۲	۲۵/۹	۲۲/۵	۲۱/۵

۴-۲ منحنی ورودی- خروجی یک واحد نیروگاهی گازی، توسط تابع زیر، تقریب زده می‌شود:

$$H(P) = ۱۲۰ + ۹/۳P + ۰/۰۰۲۵P^۲ \quad MJ/h$$

این واحد دارای میزان حداقل تولید پایدار ۲۰۰MW و حداکثر خروجی ۵۰۰MW می‌باشد. هزینه گاز، ۱/۲۰$/MJ است. برای یک بازه زمانی ۶ ساعته، تولید این واحد در بازار انرژی الکتریکی با قیمت‌های نشان داده شده در جدول زیر، فروخته شده است:

بازه زمانی	۱	۲	۳	۴	۵	۶
قیمت($/MWh)	۱۲/۵	۱۰	۱۳	۱۳/۵	۱۵	۱۱

با فرض اینکه، این واحد به طور بهینه توزیع بار شده، از ابتدا در مدار بوده و امکان خاموش شدن نداشته باشد، سود یا زیان بهره‌برداری واحد را در بازه زمانی فوق محاسبه کنید.

٤-٣ محاسبات مسأله ٤-٢ را تکرار کنید، با فرض اینکه منحنی هزینه، توسط تقریب تکه‌ای خطی سه قسمتی جایگزین شده باشد که مقادیر آن متناظر است با مقادیری که بر اساس تابع درجه دوم برای ۲۰۰، ۳۰۰، ٤۰۰ و ۵۰۰ مگاوات محاسبه می‌شود.

٤-٤ فرض کنید، واحد نیروگاهی مسأله ٤-٢، هزینه راه‌اندازی معادل ۵۰۰$ در برداشته باشد و واحد از ابتدا خاموش باشد. با فرض همان قیمت‌های مسأله ٤-٢، به منظور حداکثر کردن سود بهره‌برداری، واحد چه زمانی باید وارد مدار و چه زمانی باید خاموش شود؟ فرض کنید، قیود دینامیکی، اثری بر توزیع بار بهینه این واحد نیروگاهی نداشته باشد.

٤-۵ مسأله ٤-٤ را با توجه به اینکه حداقل زمان روشن بودن این نیروگاه چهار ساعت باشد، تکرار کنید.

٤-٦ شرکت تولیدی Borduria صاحب سه واحد نیروگاهی با توابع هزینه‌زیر است:

واحد A : $۱۵+۱/۴P_A+۰/۰۴P_A^۲$ \$/h

واحد B : $۲۵+۱/۶P_B+۰/۰۵P_B^۲$ \$/h

واحد C : $۲۰+۱/۸P_C+۰/۰۲P_C^۲$ \$/h

اگر شرکت تولیدی Borduria، موظف به تأمین بار ۳۵۰MW درکمترین هزینه باشد، نحوه توزیع بار این واحدها چگونه باید باشد؟

٤-۷ اگر شرکت تولیدی Borduria، فرصت خرید بخشی از این انرژی در بازار لحظه‌ای به قیمت ۸/۲۰$/MWh را داشته باشد، توزیع بار مسأله ٤-٦ چگونه تغییر خواهد کرد؟

٤-۸ اگر شرکت تولیدی Borduria، علاوه بر تأمین ۳۵۰MW بار، فرصت فروش انرژی در بازار برق به قیمت ۱۰/۲۰$/MWh را داشته باشد، میزان بهینه توانی که باید بفروشد، چقدر است؟ چه میزان سود از این فروش کسب می‌کند؟

٤-۹ مسأله ٤-۸ را با فرض محدودیت تولید واحدهای تولیدی به صورت زیر، تکرار کنید:

$P_A^{Max}=۱۰۰MW$

$P_B^{Max}=۸۰MW$

$P_C^{Max}=۲۵۰MW$

۴–۱۰ یک بازار انرژی الکتریکی را در نظر بگیرید که توسط دو شرکت تولیدی با توابع هزینه زیر، تغذیه می‌شود:

$$C_A = ۳۶ \times P_A \ \$/h$$
$$C_B = ۳۱ \times P_B \ \$/h$$

عکس منحنی تقاضا برای این بازار به صورت زیر، تخمین زده شده است:

$$\pi = ۱۲۰ - D \ \ \$/MWh$$

با فرض مدل Cournot در رقابت و با استفاده از جدولی شبیه آنچه در مثال ۴–۸ استفاده شد، نقطه تعادل این بازار را محاسبه کنید (قیمت، کمّیت، تولید و سود هر شرکت). [راهنمایی: از یک صفحه‌گسترده[1] استفاده کنید. دقت 5MW قابل قبول است.]

۴–۱۱ شرایط بهینگی را برای مسأله ۴–۱۰ بنویسید و حل نمایید.

۴–۱۲ نیروگاه تلمبه ذخیره‌ای مثال ۴–۱۰ و قالب قیمتی نشان داده شده در جدول زیر را در نظر بگیرید. با این فرض که بهره‌بردار همان راهبرد مثال مذکور را اتخاذ کند (مخزن در ابتدا خالی است، پمپاژ در ساعاتی انجام می‌شود که قیمت‌ها در پایین‌ترین سطح هستند و توربین در ساعاتی که قیمت‌ها بیشترین هستند، به چرخش در می‌آید)، سود یا زیان این نیروگاه را در طی این چرخه بهره‌برداری محاسبه کنید. بازده نیروگاه چقدر باشد تا سود یا زیان مساوی صفر شود؟

بازه زمانی	۱	۲	۳	۴	۵	۶
قیمت ($/MWh)	۴۰/۹۲	۳۹/۳۹	۳۹/۱۸	۴۰/۶۵	۴۵/۴۲	۵۶/۳۴
بازه زمانی	۷	۸	۹	۱۰	۱۱	۱۲
قیمت ($/MWh)	۵۸/۰۵	۶۰/۱۵	۶۳/۳۹	۵۹/۸۵	۵۴/۵۴	۴۹/۵۰

[1] Spreadsheet

۵ امنیت سیستم و خدمات جانبی

۵-۱ مقدّمه

بازار انرژی الکتریکی، تنها به پشتوانه یک سیستم قدرت شکل می‌گیرد. یکی از تفاوت‌های برق با دیگر کالاها در این است که شرکت‌کنندگان بازار، گزینه‌ای جز این ندارند که با استفاده از سیستم موجود، انرژی را بخرند یا بفروشند. همان‌گونه که در فصل ٤ دیدیم، محروم ماندن از انرژی الکتریکی برای مصرف‌کننده بسیار پرهزینه است؛ در حالی که قطع خدمات به تولیدکننده، با محروم کردن او از فروش توان خروجی نیروگاه، هزینه کمتری برای او دارد. بنابراین کاربران سیستم حق دارند از سطح معیّنی از پیوستگی در خدمات سیستم قدرت، بهره‌مند شوند. از سوی دیگر، هزینه تأمین این امنیت در عرضه، باید با ارزشی که برای کاربران دارد، سازگار باشد.

به بیان ساده، امنیّت سیستم[1] قدرت به معنای حفظ سیستم در وضعیتی است که با تغییر نکردن شرایط بیرونی، به طور نامحدود به کار خود ادامه دهد. این بدان معناست که هیچ عنصری خارج از محدوده ایمن عملکردی خود، کار نکند. برای مثال، توان هیچ خط انتقالی نباید به حدی برسد که افزایش دمای ناشی از تلفات اهمی، باعث انحنای بیش از حد خط و ایجاد خرابی آن شود. متأسفانه فرض عدم تغییر شرایط بیرونی، بسیار خوشبینانه است. در سیستمی که از ده‌ها هزار جزء تشکیل یافته است، خرابی یک عنصر رویدادی نادر نیست. به ویژه اینکه برخی از این عناصر (مانند خطوط انتقال) در شرایط اقلیمی نامساعد و عناصر دیگری (چون نیروگاه‌ها) در معرض تغییرات مکرر دما قرار می‌گیرند. هزینه اجتماعی خروج مشتریان چنان بالاست که اجماع جهانی بر این است که سیستم‌های قدرت باید در اختلالات معمول، بدون قطع گسترده بار، به کار خود ادامه دهند. یعنی سیستم قدرت باید در پی هرگونه اختلال متداول، پایدار بماند و در وضع جدید به عملکرد خود ادامه دهد تا زمانی که بهره‌بردار سیستم آن را به شرایط عادی بازگرداند. بنابراین بهره‌بردار نه فقط باید به تکامل سیستم بیندیشد، بلکه باید به عواقب مجموعه حوادث از پیش تعریف شده هم توجه کند. حوادث محتمل، نوعاً عبارتند از: خروج هر کدام از عناصر سیستم (شاخه‌ها، مولدها، و عناصر موازی). احتمال وقوع دو خرابی تقریباً همزمان و مستقل از هم در سیستم قدرت، معمولاً آنقدر کم است که در نظر گرفته نمی‌شود.

---

[1] System security

در مقابله با حوادث ممکن، بهره‌برداران از هر دو روش اقدامات اصلاحی[1] و پیشگیرانه[2] بهره می‌برند. معیارهای پیشگیرانه به گونه‌ای طراحی می‌شوند که سیستم در وضعیتی قرار گیرد که رخداد یک حادثه باعث ناپایداری آن نشود. در عمل این به معنای کار کردن سیستم در کمتر از ظرفیت کامل آن است که از منظر بازار، بر ممکن نبودن برخی مبادلات، دلالت دارد.

۵-۱-۱-۱ مثال ۵-۱

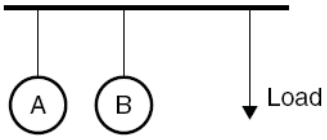
سیستم شکل ۵-۱ با دو مولد را در نظر بگیرید. اگر ظرفیت هر دو واحد تولیدی ۱۰۰MW باشد، بار بیشینه‌ای که به طور ایمن توسط این سیستم قابل تأمین است، ۱۰۰MW، و نه ۲۰۰MW در نظر گرفته می‌شود. ظرفیّت اضافی، زمانی مورد نیاز است که یکی از مولدها ناگهان خراب می‌شود. سیستمی با واحدهای تولیدی بیشتر، به وضوح می‌تواند با حاشیه ایمنی کوچکتری عمل کند.

اقدامات اصلاحی به منظور محدودسازی عواقب ناشی از یک اختلال انجام می‌شود و تنها در صورت رخداد این اختلال اتخاذ می‌گردد. در یک محیط سنتی همه منابعی که ملزم به انجام اقدام اصلاحی هستند، تحت کنترل شرکت خدمت‌رسانی (با ساختار) یکپارچه عمودی می‌باشد. از سوی دیگر در یک محیط رقابتی برخی از این منابع، متعلق به دیگر شرکت‌کنندگان در صنعت می‌باشد. بنابراین آنها دیگر آزادانه در اختیار بهره‌بردار سیستم نمی‌باشند و باید به عنوان خدمتی تلقّی شوند که بر مبنای تجاری خریداری می‌شوند. این‌گونه خدمات را خدمات جانبی[3] می‌نامیم؛ زیرا وظیفه پشتیبانی از مبادلات کالای اصلی را بر عهده دارند. در حالی که نتیجه برخی خدمات جانبی، همان تحویل انرژی الکتریکی است، اما غالباً اهمیت این خدمات، از یک توانایی بالقوه برای تحویل انرژی یا وسیله‌ای دیگر به هنگام نیاز، فراتر می‌رود. در نتیجه ارزش آنها باید بر حسب توانایی‌شان در پاسخ‌گویی به نیازها اندازه‌گیری شود. پرداخت بابت خدمات جانبی، نباید بر حسب انرژی انجام شود و این خدمات را نباید به عنوان توسعه‌ای برای بازار انرژی محسوب نمود. بنابراین باید سازوکار جداگانه‌ای برای تضمین تأمین آنها و نیز پرداخت بابت این خدمات اساسی در نظر گرفت.

در ادامه این فصل، ابتدا به تحلیل انواع مختلف آشفتگی‌های تأثیرگذار بر سیستم قدرت و امنیت آن می‌پردازیم. بر مبنای این تحلیل، انواع خدمات جانبی مورد نیاز را بر می‌شماریم. آنگاه بحث

[1] Corrective actions
[2] Preventive actions
[3] Ancillary services

خواهیم کرد که میزان مورد نیاز هریک چقدر باید باشد و سازوکارهای تأمین آنها را بررسی خواهیم نمود. در پایان، از منظر یک عرضه‌کننده خدمات جانبی به این مسأله می‌نگریم که چگونه می‌توان مبادله خدمات جانبی را با مبادلات انرژی یکپارچه کرد تا منافع بهره‌برداری بیشینه گردد.



شکل ۵-۱ سیستم قدرت با دو مولد که اثر محدودیّت‌های امنیّت بر بهره‌برداری را نشان می‌دهد.

۵-۲ توصیف نیازها

ابتدا مسائل امنیّتی سیستم را که از عدم تعادل کلی بین بار و تولید ناشی می‌شود، در نظر می‌آوریم. سپس به مسائل امنیّتی مربوط به شبکه انتقال می‌پردازیم. این تمایز چندان درست نیست؛ زیرا در بسیاری از موارد باید تعامل بین عدم تعادل و مسائل شبکه را نیز در نظر آورد.

۵-۲-۱ مسائل تعادل

در بحث درباره تعادل کلی بین بار و تولید، می‌توان فرض کرد که همه بارها و مولدها به یک شین[1] وصل هستند. در یک سیستم مرتبط، این شین، پایانه همه خطوط ارتباطی با مناطق دیگر یا کشورها نیز هست. در این سطح از تجرید، تنها متغیّرهای سیستم که می‌مانند، تولید، بار، فرکانس و مبادلات هستند. تا زمانی که تولید، با مصرف برابر است، فرکانس و مبادلات ثابت می‌مانند. اما تعادل بین بار و تولید، همواره به دلیل نوسانات در بار، کنترل غیردقیق خروجی مولدها و خروج ناگهانی مولد یا خط، با آشفتگی روبروست.

در یک سیستم ایزوله، مازاد تولید، فرکانس را بالا می‌برد؛ در حالی که کمبود آن، فرکانس را کاهش می‌دهد. آهنگ تغییر فرکانس که از عدم تعادل ناشی می‌شود، توسّط لختی همه مولدها و بارهای گردان متّصل به سیستم معیّن می‌شود. یک عدم تعادل محلی، در سیستم متّصل به هم، شار خطوط ارتباطی بین نواحی دارای اشکال و سایر بخش‌های سیستم را تحت تأثیر قرار می‌دهد. انحراف

[1] Bus bar

فرکانسی در یک سیستم متّصل، کمتر مشکل‌زاست زیرا با افزایش اندازه سیستم، کلّ لختی افزایش می‌یابد.

انحرافات فرکانسی بزرگ می‌تواند به فروپاشی سیستم[1] منتهی شود. واحدهای تولیدی در واقع به‌گونه‌ای طراحی شده‌اند که در یک محدوده باریک فرکانسی کار می‌کنند. اگر فرکانس بیش از حد افت کند، ادوات حفاظتی، واحدهای تولیدی را برای محافظت، از بقیه سیستم جدا می‌سازند. این خروج‌ها عدم تعادل تولید و بار را تشدید و افت فرکانس را بیشتر می‌نماید و قطعی‌ها را گسترش می‌دهد. همچنین مواردی دیده شده است که در آن به علّت خروج واحدهای تولیدی که از سرعت ایمن خود فراتر رفته‌اند، توسط رله‌های حفاظتی، سیستم فروپاشیده است. از دست رفتن این واحدها به کمبود تولید منجر و باعث فروپاشی سیستم شده است. یک عدم تعادل منطقه‌ای گسترده و ناگهانی بین بار و تولید در یک سیستم به هم متّصل می‌تواند باعث قطع خطوط ارتباطی گردد یا پایداری شبکه‌های مجاور را تحت تأثیر قرار دهد.

عدم تعادل‌های جزئی‌تر بین بار و تولید، معرف یک تهدید امنیّتی فوری نیست؛ زیرا انحرافات فرکانسی حاصله و مبادلات غیرعمدی کم است. با این وجود، این عدم تعادل‌ها باید به سرعت برطرف شوند؛ زیرا باعث تضعیف سیستم می‌شوند. سیستمی که در پایین‌تر از فرکانس نامی خود کار می‌کند یا در آن خطوط ارتباطی به صورت سهوی بیش از حد بارگذاری می‌شوند، برای تحمّل یک حادثه احتمالی عمده‌تر، ناتوان می‌شوند.

مثال زیر توضیح می‌دهد که عدم تعادل‌ها می‌توانند در یک سیستم قدرت مجزّا، دیده شوند.

مثال ۵-۲-۱-۱ مثال ۵-۲

شکل ۵-۲ (الف) تغییرات بار را در سیستم قدرت Bordurian در پنج بازه معاملاتی نشان می‌دهد. این بار، نوساناتی تصادفی از خود نشان می‌دهد که بر یک تغییر متناوب آرام‌تر سوار شده است.

مانند همه بازارهای برق، بازار Bordurian دارای این فرض ساده‌کننده هست که تقاضا در هر بازه ثابت است. شکل ۵-۲ (الف) یک تابع پله‌ای را نشان می‌دهد که بیانگر میزان انرژی مبادله شده در هر بازه می‌باشد. این تابع پله‌ای از دو لحاظ، با بار واقعی فرق دارد. اول اینکه، به وضوح نمی‌تواند تغییرات تصادفی و متناوب بار را در هر بازه دنبال کند. دوم اینکه، اگر بازار قادر به پیش‌بینی نوسانات بار در هر بازه با دقّت کامل باشد، انرژی مبادله شده در هر بازه برابر با انتگرال

[1] System collapse

تقاضای توان لحظه‌ای روی هر بازه خواهد بود. در عمل از آنجا که بازار بر اساس پیش‌بینی‌های غیردقیق کار می‌کند، میزان انرژی مبادله شده در بازار انرژی، یک متوسط دقیق از بار واقعی نیست. این تابع پله‌ای، همچنین کل خروجی مورد انتظار مولدها را نشان می‌دهد. در عمل مولدها قادر نیستند این تغییرات را با دقت کامل برآورده سازند. خط‌چین در شکل ۵-۲ (الف)، بیانگر خروجی واقعی واحدهای تولیدی است که تولیدکنندگان آن را از طریق بازار انرژی می‌فروشند. علاوه بر برخی اختلاف‌های جزئی در هر بازه، همچنین تفاوت‌هایی در گذار از یک بازه به بازه دیگر وجود دارد؛ به دلیل محدودیّت واحدها در نرخ تنظیم خروجی خود، مولدها نمی‌توانند به مشخصه ایده‌آل تولید خود که از مبادلات بازار نتیجه می‌شود دست یابند. در مثال ما، عدم تعادل بسیار حادتری بین تولید برنامه‌ریزی‌شده و بار در وسط بازه ٤ رخ می‌دهد. این عدم تعادل به علت خروج ناگهانی یک واحد تولیدی بزرگ است.

شکل ۵-۲ (ب) اختلاف بین تولید واقعی برنامه‌ریزی‌شده توسط بازار و بار را نشان می‌دهد. این منحنی شرح می‌دهد که عدم تعادل بین بار و تولید، دارای سه مؤلفه با اثر زمانی متفاوت است: نوسانات سریع تصادفی، نوسانات کندتر متناوب و کمبودهای بزرگ ناگهانی. یک نسخه هموار شده نوسانات بار به این شکل افزوده شده است تا تغییرات متناوب کندتر را نمایان نماید.

همان‌طور که مثال اخیر نشان می‌دهد، پدیده‌های بسیاری باعث عدم تعادل بین بار و تولید در یک بازار رقابتی برق می‌شوند. از آنجا که هر کدام از این پدیده‌ها باعث یکی از مؤلفه‌های عدم تعادل با اثر زمانی[1] خاص می‌شود، بهتر است که با هر یک جداگانه رفتار کنیم. در این حالت بهره‌بردار سیستم می‌تواند خدمات جانبی مختلفی را برای برخورد با هر مؤلفه خاص از کل عدم تعادل چاره اندیشی کند.

خدمت ***تنظیم فرکانس***[2]، طراحی شده است تا مشکل نوسانات سریع در بار و تغییرات کوچک ناخواسته در تولید را حل کند. این خدمت به حفظ فرکانس سیستم در مقدار نامی یا نزدیک آن و کاهش مبادلات غیرعمدی با دیگر سیستم‌های قدرت کمک می‌کند. نوعاً واحدهای تولیدی که می‌توانند خروجی خود را به سرعت کاهش یا افزایش دهند، ارائه دهنده این خدمت می‌باشند. این

[1] Time signature
[2] Regulation

واحدها باید به شبکه متّصل و به گاورنر[1] مجهّز باشند. معمولاً از آنها تحت کنترل خودکار تولید[2] بهره‌برداری می‌شود.

واحدهای تولیدی که ارائه دهنده خدمت ***ردگیری بار***[3] هستند، نوسانات کوچکتر، به ویژه تغییرات درون یک بازه را که بازار برق در نظر نمی‌آورد، سامان می‌دهند. بدیهی است این واحدها باید به سیستم متصل باشند و توانایی پاسخ به این تغییرات بار را داشته باشند.

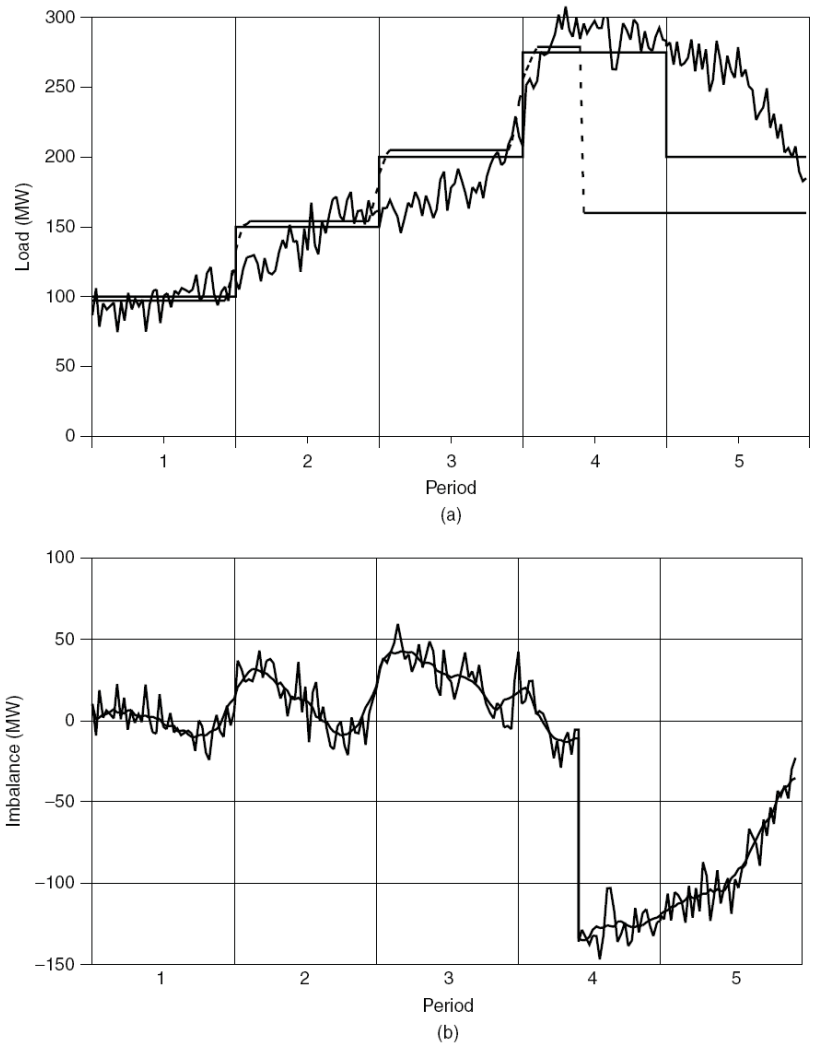
خدمات تنظیم فرکانس و ردگیری بار، کمابیش الزام می‌کند که مولدهای ارائه‌کننده آنها دائماً کار کنند. امّا اقدامات تنظیم فرکانس نسبتاً کوچک و اقدامات ردگیری بار نسبتاً قابل پیش‌بینی هستند. با نگه‌داشتن عدم تعادل نزدیک به صفر، و حفظ فرکانس نزدیک به مقدار نامی آن، این خدمات به عنوان معیارهای امنیّتی پیشگیرانه به کار می‌روند. از سوی دیگر، خدمات ***ذخیره***[4] طراحی شده‌اند تا مسأله کمبودهای توان غیرقابل پیش‌بینی که تهدیدکننده پایداری سیستم هستند را حل کنند. خدمات ذخیره برای تدارک اقدامات اصلاحی به کار می‌روند. با این وجود، تأمین خدمات ذخیره می‌تواند به عنوان شکلی از اقدامات امنیّتی پیشگیرانه محسوب شود.

خدمات ذخیره معمولاً به دو دسته تقسیم می‌شوند. واحدهایی که ***ذخیره چرخان***[5] ارائه می‌کنند، باید به تغییر فرکانس به سرعت پاسخ دهند و کل ظرفیّت ذخیره آنها فوراً در دسترس قرار گیرد. از سوی دیگر، واحدهای تولیدی که خدمات ***ذخیره مکمل***[6] ارائه می‌کنند، لازم نیست فوراً نسبت به این تغییر واکنش نشان دهند. بسته به قوانین محلی، برخی از شکل‌های خدمات ذخیره مکمل، ممکن است توسط واحدهایی ارائه شود که با شبکه سنکرون نیستند، امّا می‌توانند به سرعت در مدار قرار گیرند. در برخی موارد، مشتریانی که موافق با قطع بار خود در مواقع اضطراری هستند، نیز می‌توانند ارائه‌کننده خدمات ذخیره باشند. در تعریف خدمات ذخیره، علاوه بر سرعت و نرخ پاسخ، میزان زمانی که طی آن واحدهای تولیدی باید بتوانند این پاسخ را حفظ کنند، مشخص می‌شود. همه این پارامترها، بسته به معیار قابلیّت اطمینان و اندازه سیستم، تغییرات قابل توجهی دارند. برای مثال، پیشگیری از انحرافات ناخواسته فرکانسی در یک سیستم ایزوله، نیازمند

---

[1] Governor
[2] Automatic generation control
[3] Load following
[4] Reserve
[5] Spinning reserve
[6] Supplemental reserve

ذخیره‌هایی است که با سرعت بیشتری نسبت به ذخیره‌های یک سیستم بزرگ به هم پیوسته عمل می‌کنند.



شکل ۵-۲ (الف) نوسانات نوعی بار و تولید در پنج بازه بازار (ب) عدم تعادل‌های ناشی از این نوسانات

شایسته است بین خدمات جانبی متعادل‌سازی[1] و انرژی متعادل‌سازی تمایزی روشن قائل شویم. انرژی متعادل‌سازی در بازار لحظه‌ای انرژی مبادله می‌شود. متأسفانه، وجود طرح‌های بسیار مختلف

[1] Balancing ancillary services

در بازارهای برق، ارائه یک رده‌بندی بدون ابهام را غیرممکن می‌سازد. به طور کلی، اگر زمانی که بین بسته شدن بازار و زمان – واقعی سپری می‌شود، کوتاه باشد، بهره‌بردار سیستم می‌تواند بخش عمده‌ای از نیازهای متعادل‌سازی را از بازار لحظه‌ای بخرد. از سوی دیگر اگر بازار بر اساس روز بعد[1] کار کند، احتمالاً یک سازوکار پیچیده برای تدارک خدمات متعادل‌سازی مورد نیاز است.

نرخ تنظیم خروجی یک واحد تولیدی، مهمترین عامل در تعیین توانایی آن در ارائه خدمات متعادل‌سازی است. در برخی موارد، مکان واحد در شبکه ممکن است روی توانایی آن در ارائه این خدمات تأثیر بگذارد. یک نیروگاه که از طریق یک شاهراه انتقال[2] با تراکم دائمی به قسمت «اصلی» سیستم متصل است، یک گزینه مناسب برای ارائه این خدمات نیست؛ زیرا ممکن است توانایی افزایش خروجی آن با این قیود انتقال محدود شود.

۵-۲-۱-۲ مثال ۵-۳

شکل ۵-۳ پاسخ فرکانسی سیستم در پی یک خروج عمده تولید و پاسخ خدمات ذخیره را نشان می‌دهد. این مثال بر اساس یک حادثه واقعی است. در ۱۵ آگوست ۱۹۹۵ در ساعت ۱۲:۲۵:۳۰، ناگهان ۱۲۲۰MW تولید از سیستم قدرت بریتانیای کبیر قطع شد. این سیستم دارای ظرفیّت نصب شده کل در حدود ٦٥GW می‌باشد؛ اما دارای هیچ اتصال ac با سیستم دیگری نیست. بنابراین در معرض نوسانات فرکانسی قابل توجّه می‌باشد. دو دسته اصلی خدمات جانبی ذخیره که برای بهره‌برداری از این سیستم تعریف شده اند، این ویژگی را منعکس می‌کنند. ***پاسخ اولیه***[3] باید ظرف ۱۰ ثانیه به طور کامل در اختیار قرار گیرد، و برای مدت ۲۰ ثانیه بعدی قابل حفظ باشد. ***پاسخ ثانویه***[4] باید کاملاً ظرف ۳۰ ثانیه بعد از حادثه در دسترس قرار گیرد و برای مدت ۳۰ دقیقه بعدی حفظ شود. همان‌گونه که در شکل می‌توان دید، پاسخ اوّلیه، افت فرکانسی را قبل از آنکه به حد اشباع آن در ٤٩/٥Hz برسد، متوقّف ساخته است. سپس پاسخ ثانویه، کمک کرده تا فرکانس سیستم به مقدار نامی خود نزدیکتر شود. به هرحال، در این حالت توربین‌های گازی که در ساعت ۱۲:۲۹:۲۰ راه‌اندازی شدند، باعث افزایش فرکانس شدند که می‌توانیم آن را در انتهای راست نمودار مشاهده کنیم.

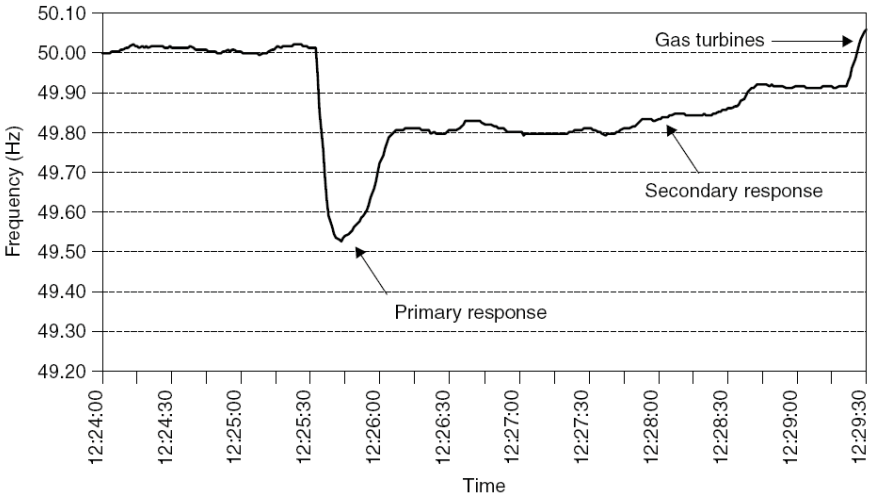
---

[1] Day -ahead Market به معنای بازاری است که برای تحویل انرژی در روز بعد تشکیل می‌گردد.

[2] Transmission corridor

[3] Primary response

[4] Secondary response



شکل ۵-۳ مثالی از پاسخ فرکانسی و ذخیره به دنبال یک خروج عمده تولید

۵-۲-۲ مسائل شبکه

۵-۲-۲-۱ محدودیّت‌های انتقال توان

در یک سیستم قدرت واقعی، مصرف‌کننده‌ها و تولیدکننده‌ها در سطح یک ناحیه جغرافیای وسیع، پراکنده‌اند و توسط یک شبکه به هم متصل می‌باشند. با تغییر بارها و تولیدها، جریان شاخه‌ها و ولتاژ گره‌های شبکه نوسان می‌یابد. بنابراین بهره‌بردار سیستم باید اثر این تغییرات را بر امنیّت در نظر بگیرد. علاوه بر بررسی مداوم اینکه هیچ تجهیزی خارج از محدوده ایمن خود بهره‌برداری نمی‌شود، بهره‌بردار متناوباً یک تحلیل پیشامد[1] کامپیوتری انجام می‌دهد. این تحلیل به عنوان نقطه شروع، وضعیّت فعلی سیستم قدرت را در نظر می‌گیرد و بررسی می‌کند که هیچ حادثه محتملی سیستم را ناپایدار نسازد. بسته به طبیعت سیستم قدرت، این ناپایداری می‌تواند چندین شکل داشته باشد:

* در پی خروج یک خط، توان انتقالی آن مسیر جدیدی در شبکه برای خود پیدا می‌کند. در این مرحله پس از حادثه، یک یا چند خط ممکن است بیش از ظرفیت حرارتی خود بارگذاری شوند.

[1] Contingency analysis

در صورتی که بهره‌بردار سیستم این وضعیت را به سرعت اصلاح نکند، اضافه‌بار[1] خطوط باعث افزایش انحنای خط شده، موجب بروز خطا و خروج خط می‌گردد. به طور مشابه ترانسفورماتورهای بیش از حد بارگذاری شده ممکن است از مدار خارج شوند تا از آسیب‌های حرارتی مربوطه پیش‌گیری شود. خروج‌های متوالی خطوط به واسطه بارگذاری بیش از حد، باعث تضعیف بیشتر شبکه می‌شود و ممکن است به فروپاشی سیستم منجر شود.

* خروج ناگهانی یک واحد تولیدی یا ادوات جبران توان راکتیو، می‌تواند باعث محروم شدن سیستم از پشتیبانی راکتیو[2] مورد نیاز شود. به طور مشابه، خروج یک شاخه مهم می‌تواند به قدری باعث افزایش تلفات راکتیو در شبکه شود که توسط سیستم قابل جبران نباشد. این حالت ممکن است باعث فروپاشی ولتاژ در یک ناحیه یا حتی در کل شبکه شود.

* وقوع خطا در خطی با بارگذاری بسیار زیاد می‌تواند زاویه روتور برخی مولدها را به قدری افزایش دهد که بخشی از شبکه از لحاظ دینامیکی از بقیه جدا شود. این باعث می‌شود که یک یا هر دو ناحیه فروپاشند؛ زیرا دیگر در آنها بار و تولید متعادل نیستند.

وقتی وضعیّت سیستم به گونه‌ای است که هر حادثه محتملی می‌تواند منشأ این انواع ناپایداری باشد، بهره‌برداران باید اقدامات پیشگیرانه اتخاذ کنند.

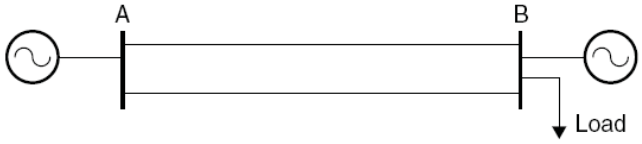
به کارگیری برخی اقدامات پیشگیرانه هزینه‌ای بسیار کوچک یا قابل صرف‌نظر دارد. برای مثال، بهره‌برداران می‌توانند حاشیه مربوط به فروپاشی ولتاژ را افزایش دهند؛ این کار به وسیله تنظیم تپ‌های ترانسفورماتورها و نقطه تنظیم ولتاژ مولدها یا با سوئیچ کردن بانک‌های خازنی و راکتورها انجام می‌شود. به‌علاوه با تغییر مسیر شارش توان اکتیو به وسیله ترانسفورماتورهای جابجاگر فاز، احتمال اضافه‌بارهای بعد از حادثه کاهش می‌یابد. در حالی که این راهکارهای پیشگیرانه ارزان، می‌توانند بسیار کارا باشند، سهم هریک در امنیّت سیستم، محدود است. همین که بار سیستم افزایش می‌یابد، به نقطه‌ای می‌رسیم که ایمنی سیستم تنها با محدود کردن شارش توان اکتیو بر روی برخی شاخه‌ها قابل حفظ خواهد بود. این محدودیّت‌ها میزان توان تولیدی مولدهای متصل به این شاخه‌ها را مقید می‌سازد و آنها را از تولید حداکثر انرژی قابل فروش منع می‌کند. بنابراین محدودیت روی شارش توان اکتیو هزینه‌ای قابل توجه دارد.

---

[1] Overload
[2] Reactive support

۵-۲-۲-۲ مثال ۵-۴

سیستم دو باسه نشان داده شده در شکل ٥-٤ را در نظر گرفته، میزان توانی را که واحدهای تولیدی موجود در باس A قادرند به بار متصل در باس B بفروشند، محاسبه می‌کنیم. محدودیّت‌های ناشی از ظرفیّت حرارتی خطوط به راحتی محاسبه می‌شوند. اگر هر خط بتواند ۲۰۰MW را پیوسته بدون افزایش دما حمل کند، بیشترین توان قابل حصول از واحد A در باس B به ۲۰۰MW محدود است.۲۰۰MW ظرفیت اضافی خط باید ذخیره شود تا در حالتی که یک خرابی رخ می‌دهد و یکی از خطوط قطع می‌شود، به کار آید. این حاشیه امنیّتی قابل توجّه را می‌توان کاهش داد؛ مشروط بر اینکه اقدام اصلاحی پس از حادثه امکان‌پذیر باشد. فرض کنیم هر خط بتواند یک بار به میزان ۱۰٪ بیشتر از ظرفیت نامی خود را برای ۲۰ دقیقه بدون انحنا و ایجاد خرابی دیگر و بدون آسیب به هادی‌ها تحمّل کند. اگر بهره‌بردار سیستم بتواند از واحد تولیدی در باس B، ۲۰MW اضافی بگیرد، توان بیشینه قابل انتقال از A به B تا ۲۲۰MW بالا می‌رود.



شکل ٥-٤ سیستم قدرت با دو باس برای توضیح اثر محدودیّت امنیّت بر عملکرد شبکه

برای محاسبه اثر پایداری گذرا بر بیشینه توانی که می‌توان از A به B انتقال داد، نیازمند اطلاعات بیشتری از سیستم هستیم. برای پرهیز از محاسبات غیرضروری، فرض می‌کنیم که باس B مانند یک باس بی‌نهایت عمل می‌کند و مولد در باس A، ثابت لختی H برابر با ۲ ثانیه دارد که آن را می‌توان به عنوان یک ولتاژ ثابت در پشت یک راکتانس گذرای X' برابر با ۰/۹ p.u. مدل کرد. راکتانس هر خط برابر با ۰/۳ p.u. می‌باشد. ولتاژ در هر دو باس در مقدار ۱p.u. ثابت نگه داشته می‌شود. بدترین حادثه در این سیستم، خرابی در خطی نزدیک باس A است. فرض می‌کنیم که چنان خرابی، طی ۱۰۰ ms با خروج خط خراب بر طرف می‌شود. با کاربرد یک برنامه پایداری گذرا، می‌توان به راحتی محاسبه کرد که تحت این شرایط، بیشترین توانی که می‌توان از A به B فرستاد بدون اینکه پایداری گذرای شبکه به خطر بیفتد برابر با ۱۰۸MW می‌باشد.

اکنون اثر ناپایداری ولتاژ را بر محدودیّت انتقال توان از A به B بررسی می‌کنیم. باز هم برای پرهیز از محاسبات غیرضروری، یک مدل ساده از سیستم را می‌پذیریم و فرض می‌کنیم که زمانی به نقطه

فروپاشی ولتاژ می‌رسیم که شارش توان همگرا نشود. این فرض، یک تقریب خوب اولیه از بیشینه شارشی که سیستم می‌تواند تحمل کند؛ ارائه می‌دهد. برای مواردی که اندازه‌گیری دقیق‌تری از پایداری ولتاژ لازم است، روش‌های تحلیل پیچیده‌تری معرفی شده است.

میزان پشتیبانی راکتیو در باس B اثری شدید بر ظرفیّت انتقال دارد. ابتدا فرض می‌کنیم هیچ پشتیبانی ولتاژی در دسترس نیست؛ زیرا مولد در باس B به حد بالایی MVAr خود رسیده است. با اجرای یک برنامه پخش توان، می‌توان محاسبه کرد وقتی هر دو خط در مدار هستند، ۱۹۸MW می‌توان از A به B فرستاد؛ بدون آنکه ولتاژ در B از حد معمول .u.p۰/۹۵ کمتر گردد. به هر حال اگر انتقال توان از ۱٦٦MW فراتر رود و یکی از خطوط قطع شود، ولتاژ افت می‌کند. از سوی دیگر اگر ۲۵MVAr پشتیبانی راکتیو در باس B در دسترس باشد، انتقال توان را می‌توان تا ۱۹۰MW افزایش داد بدون آنکه خروج خط باعث فروپاشی ولتاژ شود.

در این مثال، پایداری گذرا، سخت‌ترین محدودیّت را بر روی توان بیشینه انتقالی از A به B قرار می‌دهد. در سیستم‌های عملی، توان بیشینه قابل انتقال با در نظر گرفتن مدل‌هایی پیچیده‌تر تعیین می‌شود و محاسبات بیشتری را می‌طلبد. این حدود اثری عمیق بر روی ساختار و عملیات بازار انرژی الکتریکی دارا خواهد بود. این امر را در فصل بعد به تفصیل بررسی خواهیم نمود.

۵-۲-۲-۳ خدمات کنترل ولتاژ و پشتیبانی راکتیو

مثال قبلی همچنین نشان می‌دهد که چگونه بهره‌بردار می‌تواند منابع توان راکتیو را برای افزایش میزان توان قابل انتقال از یک بخش سیستم به بخش دیگر به کار ببرد. برخی از منابع توان راکتیو و ادوات کنترل ولتاژ (مانند خازن‌های سوئیچ شونده مکانیکی و راکتورها، جبران‌سازهای VAR استاتیک، ترانسفورماتورهای با پله‌های متغیر) نوعاً تحت کنترل مستقیم بهره‌بردار هستند و در صورت نیاز قابل کاربرد هستند. به هرحال، واحدهای تولیدی، بهترین راه را برای کنترل ولتاژ ارائه می‌دهند. بنابراین «خدمت کنترل ولتاژ[1]» باید به گونه‌ای تعریف شود که در آن، شرائط استفاده بهره‌بردار سیستم از منابع تحت مالکیّت شرکت‌های تولیدی مشخص شود. مولدهایی که این خدمت را ارائه می‌کنند، توان راکتیو را همراه تولید توان اکتیو خود، جذب یا تولید می‌کنند. همچنین می‌توان تصوّر کرد که تجارت جداگانه‌ای برای پشتیبانی توان راکتیو یا کنترل ولتاژ شکل گیرد.

[1] Voltage control service

در تعریف خدمت کنترل ولتاژ، نه فقط عملیات سیستم تحت شرایط عادی، بلکه در شرایط امکان خروج‌های غیرقابل پیش‌بینی نیز باید در نظر گرفته شود. بهره‌برداران در شرایط عادی بهره‌برداری، منابع توان راکتیو را برای حفظ ولتاژ همه باس‌ها در یک محدوده نسبتا باریک در حدود ولتاژ نامی به کار می‌برند. این محدوده نوعاً عبارت است از:

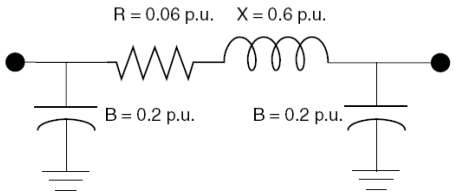
$$۰/۹۵\text{p.u.} \leq V \leq ۱/۰۵\text{p.u.} \qquad (۱-۵)$$

حفظ ولتاژهای انتقال در این محدوده تا حدی با نیاز به کاربرد رگولاسیون ولتاژ در شبکه توزیع، توجیه می‌شود. این امر همچنین بهره‌برداری از سیستم انتقال را ایمن‌تر می‌کند. حفظ ولتاژ برابر با یا پایین‌تر از حد بالایی، احتمال خرابی عایق را کاهش می‌دهد. حد پایینی دلخواه‌تر است. به طور کلی، تثبیت ولتاژها در مقداری خیلی بالاتر از شرایط عادی، احتمال فروپاشی ولتاژ را در صورت یک خروج غیرقابل پیش‌بینی کاهش می‌دهد. در هر حال یک مشخصه ولتاژ خوب، ایمنی ولتاژ سیستم را تضمین نمی‌کند. خروج یک خط با بار بسیار زیاد، تلفات راکتیو را در بقیه خطوط افزایش می‌دهد. عدم جبران این تلفات منجر به فروپاشی ولتاژ می‌شود. میزان توان راکتیو مورد نیاز در پی یک خروج، بسیار بیشتر از میزانی است که در شرایط عادی بهره‌برداری نیاز است؛ لذا خدمت کنترل ولتاژ نه فقط بر حسب توانایی تنظیم ولتاژ در شرایط عادی بهره‌برداری، بلکه باید بر اساس تأمین توان راکتیو در شرایط اضطراری تعریف شود. معمولاً خدمت کنترل ولتاژ، *خدمت پشتیبانی راکتیو* نامیده می‌شود.

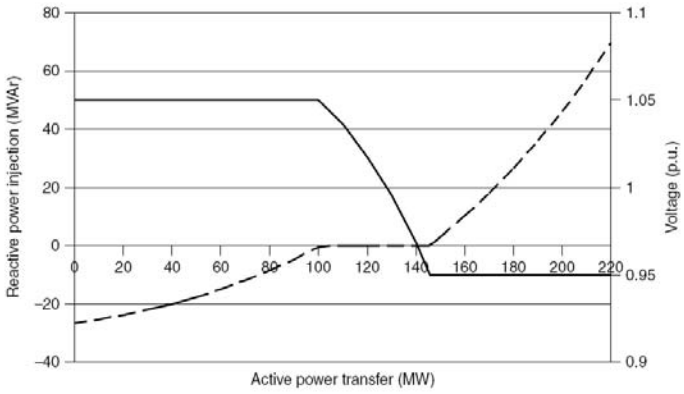
۵-۲-۲-۴ مثال ۵-۵

با کاربرد دوباره یک برنامه پخش بار، می‌توانیم ماهیّت خدمات کنترل ولتاژ و پشتیبانی راکتیو را با استفاده از یک مثال با دو باس، مشابه آنچه در شکل ٥-٤ نشان داده شد، بررسی کنیم. هر خط انتقال در این سیستم با استفاده از یک مدار معادل π که در شکل ۵-۵ نشان داده شده، مدل شده است. ضریب توان بار در باس B، یک می‌باشد. ابتدا بررسی می‌کنیم که بهره‌بردار چگونه با استفاده از توانایی راکتیو مولد باس B، ولتاژ را در این باس کنترل می‌کند. فرض می‌کنیم که ولتاژ در باس A در مقدار نامی خود ثابت نگهداشته شود. شکل ٥-٦ نشان می‌دهد وقتی میزان توان انتقالی از باس A به B کوچک است، توان راکتیو تولید شده توسط خازن معادل موازی خطوط، از توان راکتیو مصرف شده در راکتانس‌های معادل سری فراتر می‌رود. مولد در باس B باید این مازاد را برای حفظ ولتاژ در حد بالایی محدوده قابل قبول جذب کند. وقتی که میزان توان انتقالی بین ۱۰۰

و ۱٤٥MW است، تعادل توان راکتیو به گونه‌ای است که ولتاژ به طور طبیعی درون محدوده قابل قبول می‌ماند. در این شرایط تزریق توان راکتیو در باس B لازم نیست. وقتی که انتقال توان از ۱٤٥MW فراتر می‌رود، تلفات توان راکتیو در این خطوط باید با یک تزریق توان راکتیو در باس B جبران گردد؛ تا اجازه ندهد ولتاژ از حد پایینی آن کمتر شود.



شکل ۵-۵ مدل π خطوط انتقال در مثال ۵-۵



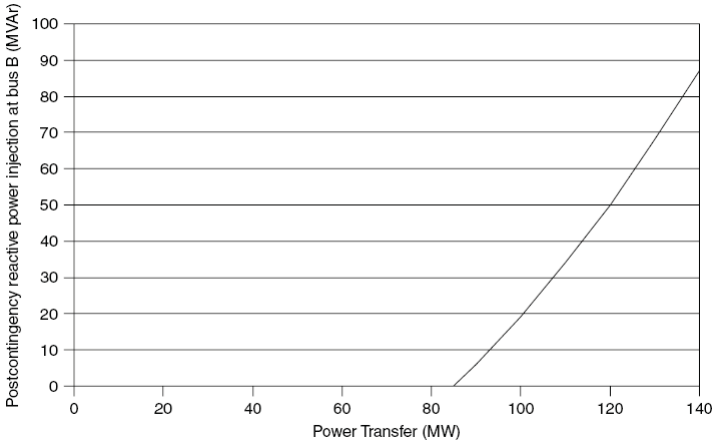
شکل ۵-٦ تغییرات در تزریق توان راکتیو و ولتاژ در باس B سیستم دو باسه در مثال ۵-۵. ولتاژ (خط ممتد) و تزریق توان راکتیو لازم برای حفظ این ولتاژ در محدوده عادی آن (خط‌چین)، به عنوان تابعی از توان انتقالی از باس A نشان داده شده است.

اگر مولد متصل به باس B قطع شود، یا قیمت بسیار بالایی را برای تنظیم ولتاژ در باس B بطلبد، بهره‌بردار سیستم می‌تواند آن را با تنظیم نقطه کار ولتاژ مولد باس A کنترل کند. وقتی میزان توان انتقالی کوچک باشد، ولتاژ در باس B بالاست. برای حفظ ولتاژ در پایین‌تر از حد بالایی آن، نقطه تنظیم ولتاژ مولد در باس A باید پایین آورده شود. این بدین معناست که توان راکتیو باید به وسیله این مولد جذب شود. جدول ۵-۱ نشان می‌دهد که وقتی ٤۹MW منتقل می‌شود، ولتاژ در باس B، در حد بالایی و ولتاژ در باس A در حد پایینی آن است. بنابراین انتقال توان کمتر امکان پذیر

نیست. از سوی دیگر وقتی انتقال توان بالاست، نقطه تنظیم ولتاژ مولد A باید افزایش داده شود تا ولتاژ B را بالاتر از حد پایینی آن نگه دارد. جدول ۵-۱ نشان می‌دهد که وقتی این انتقال توان به ۱۷۲/۵MW می‌رسد، ولتاژ در باس A در حد بالایی و ولتاژ در B در حد پایینی آن است. یک انتقال توان کمتر از ۴۹MW یا بیش از ۱۷۲/۵MW ممکن است باعث نقض یک حد ولتاژ در باس A یا B شود. تزریق توان راکتیو بیشتر در باس A، خارج از این محدوده انتقال توان، بی‌فایده است. بنابراین می‌توان نتیجه گرفت حتی در شرایط عادی، کنترل محلی ولتاژ بسیار کاراتر از کنترل از راه دور است.

جدول ۵-۱ حدود کنترل ولتاژ در باس B با کاربرد نقطه تنظیم ولتاژ مولد در باس A

Q_A (MVAr)	(p.u.) V_A	(p.u.) V_B	انتقال توان (MW)
-۶۸/۳	۰/۹۵	۱/۰۵	۴۹
۲۱/۷	۱/۰۵	۰/۹۵	۱۷۲/۵

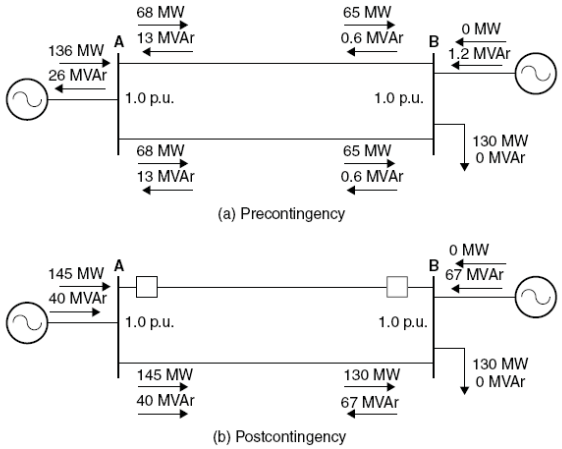


۵-۷ الزام پشتیبانی توان راکتیو پس از حادثه در باس B در پی خروج یکی از خطوط بین A و B

همان‌گونه که پیشتر ذکر شد، ارزش واقعی خدمات پشتیبانی راکتیو در تولید واقعی VAR نهفته نیست؛ بلکه در توانایی فراهم کردن توان راکتیو و جلوگیری از فروپاشی ولتاژ در پی یک خرابی است. یک برنامه پخش توان می‌تواند تخمین تقریبی از میزان توان راکتیوی که باید بعد از یک خروج تزریق گردد تا مانع از فروپاشی ولتاژ شود، به دست دهد. برای محاسبه دقیق‌تر نیاز

ذخیره‌های توان راکتیو باید اثرات دینامیکی را نیز در نظر گرفت. شکل ۵–۷ نشان می‌دهد که چقدر توان راکتیو باید در باس B تزریق شود تا در پی خروج یکی از دو خط سیستم، مانع از فروپاشی ولتاژ گردد. پیش از حادثه، ولتاژ در باس A توسط مولد متصل به آن در مقدار نامی آن نگه‌داشته می‌شود. این نمودار نشان می‌دهد که وقتی انتقال توان کمتر از ۸۵MW است، سیستم می‌تواند یک خروج از خط را بدون پشتیبانی راکتیو در باس B تحمّل کند. به هر حال الزام پشتیبانی توان راکتیو پس از حادثه به سرعت فراتر از این آستانه می‌رود.

شکل ۵–۸ تعادل‌های توان راکتیو را در حالتی که ۱۳۰MW از A به B منتقل می‌شود، قبل و بعد از حادثه نشان می‌دهد. مولد در B، ولتاژ را پیش و پس از خروج در مقدار نامی آن نگه‌می‌دارد. در شرایط پیش از حادثه، خطوط در حدود ۲۵MVAr توان راکتیو تولید می‌کنند که باید توسط مولد در باس A جذب گردد. تلفات توان اکتیو در حدود ۳MW است. بعد از حادثه هر دو مولد باید به خط دیگر توان راکتیو تزریق کنند تا مانع از فروپاشی ولتاژ شود. اکنون به جای تولید توان راکتیو، این خط ۱۰۷MVAr مصرف می‌کند. از سوی دیگر، تلفات توان اکتیو فقط تا ۱۵MW افزایش می‌یابد.



شکل ۵–۸ شارش توان اکتیو و راکتیو پیش و پس از حادثه در سیستم با دو باس

۵-۲-۲-۵ خدمات پایداری

همچنین گاهی بهره‌برداران سیستم ممکن است نیاز داشته باشند که سایر خدمات امنیّت شبکه را نیز از مولدها به دست آورند. برای مثال، *روش‌های هنگام خرابی*[1]، می‌توانند مسائل پایداری گذرا را کاهش دهد.

این روش‌ها اثری بر روی وضعیّت فعلی سیستم قدرت ندارند اما در زمان رخداد یک خرابی، به صورت خودکار برخی از تولیدها و یا برخی از بارها را برای حفظ پایداری سیستم از مدار خارج می‌کنند. به‌طور مشابه *پایدارسازهای سیستم قدرت*[2] تنظیمات جزئی را برای خروجی مولدها انجام می‌دهند تا نوسانات قابل انتشار در شبکه را میرا کنند. عمل این پایدارکننده‌ها، توان قابل انتقال را افزایش می‌دهد.

۵-۲-۳ بازیابی سیستم

با وجود بهترین تلاش‌های بهره‌بردار سیستم، یک اختلال گهگاه از کنترل خارج می‌شود و باعث فروپاشی همه سیستم قدرت می‌شود. در این حالت، بازیابی هر چه سریع‌تر سیستم به عملکرد عادی آن، بر عهده بهره‌بردار سیستم است. امّا راه‌اندازی مجدّد نیروگاه‌های حرارتی بزرگ، توان الکتریکی قابل توجّهی می‌طلبد که در صورت فروپاشی کامل سیستم در اختیار نیست. خوشبختانه برخی از انواع مولدها (مثلاً برق‌آبی‌ها و مولدهای دیزلی کوچک) به طور دستی یا با ذخیره باتری، قابل راه‌اندازی مجدّد هستند. بهره‌بردار سیستم باید از کفایت منابع راه‌اندازی مجدد، اطمینان حاصل کند تا بتواند بازیابی سریع خدمت را در هر زمانی تضمین کند. این خدمت جانبی معمولاً توانایی خودراه‌اندازی[3] نامیده می‌شود.

۵-۳ تأمین خدمات جانبی

در بخش قبل دیدیم که بهره‌بردار سیستم، برای حفظ امنیّت سیستم به برخی منابع نیاز دارد و بعضی از این منابع، باید از دیگر شرکت‌کنندگان در صنعت به شکل خدمات جانبی به دست آید. در این نقطه، نیازمند بررسی دو سازوکار برای تضمین وجود خدمات جانبی به میزان کافی برای بهره‌بردار سیستم می‌باشیم. اولین رهیافت این است که تأمین برخی از خدمات جانبی را اجباری

[1] Intertrip schemes
[2] Power system stabilizers
[3] black-start capability

کنیم. دومی مستلزم ایجاد یک بازار برای خدمات جانبی است. همان‌گونه که خواهیم دید هر دو رهیافت مزایا و معایبی دارند و انتخاب یکی از آنها، نه فقط به نوع خدمت جانبی، بلکه به طبیعت سیستم قدرت و پیشینه تاریخی آن وابسته است.

۵-۳-۱ تأمین اجباری خدمات جانبی

در این رهیافت، دسته‌ای از شرکت‌کنندگان صنعتی، به عنوان شرطی برای جواز اتصال به شبکه، باید نوع خاصی از خدمات جانبی را تأمین کنند. برای مثال، قوانین اتّصال ممکن است برای همه واحدهای تولیدی ایجاب کند که:

* به یک گاورنر با ضریب دروپ[1] ٤٪ مجهز شوند. این الزام تضمین می‌کند که همه واحدها سهمی یکسان در تنظیم فرکانس داشته باشند.

* قادر باشند با ضریب توانی در محدوده ۰/۸۵ پیش‌فاز تا ۰/۹ پس‌فاز کار کنند و به یک رگولاتور ولتاژ خودکار مجهّز باشند. این شرط الزام می‌کند که همه واحدها در رگولاسیون ولتاژ شرکت کنند و سهمی در پایداری ولتاژ داشته باشند.

این رهیافت کمترین فاصله را از عملکرد شرکت‌های خدمت‌رسانی یکپارچه عمودی نشان می‌دهد. همچنین تضمین می‌کند که منابع کافی برای حفظ امنیّت در اختیار می‌باشد. اگرچه اجبار، امری ساده است، ولی لزوماً یک سیاست اقتصادی خوب نیست، و مشکلات مشخصی در عمل پدید می‌آورد:

* این الزام‌ها ممکن است سبب سرمایه‌گذاری‌های غیرضروری شود و منابعی را فراتر از حد نیاز ایجاد کند. برای مثال همه مولدها نیاز ندارند برای حفظ امنیّت سیستم، در کنترل فرکانس شرکت کنند. مشابهاً همه مولدها لازم نیست به پایدارسازهای سیستم قدرت برای میراسازی نوسانات سیستم مجهّز باشند.

* این رهیافت، جایی برای نوآوری فنی یا مالی باقی نمی‌گذارد. در صورت اجبار تأمین‌کنندگان سنتی، با احتمال کمتری راه‌های جدید و کاراتر برای ارائه یک خدمت از سوی شرکت‌کنندگان در صنعت معرّفی می‌شود یا توسط بهره‌بردار سیستم جستجو می‌گردد.

* اجبار در میان عرضه‌کنندگان مورد علاقه نیست؛ زیرا تلقّی آنان این خواهد بود که به عرضه خدمتی مجبور شده‌اند که بر هزینه آنها می‌افزاید، بدون آنکه در ازای آن پرداختی به آنها صورت

[1] Droop coefficient

بگیرد. برای مثال مولدها مدعی هستند که تولید توان راکتیو، تلفات ماشین‌های سنکرون آنها را افزایش می‌دهد و گاهی میزان توان اکتیوی را که می‌توانند تولید کنند و بفروشند کاهش می‌دهد.

* برخی شرکت‌کنندگان ممکن است از ارائه برخی خدمات ناتوان باشند و یا قادر به ارائه مقرون به صرفه آنها نباشند. مثلاً واحدهای هسته‌ای، از ارائه خدماتی که مستلزم تغییرات سریع در خروجی توان اکتیو است، ناتوانند. واحدهای بسیار کارا نباید به منظور ارائه ذخیره، مجبور شوند که در کسری از توان خود کار کنند. اگر به طور مرکزی، مقدار ذخیره مورد نیاز را تعیین کنیم و تعداد کمی واحد حدی یا فراحدی[1] را برای ارائه آن مشخّص کنیم، هزینه به مراتب کمتری در بر خواهد داشت. بنابراین اجبار را در مورد همه خدمات یا حتی برای خدماتی که مناسب به نظر می‌رسد، نمی‌توان اعمال کرد. برخی شرکت‌کنندگان ممکن است نیاز به معافیّت داشته باشند. این معافیت‌ها باعث اعوجاج در رقابت می‌شود.

۵-۳-۲ بازار خدمات جانبی

با توجه به معایب اقتصادی و اشکالات عملی اجبار شرکت‌کنندگان به ارائه خدمات جانبی، معمولاً مطلوب است که سازوکار بازار را برای تأمین دست‌کم برخی از خدمات جانبی به راه اندازیم. شکل قابل ترجیح این بازار به خدمت جانبی مربوطه بستگی دارد. برای خدماتی که میزان مورد نیاز آنها، متغیّر نیست یا تغییر کمی در طی زمان دارد و نیز برای خدماتی که در دسترس بودن آنها توسط مشخصات تجهیزات معیّن می‌شود، قراردادهای بلندمدت ترجیح داده می‌شوند. توانایی خودراه‌اندازی، روش‌های هنگام خرابی، پایدارسازهای سیستم قدرت و تنظیم فرکانس نوعاً تحت قراردادهای بلندمدت تأمین می‌شوند. از سوی دیگر، برای خدماتی که مقدار نیاز به آنها تغییرات قابل توجهی در طی روز دارد، بازار لحظه‌ای مورد نیاز است. پیشنهادهای مربوط به این خدمات، به دلیل برهم‌کنش با بازار انرژی، پیوسته تغییر می‌کنند. برای مثال دست‌کم بخشی از خدمات ذخیره ضروری غالباً از طریق یک سازوکار بازار کوتاه‌مدت تأمین می‌شود. اما بهره‌بردار سیستم معمولاً در پی این است که ریسک کمبود ظرفیّت ذخیره یا اجبار به پرداخت بالا برای این ظرفیّت را کاهش دهد. بدین منظور قراردادهای بلندمدتی برای ارائه منعقد می‌کند. همچنین در یک بازار

[1] Extra-marginal

بالغ[1]، تأمین‌کنندگان خدمات ذخیره ممکن است ترکیبی از قراردادهای بلندمدت و کوتاه‌مدت را مناسب بیابند.

بازارها سازوکارهای انعطاف‌پذیرتر و از لحاظ اقتصادی کاراتری را نسبت به اجبار برای تأمین خدمات جانبی ارائه می‌دهند. به هرحال، هنوز معلوم نیست که آیا رهیافت بازار محور، قابل اعمال به همه خدمات جانبی هست یا نه؟ در برخی موارد، تعداد شرکت‌کنندگانی که واقعاً قادر به تأمین خدمات جانبی خاصی هستند، چنان اندک است که امکان سوء استفاده از قدرت بازار، مانع از تأمین این خدمات جانبی به صورت رقابتی می‌شود. برای مثال، در برخی مکان‌های دور در شبکه انتقال، ممکن است فقط یک واحد تولیدی بتواند به طرز مؤثری با تولید توان راکتیو در موارد اضطراری، پشتیبانی ولتاژ انجام دهد. در این حالت بازار توان راکتیو باید به شدت کنترل گردد تا از آن سوء استفاده نشود.

۵-۳-۳ تأمین خدمات جانبی از جانب تقاضا

قبل از ایجاد رقابت در تأمین برق، واحدهای تولیدی در مالکیّت شرکت‌های خدمت رسانی یکپارچه عمودی بود که مجازاً همه خدمات جانبی را تأمین می‌کردند. متأسفانه هنوز تعاریف خدمات جانبی در بسیاری از بازارهای برق، منعکس‌کننده این عملکرد است. در یک محیط واقعاً رقابتی، بهره‌بردار سیستم نباید برای مولدها در تأمین خدمات جانبی تا زمانی که تأمین‌کنندگان دیگر می‌توانند آن خدمات را با همان کیفیّت ارائه کنند، اجبار یا محرکی وضع کند. تشویق عرضه‌کنندگان به پیشنهاد خدمات جانبی مزایای زیادی دارد. اول اینکه تعداد بیشتر عرضه‌کنندگان، رقابت را در بازار خدمات جانبی افزایش می‌دهد. دوم اینکه از یک منظر فراگیر اقتصادی، تأمین خدمات جانبی از سمت تقاضا استفاده از منابع را بهبود می‌دهد. برای مثال اگر بارهای قطع‌پذیر بخشی از نیاز به ذخیره را برآورده سازند، لازم نیست بخشی از ظرفیّت تولید نگه‌داشته شود. در آن صورت، می‌توان واحدهای تولیدی را برای تولید انرژی الکتریکی یعنی برای همان منظور اصلی که برای آن طراحی شده‌اند به کار برد. اگر با پیشرفت فناوری‌های تولید، ترکیبی از واحدهای غیرقابل انعطاف بزرگ و تولید تجدیدپذیر میسر شود، ممکن است لازم شود که منابع کنترل سیستم از سمت تقاضا پدید آیند. نهایتاً اینکه ممکن است سمت تقاضا نسبت به برخی واحدهای بزرگ تولیدی دیگر، عرضه‌کننده قابل اطمینان‌تری برای ارائه برخی از خدمات جانبی باشد. در

[1] Mature market

واقع احتمال اینکه سمت تقاضا در تأمین یک خدمت ضروری به موقع، ناتوان بماند، کمتر است. این خدمت ممکن است با ترکیب تعداد زیادی بار نسبتاً کوچک که احتمال خرابی همزمان همه آنها نسبت به یک واحد تولیدی بزرگ، بسیار کمتر است تأمین شود.

احتمالاً سمت تقاضا بیشترین رقابت را در ارائه انواع خدمات ذخیره داراست. همچنین برخی مصرف‌کنندگان (مثلاً آنهایی که بارهای بزرگ پمپ آب با درایوهای سرعت متغیر دارند) ممکن است قادر به رقابت در تأمین تنظیم فرکانس باشند.

۵-۴ خرید خدمات جانبی

در ابتدای این فصل بحث کردیم که هدف از خدمات جانبی، حفظ امنیّت سیستم در رویارویی با حوادث غیرمترقبه است. امنیّت، یک مفهوم «سیستمی» است و باید به صورت مرکزی مدیریّت شود. بنابراین بهره‌بردار سیستم مسؤول خرید خدمات از طرف کاربران سیستم می‌باشد. اگر یک سازوکار بازار، برای تأمین خدمات جانبی پذیرفته شده باشد، بهره‌بردار سیستم باید به تأمین کنندگان این خدمات، پول پرداخت کند. آنگاه باید این هزینه را از کاربران بگیرد. از آنجا که مبالغ مربوطه کم نیست، کاربران احتمالاً این فرایند خرید را با دقت زیر نظر دارند. آنها باید قانع شوند که میزان بهینه خدمات، خریداری و قیمت مناسب به ازای آن پرداخت شده است و هر کاربری سهم عادلانه خود را از هزینه خدمات جانبی می‌پردازد.

۵-۴-۱ برآورد نیازها

در حالت ایده‌آل، سطح امنیّت فراهم شده از طریق خرید خدمات جانبی باید از راه تحلیل هزینه/فایده[1] تعیین شود. با این تحلیل، سطح امنیّت، در نقطه بهینه آن تنظیم می‌شود که در آن هزینه حدی[2] افزایش امنیّت، مساوی ارزش حدی[3] آن است. در حالی که هزینه حدی را می‌توان به راحتی اندازه گرفت، محاسبه ارزش حدی دشوارتر است. ارزش حدی، بیشتر بیانگر هزینه مورد انتظار برای مصرف‌کنندگان، در اثر قطع بار است که از طریق امنیّت سیستم از وقوع آن اجتناب می‌شود. از آنجا که اجرای یک تحلیل هزینه/فایده در هر موردی عملی نیست، استانداردهای امنیّت با تقریب حل بهینه توسعه یافته‌اند. معمولاً در این استانداردها حوادثی که سیستم باید بتواند تحمل

[1] Cost/benefit analysis
[2] Marginal cost
[3] Marginal value

کند، معین می‌شود. در رابطه با این استانداردها و به منظور کمک به بهره‌بردار سیستم در مدیریّت سیستم قدرت، مدل‌های پیچیده و ابزارهای محاسباتی توسعه یافته‌اند تا میزان خدمات جانبی لازم را برای نیل به این هدف، محاسبه نمایند. بحث از این فناوری‌ها، خارج از حوصله این کتاب است. خواننده علاقمند، می‌تواند به (Billinton and Allan، ۱۹۹۶) برای یک بحث مفصّل درباره روش‌های محاسبه الزامات ذخیره مراجعه نماید. روشی برای تعیین و تخصیص نیازها برای پشتیبانی توان راکتیو در (Pudjianto، ۲۰۰۲) توصیف شده است.

اگر هزینه اجرایی سیستم به سادگی بر کاربران تحمیل شود، بهره‌برداران سیستم ممکن است تصمیم به خرید بیش از نیاز خدمات جانبی بگیرند. در اختیار داشتن منابع بیشتر برای فراخوان در زمان مشکل، سیستم را برای عملکرد آسانتر و با اضطراب کمتر، کمک می‌کند. به این دلیل مطلوب است که روشی انگیزشی، بهره‌بردار سیستم را به کمینه کردن هزینه خرید خدمات جانبی و محدود ساختن میزان خرید به میزان واقعی مورد نیاز آن برای حفظ امنیّت تشویق کند.

۵-۴-۲ بهینه‌سازی همزمان انرژی و ذخیره در یک بازار برق متمرکز

تنظیم قیمت برای خدمات جانبی در سطح مناسب، آسان نیست؛ زیرا فروش یک خدمت جانبی خاص معمولاً قابل جداسازی از فروش انرژی الکتریکی یا سایر خدمات نیست. در اوّلین سالهای شکل‌گیری بازارهای رقابتی برق، این مسأله چندان درک نشده بود. انرژی و هر نوع ذخیره در بازارهای جدا مبادله می‌شدند. این بازارها به طور متوالی بر اساس سرعت پاسخ هر خدمت، تسویه می‌شدند. برای مثال بازار برای ذخیره اوّلیه[1] ابتدا تسویه می‌شد و پس از آن بازار ذخیره ثانویه[2] و نهایتاً بازار انرژی تسویه می‌گردید. ایده این بود که منابعی که در یک بازار موفق نبودند، می‌توانستند در بازارهای دیگری پیشنهاد داده شوند که در آنها الزامات عملکردی چندان سخت نیست. پیشنهادهایی که در یک بازار موفق بوده‌اند، در بازارهای بعدی در نظر گرفته نمی‌شوند. تجربه نشان داده است که این رهیافت به مشکل منجر می‌شود. از همان رو این رهیافت متروک ماند. برای جزئیات بیشتر در مورد این مسأله به (Oren، ۲۰۰۲) مراجعه نمایید.

اکنون اجماع کلی وجود دارد که انرژی و ذخیره باید در بازارهای مشترک پیشنهاد داده شوند و این بازارها باید همزمان تسویه گردند؛ تا هزینه کلّی تأمین انرژی و ذخیره کمینه شود. این بهینه‌سازی

[1] Primary reserve
[2] Secondary reserve

همزمان، به دلیل برهم‌کنش شدید بین عرضه انرژی و تأمین ذخیره ضروری است. برای به دست آوردن درک شهودی بیشتری از این برهم‌کنش، در نظر بگیرید که برای ارائه ذخیره چرخان، مولدها باید در سطحی کمتر از توان نامی کار کنند. این عملکرد نتایج زیر را در پی دارد:

* مولدهایی که به طور جزئی زیر بار رفته‌اند، نمی‌توانند حداکثر انرژی ممکن خود را به فروش برسانند.
* برای برآوردن تقاضا، بقیه مولدها که معمولاً گران‌تر هستند باید انرژی بیشتری تولید کنند.
* راندمان مولدهای ارائه کننده ذخیره چرخان، کمتر از زمانی است که حداکثر تولید خود را دارا هستند؛ لذا این مولدها باید مبالغ دریافتی بیشتری برای انرژی تولیدی خود داشته باشند.

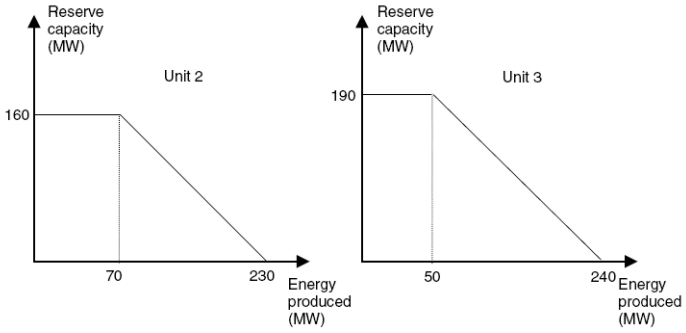
بنابراین برآوردن الزامات ذخیره، ممکن است قیمت انرژی الکتریکی را افزایش دهد. در بقیه این بخش، مثال‌های ساده‌ای را به کار می‌بریم تا ببینیم که چگونه بهینه‌سازی همزمان در بازار برق مرکزی این هزینه اضافی را کمینه می‌کند، در حالی که تضمین شود مولدی که به جای انرژی، ذخیره عرضه می‌کند زیانی نمی‌بیند. برای بحث بیشتر درباره این موضوع، Reed (۱۹۹۵) را بنگرید.

۵-۴-۲-۱ مثال ۵-۶

یک بازار برق کوچک را در نظر بگیرید که تقاضا در آن بین ۳۰۰MW و ۷۲۰MW متغیر است. برای سادگی، فرض می‌کنیم که فقط یک نوع ذخیره مورد نیاز است و ۲۵۰MW از این ذخیره برای حفظ امنیّت سیستم در هر شرایط باری لازم است. چهار مولد به این سیستم متّصل هستند و جدول ۵-۲ مشخصات مربوطه آنها را نشان می‌دهد.

جدول ۵-۲ هزینه حدی، خروجی بیشینه و قابلیّت ذخیره واحدهای تولیدی مثال ۵-۶

واحد تولیدی	هزینه حدی انرژی ($/MWh)	بیشینه تولید (MW)	بیشینه ذخیره (MW)
۱	۲	۲۵۰	صفر
۲	۱۷	۲۳۰	۱۶۰
۳	۲۰	۲۴۰	۱۹۰
٤	۲۸	۲۵۰	صفر



شکل ۵-۹ میزان ذخیره‌ای که واحدهای تولیدی ۲ و ۳ به عنوان تابعی از انرژی تولیدی خود می‌توانند ارائه دهند.

فرض می‌شود این مولدها دارای هزینه حدی ثابتی باشند و به ترتیب درجه شایستگی، رتبه‌بندی شوند. با وجود ظرفیت‌های یکسان، توانایی‌های این مولدها در ارائه ذخیره کاملاً متفاوت است. واحدهای ۱ و ٤ هیچ ذخیره‌ای که الزامات مورد نظر بهره‌بردار سیستم را برآورده سازد، ارائه نمی‌کنند. از سوی دیگر، مقدار ذخیره‌ای که واحدهای ۲ و ۳ می‌تواند ارائه کنند، نه تنها به ظرفیّت آنها محدود است؛ بلکه به توانایی آنها در پاسخ دادن نیز محدود می‌شود. شکل ۵-۹ میزان ذخیره قابل ارائه را به عنوان تابعی از میزان انرژی تولیدی نشان می‌دهد. ما از همه محدودیّت‌ها و پیچیدگی‌های مربوط به کمترین تولید پایدار این واحدها صرف‌نظر می‌کنیم.

فرض خواهیم کرد که این بازار بر اساس یک مدل متمرکز عمل کند. پیشنهادهای مولدها برای تولید انرژی، مساوی هزینه حدی آنهاست و در قوانین بازار، پیشنهادهای جداگانه‌ای برای ذخیره لحاظ نمی‌شود. این فرض آخر در صورتی منطقی است که مولدها، در ارائه ذخیره هزینه مستقیم دیگری را متحمّل نشوند. بهره‌بردار برای تسویه بازار، باید برنامه‌ریزی تولیدی را معیّن کند که هزینه تولید (بر اساس پیشنهادها) را کمینه می‌سازد و نیز قیود بهره‌برداری را رعایت می‌کند. صورت مسأله را می‌توان اینگونه بیان کرد:

توان تولیدی هر چهار مولد ($P_۱, P_۲, P_۳, P_۴$) و میزان ذخیره‌ای را که توسط همین واحدها ارائه می‌شود ($R_۱, R_۲, R_۳, R_۴$)، طوری بیابید که:

$$۲P_۱ + ۱۷P_۲ + ۲۰P_۳ + ۲۸P_۴ \qquad (۲-۵)$$

را با رعایت قیود زیر کمینه نماید:

تعادل تولید و تقاضا:

$$P_۱ + P_۲ + P_۳ + P_۴ = D \qquad (۳-۵)$$

کمترین الزام برای ذخیره:

$$R_۱ + R_۲ + R_۳ + R_۴ \geq ۲۵۰ \qquad (٤-۵)$$

محدودیّت تولید واحدهای تولیدی:

$$۰ \leq P_۱ \leq ۲۵۰ \qquad (۵-۵)$$
$$۰ \leq P_۲ \leq ۲۳۰$$
$$۰ \leq P_۳ \leq ۲۴۰$$
$$۰ \leq P_۴ \leq ۲۵۰$$

محدودیّت قابلیّت ذخیره واحدهای تولیدی:

$$R_۱ = ۰ \qquad (٦-۵)$$
$$۰ \leq R_۲ \leq ۱۶۰$$
$$۰ \leq R_۳ \leq ۱۹۰$$
$$R_۴ = ۰$$

محدودیّت ظرفیّت واحدهای تولیدی:

$$P_۱ + R_۱ \leq ۲۵۰ \qquad (۷-۵)$$
$$P_۲ + R_۲ \leq ۲۳۰$$
$$P_۳ + R_۳ \leq ۲۴۰$$
$$P_۴ + R_۴ \leq ۲۵۰$$

هر بسته برنامه‌ریزی خطی می‌تواند این مسأله را به راحتی حل کند. جدول ۵-۳ نتایج را برای مقادیر مختلف تقاضای D در بازه ۳۰۰ تا ۷۲۰MW نشان می‌دهد. چنان بسته‌ای علاوه بر یافتن گسیل اقتصادی انرژی و ذخیره، متغیرهای دوگان یا ضرائب لاگرانژ مربوط به هر قید را نیز محاسبه می‌کند.

ضرائب لاگرانژ مربوط به قید تعادلِ تولید- تقاضا، هزینه حدی تولید انرژی الکتریکی را به دست می‌دهد. مشابهاً، ضریب مربوط به قید کمترین الزام ذخیره، هزینه حدی تأمین ذخیره را می‌دهد. در یک بازار متمرکز، این هزینه‌های حدی به عنوان قیمت‌های تسویه بازار برای انرژی و ذخیره در نظر گرفته می‌شوند.

جدول ۵-۳ حل مسأله بهینه‌سازی برای مثال ۵-۶ برای محدوده‌ای از مقادیر تقاضا. هر خط در این جدول به یک زیر بازه تعلق دارد که در آن فقط خروجی یکی از واحدها تغییر می‌کند.

$R_۴$	$P_۴$	$R_۳$	$P_۳$	$R_۲$	$P_۲$	$R_۱$	$P_۱$	تقاضا
(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)
۰	۰	۱۹۰	۰	۶۰	۱۷۰-۵۰	۰	۲۵۰	۴۲۰-۳۰۰
۰	۰	۱۹۰	۵۰-۰	۶۰	۱۷۰	۰	۲۵۰	۴۷۰-۴۲
۰	۲۵۰-۰	۱۹۰	۵۰	۶۰	۱۷۰	۰	۲۵۰	۷۲۰-۴۷۰

برای این مثال ساده، می‌توانیم به راحتی راه حل را با دست امتحان کنیم و درک بهتری از معنای فیزیکی قیمت ذخیره و رشد آن با تغییر تقاضا به دست آوریم.

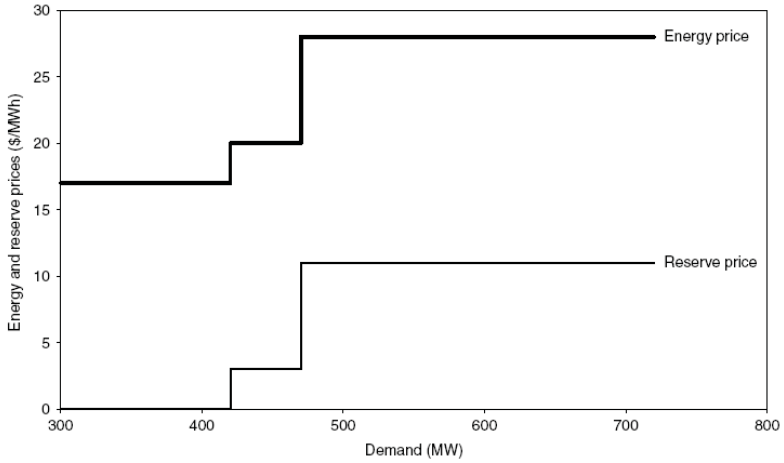
با فرض اینکه کمترین بار ۳۰۰MW باشد و واحد ۱ کمترین هزینه حدی عملیاتی را داشته باشد و نتواند ذخیره ارائه دهد، فوراً نتیجه می‌گیریم که این واحد باید بیشترین خروجی خود را که ۲۵۰MW است، برای همه مقادیر تقاضا تولید کند. از آنجا که واحدهای ۲ و ۳ تنها واحدهایی هستند که می‌توانند ذخیره ارائه دهند و از آنجا که واحد ۲ حداکثر ۱۶۰MW می‌تواند عرضه کند، واحد ۳ باید حداقل ۹۰MW تأمین کند. با فرض اینکه ظرفیّت این واحد، ۲۴۰MW باشد، تولید انرژی آن باید کمتر از ۱۵۰MW باشد.

$$۰ \le P_۳ \le ۱۵۰ \qquad (۸-۵)$$

مشابهاً از آنجا که واحد ۳ می‌تواند حدّاکثر ۱۹۰MW ذخیره ارائه کند، واحد ۲ باید حدّاقل ۶۰MW عرضه نماید. بنابراین تولید انرژی آن به ۱۷۰MW محدود است:

$$۰ \le P_۲ \le ۱۷۰ \qquad (۹-۵)$$

برای تقاضا بین ۳۰۰ و ۴۲۰ مگاوات، واحد ۲ مولد حدی است و بین۵۰MW و ۱۷۰MW تولید می‌کند، این همان توانی است که توسط واحد ۱ تأمین نمی‌شود، زیرا واحد ۱ در خروجی کامل خود، یعنی ۲۵۰MW کار می‌کند. هزینه حدی واحد ۲، قیمت انرژی را در ۱۷$/MWh تعیین می‌کند. در این بازه از تقاضا، قید نامساوی، برای کمترین الزام ذخیره، مقیّدکننده نیست؛ زیرا واحدهای ۲ و ۳ بیش از این حد نیاز، ذخیره ارائه می‌کنند. بنابراین قیمت ذخیره صفر است.



شکل ۵–۱۰ قیمت‌های انرژی و ذخیره برای شرائط مثال ۵–۶

با افزایش تقاضا از ٤٢٠ به ٤٧٠MW، تولید واحد ۲ به سقف ۱۷۰MW محدود می‌شود؛ زیرا باید حداقل ٦٠MW ذخیره ارائه کند. واحد ۳ مولد حدی می‌شود. و به تدریج، خروجی خود را از صفر تا ۵۰MW افزایش می‌دهد. بنابراین قیمت انرژی در هزینه حدی واحد ۳ تنظیم می‌شود که ۲۰$/MWh است. برای تعیین قیمت ذخیره باید دریابیم که یک مگاوات اضافی ذخیره از کجا می‌آید و هزینه آن چقدر است؟ شکل ۵–۹ نشان می‌دهد که در این بازه از خروجی، واحد ۳، به میزان ۱۹۰MW ذخیره ارائه می‌کند که بیشترین توانایی آن تحت هر شرایطی است. برای دریافت یک مگاوات اضافی ذخیره بیشتر از الزام ۲۵۰MW، باید خروجی واحد ۲ را یک مگاوات کاهش دهیم. پس این واحد به جای تولید ۱۷۰MW، باید ١٦٩MW تولید کند. برای جبران این کاهش، باید خروجی واحد ۳ را یک مگاوات افزایش دهیم. این یک مگاوات اضافی از واحد ۳، $۲۰ هزینه خواهد داشت، در حالی که کاهش خروجی واحد ۲، $۱۷ پس‌انداز خواهد کرد. هزینه خالص یک مگاوات اضافی ذخیره و بنابراین قیمت ذخیره، برابر خواهد بود با $۳ / MWh = ۱۷ − ۲۰.

با افزایش تقاضا از ٤٧٠ به ۷۲۰MW، واحد ٤ مولد حدّی می‌گردد و تولید آن از صفر به ۲۵۰MW افزایش می‌یابد. قید ذخیره، انرژی تولیدی واحدهای ۲ و ۳ را به ترتیب در ۱۷۰ و ۵۰MW نگه‌می‌دارد. در این بازه، قیمت انرژی ۲۸$/MWh می‌باشد.

قیمت ذخیره به ۱۱$/MWh افزایش می‌یابد. زیرا برای ارائه یک مگاوات بیشتر ذخیره، نیاز داریم که خروجی واحد ۲ را به میزان۱MW کاهش و تولید واحد ٤ را به همین میزان افزایش دهیم. هزینه این گسیل مجدد حدّی، قیمت ذخیره را در $۱۱/MWh = ۱۷ - ۲۸$ تنظیم می‌کند.

شکل ۵-۱۰ خلاصه قیمت‌های انرژی و ذخیره را برای بازه‌های مختلف تقاضا شرح می‌دهد.

اکنون درآمد جمع شده توسط واحدهای تولیدی، هزینه تحمیل شده بر آنها و سود تولید انرژی و ارائه برای آنها را محاسبه می‌کنیم. این تحلیل در مورد خاص واحد ۱ مورد علاقه نیست زیرا این واحد همواره در بار کامل کار می‌کند و انرژی خود را در قیمتی می‌فروشد که توسط قیمت حدی دیگر مولدها تعیین می‌شود. از آنجا که هزینه حدی خود آن همیشه کمتر از این قیمت است، همواره سود کسب می‌کند.

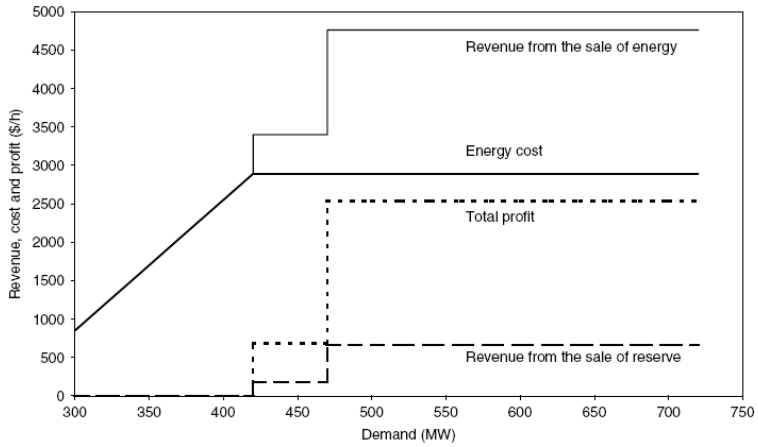
در بازه تقاضای بین ۳۵۰ تا ٤۲۰MW، قیمت بازاری انرژی، مساوی قیمت پیشنهادی واحد ۲ است و از آنجا که فرض می‌کنیم همه مولدها در هزینه حدی تولیدی خود پیشنهاد می‌دهند، این واحد سود اقتصادی از فروش انرژی حاصل نمی‌کند. با فرض اینکه قیمت ذخیره صفر است، این واحد بابت ارائه ذخیره نیز سودی به دست نمی‌آورد. از سوی دیگر، وقتی تقاضا در بازه ٤۲۰ تا ٤۷۰MW است، اگر چه واحد ۲ دارای هزینه حدی کمتری از دیگر واحدهاست، خروجی آن به دلیل قید الزام ذخیره، محدود به ۱۷۰MW است. آنگاه واحد ۳ مولد حدی انرژی نیز هست. قیمت انرژی از ۱۷$/MWh به ۲۰$/MWh جهش می‌کند. یعنی واحد ۲ سودی برابر با ۳$/MWh خواهد داشت. در نگاه اول ممکن است پنداشته شود که با مالک واحد ۲ غیرعادلانه رفتار می‌شود؛ زیرا قید ذخیره، او را از فروش ٦۰MWh انرژی که می‌تواند تولید کند، باز می‌دارد، چون در قیمت پایین‌تری از واحد۳ پیشنهاد داده است. مشاهده کنید که به هر حال، قیمت ذخیره در این بازه تقاضا، ۳$/MWh است و واحد ۲، ٦۰MW ذخیره ارائه می‌دهد. درآمدی که از ذخیره کسب می‌کند، دقیقا مساوی هزینه فرصت[1] عدم فروش انرژی است. لذا برای مالک واحد ۲ فرقی ندارد که انرژی بیشتری تولید کند یا ذخیره ارائه دهد. در همین بازه تقاضا، واحد ۳ از فروش انرژی سود اقتصادی کسب نمی‌کند؛ زیرا مولد حدی است. از سوی دیگر، سودی برابر با ۳$/MWh از ارائه ذخیره به دست می‌آورد؛ زیرا واحد ۲، ارائه‌کننده حدی ذخیره است.

وقتی تقاضا از ٤۷۰MW فراتر می‌رود، واحد ٤ مولد حدی می‌شود و قیمت انرژی را در ۲۸$/MWh تنظیم می‌کند. لذا واحد ۲ سود ۱۱$/MWh را برای هر ۱۷۰MW که مجاز به تولید آن

[1] Opportunity cost

است، دریافت می‌کند. مالکان آن در مورد محدودیّت ذخیره‌ای که روی خروجی واحد آنها تحمیل می‌شود، نگران نیستند. زیرا سودی برابر با ۱۱$/MWh برای هر مگاوات ذخیره دریافت می‌دارند. در این بازه از تقاضا، واحد ۲ همچنان ارائه‌کننده حدی ذخیره است. از سوی دیگر واحد ۳ سودی برابر با ۸$/MWh برای تولید انرژی و سود ۳$/MWh برای ارائه ذخیره به دست می‌آورد؛ زیرا نه در انرژی و نه در ذخیره، واحد حدی نیست.

شکل ۵-۱۱ درآمد واحد ۲ را از فروش انرژی و ذخیره و نیز هزینه‌تولید انرژی مذکور و سود کلی این تولیدکننده را نشان می‌دهد.



شکل ۵-۱۱ درآمدها، هزینه و سود واحد ۲ در مثال ۵-٦، برای یک محدوده تقاضا

۵-۴-۲-۲ مثال ۵-۷

فرض کنیم قوانین بازار در مثال قبلی به گونه‌ای باشد که هزینه تحمیل شده بر مولدها را هنگام ارائه ذخیره لحاظ کند. این هزینه ممکن است منعکس‌کننده کاهش بهره‌وری واحدهایی باشد که در کمتر از توان نامی خود کار می‌کنند، یا بیانگر هزینه‌های اضافی تعمیر و نگهداری، ناشی از ارائه ذخیره باشد. لذا به مولدها اجازه داده می‌شود که پیشنهادهای جداگانه‌ای در بازار ذخیره ارسال کنند. در یک بازار رقابتی با رقابت ناکامل، این پیشنهادها بیانگر هزینه حدی عرضه ذخیره نیست؛ اما ممکن است منعکس‌کننده ارزشی باشد که مولدها می‌پندارند بازار برای ذخیره ارائه شده از طرف آنها قائل است. همچنین فرض می‌کنیم که واحد ٤ می‌تواند ۱۵۰MW ذخیره ارائه کند. جدول ۵-٤ پیشنهادهایی را نشان می‌دهد که مولدها به همراه مشخصات خود ارسال کرده‌اند.

با فرض اینکه اکنون مولدها صریحاً برای ارائه ذخیره پیشنهاد می‌دهند، تابع هدف مسأله بهینه‌سازی که بهره‌بردار بازار باید حل کند عبارت است از:

$$\min(۲P_۱ + ۱۷P_۲ + ۲۰P_۳ + ۲۸P_۴ + ۰R_۱ + ۰R_۲ + ۵R_۳ + ۷R_۴) \qquad (۱۰-۵)$$

به غیر از قید بیشترین ذخیره واحد ٤ که توسط رابطه ۵-۱۱ نشان داده شده است، بقیه قیود همانند قیود مثال ۵-٦ است.

$$۰ \le R_۴ \le ۱۵۰ \qquad (۱۱-۵)$$

جدول ۵-۵ برنامه تولید را در شرایط این مثال، بیان می‌کند، شکل ۵-۱۲ روند قیمت انرژی و ذخیره را نشان می‌دهد.

این مسأله را اینگونه تحلیل می‌کنیم: وقتی تقاضا در بازه ۳۰۰ تا ۳۲۰MW است، واحد ۱ در ظرفیّت بیشینه خود، ۲۵۰MW کار می‌کند؛ در حالی که واحد ۲ بقیّه تقاضا را برآورده می‌سازد و بنابراین، این واحد، مولد حدی است؛ لذا قیمت انرژی ۱۷$/MWh است. واحد ۲ بیشترین مقدار ذخیره خود را ارائه می‌کند (۱٦۰MW) زیرا قصد دارد که این ذخیره را بدون هزینه ارائه دهد. واحد ۳ ارائه‌کننده حدی است؛ زیرا بقیه الزام ذخیره را برآورده می‌سازد. بنابراین، قیمت ذخیره برابر با ۵$/MWh است. واحد ۲ سودی برابر با ۵$/MWh برای ذخیره به دست می‌آورد. در حالی که واحد ۳ فقط هزینه خود را جبران می‌کند.

جدول ۵-٤ هزینه حدی انرژی و ذخیره، خروجی بیشینه و قابلیّت ذخیره واحدهای تولیدی مثال ۵-۷

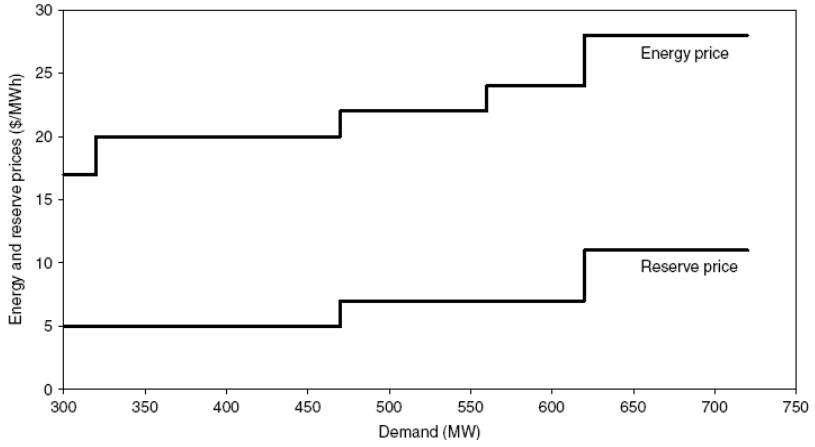
واحدهای تولیدی	هزینه حدی انرژی ($/MWh)	هزینه حدی ذخیره ($/MWh)	P^{max} (MW)	R^{max} (MW)
۱	۲	۰	۲۵۰	۰
۲	۱۷	۰	۲۳۰	۱٦۰
۳	۲۰	۵	۲٤۰	۱۹۰
٤	۲۸	۷	۲۵۰	۱۵۰

در بازه تقاضای ۳۲۰ تا ٤٧٠MW، خروجی واحد ۲ در ۷۰MW نگه داشته می‌شود؛ به طوری که می‌تواند ١٦٠MW ذخیره ارائه کند. واحد ۳ مولد حدی انرژی است و قیمت را در ۲۰$/MWh تنظیم می‌کند. واحد۳ همچنین مولد حدی ذخیره است و لذا قیمت ذخیره در ۵$/MWh می‌ماند. واحد ۲ سود ۳$/MWh را به ازای فروش انرژی و سود ۵$/MWh را در قبال فروش ذخیره به دست می‌آورد. لذا این واحد از محدود شدن میزان انرژی که می‌فروشد، بهره می‌برد.

اگر تقاضا از ٤٧٠ به ٥٦٠MW افزایش یابد، واحد ۲ به تولید ۷۰MW و ارائه ١٦٠MW ذخیره ادامه می‌دهد. واحد ۳ مولد حدی انرژی الکتریکی است. با افزایش انرژی تولیدی، باید سهم آن در ذخیره کم شود. واحد ٤ این کاهش را جبران می‌کند. در این حالت قیمت انرژی، مساوی هزینه حدی واحد ۳ نیست؛ زیرا افزایش تولید انرژی واحد ۳ بر روی تخصیص ذخیره اثر می‌گذارد. تولید یک مگاوات اضافی با واحد ۳، هزینه‌ای برابر با ۲۰$/MWh در بر دارد، امّا سهم آن در ذخیره را به همین میزان می‌کاهد. بنابراین ۵$/MWh پس‌انداز می‌کند. این مگاوات ذخیره با واحد ٤ و در هزینه‌ای برابر با ۷$/MWh ارائه می‌شود؛ لذا قیمت انرژی $۲۰-۵+۷=۲۲\$/\mathrm{MWh}$ است که مساوی هزینه حدی تولید هیچ‌کدام از مولدها نیست. بنابراین واحد ۳، در ازای انرژی تولیدی، مبلغ ۲$/MWh بالاتر از هزینه حدی به دست می‌آورد. قیمت ذخیره ۷$/MWh می‌باشد؛ زیرا مولد حدی واحد ٤ است. مشاهده کنید که در واقع این راه حل بهینه است. برای نگه‌داشتن خروجی واحد ۳ در ١٥٠MW، به طوری که این واحد بتواند ۹۰MW نیز ذخیره ارائه کند، لازم است تولید انرژی واحد ٤ افزایش یابد. این رهیافت به علت هزینه تولید انرژی اضافه، به میزان ۸$/MWh گران‌تر است، در حالی که صرفه‌جویی در ارائه ذخیره تنها ۲$/MWh خواهد بود.

جدول ۵–۵ حل مسأله بهینه‌سازی برای مثال ۵–۶ برای محدوده‌ای از مقادیر تقاضا. هر خط در این جدول به یک زیربازه تعلق دارد که در آن فقط خروجی یکی از واحدها تغییر می‌کند. (مقادیر بر حسب مگاوات می‌باشند.)

تقاضا	P_1	R_1	P_2	R_2	P_3	R_3	P_4	R_4
۳۲۰–۳۰۰	۲۵۰	۰	۷۰–۵۰	۱۶۰	۰	۹۰	۰	۰
۴۷۰–۳۲۰	۲۵۰	۰	۷۰	۱۶۰	۱۵۰–۰	۹۰	۰	۰
۵۶۰–۴۷۰	۲۵۰	۰	۷۰	۱۶۰	۲۴۰–۱۵۰	۹۰–۰	۰	۹۰–۰
۶۲۰–۵۶۰	۲۵۰	۰	۱۳۰–۷۰	۱۶۰–۱۰۰	۲۴۰	۰	۰	۱۵۰–۹۰
۷۲۰–۶۲۰	۲۵۰	۰	۱۳۰	۱۰۰	۲۴۰	۰	۱۰۰–۰	۱۵۰



شکل ۵–۱۲ قیمت‌های انرژی و ذخیره برای شرائط مثال ۵–۷

برای بازه تقاضا بین ۵۶۰ تا ۶۲۰MW، واحد ۳ ظرفیّت بیشینه خود، یعنی۲۴۰MW را تولید می‌کند و لذا نمی‌تواند ذخیره‌ای ارائه دهد. جالب است که واحد ۲ بازهم مولّد حدی انرژی می‌شود. امّا قیمت انرژی ۱۷$/MWh نیست؛ بلکه ۲۴$/MWh می‌باشد. در حالی که تولید یک مگاوات اضافی با واحد ۲، ۱۷$/MWh هزینه دارد، سهم آن را از ذخیره به همین میزان می‌کاهد. با این حال پولی

پس‌انداز نمی‌شود؛ زیرا واحد ۲ قصد دارد ذخیره را رایگان ارائه دهد. مگاوات جبران‌کننده ذخیره توسط واحد ٤ با هزینه ۷$/MWh تأمین می‌شود. لذا قیمت انرژی $۱۷+۷=۲۴\$/MWh$ خواهد بود. قیمت ذخیره ۷$/MWh باقی می‌ماند زیرا واحد ٤ تأمین‌کننده حدی است.

نهایتاً، برای تقاضا در فاصله ٦۲۰ تا ۷۲۰MW، واحدهای ۲ و ۳ به ترتیب ۱۳۰ و ۲٤۰MW تولید می‌کنند. در این حالت، واحد ٤ مولد حدّی انرژی است، در حالی که واحد ۲ تأمین‌کننده ذخیره حدی است. لذا قیمت انرژی ۲۸$/MWh است. قیمت ذخیره ۱۱$/MWh است؛ زیرا برای به دست آوردن یک مگاوات اضافی ذخیره، باید تولید واحد ۲ را کاهش دهیم (که باعث صرفه‌جویی به اندازه ۱۷$/MWh می‌شود) و خروجی واحد ٤ را (با هزینه ۲۸$/MWh) افزایش دهیم.

هر دو مثال نشان می‌دهند که می‌توان بازارهای انرژی و ذخیره را همزمان به گونه‌ای تسویه کرد تا هزینه را برای مصرف‌کنندگان کمینه کند، الزامات امنیّت را برآورده سازد و نیز رفتاری عادلانه را برای تأمین‌کننده‌های خدمات انرژی و ذخیره تضمین کند.

۵-۴-۳ تخصیص هزینه‌ها

همه مصرف‌کنندگان ارزش یکسانی برای امنیّت سیستم قائل نیستند. مثلاً هزینه قطع خدمات برای یک کارخانه نیمه‌هادی یا کاغذسازی نسبت به هزینه‌ای که برای مصرف‌کننده خانگی در بر دارد، بسیار بیشتر است. برخی مصرف‌کننده‌ها ممکن است مایل به پرداخت بیشتر در ازای امنیّت بهتر سیستم باشند؛ در حالی که دیگران ممکن است یک سیستم با قابلیّت اطمینان کمتر را در ازای قیمت پرداختی کمتر بابت انرژی بپذیرند. این قیمت‌گذاری با محوریّت قابلیّت اطمینان، از لحاظ اقتصادی کاراست. متأسّفانه وضعیّت فعلی فنّاوری، بهره‌بردار سیستم را به برقراری سطوح مختلف امنیّت برای سیستم قادر نمی‌سازد. لذا استانداردهای امنیّتی که اعمال می‌کند، باید بیانگر یک سطح متوسط امنیّت باشد که همه آن را بپذیرند. از آنجا که همه کاربران یک سطح از امنیّت را دریافت می‌دارند، منطقی به نظر می‌رسد هزینه خدمات جانبی را بین همه کاربران بر اساس برخی از معیارهای استفاده آنها از سیستم تقسیم کنیم. این معیار نوعاً انرژی تولیدی یا مصرفی آنهاست.

امّا این موضوع، جنبه دیگری هم دارد. رفتار برخی کاربران ممکن است مشکلاتی در سیستم قدرت ایجاد کند. جریمه کردن این کاربران ممکن است آنها را به تغییر رفتار خود ترغیب کند. نهایتاً این تغییر رفتار باید خدمات جانبی مورد نیاز را کاهش دهد و هزینه دست‌یابی به سطح مطلوب امنیّت را بکاهد. این مفهوم را با دو مثال بررسی می‌کنیم.

۵-۴-۳-۱ چه کسی باید بهای ذخیره را بپردازد؟

هدف از ظرفیّت ذخیره تولید، جلوگیری از فروپاشی سیستم هنگام عدم تعادلِ بزرگ بین بار و تولید است. در بسیاری از موارد، چنین عدم تعادل‌هایی از خرابی‌های ناگهانی واحدهای تولیدی یا قطع ناگهانی یک خط ارتباطی با سیستم مجاور رخ می‌دهد. اگر این حادثه در زمانی رخ دهد که سیستم ظرفیّت ذخیره کافی ندارد، بهره‌بردار سیستم باید به قطع بار پناه ببرد تا مانع از فروپاشی کامل سیستم شود. با استفاده از داده‌های تاریخی در مورد نرخ خرابی واحدهای تولیدی و خطوط، می‌توان میزان ذخیره لازم برای کاهش احتمال قطع بار را به یک حد پایین قابل قبول رساند. (برای مثال Billinton و Allan، ۱۹۹٦ را ببینید.) این محاسبات احتمالاتی تأیید می‌کند برای سیستمی که در آن واحدهای تولیدی بیشتر خراب می‌شوند نسبت به سیستمی که در آن مولدها از قابلیت اطمینان بالایی برخوردارند، به ذخیره بیشتری نیاز است. همچنین این محاسبات نشان می‌دهد که یک سیستم با تعداد معدود واحد بزرگ تولیدی، نسبت به سیستمی که تعداد بیشتری مولد کوچک دارد، ذخیره بیشتری نیاز دارد. عدم قابلیّت اطمینان تعداد کمی مولد بزرگ می‌تواند نیاز به ذخیره عملیاتی[1] را افزایش دهد. از آنجا که هدف ما کمینه کردن هزینه خدمات ذخیره، بدون پایین آوردن سطح امنیّت، می‌باشد، باید به این مولدها انگیزه‌ای برای کاهش نرخ خرابی بدهیم. اگر مولدها بعد از مدتی نشان دهند که کارایی خود را ارتقاء بخشیده‌اند، بهره‌بردار سیستم می‌تواند میزان ذخیره الزامی را کاهش دهد. Strbac و Kirschen (۲۰۰۰) بحث کرده‌اند که عادلانه‌ترین مشوق این است که هزینه خدمات ذخیره متناسب با سهم مولدها در الزام ذخیره، بر آنها تحمیل شود. بدیهی است مولدها می‌توانند این هزینه را با دریافت قیمت‌های بالاتر برای انرژی الکتریکی، به مصرف‌کنندگان خود منتقل کنند. در این حالت، واحدهای تولیدی کوچک‌تر و قابل اطمینان‌تر، دارای مزیّت رقابتی نسبت به واحدهای بزرگ‌تر با خرابی محتمل‌تر هستند.

۵-۴-۳-۲ چه کسی باید بهای تنظیم فرکانس و ردگیری بار را بپردازد؟

Kirby و Hirst (۲۰۰۰) الزامات برای خدمات ردگیری بار و تنظیم فرکانس را در یک سیستم قدرت واقعی و نوعی تحلیل کرده‌اند و همچنین یک روش عادلانه برای تخصیص این الزامات بین مصرف‌کنندگان صنعتی و غیرصنعتی معرفی نموده‌اند. تحلیل آنها برای این سیستم قدرت خاص نشان می‌دهد اگرچه مصرف‌کنندگان صنعتی تنها ۳٤٪ از بار سیستم را تشکیل می‌دهند؛ اما ۹۳٪ در

[1] operating reserve

تنظیم فرکانس و ۵۸٪ در الزام ردگیری بار سهم دارند. از آنجا که هزینه این خدمات بر اساس مصرف انرژی بر مصرف‌کنندگان تحمیل می‌شود، مصرف‌کنندگان خانگی آشکارا به مصرف‌کنندگان صنعتی یارانه می‌دهند. همچنین می‌توان نشان داد که گستره وسیعی از سهم هر مصرف‌کننده در گروه مصرف‌کنندگان صنعتی جای می‌گیرد. برای مثال در کارخانه ذوب آلومینیوم و کاغذسازی بارهایی وجود دارد که تقریباً با زمان تغییر نمی‌کنند؛ لذا سهمی در الزام برای تنظیم فرکانس و ردگیری بار ندارند.

۵-۵ فروش خدمات جانبی

فروش خدمات جانبی فرصت تجاری دیگری برای شرکت‌ها فراهم می‌آورد. محدودیّت‌های فنی و ملاحظات هزینه‌ای، ارتباط پیچیده‌ای میان فروش خدمات ذخیره، کنترل ولتاژ و فروش انرژی ایجاد می‌کند. برای مثال وقتی یک مولد خاموش است و حداقل توان خروجی خود را تولید نمی‌کند، نمی‌تواند ذخیره چرخان یا پشتیبانی توان راکتیو بفروشد. بالعکس واحدی که در بیشترین ظرفیّت خود در حال کار است، نمی‌تواند ظرفیّت ذخیره بفروشد؛ زیرا فاقد آن است. اگر چنین واحدی تصمیم به کاهش توان خود بگیرد، تا قادر به فروش ذخیره باشد، فرصت فروش انرژی را از دست می‌دهد. از آنجا که هزینه این فرصت می‌تواند زیاد باشد، شرکت تولیدی باید فروش انرژی و خدمات ذخیره را همزمان بهینه سازد.

به جای سعی در توسعه یک فرمول‌بندی کلی برای این مسأله دشوار، اجازه دهید این تعاملات را در قالب یک مثال بررسی کنیم.

عملیات واحدی را در نظر بگیرید که می‌تواند در بازار رقابتی هم انرژی و هم ذخیره چرخان بفروشد. مشخّصات دقیق خدمت ذخیره چرخان در این تحلیل اهمّیّت ندارد و امکان‌پذیری فروش دیگر خدمات جانبی را در نظر نمی‌گیریم. فرض کنیم بازارهای انرژی و ذخیره به اندازه کافی رقابتی هستند تا بتوان با این واحد به عنوان واحدی قیمت‌پذیر[1] رفتار کرد. این بدان معناست که رفتار پیشنهاددهی آن اثری بر قیمت انرژی و بر قیمت ذخیره ندارد و در هر بازاری می‌تواند هر میزان فروش که مایل باشد را ارائه کند. عملکرد این واحد را در طی یک بازار با دوره یک ساعته در نظر می‌گیریم و فرض می‌کنیم واحد در ابتدای بازه روشن است. این فرضیات به ما اجازه می‌دهند که از مسائل مربوط به هزینه راه‌اندازی واحد، حداقل زمان روشن بودن و حداقل زمان

[1] price taker

خاموش بودن آن، صرف‌نظر کنیم. در یک کاربرد واقعی، بهینه‌سازی طی یک روز یا بیشتر با در نظر گرفتن همه این مسائل اجرا می‌شود. در این مورد نمادهای ذیل را به کار می‌بریم:

π_1: قیمت در بازار انرژی برای هر MWh

π_2: قیمت در بازار ذخیره چرخان برای هر MWh ظرفیت. یک MWh ذخیره مربوط است به ۱MW ظرفیّت ذخیره که برای یک ساعت در دسترس قرار داده شده است. از آنجا که ممکن است این ظرفیّت ذخیره فراخوانده شود یا نشود، یک MWh ذخیره معادل یک MWh انرژی نیست. برای سادگی فرض می‌کنیم وقتی ذخیره مولد، برای تأمین انرژی فرا خوانده می‌شود هزینه اجرای اضافی دریافت نمی‌کند. در نظر گرفتن چنین هزینه اجرایی نتیجه این مثال را تغییر نمی‌دهد.

x_1: مقدار پیشنهاد مولد در بازار انرژی است. از آنجا که این تولیدکننده قیمت‌پذیر می‌باشد، این کمیّت نشان‌دهنده میزان انرژی فروخته شده توسط همین مولد است.

x_2: مقدارپیشنهاد مولد در بازار ذخیره است و از آنجا که این تولیدکننده قیمت‌پذیر است، این کمیّت بیانگر میزان ذخیره فروخته شده توسط همین مولد است.

P^{min}: توان خروجی کمینه واحد تولیدی (حداقل تولید پایدار)

P^{max}: توان خروجی بیشینه واحد تولیدی

R^{max}: حد بالایی میزان ذخیره قابل عرضه واحد که به واسطه نرخ تغییرات تولید واحد و نوع ذخیره تعیین می‌شود. برای مثال اگر واحد، نرخ تغییرات تولید ۱۲۰MW در ساعت داشته باشد، و ذخیره باید در ۱۰ دقیقه تحویل شود، این واحد نمی‌تواند بیش از ۲۰MW ذخیره عرضه کند.

$C_1(x_1)$: هزینه تولید انرژی به میزان x_1. این تابع محدب بوده و دربرگیرنده هزینه سوخت و نگهداری مربوط به تولید انرژی است؛ اما مشتمل بر هزینه سرمایه‌گذاری نیست.

$C_2(x_2)$: هزینه ارائه ذخیره به میزان x_2. این تابع نیز باید محدب باشد ولی دربردارنده هزینه فرصت فروش انرژی یا هرگونه هزینه سرمایه‌گذاری نیست. فرض می‌کنیم این مولد بتواند بخشی از ذخیره پیشنهادشده خود را که برای تولید فراخوانده می‌شود، تخمین بزند. هزینه مورد انتظار برای تولید انرژی در این هزینه در نظر گرفته می‌شود.

این مثال را به عنوان یک مسأله بهینه‌سازی مقید فرمول‌بندی می‌کنیم. از آنجا که این مولد سعی در بیشینه کردن سود خود از فروش انرژی و ذخیره دارد، تابع هدف تفاضل بین درآمدها و هزینه‌های انرژی و ذخیره است:

$$f(x_1, x_2) = \pi_1 x_1 + \pi_2 x_2 - C_1(x_1) - C_2(x_2) \qquad (۱۲-۵)$$

چندین عامل فنی باعث محدودیت انرژی و ذخیره قابل تأمین توسط این مولد می‌شود. اول اینکه، مجموع پیشنهاد برای انرژی و ذخیره نمی‌تواند از خروجی بیشینه واحد تولیدی فراتر رود:

$$x_1 + x_2 \le P^{max} \qquad (۱۳-۵)$$

ثانیاً چون واحد نمی‌تواند کمتر از حداقل تولید پایدار خود، کار کند، پیشنهاد برای انرژی باید حداقل مساوی با خروجی توان کمینه باشد:

$$x_1 \ge P^{min} \qquad (۱۴-۵)$$

ثالثاً واحد نمی‌تواند برای ذخیره، پیشنهادی بیشتر از میزان قابل تأمین خود، طی زمانی که مجاز به تخصیص خدمت ذخیره است ارائه دهد:

$$x_2 \le R^{max} \qquad (۱۵-۵)$$

اگر $R^{max} \ge P^{max} - P^{min}$، باشد، میزان ذخیره‌ای که واحد می‌تواند ارائه کند، توسط نرخ تغییرات تولید محدود نمی‌شود و شرط (۵-۱۵) غیرضروری است. بنابراین فرض می‌کنیم $R^{max} < P^{max} - P^{min}$. این محدودیّت بر این موضوع دلالت می‌کند که قیود (۵-۱۳) و (۵-۱۴) نمی‌توانند همزمان محدودکننده باشند. ما این واقعیّت را که ذخیره نمی‌تواند منفی باشد، صریحاً مدل نمی‌کنیم. چنین کاری بدون اینکه دید بیشتری ارائه دهد، تحلیل را پیچیده‌تر می‌کند. برای بعضی مولدها حداقل در بخشی از زمان، ارائه ذخیره مقرون به صرفه نیست.

با داشتن تابع هدف و این قیود، می‌توانیم تابع لاگرانژی برای این مسأله بهینه‌سازی تشکیل دهیم:

$$l(x_1, x_2, \mu_1, \mu_2, \mu_3) = \pi_1 x_1 + \pi_2 x_2 - C_1(x_1) - C_2(x_2) \qquad (۱۶-۵)$$
$$+ \mu_1(P^{max} - x_1 - x_2) + \mu_2(x_1 - P^{min}) + \mu_3(R^{max} - x_2)$$

با مساوی صفر قراردادن مشتق‌های جزئی این تابع لاگرانژ نسبت به متغیرهای تصمیم، شرایط بهینگی را به دست می‌آوریم:

$$\frac{\partial l}{\partial x_1} \equiv \pi_1 - \frac{dC_1}{dx_1} - \mu_1 + \mu_2 = 0 \qquad (۱۷-۵)$$

$$\frac{\partial l}{\partial x_2} \equiv \pi_2 - \frac{dC_2}{dx_2} - \mu_1 - \mu_3 = 0 \qquad (۱۸-۵)$$

حل مسأله باید قیود نامساوی زیر را نیز ارضا کند:

$$\frac{\partial l}{\partial \mu_1} \equiv P^{max} - x_1 - x_2 \ge 0 \qquad (۱۹-۵)$$

$$\frac{\partial l}{\partial \mu_۲} \equiv x_۱ - P^{min} \geq ۰ \qquad (۲۰-۵)$$

$$\frac{\partial l}{\partial \mu_۳} \equiv R^{max} - x_۲ \geq ۰ \qquad (۲۱-۵)$$

و شرایط لنگی مکمل[1] عبارتند از:

$$\mu_۱(P^{max} - x_۱ - x_۲) = ۰ \qquad (۲۲-۵)$$

$$\mu_۲(x_۱ - P^{min}) = ۰ \qquad (۲۳-۵)$$

$$\mu_۳(R^{max} - x_۲) = ۰ \qquad (۲۴-۵)$$

$$\mu_۱ \geq ۰; \mu_۲ \geq ۰; \mu_۳ \geq ۰ \qquad (۲۵-۵)$$

شرایط لنگی مکمل این واقعیت را نشان می‌دهند که یک قید نامساوی یا محدودکننده است یا غیرمحدودکننده. اگر محدودکننده باشد، مانند یک قید نامساوی رفتار می‌کند و می‌توان نشان داد که ضریب لاگرانژ مربوطه μ_i مساوی با هزینه حدی یا هزینه سایه قید است. چون یک قید محدودکننده همواره هزینه حل بهینه را افزایش می‌دهد، ضرایب لاگرانژ قیود محدودکننده نامساوی، باید مثبت باشند. از سوی دیگر چون یک قید نامساوی غیرمحدودکننده اثری بر روی حل بهینه ندارد، ضریب لاگرانژ آن مساوی صفر است. لذا قیود نامساوی محدودکننده مربوط به ضرائب لاگرانژ مثبت است و بالعکس. ما مکرراً این مطلب را در بحث زیر به کار می‌بریم.

معادلات (۵-۱۷) تا (۵-۲۵) مجموعه‌ای از شروط لازم و کافی برای بهینگی این مسأله را شکل می‌دهد. آنها را شرایط *Karush Kuhn Tucker* (KKT) می‌نامند. متأسفانه شرایط KKT به ما نمی‌گوید که کدامیک از قیود نامساوی محدودکننده هستند. بسته‌های نرم‌افزاری بهینه‌سازی ترکیب‌های مختلفی را از قیود محدودکننده امتحان می‌کنند تا یکی از آنها را که شرایط KKT را ارضا می‌کند به دست آورند. ما همه ترکیب‌های ممکن را امتحان می‌کنیم؛ زیرا هر یک از آنها بیانگر شکل خاصی از تعامل میان بازار انرژی و ذخیره می‌باشد. از آنجا که سه قید نامساوی در این مسأله وجود دارد، باید هشت ترکیب ممکن را در نظر بگیریم:

حالت اول: $\mu_۱ = ۰ \qquad \mu_۲ = ۰ \qquad \mu_۳ = ۰$

از آنجا که همه ضرائب لاگرانژ مساوی صفر هستند، هیچ یک از قیود محدودکننده نیستند. معادلات (۵-۱۷) و (۵-۱۸) را می‌توان به صورت زیر ساده کرد:

[1] Complementary slackness condition

$$\frac{dC_1}{dx_1} = \pi_1 \qquad (۲۶-۵)$$

$$\frac{dC_2}{dx_2} = \pi_2 \qquad (۲۷-۵)$$

این شرایط بدین معناست که واحد تولیدی تا جایی برای تأمین انرژی و ذخیره پیشنهاد می‌دهد که هزینه حدی مربوطه آنها مساوی با قیمت آنها باشد. از آنجا که تعاملی بین انرژی و ذخیره نیست، این وضعیّت مشابه فروش انرژی در یک بازار کاملاً رقابتی است، همان‌گونه که در فصل ٤ بحث کردیم.

حالت دوم: $\mu_1 > 0 \qquad \mu_2 = 0 \qquad \mu_3 = 0$

ظرفیّت تولید واحد به طور کامل برای تأمین انرژی و ذخیره استفاده شده است:

$$x_1 + x_2 = P^{max} \qquad (۲۸-۵)$$

با جایگزینی مقادیر ضرائب لاگرانژ در معادلات (۵-۱۷) و (۵-۱۸) در می‌یابیم:

$$\pi_1 - \frac{dC_1}{dx_1} = \pi_2 - \frac{dC_2}{dx_2} = \mu_1 \geq 0 \qquad (۲۹-۵)$$

معادله (۵-۲۹) نشان می‌دهد که تأمین انرژی و ذخیره هر دو سودآور است. سود بیشینه زمانی حاصل می‌شود که واحد به گونه‌ای گسیل شده که سود حدی آن برای انرژی مساوی سود حدی آن برای ذخیره است. مقدار ضریب لاگرانژ μ_1 بیانگر سود حدی اضافی است که اگر حد بالایی خروجی واحد قابل دست‌یابی باشد، ممکن است حاصل شود.

حالت سوم: $\mu_1 = 0 \qquad \mu_2 > 0 \qquad \mu_3 = 0$

واحد تنها به میزانی انرژی تولید می‌کند که در حداقل تولید پایدار خود کار کند:

$$x_1 = P^{min} \qquad (۳۰-۵)$$

از معادلات (۵-۱۷) و (۵-۱۸) نتیجه می‌شود:

$$\frac{dC_1}{dx_1} - \pi_1 = \mu_2 \qquad (۳۱-۵)$$

$$\frac{dC_2}{dx_2} = \pi_2 \qquad (۳۲-۵)$$

واحد برای اینکه بتواند ذخیره چرخان ارائه کند، باید روشن باشد و در حداقل تولید پایدار خود کار کند. معادله (۵-۳۲) نشان می‌دهد که این واحد باید ذخیره را تا نقطه‌ای ارائه دهد که در آن،

هزینه حدی ذخیره مساوی با قیمت ذخیره در بازار باشد. از سوی دیگر از آنجا که ضرایب لاگرانژ قیود محدودکننده مثبت هستند، معادله (۵-۳۱) نشان می‌دهد که تولید انرژی از لحاظ حدی سودآور نیست. اگر ممکن بود، مولد ترجیح می‌داد کمتر انرژی تولید کند.

توجه داشته باشد که شرایط KKT نقطه کاری را مشخص می‌کند که سود را بیشینه می‌کند و یا زیان را کمینه می‌نماید! این شرایط سوددهی مولد را تضمین نمی‌کنند. در این حالت ضرر فروش انرژی ممکن است از سود فروش ذخیره بیشتر شود. برای اینکه امتحان کنیم که آیا نقطه کار واقعاً سودآور است یا نه، باید در تابع هدف معادله (۵-۱۲)، x_1 و x_2 را جابجا کرده و علامت نتیجه را امتحان کنیم. اگر نقطه کار بهینه، سودآور نباشد، مولد ممکن است تصمیم بگیرد واحد را برای آن ساعت خاموش کند. به هر حال وقتی عملکرد یک واحد طی تعدادی بازه (برای مثال در طول یک روز) بهینه می‌شود، به دلیل هزینه‌های راه‌اندازی و قیود زمانی حداقل، حل بهینه کلی ممکن است شامل چندین بازه غیرسودآور باشد. فروش ذخیره می‌تواند ضرر را طی این بازه غیرسودآور کاهش دهد.

حالت چهارم: $\mu_1 > 0 \qquad \mu_2 > 0 \qquad \mu_3 = 0$

حالت پنجم: $\mu_1 > 0 \qquad \mu_2 > 0 \qquad \mu_3 > 0$

از آنجا که فرض می‌کنیم حد نرخ تغییرات ذخیره، کوچکتر از بازه کاری واحد است، این حالت‌ها در عمل رخ نمی‌دهند و از این پس مورد بحث قرار نمی‌گیرند.

حالت ششم: $\mu_1 = 0 \qquad \mu_2 = 0 \qquad \mu_3 > 0$

تنها قید محدودکننده در این حالت این است که ذخیره محدود به نرخ تغییرات تولید می‌باشد. لذا داریم:

$$x_2 = R^{max} \tag{۵-۳۳}$$

$$\frac{dC_1}{dx_1} = \pi_1 \tag{۵-۳۴}$$

$$\pi_2 - \frac{dC_2}{dx_2} = \mu_3 \geq 0 \tag{۵-۳۵}$$

این معادلات نشان می‌دهند که وقتی سود فروش انرژی بیشینه می‌شود، آزاد گذاشتن قید نرخ تغییرات تولید، می‌تواند سود فروش ذخیره را افزایش دهد.

حالت هفتم: $\mu_1 > 0 \qquad \mu_2 = 0 \qquad \mu_3 > 0$

هر دو قید حدّاکثر ظرفیّت و نرخ تغییرات تولید، محدودکننده هستند:

$$x_1 + x_2 = P^{max} \quad (۳۶-۵)$$

$$x_2 = R^{max} \quad (۳۷-۵)$$

می‌توانیم معادله ۵-۳۶ را به صورت زیر بازنویسی کنیم:

$$x_1 = P^{max} - R^{max} \quad (۳۸-۵)$$

شرایط بهینگی (۵-۱۷) و (۵-۱۸) به ترتیب سودآوری حدی برای انرژی و ذخیره را به دست می‌دهد:

$$\pi_1 - \frac{dC_1}{dx_1} = \mu_1 \quad (۳۹-۵)$$

$$\pi_2 - \frac{dC_2}{dx_2} = \mu_1 + \mu_3 \quad (۴۰-۵)$$

از آنجا که μ_1 و μ_3 هر دو مثبت هستند، معادلات (۵-۳۹) و (۵-۴۰) نشان می‌دهند که فروش بیشتر انرژی و ذخیره می‌تواند سودآور باشد. به هر حال، چون سود حدی از فروش ذخیره بالاتر از سود حدی فروش انرژی است، همه ظرفیّت واحد به فروش انرژی اختصاص داده نمی‌شود. به دلیل قید نرخ تغییرات تولید مزیتی در کاهش خروجی بیش از R^{max} نیست.

حالت هشتم: $\mu_1 = 0 \qquad \mu_2 > 0 \qquad \mu_3 > 0$

در این حالت، مقادیر x_1 و x_2 هر دو با قیود محدودکننده نامساوی، معین می‌شوند:

$$x_1 = P^{min} \quad (۴۱-۵)$$

$$x_2 = R^{max} \quad (۴۲-۵)$$

بار دیگر، می‌توانیم با استفاده از شرایط بهینگی سودآوری حدی هر دو مبادله را بررسی کنیم:

$$\pi_1 - \frac{dC_1}{dx_1} = -\mu_2 \quad (۴۳-۵)$$

$$\pi_2 - \frac{dC_2}{dx_2} = \mu_3 \quad (۴۴-۵)$$

این معادلات بیان می‌کنند که اگر قید نرخ تغییرات تولید وجود نداشت، فروش ذخیره سودآور می‌بود و حتی برای تولیدکننده سود بیشتری داشت. از سوی دیگر، فروش انرژی سودآور نیست و اگر قید حداقل تولید پایدار وجود نداشت، می‌توانستیم آن را کاهش دهیم. باز هم، سودآوری واقعی این نقطه کار باید با استفاده از تابع هدف امتحان شود.

۵-۶ مطالعه بیشتر

مفاهیم امنیّت سیستم قدرت و کاربرد تحلیل هزینه/فایده برای تعیین سطح بهینه امنیّت، به وسیله Kirschen (۲۰۰۲) بحث شده است. Ejebe و همکاران (۲۰۰۰) روش‌های محاسباتی کارا برای محاسبه ظرفیّت انتقال در دسترس توصیف می‌کنند. Billinton و Allan (۱۹۹٦) یک مرجع استاندارد برای قابلیّت اطمینان سیستم قدرت نوشته‌اند که در آن روش‌های محاسبه میزان ذخیره لازم برای دست‌یابی به سطح معینی از قابلیت اطمینان بیان شده است. روشی برای محاسبه الزامات پشتیبانی توان راکتیو توسط Pudjianto و همکاران (۲۰۰۲) ارائه شد. خواننده علاقمند به تعاریف خدمات جانبی مختلف، می‌تواند به گزارش Interconnected Operations Services Working Group (۱۹۹۷) یا مقاله Hirst و Kirby (۱۹۹۷) مراجعه کند. اطلاعات مفیدی در مورد خدمات جانبی به کار رفته در یک سیستم قدرت خاص، معمولاً در سایت بهره‌برداران سیستم‌ها پیدا می‌شود. مثلاً انواع مختلف و میزان خدمات جانبی مورد نیاز در England و whales در سایت National Grid Company آمده است. Oren (۲۰۰۲) روش‌های ترتیبی و همزمان را در تسویه بازارهای انرژی و ذخیره مقایسه می‌کند. Read و همکاران (۱۹۹۵) بهینه‌سازی همزمان انرژی و ذخیره و کاربرد این رهیافت را در بازار برق New Zealand بحث می‌کنند. Alvey و همکاران (۱۹۹۸) فرمول‌بندی تفصیلی این روش را ارائه می‌دهند. تخصیص هزینه خدمات جانبی به طرف‌های متقاضی این خدمات در Strbac و Kirschen (۲۰۰۲) در مورد ذخیره مورد بحث قرار گرفته است. توسط Kirby و Hirst (۲۰۰۰) تنظیم فرکانس و ردگیری بار بررسی شده است. تأمین خدمات جانبی از جانب تقاضا باز هم توسّط Kirby و Hirst (۱۹۹۹) بحث شده است.

Alvey T, Goodwin D, Ma X, Streiffert D, Sun D, A security-constrained bid-clearing system for
the New Zealand wholesale electricity market, *IEEE Transactions on Power Systems*, 13(2), 1998, 340–346.

Billinton R, Allan R. N, *Reliability Evaluation of Power Systems*, Second Edition, Kluwer Academic/Plenum Publishers, Boston, 1996.

Ejebe G. C, Waight J. G, Santos-Nieto M, Tinney W. F, Fast calculation of linear available transfer capability, *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(3), 2000, 1112–1116.

Hirst E, Kirby B, *Creating Competitive Markets for Ancillary Services*, Report ORNL/CON-448, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN, October 1997

Interconnected Operations Services Working Group, *Defining Interconnected Operations Services Under Open Access*, EPRI Report TR-108097, Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA, May 1997

Kirby B, Hirst E, Load as a resource in providing ancillary services, *American Power Conference*, Chicago, IL, April 1999, On-line: *www.ornl.gov/psr*.
Kirby B, Hirst E, *Customer-specific Metrics for the Regulation and Load-following Ancillary Services*, Report ORNL/CON-474, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee, January 2000, On-line: www.ornl.gov/psr
Kirschen D. S, Power system security, *IEE Power Engineering Journal*, 16(5), 2002, 241–248.
National Grid Company plc, Industry Information on Balancing Services, www.nationalgrid.com/uk/indinfo/balancing/mn commercial.html.
Oren, S. S, Auction design for ancillary reserve products, *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Vol. 3, 2002, pp. 1238–1239.
Pudjianto D, Ahmed S, Strbac G, Allocation of VAr support using LP and NLP based optimal power flows, *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, 149(4), 2002, pp. 377–383.
Read E. G, Drayton-Bright G. R, Ring B. J, An integrated energy and reserve market for New Zealand, in *Transmission Pricing and Technology*, R Siddiqi and M Einhorn (eds), Kluwer, Boston, 1995, pp. 183–206.
Strbac G, Kirschen D. S, Who should pay for reserve? *The Electricity Journal*, 13(8), 2000 ,pp. 32–37.

۵-۷ مسائل

۵-۱ یک سیستم قدرت با سه واحد تولیدی که توان نامی آنها به ترتیب ۱۵۰ و ۲۰۰ و ۲۵۰MW است تغذیه می‌شود. بیشترین باری که می‌توان با امنیّت به این سیستم متصل کرد اگر خروج همزمان دو واحد تولیدی رخدادی غیرمحتمل باشد، چقدر است؟

۵-۲ مستندات مربوط به ضوابط ایمنی سیستم در منطقه زندگی خود را بررسی کنید. نکات اصلی قوانین مربوطه را بیان کنید.

۵-۳ یک سیستم قدرت از دو باس متصل با سه خط انتقال تشکیل شده است. با فرض اینکه این سیستم قدرت باید با معیار N-۱ امنیّت عمل کند، و با فرض اینکه عملکرد آن تنها با قیود حرارتی روی خطوط انتقال محدود شود، توان انتقالی بیشینه بین این دو باس را برای هر یک از شرایط زیر محاسبه کنید.

الف) هر سه خط کار کنند و هر خط دارای یک قید حرارتی پیوسته ۳۰۰MW باشد.

ب) فقط دو خط با قید ۳۰۰MW کار کند.

ج) هر سه خط کار کنند. دو تا از آنها قید حرارتی پیوسته ۳۰۰MW داشته باشند و سومی دارای قید ۲۰۰MW باشد.

د) هر سه خط کار کنند. همه آنها قید پیوسته ۳۰۰MW داشته باشند. اما به هنگام اضطرار، بتوانند ۱۰٪ اضافه بار را برای مدت ۲۰ دقیقه تحمل کنند. واحدهای تولیدی در باس پایین دستی می‌توانند خروجی خود را با نرخ ٤MW در دقیقه کاهش دهند.

ه) همان شرایط موجود در (د)، به غیر از اینکه خروجی مولدهای پایین دستی با نرخ ۲MW در دقیقه می‌توانند افزایش تولید دهند.

و) دمای کم و بادهای قوی می‌توانند انتقال حرارت بین هادی و جو را تسهیل کنند. فرض کنید که این نرخ حرارتی دینامیک بارگذاری همیشگی و اضطراری در (د) را به اندازه ۱۵٪ افزایش دهد.

۵-٤ یک مولد، به یک سیستم قدرت بزرگ با یک خط انتقال دو مداره متصل شده است. هر خط دارای مقاومت ناچیزی است و راکتانس .p.u ۰/۲ دارد. راکتانس گذرای مولد .p.u ۰/۸ است. و ثابت لختی آن ۳s است. سیستم قدرت بزرگ به عنوان یک باس بی‌نهایت قابل مدل‌سازی است. و ولتاژ باس‌ها در مقدار نامی آنها نگهداشته می‌شود. فرض کنید که خرابی‌های یک مدار روی خط انتقال در عرض ۱۲۰ms محو شود. با استفاده از برنامه پایداری گذرا، توان بیشینه قابل تولید توسّط این مولد را بدون ریسک ناپایداری محاسبه کنید. یک پایه ۱۰۰MW به کار برید.

۵-۵ محاسبات مسأله ۵-٤ را برای حالتی که در آن مولد به سیستم قدرت با دو خط انتقال دو مداره یکسان متصل شده است. انجام دهید.

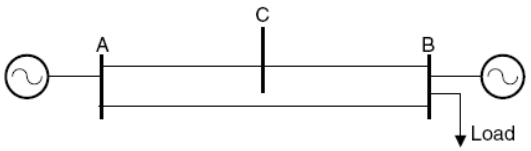
۵-٦ یک سیستم قدرت با دو باس و دو خط انتقال را در نظر بگیرید. یکی از این دو خط دارای راکتانس .p.u ۰/۲۵ و دیگری .p.u ۰/٤۰ است. مقاومت‌های سری و سوسپتانس‌های موازی خطوط ناچیز است. یک مولد در یکی از این باس‌ها ولتاژ پایانه خود را در مقدار نامی نگه می‌دارد و توانی را تولید می‌کند که توسط بار متصل به باس دیگر مصرف می‌شود. با استفاده از یک برنامه پخش بار، توان اکتیو بیشینه‌ای که می‌توان بدون فروپاشی ولتاژ منتقل کرد را محاسبه کنید؛ در شرایطی که یکی از خطوط ناگهان تحت شرایط زیر از مدار خارج می‌شود:

الف. بار دارای ضریب توان یک است و تزریق توان راکتیو در سمت نهایی نداریم.

ب. بار دارای ضریب توان یک است و یک کندانسور سنکرون، ۲۵ MVAr در سمت نهایی تزریق می‌کند.

ج. بار دارای ضریب توان ۰/۹ پس فاز است و تزریق توان راکتیو در سمت دریافت‌کننده نداریم.

۵-۷ سیستم قدرت کوچک شکل ۵-۱۳ را در نظر بگیرید. هر خط این سیستم با یک مدار معادل π مدل شده است. پارامترهای این خط در جدول زیر داده شده است.



شکل ۵–۱۳ سیستم قدرت در مسأله ۵–۷

خط	R(p.u.)	X(p.u.)	B(p.u.)
A-B	۰/۰۸	۰/۸	۰/۳
A-C	۰/۰٤	۰/٤	۰/۱۵
C-B	۰/۰٤	۰/٤	۰/۱۵

با استفاده از یک برنامه پخش بار، الزامات پشتیبانی توان راکتیو را به عنوان تابعی از توان انتقالی از باس A به B برای شرایط عادی و غیرعادی (یعنی برای جلوگیری از فروپاشی ولتاژ در پی خروج ناگهانی خط) مورد بررسی قرار دهید. هم بار با ضریب توان یک و هم ۰/۹ پسفاز را در باس B در نظر بگیرید. در مورد فایده یک منبع توان راکتیو در باس C بحث و بررسی کنید.

۵–۸ مستندات حاکم بر تدارک خدمات جانبی در منطقه زندگی خود را به همراه سازوکار مورد استفاده برای دست‌یابی به هر خدمت، بررسی کنید. وقتی که این خدمات اجباری باشند، پارامترهای آنها را معین کنید. (برای مثال، ضریب پیش فاز یا پس فاز کمینه مولدها) وقتی که خدمات بر اساس رقابتی تأمین می‌شوند، ساختار بازار خدمات جانبی را توصیف کنید. (مدت قراردادها، پارامترهای پیشنهادها). توجه ویژه به تعریف خدمات جانبی داشته باشید. سازوکارهای تحمیل هزینه‌ها را بر مصرف‌کننده‌ها مشخص کنید.

۵–۹ قیمت‌ها و میزان خدمات جانبی در بازار مربوطه را در منطقه زندگی خود که به داده‌های آن دسترسی دارید، مورد تحلیل قرار دهید.

۵–۱۰ مالک یک واحد تولیدی قصد دارد سود خود از فروش انرژی و خدمات متعادل‌سازی را بیشینه کند. تابع هدف و قیود این مسأله بهینه‌سازی را بنویسید. حالات مختلفی را که ممکن است بسته به قیمت پرداختی برای انرژی و متعادل‌سازی رخ دهد، بررسی کنید. از قیود ناشی از محدودیّت نرخ تغییرات تولید و واحدها صرف‌نظر کنید. (راهنمایی: معادله (۵–۱٤) در مثال ۵–٦ باید اصلاح شود؛ زیرا تأمین خدمات متعادل‌سازی ممکن است مستلزم کاهشی در خروجی واحد

تولیدی باشد. از سوی دیگر، ممکن است لازم باشد که صریحاً میزان خدمت متعادل‌سازی فروخته‌شده را مثبت در نظر بگیریم؛ یعنی $x_2 \geq 0$)