

تعیین قیمت بهینه برق: مطالعه موردی شرکت توانیر*

فرهاد رهبر¹
کیومرث حیدری²
هادی قهرمانی³

تاریخ پذیرش: 1397/06/20

تاریخ دریافت: 1396/11/02

چکیده

قیمت‌گذاری صحیح نیروی برق از مهم‌ترین ابزارها جهت برنامه‌ریزی جامع برای استفاده صحیح و کارا از برق (بهینگی مصرف) و هدایت صحیح سرمایه‌گذاری‌ها برای تأمین تقاضای برق (بهینگی تولید) به حساب می‌آید. هدف کارایی، قیمت‌گذاری بر اساس بهینه اول (قیمت برابر با هزینه نهایی) را توجیه می‌کند. از سویی دیگر، اگر صنعت موردبررسی با صرفه‌های نسبت به مقیاس مواجه باشد، قیمت‌گذاری بر اساس هزینه نهایی، موجب ایجاد کسری برای بنگاه اقتصادی می‌شود که باید پوشش داده شود. در مطالعه حاضر، تابع هزینه کل بلندمدت برای صنعت برق کشور طی دوره زمانی 1370-1393 به فرم ترانسلوگ و به صورت مستقیم (با استفاده از قیمت نهاده‌ها و ستاده صنعت) تخمین زده شده است. در ادامه با استخراج قیمت بهینه بر اساس سناریوهای مختلف، کسری حاصل از این نوع قیمت‌گذاری محاسبه گردیده و سهم کسری هر کدام از بخش‌های تولید انتقال و توزیع مشخص گردیده است. قیمت‌گذاری رمزی، قیمت‌گذاری بلوکی، بازپرداخت تسهیلات اخذ شده از دولت در مقابل تعهدات دولت بابت تفاوت نرخ، استفاده از ظرفیت خصوصی‌سازی و اقساط بخش خصوصی با طلب آنان در مقابل فروش برق به شرکت‌های مادر تخصصی دولتی از جمله عمده‌ترین راه‌حلهایی می‌باشند که به منظور جبران کسری، پیشنهاد گردیده است.

طبقه‌بندی JEL: Q41، D24، F12

کلیدواژه‌ها: قیمت بهینه برق، هزینه نهایی، صرفه‌های نسبت به مقیاس

* این مقاله برگرفته از پایان‌نامه کارشناسی‌ارشد آقای هادی قهرمانی می‌باشد.

1. استاد، عضو هیئت علمی دانشکده اقتصاد دانشگاه تهران

frahbar@ut.ac.ir

2. استادیار، عضو هیئت علمی و مدیر گروه اقتصاد برق و انرژی پژوهشگاه نیرو

kheydari@nri.ac.ir

3. کارشناس ارشد اقتصاد انرژی، دانشکده اقتصاد دانشگاه تهران (نویسنده مسئول)

ghahramani.ha@ut.ac.ir

1. مقدمه

انرژی برق به عنوان یکی از مهم‌ترین حامل‌های انرژی با نقش روزافزون و روبه‌رشد خود در اقتصاد جهانی و نقش چندگانه به صورت کالای نهایی و یا به صورت کالای واسطه‌ای (به عنوان عامل تولید)، روزبه‌روز از اهمیت خاصی برخوردار می‌گردد. هم‌چنین به دلیل عدم امکان ذخیره‌سازی اقتصادی برق، باید در تمام اوقات، نرخ لحظه‌ای¹ تولید برق برابر با نرخ لحظه‌ای تقاضای آن باشد.

در دنیای واقعی بسیاری از کالاها و خدمات عملاً تحت شرایط رقابت کامل تولید و مصرف نمی‌شوند. به عنوان مثال بیشتر تأسیسات عمومی مثل آب، برق، گاز و تلفن تحت شرایط انحصاری یا رقابت انحصاری اداره می‌شوند. تعیین قیمت بهینه برای کالاها و خدماتی که تولید و مصرف آن‌ها در شرایط بازار رقابت کامل صورت نمی‌گیرد، از مباحث مهم علم اقتصاد می‌باشد. قیمت‌گذاری بهینه نیروی برق از مهم‌ترین ابزارها جهت برنامه‌ریزی جامع برای استفاده صحیح و کارا از برق (بهینگی مصرف) و هدایت صحیح سرمایه‌گذاری‌ها برای تأمین تقاضای برق (بهینگی تولید) به حساب می‌آید. زیرا قیمت یک تکنیک به اصطلاح نرم برای مدیریت تقاضا در بلندمدت است و ثانیاً بهترین علامت برای هدایت سرمایه‌گذاری‌ها می‌باشد. می‌توان گفت که قیمت برق بر مدیریت مصرف مشترکان، تحلیل هزینه-فایده نیروگاه‌ها و تأسیسات برق مؤثر بوده و بقا و دوام صنعت در گرو تنظیم دقیق قیمت‌های برق و متعاقباً نتایج مطلوب اجتماعی و اقتصادی آن می‌باشد. هم‌چنین اهمیت قیمت‌گذاری بهینه از آن جهت که بخش خصوصی با گذشت زمان و با حمایت‌هایی که از آن صورت می‌گیرد در حال قوی‌تر شدن و ورود به بسیاری از عرصه‌های صنعتی و دولتی کشورمان است، دوچندان می‌گردد زیرا از اولین ملزومات تشکیل بازار برای هر محصولی (یا ورود بخش خصوصی به آن) شفافیت بازار و وجود یک مکانیزم قیمتی قابل پیش‌بینی (و بنابراین قابل مدل‌سازی) است. برای برقراری قیمت بهینه در این شرایط باید کنترل‌های مناسبی را اعمال نمود. در کشورهای در حال توسعه از جمله

1. Instantaneous Rate

کشور ایران که دولت اکثر این تأسیسات را به صورت انحصاری در اختیار دارد، راحت تر و با اصطکاک کمتری می‌توان کنترل‌های لازم را برای تعیین قیمت بهینه و دارای کارایی اقتصادی انجام داد (امامی میدی، 1378؛ فلاحی فصیح، 1389؛ گلدانی، 1390 و اردلانی، 1390). هدف از این مطالعه، در مرحله اول محاسبه قیمت نیروی کار، قیمت سرمایه و قیمت سوخت بر اساس اطلاعات دریافتی و سپس تعیین قیمت بهینه برق برای صنعت برق کشور با بهره‌گیری از مبانی اقتصاد خرد می‌باشد.

2. مبانی نظری و مروری بر مطالعات تجربی

قیمت بهینه باید تضمین‌کننده حداکثر کارایی باشد. براین اساس منظور از قیمت‌گذاری بهینه برق، آن قیمت‌هایی است که به بالاترین سطح ممکن رفاه اجتماعی منجر شود و منظور از رفاه نیز حداکثر نمودن مازاد مصرف‌کننده و تولیدکننده می‌باشد. هم‌چنین قیمت بهینه در صنعت برق باید تأمین‌کننده پایداری عرضه برق باشد. به منظور پایداری عرضه، باید تمام زیان بنگاه تولیدکننده برق پوشش داده شود و در حداکثر کارایی بر مبنای هزینه نهایی، دولت مابه‌التفاوت را پرداخت کند.

در شرایط رقابت کامل که بازار بهینه اقتصادی برقرار می‌باشد، قیمت تعادلی بازار، فراهم‌کننده شرایط کارایی نیز می‌باشد. «کارایی مصرف» در نتیجه تخصیص بهینه مصرف میان مصرف‌کنندگان و «کارایی تولید» در نتیجه تخصیص بهینه نهاده‌ها در بخش تولید و «کارایی بازار» در نتیجه برقراری همزمان کارایی در تولید و کارایی در مصرف حاصل می‌شود (فلاحی فصیح، 1389). ویژگی‌های حاکم بر صنعت برق کشور از قبیل سرمایه‌بر بودن و وجود صرفه‌های به مقیاس (هزینه سرمایه‌گذاری و ریسک بالا در احداث تأسیسات برق) و وجود آثار خارجی عملاً مانع از حصول شرایط رقابتی شده و موجب گردیده که تمام و یا حداقل بخشی از عرضه برق به مصرف‌کنندگان، به صورت انحصاری باشد. باوجود هزینه‌های مستقیم و غیرمستقیم در صنعت برق کشور و در نتیجه انتقال مالکیت و کنترل این صنایع به دولت، سیاست قیمت‌گذاری در این صنایع موضوع تصمیم‌گیری

دولت قرار می‌گیرد (محمودی و همکاران، 1394؛ پرمن و همکاران، 1387 و شرکت توانیر، 1385).

قیمت‌گذاری برق بایستی با توجه به اهداف خاصی که در چارچوب اقتصاد کلان و اقتصاد دویخشی (بخش برق و به‌طور کلی بخش انرژی) مورد حمایت قرار می‌گیرند، انجام پذیرد. اهداف قیمت‌گذاری به‌طور کلی شامل کارایی اقتصادی، اهداف اجتماعی، اهداف مالی، هدف رشد اقتصادی، هدف صرفه‌جویی انرژی، هدف ثبات قیمت‌ها، اهداف درآمدی دولت، هدف تحرک منابع و اهداف زیست‌محیطی می‌باشد. یک ساختار قیمت‌گذاری مناسب، انعطاف‌پذیر و جامع بایستی ارتباط میان اهداف را پذیرفته و بهترین ترکیب از اهداف را با توجه به ساختار اقتصاد کلان جامعه برگزیند (متعاقب، 1391).

بر اساس تئوری اقتصاد خرد، اثبات می‌شود که اگر قیمت‌ها برابر هزینه نهایی تعیین گردد، رفاه اجتماعی به حداکثر می‌رسد (ویلیامسون¹، 1996، براون و سیبلی²، 1986). این نظریه، بر اساس نظریه قیمت‌گذاری کالاهای عمومی³ است که دلالت بر این دارد که قیمت‌ها باید برابر با هزینه نهایی در کوتاه‌مدت باشد. این نظریه سابقه‌ای طولانی دارد و از نظر تاریخی به مطالعه هاتلینگ (1938) برمی‌گردد. این نظریه با یک رابطه ساده ریاضی قابل اثبات است و نشان می‌دهد که در حالت تساوی قیمت با هزینه نهایی، رفاه اجتماعی به حداکثر می‌رسد.

رابطه زیر را با توجه به تعریف رفاه اجتماعی در نظر بگیریم:

مازاد مصرف‌کننده + مازاد تولیدکننده = رفاه اجتماعی

$$W = TR - TC + S$$

$$W = TR + S - TC \quad (1)$$

که در رابطه (1)، w رفاه اجتماعی، TR درآمد کل، TC هزینه کل و S مازاد مصرف‌کننده می‌باشد. اگر از تابع رفاه اجتماعی نسبت به سطح تولید مشتق بگیریم خواهیم داشت:

1. Williamson, (1996)

2. Brown & Sibley (1986)

3. Theory of Public Utility Pricing

$$\frac{dW}{dQ} = \frac{d}{dQ}(TR + S) - \frac{d}{dQ}(TC) = 0 \rightarrow P = MC \quad (2)$$

پشتوانه منطقی قیمت گذاری هزینه نهایی، حداکثرسازی رفاه اجتماعی است. در اقتصاد، قیمت گذاری بر اساس تساوی با هزینه نهایی به معنای انتخاب نخستین راه برتر می باشد که بانک جهانی نیز قیمت گذاری برق در کشور را بر مبنای هزینه نهایی بلندمدت پیشنهاد می دهد (امامی میبیدی، 1387). در ابعاد نظری، کاربرد قیمت گذاری بر اساس هزینه نهایی در صنعت برق را می توان در مطالعات کشاوا¹ در سال 1990 جستجو نمود.

در این روش کارایی اقتصادی در نظر گرفته می شود زیرا مصرف کنندگان هزینه آخرین واحد تولید را می پردازند. قیمت بدست آمده در این روش شامل کلیه هزینه های سرمایه ای در طول زمان بوده و هنگامی که تقاضا در حال رشد بوده و سرمایه گذاری در ارتباط با تقاضای رشد یافته مدنظر می باشد، این روش منطقی است. در چنین حالتی می توان در یک اقتصاد در حال رشد و در بلندمدت، سیستم را به طور بهینه برنامه ریزی کرد و آن را توسعه و گسترش داد. هم چنین می توان آن را به عنوان قیمت منابع اقتصادی در آینده تفسیر نمود. در این روش طی یک دوره کوتاه مدت تنها چند عامل قابل تغییر هستند در حال که در بلندمدت تمامی عوامل قابل تغییر هستند؛ بدین معنی که هزینه نهایی به طول مدت برنامه ریزی بستگی دارد (اردلانی، 1390). هزینه نهایی کوتاه مدت $(SRMC)^2$ دو مؤلفه را دربر می گیرد. هزینه انرژی مورد نیاز برای تولید یک واحد کالای اضافی و هزینه انرژی عرضه نشده؛ در حالی که هزینه نهایی بلندمدت $(LRMC)^3$ ارزش فعلی هزینه تکمیلی برای تولید یک واحد اضافی محصول در آینده است. بنابراین علاوه بر مؤلفه های هزینه نهایی کوتاه مدت، هزینه توسعه ظرفیت را نیز شامل می شود. در رابطه با برابری هر یک از متغیرهای هزینه (هزینه نهایی بلندمدت یا کوتاه مدت) با قیمت، دیدگاه های مختلفی در بین اقتصاددانان وجود دارد که برخی برای تولیداتی که نیازمند سرمایه گذاری های کلان باشد

1. Keshava
2. Short-Run Marginal Cost
3. Long-Run Marginal Cost

برابری قیمت با هزینه نهایی بلندمدت و برخی دیگر، هزینه نهایی کوتاهمدت را توجیه می کند (جولیوس و مشایخی¹، 1990: 115-120).

بر مبنای ساختار هزینه صنعت، بازدهی نسبت به مقیاس تولید می تواند فزاینده یا ثابت باشد. اگر بازدهی صعودی نسبت به مقیاس وجود داشته باشد، LAC نزولی شده و در این وضعیت اصطلاحاً گفته می شود که صرفه های نسبت به مقیاس وجود دارد² (فرجی دیزجی، 1392). اگر بازدهی نسبت به مقیاس تولید فزاینده باشد و قیمت از برابری با هزینه نهایی تولید حاصل گردد، تولیدکننده مواجه با کسری در تولید خواهد بود. این کسری ناشی از ناکارایی نبوده بلکه ناشی از بازدهی نسبت به مقیاس تولید و ساختار هزینه صنعت می باشد. کسری بوجود آمده در این حالت باید به روش ها و راهکارهای مختلف از جمله بازپرداخت تسهیلات اخذ شده از دولت در مقابل تعهدات دولت بابت تفاوت نرخ، استفاده از ظرفیت خصوصی سازی و اقساط بخش خصوصی با طلب آنان در مقابل فروش برق به شرکت های مادر تخصصی دولتی جبران گردد.

3. پیشینه پژوهش

از مهم ترین مطالعات انجام شده در زمینه تحلیل صنعت برق می توان به موارد زیر اشاره کرد:

پژویان و محمدی (1379) در مطالعه ای با عنوان «قیمت گذاری بهینه رمزی برای صنعت برق ایران» روش قیمت گذاری رمزی برای صنعت برق ایران را مورد آزمون تجربی قرار داده اند. در این مطالعه، قیمت های رمزی خدمات برق، برای کاربری های مختلف خانگی، صنعتی، کشاورزی، تجاری و عمومی محاسبه شده و به وسیله محاسبه تغییرات رفاه، میزان افزایش رفاه ناشی از حرکت از قیمت های فعلی به قیمت های رمزی برآورد گردیده است.

1. Julius and Mashayehki (1990)

2. در بلندمدت پس از تعدیل بهینه تمامی نهاده ها، به دو دلیل تخصص و تقسیم نیروی کار و عوامل تکنولوژیکی، هزینه واحد تولید می تواند به وسیله افزایش اندازه کارخانه کاهش یابد.

سوری و مردانی (1386) با استفاده از مدل رفتاری پیشنهاد بهینه، و با بکارگیری داده‌های آماری بازار برق، تابع هزینه نهایی دو واحد نیروگاهی نکا از نوع بخاری و گازی را برآورد نموده‌اند. نتایج پژوهش نشان داده است که منحنی هزینه نهایی واحدهای گازی و بخاری نیروگاه نکا، مقعر و افزایشی می‌باشد، که با شکل تجربی آن در بازارهای برق مختلف سازگاری دارد. با توجه به منحنی‌های هزینه نهایی واحدهای گازی و بخاری، اگر مدیر یا بهره‌بردار نیروگاه نکا عقلایی رفتار کند، برای واحد گازی بهترین استراتژی قیمت‌دهی این است که یا اصلاً پذیرفته نشود و یا اگر پذیرفته شد در حداکثر ظرفیت واحد تولید کند و برعکس برای واحدهای بخاری طوری قیمت بدهد که همیشه در مدار بوده و در حداقل ظرفیت تولید کند.

مطالعه امامی میدی (1387) بیانگر آن است که مسئله رقابت در صنعت برق ایران نمی‌تواند کارساز باشد و در صنعت برق کشور هنوز حالت انحصار طبیعی حاکم است. این مطالعه با بررسی ساختار صنعت برق کشور، پی به بازده صعودی نسبت به مقیاس عوامل تولید برده و با اندازه‌گیری کارایی، روش قیمت‌گذاری بر مبنای نظریه قیمت‌گذاری کالاهای عمومی و بر اساس فرمول مشهور رمزی پیشنهاد گردیده و قیمت‌گذاری برق در برابری با هزینه نهایی را قابل تجویز نمی‌داند.

اردلانی (1390)، در مطالعه‌ای با عنوان «اثرات رفاهی روش‌های متفاوت قیمت‌گذاری در توزیع برق (مطالعه موردی ایران)» به این نتیجه رسیده است که قیمت‌گذاری رمزی و هزینه نهایی برآورد شده با قیمت‌های برآوردی وزارت نیرو در این بخش تفاوت محسوسی دارد که می‌تواند به دلیل اختلاف در روش قیمت‌گذاری و محاسبه هزینه، اعمال سیاست‌های مدیریتی مانند انحراف از قیمت و محدودیت داده‌های مالی تحقیق باشد.

مطالعه‌ای که توسط سیفی و دهقان‌پور (1393) با عنوان «بررسی تقاضای نهاده‌ها، صرفه‌جوئی‌های ناشی از مقیاس و تغییرات فنی در صنعت تولید برق کشور طی دوره 1350-1386» انجام شده است، نشان‌دهنده تأیید شرط خوش‌رفتاری تابع هزینه ترانسلوگ و همچنین پذیرش فرض وجود صرفه‌جوئی‌های ناشی از مقیاس برای نیروگاه‌ها است.

آزمون حداکثر درست نمایی، تورش تغییرات فنی را برای نیروگاه‌های ایران مورد تأیید قرار داده است. نتایج حاصل از برآورد سهم نهاده‌ها در ترکیب هزینه نیروگاه‌ها، بیشترین سهم را به سوخت و کمترین سهم را به نیروی کار اختصاص داده است.

محمودی و همکاران (1394)، در مطالعه‌ای با عنوان «تعیین قیمت تمام‌شده برق بر اساس الگوریتم پیشنهادی LCOE منطبق با تکنولوژی‌های مختلف و مطالعه موردی آن در کشور ایران»، چهار تکنولوژی سیکل ترکیبی، زغال‌سنگ، هسته‌ای و بادی در کشور ایران از دیدگاه فنی و اقتصادی مورد مطالعه قرار داده‌اند که قیمت تمام‌شده واقعی برق را با احتساب هزینه انتشار کربن در برداشته است. در این میان کم‌ترین هزینه تولید مربوط به تکنولوژی سیکل ترکیبی (6/53-7/60 ct/kWh)، سپس تکنولوژی زغال‌سنگ (8/38-12/15 ct/kWh) می‌باشد. در بخش تحلیل حساسیت، بیشترین تأثیر مربوط به پارامترهای هزینه سرمایه‌گذاری، هزینه سوخت و ضریب بهره‌برداری بوده است که البته برای تکنولوژی بادی، هزینه سوخت عاملی بی‌تأثیر می‌باشد.

گرین¹ (1998) در مطالعه‌ای با عنوان «محاسبه قیمت بهینه بازار برق انگلستان و ولز با در نظر گرفتن محدودیت و تلفات شبکه انتقال» به این نتیجه رسیده است که با حرکت از قیمت‌های یکنواخت به سمت قیمت‌های بهینه، رفاه عمومی حداکثر می‌شود و آسیب‌پذیری قدرت بازار کاهش می‌یابد.

مالانی² (2001) در مطالعه‌ای با عنوان «تخمین تابع هزینه برق با استفاده از یک تعریف دوبعدی استفاده از ظرفیت» نشان می‌دهد که واحدهای با هزینه پایین‌تر، منجر به اقناع شدن بازار عمده‌فروشی رقابتی می‌شوند و هرچقدر که رقابت رشد می‌کند، بسیاری از واحدهای ناکارا در حاشیه عرضه قرار می‌گیرند. با این حال، تفاوت هزینه بین واحدهایی که تمام‌وقت فعالیت دارند، بسیار زیاد نیست. بسیاری از تفاوت در هزینه مشاهده‌شده نیروگاه‌های برق

1. Green (1998)

2. Maloney (2001)

می‌تواند به استفاده از ظرفیت پایین نسبت داده شود که با قیمت‌گذاری رقابتی کاهش خواهد یافت.

کوپساکانگاس-ساوولانین¹ (2004) با به دست آوردن قیمت‌های شبکه تحت چهار روش هزینه نهایی، رمزی، FDC و قیمت‌گذاری بهینه به روش تعرفه دو قسمتی، به این نتیجه می‌رسد که اگر اصول قیمت‌گذاری تغییر کنند، رفاه می‌تواند بهبود یابد و استفاده از اصول قیمت‌گذاری بهینه اول و قیمت‌گذاری هزینه نهایی یا تعرفه دو قسمتی، بالاترین میزان رفاه را به همراه خواهد داشت.

از جمله مهم‌ترین وجه تمایزهای مطالعه حاضر با مطالعات مشابه انجام شده، آن است که تابع هزینه به طور غیرمستقیم از تابع تولید استخراج نشده، بلکه به طور مستقیم بر مبنای قیمت‌های محاسباتی و با استفاده از تابع هزینه کاملاً انعطاف‌پذیر ترانسلوگ برآورد گردیده است. لذا بهره‌گیری از اطلاعات دقیق و واقعی (استخراج‌شده از دفاتر مالی شرکت توانیر) می‌تواند نتایج بهتری در ارتباط با تابع هزینه صنعت برق ارائه نماید. از دیگر دلایل انجام مطالعه، نیاز به بروز بودن اطلاعات می‌باشد، چراکه قیمت‌گذاری بر مبنای هزینه نهایی بلندمدت یک روش قیمت‌گذاری آینده‌نگر می‌باشد.

4. تصریح مدل و تحلیل نتایج

4-1. تصریح مدل

در این پژوهش، از توابع هزینه به نام توابع هزینه انعطاف‌پذیر بهره برده شده است. توابع انعطاف‌پذیر² با داشتن تعداد کافی از پارامترها، هیچ‌گونه محدودیتی بر ساختار تولید اعمال نمی‌کنند، ضمن این‌که نواحی سه‌گانه تولید قابل تفکیک است و لذا می‌توان محدوده اقتصادی تولید را مشخص نمود. از انواع توابع هزینه می‌توان به تابع هزینه باکس-کاکس³،

1. Kopsakangas-Savolainen (2004)

2. Flexible Cost Function

3. Box-Cox Cost Function

تابع هزینه ترانسلوگ¹، تابع هزینه درجه دوم تعمیم یافته² و تابع هزینه لئونتیف تعمیم یافته³ اشاره نمود.

برنت و خالد⁴ (1979) با به کارگیری یک تابع هزینه باکس-کاکس نشان دادند که توابع ترانسلوگ، درجه دوم تعمیم یافته و لئونتیف تعمیم یافته در حقیقت حالت خاصی از تابع باکس-کاکس می باشند. فرم کلی تابع هزینه باکس-کاکس به شرح زیر است.

$$C = [1 + \gamma G(P)]^{\frac{1}{\gamma}} [\prod_{k=1}^K Q_k \beta_k(Q, P)] \quad (3)$$

$$a) G(P) = \alpha_0 + \sum_{k=1}^K \alpha_k P_k(\gamma) + \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \delta_{ij} P_i(\gamma) P_j(\gamma) \quad (4)$$

$$b) \beta_K(Q, P) = \beta_K + \sum_{I=1}^K \frac{\theta_{KI}}{2} \ln Q_I + \sum_{i=1}^N \phi_{Ki} \ln P_i \quad (5)$$

$$c) P_i(\gamma) = \frac{(P_i^2 - 1)^{\frac{\gamma}{2}}}{\frac{\gamma}{2}} \quad (6)$$

در روابط فوق، N تعداد نهاده، K تعداد محصول، P بردار قیمت نهاده‌ها و Q بردار مقادیر محصول می باشد. همچنین شرط تقارن برای تابع هزینه تعمیم یافته باکس-کاکس به صورت زیر خواهد بود:

$$\delta_{ij} = \delta_{ji}, \theta_{IK} = \theta_{KI} \quad (7)$$

زمانی تابع همگن از درجه یک در قیمت نهاده‌ها خواهد بود که شروط زیر برقرار باشد:

$$a) \alpha_i = 1 + \gamma \alpha_0, b) \sum_{j=1}^N \delta_{ij} = \frac{\gamma}{2} \alpha_i, c) \sum_{i=1}^N \phi_{Ki} = 0 \quad (8)$$

و در نهایت با اعمال شرط همگنی بر تابع هزینه تعمیم یافته باکس-کاکس، رابطه زیر به دست می آید:

-
1. Translog Cost Function
 2. Generalized Square-Root Quadratic Cost Function
 3. Generalized Leontief Cost Function
 4. Berndt and Khaled (1979)

تعیین قیمت بهینه برق: مطالعه... 67

$$C = \left[\frac{2}{\gamma} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \delta_{ij} P_i^{\frac{\gamma}{2}} P_j^{\frac{\gamma}{2}} \right]^{\frac{1}{\gamma}} \left[\prod_{k=1}^K Q_k^{\beta_k} (Q, P) \right] \quad (9)$$

به منظور استخراج تابع هزینه ترانسلوگ از تابع هزینه انعطاف پذیر باکس-کاکس، محدودیت زیر بر مدل اصلی وارد می شود.

$$G(P) = \frac{\left[\frac{C}{\sum_k Q_k^{\beta_k} (Q, P)} \right]^{\gamma-1}}{\gamma} \quad (10)$$

با مشتق گیری از رابطه (10)، زمانی که γ به سمت صفر میل می کند، فرم کلی تابع هزینه ترانسلوگ به صورت زیر به دست می آید:

$$\ln C = \alpha_0 + \alpha_q \ln Q + \frac{1}{2} \alpha_{qq} (\ln Q)^2 + \sum_{i=1}^n \alpha_i \ln P_i + \quad (11)$$

$$\frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \beta_{ij} \ln P_i \ln P_j + \sum_{i=1}^n \beta_{iq} \ln P_i \ln Q + u$$

تابع هزینه ترانسلوگ اولین بار در سال 1973 توسط کریستین سن، جورگنسون و لائو¹ معرفی گردید.

پس از معرفی مدل پژوهش، در ادامه به تعریف عملیاتی متغیرها پرداخته می شود:

- هزینه کل صنعت برق (میلیارد ریال) شامل حاصل جمع «هزینه کل بخش تولید، هزینه کل بخش انتقال و هزینه کل بخش توزیع» می باشد. هزینه کل بخش تولید شامل هزینه سوخت بخش تولید، هزینه بهره برداری بخش تولید، هزینه استهلاک بخش تولید، هزینه خرید از بخش خصوصی و هزینه خرید از برق آبی می باشد. هزینه کل بخش انتقال شامل هزینه بهره برداری بخش انتقال و هزینه استهلاک بخش انتقال می باشد. هزینه کل بخش توزیع شامل هزینه بهره برداری بخش توزیع و هزینه استهلاک بخش توزیع می باشد.
- ستاده کل صنعت برق (میلیون کیلووات ساعت) به صورت میانگین «ستاده بخش تولید، ستاده بخش انتقال و ستاده بخش توزیع» محاسبه گردیده است. ستاده بخش تولید شامل تولید ویژه وزارت نیرو و غیروزارت نیرو می باشد. ستاده بخش انتقال و فوق توزیع

به صورت کسر کردن تلفات شبکه انتقال و فوق توزیع از تولید ویژه وزارت نیرو و غیروزارت نیرو محاسبه شده و ستاده بخش توزیع نیز معادل با فروش انرژی برق در نظر گرفته شده است.

■ اجاره سرمایه (میلیارد ریال بر مگاوات) به صورت هزینه کل استهلاک صنعت برق¹ (میلیارد ریال)/ظرفیت عملی نیروگاه‌های کشور (مگاوات) محاسبه گردیده است. هزینه کل استهلاک صنعت برق شامل هزینه استهلاک بخش تولید با احتساب خرید از بخش خصوصی و خرید از برق آبی، هزینه استهلاک بخش انتقال و هزینه استهلاک بخش توزیع می‌باشد. با توجه به این که هزینه خرید از بخش خصوصی از سال 87 به بعد در دفاتر مالی شرکت توانیر ثبت گردیده است، لذا هزینه استهلاک خرید از بخش خصوصی به صورت زیر استخراج گردیده است: ابتدا نسبت هزینه‌های استهلاک از کل هزینه‌های صنعت برق (بخش‌های تولید، انتقال و توزیع) بر مبنای پنج سال آخر (سال‌های 1382 تا 1386) محاسبه گردیده و سپس بر اساس این نسبت، سهم هزینه‌های استهلاک از کل هزینه خرید از بخش خصوصی استخراج گردیده است. هم‌چنین با توجه به این که هزینه خرید از برق آبی تا قبل از سال 1382 ناچیز بوده است، لذا هزینه استهلاک خرید از برق آبی به صورت زیر استخراج گردیده است: برای قبل از سال 1382، هزینه خرید از برق آبی عمدتاً شامل هزینه بهره‌برداری بوده و سهم هزینه استهلاک بسیار ناچیز بوده است. برای بعد از سال 1382، هزینه استهلاک صنعت برق به صورت «کسر کردن هزینه بهره‌برداری خرید از برق آبی از هزینه خرید از برق آبی (تعدیل شده بر مبنای سال پایه 1376)» محاسبه گردیده است.

■ قیمت نیروی انسانی (میلیارد ریال به نفر) به صورت «هزینه کل نیروی انسانی صنعت برق (میلیارد ریال)/نیروی انسانی شاغل در صنعت برق (نفر)» محاسبه گردیده است. بر اساس نسبت‌های گزارش شده توسط شرکت توانیر، هزینه کل نیروی انسانی صنعت برق به صورت «سهم هزینه‌های پرسنلی از کل هزینه (0/42)»*(هزینه بهره‌برداری بخش تولید با احتساب

1. آنچه که در مطالعه حاضر به عنوان هزینه‌های استهلاک در نظر گرفته شده است، هزینه‌های دفتری ثبت شده در دفاتر مالی می‌باشد.

خرید از بخش خصوصی و خرید از برق‌آبی+هزینه تعمیرات اساسی+هزینه خرید برون‌مرزی+هزینه بهره‌برداری بخش انتقال+هزینه بهره‌برداری بخش توزیع+هزینه‌های مالی و سایر) محاسبه گردیده است. هزینه بهره‌برداری خرید از بخش خصوصی و خرید از برق‌آبی به مانند هزینه استهلاک خرید از بخش خصوصی و برق‌آبی استخراج گردیده است.

■ قیمت سوخت صنعت برق (ریال بر مترمکعب) بر اساس قیمت سوخت بخش تولید به صورت حاصل تقسیم هزینه سوخت بخش تولید با احتساب خرید از بخش خصوصی (میلیارد ریال) بر ارزش حرارتی سوخت‌های مصرف‌شده (میلیارد مترمکعب) محاسبه گردیده است. هزینه سوخت خرید از بخش خصوصی نیز به مانند هزینه بهره‌برداری خرید از بخش خصوصی استخراج گردیده است.

کل اطلاعات مربوط به هزینه از جمله هزینه کل، هزینه استهلاک، هزینه نیروی انسانی و هزینه سوخت از صورت‌های مالی شرکت مادر تخصصی توانیر و اطلاعات مربوط به ستاده، ظرفیت عملی، نیروی انسانی شاغل و ارزش حرارتی سوخت‌های مصرفی از آمار 49 سال صنعت برق ایران در آینه آمار (1394) استخراج گردیده است.

2-4. تحلیل نتایج

1-2-4. آزمون پایایی متغیرها

در این مطالعه به منظور بررسی پایایی سری‌های موردنظر از آزمون فیلیپس پرون بهره خواهیم گرفت¹. براساس نتایج آزمون مذکور که در جدول (1) آورده شده است، متغیرهای مدل در سطح پایا بوده و فرضیه صفر مبنی بر وجود ریشه واحد رد شده و یا با اولین تفاضل‌گیری پایا می‌شوند. حال با توجه به وجود متغیرها با مرتبه‌های هم‌انباشتگی متفاوت، لازم است که رابطه هم‌انباشتگی بین متغیرها بررسی شود. $LnTC$ بیانگر لگاریتم

1. دوره زمانی مطالعه، 1370-1393 در نظر گرفته شده است.

هزینه کل، $\ln Y$ لگاریتم ستاده صنعت، $\ln P_C$ ، $\ln P_L$ و $\ln P_F$ نیز به ترتیب بیانگر لگاریتم اجاره سرمایه، لگاریتم قیمت نیروی کار و لگاریتم قیمت سوخت در صنعت برق می باشد.

جدول (1): نتایج آزمون ریشه واحد به منظور بررسی پایایی متغیرها

متغیر	آماره فیلیپس-پرون تعدیل شده	احتمال	نتیجه آزمون
$\ln TC$	-5/4867	0/0002	I(1)
$\ln Y$	-3/4537	0/0198	I(1)
$05*(\ln Y)^2$	-4/1062	0/0047	I(1)
$\ln P_C$	-5/1701	0/0004	I(1)
$\ln P_L$	-4/7767	0/0010	I(1)
$\ln P_F$	-4/8307	0/0009	I(1)
$05*(\ln P_C)^2$	-5/0923	0/0005	I(0)
$05*(\ln P_L)^2$	-14/9869	0/0000	I(0)
$05*(\ln P_F)^2$	-5/1166	0/0005	I(1)
$\ln P_C * \ln P_L$	-5/9569	0/0001	I(0)
$\ln P_C * \ln P_F$	-2/9603	0/0539	I(0)
$\ln P_L * \ln P_F$	-2/7641	0/0791	I(0)
$\ln Y * \ln P_C$	-5/3795	0/0003	I(1)
$\ln Y * \ln P_L$	-4/6987	0/0013	I(1)
$\ln Y * \ln P_F$	-4/7241	0/0012	I(1)

منبع: یافته‌های پژوهش

4-2-2. آزمون هم‌جمعی

تخمین مدل در حالت نامانا بودن متغیرها باعث ایجاد رگرسیون کاذب در مدل می‌شود. برای جلوگیری از اتکا به رگرسیون کاذب، روش‌های تفاضل‌گیری و آزمون هم‌انباشتگی وجود دارد، اما باید توجه داشت هنگام استفاده از تفاضل متغیرها در برآورد ضرایب الگو، اطلاعات ارزشمندی در رابطه با سطح متغیرها از دست می‌رود. نتایج آزمون انگل-گرنجر تعمیم‌یافته بیان‌گر آن است که متغیرهای مدل با یکدیگر هم‌جمعند و بنابراین می‌توان معادله را با استفاده از روش حداقل مربعات معمولی برآورد نمود بدون آن‌که با مشکل رگرسیون کاذب مواجه باشد.

جدول (2): نتایج آزمون تشخیص هم‌جمعی انگل-گرنجر

احتمال	آماره t	
0/00	-7/1821	Argumented Dickey-Fuller Test Statistic (ADF)

منبع: یافته‌های پژوهش

3-2-4. تخمین و تحلیل تابع هزینه کل صنعت برق

در مطالعه حاضر به منظور تخمین تابع هزینه کل برای صنعت برق کشور و استخراج هزینه نهایی از آن، از فرم کلی تابع ترانسلوگ بهره گرفته شده است. تابع هزینه ترانسلوگ بسط-یافته برای صنعت برق کشور طی دوره زمانی 1370 تا 1393¹ به روش حداقل مربعات معمولی (OLS²) به صورت زیر تصریح و برآورد گردیده است (کریستنسن و گرین³، 1976، ملانی⁴، 2001):

$$\begin{aligned} LnTC = & \alpha_0 + \alpha_Y LnY + \frac{1}{2}\gamma_{YY} (LnY)^2 + \alpha_C LnPC + \alpha_L LnPL \\ & + \alpha_F LnPF + \frac{1}{2}\gamma_{CC} (LnPC)^2 + \frac{1}{2}\gamma_{LL} (LnPL)^2 + \frac{1}{2}\gamma_{FF} (LnPF)^2 \\ & + \gamma_{CL} LnPC LnPL + \gamma_{CF} LnPC LnPF + \gamma_{LF} LnPL LnPF \\ & + \gamma_{YC} LnY LnPC + \gamma_{YL} LnY LnPL + \gamma_{YF} LnY LnPF \end{aligned} \quad (12)$$

تابع هزینه ترانسلوگ، ساختار تولید را محدود به هموتتیک بودن نمی‌کند و هیچ محدودیتی بر کشش‌های جایگزینی وارد نمی‌سازد. هرچند این محدودیت‌ها می‌توانند از نظر آماری مورد آزمون قرار گیرند. اگر هر کدام از محدودیت‌ها معتبر بودند، مناسب است که مدل ساده را اتخاذ کنیم. برای تابع هزینه ترانسلوگ، محدودیت‌های هموتتیک بودن، همگن بودن و کشش جایگزینی واحد به ترتیب زیر می‌باشد:

$$\gamma_{Yi} = 0 \quad (13)$$

1. با توجه به این‌که در زمان اطلاعات دریافتی از شرکت توانیر و وزارت نیرو، اطلاعات هزینه‌ای مورد نیاز صنعت برای سال 1394 به صورت حسابرسی نشده بود، لذا داده‌های این سال، در قلمرو زمانی تحقیق وارد نگردیده است.

2. Ordinary Least Squares

3. Christensen and Greene (1976)

4. Maloney (2001)

$$\gamma_{Yi} = 0, \gamma_{Y} = 0 \quad (14)$$

$$\gamma_{ij} = 0 \quad (15)$$

نتایج مربوط به آزمون محدودیت‌های هموتتیک بودن، همگن بودن و محدودیت کشش واحد تابع هزینه در جدول (3) ارائه گردیده است:

جدول (3): نتایج آزمون‌های آماری هموتتیک بودن، همگن بودن و کشش جایگزینی واحد

هموتتیک بودن	همگی	کشش جایگزینی واحد	هموتتیک بودن و کشش جایگزینی واحد	همگی و کشش جایگزینی واحد	
15/6069	23/4576	25/8078	49/7726	58/8677	χ^2
0/0014	0/0001	0/0002	0/0000	0/0000	احتمال

منبع: یافته‌های پژوهش

با توجه به نتایج به دست آمده از جدول، فرضیه صفر مبنی بر صفر بودن ضرایب مربوط به اثر تقاطعی ستاده صنعت با اجاره سرمایه، قیمت نیروی کار و قیمت سوخت را می‌توان رد کرد. نتایج مربوط به آزمون همگن بودن نشان می‌دهد که ضرایب مربوط به اثر تقاطعی ستاده صنعت با اجاره سرمایه، قیمت نیروی کار و قیمت سوخت و توان دوم ستاده صنعت صفر نبوده و نمی‌توان این ضرایب را از مدل کنار گذاشت. نتایج مربوط به آزمون کشش جایگزینی واحد بیانگر آن است که فرضیه صفر مبنی بر صفر بودن ضرایب مربوط به اثر تقاطعی اجاره سرمایه با قیمت نیروی کار و قیمت سوخت، اثر تقاطعی قیمت نیروی کار با قیمت نیروی سوخت، توان دوم اجاره سرمایه، توان دوم قیمت نیروی کار و توان دوم قیمت سوخت را می‌توان رد کرد. در ادامه نتایج آزمون‌های آماری مربوط به هموتتیک بودن و کشش جایگزینی واحد ارائه گردیده است که نشان می‌دهد که این دو محدودیت را به طور هم‌زمان نمی‌توان بر مدل اعمال کرد. همچنین نتایج آزمون‌های آماری مربوط به همگن بودن و کشش جایگزینی واحد بیانگر آن است که این دو محدودیت نیز به طور هم‌زمان قابل اعمال بر تابع هزینه نمی‌باشند. لذا می‌توان نتیجه‌گیری نمود که هیچ کدام از

تعیین قیمت بهینه برق: مطالعه... 73

محدودیت‌های هموتتیک بودن، همگن بودن و کشش جایگزینی واحد بودن را نمی‌توان بر مدل تابع هزینه ارائه شده اعمال نمود.

در ادامه نتایج مربوط به تخمین تابع هزینه کل ترانسلوگ در جدول (4) ارائه گردیده است. وجود تعداد قابل توجهی از متغیرهای معنی‌دار و نیز بالا بودن R^2 از نشانه‌های خوبی برآزش الگو بوده است. بر اساس مقدار آماره دورین-واتسون¹ استخراجی، الگوی برآورده شده مشکل خودهمبستگی نداشته است.

جدول (4): نتایج تخمین تابع هزینه کل صنعت برق (متغیر وابسته: لگاریتم هزینه کل برق)

متغیر	ضریب مربوطه	انحراف معیار	آماره t	احتمال
C	-459/1524	185/5306	-2/4748	0/0353
LnY	167/6936	66/5289	2/5206	0/0327
$05*(LnY)^2$	-29/8082	11/9346	-2/4976	0/0340
LnP _C	9/8771	2/7736	3/5611	0/0061
LnP _L	-56/6939	19/0445	-2/9769	0/0155
LnP _F	2/9818	1/2394	2/4059	0/0395
$05*(LnP_C)^2$	0/3251	0/1381	2/3537	0/0430
$05*(LnP_L)^2$	-2/9970	1/0053	-2/9809	0/0154
$05*(LnP_F)^2$	0/0020	0/0151	0/1332	0/8969
LnP _C *LnP _L	0/1295	0/1885	0/6868	0/5095
LnP _C *LnP _F	0/0422	0/0317	1/3312	0/2159
LnP _L *LnP _F	0/0928	0/0552	1/6825	0/1268
LnY*LnP _C	-1/6741	0/5029	-3/3210	0/0088
LnY*LnP _L	10/1497	3/4262	2/9623	0/0159
LnY*LnP _F	-0/5167	0/2154	-2/3981	0/0400
ضریب تعیین	0/9999			
ضریب تعیین تعدیل شده	0/9998			
آماره F	9291/36			
آماره دورین-واتسون	2/61			

منبع: یافته‌های پژوهش

نتایج برآورد حاکی از آن است که ستاده صنعت برق به‌عنوان یکی از متغیرهای توضیحی مهم در سطح اطمینان 95 درصد، اثر مثبت و معنادار بر هزینه کل صنعت برق دارد. این نتیجه مطابق با تئوری است، بدین‌صورت که منحنی هزینه کل تابعی صعودی از سطح ستاده می‌باشد. افزایش سطح تولید نیازمند بکارگیری میزان بیشتری از نهاده‌های تولید می‌باشد. به‌کارگیری عوامل تولید بیشتر، منجر به افزایش مخارج انجام‌شده بر روی آن نهاده گردیده و لذا با افزایش سهم مخارج انجام‌شده بر روی آن نهاده، هزینه کل افزایش می‌یابد. توان دوم ستاده صنعت برق دارای اثر منفی و معنادار بر سطح هزینه کل بوده است. اجاره سرمایه به‌عنوان یکی دیگر از متغیرهای توضیحی مهم، رابطه مثبت با سطح هزینه کل دارد. این رابطه مثبت در سطح اطمینان 99 درصد معنادار می‌باشد. نتیجه به‌دست‌آمده در ارتباط با این متغیر نیز مطابق با تئوری می‌باشد که بیان می‌کند تابع هزینه کل نسبت به قیمت نهاده‌ها، تابعی غیرنزولی است. افزایش اجاره سرمایه باعث افزایش سهم هزینه سرمایه از هزینه کل شده و لذا هزینه کل افزایش می‌یابد. همچنین از آنجا که سرمایه از جمله عوامل تولید مهم اثرگذار در صنعت برق می‌باشد، لذا تغییرات در اجاره سرمایه می‌تواند اثرات مستقیم قابل توجهی بر هزینه کل صنعت برق داشته باشد. استقراض از بازار پول با هزینه بالا به‌منظور پوشش هزینه‌های اجرایی و درعین‌حال الزام به پرداخت اصل و جرائم تسهیلات اخذشده منجر به افزایش در اجاره سرمایه شده و زمینه‌های افزایش در هزینه کل صنعت برق را فراهم می‌سازد. قیمت نیروی کار با اثر منفی و معنادار بر هزینه کل همراه است. یکی از انگیزه‌های بسیار قوی جهت افزایش بهره‌وری، پرداخت به نیروی انسانی بر اساس توانایی‌های اوست. به‌عبارت‌دیگر اگر پرداخت به هر فرد بر اساس میزان تلاش او باشد، افراد انگیزه بیشتری در جهت افزایش بهره‌وری خواهد داشت. با توجه به تعدیل نیروی صورت گرفته در مجموعه برق و کاهش نیروی انسانی شاغل، استدلال بر این است که پرداخت‌ها بیشتر در جهت افزایش بهره‌وری نیروی کار بوده است. بالا بودن بهره‌وری به‌خصوص بهره‌وری نیروی کار، منشأ اصلی رشد اقتصادی، رفاه ملی و کاهش هزینه‌هاست. از این‌رو افزایش قیمت نیروی کار از طریق افزایش بهره‌وری نیروی کار،

می‌تواند زمینه‌های کاهش در هزینه کل را فراهم آورد. قیمت سوخت به‌عنوان یکی دیگر از متغیرهای توضیحی مهم تابع هزینه، اثر مثبت و معنادار بر هزینه کل در سطح اطمینان 95 درصد داشته است. از آنجا که عمده‌ترین هزینه تشکیل‌دهنده هزینه کل در بخش تولید، هزینه سوخت می‌باشد، لذا عامل تولید سوخت نیز در کنار سرمایه از جمله مهم‌ترین عوامل تولید اثرگذار در ساختار صنعت برق کشور محسوب می‌گردد. نتیجه به‌دست‌آمده در ارتباط با این متغیر نیز مطابق با تئوری اقتصادی می‌باشد که بیان می‌کند تابع هزینه کل نسبت به قیمت نهاده‌ها، تابعی غیرنزولی است. به همین ترتیب افزایش قیمت سوخت باعث افزایش سهم هزینه سوخت از هزینه کل شده و لذا هزینه کل افزایش می‌یابد. توان دوم اجاره سرمایه و توان دوم قیمت نیروی کار به ترتیب با تأثیر مثبت و منفی بر روی هزینه کل صنعت برق همراه بوده است. اثر این متغیرها در سطح اطمینان 95 درصد معنی‌دار می‌باشد. ضریب مربوط به متغیر تقاطعی اجاره سرمایه و قیمت نیروی کار در مدل بی‌معنی می‌باشد. این نتیجه بیانگر آن است که افزایش اجاره سرمایه در صنعت برق کشور اثر قابل توجهی بر میزان انتقال افزایش قیمت نیروی کار بر شاخص هزینه کل نداشته است. هم‌چنین ضریب مربوط به متغیر تقاطعی اجاره سرمایه و قیمت سوخت در مدل بی‌معنی بوده است. این نتیجه نیز بیانگر آن است که افزایش اجاره سرمایه تأثیری بر میزان انتقال افزایش قیمت سوخت بر شاخص هزینه کل نداشته است. به همین ترتیب ضریب مربوط به متغیر تقاطعی قیمت نیروی کار و قیمت سوخت در مدل بی‌معنی بوده است. این نتیجه نیز بیانگر آن است که افزایش قیمت نیروی کار تأثیری بر میزان انتقال افزایش قیمت سوخت بر شاخص هزینه کل نداشته است.

نتایج مربوط به ضرایب اثرات تقاطعی ستاده با قیمت عوامل تولید نشان‌گر تأثیر منفی و معنادار ضریب مربوط به متغیر تقاطعی ستاده صنعت برق و اجاره سرمایه بر هزینه کل در سطح اطمینان 99 درصد می‌باشد. این نتیجه بیانگر آن است که افزایش ستاده صنعت برق اثر تضعیف‌کننده‌ای بر میزان انتقال افزایش اجاره سرمایه بر شاخص هزینه کل دارد. هم‌چنین ضریب مربوط به متغیر تقاطعی ستاده صنعت برق و قیمت نیروی کار تأثیر مثبت بر

هزینه کل در سطح اطمینان 99 درصد داشته است. هم‌چنین استدلال می‌شود که افزایش ستاده صنعت برق اثر تشدیدکننده بر میزان انتقال افزایش اجاره سرمایه بر شاخص هزینه کل دارد. در نهایت ضریب مربوط به متغیر تقاطعی ستاده صنعت برق و قیمت سوخت تأثیر منفی بر هزینه کل در سطح اطمینان 99 درصد داشته است. بنابراین می‌توان گفت که افزایش ستاده صنعت برق اثر تضعیف‌کننده بر میزان انتقال افزایش قیمت سوخت بر شاخص هزینه کل دارد. در ادامه به بررسی آزمون‌های مربوط به مدل‌های رگرسیون کلاسیک انجام شده می‌پردازیم.

4-2-4. آزمون‌های مدل

بر اساس نتایج بدست آمده در جدول (5)، نتیجه به دست آمده برای آماره جاک-برا¹ و احتمال مربوطه نشان می‌دهد که فرضیه صفر مبنی بر نرمال بودن جملات پسماند رد نمی‌شود. نتایج ارائه شده برای آزمون بروش-پاگان-گادفری² حاکی از عدم وجود ناهمسانی واریانس در مدل می‌باشد. بر اساس نتایج مربوط به آزمون بروش-گادفری³، این مدل خود همبستگی ندارد. در نهایت، آماره F و احتمال‌های مربوط به آزمون RESET رمزی نشان می‌دهد که فرم تابعی درست می‌باشد.

جدول (5). نتایج آزمون‌های نرمال بودن جملات پسماند، واریانس ناهمسانی، خودهمبستگی و RESET رمزی

آماره جاک-برا	احتمال	آزمون نرمال بودن جملات پسماند
1/4176	0/4922	
آماره F	احتمال	آزمون واریانس ناهمسانی: بروش-پاگان-گادفری
0/7184	0/7206	
آماره F	احتمال	آزمون خودهمبستگی سریالی بروش-گادفری
4/3416	0/3559	
آماره F	احتمال	آزمون RESET رمزی
0/2469	0/62326	

منبع: یافته‌های پژوهش

1. Jarque-Bera

2. Breusch-Pagan-Godfrey

3. Breusch-Godfrey

4-2-5. استخراج تابع هزینه نهایی، قیمت بهینه و تحلیل سود و زیان صنعت برق

هدف مطالعه حاضر از تخمین تابع هزینه کل صنعت برق، دستیابی به هزینه نهایی و تعیین قیمت بهینه برق می‌باشد. در این مدل به منظور رسیدن به هزینه نهایی، از کشش هزینه کل نسبت به تولید استفاده شده است. کشش هزینه کل نسبت به تولید بیان می‌کند که به ازای یک درصد افزایش در تولید، مقدار هزینه تولید کننده چند درصد افزایش می‌یابد و از رابطه زیر به دست می‌آید:

$$\varepsilon_{LTC, q} = \frac{\% \Delta LTC}{\% \Delta q} = \frac{dLn(LTC)}{dLnq} = \frac{dLTC}{dq} \cdot \frac{q}{LTC} = \frac{dq}{LTC} = \frac{LMC}{LAC} \quad (16)$$

حال اگر از لگاریتم تابع هزینه کل تخمین زده شده، نسبت به لگاریتم ستاده مشتق بگیریم خواهیم داشت:

$$\varepsilon_{LTC, q} = \frac{dLn(LTC)}{dLnq} = 167/69 - 29/80LnY + -1/67LnPC + 10/14LnPL - 0/51LnPF \quad (17)$$

اگر مقادیر لگاریتم ستاده، لگاریتم اجاره سرمایه، لگاریتم قیمت نیروی کار و لگاریتم قیمت سوخت برای سال 1393 را در تابع مربوط به کشش جایگذاری نمائیم، مقدار عددی کشش هزینه کل بلندمدت نسبت به تولید برابر با 0/52 خواهد بود. بنابراین داریم:

$$\varepsilon_{LTC, q} = \frac{LMC}{LAC} = \frac{LMC}{LTC} = 0/52 \quad (18)$$

$$LMC = (0/52) \left(\frac{LTC}{q} \right) \quad (19)$$

با توجه به آن که هزینه نهایی بلندمدت پایین تر از هزینه متوسط بلندمدت می‌باشد لذا LAC نزولی بوده و اصطلاحاً می‌توان گفت برای کل صنعت کشور، «صرفه‌های نسبت به مقیاس» وجود دارد. البته لازم به ذکر است که صرفه‌های نسبت به مقیاس ممکن است برای هر کدام از نیروگاه‌های بخاری، گازی، چرخه ترکیبی، دیزلی، برق آبی، اتمی و تجدیدپذیر

که در نقاط مختلف کشور واقع گردیده و با ظرفیت‌های متفاوتی در چرخه قرار می‌گیرند، متفاوت با بازدهی صعودی نسبت به مقیاس تخمین زده شده برای کل صنعت برق باشد. حال موضوعی که در تعیین میزان بهای تمام شده برق فروخته شده صنعت برق مطرح می‌شود این است که آنچه در تأمین زیان بنگاه اقتصادی اهمیت دارد، توجه به تعهدات غیرقابل اجتناب شرکت‌های دولتی عرضه برق در مقابل هزینه‌های اقتصادی تولید و عرضه برق می‌باشد. به عنوان نمونه، آنچه به عنوان استهلاک در دفاتر مالی شرکت برق ثبت می‌شود به منظور ذخیره استهلاک بوده به گونه‌ای که بنگاه بتواند اصل سرمایه‌گذاری انجام شده (آورده سرمایه‌گذار و وام دریافتی از بانک) را تأمین نماید. حال اگر بخشی از وام ارائه شده به بنگاه تولیدکننده برق از طریق دولت، فروش حق انشعاب و یا از طریق منابع داخلی خود بنگاه تأمین گردد، آنچه که باید به عنوان هزینه استهلاک در دفاتر مالی در نظر گرفته شود، مبلغ سررسید شده بابت تسهیلات مالی دریافتی است. تأمین کنندگان تسهیلات مالی دریافتی شرکت توانیر بانک‌ها و مؤسسات اعتباری، اوراق مشارکت، قراردادهای ماده 62 اعتبارات اسنادی بانک مرکزی و صندوق ذخیره ارزی و بانک توسعه اسلامی می‌باشد. بهای تمام شده درآمدهای عملیاتی شرکت توانیر بر مبنای تعهدات غیرقابل اجتناب، برای سال مالی منتهی به 29 اسفند 1393 در جدول (6) ارائه گردیده است.

جدول (6): بهای تمام شده درآمدهای عملیاتی برای سال مالی منتهی به 29 اسفند 1393

(بر مبنای تعهدات غیرقابل اجتناب)

شرکت‌های برق منطقه‌ای و تولید برق	54.153.086 میلیون ریال
شرکت‌های توزیع نیروی برق	21.102.991 میلیون ریال
شرکت‌های مدیریت تولید	6.841.324 میلیون ریال
برق خریداری شده از مدیریت شبکه	0
برق خریداری شده از شرکت‌های آب منطقه‌ای و سازمان آب و برق خوزستان	11.065.518 میلیون ریال
برق خریداری شده از شرکت‌های خصوصی	74.891.198 میلیون ریال
برق خریداری شده از کشورهای همجوار	1.362.317
برق خریداری شده از صنایع	1.673.568

تعیین قیمت بهینه برق: مطالعه... 79

122.029	سایر هزینه‌ها
171.212.031	بهای تمام‌شده برق فروخته‌شده

منبع: صورت‌های مالی شرکت توانیر

اقلام تشکیل‌دهنده بهای تمام‌شده درآمدهای عملیاتی شرکت‌های برق منطقه‌ای و تولید، توزیع نیروی برق و مدیریت تولید نیز بر مبنای تعهدات غیرقابل اجتناب در جدول (7) گزارش گردیده است:

جدول (7): اقلام تشکیل‌دهنده بهای تمام‌شده درآمدهای عملیاتی شرکت‌های برق منطقه‌ای و تولید، توزیع نیروی برق و مدیریت تولید (بر مبنای تعهدات غیرقابل اجتناب)

مدیریت تولید	توزیع نیروی برق	برق منطقه‌ای و تولید	
3.296.547 میلیون ریال	6.064.618	6.254.634	حقوق و دستمزد
728.739 میلیون ریال	1.315.402	112.543	مواد مصرفی
1.371.625 میلیون ریال			خدمات قراردادی
		33.211.243	سوخت
8425 میلیون ریال	7.068.091	9.082.404	تسهیلات مالی دریافتی ¹
661.321 میلیون ریال		2.198.440	قراردادهای تولید برق و تعمیرات دوره‌ای بلندمدت
	1.919.329		برق خریداری‌شده از بورس انرژی
	15.895		هزینه برق خریداری‌شده از سدها
	424.087		بهای تمام‌شده خدمات ارائه‌شده
774.667 میلیون ریال	4.295.569	3.293.822	سایر
6.841.324 میلیون ریال	21.102.991	54.153.086	جمع کل

منبع: صورت‌های مالی شرکت توانیر

1. مبلغ این قلم برای سال 1393، برابر با 16158920 میلیون ریال می‌باشد که بر اساس سهم هر کدام از بخش‌های برق منطقه‌ای و تولید، توزیع نیروی برق و مدیریت تولید از هزینه‌های استهلاک، بین این سه بخش تفکیک شده است.

بعد از مشخص شدن میزان هزینه کل، می توان هزینه هر واحد تولید (کیلووات ساعت) را نیز مشخص نمود. از آنجا که میزان کل تولید برق در سال 1393، 171.212.031 میلیون ریال می باشد، لذا هزینه تولید متوسط هر کیلووات ساعت برق تولیدی حدود 520 ریال خواهد بود. به منظور رسیدن به قیمت گذاری بر مبنای هزینه نهایی بلندمدت، باید میزان سطح q مورد نظر را مشخص نمود. برای محاسبه میزان q ، می توان سه سناریو تعریف کرد: سناریو اول: مبنای محاسبه میزان سطح q ، تولید ویژه انرژی برق کل کشور در نظر گرفته شود.

سناریو دوم: مبنای محاسبه میزان سطح q ، فروش انرژی برق کل کشور در نظر گرفته شود.

سناریو سوم: مبنای محاسبه میزان سطح q ، فروش انرژی برق کل کشور بر اساس درصد تلفات قابل قبول از طرف بخش دولتی در نظر گرفته شود¹.

حال هزینه نهایی به دست آمده بر اساس هر کدام از سناریوهای مطرح شده با توجه به اطلاعات سال 1393، عبارت خواهند بود از:

الف) هزینه نهایی محاسبه شده بر اساس سناریو اول (ریال بر کیلووات ساعت):

$$LMC = (0/52) \left(\frac{LTC}{q} \right) = (0/52) \left(\frac{171212031}{266056} \right) = 334$$

ب) هزینه نهایی محاسبه شده بر اساس سناریو دوم:

$$LMC = (0/52) \left(\frac{LTC}{q} \right) = (0/52) \left(\frac{171212031}{219653} \right) = 405$$

ج) هزینه نهایی محاسبه شده بر اساس سناریو سوم:

1. مقایسه میزان تولید ویژه انرژی برق با میزان فروش انرژی برق برای سال 1393، بیانگر میزان تلفات 21 درصدی در شبکه برق می باشد، این در حالی است که درصد تلفات قابل قبول از طرف بخش دولتی برای شبکه برق، معادل 14 درصد می باشد. حال بر اساس درصد تلفات 14 درصد، میزان فروش انرژی برق برابر خواهد بود با (میلیارد کیلووات ساعت):

$$\frac{226 - x}{x} = 14\% \rightarrow x = 223$$

تعیین قیمت بهینه برق: مطالعه... 81

$$LMC = (0/52) \left(\frac{LTC}{q} \right) = (0/52) \left(\frac{171212031}{233382} \right) = 382$$

اگر قیمت را برابر با هزینه نهایی بلندمدت در نظر بگیریم، تفاوت متوسط کل نرخ فروش انرژی برق در سال مورد نظر با قیمت محاسبه شده بر مبنای هزینه نهایی، نشان دهنده میزان کسری حاصل خواهد بود. حال می توان میزان کسری (زیان) به ازای هر کیلووات ساعت برق تولیدی در نتیجه قیمت گذاری بر مبنای هزینه نهایی بلندمدت را مشخص نمود.

جدول (8): کسری برآورد شده حاصل از قیمت گذاری هزینه نهایی بلندمدت هر کیلووات ساعت بر

اساس سناریوهای مختلف¹

کسری بر اساس سناریو سوم	کسری بر اساس سناریو دوم	کسری بر اساس سناریو اول
143	120	191 ریال بر کیلووات ساعت

منبع: محاسبات پژوهش

در ادامه در جدول (9) سهم زیان برآورد شده هر کدام از بخش های تولید، انتقال و توزیع بر اساس اطلاعات سال 1393 گزارش شده است. در مطالعه حاضر به منظور به دست آوردن سهم هر بخش از کل کسری (زیان) به دست آمده بعد از اعمال قیمت گذاری بر مبنای هزینه نهایی بلندمدت، از سهم هر بخش از کل سرمایه گذاری انجام شده در صنعت برق استفاده گردیده است. بدین ترتیب بر اساس سرمایه گذاری انجام شده طی سال های 1370 تا 1393، سهم هر کدام از بخش های تولید، انتقال و توزیع از کل زیان به دست آمده به ترتیب 40 درصد، 27 درصد و 33 درصد می باشد.

1. متوسط نرخ فروش انرژی برق به قیمت های جاری در سال 1393، 525 ریال بر کیلووات ساعت بوده است.

جدول (9): تفاوت زیان و سهم زیان برآوردی بخش های صنعت برق با اعمال قیمت گذاری هزینه نهایی بلندمدت

	سناریو اول	سناریو دوم	سناریو سوم
تفاوت زیان ریال بر کیلووات ساعت	191	120	143
زیان برآوردی بخش تولید ریال بر کیلووات ساعت	76/4	48	57/2
زیان برآوردی بخش انتقال ریال بر کیلووات ساعت	51/57	32/4	38/61
زیان برآوردی بخش توزیع	63/03	39/6	47/19

منبع: محاسبات پژوهش

5. نتیجه گیری و ارائه توصیه های سیاستی

در مطالعه حاضر به منظور دستیابی به هزینه نهایی بلندمدت، تابع هزینه کل بلندمدت برای صنعت برق کشور طی دوره زمانی 1370-1393 به فرم ترانسلوگ و به صورت مستقیم (با استفاده از قیمت نهاده ها و ستاده صنعت) تخمین زده شده است. هدف مطالعه حاضر از تخمین تابع هزینه کل صنعت برق، دستیابی به هزینه نهایی و تعیین قیمت بهینه برق می باشد. در این مدل به منظور رسیدن به هزینه نهایی، از کشش هزینه کل نسبت به تولید استفاده می گردد. حال اگر از تابع هزینه کل نسبت به ستاده مشتق بگیریم و مقادیر لگاریتم ستاده، لگاریتم اجاره سرمایه، لگاریتم قیمت نیروی کار و لگاریتم قیمت سوخت برای سال 1393 را در تابع مربوط به کشش جایگذاری نمائیم، مقدار عددی کشش هزینه کل بلندمدت نسبت به تولید برابر با 0/52 خواهد بود. با توجه به آن که هزینه نهایی بلندمدت پایین تر از هزینه متوسط بلندمدت می باشد لذا LAC صعودی بوده و اصطلاحاً می توان گفت برای کل صنعت کشور، «صرفه های نسبت به مقیاس» وجود دارد. در ارتباط با هزینه کل صنعت برق، آنچه باید به عنوان هزینه استهلاک در دفاتر مالی در نظر گرفته شود، مبلغ سررسید شده بابت تسهیلات مالی دریافتی است. چراکه آنچه در تأمین زیان بنگاه اقتصادی اهمیت دارد، توجه به تعهدات غیرقابل اجتناب شرکت های دولتی عرضه برق در مقابل هزینه های اقتصادی تولید و عرضه برق می باشد.

پس از مشخص شدن میزان هزینه کل در رابطه مربوط به هزینه نهایی بلندمدت، باید میزان سطح q مورد نظر را مشخص کرد. برای محاسبه میزان q ، می توان سه سناریو تعریف کرد: مبنای محاسبه میزان سطح q بر اساس سناریو اول، تولید ویژه انرژی برق کل کشور و بر اساس سناریو دوم، فروش انرژی برق کل کشور و بر مبنای سناریو سوم، فروش انرژی برق کل کشور بر اساس درصد تلفات قابل قبول از طرف بخش دولتی در نظر گرفته شود. هزینه نهایی محاسبه شده بر اساس سناریوهای اول، دوم و سوم، به ترتیب برابر به 334، 405 و 382 ریال بر کیلووات به دست آمده است.

در مرحله بعد، کسری برآورد شده حاصل از قیمت گذاری بر اساس هزینه نهایی بر اساس سناریوهای مختلف و سهم زیان برآورد شده هر کدام از بخش های تولید، انتقال و توزیع بر اساس اطلاعات سال 1393، گزارش گردیده است.

پیشنهادهای سیاستی به منظور پوشش (جبران) زیان حاصله به شرح زیر می باشد:

▪ یکی از روش های پیشنهادی به منظور جبران کسری برآورد شده که می تواند بر مبنای تئوری های اقتصادی باشد، حرکت به سمت قیمت گذاری رمزی است. در روش رمزی، قیمت از برابری با هزینه نهایی به دست می آید. تنها یک قید به آن اضافه شده است و آن این که، هزینه ها پوشش داده شود. لذا قیمت آن قدری بالابرده می شود که بنگاه، حداقل ضرر نکند. البته این روش منجر به عدم تحقق قیمت گذاری بر اساس بهینه اول و حرکت به سمت قیمت گذاری بر اساس بهینه دوم خواهد شد. به کارگیری این روش در صورتی مناسب است که با سایر روش های پیشنهادی و در دسترس، نتوان کسری بوجود آمده را جبران نمود. در روش قیمت گذاری رمزی هوشمند، قیمت های بهینه در بازار مختلف بر اساس کشش قیمتی تقاضا در آن بازار، تعیین می شود. در این روش مشترکین دارای کشش قیمتی بالاتر، رشد قیمتی کمتر و مشترکین دارای کشش قیمتی پایین تر، رشد قیمتی بالاتری خواهند داشت. بنابراین با برقراری این قیمت های تبعیضی برای مشترکین، می توان بخشی از زیان وارد شده را جبران نمود.

▪ پیشنهاد دیگر به منظور جبران کسری برآورد شده، بهره‌گیری از سایر سیاست‌های تبعیض در صورت امکان از جمله یارانه متقاطع می‌باشد. این تبعیض قیمت می‌تواند بر اساس معیارهای جغرافیایی (مثلاً استانی)، معیارهای تولیدی (نوع صنعت)، معیارهای سیاستی (الگوی بخش مصرف) و سایر معیارها شکل گیرد. به‌عنوان مثال یکی از این معیارها، در نظر گرفتن واقعیت‌های اقتصادی، اقلیمی و درآمدی استان‌های مختلف کشور می‌باشد. از این رو می‌توان از متفاوت بودن تولید ناخالص داخلی، سطح جمعیت، بهره‌مندی از زیرساخت‌های رشد و سایر عوامل تأثیرگذار بر عدم تعادل‌های منطقه‌ای و جغرافیای بهره‌گرفت و با اعمال قیمت بالاتر بر استان‌های با درجه توسعه‌یافتگی و رفاه بیشتر و اعمال قیمت‌های پایین‌تر بر استان‌های با درجه توسعه‌یافتگی و رفاه کمتر، در راستای جبران زیان‌های تحمیل‌شده ناشی از قیمت‌گذاری بر مبنای هزینه نهایی گام برداشت. البته این الگو را می‌توان در هر استان نیز با طبقه‌بندی مناطق شهر به مناطق با رفاه بالاتر و مناطق با رفاه پایین‌تر اجرا نمود. از این رو انجام تحقیقات گسترده به منظور تقسیم‌بندی مناطق کشور از نظر رفاه ضروری است. هم‌چنین به عنوان یک گام جلوتر، می‌توان شهرها را بر اساس کیفیت زندگی تقسیم‌بندی نموده و قیمت‌های تبعیضی را اعمال نمود.

▪ بهره‌گیری از قیمت‌گذاری بلوکی و یا پلکانی از دیگر راهکارهای پیشنهادی به منظور جبران کسری صنعت برق می‌باشد. آن نوع از تعرفه پله‌ای که می‌تواند به منظور جبران زیان برآوردشده مورد استفاده گردد، تعرفه افزایشی است. بدین صورت که با افزایش مصرف برق، قیمت استفاده بیشتر شود. در توجیه این روش باید گفت که برای صرفه‌جویی در مصرف و جلوگیری از فشار بر شبکه و نیروگاه‌ها، نیاز به افزایش قیمت انرژی همراه با افزایش مصرف می‌باشد. با توجه به محدود بودن منابع تجدیدناپذیر و از سویی دیگر آثار خارجی ناشی از مصرف انرژی هم‌چون آلودگی ناشی از مصرف، افزایش دمای کره زمین و وابستگی کشورهای واردکننده نفت به کشورهای صادرکننده انرژی، اعمال تعرفه افزایشی نه تنها می‌تواند به جبران زیان حاصله کمک کند، بلکه با ایجاد حساسیت‌های اجتماعی و اقتصادی در مورد استفاده بی‌رویه از انرژی، بخش صنعت و هم‌چنین بخش

خانگی نیز به دنبال راهکارهایی جهت بهینه‌سازی در تولید و مصرف انرژی خواهند بود. آنچه که در قیمت‌گذاری بلوکی مهم می‌باشد کل مصرف است، این درحالی است که می‌توان از قیمت‌گذاری زمان پیک (اوج مصرف) نیز بهره برد به گونه‌ای که مصرف اوج بار مهم باشد. یکی از راهکارهای پیشنهادی به منظور پوشش زیان از طریق قیمت‌گذاری زمان پیک، در دستور کار قرار دادن بهره‌مندی تمامی مشترکین برق از کنتورهای دیجیتال (کنتورهای چند تعرفه‌ای) می‌باشد. به کارگیری این کنتورها در راستای مدیریت مصرف و با هدف کاهش خاموشی و افت ولتاژ صورت می‌گیرد. بروز خاموشی در شبکه و افت ولتاژ می‌تواند هزینه‌های بهره‌برداری بالایی را برای صنعت برق به همراه داشته باشد. با توجه به آن که تعرفه بهای برق در هر یک از زمان‌ها دارای تفاوت چشمگیری است، لذا برنامه‌ریزی برای استفاده بیشتر از انرژی برق در ساعات کم باری، تأمین‌کننده منافع مشترک (مشترکین و توزیع‌کننده برق) خواهد بود.

■ بازپرداخت تسهیلات اخذشده از دولت در مقابل تعهدات دولت بابت تفاوت نرخ، از دیگر روش‌های پیشنهادی به منظور جبران کسری می‌باشد. در همین راستا صنعت برق می‌تواند به اندازه زیان ایجادشده، تعهدات خود به بانک‌ها را به بخش دولتی واگذار نماید.

■ استفاده از ظرفیت خصوصی‌سازی و تسویه اقساط بخش خصوصی به دولت که ناشی از خرید نیروگاه‌های دولتی است، با طلب آنان در مقابل فروش برق به شرکت‌های مادر تخصصی دولتی از جمله دیگر راهکارهای پیشنهادی است. در توضیح می‌توان گفت که با اعمال قیمت‌های تکلیفی (قیمت بر مبنای هزینه نهایی) بر نیروگاه‌های واگذارشده به بخش خصوصی، شرکت مادر تخصصی می‌تواند برق بخش خصوصی را به قیمت تکلیفی خریداری نموده و زیان به وجود آمده در نتیجه مابه‌التفاوت قیمت تکلیفی و قیمت تمام‌شده (یا قیمت روز بازار) که به نوعی بدهی شرکت مادر تخصصی به نیروگاه خصوصی تولیدکننده برق خواهد بود در قبال بدهی شرکت‌های بخش خصوصی به بخش دولتی تسویه گردد.

▪ یکی دیگر از روش‌های جبران، افزایش هزینه اتصال به شبکه در نواحی و خطوط پرتراکم است. افزایش حق آبونمان و حق انشعاب برای مشترکین از اقداماتی است که در این زمینه پیشنهاد می‌گردد.

6. منابع

الف) منابع فارسی

- اردلانی، محمدابراهیم (1390)، اثرات رفاهی روش‌های متفاوت قیمت‌گذاری در توزیع برق (مطالعه موردی ایران)، پایان‌نامه کارشناسی ارشد اقتصاد انرژی، دانشکده اقتصاد و مدیریت دانشگاه تربیت مدرس.
- امامی میبیدی، علی (1387)، روش قیمت‌گذاری برق بر مبنای ساختار صنعت برق کشور، مجله برنامه و بودجه، شماره 37، صص 37-56.
- سوری، داود و مردانی، حسن (1386). تخمین تابع هزینه نهایی نیروگاه نکا با استفاده از قیمت و مقدار توان پیشنهاد شده به بازار برق، *مطالعات اقتصاد انرژی*، سال چهارم، شماره 14، صص 77-96.
- پرمن، راجز؛ مک‌گیل ری، جیمز و یوما (1387)، *اقتصاد محیط‌زیست و منابع طبیعی*، ترجمه حمیدرضا ارباب، نشر نی.
- پژویان، جمشید و محمدی، تیمور (1379)، قیمت‌گذاری بهینه رمزی برای صنعت برق ایران. *پژوهش‌های اقتصادی ایران*، دوره 3، شماره 6، صص 39-61.
- سیفی، احمد و دهقان پور، محمدرضا (1393)، بررسی تقاضای نهاده‌ها، صرفه‌های ناشی از مقیاس و تغییرات فنی در صنعت تولید برق کشور طی دوره 1386-1350، مجله سیاست‌گذاری اقتصادی، سال ششم، شماره دوازدهم، صص 47-80.
- شرکت توانیر (1385)، *تدوین اطلس آلودگی نیروگاه‌های کشور*، دفتر امور تحقیقات برق.

تعیین قیمت بهینه برق: مطالعه... 87

صورت‌های مالی شرکت مادر تخصصی توانیر (1370-1393)، معاونت بودجه و برنامه-ریزی.

فرجی دیزجی، سجاد (1392). *تئوری اقتصاد خرد*، تهران: نشر فوژان.

فلاحی فصیح، کوب (1389)، قیمت‌گذاری بهینه رمزی و آزمون آن برای صنعت برق ایران، پایان‌نامه کارشناسی ارشد رشته علوم اقتصادی، دانشکده علوم اجتماعی و تربیتی دانشگاه رازی.

گلدانی، مهدی (1390)، ارزیابی روش‌های قیمت‌گذاری خدمات انتقال برق و معرفی روشی مناسب برای صنعت برق ایران، پایان‌نامه کارشناسی ارشد اقتصاد، دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبائی.

متعاقب، پریسا (1391)، روش‌های قیمت‌گذاری گاز طبیعی در بخش‌های خانگی تجاری، عمومی و صنعتی در استان تهران با استفاده از مدل رمزی، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبائی.

محمودی، سعید؛ برهمندپور، همایون و حیدری، کیومرث (1394)، تعیین قیمت تمام‌شده برق بر اساس الگوریتم پیشنهادی LCOE منطبق با تکنولوژی‌های مختلف و مطالعه موردی آن در کشور ایران، سی‌امین کنفرانس بین‌المللی برق، تهران، ایران.

آمارنامه 48 سال صنعت برق ایران در آینه آمار (1346-1393)، تهران: وزارت نیرو-شرکت مادر تخصصی توانیر، معاونت منابع انسانی و تحقیقات.

ب) منابع انگلیسی

Berndt, E. R. and Khaled, M. S. (1979). Parametric Productivity Measurement and Choice Among Flexible Functional Forms, *Journal of Political Economy*, Vol.87, Issue.6, pp. 1220-1245.

Brown, S. J., and Sibley, D. S. (1986). *The Theory of Public Utility Pricing*, Cambridge University Press.

Christensen, L., & Green, W. (1976). Economies of Scale in U.S Electric Power Generation, *Journal of Political Economy*, Vol.84, pp. 655-676.

Christensen, L. R., Jorgenson, D. W., & Lau, L. J. (1973). Transcendental Logarithmic Production Frontiers, *the Review of Economics and Statistics*, Vol.55, Issue.1, pp. 28-45.

Green, R. (1998). Electricity Transmission Pricing: How Much Does It Cost to Get It Wrong, Power Working Paper PWP-058, University of California Energy Institute.

Julius, D. and Mashayekhi, A. (1990). *The Economics of Natural Gas: Pricing, Planning and Policy*. Oxford University Press: Oxford, UK.

Keshava, G. P. (1990). A Review of the Theory of Electricity, *Journal of Economic*, vol lxx.

Kopssakangas-Savolainen, M. (2004). The Welfare Effects of Different Pricing Schemes for Electricity Distribution in Finland, *Energy Policy*, Vol.32, pp. 1429-1435.

Maloney, M. T. (2001). Economies and Diseconomies: Estimating Electricity Cost Function, *Review of Industrial Organization*, Vol.19, Issue.2, pp. 165-180.

Williamson, O. E. (1996). Peak Load Pricing and Optimal Capacity Under Indivisibility Constraints in Turvey, R(ed). Public Enterprise. UK 1968.