

بررسی تقاضا برای انواع سوخت و جایگزینی بین آنها در نیروگاه های حرارتی تولید برق کشور (تابعه وزارت نیرو) (۱۳۸۰-۱۳۵۳)

تاریخ پذیرش: ۱۳۸۴/۲/۳

تاریخ دریافت: ۱۳۸۳/۹/۲۲

دکتر حسین مرزبان^۱

دکتر رضا اکبریان^۲

علی قاسمی^۳

چکیده

در این مقاله، تقاضا برای انواع سوخت (گازوئیل، نفت کوره و گاز طبیعی) و جایگزینی بین آنها در نیروگاه های حرارتی تولید برق کشور، مورد بررسی قرار می‌گیرد. بدین منظور از یک تابع هزینه کوتاه مدت غیرهموتتیک ترانسلاگ استفاده شده است. نتایج نشان می‌دهند که «ضریب بار»، یک متغیر اثرگذار بر تقاضای سوخت است و مقادیر سهم سوختها نسبت به تغییرات ضریب بار با کشش می‌باشند. رابطه جانشینی ضعیفی بین سوختها وجود دارد و تقاضای انواع سوخت نسبت به تغییرات قیمت آنها بیکشش می‌باشد. تورش تغییرات فنی در جهت استفاده از گاز طبیعی و کاهش مصرف گازوئیل و نفت کوره عمل کرده و الگوی تورش مقیاس، در جهت افزایش شدت مصرف گازوئیل و نفت کوره و کاهش شدت مصرف گاز طبیعی بوده است. از طرف دیگر، با افزایش سطح محصول، بهره وری جزئی متوسط گازوئیل و نفت کوره کاهش، و بهره‌وری جزئی متوسط گاز طبیعی افزایش می‌یابد. با فرض بازده ثابت نسبت به مقیاس، تقاضای گازوئیل و نفت کوره نسبت به تغییرات سطح تولید، کاملاً با کشش و تقاضای گاز طبیعی، نسبت به تغییرات مقدار تولید بیکشش می‌باشد.

واژه های کلیدی: تقاضای سوخت، تولید برق حرارتی، تابع هزینه ترانسلاگ، کوتاه مدت، کشش جانشینی، ضریب بار.

۱- عضو هیأت علمی بخش اقتصاد دانشگاه شیراز. تلفاکس: ۰۷۱۱۰۶۲۷۶۳۷۱ dr_h_marzban@yahoo.com

۲- عضو هیأت علمی بخش اقتصاد دانشگاه شیراز.

۳- دانشجوی کارشناسی ارشد اقتصاد محض.

مقدمه

از آغاز انقلاب صنعتی و شکل گرفتن صنایع ماشینی، انرژی به عنوان یکی از عوامل اولیه و مهم تولید در صنایع شناخته شده است. با تشدید توسعه اقتصادی و مدرن شدن بخش صنعت، نیاز به انرژی بیش از پیش احساس می‌گردد. به کارگیری منابع مختلف انرژی از قبیل سوخت‌های فسیلی و اتمی، علیرغم اینکه تسهیلات فراوانی را برای جوامع بشری به ارمغان آورده است، مشکلاتی از قبیل تغییر شرایط اقلیمی، خطر تشعشعات رادیو اکتیو، اثرات گلخانه‌ای، بارش باران‌های اسیدی، انتشار دود و گازهای آلاینده را نیز ایجاد نموده‌اند.

نیروگاه‌های حرارتی با بیشترین مصرف سوخت‌های فسیلی یکی از عوامل عمده آلودگی محیط زیست به حساب می‌آیند. ضرورت بهینه نمودن استفاده از انواع سوخت در صنعت برق به ویژه بخش حرارتی آن، ایجاب می‌کند که فرآیند تولید در نیروگاه‌های حرارتی مورد بررسی قرار گرفته و نسبت به کارا نمودن آن، توجه کافی مبذول گردد. کسب کارایی اقتصادی در نیروگاه‌های حرارتی، متضمن بررسی تقاضا برای انواع سوخت مصرفی در فرآیند تولید می‌باشد. در این مقاله، تجزیه و تحلیل تقاضا و جایگزینی بین انواع سوخت در نیروگاه‌های حرارتی تولید برق کشور، به عنوان یک بخش عمده مصرف‌کننده انرژی، جدا از سایر صنایع مد نظر قرار می‌گیرد.

الگوی مورد استفاده

نیروگاه‌های حرارتی با به کار گرفتن عوامل تولید از قبیل سوخت یا انرژی، نیروی کار، سرمایه و مواد اولیه دیگر به تولید می‌پردازند. با فرض این که مدیریت هر نیروگاه حرارتی به دنبال حداقل کردن هزینه تولید برای رسیدن به سطح مشخصی از ستاده نیروی برق باشد، می‌توان تابع تبدیل ضمنی زیر را معرفی نمود:

$$F(Q, K, L, M, LF, E(E_g, E_o, E_{og}), t) = 0 \quad (1)$$

در تابع فوق، Q مقدار محصول برق تولیدی، K سرمایه یا ظرفیت تولید برق^۱، L نیروی کار، M مواد واسطه، E انرژی، LF ضریب بار^۲ و t متغیر روند می‌باشند. متغیر روند به منظور بررسی اثرات تغییرات تکنولوژیکی بر تقاضای عوامل وارد مدل شده است. نهاده انرژی، خود تابعی از سه حامل انرژی شامل گازوئیل، نفت کوره و گاز طبیعی می‌باشد. در حقیقت E_g, E_o, E_{og} به ترتیب انرژی حاصل از مصرف گاز طبیعی، نفت کوره و گازوئیل در فرآیند تولید برق می‌باشد.

ضریب بار (LF) در ساده‌ترین تعریف آن، بیانگر نرخ استفاده از حداکثر توان تولیدی نیروگاه است. و برابر با نسبت انرژی تولید شده به حداکثر انرژی قابل تولید در یک نیروگاه می‌باشد. به همین ترتیب ضریب بار شبکه، به صورت نسبت انرژی تولید شده در شبکه، به حداکثر انرژی قابل تولید در شبکه می‌باشد. با افزایش ضریب بار، نیاز به ایجاد تأسیسات جدیدی

1- Power Generation capacity

2 - Load Factor

برای تأمین بار^۱ مورد نیاز در زمان پیک کاهش می‌یابد و با استفاده بیشتر از تأسیسات موجود، هزینه تولید به ازای هر کیلووات ساعت کاسته می‌شود. بنابراین بالا بودن ضریب بار به مفهوم کاهش هزینه تولید برق است.

$$LF = \frac{Q}{8760PL} \quad (2)$$

که LF سیستم سالانه ضریب بار، Q میزان تولید برق شبکه سراسری در خلال یکسال، و PL بیانگر بار حداکثر سالانه^۲ می‌باشد. اکنون فرض می‌کنیم یک تابع هزینه کوتاه مدت و مقید که در آن نهاده سرمایه - در سطحی غیر از ارزش آن در تعادل کامل - تقریباً ثابت است، وجود دارد. به عبارت دیگر فرض می‌کنیم که تکنولوژی تولید برق حاصل از نیروگاه‌های حرارتی، توسط تابع هزینه عمومی متغیر^۳ زیر قابل بیان است:

$$VC = VC(Q, K, P_L, P_M, LF, P_E, P_g, P_o, P_{og}, t) \quad (3)$$

که K بیانگر ظرفیت اسمی (نصب شده) تولید برق نیروگاه‌ها، P_L قیمت نیروی کار، P_M قیمت مواد و کالاهای واسطه، P_E شاخص کل قیمت انرژی، P_g, P_o, P_{og} به ترتیب قیمت واقعی گاز طبیعی، نفت کوره و نفت گاز یا گازوئیل می‌باشند. شاخص (P_E) بر اساس قیمت‌های سه سوخت به دست می‌آید. تغییر در قیمت انواع سوخت، ترکیب مصرف آنها را تغییر خواهد داد. لذا شاخص قیمت سوخت از طریق در نظر گرفتن نوسانات قیمت انواع سوخت - با فرض ثبات سایر عوامل - هزینه یک واحد نهاده انرژی مصرفی بنگاه را مشخص می‌کند. با فرض رقابتی بودن بازار عوامل، قیمت نهاده‌ها را برون‌زا فرض نموده ایم. ضمناً فرض جدایی‌پذیری ضعیف^۴ بین نهاده‌های سرمایه و انرژی در یک گروه و مواد اولیه و نیروی کار در گروه دیگر را مطرح می‌کنیم.

فرض جدایی‌پذیری ضعیف بین دو گروه نهاده‌ای، بیانگر استقلال نرخ نهایی جانشینی بین دو عامل در یک گروه، از نرخ نهایی جانشینی بین دو عامل در گروه دیگر است. و لذا ترکیب عوامل در هر گروه مستقل از ترکیب عوامل در گروه دیگر فرض می‌شود. بنابراین با معلوم بودن حجم سرمایه (ظرفیت نیروگاه‌ها)، ترکیب نهاده‌های انرژی (سه حامل انرژی مذکور) مستقل از نهاده‌های غیر انرژی (نیروی کار و مواد اولیه) فرض می‌شود. فرض جدایی‌پذیری ضعیف امکان به دست آوردن یک تابع هزینه جدا را برای نهاده‌های انرژی و سرمایه فراهم می‌آورد. در این تابع هزینه سوخت در نیروگاه‌های حرارتی تولید برق، عمده‌ترین هزینه متغیر به حساب می‌آید. نتیجه برقراری شرایط فوق، ایجاد یک تابع هزینه بهینه برای تولید برق حاصل از سوخت‌های فسیلی در نیروگاه‌های برق حرارتی است.^۵

۱- منظور از بار، مقدار توان حقیقی که در یک زمان معین در بخشی از یک شبکه یا توسط یک مشترک به مصرف می‌رسد، می‌باشد.

2- Annual Peak Load

3- Variable Cost

4- Weakly Separable

1- $VC_E = VC_E(P_g, P_o, P_{og}, K, Q, LF, t)$

در اکثر تحقیقاتی که از تابع هزینه جهت بررسی سیستم تقاضای حامل‌های انرژی در صنعت استفاده شده است، صنایع را در تعادل ایستا^۱ و در بلند مدت مد نظر قرار داده اند؛ اما فرض مذکور در دنیای واقع چندان مطلوب و منطقی به نظر نمی‌رسد، زیرا سرمایه در صنایع مختلف، از یک عمر طولانی برخوردار است. لذا انجام تعدیلات فوری نسبت به تغییرات در تقاضا، پر هزینه خواهند بود. این مطلب به خصوص برای صنایع سنگین، نظیر صنعت نفت، صنعت تولید برق، که در آنها طراحی و تشکیل سرمایه بر مبنای پیش‌بینی‌های بلند مدت صورت می‌گیرد، صادق است. مثلاً در نیروگاه‌های برق به طور متوسط سه سال و یا بیشتر وقت لازم است تا بتوان یک ژنراتور توربینی جدید را خریداری و نصب نمود. بدین ترتیب، در این گونه صنایع نمی‌توان با افزایش تجهیزات سرمایه‌ای، سریعاً در برابر افزایش تقاضا برای برق واکنش نشان داد، لذا ظرفیت تولید برق با تجهیزات موجود را باید داده شده فرض نمود، و فقط در محدوده این ظرفیت مشخص است که احتمال افزایش عرضه وجود دارد. به همین دلیل و پاره‌ای دلایل مشابه در هنگام طراحی اولیه اینگونه صنایع، معمولاً مقداری ظرفیت اضافی جهت پاسخ‌گویی به افزایش ناگهانی تقاضا در نظر گرفته می‌شود. حجم سرمایه در چنین صنایعی شبه ثابت است، لذا صنعت و یا بنگاه مربوطه را نمی‌توان در تعادل ایستا فرض نمود. و در نتیجه تخمین‌های مبتنی بر توابع هزینه بلندمدت چندان دقیق و قابل استناد نخواهند بود.^۲

در صنعت برق و به ویژه در نیروگاه‌های حرارتی نیز برای تأمین افزایش ناگهانی تقاضای برق، جمعی از سرمایه‌گذاران را جهت برقراری ظرفیت بیشتر، در نظر می‌گیرند. طبیعی است در هر لحظه از زمان بر اساس میزان افزایش بار، مقداری ظرفیت بیکار خواهیم داشت که این مقدار نیز به طور دائم در ساعات و فصول مختلف تغییر می‌کند. علاوه بر این می‌باید بین قدرت بار حداکثر^۳ و بار پایه^۴ و اثرات آنها بر انتخاب نوع سوخت تمایز قائل شد. از آنجا که نیروی برق به طور اقتصادی قابل ذخیره‌سازی یا انبار کردن نیست، ضروری است مدیریت شبکه در هر لحظه از زمان، عرضه و تقاضا را با هم هماهنگ نماید. در نتیجه هر سیستم تولید برق ناگزیر است هر دو نوع قدرت پایه و حداکثر، همچنین یک نرخ آنی تولید را فراهم سازد. با وجود چنین شرایطی است که تمایز بین بار پایه و بار حداکثر برای تجزیه و تحلیل تقاضای انواع سوخت حائز اهمیت می‌گردد.

به دلیل اینکه بعضی از مولدها قدرت بار حداکثر ارزان و بعضی دیگر قدرت بار پایه ارزان فراهم می‌سازند، هزینه تولید و در نتیجه ترکیب مصرف انواع سوخت به سطح بهره‌برداری سیستم یا شبکه تولید برق وابسته است. با فرض اینکه تابع هزینه مطرح شده در رابطه اخیر، دو بار مشتق پذیر می‌باشد، می‌توان آن را در قالب ترانسلاگ به صورت زیر بیان نمود:

(۴)

$$\ln VC_E = \alpha_0 + \beta_Q \ln Q + \sum_{i=1}^3 \alpha_i \ln P_i + \frac{1}{2} \beta_{QQ} (\ln Q)^2 + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^3 \alpha_{ij} \ln P_i \ln P_j$$

$$2\text{-Static Equilibrium} \\ + \sum_{i=1}^3 \beta_{Qi} \ln Q \ln P_i + \delta_{it} + \frac{1}{2} \delta_{it}^2 + \delta_{iQ} t \ln Q + \sum_{i=1}^3 \delta_{it} t \ln P_i + \frac{1}{2} \beta_{KK} (\ln K)^2$$

3- Al-Mutairi, N. Burney, N. A. (2002).

4-Peak Load

$$5\text{-Base Load} \\ \beta_K \ln K + \delta_{QK} \ln Q \ln K + \sum_{i=1}^3 \beta_{Ki} \ln K \ln P_i + \delta_{it} \ln K + \beta_{LF} \ln LF$$

$$+ \frac{1}{2} \delta_{LFLF} \ln LF + \sum_{i=1}^3 \delta_{LFi} \ln LF \ln P_i + \delta_{LFQ} \ln LF \ln Q$$

$$+ \delta_{LFT} t \ln LF + \delta_{LFK} \ln LF \ln K$$

تابع هزینه ترانسلاگ کوتاه مدت فوق بر اساس کار کریستنس، جرگنسون و لانو^۱ مطرح گردیده است^۲. با این تفاوت که تابع هزینه مذکور از لحاظ بیان رفتار تولید کننده با تحقیقات انجام شده تفاوت دارد؛ زیرا جایگزینی بین نهاده‌های تولید را محدود نمی‌کند. فرض می‌شود که تابع هزینه ترانسلاگ دوبار مشتق پذیر و ماتریس هشین آن نسبت به قیمت نهاده‌ها متقارن باشد. تابع هزینه فوق فرض غیر هموتنیک بودن و تغییرات تکنولوژیکی غیر خنثی را نیز در بر دارد. چون در تابع هزینه ترانسلاگ، متغیرها به صورت لگاریتمی ظاهر می‌شوند، مشتق نسبت به توابع سهم هزینه سوختها می‌باشند. به طور کلی معادلات عمومی سهم هزینه عوامل به صورت زیر محاسبه می‌گردند:

$$S_i = \frac{\partial \ln VC_E}{\partial \ln P_i} = \frac{\partial VC_E}{\partial P_i} \cdot \frac{P_i}{VC_E} = \frac{P_i E_i}{VC_E} \quad (۵)$$

که E_i بیانگر میزان استفاده از سوخت i م در فرایند تولید برق می‌باشد. با توجه به تابع هزینه ترانسلاگ کوتاه مدت (مقید) معرفی شده در فوق، معادلات سهم انواع سوخت به صورت زیر به دست خواهند آمد:

$$S_i = \alpha_i + \beta_{Q_i} \ln Q + \beta_{K_i} \ln K + \sum_{j=1}^3 \alpha_{ij} \ln P_j + \delta_{LF_i} \ln LF + \delta_{it} t \quad \text{for } i, j = o, og, g \quad (۶)$$

به منظور برآورد الگو، ابتدا می‌باید قید همگنی درجه اول تابع هزینه نسبت به قیمت عوامل تولید و محدودیت تقارن را وارد مدل کرد. سپس یکی از سهم هزینه‌ها را حذف نمود. بعد از تخمین سیستم، پارامترهای مربوط به سهم هزینه حذف شده را به کمک قید تقارن و قید همگنی و بر اساس سایر پارامترهای به دست آمده محاسبه می‌نمائیم. با اعمال دو محدودیت مذکور معادله سهم هزینه سوختها به صورت زیر خواهد بود:

$$S_i = \alpha_i + \beta_{Q_i} \ln Q + \beta_{K_i} \ln K + \sum_{j=1}^3 \alpha_{ij} \ln \left(\frac{P_i}{P_3} \right) + \delta_{LF_i} \ln LF + \delta_{it} t \quad \text{for } i, j = o, og, g \quad (۷)$$

1- Christensen, L., Jorgenson, D., Lau, L. (1973)

2- Soderholm, P. (2001).

با اضافه نمودن جمله اختلال به هر کدام از معادلات، سیستم فوق از لحاظ اقتصادسنجی آماده تخمین می‌گردد. فرض می‌شود که جملات اختلال اضافه شده به الگوی فوق، دارای توزیع نرمال با بردار میانگین صفر و ماتریس واریانس-کواریانس ثابت می‌باشند.

در این مقاله، از روش رگرسیون به ظاهر نامرتبب تکراری^۱ زلنر^۲ استفاده می‌شود. در این روش متغیرهای مستقل در سمت راست و متغیرهای وابسته در سمت چپ قرار می‌گیرند و جملات اختلال ظاهراً ارتباطی با هم ندارند. در برآورد پارامترها، ابتدا سیستم معادلات فوق را با استفاده از روش حداقل مربعات معمولی برآورد نموده، آنگاه جملات اختلال و برآوردی از ماتریس واریانس-کواریانس محاسبه می‌شود. سپس پارامترها با استفاده از روش حداقل مربعات تعمیم یافته^۳ (GLS) برآورد می‌گردند. در مرحله بعد مجدداً جملات اختلال و برآوردی از ماتریس واریانس-کواریانس محاسبه می‌شود. برای بار دوم پارامترها با به کارگیری روش حداقل مربعات تعمیم یافته برآورد، و این روش آن قدر تکرار می‌شود تا اینکه برآورد پارامترها همگرا شوند؛ یعنی اختلاف عددی پارامترها در دو برآورد، خیلی کوچک و نزدیک به صفر شود. نتایج حاصل از این روش با نتایج حاصل از روش حداقل درستی نمایی یکسان است. در نتیجه می‌توان از نسبت درست نمایی در جهت آزمون فرضیه الگوی معادلات سهم هزینه انواع سوخت، بهره جست.

معرفی شاخصها

کشش قیمتی و متقاطع شرطی نهاده‌های تولید

کشش قیمتی تقاضای^۴ عوامل تولید به عنوان شاخص حساسیت نسبی تقاضا به نوسانات قیمت، و کشش متقاطع قیمتی تقاضا^۵، با فرض ثبات قیمت سایر عوامل تولید، برای تبیین رابطه جانشینی و مکملی میان عوامل تولید به کار گرفته می‌شود. کشش خودی و متقاطع قیمتی نهاده‌های تولید به ترتیب زیر بیان می‌شوند:

$$\eta_{ii} = \frac{\partial \ln E_i}{\partial \ln P_i} \Rightarrow \eta_{ii} = \frac{\alpha_{ii} + S_i^2 - S_i}{S_i} \quad \text{for } i = j \quad (8)$$

$$\eta_{ij} = \frac{\partial \ln E_i}{\partial \ln P_j} \Rightarrow \eta_{ij} = \frac{\alpha_{ij} + S_i S_j}{S_j} \quad \text{for } i \neq j \quad (9)$$

کشش ضریب بار سهم هزینه انواع سوخت

این کشش بیانگر درصد تغییر در سهم سوختها، به ازای یک درصد افزایش در ضریب بار می‌باشد.

$$\varepsilon_{iLF} = \frac{\partial S_i}{\partial LF} \cdot \frac{LF}{S_i} = \frac{\delta_{LFi}}{S_i} \quad (10)$$

1-Iterative Seemingly Unrelated Regression

2-Zellner.

3-Generalized Least Squares

4-Direct Price Elasticity of Demand

5-Cross Price Elasticity of Demand

کشش جانشینی

کشش جانشینی، نرخي است که جانشینی نهاده‌ها با آن نرخ صورت می‌گیرد و عبارت است از درصد تغییرات در نسبت مقادیر عوامل تولید با توجه به یک درصد تغییر در نرخ نهایی جانشینی فنی، با فرض ثابت بودن سطح تولید. کشش جانشینی جزئی آلن^۱ (AES) بر مبنای تابع هزینه ترانسلاگ به صورت زیر بیان می‌گردد:

$$\sigma_{ii} = \frac{1}{S_i^2} (\alpha_{ii} + S_i^2 - S_i) \quad \text{for } i = j \quad (11)$$

$$\sigma_{ij} = \frac{\alpha_{ij}}{S_i S_j} + 1 \quad \text{for } i \neq j \quad (12)$$

که S_j, S_i سهم عامل j, i ام و α_{ij} پارامتر ضرب متقاطع لگاریتم قیمت عامل i ام در لگاریتم قیمت عامل j ام در تابع هزینه ترانسلاگ می‌باشند. در صورتی که AES_{ij} بزرگتر از صفر باشد، به مفهوم جانشینی بین دو نهاده تولید و اگر کوچکتر از صفر باشد، بیانگر رابطه مکملی میان دو نهاده تولید است. رابطه بین کششهای قیمتی تقاضا و کششهای جزئی آلن به صورت زیر می‌باشد:

$$\eta_{ij} = \sigma_{ij} S_j \quad (13)$$

بر اساس روابط بالا، مقادیر کششهای جزئی آلن در طول زمان بر حسب سهم هزینه‌ای نهاده‌های تولید تغییر می‌کند و با گرایش تکنولوژی تولید به مصرف یک نهاده خاص، عملاً میزان کشش آن افزایش می‌یابد. علاوه بر این، کششهای قیمتی تقاضای نهاده‌ها (تغییرات تقاضای نهاده‌ها به ازای نوسان قیمت‌های نسبی آنها) در مقابل تغییرات کششهای جزئی (تغییرات سهم هزینه‌ای هر یک از نهاده‌های تولید به ازای تغییرات قیمت‌های نسبی نهاده‌ها) تغییر می‌یابند. به عبارت دیگر تغییرات سهم هزینه‌ای نهاده‌های تولید مستقیماً کششهای جزئی و مقادیر کششهای قیمتی تقاضای نهاده‌های تولید را متأثر می‌سازد.

کشش جانشینی موریشیما^۲:

کشش جزئی آلن به عنوان يك آماره استاندارد، در بسیاری مطالعات تجربی تولید و مصرف، مورد استفاده قرار گرفته است. اما بلاکروبی و راسل^۳ در سال ۱۹۸۹ این نوع کشش را مورد انتقاد قرار داده. و نشان دادند که کشش جانشینی جزئی آلن، يك معیار مناسب برای بررسی درجه جانشینی نهاده‌ها و انحنای منحنی تولید یکسان نمی‌باشد. علاوه بر این، کشش مذکور قادر به ارائه اطلاعاتی در مورد سهم نسبی عوامل نیست. از طرف دیگر به عنوان يك معیار کیفی، چیزی به مفهوم کشش متقاطع - با فرض ثبات سطح محصول - اضافه نمی‌نماید. آنها کشش جانشینی موریشیما

1 - Allen Elasticity of Substitution

1- Morishima Elasticity of Substitution

2-Blackorby, C.& R, Russell (1989).

را به عنوان معیاری مناسب جهت تبیین روابط جانشینی و انحنای منحنی تولید یکسان معرفی کرده‌اند. به طور کلی، اگر تعداد متغیرها بیش از دو متغیر باشد، کشش جانشینی موریشیما، معیار بهتری جهت ارزیابی جانشینی بین نهاده‌ها است^۱. این کشش، آماره مناسبی برای ارزیابی کیفی و کمی اثرات تغییرات قیمت و یا نسبت‌های مقداری بر سهم نسبی عوامل تولید نیز می‌باشد. کشش جانشینی موریشیما (MES)، که درصد تغییر در نسبت یک جفت از نهاده‌ها به درصد تغییر در نسبت قیمت آنها را اندازه‌گیری می‌کند، به صورت زیر معرفی می‌گردد:

$$MES_{ij} = S_i(\sigma_{ij} - \sigma_{ii}) \quad (14)$$

تورش تغییرات تکنیکی^۲

تغییر تکنیکی غیر خنثی^۳ باعث تغییر در نرخ نهایی جانشینی بین نهاده‌های تولید، برای یک نسبت معین از عوامل تولید می‌گردد. در روش سنتی، تغییرات تکنیکی به طور کلی به آن چیزی رجوع دارد که به وسیله سایر متغیرها توضیح داده نمی‌شود. برای تفکیک اثر تغییر تکنیکی غیرخنثی به عنوان یک باقیمانده یا پسمانده منتجه از زمان^۴، لازم است که اثرات قیمتی نهاده‌ها و اثرات محصول کنترل گردند. در حقیقت روند تغییرات تکنیکی بیانگر این مطلب می‌باشد که پیشرفت تکنولوژیکی در جهت استفاده بیشتر از چه عاملی بوده، و سهم نهاده‌های تولید را چگونه تغییر داده است. اگر نسبت استفاده از نهاده‌ها در طول زمان ثابت بماند، در این صورت شاهد تغییرات تکنیکی خنثی خواهیم بود. به منظور نشان دادن تورش تغییرات تکنیکی، از ضریب عامل زمان در معادلات سهم نهاده‌ها استفاده می‌شود:

$$TCB_i = \frac{\partial S_i}{\partial t} = \delta_{it} \quad (15)$$

که اگر $TCB_i > 0$ باشد، بیانگر این است که تکنولوژی تولید در جهت استفاده بیشتر از نهاده i ام بوده است. و در صورتی که $TCB_i < 0$ باشد، تکنولوژی تولید در جهت ذخیره نهاده i ام بوده است. لذا با خریداری دستگاهها و تجهیزات مدرن، علاوه بر اینکه نسبت استفاده از نهاده تغییر نموده، هزینه‌های تولیدی نیز در طول زمان کاهش یافته است. بالاخره اگر $TCB_i = 0$ باشد در این صورت تکنولوژی تولید نسبت به نهاده مذکور خنثی است.

نتایج حاصل از برآورد الگو

با در نظر گرفتن سه سوخت مصرفی در فرآیند تولید برق نیروگاه‌های حرارتی، سیستم زیر متشکل از معادلات سهم هزینه انواع سوخت، جهت برآورد ارائه می‌گردد:

3-Diewert, W. E. & T. J. Wales (1987).

4-Technical Change Bias

5-Non-neutral Technical Change

6-A Time-Oriented Residual

$$S_g = \alpha_g + \beta_{Qg} \ln Q + \beta_{Kg} \ln K + \alpha_{gg} \ln P_g + \alpha_{gn} \ln P_n + \alpha_{ggas} \ln P_{gas} + \delta_{LFg} \ln LF + \delta_{tg} t \quad (۱-۱۶)$$

$$S_n = \alpha_n + \beta_{Qn} \ln Q + \beta_{Kn} \ln K + \alpha_{nn} \ln P_n + \alpha_{ng} \ln P_g + \alpha_{ngas} \ln P_{gas} + \delta_{LFn} \ln LF + \delta_{tn} t \quad (۲-۱۶)$$

$$S_{gas} = \alpha_{gas} + \beta_{Qgas} \ln Q + \beta_{Kgas} \ln K + \alpha_{gasgas} \ln P_{gas} + \alpha_{gasn} \ln P_n + \alpha_{gasg} \ln P_g + \delta_{LFg} \ln LF + \delta_{tgas} t \quad (۳-۱۶)$$

سیستم معادلات سهم فوق دارای مزایای زیر می‌باشد:

۱- امکان تخمین درجه جانشینی ناشی از اثرات القایی قیمت^۱ را فراهم می‌سازد. با توجه به قیمت واقعی بسیار پائین انواع حامل‌های انرژی، به اضافه مدیریت دولتی نیروگاه‌های حرارتی در ایران، انتظار می‌رود که کشش‌های خود قیمتی و متقاطع قیمتی، همچنین کشش‌های جانشینی بسیار اندک باشند. سیاست‌های حاکم بر بخش نیرو طی دو دهه اخیر در جهت تأمین نیاز جامعه به برق بوده است. اگر چه در زمینه صرفه‌جویی انرژی و مسائل زیست محیطی حساسیت‌هایی به ویژه از زمان شروع برنامه اول توسعه وجود داشته است؛ اما دولت همواره در جهت تأمین نیازهای جامعه، سوخت مورد نیاز نیروگاه‌ها را فراهم کرده است.

۲- آزمون فرضیه "عدم تأثیر سیستم ضریب بار بر تقاضای سوختها" امکان پذیر می‌گردد.

۳- می‌توان از طریق سیستم معادلات مذکور اثر سیستم ضریب بار را بر تقاضای سوختها بررسی نمود و به عبارت دیگر می‌توان مشخص نمود که طی دوره مورد مطالعه، سیستم ضریب بار در جهت استفاده و یا ذخیره چه سوختی بوده است.

۴- می‌توان اثر تغییرات تکنیکی بر انتخاب و مصرف سوختها را از طریق پارامتر δ_{ii} بررسی نمود. از متغیر روند جهت نشان دادن پیشرفت تکنولوژیکی طی هر دوره، استفاده می‌شود. این متغیر در الگوی تقاضای عوامل بخش نیرو دارای نقش بارزی است^۲. با توجه به سیاست‌های حاکم در بخش انرژی، مبنی بر کاهش آلودگی زیست محیطی و جایگزینی سوخت‌های ارزان قیمت (گاز طبیعی) به جای سوخت‌های گران قیمت (گازوئیل) می‌توان انتظار داشت که تغییرات فنی در جهت ذخیره گازوئیل و نفت کوره، همچنین در جهت مصرف گاز طبیعی بوده است.

ضمناً برای پرهیز از منفرد شدن ماتریس واریانس - کوواریانس، سهم گازوئیل از سیستم معادلات سهم سوختها، حذف می‌گردد. پس از تحمیل محدودیت‌های تقارن و همگنی سیستم نهایی، متشکل از معادلات سهم گاز طبیعی و نفت کوره به صورت زیر حاصل می‌گردند:

$$S_{gas} = \alpha_{gas} + \beta_{Qgas} \ln Q + \beta_{Kgas} \ln K + \alpha_{gasgas} \ln \left(\frac{P_{gas}}{P_g} \right) + \alpha_{gasn} \ln \left(\frac{P_n}{P_g} \right) + \delta_{LFgas} \ln LF + \delta_{tgas} t \quad (۱-۱۷)$$

$$S_n = \alpha_n + \beta_{Qn} \ln Q + \beta_{Kn} \ln K + \alpha_{nn} \ln \left(\frac{P_n}{P} \right) + \alpha_{ngas} \ln \left(\frac{P_{gas}}{P_g} \right) + \delta_{LFn} \ln LF + \delta_m t \quad (۱۷)$$

با توجه به سیستم معادلات سهم، می‌توان قیمت سوختها، سیستم ضریب بار، تغییرات تکنولوژیکی، و میزان تولید را به عنوان عوامل تأثیرگذار بر تقاضای سوختها مشخص نمود.

بازده ثابت نسبت به مقیاس

کامرسون و تامسون^۱ شرط بازده ثابت نسبت به مقیاس را برای فرایند تولید برق حاصل از سوختهای فسیلی، یک فرض منطقی می‌دانند. برون و کریستنسن^۲ نشان دادند که برقراری شرط فوق نیازمند تحمیل محدودیت زیر بر معادلات سهم هزینه سوختها می‌باشد^۳:

$$\beta_{Qi} + \beta_{Ki} = 0 \quad (۱۸)$$

سیستم متشکل از معادلات فوق به روش رگرسیونهای به ظاهر غیر مرتبط تکراری *ISUR* و به کمک بسته نرم افزاری *Eviews3/0* برآورد شده است. این روش یک متد برآورد کارا، در جهت رسیدن به تخمینهای حداکثر درست نمایی است. بدین معنی که تخمینهای روش فوق به نتایج حاصل از تخمین حداکثر درست نمایی، همگراست^۴. ثروت^۵ نشان داده است که تخمین حداکثر درست نمایی یک مجموعه از معادلات سهم، با حذف دلخواه هر کدام از معادلات سهم نتایج یکسانی در پی دارد. تخمین ابتدایی الگوی غیر مقید در جدول (۱) ارائه شده است. چنانچه ملاحظه می‌گردد تنها دو ضریب δ_m و δ_{tgas} از لحاظ آماری بی‌معنی می‌باشد. بقیه ضرائب برآورد شده در فاصله اطمینان ۹۵٪ معنی‌دار هستند. متغیرهای دامی $Dum57_n$ ، $Dum59_n$ و $Dum68_{gas}$ به ترتیب بیانگر زمان وقوع انقلاب، جنگ تحمیلی و شروع برنامه اول توسعه می‌باشد.

1-Kamerschen, D. R. & H. G. Thompson, (1993)

2- Brown, R, Christensen, L.,) 1981).

3-Soderholm, P., (2001). PP: 86.

4- Christensen, L. R., W. H, Greene. (1976).

5-Truett, L. J., D. B, Truett, (2002)

جدول شماره (۱): مقادیر برآورد شده پارامترهای معادلات سهم سوختها (الگوهای غیر مقید)

پارامتر	مقدار برآوردی	آماره t	خطای استاندارد	سطح معنی داری
α_{gas}	-۲/۵۲۸۹۲۲	-۲/۵۰۴۰۷۰	۱/۰۰۹۹۲۵	۰/۰۱۷۲
α_n	۲/۰۹۰۳۸۷	۳/۳۶۱۵۷۱	۰/۶۲۱۸۴۸	۰/۰۰۱۹
α_g	۱/۴۳۸۵۳۵
β_{Ogas}	-۰/۲۸۰۵۷۵	-۲/۳۹۹۲۴۲	۰/۱۱۶۹۴۳	۰/۰۲۲۱
β_{On}	۰/۲۵۴۷۳۹	-۲/۳۰۹۲۵۹	۰/۱۱۰۳۱۲	۰/۰۲۷۱
β_{Og}	۰/۰۲۵۸۳۶
β_{Kgas}	۰/۲۹۳۶۵۲	۳/۵۶۴۵۲۰	۰/۰۸۲۳۸۲	۰/۰۰۱۱
β_{Kn}	-۰/۲۵۱۷۹۴	-۴/۵۳۶۱۵۴	۰/۰۵۵۵۰۸	۰/۰۰۰۱
β_{Kg}	-۰/۰۴۱۸۵۸
δ_{LFgas}	۰/۷۵۳۰۲۳	۳/۱۱۸۶۱۶	۰/۲۴۱۴۶۱	۰/۰۰۳۷
δ_{LFn}	-۰/۴۸۰۰۶۷	-۲/۸۹۳۵۰۸	۰/۱۶۵۹۱۲	۰/۰۰۶۶
δ_{LFg}	-۰/۲۷۲۹۵۶
δ_{tgas}	۰/۰۱۱۰۰۹	۰/۷۶۷۵۲۳	۰/۰۱۴۳۴۴	۰/۴۴۸۱
δ_m	-۰/۰۰۴۳۴۰	-۰/۳۲۷۴۲۳	۰/۰۱۳۲۵۶	۰/۷۴۵۶
δ_{tg}	-۰/۰۰۶۶۶۹
α_{gasgas}	۰/۱۷۷۲۶۲	۵/۸۵۴۶۱۳	۰/۰۳۰۲۷۷	۰/۰۰۰۰
α_{ngas}	-۰/۱۳۳۸۸۳	-۵/۶۴۵۱۲۴	۰/۰۲۳۷۱۷	۰/۰۰۰۰
α_{nn}	۰/۱۶۶۸۲۴	۶/۳۸۱۵۶۹	۰/۰۲۶۱۴۲	۰/۰۰۰۰
α_{gg}	۰/۰۷۶۳۲۰
α_{gn}	-۰/۰۳۲۹۴۱
α_{ggas}	-۰/۰۴۳۳۷۹
$Dum59_n$	۰/۰۸۴۲۹۸	۴/۳۶۳۳۵۳	۰/۰۱۹۳۲۰	۰/۰۰۰۱
$Dum57_n$	-۰/۰۸۱۷۳۷	-۳/۵۷۰۴۰۲	۰/۰۲۲۸۹۳	۰/۰۰۱۱
$Dum68_{gas}$	۰/۱۶۳۷۵۱	۶/۹۱۴۲۹۷	۰/۰۲۳۶۸۳	۰/۰۰۰۰

نتایج حاصل از برآورد الگوی مقید به فرض بازده ثابت نسبت به مقیاس در جدول (۲) ارائه شده

است.

جدول شماره (۲): مقادیر برآورد شده پارامترها (الگوی مقید، با فرض بازده ثابت نسبت به مقیاس)

پارامتر	مقدار برآوردی	آماره t	خطای استاندارد	سطح معنی داری
α_{gas}	-۲/۷۲۸۵۱	-۲/۶۵۹۱۹۱	۰/۹۲۹۹۲۶	۰/۰۱۱۶
α_n	۲/۰۸۲۸۱۲	۳/۳۶۰۴۴۴	۰/۶۱۹۸۰۳	۰/۰۰۱۹
α_g	۱/۳۹۰۰۳۹
β_{Qgas}	-۰/۲۸۱۶۹۲	-۴/۳۴۹۶۹۹	۰/۰۶۵۹۳۴	۰/۰۰۰۱
β_{Qn}	۰/۲۵۴۸۶۲	۵/۹۲۷۸۳۶	۰/۰۴۲۹۹۴	۰/۰۰۰۰
β_{Qg}	۰/۰۳۱۹۳۰
β_{Kgas}	۰/۲۸۱۶۹۲	۴/۳۴۹۶۹۹	۰/۰۶۵۹۳۴	۰/۰۰۰۱
β_{Kn}	-۰/۲۵۴۸۶۲	-۵/۹۲۷۸۳۶	۰/۰۴۲۹۹۴	۰/۰۰۰۰
β_{Kg}	-۰/۰۳۱۹۳۰
δ_{LFgas}	۰/۷۴۴۸۰۷	۳/۱۷۹۷۳۹	۰/۲۳۴۲۳۵	۰/۰۰۳۰
δ_{LFn}	-۰/۴۷۷۵۲۱	-۳/۱۲۱۴۲۲	۰/۱۵۲۹۸۲	۰/۰۰۳۵
δ_{LFg}	-۰/۲۶۷۲۸۶
δ_{tgas}	۰/۰۱۲۲۷۳	۵/۶۲۱۸۹۸	۰/۰۰۲۱۸۳	۰/۰۰۰۰
δ_m	-۰/۰۰۴۱۴۸	-۲/۰۱۹۹۶۰	۰/۰۰۲۰۵۴	۰/۰۰۰۹
δ_{tg}	-۰/۰۰۸۱۲۵
α_{gasgas}	۰/۱۸۰۰۲۲	۱۰/۶۶۴۴۱	۰/۰۱۶۸۸۱	۰/۰۰۰۰
α_{ngas}	-۰/۱۳۴۸۸۱	-۷/۲۲۴۳۰۳	۰/۰۱۸۶۷۰	۰/۰۰۰۰
α_{nn}	۰/۱۶۷۳۳۵	۷/۵۰۵۸۲۶	۰/۰۲۲۲۹۴	۰/۰۰۰۰
α_{gg}	۰/۰۷۷۵۹۵
α_{gn}	-۰/۰۳۲۴۵۴
α_{ggas}	-۰/۰۴۵۱۴۱
Dum_{59n}	۰/۰۸۵۸۱۳	۵/۰۰۵۴۸۹	۰/۰۱۷۱۴۴	۰/۰۰۰۰
Dum_{57n}	-۰/۰۸۱۶۳۸	-۳/۵۹۰۲۶۹	۰/۰۲۲۷۳۹	۰/۰۰۱۰
Dum_{68gas}	۰/۱۶۳۲۲۷	۷/۵۸۰۴۴۶	۰/۰۲۱۵۳۳	۰/۰۰۰۰

* این ضرایب به صورت غیر مستقیم محاسبه شده‌اند.

با توجه به مقادیر آماره t تقریباً تمام ضرایب در سطح بالای ۹۵٪ معنی‌دار هستند.

جدول (۳): آزمون نسبت درست نمایی برای فرض ساختاری بازده ثابت نسبت به مقیاس در مورد سیستم

معادلات سهم سوختها

نتیجه	χ^2 جدول	آماره LR	تعداد قیود	تعداد مشاهدات	فرض صفر	پارامتر
پذیرفته میشود	۵/۹۹۱	۰/۰۰۵۶	۲	۲۸	$\beta_{Qi} + \beta_{Ki} = 0$	β_{Qi}, β_{Ki}

با توجه به نتیجه حاصل از آزمون نسبت درست نمایی، فرض بازده ثابت نسبت به مقیاس را نمی‌توان در فاصله اطمینان ۹۵٪ رد کرد. بنابراین تجزیه و تحلیلها، الگوی مقید با فرض بازده ثابت انجام می‌شود. تفسیر مستقیم پارامترهای برآورد شده اشکال تابعی - از جمله تکنولوژی ترانسلاگ - امکان پذیر نمی‌باشد؛ بلکه تفاسیر در قالب شاخصهای استاندارد اقتصادی از جمله انواع کشتها صورت می‌گیرد^۱.

در کل برآزش مدل رضایت بخش می‌باشد. همان گونه که نتایج نشان می‌دهد، تمام پارامترها در سطح اطمینان ۹۵٪ معنی‌دار می‌باشند. علاوه بر این، مقدار R^2 در هر دو معادله به طور نسبی بالا می‌باشد ($R_n^2 = ۰/۷۳$ و $R_{gas}^2 = ۰/۶۱$) و بر اساس آزمون نسبت درست نمایی - که اختلاف آن از سطح بحرانی بسیار زیاد است - فرض بازده ثابت نسبت به مقیاس به طور قاطع پذیرفته شده است.

بررسی اثر سیستم ضریب بار

با بررسی سیستم ضریب بار و تأثیر آن بر تقاضای انواع سوخت در نیروگاه‌ها، می‌توانیم بین بار حداکثر و حداقل و اثر هر یک بر تقاضای سوخت تمایز قائل شویم. افزایش ضریب بار - با فرض ثبات سطح تولید برق - به معنای کاهش بار می‌باشد؛ بنابراین مصرف آن دسته از سوختها که به طور عمده در بار پایه مورد استفاده قرار می‌گیرند را افزایش و بر عکس کاهش ضریب بار به مفهوم افزایش بار بوده و در نتیجه مصرف سوختهای مورد استفاده در بار حداکثر را افزایش خواهد داد. گازوئیل و گاز طبیعی دو نوع سوختی هستند که به طور عمده - و به ترتیب - در بار پایه و بار حداکثر مورد استفاده قرار می‌گیرند و بنابراین انتظار می‌رود با افزایش ضریب بار، مصرف گازوئیل کاهش و مصرف گاز طبیعی افزایش یابد. حال باید دید آیا سیستم ضریب بار، یک متغیر اثر گذار بر تقاضای سوخت در نیروگاه‌ها هست و یا خیر؟ برای پاسخ به این سؤال متغیر سیستم ضریب بار را از الگوی اصلی - با فرض بازده ثابت نسبت به مقیاس - حذف نموده و الگو را دوباره برآورد می‌کنیم. با بهره‌گیری از آزمون نسبت درست نمایی، فرضیه "عدم تأثیر سیستم ضریب بار بر تقاضای سوختها" مورد بررسی قرار گرفته، و نتیجه این بررسی در جدول (۴) آمده است.

جدول (۴): آزمون نسبت درست نمایی برای فرضیه سیستم ضریب بار

نتیجه	χ^2 جدول	آماره LR	تعداد قیود	تعداد مشاهدات	فرض صفر	پارامتر
رد می شود	۵/۹۹۱	۶/۸۸	۲	۲۸	$\delta_{LFn} = \delta_{LFgas} = 0$	δ_{Lfi}

همان طور که مشاهده می شود نمی توان فرضیه "عدم تأثیر گذاری سیستم ضریب بار بر تقاضای انواع سوخت" را در فاصله اطمینان ۹۵٪ پذیرفت. بنابراین می توان این نتیجه را گرفت که سیستم ضریب بار، یک متغیر اثر گذار بر تقاضای سوختهای مصرفی در نیروگاههای حرارتی می باشد.

بررسی خوش رفتاری تابع هزینه

شرایط خوش رفتاری یک تابع هزینه که عبارتند از: ۱- همگنی خطی نسبت به قیمت نهادهها؛ ۲- غیر کاهشی بودن تابع هزینه نسبت به قیمت نهادهها، و یا غیر منفی بودن سهم برآوردی هزینه نهادهها ۳- مقعر بودن تابع هزینه نسبت به قیمت نهادهها، و یا نیمه معین منفی بودن ماتریس مشتقات مرتبه دوم تابع هزینه نسبت به قیمت نهادههاست، که به طور کامل اعمال گردید.

بررسی کششهای جانشینی

نتایج حاصل از محاسبه کششهای خودی و متقاطع آن در جدول (۵) نشان داده شده اند.

جدول (۵): مقادیر محاسبه شده کششهای جزئی آن- اوزاوا در سطح میانگین دادهها

متغیر	گازوئیل	نفت کوره	گاز طبیعی
گازوئیل	-۱/۶۹۲۲۰۸	۰/۴۳۱۰۳۵	۰/۵۰۸۰۲۱
نفت کوره	۰/۴۳۱۰۳۵	-۰/۲۵۵۳۷۶	-۰/۰۹۷۲۹۲
گاز طبیعی	۰/۵۰۸۰۲۱	-۰/۰۹۷۲۹۲	-۰/۲۹۱۴۰۵
	-	(۰/۳۱۸۴۱۵)	(۰/۰۹۸۰۱۵)
	-	(۰/۰۹۸۰۱۵)	(۰/۰۸۸۶۲۳)

جدول (۶): تعیین روابط جانشینی و مکملی بین سوختها بر مبنای کششهای جانشینی آن- اوزاوا

متغیر	گازوئیل	نفت کوره	گاز طبیعی
گازوئیل		جانشین	جانشین
نفت کوره			مکمل
گاز طبیعی			

محاسبات نشان می دهد که بین گازوئیل- نفت کوره و گازوئیل- گاز طبیعی رابطه جانشینی و بین نفت کوره و گاز طبیعی رابطه مکملی برقرار است. با توجه به کوچک بودن کششهای جانشینی محاسبه شده، می توان نتیجه گرفت که قابلیت جانشینی بین انواع سوختها در مراحل تولید برق، کم می باشد.

علاوه بر این، درجه جانشینی گازوئیل و گاز طبیعی اندکی بیشتر از درجه جانشینی گازوئیل و نفت کوره است و بنابراین نیروگاه‌های مذکور در مقابل تغییرات انواع سوخت، از انعطاف پذیری اندکی برخوردار هستند.

بررسی کشش‌های جانشینی موریشیما

نتایج حاصل از محاسبه کشش‌های مذکور در جدول (۷) نشان داده شده‌اند. قدر مطلق تمام کشش‌های محاسبه شده در سطح میانگین داده‌ها کمتر از یک می‌باشد.

جدول (۷): مقادیر محاسبه شده کشش‌های جانشینی موریشیما

متغیر	گازوئیل	نفت کوره	گاز طبیعی
گازوئیل	-	۰/۴۸۱۸۶۱	۰/۴۹۹۲۰۹
نفت کوره	۰/۲۲۲۷۷۶	-	۰/۰۸۸۳۴۵
گاز طبیعی	۰/۳۶۴۷۷۸	۰/۱۰۵۶۹۴	-

با توجه به اینکه بر اساس کشش جانشینی موریشیما، تمام روابط بین سوختها از نوع جانشینی می‌باشند، قدرت جانشینی گازوئیل به جای نفت کوره و گاز طبیعی، بالاتر از موارد دیگر است. کمترین درجه جانشینی بین نفت کوره و گاز طبیعی مشاهده می‌گردد. و این در حالی است که بر اساس کشش‌های جانشینی آلن، رابطه بین گاز طبیعی و نفت کوره از نوع مکملی است؛ اگر چه این رابطه بسیار ضعیف می‌باشد. لذا استفاده از ابزار قیمتی مخصوصاً در سطوح پایین قیمت مواد اولیه، به منظور تأثیرگذاری بر جانشینی سوخت‌های مذکور، نتایج مطلوبی در پی نخواهد داشت.

بررسی کشش‌های خود قیمتی و متقاطع سوختها

طبق نتایج به دست آمده مذکور در جدول (۸) کشش‌های خود قیمتی تمام سوختها منفی و مطابق با انتظار می‌باشند. قدر مطلق مقادیر کشش‌های مذکور کمتر از ۰/۵ و به مفهوم بیکشش بودن تقاضای این سوختها در قبال تغییرات قیمت‌های آنها می‌باشد. در این میان میزان کشش پذیری گازوئیل نسبت به دیگر سوختها بیشتر است و از این لحاظ، گاز طبیعی و نفت کوره به ترتیب در رده های بعدی قرار دارند. به طور کلی می‌توان نتیجه گرفت که تغییر قیمت سوختها در قیمت‌های بسیار پایین یارانه‌ای، تأثیر چندانی بر تقاضای آنها ندارد.

درباره کشش‌های متقاطع قیمتی، می‌آید توضیح داده شود که اگر چه تمام این کششها کوچکتر از ۰/۵ می‌باشند، اما کشش متقاطع قیمتی بین گازوئیل و گاز طبیعی بیشتر از سایرین است. طبق محاسبات انجام شده بین گازوئیل- گاز طبیعی و گازوئیل- نفت کوره، رابطه جانشینی و بین نفت کوره و گاز طبیعی رابطه مکملی برقرار است.

این نتایج با نتایج حاصل از محاسبه کششهای جانشینی ال-اوزاوا انطباق دارند. نکته دیگر اینکه عدم تقارن بین کششهای متقاطع قیمتی، بیانگر درجه جانشینی بین نهاده‌هاست. کشش متقاطع قیمتی بین گازوئیل و نفت کوره برابر با $۰/۱۲۹۳۱۱$ و کشش متقاطع قیمتی بین نفت کوره و گازوئیل برابر با $۰/۱۱۸۳۲۴$ می‌باشد؛ بنابراین تأثیر افزایش قیمت گازوئیل بر تقاضای نفت کوره، اندکی بیشتر از تأثیر افزایش قیمت نفت کوره بر گازوئیل است. و قابلیت جانشین شدن گازوئیل به جای نفت کوره بیشتر از قدرت جانشینی نفت کوره به جای گازوئیل است. از این حیث می‌توان بیان کرد که قدرت جانشینی گازوئیل به جای گاز طبیعی بیشتر از قدرت جانشینی گاز طبیعی به جای گازوئیل می‌باشد.

جدول (۸): مقادیر محاسبه شده کششهای خودی و متقاطع قیمتی سوختها در سطح میانگین داده‌ها

متغیر	گازوئیل	نفت کوره	گاز طبیعی
گازوئیل	$-۰/۳۶۳۵۳۷$	$۰/۱۲۹۳۱۱$	$۰/۲۳۴۲۲۵$
	-	-	-
نفت کوره	$۰/۱۱۸۳۲۴$	$-۰/۰۹۳۴۶۵$	$-۰/۰۲۴۸۵۹$
	-	$(۰/۰۸۱۲۶۹)$	$(۰/۰۶۸۰۵۹)$
گاز طبیعی	$۰/۱۳۵۶۷۲$	$-۰/۰۰۵۱۲۰$	$-۰/۱۳۰۵۵۳$
	-	$(۰/۰۴۱۷۵۵)$	$(۰/۰۳۷۷۵۴)$

بررسی کشش سیستم ضریب بار سهم هزینه سوختها

با توجه به نتایج حاصل از برآورد مدل، مشخص می‌گردد که عامل سیستم ضریب بار در جهت ذخیره نفت کوره ($\delta_{LFn} = -۰/۴۷۷۵۲۱$) و گازوئیل ($\delta_{LFg} = -۰/۲۶۷۲۸۶$) همچنین در جهت استفاده گاز طبیعی ($\delta_{LFgas} = ۰/۷۴۴۸۰۷$) عمل کرده است.

طبق نتایج مذکور در جدول شماره (۹)، تقاضای هر سه سوخت نسبت به تغییرات ضریب بار، کاملاً با کشش می‌باشند. لذا با کاهش بار پیک (افزایش ضریب بار) و حرکت آن به سمت بار پایه، سهم هزینه گازوئیل و نفت کوره کاهش و سهم هزینه گاز طبیعی افزایش می‌یابد. بنابراین در ساعات اوج بار، مصرف گازوئیل و نفت کوره زیاد شده است و این دو سوخت در این اوقات جانشین گاز طبیعی می‌شوند.

جدول (۹): مقادیر محاسبه شده کششهای ضریب بار سوختها در سطح میانگین داده‌ها

متغیر	گازوئیل	نفت کوره	گاز طبیعی
ضریب بار	$-۱/۳۷۷۲۷۸$	$-۱/۷۴۰۷۳۱$	$۱/۶۶۵۷۵۶$
	-	$(۰/۵۵۷۶۷۳)$	$(۰/۵۲۳۸۶۵)$

بررسی الگوی تورش مقیاس بر تقاضای سوختها

با فرض غیر هموتنیک بودن تکنیک تولید نیروگاه‌های حرارت، در صورت افزایش سطح تولید (عملکرد مقیاس^۱) و با فرض عدم تغییر در قیمت سوختها، سهم هزینه برخی از سوختها افزایش و سهم بعضی دیگر کاهش خواهد یافت؛ که از این ویژگی به عنوان تورش مقیاس^۲ نام برده می‌شود. طبق نتایج تحقیق، ضرایب محصول در سهم سوختها در فاصله اطمینان ۹۵٪ کاملاً معنی‌دار و از لحاظ آماری مخالف صفر می‌باشد. با فرض ثبات سایر عوامل، سهم هزینه سوختها با تغییر سطح تولید، تغییر خواهد کرد؛ به عبارت دیگر فرض غیر هموتنیک بودن ساختار تولید تقویت می‌شود. با توجه به علامت ضریب لگاریتم محصول در معادلات سهم هزینه سوختها، الگوی تورش مقیاس ($\beta_{Qn} > 0, \beta_{Qgas} < 0, \beta_{Qg} > 0$) نشان می‌دهد که افزایش مقدار محصول منجر به افزایش شدت مصرف گازوئیل و نفت کوره و کاهش شدت مصرف گاز طبیعی می‌گردد. بنابراین می‌توان عنوان کرد که همگام با افزایش سطح تولید، مصرف دو سوخت نسبتاً گران قیمت که از قابلیت آلاینده‌ی بالایی برخوردارند، افزایش یافته و مصرف گاز طبیعی که سوختی ارزان قیمت و مطابق با اهداف زیست محیطی است، کاهش می‌یابد. با توجه به نتایج به دست آمده، تغییر در مقدار محصول باعث تغییر در مقدار تقاضای نهاده‌ها شده است. بنابراین می‌توان کشش تقاضای سوختها را نسبت به تغییرات سطح محصول از رابطه زیر به دست آورد:

$$\varepsilon_{Q_i} = \frac{\beta_{Q_i}}{S_i} + ES \quad (19)$$

که در آن S_i سهم سوخت i ام، β_{Q_i} ضریب لگاریتم محصول در معادله سهم سوخت i ام و ES بیان صرفه‌های ناشی از مقیاس می‌باشد. با توجه به پذیرش ساختار بازده ثابت نسبت به مقیاس، کششهای مذکور در سطح میانگین داده‌ها محاسبه شده‌اند^۳. نتایج حاصل از محاسبه کششهای تقاضای سوختها نسبت به تغییرات سطح محصول در جدول (۱۰) نشان داده شده‌اند.

جدول (۱۰): مقادیر محاسبه شده کششهای تولیدی سوختها در سطح میانگین داده‌ها

متغیر	گازوئیل	نفت کوره	گاز طبیعی
سطح تولید	۱/۱۶۴۵۳۰	۱/۹۲۹۰۶۱	۰/۳۵۸۵۹۱
	-	(۰/۱۵۶۷۲۸)	(۰/۱۴۷۴۶۱)

اعداد داخل پرانتز، انحراف استاندارد کششها می‌باشند.

با توجه به جدول فوق، تقاضای گازوئیل و نفت کوره نسبت به تغییرات سطح تولید، کاملاً با کشش و تقاضای گاز طبیعی نسبت به تغییرات مقدار تولید، بیکشش می‌باشند. این نتایج با نتایج به دست آمده از سیستم ضریب بار همخوانی دارند. بررسی کششهای مذکور طی دوره مورد بررسی

1-Scale Operation.

2-Scale Bias.

3-Burney, N. A. & F. T. Al-Matrouk. (1996)

نشان می‌دهد که حساسیت تقاضای گازوئیل و گاز طبیعی نسبت به تغییرات سطح تولید نیروگاه‌های حرارتی در حال افزایش و حساسیت مزبور در رابطه با نفت کوره با روند کندی در حال کاهش می‌باشد.

بررسی تورش تغییرات تکنیکی

ابتدا فرضیه "عدم وجود تغییرات فنی" آزمون شده است. بدین منظور فرضیه صفر را $\delta_m = \delta_{tgas} = 0$ قرار داده، آن را آزمون می‌کنیم؛ اگر فرضیه فوق رد نشود، در آن صورت تغییرات تکنیکی وجود نخواهد داشت^۱.

جدول (۱۱): آزمون نسبت درست نمایی برای فرضیه "عدم وجود تورش تغییرات تکنیکی"

نتیجه	χ^2 جدول	آماره LR	تعداد قیود	تعداد مشاهدات	فرض صفر	پارامتر
رد می‌شود	۵/۹۹۱	۱۶/۳۷	۲	۲۸	$\delta_m = \delta_{tgas} = 0$	δ_m, δ_{tgas}

همان طور که ملاحظه می‌شود فرضیه "عدم وجود تغییرات تکنیکی" را نمی‌توان در فاصله اطمینان ۹۵٪ پذیرفت، لذا در طول دوره، تغییرات فنی رخ داده است. طبق نتایج به دست آمده، با فرض ثابت سایر عوامل، تغییرات فنی در طول دوره مورد مطالعه، نفت کوره انوز (۰/۰۴۱۴۸)، گاز طبیعی بر (۰/۰۱۲۲۷۳) و گازوئیل انوز (۰/۰۸۱۲۵) بوده است.

بررسی کشش بهره‌وری جزئی متوسط سوختها در رابطه با تغییرات سطح تولید

از دیدگاه اقتصادی، بهره‌وری، اغلب به صورت نسبت تغییرات محصول به تغییرات نهاده (نهاده‌ها) اندازه‌گیری می‌شود. از دیدگاه یک بنگاه، بهره‌وری را می‌توان به بهره‌وری کل (نسبت کل محصول به کل نهاده‌های به کار گرفته شده)، بهره‌وری کل عوامل (نسبت محصول خالص به مجموع نهاده‌های به کار گرفته شده) و بهره‌وری جزئی (نسبت محصول خالص و یا ناخالص به مقدار یک نهاده تولیدی) عوامل تقسیم نمود. مفهوم بهره‌وری جزئی نهاده‌های تولید را نمی‌توان در برگیرنده بهره‌وری واقعی نهاده‌ها دانست (اثرات متقاطع نهاده‌ها در فرآیند تولیدی بر روی بهره‌وری یکدیگر نادیده گرفته می‌شود)^۲. به دلیل در دست نبودن آمار هزینه‌های تولیدی نیروگاه‌ها و اینکه در این پژوهش صرفاً توابع سهم هزینه سوختها (بدون تابع هزینه) برآورد شده‌اند، به محاسبه کشش بهره‌وری جزئی متوسط سوختها پرداخته می‌شود. کشش بهره‌وری جزئی متوسط سوختها، نسبت به تغییرات سطح محصول به صورت زیر بیان می‌گردد:

$$\pi_{iQ} = \frac{\partial \ln(Q/X_i)}{\partial \ln Q} = 1 - \varepsilon_{cQ} - \beta_{Qi} S^{-1} \quad (20)$$

1-Lopez, R. E. (1980)

1-Hannula, M. (2002)

که در آن π_{iQ} نرخ رشد بهره‌وری جزئی متوسط سوخت‌ها، Q میزان تولید، ε_{cQ} صرفه‌های ناشی از مقیاس و X_i مقدار سوخت مصرفی می‌باشد^۱. در حالت بازده ثابت نسبت به مقیاس $\varepsilon_{cQ} = 1$ می‌باشد؛ بنابراین در مورد الگوی مورد بررسی در این تحقیق، نرخ رشد بهره‌وری جزئی متوسط نهاده‌ها نسبت به محصول - از رابطه فوق - به صورت زیر در می‌آید:

$$\pi_{iQ} = \frac{\partial \ln(Q/X_i)}{\partial \ln Q} = -\frac{\beta_{Qi}}{S_i} \quad (21)$$

جدول (۱۲): مقادیر کشش بهره‌وری متوسط سوخت‌ها در رابطه با تغییرات سطح تولید در سطح متوسط

شاخص	گازوئیل	نفت کوره	گاز طبیعی
π_{iQ}	-۰/۱۶۴۵۳۰	-۰/۹۲۹۰۶۱	۰/۶۴۱۴۰۹
	-	(۰/۱۵۶۷۲۱)	(۰/۱۴۷۴۹۲)

طبق نتایج به دست آمده (جدول ۱۲)، مشاهده می‌گردد که با افزایش سطح محصول، بهره‌وری متوسط گازوئیل و نفت کوره کاهش و بهره‌وری متوسط گاز طبیعی، افزایش می‌یابد. قدر مطلق کشش بهره‌وری متوسط نفت کوره نسبت به تغییرات سطح محصول، بیشترین و در مورد گازوئیل دارای کمترین مقدار می‌باشد. نکته دیگر اینکه اثر تغییرات تکنیکی بر تقاضای سوختها از لحاظ آماری معنی‌دار و مخالف صفر می‌باشد. اگر چه این اثرات ناچیز برآورد شده‌اند، اما می‌توان عنوان نمود که تغییرات تکنولوژیکی در جهت افزایش بهره‌وری متوسط گازوئیل و نفت کوره و کاهش بهره‌وری متوسط گاز طبیعی عمل نموده است^۲.

نتیجه‌گیری

در بررسی شرایط خوشرفتاری تابع هزینه کوتاه مدت، این شروط مورد تأیید قرار گرفتند. با بهره‌گیری از آزمون نسبت حداکثر درست نمایی برقراری محدودیت بازده ثابت نسبت به مقیاس بر معادلات سهم سوختها مورد تأیید قرار گرفت. بر اساس نتایج همین آزمون "ضریب بار" به عنوان یک متغیر اثرگذار بر تقاضای سوختها در الگو مورد تأیید قرار گرفت. کششهای جانشینی آن به دست آمده برای سوختها کمتر از یک می‌باشند. لذا روابط جانشینی ضعیفی بین گازوئیل-گاز طبیعی و نفت کوره-گازوئیل برقرار است. بین نفت کوره و گاز طبیعی رابطه بسیار ضعیف مکملی برقرار است.

از طرف دیگر و بر خلاف کشش جانشینی آن، کششهای جانشینی موریشیما دلالت بر وجود رابطه جانشینی ضعیف بین سوختها دارند. بنابراین رابطه بین نفت کوره، گازوئیل و گاز طبیعی هر سه از نوع جانشینی می‌باشد. مقادیر به دست آمده کششهای متقاطع قیمتی بین انواع سوخت، دلالت بر قابلیت جانشینی بسیار اندک سوختها با یکدیگر دارند. در همین حال کششهای خود قیمتی محاسبه شده، دلالت بر بیکشش بودن تقاضای انواع سوخت نسبت به تغییرات قیمت آنها دارند.

2- Andrikopoulos, A. A. & J. Loizides. (1998)

۳- تغییرات تکنولوژیکی در طول دوره مورد بررسی، نفت کوره و گازوئیل اندوز و گاز طبیعی بر بوده است.

در مورد گشش‌های ضریب بار باید اذعان نمود که سهم سوختها نسبت به تغییرات ضریب بار با گشش است. بررسی این گششها نشان می‌دهد که افزایش یک درصدی ضریب بار (کاهش تقاضا برای برق)، سهم نفت کوره و گازوئیل را به شدت کاهش و سهم گاز طبیعی را به طور قابل ملاحظه‌ای افزایش می‌دهد. لذا می‌توان استنباط نمود که مصرف نفت کوره و گازوئیل در زمان‌های اوج بار و مصرف گاز طبیعی در اوقات معمولی (بار پایه) به شدت افزایش می‌یابد.

منابع فارسی

۱. ریحانی نیا، وحید (۱۳۷۷) بررسی جانمایی عوامل تولید در فرآیند تولید برق و اثر آن بر صرفه جویی انرژی؛ پایان نامه کارشناسی ارشد اقتصاد، دانشگاه تهران.
۲. سازمان مدیریت توانیر (۱۳۸۱) سی و پنج سال صنعت برق ایران در آیینة آمار (۱۳۸۰-۱۳۴۶)؛ تهران: شرکت نیرو چاپ.
۳. کرباسی، عبدالرضا و دیگران (۱۳۷۶) نقش نیروگاه ها در آلودگی محیط زیست؛ نشریه انرژی، سال اول، شماره ۲، صص ۲۷-۳۹.
۴. وطنیان، احمد (۱۳۵۰) اقتصاد نیروی برق؛ تهران: سازمان چاپ خوشه.
۵. هاشمی دیزج، عبدالرحیم (۱۳۸۰) برآورد تابع تقاضای سوخت نیروگاه های بخاری؛ پایان نامه کارشناسی ارشد اقتصاد، دانشگاه تهران.
۶. هوشمند، رحمت الله (۱۳۸۰) تولید برق در نیروگاه‌ها؛ اهواز: انتشارات دانشگاه شهید چمران.
۷. یوسفی، سیاوش (۱۳۷۸) بررسی تحولات مصرف انرژی کشور در برنامه های اول و دوم توسعه؛ مجله برنامه و بودجه، شماره ۴۶ و ۴۷، صص ۱۹۴-۱۵۵.

8. Al-Mutairi, N. & Burney, A. (2002). "Factor Substitution and Economies of Scale and Utilization in Kuwait's Crude Oil Industry"; *Energy Economics*, Vol. 24, PP. 337-54.

9. Andrikopoulos, A. A. & Loizides, J. (1998) "Cost Structure and Productivity Growth in European Railway Systems"; *Applied Economics*, Vol. 30, PP. 1625-1639.

10. Atkinson, S. E. & Halvorsen, R. (1976) "Interfuel Substitution in Steam Electric Power Generation"; *Journal of Political Economy*, Vol. 84, PP. 959-978.

11. Atkinson, S. E. & Halvorsen, R. (1984) "Parametric Efficiency Tests, Economies of Scale and Input Demand in U.S. Electric Power Generation"; *International Economic Review*, Vol. 25, No. 3, PP. 647-662.

12. Binswanger, H. P. (1974) "A Cost Function Approach to the Measurement of Elasticities of Factor Demand and Elasticities of Substitution"; *American Journal of Agricultural Economics*, No. 56, PP. 377-386.

13. Berndt, E. R. & Khaled, M. S. (1979) "Parametric Productivity Measurement and Choice Among Flexible Functional Forms"; *Journal Political Economy*, Vol. 87, PP. 1220-1246.

14. Barnett, A. H., Keiath, R. & Thompson, H. (1998) "Electricity Substitution: Some Local Industrial Evidence"; *Energy Economics*, Vol. 20, PP. 411-419

15. Blackorby, C. & Russell, R. (1989) "Will the Real Elasticity of Substitution Please Stand Up? A Comparison of the Allen/Uzawa and Morishima Elasticities"; American Economic Review, Vol. 79, No. 4, PP. 882-888.
16. Brown, R. & Christensen, L.R. (1981) "Estimating Elasticities of Substitution in a Model of Partial Static Equilibrium: an Application to US Agriculture, 1947 to 1974". In: Berndt, E. & Field, F. Eds., "Modeling and Measuring Natural Resource Substitution". MIT Press, Cambridge.
17. Burney, N. A. & Al-Matrouk, F.T (1996) "Energy Conservation in Electricity Generation: A Case Study of the Electricity and Water Industry in Kuwait"; Energy Economics, Vol. 18, PP. 67-79.
18. Christensen, L. R. & Greene, W.H (1976) "Economies of Scale in U.S. Electric Power Generation"; Journal of Political Economy, Vol. 84, No. 4, PP. 657- 676.
19. Christensen, L. R., Jorgenson, D. W. & Law, L. J. (1973) "Transcendental Logarithmic Production Frontiers"; The Review of Economics and Statistics, PP. 28-45.
20. Christopoulos, D. (2000) "The Demand for Energy in Greek Manufacturing"; Energy Economics, Vol. 22, PP. 569-586.
21. Dahl, C. & Ko, J. (1998) "The Effect of Deregulation on U. S. Fossil Fuel Substitution in the Generation of Electricity Energy Policy;" Energy Policy, Vol. 26, No. 13, PP. 981-988.
22. Diewert, W. E. & Wales, T.J (1987) "Flexible Functional Forms and Global Curvature Conditions;" Econometrica, Vol. 55, No. 1, PP. 43-59.
23. Hammand, C. Y. (1992) "Privatization and the Efficiency of Decentralized Electricity Generation: Some Evidence from Inter-War Britain" The Economic Journal, PP. 538-553.
24. Hannula, M. (2002) "Total Productivity Measurement Based on Partial Productivity Ratios" .International Journal of Production Economics, Vol. 78, PP. 57-67.
25. Joskow, P. L. & Mishkin, F. S. (1977) "Electric Utility Fuel Choice Behavior in the United States: International Economic in the United States;" International Economic Review, Vol. 18, No. 3, PP. 719-736.

26. Lopez, R. E. (1980) "The Structure of Production and the Derived Demand for Input in Canadian Agriculture;" American Agricultural Economics, Vol. 68, PP. 38-46.
27. McGure, A. & Westoby, R. (1984) "Factor Substitution in Nuclear and Fossil-Fuelled Electricity Generation in England and Wales;" Resources and Energy, Vol. 6, PP. 69-76.
28. Mountain, D. (1982) "Imported Electricity: A Substitute for Inputs Used by the Regional Electricity Industry;" Journal of Regional Science, Vol. 22, No.1, PP. 83-96.
29. Nelson, R. A. (1981) "Regulation, Capital Vintage and Technical Change in the Electric Utility Industry;" The Review of Economics and Statistics, Vol. 23, PP. 59-68.
- Nelson, A. & Woher, E. (1983) "Regulation Scale Economies and Productivity in Steam-Electric Generation;" International Economic Review, Vol. 24, PP. 57-79.
30. Soderholm, P. (2001) "Fossil Fuel Flexibility in West European Power Generation and the Impact of System Load Factor;" Energy Economics, Vol. 23, PP. 77-97.
31. Varian, H. R. (1992) "Microeconomic Analysis"; University of Michigan.