

بسمه تعالی

تعیین هزینه هم‌سطح شده تولید برق فناوری‌های مختلف در ایران

نسخه مقدماتی - غیرقابل استناد

مدیر طرح

دکتر کیومرث حیدری

پژوهشگر

مسعود کسرائی‌نژاد



فهرست مطالب

۱	فصل یکم: مطالعه بازار برق
۱-۱-۱	مقدمه
۱-۲-۱	تاریخ تولید برق
۱-۳-۱	فناوری‌های رایج تولید برق
۱-۳-۱-۱	فناوری‌های گازی
۱-۳-۱-۲	فناوری‌های بخاری
الف	نیروگاه بخاری
ب	نیروگاه حرارتی
۱-۳-۳-۱	فناوری‌های چرخه ترکیبی
۱-۳-۴-۱	فناوری‌های برق آبی
۱-۳-۵-۱	فناوری‌های اتمی
الف	نیروگاه شکافت هسته‌ای
ب	نیروگاه گداخت هسته‌ای
۱-۳-۶-۱	انرژی‌های نو و تجدیدپذیر
الف	نیروگاه برقبادی
ب	نیروگاه خورشیدی
۱-۴-۱	مروری بر بازار برق ایران
۱-۴-۱-۱	عرضه و تقاضا
۱-۴-۲-۱	فناوری‌های رایج در ایران
۱-۴-۳-۱	ساختار صنعت برق ایران
۱-۴-۴-۱	بازار خارجی صنعت برق ایران
۱-۴-۵-۱	فناوری‌های محتمل
۲۸	فصل دوم: مطالعه ساختاری هزینه تولید برق
۱-۲-۱	مقدمه

۲۸	۲-۲-عوامل تعیین کننده
۲۹	۳-۲-چارچوب هزینه‌ای فناوری‌های تولید برق
۲۹	۱-۳-۲-هزینه‌های ثابت
۳۰	۲-۳-۲-هزینه‌های متغیر
۳۱	۳-۳-۲-سرفصل‌های هزینه‌ای در بررسی‌های اقتصادی
۳۲	۴-۳-۲-ساختار هزینه‌ای فناوری‌های نمونه
۳۶	۵-۳-۲-مقایسه بخش‌های موثر در هزینه هم‌سطح شده فناوری‌های مختلف در کشورهای منتخب
۳۶	الف) اتریش
۳۷	ب) دانمارک
۳۸	ج) ژاپن
۳۹	د) کره
۴۰	ه) ترکیه
۴۱	و) آمریکا
۴۲	ز) چین
۴۳	فصل سوم: روش شناسی
۴۳	۱-۳-مقدمه
۴۳	۲-۳-اصول مقدماتی همسان‌سازی زمانی
۴۳	۱-۲-۳-ارزش حال خالص (NPV)
۴۵	۲-۲-۳-ارزش آینده خالص (NFV)
۴۶	۳-۲-۳-ارزش یکنواخت سالیانه خالص (NAW)
۴۸	۴-۲-۳-جریان‌های نقدینگی شیبدار
۵۰	۳-۳-روابط محاسباتی هزینه هم‌سطح شده
۵۱	۱-۳-۳-عوامل موثر در تعیین هزینه هم‌سطح شده
۵۲	الف- هزینه سرمایه‌گذاری اولیه و هزینه‌های استهلاک
۵۳	ب- هزینه تعمیر و نگهداری و هزینه پرسنلی

۵۴	ج- هزینه سوخت نیروگاه
۵۵	د- هزینه‌های زیست‌محیطی
۵۷	فصل چهارم: تجزیه و تحلیل داده‌ها و نتایج
۵۷	۱-۴- مقدمه
۵۷	۲-۴- تفکیک فناوری‌ها و محاسبات
۵۸	۱-۲-۴- فناوری بخاری
۵۹	۲-۲-۴- فناوری گازی
۶۰	۳-۲-۴- فناوری تولید هم‌زمان
۶۱	۴-۲-۴- فناوری سیکل ترکیبی
۶۲	۵-۲-۴- فناوری بادی
۶۳	۶-۲-۴- فناوری برق آبی
۶۴	۷-۲-۴- فناوری خورشیدی
۶۵	۸-۲-۴- فناوری هسته‌ای
۶۶	۳-۴- تحلیل حساسیت
۶۶	۱-۳-۴- حساسیت هزینه احداث
۷۶	۲-۳-۴- حساسیت راندمان الکتریکی
۸۱	۳-۳-۴- حساسیت هزینه تعمیر و نگهداری
۹۱	۴-۳-۴- حساسیت هزینه سوخت
۹۶	فصل پنجم: جمع‌بندی
۹۷	منابع

فهرست جدول‌ها

- جدول ۱-۱: روند تولید برق به تفکیک فناوری (میلیون کیلووات ساعت) ۱۲
- جدول ۱-۲: رشد سالانه تولید برق به تفکیک فناوری ۱۳
- جدول ۱-۳: تعداد واحدهای نیروگاهی ۱۵
- جدول ۱-۴: میانگین قدرت عملی واحدهای نیروگاهی (مگاوات، ۱۳۹۴) ۱۷
- جدول ۱-۵: ساختار مالکیت فناوری‌های تولید برق در ایران ۱۹
- جدول ۱-۶: ساختار بخش‌های صنعت برق از منظر مالکیت فناوری در ایران ۲۰
- جدول ۱-۷: صادرات برق (میلیون کیلووات ساعت) ۲۲
- جدول ۱-۸: واردات برق (میلیون کیلووات ساعت) ۲۳
- جدول ۱-۹: سهم بازارهای خارجی در سال ۱۳۹۴ ۲۴
- جدول ۱-۱۰: خالص برق صادراتی در سال ۱۳۹۴ (میلیون کیلووات ساعت) ۲۵
- جدول ۱-۱۱: هزینه هم‌سطح شده فناوری‌های محتمل ۲۶
- جدول ۱-۲: هزینه‌های بهره‌برداری ۳۰
- جدول ۲-۲: سرفصل‌های هزینه ثابت سرمایه‌گذاری ۳۱
- جدول ۳-۲: سرفصل‌های سرمایه در گردش ۳۱
- جدول ۴-۲: سرفصل‌های هزینه تولید ۳۲
- جدول ۵-۲: سرفصل‌های هزینه استهلاک ۳۲
- جدول ۶-۲: مقایسه هزینه فناوری‌های تولید برق ۳۵
- جدول ۷-۲: سهم هزینه‌ها از کل هزینه در فناوری‌های تولید برق ۳۶
- جدول ۸-۲: هزینه هم‌سطح شده فناوری‌های مختلف در اتریش (دلار/مگاوات ساعت) ۳۶
- جدول ۹-۲: هزینه هم‌سطح شده فناوری‌های مختلف در دانمارک (دلار/مگاوات ساعت) ۳۷
- جدول ۱۰-۲: هزینه هم‌سطح شده فناوری‌های مختلف در ژاپن (دلار/مگاوات ساعت) ۳۸
- جدول ۱۱-۲: هزینه هم‌سطح شده فناوری‌های مختلف در کره (دلار/مگاوات ساعت) ۳۹
- جدول ۱۲-۲: هزینه هم‌سطح شده فناوری‌های مختلف در ترکیه (دلار/مگاوات ساعت) ۴۰
- جدول ۱۳-۲: هزینه هم‌سطح شده فناوری‌های مختلف در آمریکا (دلار/مگاوات ساعت) ۴۱

- جدول ۲-۱۴: هزینه هم‌سطح شده فناوری‌های مختلف در چین (دلار/مگاوات ساعت)..... ۴۲
- جدول ۴-۱: مشخصات و هزینه هم‌سطح شده فناوری بخاری ۵۸
- جدول ۴-۲: مشخصات و هزینه هم‌سطح شده فناوری گازی ۵۹
- جدول ۴-۳: مشخصات و هزینه هم‌سطح شده فناوری تولید همزمان ۶۰
- جدول ۴-۴: مشخصات و هزینه هم‌سطح شده فناوری سیکل ترکیبی ۶۱
- جدول ۴-۵: مشخصات و هزینه هم‌سطح شده فناوری بادی ۶۲
- جدول ۴-۶: مشخصات و هزینه هم‌سطح شده فناوری برق آبی ۶۳
- جدول ۴-۷: مشخصات و هزینه هم‌سطح شده فناوری خورشیدی ۶۴
- جدول ۴-۸: مشخصات و هزینه هم‌سطح شده فناوری هسته‌ای ۶۵
- جدول ۴-۹: حساسیت فناوری هسته‌ای به هزینه احداث ۶۷
- جدول ۴-۱۰: حساسیت فناوری برق آبی به هزینه احداث ۶۸
- جدول ۴-۱۱: حساسیت فناوری بادی به هزینه احداث ۶۹
- جدول ۴-۱۲: حساسیت فناوری خورشیدی به هزینه احداث ۷۰
- جدول ۴-۱۳: حساسیت فناوری سیکل ترکیبی به هزینه احداث ۷۲
- جدول ۴-۱۴: حساسیت فناوری بخاری به هزینه احداث ۷۳
- جدول ۴-۱۵: حساسیت فناوری گازی به هزینه احداث ۷۴
- جدول ۴-۱۶: حساسیت فناوری تولید همزمان به هزینه احداث ۷۵
- جدول ۴-۱۷: حساسیت فناوری سیکل ترکیبی به راندمان الکتریکی ۷۷
- جدول ۴-۱۸: حساسیت فناوری بخاری به راندمان الکتریکی ۷۸
- جدول ۴-۱۹: حساسیت فناوری گازی به راندمان الکتریکی ۷۹
- جدول ۴-۲۰: حساسیت فناوری تولید همزمان به راندمان الکتریکی ۸۰
- جدول ۴-۲۱: حساسیت فناوری هسته‌ای به هزینه تعمیر و نگهداری ۸۲
- جدول ۴-۲۲: حساسیت فناوری برق آبی به هزینه تعمیر و نگهداری ۸۳
- جدول ۴-۲۳: حساسیت فناوری بادی به هزینه تعمیر و نگهداری ۸۴
- جدول ۴-۲۴: حساسیت فناوری خورشیدی به هزینه تعمیر و نگهداری ۸۵

- جدول ۴-۲۵: حساسیت فناوری سیکل ترکیبی به هزینه تعمیر و نگهداری ۸۷
- جدول ۴-۲۶: حساسیت فناوری بخاری به هزینه تعمیر و نگهداری ۸۸
- جدول ۴-۲۷: حساسیت فناوری گازی به هزینه تعمیر و نگهداری ۸۹
- جدول ۴-۲۸: حساسیت فناوری تولید هم‌زمان به هزینه تعمیر و نگهداری ۹۰
- جدول ۴-۲۹: حساسیت فناوری سیکل ترکیبی به هزینه سوخت ۹۲
- جدول ۴-۳۰: حساسیت فناوری بخاری به هزینه سوخت ۹۳
- جدول ۴-۲۹: خلاصه نتایج هزینه هم‌سطح شده فناوری‌های مختلف ۹۶

فهرست شکل‌ها

- شکل ۱-۱: تولید کل برق در جهان ۱۰
- شکل ۲-۱: مصرف نهایی کل برق در جهان ۱۰
- شکل ۳-۱: تولید و مصرف برق در ایران ۱۱
- شکل ۴-۱: روند تولید برق به تفکیک فناوری (میلیون کیلووات ساعت) ۱۳
- شکل ۵-۱: رشد سالانه تولید برق به تفکیک فناوری ۱۴
- شکل ۶-۱: سهم فناوری‌های رایج در تولید برق در ایران ۱۵
- شکل ۷-۱: سهم بخش‌ها از تعداد کل نیروگاه‌ها به تفکیک فناوری ۱۶
- شکل ۸-۱: سهم شبکه سراسری از فناوری‌های تولید برق در ایران ۱۸
- شکل ۹-۱: ساختار مالکیت تولید فناوری‌های برق در ایران ۲۰
- شکل ۱۰-۱: سهم فناوری به تفکیک مالکیت از میانگین قدرت عملی کل کشور ۲۱
- شکل ۱۱-۱: تعاملات صنعت برق ایران در بازار خارجی ۲۳
- شکل ۱۲-۱: خالص برق صادراتی در سال ۱۳۹۴ (میلیون کیلووات ساعت) ۲۵
- شکل ۱-۳: مدل مفهومی محاسبه هزینه هم‌سطح شده ۵۶
- شکل ۱-۴: حساسیت فناوری‌های نوین تولید برق به هزینه احداث ۶۶
- شکل ۲-۴: حساسیت فناوری‌های سنتی تولید برق به هزینه احداث ۷۱
- شکل ۳-۴: حساسیت فناوری‌های سنتی تولید برق به راندمان الکتریکی ۷۶

شکل ۴-۴: حساسیت فناوری‌های نوین تولید برق به هزینه تعمیر و نگهداری ۸۱

شکل ۴-۵: حساسیت فناوری‌های سنتی تولید برق به هزینه تعمیر و نگهداری ۸۶

این نسخه قابل استناد نمی‌باشد

فصل یکم: مطالعه بازار برق

۱-۱- مقدمه

مصرف بهینه و تأمین پایدار انرژی، افزایش راندمان، بهره‌وری بالاتر و حفاظت از محیط زیست، از مقولات مورد توجه در مباحث انرژی می‌باشند. انرژی به انواع مختلفی تقسیم می‌شود که پرکاربردترین آن در این روزها انرژی الکتریسیته یا برق است. این انرژی به عنوان یکی از مهمترین انرژی‌های قابل استفاده^۱، از جایگاه ویژه‌ای در میان انرژی‌های جهان برخوردار است؛ از سوی دیگر روند افزایشی مصرف برق که می‌تواند ناشی از افزایش جمعیت، گسترش لوازم الکتریکی و افزایش استفاده از تکنولوژی در سطح جهان باشد، بر اهمیت این انرژی افزوده است.

در دانشنامه رشد برق از نگاه فنی این چنین تعریف می‌گردد:

«توان الکتریکی که اغلب به عنوان برق با الکتریسیته شناخته می‌شود، شامل تولید و ارائه انرژی الکتریکی به میزان کافی برای راه‌اندازی لوازم خانگی، تجهیزات اداری، دستگاه‌های صنعتی و فراهم آوردن انرژی کافی برای روشنایی، پخت‌وپز، گرمای خانگی و صنعتی و فرآیندهای صنعتی به کار می‌رود.»

در نگاه کلی انرژی را می‌توان به دو بخش اولیه و ثانویه دسته‌بندی کرد. انرژی اولیه شامل منابعی از انرژی می‌شود که در تولید آن هیچ‌گونه تبدیلی توسط بشر اعمال نشده باشد، طبیعتاً انرژی‌هایی که شامل این تعریف نشوند در دسته دوم یعنی انرژی‌های ثانویه قرار خواهند گرفت. بر اساس تعریف فوق انرژی الکتریکی که حاصل از مصرف سوخت‌های فسیلی است، مشخصاً در دسته انرژی‌های ثانویه قرار می‌گیرد. در بخش دوم تأمین انرژی الکتریکی از محل انرژی‌های تجدید شونده چون باد و خورشید اگرچه توسط بشر مورد تبدیل واقع شده است اما در گروه انرژی اولیه دسته‌بندی می‌شود. (حیدری، ۱۳۹۴)

در این فصل ضمن مروری بر تاریخ برق در جهان ابعاد فنی، اقتصادی و آثار زیست‌محیطی هریک از فناوری‌ها به میزان مورد نیاز ذکر خواهد شد.

۲-۱- تاریخ تولید برق

واژه الکتریسیته برگرفته از کلمه الکتروکوس^۲ (نامی یونانی که به نوعی ماهی که قادر به ایجاد شوک الکتریکی است تعلق دارد) است. در نوشته‌های مصریان باستان به این نام و آگاهی مردم از شوک‌های ماهی‌های الکتریکی اشاره شده است که قدمت آن به سده ۲۸ قبل از میلاد باز می‌گردد. نویسندگانی باستانی چون

^۱ Useable Energy

^۲ electricus

پلنیوس نیز به شوک الکتریکی ناشی از گربه‌ماهی‌های الکتریکی اشاره کرده و بیان می‌کند که این شوک‌ها به وسیله اشیای هادی انتقال می‌یابد.

قدمت تاریخی الکتریسیته در ایران نیز به دوره اشکانیان باز می‌گردد، نخستین باتری اختراع شده را به اشکانیان نسبت می‌دهند و به دلیل محل کشف آن نامش را باتری بغدادی ذکر کرده‌اند. الکتریسیته تا سال ۱۶۰۰، جایگاه برجسته‌ای در میان افکار مردم نداشت تا ویلیام گیلبرت، دانشمند انگلیسی مطالعات دقیقی پیرامون مغناطیس و الکتریسیته انجام داد. گیلبرت سنگ آهن‌ریا را به وسیله مالش کهربا شناسایی کرد و نام الکتریکوس را به خاصیت جذب اجسام کوچک پس از مالش نسبت داد. بعد از این رویداد واژه الکتریسیته نخستین بار در کتاب سیودود کسپا اپیدمی‌کا نوشته توماس براون به کار گرفته شد.

در قرن هجدهم افرادی چون گریکه، بویل، گری و فانکوپس مطالعات بر الکتریسیته را ادامه دادند. در سال ۱۷۵۲ بنیامین فرانکلین یک کلید فلزی را به انتهای یک بادبادک مرطوب وصل کرده و آن را در هوای طوفانی رها کرد. جرقه‌های متوالی که از کلید به پشت دستش می‌پرید نشان داد که آذرخش قطعاً پدیده‌ای الکتریکی است. مطالعات و مشاهدات پراکنده ادامه داشت و با تلاش افرادی چون الکساندر گراهام بل، اتو پلانی، ادیسون، گالیه، تامسون، زیمنس، و ... در اواخر قرن نوزدهم الکتریسیته از حس کنجکاو علمی به ابزاری مهم در زندگی مدرن و نیروی محرکه‌ای برای انقلاب صنعتی دوم تبدیل شد.

در سال ۱۸۷۸ میلادی نخستین نیروگاه برق توسط سیگموند اسچوکرت^۳ ساخته شد. این نیروگاه دارای ۲۴ دینام بود که با موتور بخار به حرکت درآورده می‌شد. (ابراهیمی و همکاران، ۲۰۱۵) در واقع به صورت ریشه‌ای، این ابتکار توماس ادیسون بود و توسط همکاری ادوارد جانسون سازمان‌دهی و مدیریت شده بود. به عبارتی می‌توان گفت اولین نیروگاه برق در سپتامبر ۱۸۸۲ در نیویورک با نام نیروگاه پرل استیریت توسط ادیسون برای روشنایی در جزیره منهتن ایجاد شد. که در سال ۱۸۹۰ توسط آتش تخریب شد.

در سال ۱۲۶۳ به دستور ناصرالدین شاه نخستین مولد برق، توسط حاج محمدحسین مهدوی (امین‌الضرب) به ایران وارد شد. نخستین نیروگاه خصوصی برق شهری نیز در سال ۱۲۸۴ به قدرت ۴۰۰ کیلووات از نوع بخار پیستونی توسط شخص امین‌الضرب در شهر تهران راه‌اندازی گردید. این نیروگاه در ۲۴ ساعت فقط ۶ ساعت برق ۲۲۰ ولت تک فاز و ۳۸۰ ولت سه فاز متناوب مشترکین آن زمان را تأمین می‌کرد. چنانچه از امتیازنامه حاج امین‌الضرب برمی‌آید در این امتیازنامه برپایی کارخانه‌های برق، آجرسازی و نجاری یکجا به وی واگذار شده بود. در سال ۱۳۱۶ نخستین نیروگاه برق دولتی به قدرت ۶۴۰۰ کیلووات از نوع بخار، توسط بلدیة تهران (شهرداری) در شمال شرقی بیرون دروازه دوشان تپه (میدان شهدا) راه‌اندازی گردید و بعدها مولدهای دیزلی و نیز توربین بخار به قدرت تولید برق نیروگاه مذکور اضافه گردید. (موزه ملی صنعت برق ایران^۴)

^۳. Sigmund Schukert

^۴. www.museum.trec.co.ir

- در یک جمع‌بندی کلی سیر تکاملی صنعت برق را به شرح زیر می‌توان ذکر کرد.
- ۱- از اوایل قرن نوزدهم میلادی استفاده از گاز شهری جهت تأمین روشنایی و گرما در اروپا ترویج یافت.
 - ۲- در دهه ۱۸۷۰ میلادی در نتیجه پالایش نفت، چراغ‌های نفتی به بازار عرضه شدند (ورود این چراغ‌ها به ایران به دوره ناصرالدین شاه قاجار باز می‌گردد).
 - ۳- در سال ۱۸۷۸ چراغ قوسی بر اساس تخلیه الکتریکی بین دو الکتروود اختراع شد.
 - ۴- در سال ۱۸۷۹ ادیسون لامپ‌های التهایبای خلا را اختراع کرد.
 - ۵- در سال ۱۸۸۲ ادیسون اولین ایستگاه مرکزی خود برای تأمین روشنایی را در یکی از خیابان‌های نیویورک ایجاد کرد.
 - ۶- در سال ۱۹۰۷ بازده چراغ‌های التهایبای تا ۱۰ لومن برای هر وات افزایش یافت.
 - ۷- سال ۱۹۳۰ چراغ‌های فلورسنت با بازدهی حدود ۵ برابر چراغ‌های التهایبای به بازار وارد شدند.
 - ۸- در سال‌های اخیر نوع تازه‌ای از چراغ‌های فلورسنت با استفاده از مدار الکتریکی و با حجم کم، طیف نوری بهتر و عمر طولانی‌تر وارد بازار شدند که در ایران به لامپ‌های کم‌مصرف شهرت یافتند. (بانکیان، ۱۳۸۴)

۳-۱- فناوری‌های رایج تولید برق

فناوری‌های رایج تولید برق به طور کلی به شش گروه تقسیم می‌شود. این شش گروه عبارتند از نیروگاه‌های بخاری، گازی، چرخه ترکیبی، برق‌آبی، اتمی و گروه ششم شامل دیزلی، برق‌بادی و انرژی‌های نو. بر اساس مطالعات انجام شده توسط محقق ۲۱ مورد، انواع نیروگاه یا به عبارت دیگر ۲۲ روش جهت تولید برق شناسایی شده است که در شش گروه مذکور دسته‌بندی می‌شوند.

۱-۳-۱- فناوری‌های گازی

نیروگاه‌های گازی که طرح آنان اولین بار توسط جرج برایتون (مهندس آمریکایی) در سال ۱۸۷۲ ارائه شد، به دلیل وجود حجم عظیم ذخایر گاز در ایران از جایگاه ویژه‌ای برخوردارند. نیروگاه گازی نیروگاهی است که سیال عامل در آن هوا بوده و براساس سیکل برایتون کار می‌کند. این نیروگاه دارای سه بخش اصلی یعنی توربین گازی، کمپرسور و اتاق احتراق است. (سایت شرکت سهند پارس)

در این نیروگاه کمپرسور^۵ با مکش هوای محیط به درون خود، هوا را فشرده کرده و فشار آن را افزایش می‌دهد. در واقع هوای محیط سبب چرخش توربین می‌شود. هوای فشرده در کمپرسور وارد اتاق احتراق شده، با سوخت فسیلی ترکیب و سوزانده می‌شود، در نتیجه گازی داغ (که آلاینده نیز می‌باشد) از اتاق احتراق خارج و با سرعت زیاد وارد توربین می‌شود، در این مرحله با چرخاندن پره‌های توربین سبب حرکت دورانی روتور آن شده و برق تولید می‌شود. سطح تولید انرژی پایین، هزینه بالای تولید برق، عمر کوتاه و راندمان پایین این

⁵ Compressor

نیروگاه‌ها از نقاط ضعف آنان محسوب می‌شود، در مقابل به آب نیاز ندارند، ساخت آنان تنها در حدود ۶ ماه زمان می‌برد و در کاهش یا افزایش تولید سرعت مانور بالایی دارند.

سوخت اصلی این نیروگاه‌ها را گاز طبیعی و سوخت دوم آنان را گازوئیل تشکیل می‌دهد. توربین‌های گازی با انواع سوخت‌های مایع و گازی و سوخت‌های جدید مانند گازهای بارزش گرمایی پایین کار می‌کنند، همچنین مصارف متنوع و متعددی در صنعت دارند و از جمله آنان می‌توان به تولید برق در هواپیما اشاره کرد. (عباس‌پور، ۱۳۹۲)

۱-۳-۲- فناوری‌های بخاری

الف- نیروگاه بخاری

در نیروگاه‌های بخاری که از مهم‌ترین بخش‌های بدنه نیروگاه‌های حرارتی کشورها هستند، به‌وسیله سوزاندن سوخت‌های فسیلی مانند نفت و گاز طبیعی و مازوت، انرژی حرارتی تولید می‌شود که توسط آن آب درون دیگ به بخار خشک^۶ (بخاری با دمای ۵۰۰ درجه سانتی‌گراد که کاملاً گاز است) تبدیل می‌شود. این بخار وارد توربین شده و روتور آن را به چرخش درمی‌آورد، با تبدیل انرژی حرارتی به انرژی مکانیکی روتور به چرخش در آمده و با چرخش ژنراتور، انرژی مکانیکی به انرژی الکتریکی تبدیل یا به عبارت دیگر برق تولید می‌شود. بخار خشک خارج شده از توربین وارد کندانسور^۷ (وسیله‌ای که بخار خشک را سرد و به مایع تبدیل می‌کند) شده و پس از تبدیل به مایع، مجدداً به دیگ بخار پمپاژ می‌شود. نیاز این نیروگاه‌ها به آب، هزینه تولیدی بیشتر آنان نسبت به نیروگاه‌های گازی، زمان‌بر بودن نسبی ساخت و سرعت مانور کمتر آنان در تغییر میزان تولید از نقاط ضعف اما راندمان بالا، سطح تولید بالا و عمر بیشتر نسبت به نیروگاه‌های گازی، از نقاط قوت آنان است. (فیروزی‌فر، ۱۳۹۲)

ب- نیروگاه حرارتی

نیروگاه‌هایی که از بخار آب داغ برای به حرکت درآوردن توربین‌ها استفاده می‌کنند. شامل دو دسته می‌شوند، دسته‌ای که با سوخت کار می‌کنند و دسته‌ای که با یک منشأ اولیه کار می‌کنند (مانند توربین گاز) که پیش‌تر به آنان اشاره شد. بیش از ۸۵ درصد از نیروگاه‌های حرارتی برای انتقال حرارت و ایجاد انرژی مکانیکی از بخار استفاده می‌کنند، به همین دلیل به آنان نیروگاه بخاری نیز گفته می‌شود. (فخرحیومی و همکاران، ۱۳۹۲)

۱-۳-۳- فناوری‌های چرخه ترکیبی

^۶ Dry Steam

^۷ Condenser

نخستین نیروگاه چرخه ترکیبی در سال ۱۹۵۰ ایجاد شد و این نوع نیروگاه‌ها در دهه ۱۹۷۰ ترویج یافتند. این نیروگاه، ترکیبی از دو نیروگاه گازی و بخاری است. در نیروگاه گازی مقداری از گازهای پیرانرژی از طریق دودکش توربین از چرخه تولید برق خارج می‌شوند که عاملی برای کاهش راندمان نیروگاه است. این گاز به دلیل دمای بالایی که دارد می‌تواند آب را به بخار خشک تبدیل کند. به عبارت دیگر در نیروگاه‌های سیکل ترکیبی دو نیروگاه گازی و بخاری در کنار هم قرار می‌گیرند. برای فعالیت توربین‌های گازی از سوخت فسیلی و برای فعالیت توربین‌های بخاری از گاز خارج شده از دودکش توربین‌های گازی استفاده می‌شود. در این صورت مصرف سوخت مقدار معینی کاهش می‌یابد، انرژی بیشتری تولید می‌شود و راندمان نیروگاه افزایش می‌یابد.

بهره‌دهی بالاتر و تولید توان الکتریکی بیشتر، چرخه‌های ترکیبی دارای انعطاف‌پذیری مناسب برای انواع بهره‌دهی و بازدهی بالا در بازه‌های زمانی طولانی بهره‌برداری با ظرفیت زیاد از مزایای این نیروگاه‌ها محسوب می‌شوند، در مقابل پیچیدگی نیروگاه و کار با دو نوع فن‌آوری نیروگاهی در یک نیروگاه مرکب از معایب آنان است. (عباس‌پور، ۱۳۹۲)

۱-۳-۴- فناوری‌های برق آبی

برای استفاده از این نیروگاه‌ها، توربین‌هایی در مسیر خروجی آب جمع شده در پشت سدها قرار می‌دهند. زمان رهاسازی، برخورد آب با توربین‌ها سبب چرخش روتور و در نتیجه ژنراتور شده و برق تولید می‌شود. هزینه بالای ساخت، عدم کارایی در زمان کم‌آبی، نیاز به مساحت زیاد برای اجرای نیروگاه و مدت زمان طولانی ساخت سد از نقاط ضعف این نیروگاه‌ها هستند، در مقابل نبود هزینه سوخت، عدم ایجاد آلودگی زیست‌محیطی، عدم نیاز به سوخت، عمر بالا، ثبات بازده نیروگاه در گذر زمان، جلوگیری از ایجاد سیل، هزینه نگهداری پایین و سرعت مانور بالا در تولید برق از نقاط قوت آنان محسوب می‌گردد. نیروگاه برق آبی تنها نیروگاهی است که می‌تواند به طور لحظه‌ای فرکانس برق یک کشور را کنترل نماید، از این رو نقش کلیدی در پایداری شبکه برق کشور دارد. (همان)

۱-۳-۵- فناوری‌های اتمی

الف- نیروگاه شکافت هسته‌ای

روش تولید در این نیروگاه‌ها مشابه نیروگاه‌های بخاری است، با این تفاوت که در نیروگاه هسته‌ای برای تولید حرارت به جای استفاده از سوخت‌های فسیلی از واکنش‌های هسته‌ای استفاده می‌شود. با بمباران نوترونی هسته اورانیوم ۲۳۵ و جذب نوترون توسط آن، تعادل نیروهای داخلی بین نوترون‌ها و پروتون‌ها در هسته اورانیوم برهم‌خورده و هسته، به دو هسته سبک‌تر شکافته می‌شود. این تقسیم هسته انرژی بسیاری آزاد

می‌کند که درصد بالایی از آن به صورت انرژی جنبشی و درصد کمی از آن به صورت انرژی تشعشعی است. با عبور سیال واسطی مثل جیوه از درون محفظه‌ای که در آن شکافت هسته‌ای صورت گرفته، انرژی جنبشی مذکور به سیال واسط انتقال داده شده و حرارت سیال افزایش می‌یابد. این عمل در قلب نیروگاه هسته‌ای که راکتور^۸ نام دارد انجام می‌شود.

سیال واسط حرارت خود را به سیال اصلی یعنی آب منتقل و آن را به بخار خشک تبدیل می‌کند. بخار خشک وارد توربین شده، روتور و در نتیجه ژنراتور را به چرخش درمی‌آورد و برق تولید می‌شود. مشابه نیروگاه بخاری، بخار خارج شده توسط کندانسور به مایع تبدیل شده و به چرخه تولید برق بازمی‌گردد. نیاز به کیفیت بالای تجهیزات این نیروگاه، ناتوانی در خاموش کردن سریع نیروگاه، نیاز به کسب اطمینان از مصرف تمام انرژی تولید شده توسط آن، کاربرد آن تنها برای تأمین بار پایه (حداقل میزان انرژی مصرفی هر کشور) و سرعت پایین آن در مانور کنترل میزان تولید از معایب این نیروگاه است. در مقابل اکسیژن مصرف نمی‌کند و هزینه انتقال سوخت کمتری دارد. (فخررحیمی و همکاران، ۱۳۹۲؛ دانشنامه رشد)

ب- نیروگاه گداخت هسته‌ای

راکتورهای جوش هسته‌ای با ظرفیت بیش از ۱۰۰۰ مگاوات، اساس این نیروگاه‌ها را تشکیل می‌دهند. سوخت پایه آنان ایزوتوپ‌های اتم هیدروژن است. در راکتور این نیروگاه‌ها حلقه پلاسمای کنترل شده با ایجاد واکنش‌های جوش هسته‌ای توسط میدان‌های مغناطیسی قوی و پالس‌های با فرکانس رادیویی و ...، دمای حدود ۳۰۰ میلیون درجه سانتی‌گراد ایجاد می‌شود. در اطراف محفظه پلاسمای به وسیله مبدل‌های حرارتی مختلف، آب به بخار مناسب برای توربین‌های بخار تبدیل شده و به وسیله آن انرژی زیادی تولید می‌گردد. نکته قابل توجه در این نوع نیروگاه‌ها این است که دانشمندان تاکنون موفق به تولید انرژی با این راکتورها به صورت مداوم نشده‌اند. (فخررحیمی و همکاران، ۱۳۹۲)

ندارند و به‌عنوان برق اضطراری در مکان‌هایی مانند بیمارستان‌ها و دانشگاه‌ها بسیار پرکاربرد هستند.

۱-۳-۶- انرژی‌های نو و تجدیدپذیر

الف- نیروگاه برق بادی

انرژی باد، از پرتوهای خورشیدی جذب شده توسط اتمسفر زمین سرچشمه می‌گیرد و در نتیجه اختلاف دما و فشار در موقعیت‌های مختلف سطح زمین به وجود می‌آید. از حاصل ضرب مربع سرعت باد در نیروی باد، قدرت باد به وجود می‌آید. نیروی باد همان انرژی جنبشی باد است که در اثر برخورد با یک سطح به فشار روی آن سطح تبدیل شده است.

⁸. Reactor

در مناطقی که متوسط وزش باد ثابت و مناسبی دارند، با نصب توربین‌های بادی، در اثر عبور باد از میان پره‌ها گشتاور^۹ (نیروی که در جسم باعث دوران می‌شود) حاصل را به روتور منتقل کرده و انرژی الکتریکی تولید می‌شود. توربین‌های بادی به دو نوع محور چرخش عمودی و محور چرخش افقی تقسیم می‌شوند. کسب انرژی قابل توجه از باد علاوه بر مناسب بودن سرعت باد به بزرگی سطح تماس با باد نیز وابسته است. محدودیت مقدار انرژی باد، تناوبی و محلی بودن آن از نقاط منفی این انرژی است که توسعه آن را متوقف می‌کند. (فیروزی فر، ۱۳۹۳)

ب- نیروگاه خورشیدی

برای تبدیل انرژی خورشیدی به الکتریسیته دو روش وجود دارد. روش اول تولید انرژی حرارتی خورشیدی^{۱۰} است؛ در این روش گرمای خورشید مہار و متمرکز شده و به کمک آن یک موتور گرمایی به حرکت در می‌آید. موتور گرمایی مذکور معمولاً توربین بخار است؛ به عبارتی تأسیسات انرژی تابشی خورشید را جمع‌آوری و با متمرکز کردن آن درجه حرارت بالایی ایجاد می‌کنند. این انرژی از طریق مبدل حرارتی، ژنراتور توربین‌ها و یا موتورهای بخار به انرژی الکتریکی تبدیل خواهد شد. روش دوم استفاده از پیل خورشیدی یا فتولتائیک است. پیل خورشیدی یک وسیله جامد مانند یک ترانزیستور یا ریزتراشه است که از مشخصه‌های فیزیکی یک نیمه‌هادی مانند سیلیکون^{۱۱} برای تبدیل مستقیم نور خورشید به الکتریسیته استفاده می‌کند. سادگی پیل خورشیدی آن را روش جذابی برای تولید برق ساخته اما ساخت سیلیکون مورد نیاز برای پیل‌های خورشیدی بسیار انرژی‌بر است. (بریز؛ رفیعی‌سخائی، ۱۳۸۶)

پراکندگی، تناوبی بودن، ثابت نبودن مقدار انرژی و پایین بودن تشعشع که دلیل نیاز به سطح بزرگ برای کسب انرژی می‌شود از نقاط ضعف این نیروگاه است. در مقابل عدم نیاز به فن‌آوری پیشرفته و پرهزینه و کاربردهای زیاد آن در ساختمان، تولید بخار و ... از نقاط مثبت آن است.

پس از دسته‌بندی برخی روش‌های تولید برق ذکر دو نکته مهم در خصوص نیروگاه‌ها ضروری است.

۱- برخی از نیروگاه‌ها به واسطه تجهیزات به کار گرفته شده در آنان توانایی استفاده از بیش از یک نوع سوخت را دارند و در شرایط متفاوت قادر به تغییر سوخت تأمین کننده انرژی اولیه مورد نیاز برای تولید برق می‌باشند. به این نوع نیروگاه‌ها در اصطلاح نیروگاه چند سوخته می‌گویند. نیروگاه‌های چند سوخته با توجه به پیشرفت‌های تکنولوژی در دنیای امروز از قابلیت گسترش بالایی برخوردار هستند و برای انواع تکنولوژی‌های مذکور قابل اجرا می‌باشند، با این وجود در انتخاب سوخت‌های جایگزین عموماً تلاش بر این است که سوخت-های مشابه انتخاب شده و نیروگاه چند سوخته تفاوت عمده‌ای در تأمین انرژی اولیه خود نداشته باشد.

⁹. Torque

¹⁰. Solar Thermal Generation

¹¹. Silicon

۲- با پیشرفت تکنولوژی در دنیای امروز یکی از نقاط مورد تمرکز در صنعت برق (و البته کلیه صنایع) در جهان افزایش کارایی تولید و مصرف می‌باشد. در حوزه صنعت برق این افزایش کارایی از طریق ایجاد سیستم تولید همزمان برق و حرارت میسر گشته که در آن به وسیله بازیافت حرارت ناشی از تولید برق و تأمین گرمایش و سرمایش مورد نیاز منطقه، کارایی تولید بالا رفته و در مصرف سوخت و ایجاد آلاینده نیز تا حد زیادی صرفه‌جویی صورت می‌گیرد. توسعه این امر در اولویت‌های اقتصادی صنعت برق کشورهای جهان قرار گرفته است. سیستم تولید همزمان قابلیت اجرا بر هر یک از انواع فناوری‌های مورد نظر فوق را دارا می‌باشد که با توجه به بازدهی اجرای آن، بیشتر بر فناوری‌های گازی و بخاری اجرا می‌گردد.

استفاده از سیستم گرمایش مرکزی به‌نوعی از قرن‌های سوم و چهارم پیش از میلاد آغاز شد. امپراتوری روم و یونان که دارای فن‌آوری پیشرفته آن روزگار بودند، آب گرم خروجی از لایه‌های آهکی را با حفر کانال به حمام‌های عمومی، ورزشگاه، قصرها و قلعه‌های نظامی منتقل می‌کردند و این از اولین سوابق استفاده از این سیستم گرمایشی می‌باشد. در سال ۱۸۸۸ در شهر هامبورگ در آلمان نخستین سیستم همزمان تولید برق و حرارت برای تأمین حرارت تالار شهر^{۱۲} فعال شد. (چیت‌چیان، ۱۳۸۳)

واحدهای صنعتی در واقع اولین تولیدکنندگان همزمان در دنیای مدرن بوده‌اند. بیشتر محرک‌های اولیه در ابتدای قرن بیستم موتورهای بخاری رفت‌وبرگشتی بوده و از بخار خروجی با فشار پایین، برای مصارف گرمایشی استفاده می‌شد. (میری و همکاران، ۱۳۸۳)

با آغاز روند پیشرفت صنعت تولید برق، توانایی تولید همزمان برق و گرما بیشتر مدنظر قرار گرفت. در آمریکا در اواخر قرن نوزدهم مدیران امور شهری از انرژی گرمایی نیروگاه‌هایی که به‌منظور تأمین برق جهت روشنایی ساخته شده بودند برای تأمین آب گرم و گرمایش فضای منازل و دفاتر استفاده می‌کردند. در انگلستان یک نگاه آینده‌نگر به این سیستم وجود داشت اما تا سال ۱۹۱۱ که یک طرح قابل توجه گرمایش ناحیه‌ای در مرکز شهر منچستر ساخته شد، کار عمده‌ای صورت نگرفته بود.

کمبود سوخت بعد از جنگ جهانی اول و رکود اقتصادی پس از آن، گرمایش ناحیه‌ای را در طول دهه‌های ۱۹۲۰ و ۱۹۳۰ در اروپا تبدیل به امری مهم، جالب و مورد علاقه ساخت. در اوایل دهه ۱۹۵۰، در تعدادی از شهرهای آمریکا و برخی کشورهای اروپایی مانند آلمان، روسیه و اسکاندیناوی سیستم‌های گرمایش ناحیه‌ای برقرار شدند. (بریز؛ رفیعی‌سخائی، ۱۳۸۶)

در سال‌های ۱۹۷۳ و ۱۹۷۹، جهان بحران‌های عمده‌ای را در حوزه تأمین انرژی تجربه کرد که بیشتر آن ناشی از شوک نفتی و در نتیجه کاهش نفت وارداتی بود. بین سال‌های ۸۳-۱۹۷۳، قیمت سوخت و انرژی الکتریکی ۵ برابر شد، در آن زمان تمام صنایع متقاضی انرژی الکتریکی، مطالعاتی را در حوزه صرفه‌جویی‌های ناشی از به‌کارگیری سیستم تولید همزمان، انجام دادند. همچنین دولت‌ها در راستای رفع موانع مسیر تولید

¹². City Hall

مشترک قوانین جدیدی وضع کردند. در سال ۱۹۷۸ دولت آمریکا قانون انرژی ملی^{۱۳} که در واقع قانون مصرف سوخت، سیاست گاز طبیعی و سیاست‌های قانونی نیروگاه‌ها را شامل می‌شد، را به تصویب رساند. هر یک از این قوانین تأثیر مستقیمی بر تولید مشترک داشت، همچنین قوانینی در خصوص مدیریت آلودگی هوا و آب تصویب شده که به دلیل همخوانی با سیستم تولید همزمان به گسترش آن کمک کرد. (میری و همکاران، ۱۳۸۳)

ساختار مدیریتی صنعت برق، فرهنگ، و آب‌وهوا از عواملی بودند که باعث شدند سیستم تولید همزمان در برخی کشورها توسعه یابد اما در برخی دیگر رشدی نداشته باشد. پیشرفت‌های تکنولوژیکی در دهه‌های ۹۰-۱۹۸۰ نصب سیستم‌های تولید همزمان را در کارخانه‌ها، دفاتر کوچک و حتی منازل ممکن ساخت. از اواسط دهه ۱۹۹۰ مفهوم تولید غیرمتمرکز عمومی و رایج شده و به نوبه خود موجبات رشد CHP را فراهم ساخت. (بریز؛ رفیعی‌سختی، ۱۳۸۶)

۴-۱- مروری بر بازار برق ایران

در این بخش به بررسی بازار برق ایران از منظر ساختار تولید، فناوری‌های موجود، روند تولید و مصرف و صادرات و واردات پرداخته خواهد شد. در این خصوص ابتدا تغییرات روند تولید و مصرف جهانی برق بر اساس آمار منتشره و در ادامه ابعاد متفاوت بازار برق در ایران مورد بررسی واقع شد.

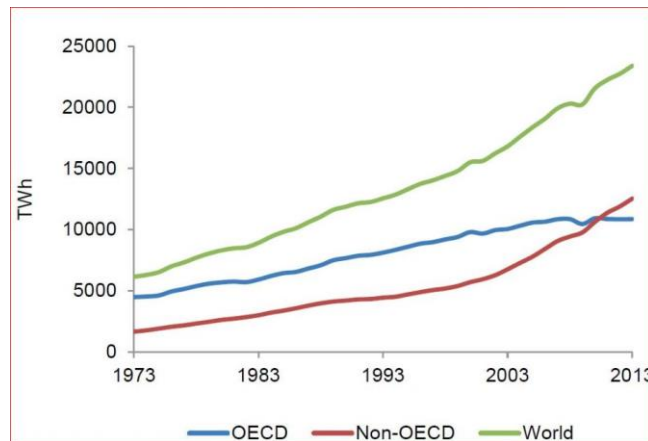
۱-۴-۱- عرضه و تقاضا

در شکل ۱-۱ روند تولید کل برق و در شکل ۲-۱ روند مصرف نهایی کل برق در جهان همراه با تفکیک به دو گروه کشورهای عضو سازمان توسعه و همکاری‌های اقتصادی^{۱۴} و کشورهای غیرعضو در آن بیان شده است.

¹³. National Energy Act

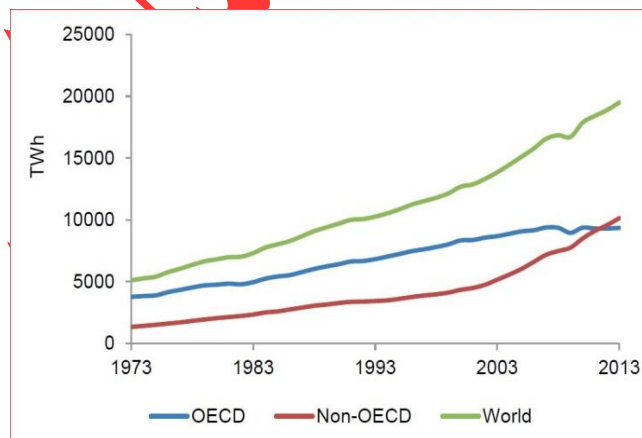
¹⁴ Organization Country Economics Development

شکل ۱-۱: تولید کل برق در جهان



Source: IEA Statistics key electricity trends, excerpt from: electricity information 2015

شکل ۱-۲: مصرف نهایی کل برق در جهان



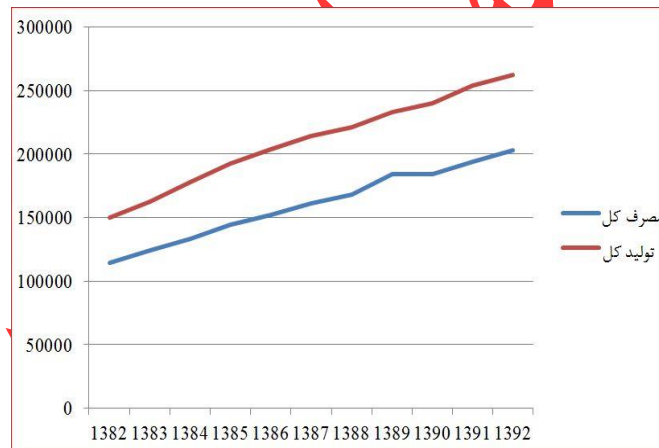
Source: IEA Statistics key electricity trends, excerpt from: electricity information 2015

بررسی دو نمودار فوق افزایش در هر دو قسمت عرضه و تقاضا با شیب ملایم را برجسته می‌کند، البته آن‌طور که پیداست از حوالی سال ۲۰۰۹ مصرف و تولید برق کشورهای عضو سازمان توسعه و همکاری‌های اقتصادی کاهش یافته، این اتفاق ضمن هم‌زمانی با دوران پس از بحران اقتصادی سال ۲۰۰۸ بی‌شک دلائل متفاوتی دارد، اما آنچه به نظر می‌آید، در دستور کار قرار گرفتن صرفه‌جویی در مصرف در این دوره زمانی است. نکته قابل توجه دیگر اینکه در این دوره شیب تولید و مصرف کشورهای غیر عضو سازمان نسبتاً ثابت و کمی فزاینده بوده و این روند، تا حدودی کاهش بوجود آمده در کشورهای عضو را تعدیل کرده است. نکته دیگر که از مقایسه دو نمودار مطرح شده بدست می‌آید این مسأله مازاد تولید اسمی در بخش الکتریسیته

است. آنطور که مشاهده می‌شود همواره تولید کل برق بیش از مصرف نهایی کل بوده که مهمترین دلیلی این امر می‌تواند تلفات زیاد خصوصاً در بخش انتقال و توزیع باشد. بررسی آمارها نشان می‌دهد مازاد تولید بیشتر به کشورهای غیر عضو در سازمان توسعه و همکاری‌های اقتصادی تعلق داشته و کشورهای عضو با بهبود سیستم‌ها و استفاده از روش‌های نوین این مازاد را در مرز صفر نگاه داشته و در مقاطعی برخی کشورها حتی با مازاد تقاضا نیز مواجه هستند.

در شکل شماره ۱-۳ تولید و مصرف برق در ایران مشاهده می‌شود:

شکل ۱-۳: تولید و مصرف برق در ایران



منبع: محاسبات تحقیق، براساس گزارش وزارت نیرو با عنوان: صنعت برق ایران ۱۳۹۲

در ایران نیز تولید و مصرف همواره روند صعودی داشته است، نکته برجسته در این نمودار، افزایش شکاف میان تولید و مصرف است، درحالی‌که با وجود این مسأله همچنان شاهد مازاد تقاضای برق در بسیاری از مناطق کشور هستیم! از جمله دلائل وجود مازاد تقاضا در کنار مازاد تولید، می‌توان به کارایی پایین نظام تولید و توزیع برق کشور، عدم توجه به توانایی‌های مناطق برای تولید برق منطقه‌ای، فاصله زیاد مبدأ و مقصد برق و اتلاف و هزینه‌های بالای انتقال و توزیع اشاره داشت.

در نمودار شماره ۳ روند تولید و مصرف برق در ایران به صورت کلی مورد بررسی قرار گرفت، در جدول ۱ روند تولید برق به تفکیک فناوری‌های موجود در ایران برای سال‌های ۹۴-۱۳۹۲ به صورت جزئی ذکر شده و در ادامه بررسی خواهد شد.

جدول ۱-۱: روند تولید برق به تفکیک فناوری (میلیون کیلووات ساعت)

ردیف	عنوان	۱۳۹۲	۱۳۹۳	۱۳۹۴
۱	بخاری	۸۹۶۶۴	۸۵۶۲۳	۸۶۹۶۸
۲	گازی	۶۶۰۳۹	۷۳۳۴۰	۷۵۴۲۳
۳	چرخه ترکیبی	۸۷۱۳۵	۹۶۸۲۳	۱۰۰۹۳۶
۴	دیزلی	۷۱	۸۳	۶۵
۵	برق‌آبی	۱۴۴۷۰	۱۳۸۶۲	۱۴۰۸۷
۶	اتمی و تجدیدپذیر	۴۸۱۳	۴۷۴۸	۳۲۰۹
۷	جمع کل	۲۶۲۱۹۲	۲۷۴۴۷۹	۲۸۰۶۸۸

* منبع: آمار تفصیلی صنعت برق ایران ۱۳۹۴

همان‌طور که از آمار فوق پیداست روند تولید برق طی سه سال مورد بررسی صعودی بوده و از ۲۶۲ میلیون مگاوات در سال ۱۳۹۲ به ۲۸۰ میلیون مگاوات در سال ۱۳۹۴ افزایش یافته است. با این وجود بررسی روند تولید فناوری‌های مختلف در برخی موارد کاهش و در برخی دیگر افزایش را نشان می‌دهد که گویای تغییراتی هرچند کوچک در ساختار تولید صنعت برق می‌باشد.

برای نیروگاه‌های بخاری در سال ۹۳ بیش از ۴۰۰۰ میلیون کیلووات ساعت کاهش تولید به ثبت رسیده، این کاهش شدید سبب شده تا با وجود افزایش ۱۳۰۰ میلیون کیلوواتی در سال ۱۳۹۴، باز هم در این سال نسبت به سال ۱۳۹۲ کاهش ۳ درصدی در تولید این نوع نیروگاه‌ها مشاهده گردد.

نیروگاه‌های گازی در هر دو سال روند صعودی خود در تولید را حفظ کرده‌اند، به طوری که در سال ۹۴ نسبت به سال ۹۲ بیش از ۱۴ درصد افزایش در تولید نیروگاه‌های مبتنی بر فناوری گازی رخ داده است.

نیروگاه‌های چرخه ترکیبی نیز طی دو سال گذشته روند تولیدی صعودی داشته و با بیش از ۱۵٫۸ درصد رشد ضمن در اختیار داشتن بیشترین رشد، سهم خود در بازار صنعت برق را نیز افزایش داده‌اند. بخش اصلی این رشد در سال ۱۳۹۳ با بیش از ۹۶۰۰ میلیون کیلووات ساعت افزایش در تولید رخ داده و در سال ۱۳۹۴ با حفظ روند صعودی و البته با شیب کمتر به ۱۰۰۹۳۶ میلیون کیلووات ساعت رسیده است.

نیروگاه‌های دیزلی نیز اگرچه در سال ۹۳ رشد ۱۶ درصدی را تجربه کرده‌اند اما کاهش شدید تولید آنان در سال ۹۴ سبب شده سهم این نیروگاه‌ها نسبت به سال ۱۳۹۲ حدود ۹ درصد کاهش یافته باشد.

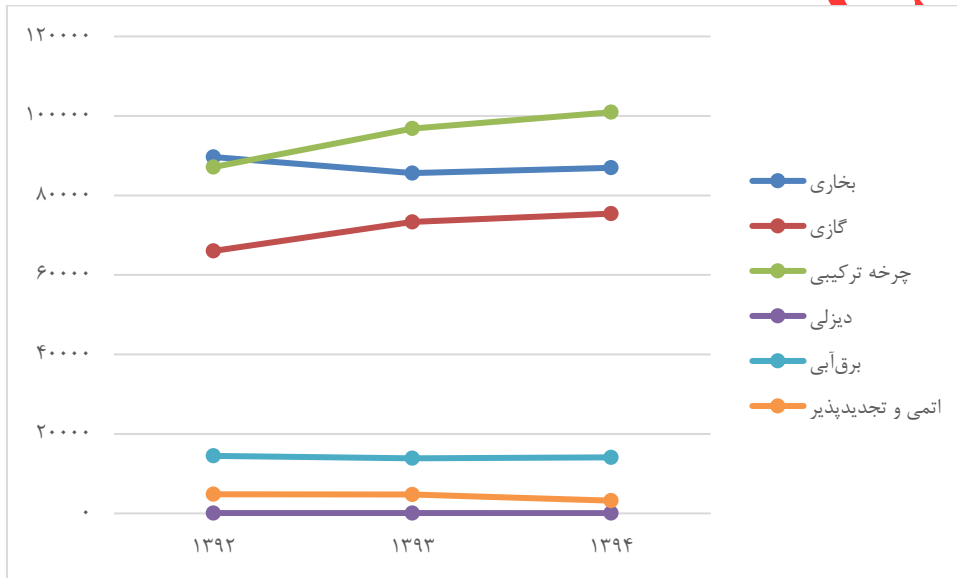
تولید نیروگاه‌های برق‌آبی نیز در سال ۹۳ کاهش و در سال ۹۴ افزایش یافته است. با این وجود در مجموع دو سال حدود ۴۰۰ میلیون کیلووات ساعت کاهش یافته است.

نیروگاه‌های اتمی نیز طی سال‌های مورد بررسی تحت تأثیر از مسائل برون‌زا که بعد سیاسی آنان برجسته‌تر از بعد فنی و تخصصی آنان در حوزه صنعت برق است، روندی کاهش را تجربه کرده‌اند، این کاهش در سال

۹۴ شدت بیشتری نیز یافته است، به طوری که تولید آنان با ۳۳,۳ درصد کاهش به معادل دو سوم خود در سال ۱۳۹۲ رسیده است.

روند تحولات مذکور در شکل ۴-۱ مشاهده می‌گردد.

شکل ۴-۱: روند تولید برق به تفکیک فناوری (میلیون کیلووات ساعت)



رشد تولید برق به تفکیک فناوری‌های مختلف به طور دقیق در جدول دو مشاهده شده و در نمودار شماره ۵ به صورت تصویری رشد محاسبه شده برای دو سال ۱۳۹۳ و ۱۳۹۴ مقایسه می‌گردد.

جدول ۲-۱: رشد سالانه تولید برق به تفکیک فناوری

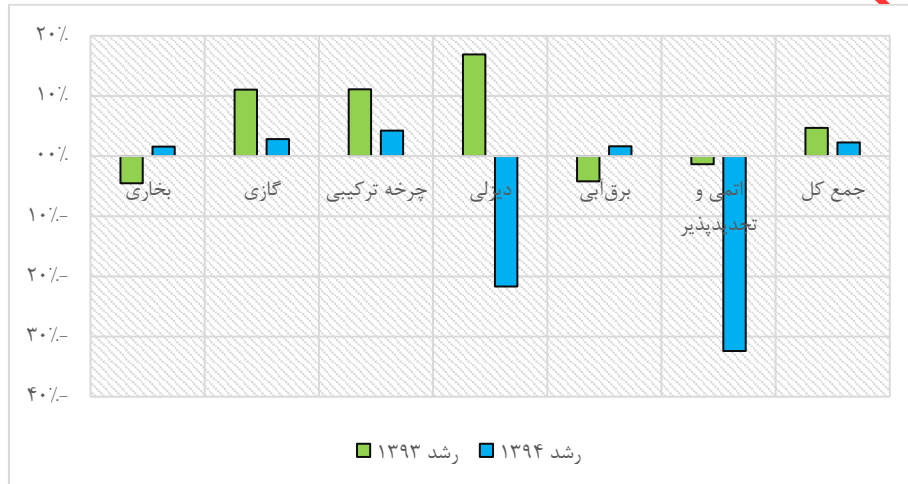
ردیف	عنوان	رشد ۱۳۹۳	رشد ۱۳۹۴
۱	بخاری	٪-۴,۵	٪۱,۶
۲	گازی	٪۱۱,۱	٪۲,۸
۳	چرخه ترکیبی	٪۱۱,۱	٪۴,۲
۴	دیزلی	٪۱۶,۹	٪-۲۱,۷
۵	برق آبی	٪-۴,۲	٪۱,۶
۶	اتمی و تجدیدپذیر	٪-۱,۴	٪-۳۲,۴
۷	جمع کل	٪۴,۷	٪۲,۳

* منبع: محاسبات محقق بر اساس آمار تفصیلی صنعت برق ۱۳۹۴

اعداد مذکور در جدول فوق نشان‌دهنده رشد تولید نسبت با سال قبل از آن سال می‌باشد. مشاهده می‌شود کل تولید در سال ۹۳ حدود ۴,۷ درصد رشد داشته که در سال ۹۴ به ۲,۳ درصد کاهش یافته است. در شکل

۵-۱ مشاهده می‌شود که شدیدترین کاهش متعلق به نیروگاه‌های اتمی و تجدیدپذیر در سال ۹۴ و شدیدترین افزایش متعلق به نیروگاه‌های دیزلی در سال ۹۳ می‌باشد.

شکل ۵-۱: رشد سالانه تولید برق به تفکیک فناوری

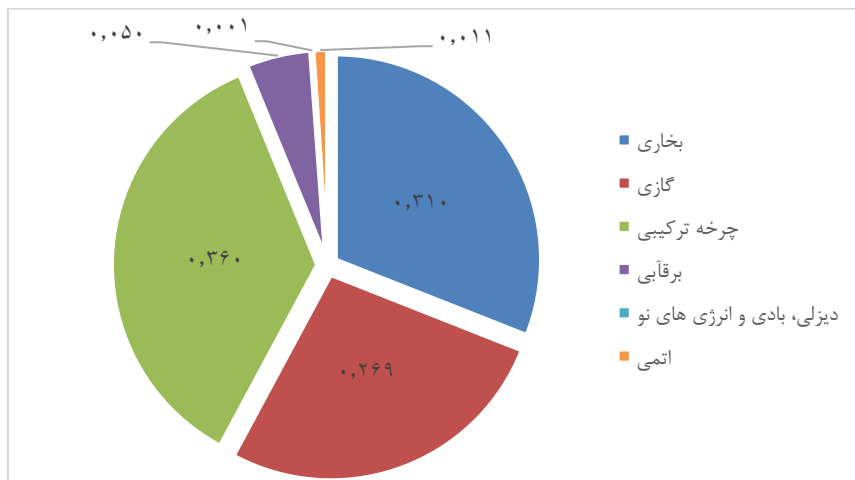


* منبع: محاسبات محقق بر اساس آمار تفصیلی صنعت برق ۱۳۹۴

۱-۴-۲ - فناوری‌های رایج در ایران

فناوری‌های مورد استفاده در تولید برق در ایران، در حال حاضر در ۶ گروه دسته‌بندی می‌شوند. نیروگاه‌های بخاری، گازی، چرخه ترکیبی، برق آبی، اتمی و گروه ششم شامل دیزلی، برق بادی و انرژی‌های نو؛ همچنین در تقسیم‌بندی گروهی نیروگاه‌های بخاری، گازی، چرخه ترکیبی و دیزلی را نیروگاه‌های حرارتی و نیروگاه‌های برق آبی، برق بادی و انرژی‌های نو را نیروگاه‌های تجدید پذیر می‌خوانند. در نمودار زیر سهم هر گروه از فناوری‌های مذکور از کل برق تولیدی در سال ۱۳۹۴ مشاهده می‌شود. مبنای محاسبات سهم‌های نمایش داده شده در شکل شش تولید مبتنی بر هر فناوری با واحد میلیون کیلووات ساعت و نسبت آن به کل تولید با همین واحد می‌باشد.

شکل ۱-۶: سهم فناوری‌های رایج در تولید برق در ایران



* منبع: آمار تفصیلی صنعت برق ۱۳۹۴

نیروگاه‌های چرخه ترکیبی با در اختیار داشتن ۳۶ درصد از کل تولید برق، رتبه اول تولیدی را به خود اختصاص داده‌اند. پس از این نوع نیروگاه‌ها، فناوری بخاری ۳۱ درصد از برق تولیدی کشور را تأمین می‌کند. به عبارت روشن‌تر مجموع دو فناوری چرخه ترکیبی و بخاری بیش از دو سوم (۶۷ درصد) از برق تولیدی کشور را تأمین می‌کند. سومین فناوری پرکاربرد در ایران نیروگاه‌های گازی هستند که ۲۶,۹ درصد از تولید کل برق کشور را به خود اختصاص داده‌اند. با اضافه کردن سهم این فناوری به مجموع دو فناوری قبلی عدد ۹۳,۹ درصد به دست می‌آید که نشان می‌دهد همه دیگر انواع فناوری‌های فعال در ایران (شامل انواع نیروگاه‌های برق آبی، اتمی، دیزلی و انرژی‌های نو و تجدیدپذیر) تنها ۶ درصد از کل تولید برق ایران را تشکیل می‌دهند.

جدول ۱-۳: تعداد واحدهای نیروگاهی

ردیف	نوع	وزارت نیرو	صنایع بزرگ	بخش خصوصی
۱	بخاری	۵۴	۲۳	۲۵
۲	گازی	۱۰۸	۵۹	۲۱۲
۳	چرخه ترکیبی	۳۰	۰	۱۰۲
۴	دیزلی	۱۶۹	۰	۰
جمع حرارتی		۳۶۱	۸۲	۳۳۹
۵	برق آبی	۱۳۳	۰	۰
۶	اتمی و تجدیدپذیر	۱۸۱	۰	۵۶
جمع تجدیدپذیر		۳۱۴	۰	۵۶
جمع کل		۶۷۵	۸۲	۳۹۵

* منبع: آمار تفصیلی صنعت برق ایران ۱۳۹۴

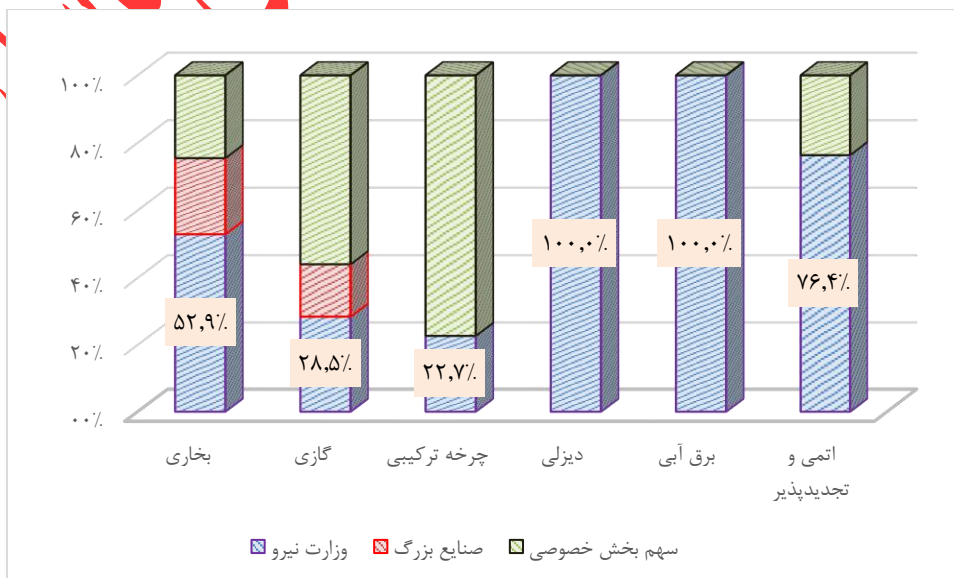
براساس جدول ۱-۳ فناوری گازی با ۳۷۹ نیروگاه بیشترین تعداد نیروگاه در کشور را به خود اختصاص داده است. ۲۸,۵ درصد از نیروگاه‌های این فناوری در اختیار وزارت نیرو، ۱۵,۶ درصد در اختیار صنایع بزرگ و ۵۵,۹ درصد تحت مدیریت بخش خصوصی می‌باشند. بدین ترتیب مشاهده می‌گردد، فعال‌ترین حضور بخش خصوصی در صنعت برق در بخش تولید، به حوزه نیروگاه‌های گازی بازمی‌گردد، توجه به این مسئله ضروریست که در جدول فوق تنها تعداد نیروگاه‌ها مدنظر قرار گرفته و تعداد بیشتر لزوماً به معنای ظرفیت بالاتر تولید نخواهد، فناوری‌های مذکور در بخش‌های بعدی از منظر توان تولید نیز مورد بررسی قرار خواهند گرفت.

دومین فناوری از منظر تعداد، اتمی و تجدیدپذیر با ۲۳۷ نیروگاه است که ۷۶,۴ درصد آنان در اختیار وزارت نیرو و ۲۳,۶ درصد در اختیار بخش خصوصی می‌باشد. همچنین ۱۶۹ نیروگاه دیزلی و ۱۳۳ نیروگاه نیروگاه برق‌آبی موجود در کشور به کلی متعلق به وزارت نیرو بوده و صنایع بزرگ و بخش خصوصی تا پایان سال ۱۳۹۴ وارد این دو حوزه فناوری تولید برق نشده‌اند.

از ۱۰۲ نیروگاه بخاری نیز ۵۳ درصد در وزارت نیرو، ۲۲,۵ درصد صنایع بزرگ و ۲۴,۵ درصد در بخش خصوصی قرار گرفته‌اند. همچنین ۲۳ درصد از ۱۳۲ نیروگاه چرخه ترکیبی موجود نیز متعلق به وزارت نیرو و ۷۷ درصد باقی آن در اختیار بخش خصوصی می‌باشند که از منظر پویایی در یک شاخه خاص در مقایسه دولت و بخش خصوصی، فعال‌ترین حضور بخش خصوصی در فناوری‌های تولید برق را رقم زده است.

در شکل ۱-۷ سهم بخش‌های فعال در صنعت برق (شامل وزارت نیرو، صنایع بزرگ و بخش خصوصی) از تعداد کل نیروگاه‌ها به تفکیک فناوری مشاهده می‌شود.

شکل ۱-۷: سهم بخش‌ها از تعداد کل نیروگاه‌ها به تفکیک فناوری



* منبع: محاسبات محقق بر اساس آمار تفصیلی صنعت برق ایران ۱۳۹۴

بررسی قدرت عملی نیروگاه‌های تولید برق کشور نشان می‌دهد بیش از ۸۰ درصد از قدرت عملی تولید متعلق به نیروگاه‌های حرارتی است. همچنین ۹۹,۷۴ درصد قدرت عملی در شبکه سراسری بوده و تنها ۰,۰۶ درصد خارج از آن قرار دارند.

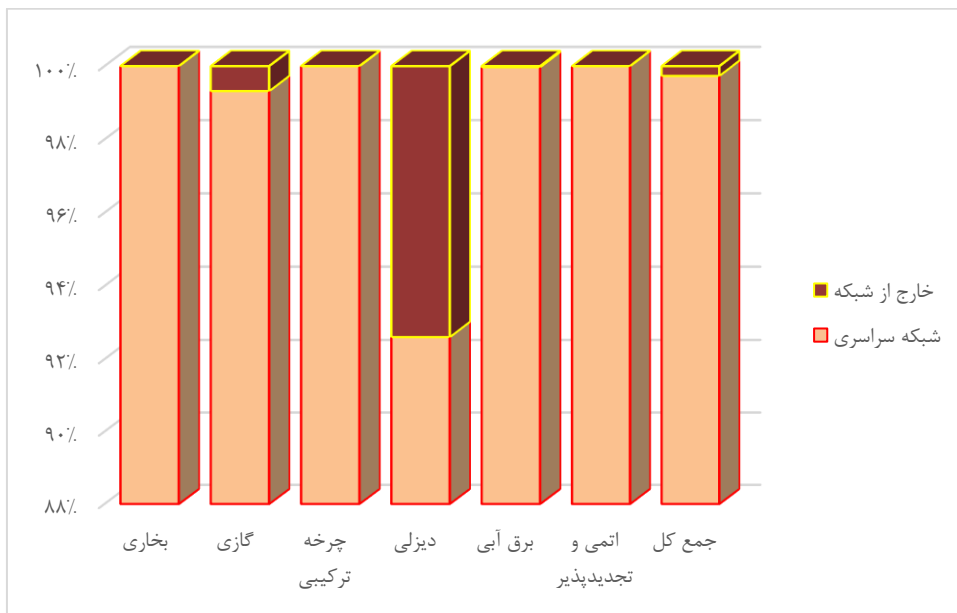
جدول ۱-۴: میانگین قدرت عملی واحدهای نیروگاهی (مگاوات، ۱۳۹۴)

جمع کل	خارج از شبکه	شبکه سراسری				نوع
		جمع شبکه	صنایع بزرگ	بخش خصوصی	وزارت نیرو	
۱۵۲۱۰	۰	۱۵۲۱۰	۴۹۰	۳۷۷۸	۱۰۹۴۲	بخاری
۲۱۶۳۰	۱۴۷	۲۱۴۸۳	۴۱۰۷	۱۲۴۳۷	۴۹۳۹	گازی
۱۵۱۱۲	۰	۱۵۱۱۲	۰	۱۱۷۲۳	۳۳۸۹	چرخه ترکیبی
۲۸۴	۲۱	۲۶۳	۰	۰	۲۶۳	دیزلی
۵۲۲۳۶	۱۶۸	۵۲۰۶۸	۴۵۹۷	۲۷۹۳۸	۱۹۵۳۳	جمع حرارتی
۱۱۲۷۸	۳	۱۱۲۷۵	۰	۰	۱۱۲۷۵	برق آبی
۱۱۹۳	۰	۱۱۹۳	۰	۵۳	۱۱۴۰	اتمی و تجدیدپذیر
۱۲۴۷۱	۳	۱۲۴۶۸	۰	۵۳	۱۲۴۱۵	جمع تجدیدپذیر
۶۴۷۰۷	۱۷۱	۶۴۵۳۶	۴۵۹۷	۲۷۹۹۱	۳۱۹۴۸	جمع کل

* منبع: آمار تفصیلی صنعت برق ایران ۱۳۹۴

در میان قدرت عملی داخل شبکه نیروگاه‌های گازی با در اختیار داشتن ۳۳,۳ درصد از کل میانگین قدرت عملی رتبه اول و پس از آن نیروگاه‌های بخاری، چرخه ترکیبی و برق آبی به ترتیب با ۲۳,۶، ۲۴,۴ و ۱۷,۵ درصد رتبه‌های دوم تا چهارم را به خود اختصاص داده‌اند. به این ترتیب مجموع میانگین قدرت عملی نیروگاه‌های دیزلی، اتمی و تجدیدپذیر کمتر از ۱,۲ درصد از کل میانگین قدرت عملی کشور را دارا هستند.

شکل ۸-۱: سهم شبکه سراسری از فناوری‌های تولید برق در ایران



* منبع: محاسبات محقق بر اساس آمار تفصیلی صنعت برق ایران ۱۳۹۴

همان‌طور که در شکل ۸-۱ مشاهده می‌شود بخش عمده تولید برق در انواع فناوری‌های موجود در داخل شبکه سراسری قرار دارند تنها در سه فناوری گازی، دیزلی و برق‌آبی تولید خارج از شبکه نیز وجود دارد. در این خصوص اگرچه مطابق اطلاعات جدول ۴ میانگین قدرت عملی نیروگاه‌های گازی خارج از شبکه ۷ برابر میانگین قدرت عملی نیروگاه‌های دیزلی خارج از شبکه است، اما به دلیل حجم بالای نیروگاه‌های گازی فعال در داخل شبکه سراسری، سهم تولید خارج از شبکه تنها ۰,۷ درصد از کل تولید در این فناوری می‌باشد در حالی که در فناوری دیزلی تولید خارج از شبکه ۷,۴ درصد از تولید کل را در اختیار دارد. در مجموع نیز تنها ۰,۳ درصد از کل میانگین قدرت عملی کشور خارج از شبکه سراسری وجود دارد.

۳-۴-۱- ساختار صنعت برق ایران

مطابق آنچه ذکر شد شبکه سراسری به سه بخش وزارت نیرو، بخش خصوصی و صنایع بزرگ تقسیم گردید. در جدول شماره ۵ ساختار مالکیت به تفکیک سه بخش مذکور به همراه بخش چهارم تحت عنوان خارج از شبکه سراسری برای فناوری‌های مختلف محاسبه گردیده است. مشاهده می‌شود در فناوری بخاری ۷۲ درصد متعلق به وزارت نیرو، ۲۴,۸ متعلق به بخش خصوصی و ۳,۲ درصد متعلق به صنایع بزرگ است که همگی در شبکه سراسری جای گرفته‌اند.

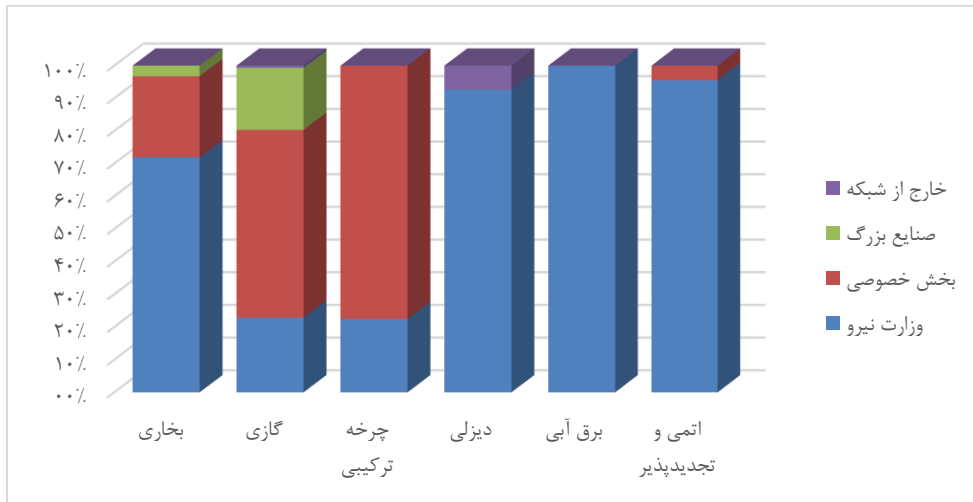
جدول ۱-۵: ساختار مالکیت فناوری‌های تولید برق در ایران

ردیف	عنوان	شبکه سراسری				جمع کل
		وزارت نیرو	بخش خصوصی	صنایع بزرگ	جمع شبکه	
۱	بخاری	٪۷۱,۹	٪۲۴,۸	٪۳,۲	٪۱۰۰	٪۰
۲	گازی	٪۲۲,۸	٪۵۷,۵	٪۱۹	٪۹۹,۳	٪۰,۷
۳	چرخه ترکیبی	٪۲۲,۴	٪۷۷,۶	٪۰	٪۱۰۰	٪۰
۴	دیزلی	٪۹۲,۶	٪۰	٪۰	٪۹۲,۶	٪۷,۴
	جمع حرارتی	٪۳۷,۴	٪۵۳,۵	٪۸,۸	٪۹۹,۷	٪۰,۳
۵	برق آبی	٪۱۰۰	٪۰	٪۰	٪۱۰۰	٪۰
۶	اتمی و تجدیدپذیر	٪۹۵,۶	٪۴,۴	٪۰	٪۱۰۰	٪۰
	جمع تجدیدپذیر	٪۹۹,۶	٪۰,۴	٪۰	٪۱۰۰	٪۰
	جمع کل	٪۴۹,۴	٪۴۳,۳	٪۷,۱	٪۹۹,۷	٪۰,۳

* منبع: آمار تفصیلی صنعت برق ایران ۱۳۹۴

محاسبات انجام شده برای سایر فناوری‌ها نیز به همین ترتیب در جدول فوق ذکر شده است. بیشترین مالکیت وزارت نیرو (به طور نسبی برای هر فناوری جداگانه) به فناوری برق آبی تعلق دارد که بیش از ۹۹,۹ درصد از آن را در اختیار گرفته و پس از آن در نیروگاه‌های اتمی و تجدیدپذیر به واسطه ماهیت نیروگاه‌های اتمی ۹۵,۶ درصد از این بخش متعلق به وزارت نیرو است. از منظر بخش خصوصی نیز فناوری چرخه ترکیبی بزرگترین میزبان آن بوده که ۷۷,۶ درصد از تولید خود توسط این بخش تأمین می‌کند. صنایع بزرگ نیز به تبع ماهیتشان سهم بیشتری در فناوری گازی دارند و خارج از شبکه سراسری نیز مطابق آنچه ذکر شد به نیروگاه‌های دیزلی تعلق یافته است.

شکل ۱-۹: ساختار مالکیت تولید فناوری‌های برق در ایران



* منبع: محاسبات محقق بر اساس آمار تفصیلی صنعت برق ایران ۱۳۹۴

در جدول شماره ۱-۶ به بررسی رفتاری بخش‌های فعال صنعت برق از منظر سرمایه‌گذاری در فناوری‌های مختلف پرداخته شده است.

بر اساس محاسبات انجام شده مشاهده می‌شود، ۸۶ درصد از تولید خارج از شبکه توسط فناوری گازی، ۱۲ درصد از آن توسط فناوری دیزلی و ۲ درصد باقی مانده توسط نیروگاه‌های برق آبی تأمین می‌شود. در تولید کل شبکه سراسری نیز، ۳۳ درصد گازی، ۲۴ درصد بخاری، ۲۳ درصد چرخه ترکیبی، ۱۷ درصد برق آبی، ۲ درصد اتمی و تجدید پذیر و کمتر از ۱ درصد نیروگاه دیزلی فعال است.

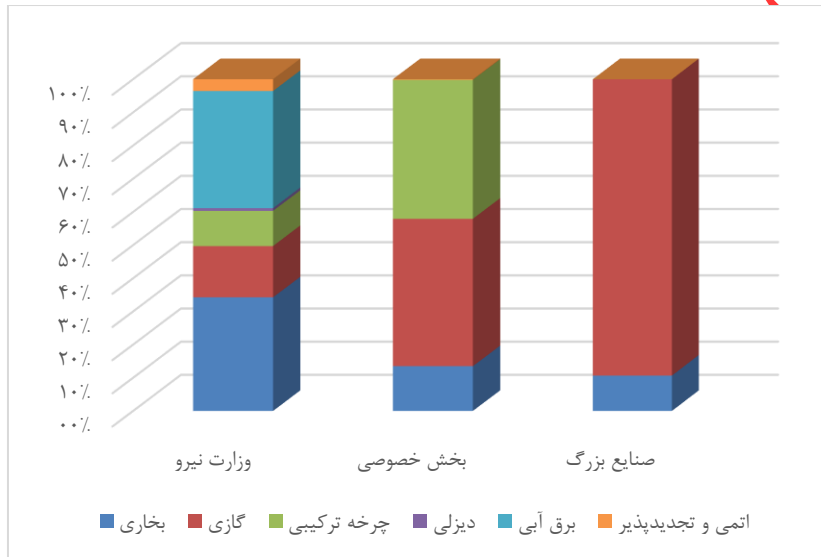
جدول ۱-۶: ساختار بخش‌های صنعت برق از منظر مالکیت فناوری در ایران

ردیف	عنوان	شبکه سراسری				جمع کل
		وزارت نیرو	بخش خصوصی	صنایع بزرگ	جمع شبکه	
۱	بخاری	۳۴٪	۱۳٪	۱۱٪	۲۴٪	۰٪
۲	گازی	۱۵٪	۴۴٪	۸۹٪	۳۳٪	۸۶٪
۳	چرخه ترکیبی	۱۱٪	۴۲٪	۰٪	۲۳٪	۰٪
۴	دیزلی	۱٪	۰٪	۰٪	۰٪	۱۲٪
جمع حرارتی		۶۱٪	۱۰۰٪	۱۰۰٪	۸۱٪	۹۸٪
۵	برق آبی	۳۵٪	۰٪	۰٪	۱۷٪	۲٪
۶	اتمی و تجدیدپذیر	۴٪	۰٪	۰٪	۲٪	۰٪
جمع تجدیدپذیر		۳۹٪	۰٪	۰٪	۱۹٪	۲٪
جمع کل		۱۰۰٪	۱۰۰٪	۱۰۰٪	۱۰۰٪	۱۰۰٪

* منبع: محاسبات محقق بر اساس آمار سال ۱۳۹۴

تفکیک فناوری‌های زیرمجموعه‌های شبکه سراسری در شکل ۱-۱۰ مشاهده می‌شود.

شکل ۱-۱۰: سهم فناوری به تفکیک مالکیت از میانگین قدرت عملی کل کشور



* منبع: محاسبات محقق بر اساس آمار تفصیلی صنعت برق ایران ۱۳۹۴

مشاهده می‌شود بخش عمده صنایع بزرگ و بخش خصوصی متعلق به نیروگاه‌های گازی است که در وزارت نیرو به دو فناوری برق آبی و بخاری تغییر می‌یابد. فناوری چرخه ترکیبی در بخش خصوصی سهمی تنها ۲ درصد کمتر از بخاری داشته و ۴۲ درصد از کل را به خود اختصاص داده است.

۱-۴-۴ - بازار خارجی صنعت برق ایران

دیگر بخش مهم در بررسی بازار صنعت برق تقاضای خارجی و تعاملات این صنعت با بازارهای خارج از کشور از هر دو جنبه صادرات و واردات می‌باشد. به طور کلی صادرات ایران به بازارهای ارمنستان، ترکیه، نخجوان، پاکستان، افغانستان ترکمنستان و عراق بوده و واردات از بازارهای ارمنستان، آذربایجان، نخجوان و ترکمنستان صورت می‌گیرد.

جدول ۱-۷: صادرات برق (میلیون کیلووات ساعت)

ردیف	نام بازار	۱۳۹۲	۱۳۹۳	۱۳۹۴
۱	ارمنستان	۸۲	۸۵	۴۵
۲	آذربایجان	۰	۰	۰
۳	ترکیه	۲۳۹۵	۲۱۷۹	۱۷۲۳
۴	نخجوان	۶۵	۶۶	۵۰
۵	پاکستان	۴۱۴	۴۴۶	۴۵۷
۶	افغانستان	۷۹۶	۸۱۹	۷۸۲
۷	ترکمنستان	۳	۱	۰
۸	عراق	۷۸۳۱	۶۰۶۳	۶۸۲۲
	کل صادرات	۱۱۵۸۶	۹۶۵۹	۹۸۷۹

* منبع: آمار تفصیلی صنعت برق ایران ۱۳۹۴

در جدول فوق آمار صادرات برق ایران طی سال‌های ۹۴-۱۳۹۲ مشاهده می‌گردد. در سال ۹۳ صادرات برق به بازارهای ارمنستان، نخجوان، پاکستان و افغانستان افزایش داشته اما کاهش شدید صادرات به عراق و کاهش سهم ایران در بازار برق ترکیه و همچنین ترکمنستان سبب شد در مجموع شاهد کاهش صادرات باشیم. در سال ۱۳۹۴ نیز نسبت به سال پیش از آن سهم ایران در کلیه بازارهای صادراتی به غیر از عراق تا حدودی کاهش یافته است، با این وجود به دلیل افزایش بیش از ۷۵۰ میلیون کیلووات ساعت صادرات به عراق مجموع صادرات برق روندی صعودی را تجربه کرده است. نکته قابل توجه اینکه این روند مثبت توان جبران کاهش سال ۱۳۹۳ را نداشته و در مجموع صادرات برق نسبت به سال ۱۳۹۲ بیش از ۱۷۰۰ میلیون کیلووات ساعت کاهش یافته است.

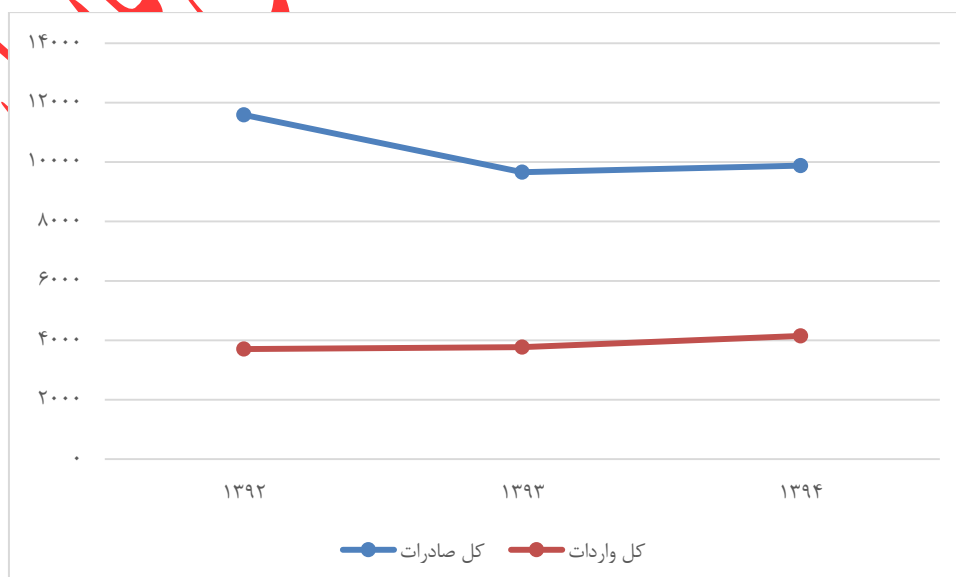
جدول ۱-۸: واردات برق (میلیون کیلووات ساعت)

ردیف	نام بازار	۱۳۹۲	۱۳۹۳	۱۳۹۴
۱	ارمنستان	۱۱۰۳	۱۰۵۱	۱۳۴۴
۲	آذربایجان	۶	۲	۴
۳	ترکیه	۰	۰	۰
۴	نخجوان	۶۵	۶۵	۵۰
۵	پاکستان	۰	۰	۰
۶	افغانستان	۰	۰	۰
۷	ترکمنستان	۲۵۳۳	۲۶۵۳	۲۷۵۱
۸	عراق	۰	۰	۰
کل واردات		۳۷۰۷	۳۷۷۱	۴۱۴۹

* منبع: آمار تفصیلی صنعت برق ایران ۱۳۹۴

در سمت مقابل عمده واردات ایران از دو بازار ترکمنستان و ارمنستان تشکیل می‌شود که هر دو طی سه سال گذشته روندی صعودی را تجربه کرده‌اند. در شکل ۱-۱۱ روند کل صادرات و واردات برق طی سه سال گذشته مشاهده می‌گردد. کاهش شدید صادرات در سال ۹۳ و افزایش ملایم واردات سبب کاهش خالص صادرات شده و در سال ۱۳۹۴ با توجه به افزایش نسبتاً برابر هر دو جنبه صادرات و واردات، شکاف صادراتی تنها مقدار کمی کاهش یافته است.

شکل ۱-۱۱: تعاملات صنعت برق ایران در بازار خارجی



* منبع: آمار تفصیلی صنعت برق ایران ۱۳۹۴

در جدول ۱-۹ سهم هر کدام از بازارهای خارجی طرف معامله با ایران از صادرات و واردات ایران مشخص شده است. محاسبات نشان می‌دهد، ۶۹ درصد از کل صادرات ایران در سال ۱۳۹۴ متعلق به بازار عراق بوده که بزرگترین بازار صادراتی ایران محسوب می‌شود، در مقابل بازار آذربایجان و ترکمنستان مورد هدف صادراتی ایران نبوده‌اند و بازار ارمنستان با ۰,۴۶ درصد، کمترین سهم را به خود اختصاص داده و کوچکترین بازار صادراتی ایران می‌باشد.

در خصوص واردات نیز ترکمنستان با ۶۶,۳ درصد بزرگترین صادرکننده برق به ایران است و پس از آن ارمنستان با ۳۲,۳ درصد قرار گرفته که در مجموع بیش از ۹۸ درصد از کل واردات ایران را تحت پوشش قرار می‌دهند.

جدول ۱-۹: سهم بازارهای خارجی در سال ۱۳۹۴

ردیف	نام بازار	صادرات	واردات
۱	ارمنستان	۰,۴۶٪	۳۲,۳۹٪
۲	آذربایجان	۰	۰,۱٪
۳	ترکیه	۱۷,۴۴٪	۰
۴	نخجوان	۰,۵۱٪	۱,۲۱٪
۵	پاکستان	۴,۶۳٪	۰
۶	افغانستان	۷,۹۲٪	۰
۷	ترکمنستان	۰	۶۶,۳۱٪
۸	عراق	۶۹,۰۶٪	۰
	جمع کل	۱۰۰۰٪	۱۰۰۰٪

* منبع: محاسبات محقق براساس آمار سال ۱۳۹۴

با کسر واردات از صادرات هر کدام از بازارهای مذکور، خالص تبادل برق برای هر بازار بدست آمده که نتیجه آن در جدول ۱-۱۰ نمایش داده شده است.

مشاهده می‌شود به طور کلی ایران در سه بازار ارمنستان، ترکمنستان و آذربایجان وارد کننده بوده و در چهار بازار ترکیه، پاکستان، افغانستان و عراق نقش صادر کننده را ایفا کرده است. تعاملات با بازار نخجوان نیز صادرات و واردات یکسانی را به ثبت رسانده است.

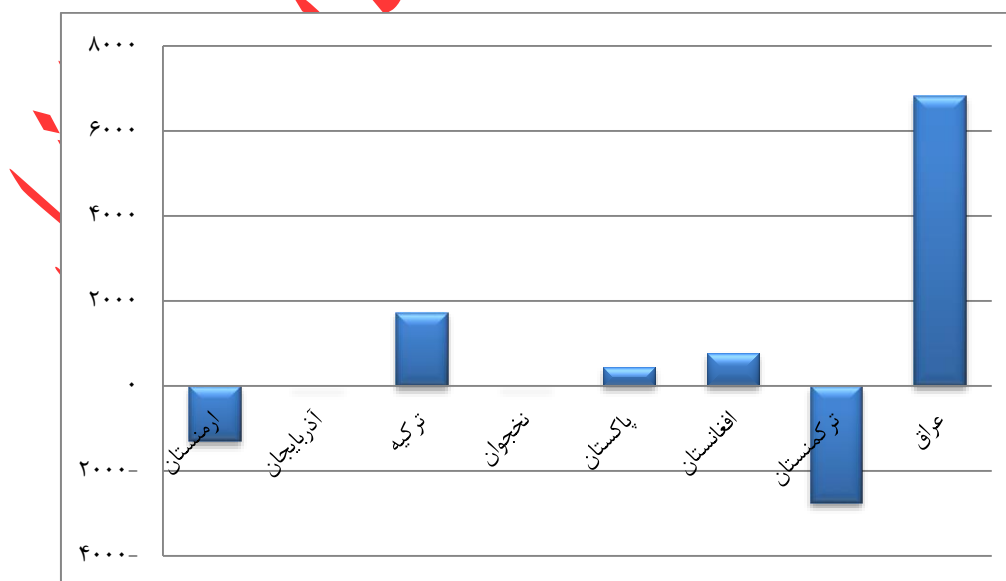
جدول ۱-۱۰: خالص برق صادراتی در سال ۱۳۹۴ (میلیون کیلووات ساعت)

ردیف	نام بازار	خالص صادرات
۱	ارمنستان	۱۲۹۹-
۲	آذربایجان	۴-
۳	ترکیه	۱۷۲۳
۴	نخجوان	۰
۵	پاکستان	۴۵۷
۶	افغانستان	۷۸۲
۷	ترکمنستان	۲۷۵۱-
۸	عراق	۶۸۲۲
	جمع کل	۵۷۳۰

* منبع: محاسبات محقق براساس آمار سال ۱۳۹۴

مطابق جدول ۱-۱۰ ایران در مجموع در سال ۱۳۹۴ به میزان ۵۷۳۰ میلیون کیلووات ساعت خالص صادرات برق داشته است. تعاملات ایران با ۸ بازار مذکور در شکل ۱-۱۲ به تصویر کشیده شده است.

شکل ۱-۱۲: خالص برق صادراتی در سال ۱۳۹۴ (میلیون کیلووات ساعت)



* منبع: آمار تفصیلی صنعت برق ایران ۱۳۹۴

۱-۴-۵- فناوری‌های محتمل

از جمله موارد برجسته در بررسی ساختار فناوری‌های فعال در تولید برق در ایران سهم پایین نیروگاه‌های با پشتوانه انرژی‌های نو و تجدیدپذیر می‌باشد. این گروه از نیروگاه‌ها با وجود اینکه از سه جزء شامل دیزلی، برق بادی و انرژی‌های نو تشکیل شده است تنها ۰٫۱ درصد از کل تولید برق کشور را به خود اختصاص داده‌اند. وضعیت جغرافیایی ایران با شرایط چهار اقلیم و به عنوان کشوری بسیار گسترده از منظر منابع جغرافیایی و آب و هوایی، این نقطه ضعف در صنعت برق را برجسته‌تر می‌نماید.

از سوی دیگر سازگاری هرچه بیشتر فناوری‌های تجدیدپذیر با محیط زیست در هم‌زمانی با بحران زیست‌محیطی جهانی و افزایش دقت در رعایت استانداردهای جهانی آلاینده‌ها، همچنین اهمیت حفظ هوای پاک و زمین پاک برای نسل‌های آینده سبب شده توجهات به این فناوری‌ها افزایش یابد. از جمله این موارد نیروگاه‌های کوچک مقیاس یا مولدهای پراکنده، مجهز به سامانه تولید هم‌زمان برق و حرارت است که با بازیافت حرارت ضمن افزایش کارایی، آسیب به کیفیت محیط زیست را نیز شدیداً کاهش می‌دهد. دیگر فناوری مورد توجه استفاده از انرژی خورشیدی و توسعه نیروگاه‌های خورشیدی است. در هر صورت اقلیم گسترده ایران سبب شده تا امکان استفاده از انواع فناوری‌ها جهت تولید برق وجود داشته باشد.

در جدول ۱-۱۱ هزینه هم‌سطح شده تولید برق برای برخی فناوری‌های نمونه که در ایران امکان توسعه آنان وجود داشته و در دسته فناوری‌های محتمل آینده قرار می‌گیرند برای کشورهای مختلف ذکر می‌گردد. همچنین در بخش مطالعات خارجی به برخی دیگر از فناوری‌های اشاره خواهد شد.

جدول ۱-۱۱: هزینه هم‌سطح شده فناوری‌های محتمل

ردیف	نوع فناوری	کشور	هزینه سرمایه	هزینه تعمیر و نگهداری	هزینه سوخت و هدررفت	هزینه هم‌سطح شده
۱	خورشیدی - تجاری سقفی	اتریش	۱۴۲,۳۲	۶,۱۲	۰	۱۴۸,۴۴
۲		بلژیک	۲۰۸,۱۱	۲۱,۷۸	۰	۲۲۹,۸۹
۳		دانمارک	۱۸۶,۲	۱,۷۲	۰	۱۸۷,۹۲
۴		فرانسه	۱۷۱,۹۲	۴۰,۳۵	۰	۲۱۲,۲۷
۵		کره	۱۹۰,۱۳	۲۱,۶۳	۰	۲۱۱,۷۵
۶		چین	۷۹,۴۳	۱۶,۲۶	۰	۹۵,۶۹
۷		آمریکا	۱۴۴,۵۱	۶,۲۶	۰	۱۵۰,۷۶
۸	بادی ساحلی	اتریش	۱۰۵,۶۶	۲۸	۰	۱۳۳,۶۶
۹		بلژیک	۱۲۲,۲۵	۲۶,۶۷	۰	۱۴۸,۹۲
۱۰		دانمارک	۷۱,۱	۱۴,۲۶	۰	۸۵,۳۶
۱۱		ژاپن	۱۸۹,۱۴	۳۴,۲۴	۰	۲۲۳,۳۸

تعیین هزینه هم سطح شده تولید برق فناوری های مختلف در ایران - نسخه مقدماتی - غیر قابل استناد

۱۷۸,۶۳	۰	۲۸,۸۶	۱۴۹,۷۷	کره		۱۲
۸۵,۴۳	۰	۲۱,۳۸	۶۴,۰۵	ترکیه		۱۳
۷۱,۹۱	۰	۹,۷۶	۶۲,۱۵	چین		۱۴
۱۶۰,۱	۸۲,۴۲	۲۷,۶۷	۸۳,۶۷	اتریش	تولید همزمان (بیوگاز) *	۱۵
۱۱۱,۳۷	۰	۵۹,۷۴	۱۰۳,۳۸	آلمان	تولید همزمان (بیوگاز) *	۱۶
۱۰۸,۳۲	۸۳,۰۲	۱۲,۷۵	۳۰,۹۵	دانمارک	تولید همزمان بزرگ (گازی) *	۱۷
۱۰۷,۷۹	۱۱۰	۴,۶۳	۲۸,۸۵	دانمارک	تولید همزمان متوسط (گازی) *	۱۸

* اختلاف هزینه هم سطح شده کل با مجموع بخش ها مربوط به ارزش حرارتی بازیافتی از نیروگاه می باشد.

این سند قابل استناد نمی باشد

فصل دوم: مطالعه ساختاری هزینه تولید برق

۱-۲- مقدمه

این فصل به بررسی ساختاری هزینه تولید برق پرداخته است. در این خصوص ابتدا مروری بر عوامل هزینه‌ای تأثیرگذار در تولید برق یا به عبارت دیگر عوامل تعیین کننده قیمت برق مروری انجام شده و در مرحله بعد چارچوب هزینه‌ای فناوری‌های تولید برق به تفکیک دو گروه هزینه‌های ثابت و متغیر مورد بررسی قرار می‌گیرند. همچنین جداول هزینه‌ای مورد استفاده در محاسبات امکان سنجی و یک نمونه فهرست هزینه‌ای برای فناوری تولید برق ذکر می‌گردد.

۲-۲- عوامل تعیین کننده

در ساختار جوامع امروز برق را می‌توان کالایی ضروری در سبد مصرفی خانوار در نظر گرفت. این کالا مشابه هر کالای دیگری دارای ویژگی‌های اقتصادی مختص خود است که از اولین و مهمترین آنان می‌توان به قیمت به عنوان یکی از مهمترین عوامل در تسویه بازار و تعیین میزان عرضه و تقاضا اشاره کرد. از مهمترین عوامل تأثیرگذار بر ساختار هزینه تولید برق (پس از تعیین نوع نیروگاه) ظرفیت تولید برق می‌باشد. برای محاسبه ظرفیت تولید در یک دوره زمانی، از میانگین قدرت عملی نیروگاه استفاده می‌شود. قدرت عملی بیانگر بیشترین توانی است که توربین با توجه به عوامل تولیدی قادر به تولید آن است. ذکر این نکته لازم است که قدرت عملی در فصل‌های سرد سال بیش‌تر از فصل‌های گرم سال است. برای محاسبه حداکثر تولید نیروگاه در دوره زمانی مشخص از رابطه زیر استفاده می‌شود.

$$GP_i = CF_i \times T \times P_i \quad \text{رابطه ۱-۲: حداکثر تولید نیروگاه در دوره زمانی مشخص}$$

در رابطه فوق GP کل انرژی تولیدی (تولید ناویژه) نیروگاه و i شماره نیروگاه مورد بررسی (از ۱ تا n)، CF ضریب بهره‌برداری، T دوره مورد نظر بر حسب ساعت و P میانگین تولید عملی نیروگاه است. ذکر این نکته ضروری است که منظور از تولید ناویژه کل تولید نیروگاه بوده و پس از کسر مصارف داخلی نیروگاه از این تولید، تولید ویژه بدست می‌آید.

عامل اصلی تعیین کننده قیمت، هزینه نهایی کوتاه مدت در بازار برق است. در بازار رقابتی هر نیروگاه قیمت برق خود را با توجه به هزینه نهایی تولید پیشنهاد می‌کند و مطابق اصول حاکم ابتدا نیروگاه‌های دارای هزینه نهایی کمتر وارد شبکه می‌شوند. (منظور و رضائی، ۱۳۹۵)

از دیگر عوامل تأثیر گذار بر ساختار هزینه‌های صنعت برق می‌توان به تقاضای بخش‌های مختلف، حداکثر تمایل مصرف‌کنندگان به پرداخت، تجهیزات موجود و توان انتقال و توزیع اشاره کرد.

گرچه تقاضای برق نیز مانند سایر حامل‌های انرژی دارای تغییرات قابل پیش‌بینی متناوب در طی روز، هفته یا سال است اما تفاوت عمده آن با دیگر حامل‌های انرژی در لزوم همزمانی تولید با مصرف است. این الزام^{۱۵} شبکه تولید را نیازمند انعطاف‌پذیری بالایی کرده تا بتواند نسبت به تغییرات سازگار باشد.

قیمت برق متأثر از هزینه‌های تولید آن است که به دو دسته هزینه‌های مستقیم و غیر مستقیم قابل تقسیم می‌باشد. هزینه‌های مستقیم تولید در صنعت برق شامل مواردی چون هزینه سرمایه‌گذاری اولیه، تعمیر و نگهداری، سوخت و ... می‌باشد و در خصوص هزینه‌های غیر مستقیم مواردی آلاینده‌گی تولید، آثار مخرب زیست‌محیطی بر آب و زمین و ... مطرح می‌باشند.

هزینه نهایی تولید برق در کوتاه مدت برابر است با هزینه متغیر آن که هزینه عملیاتی و تعمیر و نگهداری دو عامل تعیین کننده در آن می‌باشند. هزینه سوخت نیز یکی از مهمترین اجزای هزینه‌های عملیاتی است.

۲-۳- چارچوب هزینه‌های فناوری‌های تولید برق

هزینه‌های تولید صنعتی به طور کلی به دو بخش هزینه‌های ثابت و متغیر تقسیم می‌گردند. صنعت برق نیز از این قاعده مستثنی نبوده و هزینه‌های تولید در نیروگاه‌های مبتنی بر فناوری‌های مختلف به دو بخش ثابت و متغیر تقسیم می‌گردند.

۲-۳-۱- هزینه‌های ثابت

هزینه‌هایی که میزان آنان به میزان تولید وابسته نبوده و با افزایش یا کاهش تولید تغییر نمی‌یابند در هزینه‌های ثابت دسته‌بندی می‌شوند. از جمله هزینه‌های ثابت در ایجاد نیروگاه و تولید برق می‌توان به زمین، محوطه سازی، ساختمان، بیمه ساختمان، ماشین‌آلات و تجهیزات، لوازم کارگاهی و لوازم اداری اشاره کرد.

تجهیزات نیروگاه بسته به نوع فناوری متفاوت می‌باشند، یک نمونه تجهیزات برای نیروگاه بادی در مطالعات انجام شده در وزارت نیرو به شرح زیر ذکر شده است:

۱- شفت اصلی	۲- بولبورینگ اصلی	۳- گیربکس
۴- سیستم Pitch	۵- سیستم ترمز	۶- سیستم هیدرولیک
۷- هاب	۸- سیستم YAW	۹- پرها
۱۰- ژنراتور	۱۱- کانورتور	۱۲- سیستم کنترلی
۱۳- سیستم مانیتورینگ	۱۴- برج	۱۵- ابزارهای مخصوص

^{۱۵} لازم به ذکر است، ذخیره سازی برق با توجه به نوع نیروگاه به روش‌های مختلفی امکان پذیر است برای مثال در نیروگاه های برق آبی در زمان کاهش مصرف آب را به مخزنی بالاتر پمپاژ می‌کنند تا در زمان اوج مصرف با رهاسازی آب ذخیره شده، تولید برق افزایش یابد، با این وجود به دلیل عدم عمومیت امکان ذخیره سازی برق، تولید و مصرف همزمان برق را الزامی می‌خوانند.

- ۱۶- لوازم یدکی
 ۱۷- مواد مصرفی هنگام نصب
 ۱۸- سرویس دو ساله
 ۱۹- ترانسفورماتور
 ۲۰- کابل‌ها
 ۲۱- تابلوها
 ۲۲- حمل خارجی

۲-۳-۲- هزینه‌های متغیر

از جمله هزینه‌های متغیر یک نیروگاه مواد اولیه (سوخت به عنوان مهمترین هزینه متغیر تولید برق)، حقوق و دستمزد مستقیم، ارتباطات، هزینه تعمیر و نگهداری و مواردی این چنین اشاره کرد. برای مثال مجموع هزینه‌های یک نیروگاه بادی شامل ۸ مورد زیر می‌باشد.

- ۱- تجهیزات و حمل خارجی
- ۲- فنداسیون
- ۳- تأسیسات
- ۴- نصب
- ۵- حمل داخلی
- ۶- گمرک و ترخیص
- ۷- هزینه‌های پیش‌بینی نشده
- ۸- هزینه‌های پیش از بهره‌برداری

بخش دیگر هزینه‌ها که جنبه متغیر دارند، هزینه‌های بهره‌برداری هستند، این جنس از هزینه به چهار بخش شامل مواد اولیه، انرژی، نیروی انسانی و تعمیرات و نگهداری تقسیم می‌شوند. برخی زیر مجموعه‌های این هزینه‌ها برای نیروگاه بادی در جدول ۱-۲ ذکر شده‌اند.

جدول ۱-۲: هزینه‌های بهره‌برداری

ردیف	عنوان بخش	زیر مجموعه
۱	مواد اولیه	۱- روغن ، ...
۲	انرژی	۱- آب ، ۲- برق ، ۳- سوخت ، ...
۳	نیروی انسانی	۱- دستمزد نیروی متخصص، ۲- دستمزد نیروی غیرمتخصص
۴	تعمیرات و نگهداری	۱- توربین‌ها ، ۲- تأسیسات ، ...

از جمله موارد حائز اهمیت در بررسی هزینه‌ای نیروگاه توجه به عواملی چون بازده نیروگاه، میزان تولید انرژی، شرایط افت قدرت و زمان لازم برای بازگشت نیروگاه به شبکه می‌باشد.

موانرژی حرارتی یک کیلووات ساعت برق به طور ثابت ۸۶۰ کیلو کالری در نظر گرفته می‌شود، از این رو برای تعیین بازده حرارتی یک نیروگاه از رابطه زیر استفاده می‌شود.

$$\text{رابطه ۲-۲: بازده حرارتی نیروگاه} = \frac{\text{انرژی حرارتی مصرفی به ازای یک کیلووات ساعت برق تولید شده}}{860} \times 100$$

۲-۳-۳- سرفصل‌های هزینه‌ای در بررسی‌های اقتصادی

همان‌طور که پیشتر ذکر شد در بررسی اقتصادی طرح‌های تولیدی و صنعتی هزینه‌ها در چند دسته تقسیم می‌شوند. گروه اول هزینه‌های ثابت سرمایه‌گذاری می‌باشد که موارد مربوط به آن در جدول ۲-۲ ذکر شده است.

جدول ۲-۲: سرفصل‌های هزینه ثابت سرمایه‌گذاری

ردیف	عنوان	ردیف	عنوان
۱	زمین	۶	اثاثیه اداری
۲	ساختمان	۷	لوازم و تجهیزات آزمایشگاهی و اداری
۳	تاسیسات	۸	متفرقه و پیش بینی نشده
۴	ماشین آلات تولید	۹	هزینه‌های قبل از بهره برداری
۵	وسایل حمل و نقل	۱۰	جمع هزینه‌های سرمایه‌گذاری ثابت و قبل از بهره برداری

از دیگر موارد محاسباتی در هزینه‌های تولید سرمایه در گردش است که شامل مواد اولیه، حقوق و دستمزد، هزینه‌های انرژی و تنخواه مورد نیاز برای امور کارخانه است. موارد این سرفصل در جدول ۲-۳ مشاهده می‌شود.

جدول ۲-۳: سرفصل‌های سرمایه در گردش

ردیف	عنوان
۱	مواد اولیه
۲	حقوق و دستمزد
۳	انرژی و سوخت (آب، برق، گاز)
۴	تنخواه

از مجموع سرمایه در گردش و هزینه‌های ثابت و قبل از بهره‌برداری کل مصارف مالی مشخص می‌گردد. بخش بعدی هزینه‌ها که در بررسی پیش از اجرا اهمیت ویژه خود را داراست هزینه‌های تولید می‌باشد؛ هزینه‌های تولید معمولاً ترکیبی از هزینه‌های ثابت و متغیر در نظر گرفته می‌شوند، برای مثال بخش کوچکی

از هزینه مواد اولیه ثابت و باقی آن متغیر در نظر گرفته می‌شود. هزینه‌های تولیدی در جدول ۲-۴ ذکر شده اند.

جدول ۲-۴: سرفصل‌های هزینه تولید

ردیف	شرح
۱	هزینه مواد اولیه و بسته بندی
۲	هزینه حقوق و دستمزد
۳	هزینه انرژی مصرفی
۴	هزینه تعمیرات
۵	هزینه اداری و فروش
۶	هزینه بیمه کارخانه
۷	هزینه های پیش بینی نشده
۸	سایر هزینه

برای برخی از دارائی‌ها مطابق جدول شماره ، نیز هزینه‌ای استهلاک در نظر گرفته می‌شود، این هزینه از دو جنبه حائز اهمیت است، نخست آنکه در سال پایانی عمر دارائی سرمایه لازم برای خرید تجهیزات جدید و جایگزینی فراهم شده باشد، دوم آنکه از بیش‌برآورد سود پیش‌بینی شده جلوگیری کند.

جدول ۲-۵: سرفصل‌های هزینه استهلاک

ردیف	دارائی‌ها
۱	ساختمان
۲	تاسیسات
۳	محوطه سازی
۴	ماشین آلات و تجهیزات
۵	وسائل حمل و نقل
۶	اثاثه اداری (وسائل دفتری)
۷	استهلاک قبل از بهره برداری

۲-۳-۴- ساختار هزینه‌ای فناوری‌های نمونه

مقایسه ساختار هزینه‌ای فناوری‌های نمونه بر مبنای اطلاعات موجود ایالات متحده آمریکا در فصل اول سال ۲۰۱۶ انجام شده است. روش به کار گرفته شده جهت مقایسه هزینه‌های سرمایه‌گذاری و عملیاتی فناوری‌های مختلف، متکی بر سه حوزه زیر می‌باشد:

۱- افزایش‌های سه سال گذشته

۲- تغییرات خاص تکنولوژی در قیمت‌گذاری؛ برای مثال هزینه‌های سرمایه‌گذاری بادی و خورشیدی به دلیل کاهش هزینه تجهیزات کاهش یافته‌اند.

۳- هزینه‌های به روز رسانی شده با توجه به طرح‌های در حال اجرا در نظر گرفته شده‌اند.

هزینه سرمایه‌گذاری

محاسبه هزینه‌های سرمایه‌گذاری برای فناوری‌های مختلف بر اساس تجهیزات کلی مورد نیاز یک ظرفیت مشخص و موقعیت آنان انجام شده است، همچنین برای موقعیت مکانی نیروگاه شرایط معمول در نظر گرفته شده و فرض شده هیچگونه آثار غیر معمولی یا نیازهای زیربنایی وجود ندارد.

هزینه‌ها با در نظر گرفتن هزینه‌های فصل اول سال ۲۰۱۶ بر پایه هزینه سرمایه‌گذاری در نظر گرفته شده‌اند. برای این امر هزینه‌های مهندسی، تدارکات و ساخت مطابق اصول زیر سازمان‌دهی شده‌اند.

۱- ساخت ساختمان و مصالح مربوطه

۲- تجهیزات مکانیکی و نصب

۳- تجهیزات تأمین و کنترل برق و نصب

۴- هزینه‌های غیرمستقیم پروژه و هزینه‌های احتمالی

۵- هزینه‌های مالک (به استثنای هزینه‌های مالی)

علاوه بر برآورد هزینه پایه فراهم شده برای تکنولوژی معین، تفاوت‌های خاص هزینه منطقه‌ای مشخص شده‌اند. تحلیل‌های منطقه‌ای شامل موارد زیر می‌شود (البته محدود به این موارد نیستند): ارزیابی تفاوت هزینه برای ملاحظات نصب در فضای باز، خنک‌کننده‌های هوا در مقابل مسائل برج خنک‌کننده، تفاوت‌های طراحی لرزه‌ای، مسائل تصفیه آب، پیشرفت‌های محلی، مسائل مکان راه دور، مسائل شهری با تراکم جمعیت بالا، تفاوت‌های دستمزد کار، تنظیمات مکانی تفاوت‌های هزینه مالک و افزایش در مخارج کلی مرتبط با آن و موارد مشابه.

دامنه هزینه

هزینه‌های ساختاری شامل کمک هزینه برای آماده‌سازی سایت، مانند پاکسازی جاده‌ها، زه‌کشی، نصب و راه‌اندازی تأسیسات زیربنایی، بتن برای پایه‌ها، مواد ستون‌سازی، تأمین و نصب فولاد ساختاری و ساختمان‌ها می‌شود.

تأمین و نصب تجهیزات مکانی به طور معمول برای تجهیزات عمده در نظر گرفته می‌شود که به فناوری بستگی دارد و برخی از آنان عبارت از دیگ‌های بخار، برج‌های خنک‌کننده، توربین‌های احتراق، توربین‌های بخار، ژنراتورهای توربین باد، واحدهای فتوولتائیک و تجهیزات کمکی مانند رسیدگی مواد، پمپ‌ها، خازن‌ها و تجهیزات مقابله با آتش می‌باشند.

ذکر این نکته ضروری است که تجهیزات پروژه و مفروضات سایت می‌توانند با تغییر پروژه تغییرات گسترده‌ای داشته باشند، از این رو برآوردهای هزینه بر مبنای سطح مقطعی پروژه بنا می‌شوند. هزینه‌های غیرمستقیم نیز شامل مهندسی، کار و مواد قابل توزیع، انگیزه‌ها و اضافه‌کاری، هزینه‌های داربست، مدیریت ساخت و ساز و ... می‌شوند. هزینه‌های مالیکت نیز شامل هزینه پیشرفت، امکان‌سنجی اولیه و مطالعات مهندسی، مطالعات محیطی و هزینه‌های مدیریت پروژه، انتقال زیر ساخت‌هایی مانند گاز و برق و مالیات بر مستغلات می‌باشد.

هزینه‌های تعمیرات و نگهداری

هزینه‌های تعمیرات و نگهداری از هزینه‌های غیر سوختی، هزینه‌های مالکیت و رسیدگی به تجهیزات تشکیل می‌شود، برای این مورد تأکید بر عملیات مستقیم فناوری تأسیسات قدرت معین بوده است. این هزینه‌ها به دو دسته ثابت و متغیر و گروهی شامل تعمیرات عمده نیز تقسیم شدند. هزینه‌های ثابت به یک تأسیسات متحمل می‌شوند و شامل هزینه کارکنان و ماهیانه توافقی، پاداش‌های معمول پرداختی به نیروهای کارخانه، تجهیزات پشتیبانی کارخانه از جمله اجاره تجهیزات، هزینه‌های عمومی و اداری مانند تلفن، تعمیر و نگهداری پیشگیرانه روزمره در طول عملیات، تعمیر و نگهداری سازه‌ها و موارد مشابه این می‌باشند. تعمیرات پیشگیرانه تعمیراتی هستند که برای انجام آنان نیازی به تعطیلی گسترده کارخانه نیست از جمله این هزینه‌ها رسیدگی به مدارهای آب، پمپ‌های تغذیه و سیستم‌های نمک‌زدایی می‌باشند.

هزینه‌های متغیر مربوط به تولید می‌باشند (به جز هزینه سوخت) این هزینه‌ها با تغییر نسل سیستم‌ها تغییر کرده و شامل مواردی چون هزینه‌های دفع زباله و فاضلاب، تقاضا، مواد شیمیایی و کاتالیزورها، روان‌کننده‌ها و لوازم و مواد مصرفی می‌باشند.

تعمیر و نگهداری عمده نیز شامل مواردی است که قابلیت انجام همزمان با عملیات را ندارند و انجام آنان نیازمند توقف کار می‌باشد، این هزینه‌ها با توجه به نوع آنان می‌توانند در دسته ثابت یا متغیر قرار بگیرند.

جدول ۲-۶: مقایسه هزینه فناوری‌های تولید برق

ردیف	نوع فناوری	ظرفیت اسمی (مگاوات)	heat rate (btu/kwh)	هزینه سرمایه	هزینه تعمیر و نگهداری ثابت	هزینه تعمیر و نگهداری متغیر	SO2 (lb/MMBtu)	NOX (lb/MMBtu)	CO2 (lb/MMBtu)
				(دلار بر کیلووات)					
۱	ذغالی	۶۵۰	۸۸۰۰	۳۶۳۶	۴۲,۱	۴,۶	۰,۱	۰,۰۶	۲۰۶
۲	گاز طبیعی چرخه ترکیبی	۷۰۲	۶۶۰۰	۹۷۸	۱۱	۳,۵	۰,۰۰۱	۰,۰۰۷۵	۱۱۷
۳	چرخه ترکیبی گاز طبیعی پیشرفته	۴۲۹	۶۳۰۰	۱۱۰۴	۱۰	۲	۰,۰۰۱	۰,۰۰۷۵	۱۱۷
۴	توربین‌های احتراقی (گازی)	۱۰۰	۱۰۰۰۰	۱۱۰۱	۱۷,۵	۳,۵	۰,۰۰۱	۰,۰۳	۱۱۷
۵	توربین‌های احتراقی پیشرفته (گازی)	۲۳۷	۹۸۰۰	۶۷۸	۶,۸	۱۰,۷	۰,۰۰۱	۰,۰۳	۱۱۷
۶	هسته ای	۲۲۳۴	-	۵۹۴۵	۱۰۰,۲۸	۲,۳	.	.	.
۷	بیومس	۵۰	۱۳۵۰۰	۴۹۸۵	۱۱۰	۴,۲	.	۰,۰۸	۱۹۵
۸	بادی آنشور	۱۰۰	-	۱۸۷۷	۳۹,۷
۹	خورشیدی (ثابت)	۲۰	-	۲۶۷۱	۲۳,۴

Source: Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants, 2016.

همان‌طور که در جدول فوق پیداست سهم هزینه تعمیرات برای فناوری‌های مختلف بخش کوچکی از کل هزینه‌ها را تشکیل داده و هزینه اصلی مربوط به هزینه سرمایه می‌باشد. سهم بخش‌های هزینه‌ای در جدول زیر مشاهده می‌شود.

جدول ۲-۷: سهم هزینه‌ها از کل هزینه در فناوری‌های تولید برق

ردیف	نوع فناوری	هزینه سرمایه	هزینه تعمیرات
۱	Ultra Supercritical Coal (USC)	٪۹۸,۷۳	٪۱,۲۷
۲	گاز طبیعی چرخه ترکیبی	٪۹۸,۵۴	٪۱,۴۶
۳	چرخه ترکیبی گاز طبیعی پیشرفته	٪۹۸,۹۲	٪۱,۰۸
۴	توربین‌های احتراقی (گازی)	٪۹۸,۱۳	٪۱,۸۷
۵	توربین‌های احتراقی پیشرفته (گازی)	٪۹۷,۴۸	٪۲,۵۲
۶	هسته ای	٪۹۸,۳۰	٪۱,۷۰
۷	بیومس	٪۹۷,۷۶	٪۲,۲۴
۸	بادی آنشور	٪۹۷,۹۳	٪۲,۰۷
۹	خورشیدی (ثابت)	٪۹۹,۱۳	٪۰,۸۷

* منبع: محاسبات محقق بر اساس جدول ۲-۶.

۲-۳-۵- مقایسه بخش‌های موثر در هزینه هم سطح شده فناوری‌های مختلف در کشورهای منتخب

الف) اتریش

مطابق گزارشات موجود، در اتریش بیشترین هزینه سرمایه متعلق به فناوری خورشیدی از نوع سقفی با کاربرد تجاری متعلق است و بیشترین هزینه تعمیر و نگهداری نیز به فناوری تولید همزمان تعلق دارد. هزینه هم سطح شده تولید برق در اتریش در فاصله ۱۶۰-۱۱۶ دلار بر مگاوات ساعت برای فناوری‌های مختلف می‌باشد.

جدول ۲-۸: هزینه هم سطح شده فناوری‌های مختلف در اتریش (دلار/مگاوات ساعت)

ردیف	نوع فناوری	هزینه سرمایه	هزینه تعمیر و نگهداری	هزینه سوخت، زیست محیطی و هدررفت	اعتبار گرما (Heat credit)	هزینه هم سطح شده
۱	خورشیدی - تجاری سقفی	۱۴۲,۳۲	۶,۱۲	۰	۰	۱۴۸,۴۴
۲	بادی - ساحلی	۱۰۵,۶۶	۲۸	۰	۰	۱۳۳,۶۶
۳	آبی - کوچک رودخانه ای	۸۹,۶۶	۲۶,۶۵	۰	۰	۱۱۶,۳۱
۴	تولید همزمان - بیوگاز	۸۳,۶۷	۲۷,۶۷	۸۲,۴۲	-۳۳,۷۵	۱۶۰,۰۱

Source: Projected Costs of Generating Electricity

ب) دانمارک

پایین‌ترین هزینه هم‌سطح شده تولید برق در دانمارک به فناوری بادی ساحلی با ۸۵ دلار به ازای هر مگاوات ساعت برق تولیدی تعلق دارد که ۷۱ دلار از آن نیز مربوط به هزینه سرمایه می‌باشد. فناوری خورشیدی سقفی با کاربرد مسکونی نیز با ۲۳۷,۸ دلار به ازای هر مگاوات ساعت بالاترین هزینه هم‌سطح شده تولید برق در این کشور را رقم زده است. هزینه تولید هم‌زمان در دانمارک به عنوان یکی از پیشرفته‌ترین کشورهای این فناوری تنها ۱۷۰ دلار به ازای هر مگاوات ساعت محاسبه شده است.

جدول ۲-۹: هزینه هم‌سطح شده فناوری‌های مختلف در دانمارک (دلار/مگاوات ساعت)

ردیف	نوع فناوری	هزینه سرمایه	هزینه تعمیر و نگهداری	هزینه سوخت و هدررفت	اعتبار گرما (credit Heat)	هزینه هم‌سطح شده
۱	خورشیدی - مسکونی سقفی	۲۳۵,۶۵	۲,۱۹	۰	۰	۲۳۷,۸۴
۲	خورشیدی - تجاری سقفی	۱۸۶,۲	۱,۷۲	۰	۰	۱۸۷,۹۲
۳	خورشیدی - زمینی مقیاس بزرگ	۱۶۴,۸۲	۱,۵۳	۰	۰	۱۶۶,۳۵
۴	بادی - ساحلی	۷۱	۱۴,۲۶	۰	۰	۸۵,۳۶
۵	بادی - دریایی	۱۴۳	۲۷,۲۳	۰	۰	۱۷۰,۳۳
۶	تولید هم‌زمان - گاز طبیعی متوسط	۲۶,۸۵	۴,۶۳	۱۱۰	-۳۳,۶۹	۱۰۷,۷۹
۷	تولید هم‌زمان - گاز طبیعی بزرگ	۳۰,۹۵	۱۲,۷۵	۸۳,۰۲	-۱۸,۴	۱۰۸,۳۲

Source: Projected Costs of Generating Electricity

ج) ژاپن

در ژاپن محدود هزینه هم‌سطح شده تولید برق در ژاپن ۱۱۲-۳۷۳ دلار به ازای هر مگاوات ساعت برق تولیدی محاسبه شده است، که فناوری خورشیدی سقفی با کاربرد مسکونی با هزینه سرمایه بالای ۳۳۸ دلار به ازای هر مگاوات ساعت بالاترین هزینه و فناوری هسته‌ای پایین‌ترین هزینه را تشکیل داده‌اند. فناوری چرخه ترکیبی در ژاپن با وجود هزینه سرمایه بسیار پایین ۱۹ دلاری به دلیل هزینه سوخت بالای ۱۱۵ دلاری به هزینه هم‌سطح شده ۱۴۳ دلار به ازای هر مگاوات ساعت برق تولیدی رسیده و در میانه‌های جدول رتبه‌بندی فناوری‌ها در ژاپن قرار گرفته است.

جدول ۲-۱۰: هزینه هم‌سطح شده فناوری‌های مختلف در ژاپن (دلار/مگاوات ساعت)

ردیف	نوع فناوری	هزینه سرمایه و نگهداری	هزینه تعمیر و هدررفت	اعتبار گرما (credit Heat)	هزینه هم‌سطح شده
۱	چرخه ترکیبی - توربین گازی	۱۸,۶۸	۹,۳۸	۰	۱۴۳,۰۷
۲	زغالی	۳۹,۷۹	۱۸,۵۲	۰	۱۱۹,۲۵
۳	هسته‌ای	۷۰,۹۲	۲۷,۴۳	۰	۱۱۲,۵
۴	خورشیدی - مسکونی سقفی	۳۳۸,۱۲	۳۵,۵۳	۰	۳۷۳,۶۵
۵	خورشیدی - زمینی مقیاس بزرگ	۲۳۹,۵۸	۵۰,۷۵	۰	۲۹۰,۳۳
۶	بادی - ساحلی	۱۸۹,۱۴	۳۴,۲۴	۰	۲۲۳,۳۸
۷	آبی - بزرگ	۲۹۸,۸۲	۲۲,۵۷	۰	۳۲۱,۳۹

Source: Projected Costs of Generating Electricity

(د) کره

پایین‌ترین هزینه سرمایه در کره متعلق به فناوری چرخه ترکیبی و پس از آن ذغالی می‌باشد، با این وجود هزینه سوخت بسیار بالای فناوری چرخه ترکیبی و بالای ذغالی باعث افزایش هزینه هم‌سطح شده تولید برق آن‌ها شده و فناوری هسته‌ای با ۵۱ دلار به ازای هر مگاوات ساعت برق تولیدی پایین‌ترین سطح هزینه در کره را به خود اختصاص داده است. تولی برق بادی از نوع دریایی با ۲۵۲ دلار هزینه سرمایه و ۷۴ دلار هزینه تعمیر نیز بیشترین هزینه هم‌سطح شده تولید برق در کره را به خود اختصاص داده است.

جدول ۲-۱۱: هزینه هم‌سطح شده فناوری‌های مختلف در کره (دلار/مگاوات ساعت)

ردیف	نوع فناوری	هزینه سرمایه	هزینه تعمیر و نگهداری	هزینه سوخت و هدررفت	اعتبار گرما (credit Heat)	هزینه هم‌سطح شده
۱	چرخه ترکیبی - توربین گازی	۱۵,۰۴	۵,۵۵	۱۰۹,۲۴	۰	۱۲۹,۸۲
۲	ذغالی	۱۹,۱۷	۴,۸	۶۲,۰۳	۰	۸۶
۳	هسته‌ای	۳۳,۱۵	۹,۶۵	۸,۵۸	۰	۵۱,۳۷
۴	خورشیدی - مسکونی سقفی	۲۴۱,۳۱	۲۷,۴۵	۰	۰	۲۶۸,۷۶
۵	خورشیدی - تجاری سقفی	۱۹۰,۱۳	۲۱,۶۳	۰	۰	۲۱۱,۷۵
۶	خورشیدی - زمینی مقیاس بزرگ	۱۵۸,۷۵	۱۷,۵۹	۰	۰	۱۷۶,۳۴
۷	بادی - ساحلی	۱۴۹,۷۷	۲۸,۸۶	۰	۰	۱۷۸,۶۳
۸	بادی - دریایی	۲۵۲,۴۷	۷۴,۴۱	۰	۰	۳۲۶,۸۸

Source: Projected Costs of Generating Electricity

(ه) ترکیه

برای ترکیه هزینه هم‌سطح شده سه فناوری اعلام شده است که آبی با ۵۴ دلار، بادی از نوع ساحلی با ۸۵ دلار و زمین‌گرمایی با ۱۲۲ دلار به ترتیب از هزینه هم‌سطح شده کمتری برخوردارند. بیش از ۷۵ درصد از هزینه هم‌سطح شده تولید برق به کمک فناوری بادی مربوط به هزینه سرمایه می‌باشد. این نسبت برای فناوری آبی در حدود ۹۱ درصد می‌باشد. برخلاف دو فناوری مذکور سهم هزینه سرمایه فناوری زمین‌گرمایی از هزینه هم‌سطح شده تولید برق آن تنها ۱۸,۶ درصد می‌باشد.

جدول ۲-۱۲: هزینه هم‌سطح شده فناوری‌های مختلف در ترکیه (دلار/مگاوات ساعت)

ردیف	نوع فناوری	هزینه سرمایه	هزینه تعمیر و نگهداری	هزینه سوخت و هدررفت	اعتبار گرما (credit Heat)	هزینه هم‌سطح شده
۱	بادی - ساحلی	۶۴,۰۵	۲۱,۳۸	۰	۰	۸۵,۴۳
۲	آبی - بزرگ مقیاس	۴۹,۵۴	۴,۸۸	۰	۰	۵۴,۴۱
۳	زمین‌گرمایی	۲۲,۸۹	۱۰۰	۰	۰	۱۲۲,۸۹

Source: Projected Costs of Generating Electricity

(و) آمریکا

تنوع فناوری‌های براساس اطلاعات موجود و دقت بررسی آنان در آمریکا به نسبت بیشتر از سایر کشورها است. فناوری چرخه ترکیبی با ۷۰,۷ دلار کمترین هزینه هم‌سطح شده در این کشور را در اختیار دارد که بیش از ۶۵ درصد آن نیز مربوط به هزینه سوخت می‌باشد. بالاترین هزینه نیز در آمریکا متعلق به برق آبی از نوع سدهای NPD است که در حدود ۹۸ درصد از آن مربوط به هزینه سرمایه می‌باشد.

جدول ۲-۱۳: هزینه هم‌سطح شده فناوری‌های مختلف در آمریکا (دلار/مگاوات ساعت)

ردیف	نوع فناوری	هزینه سرمایه	هزینه تعمیر و نگهداری	هزینه سوخت و هدررفت	اعتبار گرما (credit Heat)	هزینه هم‌سطح شده
۱	چرخه ترکیبی - توربین گازی	۱۷,۹۷	۴,۶۵	۴۸	۰	۷۰,۶۲
۲	زغالی - پودر شده	۳۹,۲۶	۱۱,۱۲	۵۳,۶۲	۰	۱۰۴
۳	هسته‌ای	۷۹,۴۳	۱۱	۱۱,۳۳	۰	۱۰۱,۷۶
۴	خورشیدی - مسکونی سقفی	۱۸۶,۹۴	۱۲,۵۱	۰	۰	۱۹۹,۴۵
۵	خورشیدی - تجاری سقفی	۱۴۴,۵۱	۶,۲۶	۰	۰	۱۵۰,۷۶
۶	خورشیدی - زمینی مقیاس بزرگ	۹۷,۹۶	۴,۶	۰	۰	۱۰۲,۵۶
۷	بادی - ساحلی	۶۳	۱۶,۰۸	۰	۰	۷۹,۰۸
۸	بادی - دریایی با عمق متوسط	۱۳۸,۸۶	۲۸,۸۸	۰	۰	۱۶۷,۷۳
۹	آبی - سدهای NPD*	۲۴۳,۹۱	۵,۳۷	۰	۰	۲۴۹,۲۸
۱۰	آبی - توسعه یافته	۱۸۸,۸۸	۵,۱۹	۰	۰	۱۹۴,۰۸
۱۱	بیومس	۷۲,۱۴	۱۴,۴۶	۵۱,۸	۰	۱۳۸,۳۹
۱۲	زمین گرمایی - بخار فلاش	۸۴,۷۹	۱۴,۵۴	۰	۰	۹۹,۳۳
۱۳	زمین گرمایی - چرخه دوم باینری	۱۰۰,۱۵	۱۶,۳۵	۰	۰	۱۱۶,۵

* Non-power dams in the United States are dams that have been converted from non-power producing to power producing.

Source: Projected Costs of Generating Electricity

ز) چین

مطابق محاسبات اعلام شده چین، یکی از ارزان‌ترین تولیدکنندگان برق در جهان محسوب می‌شود. هزینه هم‌سطح شده فناوری‌های مختلف در این کشور مطابق جدول زیر در بازه ۲۸ تا ۹۵ دلار به ازای هر مگاوات ساعت برق تولیدی قرار دارد.

جدول ۲-۱۴: هزینه هم‌سطح شده فناوری‌های مختلف در چین (دلار/مگاوات ساعت)

ردیف	نوع فناوری	هزینه سرمایه	هزینه تعمیر و نگهداری	هزینه سوخت و هدررفت	اعتبار گرما (credit Heat)	هزینه هم‌سطح شده
۱	چرخه ترکیبی - توربین گازی	۹,۴	۳,۲۵	۸۲,۴۸	۰	۹۵,۱۳
۲	زغالی - پودری	۱۲,۹۶	۴,۰۷	۶۴,۵۴	۰	۸۱,۵۷
۳	هسته‌ای	۴۷,۷۶	۷,۳۲	۹,۳۳	۰	۶۴,۴
۴	خورشیدی - تجاری سقفی	۷۹,۴۳	۱۶,۲۶	۰	۰	۹۵,۶۹
۵	خورشیدی - زمینی بزرگ مقیاس	۷۱,۷۲	۱۶,۲۶	۰	۰	۸۷,۹۸
۶	بادی - ساحلی	۷۲,۵۱	۹,۷۶	۰	۰	۸۲,۲۷
۷	آبی - رودخانه‌ای	۱۷,۸۳	۱۰,۵۷	۰	۰	۲۸,۳۹

Source: Projected Costs of Generating Electricity

فصل سوم: روش شناسی

۱-۳- مقدمه

روش هزینه هم‌سطح شده تولید برق، امکان مقایسه نیروگاه‌ها و ساختار هزینه‌ای آنان را برای فناوری‌های مختلف ایجاد می‌کند. این روش نمونه‌ای خلاصه شده از هدف جهانی ایجاد امکان مقایسه انواع فناوری‌ها با یکدیگر می‌باشد. اساس این روش بر محاسبه همه هزینه‌های تجمعی ساخت و عملیات تولیدی نیروگاه، قرار دادن آنان در قالبی مشخص و قیاس مجموع آنان با کل تولید نیروگاه استوار است. نتیجه این مقایسه هزینه هم‌سطح شده برق (LCOE) را بر اساس واحد پول مورد نظر (تومان) برای هر کیلووات ساعت برق تولیدی فراهم می‌کند.

از جمله نقاط ضعف روش هزینه هم‌سطح شده، عدم توجه این روش به بهره‌وری نتولید است، البته توجه به این مسئله در حوزه اهداف هزینه هم‌سطح شده قرار نگرفته و ذکر آن از این جهت حائز اهمیت است که محققین در استفاده از آمار مربوط به این روش، برداشت اشتباه نکنند. جهت توجه به بهره‌وری قیمتی تولید برق، لازم است کلیه درآمدها و هزینه‌های نیروگاه‌های فناوری مورد نظر در نظر گرفته شده جریان‌های نقدینگی آنان مورد بررسی قرار گیرند. همچنین هزینه هم‌سطح شده عدد مناسبی برای اعمال تعرفه‌های قیمتی نیست و برای این امر لازم است عوامل تأثیرگذاری اضافی مانند قانون مالیات، قوانین مالکیت خصوصی و درآمدهای مشخص شده گرداننده در نظر گرفته شود که محاسبه هزینه هم‌سطح شده را پیچیده‌تر می‌سازد.

۲-۳- اصول مقدماتی همسان‌سازی زمانی

تغییر ارزش حقیقی پول یا به عبارت دیگر تغییر قدرت خرید پول در گذر زمان مسئله‌ای بدیهه شده است که در خصوص آن توجیحات مختلفی از جمله پیشرفت فناوری، تغییر میزان عرضه و تقاضای محصولات، تورم و ... بیان می‌شود. اجرای طرح‌های اقتصادی نیز به طور معمول بلندمدت بوده و میان زمان ساخت تا کسب درآمد از محصولات نهایی بازه زمانی نسبتاً مشخصی قرار دارد، از این رو با توجه به تغییرات زمانی، در انجام محاسبات اقتصادی لازم است پیش از اعمال ارقام به صورت خام تأثیر ناشی از گذر زمان را در آنان اعمال کرد، این مسئله به کمک روش‌هایی که در ادامه شرح داده خواهد شد، انجام شده و در اصطلاح به آن همسان‌سازی زمانی گفته می‌شود.

۱-۲-۳- ارزش حال خالص^{۱۶} (NPV)

¹⁶. Net Present Value

روش ارزش فعلی (بهای حال خالص^{۱۷}) (NPV) از اهمیت ویژه‌ای در میان روش‌های ارزیابی اقتصادی پروژه‌ها برخوردار است و در محاسبات دیگر روش‌ها نیز نقش دارد. در این روش تمام جریان‌های نقدی پیش‌بینی شده در طول عمر مفید پروژه با استفاده از حداقل نرخ جذاب سرمایه‌گذار به زمان حال تبدیل شده و از مجموع آن‌ها مازاد یا کسری نقدی پروژه به دست می‌آید. در صورتی که عدد به دست آمده مثبت باشد نشان‌دهنده این امر است که هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه و کلیه هزینه‌های سالیانه انجام شده در عمر مفید طرح توسط درآمدهای طرح پوشش داده شده و درآمد مازاد نقدی نیز ایجاد می‌گردد. ارزش خالص فعلی منفی نشان‌گر معکوس این حالت است.

مفهوم این روش یعنی محاسبه کلیه درآمدها و کلیه هزینه‌ها برای سال صفر در رابطه شماره ۳-۱، نمایان است.

$$NPV = PV_B - PV_C \quad \text{رابطه ۳-۱: محاسبه ارزش حال خالص}$$

نمایش دیگر رابطه فوق را در ادامه مشاهده می‌کنیم، که در آن B درآمد، C هزینه، i حداقل نرخ جذاب سرمایه‌گذار، t زمان و n عمر مفید پروژه می‌باشد و بر اساس آن مقدار ارزش حال محاسبه می‌گردد.

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{(B_t - C_t)}{(1+i)^t} \quad \text{رابطه ۳-۲: معادله محاسبه ارزش حال خالص}$$

به این نکته توجه شود که در رابطه شماره ۳-۲، زمان از صفر آغاز می‌شود، از این رو هزینه‌های اولیه سرمایه‌گذاری نیز در نظر گرفته شده است، در معادله‌ای مشابه، رابطه فوق از زمان ۱ تا n محاسبه شده و هزینه اولیه با نماد C یا IC جداگانه از حاصل عبارت کسر می‌گردد، که نتیجه هر دو یکسان است. همچنین برای استفاده از جداول نرخ بهره در محاسبات این روش بسته به رابطه ارزش حال با تک پرداخت آینده و پرداخت یکنواخت سالیانه به ترتیب از فرمول‌های ۳-۳ و ۳-۵ استفاده می‌گردد.

$$P = F \left(\frac{P}{F}, \%i, n \right) \quad \text{رابطه ۳-۳: رابطه نمادی استاندارد ارزش حال و ارزش آینده}$$

$$\left(\frac{P}{F}, \%i, n \right) = \frac{1}{(1+i)^n} \quad \text{رابطه ۳-۴: رابطه ریاضیاتی استاندارد ارزش حال و ارزش آینده}$$

¹⁷. Net Present Worth

رابطه ۳-۵: رابطه نمادی استاندارد ارزش حال و ارزش یکنواخت سالیانه

$$P = A \left(\frac{P}{A}, \%i, n \right)$$

رابطه ۳-۶: رابطه ریاضیاتی استاندارد ارزش حال و ارزش یکنواخت سالیانه

$$\left(\frac{P}{A}, \%i, n \right) = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}$$

تصمیم‌گیری برای اجرای طرح بر اساس NPV مطابق جدول شماره ۳-۱ می‌باشد:

جدول ۳-۱: تصمیم‌گیری بر اساس شاخص NPV

ردیف	وضعیت	تصمیم
۱	$NPV > 0$	طرح پذیرفته می‌شود
۲	$NPV < 0$	طرح رد می‌شود
۳	$NPV = 0$	بی تفاوت

در حالت سوم مزاد درآمد یا هزینه وجود ندارد، از این رو به طور کلی طرح پذیرفته می‌شود اما معمولاً در این موارد به برخی شاخص‌های مطرح شده توسط سرمایه‌گذار مراجعه شده و با بررسی آنان پذیرش یا رد پروژه تعیین می‌گردد، برای مثال ممکن است ریسک اجرای این پروژه بالا بوده و یک سرمایه ریسک‌گریز حاضر به پذیرش اجرای آن بدون سود اضافی نباشد.

۳-۲-۲- ارزش آینده خالص^{۱۸} (NFV)

این روش که به آن بهای خالص آینده^{۱۹} (NFW) نیز گفته می‌شود، کاملاً مشابه روش ارزش حال خالص است، با این تفاوت که در آن کلیه جریان‌های نقدی به سال مشخصی در آینده معادل‌سازی و مقایسه می‌شوند. در ادامه فرمول‌ها و جدول تصمیم‌گیری این روش ذکر می‌گردند.

رابطه ۳-۷: منطق محاسباتی ارزش آینده

$$NFV = FV_B - FV_C$$

رابطه ۳-۸: معادله محاسبه ارزش آینده خالص

$$NFV = \sum_{t=0}^n (B_t - C_t) \times (1+i)^{n-t}$$

رابطه نمادی و معادله ریاضیاتی ارزش آینده خالص و ارزش یکنواخت سالیانه به شرح زیر می‌باشد:

¹⁸. Net Future Value
¹⁹. Net Future Worth

$$F = A \left(\frac{F}{A}, \%i, n \right)$$

رابطه ۳-۹: رابطه نمادی استاندارد ارزش آینده خالص و ارزش یکنواخت سالیانه

$$\left(\frac{F}{A}, \%i, n \right) = \frac{(1+i)^n - 1}{i}$$

رابطه ۳-۱۰: رابطه ریاضیاتی استاندارد ارزش آینده خالص و ارزش یکنواخت سالیانه

همچنین رابطه ارزش آینده خالص و ارزش حال خالص در معکوس آنچه در بخش پیش شرح داده شده بود، می‌باشد.

$$F = P \left(\frac{F}{P}, \%i, n \right)$$

رابطه ۳-۱۱: رابطه نمادی استاندارد ارزش آینده و ارزش حال

$$\left(\frac{F}{P}, \%i, n \right) = (1+i)^n$$

رابطه ۳-۱۲: رابطه ریاضیاتی استاندارد ارزش آینده و ارزش حال

جدول شماره ۳-۲: تصمیم‌گیری بر اساس شاخص NFV

تصمیم	وضعیت	ردیف
طرح پذیرفته می‌شود	$NFV > 0$	۱
طرح رد می‌شود	$NFV < 0$	۲
بی تفاوت	$NFV = 0$	۳

مشابه ارزش حال خالص، برای ارزش ایده خالص نیز در حالت سوم مزاد درآمد یا هزینه وجود ندارد، از این رو به طور کلی طرح پذیرفته می‌شود اما معمولاً در این موارد به برخی شاخص‌های مطرح شده توسط سرمایه‌گذار مراجعه شده و با بررسی آنان پذیرش یا رد پروژه تعیین می‌گردد.

۳-۲-۳- ارزش یکنواخت سالیانه خالص^{۲۰} (NAW)

اصول علمی اجرای این روش مانند ارزش حال و آینده است، با این تفاوت که کلیه جریان‌های نقدی مثبت و منفی در طول عمر مفید پروژه به مقدار یکنواخت سالیانه تبدیل می‌شوند. منطق پذیرش یا رد طرح نیز مانند ارزش حال و آینده می‌باشد. مهم‌ترین ویژگی این روش که آن را برجسته می‌نماید، کاربرد ساده آن است. به کمک این روش در مواردی که به بررسی مقایسه‌ای برای چند پروژه می‌پردازیم، نیازی به یکسان‌سازی عمر مفید پروژه‌ها نیست و مقایسه به راحتی انجام می‌شود. (اسکونژاد، ۱۳۹۴، ص ۱۲۸)

محاسبات این روش بر اساس منطق رابطه شماره ۲-۲۶، و با استفاده از معادله ریاضیاتی شماره ۳-۱۳، انجام می‌گیرد.

²⁰. Net Annual Worth

$$NAV = AV_B - AV_C$$

رابطه ۳-۱۳: ارزش یکنواخت سالیانه خالص

$$NAV = \left(\sum_{t=0}^n \frac{(B_t - C_t)}{(1+i)^t} \right) \times \left(\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right)$$

رابطه ۳-۱۴: محاسبه ارزش یکنواخت سالیانه خالص

در خصوص استفاده از فرمول‌های مربوط به جداول نرخ بهره به ترتیب نسبت به رابطه ارزش سالیانه با تک پرداخت آینده و تک پرداخت گذشته، از روابط شماره ۳-۱۴ و ۳-۱۶، استفاده می‌گردد.

$$A = P \left(\frac{A}{P}, \%i, n \right)$$

رابطه ۳-۱۵: رابطه نمادی استاندارد ارزش یکنواخت و ارزش حال

$$\left(\frac{A}{P}, \%i, n \right) = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

رابطه ۳-۱۶: رابطه ریاضیاتی استاندارد ارزش یکنواخت و ارزش حال

$$A = F \left(\frac{A}{F}, \%i, n \right)$$

رابطه ۳-۱۷: رابطه نمادی استاندارد ارزش یکنواخت و ارزش آینده

$$\left(\frac{A}{F}, \%i, n \right) = \frac{i}{(1+i)^n - 1}$$

رابطه ۳-۱۸: رابطه ریاضیاتی استاندارد ارزش یکنواخت و ارزش آینده

همچنین چنانچه پروژه‌ها دارای هزینه اولی P ، عمر مفید n ، ارزش اسقاط SV و هزینه سالیانه A باشند مقدار هزینه یکنواخت سالیانه از سه رابطه زیر قابل محاسبه است. (اسکونژاد، ۱۳۹۴)

رابطه ۳-۱۹: محاسبه هزینه یکنواخت خالص - روش ۱

$$EUAC = P \left(\frac{A}{P}, \%i, n \right) - SV \left(\frac{A}{F}, \%i, n \right) + A$$

رابطه ۳-۲۰: محاسبه هزینه یکنواخت خالص - روش ۲

$$EUAC = \left[P - SV \left(\frac{A}{F}, \%i, n \right) \right] \left(\frac{A}{P}, \%i, n \right) + A$$

رابطه ۳-۲۱: محاسبه هزینه یکنواخت خالص - روش ۳

$$EUAC = [P - SV] \left(\frac{A}{P}, \%i, n \right) + SV(i) + A$$

آنچه تاکنون مطرح شد در خصوص روابط ارزش یکنواخت سالیانه با تک پرداخت‌های گذشته و آینده بود، مسأله‌ای که باقی مانده است نحوه برخورد با پرداخت‌های سالیانه اما نه در تمام طول عمر مفید پروژه، یا

پرداخت‌های یکنواخت اما نه به صورت سالیانه است. برای مثال ممکن است هزینه‌های تعمیر و نگهداری دستگاه‌ها هر ۵ سال یکبار صورت پذیرد یا از سال ۴ به بعد هزینه بازپرداخت وام‌های دریافتی اضافه گردد. در این موارد با توجه به اینکه دوره زمانی آن‌ها با دوره زمانی شاخص یکسان نیست، جمع زدن آنان با سایر جریان‌های نقدی نتایج بررسی را به بیراهه می‌کشاند. ساده‌ترین راه برخورد با این موارد این است که ابتدا مطابق آنچه مطرح شد، این جریان‌ها به یک تک پرداخت در زمان حال یا آینده تبدیل شده و در مرحله بعد تک پرداخت به دست آمده با استفاده از فرمول‌های مطرح شده در این بخش مطابق با دوره مورد نظر بررسی، تبدیل به پرداخت سالیانه یکنواخت شود.

تصمیم‌گیری برای پذیرش یا رد یک طرح بر اساس ارزش یکنواخت خالص مطابق جدول زیر انجام می‌شود.

جدول ۳-۳: تصمیم‌گیری بر اساس شاخص NAV

ردیف	وضعیت	تصمیم
۱	$NAV > 0$	طرح پذیرفته می‌شود
۲	$NAV < 0$	طرح رد می‌شود
۳	$NAV = 0$	بی‌تفاوت

مشابه روش‌های پیشین، برای ارزش یکنواخت خالص نیز در حالت سوم مازاد درآمد یا هزینه وجود ندارد، از این رو به طور کلی طرح پذیرفته می‌شود اما معمولاً در این موارد به برخی شاخص‌های مطرح شده توسط سرمایه‌گذار مراجعه شده و با بررسی آنان پذیرش یا رد پروژه تعیین می‌گردد. همچنین برای مقایسه میان چند طرح در حالت کلی طرحی پذیرفته می‌شود که ارزش یکنواخت خالص بیشتری داشته باشد.

۳-۲-۴- جریان‌های نقدینگی شیب‌دار

در محاسبات ارزش حال، آینده یا یکنواخت، جریان‌های نقدی که در مقاطع مختلف شکل می‌گیرند گاه دارای مبالغ یکسانی نیستند، اما در مسیر پیش‌بینی شده افزایش یا کاهش می‌یابند. این جریان‌های نقدی به جریان‌های نقدی شیب‌دار معروف هستند. این جریان‌ها به دو دسته شیب‌دار حسابی و شیب‌دار هندسی تقسیم می‌شوند.

در شیب‌دار حسابی، جریان در هر دوره به اندازه مبلغ یکسانی تغییر می‌کند (برای مثال هر دوره ۱۰۰ هزار تومان افزایش یا کاهش می‌یابد). در ادامه رابطه نمادی و ریاضیاتی استاندارد سری شیب‌دار حسابی با ارزش حال و ارزش یکنواخت مطرح می‌گردد. لازم به ذکر است این روابط به کمک روابط مطرح شده در بخش‌های پیشین قابل تبدیل به ارزش آینده نیز می‌باشند.

رابطه ۳-۲۲: ارزش حال یک سری شیب‌دار حسابی

$$P = \frac{G}{i} \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} - \frac{n}{(1+i)^n} \right]$$

رابطه ۳-۲۳: رابطه نمادی استاندارد ارزش حال جریان نقدی شیب‌دار حسابی

$$P = A \left(\frac{P}{A}, \%i, n \right) + G \left(\frac{P}{G}, \%i, n \right)$$

رابطه ۳-۲۴: رابطه ریاضیاتی سری شیب‌دار حسابی با ارزش حال

$$\left(\frac{P}{G}, \%i, n \right) = \frac{(1+i)^n - in - 1}{i^2(1+i)^n}$$

باید به این مهم توجه شود که در رابطه شماره ۳-۲۱، سری شیب‌دار مطرح شده بدون مبلغ پایه می‌باشد. همین امر در بیان رابطه سری شیب‌دار با ارزش یکنواخت نیز برجسته می‌گردد. در واقع سری شیب‌دار از دو سری یکنواخت تشکیل شده است، یکی سری یکنواخت که در طول دوره‌ها تکرار می‌شود و یکی مقدار شیبی که در هر دوره به سری اضافه می‌گردد. از این رو رابطه سری یکنواخت کل و سری یکنواخت شیب‌دار به صورت رابطه شماره ۳-۲۴، معرفی می‌گردد. تبدیل شیب حسابی جریان نقدینگی به یکنواخت سالیانه به صورت مستقیم با استفاده از رابطه ۳-۲۶، امکان‌پذیر است.

رابطه ۳-۲۵: ارزش یکنواخت، یک سری شیب‌دار حسابی

$$\bar{A}_T = A_1 + A_G$$

رابطه ۳-۲۶: رابطه نمادی استاندارد ارزش یکنواخت جریان نقدی شیب‌دار حسابی

$$A_T = A_1 + G \left(\frac{A}{G}, \%i, n \right)$$

رابطه ۳-۲۷: رابطه ریاضیاتی سری شیب‌دار حسابی با ارزش یکنواخت

$$\left(\frac{A}{G}, \%i, n \right) = \frac{1}{i} - \frac{n}{(1+i)^n - 1}$$

در شیب‌دار هندسی جریان نقدینگی در هر دوره با درصد ثابتی تغییر می‌کند، به عبارت دیگر درصدی از دوره قبل به آن اضافه یا از آن کسر می‌گردد. این نوع جریانات دارای دو نرخ می‌باشند، یکی نرخ بهره (i) و دیگری نرخ تغییر در هر دوره (g). محاسبات این نوع سری بسیار پیچیده‌تر از انواع دیگر بوده و معمولاً از روابط نمادی و جدولی برای آن استفاده نمی‌شود. در ادامه روابط ریاضیاتی سری شیب‌دار هندسی مطرح می‌گردد.

رابطه ۳-۲۸: ارزش حال یک سری شیب‌دار هندسی

$$P_g = A_1 \left[\frac{1 - \left(\frac{1+g}{1+i} \right)^n}{i-g} \right]$$

اگر $g \neq i$

$$P_g = A_1 \left[\frac{n}{1+i} \right]$$

اگر $g = i$

۳-۳- روابط محاسباتی هزینه هم سطح شده

برای محاسبه هزینه هم سطح شده تولید برق در درجه نخست لازم است کلیه هزینه‌های انجام شده و محتمل به انجام در طول زمان اجرای پروژه شناسایی شده و در محاسبات اعمال شوند. در درجه دوم متوسط تولید نیروگاه‌های فناوری مورد نظر محاسبه شده و به کمک سایر اطلاعات بدست آمده هزینه هم سطح شده محاسبه می‌گردد. شاید نخستین پرسشی که در اینجا مطرح می‌شود نحوه اعمال هزینه‌های شناسایی شده در محاسبات باشد، در حوزه مسائل ارزیابی طرح‌های اقتصادی دو مسئله مهم عبارت از همسان‌سازی نوع و همسان‌سازی زمانی هستند. در خصوص همسان‌سازی زمانی کلیه هزینه‌های انجام شده در سال‌های مختلف اجرای پروژه به کمک فرمول‌های تبدیل ارزش زمانی پول، به سال واحدی (معمولاً سال آغاز پروژه) منتقل شده و محاسبات بر این اساس انجام می‌پذیرند. به عبارت دیگر هزینه هم سطح شده عبارت است از حاصل تقسیم کل هزینه‌های طرح بر کل برق تولیدی.

توضیحات فوق را می‌توان در رابطه زیر نمایش داد. (محمودی و همکاران، ۱۳۹۴)

رابطه ۳-۲۹: هزینه هم سطح شده برق - روش ۱

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n (I_t + (O\&M)_t + F_t + C_t)}{\sum_{t=1}^n E_t}$$

در رابطه فوق t نشان دهنده سال مورد نظر است. I هزینه سرمایه‌گذاری، $O\&M$ هزینه‌های عملیاتی (بهره‌برداری، تعمیر و نگهداری)، F هزینه سوخت نیروگاه، C هزینه معادل محاسبه شده برای کربن منتشر شده و E برق تولیدی سالانه بر حسب کیلووات ساعت می‌باشد. در این رابطه مقدار تولید به سال پایه تبدیل نشده است، که به صورت صحیح‌تر لازم است این مقدار نیز مطابق رابطه ۳-۲ با استفاده از نرخ تنزیل به سال پایه تبدیل گردد.

همان‌طور که ذکر گردید محاسبات هزینه هم‌سطح شده بر اساس روش ارزش خالص حال انجام می‌گیرند. برای این امر همسان‌سازی زمانی هزینه‌های سرمایه‌گذاری و کلیه جریان‌های نقدینگی مربوط به درآمد و هزینه در طول عمر نیروگاه، بر اساس نرخ بهره مشخص و به تاریخ مشترکی انجام می‌گیرد. مقدار خالص هزینه‌ها بر مقدار خالص تولید تقسیم می‌شود.

رابطه ۳-۳: هزینه هم‌سطح شده برق - روش ۲

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \left(\frac{A_t}{(1+i)^t} \right)}{\sum_{t=1}^n \left(\frac{M_{t,el}}{(1+i)^t} \right)}$$

در رابطه فوق

LCOE هزینه هم‌سطح شده تولید برق، I_0 هزینه‌های سرمایه‌گذاری، A_t هزینه‌های سالیانه، $M_{t,el}$ مقدار تولید برق در سال مورد نظر، i نرخ بهره واقعی (درصد) و n سال‌های عمر اقتصادی نیروگاه، و t طول عمر است. (کاست و همکاران، ۲۰۱۳)

در نگاه اول تنزیل مقدار تولید در رابطه فوق چندان منطقی به نظر نمی‌رسد. اما این پیشنهاد بر اساس یک منطق حسابداری به اتکای وابستگی ضمنی مقدار تولید به هزینه‌ها و درآمدها، پیشنهاد شده است. این رابطه معتقد است تولید برق بر مبنای درآمد آن برنامه‌ریزی می‌شود و هرچه درآمد دیرتر حاصل شود، ارزش نقد آن کمتر است، پس استفاده از مقدار خام تولید در هم‌زمانی با هزینه و درآمد تنزیل شده دقت کافی را نداشته و لازم است مقدار تولید نیز تنزیل گردد. (کانستانتین، ۲۰۰۹)

۳-۳-۱- عوامل مؤثر در تعیین هزینه هم‌سطح شده

همان‌طور که در فصل گذشته توضیح داده شد هزینه‌های سالیانه نیروگاه به دو دسته ثابت و متغیر تقسیم می‌گردند. این هزینه‌ها شامل مواردی چون ساخت نیروگاه، نگهداری، خدمات، تعمیر و پرداخت‌های حق بیمه می‌شوند. هزینه‌های سالیانه از مجموع هزینه‌های ثابت و متغیر و مقادیر باقی‌مانده یا ارزش اسقاط (به عنوان عاملی مؤثر) تشکیل می‌شوند.

هزینه‌های تولید برق در نیروگاه را می‌توان به چهار دسته تقسیم کرد.

الف- هزینه سرمایه‌گذاری اولیه و هزینه‌های استهلاک

ب- هزینه تعمیر و نگهداری و هزینه‌های پرسنلی

ج- هزینه سوخت نیروگاه

د- هزینه‌های اجتماعی

الف - هزینه سرمایه‌گذاری اولیه و هزینه‌های استهلاک

هزینه سرمایه‌گذاری در یک طرح به دو بخش هزینه ثابت و سرمایه در گردش تقسیم می‌گردد. هزینه‌های ثابت نیروگاه که بر اساس هزینه‌های جزئی مربوط به آن برآورد می‌شوند شامل مواردی چون تهیه زمین، ساختمان، تجهیزات، تأسیسات و هزینه‌های مربوط به محوطه‌سازی و مشابه آن می‌شود؛ این هزینه‌ها غالباً در دوران ساخت انجام می‌شوند. به طور کلی هزینه ثابت همواره درصدی از هزینه سرمایه‌گذاری اولیه را تشکیل می‌دهد که در برخی محاسبات نیز به صورت تجربی از رقمی را برای این سهم در نظر می‌گیرند. برای مثال در پژوهش کاظمی و همکاران، ۱۳۸۴ رقم استفاده شده به دفتر برنامه‌ریزی انرژی وزارت نیرو ارجاع داده شده است.

سرمایه در گردش نیز هزینه مورد نیاز پروژه در دوران بهره‌برداری برای پوشش هزینه‌های عملیاتی تا قبل از فروش محصول می‌باشد. سرمایه در گردش معمولاً به صورت کسر کوچکی از هزینه‌های ثابت در نظر گرفته می‌شود.

(کاظمی و همکاران، ۱۳۸۴) برای محاسبه هزینه استهلاک سرمایه فرمول زیر را توصیه نموده‌اند.

رابطه ۳-۳۱: هزینه استهلاک - روش ۱

$$C_i = \left\{ \left[\frac{INV_i}{(1+r)^i} \right] - \left[\frac{SLVG}{(1+r)^{N+NbLd}} \right] \right\} \div \left\{ \sum_j \left[\frac{1}{(1+r)^i} \right] \right\}$$

در رابطه فوق پارامترهای ذکر شده به شرح زیر می‌باشند:

C_i : هزینه استهلاک سالانه

$i = 1, 2, 3, \dots, NbLd$

R : نرخ تنزیل (متفاوت برای ارزی و ریالی)

INV_i : مقدار سرمایه‌گذاری سالیانه برای ساخت نیروگاه

$SLVG$: ارزش اسقاط

$NbLd$: مدت زمان لازم برای ساخت نیروگاه

N : عمر مفید نیروگاه

$j = NbLd + 1, NbLd + 2, NbLd + 3, \dots, NbLd + N$

هزینه تولید سالیانه شامل هزینه‌های ثابت و متغیر بهره‌برداری و هزینه‌های نگهداری و جایگزینی و هزینه‌های بیمه در دوران بهره‌برداری است. هزینه بهره‌برداری و تعمیر و نگهداری به دو بخش ثابت و متغیر تقسیم می‌گردد. هزینه بهره‌برداری ثابت شامل مواردی چون هزینه پرسنل و تعمیرات دوره‌ای بوده و هزینه بهره‌برداری متغیر شامل مواردی چون هزینه تعمیرات اتفاقی و متغیر می‌شود.

رابطه ۳-۳۲: هزینه سرمایه‌گذاری

$$I_t = I_{Total} \times \frac{i + (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

I_{Total} هزینه کل سرمایه‌گذاری برای تکنولوژی تولید برق برای تمام مدت مورد استفاده از آن که معمولاً در محاسبات برحسب واحد پول بر کیلووات ارزیابی می‌گردد. برای محاسبه بخش متغیر در نیروگاه، هزینه را به ازای برق تولید شده مد نظر قرار می‌دهند، در این خصوص رابطه زیر مورد استفاده قرار می‌گیرد.

رابطه ۳-۳۳: هزینه متغیر

$$M_{var} = E_t \times m_{var}$$

که در آن m_{var} هزینه بهره‌برداری و تعمیر و نگهداری متغیر به ازای برق تولیدی (برای مثال ۱۰ تومان به ازای یک مگاوات ساعت) می‌باشد. هزینه سوخت بر مبنای راندمان نیروگاه و با استفاده از رابطه زیر محاسبه می‌گردد.

رابطه ۳-۳۴: هزینه سوخت

$$F_t = \frac{E_t}{W} \times F$$

W راندمان تبدیل انرژی (بر حسب درصد) و F بهای واحد سوخت به ازای انرژی تولید شده است.

ب- هزینه تعمیر و نگهداری و هزینه پرسنلی

(کازمی و همکاران، ۱۳۸۴) برای محاسبه هزینه‌های تعمیر و نگهداری و پرسنلی نیروگاه رابطه زیر را توصیه کرده‌اند:

رابطه ۳-۳۵: هزینه تعمیر و نگهداری و پرسنلی

$$C = \left\{ \frac{(x_d \cdot Id. 8000 + x_r \cdot Ir. 1000)}{(D. 8760)} \right\} + (c_{vd}. 80 + c_{vr})$$

در رابطه فوق

C: هزینه کل تعمیر و نگهداری و پرسنلی نیروگاه بر حسب واحد پولی (تومان) بر کیلووات ساعت

Xd: ضریب هزینه ثابت ارزی از سرمایه‌گذاری ارزی

Xr: ضریب هزینه ثابت ریالی از سرمایه‌گذاری ریالی

Id: سرمایه‌گذاری ارزی (دلار بر کیلووات ساعت)

Ir: سرمایه‌گذاری ریالی (تومان بر کیلووات ساعت)

Cvd: هزینه متغیر ارزی

Cvr: هزینه متغیر ریالی

ج - هزینه سوخت نیروگاه

در تعیین هزینه سوخت نیروگاه دو عامل دارای نقش اصلی و تأثیرگذاری بالایی هستند. راندمان نیروگاه و سوخت مورد استفاده جهت تولید برق.

برای این آیتم هزینه‌ای نیز راه‌های محاسباتی مختلفی مطرح شده است؛ برای مثال کاظمی و همکاران

۱۳۸۴ برای تعیین سوخت مورد نیاز نیروگاه‌ها رابطه زیر را به کار گرفته‌اند:

رابطه ۳-۳۶: مقدار سوخت مورد نیاز

$$Q = \frac{(3600 \times 105)}{(R \times F)}$$

در این رابطه:

Q: مقدار سوخت برای هر کیلووات ساعت برق تولیدی

R: راندمان نیروگاه بدون درصد

و F ارزش حرارتی سوخت بر اساس واحد ژول بر لیتر یا ژول بر مترمکعب تعریف شده‌اند. طبیعتاً از

حاصلضرب مقدار سوخت محاسبه شده در قیمت سوخت اعلام شده، هزینه سوخت نیروگاه برآورد می‌گردد.

با وجود موارد نمونه‌ای و خاص مانند مثال فوق، هزینه سوخت نیروگاه به طور معمول بر مبنای راندمان

نیروگاه و با استفاده از رابطه زیر محاسبه می‌گردد.

رابطه ۳-۳۷: هزینه سوخت نیروگاه بر مبنای راندمان

$$F_t = \frac{E_t}{R} \times F$$

R راندمان تبدیل انرژی (بر حسب درصد) و F بهای واحد سوخت به ازای انرژی تولید شده است.

د- هزینه‌های زیست‌محیطی

در بسیاری از پژوهش‌های انجام شده مشاهده می‌شود از این سرفصل به عنوان هزینه‌های اجتماعی نام برده می‌شود. باید این نکته را در نظر گرفت که در صورت انتخاب برچسب هزینه‌های اجتماعی برای این سرفصل لازم است هزینه‌های کیفی فراتری از هزینه‌های زیست‌محیطی برای آن در نظر گرفت. برای مثال منافع مصرف‌کنندگان از استفاده از برق، مطلوبیت کسب شده توسط افراد، کاهش یا افزایش هزینه برقراری ارتباط، آثار زیان‌بار توسعه شبکه برق برای افراد (برای مثال از بین رفت زمین‌های اشخاص یا ...) و مواردی این چنین نیز باید در نظر گرفته شود. با این وجود هزینه اجتماعی اعمال شده در محاسبات مربوط به تولید برق عموماً به هزینه‌های زیست‌محیطی محدود می‌شود که مقدار آن نیز با استفاده از روابط ریاضی و عواملی چون میزان آلاینده‌گی سوخت نیروگاه و راندمان آن براساس مصوبات پروتکل کیوتو کمی‌سازی می‌شود. در این خصوص دو روش شامل گواهی عامل انتشار و کنترل مستقیم مورد استفاده قرار می‌گیرد. در روش عامل انتشار که معمولاً بر اساس نسبت جرم آلاینده تولیدی بر محصول یا ماده اولیه بیان می‌شود. برای تخمین انتشار از رابطه زیر استفاده می‌شود.

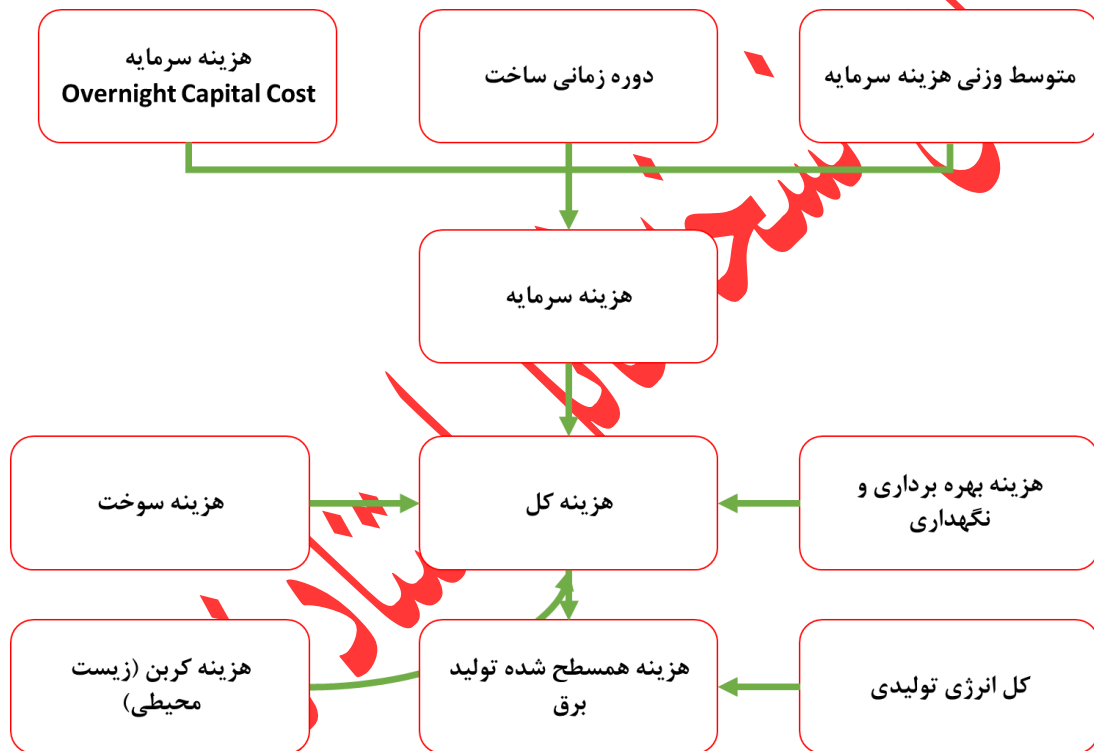
رابطه ۳-۳۸: تخمین میزان انتشار آلاینده

$$C_t = \frac{E_t}{W} \times EF_f \times Z$$

که در آن EF_f ضریب انتشار سوخت مصرفی و Z هزینه انتشار آلاینده می‌باشد. E_t نیز از حاصلضرب حداکثر ظرفیت نیروگاه برحسب مگاوات در معادل ساعت بار کامل در هر سال بر حسب ساعت محاسبه می‌گردد.

در شکل زیر فرآیند محاسبه هزینه هم‌سطح شده نشان داده می‌شود.

شکل ۳-۱: مدل مفهومی محاسبه هزینه هم‌سطح شده^{۲۱}



Source: Arizona's Solar Market Analysis, 2010

²¹ Overnight construction costs include: i) direct construction costs plus pre-construction costs, such as site licensing, including the environmental testing; ii) the indirect costs such as engineering and administrative costs that cannot be associated with a specific direct construction cost category, as well as capitalised indirect costs; iii) owners' costs include expenses incurred by the owner(s) associated with the plant and plant site, but excluding off-site, "beyond the busbar", transmission costs; and iv) contingency to account for changes in overnight cost during construction, for example 15%.

فصل چهارم: تجزیه و تحلیل داده‌ها و نتایج

۴-۱- مقدمه

در فصول گذشته مطالعات بازار، مروری بر فناوری‌های موجود و روش‌شناسی محاسبه هزینه هم‌سطح شده تولید برق انجام گردید. در فصل حاضر به بررسی نیروگاه‌های تولید برق در کشور با تفکیک به نوع فناوری آنان پرداخته خواهد شد. جهت انجام محاسبات مربوط به هزینه هم‌سطح شده اطلاعات مورد نیاز (مطابق موارد عنوان شده در فصل روش‌شناسی) از صورت‌های مالی و گزارش‌های هیئت مدیره نیروگاه‌های تولید برق و شرکت‌های برق منطقه‌ای استخراج گردیدند، همچنین در موارد لازم جمع‌آوری دیتا به صورت موردی با مراجعه به مسئولین نیروگاه مربوطه انجام گردید.

۴-۲- تفکیک فناوری‌ها و محاسبات

مطابق اطلاعات موجود، نیروگاه‌های تولید برق بر اساس فناوری تولید به هشت گروه تقسیم گردیدند. این گروه‌ها عبارت از بخاری، گازی، هسته‌ای، تولید هم‌زمان، سیکل ترکیبی، بادی، برق آبی و خورشیدی می‌باشند. برای گروه‌های مذکور متوسطی از هزینه‌های سرمایه‌گذاری تعمیرات و سوخت براساس ظرفیت نیروگاه‌ها و روابطی که در فصول پیشین شرح داده شد، مورد استفاده قرار گرفت.

۴-۲-۱- فناوری بخاری

هزینه احداث فناوری بخاری به طور متوسط برای هر کیلووات ظرفیت برابر ۸۷۵ دلار برآورده گردیده است، دوره احداث نیروگاه بخاری ۵ سال و عمر مفید نیروگاه‌های احداث شده در حدود ۴۰ سال در نظر گرفته شده است. همچنین راندمان الکتریکی نیروگاه‌ها ۴۱,۲ درصد، قابلیت دسترسی ۷۸ درصد و ضریب تولید متعارف ۶۵ درصدی در محاسبات اعمال شده‌اند.

برای تأمین سوخت نیروگاه دو سناریو در نظر گرفته شده است، نخست تأمین کل سوخت مورد نیاز از گاز، نتیجه این فرض هزینه ۵,۴ سنت برای سوخت به کار گرفته شده جهت تولید یک کیلووات ساعت برق تولیدی می‌باشد. در سناریو دوم فرض می‌شود ۸۰ درصد از هزینه سوخت توسط گاز و ۲۰ درصد آن به صورت سوخت مایع تأمین گردد، این مسئله هزینه سوخت به ازای هر کیلووات ساعت برق تولیدی را تا ۶ سنت افزایش می‌دهد.

جدول ۴-۱: مشخصات و هزینه هم‌سطح شده فناوری بخاری

۸۷۵	(دلار بر کیلووات)		هزینه احداث
۵	سال		دوره احداث
۴۰	سال		عمر مفید
۴۱,۲	درصد		راندمان الکتریکی
۶۵	درصد		ضریب تولید متعارف
۸	درصد		مصرف داخلی برق
۷,۸	درصد		خروج اضطراری
۵۶	روز		تعمیرات سالانه
۷۸	درصد		ضریب قابلیت دسترسی
۷۳۰۰	ساعت		ساعت کارکرد معادل
۱,۶	سنت بر کیلووات ساعت		هزینه سرمایه گذاری
۰,۳	سنت بر کیلووات ساعت		هزینه تعمیر و نگهداری
۵,۴	۱۰۰٪ گاز	سنت بر کیلووات ساعت	هزینه سوخت
۶	۸۰٪ گاز و ۲۰٪ سوخت مایع	سنت بر کیلووات ساعت	
۷,۳	۱۰۰٪ گاز	سنت بر کیلووات ساعت	هزینه هم‌سطح شده
۷,۹	۸۰٪ گاز و ۲۰٪ سوخت مایع	سنت بر کیلووات ساعت	

همان‌طور که در جدول شماره ۴-۱-۱ پیداست هزینه هم‌سطح شده تولید برق فناوری بخاری برای سناریو اول ۷,۳ و برای سناریو دوم ۷,۹ سنت به ازای هر کیلووات ساعت برق تولیدی محاسبه شده است.

۴-۲-۲- فناوری گازی

هزینه احداث فناوری گازی در حدود یک‌دوم فناوری بخاری بوده و به طور متوسط برای هر کیلووات ظرفیت برابر ۴۶۵ دلار برآورده گردیده است، دوره احداث نیروگاه‌های این فناوری به طور متوسط ۲ سال و عمر مفید آنان ۲۰ سال در نظر گرفته شده است. راندمان الکتریکی نیروگاه‌های گازی ۳۴,۳ درصد، قابلیت دسترسی ۸۴ درصد و ضریب تولید متعارف آنان ۴۰ درصد در محاسبات اعمال شده‌اند.

برای تأمین سوخت نیروگاه نیز مشابه فناوری بخاری، دو سناریو در نظر گرفته شده است، نخست تأمین کل سوخت مورد نیاز از گاز که نتیجه این فرض هزینه ۵,۹ سنت برای سوخت به کار گرفته شده جهت تولید یک کیلووات ساعت برق تولیدی بوده است؛ دوم تأمین ۸۰ درصد از هزینه سوخت توسط گاز و ۲۰ درصد آن توسط سوخت مایع، این سناریو هزینه سوخت به ازای هر کیلووات ساعت برق تولیدی را تا ۷,۸ سنت افزایش می‌دهد.

جدول ۴-۲ مشخصات و هزینه هم‌سطح شده فناوری گازی

۴۶۵	(دلار بر کیلووات)		هزینه احداث
۲	سال		دوره احداث
۲۰	سال		عمر مفید
۳۴,۳	درصد		راندمان الکتریکی
۴۰	درصد		ضریب تولید متعارف
۰,۵	درصد		مصرف داخلی برق
۶,۱۲	درصد		خروج اضطراری
۴۰	روز		تعمیرات سالانه
۸۴	درصد		ضریب قابلیت دسترسی
۴۱۷۱	ساعت		ساعت کارکرد معادل
۱,۷	سنت بر کیلووات ساعت		هزینه سرمایه گذاری
۰,۵	سنت بر کیلووات ساعت		هزینه تعمیر و نگهداری
۵,۹	۱۰۰٪ گاز	سنت بر کیلووات ساعت	هزینه سوخت
۷,۸	۸۰٪ گاز و ۲۰٪ سوخت مایع	سنت بر کیلووات ساعت	
۸,۱	۱۰۰٪ گاز	سنت بر کیلووات ساعت	هزینه هم‌سطح شده
۱۰	۸۰٪ گاز و ۲۰٪ سوخت مایع	سنت بر کیلووات ساعت	

مطابق نتایج بدست آمده هزینه هم‌سطح شده تولید برق فناوری گازی برای سناریو اول ۸,۱ و برای سناریو دوم ۱۰ سنت به ازای هر کیلووات ساعت برق تولیدی محاسبه شده است. پیداست هزینه هم‌سطح شده فناوری گازی در حدود ۵ درصد بیشتر از فناوری بخاری می‌باشد.

۳-۲-۴- فناوری تولید هم‌زمان

هزینه احداث فناوری تولید هم‌زمان به طور متوسط برای هر کیلووات ظرفیت برابر ۷۵۰ دلار برآورده گردیده است. دوره احداث نیروگاه‌های تولید هم‌زمان کوتاه بوده و معمولاً در حدود یک سال و حتی کمتر از آن به پایان می‌رسند، عمر مفید این نیروگاه‌ها ۲۰ سال در نظر گرفته شده است. راندمان الکتریکی تولید برق نیروگاه‌های تولید هم‌زمان ۴۰ درصد در نظر گرفته شده که در صورت در نظر گرفته بازایافت حرارتی نیروگاه تا بیش از ۸۰ درصد خواهد رسید. قابلیت دسترسی ۹۳ درصد و ضریب تولید متعارف این فناوری ۸۰ درصد در محاسبات اعمال شده‌اند.

هزینه سوخت این فناوری ۵,۱ سنت برای هر کیلووات ساعت برق تولیدی می‌باشد که با در نظر گرفتن سایر عوامل مذکور منجر به هزینه هم‌سطح شده ۷,۱ سنت بر کیلووات ساعت برای فناوری تولید هم‌زمان گردیده است.

جدول ۳-۴: مشخصات و هزینه هم‌سطح شده فناوری تولید هم‌زمان

۷۵۰	(دلار بر کیلووات)		هزینه احداث
۱	سال		دوره احداث
۲۰	سال		عمر مفید
۴۰	درصد		راندمان الکتریکی
۸۰	درصد		ضریب تولید متعارف
۲	درصد		مصرف داخلی برق
۲	درصد		خروج اضطراری
۲۰	روز		تعمیرات سالانه
۹۳	درصد		ضریب قابلیت دسترسی
۷۵۶۶	ساعت		ساعت کارکرد معادل
۱,۲	سنت بر کیلووات ساعت		هزینه سرمایه گذاری
۰,۸	سنت بر کیلووات ساعت		هزینه تعمیر و نگهداری
۵,۱	۱۰۰٪ گاز	سنت بر کیلووات ساعت	هزینه سوخت
۷,۱	۱۰۰٪ گاز	سنت بر کیلووات ساعت	هزینه هم‌سطح شده

۴-۲-۴- فناوری سیکل ترکیبی

برای احداث هر کیلووات ظرفیت تولیدی فناوری سیکل ترکیبی به طور متوسط ۶۹۰ دلار هزینه نیاز است. زمان لازم برای احداث نیروگاه ۳ سال و عمر مفید نیروگاه‌های سیکل ترکیبی ۴۰ سال می‌باشد. راندمان الکتریکی نیروگاه‌ها ۵۰ درصد، قابلیت دسترسی آنان ۸۲ درصد و ضریب تولید متعارف ۷۰ درصد در محاسبات اعمال شده‌اند.

برای تأمین سوخت نیروگاه‌های سیکل ترکیبی نیز دو سناریو در نظر گرفته شده است، نخست تأمین کل سوخت مورد نیاز از گاز که نتیجه این فرض هزینه ۴,۱ سنت برای سوخت به کار گرفته شده جهت تولید یک کیلووات ساعت برق تولیدی بوده است؛ دوم تأمین ۸۰ درصد از هزینه سوخت توسط گاز و ۲۰ درصد آن توسط سوخت مایع، این سناریو هزینه سوخت به ازای هر کیلووات ساعت برق تولیدی را با بیش از ۳۰ درصد افزایش به ۵,۴ سنت می‌رساند.

جدول ۴-۴: مشخصات و هزینه هم‌سطح شده فناوری سیکل ترکیبی

۶۹۰	(دلار بر کیلووات)		هزینه احداث
۳	سال		دوره احداث
۴۰	سال		عمر مفید
۵۰	درصد		راندمان الکتریکی
۷۰	درصد		ضریب تولید متعارف
۲	درصد		مصرف داخلی برق
۶,۷۴	درصد		خروج اضطراری
۴۳	روز		تعمیرات سالانه
۸۲	درصد		ضریب قابلیت دسترسی
۷۴۷۸	ساعت		ساعت کارکرد معادل
۱,۲	سنت بر کیلووات ساعت		هزینه سرمایه گذاری
۰,۳	سنت بر کیلووات ساعت		هزینه تعمیر و نگهداری
۴,۱	سنت بر کیلووات ساعت		هزینه سوخت
۵,۴	سنت بر کیلووات ساعت		
۵,۶	سنت بر کیلووات ساعت		هزینه هم‌سطح شده
۶,۹	سنت بر کیلووات ساعت		

مطابق نتایج بدست آمده هزینه هم‌سطح شده تولید برق فناوری سیکل ترکیبی در صورتی که سوخت به صورت کامل از گاز تأمین شود ۵,۶ سنت و در صورتی که ۲۰ درصد از سوخت مایع باشد ۶,۹ سنت به ازای هر کیلووات ساعت برق تولیدی می‌باشد.

۴-۲-۵- فناوری بادی

برای احداث هر کیلووات ظرفیت تولیدی فناوری بادی به طور متوسط ۱۴۰۰ دلار هزینه نیاز است. زمان لازم برای احداث نیروگاه کوتاه و در حدود ۱ سال بوده و عمر مفید نیروگاه‌های بادی ۴۰ سال برآورد می‌شود. با توجه به عدم مصرف سوخت در فناوری بادی طبیعتاً راندمان الکتریکی در این فناوری مطرح نمی‌باشد، قابلیت دسترسی نیروگاه ۹۷ درصد و ضریب تولید متعارف تنها ۳۰ درصد می‌باشند.

جدول ۴-۵: مشخصات و هزینه هم‌سطح شده فناوری بادی

۱۴۰۰	(دلار بر کیلووات)	هزینه احداث
۱	سال	دوره احداث
۲۰	سال	عمر مفید
-	درصد	راندمان الکتریکی
۳۰	درصد	ضریب تولید متعارف
۱,۵	درصد	مصرف داخلی برق
۰,۳	درصد	خروج اضطراری
۶	روز	تعمیرات سالانه
۹۷	درصد	ضریب قابلیت دسترسی
-	ساعت	ساعت کارکرد معادل
۵,۷	سنت بر کیلووات ساعت	هزینه سرمایه گذاری
۰,۸۲	سنت بر کیلووات ساعت	هزینه تعمیر و نگهداری
۶,۵۲	سنت بر کیلووات ساعت	هزینه هم‌سطح شده

مطابق نتایج بدست آمده هزینه هم‌سطح شده تولید برق با استفاده از فناوری بادی به ازای هر کیلووات ساعت برق تولیدی برابر ۶,۵۲ سنت می‌باشد.

۴-۲-۶- فناوری برق آبی

هزینه احداث فناوری برق آبی به طور متوسط برای هر کیلووات ظرفیت برابر ۷۵۰ دلار برآورده گردیده است، دوره احداث نیروگاه‌های برق آبی هفت سال و عمر مفید آنان ۵۰ سال در نظر گرفته شده است. راندمان الکتریکی نیروگاه‌های برق آبی با توجه به تأمین انرژی نیروگاه توسط جابجایی آب و عدم استفاده از سوخت از موضوعیت چندانی برخوردار نیست. ضریب قابلیت دسترسی نیروگاه ۹۴ درصد و ضریب تولید متعارف این فناوری تنها ۱۷ درصد می‌باشد.

جدول ۴-۶: مشخصات و هزینه هم‌سطح شده فناوری برق آبی

۷۵۰	(دلار بر کیلووات)	هزینه احداث
۷	سال	دوره احداث
۵۰	سال	عمر مفید
-	درصد	راندمان الکتریکی
۱۷	درصد	ضریب تولید متعارف
۰,۳	درصد	مصرف داخلی برق
۱,۶۴	درصد	خروج اضطراری
۱۵	روز	تعمیرات سالانه
۹۴	درصد	ضریب قابلیت دسترسی
-	ساعت	ساعت کارکرد معادل
۵,۳	سنت بر کیلووات ساعت	هزینه سرمایه گذاری
۰,۱۲	سنت بر کیلووات ساعت	هزینه تعمیر و نگهداری
۵,۴	سنت بر کیلووات ساعت	هزینه هم‌سطح شده

محاسبات نشان دهنده هزینه هم‌سطح شده ۵,۴ سنت به ازای هر کیلووات ساعت برق تولیدی در فناوری برق آبی می‌باشند.

۴-۲-۷- فناوری خورشیدی

احداث هر کیلووات ظرفیت فناوری خورشیدی به طور متوسط ۱۷۰۰ دلار هزینه به دنبال دارد که یکی از پرهزینه‌ترین فناوری‌های تولید برق از منظر هزینه احداث محسوب می‌شود؛ در سمت مقابل دوره احداث نیروگاه‌های خورشیدی کوتاه و در حدود یک سال می‌باشد. عمر مفید این نیروگاه ۲۰ سال برآورد شده است. راندمان الکتریکی نیروگاه‌های خورشیدی مشابه نیروگاه‌های برق بادی و برق آبی با توجه به عدم مصرف سوخت موضوعیت نخواهد داشت. ضریب قابلیت دسترسی نیروگاه ۹۸ درصد و ضریب تولید متعارف آن به طور متوسط ۱۸ درصد می‌باشد.

جدول ۴-۷: مشخصات و هزینه هم‌سطح شده فناوری خورشیدی

۱۷۰۰	(دلار بر کیلووات)	هزینه احداث
۱	سال	دوره احداث
۲۰	سال	عمر مفید
-	درصد	راندمان الکتریکی
۱۸	درصد	ضریب تولید متعارف
۰,۳	درصد	مصرف داخلی برق
۰,۱	درصد	خروج اضطراری
۷	روز	تعمیرات سالانه
۹۸	درصد	ضریب قابلیت دسترسی
-	ساعت	ساعت کارکرد معادل
۱۱,۵	سنت بر کیلووات ساعت	هزینه سرمایه گذاری
۰,۷۹	سنت بر کیلووات ساعت	هزینه تعمیر و نگهداری
۱۲,۲۹	سنت بر کیلووات ساعت	هزینه هم‌سطح شده

بالاترین هزینه هم‌سطح شده تولید برق در میان فناوری‌های مورد بررسی نیز به برق خورشیدی تعلق داشته که به ازای هر کیلووات ساعت برق تولیدی ۱۲,۲۹ سنت محاسبه شده است.

۴-۲-۸- فناوری هسته‌ای

برای احداث هر کیلووات ظرفیت تولیدی فناوری هسته‌ای به طور متوسط ۴۴۰۰ دلار هزینه نیاز است که در میان فناوری‌های مورد بررسی بالاترین سطح هزینه احداث را به خود اختصاص داده است. زمان لازم برای احداث نیروگاه ۸ سال در نظر گرفته شده که شرایط ویژه این فناوری و شرایط حاکم بر اقتصاد ایران سبب شده این رقم هرگز تحقق نیابد؛ عمر مفید نیروگاه‌های هسته‌ای ۵۰ سال می‌باشد. ضریب قابلیت دسترسی آنان ۸۳ درصد و ضریب تولید متعارف ۷۰ درصد در محاسبات اعمال شده‌اند.

جدول ۴-۸: مشخصات و هزینه هم‌سطح شده فناوری هسته‌ای

۴۴۰۰	(دلار بر کیلووات)	هزینه احداث
۸	سال	دوره احداث
۵۰	سال	عمر مفید
-	درصد	راندمان الکتریکی
۸۰	درصد	ضریب تولید متعارف
۹	درصد	مصرف داخلی برق
۵	درصد	خروج اضطراری
۴۵	روز	تعمیرات سالانه
۸۳	درصد	ضریب قابلیت دسترسی
۸۰۰۰	ساعت	ساعت کارکرد معادل
۷,۶	سنت بر کیلووات ساعت	هزینه سرمایه گذاری
۱,۳۴	سنت بر کیلووات ساعت	هزینه تعمیر و نگهداری
۸,۹۴	سنت بر کیلووات ساعت	هزینه هم‌سطح شده

هزینه هم‌سطح شده تولید برق فناوری هسته‌ای ۸,۹۴ سنت به ازای هر کیلووات ساعت برق تولیدی محاسبه شده است.

۳-۴- تحلیل حساسیت

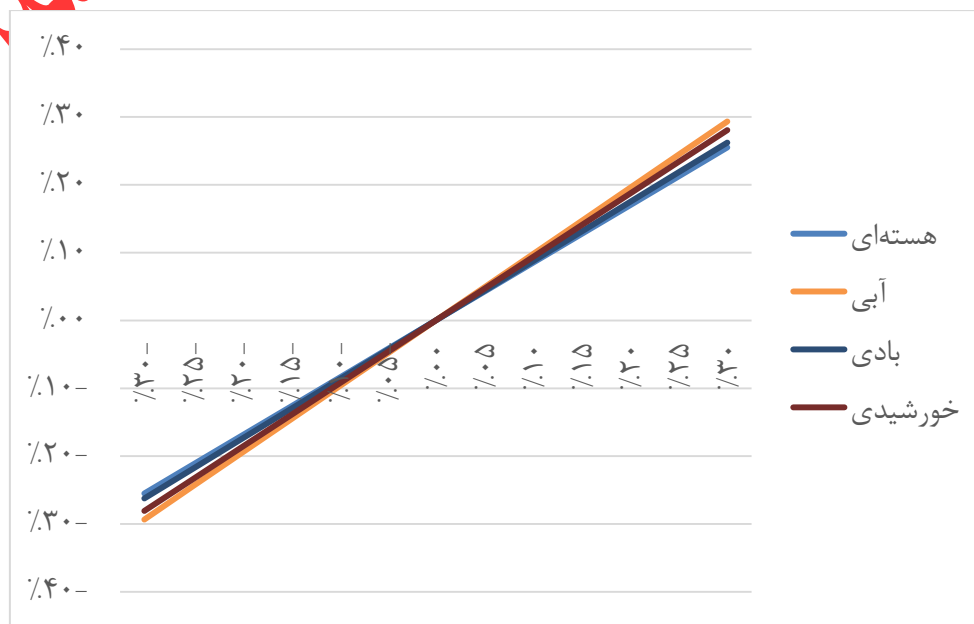
با توجه به عدم قطعیت پیش‌بینی در خصوص آینده و احتمال وجود تغییرات در اعداد محاسباتی سنجش حساسیت نتایج بدست آمده به تغییرات احتمالی عوامل موثر از اهمیت بالایی برخوردار است. در این خصوص تغییرات سه عامل هزینه احداث، راندمان الکتریکی و هزینه تعمیر و نگهداری نیروگاه‌ها مد نظر قرار گرفته است. از دیگر عوامل مهم برای پیش‌بینی تغییرات آینده دوره احداث و عمر مفید نیروگاه می‌باشد که با توجه به عدم دسترسی به اطلاعات دقیق جریان نقدینگی نیروگاه‌ها انجام تحلیل حساسیت دقیق برای دو عامل مذکور مقدور نبوده و در صورت امکان در گزارشات بعدی انجام و به متن نهایی گزارش اضافه خواهند شد. برای عوامل تأثیرگذار ۶۰ درصد تغییرات شامل بازه ۳۰- تا ۳۰+ درصد در نظر گرفته شده است.

۴-۳-۱- حساسیت هزینه احداث

برای انجام تحلیل حساسیت فناوری‌های مورد نظر به دو دسته نوین و سنتی تقسیم شدند. گروه اول شامل فناوری‌های هسته‌ای، آبی، بادی و خورشیدی و گروه دوم شامل فناوری‌های گازی، بخاری، سیکل ترکیبی و تولید همزمان می‌باشند.

بررسی‌ها نشان می‌دهد تغییر هزینه احداث نیروگاه به صورت مستقیم و خطی هزینه هم‌سطح شده تولید برق را تحت تأثیر قرار می‌دهند. در شکل ۴-۱، میزان تغییر هزینه هم‌سطح شده فناوری‌های نوین در نتیجه تغییر در هزینه احداث مشاهده می‌شود. همانطور که پیداست تأثیر پذیری فناوری آبی و سپس خورشیدی بیش از دو فناوری دیگر است.

شکل ۴-۱: حساسیت فناوری‌های نوین تولید برق به هزینه احداث



منبع: یافته‌های پژوهش

در جدول زیر مقدار جدید هزینه احداث بعد از اعمال تغییر و در نتیجه آن هزینه هم‌سطح شده جدید برای فناوری هسته‌ای ذکر شده است. ستون آخر مربوط به میزان تغییر در هزینه هم‌سطح شده می‌باشد که در نمودار پیشین به تصویر کشیده شده است. ملاحظه می‌گردد به ازای هر ۵ درصد کاهش یا افزایش در هزینه احداث هزینه هم‌سطح شده فناوری هسته‌ای ۴,۲۵ درصد کاهش یا افزایش می‌یابد در نتیجه با افزایش ۳۰ درصدی هزینه احداث هزینه هم‌سطح شده ۲۵,۵ درصد افزایش خواهد یافت.

جدول ۴-۹: حساسیت فناوری هسته‌ای به هزینه احداث

ردیف	میزان تغییر	هزینه احداث جدید	هزینه هم‌سطح شده جدید	تغییر در هزینه هم‌سطح شده
۱	٪-۳۰	۵,۶	۶,۶۶	٪-۲۵,۵۰
۲	٪-۲۵	۶	۷,۰۴	٪-۲۱,۲۵
۳	٪-۲۰	۶,۴	۷,۴۲	٪-۱۷,۰۰
۴	٪-۱۵	۶,۸	۷,۸	٪-۱۲,۷۵
۵	٪-۱۰	۷,۲	۸,۱۸	٪-۸,۵۰
۶	٪-۵	۷,۶	۸,۵۶	٪-۴,۲۵
۷	٪۰	۸	۸,۹۴	٪۰,۰۰
۸	٪۰,۵	۸,۴	۹,۳۲	٪۴,۲۵
۹	٪۱,۰	۸,۸	۹,۷	٪۸,۵۰
۱۰	٪۱,۵	۹,۲	۱۰,۰۸	٪۱۲,۷۵
۱۱	٪۲,۰	۹,۶	۱۰,۴۶	٪۱۷,۰۰
۱۲	٪۲,۵	۱۰	۱۰,۸۴	٪۲۱,۲۵
۱۳	٪۳,۰	۱۰,۴	۱۱,۲۲	٪۲۵,۵۰

جدول ۴-۱۰، حساسیت فناوری آبی به تغییرات در هزینه احداث را نشان می‌دهد. ملاحظه می‌شود تغییر هزینه احداث در این فناوری تقریباً به صورت کامل به هزینه هم‌سطح شده منتقل شده و به ازای ۵ درصد تغییر در هزینه احداث هزینه هم‌سطح شده حدود ۴,۹ درصد تغییر می‌کند. بدین ترتیب با افزایش ۳۰ درصدی در هزینه احداث یک نیروگاه برق آبی انتظار می‌رود هزینه هم‌سطح شده تولید برق ۲۹,۳۴ درصد افزایش یابد. که نشان دهنده حساسیت بیشتر این فناوری نسبت به فناوری هسته‌ای به هزینه احداث می‌باشد.

جدول ۴-۱۰: حساسیت فناوری برق آبی به هزینه احداث

ردیف	میزان تغییر	هزینه احداث جدید	هزینه هم‌سطح شده جدید	تغییر در هزینه هم‌سطح شده
۱	٪-۳۰	۴,۹	۳,۸۳	٪-۲۹,۳۴
۲	٪-۲۵	۵,۲۵	۴,۰۹۵	٪-۲۴,۴۵
۳	٪-۲۰	۵,۶	۴,۳۶	٪-۱۹,۵۶
۴	٪-۱۵	۵,۹۵	۴,۶۲۵	٪-۱۴,۶۷
۵	٪-۱۰	۶,۳	۴,۸۹	٪-۹,۷۸
۶	٪-۵	۶,۶۵	۵,۱۵۵	٪-۴,۸۹
۷	٪۰	۷	۵,۴۲	٪۰,۰۰
۸	٪۵	۷,۳۵	۵,۶۸۵	٪۴,۸۹
۹	٪۱۰	۷,۷	۵,۹۵	٪۹,۷۸
۱۰	٪۱۵	۸,۰۵	۶,۲۱۵	٪۱۴,۶۷
۱۱	٪۲۰	۸,۴	۶,۴۸	٪۱۹,۵۶
۱۲	٪۲۵	۸,۷۵	۶,۷۴۵	٪۲۴,۴۵
۱۳	٪۳۰	۹,۱	۷,۰۱	٪۲۹,۳۴

جدول بعد حساسیت فناوری بادی نسبت به تغییرات هزینه احداث را نشان می‌دهد. همان‌طور که پیداست به ازای هر ۵ درصد تغییر در هزینه احداث، هزینه هم‌سطح شده در حدود ۴,۳۷ درصد تغییر می‌کند. بدین ترتیب فناوری بادی کمتر از برق آبی و بیشتر از هسته‌ای به هزینه احداث وابسته بوده و انتظار می‌رود با ۳۰ درصد افزایش هزینه احداث، هزینه هم‌سطح شده از ۶,۵۲ به ۸,۲۳ سنت رسیده و افزایش ۲۶,۲ درصدی را تجربه کند.

جدول ۴-۱۱: حساسیت فناوری بادی به هزینه احداث

ردیف	میزان تغییر	هزینه احداث جدید	هزینه هم‌سطح شده جدید	تغییر در هزینه هم‌سطح شده
۱	٪-۳۰	۰,۷	۴,۸۱	٪-۲۶,۲۳
۲	٪-۲۵	۰,۷۵	۵,۰۹۵	٪-۲۱,۸۶
۳	٪-۲۰	۰,۸	۵,۳۸	٪-۱۷,۴۸
۴	٪-۱۵	۰,۸۵	۵,۶۶۵	٪-۱۳,۱۱
۵	٪-۱۰	۰,۹	۵,۹۵	٪-۸,۷۴
۶	٪-۵	۰,۹۵	۶,۲۳۵	٪-۴,۳۷
۷	٪۰	۱	۶,۵۲	٪۰,۰۰
۸	٪۵	۱,۰۵	۶,۸۰۵	٪۴,۳۷
۹	٪۱۰	۱,۱	۷,۰۹	٪۸,۷۴
۱۰	٪۱۵	۱,۱۵	۷,۳۷۵	٪۱۳,۱۱
۱۱	٪۲۰	۱,۲	۷,۶۶	٪۱۷,۴۸
۱۲	٪۲۵	۱,۲۵	۷,۹۴۵	٪۲۱,۸۶
۱۳	٪۳۰	۱,۳	۸,۲۳	٪۲۶,۲۳

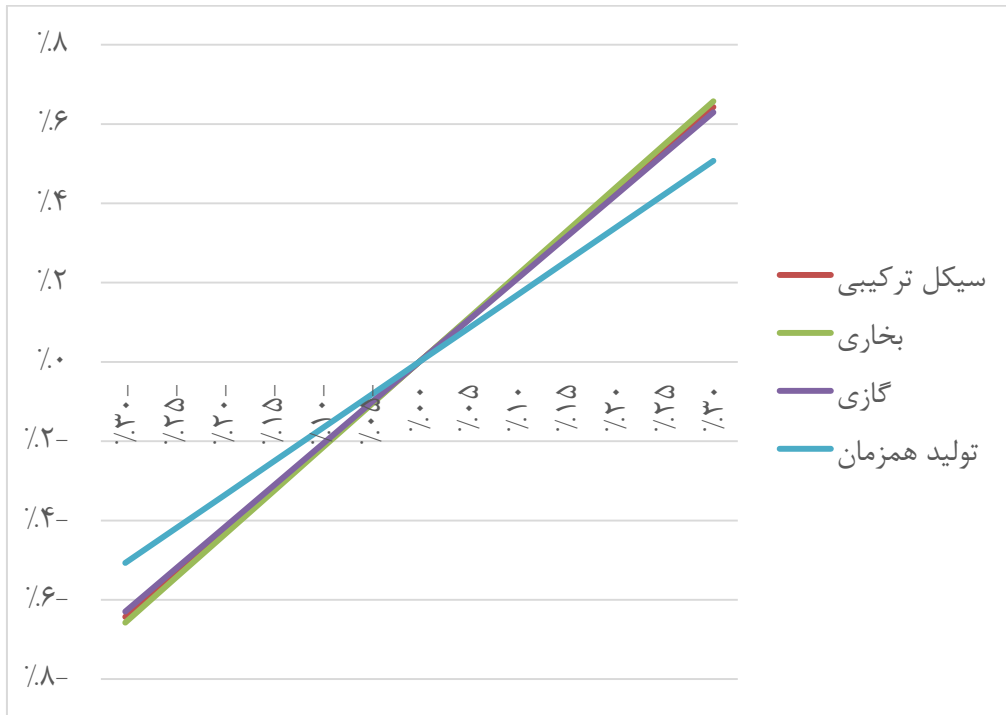
تغییر هزینه احداث بر فناوری خورشیدی نیز تأثیری خطی و مستقیم به دنبال دارد. در جدول زیر مشاهده می‌گردد به ازای هر ۵ درصد تغییر در هزینه احداث هزینه هم سطح شده ۴,۶۸ درصد تغییر می‌کند. بنابراین در صورت افزایش ۳۰ درصدی در هزینه احداث نیروگاه هزینه هم سطح شده بیش از ۲۸ درصد افزایش خواهد یافت.

جدول ۴-۱۲: حساسیت فناوری خورشیدی به هزینه احداث

ردیف	میزان تغییر	هزینه احداث جدید	هزینه هم سطح شده جدید	تغییر در هزینه هم سطح شده
۱	٪-۳۰	۰,۷	۸,۸۴	٪-۲۸,۰۷
۲	٪-۲۵	۰,۷۵	۹,۴۱۵	٪-۲۳,۳۹
۳	٪-۲۰	۰,۸	۹,۹۹	٪-۱۸,۷۱
۴	٪-۱۵	۰,۸۵	۱۰,۵۶۵	٪-۱۴,۰۴
۵	٪-۱۰	۰,۹	۱۱,۱۴	٪-۹,۳۶
۶	٪-۵	۰,۹۵	۱۱,۷۱۵	٪-۴,۶۸
۷	٪۰	۱	۱۲,۲۹	٪۰,۰۰
۸	٪۵	۱,۰۵	۱۲,۸۶۵	٪۴,۶۸
۹	٪۱۰	۱,۱	۱۳,۴۴	٪۹,۳۶
۱۰	٪۱۵	۱,۱۵	۱۴,۰۱۵	٪۱۴,۰۴
۱۱	٪۲۰	۱,۲	۱۴,۵۹	٪۱۸,۷۱
۱۲	٪۲۵	۱,۲۵	۱۵,۱۶۵	٪۲۳,۳۹
۱۳	٪۳۰	۱,۳	۱۵,۷۴	٪۲۸,۰۷

در شکل بعد حساسیت هزینه هم سطح شده تولید برق فناوری‌های سنتی به هزینه احداث آنان مشاهده می‌گردد. رابطه هزینه احداث و هزینه هم سطح شده برای فناوری‌های سنتی نیز به صورت مستقیم و خطی بوده و شیب کمتر نمودارهای آنان نسبت به فناوری‌های آنان به خوبی گویای تأثیر پذیری کمتر نسبت به هزینه احداث می‌باشد.

شکل ۴-۲: حساسیت فناوری‌های سنتی تولید برق به هزینه احداث



منبع: یافته‌های پژوهش

همانطور که در نمودار فوق پیداست در میان ۴ فناوری مورد نظر کمترین تأثیر پذیری متعلق به تولید هم‌زمان و بیشترین تأثیرپذیری متعلق به بخاری می‌باشد. در ادامه اطلاعات مربوط به تغییرات هر فناوری به صورت جداگانه بررسی می‌گردد.

افزایش ۳۰ درصدی هزینه احداث فناوری سیکل ترکیبی منجر به افزایشی در حدود ۶,۵ درصد در هزینه هم‌سطح شده می‌شود. به عبارت دیگر به ازای هر ۵ درصد تغییر در هزینه احداث نیروگاه، هزینه هم‌سطح شده ۱,۰۷ درصد تغییر می‌یابد. نتایج هزینه هم‌سطح شده جدید و میزان تغییر در آن متأثر از تغییر در هزینه احداث در جدول زیر مشاهده می‌گردد.

جدول ۴-۱۳: حساسیت فناوری سیکل ترکیبی به هزینه احداث

ردیف	میزان تغییر	هزینه احداث جدید	هزینه هم‌سطح شده جدید	تغییر در هزینه هم‌سطح شده
۱	٪-۳۰	۲,۱	۵,۲۴	٪-۶,۴۳
۲	٪-۲۵	۲,۲۵	۵,۳۰	٪-۵,۳۶
۳	٪-۲۰	۲,۴	۵,۳۶	٪-۴,۲۹
۴	٪-۱۵	۲,۵۵	۵,۴۲	٪-۳,۲۱
۵	٪-۱۰	۲,۷	۵,۴۸	٪-۲,۱۴
۶	٪-۵	۲,۸۵	۵,۵۴	٪-۱,۰۷
۷	٪۰	۳	۵,۶۰	٪۰,۰۰
۸	٪۵	۳,۱۵	۵,۶۶	٪۱,۰۷
۹	٪۱۰	۳,۳	۵,۷۲	٪۲,۱۴
۱۰	٪۱۵	۳,۴۵	۵,۷۸	٪۳,۲۱
۱۱	٪۲۰	۳,۶	۵,۸۴	٪۴,۲۹
۱۲	٪۲۵	۳,۷۵	۵,۹۰	٪۵,۳۶
۱۳	٪۳۰	۳,۹	۵,۹۶	٪۶,۴۳

جدول ۴-۱۴، حساسیت فناوری بخاری به تغییرات در هزینه احداث را نشان می‌دهد. ملاحظه می‌شود تغییر هزینه احداث در این فناوری نیز مشابه فناوری سیکل ترکیبی با ضریب حدودی یک‌پنجم بر هزینه هم‌سطح شده تأثیر می‌گذارد. به عبارت دیگر به ازای ۵ درصد تغییر در هزینه احداث هزینه هم‌سطح شده فناوری بخاری ۱٫۱ درصد تغییر می‌کند. بدین ترتیب با افزایش ۳۰ درصدی در هزینه احداث یک نیروگاه بخاری انتظار می‌رود هزینه هم‌سطح شده تولید برق افزایش ۶٫۶ درصدی را تجربه کند.

جدول ۴-۱۴: حساسیت فناوری بخاری به هزینه احداث

ردیف	میزان تغییر	هزینه احداث جدید	هزینه هم‌سطح شده جدید	تغییر در هزینه هم‌سطح شده
۱	٪-۳۰	۳٫۵	۶٫۸۲	٪-۶٫۵۸
۲	٪-۲۵	۳٫۷۵	۶٫۹	٪-۵٫۴۸
۳	٪-۲۰	۴	۶٫۹۸	٪-۴٫۳۸
۴	٪-۱۵	۴٫۲۵	۷٫۰۶	٪-۳٫۲۹
۵	٪-۱۰	۴٫۵	۷٫۱۴	٪-۲٫۱۹
۶	٪-۵	۴٫۷۵	۷٫۲۲	٪-۱٫۱۰
۷	٪۰	۵	۷٫۳	٪۰٫۰۰
۸	٪۰٫۵	۵٫۲۵	۷٫۳۸	٪۱٫۱۰
۹	٪۱۰	۵٫۵	۷٫۴۶	٪۲٫۱۹
۱۰	٪۱۵	۵٫۷۵	۷٫۵۴	٪۳٫۲۹
۱۱	٪۲۰	۶	۷٫۶۲	٪۴٫۳۸
۱۲	٪۲۵	۶٫۲۵	۷٫۷	٪۵٫۴۸
۱۳	٪۳۰	۶٫۵	۷٫۷۸	٪۶٫۵۸

تأثیرپذیری فناوری گازی از هزینه احداث نیز مشابه دیگر فناوری‌های سنتی با ضریب حدودی یک پنجم رخ می‌دهد، هزینه هم‌سطح شده برق تولیدی نیروگاه‌های گازی به ازای هر ۵ درصد تغییر در هزینه احداث ۱,۰۵ درصد تغییر می‌یابد که منجر به تغییر ۶,۳ درصدی در حد بررسی تحلیل حساسیت این طرح می‌شود. تغییرات مذکور و نتایج آن در جدول زیر مشاهده می‌گردد.

جدول ۴-۱۵: حساسیت فناوری گازی به هزینه احداث

ردیف	میزان تغییر	هزینه احداث جدید	هزینه هم‌سطح شده جدید	تغییر در هزینه هم‌سطح شده
۱	٪-۳۰	۱,۴	۷,۵۹	٪-۶,۳۰
۲	٪-۲۵	۱,۵	۷,۶۷۵	٪-۵,۲۵
۳	٪-۲۰	۱,۶	۷,۷۶	٪-۴,۲۰
۴	٪-۱۵	۱,۷	۷,۸۴۵	٪-۳,۱۵
۵	٪-۱۰	۱,۸	۷,۹۳	٪-۲,۱۰
۶	٪-۵	۱,۹	۸,۰۱۵	٪-۱,۰۵
۷	٪۰	۲	۸,۱	٪۰,۰۰
۸	٪۰,۵	۲,۱	۸,۱۸۵	٪۱,۰۵
۹	٪۱,۰	۲,۲	۸,۲۷	٪۲,۱۰
۱۰	٪۱,۵	۲,۳	۸,۳۵۵	٪۳,۱۵
۱۱	٪۲,۰	۲,۴	۸,۴۴	٪۴,۲۰
۱۲	٪۲,۵	۲,۵	۸,۵۲۵	٪۵,۲۵
۱۳	٪۳,۰	۲,۶	۸,۶۱	٪۶,۳۰

جدول ۴-۱۶، حساسیت فناوری تولید همزمان به تغییرات در هزینه احداث را نشان می‌دهد. تأثیر پذیری این فناوری نسبت به سه فناوری پیشین کمتر بوده و و به ازای هر ۵ درصد تغییر در هزینه احداث هزینه هم‌سطح شده حدود ۰,۸۵ درصد تغییر می‌کند. بدین ترتیب با افزایش ۳۰ درصدی در هزینه احداث یک نیروگاه تولید همزمان، هزینه هم‌سطح شده نهایی تنها ۵ درصد افزایش خواهد یافت.

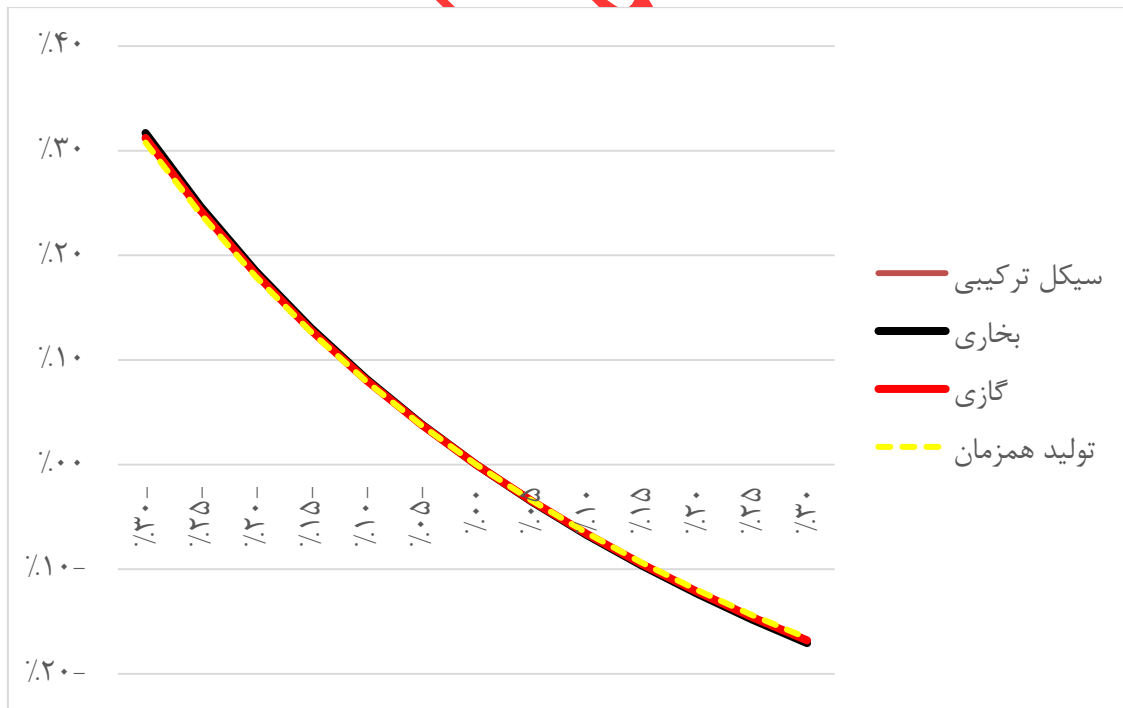
جدول ۴-۱۶: حساسیت فناوری تولید همزمان به هزینه احداث

ردیف	میزان تغییر	هزینه احداث جدید	هزینه هم‌سطح شده جدید	تغییر در هزینه هم‌سطح شده
۱	٪-۳۰	۰,۷	۶,۷۴	٪-۵,۰۷
۲	٪-۲۵	۰,۷۵	۶,۸	٪-۴,۲۳
۳	٪-۲۰	۰,۸	۶,۸۶	٪-۳,۳۸
۴	٪-۱۵	۰,۸۵	۶,۹۲	٪-۲,۵۴
۵	٪-۱۰	۰,۹	۶,۹۸	٪-۱,۶۹
۶	٪-۵	۰,۹۵	۷,۰۴	٪-۰,۸۵
۷	٪۰	۱	۷,۱	٪۰,۰۰
۸	٪۵	۱,۰۵	۷,۱۶	٪۰,۸۵
۹	٪۱۰	۱,۱	۷,۲۲	٪۱,۶۹
۱۰	٪۱۵	۱,۱۵	۷,۲۸	٪۲,۵۴
۱۱	٪۲۰	۱,۲	۷,۳۴	٪۳,۳۸
۱۲	٪۲۵	۱,۲۵	۷,۴	٪۴,۲۳
۱۳	٪۳۰	۱,۳	۷,۴۶	٪۵,۰۷

۴-۳-۲- حساسیت راندمان الکتریکی

راندمان الکتریکی نیروگاه از طریق تأثیر بر مصرف سوخت بر هزینه هم‌سطح شده تولید برق تأثیر می‌گذارد. با توجه به این مسئله به طور طبیعی مسئله راندمان برای نیروگاه‌هایی چون خورشیدی و بادی موضوعیت ندارد. همان‌طور که در شکل زیر مشاهده می‌شود رابطه راندمان الکتریکی و هزینه هم‌سطح شده برای فناوری‌های سنتی به صورت معکوس غیر خطی برقرار است. با افزایش راندمان الکتریکی مصرف سوخت نیروگاه کاهش یافته و منجر به کاهش هزینه هم‌سطح شده می‌گردد. در میان فناوری‌های مورد بررسی تأثیرپذیری از تغییرات راندمان تقریباً یکسان بوده و بازه ۲۰- تا ۳۰+ درصد را شامل می‌شود.

شکل ۴-۳: حساسیت فناوری‌های سنتی تولید برق به راندمان الکتریکی



تغییر راندمان الکتریکی بر هزینه هم‌سطح شده فناوری سیکل ترکیبی به صورت غیر خطی صورت می‌پذیرد، همان‌طور که در جدول زیر مشاهده می‌شود به ازای افزایش ۵ درصدی در راندمان هزینه هم‌سطح شده نهایی ۳,۴۹ درصد کاهش یافته و به ۵,۴ سنت به ازای هر کیلووات ساعت می‌رسد. در بازه مورد بررسی افزایش ۳۰ درصدی راندمان منجر به کاهش حدودی ۱۷ درصدی و کاهش ۳۰ درصدی راندمان منجر به افزایش حدودی ۳۱ درصد از هزینه هم‌سطح شده تولید برق فناوری سیکل ترکیبی می‌گردد.

جدول ۴-۱۷: حساسیت فناوری سیکل ترکیبی به راندمان الکتریکی

ردیف	میزان تغییر	راندمان جدید	هزینه هم‌سطح شده جدید	تغییر در هزینه هم‌سطح شده
۱	٪-۳۰	٪۳۵,۰	۷,۳۵۷	٪۳۱,۳۸
۲	٪-۲۵	٪۳۷,۵	۶,۹۶۷	٪۲۴,۴۰
۳	٪-۲۰	٪۴۰,۰	۶,۶۲۵	٪۱۸,۳۰
۴	٪-۱۵	٪۴۲,۵	۶,۳۲۴	٪۱۲,۹۲
۵	٪-۱۰	٪۴۵,۰	۶,۰۵۶	٪۸,۱۳
۶	٪-۵	٪۴۷,۵	۵,۸۱۶	٪۳,۸۵
۷	٪۰	٪۵۰,۰	۵,۶۰۰	٪۰,۰۰
۸	٪۵	٪۵۲,۵	۵,۴۰۵	٪-۳,۴۹
۹	٪۱۰	٪۵۵,۰	۵,۲۲۷	٪-۶,۶۶
۱۰	٪۱۵	٪۵۷,۵	۵,۰۶۵	٪-۹,۵۵
۱۱	٪۲۰	٪۶۰,۰	۴,۹۱۷	٪-۱۲,۲۰
۱۲	٪۲۵	٪۶۲,۵	۴,۷۸۰	٪-۱۴,۶۴
۱۳	٪۳۰	٪۶۵,۰	۴,۶۵۴	٪-۱۶,۹۰

تغییر راندمان الکتریکی بر هزینه هم‌سطح شده فناوری بخاری نیز به صورت غیر خطی صورت می‌پذیرد، همان‌طور که در جدول زیر مشاهده می‌شود به ازای افزایش ۵ درصدی در راندمان هزینه هم‌سطح شده نهایی ۳,۵۲ درصد کاهش یافته و کاهش ۵ درصدی راندمان هزینه هم‌سطح شده را ۳,۸۹ درصد افزایش داده است. در بازه مورد بررسی افزایش ۳۰ درصدی راندمان منجر به کاهش حدودی ۱۷ درصدی شده و هزینه هم‌سطح شده به ۶ سنت به ازای هر کیلووات ساعت برق تولیدی می‌رسد و کاهش ۳۰ درصدی راندمان هزینه هم‌سطح شده را تا ۹,۶۴ سنت افزایش داده و منجر به افزایش حدودی ۳۲ درصد از هزینه هم‌سطح شده تولید برق فناوری بخاری می‌گردد.

جدول ۴-۱۸: حساسیت فناوری بخاری به راندمان الکتریکی

ردیف	میزان تغییر	راندمان جدید	هزینه هم‌سطح شده جدید	تغییر در هزینه هم‌سطح شده
۱	٪-۳۰	٪۲۸,۸	۹,۶۱۴	٪۳۱,۷۰
۲	٪-۲۵	٪۳۰,۹	۹,۱۰۰	٪۲۴,۶۶
۳	٪-۲۰	٪۳۳,۰	۸,۶۵۰	٪۱۸,۴۹
۴	٪-۱۵	٪۳۵,۰	۸,۲۵۳	٪۱۳,۰۵
۵	٪-۱۰	٪۳۷,۱	۷,۹۰۰	٪۸,۲۲
۶	٪-۵	٪۳۹,۱	۷,۵۸۴	٪۳,۸۹
۷	٪۰	٪۴۱,۲	۷,۳۰۰	٪۰,۰۰
۸	٪۵	٪۴۳,۳	۷,۰۴۳	٪-۳,۵۲
۹	٪۱۰	٪۴۵,۳	۶,۸۰۹	٪-۶,۷۲
۱۰	٪۱۵	٪۴۷,۴	۶,۵۹۶	٪-۹,۶۵
۱۱	٪۲۰	٪۴۹,۴	۶,۴۰۰	٪-۱۲,۳۳
۱۲	٪۲۵	٪۵۱,۵	۶,۲۲۰	٪-۱۴,۷۹
۱۳	٪۳۰	٪۵۳,۶	۶,۰۵۴	٪-۱۷,۰۷

نتایج تأثیر پذیری هزینه هم‌سطح شده فناوری گازی از تغییرات راندمان الکتریکی نیروگاه در جدول زیر مشاهده می‌شود این تأثیر پذیری غیر خطی با افزایش راندمان الکتریکی کاهش می‌یابد، به طور که به ازای کاهش ۳۰ درصدی در راندمان هزینه هم‌سطح شده نهایی ۳۱,۲ درصد افزایش یافته و به ۱۰,۶ سنت به ازای هر کیلووات ساعت افزایش می‌یابد و در سمت دیگر بازه مورد بررسی افزایش ۳۰ درصدی راندمان منجر به کاهش ۱۶,۸ درصدی در هزینه هم‌سطح شده تولید برق فناوری گازی می‌گردد.

جدول ۴-۱۹: حساسیت فناوری گازی به راندمان الکتریکی

ردیف	میزان تغییر	راندمان جدید	هزینه هم‌سطح شده جدید	تغییر در هزینه هم‌سطح شده
۱	٪-۳۰	٪۲۴,۰	۱۰,۶۲۹	٪۳۱,۲۲
۲	٪-۲۵	٪۲۵,۷	۱۰,۰۶۷	٪۲۴,۲۸
۳	٪-۲۰	٪۲۷,۴	۹,۵۷۵	٪۱۸,۲۱
۴	٪-۱۵	٪۲۹,۲	۹,۱۴۱	٪۱۲,۸۵
۵	٪-۱۰	٪۳۰,۹	۸,۷۵۶	٪۸,۰۹
۶	٪-۵	٪۳۲,۶	۸,۴۱۱	٪۳,۸۳
۷	٪۰	٪۳۴,۳	۸,۱۰۰	٪۰,۰۰
۸	٪۵	٪۳۶,۰	۷,۸۱۹	٪-۳,۴۷
۹	٪۱۰	٪۳۷,۷	۷,۵۶۴	٪-۶,۶۲
۱۰	٪۱۵	٪۳۹,۴	۷,۳۳۰	٪-۹,۵۰
۱۱	٪۲۰	٪۴۱,۲	۷,۱۱۷	٪-۱۲,۱۴
۱۲	٪۲۵	٪۴۲,۹	۶,۹۲۰	٪-۱۴,۵۷
۱۳	٪۳۰	٪۴۴,۶	۶,۷۳۸	٪-۱۶,۸۱

تغییر راندمان الکتریکی بر هزینه هم‌سطح شده فناوری تولید هم‌زمان مشابه سه فناوری پیشین به صورت غیر خطی است، همان‌طور که در جدول زیر مشاهده می‌شود به ازای افزایش ۵ درصدی در راندمان هزینه هم‌سطح شده نهایی ۳,۴۲ درصد کاهش یافته و به ۶,۸۶ سنت به ازای هر کیلووات ساعت می‌رسد. در بازه مورد بررسی افزایش ۳۰ درصدی راندمان منجر به کاهش حدودی ۱۶,۵ درصدی و کاهش ۳۰ درصدی راندمان منجر به افزایش حدودی ۳۰,۷ درصد در هزینه هم‌سطح شده تولید برق فناوری تولید هم‌زمان می‌گردد.

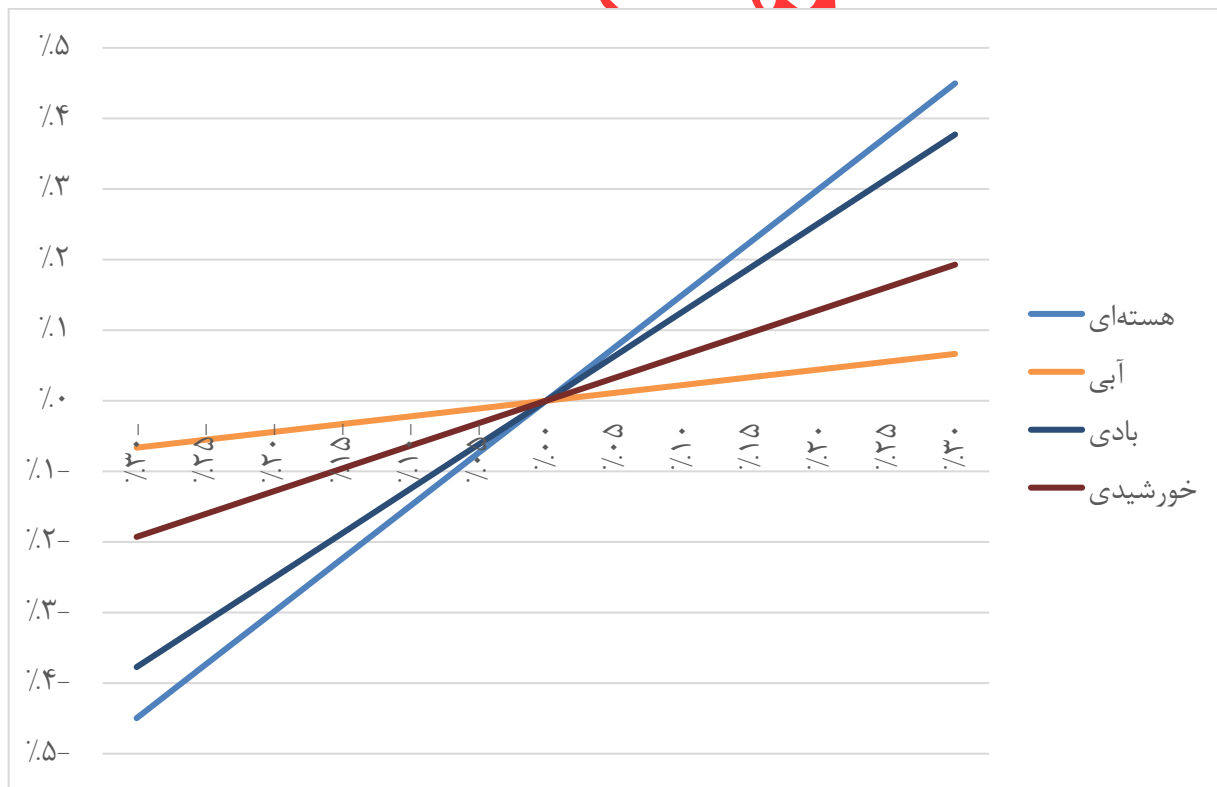
جدول ۴-۲۰: حساسیت فناوری تولید هم‌زمان به راندمان الکتریکی

ردیف	میزان تغییر	راندمان جدید	هزینه هم‌سطح شده جدید	تغییر در هزینه هم‌سطح شده
۱	%-۳۰	%۲۸,۰	۹,۲۹	%۳۰,۷۸
۲	%-۲۵	%۳۰,۰	۸,۸۰	%۲۳,۹۴
۳	%-۲۰	%۳۲,۰	۸,۳۸	%۱۷,۹۶
۴	%-۱۵	%۳۴,۰	۸,۰۰	%۱۲,۶۸
۵	%-۱۰	%۳۶,۰	۷,۶۷	%۷,۹۸
۶	%-۵	%۳۸,۰	۷,۳۷	%۳,۷۸
۷	%۰	%۴۰,۰	۷,۱۰	%۰,۰۰
۸	%۵	%۴۲,۰	۶,۸۶	%-۳,۴۲
۹	%۱۰	%۴۴,۰	۶,۶۴	%-۶,۵۳
۱۰	%۱۵	%۴۶,۰	۶,۴۳	%-۹,۳۷
۱۱	%۲۰	%۴۸,۰	۶,۲۵	%-۱۱,۹۷
۱۲	%۲۵	%۵۰,۰	۶,۰۸	%-۱۴,۳۷
۱۳	%۳۰	%۵۲,۰	۵,۹۲	%-۱۶,۵۸

۴-۳-۳- حساسیت هزینه تعمیر و نگهداری

ارتباط میان هزینه تعمیر و نگهداری و هزینه هم‌سطح شده تولید برق به صورت مستقیم و خطی برقرار است، بررسی‌ها نشان از تأثیرپذیری متفاوت هزینه هم‌سطح شده فناوری‌های مختلف از هزینه تعمیرات و نگهداری آنان است. این مسئله به ترکیب هزینه‌های مختلف در فناوری‌ها باز می‌گردد. نتایج به دست آمده در شکل ۴-۴ ملاحظه می‌گردد. بیشترین تأثیر پذیری در میان فناوری‌های نوین مربوط به هسته‌ای و کمترین آن مربوط به برق آبی می‌باشد.

شکل ۴-۴: حساسیت فناوری‌های نوین تولید برق به هزینه تعمیر و نگهداری



در جدول زیر مقدار جدید هزینه تعمیر و نگهداری نیروگاه بعد از اعمال تغییر و در نتیجه آن هزینه هم‌سطح شده جدید برای فناوری هسته‌ای ذکر شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود رابطه میان دو عامل مذکور به صورت خطی مستقیم بوده و به ازای هر ۵ درصد کاهش یا افزایش در هزینه تعمیر و نگهداری، هزینه هم‌سطح شده فناوری هسته‌ای ۰,۷۵ درصد کاهش یا افزایش می‌یابد در نتیجه با افزایش ۳۰ درصدی هزینه تعمیر و نگهداری هزینه هم‌سطح شده ۴,۵ درصد افزایش یافته و کاهش آن نتیجه یکسان اما معکوسی را به دنبال خواهد داشت.

جدول ۴-۲۱: حساسیت فناوری هسته‌ای به هزینه تعمیر و نگهداری

ردیف	میزان تغییر	هزینه تعمیر و نگهداری جدید	هزینه هم‌سطح شده جدید	تغییر در هزینه هم‌سطح شده
۱	%-۳۰	۰,۹۴	۸,۵۴	%-۴,۵۰
۲	%-۲۵	۱,۰۱	۸,۶۱	%-۳,۷۵
۳	%-۲۰	۱,۰۷	۸,۶۷	%-۳,۰۰
۴	%-۱۵	۱,۱۴	۸,۷۴	%-۲,۲۵
۵	%-۱۰	۱,۲۱	۸,۸۱	%-۱,۵۰
۶	%-۵	۱,۲۷	۸,۸۷	%-۰,۷۵
۷	%۰	۱,۳۴	۸,۹۴	%۰,۰۰
۸	%۵	۱,۴۱	۹,۰۱	%۰,۷۵
۹	%۱۰	۱,۴۷	۹,۰۷	%۱,۵۰
۱۰	%۱۵	۱,۵۴	۹,۱۴	%۲,۲۵
۱۱	%۲۰	۱,۶۱	۹,۲۱	%۳,۰۰
۱۲	%۲۵	۱,۶۸	۹,۲۸	%۳,۷۵
۱۳	%۳۰	۱,۷۴	۹,۳۴	%۴,۵۰

جدول ۴-۲۲، حساسیت فناوری برق‌آبی به تغییرات در هزینه تعمیر و نگهداری را نشان می‌دهد. ملاحظه می‌شود تغییر هزینه تعمیر و نگهداری تأثیر بسیار ناچیزی بر هزینه هم‌سطح شده نهایی دارد به طوری که به ازای ۵ درصد تغییر در هزینه تعمیر و نگهداری، هزینه هم‌سطح شده تنها ۰,۱۱ درصد تغییر می‌یابد. در نتیجه با افزایش حدود ۵۰ درصد در هزینه تعمیر و نگهداری فناوری برق‌آبی هزینه هم‌سطح شده تولید برق تنها یک درصد افزایش خواهد یافت.

جدول ۴-۲۲: حساسیت فناوری برق‌آبی به هزینه تعمیر و نگهداری

ردیف	میزان تغییر	هزینه تعمیر و نگهداری جدید	هزینه هم‌سطح شده جدید	تغییر در هزینه هم‌سطح شده
۱	٪-۳۰	۰,۰۸	۵,۳۸	٪-۰,۶۶
۲	٪-۲۵	۰,۰۹	۵,۳۹	٪-۰,۵۵
۳	٪-۲۰	۰,۱۰	۵,۴۰	٪-۰,۴۴
۴	٪-۱۵	۰,۱۰	۵,۴۰	٪-۰,۳۳
۵	٪-۱۰	۰,۱۱	۵,۴۱	٪-۰,۲۲
۶	٪-۵	۰,۱۱	۵,۴۱	٪-۰,۱۱
۷	٪۰	۰,۱۲	۵,۴۲	٪۰,۰۰
۸	٪۵	۰,۱۳	۵,۴۳	٪۰,۱۱
۹	٪۱۰	۰,۱۳	۵,۴۳	٪۰,۲۲
۱۰	٪۱۵	۰,۱۴	۵,۴۴	٪۰,۳۳
۱۱	٪۲۰	۰,۱۴	۵,۴۴	٪۰,۴۴
۱۲	٪۲۵	۰,۱۵	۵,۴۵	٪۰,۵۵
۱۳	٪۳۰	۰,۱۶	۵,۴۶	٪۰,۶۶

جدول ۴-۲۳، میزان حساسیت فناوری بادی نسبت به هزینه تعمیر و نگهداری نیروگاه را نشان می‌دهد. رابطه خطی و مستقیم دو عامل مذکور در جدول زیر مشاهده می‌شود. به ازای هر ۵ درصد تغییر در هزینه تعمیر و نگهداری، هزینه هم‌سطح شده ۰,۶۳ درصد تغییر می‌کند. بدین ترتیب پیش‌بینی می‌شود با ۳۰ درصد افزایش هزینه تعمیر و نگهداری، هزینه هم‌سطح شده ۳,۷۷ درصد افزایش یابد.

جدول ۴-۲۳: حساسیت فناوری بادی به هزینه تعمیر و نگهداری

ردیف	میزان تغییر	هزینه تعمیر و نگهداری جدید	هزینه هم‌سطح شده جدید	تغییر در هزینه هم‌سطح شده
۱	٪-۳۰	۰,۵۷	۶,۲۷	٪-۳,۷۷
۲	٪-۲۵	۰,۶۲	۶,۳۲	٪-۳,۱۴
۳	٪-۲۰	۰,۶۶	۶,۳۶	٪-۲,۵۲
۴	٪-۱۵	۰,۷۰	۶,۴۰	٪-۱,۸۹
۵	٪-۱۰	۰,۷۴	۶,۴۴	٪-۱,۲۶
۶	٪-۵	۰,۷۸	۶,۴۸	٪-۰,۶۳
۷	٪۰	۰,۸۲	۶,۵۲	٪۰,۰۰
۸	٪۵	۰,۸۶	۶,۵۶	٪۰,۶۳
۹	٪۱۰	۰,۹۰	۶,۶۰	٪۱,۲۶
۱۰	٪۱۵	۰,۹۴	۶,۶۴	٪۱,۸۹
۱۱	٪۲۰	۰,۹۸	۶,۶۸	٪۲,۵۲
۱۲	٪۲۵	۱,۰۳	۶,۷۳	٪۳,۱۴
۱۳	٪۳۰	۱,۰۷	۶,۷۷	٪۳,۷۷

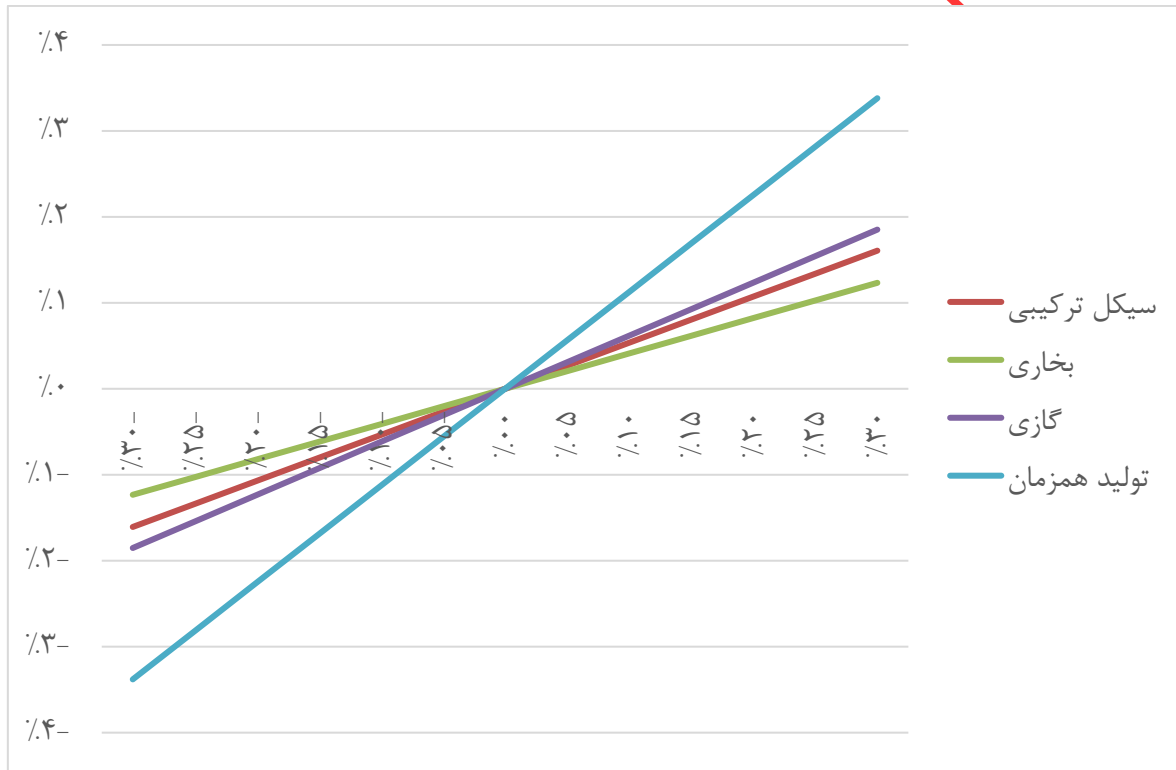
جدول ۴-۲۴: حساسیت فناوری خورشیدی به هزینه تعمیر و نگهداری را نشان می‌دهد. به ازای هر ۵ درصد تغییر در هزینه احداث هزینه هم‌سطح شده ۰,۳۲ درصد تغییر می‌کند و بازه تغییرات هزینه هم‌سطح شده در نتیجه تغییرات هزینه تعمیر و نگهداری از ۱,۹۳- تا ۱,۹۳+ درصد پیش‌بینی می‌شود.

جدول ۴-۲۴: حساسیت فناوری خورشیدی به هزینه تعمیر و نگهداری

ردیف	میزان تغییر	هزینه تعمیر و نگهداری جدید	هزینه هم‌سطح شده جدید	تغییر در هزینه هم‌سطح شده
۱	٪-۳۰	۰,۵۵	۱۲,۰۵	٪-۱,۹۳
۲	٪-۲۵	۰,۵۹	۱۲,۰۹	٪-۱,۶۱
۳	٪-۲۰	۰,۶۳	۱۲,۱۳	٪-۱,۲۹
۴	٪-۱۵	۰,۶۷	۱۲,۱۷	٪-۰,۹۶
۵	٪-۱۰	۰,۷۱	۱۲,۲۱	٪-۰,۶۴
۶	٪-۵	۰,۷۵	۱۲,۲۵	٪-۰,۳۲
۷	٪۰	۰,۷۹	۱۲,۲۹	٪۰,۰۰
۸	٪۰,۵	۰,۸۳	۱۲,۳۳	٪۰,۳۲
۹	٪۱,۰	۰,۸۷	۱۲,۳۷	٪۰,۶۴
۱۰	٪۱,۵	۰,۹۱	۱۲,۴۱	٪۰,۹۶
۱۱	٪۲,۰	۰,۹۵	۱۲,۴۵	٪۱,۲۹
۱۲	٪۲,۵	۰,۹۹	۱۲,۴۹	٪۱,۶۱
۱۳	٪۳,۰	۱,۰۳	۱۲,۵۳	٪۱,۹۳

در شکل ۴-۵ حساسیت هزینه هم‌سطح شده تولید برق فناوری‌های سنتی به هزینه تعمیر و نگهداری آنان مشاهده می‌گردد. رابطه هزینه تعمیر و نگهداری و هزینه هم‌سطح شده برای فناوری‌های سنتی نیز به صورت مستقیم و خطی بوده و وابستگی هزینه هم‌سطح شده به هزینه تعمیر و نگهداری در این فناوری‌ها نسبت به فناوری‌های نوین بیشتر است.

شکل ۴-۵: حساسیت فناوری‌های سنتی تولید برق به هزینه تعمیر و نگهداری



منبع: یافته‌های پژوهش

بیشترین تأثیر پذیری در میان فناوری‌های سنتی مربوط به تولید همزمان و کمترین آن مربوط به فناوری بخاری می‌باشد. با توجه به خطی بودن رابطه دلیل اصلی این مسئله ترکیب هزینه‌های هر فناوری می‌باشد.

هزینه تعمیر و نگهداری بر هزینه هم‌سطح شده فناوری سیکل ترکیبی در حد بالای بازه مورد بررسی حدود ۱,۶۱ درصد تأثیر می‌گذارد، به عبارت دیگر به ازای هر ۵ درصد تغییر در هزینه تعمیر و نگهداری نیروگاه، هزینه هم‌سطح شده ۰,۲۷ درصد تغییر یافته و با افزایش یا کاهش ۳۰ درصدی در هزینه تعمیر و نگهداری انتظار می‌رود هزینه هم‌سطح شده فناوری سیکل ترکیبی ۱,۶۱ درصد افزایش یا کاهش یابد.

جدول ۴-۲۵: حساسیت فناوری سیکل ترکیبی به هزینه تعمیر و نگهداری

ردیف	میزان تغییر	هزینه تعمیر و نگهداری جدید	هزینه هم‌سطح شده جدید	تغییر در هزینه هم‌سطح شده
۱	%-۳۰	۰,۲۱	۵,۵۱	%-۱,۶۱
۲	%-۲۵	۰,۲۳	۵,۵۳	%-۱,۳۴
۳	%-۲۰	۰,۲۴	۵,۵۴	%-۱,۰۷
۴	%-۱۵	۰,۲۶	۵,۵۶	%-۰,۸۰
۵	%-۱۰	۰,۲۷	۵,۵۷	%-۰,۵۴
۶	%-۵	۰,۲۹	۵,۵۹	%-۰,۲۷
۷	%۰	۰,۳۰	۵,۶۰	%۰,۰۰
۸	%۵	۰,۳۲	۵,۶۲	%۰,۲۷
۹	%۱۰	۰,۳۳	۵,۶۳	%۰,۵۴
۱۰	%۱۵	۰,۳۵	۵,۶۵	%۰,۸۰
۱۱	%۲۰	۰,۳۶	۵,۶۶	%۱,۰۷
۱۲	%۲۵	۰,۳۸	۵,۶۸	%۱,۳۴
۱۳	%۳۰	۰,۳۹	۵,۶۹	%۱,۶۱

فناوری بخاری وابستگی ناچیزی به هزینه تعمیر و نگهداری داشته و در میان فناوری‌های سنتی در رتبه آخر قرار می‌گیرد. به ازای هر ۵ درصد تغییر در هزینه تعمیر و نگهداری این فناوری، هزینه هم‌سطح شده آن تنها ۰,۲۱ درصد تغییر می‌کند و حد تغییر نهایی آن در بازه ۳۰ درصدی تغییر هزینه تعمیر و نگهداری برابر با ۱,۲۳ درصد می‌باشد.

جدول ۴-۲۶: حساسیت فناوری بخاری به هزینه تعمیر و نگهداری

ردیف	میزان تغییر	هزینه تعمیر و نگهداری جدید	هزینه هم‌سطح شده جدید	تغییر در هزینه هم‌سطح شده
۱	٪-۳۰	۰,۲۱	۷,۲۱	٪-۱,۲۳
۲	٪-۲۵	۰,۲۳	۷,۲۳	٪-۱,۰۳
۳	٪-۲۰	۰,۲۴	۷,۲۴	٪-۰,۸۲
۴	٪-۱۵	۰,۲۶	۷,۲۶	٪-۰,۶۲
۵	٪-۱۰	۰,۲۷	۷,۲۷	٪-۰,۴۱
۶	٪-۵	۰,۲۹	۷,۲۹	٪-۰,۲۱
۷	٪۰	۰,۳۰	۷,۳۰	٪۰,۰۰
۸	٪۰,۵	۰,۳۲	۷,۳۲	٪۰,۲۱
۹	٪۱۰	۰,۳۳	۷,۳۳	٪۰,۴۱
۱۰	٪۱۵	۰,۳۵	۷,۳۵	٪۰,۶۲
۱۱	٪۲۰	۰,۳۶	۷,۳۶	٪۰,۸۲
۱۲	٪۲۵	۰,۳۸	۷,۳۸	٪۱,۰۳
۱۳	٪۳۰	۰,۳۹	۷,۳۹	٪۱,۲۳

جدول ۴-۲۷ نتایج حساسیت فناوری گازی به هزینه تعمیر و نگهداری را نشان می‌دهد، رابطه فوق برای این فناوری نیز به صورت مستقیم خطی بوده و به ازای هر ۵ درصد تغییر در هزینه تعمیر و نگهداری، هزینه هم‌سطح شده ۰,۳۱ درصد تغییر می‌یابد.

جدول ۴-۲۷: حساسیت فناوری گازی به هزینه تعمیر و نگهداری

ردیف	میزان تغییر	هزینه تعمیر و نگهداری جدید	هزینه هم‌سطح شده جدید	تغییر در هزینه هم‌سطح شده
۱	٪-۳۰	۰,۳۵	۷,۹۵	٪-۱,۸۵
۲	٪-۲۵	۰,۳۸	۷,۹۸	٪-۱,۵۴
۳	٪-۲۰	۰,۴۰	۸,۰۰	٪-۱,۲۳
۴	٪-۱۵	۰,۴۳	۸,۰۳	٪-۰,۹۳
۵	٪-۱۰	۰,۴۵	۸,۰۵	٪-۰,۶۲
۶	٪-۵	۰,۴۸	۸,۰۸	٪-۰,۳۱
۷	٪۰	۰,۵۰	۸,۱۰	٪۰,۰۰
۸	٪۵	۰,۵۳	۸,۱۳	٪۰,۳۱
۹	٪۱۰	۰,۵۵	۸,۱۵	٪۰,۶۲
۱۰	٪۱۵	۰,۵۸	۸,۱۸	٪۰,۹۳
۱۱	٪۲۰	۰,۶۰	۸,۲۰	٪۱,۲۳
۱۲	٪۲۵	۰,۶۳	۸,۲۳	٪۱,۵۴
۱۳	٪۳۰	۰,۶۵	۸,۲۵	٪۱,۸۵

رابطه هزینه تغییر و نگهداری و هزینه هم سطح شده فناوری تولید همزمان مشابه سه فناوری پیشین به صورت غیر خطی و مستقیم است، همان طور که در جدول زیر مشاهده می شود به ازای افزایش ۵ درصدی در هزینه تعمیر و نگهداری منجر به افزایش ۰,۵۶ درصد در هزینه هم سطح شده نهایی گشته و کاهش آن نیز نتیجه مشابه معکوسی را به دنبال دارد. در بازه مورد بررسی افزایش یا کاهش ۳۰ درصدی هزینه تعمیر و نگهداری منجر به افزایش یا کاهش ۳,۳۸ درصدی در هزینه هم سطح شده تولید برق فناوری سیکل ترکیبی می گردد.

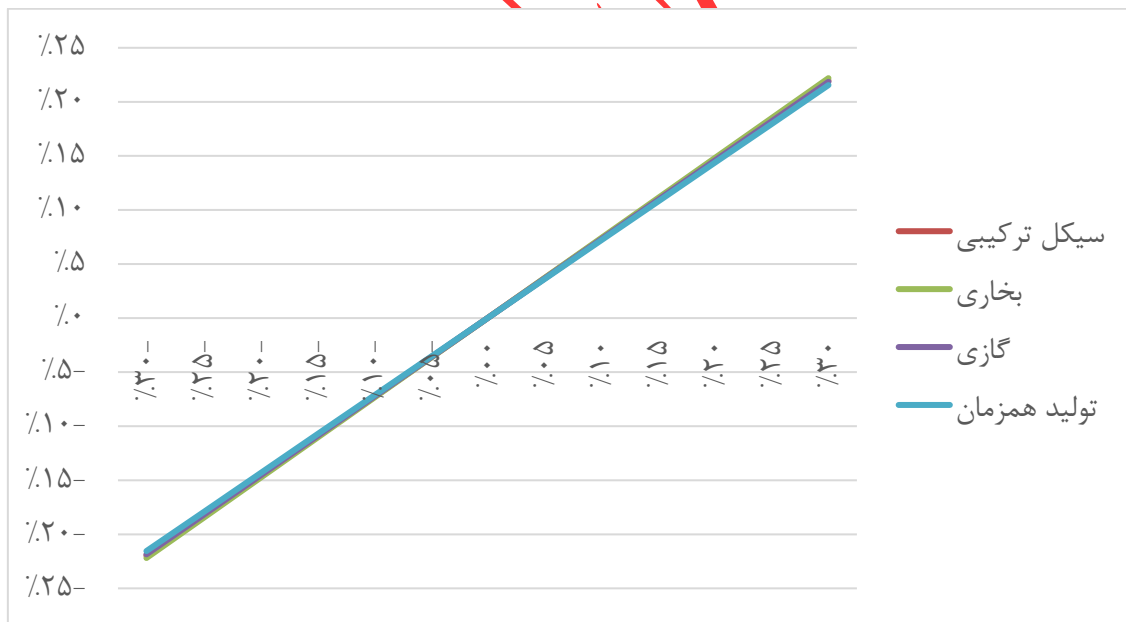
جدول ۴-۲۸: حساسیت فناوری تولید همزمان به هزینه تعمیر و نگهداری

ردیف	میزان تغییر	هزینه تعمیر و نگهداری جدید	هزینه هم سطح شده جدید	تغییر در هزینه هم سطح شده
۱	٪-۳۰	۰,۵۶	۶,۸۶	٪-۳,۳۸
۲	٪-۲۵	۰,۶	۶,۹	٪-۲,۸۲
۳	٪-۲۰	۰,۶۴	۶,۹۴	٪-۲,۲۵
۴	٪-۱۵	۰,۶۸	۶,۹۸	٪-۱,۶۹
۵	٪-۱۰	۰,۷۲	۷,۰۲	٪-۱,۱۳
۶	٪-۵	۰,۷۶	۷,۰۶	٪-۰,۵۶
۷	٪۰	۰,۸	۷,۱	٪۰,۰۰
۸	٪۵	۰,۸۴	۷,۱۴	٪۰,۵۶
۹	٪۱۰	۰,۸۸	۷,۱۸	٪۱,۱۳
۱۰	٪۱۵	۰,۹۲	۷,۲۲	٪۱,۶۹
۱۱	٪۲۰	۰,۹۶	۷,۲۶	٪۲,۲۵
۱۲	٪۲۵	۱	۷,۳	٪۲,۸۲
۱۳	٪۳۰	۱,۰۴	۷,۳۴	٪۳,۳۸

۴-۳-۴ - حساسیت هزینه سوخت

هزینه سوخت نیروگاه با فرض ثبات راندمان به طور مستقیم بر هزینه هم‌سطح شده تولید برق تأثیر می‌گذارد. طبیعتاً هزینه سوخت برای نیروگاه‌هایی چون آبی، خورشیدی و بادی موضوعیت ندارد، همچنین با توجه به عدم دسترسی به هزینه سوخت نیروگاه هسته‌ای به صورت تفکیکی و دقیق، انجام تحلیل حساسیت برای این نوع نیروگاه‌ها نیز امکان نیافت. همان‌طور که در شکل زیر مشاهده می‌شود رابطه هزینه سوخت و هزینه هم‌سطح شده برای فناوری‌های سنتی به صورت مستقیم و خطی برقرار است. طبیعتاً افزایش قیمت سوخت به عنوان یک عامل هزینه‌ای در نیروگاه، منجر به افزایش مستقیم هزینه هم‌سطح شده می‌گردد. در میان فناوری‌های مورد بررسی تأثیر تغییرات هزینه سوخت بر هزینه هم‌سطح شده تقریباً یکسان است.

شکل ۴-۶: حساسیت فناوری‌های سنتی تولید برق به هزینه سوخت



منبع: یافته‌های پژوهش

همان‌طور که در جدول زیر مشاهده می‌شود به ازای افزایش ۵ درصدی در هزینه سوخت، هزینه هم‌سطح شده نهایی برای فناوری سیکل ترکیبی ۳,۶۶ درصد افزایش یافته و به ۵,۸ سنت به ازای هر کیلووات ساعت می‌رسد. در بازه مورد بررسی افزایش (کاهش) ۳۰ درصدی هزینه سوخت منجر به افزایش (کاهش) ۲۲ درصدی هزینه هم‌سطح شده تولید برق می‌گردد.

جدول ۴-۲۹: حساسیت فناوری سیکل ترکیبی به هزینه سوخت

ردیف	میزان تغییر	هزینه سوخت جدید	هزینه هم‌سطح شده جدید	تغییر در هزینه هم‌سطح شده
۱	٪-۳۰	۲,۸۷	۴,۳۷	٪-۲۱,۹۶
۲	٪-۲۵	۳,۰۸	۴,۵۸	٪-۱۸,۳۰
۳	٪-۲۰	۳,۲۸	۴,۷۸	٪-۱۴,۶۴
۴	٪-۱۵	۳,۴۹	۴,۹۹	٪-۱۰,۹۸
۵	٪-۱۰	۳,۶۹	۵,۱۹	٪-۷,۳۲
۶	٪-۵	۳,۹۰	۵,۴۰	٪-۳,۶۶
۷	٪۰	۴,۱۰	۵,۶۰	۰
۸	٪۵	۴,۳۱	۵,۸۱	٪۳,۶۶
۹	٪۱۰	۴,۵۱	۶,۰۱	٪۷,۳۲
۱۰	٪۱۵	۴,۷۲	۶,۲۲	٪۱۰,۹۸
۱۱	٪۲۰	۴,۹۲	۶,۴۲	٪۱۴,۶۴
۱۲	٪۲۵	۵,۱۳	۶,۶۳	٪۱۸,۳۰
۱۳	٪۳۰	۵,۳۳	۶,۸۳	٪۲۱,۹۶

تغییر هزینه سوخت بر هزینه هم‌سطح شده فناوری بخاری نیز مشابه سایر فناوری‌ها به صورت خطی و مستقیم تأثیر می‌گذارد، همان‌طور که در جدول زیر مشاهده می‌شود به ازای افزایش (کاهش) ۵ درصدی در هزینه سوخت، هزینه هم‌سطح شده نهایی با ۳,۷ درصد افزایش (کاهش) مواجه می‌شود. در بازه مورد بررسی افزایش ۳۰ درصدی هزینه سوخت منجر به افزایش حدودی ۲۲ درصدی شده و هزینه هم‌سطح شده را به ۸,۹ سنت به ازای هر کیلووات ساعت برق تولیدی می‌رساند.

جدول ۴-۳۰: حساسیت فناوری بخاری به هزینه سوخت

ردیف	میزان تغییر	هزینه سوخت جدید	هزینه هم‌سطح شده جدید	تغییر در هزینه هم‌سطح شده
۱	٪-۳۰	۳,۷۸	۵,۶۸	٪-۲۲,۱۹
۲	٪-۲۵	۴,۰۵	۵,۹۵	٪-۱۸,۴۹
۳	٪-۲۰	۴,۳۲	۶,۲۲	٪-۱۴,۷۹
۴	٪-۱۵	۴,۵۹	۶,۴۹	٪-۱۱,۱۰
۵	٪-۱۰	۴,۸۶	۶,۷۶	٪-۷,۴۰
۶	٪-۵	۵,۱۳	۷,۰۳	٪-۳,۷۰
۷	٪۰	۵,۴۰	۷,۳۰	۰
۸	٪۵	۵,۶۷	۷,۵۷	٪۳,۷۰
۹	٪۱۰	۵,۹۴	۷,۸۴	٪۷,۴۰
۱۰	٪۱۵	۶,۲۱	۸,۱۱	٪۱۱,۱۰
۱۱	٪۲۰	۶,۴۸	۸,۳۸	٪۱۴,۷۹
۱۲	٪۲۵	۶,۷۵	۸,۶۵	٪۱۸,۴۹
۱۳	٪۳۰	۷,۰۲	۸,۹۲	٪۲۲,۱۹

نتایج تأثیر پذیری هزینه هم‌سطح شده فناوری گازی از تغییرات هزینه سوخت نیروگاه در جدول زیر مشاهده می‌شود. به ازای هر یک درصد افزایش یا کاهش هزینه سوخت، هزینه هم‌سطح شده ۰,۷۲ درصد افزایش یا کاهش می‌یابد به طوری که با افزایش ۳۰ درصدی هزینه سوخت هزینه هم‌سطح شده فناوری گازی به ۹,۸۷ سنت به ازای هر کیلووات ساعت می‌رسد.

جدول ۴-۳۱: حساسیت فناوری گازی به هزینه سوخت

ردیف	میزان تغییر	هزینه سوخت جدید	هزینه هم‌سطح شده جدید	تغییر در هزینه هم‌سطح شده
۱	٪-۳۰	۴,۱۳	۶,۳۳	٪-۲۱,۸۵
۲	٪-۲۵	۴,۴۳	۶,۶۳	٪-۱۸,۲۱
۳	٪-۲۰	۴,۷۲	۶,۹۲	٪-۱۴,۵۷
۴	٪-۱۵	۵,۰۲	۷,۲۲	٪-۱۰,۹۳
۵	٪-۱۰	۵,۳۱	۷,۵۱	٪-۷,۲۸
۶	٪-۵	۵,۶۱	۷,۸۱	٪-۳,۶۴
۷	٪۰	۵,۹۰	۸,۱۰	۰
۸	٪۵	۶,۲۰	۸,۴۰	٪۳,۶۴
۹	٪۱۰	۶,۴۹	۸,۶۹	٪۷,۲۸
۱۰	٪۱۵	۶,۷۹	۸,۹۹	٪۱۰,۹۳
۱۱	٪۲۰	۷,۰۸	۹,۲۸	٪۱۴,۵۷
۱۲	٪۲۵	۷,۳۸	۹,۵۸	٪۱۸,۲۱
۱۳	٪۳۰	۷,۶۷	۹,۸۷	٪۲۱,۸۵

تغییر هزینه سوخت بر هزینه هم‌سطح شده فناوری تولید همزمان مشابه سه فناوری پیشین به صورت خطی است، همان‌طور که در جدول زیر مشاهده می‌شود به ازای افزایش ۵ درصدی در هزینه سوخت، هزینه هم‌سطح شده نهایی با ۳,۴ درصد افزایش به ۷,۳۵۵ سنت به ازای هر کیلووات ساعت می‌رسد. هزینه هم‌سطح شده نهایی در بازه مورد بررسی در فاصله ۵,۵۷ تا ۸,۶۳ سنت به ازای هر کیلووات ساعت تغییر می‌کند.

جدول ۴-۳۲: حساسیت فناوری تولید همزمان به هزینه سوخت

ردیف	میزان تغییر	هزینه سوخت جدید	هزینه هم‌سطح شده جدید	تغییر در هزینه هم‌سطح شده
۱	٪-۳۰	۳,۵۷	۵,۵۷	٪-۲۱,۵۵
۲	٪-۲۵	۳,۸۲۵	۵,۸۲۵	٪-۱۷,۹۶
۳	٪-۲۰	۴,۰۸	۶,۰۸	٪-۱۴,۳۷
۴	٪-۱۵	۴,۳۳۵	۶,۳۳۵	٪-۱۰,۷۷
۵	٪-۱۰	۴,۵۹	۶,۵۹	٪-۷,۱۸
۶	٪-۵	۴,۸۴۵	۶,۸۴۵	٪-۳,۵۹
۷	٪۰	۵,۱	۷,۱	۰
۸	٪۵	۵,۳۵۵	۷,۳۵۵	٪۳,۵۹
۹	٪۱۰	۵,۶۱	۷,۶۱	٪۷,۱۸
۱۰	٪۱۵	۵,۸۶۵	۷,۸۶۵	٪۱۰,۷۷
۱۱	٪۲۰	۶,۱۲	۸,۱۲	٪۱۴,۳۷
۱۲	٪۲۵	۶,۳۷۵	۸,۳۷۵	٪۱۷,۹۶
۱۳	٪۳۰	۶,۶۳	۸,۶۳	٪۲۱,۵۵

فصل پنجم: جمع‌بندی

هدف پژوهش حاضر محاسبه هزینه هم‌سطح شده تولید برق فناوری‌های مختلف در ایران و مطالعات مربوط به آن بود. در این راستا ابتدا ضمن مروری بر تاریخچه برق و معرفی فناوری‌های مختلف تولید برق به مطالعه بازار برق پرداخته شد. میزان تولید فناوری‌های مختلف، رشد تولید آنان، سهم فناوری‌ها از کل تولید برق و ساختار مالکیت برق ایران از جمله ویژگی‌های مورد بررسی در این بخش از مطالعه بود. در فصل دوم ساختار هزینه‌ای تولید در صنعت برق مورد بررسی قرار گرفت و عوامل موثر در تعیین هزینه هم‌سطح شده مطرح گردیدند، همچنین مروری بر مطالعات انجام شده برای هزینه هم‌سطح شده تولید برق در کشورهای مختلف از جمله کره، چین و ژاپن انجام شده و نتایج به دست آمده جهت ایجاد امکان مقایسه در پایان فصل ذکر گردیدند. در فصل سوم نیز روش محاسبه هزینه هم‌سطح شده و عوامل مربوط به آن معرفی گردیدند. فصل چهارم به دو بخش اصلی تقسیم گردید، در بخش نخست نتایج مربوط به هزینه هم‌سطح شده تولید برق به تفکیک فناوری‌های مختلف ذکر گردید و در بخش دوم برای عواملی چون هزینه احداث، راندمان الکتریکی نیروگاه و هزینه تعمیر و نگهداری تحلیل حساسیت انجام شد. خلاصه هزینه هم‌سطح شده تولید برق فناوری‌های مختلف در جدول زیر مشاهده می‌گردد.

جدول ۴-۲۹: خلاصه نتایج هزینه هم‌سطح شده فناوری‌های مختلف

ردیف	نوع فناوری	هزینه هم‌سطح شده (سنت بر کیلووات ساعت)	
		۱۰۰٪ گاز	۸۰٪ گاز و ۲۰٪ سوخت مایع
۱	هسته‌ای	۸,۹۴	۸,۹۴
۲	سیکل ترکیبی گازی	۵,۶	۶,۹
۳	بخاری	۷,۳	۷,۹
۴	گازی بزرگ	۸,۱	۱۰
۵	تولید همزمان	۵,۴۲	۵,۴۲
۶	آبی	۷,۱	۲
۷	بادی	۶,۵۲	۶,۵۲
۸	خورشیدی فتوولتائیک	۱۲,۲۹	۱۲,۲۹

در محاسبات منجر به نتایج جدول فوق مبنای قیمت گاز ۲۰ سنت بر مترمکعب، گازوئیل ۵۲ سنت بر لیترمکعب و مازوت ۳۷ سنت بر لیتر می‌باشد.

منابع

- ۱ - آمار تفصیلی صنعت برق ایران، ۱۳۹۴.
- ۲ - بانکیان، محمداسماعیل؛ (۱۳۸۴)؛ تاریخ یکصد سال صنعت برق ایران؛ تهران: انتشارات فردوس.
- ۳ - بریز، پاول؛ (۲۰۰۵)؛ فناوری‌های تولید انرژی برق؛ ترجمه نادر رفیعی‌سخائی؛ (۱۳۸۶)؛ چاپ اول، تهران: انتشارات ستوده.
- ۴ - چیت‌چیان، حمید؛ (۱۳۸۳)؛ کاربرد سیستم‌های تولید ترکیبی برق و حرارت؛ اولین همایش روش‌های پیشگیری از اتلاف منابع ملی؛ تهران: فرهنگستان علوم جمهوری اسلامی ایران.
- ۵ - حیدری، کیومرث؛ (۱۳۹۴)؛ اقتصاد برق کاربرد مفاهیم و نظریه‌های اقتصاد، تهران.
- ۶ - دانشنامه رشد
- ۷ - سایت رسمی سازمان انرژی‌های نو ایران؛ <http://www.suna.org.ir>
- ۸ - سایت شرکت سهند پارس (شرکت مهندسی توسعه و بهسازی صنعت برق و انرژی سهند پارس) <http://www.spdpei.ir>
- ۹ - سایت موزه ملی صنعت برق ایران: www.museum.trec.co.ir
- ۱۰ - ثقفی، محمود (۱۳۸۲)؛ انرژی‌های تجدیدپذیر نوین؛ تهران: دانشگاه تهران.
- ۱۱ - عباس‌پور، مجید؛ (۱۳۹۲)؛ نیروگاه‌های مولد برق؛ چاپ اول، تهران: مؤسسه انتشارات علمی دانشگاه صنعتی شریف.
- ۱۲ - فخرحیمی، علیرضا، وزیرمهر، مهلا و فخرحیمی، الهام؛ (۱۳۹۲)؛ آشنایی با اصول کار نیروگاه‌های برق؛ چاپ اول، تهران: نشر گستر.
- ۱۳ - فیروزی‌فر، سهراب و فیروزی‌فر، محمدسعید؛ (۱۳۹۲)؛ اصول تولید نیروگاه؛ چاپ اول، تهران: انتشارات نصیربصیر.
- ۱۴ - گزارشات وزارت نیرو.
- ۱۵ - گفت‌وگو با کارشناسان مربوطه از جمله جناب آقای بهنام‌پور، هاشمی، نقوی و حسین‌پور.
- ۱۶ - منظور، داوود و حسین رضایی؛ ۱۳۹۵؛ بازار برق ایران رویکرد پویایی سیستمی؛ تهران: انتشارات دانشگاه امام صادق (ع).
- ۱۷ - میری، مطلب، بیاتی، غلامرضا و زربخش، محمدحسن؛ (۱۳۸۳)؛ مقدمه‌ای بر سیستم‌های تولید مشترک برق و حرارت؛ چاپ اول، تهران: وزارت نیرو، سازمان بهره‌وری انرژی.

18 - Arizona's Solar Market Analysis and Research Tool (Az SMART), Present and Future Cost of New Utility-Scale Electricity Generation, July 2010

- 19 - Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity (2016):
<https://www.eia.gov/analysis>
- 20 - Ebrahimi, Masoud & Keshavarz, Ali; (2015); *Combined Cooling, Heating and Power: Decision Making, Design and Optimization* (1st ed); United States: Elsevier.
- 21 - Konstantin, P. (2009), levelized cost of electricity renewable energy technologies
- 22 - Projected costs of generating electricity; 2015 Edition: www.iea.org/t&c

مجلس شورای اسلامی
جمهوری اسلامی ایران
سازمان انرژی‌های تجدیدپذیر و
صرفه‌جویی در مصرف انرژی
استاد همی ناسد