مقایسه اقتصادی فناوری تولید برق از نیروگاه‌های گرمایش خورشیدی، فتوولتائیک و ترکیبی با رویکرد فازی

روزبه اخلاقی فیض آثار دانش‌آموخته کارشناسی ارشد مهندسی سیستم‌های اقتصادی - اجتماعی، گرایش برنامه‌ریزی سیستم‌های انرژی، دانشگاه تهران، (نویسنده مسئول)
r.akhlaghi.f@ut.ac.ir
سید هادی نوربخش دانش‌آموخته کارشناسی ارشد مهندسی سیستم‌های اقتصادی- اجتماعی، گرایش برنامه‌ریزی سیستم‌های انرژی، دانشگاه تهران
nourbakhsh@ut.ac.ir
حامد شکوری گنجوی دانشیار دانشکده مهندسی صنایع، دانشگاه تهران، دکترای مهندسی برق- سیستم‌های کنترل
hshakouri@ut.ac.ir

تاریخ دریافت : ۱۳۹۲/۷/۱۶ **تاریخ پذیرش : ۱۳۹۲/۹/۳۰**

چکیده:
امروزه فناوری‌ها و روش‌های تولید انرژی الکتریکی از خورشید طیف گسترده‌ای را تشکیل می‌دهند که به صورت اساسی یا جزئی دارای تفاوت در نحوه‌ی تبدیل انرژی خورشید به الکتریسیته هستند. این تفاوت‌ها خود منجر به وجود بازه‌ی وسیعی از هزینه‌های ثابت و متغیر و راندمان‌های متفاوت در شرایط مختلف جغرافیایی می‌گردد. لذا انتخاب روش بهینه‌ی تولید برق از خورشید مستلزم مطالعات و بررسی‌های دقیقی خواهد بود. علاوه بر تفاوت نوع فناوری، عدم قطعیت در هزینه‌های سرمایه‌ای هر فناوری ناشی از وجود آن در مراحل ابتدایی چرخه‌ی عمر فناوری نیز عاملی است که ابعاد پیچیدگی مسئله در انتخاب روش مطلوب را افزایش می‌دهد. لذا نمی‌توان برای تصمیم‌گیری از روش‌های معمول ارزیابی اقتصادی استفاده کرد. در این پژوهش هزینه‌ی ترازشده‌ی واحد انرژی الکتریکی نیروگاه گرمایش خورشیدی یا CSP[1]، نیروگاه فتوولتائیک یا PV[2] و ترکیبی[3] با استفاده از مفاهیم فازی در مدل‌های اقتصادی فازی و با در نظر گرفتن عدم قطعیت در پیش‌بینی هزینه‌های مرتبط با آن برای ایران محاسبه و مقایسه شده است.

واژه‌های کلیدی: PV، CSP، اقتصاد مهندسی فازی، هزینه‌ی ترازشده انرژی
طبقه بندی JEL : L94 و D61

1. Concentrated Solar Power
2. Photovoltaic
3. حالت ترکیب دو فناوری CSP و PV

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]

۱- مقدمه

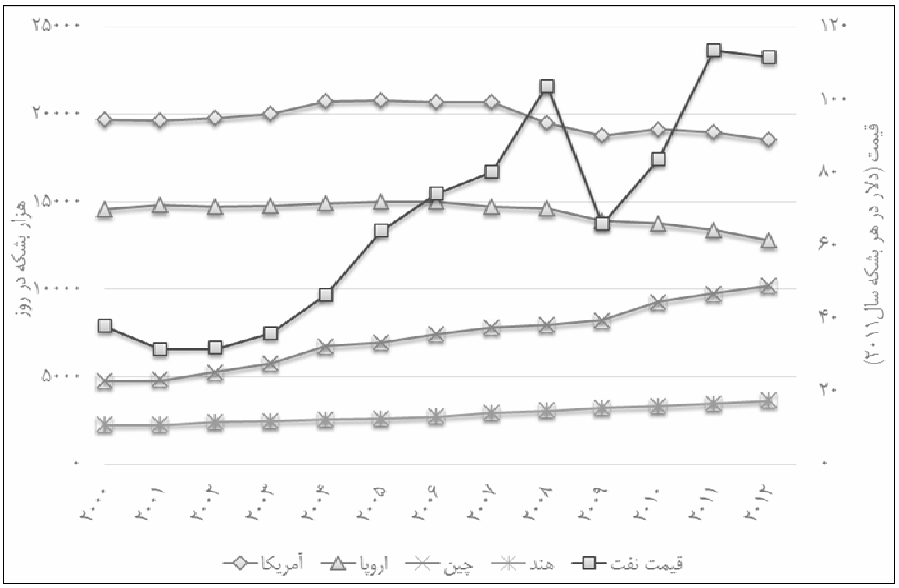
در سال‌های اخیر بهره‌برداری از انرژی خورشیدی جهت تولید انرژی الکتریکی دارای سریع‌ترین رشد نسبت به تمامی فناوری‌های دیگر، اعم از تجدیدپذیر و غیرتجدیدپذیر بوده است. این رشد به انواع روش‌های تولید انرژی الکتریکی از خورشید که بر مبنای دو فناوری PV (تبدیل مستقیم انرژی خورشید به برق) و CSP (تبدیل با واسطه انرژی خورشید به برق از طریق انرژی حرارتی) صورت می‌گیرد اختصاص دارد. در پنج سال اخیر ظرفیت بهره‌برداری‌شده‌ی جهانی از PV ها و CSP ها به ترتیب دارای رشد متوسط سالانه ۵۸ و ۳۷ درصد بوده است. این در حالی است که در همین بازه‌ی زمانی ظرفیت بهره‌برداری شده از سایر تجدیدپذیرها شامل انرژی باد، زمین‌گرمایی و برق‌آبی به ترتیب ۲٦، ۲ و ۳ درصد بوده است. این آمار زمانی بیشتر قابل‌توجه است که مشاهده می‌شود در سال ۲۰۱۱ رشد ظرفیت بهره‌برداری از PV ها و CSP ها به ترتیب ۷٤ و ۳۵ درصد بوده است. درحالی‌که در انرژی بادی و زمین‌گرمایی با کاهش رشد قابل‌توجه نسبت به دوره‌ی زمانی پنج ساله و در انرژی برق‌آبی با ثبات رشد مواجه بوده‌ایم (به ترتیب ۲۰، ۱ و ۳ درصد برای بادی، زمین‌گرمایی و خورشیدی) (گزارش وضعیت جهانی انرژی‌های نو[1] ، ۲۰۱۲). در این میان هدف‌گذاری انرژی دو کشور چین و آمریکا به عنوان بزرگترین تولیدکننده و مصرف‌کننده‌ی انرژی جهان حائز اهمیت خواهد بود (چشم‌انداز جهانی انرژی[2]، ۲۰۱۳). بر اساس دوازدهمین برنامه‌ی پنج ساله‌ی چین برای سال‌های ۲۰۱۱ تا ۲۰۱۵ که توسط دولت مرکزی ارائه شده است، مقرر گردیده تا انتهای این برنامه، سهم منابع غیرفسیلی در مصرف انرژی اولیه‌ی این کشور به ۱۱/٤٪ و ظرفیت تولید آن به ۳۰٪ برسد؛ براساس آخرین به‌روزرسانی اهداف این برنامه، هدف‌گذاری گردیده است که تا سال ۲۰۱۵ ظرفیت به‌کارگیری انرژی خورشیدی به ۲۱ گیگاوات برسد (سیاست‌های انرژی چین[3]، ۲۰۱۳) . بر اساس گزارش بررسی ماهانه‌ی وضعیت انرژی آمریکا که توسط وزارت انرژی این کشور تهیه می‌شود، در سال ۲۰۰۰ سهم انرژی‌های نو از کل تولید انرژی اولیه‌ی آمریکا برابر با ۸/۵٪ بوده است که این رقم در سال ۲۰۱۳ به ۱۲/٤٪ افزایش یافته است (گزارش ماهانه اداره اطلاعات انرژی آمریکا[4]، ۲۰۱۳). مطابق هدف‌گذاری صورت گرفته توسط بخش انرژی آمریکا، تا سال ۲۰٤۰، ٤٪ از

1. Renewables Global Status Report
2. International Energy Outlook
3. China's Energy Policy
4. Monthly Energy Review, EIA

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]

سهم فسیلی در سبد انرژی این کشور کاسته و به سهم انرژی‌های نو افزوده خواهد شد (چشم‌انداز سالانه انرژی، اداره اطلاعات انرژی آمریکا[1]، ۲۰۱۳).

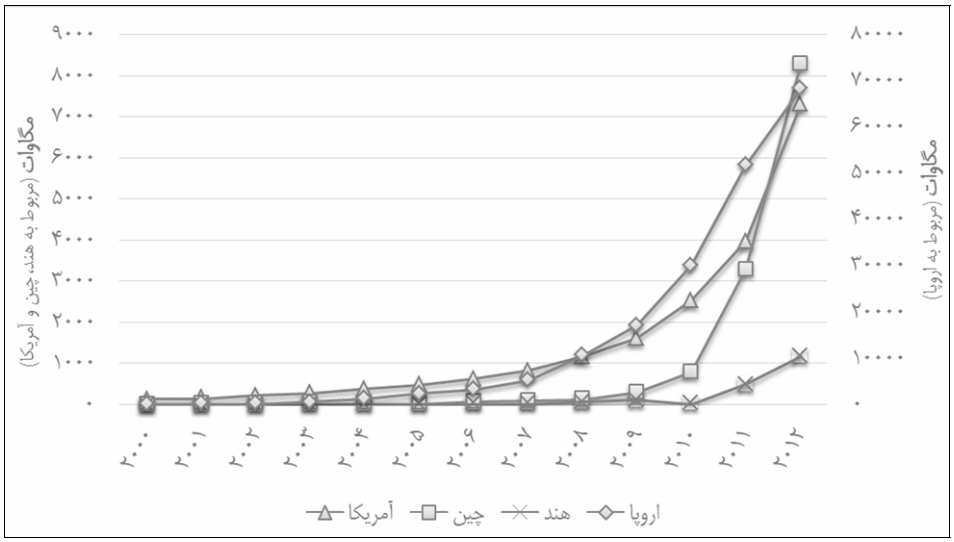
از سوی دیگر روند مصرف نفت در طی سالیان گذشته نشان می‌دهد از سال ۲۰۰۷ تا کنون که قیمت‌های جهانی نفت دچار جهش شده است، کشورهای اصلی مصرف‌کننده نفت اقدام به کاهش مصرف نفت نموده‌اند. همان‌گونه که در شکل (۱) مشاهده می‌شود کشورهای اروپایی و آمریکا روند مصرفی خود را تغییر داده و حتی با وجود کاهش مجدد قیمت‌ها در سال ۲۰۰۸ تا ۲۰۰۹ همچنان میزان مصرف خود را کمتر از گذشته نگه داشته‌اند؛ این رویه نشان‌دهنده اصلاح زیرساخت‌ها و سیاست‌های انرژی این کشورها است و گویای کاهش اقبال به مصرف نفت است. در شکل (۲) مشاهده می‌شود که این کاهش مصرف نفت هم‌زمان با افزایش نصب و به‌کارگیری انرژی خورشیدی در بین این کشورها و نیز نشان‌دهنده‌ی سیاست به‌کارگیری هرچه بیشتر انرژی‌های نو و به خصوص انرژی خورشیدی در بین کشورهای اصلی مصرف‌کننده‌ی انرژی است.



شکل (۱): وضعیت مصرف نفت در کشورهای اصلی مصرف‌کننده انرژی جهان (گزارش آماری انرژی جهان[2]، ۲۰۱۳)

1. Annual Energy Outlook,EIA
2. Statistical Review of World Energy

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]



شکل (۲) : وضعیت تولید برق خورشیدی در کشورهای اصلی مصرف کننده انرژی
(گزارش آماری انرژی جهان، ۲۰۱۳)

کشور ایران نیز با عرض جغرافیایی ۲٤ تا ٤۰ درجه‌ی شمالی در منطقه‌ی بسیار مناسبی برای دریافت انرژی خورشیدی قرار دارد. تغییرات تابشی در ایران بین ۲/۸ kWh/m2 در جنوب شرقی تا ٤/٥ kWh/m2 در نواحی مرکزی ایران متغیر است. محاسبات نشان می‌دهد میزان ساعات تابش مناسب خورشید در ایران بیش از ۲۸۰۰ ساعت در سال است (فدایی[1]، ۲۰۰۷). تابش نور خورشید از دو جزءِ تابش سراسری افقی (GHI[2]) و تابش مستقیم نرمال (DNI[3]) تشکیل می‌شود. عنصر تعیین‌کننده در ضریب ظرفیت PV ، تابش سراسری افقی نور خورشید است، اما در فناوری‌هایی که مانند CSP دارای متمرکزکننده هستند در نظر گرفتن تابش سراسری نرمال یا GHI به تنهایی کافی نیست و تابش مستقیم نرمال نور خورشید نیز تأثیرگذار خواهد بود (آنتونینی[4]، ۲۰۱۳). در واقع آن‌چه منجر به ایجاد تفاوت در ضریب ظرفیت این دو فناوری در مناطق مختلف می‌گردد تفاوت در دو شاخص GHI و DNI است. DNI بخشی از تابش خورشید است که به طور مستقیم و بدون

1. Fadai
2. Global Horizontal Irradiance/Irradiation (GHI)
3. Direct Normal Irradiance/Irradiation (DNI)
4. Antonini

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]

پراکنده و یا جذب شدن توسط اتمسفر و مولکول‌های هوا به زمین می‌رسد، اما چنان‌چه هوا ابری باشد بخشی از تابش خورشید جذب و پراکنده می‌شود که به این بخش از تابش DHI[1] می‌گویند؛ GHI در واقع از جمع دو جزءِ تابش خورشید یعنی DNI و DHI حاصل می‌شود (وینگولا و همکاران[2]، ۲۰۱۲).

بر اساس اطلاعات موجود در بانک اطلاعاتی ناسا[3] میانگین بیست و دو ساله‌ی دو شاخص GHI و DNI برای دنیا به ترتیب برابر با (kWh/m^2/day) ۳/۹ و (kWh/m^2/day) ٤/۷ و برای ایران به ترتیب برابر با (kWh/m^2/day) ۵/۱ و (kWh/m^2/day) ٦/۱ است. همان‌گونه که مشاهده می‌شود وضعیت تابش خورشید در ایران به طور محسوسی از میانگین جهانی بالاتر است، از این‌رو می‌توان بیان داشت که بهره‌گیری از انرژی خورشیدی می‌تواند به عنوان یکی از بهترین راهکارهای تأمین تقاضای انرژی در ایران مورد توجه قرار گیرد.

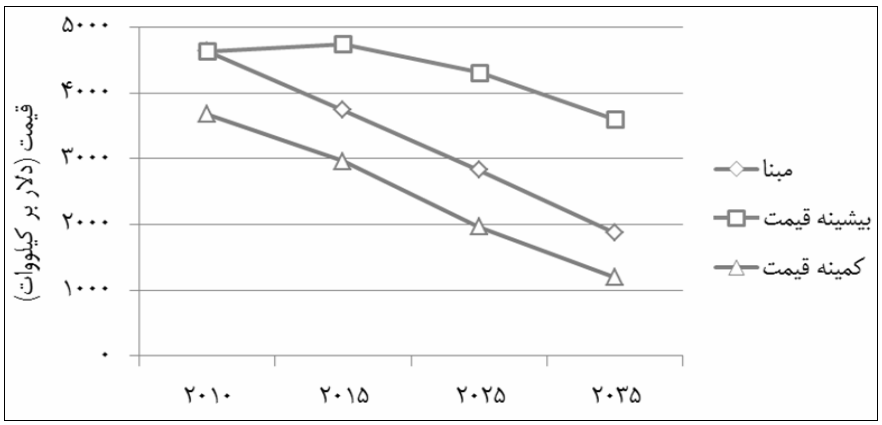
نکته‌ای که در این میان حائز اهمیت است، انتخاب روش مناسب برای تولید برق خورشیدی است. بخشی از هزینه‌های سرمایه‌ای، میزان انرژی استحصالی و راندمان فناوری از جمله مواردی است که هزینه‌ی ترازشده واحد انرژی الکتریکی تولید شده در هر روش را از منطقه‌ای به منطقه‌ی دیگر دستخوش تغییر می‌کند. علاوه بر تفاوت ماهوی این پارامترها و وابستگی آن‌ها به مکان، عدم‌قطعیت در پیش‌بینی هزینه‌های مرتبط با هر روش نیز رسیدن به ترازی واحد برای هر روش را با اخلال روبرو می‌کند.

شکل‌های (۳) و (٤) به ترتیب پیش‌بینی هزینه‌ی سرمایه‌گذاری فناوری CSP و PV را در سه سناریوی مبنا، بیشینه و کمینه‌ی قیمت نشان می‌دهد، همان‌گونه که مشاهده می‌شود این پیش‌بینی‌ها که توسط EIA صورت گرفته است دارای اختلافی فاحش با یکدیگر هستند. هزینه‌ی سرمایه‌گذاری فناوری ترکیبی با کمک هزینه‌ی سرمایه‌گذاری دو فناوری CSP و PV به‌دست می‌آید و طبعاً این اختلاف در هزینه‌ی سرمایه‌گذاری فناوری ترکیبی نیز وجود خواهد داشت. اختلاف مشاهده‌شده بیانگر عدم امکان پیش‌بینی دقیق و عدم‌قطعیت بالا در آن‌ها است که دقت تصمیم‌گیری به کمک مدل‌های قطعی را کاهش می‌دهد. منشأ اصلی عدم‌قطعیت مشاهده‌شده در پیش‌بینی‌ها رو به رشد

1. Diffuse Horizontal Irradiance (DHI)
2. Vignola at el
3. NASA Surface Meteorology and Solar Energy

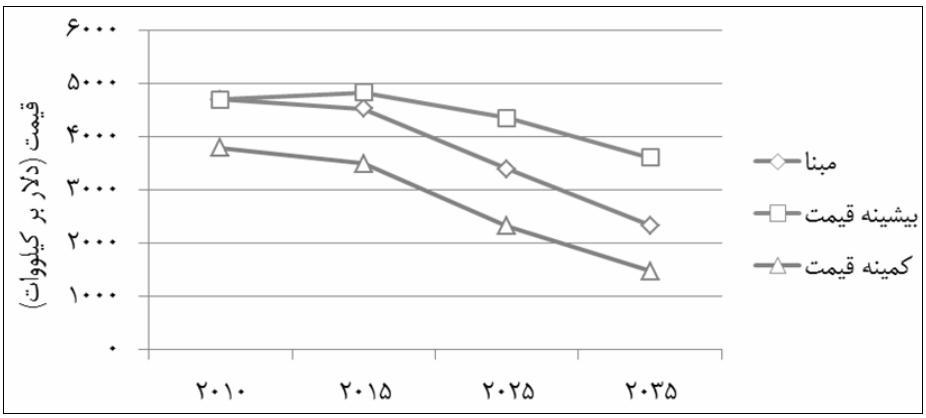
[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]

بودن فناوری‌های استفاده از انرژی خورشیدی است که منجر می‌شود پیش‌بینی آینده‌ی این فناوری‌ها با مشکل مواجه شود به گونه‌ای که در هر دوره امکان وجود جهش و تغییرات عمده‌ای در این فناوری‌ها وجود دارد.



شکل (۳) : پیش‌بینی هزینه سرمایه‌گذاری فناوری CSP

(فرضیات گزارش چشم‌انداز سالانه انرژی۱، ۲۰۱۲)



شکل (٤) : پیش‌بینی هزینه سرمایه‌گذاری فناوری PV

(فرضیات گزارش چشم‌انداز سالانه انرژی، ۲۰۱۲)

1. Assumptions to the Annual Energy Outlook

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]

هدف از این پژوهش یافتن هزینه‌ی ترازشده واحد انرژی برق تولید شده در سه روش CSP، PV و ترکیبی در افق زمانی مورد نظر بوده است. به این منظور و برای لحاظ نمودن شرایط عدم‌قطعیت، هزینه‌ها به صورت فازی در نظر گرفته شده است. سپس از روش اقتصاد مهندسی فازی برای محاسبه هزینه‌ی ترازشده‌ی واحد انرژی برق در دو روش استفاده شده است. در ادامه پس از معرفی اجمالی فناوری CSP و PV، مبانی محاسبات اقتصاد مهندسی فازی طرح خواهد شد. سپس مدل اقتصاد مهندسی برای سه فناوری ارائه شده و نتایج تشریح خواهد گردید.

۲- فناوری‌های نیروگاه‌های خورشیدی

۱-۲- نیروگاه فتوولتاییک (PVP)

نیروگاه فتوولتاییک[1]، یکی از انواع روش‌های تولید برق از انرژی خورشیدی است. در این روش با بکارگیری سلول‌های خورشیدی در تعداد زیاد (و چیدمان‌های متفاوت)، انرژی خورشیدی ناشی از تابش، مستقیماً به برق تبدیل می‌شود. در این بخش انواع سلول‌های خورشیدی اجمالاً معرفی و از نظر شرایط تجاری و بازار بررسی خواهند شد.

۱-۱-۲- نسل اول: سلیکون کریستالی

سلیکون کریستالی (c-Si)[2] اولین نسل از فتوولتائیک‌ها هستند که در حال حاضر حدود ۸۵ الی ۹۰ درصد سهم بازار را به خود اختصاص داده‌اند. انتظار می‌رود این فناوری همچنان تا سال ۲۰۲۰ با سهم بازار حدود ۵۰٪ ، فناوری غالب بازار فتوولتائیک‌ها باشد.

سلول‌های c-Si به دو دسته عمده تقسیم می گردند: i) تک کریستالی (sc-Si)[3] و ii) چند کریستالی (mc-Si)[4]. در حال حاضر sc-Si ها از راندمان تبدیل بالاتری نسبت به mc-Si ها برخوردارند. انتظار می رود این راندمان تا ۲۳٪ در ۲۰۲۰ و تا ۲۵٪ در مدتی طولانی‌تر افزایش یابد. اما mc-Si ها به دلیل قیمت پایین‌تر با گروه اول قابل رقابت هستند (علی رغم راندمان پایین‌تر).

1. Photovoltaic Power Plant
2. Crystalline silicon
3. Single Crystalline
4. Multi- Crystalline

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]

پیش‌بینی می‌شود راندمان این فناوری نیز در بلند مدت تا ۲۱٪ افـزایش یابـد (نقـشه‌ی راه فنـاوری فتوولتاییک[1]، ۲۰۱۰).

۲-۱-۲- نسل دوم: فیلم نازک

فیلم‌نازک‌ها با ریختن لایه‌ای نازک از مواد فتوولتاییک در ابعاد میکرومتر بـر مـوادی ارزان مثـل شیشه، استیل ضدزنگ یا پلاستیک ساخته می‌شوند، فیلم‌نازک‌ها در حال حاضر حدود ۱۰٪ تـا ۱۵٪ بازار جهانی فتوولتائیک‌ها را به خود اختصاص داده‌اند. این فناوری خود به سه گـروه کلـی تقـسیم می‌گردد: i) سلیکون غیر متبلور (a-Si) و سلیکون میکرو غیر متبلور (a-Si/µc-Si)، ii) مس-ایـنـدیم-دی سلنید (CIS) و مس- ایندیم- گالیوم- دی سلنید (CIGS) و iii) کادمیوم- تلورید (CdTe).

فیلم‌نازک‌ها نسبت به فناوری‌های نسل اول مزایای نسبی‌ای دارند که شامل مصرف کمتـر مـواد اولیه، بهره‌وری بالای تولید و خودکار بودن تولید و ترکیب، سـهولت یکپارچـه‌سـازی سـاختمان و بهبود دادن ظاهر، عملکرد خوب در دمای بالای محیطی و حساسیت کمتر به بیش از حد گرم شدن می‌شود. اما بازدهی پـایین ایـن گـروه از فنـاوری و تجربـه‌ی کـم صـنایع در بهـره‌گیـری از آن‌هـا بزرگ‌ترین مشکل فیلم نازک‌ها در رقابت با c-si ها است (نقشه راه فناوری فتوولتاییک، ۲۰۱۰).

۳-۱-۲- نسل سوم

نسل سوم شامل فناوری‌های نوآورانه، غیرتجاری و متنـوعی اسـت کـه در مرحلـه‌ی تحقیـق و توسعه قرار دارند. گرچه برخی از آن‌ها در حال ورود به فاز تجاری شدن هستند اما بایستی دید این فناوری‌ها چه میزان در یافتن سهمی از بازار فتوولتائیک‌ها موفق خواهند بود.

سه گروه عمده در فناوری‌های نسل سوم وجود دارد که عبارتند از: i) فتوولتائیک متمرکزکننده[2] (CPV)، ii) حساس به رنگ[3] (DSSC) و iii) ارگانیک. CPV ها تابش مـستقیم نـور خورشـید را بـا استفاده از ابزارهای نوری مانند لنز بر سلول‌های کوچک و بـا بـازدهی بـالای خورشـیدی متمرکـز می‌کنند. سیستم‌های متمرکزکننده‌ی کم و متوسط (تا ۱۰۰ suns) با سلول‌های خورشیدی سـلیکونی با بازده بالا کار می‌کنند. اما بـرای سـطوح متمرکـزسـازی بـالاتر (بـیش از ۵۰۰ suns) از ترکیبـات

1. Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy
2. Concentrating PV
3. Dye-Sensitized Solar Cell

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]

نیمه‌هادی III-V برای سلول‌های خورشیدی CPV استفاده می‌شود؛ در این حالت بازدهی بیش از ٤٠٪ نیز در آزمایشگاه دیده شده است. در واقع CPV ها پربازده‌ترین فناوری‌های تولید برق از انرژی خورشید هستند. این فن‌آوری اخیراً از حالت آزمایشگاهی خارج شده و به سمت ابعاد تجاری حرکت می‌کند و به فعالیت‌های تحقیق و توسعه بیشتری در زمینه‌ی سیستم‌های نوری، مونتاژ ماژول، سیستم پی‌گیری، ابزارهای با بازدهی بالا، ساخت و نصب نیاز دارد.

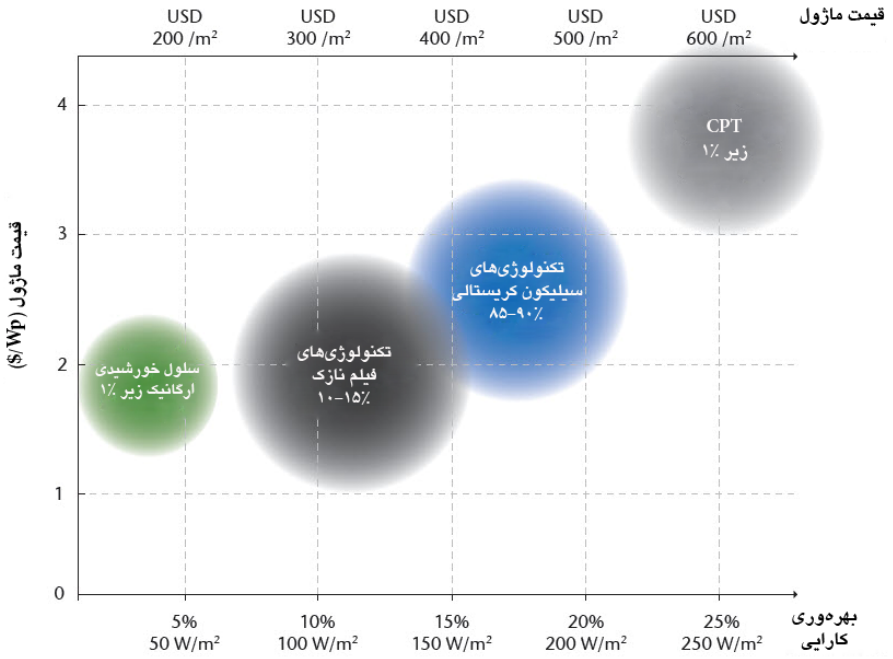
گروه دوم بر اساس ساختار یک نیمه‌هادی که میان یک آند حساس به نور و یک الکترولیت قرار دارد ساخته می‌شود. در یک DSSC معمولی، نانوکریستال نیمه‌رسانای مورد استفاده در آن در نقش آنتن ظاهر می‌شود و نور خورشید را می‌گیرد و سپس مولکول رنگ وظیفه‌ی جدا کردن شارژ را دارد. این فرایند شبیه‌سازی فرایند طبیعی است که در فتوسنتز اتفاق می‌افتد. ویژگی اصلی این گروه قیمت پایین‌تر آن در مقایسه با فناوری‌های دیگر است. گرچه نمونه‌های نسبتاً تجاری شده‌ی آن دارای بهره‌وری پایین‌تر از ٤-٥ درصد هستند (نمونه‌های آزمایشگاهی تا حدود ۱۲ درصد بهره‌وری را نشان داده‌اند).

سلول‌های خورشیدی ارگانیک به عنوان گروه سوم، شامل سلول‌هایی است که با بهره‌گیری از پلیمرهای ارگانیک[1] یا مولکول‌های کوچک ارگانیک[2] ساخته می‌شود. این سلول‌ها نیز مانند سلول‌های حساس به رنگ گران نیستند اما دارای بهره‌وری پایینی هستند (٤-٥ درصد در نمونه‌های تجاری و ۸-۱۰ درصد در نمونه‌های آزمایشگاهی) (گزارش فتوولتاییک، آژانس بین‌المللی انرژی[3]، ۲۰۱۲)

در شکل (٥) بهره‌وری و قیمت فعلی فناوری‌های سیلیکون کریستالی، فیلم نازک و CPV با یکدیگر مقایسه شده است. همچنین جزئیات فناوری برای سه گروه مزبور در جدول (۱) مشاهده می‌شود.

1. Organic Polymers
2. Small organic molecules
3. Solar Photovoltaics, International Renewable Energy Agency

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]



شکل (۵) : بهره‌وری و قیمت فعلی فناوری‌های فتوولتائیک (اعداد داخل گوی‌ها سهم جهانی تکنولوژی را در ۲۰۱۰ نشان می‌دهد.) (بریام و ارهارت[1]، ۲۰۱۰)

علاوه بر این سه گروه، فناوری‌های دیگری نیز وجود دارد که در مراحل تحقیقاتی هستند. تلاش اصلی در این تحقیقات افزایش بهره‌وری سلول‌های خورشیدی است و به همین علت عمدتاً در غالب گروه اول (CPV) ها در حال توسعه هستند.

1. E. F. Brigham and M. C. Ehrhardt

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]

جدول (۱): نگاه اجمالی و مقایسه تکنولوژی‌های عمده فتوولتائیک

فناوری	واحد	نسل اول		نسل دوم			نسل سوم		
		sc-Si	pc-Si	a-Si	CIS/ CIGS	CdTe	CPV	DSSC	OPV
بهترین بهره‌وری به‌دست‌آمده سلول در AM1.5*	٪	۲۴/۷		۱۰/۴ –۱۳/۲	۲۰/۳	۱۶/۵	۴۳/۵	۱۱/۱	۱۱/۱
بهره‌وری اثبات‌شده در AM1.5	٪	۲۰–۲۴	۱۴–۱۸	۶/۸	۸–۰/۱۰	۸–۰/۱۲	۳۶–۴۱	۸/۸	۸/۳
بهره‌وری ماژول تجاری در AM1.5	٪	۱۵–۱۹	۱۳–۱۵	۵–۸	۷–۱۱	۸–۱۱	۲۵–۳۰	۱–۵	۱
بالاترین بهره‌وری اثبات‌شده ماژول تجاری	٪	۲۳	۱۶	۷/۱– ۱۰/۰	۱۲/۱	۱۱/۲	۲۵	–	–
سهم از بازار در ۲۰۰۹	٪	۸۳	۳	۱	۱۳		–	–	–
سهم از بازار در ۲۰۱۰	٪	۸۷	۲	۲	۹		–	–	–
هزینه‌ی فعلی ماژول	USD/W	< ۱/۴	< ۱/۴	~ ۰/۸	~ ۰/۹	~ ۰/۹	–	–	–
بیشترین قدرت خروجی ماژول	W		۳۲۰	۳۰۰	۱۲۰	۱۲۰	۱۲۰	–	–
اندازه‌ی ماژول	m2	۲	۱/۴–۲/۵	۱/۴	۰/۶–۱/۰	۰/۷۲	–	–	–
مساحت مورد نیاز برای هرکیلووات	m2	۷	۸	۱۵	۱۰	۱۱	–	–	–
وضعیت فناوری از منظر تجاری شدن		بالغ با تولید در اندازه بالا	بالغ با تولید در اندازه بالا	مراحل اولیه توسعه، تولید در ابعاد متوسط	مراحل اولیه توسعه، تولید در ابعاد متوسط	مراحل اولیه توسعه، تولید در ابعاد کوچک	اخیرا تجاری سازی شده، تولید در ابعاد کوچک	فاز تحقیق و توسعه	فاز تحقیق و توسعه

*شرایط آزمون استاندارد، ۲۵ درجه سانتیگراد، شدت تابش ۱۰۰۰ وات بر متر مربع، فشار هوا ۱/۵ اتمسفر

مأخذ: گزارش فتوولتاییک، آژانس بین‌المللی انرژی، ۲۰۱۲

۲-۲- فناوری حرارتی خورشیدی یا CSP

در این فناوری برخلاف PV تولید برق از تابش مستقیم خورشید صورت نمی‌گیرد، بلکه از انرژی حرارتی خورشید جهت تولید برق استفاده می‌شود. یک نیروگاه خورشیدی شامل تأسیساتی است که انرژی تابشی خورشید را جمع کرده و با متمرکز کردن آن، درجه حرارت‌های بالا ایجاد می‌کند. انرژی جمع‌آوری شده از طریق مبدل‌های حرارتی، توربین ژنراتورها و یا موتورهای بخار به انرژی برق تبدیل خواهد شد. نیروگاه‌های خورشیدی بر اساس نوع متمرکز کننده‌ها به چهار نوع

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]

تقسیم می‌شوند:

- دریافت کننده‌ی مرکزی[1]
- سهموی خطی[2]
- نیروگاه رفلکتور تخت خطی[3]
- دیش استرلینگ یا بشقابی[4]

هریک از این گروه‌ها از نظر فناوری و چیدمان تفاوت‌های عمده‌ای دارند که در ادامه به مـرور آنان خواهیم پرداخت.

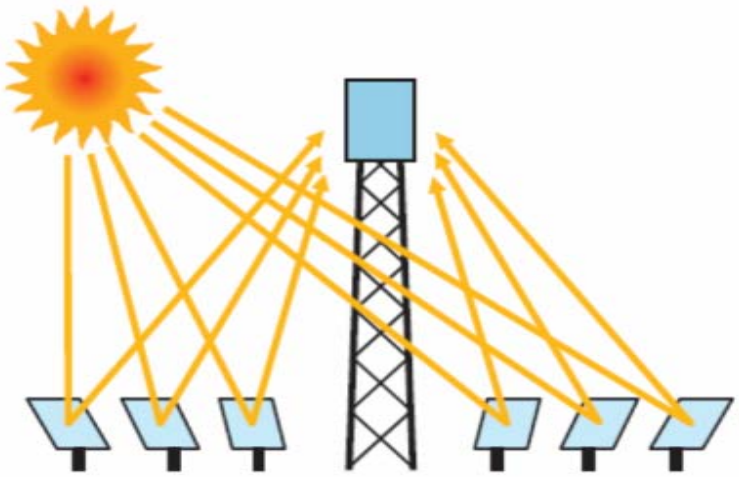
۱-۲-۲- دریافت‌کننده‌ی مرکزی

دریافت‌کننده‌ی مرکزی که به برج خورشیدی نیز معروف است، از صدها یا هزاران جذب‌کننده کوچک برای متمرکزکردن اشعه‌ی خورشید در یک دریافت‌کننده مرکزی که در بالای برج ثابتی قرار دارد، استفاده می‌کند و در اثر حرارت تولید شده، انرژی برق تولید می‌شود.

در این روش درجه حرارت ایجاد شده بسیار بالا (در حدود ٦٥٠ درجه سانتی‌گراد) بـوده و بـه همین علت کارایی سیستم بالاتر رفته و سبب کاهش هزینه‌ها می‌شود.

1 . power tower technology
2 . Parabolic trough
3 . linear Fresnel reflector technology
4 . dish-engine technology

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]

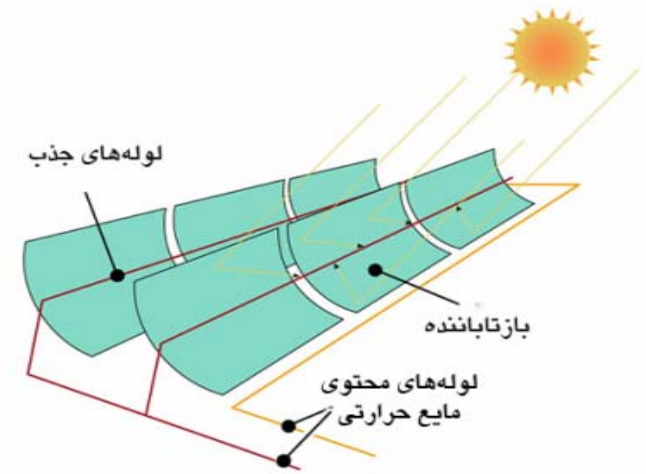


شکل (٦): شمای کلی از عملکرد نیروگاه با فناوری دریافت‌کننده مرکزی
(گزارش CSP، آژانس بین‌المللی انرژی،۲۰۱۲)

۲-۲-۲- سهموی خطی

سیستم‌های سهموی خطی از چند ردیف آینه (بازتاباننده‌ی) موازی که جهت انحنای آن‌ها برای متمرکز کردن اشعه خورشید به یک سمت قرار داده شده است، تشکیل می‌شوند. آرایه‌ی آیینه‌ای می‌تواند بیش از ۱۰۰ متر طول با عرض منحنی بین ۵ تا ٦ متر داشته باشد. در این سیستم لوله‌هایی از جنس استیل ضدزنگ با پوششی خاص جهت ذخیره‌ی گرما تعبیه شده است؛ جنس پوشش به نوعی است که به لوله‌ها این امکان را می‌دهد تا بیشترین سطح جذب تابش خورشید را در هنگامی که تابش بسیار کم مادون قرمز وجود دارد داشته باشند. لوله‌ها درون حفاظی شیشه‌ای قرار دارند. بازتاباننده‌ها و لوله‌های جذب همگام با حرکت خورشید در آسمان حرکت می‌کنند و در جهت مناسب قرار می‌گیرند. مایع حامل گرما که در لوله‌های جذب‌کننده تابش قرار دارد غالباً نوعی روغن ترکیبی است. حداکثر درجه حرارت ایجاد شده در این روش ٤۰۰ درجه سانتی‌گراد است. روغن داغ در مبدل‌های حرارتی، آب را به بخار تبدیل می‌کند و بخار فوق‌داغ طی سیکل رانکین از توربین و ژنراتور انرژی برق تولید می‌کند.

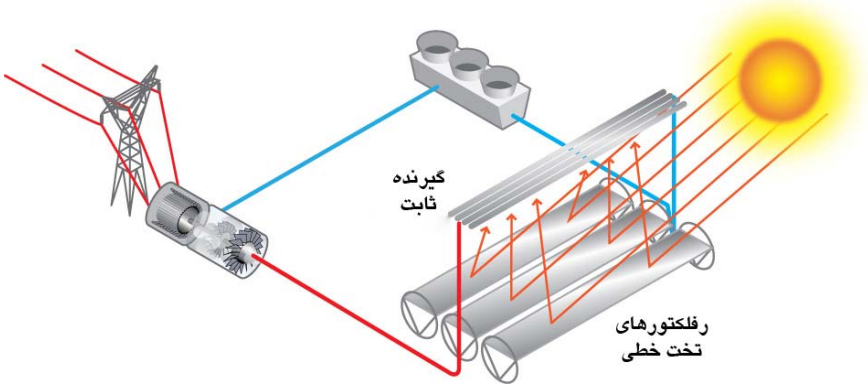
[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]



شکل (۷) : شمای کلی از عملکرد نیروگاه خورشیدی سهموی خطی
(گزارش CSP، آژانس بین‌المللی انرژی،۲۰۱۲)

۳-۲-۲- نیروگاه رفلکتور تخت خطی

سیستم نیروگاه رفلکتور تخت خطی تقریباً مشابه سیستم سهموی خطی است، با این تفاوت که این سیستم از آیینه‌های تخت یا کمی محدب برای بازتاب اشعه‌ی خورشید بر روی یک گیرنده ثابت خطی که در بالای آن قرار گرفته‌است، استفاده می‌کند. در این روش حداکثر حرارت به ٤٠٠ درجه سانتیگراد می‌رسد. مزیت این سیستم طراحی ساده‌ی آیینه‌ها و دریافت‌کننده ثابت است که سبب می‌شود هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه کاهش یابد. این روش از کارایی کمتری نسبت به روش سهموی خطی برخوردار است.

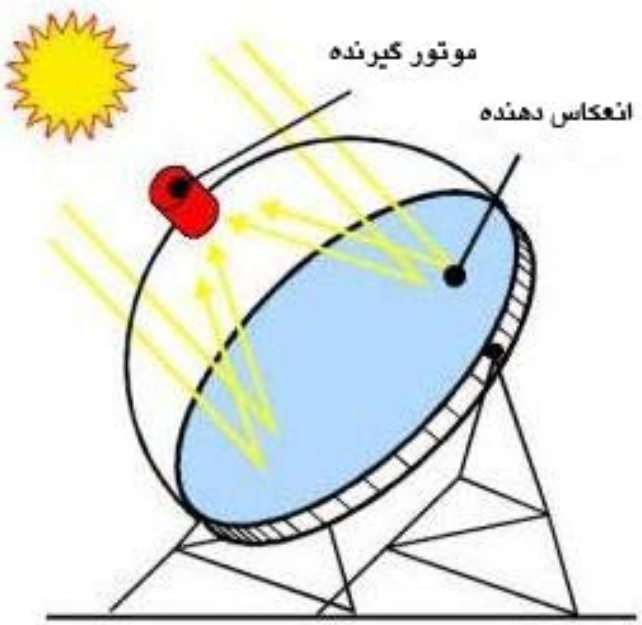


شکل (۸) : شمای کلی از نیروگاه رفلکتور خطی (گزارش CSP، آژانس بین‌المللی انرژی،۲۰۱۲)

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]

٤-۲-۲- دیش استرلینگ یا بشقابی

در این روش دیش‌های سهمی شکل، اشعه‌ی خورشید را در نقطه کانونی بالای دیش متمرکز می‌کنند. در این سیستم کل دستگاه مسیر خورشید را دنبال می‌کند، یعنی دیش و دریافت‌کننده در پی خورشید حرکت می‌کنند. اکثر دیش‌ها دارای یک موتور یا ژنراتور (مانند ماشین استرلینگ یا توربین کوچکِ) مستقل در نقطه کانونی خود هستند، که سبب می‌شود نیازی به مایعی جهت انتقال گرما و نیز آب برای خنک کردن نباشد. این روش کاراترین روش تولید برق CSP بوده که قابلیت رقابت با PV را دارد (نقشه‌راه فناوری CSP[1]، ۲۰۱۰).



شکل (۹): شمای کلی از عملکرد دیش استرلینگ (گزارش CSP، آژانس بین‌المللی انرژی،۲۰۱۲)

در جدول ۲ این چهار نوع از لحاظ فنی مقایسه شده‌اند.

1. Technology Roadmap Concentrating Solar Power

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]

جدول (۲) : مقایسه تکنولوژی‌های CSP (گزارش CSP، آژانس بین‌المللی انرژی[1]، ۲۰۱۲)

	دریافت‌کننده مرکزی	سهموی خطی	رفلکتور خطی	دیش استرلینگ
ظرفیت کل (MW)	۱۰-۲۰۰	۱۰-۳۰۰	۱۰-۲۰۰	۰/۰۱-۰/۰۲۵
بلوغ فناوری	اقتصادی اثبات شده	اقتصادی اثبات شده	نمونه اولیه	به صورت نمایشی
ریسک توسعه فناوری	متوسط	پایین	متوسط	متوسط
بهره‌وری نیروگاه در پیک (٪)	۲۳-۳۵*	۱۴-۲۰	۱۸	۳۰
پایداری در شبکه	بالا	متوسط تا بالا	متوسط	پایین
بیشترین شیب مزرعه‌ی خورشیدی	<۲-۴	<۱-۲	<۴	10% or more
نوع کاربرد	On-grid	On-grid	On-grid	On-grid/Off-grid
ذخیره‌سازی با نمک مذاب	موجود به صورت اقتصادی	موجود به صورت اقتصادی	امکان‌پذیر اما اثبات‌نشده	امکان‌پذیر اما اثبات‌نشده

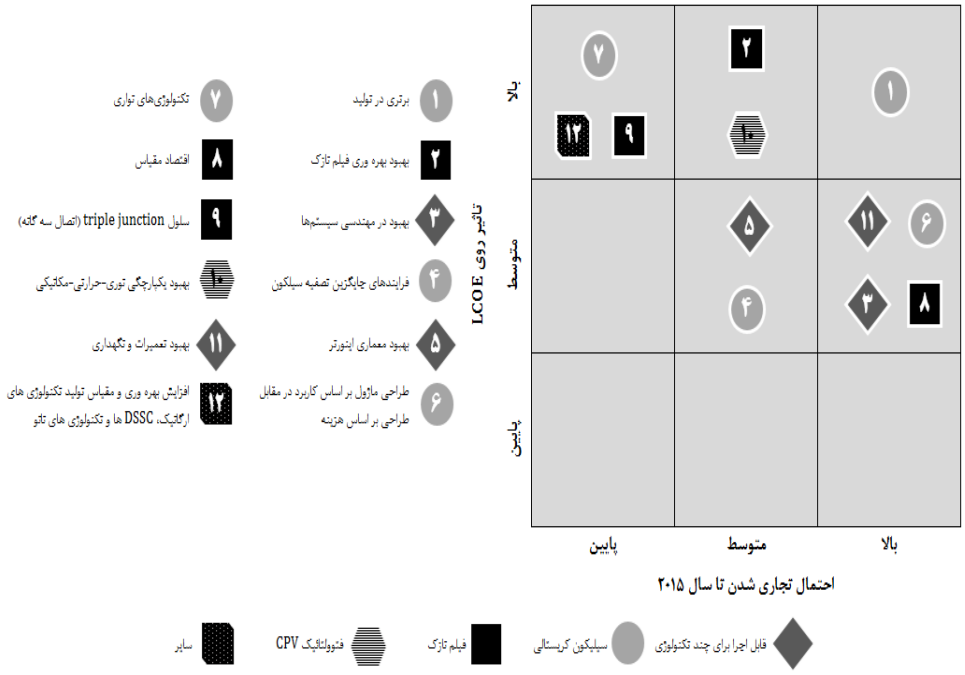
۳-۲- فناوری ترکیبی

بر اساس ادعای برخی از سازندگان سلول‌های خورشیدی، با ترکیب دو فناوری CSP و PV بهره‌وری سلول‌های فتوولتاییک بهبود یافته و برق خروجی آن سالیانه تا ۲۰٪ و عمر مفید آنها از ۳۰ سال به ۳۵ سال افزایش می‌یابد. علت این امر حساسیت سلول‌های فتوولتاییک نسبت به افزایش دماست؛ با افزایش دما بهره‌وری این سلول‌ها و همچنین طول عمر آن‌ها کاهش می‌یابد. لذا با عبور جریان آب ناشی از ترکیب دو فناوری CSP و PV اطراف سلول‌های فتوولتاییک دمای آن‌ها به نحو چشم‌گیری کاهش یافته و لذا سبب افزایش بهره‌وری و عمر مفید آن‌ها می‌شود. همچنین هزینه کل سیستم در فناوری ترکیبی ۲۰٪ کمتر از نصب جداگانه دو فناوری خواهد شد (گرین اسپک[2]،۲۰۱۲). یکی از موارد حائز اهمیت در فناوری ترکیبی، استفاده‌ی همزمان از برق و حرارت است که با توجه به رویکرد پژوهش حاضر در بررسی فناوری‌های تولید برق خورشیدی به آن پرداخته نشده و تنها بهبود حاصل از ترکیب دو فناوری در تولید برق مورد بررسی قرار گرفته است.

1. Concentrating Solar Power, International Renewable Energy Agency
2. GreenSpec

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]

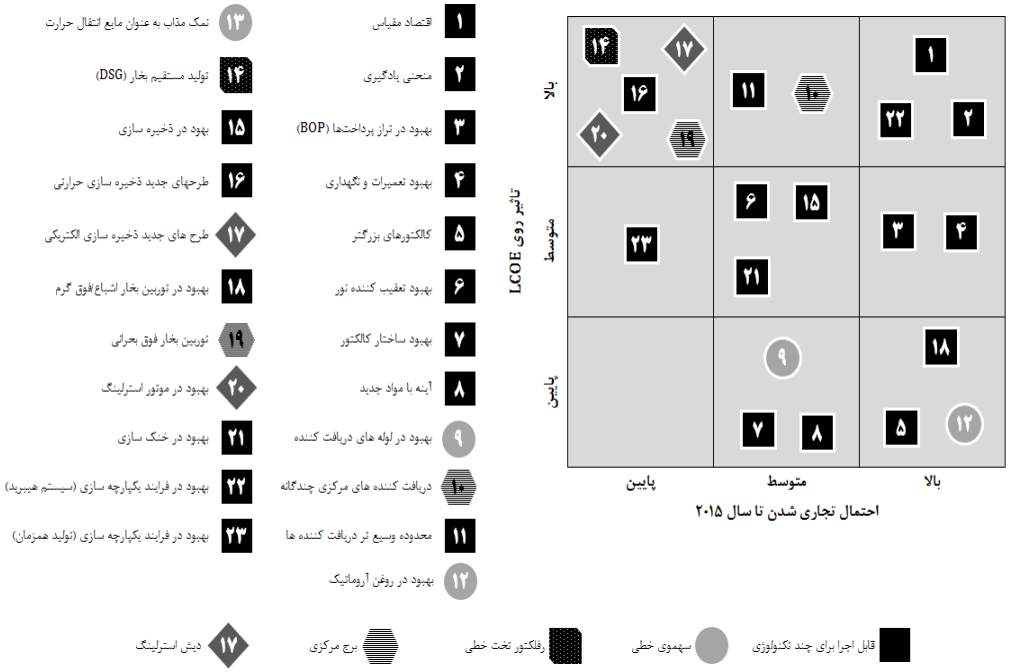
در رابطه با پیچیدگی دو فناوری CSP و PV می‌توان اظهار داشت که نیروگاه‌های PV حول فناوری سلول خورشیدی می‌چرخند و نیروگاه‌های CSP عملاً ترکیبی از چند فناوری حیاتی هستند. همین باعث می‌شود که در صنعت PV تمرکز روی یک موضوع (سلول خورشیدی) باشد. اما صنعت‌گران CSP با چندین چالش مواجه هستند: بهبود بهره‌وری کالکتورها، تغییر مایع حرارتی مورد استفاده برای افزایش ضریب انتقال حرارت (در فناوری سهموی خطی) و دستیابی به بهره‌وری بالاتر توربین از جمله این چالش‌ها هستند. این پیچیدگی فناورانه به همراه احتمال وقوع آن و تاثیری که می‌تواند روی LCOE[1] داشته باشد در ماتریس تاثیر/احتمال برای فن‌آوری‌های CSP و PV در شکل‌های (۱۰) و (۱۱) آورده شده است. بررسی این دو شکل نشان می‌دهد که چالش‌های موجود در فناوری‌های CSP از نظر تعداد، تجاری شدن و تأثیرگذاری روی LCOE با اما و اگرهای بیشتری مواجه است.



شکل (۱۰) : ماتریس تاثیر/احتمال برای توسعه فناورانه در PV (دنیای انرژی تجدیدپذیر[2]، ۲۰۱۳)

1. Levelized Cost of Energy
2. Renewable Energy World

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]



شکل (۱۱) : ماتریس تاثیر/احتمال برای توسعه فناورانه در CSP (دنیای انرژی تجدیدپذیر، ۲۰۱۳)

۳- اقتصاد مهندسی فازی

یکی از مهم‌ترین مسائل در سرمایه‌گذاری بر روی یک پروژه بررسی سودآوری آن و مقایسه‌ی آن با سایر پروژه‌ها است؛ دو روش مرسوم جهت مقایسه وجود دارد، که عبارت‌اند از روش ارزش خالص فعلی و ارزش یکنواخت سالیانه.

۳-۱- تحلیل اقتصادی سرمایه‌گذاری در پروژه

۳-۱-۱- ارزش خالص فعلی

ارزش خالص فعلی یا همان NPV[1] عبارت است از ارزش فعلی درآمدهای پروژه منهای ارزش فعلی هزینه‌های پروژه. برای این امر نیاز است تا با استفاده از نرخ تنزیل به محاسبه ارزش فعلی

1 . Net Present Value

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]

موارد مذکور پرداخته شود، لذا با فرض نرخ تنزیل برابر با i و جریان نقدی CF[1] می‌توان رابطه‌ی (۱) را برای محاسبه NPV به کار برد (بریام و ارهارتد، ۲۰۱۰).

$$NPV = CF_{0} + \frac{CF_{1}}{(1+i)^{1}} + \frac{CF_{2}}{(1+i)^{2}} + \ldots \frac{CF_{N}}{(1+i)^{N}} \qquad (1)$$

که فرم عمومی رابطه‌ی (۱) به صورت رابطه (۲) نوشته می‌شود:

$$NPV = \sum_{j=0}^{N} CF_{j} \times (1+i)^{-j} \qquad (2)$$

این شاخص بیانگر این امر است که در نهایت چه میزان سودآوری از هر پروژه کسب خواهد شد. البته از NPV می‌توان جهت مقایسه دو پروژه نیز استفاده نمود، به این ترتیب که پروژه‌ای که NPV بالاتری دارد سودآورتر است. لازم به ذکر است که NPV مرسوم تنها برای مقایسه پروژه‌های با دوره‌ی عمر یکسان به کار می‌رود، چنانچه لازم باشد که دو پروژه با دوره‌ی عمر متفاوت با یکدیگر مقایسه گردند نمی‌توان از NPV به طور ساده استفاده نمود بلکه در این موارد یا باید از کوچکترین مضرب مشترک عمر پروژه‌ها استفاده نمود و یا اینکه NPV را با استفاده از روش ارزشِ برابر یکنواخت سالیانه به مقادیر مساوی سالیانه تبدیل نمود و سپس به مقایسه پرداخت.

۲-۱-۳- ارزش برابر یکنواخت سالیانه

در روش ارزش برابر یکنواخت سالیانه (EUAV[2]) تمامی هزینه‌ها و درآمدها به مقادیر برابر و یکنواخت سالیانه تبدیل می‌شوند. کاربرد اصلی این روش در مقایسه پروژه‌هایی است که دارای عمر نابرابر هستند، بدین ترتیب دیگر نیازی به یکسان‌سازی دوره عمر نبوده و می‌توان به‌راحتی مقادیر سالیانه را با یکدیگر مقایسه نمود. معادله عمومی این روش در رابطه (۳) نشان داده شده است:

$$EUAV = A = NPV = \frac{(1+i)^{n_j}}{(1+i)^{n} - 1} \qquad (3)$$

1 . Cashflow
2 . Equivalent Uniform Annual Value

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]

٤- هزینه‌ی تراز شده انرژی LCOE

هزینه‌ی تراز شده انرژی (LCOE) برابر است با هزینه‌های تولید برق یک نیروگاه یا واحد تولید برق در طول عمر کاری آن (که شامل هزینه‌های نصب و تعمیر/نگهداری می‌شود) به برق تولیدی آن نیروگاه یا واحد تولید برق در طول عمر کاری‌اش. در این روش می‌توان برای مقایسه دو پروژه با عمر نابرابر نیز با استفاده از روش ارزش یکنواخت سالیانه هزینه تولید برق را برای هر سال بدست آورد و بر میزان تولید سالیانه نیروگاه تقسیم نمود. محاسبه هزینه‌ی تراز شده انرژی (LCOE) همان‌گونه که در رابطه‌ی (٤) مشاهده می‌شود به‌شدت به هزینه‌های راه‌اندازی سیستم، هزینه بهره‌برداری و تعمیر/ نگهداری، مکان، گرایش، سرمایه‌گذاری، و سیاست‌گذاری‌ها حساس است (گزارش بازار فناوری‌های خورشیدی[1]، ۲۰۱۱).

$$LCOE = \frac{CapitalCost \times \frac{(1+i)^{n_j}}{(1+i)^{n}-1} + O\,\&\,MCosts + etc}{YearlyGeneratedEnergy} \qquad (٤)$$

۱-٤- مدل ارزش یکنواخت سالیانه فازی

در رابطه با محاسبه ارزش یکنواخت سالیانه فازی روش‌های گوناگونی ارائه شده است. لیو و چن در سال ۲۰۰٦ رویکردی را در این زمینه ارائه نمودند(لیو و چن[2]،۲۰۰٦) که در این پژوهش به کار گرفته شده است. در این رویکرد از اعداد فازی مثلثی جهت شناسایی بهترین گزینه استفاده شده است، حد پایین (l)، حد بالا (u) و محتمل ترین مقدار (m) مربوط به مقادیر هزینه تعیین می‌شود. در این مدل از اعداد تعیین شده توسط خبرگان جهت تعریف اعداد فازی مثلثی ذیل استفاده می‌شود:

ارزش فعلی فازی: $\tilde{P} = (P_l P_m, P_u)$

ارزش آینده یا نهایی فازی: $\tilde{F} = (F_l F_m, F_u)$

ارزش یکنواخت سالیانه فازی: $\tilde{A} = (A_l A_m, A_u)$

1. Solar Technologies Market Report
2 . Liou and Chen

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]

نرخ تنزیل فازی:

$$\tilde{i} = (i_\upsilon i_m, i_u)$$

بر اساس عملگرهای محاسبات فازی روابط (۵) تا (۸) را تشکیل می‌دهیم:

$$1 \oplus \tilde{i} = (1,1,1,) \oplus (i_\upsilon i_m, i_u) = (1 + i_\upsilon 1 + i_m, 1 + i_u) \quad (۵)$$

$$(1 \oplus \tilde{i})^n = \left((1+i_\upsilon)^n, (1+i_m)^n, (1+i_u)\right) \quad (۶)$$

$$\tilde{F0}:(1 \oplus \tilde{i})^n = \left(\frac{\tilde{F}}{(1+i_\upsilon)^n}, \frac{\tilde{F}}{(1+i_m)^n}, \frac{\tilde{F}}{(1+i_u)^n}\right) \quad (۷)$$

$$\tilde{P} \otimes (1 \oplus \tilde{i})^n = \left(P_\upsilon (1+i_\upsilon)^n, P_m (1+i_m)^n, P_u (1+i_u)^n\right) \quad (۸)$$

رابطه بین $\tilde{A}$ و $\tilde{P}$ به صورت زیر بیان می‌گردد:

$$\tilde{A} = \tilde{P} \otimes (\tilde{P}/\tilde{A}, \tilde{i}, n) \quad (۹)$$

که در آن داریم:

$$(\tilde{P}/\tilde{A}, \tilde{i}, n) = \left(\frac{i_\upsilon (1+i_\upsilon)^n}{(1+i_\upsilon)^n - 1}, \frac{i_m (1+i_m)^n}{(1+i_m)^n - 1}, \frac{i_u (1+i_u)^n}{(1+i_u)^n - 1}\right) \quad (۱۰)$$

ضریب فوق فاکتور بازیافت سرمایه‌ی فازی[1] نامیده می‌شود.

همچنین رابطه بین $\tilde{A}$ و $\tilde{F}$ نیز به این صورت تعریف می‌گردد:

$$\tilde{A} = \tilde{F} \otimes (\tilde{F}/\tilde{A}, \tilde{i}, n) \quad (۱۱)$$

به طوری‌که:

$$(\tilde{F}/\tilde{A}, \tilde{i}, n) = \left(\frac{i_u}{(1+i_u)^n - 1}, \frac{i_m}{(1+i_m)^n - 1}, \frac{i_\upsilon}{(1+i_\upsilon)^n - 1}\right) \quad (۱۲)$$

این ضریب فاکتور وجوه استهلاکی فازی[2] نامیده می‌شود.

اگر در طول عمر اقتصادی گزینه‌ی مورد بررسی هزینه‌ها یا درآمدهایی وجود داشته باشد و

1. fuzzy capital recovery factor
2 . fuzzy sinking fund factor

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]

همچنین در انتهای عمر اقتصادی ارزش اسقاطی آن بیشتر از صفر باشد می‌بایست مطابق رابطه (۱۳) ابتدا ارزش فعلی تمامی جریان‌های نقدی دوره‌ی عمر را محاسبه نمود و ارزش اسقاط را نیز به صورت یکنواخت سالیانه درآورد:

$$A\tilde{W}_k = \left[\sum_{j=1}^{n_k} A\tilde{K}_k(:)(1\oplus\tilde{i})^j \Theta \tilde{C}_k\right] \otimes (\tilde{P}/\tilde{A},\tilde{i},n) \oplus \tilde{S}_k(\tilde{F}/\tilde{A},\tilde{i},n) \qquad (۱۳)$$

به طوری که در این رابطه $\tilde{C}_k = (C_{k\upsilon}, C_{km}, C_{ku})$ سرمایه‌گذاری اولیه‌ی مربوط به گزینه‌ی انتخابی k ام، n_k دوره عمر گزینه k ام، $\tilde{A}_{kj} = (A_{kj\upsilon}, A_{kjm}, A_{kju})$ جریان نقدی دوره j ام گزینه k ام و $\tilde{S}_k = (S_{k\upsilon}, S_{km}, S_{ku})$ ارزش اسقاطی گزینه k ام است.

پس از آنکه $A\tilde{W}_k$ برای تمامی گزینه‌های مورد بررسی محاسبه گردید می‌بایست با رتبه‌بندی گزینه‌های مختلف به انتخاب بهترین گزینه پرداخت. روش به کار گرفته‌شده در این پژوهش به شرح ذیل می‌باشد.

۲-٤- رتبه بندی اعداد فازی

بر خلاف اعداد قطعی، نمی‌توان به راحتی دو عدد فازی را با یکدیگر مقایسه نمود؛ از این رو یکی از مهمترین مباحث در تصمیم‌گیری رتبه‌بندی اعداد فازی است. تا کنون مدل‌های بسیار زیادی جهت رتبه‌بندی اعداد فازی ارائه شده است که هر یک مزایا و معایبی دارند و برخی برای کاربردهای خاص مناسب‌تر هستند (لیو و چن، ۲۰۰٦). چیو و پارک (۱۹۹٤) معتقدند بیشتر مدل‌های ارائه شده به طور کسالت‌آوری مبتنی بر روش‌های گرافیکی بوده‌اند. لذا روش ارائه شده توسط چیو و پارک (۱۹۹٤) و روش کافمن و گوپتا (۱۹۹۸) برای رتبه‌بندی اعداد فازی مثلثی، مبتنی بر روش‌های گرافیکی نبوده و مبتنی بر محاسبات پیچیده ریاضی است.

در این پژوهش از روش رتبه‌بندی اعداد فازی با مقدار انتگرال ارائه شده توسط لیو و ونگ[1] (۱۹۹۲) استفاده شده است، چرا که در این روش نیازی به فرض نرمال بودن تابع عضویت

1. Liou and Wang

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]

نمی‌باشد. این روش به طور خلاصه به صورت زیر است:

$$u_{\tilde{A}}^{L}(x)=\begin{cases}\dfrac{(x-a)}{(b-a)}, a\le n\le b & a\ne b\\ ۱, & a=b\end{cases} \qquad (۱٤)$$

$$u_{\tilde{A}}^{R}(x)=\begin{cases}\dfrac{(x-c)}{(b-c)}, b\le n\le c & a\ne c\\ ۱, & a=c\end{cases} \qquad (۱۵)$$

در این معادلات، $u_{\tilde{A}}^{L}$ و $u_{\tilde{A}}^{R}$ توابعی پیوسته و صعودی هستند، از این رو، دارای تابع معکوس می‌باشند، تابع معکوس آن‌ها به صورت زیر است:

$$g_{\tilde{A}}^{L}(x)=\begin{cases}a+(b-a)u, & a\ne b, u\in[۰,۱]\\ a, & a=b\end{cases} \qquad (۱٦)$$

$$g_{\tilde{A}}^{R}(x)=\begin{cases}c+(b-c)u, & b\ne c, u\in[۰,۱]\\ c, & b=c\end{cases} \qquad (۱۷)$$

مدل پیشنهادی ایشان جهت رتبه‌بندی اعداد فازی با مقدار انتگرال برای عدد فازی مثلثی $\tilde{A}$ به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$I(\tilde{A})=(۱+a)=\int_{۰}^{۱} g_{\tilde{A}}^{L}(u)du+a\int_{۰}^{۱} g_{\tilde{A}}^{R}(u)du, ۰\le a\le ۱ \qquad (۱۸)$$

$$I(\tilde{A})=\frac{۱-a}{۲}a+\frac{۱}{۲}b+\frac{a}{۲}c \qquad (۱۹)$$

در این فرمول α شاخص خوش‌بینی است که نشان‌دهنده درجه‌ی خوش‌بینی خبره است؛ هرچه این شاخص به یک نزدیک‌تر باشد نشان‌دهنده خوش‌بینی بیشتر است؛ برای حالت معمولی و بی‌طرفانه مقدار این شاخص برابر با ۰/۵ در نظر گرفته می‌شود با در نظر گرفتن α = ۰/۵ مقدار رابطه‌ی (۱۹) برای عدد فازی مثلثی به صورت رابطه (۲۰) خواهد بود:

$$I(\tilde{A})=\frac{a+۲b+c}{۴} \qquad (۲۰)$$

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]

۵- اجرای مدل و نتایج

۵-۱- فروض اساسی

با توجه به ضرورت بیان شده در مقدمه، در اینجا به بررسی و محاسبه ارزش فعلی سرمایه‌گذاری در فناوری‌های خورشیدی CSP، PV و ترکیبی پرداخته می‌شود. از آنجا که دوره‌ی عمر این دو فناوری برابر است (فروض گزارش چشم‌انداز سالانه انرژی،۲۰۱۲) نیازی به استفاده از روش‌هایی مانند محاسبه هزینه‌ی تراز شده نیست و می‌توان با مقایسه ارزش فعلیِ هزینه‌های آن‌ها فناوری بهینه را انتخاب نمود.

۵-۱-۱- فروض فنی و هزینه‌ای

جهت انتخاب فناوری مناسب در هر روش، دو عامل هزینه و بهره‌وری عوامل تعیین‌کننده خواهند بود. در انتخاب فناوری مناسب برای نیروگاه فتوولتائیک، بهره‌گیری از فناوری‌های موجود در ابعاد نیروگاهی، فاکتورهای بهره‌وری و هزینه دو فناوری در سطح ماژول را متفاوت می‌کند. با توجه به تجاری بودن c-Si ها و فناوری‌های فیلم نازک بایستی یکی از این دو فناوری به عنوان فناوری نیروگاهی انتخاب شود. رونی و دیگران در مقاله خود به مقایسه هزینه‌های این دو فناوری در ابعاد مگاوات پرداخته‌اند (دونی و همکاران[1]، ۲۰۱۰) بررسی آنان نشان می‌دهد که هزینه‌ی توزیع شده‌ی فناوری c-Si و فیلم‌نازک اختلاف بسیار جزئی دارند (در حدود ۰/۰۸ درصد). از این رو و بر اساس فروض گزارش چشم‌انداز سالانه انرژی (۲۰۱۲) که به عنوان مرجع داده‌ی فناوری در این تحقیق استفاده شده است، میانگین هزینه‌های دو فناوری به‌ازای واحد ظرفیت برای نیروگاه فتوولتائیک در نظر گرفته شده است.

انتخاب فناوری مناسب نیروگاه گرمایش خورشیدی نیز تابعی از پارامترهای مختلف است. بر اساس گزارش تورچی و همکاران[2] (۲۰۱۰) که به طور خاص به بررسی فنی-اقتصادی دو روش تجاری نیروگاه گرمایش خورشیدی با دریافت‌کننده‌ی مرکزی و روش سهموی خطی پرداخته است، روش دریافت‌کننده‌ی مرکزی از مزیت نسبی برخوردار است. بر این اساس فناوری دریافت‌کننده مرکزی به عنوان فناوری پیش‌فرض در این پژوهش در نظر گرفته شده است و هزینه‌های مرتبط با آن

1. Doni, Dughiero, and Lorenzoni
2. Turchi et al

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]

بر اساس فروض گزارش چشم‌انداز سالانه انرژی (۲۰۱۲) که در واقع آخرین پیش‌بینی ارائه شده توسط EIA می‌باشد در اجرای مدل لحاظ خواهد شد.

ضریب ظرفیت برای دو فناوری PV و CSP نیز با توجه به موقعیت جغرافیایی تغییر می‌کند. این ضریب بر اساس میزان تابش خورشید در مناطق مختلف کشور ایران و با در نظر گرفتن نصب سیستم در نقاط دارای تابش مطلوب تعیین شده است. همانگونه که در مقدمه نیز اشاره شد در محاسبه ضریب ظرفیت فناروی PV تابش سراسری نرمال نور خورشید یا GHI و برای فناوری CSP تابش مستقیم نرمال یا DNI نور خورشید است که اهمیت دارد. لازم به ذکر است که بهره‌وری نیروگاه یا ماژول مشخصه‌ای فنی است که در تعیین ابعاد و هزینه‌ی ماژول موثر بوده اما در تعیین ضریب ظرفیت نقشی ندارد. میزان بهره‌وری تابع پیشرفت فناوری بوده و به تبع آن افزایش خواهد یافت. به‌عنوان مثال هنگامی که اشاره می‌شود ظرفیت نامی یک نیروگاه فتوولتائیک ۱۵۰ مگاوات است، بدان معنا است که توان نیروگاه در شرایط استاندارد ۱۵۰ مگاوات است (مستقل از اینکه بهره‌وری نیروگاه مذکور چه میزان است). اما هنگامی که اشاره می‌شود فاکتور ظرفیت چنین نیروگاهی ۲۰ درصد است، این عدد ناظر به شرایط محیطی برای دستیابی به ظرفیت نامی ذکر شده (۱۵۰ مگاوات) است.

از سوی دیگر با توجه به وسعت بسیار زیاد کشور ایران و گستردگی مناطق خشک و نیمه خشک، هزینه‌ی خریداری زمین برای احداث نیروگاه‌ها در نظر گرفته نشده است.

در رابطه با فناوری ترکیبی لازم به ذکر است، همانگونه که در معرفی این فناوری نیز گفته شد، بر اساس ادعای منبع گرین اسپک (۲۰۱۲) هزینه کل سیستم در این فناوری ۲۰٪ کمتر از نصب جداگانه، بهره‌وری بخش فتوولتاییک ۲۰٪ بیشتر از حالت تکی و نیز عمر مفید سیستم فتوولتاییک ۳۵ سال خواهد بود و ضریب ظرفیت هر بخش نیز جداگانه لحاظ می‌گردد.

جدول (۳): هزینه‌ی سرمایه گذاری CSP برحسب 2009$/kW

سال	بیشینه قیمت	مبنا	کمینه قیمت
۲۰۱۰	٤٦٣٦	٤٦٣٦	٣٦٨٠
۲۰۱۵	٤٧٤٢	٣٧٤٠	٢٩٦٣
۲۰۲۵	٤٣١٦	٢٨٢٨	١٩٦٧
۲۰۳۵	٣٦٠٢	١٨٧١	١١٩٩

مأخذ: فروض گزارش چشم‌انداز سالانه انرژی، ۲۰۱۲

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]

جدول (٤) : هزینه‌ی سرمایه گذاری PV بر حسب 2009$/kW

سال	بیشینه قیمت	مبنا	کمینه قیمت
۲۰۱۰	٤٦۹۷	٤٦۹۷	۳۷۹٤
۲۰۱۵	٤۸۳٤	٤۵۲۸	۳٤۹٤
۲۰۲۵	٤۳۵۱	۳۳۹٤	۲۳۲۵
۲۰۳۵	۳٦۱۲	۲۳۳٦	۱٤۷۰

مأخذ: فروض گزارش چشم‌انداز سالانه انرژی، ۲۰۱۲

جدول (۵): پارامترهای فنی فناوری‌های PV و CSP

متغیر	PV	CSP	PV در حالت ترکیبی
ظرفیت نامی نیروگاه (MW)	۱۵۰	۱۰۰	۱۸۰
هزینه نگهداری و تعمیرات	۰/٤٪ هزینه سرمایه‌گذاری	۱/۳٪ هزینه سرمایه‌گذاری	۰/٤٪ هزینه سرمایه‌گذاری
طول عمر نیروگاه (سال)	۳۰	۳۰	۳۵
مدت ساخت نیروگاه (سال)	۲	۳	۲

مأخذ: فروض گزارش چشم‌انداز سالانه انرژی، ۲۰۱۲ و گرین اسپک، ۲۰۱۲

جدول (٦) : ضریب ظرفیت فناوری‌های PV و CSP

متغیر	PV	CSP
ضریب ظرفیت	٪۲۵	٪۲۳

مأخذ: چشم انداز سالانه انرژی، ۲۰۱۲

۲-۱-۵- ذخیره‌سازی

فرض اساسی دیگر این پژوهش اتصال هر دو نیروگاه به صوررت on-grid است. بنابراین سیستم ذخیره‌سازی انرژی الکتریکی در هر دو نیروگاه در نظر گرفته نشده است. این فرض تأثیر به‌سزایی در کاهش هزینه‌ها داشته که در پارامترهای هزینه‌ای مدل لحاظ شده است.

فرض دیگر خرید تضمینی برق با قیمت یکسان برای هر دو فناوری می باشد، لذا سود محاسبه نشده و ارزش فعلی هزینه‌های مربوط به هر فناوری مبنای تابع هدف بوده است. با توجه به در نظر گرفتن هزینه‌های نیروگاهی بر حسب دلار، بر اساس آمار ارائه شده در سایت بانک لندن به عنوان

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]

مرجع بین‌المللی، عدد فازی مثلثی (۵٪ ، ۴/۵٪ و ۴٪) برای نرخ بهره سه سناریو به کار گرفته شده است (بانک لندن[1]، ۲۰۱۳).

بر اساس مجموعه‌ی این فروض، مدل طراحی‌شده اجرا گردیده است. هزینه‌ی تراز شده انرژی نیروگاه‌های PV ، CSP و ترکیبی به ترتیب در جداول (۷) ، (۸) و (۹) قابل مشاهده است.

جدول (۷) : هزینه‌ی تراز شده فازی انرژی نیروگاه CSP برحسب 2009$/kWh

سال احداث	هزینه تراز شده فازی انرژی
۲۰۱۰	(۰/۱۹۸ ، ۰/۱۸۹ ، ۰/۱۴۳)
۲۰۱۵	(۰/۲۰۳ ، ۰/۱۵۲ و ۰/۱۱۵)
۲۰۲۵	(۰/۱۸۵ ، ۰/۱۱۵ ، ۰/۰۷۶)
۲۰۳۵	(۰/۱۵۴ ، ۰/۰۷۶ ، ۰/۰۴۶)

مأخذ: محاسبات مؤلفین

جدول (۸) : هزینه‌ی تراز شده فازی انرژی نیروگاه PV برحسب 2009$/kWh

سال احداث	هزینه تراز شده فازی انرژی
۲۰۱۰	(۰/۱۵۹ ، ۰/۱۵۱ ، ۰/۱۱۵)
۲۰۱۵	(۰/۱۶۴ ، ۰/۱۴۶ ، ۰/۱۰۶)
۲۰۲۵	(۰/۱۴۸ ، ۰/۱۰۹ ، ۰/۰۷۱)
۲۰۳۵	(۰/۱۲۳ ، ۰/۰۷۵ ، ۰/۰۴۵)

مأخذ: محاسبات مؤلفین

جدول (۹) : هزینه‌ی تراز شده فازی انرژی نیروگاه ترکیبی CSP-PV برحسب 2009$/kWh

سال احداث	هزینه تراز شده فازی انرژی
۲۰۱۰	(۰/۱۲۵ ، ۰/۱۱۹ ، ۰/۰۹)
۲۰۱۵	(۰/۱۲۸ ، ۰/۱۰۵ ، ۰/۰۷۸)
۲۰۲۵	(۰/۱۱۶ ، ۰/۰۷۹ ، ۰/۰۵۲)
۲۰۳۵	(۰/۰۹۷ ، ۰/۰۵۴ ، ۰/۰۳۲)

مأخذ: محاسبات مؤلفین

1. Bank of England

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]

جهت مقایسه سه فناوری در هریک از سال‌ها باید آن‌ها را با استفاده از روش رتبه‌بندی پیشنهادی در بخش ۳، به اعداد قطعی تبدیل نمود تا قابلیت مقایسه با یکدیگر را داشته باشند. با فرض مقایسه بی طرفانه α = ۰/۵ در نظر گرفته شده است و نتایج اشاره‌شده در جدول (۱۰) حاصل گردیده است.

جدول (۱۰) : نتایج رتبه بندی اعداد فازی هزینه تراز شده انرژی 2009$/kWh

سال	CSP	PV	ترکیبی
۲۰۱۰	۰/۱۸۰	۰/۱٤٤	۰/۱۱۳
۲۰۱۵	۰/۱٥٦	۰/۱٤۰	۰/۱۰٤
۲۰۲٥	۰/۱۲۳	۰/۱۰۹	۰/۰۸۲
۲۰۳٥	۰/۰۸۸	۰/۰۷۹	۰/۰٥۹

مأخذ: محاسبات مؤلفین

با توجه به اعداد به دست آمده در جدول (۱۰) ملاحظه می‌گردد تا سال ۲۰۱۰ هزینه‌ی تراز شده برق تولیدی نیروگاه CSP کمتر از PV می‌باشد اما با گذر زمان تقریباً می‌توان اظهار کرد که هزینه تراز شده برای هر دو فناوری با یکدیگر برابر خواهد بود و نمی‌توان به راحتی و تنها براساس معیارهای اقتصادی در رابطه با انتخاب فناوری تصمیم‌گیری نمود و نیاز به بررسی همه جانبه و راهبردی خواهد وجود دارد.

همچنین مشاهده می‌شود در تمامی سال‌ها همواره هزینه تراز شده انرژی حاصل از فناوری ترکیبی از هر دو فناوری CSP و PV کمتر و ارزان‌تر است، که علت آن در سرشکن شدن هزینه‌های ثابت و نیز افزایش بهره‌وری فناوری PV در اثر ترکیب شدن با فناوری CSP است.

همان‌گونه که در فروض ذکر شد داده‌های هزینه‌ای بر اساس آخرین پیش‌بینی ارائه شده توسط EIA در مدل لحاظ شده است. اما در گزارش‌های دو سال اخیر ارائه‌شده توسط این موسسه پیش‌بینیِ دیگری ارائه نشده است و صرفاً به ارائه‌ی قیمت‌های احداث نیروگاه در سال ارائه گزارش پرداخته است. هزینه راه‌اندازی دو فناوری CSP و PV ارائه‌شده در گزارش ۲۰۱۲ و EIA ۲۰۱۳ به همراه محاسبه هزینه‌ی تراز شده انرژی بر اساس آن‌ها در جدول (۱۱) آورده شده است (جهت

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]

قابل مقایسه شدن اعداد ارائه‌شده در دو گزارش اخیر با سال ۲۰۰۹ که مبنای اعداد جداول پیش‌بینی قیمت‌ها بوده است، از مبدل آنلاین قیمت دلار[1] (۲۰۱۲) استفاده شده است).

جدول (۱۱) : هزینه قطعی سرمایه‌گذاری سال ۲۰۱۱ و ۲۰۱۲ با در نظر گرفتن نگهداری و تعمیرات CSP و PV بر حسب 2009$/kW

سال	CSP	PV
۲۰۱۱	٤٥٦٧	٤٦٢٩
۲۰۱۲	٤٧٧٧	٣٦٥٠

مأخذ: محاسبات مؤلفین

با مقایسه اعداد جدول (۱۱) و مقادیر جداول پیش‌بینی مشاهده می‌شود که هزینه‌های PV با افت بسیار زیاد و تقریباً نزدیک به پیش‌بینی خوش‌بینانه صورت گرفته همراه بوده است ولی در رابطه با CSP این کاهش چشم‌گیر نبوده و حتی در سال ۲۰۱۲ با افزایش قیمت مواجه بوده است؛ حتی هزینه سرمایه‌گذاری CSP در سال ۲۰۱۲ از هزینه سرمایه‌گذاری برای این فناوری در سال ۲۰۱۰ نیز بیشتر شده است. با در نظر گرفتن این اعداد هزینه تراز شده انرژی هریک از دو فناوری به همراه فناوری ترکیبی به صورت جدول (۱۲) خواهد بود.

جدول (۱۲) : هزینه تراز شده انرژی CSP و PV بر حسب 2009$/kWh

سال	CSP	PV	ترکیبی
۲۰۱۱	۰/۱٦٦	۰/۱٤۹	۰/۱۰۷
۲۰۱۲	۰/۱۷۳	۰/۱۱۷	۰/۰۹۷

مأخذ: محاسبات مؤلفین

همانگونه که در جدول (۱۲) مشاهده می‌شود، در سال ۲۰۱۱ هزینه‌ی تراز شده انرژی برای دو فناوری خورشیدی CSP و PV از پیش‌بینی صورت گرفته برای سال ۲۰۱۵ نیز کمتر شده است؛ در این بین سهم PV بیشتر است. در چند سال اخیر افت قیمت سلول‌ها وماژول‌های فتوولتاییک بسیار چشم‌گیر و تعیین‌کننده بوده است که علت آن قرار داشتن فناوری‌های خورشیدی در مرحله رشد منحنی بلوغ فناوری است. با بررسی روند هزینه‌ی تراز شده انرژی برای سال‌های ۲۰۱۰ تا ۲۰۱۲ که در جداول (۱۰) و (۱۲) آورده شده است، مشاهده می‌شود که همواره فناوری PV بر CSP به

1. Dollar Times

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]

لحاظ هزینه‌ای اولویت و برتری داشته است و این برتری در گذر زمان نه تنها کم نشده بلکه با افزایش هزینه‌ی سرمایه‌گذاری بر روی CSP در سال ۲۰۱۲ بیشتر نیز شده است.

٦- تحلیل نتایج

مطابق پیش‌بینی‌های صورت گرفته در طی سال‌های آینده هزینه‌ی تراز شده برق فناوری فوتوولتائیک در مقایسه با فناوری CSP از میزان کمتری برخوردار خواهد بود.

هم اکنون ٤٠ واحد نیروگاهی CSP با ظرفیت بیشتر از ۵۰ مگاوات در دنیا وجود دارد که مجموعاً به ظرفیت ۲۰٤۹ مگاوات می‌رسد(دنیای CSP[1]، 2013). این عدد به مجموع ظرفیت نیروگاه‌های فتوولتائیک بسیار نزدیک است. ۲٦ واحد نیروگاهی فتوولتائیک در دنیا با ظرفیت بیش از ۵۰ مگاوات، ۲۰۲۹ مگاوات برق خورشیدی تولید می‌کنند (لیست ۵۰ نیروگاه فتوولتاییک بزرگ[2]، ۲۰۱۳). لذا می‌توان ادعا کرد که این دو فناوری در حال حاضر در وضعیتی یکسان هستند.

اما مطالعه نیروگاه‌های خورشیدی نشان می‌دهد در مجموع ظرفیت در حال احداث و برنامه‌ریزی شده برای احداث نیروگاه‌های CSP در سال‌های آتی ٤٦٦۰ مگاوات (نیروگاه‌های با ظرفیت بیش از ۵۰ مگاوات) است (دنیایCSP، 2013). حتی اگر نیروگاه فتوولتائیک ۱۰۰۰۰ مگاواتی هلیوس آلمان را کنار بگذاریم، ۲۱۱۰۰ مگاوات ظرفیت نیروگاهی (ظرفیت بیش از ۵۰ مگاوات) فتوولتائیک در سراسر جهان در حال برنامه‌ریزی و ساخت است(لیست ۵۰ نیروگاه فتوولتاییک درحال ساخت[3]، ۲۰۱۳). این آمار اختلاف فاحش میان تمایل به ساخت نیروگاه‌های PV نسبت به CSP ها را نشان می‌دهد.

همچنین نتیجه آخرین پیش‌بینی صورت گرفته توسط EIA در بلند مدت، نشان‌دهنده‌ی رشد بیشتر فناوری فتوولتاییک با متوسط رشد سالیانه ۱۱/٦٪ تا سال ۲۰٤۰ می‌باشد، این در حالی است که میزان رشد سالیانه فناوری CSP برابر با ۳/٦٪ خواهد بود.

در کنار بحث هزینه‌ای که مبنای مدل ارائه شده در این پژوهش بوده است، عوامل دیگری نیز در رشد PV ها به نسبت CSP ها تأثیرگذار بوده است که از جمله می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

نیروگاه‌های CSP برای بهره‌ور شدن نیاز به DNI بالایی در محل احداث دارند حال آنکه GHI

1. CSP World
2. Large-Scale Photovoltaic Power Plants - Top50
3. List of Photovoltaic Power Stations

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]

در نیروگاه PV نقش اساسی در بهره وری دارد. تمامی نقاطی که DNI بالایی دارند به همان نسبت GHI بالایی نیز دارند، اما عکس این موضوع صادق نیست. لذا نیروگاه‌های PV در تمامی مکان‌هایی که امکان نصب نیروگاه‌های CSP وجود دارد می‌توانند نصب شوند. همچنین در محل نصب نیروگاه CSP بایستی به آب دسترسی وجود داشته باشد (همانند دسترسی‌ای که یک نیروگاه ذغال سنگ به آب دارد) که این موضوع نیز به نوبه خود محدودیت هایی برای CSP ها ایجاد می‌کند.

اما در تحلیل نتایج برای بررسی موردی کشور ایران بایستی به موارد زیر توجه داشت. نیروگاه‌های فتوولتائیک به نسبت نیروگاه‌های CSP به فضای بیشتری در مقیاس واحد نیازمند هستند. نیروگاه‌های دریافت‌کننده برج مرکزی (فرض این تحقیق در نیروگاه CSP) به نسبت فیلم‌نازک‌ها (فرض تحقیق در مورد نیروگاه فتوولتائیک) بیش از سه برابر بهره‌وری کاربری زمین دارند. با توجه به یکی از فروض اساسی این تحقیق مبنی بر اینکه هزینه‌ی خرید زمین در مقایسه دو فناوری لحاظ نشده است، این مورد خود در کاهش هزینه‌های PV نسبت به CSP تأثیرگذار بوده است.

نکته‌ی دیگر هزینه‌های سرمایه‌ای درنظر گرفته شده در فناوری‌های فتوولتائیک و CSP برای کشور ایران است. هم‌اکنون هزینه نیروگاه های PV و CSP بر اساس فروض گزارش چشم‌انداز سالانه انرژی (۲۰۱۲) در نظر گرفته شده‌است. از سال ۱۳۹۰ ایران به جمع تولیدکنندگان فناوری PV پیوسته که این موضوع در کاهش هزینه‌های این فناوری در ایران موثر است (سازمان انرژی‌های نو ایران (سانا)، ۲۰۱۰). اما تا کنون تجربه‌ای در زمینه پیاده‌سازی نیروگاه CSP با فناوری دریافت‌کننده برج مرکزی وجود ندارد. این در حالی است که همانطور که پیش‌تر مطرح شد، احداث نیروگاه‌های CSP به طور کلی به لحاظ فناوری ابعاد پیچیده‌تری نسبت به نیروگاه‌های PV دارند. به همین دلیل به نظر می‌رسد رسیدن به خودکفایی فناورانه در فناوری نیروگاه CSP در ایران، نیازمند زمان بیشتری خواهد بود. لذا این کاهش هزینه‌های سرمایه‌ای در PV خود نتایج را بیشتر از پیش به نفع نیروگاه PV سوق می‌دهد. البته لازم به ذکر است که یکی از مهمترین عوامل تصمیم‌گیری در این خصوص امکان انتقال فناوری است. پیش‌برد و بلوغ فناوری فتوولتائیک در ایران نیازمند انتقال فناوری‌های وابسته به آن است که با توجه به وضعیت تحریم‌های بین‌المللی این امر با محدودیت‌هایی مواجه است، لذا در صورت تداوم تحریم‌ها تولید ارزان سلول‌های فتوولتاییک و به‌کارگیری آن‌ها در کشور با مشکلاتی مواجه خواهد شد که در این‌صورت بومی‌سازی و به‌کارگیری فناوری CSP توصیه می‌گردد.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]

۷- نتیجه گیری

عدم قطعیت در پارامترهای تأثیرگذار در هزینه‌های تولید و توسعه و نیز بهره‌وری و کارایی فناوری‌های تجدیدپذیر تولید برق به چالشی جدی برای سرمایه‌گذاران تبدیل شده است. از سوی دیگر تعدد منابع تأمین کننده، فناوری‌های متنوع و ریسک رقابت‌پذیری در مقابل تولید از منابع فسیلی (به‌ویژه برای کشورهایی مانند ایران که دارای منابع عظیم نفت و گاز و پتانسیل تمامی انواع انرژی‌های تجدیدپذیر را دارند) گزینه‌های فراوان پیش‌روی سیاست‌گذاران در تعیین سبد تأمین‌کننده‌ی انرژی و نیز بسته‌های حمایتی قرار می‌دهد.در میان تجدیدپذیرها، فناوری‌های خورشیدی با عدم قطعیت‌های بیشتری مواجه هستند. به‌گونه‌ای که حتی سناریوهای پیش‌بینی هزینه تمام شده در فناوری‌های مختلف آن که در سال ۲۰۱۰ برای سال ۲۰۱۲ صورت پذیرفته بوده، در فتوولتائیک بسیار بیشتر از مقدار محقق شده در سال ۲۰۱۲ بوده و در CSP بیشتر از سناریوی پیش‌بینی بوده است. این درحالی است که حتی تغییرات جزئی در LCOE می‌تواند توجیه‌پذیری یک فناوری را تحت‌الشعاع قرار دهد. در چنین شرایطی لحاظ کردن عدم قطعیت‌هایی از این نوع در ارائه‌ی مدلی کارا که با هدف انتخاب سناریوی توجیه‌پذیر ارائه می‌شود، حیاتی است.

پژوهش حاضر نیز با هدف پاسخ به این نیاز ارائه شده‌است. انتقال فناوری‌های به نسبت بالغ در هر دو گروه اصلی روش‌های تولید برق خورشیدی، بهره‌گیری از مدل اقتصاد مهندسی فازی برای شرایط عدم قطعیت و ارزیابی نتایج با واقعیت موجود در استحصال انرژی حورشید در جهان گام‌های اساسی پژوهش برای انتخاب فناوری مناسب در تولید برق خورشیدی بوده‌است.

نتایج نشان داد که نیروگاه فتوولتائیک در ایران نسبت به CSP از مزیت نسبی برخوردار است. این نتایج با واقعیت موجود در جهان نیز مطابقت داشته است، اما ویژگی‌های کشور ایران اقتصادی بودن نیروگاه‌های PV نسبت به CSP را توجیه‌پذیرتر می‌نماید. خودکفایی فناورانه در تولید سلول‌های PV، بالاتر بودن GHI نسبت به DNI (به عنوان نوع تابش تاثیرگذار به ترتیب در PV و CSP)، فراوانی زمین قابل استفاده و تجربه پیاده‌سازی در ابعاد کوچک‌تر همه و همه مزایای نسبی ایران در توجیه اقتصادی PV نسبت به CSP ها است.

اما فناوری ترکیبی از هردو فناوری PV و CSP اقتصادی‌تر است که با توجه به اینکه در مرحله تحقیق و توسعه است، انتخاب آن با ریسک و حساسیت‌های بیشتری مواجه است.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]

در کنار تمام موارد ذکر شده باید به این نکته توجه داشت کـه پتانـسیل نیروگـاه‌هـای CSP در ذخیره سازی انرژی در حال حاضر همچنان این فناوری را در رقابت با فتوولتائیک‌ها قرار می‌دهـد. نیروگاه‌های فعلی CSP درحال حاضر می‌توانند تا ۱۶ ساعت انرژی گرمایی را ذخیـره نماینـد و بـه این ترتیب پاسخگوی پروفایل تقاضا در شبانه‌روز باشند. این درحالی اسـت کـه تـا کنـون فنـاوری اقتصادی در ذخیره‌سازی برق تولیدی فتوولتائیک‌ها ارائه نشده است. فـرض اساسـی ایـن پـژوهش قائل نشدن فناوری‌های ذخیره‌سازی در هر دو نوع نیروگاه بوده است. اما برای پـژوهش‌هـای آتـی این فرض می‌توان برای CSP ها درنظر گرفته شود که بالتبع هزینه‌های این نوع نیروگـاه را افـزایش می‌دهد. اما با مدل‌سازی پروفایل تقاضا و توانایی CSP در پاسخ به آن، مزیت CSP در ذخیره‌سازی در مقایسه با PV دیده می‌شود.

مراجع

Bank of England, (2013), "Effective interest rates" [www Document], n.d. URL http://www.bankofengland.co. uk/statistics/ Pages/efr/ 2013/Jul/ default.aspx (accessed 9.16.13).

Bosetti, V., M. Catenacci, G. Fiorese and E. Verdolini, (2012). "The future prospect of PV and CSP solar technologies: An expert elicitation survey", Energy Policy, 49, 308–317.

Brigham, E.F. and M.C. Ehrhardt, (2010), Financial Management Theory and Practice, Cengage Learning.

China's Energy Policy, (2012), [www Document], n.d. URL http://www.gov.cn/english/official/2012-10/24/content_2250497_5.htm (accessed 8.31.13).

Chiu, C.Y. and C. Park, (1994), "Fuzzy Cash Flow Analysis Using Present Worth Criterion", The Engineering Economist, Vol 39.

IRENA, (2012), "Concentrating Solar Power", International Renewable Energy Agency.

CSP World [www Document], n.d. CSP World. URL http://www.csp-world.com/ (accessed 7.15.13).

Desideri, U. and P.E. Campana, (2014), "Analysis and comparison between a concentrating solar and a photovoltaic power plant", Applied Energy, Vol 113.

Desideri, U., F. Zepparelli, V. Morettini and E. Garroni, (2012), "Comparative analysis of concentrating solar power and photovoltaic technologies: Technical

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]

and environmental evaluations", Applied Energy.
DollarTimes.com | Inflation Calculator [www Document], n.d. URL http://www.dollartimes.com/calculators/inflation.htm (accessed 11.6.12).
Doni, A., F., Dughiero, A., Lorenzoni, (2010), "A comparison between thin film and c-Si PV technologies for MW size applications", IEEE, pp. 002380–002385.
EIA, (2013), Annual Energy Outlook, U.S. Department of Energy, U.S.A, Washington, DC.
EIA, (2012), Assumptions to the Annual Energy Outlook, U.S. Department of Energy, U.S.A, Washington, DC.
EIA, (2013), Assumptions to the Annual Energy Outlook, U.S. Department of Energy, U.S.A, Washington, DC.
EIA, (2013), International Energy Outlook, Department of Energy, U.S.A, Washington, DC.
Fadai, D., (2007), "Utilization of renewable energy sources for power generation in Iran", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol 11.
Hernández-Moro, J. and J.M. Martínez-Duart, (2013), "Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol 20.
Kahraman, C., D. Ruan, and E. Tolga, (2002), "Capital budgeting techniques using discounted fuzzy versus probabilistic cash flows", Inf. Sci. Inf. Comput. Sci., Vol 142.
Kaufmann, A. and M.M. Gupta, (1988), Fuzzy Mathematical Models in Engineering and Management Science, Elsevier Science Inc., New York, NY, USA.
Liou, T.S. and C.W. Chen, (2006), "Fuzzy decision analysis for alternative selection using a Fuzzy Annual Worth Criterion", The Engineering Economist, 51, 19–34.
Liou, T.S. and M.J.J. Wang, (1992), "Ranking fuzzy numbers with integral value", Fuzzy Sets and Systems, Vol 50.
NASA Surface Meteorology and Solar Energy [www Document], n.d. URL https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/global/text/global_radiation (accessed 12.3.13).
Renewables 2012 global status report, (2011), Renewable Energy Policy Network.
Solar Photovoltaics, (2012), International Renewable Energy Agency (IRENA).
Solar Technologies Market Report, (2011), U.S. Department of Energy.
Technology and Environment - Landscape-Level Solar Development and

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]

Ecological Impacts - Land Use Efficiency | Drupal [www Document], n.d. URL http://webservices.itcs.umich.edu/drupal/recd/?q=node/105 (accessed 7.15.13).
Technology Roadmap Concentrating Solar Power, (2010), International Energy Agency (IEA).
Technology Roadmap Solar photovoltaic energy, (2010), International Energy Agency (IEA).
Turchi, C., M. Mehos, C.K. Ho and G.J. Kolb, (2010), Current and Future Costs for Parabolic Trough and Power Tower Systems in the US Market, National Renewble Energy Laboratory (NREL), Perpignan, France.
Vignola, F., J. Michalsky and T.L. Stoffel, (2012), Solar and Infrared Radiation Measurements. CRC Press.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2025-12-08]