

تئوری پرتفوی و بازار برق: مطالعه مروری

سیده اسرا احمدی^۱، مجید سبزه^۲، یاسر کارگری^۳

^۱ دانش آموخته کارشناسی ارشد مدیریت کسب و کار دانشگاه صنعتی شاهرود.

^۲ دانش آموخته کارشناسی ارشد مدیریت مالی دانشگاه تهران.

^۳ دانش آموخته کارشناسی ارشد مدیریت مالی دانشگاه تهران.

نام نویسنده مسئول:

سیده اسرا احمدی

تاریخ دریافت: ۱۳۹۸/۱۲/۱۳

تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۲/۱۷

چکیده

بخش خصوصی نقش مهمی را در گسترش و بهره برداری از تولید برق در اکثر کشورها، به خصوص کشورهایی که بازار آزاد برق دارند، ایفا می کند. سیاست گذاران وظیفه دارند تا از طریق سیاست گذاری های خود، بخش خصوصی را در جهت سرمایه گذاری هرچه بیشتر در این بخش ترغیب کنند تا موجب رفاه بیشتر جامعه شود. متقابلاً، وظیفه کارگزاران خصوصی این است که خود را در برابر ریسک های موجود در این بخش از جمله ریسک نظارتی^۱، عدم اطمینان از قیمت سوخت، در دسترس بودن منابع طبیعی، عدم اطمینان تقاضای برق، قیمت گرفتن و ذخیره کربن دی اکسید و غیره محافظت کنند. به جای توجه صرف به هزینه های پروژه بهتر است که بر معیار ریسک تمرکز نمود. همچنین سرمایه گذاران خصوصی می توانند از تنوع به عنوان یک استراتژی برای کاهش ریسک استفاده کنند. در این مقاله مروری بر کاربردهای اصلی و چالش های بهینه سازی پرتفوی برای دو عامل اصلی بخش خصوصی، یعنی سرمایه گذاران و مدیران ارائه شده است. با مرور مقالات و ادبیات پیشین نتیجه گیری شد که اولاً، اطمینان بیش از حد به داده های تاریخی و تحلیل های آماری برای پیش بینی رفتار آینده قیمت ها و تغییرات آتی آن، به ضرر تحلیل های ساختاری است. دوم، تکنولوژی های تجدیدپذیر که جزء جدایی ناپذیر تکنولوژی های تولید انرژی برق هستند و نقش مهمی در کاهش ریسک پرتفوی تولید برق دارند و این مسئله به دلیل داده های ناکافی و پیچیدگی محاسباتی تا حد زیادی در محاسبات پرتفوی نادیده گرفته شده است.

واژگان کلیدی: بهینه سازی پرتفوی، ریسک، بازار برق، سرمایه گذاران خصوصی.

^۱ تغییر در قوانین یا مقررات وضع شده توسط دولت یا یک نهاد نظارتی می تواند باعث افزایش هزینه های فعالیت یک تجارت، کاهش جذابیت یک سرمایه گذاری یا تغییر چشم انداز رقابتی شود.

مقدمه

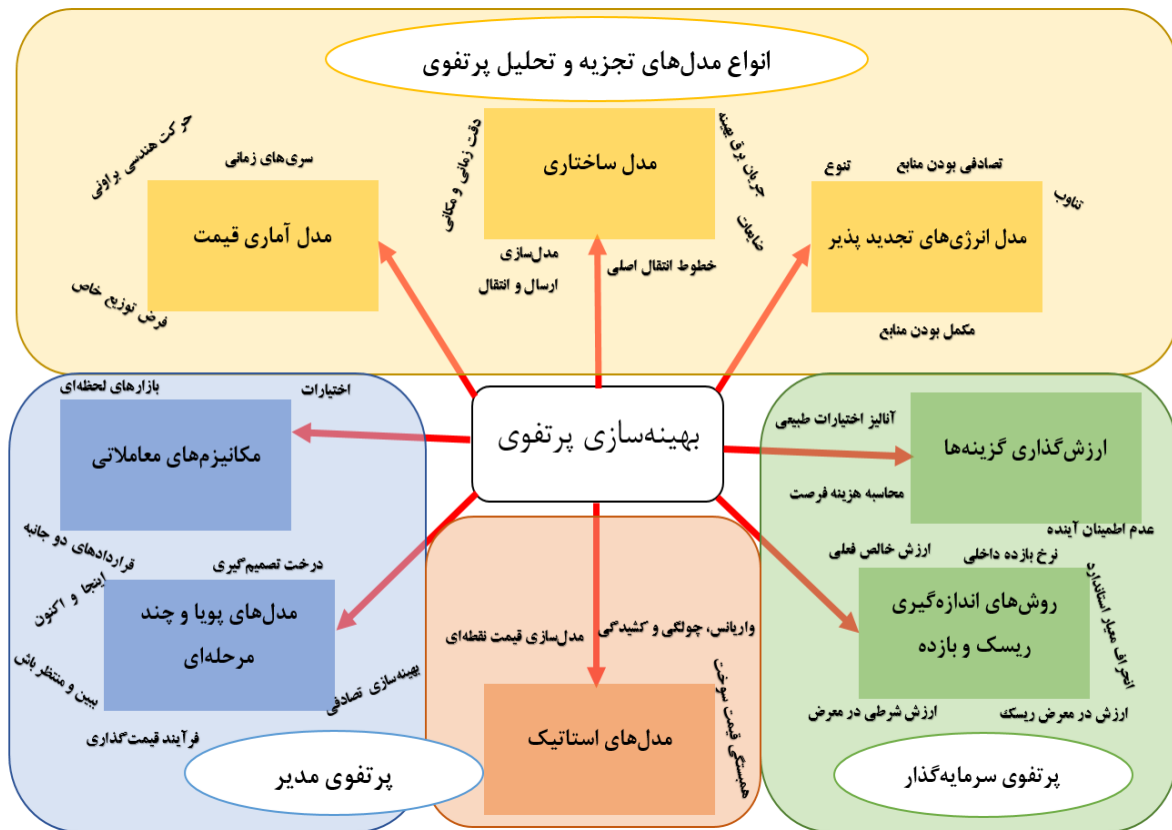
افزایش مشکلات جدید در عصر مدرن مانند گرمایش کره زمین ناشی از گازهای گلخانه‌ای از یک طرف و وابستگی ما به برق از طرف دیگر، به لزوم ادغام فناوری‌های تجدیدپذیر در بخش برق اشاره دارد (فرناندز^۲ و همکاران، ۲۰۱۱). نگرانی‌های مربوط به محیط زیست نه تنها توسعه فناوری را سرعت بخشیده، بلکه مقررات جدیدی را نیز برای محدود کردن انتشار گازهای گلخانه‌ای در سطح محلی و جهانی به دنبال داشته است. فناوری‌های جدید وابسته به منابع طبیعی مانند مزارع خورشیدی و بادی، مقررات جدید محیط زیست در سطح منطقه و جهان و تمهیدات جدید بازار که برای تحقق چنین تغییراتی لازم است، به یک بستر جهانی افزوده می‌شود که عدم قطعیت مخرج مشترک همه آن‌ها است (آیین و همکاران^۳، ۲۰۱۶) (امرابی و سرودی^۴، ۲۰۱۳). امکان‌سنجی سرمایه‌گذاری‌های بزرگ، مانند نیروگاه‌های بزرگ جدید و خطوط جدید و پر قدرت انتقال برق، به درک ریسک عاملان بازار از عدم قطعیت‌ها در سطح عملیاتی، تجاری، برنامه‌ریزی و نظارتی وابسته است. بخش برق اکنون با این عدم قطعیت‌ها در مقیاس‌های زمانی چندگانه، مشکلات تصمیم‌گیری برای توسعه سریع ابزارهای مدیریت ریسک تحت فشار است (شینکو و کامنداننوا^۵، ۲۰۱۶). سه عامل اصلی در بخش برق وجود دارد که دائماً به ابزارهای مدیریت ریسک نیاز دارند: سرمایه‌گذاران خصوصی، مدیران تجاری انرژی (برای منابع بزرگ انرژی، مصرف‌کنندگان صنعتی یا نهادهای دارای بار) و برنامه‌ریزانی که اغلب واحدهای تخصصی تنظیم‌کننده هستند و چه در بلندمدت و چه در کوتاه‌مدت به دنبال رفاه اجتماعی هستند. این سه با یکدیگر در زیر همان بستر مشترک بازارهای انرژی تعامل دارند. با این حال، آن‌ها در رابطه با مدیریت ریسک با مشکلات کاملاً متفاوتی روبرو هستند. به عنوان مثال، مساله مدیریت ریسک برای برنامه‌ریزان شامل برنامه‌ریزی بلندمدت برای تولید و حمل و نقل آن است که رفاه اجتماعی را با طراحی سیاست برای دستیابی به آن برنامه حداکثر می‌سازد. چندین منبع عدم قطعیت از جمله قیمت سوخت‌های فسیلی، در دسترس بودن منابع تجدیدپذیر، توسعه فناوری، مخالفت اجتماعی و محدودیت‌های انتشار جهانی و منطقه‌ای از جمله بسیاری از عوامل دیگر در این مقیاس‌های طولانی وجود دارد. با وجود منابع متعدد عدم قطعیت، اکثر مقالات طی دو دهه اخیر صرفاً بر عدم اطمینان قیمت سوخت فسیلی متمرکز شده‌اند (اوربوچ و برگر^۶، ۲۰۰۳) (جانسن^۷ و همکاران، ۲۰۰۶) (دلارو و همکاران^۸، ۲۰۱۱) (آلان^۹ و همکاران، ۲۰۱۱) (آرنسانو^{۱۰} و همکاران، ۲۰۱۲) (فن و ژو^{۱۱}، ۲۰۱۰) (کوجیما و باتاچاریا^{۱۲}، ۲۰۱۲) (ویتایاسریچارئون و همکاران^{۱۳}، ۲۰۱۵) (وو و همکاران^{۱۴}، ۲۰۱۱).

در حالی که سهامداران عاملان اصلی در بخش امروز برق هستند، مشکلات مدیریت ریسک آن‌ها در مقایسه با مشکلات برنامه‌ریزان کمتر است. با این حال پس از یک دهه استفاده از پرتفوی برای کارگزاران خصوصی، در بررسی ادبیات مربوط به متنوع‌سازی و ریسک موثر در تجارت بازارهای مختلف، پی برده شد که متنوع‌سازی از طریق پراکندگی جغرافیایی، استفاده از تکنولوژی‌های متنوع و منابع با تولید غیرهمزمان متصل به شبکه انتقال، قابل دستیابی است. علاوه بر این، تعدادی از مفاهیم، ابزارها و روش‌های جدید موجود در ادبیات وجود دارد که کاملاً در تجزیه و تحلیل پرتفوی خصوصی مانند ارزیابی مکمل برای منابع تجدیدپذیر چندگانه^{۱۵}، مدل‌سازی ساختاری فیزیک سیستم قدرت^{۱۶} و تجزیه و تحلیل ادغام اختیارات واقعی^{۱۷} و

² Fernandes B³ Aien M, Hajebrahimi A, Fotuhi-Firuzabad M⁴ Soroudi A, Amraee T⁵ Schinko T, Komendantova N⁶ Awerbuch S, Berger M⁷ Jansen J, Beurskens LWM, Tilburg Xvan⁸ Delarue, E⁹ Allan, G¹⁰ Arnesano, M¹¹ Zhu L, Fan Y¹² Bhattacharya A, Kojima S¹³ Vithayasrichareon P, Riesz J, MacGill¹⁴ Woo Ch, Horowitz I, Moore J, Pacheco A¹⁵ Complementarity assessment for multiple renewable sources¹⁶ Structural modeling of the power system physics¹⁷ Integration of real option analysis

بهینه سازی پرتفوی^{۱۸} کاملاً ادغام نشده اند. این ادبیات در بخش های بعدی بررسی شده است و روندهای تحقیق، فرصت ها و چالش ها را نشان می دهد. بیشتر مفاهیم کلیدی موجود در ادبیات بررسی شده در این مقاله، در شکل ۱ خلاصه شده است. مفاهیم کلیدی موجود برای سرمایه گذار محاسبه ارزش (آنالیز هزینه- سود)^{۱۹}، روش های اندازه گیری بازده و ریسک است. مفاهیم کلیدی موجود برای مدیر پرتفوی، مکانیسم های معاملاتی^{۲۰}، برنامه ریزی پویا و چند مرحله ای^{۲۱}، مدل های استاتیک و غیره بیان شده است. همچنین برخی از مفاهیم کلیدی در ادبیات مروری یافت شده که با هر دو عامل بازار سر و کار دارد و از آن ها به عنوان موضوعات متقابل^{۲۲} یاد می شود. از این موارد به مدل سازی قیمت آماری^{۲۳}، مدل سازی ساختاری^{۲۴} و مدل سازی تجدید پذیر^{۲۵} اشاره شده است.

تمام این مفاهیم به طور خلاصه در این مقاله توضیح داده شده و به آن ها اشاره شده است. مقالات مستخرج، بیشتر بر کاربردهای تئوری پرتفوی از منظر برنامه ریز متمرکز شده اند. این مشکل برنامه ریزی سنتی است که در آن هزینه های سیستم حداقل می شود. در اینجا، تئوری پرتفوی اجازه می دهد تا ریسک ناشی از چنین راه حل های اجتماعی، بدون توجه ویژه به جزئیات بازار یا نمایندگان بازار، لحاظ شود. با توجه به روند فعلی سیستم های برق، هر روز با توجه به دیدگاه نمایندگان خصوصی، اهمیت بیشتری می یابد.



شکل ۱ برخی مفاهیم مهم مروری در این مقاله

18 Portfolio optimization
 19 Option value
 20 Trading mechanisms
 21 Dynamic and multi-stage
 22 Cross-cutting
 23 Statistical price modeling
 24 Structural modeling
 25 Renewable modeling

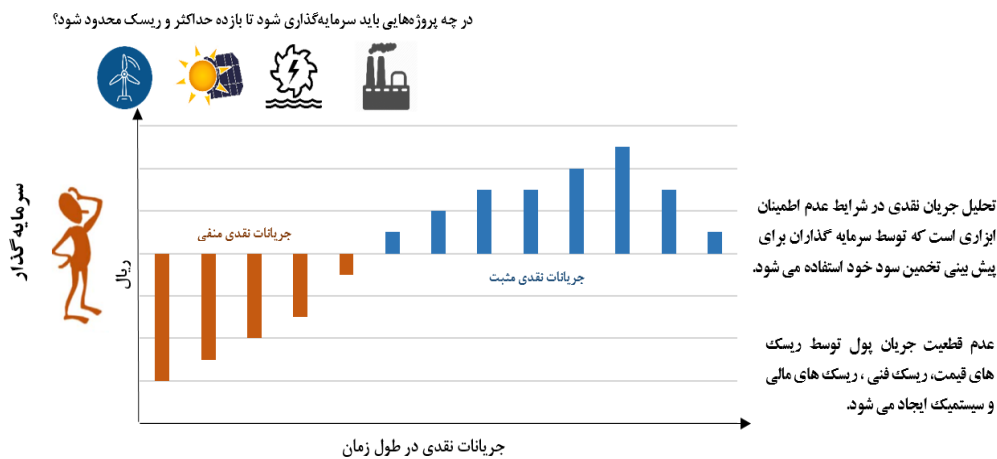
بخش خصوصی در سیستم های برق به ویژه در توسعه انرژی های تجدید پذیر نقش فزاینده ای دارد. این مقاله بر چشم انداز کارگزاران خصوصی متمرکز است و می توان سهم آن را به شرح زیر خلاصه کرد:

- با توجه به مطالعات انجام شده، این اولین بررسی در مورد کاربردهای پرتفوی است که بر کارگزاران خصوصی (هم سرمایه گذاران و هم مدیران) متمرکز شده است. این چشم انداز به دلیل روند فعلی بازارهای برق در سراسر جهان و افزایش استقرار فناوری های تجدیدپذیر، در حال افزایش است.
- این مقاله مروری بر ابزارهای مختلف پرتفوی برای فرآیند تصمیم گیری کارگزاران خصوصی در سیستم های برق با درصد بالای انرژی های تجدیدپذیر متمرکز است.
- علاوه بر مرور ادبیات موجود، این مقاله به بررسی مسائل متقاطع ناشی از تعامل فزاینده الگوهای جدید فناوری، مانند بازارها و منابع عدم قطعیت ناشی از توسعه انرژی تجدیدپذیر و تکامل فناوری می پردازد.
- بهینه سازی پرتفوی به عنوان ابزار سرمایه گذاران برای تخصیص سرمایه در پروژه های مختلف تولید مسئله ای که سرمایه گذاران با آن روبرو هستند با مسئله برنامه ریزان کاملاً متفاوت است. سرمایه گذاران قصد دارند با به حداکثر رساندن بازده خود از سرمایه گذاری، ترکیبی از تکنولوژی منطقه ای موثر را تعریف کنند. از طرف دیگر برنامه ریزان قصد دارند تا هزینه ها را به حداقل برسانند. سرمایه گذاران ممکن است با توجه به ترجیحات و امکانات خود فقط روی بعضی از مناطق جغرافیایی و برخی تکنولوژی ها تمرکز کنند، در حالی که برنامه ریزان ممکن است روی کل مکان ها و تکنولوژی ها متمرکز شوند. علاوه بر این، سرمایه گذاران از انعطاف پذیری زمانی برای سرمایه گذاری در یک پروژه برخوردار هستند. با این حال، هنگامی که سرمایه گذاری انجام شد، به دلیل بالا بودن هزینه های برگشت ناپذیر^{۲۶}، درجه بالایی از عدم انعطاف را متحمل خواهند شد. از طرف دیگر برنامه ریزان باید برنامه ریزی کنند تا تقاضای مورد انتظار را برآورده کنند، اما امکان تغییر برنامه های بلند مدت را نیز دارند. سرانجام، سرمایه گذاران معمولاً شاهد تغییر سیاست ها، توسعه در ارسال، ورودی های جدید و استانداردهای زیست محیطی هستند، در حالی که برنامه ریزان نقش تصمیم گیرنده کلیدی را در این زمینه ها دارند. بنابراین، مسئله پرتفوی سرمایه گذار سرمایه زیادی را شامل می شود و سطح بالایی از عدم اطمینان در بازده سرمایه گذاری را نشان می دهد، بنابراین تنوع در بین تکنولوژی ها، منابع و مکان ها یک استراتژی مشترک برای جلوگیری از ریسک است. بهینه سازی پرتفوی ابزاری است که در آن برای مقابله با این ریسک از متنوع سازی استفاده می شود.

بخش تولید برق در طول تاریخ با قیمت های بالا و بی ثبات برق روبرو بوده است که ناشی از تغییر تقاضا و تأثیر محدودیت های فیزیکی مانند محدودیت های تولید و انتقال است. این نوسانات در سال های اخیر به دلیل ادغام منابع تجدیدپذیر از جمله منابع بادی و خورشیدی افزایش یافته است. پیشرفت سریع و ورود تهاجمی به بازار این فناوری ها باعث کاهش در سطح قیمت های نقطه ای^{۲۷} و همچنین افزایش واریانس آن ها شده است (وو و همکاران، ۲۰۱۱) (کاتلر و همکاران، ۲۰۱۱) (وینکلر و همکاران^{۲۸}، ۲۰۱۶). علاوه بر این، تناوب انرژی تجدیدپذیر مستلزم داشتن ظرفیت انتقال بالا در همه زمان ها برای انتقال انرژی آن در سیستم است. با این حال، زمان لازم برای توسعه انتقال بسیار طولانی تر از زمان توسعه پروژه های تجدیدپذیر است، بنابراین دیدن این تراکم در خطوط انتقال نزدیک مجموعه ای از پروژه های تجدیدپذیر بسیار نادر است (دزم و کوپروکا^{۲۹}، ۲۰۰۶). برخلاف برنامه ریزان، که معمولاً در درازمدت برنامه ریزی می کنند و فرض می کنند که سیستم های انتقال تعدیل می شوند و بنابراین می توان از تراکم در تحلیل پرتفوها جلوگیری کرد، سرمایه گذاران این امکان را ندارند. اگر تجزیه و تحلیل در درازمدت انجام شود، سرمایه گذاران مجبورند سیستم انتقال و تراکم احتمالی آینده آن را در مدل سازی مالی پرتفوی پروژه خود بگنجانند، زیرا ممکن است با تغییر در ساختار ارسال و انتقال، قیمت برق و تولید انرژی به طرز چشمگیری تغییر کند. تخصیص سرمایه سرمایه گذاران در بخش برق مورد خاصی از مسئله انتخاب پرتفوی^{۳۰} است که نحوه توزیع سرمایه را بین

²⁶ Sunk costs²⁷ Spot Prices²⁸ Winkler J, Gaio A, Pfluger B, Ragwitz M²⁹ Dezem, Quiroga³⁰ Portfolio selection problem

پروژه های مختلف مطالعه می کند، به گونه ای که بازده مورد انتظار برای سطح معینی از ریسک به حداکثر برسد (جعفرزاده و همکاران، ۲۰۱۶). با وجود این که شرایط سرمایه گذاری متفاوتی وجود دارد، همه سرمایه گذاران به دنبال همان هدف هستند: سود خود را به حداکثر رسانده و ریسک را محدود کنند. بنابراین می بایست اندازه گیری سودآوری با استفاده از جریان های نقدی پیش بینی شده پروژه انجام شود (شکل ۲). این بدان معناست که برای هر سال از عمر یک پروژه تولید، برآورد درآمد و هزینه های آن مورد نیاز است. در عین حال، درآمد و هزینه ها اساساً به عوامل نامشخص مانند قیمت نقطه های برق، تولید مورد انتظار پروژه، قیمت سوخت و هزینه های سرمایه بستگی دارد. همانطور که در شکل ۲ نشان داده شده است، جریان های وجه نقد پس از متغیرهای تصادفی محاسبه می شوند همچنین متغیرهای تصادفی به تحقق منابع مختلف عدم قطعیت بستگی دارند.



شکل ۲ مسئله پرتفوی سرمایه گذار: تعریف یک طرح سرمایه گذاری کارآمد برای به حداکثر رساندن بازده

بازده و ریسک ناشی از این جریان های نقدی در مدل های بهینه سازی پرتفوی وارد می شوند تا سرمایه گذاران را در طراحی پرتفوی ریسک-بازده کارا هدایت کنند. با توجه به سطح ریسک پذیری سرمایه گذاران و مجموعه امکانات تولید فعلی آن ها، پرتفوی های مختلفی از پروژه ها با خرید یا توسعه پروژه های جدید قابل انتخاب هستند و در غیر این صورت، اگر عدم قطعیت بیش از حد باشد، می توان سرمایه گذاری را به تأخیر انداخت. باید توجه داشت که گزینه تعویق، تفاوت مهمی در مقایسه با مسئله برنامه ریزان دارد که اغلب مجبورند بدون به تعویق انداختن تولید برنامه ریزی کنند تا تقاضای مورد انتظار را برآورده سازند.

اندازه گیری ریسک و بازده سرمایه گذاری در پروژه های انرژی

برای سنجش ریسک پروژه های مختلف باید اندازه گیری سودآوری ارزیابی شود. ابزار اصلی برای برآورد بازده پروژه، تجزیه و تحلیل جریان نقد ^{۳۱} است. تخمین های مختلفی از سودآوری را می توان از تجزیه و تحلیل جریان نقدی با تخفیف، مانند نرخ داخلی بازده ^{۳۲}، ارزش خالص فعلی ^{۳۳} یا شاخص ارزش فعلی ^{۳۴}، از بین دیگر روش ها بدست آورد (ژنگ ^{۳۵} و همکاران، ۲۰۱۱). در حقیقت، سرمایه گذاران پروژه های با بالاترین ارزش خالص فعلی را انتخاب می کنند. این رویکرد مارشالی ^{۳۶} است (فلتن ^{۳۷} و

³¹ Cash flow analysis
³² Intial Rate Return
³³ Net Present Value
³⁴ Present Value Index
³⁵ Zhang
³⁶ Marshallian approach
³⁷ Fleten

همکاران، ۲۰۰۷) (دیکسیت^{۳۸} و همکاران، ۱۹۹۴) که در آن مطلوبیت با توجه به محدودیت بودجه به حداکثر می‌رسد. به عنوان نمونه، روکس^{۳۹} و همکاران از ارزش خالص فعلی در مدل پرتفوی خود برای طراحی ترکیبات سرمایه‌گذاری کارا در بین تکنولوژی‌های پایه (ذغال سنگ، هسته‌ای و نیروگاه CCGT) استفاده کردند. آن‌ها مطالعه کردند که چگونه سوخت، برق و عدم اطمینان قیمت کربن دی اکسید بر پرتفوی بهینه تأثیر می‌گذارد (روکس و همکاران، ۲۰۰۸). از طرف دیگر، مونوز و همکاران^{۴۰} در تجزیه و تحلیل اوراق بهادار پروژه‌های تجدیدپذیر برای سرمایه‌گذاری در بازار اسپانیا، از نرخ بازده داخلی به عنوان معیاری برای سودآوری استفاده کردند. هر دو مقاله از انحراف استاندارد متغیرهای بازده به عنوان معیار ریسک استفاده کردند (مونوز و همکاران، ۲۰۰۹). در جدول ۱ نتایج به دست آمده و عوامل عدم قطعیت در برخی از مقالات مرتبط با بهینه‌سازی پرتفوی از دید سرمایه‌گذار ارائه شده است. اگرچه نرخ بازده داخلی و ارزش خالص فعلی هر دو ناشی از جریان نقدی با تنزیل هستند، اما با یکدیگر تفاوت دارند. در واقع، هنگامی که سرمایه‌گذاری‌ها با استفاده از این دو روش رتبه بندی می‌شوند، نتیجه لزوماً یکسان نیست. تنگ و تنگ^{۴۱}، تفاوت این دو روش را بررسی کردند. آن‌ها استدلال کردند که نرخ بازده داخلی دیدگاه سرمایه‌گذار خصوصی را نشان می‌دهد، در حالی که ارزش خالص فعلی دیدگاه جامعه را نشان می‌دهد. نویسندگان این دیدگاه توضیح می‌دهند که نرخ بازده داخلی با تغییر شرایط مالی (مثلاً تغییر نرخ مالیات یا نسبت وام-سرمایه) تغییر می‌کند، در حالی که ارزش خالص فعلی چنین نیست، بنابراین آن‌ها نرخ بازده داخلی را به عنوان یک شاخص مالی و ارزش خالص فعلی به عنوان یک شاخص اقتصادی پیشنهاد دادند. برای سرمایه‌گذاری در پروژه‌ها، سازمان‌ها ممکن است نیازهای دیگری فراتر از سودآوری داشته باشند تنگ و تنگ، ۲۰۰۳) (نگارا^{۴۲}، ۲۰۱۵). به عنوان مثال، در مورد سرمایه‌گذاری در تولید برق، تولید کنندگان با استفاده از فناوری تجدیدپذیر دارای مزایایی هستند که فناوری‌های معمولی از آن استفاده نمی‌کنند، از جمله کم بودن تعداد عوامل خارجی در محیط، انعطاف‌پذیری در تولید، دارای بخش‌های مجزا^{۴۳} و برگشت‌پذیری، از جمله دیگر، که بندرت در فرآیند تصمیم‌گیری سرمایه‌گذاری قرار می‌گیرد (ماسینی و منیچرتی^{۴۴}، ۲۰۱۰) (اورتگا و دل ریو^{۴۵}، ۲۰۱۶).

جدول ۱ معیارهای اندازه‌گیری بازده و عوامل عدم قطعیت در مقالات مختلف

منابع	معیار اندازه‌گیری بازده	فاکتور عدم اطمینان
(روکس و همکاران، ۲۰۰۸)	NPV	قیمت سوخت، برق و CO ₂ توسط متغیرهای تصادفی توزیع شده نشان داده شده است که همبستگی و انحراف استاندارد از سری زمانی تاریخی برگرفته شده است.
(مدلنر و ونک، ۲۰۰۸)	NPV	سری زمانی از قیمت نقطه‌ای برق از هر دو پایه و بار اوج برای بهتر شدن توزیع بر اساس سری زمانی تاریخی، توزیع log-normal فاکتور ظرفیت استفاده می‌شود.
(مونوز و همکاران، ۲۰۰۹)	IRR	تنوع سالانه انرژی خورشیدی و باد با داده‌های فن آوری‌های برق آبی تقریبی است. هزینه‌های سوخت: سری زمانی. گاز طبیعی از توزیع گومبل پیروی می‌کند، در حالی که از توزیع گاما برای اورانیوم استفاده می‌شود.

³⁸ Dixit

³⁹ Roques

⁴⁰ Muñoz et al

⁴¹ Tang and Tang

⁴² Negara L

⁴³ Modularity

⁴⁴ Masini, Menichrtti

⁴⁵ Ortega-Izquierdo, del Río

قیمت برق برای باد، مینی هیدرو و انرژی خورشیدی حرارتی مدل شده با توزیع پیرسون از مقادیر تاریخی تنظیم شده است.
قیمت برق برای PV خورشیدی تنظیم شده است و ارزش آن از قبل تعیین شده است.

مقادیر دیگر (نسبت سرمایه گذاری، عمر بهره برداری از خدمات، ضریب ظرفیت و غیره) جریان پول نقد با انحراف استاندارد بسته به سناریوهای مختلفی که توسط نویسندگان پیشنهاد شده است فرض می شود.
سری های تاریخی برق، سوخت و قیمت های CO₂ برای تناسب توزیع های مختلف استفاده شده است. قیمت برق با استفاده از توزیع بتا مناسب بود.
قیمت برق آبی و قیمت های زغال سنگ، گاز و CO₂ در آینده با الگوی حرکت هندسی براون مدل شده است. از روش مونت کارلو برای شبیه سازی مسیرهای توسعه قیمت استفاده می شود.

قیمت برق در آینده مدل سازی شده با فرض حرکت هندسی.

NPV	(گلنسک و مدلنر، ۲۰۱۳)
NPV	(رالف و مدلنر، ۲۰۱۴)
NPV	(فلتن و همکاران، ۲۰۰۷)

با این حال، تحقیقی در مورد تصمیم گیری در حوزه سرمایه گذاری وجود دارد که اقدامات فراتر از سودآوری را در نظر می گیرد که به استراتژی سازمان بستگی دارد. داودپور و همکاران از رویکردی مبتنی بر فرآیند تحلیلی سلسله مراتبی^{۴۶} برای انتخاب پروژه های تجدیدپذیر برای یک سازمان تحقیق و توسعه با استفاده از نظر متخصص برای یافتن یک مدل سلسله مراتبی از یک پرتفوی با تکنولوژی تجدیدپذیر با توجه به بازار، رقابت پذیری، فنی، توانایی و یادگیری استفاده کرد داودپور و همکاران، ۲۰۱۲). یک پروژه اگر به کاهش ریسک کمک کند، می تواند ارزش افزوده بر بازده خود ایجاد کند. می توان از یک پروژه جدید برای ورود به بازار یا تحکیم موقعیت یک شرکت استفاده کرد، یا می تواند برای یادگیری در مورد یک تکنولوژی یا فرآیند خاص جهت توسعه مفید باشد (گراس^{۴۷} و همکاران، ۲۰۱۰). بیشتر ادبیات مربوط به بهینه سازی پرتفوی این عوامل را در نظر نمی گیرد، اگرچه آن ها در حال حاضر بخش مهمی از ادبیات مربوط به ارزیابی پروژه هستند. بنابراین، این یک تحقیق است که برای هماهنگی بهتر ادبیات مربوط به بهینه سازی پرتفوی با واقعیت و در نتیجه استفاده از آن برای سرمایه گذاران باید از آن استفاده شود.

برخی دیگر از منابع ریسک علاوه بر قیمت برق: ریسک فنی، ریسک مالی و ریسک سیستماتیک

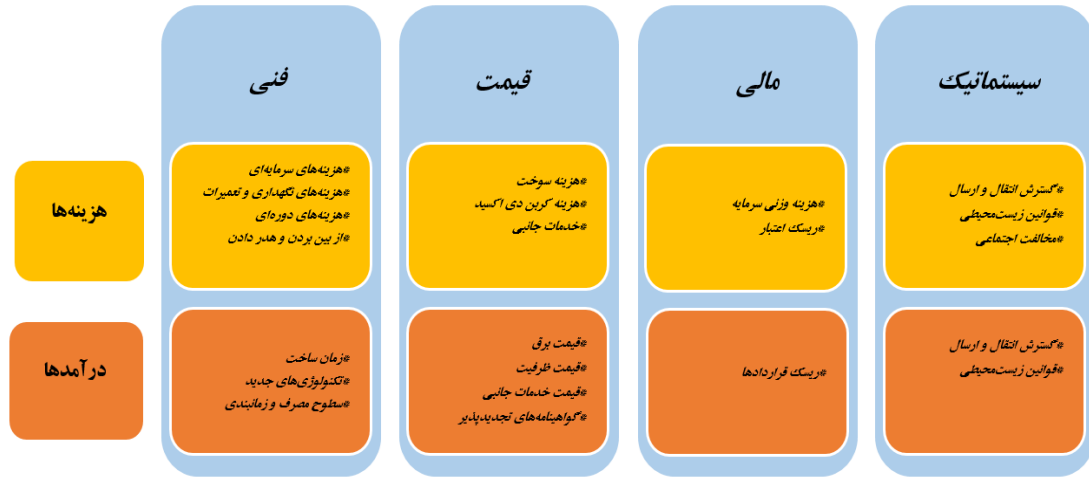
عدم قطعیت در ابعاد و مراحل مختلف توسعه پروژه، از ریسک های فنی تا سیستماتیک، از جمله ریسک نظارتی که معمولاً به عنوان یک ریسک مهم در این بخش پذیرفته می شوند، وجود دارد. همانطور که در شکل ۳ ارائه شده است. در اکثر موارد دشوار است که به صراحت ریسک های فنی، مالی و سیستماتیک در مدل های بهینه سازی گنجانده شود، بنابراین بیشتر مقالات فرض می کنند که این عوامل ثابت مانده اند و بنابراین بر درآمد یا هزینه ها تأثیر نمی گذارند یا از سناریوسازی برای تعیین کمیت آن ها استفاده نمی کنند. از طرف دیگر، عدم اطمینان قیمت ها در مدل های بهینه سازی چه در بخش های درآمدی (قیمت برق) و چه در هزینه (قیمت سوخت و قیمت کربن دی اکسید) قابل بحث و تعمیم است. روش های بیشماری برای پیش بینی قیمت نقطه ای برق وجود دارد، همانطور که توسط ورون^{۴۸} بررسی شده است. با وجود این، بیشتر مقالات پرتفوی فقط بر روی

⁴⁶ AHP

⁴⁷ Gross

⁴⁸ Weron

روش های آماری مبتنی بر اطلاعات گذشته متمرکز است. این استراتژی نگاه به عقب دارای ارزش محدودی برای سیستمی است که در حال تبدیل شدن به یک الگوی جدید فناوری بدون کربن است (ورون، ۲۰۱۴).



شکل ۳ مسئله ریسک مؤثر در محاسبه جریان پول نقد شرکت

یک مسئله پویا و ارزش تعویق انتظار پروژه

یکی از ویژگی‌های مهم توسعه پروژه در یک صنعت انرژی رقابتی این است که سرمایه‌گذاران می‌توانند برای سرمایه‌گذاری صبر کنند. به عنوان مثال، برای کسب اطلاعات بیشتر در مورد اصلاح قانون منتظر بمانند. در نظر گرفتن گزینه انتظار قبل از اقدام برای سرمایه‌گذاری در منابع بسیار مهم است، زیرا تشخیص می‌دهد که شرکت دارای هزینه فرصت و امکان بهبود نتیجه خود است. این امر با توجه به اینکه احتمال انتظار بسیار مهم است، به ویژه در زمینه انرژی تجدیدپذیر حائز اهمیت است، زیرا پروژه‌های تجدیدپذیر سرعت پیشرفت تکنولوژی بالایی دارند و به زمان ساخت کوتاه نیاز دارند (فرناندز، ۲۰۱۱). ارزش خالص فعلی استاتیک نمی‌تواند ارزش مورد انتظار را بدست آورد، بنابراین تئوری اختیارات واقعی ابزاری است که این انعطاف‌پذیری را در ارزیابی گنجانده است (بلک^{۴۹}، ۱۹۷۳). تجزیه و تحلیل اختیارات واقعی برای ده‌ها سال در بخش برق اعمال شده است تا تغییرناپذیری سرمایه‌گذاری‌ها را به خود اختصاص دهد. یک بررسی جامع و خوب از تجزیه و تحلیل اختیارات واقعی توسط دیکسیت و پندیک^{۵۰} ارائه شده است. در بخش تولید برق نمونه‌های مختلفی از کاربردهای تجزیه و تحلیل اختیارات واقعی وجود دارد (دیکسیت، ۱۹۹۴). در واقع، فرناندز و همکاران^{۵۱} یک بررسی کامل از کاربردهای تجزیه و تحلیل اختیارات واقعی اعمال شده در بخش برق ارائه دادند. آن‌ها دریافته‌اند که کاربردهای تجزیه و تحلیل اختیارات واقعی که در بخش تجدیدپذیر اعمال می‌شود، هنوز محدود هستند. به علاوه، گستردگی این روش در مورد نیروگاه‌های بادی و نیروگاه‌های برق آبی به ضرر سایر فناوری‌های تجدیدپذیر جدیدتر مانند نیروگاه‌های خورشیدی فتوولتائیک بوده است (فرناندز و همکاران، ۲۰۱۱). با این حال، مقالات اخیر این شکاف را پر می‌کند. به عنوان مثال، ژانگ و همکاران^{۵۲} یک بررسی از مطالعات مربوط به سرمایه‌گذاری انرژی‌های تجدیدپذیر با استفاده از روش اختیارات واقعی را ارائه دادند. نویسندگان همچنین با در نظر گرفتن فاکتورهای نامشخص از جمله: قیمت کربن دی‌اکسید، هزینه‌های انرژی غیرقابل تجدیدپذیر، هزینه‌های سرمایه‌گذاری و قیمت بازار برق، یک مدل اختیارات واقعی برای ارزیابی سرمایه‌گذاری در انرژی‌های تجدیدپذیر پیشنهاد کردند. آن‌ها از مدل خود برای ارزیابی

⁴⁹ Black

⁵⁰ Dixit and Pindyck

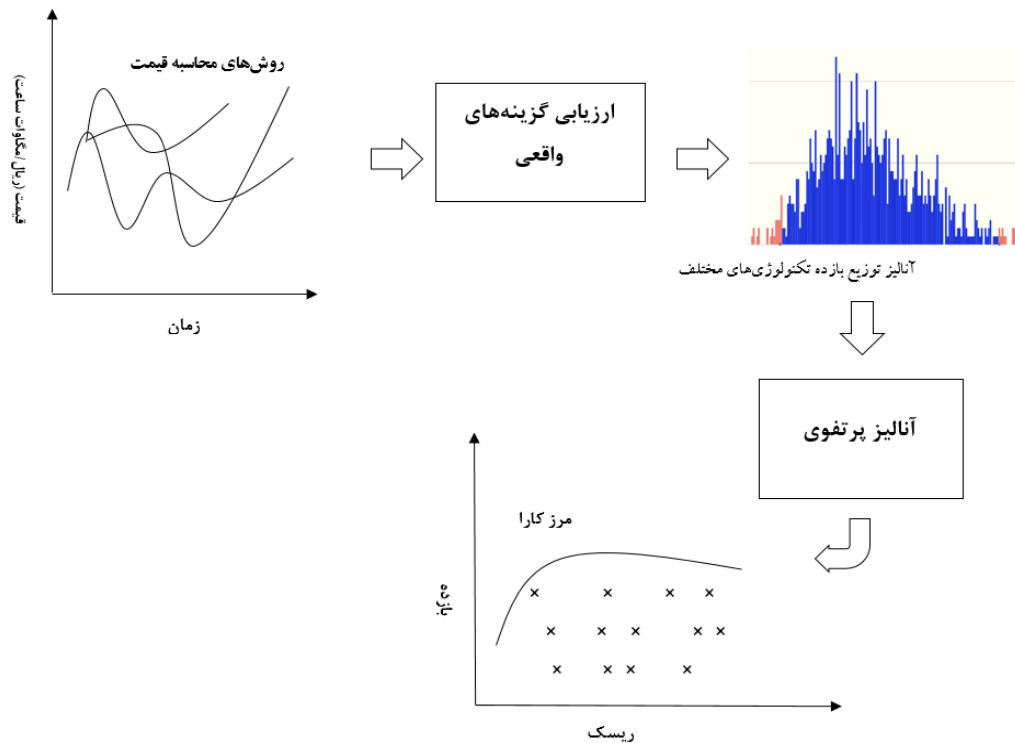
⁵¹ Fernandes et al

⁵² Zhang et al

تصمیم سرمایه‌گذاری یک نیروگاه خورشیدی فتوولتاییک در چین و زمان بهینه آن استفاده کردند. کارهای بی شماری با استفاده از تجزیه و تحلیل اختیارات واقعی برای تجزیه و تحلیل سرمایه‌گذاری در فناوری‌های معمولی و همچنین ارزیابی عملکرد سیاست‌ها وجود دارد (ژانگ و همکاران، ۲۰۱۶). به عنوان مثال، مینگ یانگ و همکاران^{۵۳} از رویکرد اختیارات واقعی برای تجزیه و تحلیل تأثیرات سیاست تغییرات اقلیمی دولت در سرمایه‌گذاری‌های انرژی استفاده کردند. نویسندگان انعطاف‌پذیری را بررسی کردند که آن شرکت‌ها باید با توجه به عدم اطمینان نظارتی، باید سرمایه‌گذاری‌های خود را بهینه کنند. عدم قطعیت سیاست تغییر آب و هوا با استفاده از قیمت نامشخص کربن نشان داده شد (مینگ یانگ، ۲۰۰۸). به طور مشابه، سکار^{۵۴} از روش ارزیابی ارزش‌گذاری اختیارات واقعی برای ارزیابی سرمایه‌گذاری در سه فناوری تولید برق از ذغال سنگ، چرخه ترکیبی گسیل زدایی ذغال سنگ^{۵۵} و همچنین چرخه ترکیبی گسیل زدایی ذغال سنگ با پیش سرمایه‌گذاری استفاده کرد که باعث مقاوم‌سازی آتی برای گرفتن و ذخیره‌سازی ارزان‌تر کربن دی‌اکسید^{۵۶} در محیطی با قیمت‌های نامشخص کربن دی‌اکسید شود (سکار، ۲۰۰۵). بومسما و همکاران^{۵۷} زمان‌بندی سرمایه‌گذاری و انتخاب ظرفیت برای پروژه‌های انرژی تجدیدپذیر را تحت برنامه‌های مختلف پشتیبانی، یعنی سیاست خرید تضمینی برق^{۵۸} و گواهی‌نامه‌های تجاری انرژی تجدیدپذیر، تجزیه و تحلیل کردند. نویسندگان از طریق یک مورد کاربردی از مطالعه در بازار برق نوردیک^{۵۹} دریافتند که سیاست خرید تضمینی برق باعث ایجاد سرمایه‌گذاری در تکنولوژی باد می‌شود، در حالی که گواهی‌نامه‌های تجاری انگیزه‌هایی را برای پروژه‌های بزرگتر ایجاد می‌کند (بومسما و همکاران، ۲۰۱۲). فلتن و همکاران^{۶۰} از تجزیه و تحلیل اختیارات واقعی استفاده کردند تا نشان دهند که سرمایه‌گذاری در یک ژنراتور بادی غیر متمرکز با عدم قطعیت در قیمت برق باید با قیمتی بالاتر از قیمت سر به سر ارزش خالص فعلی (قیمت برق که ارزش خالص فعلی را منفی می‌کند) به دلیل عدم اطمینان از قیمت انجام شود (فلتن، ۲۰۱۴). در حالی که روش‌های بهینه‌سازی با استفاده از تجزیه و تحلیل اختیارات واقعی معمولاً از منظر تولیدکننده انرژی برای ارزیابی یک نیروگاه واحد انجام می‌شوند، یک سرمایه‌گذار بزرگ معمولاً ترجیح می‌دهد در پرتفوی چند فناوری سرمایه‌گذاری کند (فورتین و همکاران، ۲۰۰۸). آن‌ها از تجزیه و تحلیل اختیارات واقعی برای یافتن زمان‌بندی بهینه سرمایه‌گذاری در نمونه‌های گرفتن و ذخیره کربن در نیروگاه‌های زغال سنگ و زیست توده و زمان نصب بهینه نیروگاه‌های بادی استفاده می‌کنند. نویسندگان با استفاده از روش‌های تغییر قیمت برق، توزیع بازده را برای سرمایه‌گذاری این فناوری‌ها انجام می‌دهند. این توزیع‌های بازده (که در حال حاضر شامل ارزش انعطاف‌پذیری داده شده توسط تعویق پروژه است) بعنوان ورودی بهینه‌سازی پرتفوی ارزش شرطی در معرض ریسک^{۶۱} همانطور که در شکل ۴ ارائه شده است، استفاده می‌شوند. سایر مقالات کار فورتین^{۶۲} و همکاران را با در نظر گرفتن تنوع در طول زمان با در نظر گرفتن اختیار داشتن یک پرتفوی متفاوت در آینده گسترش دادند. در واقع، زولگایوا و همکاران^{۶۳} دریافتند که امکان تطبیق پرتفوی در واقع تأثیر مناسبی در تصمیمات امروزه پرتفوی سرمایه‌گذاری دارد (زولگایوا و همکاران، ۲۰۱۱). از سوی دیگر، مقاله فوس و همکاران^{۶۴} با استفاده از متدولوژی در سناریوهای مختلف اقتصادی-اجتماعی و اهداف مختلف در انتشار گازهای گلخانه‌ای، سهم بیشتری در گسترش این حوزه دارد. تعمیم آن‌ها در نظر می‌گیرد که سرمایه‌گذاران نسبت به قیمت‌های آینده کربن کاملاً نامطمئن هستند و بنابراین تعیین

⁵³ Ming Yang et al⁵⁴ Sekar⁵⁵ IGCC⁵⁶ CO2 capture⁵⁷ Boomsma et al⁵⁸ سیاستی است جهت توسعه انرژی‌های تجدیدپذیر که اغلب در بخش نیروگاهی مطرح است؛ به این ترتیب که سرمایه‌گذاری که مالک نیروگاه‌های انرژی تجدیدپذیر است، برق تولیدی خود را به قیمت تضمینی ارائه شده از طرف دولت، به فروش می‌رساند. قیمت خرید تضمینی در این حالت با توجه به نوع نیروگاه انرژی تجدیدپذیر متفاوت و متناسب است.⁵⁹ Nordic electricity market⁶⁰ Fleten et al⁶¹ CVaR⁶² Fortin et al⁶³ Szolgayová et al⁶⁴ Fuss et al

امکاناتی برای اهداف مختلف غیرممکن است. بنابراین، سرمایه‌گذاران به دنبال اوراق بهادار قوی هستند که حتی در بدترین سناریوها عملکرد خوبی داشته باشند. آن‌ها دریافتند که عدم اطمینان در رابطه با قیمت‌های کربن دی اکسید تأثیر عمیقی بر ترکیب بهینه پرتفوی فناوری‌ها دارد. بررسی ترکیبی از این ابزارها - تجزیه و تحلیل اختیارات واقعی و بهینه‌سازی پرتفوی - در فرآیند تصمیم‌گیری سرمایه‌گذاری یک فرصت تحقیق عالی است. همه مقالات ذکر شده در بالا، منابع نامطمئن مانند هزینه سوخت و مکمل‌های ممکن آن‌ها را نادیده می‌گیرند. به عنوان مثال، کاهش هزینه زیست توده با افزایش قیمت کربن یا عدم اطمینان از منابع تجدیدپذیر (سرعت باد، تابش خورشیدی، مباحث مربوط به بارش باران و جریان آب و غیره) از دیگر منابع عدم قطعیت است که سرمایه‌گذاران در فرآیند تصمیم‌گیری سرمایه‌گذاری واقعی با آن روبرو هستند (فوس و همکاران، ۲۰۱۲).



شکل ۴ استفاده از تجزیه و تحلیل اختیارات واقعی و بهینه‌سازی پرتفوی

بهینه‌سازی پرتفوی به عنوان یک ابزار مدیریتی برای فروشندگان و خریداران برق

مدیران انرژی، چه مدیران شرکت‌های تولید برق و چه مصرف‌کنندگان بزرگ انرژی، به دنبال محدود کردن ریسک قیمت خود با استفاده از ابزارهایی برای محافظت در برابر نوسانات قیمت نقطه‌ای هستند. به عنوان سرمایه‌گذار، مدیران به دنبال به حداکثر رساندن بازده مورد انتظار شرکت ضمن محدود کردن ریسک آن هستند. اما، به جای تخصیص سرمایه در بین فرصت‌های مختلف سرمایه‌گذاری، مدیران برق را بین ابزارهای مختلف (بازارهای روز پیش رو^{۶۵}، بازارهای زمان واقعی (لحظه‌ای)^{۶۶}، قراردادهای دو جانبه^{۶۷}، رو به جلو^{۶۸} و غیره) تخصیص می‌دهند همانطور که در شکل ۵ نشان داده شده است. ابزارهای مالی دارای دوره‌های مختلف تحویل و تاریخ سررسید هستند. در حالی که بازار نقطه‌ای تقریباً لحظه‌ای است و قراردادهای دو جانبه می‌توانند سال‌ها ادامه داشته باشند. این حقایق مشکلات بهینه‌سازی را به وجود می‌آورد زیرا تصمیم‌گیری برای برخی از ابزارهای معاملاتی را می‌توان با توجه به اطلاعات جدید در مورد قیمت‌ها (به عنوان مثال چه مقدار انرژی برای

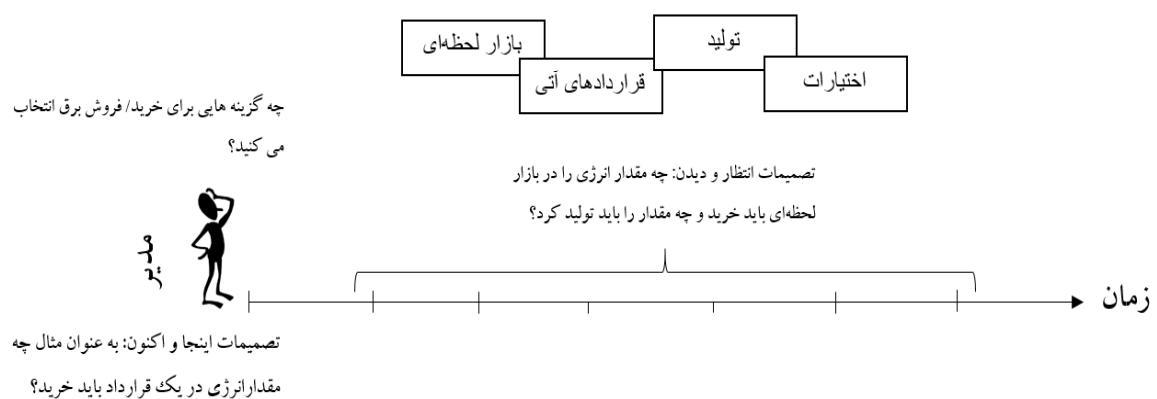
⁶⁵ Day-ahead markets

⁶⁶ Real-time markets

⁶⁷ Bilateral contracts

⁶⁸ Forward

خرید / فروش در بازار نقطه ای) به تعویق انداخت، در حالی که سایر تصمیمات باید در یک دوره خاص اتخاذ شوند) به عنوان مثال، چه مقدار انرژی از طریق یک قرارداد بلند مدت آتی خرید / فروش می شود؟) یک مصرف کننده بزرگ انرژی می تواند از بهینه سازی پرتفوی نه تنها با انتخاب در بین ابزارها، بلکه با انتخاب بین تکنولوژی های تولید استفاده کند. برای یک مصرف کننده بزرگ انرژی، بین امضای قرارداد دو جانبه با یک کارخانه تولید معمولی یا امضای آن با کارخانه فتوولتاییک خورشیدی، نیروگاه بادی یا ترکیبی از هر یک از این گزینه ها تفاوت وجود دارد. اولویت مصرف کننده برای یک تأمین کننده نسبت به دیگری بستگی به عواملی از قبیل مشخصات تقاضا، اثر کرین و تمایل به پرداخت و غیره دارد. بهینه سازی پرتفوی ابزاری رسمی و به خوبی آزمایش شده برای مقابله با این نوع مشکل است، هم تعیین کردن نوع ابزار مورد استفاده و هم برای مقابله با فناوری ها و مکان های مختلف. به دلیل عدم قابلیت ذخیره سازی، تقاضای غیرقابل انعطاف و منحنی تأخیر تأمین، قیمت نقطه ای برق از تنوع بالایی رنج می برد. به همین دلیل است که بیشتر نمایندگان معمولاً از قراردادهای و سایر ابزارهای مالی / فیزیکی برای محافظت در برابر این نوسانات استفاده می کنند. این ابزارها برای کشف قیمت های آینده و اطمینان از قیمت، در برخی از بازارهای برق نقش بسیار مهمی دارند. در حقیقت، برخی از بازارهای برق وجود دارد که کاملاً به قراردادهای دو جانبه متکی هستند. ابتدایی ترین ابزارهایی که امکان کشف قیمت و اطمینان قیمت در آینده را به فروشندگان و خریداران برق ارائه می دهند، پیشرو، معاملات آتی^{۶۹} و قرارداد سوآپ^{۷۰} هستند. همه این ابزارها ممکن است دارای دوره های مختلف تحویل و تاریخ سررسید باشند. در حقیقت، دوره سررسید قراردادهای پیش رو از ساعت ها تا سال ها متغیر است (دنگ و اورن^{۷۱}، ۲۰۰۶). وظیفه مدیران انرژی این است که با استفاده از این ابزارها برای حداکثر رساندن بازده و در عین حال محدود کردن ریسک اقدام کنند. یک استراتژی صحیح به بنگاه ها اجازه می دهد تا به دلیل نوسانات قیمت از ضرر جلوگیری کنند، نوسانات درآمد را کاهش دهند و الزامات قانونی را برآورده کنند (صادقی و شوال پور، ۲۰۰۶). بهینه سازی پرتفوی در ادبیات به عنوان ابزاری برای انتخاب کارآمد از بین این ابزارها و همچنین بین بازارهای لحظه ای و روز بعد مورد استفاده قرار گرفته است. گفته شد که مدیران دو نوع تصمیم دارند: "اینجا و اکنون" یا "صبر کن و ببین". در حالی که تصمیمات "اینجا و اکنون" تصمیماتی است که مدیر باید در حال حاضر اتخاذ کند، مثلاً درباره میزان فروش و خرید انرژی با استفاده از قرارداد بلند مدت. تصمیمات "صبر کنید و ببینید" را می توان انتظار داشت که انتظار داشته باشید تحولات آینده مانند اینکه چه مقدار انرژی باید با استفاده از بازار در لحظه خریداری یا فروخته شود، این تصمیمی است که می تواند تا فوریت نیاز به تعویق بیفتد.



شکل ۵ مسئله پرتفوی مدیر: تعیین گزینه های کارآمد تجارت برای به حداکثر رساندن سود

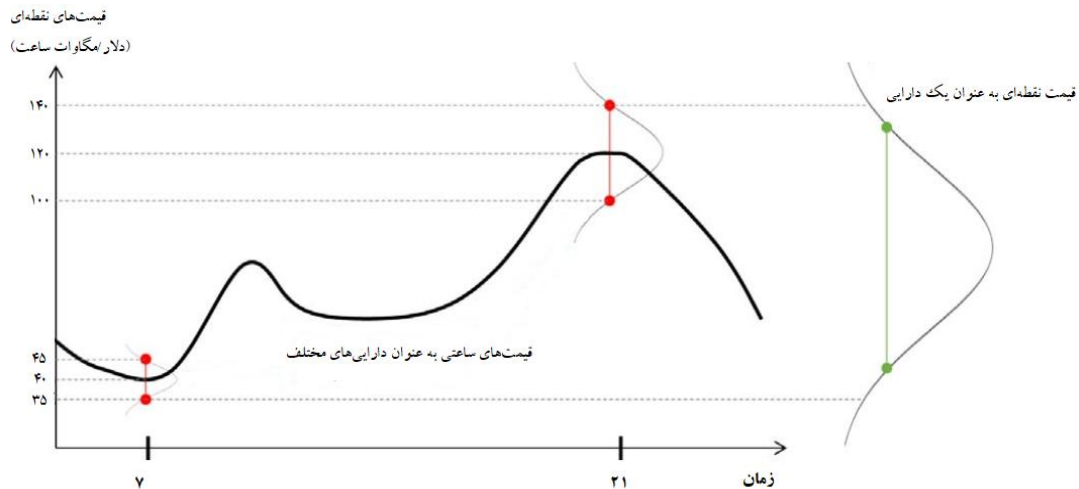
69 Futures

70 Swaps

71 Deng, Oren

روش های استاتیک: اعمال بهینه سازی پرتفوی سنتی برای مسئله مدیر

رویکرد سنتی بهینه سازی پرتفوی استاتیک توسط لیو و وو فرمول بندی شده است (لیو و وو، ۲۰۰۷)، که مسئله تخصیص انرژی برای یک تولیدکننده برق را با سه نوع رویکرد تجارت بررسی می کند: قراردادهای بدون ریسک (محلی)، قراردادهای دارای ریسک بالاتر (غیر محلی) و بازار نقطه ای در این فرمول، دوره برنامه ریزی ممکن است یک روز، یک هفته، یک سال یا چندین سال و غیره باشد. دیگر قراردادها، قراردادهای دو جانبه غیر محلی در معرض ریسک هستند زیرا شرکت های تولیدکننده ممکن است با هزینه های انتقال تراکم روبرو شوند که به تفاوت قیمت گره بستگی دارد. عدم اطمینان فقط در قیمت های منطقه ای برق وجود دارد زیرا فرض می شود قیمت سوخت در آن ها ثابت باشد. لیو و وو یک رویکرد ایستا ارائه می دهند که در آن قیمت های نقطه ای فقط با میانگین، واریانس و همبستگی فضایی مشخص می شوند و فرض می کنند که قیمت گره ها از توزیع عادی چند متغیره پیروی می کنند. رفتار کردن بازار نقطه ای به عنوان دارایی منحصر بفرد، از دست دادن اطلاعات را به همراه دارد، زیرا قیمت های ساعتی نشان دهنده رفتار فصلی است که معمولاً با روند تقاضا بازتاب داده می شود. هنگامی که قیمت های نقطه ای به عنوان یک دارایی تلقی می شود و با توزیع قیمت نشان داده می شود، این روند فصلی شناخته شده به اشتباه به عنوان یک تنوع اضافی القاء می شود. در مقابل، برخورد با هر دوره به عنوان دارایی متفاوت، آزادی بیشتری برای درج این روند فصلی به عنوان اطلاعات جدید می دهد (شکل ۶).



شکل ۶ نمونه توزیع های نرمال که قیمت های روزانه و ساعتی را می گیرند. قیمت های دوره های طولانی اطلاعات فصلی را از دست می دهند که به واریانس بیشتری تبدیل می شوند.

به عنوان مثال، گوکوز و آتماکا^{۷۲} با در نظر گرفتن قیمت های ساعتی بازار به عنوان دارایی جداگانه علاوه بر قراردادهای دو جانبه در بازار برق ترکیه، از بهینه سازی میانگین-واریانس پرتفوی استفاده کردند. ترکیه هیچ سیستم قیمت گذاری محلی، منطقه ای یا گره ای ندارد، بنابراین قیمت گذاری نقطه ای به عنوان سیگنال برای کل سیستم مورد استفاده قرار می گیرد و بنابراین هیچ هزینه تراکمی وجود ندارد. فرض گزینه های مختلف برای فروش در این نوع مطالعه جدید است و به فروشندگان این امکان را می دهد که طبق ترجیحات ریسک-بازده خود، اقدام به فروش در ساعات مختلف، چه در بازار لحظه ای و چه از طریق قراردادهای دو جانبه کنند (گوکوز و آتماکا، ۲۰۱۲).

برخلاف مدل های پویا، که به ظرفیت های محاسباتی زیادی احتیاج دارند (زیرا عدم قطعیت ها (قیمت ها، هزینه ها، منابع و ...) به موقع مدل می شوند) مدل های استاتیک ساده تر هستند و بنابراین منابع دیگر علاوه بر قیمت برق می توانند در نظر گرفته شوند. به عنوان مثال، قیمت سوخت های فسیلی (نفت، گاز و زغال سنگ) دارای تنوع بالا و همبستگی زیادی

هستند و عدم اطمینان را در هزینه های تولید نشان می دهند (شفیعی و توپال^{۷۳}، ۲۰۱۰). ماثوریا و همکاران^{۷۴} بازارهای نقطه ای و قراردادهای دو جانبه را گزینه های معاملاتی برای یک شرکت تولیدی در سوئد دانستند که با ریسک ناشی از قیمت برق، قیمت سوخت و قیمت های انتشار کربن دی اکسید مواجه است. نویسندگان ارتباط مستقیمی بین قیمت نقطه ای برق و قیمت انتشار یافتند (به شکل ۶ مراجعه کنید). این امر باعث می شود تا با تغییر تخصیص در بازار لحظه ای، از ریسک محافظت شود زیرا تغییر قیمت در بازار انتشار (بعد هزینه) با تغییر قیمت مربوطه در بازار نقطه ای (بعد درآمد) جبران می شود. شکل ۷ همبستگی تخمین زده شده توسط ماثوریا و همکاران بین قیمت برق، قیمت زغال سنگ، قیمت بنزین و کمک هزینه اتحادیه اروپا، که اعتبارات اقلیمی^{۷۵} هستند را نشان می دهد که نشان دهنده حق انتشار یک تن کربن دی اکسید در جو است (ماثوریا و همکاران، ۲۰۱۵).



شکل ۷ همبستگی قیمت برق با زغال سنگ، کمک هزینه اتحادیه اروپا، قیمت گاز و ارتباط قیمت های ذغال سنگ و گاز با کمک هزینه های اتحادیه اروپا منبع: (ماثوریا و همکاران، ۲۰۱۴)

از بعد خریدار برق، هویزمن و همکاران استفاده از چارچوب میانگین-واریانس استاتیک را برای تخصیص بهینه موقعیت ها در بازار انرژی روز آینده و همچنین قراردادهای اوج^{۷۶} و خارج از اوج^{۷۷} پیشنهاد کردند. قراردادهای اوج بعد شامل تحویل ظرفیت برق در ساعات مشخصی از تقاضای زیاد است. قراردادهای خارج از اوج شامل تحویل ظرفیت پایه در تمام ساعات می باشد. عدم قطعیت از طریق قیمت های روز انرژی بازار و حجم مصرف نمایان می شود. فرض بر این است که قیمت های روز پیش رو و تقاضای ساعتی کاملاً با میانگین و واریانس تاریخی آنها مشخص می شوند. پس از آن، مسئله به حداقل رساندن کل هزینه برق در معرض حداکثر ریسک است، به طوری که کل هزینه با مجموع هزینه های قراردادهای غیر اوج روز بعد، قراردادهای اوج روز بعد و خرید روزانه بازار انرژی محاسبه شده است. نویسندگان یک خریدار بالقوه، یعنی خریداری که در خرید و فروش برق هیچ تاثیری بر قیمت ها نمی گذارد را فرض کردند و نشان دادند که تخصیص بهینه برای قراردادهای اوج نسبت به قراردادهای غیر اوج، برای همه خریداران یکسان است. تفاوت در تخصیص دقیق، از جمله موقعیت های موجود در بازار روز بعد، با نگرش ریسک آنها تعیین می شود (هویزمن و همکاران، ۲۰۰۹).

مطالعات متعددی استدلال کرده اند که قیمت برق و قیمت سوخت های فسیلی سطح مثبتی از چولگی و کشیدگی را نشان می دهد (آیدلند و ولینیک، ۲۰۰۳) (هوایسمان و همکاران، ۲۰۰۳) (کاراکاتسانی و بون^{۷۸}، ۲۰۰۸).

⁷³ Shafiee, Topal
⁷⁴ Mathuria et al
⁷⁵ Climate credits
⁷⁶ Day-ahead
⁷⁷ Off-peak
⁷⁸ Karakatsani, Bunn

بنابراین به نظر نمی‌رسد که بتوان آن‌ها را تنها با میانگین و واریانس توصیف کرد. چولگی به حدی است که توزیع آماری متقارن نیست و در هنگام اوج توزیع بیشتر از حد نرمال و کشیدگی رخ می‌دهد. مقاله پیندوریا و همکاران شامل دخیل کردن چولگی در تجزیه و تحلیل بهینه‌سازی پرتفوی است. آن‌ها برای تعیین تخصیص بهینه انرژی شرکت‌های تولیدی در بازار نقطه‌ای و قراردادهای دو جانبه با مشتریانی که در مناطق مختلف قرار داشتند، یک مدل چولگی-میانگین-واریانس^{۷۹} را پیشنهاد کردند. چولگی مثبت به معنای این است که تابع چگالی دارای یک دم سمت راست است و بنابراین حداکثر کردن چولگی در زمینه‌ای که توزیع منعکس کننده سودآوری است، به معنای به حداقل رساندن احتمال سودهای پایین است. بر این اساس، یک مدل چولگی-میانگین-واریانس، بازده و چولگی (لحظه‌های اول و سوم توزیع) را حداکثر می‌کند و واریانس (لحظه دوم) را به حداقل می‌رساند و مسئله را به یک مسئله بهینه‌سازی چند هدفی تبدیل می‌کند (پیندوریا و همکاران، ۲۰۱۰).

سوکسونگونگ^{۸۰} و همکاران یک مسئله مشابه را پیشنهاد کردند، اما همچنین به حداکثر رساندن تنوع را به عنوان یکی دیگر از اهداف بهینه‌سازی افزودند. این مسئله با به حداقل رساندن تفاوت بین بالاترین و کمترین تخصیص اجرا شد. به گفته نویسندگان، اضافه کردن هدف چهارم یعنی تنوع بخشی به طور مؤثر باعث ایجاد تخصیص یکنواخت در بین همه ابزارها شده است (سوکسونگونگ و همکاران، ۲۰۱۵). گنجاندن چولگی و سایر اهداف متضاد، حل مسئله بهینه‌سازی را بسیار مشکل می‌کند، بنابراین از ابزارهای مختلف بهینه‌سازی برای این نوع مشکلات استفاده می‌شود. یک روش بهینه‌سازی چند هدفه را می‌توان با روش‌های مختلفی (روزیکا و ویکک^{۸۱}، ۲۰۰۵) مانند تکنیک‌های مقیاس‌گذاری^{۸۲}، روش‌های محدودیت اسپیلون^{۸۳} و برنامه‌ریزی آرمانی^{۸۴} حل کرد (کارامیا و دل الموه^{۸۵}، ۲۰۰۸).

رویکردهای پویا و چند مرحله‌ای

اطلاعات جدید ممکن است نیاز به مسئله تخصیص در چند مرحله داشته باشد و نیاز به انتقال از تجزیه و تحلیل ایستا به پویا دارد. فقط چند روش بهینه‌سازی پرتفوی پویا توسعه داده شده است. در واقع، استفاده از مدل‌های بهینه‌سازی چند مرحله‌ای در ادبیات مربوط به بهینه‌سازی پرتفوی در بازارهای برق برای فروشندگان و خریداران برق نسبتاً جدید است. پرتفوهایی چند مرحله‌ای، مدل‌سازی را قادر می‌سازد تا براساس اطلاعات موجود در آن زمان، تعادل مجدد پرتفوی را در چندین نقطه بهینه کند. شایع‌ترین فرمول مسئله در فرمولاسیون بهینه‌سازی تصادفی چند مرحله‌ای، شکل قطعی معادل آن است که می‌تواند بسیار بزرگ باشد و به ظرفیت‌های بیش از حد محاسباتی احتیاج دارد (دانتزیگ و اینفانگر^{۸۶}، ۱۹۹۳). بنابراین، متداول‌ترین کاربرد بهینه‌سازی چند مرحله‌ای فقط در دو مرحله تمرکز دارد.

در مسائل تصادفی^{۸۷} دو مرحله‌ای، مرحله اول زمانی است که تصمیم‌گیرنده قبل از افشای متغیرهای تصادفی اقدام کند (تصمیمات "اینجا و اکنون")، و تصمیمات مرحله دوم پس از اثر تصادفی ("انتظار- و تصمیمات مربوط به دیگران") اتفاق می‌افتد. گارسیا-گونزالز^{۸۸} و همکاران، نمونه‌ای از یک مسئله بهینه‌سازی تصادفی دو مرحله‌ای را در یک بازار برق ارائه دادند که در آن یک شرکت تولیدی که صاحب یک مزرعه بادی و تأسیسات ذخیره پمپاژ است، در نظر گرفته شده است. در مرحله اول، تصمیم‌گیری در مورد عملکرد ذخیره‌سازی و پمپاژ، سیاست مناقصه خود را بهینه می‌کند. در این حالت، متغیرهای تصادفی عبارتند از سرعت باد و قیمت‌های بازار همانطور که در شکل ۸ ارائه شده است (گارسیا-گونزالز، ۲۰۰۸).

⁷⁹ MVS

⁸⁰ Suksonghong

⁸¹ Ruzika, Wiecek

⁸² Scalarization techniques

⁸³ ϵ -constraint methods

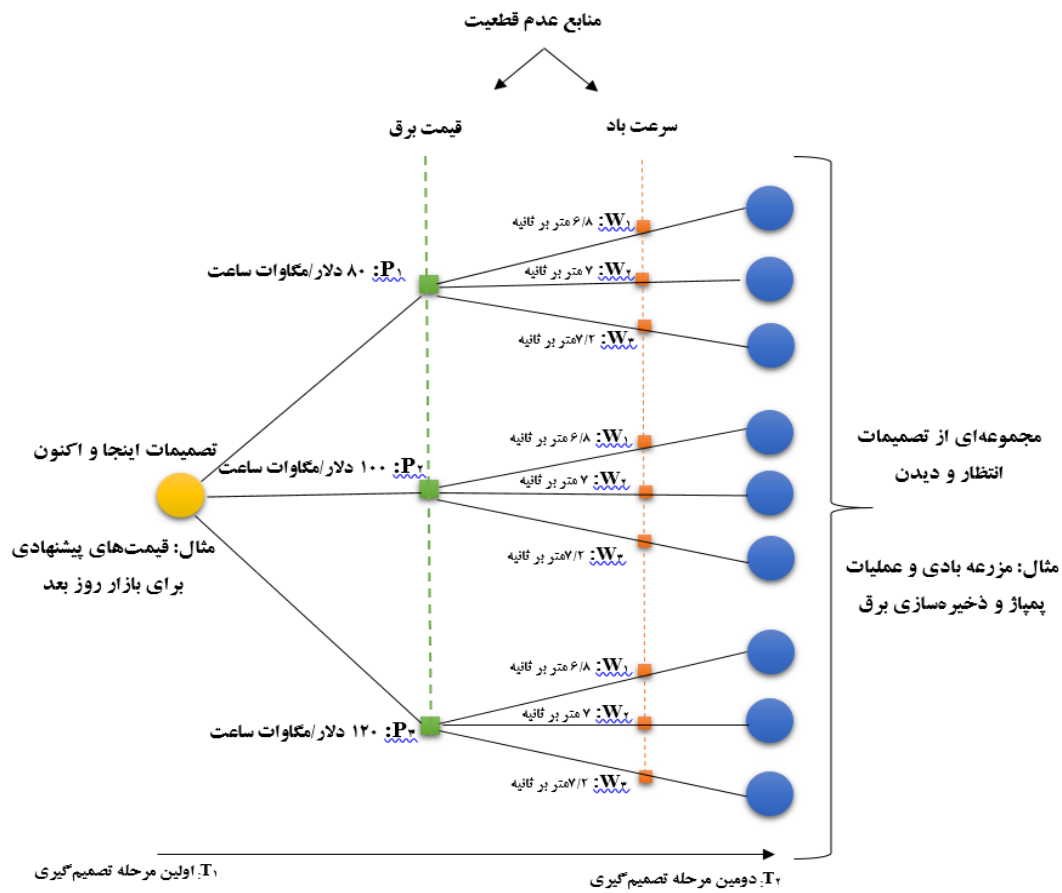
⁸⁴ Goal programming

⁸⁵ Caramia, Dell'Olmo

⁸⁶ Dantzig, Infanger

⁸⁷ Stochastic problems

⁸⁸ García-González



شکل ۸ شمایی از یک مدل دو مرحله‌ای عدم قطعیت منبع: (گاریسیا-گونتالز و همکاران، ۲۰۰۸)

لورکا و پرینا^{۸۹} مسئله تولیدکننده برق که دارای واحدهای تولید حرارتی است را با توجه به قیمت برق محلی بررسی کردند. آن‌ها از یک مدل بهینه‌سازی تصادفی برای بهینه‌سازی تجارت برق از یک تولیدکننده برق در دو مکان از طریق قراردادهای پیش رو، یک قرارداد برای اختلافات و بازار لحظه‌ای استفاده می‌کنند. مدل آن‌ها مجموعه‌ای از تصمیمات قراردادی را در ابتدای افق زمانی ("تصمیمات اینجا و اکنون") و مجموعه‌ای از تصمیمات مربوط به معاملات خود در تولید و بازار در زمان آینده به دست آوردند ("تصمیمات انتظار و دیدن"). آن‌ها از مدل سری زمانی برای گرفتن همبستگی زمانی و مکانی قیمت برق منطقه‌ای استفاده کردند. نویسندگان از ارزش شرطی در معرض ریسک به عنوان معیار اندازه‌گیری ریسک استفاده کردند. اشکال اصلی این فرمول، مشکل ابعاد است. مدل سازی بیش از دو گذرگاه باعث می‌شود تا مسئله برای حل در زمان مناسب خیلی بزرگ باشد.

بر این اساس، این روش برای ارزیابی نظری چگونگی تغییرات پارامترهای قیمت باعث ایجاد تغییر در تصمیمات پیمانکاری و معاملات می‌شود که بسیار مفید است اما نمی‌توان در سناریوهای واقعی مورد استفاده قرارداد که در آن تولیدکننده با چندین قیمت منطقه‌ای برق مواجه است. در حقیقت، لورکا و پرینا دریافتند که تغییر پارامتر همبستگی ρ برای قیمت منطقه‌ای برق، به طور قابل توجهی بر رابطه بین سود مورد انتظار و ریسک تأثیر می‌گذارد. برای مقادیر ثابت سود پیش‌بینی شده، به عنوان پارامتر همبستگی هنگامی که قیمت منطقه‌ای برق کاهش می‌یابد، ریسک نیز کاهش می‌یابد (لورکا و پرینا، ۲۰۱۴).

از بعد خریدار برق، روچا و کوهن^{۹۰} یک مدل میانگین- واریانس چند مرحله‌ای را برای مدیریت مشتقات برق از منظر خریدار برق ارائه دادند، که بالقوه است و نیاز به پاسخگویی به تقاضای مشتری دارد. خریداران برق سه گزینه برای دسترسی به برق در بازار لحظه‌ای وجود دارد، قراردادهای آتی^{۹۱}، قراردادهای اختیار معامله^{۹۲} و تصادفی بودن در قالب تقاضای نامشخص برق، قیمت نقطه و قیمت‌های مشتقه که با گذشت زمان ظاهر می‌شوند. آن‌ها با ترکیب مراحل تصمیم‌گیری و تقریب قوانین تصمیم‌گیری خطی^{۹۳}، جلوگیری از استفاده از درختان تصمیم‌گیری بزرگ و محدود کردن بار محاسباتی، مسئله بهینه‌سازی تصادفی را ارائه دادند (روچا و کوهن، ۲۰۱۲). قیمت نقطه‌ای توسط فرایند اورنشتاین-اولن‌بک^{۹۴} با روند فصلی مدل‌سازی شد، که یک روند تصادفی معکوس است که به طور سنتی برای شبیه‌سازی قیمت برق استفاده می‌شود (لوسیا و شوارتز^{۹۵}، ۲۰۰۲) (هام و بوریسون^{۹۶}، ۲۰۰۶). تقاضای برق نیز به عنوان یک روند معکوس تصادفی با بازده فصلی مدل شده است. روچا و کوهن دریافتند که ترکیب سازگاری در مدل‌های بهینه‌سازی، به ویژه در حضور نوسانات قیمت با درجه بالا، مفید است. نویسندگان نشان دادند که سازگاری با شرایط مختلف بازار، انعطاف‌پذیری را فراهم می‌کند که دستیابی به شاخص متوسط ریسک را بهبود می‌بخشد، خصوصاً وقتی تصمیم‌گیرنده ریسک‌گریز باشد.

متنوع‌سازی بازارهای انرژی: خدمات جانبی، بازار ظرفیت و پاسخگویی به تقاضا

علاوه بر بازارهای انرژی، در بعضی از کشورها تولیدکنندگان انرژی بازارهای دیگری نیز دارند که به آن‌ها اجازه می‌دهد ریسک را متنوع سازند. به عنوان مثال، بازارهای ظرفیت^{۹۷}، بازارهای خدمات جانبی^{۹۸} و بازارهای تنظیم خدمات^{۹۹} گزینه‌هایی هستند که برخی از تولیدکنندگان می‌توانند برای کاهش ریسک بازارهای برق در آن‌ها شرکت کنند. تعداد کمی از مقالات این بازارها را به عنوان بخشی از مدل‌های بهینه‌سازی پرتفوی گنجانده‌اند.

از طرف دیگر، خریدار برق مانند خرده فروش ممکن است بتواند با استفاده از برنامه‌های پاسخگویی به تقاضا، ریسک را از بین ببرد. تقاضای زیاد معمولاً دلالت بر قیمت بالای برق (به دلیل عملکرد سریع تأمین برق) دارد و بنابراین رابطه مثبت بین قیمت نقطه‌ای برق و تقاضای مشتری وجود دارد. برنامه پاسخ به تقاضا^{۱۰۰} به کاهش این همبستگی کمک می‌کند و باعث انعطاف‌پذیری دیگری برای کاهش قرار گرفتن در معرض ریسک می‌شود. دنگ و زو^{۱۰۱} نشان دادند که برنامه‌های پاسخ به تقاضا، مشخصات ریسک سود پرتفوی را برای خریدار برق با توجه به ابزارهای زیر به طور قابل توجهی بهبود می‌بخشد: خریدار بازار لحظه‌ای، قراردادهای آتی و برنامه پاسخ به تقاضا. نویسندگان از واریانس و ارزش در معرض ریسک^{۱۰۲} به عنوان معیارهای اندازه‌گیری ریسک استفاده کردند و دریافتند که نقشی که توسط برنامه پاسخ به تقاضا بازی می‌شود به انتخاب اندازه‌گیری ریسک بستگی دارد (دنگ و زو، ۲۰۰۹).

⁹⁰ Rocha and Kuhn

⁹¹ Forwards contracts

⁹² Call options

⁹³ LDR

⁹⁴ Ornstein-Uhlenbeck

⁹⁵ Lucia, Schwartz

⁹⁶ Hamm, Borison

⁹⁷ Capacity markets

⁹⁸ Ancillary services markets

⁹⁹ Regulation services markets

¹⁰⁰ Demand response

¹⁰¹ Deng and Xu

¹⁰² VaR

جدول ۲ تکرار فرآیندهای قیمت گذاری در تئوری پرتفوی

منابع	شرح	فرآیند قیمت گذاری
(رایبسون، ۱۹۹۶)		
(تنگ و همکاران، ۲۰۰۳)	توزیع احتمال را به مجموعه‌ای از داده‌های تاریخی قیمت‌ها	توزیع مناسب
(مونوز و همکارانو، ۲۰۰۹)	متناسب کنید. نمونه‌هایی از توزیع‌های استفاده شده عبارتند از	
(روکس و همکاران، ۲۰۰۸)	توزیع عادی، لوگ نرمال، بتا و پیرسون	
	سری‌های زمانی گسترده برای چندین برنامه کاربردی هستند و	
(لوسیا و همکاران، ۲۰۰۲)	مدل‌سازی قیمت نیز از این قاعده مستثنا نیست. بازارهایی با	مدل‌های
(یو و همکاران، ۲۰۰۳)	قیمت‌های منطقه‌ای به یک سری زمانی چند متغیره نیاز دارند.	سری‌های
(رالفز و مدلنر، ۲۰۱۴)	نمونه‌هایی از مدل‌های سری زمانی مدل‌های ARMA، مدل	زمانی
	ARIMA، مدل‌های GARCH و غیره است.	
	فرآیندهای هندسی براونی حرکت (GBM) و Ornstein-Uhlenburgk	
(ماسینی و همکاران، ۲۰۱۰)	نمونه‌هایی از فرآیندهای تصادفی با زمان مداوم	فرآیند
(هام و بوریسون، ۲۰۰۶)	هستند. این مدل‌ها به طور گسترده‌ای در امور مالی ریاضی مورد	استوکستیک با
(گلنسک و مدلنر، ۲۰۱۳)	استفاده قرار می‌گیرند تا از تکامل قیمت استفاده شود. در حالی	زمان پیوسته
(تاومی و نیواف، ۲۰۰۵)	که GBM با گذشت زمان یک حرکت دائمی دارد، روند	
	Ornstein-Uhlenbeck تمایل دارد به سمت میانگین بلند	
	مدت (میانگین بازده) حرکت کند.	
	هر دو فرآیند یک معادله دیفرانسیل تصادفی را برآورده می‌کنند.	

مسائل متقابل در بهینه‌سازی پرتفوی برای سرمایه‌گذاران و مدیران: مدل‌سازی فرایند

قیمت‌گذاری و فناوری تجدیدپذیر مکمل

موضوعات متقابلی وجود دارد که در ادبیات مربوط به بهینه‌سازی پرتفوی از سرمایه‌گذار و دیدگاه مدیر یافت می‌شود. اول، بیشتر ادبیات مروری اصول ساختارهای سیستم برق را در مدل‌سازی قیمت‌گذاری نادیده می‌گیرند، در حالی که به نوبه خود پشتیبانی بیش از حد از رویکردهای فنی وجود دارد که با استفاده از تجزیه و تحلیل آماری و داده‌های تاریخی سعی در مدل‌سازی رفتار تصادفی دارند. دوم، فناوری تجدیدپذیر مکمل نادیده گرفته می‌شود، اگرچه شواهد قوی وجود دارد که نشان می‌دهد تنوع جغرافیایی نیروگاه‌های خورشیدی و بادی در مکان‌های مختلف ممکن است و فناوری‌های تولید مکمل هنوز در مدل‌های پرتفوی گنجانده نشده است (هویکا و رولندز^{۱۰۳}، ۲۰۱۱) (جرامیلو^{۱۰۴} و همکاران، ۲۰۱۳) (لیو^{۱۰۵} و همکاران، ۲۰۱۳) (سانتوس^{۱۰۶} و همکاران، ۲۰۱۲) (جوآکیم^{۱۰۷}، ۲۰۱۱).

¹⁰³ Hoicka, Rowlands¹⁰⁴ Jaramillo¹⁰⁵ Liu¹⁰⁶ Santos-Alamillos¹⁰⁷ Joakim

مدل سازی فرایند قیمت گذاری در مدل های بهینه سازی پرتفوی

مدل سازی قیمت برق برای ارزیابی ریسک سرمایه گذاران و مدیران بسیار مهم است. قیمت برق مستقیماً بر درآمد تأثیر می گذارد، بنابراین مدل سازی صحیح آن ها برای ریسک مربوطه بسیار مهم است. عمدتاً دو گروه از رویکردهای مدل سازی فرایندهای قیمت برق (دنگ و اورن^{۱۰۸}، ۲۰۰۶) (سینق و موهانتی^{۱۰۹}، ۲۰۱۵) رویکردهای ساختاری یا اساسی که به شبیه سازی عملکرد سیستم برق متکی هستند و رویکردهای تکنیکی که برای مدل سازی رفتارهای آینده به داده های تاریخی و تحلیل آماری متکی هستند، وجود دارند. قیمت ها رویکردهای اساسی واقع بینانه تر هستند زیرا امکان شبیه سازی سناریوهای جدید را فراهم می کنند که با رویکردهای فنی قابل بررسی نیستند، اگرچه نیاز به تلاش محاسباتی گسترده دارند. بیشتر مقالات در مورد بهینه سازی پرتفوی به رویکردهای فنی اعتقاد دارند. علاوه بر این، بیشتر مقالات در مورد تجزیه و تحلیل پرتفوی به سادگی از فرایندهای قیمت مانند نسخه های ارائه شده در جدول ۲، بدون استفاده از مدل های پیچیده تر پیش بینی قیمت، مانند مقالات بررسی شده توسط ورون^{۱۱۰} استفاده می کنند (ورون، ۲۰۱۴).

از رایج ترین تکنیک هایی که توسط مقالات مربوط به بهینه سازی پرتفوی برای مدل سازی قیمت برق و سوخت در دراز مدت استفاده شده است، فرایند حرکت هندسی براونی^{۱۱۱} و فیت کردن توزیع است (فلتن و همکاران، ۲۰۰۷) (کاکي^{۱۱۲} و همکاران، ۲۰۱۱).

فرایندهای حرکت هندسی براونی توسط یک معادله دیفرانسیل تصادفی کنترل می شود و فرایندی را توصیف می کند که در آن تغییر نسبی قیمت ترکیبی از رشد متناسب قطعی به علاوه یک تغییر تصادفی عادی توزیع شده است. انتخاب حرکت هندسی براونی اغلب با راه حل ساده و شکل بسته آن انجام می شود. با این حال، آمارها و الگوهای قیمت واقعی اغلب با این فرایند مطابقت ندارند. چرخه هایی که توسط الگوهای تقاضا و قیمت های ناشی از شوک های عرضه و تقاضا ایجاد می شود را ارائه نمی دهند.

آیدلند و ولینیک^{۱۱۳} جوانب مثبت و منفی استفاده از مدل حرکت هندسی براونی قیمت های کالاهای انرژی را توصیف کردند. از یک طرف حرکت هندسی براونی یک استاندارد صنعتی است، مزایای آن به خوبی شناخته شده است و می توان آن را در رایانه اجرا کرد و برای مدل سازی ارتباطات کالایی متقابل بسیار مفید است. اما از طرف دیگر، عدم موفقیت در استفاده از حرکت هندسی براونی همانطور که در مرجع توضیح داده شده است شامل دشواری کالیبراسیون است زیرا درجه آزادی کمی (فقط دو پارامتر) را برای مطابقت با داده های تاریخی ارائه می دهد (آیدلند و ولینیک، ۲۰۰۳). علاوه بر این، اگر از آن برای قیمت گذاری محصولات برق استفاده شود، مشکل عدم ذخیره انرژی، استفاده از فرمول آربیتراژ را برای اعتبارسنجی فرمول های قیمت گذاری مشترک غیرممکن می کند. سرانجام، روند قیمت حرکت هندسی براونی امکان مدل سازی دم ضخیم توزیع قیمت یا لبه قیمت با بزرگی بازارهای انرژی واقعی را نمی دهد. به طور خلاصه، ممکن است فرایندهای حرکت هندسی براونی برای برخی از مسائل بر اساس معیارهای نرمال بودن و استقلال مناسب باشد، اما بسته به ویژگی های فرایند و چهارچوب زمانی و غیره برای سایر مسائل مناسب نباشد. از نظر زمانی حرکت هندسی براونی مناسب نیست زیرا حرکت هندسی براونی با گذشت زمان دارای پراکندگی و واریانس ثابت است. نمونه های بیشتر استفاده از حرکت هندسی براونی در مسائل مختلف را می توان در مرجع یافت (ریان و مارا^{۱۱۴}، ۲۰۰۵).

مقالات دیگر در مورد بهینه سازی پرتفوی غالباً برخی توزیع های احتمالی شناخته شده را فرض می کند و پارامترهای آن ها را از داده های سری زمانی و برآورد شبیه سازی مونت کارلو برای تولید مسیرهای قیمت برآورد می کند. به عنوان مثال،

¹⁰⁸ Deng, Oren

¹⁰⁹ Singh, Mohanty

¹¹⁰ Demand response

¹¹¹ GBM

¹¹² Kuki

¹¹³ Eydeland and Wolyniec

¹¹⁴ Marathe & Ryan

برخی از مقالات مانند روکس^{۱۱۵} و همکاران، فرض می‌کند توزیع عادی برای سوخت، برق و قیمت کربن دی‌اکسید انجام شود و پارامترهای این توزیع‌ها (میانگین و واریانس) از سری زمانی تاریخی تخمین زده می‌شود (روکس و همکاران، ۲۰۰۸). مادلنر و ونک، یک توزیع عادی منطقی را برای داده‌های قیمت سری زمانی حاصل از بورس انرژی اروپا^{۱۱۶} در نظر گرفتند (مادلنر و ونک، ۲۰۰۸)، و همچنین گلنرک و مادلنر توزیع بتا را در داده‌های قیمت برق خود قرار دادند (گلنرک و مادلنر، ۲۰۱۳). پس از تصمیم‌گیری در مورد چگونگی مدل‌سازی عوامل عدم قطعیت و برآورد پارامترها، این مقالات برای محاسبه جریان وجوه نقد و اقدامات اصلی آن‌ها (ارزش خالص فعلی، نرخ بازده داخلی و غیره) و توزیع آن‌ها شبیه‌سازی را انجام دادند. این توزیع‌ها و ارتباط آن‌ها در مدل‌های پرتفوی استفاده شد.

مسئله اصلی در مورد رویکردهای فنی این است که ارزش‌های قیمت گذشته فقط یک عملکرد خوب از رفتار قیمت‌های آینده را نشان می‌دهد در حالی که سیستم (سیستم انتقال، تقاضا و عرضه) ایستا است. اما اگر سیستم تغییر کند، قیمت‌ها نیز می‌توانند به طرز چشمگیری تغییر کنند و بنابراین تحلیل ریسک دیگر مفید نیست. در مقابل، تجزیه و تحلیل ساختاری سری‌های قیمت را تولید می‌کند که سازگار با سیستم و تغییرات احتمالی آن در آینده است. این یک موضوع از تحقیقات فعال است زیرا نفوذ بیشتر در تولید تجدیدپذیر و محدودیت‌های عملیاتی و انتقال برای تعیین قیمت‌ها اهمیت بیشتری پیدا می‌کند. علاوه بر این، از بعد تقاضا، امروزه بیشتر مصرف‌کنندگان توسط مقررات در برابر نوسانات قیمت محافظت می‌شوند و بنابراین مستقیماً ریسک عمده را نمی‌بینند، اگرچه آن‌ها را به صورت صرف ریسک در سیاست تضمینی خرید برق تعبیه می‌کنند. این امر به سرعت در حال تغییر است، زیرا شبکه هوشمند و تولید گسترده می‌شود و انگیزه بیشتری برای مصرف‌کنندگان فراهم می‌کند. این تغییرات در شبکه توزیع نیز در بازار عمده فروشی تأثیر می‌گذارد و بر قیمت‌ها، زمان‌های انبساط، جریان‌های برق و غیره نیز تأثیر می‌گذارد. این سیستم در همه جنبه‌ها تغییر می‌کند، این امر نیاز به تجزیه و تحلیل ساختاری را تقویت می‌کند که سناریوهای مختلف فناوری را در نظر می‌گیرد که از تجزیه و تحلیل‌های آماری گرفته شده است.

عدم در نظر گرفتن محدودیت‌های ظرفیت انتقال می‌تواند منجر به اندازه‌گیری نادرست درآمد برای برخی از پروژه‌های تولید شود. محدودیت‌های انتقال، مناطق مختلف بازارهای برق را منزوی می‌کند و بعضی اوقات امکان بازار امکان ایجاد قدرت را فراهم می‌کند، به گونه‌ای که محدودیت‌های انتقال محلی ممکن است منجر به ریسک قیمت (کاهش قابل توجه قیمت‌های حاشیه‌ای منطقه‌ای) و همچنین ریسک حجمی (تولید برق کمتر توسط یک محدودیت ظرفیت) شود (تاومی و نیواف، ۲۰۰۶). به عنوان نمونه، عدم تطابق بین ظرفیت نصب شده بادی و تولید باد در چین، عمدتاً با عدم کفایت شبکه انتقال نیرو توضیح داده می‌شود (یانگ^{۱۱۷} و همکاران). محدودیت‌های انتقال اثر بر پروژه‌های تولید خاص باید در مدل‌سازی گنجانده شود. ظرفیت یک خط انتقال میزان درجه رقابت ژنراتورها در مناطق مختلف را تعیین می‌کند (بورنشتین^{۱۱۸} و همکاران، ۱۹۹۷) و بنابراین نادیده گرفتن محدودیت‌های انتقال ممکن است منجر به خطاهای قابل توجهی در برآورد درآمد برای یک شرکت تولیدکننده شود.

پورتفوی‌های تجدید پذیر و مکمل‌ها

تکنولوژی‌های تجدید پذیر، به ویژه تکنولوژی باد، به ویژگی‌های هواشناسی منطقه‌ای و پدیده‌های جوی و جغرافیایی بستگی دارد که بسیار متغیر و قابل پیش بینی هستند. بنابراین، دو نیروگاه بادی با همان مدل و تعداد واحدها، در مکان‌هایی با شرایط مختلف هواشناسی و امدادی، خروجی‌های بسیار متفاوتی تولید می‌کنند. استفاده از دو تکنولوژی مکمل به کاهش نیاز به ذخیره‌سازی کمک می‌کند و یک خروجی ترکیبی متعادل‌تر ایجاد می‌کند که ممکن است برای "خریدار" محصول بسیار جذاب‌تری باشد.

115 Roques

116 EEX

117 Yang

118 Borenstein

تنوع مکانی تولید خورشیدی را می توان با توزیع نیروگاه های خورشیدی در نقاط مختلف، با بهره گیری از اختلاف در زمان طلوع آفتاب / غروب آفتاب (و بنابراین بارهای اوج تولید فتوولتاییک خورشیدی)، میزان بازتاب سطح زمین از جمله دیگر ویژگی های جغرافیایی در نظر گرفت که امکان هموار کردن را فراهم می آورد. تغییرات در تولید فتوولتاییک وسعت اثر هموارسازی عمدتاً به تعداد نیروگاه های فتوولتاییک، ترکیب اثرکلی، تفاوت های طولی بین سایت ها، مساحت پراکندگی و تنوع تابش بستگی دارد (ویدن، ۲۰۱۲). منحنی چشمگیر کاهش هزینه های فناوری فتوولتاییک، استقرار سریع آن در سال های اخیر در سراسر جهان و مشارکت روزافزون رشد آن در بازارهای انرژی باعث شده است تا تحقیقات جدید برای رفع مشکلات مرتبط با تغییر کوتاه مدت تولید فتوولتاییک انجام شود. این مسئله در ابتدا به عنوان یک عامل محدودکننده بالقوه برای ادغام فتوولتاییک در شبکه دیده می شد. میلز و ویزر^{۱۱۹} نخستین کسانی بودند که تنوع جغرافیایی را برای کاهش نوسانات تولید فتوولتاییک پاسخ دادند (میلز، ۲۰۱۱). در حقیقت، آن ها نتیجه گرفتند که با توجه به تنوع جغرافیایی در یک منطقه وسیع، نیاز به ذخایر اضافی برای مدیریت تغییرپذیری نیروگاه های فتوولتاییک به میزان قابل توجهی کاهش می یابد. اخیراً، دیوید و همکاران نشان داده است که تنوع جغرافیایی فتوولتاییک خورشیدی همچنین در مناطق کوچک با خرداقلیم های مختلف قابل دستیابی است (دیوید^{۱۲۰} و همکاران، ۲۰۱۴). سرانجام، مقالات متعددی عنوان کردند که اثر هموارسازی می تواند منجر به خطای پیش بینی پایین تر شود، زیرا فاصله نیروگاه ها باعث کاهش مقدار همبستگی خطاهای پیش بینی آن ها می شود (آنتونانزاس^{۱۲۱} و همکاران، ۲۰۱۶).

برای سرمایه گذاران، بیشترین فناوری های مکمل در مقیاس های زمانی سالانه و ماهانه است، زیرا به کاهش ریسک پرتفوی کمک می کنند. سرمایه گذاری در دو نیروگاه تجدیدپذیر مختلف که دارای فناوری های تولید مکمل هستند از سرمایه گذاری کل سرمایه در یک پروژه واحد که دو برابر اندازه باشد، ریسک کمتری دارد. برای مدیران، مکمل بودن تکنولوژی های تجدیدپذیر به افزایش سود (فروشنندگان انرژی)، کاهش هزینه ها (خریداران انرژی) و به طور کلی کاهش ریسک کمک می کند. مکمل بودن به فروشنندگان انرژی این امکان را می دهد تا بازده هایی مطلوب را ارائه دهند و این می تواند به محصول ارزشمندتری برای خریداران انرژی منجر شود که ممکن است مایل به پرداخت هزینه بیشتری باشند. از طرف دیگر، کسانی که از تولیدکنندگان تجدیدپذیر متفاوتی انرژی خریداری می کنند ممکن است در همان زمان قرار گرفتن در معرض بازار لحظه ای و اثر آن ها را کاهش دهند. علاوه بر این، تنوع تکنولوژیکی و مکانی انرژی های تجدیدپذیر می تواند ریسک کل سیستم برق را کاهش دهد. (فرانسیس^{۱۲۲} و همکاران، ۲۰۱۳)

اگرچه در زمینه تعیین کمیت جغرافیایی، نیروگاه های خورشیدی و بادی تحقیقاتی در حال انجام است، در حال حاضر هیچ مقاله ای وجود ندارد که تأثیر آن ها را بر روی پرتفوی فناوری آنالیز کند. چگونه یک انتخاب هوشمند نیروگاه های خورشیدی و یا بادی در یک کشور، مشخصات ریسک-بازده / هزینه را بهبود می بخشد؟ این یک فرصت مهم برای تحقیقات بیشتر است، زیرا همه چیز نشان می دهد که انرژی تجدیدپذیر ورودی تهجمی خود به بازار را در آینده ادامه خواهد داد.

نتیجه گیری

صنعت برق بسیار پویا و خصوصاً در جهان پر از عدم قطعیت امروز، در جستجوی مداوم کارآیی است. امروزه بیش از هر زمان دیگری، صنعت برق با عدم قطعیت بالایی در هر بعد، از عملیات گرفته تا سرمایه گذاری، روبرو است. بخشی از این عدم قطعیت ناشی از فناوری های انرژی تجدیدپذیر است که پیشرفت سریع و استقرار گسترده ای را تجربه کرده اند و باعث کاهش شدید سرمایه گذاری و هزینه های استقرار آن شده و قیمت انرژی را کاهش می دهد که می توانند برق را به صورت رقابتی تأمین کنند. در واقع، تغییرات اساسی در صنعت طی ۱۰ سال آینده پیش بینی می شود. افزایش تقاضای برق به دلیل وسایل نقلیه برقی و همچنین افزایش تولید توزیع شده، انبارداری گسترده و استقرار شبکه های هوشمند از جمله چالش های آینده این

¹¹⁹ Mills and Wiser

¹²⁰ David

¹²¹ Antonanzas

¹²² Frances

بخش است. برای مقابله با این چالش های جدید سرمایه گذاری های بزرگی انجام خواهد شد، به همین دلیل عوامل نیاز به حمایت دارند و دائما به دنبال ابزارهای مدیریت ریسک هستند. برای کمک به این کار، این مقاله مجموعه ای از مسائل، موضوعات و فرصت های تحقیق بیشتر در مورد بهینه سازی پرتفوی را از منظر سرمایه گذاران و مدیران پرتفوی ارائه داد.

استفاده بهتر از زیرساخت ها، جلوگیری از سرمایه گذاری های غیرضروری و مدیریت بهینه منابع مهارت های اساسی برای شرکت های انرژی امروزی است. برای سرمایه گذاران، ایجاد یک پروژه تولید، سرمایه بسیار زیادی را همراه با ریسک بسیار زیاد در بر می گیرد، بنابراین سرمایه گذاران معمولا استراتژی های مختلف متنوع سازی را برای کاهش این ریسک اتخاذ می کنند، مانند سرمایه گذاری در نیروگاه های با اندازه و مکان های مختلف، با فناوری های مختلف و مهمتر از آن، با انواع مختلف سوخت یا منابع. این استراتژی ها نشان می دهد که بازده پرتفوی پروژه ها فقط مجموع بازده کل پروژه های فردی نیست. بازده "صحیح" نتیجه بازده پروژه های فردی به علاوه "تعامل" بین آنها است. این "تعامل" در بهینه سازی پرتفوی مهم است. تعامل بین پروژه ها امکان تنوع و کاهش ریسک را فراهم می آورد. بیشتر مقالات، معیار سود پروژه ها و تعامل آنها را به عنوان ارزش خالص فعلی یا نرخ داخلی بازده پروژه ها و همبستگی های مربوط به آنها تعیین می کنند. این همبستگی بین جریان های نقدی سود یا ضرر تعامل را کم می کند. علاوه بر راهبردهای متنوع سازی، سرمایه گذاران می توانند صبر کنند و در صورت عدم اطمینان بیش از حد سرمایه گذاری را به تعویق بیندازند (به عنوان مثال یک تغییر نظارتی). با این حال، ادبیات مروری تأکید کمی بر ارزش انتظار یا تعویق یک پروژه یا مجموعه ای از پروژه ها در چارچوب یک پرتفوی دارند. تصمیم گیرندگان که در مواجهه با اطلاعات ناکافی تمایل به ریسک ندارند، ممکن است به آنها توصیه شود که گزینه انتظار را در نظر بگیرند.

از طرف دیگر، مدیران پرتفوی فروشندگان / خریداران بزرگ برق باید با قیمت نقطه ای برق که به دلیل خاصیت ویژه برق از قبیل عدم ذخیره سازی و منحنی غیرخطی و شیب دار افزایش قیمت، بسیار متغیر است، برخورد کنند. قرار گرفتن در معرض ریسک کنترل نشده قیمت ممکن است عواقب مهمی را برای عاملان به همراه داشته باشد. به عنوان مثال، لبه های قیمتی را که در (دنگ و اورن، ۲۰۰۶) ذکر شده است که در آن قیمت های بالای نقطه ای، عوامل مختلف را به ورشکستگی سوق می دهد، با عواقب مخربی برای اقتصاد سوق داد. بحران برق کالیفرنیا از ۲۰۰۰-۲۰۰۱ نمونه ای است که در آن قیمت ها به طور مداوم به ۵۰۰ دلار در هر مگاوات ساعت رسیده و خرده فروشان از طریق سایر ابزارهای مالی در برابر ریسک قیمت محافظت نمی شدند و به بحران بزرگی در بخش منجر شد. در مورد ریسک حجمی، خرده فروشی که مجبور به تحمل کل بار خود هستند نیز باید نگران عدم اطمینان در بار باشند، زیرا هیچ وسیله مالی ساد ای برای مقابله با تغییرات در حجم درخواستی وجود ندارد، به خصوص به دلیل اینکه ذخیره انبوه برق هنوز وجود ندارد یک گزینه اقتصادی مناسب است. استفاده از همبستگی زیاد بین تقاضا و قیمت ها با استفاده از مکانیسم های معاملاتی مانند قراردادهای دو جانبه، پیش رو، معاملات آتی، اختیار معامله، از بین سایر ابزارها گزینه های دیگری برای کاهش بخشی از ریسک حجمی است. در ادبیات پرتفوی، بیشتر برنامه ها به مدل های استاتیک تکیه می کنند. در مقابل، برنامه های پویا و چند مرحله ای محدودتر هستند، بیشتر به دلیل نیاز آنها به قدرت محاسباتی عالی، که باعث محدودیت در طراحی برنامه های دنیای واقعی می شود. بنابراین، برای ایجاد روش های جدید برای مقابله با محدوده های محاسباتی فعلی، تحقیقات فعال مورد نیاز است. روچا و همکاران با استفاده از قوانین تصمیم گیری خطی برای حل تقریبی یک بهینه سازی تصادفی پیشرفت هایی چشمگیر داشته اند (روچا و کوهن، ۲۰۱۲).

علاوه بر تناوب، منابع تجدیدپذیر مانند نیروگاه های خورشیدی، بادی و نیروگاه های جزر و مدی ویژگی های ویژه دیگری را به همراه دارند و این مکمل در مقیاس های زمانی مختلف است. بر خلاف ژنراتورهای معمولی، که کاملا قابل کنترل هستند، این ژنراتورهای تجدیدپذیر به میزان دسترسی به منابع طبیعی که خارج از کنترل ما هستند بستگی دارد. با این حال، مقالات متعدد نشان داده اند که تنوع جغرافیایی می تواند به طور قابل توجهی تنوع در بازه های زمانی مختلف، به ویژه در تولید نیروی باد را کاهش دهد (هویکا و رولندز، ۲۰۱۱) (جواکیم، ۲۰۱۱) (روماتز^{۱۳} و همکاران، ۲۰۱۱).

تنوع مکانی نیروگاه های فتوولتاییک خورشیدی برای هموار کردن تولید در بازه های زمانی کوچک، از ثانیه و چند دقیقه تا ساعت بسیار مفید است. تولید فتوولتاییک یکنواخت و هموار، هزینه ادغام سیستم را امکان پذیر می کند و باعث پیش بینی

بہتر و نیاز به ذخایر اولیه و ثانویه کمتری می‌شود. بسته به قوانین بازار، این کاهش هزینه می‌تواند کم و بیش میزان درآمد / هزینه شرکت‌کننده پروژه (سرمایه‌گذاران پروژه و مدیران پرتفوی) را تحت تأثیر قرار دهد. با این وجود، مکمل تجدیدپذیر در حال حاضر کاملاً در ادبیات برنامه‌ریزی پرتفوی وجود ندارد. سود بالقوه بهره‌وری (ریسک-بازده) از تنوع جغرافیایی در حال حاضر مورد غفلت قرار گرفته است، که ارتباط محدودیت‌های ظرفیت انتقال و اتصالات مرزی را به حداقل می‌رساند. منابع انرژی به خوبی توزیع شده ممکن است جایگزین مناسبی برای متنوع‌سازی ریسک‌ها به سرمایه‌گذاران و مدیران باشد، اما در واقع برخی از مزایای متنوع‌سازی آن‌ها نادیده گرفته می‌شود.

سرانجام، شکاف اصلی در پرتفوی، عدم توجه به عموم مردم یا مصرف‌کنندگان خرد برق است. مصرف‌کنندگان به آرامی از طریق تولید محلی، زیرساخت‌های اندازه‌گیری هوشمند، پاسخ به تقاضا، استقرار شبکه هوشمند و سایر حوزه‌های مرتبط با افزایش طرح "پیشرو" نقش فعال‌تری در بازار برق دارند. بنابراین، یک فرصت عالی برای تحقیق در تجزیه و تحلیل تأثیر سیستم‌های جدید کوچک انرژی و توزیع شده با مشارکت فعال طرف تقاضای پرتفوی، تغییر ترکیب آن یا تبدیل شدن به یک جزء از پرتفوی بهینه به عنوان یک منبع انرژی است.

سیستم‌های برق در چندین زمینه از جمله فناوری‌ها، مقررات، روابط با مصرف‌کنندگان، منابع و سایر مواردی که در این مقاله شرح داده شدند، در حال تغییر هستند. کارگزاران خصوصی که از طریق این سیستم تجارت می‌کنند، دیگر نمی‌توانند تصمیم‌گیری خود را با استفاده از روش‌های سنتی مدیریت کنند، زیرا آن‌ها دارای قابلیت‌های محدودی هستند تا همزمان منابع مختلف ریسک را نشان دهند. استفاده از ابزارهایی که شامل روش‌های اندازه‌گیری متفاوت ریسک و تعامل آن‌ها در تصمیم‌گیری‌های مربوط به سرمایه‌گذاری و مدیریت است، مانند بهینه‌سازی پرتفوی، برای باقی ماندن در یک دنیای سریع در حال تغییر بسیار مهم است.

منابع و مراجع

- [1] Adcock, T. A., & Draper, S. (2014). Power extraction from tidal channels—multiple tidal constituents, compound tides and overtides. *Renewable Energy*, 63, 797-806 .
- [2] Aien, M., Hajebrahimi, A., & Fotuhi-Firuzabad, M. (2016). A comprehensive review on uncertainty modeling techniques in power system studies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57, 1077-1089 .
- [3] Allan, G., Eromenko, I., McGregor, P., & Swales, K. (2011). The regional electricity generation mix in Scotland: A portfolio selection approach incorporating marine technologies. *Energy Policy*, 39(1), 6-22 .
- [4] Antonanzas, J., Osorio, N., Escobar, R., Urraca, R., Martinez-de-Pison, F. J., & Antonanzas-Torres, F. (2016). Review of photovoltaic power forecasting. *Solar Energy*, 136, 78-111 .
- [5] Arnesano, M., Carlucci, A., & Laforgia, D. (2012). Extension of portfolio theory application to energy planning problem—The Italian case. *Energy*, 39(1), 112-124 .
- [6] Awerbuch, S., & Berger, M. (2003). Applying portfolio theory to EU electricity planning and policy-making. IEA/EET working paper, 3, 69 .
- [7] Bhattacharya, A., & Kojima, S. (2012). Power sector investment risk and renewable energy: A Japanese case study using portfolio risk optimization method. *Energy Policy*, 40, 69-80 .
- [8] Black, F. (1973). and Myron S. Scholes. “The Pricing of Options and Corporate Liabilities.” *Journal of Political Economy*, 81, 637-654 .
- [9] Boomsma, T. K., Meade, N., & Fleten, S.-E. (2012). Renewable energy investments under different support schemes: A real options approach. *European Journal of Operational Research*, 220(1), 225-237 .
- [10] Borenstein, S., Bushnell, J., & Stoft, S. (1997). The competitive effects of transmission capacity in a deregulated electricity industry (0898-2937). Retrieved from
- [11] Caramia, M., & Dell’ Olmo, P. (2008). Multi-objective optimization. Multi-objective management in freight logistics: Increasing capacity, service level and safety with optimization algorithms, 11-36 .
- [12] Cutler, N. J., Boerema, N. D., MacGill, I. F., & Outhred, H. R. (2011). High penetration wind generation impacts on spot prices in the Australian national electricity market. *Energy Policy*, 39(10), 5939-5949 .
- [13] Dantzig, G. B., & Infanger, G. (1993). Multi-stage stochastic linear programs for portfolio optimization. *Annals of Operations Research*, 45(1), 59-76 .
- [14] David, M., Andriamasomanana, F. H. R., & Liandrat, O. (2014). Spatial and temporal variability of PV output in an insular grid: Case of Reunion Island .
- [15] Davoudpour, H., Rezaee, S., & Ashrafi, M. (2012). Developing a framework for renewable technology portfolio selection: A case study at a R&D center. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(6), 4291-4297 .
- [16] Delarue, E., De Jonghe, C., Belmans, R., & D'haeseleer, W. (2011). Applying portfolio theory to the electricity sector: Energy versus power. *Energy Economics*, 33(1), 12-23 .
- [17] Deng, S.-J., & Oren, S. S. (2006). Electricity derivatives and risk management. *Energy*, 31(6-7), 940-953 .
- [18] Deng, S.-J., & Xu, L. (2009). Mean-risk efficient portfolio analysis of demand response and supply resources. *Energy*, 34(10), 1523-1529 .
- [19] Dezem, V., & Quiroga, J. (2016). Chile has so much solar energy it’s giving it away for free. In: Bloomberg.

- [20] Dixit, A. K., Dixit, R. K., & Pindyck, R. S. (1994). *Investment under uncertainty*: Princeton university press.
- [21] Eydeland, A., & Wolyniec, K. (2003). *Energy and power risk management: New developments in modeling, pricing, and hedging* (Vol. 206): John Wiley & Sons.
- [22] Fernandes, B., Cunha, J., & Ferreira, P. (2011). The use of real options approach in energy sector investments. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(9), 4491-4497 .
- [23] Fleten, S.-E., Maribu, K. M., & Wangensteen, I. (2007). Optimal investment strategies in decentralized renewable power generation under uncertainty. *Energy*, 32(5), 803-815 .
- [24] Fortin, I., Fuss, S., Hlouskova, J., Khabarov, N., Obersteiner, M., & Szolgayova, J. (2008). An integrated CVaR and real options approach to investments in the energy sector. *The Journal of Energy Markets*, 1(2), 61-86 .
- [25] Francés, G. E., Marín-Quemada, J. M., & González, E. S. M. (2013). RES and risk: Renewable energy's contribution to energy security. A portfolio-based approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 26, 549-559 .
- [26] Fuss, S., Szolgayová, J., Khabarov, N., & Obersteiner, M. (2012). Renewables and climate change mitigation: Irreversible energy investment under uncertainty and portfolio effects. *Energy Policy*, 40, 59-68 .
- [27] Garcia-Gonzalez, J., de la Muela, R. M. R., Santos, L. M., & Gonzalez, A. M. (2008). Stochastic joint optimization of wind generation and pumped-storage units in an electricity market. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(2), 460-468 .
- [28] Glensk, B., & Madlener, R. (2013). Multi-period portfolio optimization of power generation assets. *Operations Research and Decisions*, 23 .
- [29] Goh, H. H., Lee, S., Chua, Q., Goh, K. C., Kok, B. C., & Teo, K. (2014). Renewable energy project: Project management, challenges and risk. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 38, 917-932 .
- [30] Gökgöz, F., & Atmaca, M. E. (2012). Financial optimization in the Turkish electricity market: Markowitz's mean-variance approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(1), 357-368 .
- [31] Gross, R., Blyth, W., & Heptonstall, P. (2008). *Investment Electricity generation* .
- [32] Gross, R., Blyth, W., & Heptonstall, P. (2010). Risks, revenues and investment in electricity generation: Why policy needs to look beyond costs. *Energy Economics*, 32(4), 796-804 .
- [33] Hamm, G., & Borison, A. (2006). Forecasting long-run electricity prices. *The electricity journal*, 19(7), 47-57 .
- [34] Hoicka, C. E., & Rowlands, I. H. (2011). Solar and wind resource complementarity: Advancing options for renewable electricity integration in Ontario, Canada. *Renewable Energy*, 36(1), 97-107 .
- [35] Huisman, R., & Mahieu, R. (2003). Regime jumps in electricity prices. *Energy Economics*, 25(5), 425-434 .
- [36] Huisman, R., Mahieu, R., & Schlichter, F. (2009). Electricity portfolio management: Optimal peak/off-peak allocations. *Energy Economics*, 31(1), 169-174 .
- [37] Jafarzadeh, M., Tareghian, H. R., Rahbarnia, F., & Ghanbari, R. (2015). Optimal selection of project portfolios using reinvestment strategy within a flexible time horizon. *European Journal of Operational Research*, 243(2), 658-664 .
- [38] Jansen, J., Beurskens, L., & Van Tilburg, X. (2006). Application of portfolio analysis to the Dutch generating mix. Reference case and two renewables cases, year 2030, SE and GE scenario. Retrieved from

- [39] Jaramillo, O., Venegas-Reyes, E., Aguilar, J., Castrejón-García, R., & Sosa-Montemayor, F. (2013). Parabolic trough concentrators for low enthalpy processes. *Renewable Energy*, 60, 529-539 .
- [40] Jerez, S., Trigo, R., Sarsa, A., Lorente-Plazas, R., Pozo-Vázquez, D., & Montávez, J. (2013). Spatio-temporal complementarity between solar and wind power in the Iberian Peninsula. *Energy Procedia*, 40, 48-57 .
- [41] Karakatsani, N. V., & Bunn, D. W. (2008). Forecasting electricity prices: The impact of fundamentals and time-varying coefficients. *International journal of forecasting*, 24(4), 764-785 .
- [42] Kuki, Á., Nagy, L., Zsuga, M., & Kéki, S. (2011). Fast identification of phthalic acid esters in poly (vinyl chloride) samples by direct analysis in real time (DART) tandem mass spectrometry. *International Journal of Mass Spectrometry*, 303(2-3), 225-228 .
- [43] Liu, M., & Wu, F. F. (2007). Portfolio optimization in electricity markets. *Electric Power systems research*, 77(8), 1000-1009 .
- [44] Liu, Y., Xiao, L., Wang, H., Dai, S., & Qi, Z. (2013). Analysis on the hourly spatiotemporal complementarities between China's solar and wind energy resources spreading in a wide area. *Science China Technological Sciences*, 56(3), 683-692 .
- [45] Lorca, Á., & Prina, J. (2014). Power portfolio optimization considering locational electricity prices and risk management. *Electric Power systems research*, 109, 80-89 .
- [46] Lorenz, E., Hurka, J., Karampela, G., Heinemann, D., Beyer, H. G., & Schneider, M. (2007). Qualified Forecast of ensemble power production by spatially dispersed grid-connected PV systems. *Measurement* .
- [47] Losekann, L., Marrero, G. A., Ramos-Real, F. J., & de Almeida, E. L. F. (2013). Efficient power generating portfolio in Brazil: Conciliating cost, emissions and risk. *Energy Policy*, 62, 301-314 .
- [48] Lucia, J. J., & Schwartz, E. S. (2002). Electricity prices and power derivatives: Evidence from the nordic power exchange. *Review of derivatives research*, 5(1), 5-50 .
- [49] Madlener, R., & Wenk, C. (2008). Efficient investment portfolios for the Swiss electricity supply sector .
- [50] Marathe, R. R., & Ryan, S. M. (2005). On the validity of the geometric Brownian motion assumption. *The Engineering Economist*, 50(2), 159-192 .
- [51] Masini, A., & Menichetti, E. (2010). Investment decisions in the renewable energy field: An analysis of main determinants. Paper presented at the PICMET 2010 TECHNOLOGY MANAGEMENT FOR GLOBAL ECONOMIC GROWTH.
- [52] Mathuria, P., Bhakar, R., & Li, F. (2015). GenCo's optimal power portfolio selection under emission price risk. *Electric Power systems research*, 121, 279-286 .
- [53] McLoughlin, E., & Bazilian, M. (2006). Application of portfolio analysis to the Irish electricity generating mix in 2020. *Sustainable Energy Ireland (SEI)* .
- [54] Mills, A. (2010). Implications of wide-area geographic diversity for short-term variability of solar power .
- [55] Muñoz, J. I., de la Nieta, A. A. S., Contreras, J., & Bernal-Agustín, J. L. (2009). Optimal investment portfolio in renewable energy: The Spanish case. *Energy Policy*, 37(12), 5273-5284 .
- [56] Negara, L. A. (2015). Nasionalisme. Modul Pendidikan dan Pelatihan Prajabatan Golongan III. LAN. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324>, 4 .
- [57] Ortega-Izquierdo, M., & del Río, P. (2016). Benefits and costs of renewable electricity in Europe. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 61, 372-383 .

- [58] Pindoriya, N., Singh, S., & Singh, S. (2010). Multi-objective mean–variance–skewness model for generation portfolio allocation in electricity markets. *Electric Power systems research*, 80(10), 1314-1321 .
- [59] Rocha, P., & Kuhn, D. (2012). Multistage stochastic portfolio optimisation in deregulated electricity markets using linear decision rules. *European Journal of Operational Research*, 216(2), 397-408 .
- [60] Rohlfs, W., & Madlener, R. (2014). Multi-commodity real options analysis of power plant investments: discounting endogenous risk structures. *Energy Systems*, 5(3), 423-447 .
- [61] Rombauts, Y., Delarue, E., & D’haeseleer, W. (2011). Optimal portfolio-theory-based allocation of wind power: Taking into account cross-border transmission-capacity constraints. *Renewable Energy*, 36(9), 2374-2387 .
- [62] Roques, F., Hiroux, C., & Saguan, M. (2010). Optimal wind power deployment in Europe—A portfolio approach. *Energy Policy*, 38(7), 3245-3256 .
- [63] Roques, F. A., Newbery, D. M., & Nuttall, W. J. (2008). Fuel mix diversification incentives in liberalized electricity markets: A Mean–Variance Portfolio theory approach. *Energy Economics*, 30(4), 1831-1849 .
- [64] Ruzika, S., & Wiecek, M. M. (2005). Approximation methods in multiobjective programming. *Journal of optimization theory and applications*, 126(3), 473-501 .
- [65] Sadeghi, M., & Shavvalpour, S. (2006). Energy risk management and value at risk modeling. *Energy Policy*, 34(18), 3367-3373 .
- [66] Santos-Alamillos, F., Pozo-Vázquez, D., Ruiz-Arias, J., Lara-Fanego, V., & Tovar-Pescador, J. (2012). Analysis of spatiotemporal balancing between wind and solar energy resources in the southern Iberian Peninsula. *Journal of applied meteorology and climatology*, 51(11), 2005-2024 .
- [67] Schinko, T., & Komendantova, N. (2016). De-risking investment into concentrated solar power in North Africa: Impacts on the costs of electricity generation. *Renewable Energy*, 92, 262-272 .
- [68] Sekar, R. C. (2005). Carbon dioxide capture from coal-fired power plants: a real options analysis. *Massachusetts Institute of Technology* ,
- [69] Shafiee, S., & Topal, E. (2010). A long-term view of worldwide fossil fuel prices. *Applied energy*, 87(3), 988-1000 .
- [70] Singh, N., & Mohanty, S. R. (2015). A review of price forecasting problem and techniques in deregulated electricity markets. *Journal of Power and Energy Engineering*, 3(09), 1 .
- [71] Sisodia, G. S., Soares, I., & Ferreira, P. (2016). Modeling business risk: The effect of regulatory revision on renewable energy investment-The Iberian case. *Renewable Energy*, 95, 303-313 .
- [72] Soroudi, A., & Amraee, T. (2013). Decision making under uncertainty in energy systems: State of the art. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 28, 376-384 .
- [73] Suksonghong, K., Boonlong, K., & Goh, K.-L. (2014). Multi-objective genetic algorithms for solving portfolio optimization problems in the electricity market. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 58, 150-159 .
- [74] Sunderkötter, M., & Weber, C. (2012). Valuing fuel diversification in power generation capacity planning. *Energy Economics*, 34(5), 1664-1674 .
- [75] Szolgayová, J., Fuss, S., Khabarov, N., & Obersteiner, M. (2011). A dynamic CVaR-portfolio approach using real options: an application to energy investments. *European Transactions on Electrical Power*, 21(6), 1825-1841 .
- [76] Tang, S., & John Tang, H. (2003). The variable financial indicator IRR and the constant economic indicator NPV. *The Engineering Economist*, 48(1), 69-78 .

- [77] Twomey, P., & Neuhoff, K. (2006). Market power and technological bias: the case of electricity generation .
- [78] Vithayasrichareon, P., Riesz, J., & MacGill, I. F. (2015). Using renewables to hedge against future electricity industry uncertainties—An Australian case study. *Energy Policy*, 76, 43-56 .
- [79] Weron, R. (2014). Electricity price forecasting: A review of the state-of-the-art with a look into the future. *International journal of forecasting*, 30(4), 1030-1081 .
- [80] White, B. (2007). A mean-variance portfolio optimization of California's generation mix to 2020: Achieving California's 33 percent renewable portfolio standard goal. Draft Consultant Report .
- [81] Widén, J. (2011). Correlations between large-scale solar and wind power in a future scenario for Sweden. *IEEE transactions on sustainable energy*, 2(2), 177-184 .
- [82] Widén, J. (2013). Variability and smoothing effects of PV power production. *A Lit Surv* .
- [83] Winkler, J., Gaio, A., Pfluger, B., & Ragwitz, M. (2016). Impact of renewables on electricity markets—Do support schemes matter? *Energy Policy*, 93, 157-167 .
- [84] Woo, C.-K., Horowitz, I., Moore, J., & Pacheco, A. (2011). The impact of wind generation on the electricity spot-market price level and variance: The Texas experience. *Energy Policy*, 39(7), 3939-3944 .
- [85] Wu, J.-H., & Huang, Y.-H. (2014). Electricity portfolio planning model incorporating renewable energy characteristics. *Applied energy*, 119, 278-287 .
- [86] Yang, M., Blyth, W., Bradley, R., Bunn, D., Clarke, C., & Wilson, T. (2008). Evaluating the power investment options with uncertainty in climate policy. *Energy Economics*, 30(4), 1933-1950 .
- [87] Yang, M., Patiño-Echeverri, D., & Yang, F. (2012). Wind power generation in China: Understanding the mismatch between capacity and generation. *Renewable Energy*, 41, 145-151 .
- [88] Yu, Z. (2003). A spatial mean-variance MIP model for energy market risk analysis. *Energy Economics*, 25(3), 255-268 .
- [89] Zhang, M., Zhou, P., & Zhou, D. (2016). A real options model for renewable energy investment with application to solar photovoltaic power generation in China. *Energy Economics*, 59, 213-226 .
- [90] Zhang, W.-G., Mei, Q., Lu, Q., & Xiao, W.-L. (2011). Evaluating methods of investment project and optimizing models of portfolio selection in fuzzy uncertainty. *Computers & Industrial Engineering*, 61(3), 721-728 .
- [91] Zhu, L., & Fan, Y. (2010). Optimization of China's generating portfolio and policy implications based on portfolio theory. *Energy*, 35(3), 1391-1402 .