

بهینه سازی مالی در بازار برق: کاربرد نظریه پرتفوی

حسین صادقی^۱، کاظم بیابانی خامنه^۲

تاریخ پذیرش مقاله:

۹۴/۱/۳۰

تاریخ دریافت مقاله:

۹۳/۹/۶

چکیده:

پس از تجدید ساختار در صنعت برق و آغاز بکار بازار رقابتی در ایران کنترل ریسک یکی از ملزمات مدیریت اقتصادی و فعالیت کارآمد برای بازیگران بازار برق است. در این مقاله، نظریه پرتفوی و رویکرد میانگین-واریانس و ارزش در معرض خطر شرطی که دو روش مدیریت ریسک مطرح در مباحث مالی هستند، برای مدیریت ریسک در بازار برق معرفی شده و همچنین کاربردی از این روش در بازار برق ایران ارائه گردیده است. نتایج نشان می‌دهد که با کاهش بازده نیروگاه‌ها تمایل آنها برای اختصاص ظرفیت تولیدی به ساعات اوج مصرف افزوده و با افزایش ریسک بازار رقابتی سهم قراردادهای دوچانبه افزوده می‌شود. اگرچه الکتریسیته و بازار برق تفاوت‌های عمده‌ای با سایر بازارها دارند، اما بررسی‌ها اذعان دارند که با استفاده از مدل‌های مالی تعمیم یافته تر می‌توان به رویکرد مناسبی از مدیریت ریسک در بازار رقابتی دست یافت.

کلمات کلیدی:

بهینه سازی مالی، نظریه پرتفوی، مدیریت ریسک، بازار برق، ارزش در معرض خطر شرطی

sadeghih@modares.ac.ir
biabany@outlook.com

(۱) دانشیار دانشکده اقتصاد و مدیریت دانشگاه تربیت مدرس
(۲) دانشجوی کارشناسی ارشد اقتصاد انرژی دانشگاه شهید بهشتی (نویسنده مسئول)

مقدمه

در سالهای اخیر، گرایش شدید به مقررات زدایی بازارهای برق و تجدید ساختار آن در اکثر کشورهای جهان شکل گرفته که ایران نیز از آن مستثنی نبوده است. حرکت به سمت بازارهای رقابتی به جای بازارهای انحصاری و واگذاری بخش‌های دولتی به دست بخش خصوصی و در نتیجه، تغییر رویکرد ناشی از آن در تفکر اقتصادی بنگاههای فعال در بازار برق، روز به روز بازار برق را با وجود تفاوت‌های ساختاری اش بیشتر شبیه به سایر بازارهای کالایی می‌کند و ناگفته پیداست که این محیط جدید شرایط و مخاطرات جدیدی را نیز برای بازیگران این بازار ایجاد می‌کند. در بازار رقابتی تولیدکنندگان به دنبال حداکثر کردن سود و حداقل کردن هزینه‌ها و ریسک‌های مرتب هستند. یکی از اصلی‌ترین اهداف تولیدکنندگان در بازار برق تجدید ساختار یافته کنترل و مدیریت ریسک مالی است که شامل دو ریسک نوسان قیمت^۱ و ریسک نوسان حجم^۲ می‌شود.

در مباحث مالی دو ابزار کنترل ریسک وجود دارد؛ اولی، پوشش ریسک از طریق قراردادهای سلف^۳، آتی^۴، تاخت^۵ و اختیارها^۶ است که برای تعديل و تحت کنترل نگه داشتن زیان مورد استفاده قرار می‌گیرند و دیگری، از طریق متنوع سازی حضور در بازارهای مختلف است، به پشتونه اینکه مشارکت در هر بازار خاص مخاطره محدودی را به همراه خواهد داشت. برای یک عرضه کننده انرژی برق این متنوع سازی می‌تواند رویکردی درجهت تشکیل یک پرتفوی ترکیبی از فعالیت بنگاه در بازارهای فیزیکی (مثل بازار لحظه‌ای و قرارداد) و یا بازار مالی (مثلاً از طریق قراردادهای آتی و اختیارها) باشد. با استفاده از تکنیک بهینه یابی مالی و مدیریت ریسک، تولیدکنندگان می‌توانند با درنظر گرفتن عایدی و هزینه‌های ناشی از سرمایه گذاری تولید خود در بازار برق راهبرد بهینه خود را برای نیل به اهداف بنگاه طرح ریزی کنند. یکی از این ابزارهای کنترل ریسک، نظریه مدرن پرتفوی است که هدف آن شناسایی و تشکیل سبدی از دارایی‌های است که با درنظر گرفتن ریسک مشخص و حداقلی بیشترین بازده ممکن را برای سرمایه گذار در پی داشته باشد.

لئو و وو^۷] از جمله محققین پیشگام در بهره گیری از مباحث مالی و مشخصاً نظریه پرتفوی در مدیریت ریسک بازارهای برق بودند که با شبیه سازی بازار انرژی الکتریسیته نشان دادند فعالیت در بازارهای مختلف می‌تواند ریسک کلی را کاهش دهد و اذعان داشتند که معیار ارزش در معرض خطر یک رویکرد مناسب برای کنترل ریسک است. پس از آنها نیز

1) Price Volatility

2) Volume Risk

3) Forward Contract

4) Future

5) Swap

6) Options

7) Liu, Wu

گوگوز و آتماچا^{۱)} با بهره گیری از مدل میانگین-واریانس مارکویتز و مطرح کردن قیمت‌های ساعتی بازار لحظه‌ای به عنوان دارایی ریسکی، به بهینه سازی مالی در بازار برق ترکیه پرداخته و نشان دادند که از این رویکرد بخوبی می‌توان برای مطالعات مالی در بازار برق بهره برد.

در ادامه، مختصری به ساختار بازار برق، انواع ریسک و مبانی مدیریت آن و نظریه پرتفوی پرداخته و در آخر، کاربردی از بهینه سازی مالی با استفاده از این روش با داده‌های بازار برق ایران نشان داده می‌شود.

ساختار بازار برق

در ساختار سنتی صنعت برق (که انحصار، کالای عمومی بودن خدمات، الزام به خدمتدهی و نرخ‌های مشخص خدمات از ویژگی‌های آن است) یک مدیر و برنامه ریز مرکزی وظیفه کنترل واحدها، وضع مقررات و تعیین اهداف سیستم را به عهده دارد. از سوی دیگر، با رشد تقاضای برق، کمبود منابع مالی و طرح‌های سرمایه‌گذاری، افزایش بهره‌وری و نیاز به اقتصادی شدن فرایند سیستم، ایجاد فضای رقابتی، کاهش هزینه‌های تولید و تخصیص بهینه منابع، تحول در ساختار صنعت لازم جلوه می‌کرد تا پاسخگوی نیازهای فرایnde انرژی باشد. در سیستم تجدید ساختار یافته برق برخلاف ساختار قبلی که تولید، انتقال و توزیع بر عهده یک واحد مدیریتی بود، هر بخش از سیستم هویت و مدیریتی جداگانه دارد و براساس نوع انتظارات و ماهیت خود عمل می‌کند و در اینحاست که لزوم ایجاد بازاری برای ارتباط بین این بخش‌ها محرز می‌شود. در بازار برق با سیستم تجدید ساختار یافته، دیگر این مدیریت واحد (غالباً دولت) وظیفه ایجاد ظرفیت‌های جدید و هماهنگ سازی بخش‌های سیستم را ندارد بلکه نیروهای بازار هستند که بنا بر انگیزه‌های اقتصادی، فعالیت‌های اقتصادی سیستم را بهینه می‌کنند و تنها یک واحد ناظری مسئولیت تنظیم بازار و وضع قوانین را دارد.

در بازار برق، دو گونه بازار را می‌توان جدا سازی کرد؛ بازارهای فیزیکی و مالی. در بازارهای فیزیکی مثل بازار لحظه‌ای و یا بازار قرارداد الکترونیکی به صورت فیزیکی مبادله می‌شود در حالی که در بازار مالی انرژی فیزیکی مبادله نمی‌شود و عملیات بازار بر روی ابزارهای مالی قرار دارد. دو نوع فرآگیر بازار فیزیکی، بازارهای لحظه‌ای^{۲)} و بازار قرارداد^{۳)} هستند. در بازار لحظه‌ای عملیات بازار و عرضه و تقاضا در دوره‌های بسیار نزدیک و کوتاه مدت انجام می‌شوند در حالی که در بازار قرارداد، قراردادهایی بین خریدار و فروشنده منعقد می‌شود که به موجب آن حجم مشخصی از انرژی با قیمت مشخص در

1) Gökgöz and Atmaca
2) Spot Markets
3) Contract Market

نقطه مشخص و برای ساعت معلوم از تولید کننده خریداری می‌گردد که به آن قراردادهای دوجانبه^۱ گفته می‌شود و زمان آن پیش از دوره مبادله است. ریسک اصلی این قراردادها ازدحام شبکه انتقال است و از مزایای آن می‌توان به ایجاد ثبات در قیمت، کاهش قدرت بازار، پشتیبانی از توسعه منابع نو از طریق تأمین مالی، تضمین درآمدهای آتی و مقرن به صرفه بودن اشاره کرد [۹].

ریسک و مدیریت آن در بازار برق

ریسک موقعیتی ناشناخته ولی قابل اندازه گیری است که تصمیم ناشی از آن به نتیجه ای دقیقاً قابل پیش‌بینی ختم نمی‌شود اما از توزیع احتمالی شناخته شده تبعیت می‌کند. ماهیت ریسک اشاره به احتمال زیان و یا آسیب دیدن دارد و از عدم قطعیت^۲ ناشی می‌شود. سه ریسک عمده در بازار برق متوجه بازیگران است [۱۲]: ۱. ریسک راهبردی که مرتبط با تغییرات مقررات و قوانین است، برای مثال، تغییر در قوانین مربوط به انرژی، تغییر در سطح نرخ بهره و نرخ ارز؛ ۲. ریسک تکنیکال که مرتبط با از مدار خارج شدن ژنراتورها و تجهیزات انتقال است. البته این ریسک بازار برق را چندان تحت تأثیر قرار نمی‌دهد زیرا در مدت خیلی کوتاه و بدون تواتر اتفاق می‌افتد و ۳. ریسک بازار که اصلی‌ترین ریسک متوجه مشارکت‌کنندگان بازار برق است و شامل تغییرات قیمت ناشی از تغییرات عرضه و تقاضا می‌شود. از سوی دیگر، این ریسک مالی بیشتر در بازار رقابتی [در مقایسه با بازار انحصاری] باعث افزایش قیمت برق می‌شود تا هزینه‌های سرمایه گذاری خصوصی را پوشش دهد [۵]. اما به دلیل تفاوت‌های آشکار بازار برق با سایر بازارها، ریسک‌های مرتبط با ناظمینانی قیمت برق نمی‌توانند به راحتی مثل سایر کالاها با ابزارهای بازارهای مالی پوشش داده شوند.

عرضه انرژی الکتریسیته از عوامل بسیاری تأثیر می‌گیرد. در یک سیستم برق آبی ذخایر آبی نقش مهمی دارد. اگر انرژی به کشورهای دیگر صادر شود، می‌تواند قیمت‌های آتی را متأثر کند مثلاً مازاد عرضه در بازار خارجی باعث کاهش قیمت شود. قیمت‌های عمده فروشی در دوره‌های کمبود عرضه بشدت افزایش و در دوره‌های مازاد عرضه بشدت کاهش می‌یابد و به دلیل بی کشش بودن تقاضا در کوتاه مدت، تقاضا چندان تغییر نمی‌کند و این امر واحدهای نیروگاهی را مجبور می‌کند با وجود هزینه‌های نهایی بالا ظرفیت تولید را حفظ کنند تا در موقع لزوم وارد مدار شوند. این مشکل زمانی نمایان‌تر می‌شود که به عدم امکان ذخیره سازی الکتریسیته با هزینه پایین نیز توجه شود.

عوامل سمت تقاضا نیز بر تغییرات قیمتی مؤثر است. مصرف کنندگان به طور تصادفی و با الگوهای رفتاری به شبکه برق متصل می‌شوند که علت آن می‌تواند تغییرات فصلی (مثل نیاز به وسائل سرمایشی)، تغییرات وابسته به ساعت روز

1) Bilateral Contracts
2) Uncertain

(مثل استفاده از وسایل روشنایی) و یا تغییرات روزانه (روزهای تعطیل و کاری) باشد. پیش بینی‌های تغییرات دما در کوتاه‌مدت می‌تواند بر روی قیمت‌های پیشنهادی در بازار اثرگذار باشد. اتصال صنایع انرژی بر به شبکه و یا خروج آن می‌تواند باعث تغییرات گسترشده در حجم تقاضا شود. تغییرات در الگوهای مصرفی، قیمت حامل‌های انرژی جانشین، توسعه فناوری‌ها و توسعه مالی سایر عواملی هستند که می‌توانند تقاضا را در بلند مدت و کوتاه مدت متأثر کنند [۱۶].

تا پیش از تجدید ساختار، قیمت‌هایی که توسط نهادهای نظامی و مدیریتی تعیین می‌شوند ثبات زیادی داشتند اما پس از مقررات زدایی، نوسان ساعتی بالایی در قیمت‌های برق مشاهده می‌شود و شناخت نوسانات یکی از کلیدهای کنترل ریسک و تدوین راهبردی در بازار است. الگوی نوسان به طور واضحی با اوج مصرف یا غیر اوج مصرف بودن موقعیت در بازار مرتبط است. روزهای آخر هفته و در طول شب زمان‌های غیر اوج مصرف و بیشترین نوسان در خلال ساعات و روزهای کاری مشاهده می‌شود. نوسان در بازار برق ریشه در تغییرات ساعتی، روزانه، هفتگی، فصلی و ساختارهای بازار مثل انواع ژنراتورها، ظرفیت شبکه و عدم امکان ذخیره سازی دارد. به طور کلی تر، نوسانات قیمت بستگی به پارامترهای بسیاری مثل قیمت سوخت (که می‌تواند وابسته به نرخ ارز باشد)، آمادگی واحدهای نیروگاهی، تولید برق آبی، کشنش تقاضا و ازدحام شبکه دارد [۱۵، ۱۶] ورون [۱۶] معتقد است که رفتار نوسانی قیمت در بازار برق میل به بازگشت به میانگین و خصوصیتی مشابه نرخ بهره دارد.

بنگاه‌های فعال در بازار برق با بهره گیری از روش‌ها و ابزارهای کنترل و مدیریت ریسک می‌توانند به مقابله با این وضعیت‌ها بپردازنند. مدیریت ریسک کارا می‌تواند اطلاعاتی از ناظمینانی در منافع آتی به بازیگران بازار ارائه کند تا به نگرشی بهینه‌تر از محدودیت‌های خود برسند. در مباحثت مالی عمده‌ترین روش‌های مدیریت ریسک استفاده از ابزارهای مالی و تشکیل سبدی بهینه از دارایی‌ها (و سرمایه گذاری) است که ضمن درنظر گرفتن مطلوبیت انتظاری سرمایه گذار به بیشترین بازده انتظاری ممکن در شرایط ریسکی معین برسد. در بازار برق این امر می‌تواند به معنای خرید و فروش قراردادها، بهره گیری از ابزارها و حضور در بازارهای متنوعی باشد که کمترین هزینه (و ریسک) و بیشترین سود را داشته باشد.

ابزارهای مالی قابل استفاده در بازارهای برق، قراردادهای سلف، آتی، اختیار و تاخت هستند. قراردادهای سلف برق التزام به خرید و یا فروش مقدار مشخصی الکتریسیته را در قیمت‌های از پیش تعیین شده (قیمت سلف) درآینده و زمان مشخص (سررسید یا انقضا) را نشان می‌دهند. به عبارت دیگر سلف‌های برق قراردادهای عرضه سفارشی بین خریدار و فروشنده و از ابزارهای اصلی مدیریت ریسک قیمت هستند. از این قراردادها و قراردادهای آتی می‌توان برای شکل دادن به منحنی بار مصرف در بلند مدت و همچنین پوشش وضعیت در سایر مشتقات مالی مثل اختیارها استفاده کرد. قراردادهای سلف به طور معمول در بازار فرابورس^۱ و به شکل قراردادهای دوجانبه انجام می‌گیرند و از ویژگی‌های آن معامله گر محور^۲ بودن، نداشتن مرکزیت فیزیکی و تعیین شرایط معاملات با نظر طرفین است. [۱۲، ۷]

1) Over the counter

2) Dealer-based

قراردادهای آتی همان ویژگی‌های قرارداد سلف را دارد با این وجود که حجم انرژی مورد تحويل از قراردادهای سلف کمتر است و معاملات در بازارهای سازمان یافته مثل بورس انجام می‌گیرد و درنتیجه، شفاقت بازار و نظارت بر قراردادها بیشتر است. در واقع، همان قرارداد سلف به صورت استاندارد شده است که لزومی به تحويل فیزیکی ندارد [۷]. قرارداد تاخت قراردادی مالی است که توافق نامه‌ای بین طرفین برای تبادل جریانات پولی تولید شده توسط دارایی‌ها بدون جابجایی فیزیکی کالا بین خریدار و فروشنده است. اختیار قراردادی است که به دارنده اجازه و نه الزام می‌دهد که کالای را در زمان معین به قیمت مشخص بخرد و یا بفروشد و عموماً سرسیدی کوتاه و میان مدت دارد و در نهایت، به فرایند پوشش رسک از طریق استفاده از ابزارهای فوق «هنجینگ» گفته می‌شود [۱۲].

نظریه پرتفوی

در بحث تشکیل سبد دارایی و تنوع بخشی به آن این استدلال مطرح است که اگر سرمایه گذار تنها در یک دارایی سرمایه گذاری کند (در یک بازار فعال باشد)، کل رسک دارایی منفرد (بازار منفرد) خواهد بود. این در حالی است که سرمایه گذار می‌تواند با تشکیل سبدی از دارایی‌ها به متنوع سازی رسک و کاهش هزینه آن بپردازد. هدف اصلی از تشکیل سبدی متنوع از دارایی‌های مختلف این است که احتمال کاهش ارزش هم‌زمان همه دارایی‌ها و در نتیجه سبد به صفر میل کند.

مدل میانگین-واریانس مارکویتز و تشکیل پرتفوی

منظور از تنوع در نظریه کلاسیک سبد دارایی، معنای عام آن است. اما در نظریه مدرن پرتفوی که توسط هری مارکویتز در ۱۹۵۲ ارائه شد نه تنها تنوع سبد که همیستگی و ارتباط چندجانبه بازده و رسک دارایی‌ها با یکدیگر نیز بر روی بازده و رسک سبد اثرگذار و مهم است، زیرا هزینه رسک دارایی به سهم واریانس آن در بازده کل بستگی دارد که نه فقط به بازده خود دارایی که به کوواریانس آن با سایر اجزای مؤثر در بازده کل سبد نیز وابسته است [۱] در مدل مارکویتز، سبد بهینه، سبدی است که رسک حداقلی را با توجه به بازده مورد انتظار و یا بازده حدکثری را با توجه به سطح رسک داده شده ایجاد کند. در مدل وی فرض می‌شود که سرمایه گذاران رسک گریز هستند، از بازده، واریانس و کوواریانس دارایی‌ها مطلع هستند و برای تشخیص سبد بهینه تنها به این اطلاعات نیاز دارند و فرض می‌شود که بازده دارایی‌ها از توزیع نرمال پیروی می‌کند. این مدل به صورت یک مسئله برنامه ریزی ریاضی حل می‌شود که در مرحله نخست واریانس سبد دارایی با توجه به سه محدودیت موجود حداقل می‌شود:

$$\text{Min.}(\sigma_p^2) = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N X_i X_j \sigma_{ij} \quad (1)$$

$$s.t. \quad E(r_p) = \sum_{i=1}^N X_i r_i = r_e \quad (2)$$

$$\sum_{i=1}^N X_i = 1 \quad (3)$$

$$0 \leq X_i, [i = 1, 2, \dots, N] \quad (4)$$

که در آن r_p کوواریانس بازده دارایی i و j است که میزان حرکت دو به دو بازده دارایی‌ها را نشان می‌دهد. N تعداد دارایی‌ها، r_i بازده و X_i وزن دارایی i ام در سبد است. معادله (2) بازده سبدهای ممکن است که برابر بازده‌های انتظاری است، معادله (3) نشان می‌دهد که مجموع وزن دارایی‌ها در سبد می‌باشد برابر یک شود و نامعادله (4) اذعان دارد که سهم هر دارایی در سبد نمی‌تواند منفی باشد یعنی امکان فروش استقراضی^۱ وجود ندارد [۱۱]. حل مسئله فوق به جواب واحدی نمی‌رسد بلکه مجموعه نقاطی را نتیجه می‌دهد که به آن مرز کارا^۲ گفته می‌شود. سپس هر سرمایه گذار بر اساس تابع مطلوبیت و ترجیحات خود نقطه‌ای از این مرز کارا را به عنوان ترکیب سبد بهینه خود انتخاب می‌کند. در نتیجه خواهیم داشت:

$$Max_{X_n} U = E(r_p) - \frac{1}{2} A \sigma_p^2 \quad (5)$$

$$s.t. \quad \sum_{n=1}^N X_n = 1$$

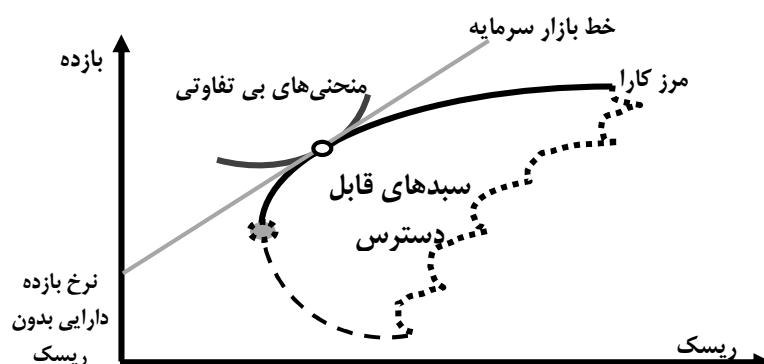
$$0 \leq X_i, [i = 1, 2, \dots, N]$$

با حل مسئله حداکثر سازی فوق سرمایه گذار بنا بر درجه ریسک گریزی خود A ، یک سبد بهینه را بر روی مرز کارا انتخاب می‌کند. لازم به ذکر است بنا بر نظریه جداسازی^۳ در نهایت، درجه ریسک گریزی اثربخش در تعیین سبد بهینه نخواهد داشت و سبد بهینه حاصل تماس خط بازار سرمایه با مرز کارا است که نسبت شارپ^۴ را حداکثر می‌کند و فارغ از شکل تابع مطلوبیت است [۱۱]. نمودار (۱) این فرایند را نشان می‌دهد.

- 1) Short Selling
- 2) Efficient Frontier
- 3) Separation Theorem

^۴) نسبت شارپ شب خط بازار سرمایه در نمودار (۳) و برابر است با نسبت اختلاف بازده پرتفوی و بازده دارایی بدون ریسک به انحراف معیار

$$S = \frac{r_p - r_f}{\sigma_p}$$



همانطور که گفته شد، در مدل مارکوپیتر، واریانس معیاری از ریسک دارایی‌ها بود اما مطالعات بعدی بر این تمرکز داشتند که واریانس یک سنجه بحث برانگیز در خصوص ریسک است، زیرا برای انحراف‌های مشبت و منفی از میانگین ارزش یکسانی قائل است و همچنین مطالعات تجربی شواهدی از وجود توزیع‌های دم کلفت^۱ در بازده بسیاری از دارایی‌ها ارائه کردند و از این رو، واریانس ریسک زیان‌های شدید را به طور کامل در بر نمی‌گیرد. در نتیجه، مطالعات جدید بر روی ارزیابی ریسک در وضعیت‌هایی با توزیع‌های غیر نرمال و معیار ریسک نامطلوب متمرکز شد. یکی از این روش‌های ارائه شده، ارزش در معرض خطر است که بر دنباله‌های توزیع و ریسک‌های رو به پایین^۲ (Risks Downside) تمرکز دارد و می‌توان آن را برای توزیع‌های نامتقارن و دارای چولگی نیز به کار برد. از دیگر مزایای آن، امکان استفاده از آن برای تمام دارایی‌ها و ابزارهای مالی و خلاصه و قابل درک بودن آن است. طبق تعریف، ارزش در معرض خطر درصدی از توزیع زیان است، به عنوان مثال، در سطح اطمینان مشخص α -VaR^۳ برای یک پرتفوی، پایین‌ترین مقدار γ است به طوری که با احتمال α زیان آن کمتر یا مساوی γ است. به عبارت دیگر، VaR اشاره به بیشترین مقداری دارد که در یک دوره زمانی و با سطح اطمینان مشخص می‌تواند از دست برود.

با این وجود، این معیار نیز مشکلات خاص خود را دارد مثل غیر محدب بودن، سختی استفاده در توزیع‌های گسسته و پیچیده بودن و فقدان خواص محاسباتی مطلوب ریاضی. یکی از روش‌های بعدی برای سنجش ریسک، ارزش در معرض خطر شرطی^۳ است که بیشترین زیان مورد انتظار را در صورت بروز شرایط بد با احتمال معین به عنوان ریسک مطرح

1) Fat Tails Distribution

(در این نوع توابع توزیع، کشیدگی زیاد است)

2) Downside Risk

3) Conditional Value At Risk

می‌کند و شدیداً مرتبط با VaR است اما خصوصیات مطلوب تری دارد. مطالعات تجربی نشان می‌دهند که هر دو معیار برای توزیع‌های نرمال نتایج مشابه ولی برای توزیع‌های دارای چولگی شدید نتایج متفاوت ارائه می‌کنند [۱۳].

ارزش در معرض خطر شرطی و تشکیل پرتفوی

در اینجا برخلاف روش میانگین-واریانس نیاز به مجموعه ای از دارایی‌های با توزیع نرمال چند متغیره نداریم. دارایی‌هایی با بازده‌های تصادفی با وزن‌های X و بردار احتمال b و تابع زیان را $f(X, b)$ و $p(b)$ را تابع چگالی احتمال بردار b در نظر می‌گیریم. برای بردار ثابت X ، تابع توزیع تجمعی زیان مرتبط را از معادله (۶) محاسبه می‌کنیم، سپس برای سطح اطمینان داده شده α ، α -VaR مرتبط با پرتفوی X معادله (۷) و آن معادله (۸) خواهد بود:

$$\Psi(X, \gamma) = \int_{f(X, b) \leq \gamma} p(b) db \quad (6)$$

$$VaR_\alpha(X) = \min\{\gamma \in \mathbb{R}: \Psi(X, \gamma) \geq \alpha\} \quad (7)$$

$$CVaR_\alpha(X) = \frac{1}{1-\alpha} \int_{f(X, b) \leq \gamma} f(X, b) p(b) db \quad (8)$$

سپس مسئله تعیین مرز کارا در تشکیل پرتفوی به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$\text{Min} \quad CVaR_\alpha(X) \quad (9)$$

$$s. t. \quad r_p = \sum_{n=1}^N X_n \bar{r}_n = r_g \quad (10)$$

$$\sum_{n=1}^N X_n = 1 \quad (11)$$

به دلیل معادل نبودن حداقل سازی VaR و CVaR، این مسئله بهینه یابی پیچیده‌ای دارد، در عوض، تابع ساده‌تری را درنظر می‌گیریم [۱۷] :

$$F_\alpha(X, \gamma) = \gamma + \frac{1}{1-\alpha} \int_{f(X, b) \geq \gamma} (f(X, b) - \gamma) p(b) db \quad (12)$$

همچنین $F_\alpha(X, \gamma)$ را به صورت زیر نیز می‌توان نوشت:

$$F_\alpha(X, \gamma) = \gamma + \frac{1}{1-\alpha} \int (f(X, b) - \gamma)^+ p(b) db \quad (13)$$

(۱) برای مطالعه بیشتر و اطلاعات تفصیلی به مقاله کروخمال و همکاران (۲۰۰۲) مراجعه شود.

که $Z^+ = \max(z, 0)$ و ضمناً این تابع خصوصیات مطلوبی دارد که محاسبه VaR و CVaR را ممکن می‌سازد:

۱. تابعی محدب از γ است. $F_\alpha(X, \gamma)$.

۲. حداقل کننده VaR_α است. $F_\alpha(X, \gamma)$.

۳. مقدار مینیمم تابع $CVaR_\alpha(X)$ همان $F_\alpha(X, \gamma)$ است.

اغلب محاسبه و یا تشخیص چگالی مشترک تابع (b) در معادلات ممکن نیست. در عوض، سناریوهایی از مقدار تاریخی بازده‌ها در نظر می‌گیریم که به صورت b_s ($s=1, \dots, S$) خواهد بود و با در نظر گرفتن توزیع تجربی بازده‌ها خواهیم داشت:

$$\hat{F}_\alpha(X, \gamma) = \gamma + \frac{1}{(1-\alpha)S} \sum_{s=1}^S (f(X, b_s) - \gamma)^+ \quad (14)$$

و مسئله به صورت زیر خواهد بود:

$$\min \gamma + \frac{1}{(1-\alpha)S} \sum_{s=1}^S (f(X, b_s) - \gamma)^+ \quad (15)$$

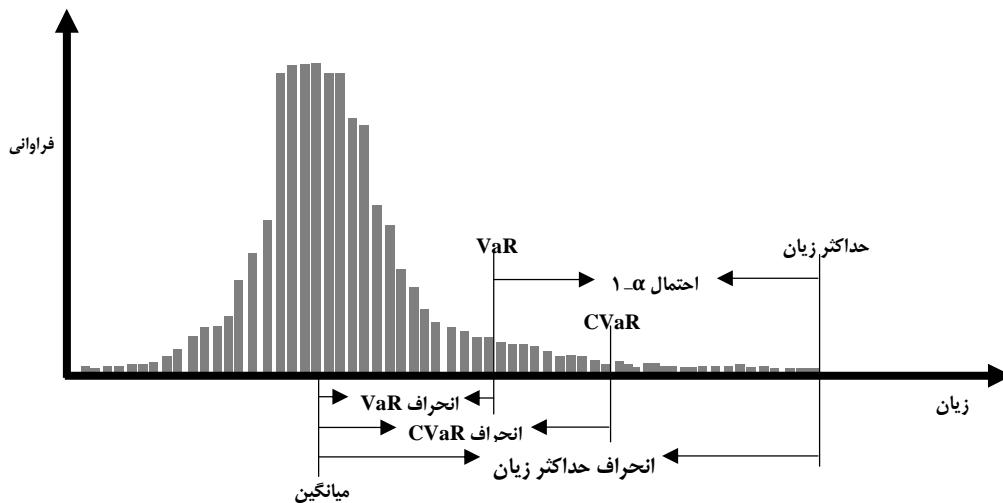
و در نهایت، متغیر مجازی Z_s را تعریف می‌کنیم و مسئله بهینه یابی نهایی به صورت زیر درمی‌آید:

$$\begin{aligned} \min \quad & \gamma + \frac{1}{(1-\alpha)S} \sum_{s=1}^S Z_s \\ \text{s.t.} \quad & Z_s \geq f(X, b_s) - \gamma \end{aligned} \quad (16)$$

$$Z_s \geq 0$$

بعد از تشکیل مرز کار، سبد بهینه با توجه به نسبت سورتینو¹⁾ که تعیین یافته نسبت شارپ برای ریسک‌های نامطلوب است تعیین می‌شود. در نمودار (۲) شکل نموداری محاسبه VaR و Cvar نشان داده شده است.

1) Sortino Ratio



پیشینه پژوهش

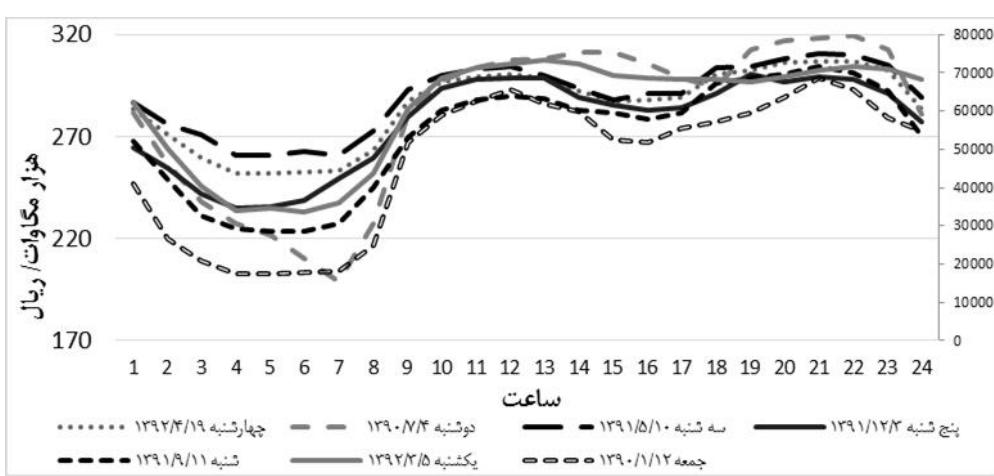
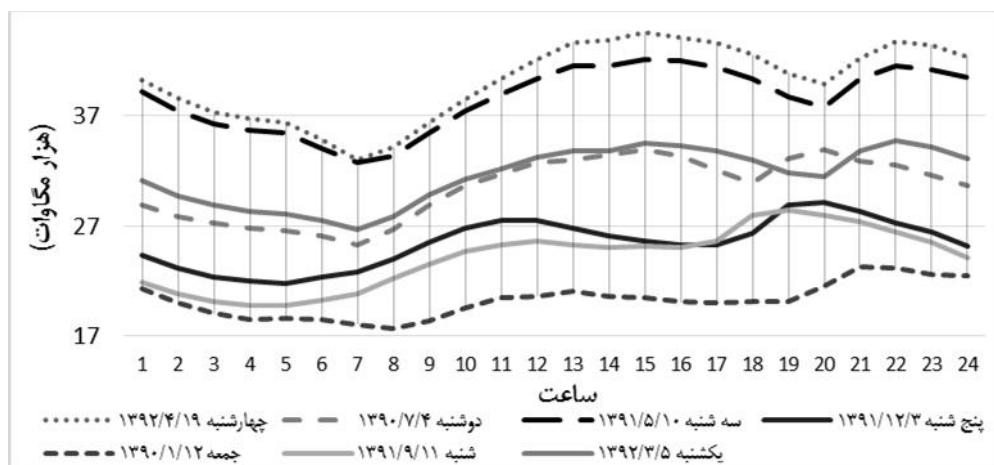
لیو و وو [۱۴] از محققین پیشگام در بهره گیری از مباحث مالی و مشخصاً نظریه پرتفوی در مدیریت ریسک بازار های برق بودند که با شبیه سازی بازار انرژی الکتریسیته نشان دادند فعالیت در بازار های مختلف می تواند ریسک کلی را کاهش دهد و اذعان داشتند که معیار ارزش در معرض خطر یک رویکرد مناسب برای کنترل ریسک است. پس از آنها نیز گوگوز و آتماچا [۹] با بهره گیری از مدل میانگین-واریانس مارکویتز و مطرح کردن قیمت‌های ساعتی بازار لحظه ای به عنوان دارایی ریسکی و قراردادهای دوجانبه به عنوان دارایی بدون ریسک، به بهینه سازی مالی در بازار برق ترکیب پرداخته و نشان دادند که از این رویکرد بخوبی می توان برای مطالعات مالی در بازار برق بهره برد.

کاربرد عملی : بازار برق ایران^{۱)}

برای استفاده از روش میانگین-واریانس و ارزش در معرض خطر شرطی با استفاده از داده های بازار برق ایران نیاز به دارایی بدون ریسک و ریسکی داریم که مطابق مقاله گوگوز و آتماچا [۴] با فرض وجود قراردادهای دو جانبه این نوع قراردادها را دارایی بدون ریسک برای نیروگاه ها در نظر می گیریم. نمودار (۳) میزان بار هفت روز از بازه نمونه مطالعه را که به طور تصادفی انتخاب شده نشان می دهد. همانطور که مشخص است، فارغ از روز و فصل، بار شبکه از ساعت ۷ الی ۸ صبح روند افزایشی به خود می گیرد، در ساعات کاری به اوج خود می رسد، پس از اتمام ساعات کاری روندی نزولی داشته و

۱) هدف از این بخش مقاله نشان دادن عملکرد بهینه سازی و نظریه پرتفوی با استفاده از داده های حقیقی بوده و لزوماً نتیجه آن بیانگر وضعیت بهینه بازار برق ایران نیست.

سپس با آغاز شب و نیاز روشنایی بار شبکه افزایش می‌یابد و پس از ساعت ۲۲ مجدد کاهش بار را شاهد هستیم. در نمودار (۴) تغییرات قیمت‌های پیشنهادی پذیرفته شده برای روزهای نمونه مشخص است که بیشترین نوسان مربوط به ساعت‌های اولیه صبح است.



همانطور که در نمودارهای (۳) و (۴) مشاهده شد، قیمت‌های ساعتی و بار مصرف دارای نوسان هستند اما همبستگی زیادی دارند و از یک روند و خصوصیات مشخص برخوردارند که مهم‌ترین آن ویژگی ساعتی بودن است. از همین رو، به دلیل خاص بودن الگوی مصرف در ساعت مختلف، از قیمت‌های هر ساعت بازار برق به عنوان دارایی‌های ریسکی استفاده

می‌کنیم. نمونه انتخابی از داده‌های قیمت‌های ساعتی بازار برق از تاریخ ۱۳۹۰/۱/۱ تا ۱۳۹۲/۴/۲۴ و ۸۵۴ مشاهده را در بر می‌گیرد. بنابراین، بردارهای قیمت هر ساعت بازار برق را به این صورت شکل می‌دهیم:

$$\vec{f}_1 = \begin{bmatrix} a_{1,1} \\ \vdots \\ a_{1,845} \end{bmatrix}, \vec{f}_2 = \begin{bmatrix} a_{2,1} \\ \vdots \\ a_{2,845} \end{bmatrix}, \dots, \vec{f}_n = \begin{bmatrix} a_{n,1} \\ \vdots \\ a_{n,m} \end{bmatrix} \quad n = (1, 2, \dots, 24), m = (1, 2, \dots, 845) \quad (17)$$

در مباحث مالی، بازده دارایی‌ها به درصد تغییرات ارزش آن از دوره شروع تا پایان دوره نگهداری گفته می‌شود اما به دلیل اینکه الکتریسیته خاصیت ذخیره سازی و امکان ابیار داری و فروش در آینده را ندارد و به محض تولید باید مصرف شود، لئو و وو [۱۴] نرخ بازده را برای بازار برق نسبت تفاضل قیمت و هزینه‌های تولید به هزینه‌های تولید تعریف کرده‌اند که هزینه‌های تولید می‌تواند به صورت پویا و یا غیر فعال در نظر گرفته شوند. در این پژوهش، از رویکرد غیر فعال و هزینه‌های نهایی کوتاه مدت که در مطالعه منظور و رضایی [۲] گزارش شده، برای ۴ نوع نیروگاه مورد مطالعه استفاده خواهیم کرد.^۱ بنابراین، نرخ بازده ساعت مختلف را می‌توان از معادله (۱۷) محاسبه نموده و طبق آن بردارهای نرخ بازده را تشکیل داد:

$$r_{n,m} = \frac{(a_{n,m} - C^X)}{C^X} \quad n = (1, 2, \dots, 24), m = (1, 2, \dots, 845) \quad (18)$$

در رابطه فوق، C^X هزینه تولید و X نشان دهنده نوع نیروگاه است. در ادامه برای نشان دادن کاربرد بهینه‌یابی مالی در بازار برق ایران، ساعت روز را ۲۴ دارایی ریسکی و قراردادهای دوجانبه را به عنوان دارایی بدون ریسک درنظر می‌گیریم که هر نیروگاه می‌تواند ظرفیت تولید خود را بین این ساعت و یا قرارداد دوجانبه تقسیم کند. همچنین برای سادگی فرض می‌کنیم هیچ محدودیتی برای فعالیت عرضه کنندگان در بازار قرارداد و لحظه‌ای وجود ندارد. قراردادهای دوجانبه به دلیل ضمانت و داشتن قیمت ثابت و مدت مشخص فاقد ریسک مالی هستند و در نتیجه، سرمایه گذار ریسک گزین در سبد خود وزن بیشتری به این دارایی می‌دهد. مسئله مرز کارای آن نیز به شرح زیر است:

$$\text{Min} \quad CVaR_\alpha(X) \quad (19)$$

$$\text{s.t.} \quad r_p = \sum_{n=1}^{24} X_n r_n + X_{rf} r_f = r_s \quad (20)$$

$$\sum_{n=1}^{24} X_n + X_{rf} = 1 \quad (21)$$

$$0 \leq X_{rf} \leq 1 \quad (22)$$

(۱) برای انطباق بیشتر هزینه‌ها با قیمت‌های فعلی، آنها را با شاخص قیمت خرده فروشی تعدیل نمودیم.

$$0 \leq X_n \leq 1 \quad (23)$$

که در آن، T_f بیانگر بازده قرارداد دوجانبه و X_{rf} سهم آن در پرتفوی است. در صورتی که دارایی بدون ریسک به دارایی‌ها افزوده شود، مرز کارا خطی و منطبق با خط بازار سرمایه می‌شود. در اینجا بازده قرارداد دوجانبه را با توجه به هزینه‌های تولید، برای نیروگاه آبی ۱۳۰ درصد، نیروگاه سیکل ترکیبی ۳۰ درصد، نیروگاه بخاری ۱۹ درصد و نیروگاه گازی $\frac{۳}{۳}$ درصد فرض می‌کنیم. لازم به ذکر است که نرخ بازده‌های مفروض در تعیین سبد بهینه بسیار مؤثر است.

با در نظر گرفتن قراردادهای دوجانبه، نیروگاه‌ها هم می‌توانند در بازار رقابتی فعالیت کنند و هم انرژی تولیدی خود را به صورت قرارداد دوجانبه به فروش برسانند. در این مدل، تغییر حاشیه سود برای قیمت قراردادهای دوجانبه بر روی وزن دارایی‌ها در پرتفوی اثرگذار است. نتایج در جدول (۱) نشان می‌دهد که هم با افزایش هزینه‌های تولید و هم ریسک بازار رقابتی برای نیروگاه‌ها، سهم قراردادهای دوجانبه در پرتفوی بهینه افزایش می‌یابد تا عرضه کننده به سطح مطمئنی از تبادل ریسک و بازده برسد. همانطور که مشخص است، در صورتی که نیروگاه‌ها از قراردادهای دوجانبه در پرتفوی خود استفاده کنند، ارزش در معرض خطری که با آن مواجه خواهند بود به صفر تقلیل می‌یابد.

جدول (۱) نتیجه بهینه یابی

بخاری		برق آبی		گازی		سیکل ترکیبی		پرتفوی بهینه	
CVa r	Mean- variance	CVa r	Mean- variance	CVa r	Mean- variance	CVa r	Mean- variance	روش	
۱۳۴,۸۴		۳۴,۳۲		۲۱۸,۱۸		۱۰۶,۴۵		هزینه تولید برق (ریال/کیلووات ساعت)	
۱۹		۱۳۰		۳,۳		۳۰		بازده قرارداد دوجانبه	
۷۰,۱۳		۱۰۰		۹۵,۲۲		۴۹,۸۷		قرارداد	۰,۲
۲۹,۸۷		-		۴,۷۸		۵۰,۱۳		ساعت	۰,۲
۴۵,۹۶۱۹		۱۳۰		۴,۵۴۴۰		۹۷,۷۱		نرخ بازده انتظاری	
۰	۱۲,۳۰	-۱۳۰	۰	۰	۱,۲۱	۰	۲۶,۱۶	ریسک	

نتیجه‌گیری

فعالیت در ساختار جدید صنعت برق که فضایی رقابتی را بین عرضه کنندگان و مصرف کنندگان به وجود آورده مستلزم در نظر گرفتن مخاطرات جدیدی نیز است. از این میان، ریسک مالی یکی از مهم‌ترین ملاحظات بازیگران بازار است که نوسانات قیمت و حجم که رفتارهای مخصوصی دارند به این ریسک بیشتر دامن می‌زنند که با بهره گیری از رویکردهای متداول مالی می‌توان راهبرد بهینه‌ای را برای این محیط ریسکی اتخاذ کرد. در این پژوهش ضمن معرفی برخی ریسک‌های متداول در بازار برق رقابتی و معرفی ابزارهای کنترل و مدیریت آن، به امکان بهره گیری از روش‌های بهینه‌سازی مالی و نظریه پرتفوی در بازار فیزیکی برق ایران پرداختیم. همچنین کاربردی از نظریه پرتفوی در متوجه سازی ریسک نیروگاهها تحت سناریوی فروش بدون محدودیت نیروی تولیدی در بازار رقابتی و امکان عقد قراردادهای دوجانبه برای چهار نیروگاه گازی، سیکل ترکیبی، برق آبی و بخاری که بیشترین میزان تولید برق را در ایران دارند، نشان داده شد.

با عنایت به خصوصیت ساعتی بودن بازار و داشتن روند و الگوی مشخص عرضه و تقاضا در هر ساعت، ۲۴ ساعت روز را دارایی‌های ریسکی و قراردادهای دوجانبه را دارایی بدون ریسک برای سرمایه گذاری ظرفیت نیروگاهها در نظر گرفتیم. نتایج بهینه یابی نیز نشان می‌دهد که عرضه کنندگان در بازار رقابتی با افزایش هزینه‌های تولید خود متمایل به سرمایه گذاری ظرفیت تولیدی بیشتری در ساعات اوج مصرف می‌شوند. از سوی دیگر نیز به نوسان قیمت‌های بازار هم توجه می‌کند و برنامه تولیدی بهینه خود را با در نظر گرفتن هزینه‌فایده‌ای میان بازده و ریسک هر ساعت بازار انتخاب می‌کند تا حداکثر بازده ممکن را با عنایت به حداقل ریسک به دست آورند. از طرفی، در صورتی که نیروگاهها با ریسک زیادی در بازار رقابتی مواجه باشند، اقدام به عقد قراردادهای دوجانبه می‌کنند تا بتوانند عدم قطعیتی را که با آن مواجه هستند، تعديل و کنترل کنند.

برای پژوهش‌های آتی می‌توان با بسط و گسترش ابزارهای مالی مورد استفاده و در بازارهای فیزیکی و مالی و افزودن محدودیت‌های بیشتر به مدل مثل درنظر گرفتن محدودیت‌های سوخت، نوسانات قیمت سوخت، ازدحام شبکه و مسائلی از این قبیل، مدل‌هایی واقع گرا تر و بهبود یافته برای بررسی رفتار بازیگران بازار و روش‌های مدیریت ریسک و بهینه یابی مالی تدوین کرد به گونه‌ای که بتوان ابزارهایی مناسب در جهت مدیریت ریسک در بازار رقابتی برق ایجاد نمود.

منابع

- [۱] لیارد، بی‌آر جی، والترز، آ.آ. (۱۳۸۸) تئوری اقتصاد خرد، ترجمه عباس شاکری، نشر نی.
- [۲] منظور داود، رضایی حسین (۱۳۹۰)، محاسبه قیمت سایه‌ای انرژی الکتریکی در بازار برق ایران، تحقیقات مدل سازی اقتصادی؛ ۱۵۵:۶-۱۷۲.

[۳] نیاکان لیلی، منظور داود. (۱۳۹۰) مدیریت ریسک در صنعت برق کشور؛ خصوصیات و ابزارها. نشریه انرژی ایران ۱۴؛ ۱۳۹۰.

- [4] Belâev, L. S. (2011). Electricity Market Reforms: Db Economics and Policy Challenges. Springer.
- [5] Benini, M., Marracci, M., Pelacchi, P., & Venturini, A. (2002, July). Day-ahead market price volatility analysis in deregulated electricity markets. In Power engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE (Vol. 3, pp. 1354-1359). IEEE.
- [6] Deng, S. J., & Oren, S. S. (2006). Electricity derivatives and risk management. Energy, 31(6), 940-953.
- [7] Dowd, K. (2007). Measuring market risk. Wiley. com.
- [8] Fazıl Gökgöz, Mete Emin Atmaca, Financial optimization in the Turkish electricity market: Markowitz's mean-variance approach, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 16, Issue 1, January 2012, Pages 357-368, ISSN 1364-0321.
- [9] 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.
- [10] Hausman, E., Hornby, R., & Smith, A. (2008). Bilateral Contracting in Deregulated Electricity Markets. Technical report, Synapse Energy Economics Inc.
- [11] Hens, T., & Rieger, M. O. (2010). Financial economics: A concise introduction to classical and behavioral finance. Springer.
- [12] Kristiansen, T. (2004). Risk Management in Electricity Markets Emphasizing Transmission Congestion (Doctoral dissertation, Norwegian University of Science and Technology).
- [13] Krokhmal, P., Palmquist, J., & Uryasev, S. (2002). Portfolio optimization with conditional value-at-risk objective and constraints. Journal of Risk, 4, 43-68.
- [14] Liu, M., & Wu, F. F. (2007). Risk management in a competitive electricity market. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 29(9), 690-697.
- [15] Vehviläinen, I., & Keppo, J. (2003). Managing electricity market price risk. European Journal of Operational Research, 145(1), 136-147.
- [16] Weron, R. (2000). Energy price risk management. Physica A: Statistical Mechanics and its Applications, 285(1), 127-134.
- [17] Würtz, D., Chalabi, Y., Chen, W., & Ellis, A. (2009). Portfolio Optimization with R/Rmetrics. Rmetrics.