نشریه علمی پژوهشی سد و نیروگاه برق آبی
سال دوم / شماره پنجم / تابستان ۱۳۹۴

Journal of Dam and Hydroelectric PowerPlant
2nd Year / No. 5 / September 2015

ارزیابی قابلیت اطمینان یک ریزشبکه مبتنی بر تولیدات هماهنگ آبی، بادی و خورشیدی

سید یاسر درخشنده *[۱]

چکیده

نفوذ بالای منابع بادی و خورشیدی و عدم‌قطعیت‌های موجود در میزان تولید این‌گونه از منابع می‌تواند باعث بروز اشکالاتی در بهره‌برداری یک ریزشبکه مبتنی بر این منابع و کاهش سطح قابلیت اطمینان آن گردد. بهره‌گیری همزمان از منابع الکتریکی با سرعت پاسخ بالا (نظیر تولیدات آبی) در کنار منابع دارای عدم‌قطعیت ازجمله راهکارهای کمک به افزایش قابلیت اطمینان سامانه است. در این مطالعه ساختار و روابط حاکم بر یک ریزشبکه مبتنی بر تولیدات آبی، بادی و خورشیدی تشریح می‌شود و با در نظر گرفتن مدل خطوط ارتباطی بین ریزشبکه و شبکه بالادست، شاخص‌های کلیدی قابلیت اطمینان مورد ارزیابی قرار می‌گیرد. به‌منظور ارزیابی روش ارائه‌شده، نتایج شبیه‌سازی صورت گرفته بر روی پنج سامانه آزمون ارائه و نتایج حاصل از آن تحلیل‌شده است.

واژه‌های کلیدی

قابلیت اطمینان، تولیدات آبی، تولیدات خورشیدی، تولیدات بادی، ریزشبکه

*[۱]. استادیار دانشکده فنی و مهندسی، دانشگاه شهرکرد، y_derakhshandeh@eng.sku.ac.ir

تاریخ دریافت: ۹۴/۰۳/۱۷ تاریخ پذیرش: ۹۴/۰۶/۱۴

[Downloaded from journal.hydropower.org.ir on 2026-11-17]

[DOR: 20.1001.1.23225882.1394.2.5.1.6]

مقدمه

استفاده از منابع انرژی تجدیدپذیر به‌عنوان منابعی جهت تأمین توان الکتریکی در شبکه‌های قدرت از دیرباز مورد توجه بشر قرار داشته است. آلودگی ناشی از منابع فسیلی و کمبود آن‌ها موجب شده است که در سالیان اخیر توجه ویژه‌ای به بهره‌گیری از منابع تجدیدپذیر شود. در این بین تولیدات مبتنی بر منابع آبی نظیر انرژی قابل استحصال از رودخانه‌ها و سدها دارای قدمت بیشتری هستند. از دیگر منابع انرژی تجدیدپذیر که در سالیان اخیر به‌شدت مورد توجه قرارگرفته‌اند می‌توان به انرژی باد و انرژی خورشید اشاره نمود. مطالعات گسترده‌ای در رابطه با استفاده از این‌گونه منابع در تولید توان الکتریکی صورت گرفته است و پژوهشگران مختلف از دیدگاه‌های متفاوتی به بررسی این مسئله در سامانه‌های قدرت پرداخته‌اند (سودر[۱] (۲۰۰۷)، بلک و استربک[۲] (۲۰۰۷)، لی[۳] و همکاران (۱۹۹۷)، ال هاواری[۴] (۱۹۸۸)، وارما[۵] و همکاران (۲۰۱۵)، شخر[۶] و همکاران (۲۰۱۵)). طبیعت تصادفی منابع مبتنی بر باد یا خورشید، استفاده از آن‌ها در سامانه قدرت را با چالش‌های جدی مواجه کرده است؛ لذا بهره‌برداری ایمن از سامانه قدرت نیازمند روش‌های بسیار دقیق برای پیش‌بینی میزان سرعت باد و تابش خورشید است (مارووالی[۷] و همکاران (۱۹۹۸)، بلوژویچ[۸] و همکاران (۲۰۰۸)). با این وجود، هرچقدر هم که روش مورد استفاده برای پیش‌بینی دقیق باشد، به علت وجود عدم‌قطعیت در سرعت باد و تابش خورشید، روش‌هایی برای مدیریت این عدم‌قطعیت‌ها مورد نیاز است. ازجمله راهکارهای مدیریت این عدم‌قطعیت‌ها استفاده هماهنگ از این منابع در کنار تولیدات مبتنی بر منابع آبی (نیروگاه‌های برق‌آبی) است. نیروگاه‌های برق‌آبی به علت سرعت بالا در پاسخ می‌توانند به‌عنوان عاملی کمکی در مدیریت عدم‌قطعیت‌ها مورد استفاده قرار گیرند (کالدلیس[۹] و همکاران (۲۰۰۱)، کاسترونوف[۱۰] و همکاران (۲۰۰۴)، کارکی[۱۱] و همکاران (۲۰۱۰)).

بسیاری از پژوهشگران و محققین در دهه اخیر، رویکردی جدید به موضوع پیاده‌سازی و بهره‌برداری بخش‌هایی از سامانه قدرت داشته‌اند و با تعریف و گسترش مفهومی به نام ریزشبکه[۱۲] افق جدیدی در مباحث سامانه‌های قدرت پدید آورده‌اند. ریزشبکه عبارت است از مجموعه‌ای از منابع پراکنده و بار ها که از طریق یک سامانه توزیع به هم متصل شده و تحت فرمان یک کنترل‌کننده می‌توانند در دو حالت متصل به شبکه[۱۳] و یا جدا از شبکه[۱۴] کار کنند.

ارزیابی قابلیت اطمینان ریزشبکه‌ها از زوایای گوناگون مورد بررسی پژوهشگران قرارگرفته است. به‌عنوان نمونه باسو[۱۵] و همکاران (۲۰۱۰) در تحقیقی به بررسی تأثیرات اندازه و محل نصب منابع تولید پراکنده بر شاخص‌های قابلیت اطمینان یک ریزشبکه پرداخته‌اند و با به‌کارگیری الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات و با در نظر گرفتن شاخص‌های قابلیت اطمینان و قیود مختلف حاکم بر ریزشبکه، محل و اندازه بهینه تولیدات پراکنده را به دست آورده‌اند. همچنین جویدیپ[۱۶] و همکاران (۲۰۱۲) با به‌کارگیری روش شبیه‌سازی مونت‌کارلو، به ارزیابی نحوه تعیین سایز منابع ذخیره کننده انرژی جهت ایجاد حد معینی از قابلیت اطمینان در یک ریزشبکه پرداخته‌اند. فلاحتی[۱۷] و همکاران (۲۰۱۲) در پژوهشی به ارزیابی قابلیت اطمینان یک ریزشبکه هوشمند از دیدگاه تأثیر زیرساخت‌های

[1] Soder
[2] Black & Strbac
[3] Li
[4] El-Hawary
[5] Varma
[6] Sekhar
[7] Marwali
[8] Bludszuweit
[9] Kaldellis
[10] Castronuovo
[11] Karki
[12] Microgrid
[13] Grid connected
[14] Stand alone
[15] Basu
[16] Joydeep
[17] Falahati

[Downloaded from journal.hydropower.org.ir on 2026-11-17]
[DOR: 20.1001.1.23225882.1394.2.5.1.6]

ارتباطی و شبکه‌های اینترنتی رابط در این‌گونه شبکه‌ها پرداخته اند و با تقسیم‌بندی زیرساخت‌های موجود به چهار زیرمجموعه، قابلیت اطمینان هریک از طرح‌ها را بررسی نموده‌اند. تأثیرات سامانه‌های حفاظتی و شرایط متنوع بهره‌برداری در یک ریزشبکه بر شاخص‌های قابلیت اطمینان در پژوهشی توسط ژو[1] و همکاران (۲۰۱۴) مورد ارزیابی قرارگرفت. در این پژوهش با در نظر گرفتن خروج اضطراری کوتاه‌مدت تجهیزات مختلف موجود در یک ریزشبکه، به بررسی تأثیر پارامترهایی نظیر موقعیت جغرافیایی ریزشبکه، سامانه‌های حفاظتی و همبستگی بین میزان تولید و مصرف بر شاخص‌های قابلیت اطمینان پرداخته شده است.

ریزشبکه‌های مدرن اصولاً مبتنی بر منابع تجدیدپذیری نظیر منابع بادی یا خورشیدی هستند و چنانچه پیش‌ازاین بیان شد عدم‌قطعیت‌های ایجادشده در ریزشبکه‌ها را می‌توان به روش‌های متفاوتی مدیریت نمود. ازجمله این روش‌ها، بهره‌برداری هماهنگ ازاین‌گونه منابع در کنار منابع آبی است. ارزیابی قابلیت اطمینان در یک سامانه قدرت شامل منابع بادی و آبی پیش‌ازاین توسط کارکی[2] و همکاران (۲۰۱۰) مورد بررسی قرارگرفته است اما این مبحث در یک ریزشبکه که دارای خطوط ارتباطی با شبکه بالادست بوده و از ظرفیت تولیدات خورشیدی نیز بهره می‌گیرد تاکنون بررسی نشده است. به‌این‌ترتیب در این تحقیق به بررسی قابلیت اطمینان یک ریزشبکه مبتنی بر تولیدات آبی، بادی و خورشیدی پرداخته می‌شود. به این منظور ابتدا در بخش دوم مفاهیم قابلیت اطمینان مرور و در بخش سوم به مدل‌سازی تولیدات آبی، بادی و خورشیدی پرداخته می‌شود. در بخش چهارم تحقیق، به روش مدل‌سازی و در قسمت پنجم به معرفی سامانه آزمون و تحلیل نتایج می‌پردازیم. درنهایت، برخی از نتایج این پژوهش دسته‌بندی خواهند گردید.

مفاهیم اصلی قابلیت اطمینان

قابلیت اطمینان در حالت کلی عبارت است از احتمال عملکرد قابل‌قبول یک سامانه در یک شرایط کار مشخص برای مدت‌زمان معین. به‌طورکلی دو دسته عمده از روش‌ها برای ارزیابی قابلیت اطمینان یک سامانه بکار گرفته می‌شوند:

روش‌های تحلیلی[3]- روش‌های مشابه‌سازی[4]

با توجه به گستردگی معادلات سامانه تحت مطالعه در این تحقیق، عملاً امکان استفاده از روش‌های تحلیلی وجود نداشته و در ادامه از روش مشابه‌سازی مونت‌کارلو استفاده خواهد شد. روش‌های مشابه‌سازی می‌توانند به یکی از دو روش ذیل مورداستفاده قرار گیرند:

روش بی‌قاعده - روش پیاپی

روش بی‌قاعده، دوره‌های زمانی طول عمر سامانه را با انتخاب دوره به‌صورت اتفاقی، شبیه‌سازی می‌نماید و در مواردی که دوره زمانی پایه، تأثیر مهمی روی دوره بعدی داشته باشد نمی‌تواند مثمر ثمر باشد. به‌عنوان‌مثال، می‌توان به اثرات دوره زمانی بر روی نیروگاه‌های برق‌آبی اشاره نمود. واضح است که توانایی استفاده از آب در یک دوره زمانی به مواردی نظیر چگونگی استفاده از آب در دوره‌های پیشین، مقدار بارندگی و تأمین آب در این دوره‌ها وابسته است و نمی‌تواند با روشی به جز روش پیاپی مورد ارزیابی قرار گیرد.

مدل‌سازی تولیدات آبی، بادی و خورشیدی

مدل‌سازی نیروگاه برق‌آبی

نیروگاه‌های برق‌آبی می‌توانند مبتنی بر استفاده از سد یا جریان رودخانه باشند. در این پژوهش به بررسی نیروگاه‌های مبتنی بر سد پرداخته شده است. این‌گونه از نیروگاه‌ها با توجه به سرعت بالای پاسخ می‌توانند گزینه مناسبی جهت هماهنگی با نیروگاه‌های خورشیدی و بادی و مدیریت عدم‌قطعیت‌های ناشی از آن‌ها باشند.

[1] Xu
[2] Karki
[3] Analytical methods
[4] Simulation methods

[Downloaded from journal.hydropower.org.ir on 2026-11-17]
[DOR: 20.1001.1.23225882.1394.2.5.1.6]

جهت مدل‌سازی این‌گونه از نیروگاه‌ها برای محاسبات قابلیت اطمینان، عموماً از مدل چهارحالته پیشنهادی قابلیت اطمینان IEEE[1] استفاده می‌شود (شکل (۱)). در این مدل، m = متوسط زمان تا خرابی (MTTF)، r = متوسط زمان تا تعمیر (MTTR)، T = متوسط زمان قطع رزرو در دوره نیاز، D = متوسط زمان در سرویس در موقع تقاضا و P_s = احتمال خرابی در راه‌اندازی است. زمانی که از روش مشابه‌سازی استفاده شود، انتقال از حالت ۰ و ۱ به حالات ۲ و ۳ بر اساس قرار گرفتن در هر دوره فصلی و بر اساس تقاضای مصرف‌کننده در طی آن دوره، مشابه‌سازی می‌گردند (آلن و رومان[2] (۱۹۸۹)).

انرژی پتانسیل ذخیره‌شده در آب پشت سد از طریق توربین‌ها و ژنراتورها به انرژی الکتریکی تبدیل می‌شود. این انرژی پتانسیل، تابعی از میزان آب ورودی به حوضچه پشت سد و آب خروجی جهت تولید برق است. عمده آب ورودی به پشت سد از طریق بارش تأمین می‌شود که خود تابعی از شرایط آب و هوایی در طول سال است. در این تحقیق سه حالت کلی برای شرایط آب و هوایی در طی یک سال در نظر گرفته می‌شود: شرایط خشک، شرایط معمولی و شرایط بارش. رخداد هر یک از این حالات سه‌گانه جهت مشابه‌سازی با احتمال یکسان در نظر گرفته می‌شود (آلن و رومان[1] (۱۹۸۹)). به این منظور یک سال به ۱۳ بخش یکسان (هر بخش به طول ۶۷۲ ساعت) تقسیم می‌شود که در طی هر یک از بخش‌ها شرایط آب و هوایی ثابت در نظر گرفته می‌شود. میزان آب ورودی به حوضچه (Z_j) دارای توزیع نرمال بوده و مقدار میانگین آن از جدول (۱) به دست می‌آید (روبینستین[3] (۱۹۸۱)). به‌این‌ترتیب حجم آب ورودی ساعتی به حوضچه از رابطه (۱) به دست می‌آید:

$$I_h = \frac{Z_j}{672} \qquad (۱)$$

میزان آب سرریز شده (S_h) و حجم آب ذخیره‌شده در حوضچه (V_h) در ساعت h طبق روابط (۲) تا (۴) قابل‌محاسبه است:

$$V_{ph} = V_{h-1} - R_{h-1} + I_h \qquad (۲)$$

$$S_h = \begin{cases} 0 & if \quad V_{ph} \le V_{max} \\ V_{ph} - V_{max} & if \quad V_{ph} > V_{max} \end{cases} \qquad (۳)$$

$$V_h = \begin{cases} V_{ph} & if \quad V_{ph} \le V_{max} \\ V_{max} & if \quad V_{ph} > V_{max} \end{cases} \qquad (۴)$$

که در این روابط: V_{ph} = حجم آب موجود در حوضچه در ساعت h قبل از سرریز شدن، V_{max} = بیشینه حجم حوضچه و R_{h-1} = میزان آب مصرفی در ساعت $h-1$ است.

به‌این‌ترتیب بر مبنای حجم آب موجود می‌توان هد آب در ساعت h (یعنی H_h) را با استفاده از رابطه (۵) محاسبه نمود.

$$V_h = c + b.H_h + a.{H_h}^2 \qquad (۵)$$

که a، b و c ضرایب مدل هستند.

میزان توان الکتریکی تولیدی در ساعت h بر اساس روابط (۶) و (۷) قابل محاسبه است.

$$P_{hydro,h} = \frac{g.\beta.H_h.Q\ s}{10^6} \qquad (۶)$$

$$Q = G\sqrt{2gH_h} \qquad (۷)$$

که در آن g = ثابت گرانش برحسب m/sec^2، β = بازده کلی یک واحد آبی معادل ۰/۸، Q = نرخ تخلیه توربین آبی با محدودیت حداقل ۱۰/۶ m^3/s و حداکثر ۵۳ m^3/s، s وزن مخصوص آب معادل ۱۰۰۰ kg/m^3 و G = ناحیه باز هدایت برای هر توربین آبی و دارای حداکثر مقدار ۱/۱ m^2 است. همچنین میزان آب مصرفی جهت تولید برق ساعت h بر مبنای رابطه (۸) حاصل می‌شود.

$$R_h = 3600 k_a Q \qquad (۸)$$

جدول (۱): میزان میانگین آب ورودی به حوضچه

دوره	بارش (Mm^3)	خشک (Mm^3)	عادی (Mm^3)
۱	۲۰/۵	۱۲	۱۲/۵
۲	۳۴	۱۴/۵	۱۹/۵
۳	۴۶	۲۳/۵	۳۰
۴	۵۷	۲۹	۴۲
۵	۳۱	۱۴	۲۰
۶	۲۴	۱۱	۱۶
۷	۱۸	۸	۱۲

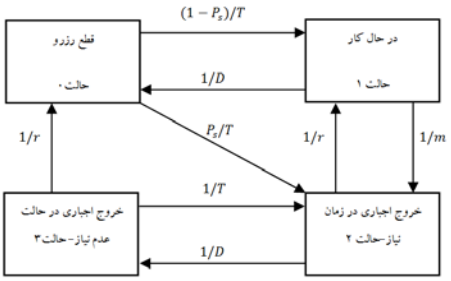
[1] Institute of Electrical and Electronics Engineers
[2] Allan & Roman
[3] Rubinstein

[Downloaded from journal.hydropower.org.ir on 2026-11-17]
[DOR: 20.1001.1.23225882.1394.2.5.1.6]

دوره	بارش (Mm^3)	خشک (Mm^3)	عادی (Mm^3)
۸	۱۲	۵	۸
۹	۱۲	۵	۸
۱۰	۱۲	۴	۷
۱۱	۱۸	۸	۱۰
۱۲	۱۸	۱۰	۱۶
۱۳	۲۸	۱۲	۱۸

مدل‌سازی تولیدات خورشیدی

میزان تابش خورشید[1] و خصوصیات سلول خورشیدی از مهم‌ترین عوامل مؤثر بر توان خروجی سلول‌های خورشیدی هستند. ازجمله راه‌های مدل‌سازی عدم‌قطعیت تابش خورشید، استفاده از تابع توزیع احتمالات بتا[2] است (سلامه و بوروی[3] (۱۹۹۴)). تابع تبدیلی که میزان تابش خورشید را به توان الکتریکی تولیدشده مرتبط می‌نماید به‌صورت رابطه (۹) است (ماروالی[4] (۱۹۹۸)). در این رابطه G_h = میزان پیش‌بینی‌شده تابش خورشید؛ P_N^{PV} = توان نامی سامانه خورشیدی نصب‌شده و R_c = میزان معین تابش[5] ($150W/m2$) هستند. در این تحقیق دسترس‌پذیری و عدم دسترس‌پذیری سامانه خورشیدی توسط مدل دوحالته مارکوف مدل‌سازی شده و خطای پیش‌بینی تابش خورشیدی توسط تابع توزیع احتمال بتا در شبیه‌سازی‌ها اعمال می‌گردد (بیلینتون و آلن[6] (۱۹۹۶)).



شکل (۱): مدل چهار حالته پیشنهادی IEEE

مدل‌سازی نیروگاه بادی

شبیه‌سازی متوالی یک سامانه تبدیل انرژی باد[7] از تولید سرعت ساعتی باد در یک دوره زمانی کافی برای یک سایت معین آغاز می‌شود. بوکس و جنکینز[8] (۱۹۷۰) نشان داده‌اند که در هر مزرعه بادی می‌توان با به‌کارگیری مدل میانگین متحرک خودهمبسته[9] مدل دقیق وزش باد را تخمین زد. سرعت باد در یک مزرعه بادی مشخص بر اساس رابطه (۱۰) تخمین زده می‌شود (بیلینتون[10] و همکاران (۱۹۹۶)).

که در آن y_h = مقدار سری زمان در زمان h، $\Phi_i(i=1,2,3\dots n)$ و $\theta_j(j=1,2,3\dots n-1)$ پارامترهای مدل خودهمبسته و میانگین متحرک هستند. α_h، توزیع نرمال با میانگین صفر و واریانس ${\sigma_\alpha}^2$ است (به‌عنوان‌مثال، $\alpha_h \in NID(0,{\sigma_\alpha}^2)$ ، که در آن NID نشان‌گر توزیع مستقل و نرمال است).

مدل خودهمبسته با میانگین متحرک به‌کار گرفته‌شده در این تحقیق از مقاله کارکی[11] و همکاران (۲۰۱۰)، استخراج و در رابطه (۱۱) نشان داده شده است.

بر این مبنا، سرعت باد در ساعت h می‌تواند به‌صورت رابطه (۱۲) مشابه‌سازی شود.

$$SW_h = \mu_h + \sigma_h . y_h \qquad (۱۲)$$

که در آن μ_h و σ_h به ترتیب اطلاعات ساعتی مربوط به میانگین و انحراف استاندارد رخداد سرعت باد برای این سایت بادی هستند. به‌این‌ترتیب و بر اساس سرعت وزش باد، توان تولیدی از توربین بادی بر اساس رابطه (۱۳) قابل‌محاسبه خواهد بود. در این رابطه V_{ci} ، V_r و V_{co} به ترتیب سرعت راه‌اندازی، سرعت نامی و سرعت توقف بادی هستند و ضرایب A ، B و C بر مبنای آن‌ها قابل‌محاسبه است (گیریستو[12] و همکاران (۱۹۸۳)). همچنین P_r در این رابطه توان نامی توربین بادی است.

[1] Solar Irradiance
[2] Beta Probability Density Function
[3] Salameh & Borowy
[4] Marwali
[5] Certain Radiation Point
[6] Billinton & Allan
[7] Wind energy conversion system (WECS)
[8] Box & Jenkins
[9] Auto-regressive moving average (ARMA)
[10] Billinton
[11] Karki
[12] Giorsetto

[Downloaded from journal.hydropower.org.ir on 2026-11-17]
[DOR: 20.1001.1.23225882.1394.2.5.1.6]

روش مدل‌سازی

ازجمله دغدغه‌های استفاده از تولیدات بادی و خورشیدی، وجود عدم‌قطعیت در تولیدات آن‌ها است. ازجمله راهکارهای مدیریت رفتار احتمالاتی این‌گونه از منابع، بهره‌برداری هماهنگ این منابع در کنار منابع آبی است. دلیل این مسئله آن است که تولیدات برقی مبتنی بر منابع آبی، دارای پاسخ بسیار سریع بوده و می‌توانند در مواردی که مقدار منابع بادی یا خورشیدی با مقدار پیش‌بینی‌شده خود متفاوت باشند به‌طور سریع عکس‌العمل مناسب از خود نشان دهند. به‌این‌ترتیب عموماً پیشنهاد می‌شود که درصد معینی از تولیدات آبی جهت ایجاد هماهنگی با منابع دارای عدم‌قطعیت به کار گرفته شوند. تخصیص بیش‌ازحد منابع آبی جهت ایجاد هماهنگی با منابع بادی یا خورشیدی می‌تواند از پتانسیل بالقوه این‌گونه از منابع در تولید توان الکتریکی بکاهد. به‌این‌ترتیب یکی از موارد موردنیاز تعیین درصد منابع آبی است که نیاز است به‌طور هماهنگ با منابع بادی و خورشیدی بهره‌برداری شوند.

به‌این‌ترتیب مشخص می‌شود تعیین و بررسی قابلیت اطمینان یک ریزشبکه مبتنی بر تولیدات آبی، بادی و خورشیدی نیازمند مدل‌سازی دقیق رفتار هماهنگ این منابع است. به این منظور در این بخش روش مدل‌سازی این روند به اختصار و در مراحل معین بیان می‌شود:

مرحله اول:

تعیین و تخمین میزان تولیدات بادی ($P_{w,h}$) در طی افق موردمطالعه بر مبنای پیش‌بینی میزان وزش باد و با استفاده از سری ARMA (روابط (۱۳) -(۱۱)). در این مطالعه افق موردمطالعه، یک سال (۵۲ هفته- معادل ۸۷۳۶ ساعت) در نظر گرفته شده است.

مرحله دوم:

تعیین و تخمین میزان تولیدات خورشیدی ($\mathrm{P_{PV,h}}$) در طی افق موردمطالعه بر مبنای پیش‌بینی میزان تابش خورشید (رابطه (۹)) و اعمال خطای پیش‌بینی تابش با استفاده از تابع توزیع بتا.

مرحله سوم:

تعیین میزان توان قابل دریافت از طریق خطوط ارتباطی متصل به شبکه بالادست ($\mathrm{P_{lines,h}}$). به این منظور با توجه به تعداد خطوط، نرخ خطا و نرخ تعمیرات آن‌ها با استفاده از روش مشابه‌سازی زمانی، در دسترس بودن و یا دسترس‌ناپذیری خطوط ارتباطی مشخص می‌شود. با معلوم بودن ظرفیت خطوط در دسترس در هر ساعت، می‌توان میزان توان قابل دریافت از شبکه بالادست را محاسبه نمود (رابطه (۱۴)).

$$\mathrm{P_{PV}} = \begin{cases} \mathrm{P_N^{PV}} \frac{\mathrm{G_h}}{\mathrm{G_{std}} \mathrm{R_c}} & 0 < \mathrm{G_h} < \mathrm{R_c} \\ \mathrm{P_N^{PV}} \frac{\mathrm{G_h}}{\mathrm{G_{std}}} & \mathrm{G_h} > \mathrm{R_c} \end{cases} \quad (۹)$$

$$y_h = \sum_{i=1}^{n} \Phi_i y_{h-i} + \alpha_h - \sum_{j=1}^{n-1} \theta_j \alpha_{h-j} \quad (۱۰)$$

$$y_h = 0.8782 y_{h-1} - 0.0066 y_{h-2} + 0.0265 y_{h-3} + \alpha_h - 0.216 \alpha_{h-1} + 0.0091 \alpha_{h-2} \quad (۱۱)$$
$$\alpha_h \in NID(0, 0.55792^2)$$

$$P_{w,h} = \begin{cases} 0, & 0 \le SW_h < V_{ci} \\ \left(A + B \times SW_h + C \times {SW_h}^2\right) \times P_r, & V_{ci} \le SW_h < V_r \\ P_r, & V_r \le SW_h < V_{co} \\ 0, & SW_h \ge V_{co} \end{cases} \quad (۱۳)$$

[Downloaded from journal.hydropower.org.ir on 2026-11-17]

[DOR: 20.1001.1.23225882.1394.2.5.1.6]

لازم به یادآوری است که جهت مدل‌سازی خطوط از مدل دوحالته مارکوف استفاده و رخداد خطا در هریک از خطوط حادثه‌ای مستقل فرض می‌شود.

$$P_{lines,h} = \sum_{i=1}^{N_{line}} P_{line,i} * state_{i,h} \quad (۱۴)$$

که در این رابطه $P_{line,i}$ ظرفیت خط شماره i و $state_{i,h}$ در دسترس بودن یا نبودن این خط در ساعت h را نشان می‌دهد.

مرحله چهارم:

تعیین نیاز یا عدم نیاز به استفاده از واحدهای آبی هماهنگ شده با تولیدات بادی و خورشیدی در هر ساعت.

چنانچه در ابتدای این بخش بیان شد تعدادی از واحدهای آبی، به‌منظور جبران عدم‌قطعیت‌های ناشی از تولیدات بادی و خورشیدی به‌کار گرفته می‌شوند. در این مرحله مشخص می‌شود که در چه ساعاتی نیاز به استفاده ازاین‌گونه واحدها وجود دارد. بدین منظور شاخصی به نام شاخص هماهنگی (F) تعریف می‌گردد (کارکی و همکاران (۲۰۱۰)). این شاخص در حقیقت بیان‌کننده درصدی از مجموع توان نصب‌شده تولیدات بادی و خورشیدی ($C_{wind} + C_{PV}$) است. در این مطالعه این شاخص برابر نسبت میانگین بلندمدت توان تولیدی منابع بادی و خورشیدی به توان نصب‌شده در نظر گرفته‌شده است.

در هر ساعت اگر توان پیش‌بینی‌شده تولیدات بادی و خورشیدی کمتر از میزان معین‌شده توسط شاخص باشد بایستی تعداد مناسبی از واحدهای آبی (k_{coord}) جهت ایجاد هماهنگی وارد مدار شوند. بدیهی است که در هر ساعت این احتمال وجود دارد که تعدادی از این واحدها به علت خطا در مدار نبوده و امکان بهره‌برداری از آن‌ها وجود نداشته باشد. به‌این‌ترتیب و بر اساس مشابه‌سازی زمانی که در ابتدای بخش (۳) بیان گردید، تعداد واحدهای آبی هماهنگ شده که در دسترس هستند ($k_{coord,a}$)، مشخص می‌گردد. رابطه (۱۵) مدل کننده جملات اخیر است.

به‌این‌ترتیب و بر اساس رابطه (۶)، توان خروجی از هر یک از واحدهای آبی در دسترس و هماهنگ شده، طبق رابطه (۱۶) محاسبه می‌شود.

مرحله پنجم:

تعیین میزان نیاز به استفاده از سایر واحدهای آبی جهت مشارکت در تأمین بار در هر ساعت.

با مشخص شدن میزان توان تولیدی توسط واحدهای بادی و خورشیدی، توان انتقالی توسط خطوط و توان تولیدی توسط واحدهای آبی هماهنگ شده، در این مرحله تعداد واحدهای آبی مورداستفاده جهت مشارکت در تأمین بار (k_{peak}) و میزان تولید آن‌ها ($P_{peak,hydro,h}$) مشخص می‌شود.

اگر میزان توان تولیدی توسط واحدهای بادی، خورشیدی و آبی در مراحل پیشین همراه با توان انتقالی از طریق خطوط در هر ساعت، از بار پیش‌بینی‌شده آن ساعت بیشتر باشد، نیازی به استفاده از واحدهای آبی پیک وجود ندارد. در غیر این صورت، به تعداد k_{peak} عدد از واحدهای آبی به‌کار گرفته می‌شوند (رابطه (۱۷)). در این رابطه k_{hydro} تعداد کل واحدهای آبی نصب‌شده و $P_{l,h}$ بار پیش‌بینی‌شده ریزشبکه در ساعت h است. با مشخص شدن میزان کمبود توان، به تعداد لازم از واحدهای آبی پیک (k_{peak}) جهت تأمین توان بکار گرفته می‌شوند. میزان توان تولیدی توسط هر یک از این واحدها با استفاده از رابطه (۱۸) و بر مبنای رابطه (۶) محاسبه می‌شود.

به‌این‌ترتیب کل توان قابل‌تولید در هر ساعت، توسط رابطه (۱۹) محاسبه می‌شود. یادآوری می‌شود که فرض بر این است که میزان خطا در بار پیش‌بینی‌شده از یک تابع توزیع نرمال تبعیت می‌کند (بیلینتون و آلن[1] (۱۹۹۶)).

$$\begin{cases} k_{coord,a} \le k_{coord} & if \quad P_{w,h} + P_{PV,h} < F \times (C_{wind} + C_{PV}) \\ k_{coord,a} = 0 & if \quad P_{w,h} + P_{PV,h} \ge F \times (C_{wind} + C_{PV}) \end{cases} \quad (۱۵)$$

[1] Billinton & Allan

[Downloaded from journal.hydropower.org.ir on 2026-11-17]

[DOR: 20.1001.1.23225882.1394.2.5.1.6]

$$P_{coord,hydro,h}=\begin{cases}\frac{g\beta H_h Qs}{10^6} & if \quad P_{w,h}+P_{PV,h}<F\times(C_{wind}+C_{PV})\\ 0 & if \quad P_{w,h}+P_{PV,h}\geq F\times(C_{wind}+C_{PV})\end{cases} \quad (۱۶)$$

$$\begin{cases}k_{peak}\leq k_{hydro}-k_{coord} & if \quad P_{w,h}+P_{PV,h}+\mathrm{P_{lines,h}}+k_{coord}\times P_{coord,hydro,h}<P_{l,h}\\ k_{peak}=0 & if \quad P_{w,h}+P_{PV,h}+\mathrm{P_{lines,h}}+k_{coord}\times P_{coord,hydro,h}\geq P_{l,h}\end{cases} \quad (۱۷)$$

$$P_{peak,hydro,h}=\begin{cases}\frac{g\beta H_h Qs}{10^6} & if \quad P_{w,h}+P_{PV,h}+\mathrm{P_{lines,h}}+k_{coord}\times P_{coord,hydro,h}<P_{l,h}\\ 0 & if \quad P_{w,h}+P_{PV,h}+\mathrm{P_{lines,h}}+k_{coord}\times P_{coord,hydro,h}\geq P_{l,h}\end{cases} \quad (۱۸)$$

$$P_{g,h}=P_{w,h}+P_{PV,h}+\mathrm{P_{lines,h}}+k_{coord,a}\times P_{coord,hydro,h}+k_{peak}\times P_{peak,hydro,h} \quad (۱۹)$$

مرحله ششم:

با معلوم بودن توان مصرفی و توان قابل‌تولید در هر ساعت، میزان کمبود توان در هر ساعت قابل‌محاسبه است و شاخص‌های متداول قابلیت اطمینان یعنی میزان از دست رفتن بار (LOL[1]) و از دست رفتن انرژی (LOE[2]) به صورت زیر برای هر ساعت محاسبه می‌شوند:

$$LOL_h=\begin{cases}0 & if \quad P_{g,h}\geq P_{l,h}\\ 1 & if \quad P_{g,h}<P_{l,h}\end{cases} \quad (۲۰)$$

$$LOE_h=\begin{cases}0 & if \quad P_{g,h}\geq P_{l,h}\\ P_{l,h}-P_{g,h} & if \quad P_{g,h}<P_{l,h}\end{cases} \quad (۲۱)$$

درنهایت و با استفاده از محاسبات انجام‌شده برای کل ساعات سال، شاخص‌های زیر قابل محاسبه خواهند بود:

$$LOLE=\frac{1}{N}\sum_{h=1}^{8736\times N}LOL_h \quad (۲۲)$$

$$LOEE=\frac{1}{N}\sum_{h=1}^{8736\times N}LOE_h \quad (۲۳)$$

$$AWE=\frac{1}{N}\sum_{h=1}^{8736\times N}R_h \quad (۲۴)$$

$$AVolume=\frac{1}{8735\times N}\sum_{h=1}^{8736\times N}V_h \quad (۲۵)$$

که در این روابط LOLE[3] = میزان بار تأمین نشده انتظاری، LOEE[4] = میزان انرژی تأمین نشده انتظاری، AWE = میزان متوسط آب مصرفی جهت تولید برق و $AVolume$ = حجم متوسط آب موجود در پشت سد، N = تعداد سال‌های افق مورد مطالعه.

سامانه آزمون و مطالعات صورت گرفته

معرفی سامانه آزمون

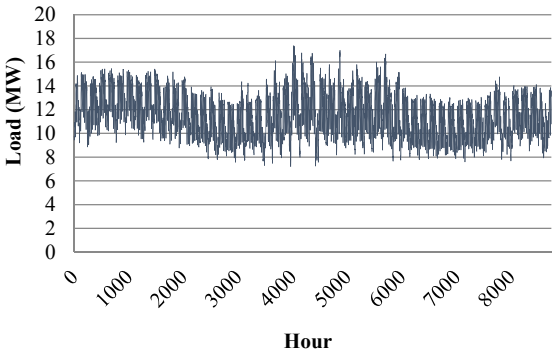
به‌منظور ارزیابی و بررسی روش ارائه‌شده، از یک ریزشبکه مبتنی بر تولیدات آبی، خورشیدی و بادی استفاده شده است. ریزشبکه از طریق سه فیدر توزیع مستقل به شبکه بالادست متصل است. ظرفیت هر یک از این خطوط برابر ۲ MW، نرخ خرابی آن‌ها ۰/۰۴ f/year و مدت زمان تعمیر هر یک ۲ ساعت خواهد بود (چاودهاری[5] و همکاران (۲۰۰۳)). اطلاعات بار پیش‌بینی‌شده جهت سال آینده در شکل (۲) نمایش داده‌شده است و فرض بر این است که میزان خطا در بارپیش‌بینی‌شده از یک تابع توزیع نرمال تبعیت می‌کند (بیلینتون و آلن[6] (۱۹۹۶)).

در ریزشبکه موردمطالعه به میزان ۱۰ MW توربین بادی نصب‌شده است و مقادیر V_{ci}، V_r و V_{co} به ترتیب برابر ۴، ۱۰ و ۲۲ متر بر ثانیه هستند. سایر اطلاعات موردنیاز جهت

[1] Loss of Load
[2] Loss of Energy
[3] Loss of Load Expectation
[4] Loss of Energy Expectation
[5] Chowdhury
[6] Billinton & Allan

[Downloaded from journal.hydropower.org.ir on 2026-11-17]
[DOR: 20.1001.1.23225882.1394.2.5.1.6]

پیش‌بینی میزان تولید توربین بادی از تحقیق گیریستو[1] و همکاران (۱۹۸۳) قابل استخراج است. میزان ظرفیت خورشیدی نصب‌شده به‌صورت دو مجموعه هر یک به میزان ۲/۵ MW با نرخ خروج اجباری برابر ٪۲ مدل‌سازی شده است. جهت مدل‌سازی تولیدات آبی از اطلاعات مندرج در تحقیق کارکی[2] و همکاران (۲۰۱۰) استفاده شده است. حجم حوضچه حوضچه ذخیره آب برابر Mm^3 ۱۰۰، بیشینه هد آب برابر ۱۸۰m و ضرایب a، b و c در رابطه (۵) برابر با ۰/۰۰۲۴۱، ۰/۱۱۱ و ۲ هستند. فرض شده است که نیروگاه آبی دارای ۶ واحد تولیدی و یک حوضچه ذخیره آب مشترک است. نرخ خروج اجباری هر یک از واحدها ٪۲ است (کارکی و همکاران (۲۰۱۰)).



شکل (۲): منحنی بار پیش‌بینی‌شده

مطالعات و شبیه‌سازی‌ها

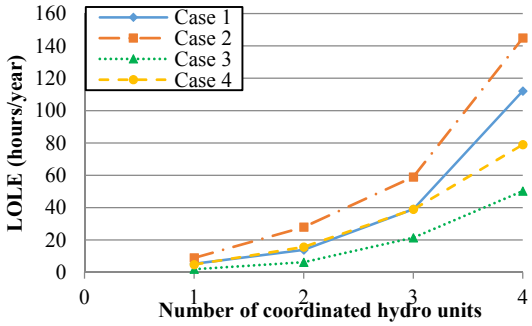
جهت بررسی و ارزیابی قابلیت اطمینان یک ریزشبکه مبتنی بر تولیدات آبی، بادی و خورشیدی مطالعات گوناگونی بر ریزشبکه آزمون صورت پذیرفت. مطالعات صورت گرفته بر روی ریزشبکه جهت بررسی تأثیر عوامل مختلف در جدول (۲) به اختصار معرفی شده‌اند. در مطالعات شماره یک و دو، تولیدات خورشیدی لحاظ نشده است. همچنین جهت ارزیابی اثر تعداد خطوط رابط با شبکه بالادست در مطالعات مختلف، تعداد این خطوط تغییر یافته است. علاوه بر این در هر مطالعه تعداد واحدهای آبی هماهنگ شده با تولیدات بادی از یک واحد تا چهار واحد تغییر داده شده و تأثیرات آن بر پارامترهای مختلف مدل شده است.

علاوه بر این، مطالعه شماره پنج جهت ارزیابی تأثیر حضور منابع آبی بر شاخص‌های قابلیت اطمینان صورت پذیرفته است. در این مطالعه، تولیدات آبی حذف شده و برابر با میزان ظرفیت آبی حذف‌شده، ظرفیت نصب‌شده تولیدات بادی و خورشیدی افزایش یافته است.

جدول (۲): مطالعات انجام‌شده بر روی شبکه

شماره مطالعه	تولیدات بادی	تولیدات آبی	تولیدات خورشیدی	تعداد خطوط رابط
۱	✓	✓	✗	۳
۲	✓	✓	✗	۲
۳	✓	✓	✓	۳
۴	✓	✓	✓	۲
۵	✓	✗	✓	۳

شکل‌های (۳) تا (۶)، نتایج حاصل از پیاده‌سازی روش ارائه‌شده بر روی شبکه آزمون را نمایش می‌دهند. محور افقی در این نمودارها، تعداد واحدهای آبی هماهنگ شده با تولیدات بادی و خورشیدی را نمایش می‌دهد.



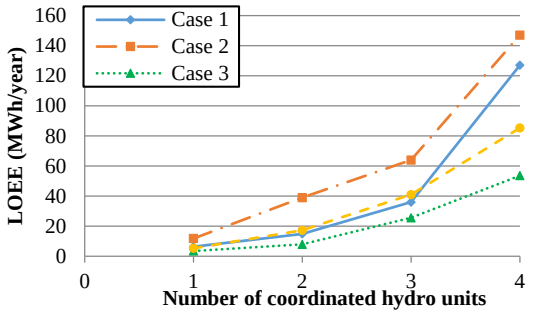
شکل (۳): میزان بار تأمین نشده انتظاری

[1] Giorsetto

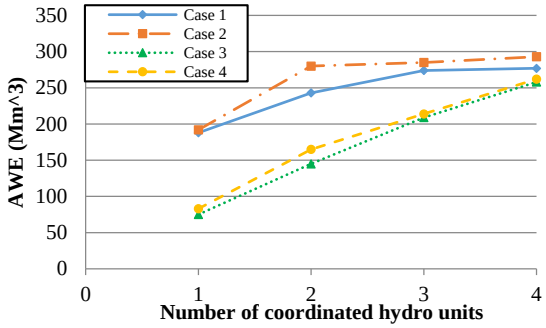
[2] Karki

[Downloaded from journal.hydropower.org.ir on 2026-11-17]

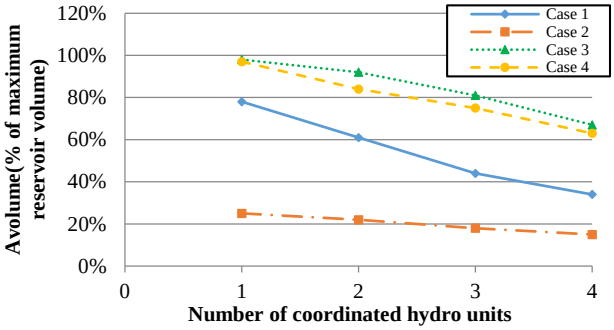
[DOR: 20.1001.1.23225882.1394.2.5.1.6]



شکل (۴) : میزان انرژی تأمین نشده انتظاری



شکل (۵): میزان متوسط آب مصرفی جهت تولید برق



شکل (۶): حجم متوسط آب موجود در پشت سد

چنانچه در شکل‌های (۳) و (۴) مشاهده می‌شود با افزایش تعداد واحدهای هماهنگ آبی، میزان بار و انرژی تأمین نشده انتظاری افزایش می‌یابد. این نتیجه به این دلیل است که میزانی از ظرفیت نصب‌شده به علت مشارکت در کاهش عدم-قطعیت‌های ناشی از تولیدات بادی و خورشیدی، به کار گرفته نمی‌شود. به عبارتی با افزایش تعداد واحدهای هماهنگ، علیرغم اینکه عدم‌قطعیت در تولیدات بادی و خورشیدی به‌طور چشمگیری مدیریت می‌شود ولی بخشی از ظرفیت نصب‌شده صرف این مسئله شده و درنتیجه شاخص‌های LOLE و LOEE دچار افزایش می‌شوند. از سوی دیگر شکل‌های (۳) و (۴) نشان می‌دهند که نصب تولیدات خورشیدی و افزایش تعداد خطوط ارتباطی می‌توانند تأثیر قابل‌توجهی در کاهش شاخص‌های LOLE و LOEE داشته باشند.

به‌عنوان نمونه در شکل (۳) به ازای دو واحد هماهنگ آبی، با افزایش تعداد خطوط ارتباطی از دو خط به سه خط، شاخص LOLE از ۲۸ ساعت بر سال به ۱۳/۸۵ ساعت بر سال کاهش یافته است.

شکل (۵) نشان‌دهنده میزان متوسط آب مصرفی جهت تولید برق است. چنانچه در این شکل مشاهده می‌شود با افزایش واحدهای هماهنگ، میزان آب مصرفی افزایش یافته است. از سوی دیگر افزایش تعداد خطوط ارتباطی و یا نصب تولیدات خورشیدی باعث می‌گردد که حجم کمتری از آب ذخیره‌شده در پشت سد، صرف تولید برق گردد. شکل (۶) از نمای دیگری این نکته را نشان می‌دهد. به‌بیان‌دیگر، با افزایش تعداد واحدهای هماهنگ، حجم آب ذخیره‌شده در پشت سد با کاهش فراوانی روبرو خواهد بود.

چنانچه در بخش‌های پیشین توضیح داده شد حضور تولیدات آبی با سرعت پاسخ بالا می‌تواند عدم‌قطعیت‌های ناشی از منابع خورشیدی و بادی را مدیریت نموده و شاخص‌های قابلیت اطمینان را بهبود بخشد. چنانکه در جدول (۳) نشان داده می‌شود، عدم حضور تولیدات آبی (مطالعه ۵) باعث افزایش شاخص‌های LOLE و LOEE در مقایسه با مطالعه ۳ گردیده است.

جدول (۳): بررسی تأثیر تولیدات آبی بر شاخص‌های قابلیت اطمینان

شماره مطالعه	LOLE (hours/year)	LOEE (MWh/year)
۳	۵۰،۳	۵۳،۶
۵	۱۲۴،۹	۱۳۱،۴

[Downloaded from journal.hydropower.org.ir on 2026-11-17]

[DOR: 20.1001.1.23225882.1394.2.5.1.6]

جمع‌بندی

در این تحقیق به بررسی و ارزیابی پارامترهای مختلف مرتبط با قابلیت اطمینان یک ریزشبکه مبتنی بر تولیدات آبی، بادی و خورشیدی پرداخته شد. به این منظور، اصول کلی مدل‌سازی این‌گونه از ریزشبکه‌ها بیان و فرمول‌بندی مربوطه ارائه گردید و با انجام مطالعات مختلف تأثیر موارد متعدد بر شاخص‌های قابلیت اطمینان ارزیابی شد. همچنین نشان داده شد که افزایش تعداد واحدهای آبی هماهنگ شده با تولیدات بادی و خورشیدی علیرغم اینکه می‌تواند عدم‌قطعیت‌های ناشی از منابع بادی و خورشیدی را مدیریت نماید، باعث کاهش شاخص‌های اصلی قابلیت اطمینان یک ریزشبکه (LOLE و LOLE) می‌گردد. همچنین میزان استفاده از آب ذخیره‌شده در پشت سد جهت تولید برق، با افزایش تعداد واحدهای هماهنگ شده آبی، افزایش چشمگیری خواهد یافت. علاوه بر این نشان داده شد که افزایش تعداد خطوط رابط با شبکه بالادست و نصب تولیدات خورشیدی، علاوه بر افزایش قابلیت اطمینان، تأثیر بسزایی در کاهش استفاده از منابع آبی خواهد داشت.

مراجع

1- Allan, R. N. and Roman, J.(1989). “Reliability assessment of generation systems containing multiple hydro plant using simulation techniques,” *IEEE Transactions on Power Systems*. 4(3), 1074–1080.

2- Basu, A. K., Chowdhury, S. and Chowdhury, S. P. (2010). “Impact of Strategic Deployment of CHP-Based DERs on Microgrid Reliability.” *IEEE Transactions on Power Delivery*. 25(3), 1697-1705.

3- Billinton, R. and Allan, R. N. (1996). *Reliability Evaluation of Power Systems*. New York: Plenum.

4- Billinton, R., Chen, H., and Ghajar, R. (1996). “Time-series models for reliability evaluation of power systems including wind energy.” *Microelectronics Reliability*. 36(9), 1253–1261.

5- Black, M. and Strbac, G. (2007). “Value of bulk energy storage for managing wind power fluctuations.” *IEEE Transactions on Energy Conversion*. 22(1), 197–205.

6- Bludszuweit, H., Domínguez-Navarro, J. A. and Llombar, A. (2008). “Statistical analysis of wind power forecast error.” *IEEE Transactions on Power Systems*. 23(3), 983-991.

7- Box, G. E. P. and Jenkins, G. M. (1970). “Time Series Analysis: Forecasting and Control.” San Francisco, CA: Holden Day.

8- Castronuovo, E. D. and Lopes, J. A. P. (2004). “On the optimization of the daily operation of a wind-hydro power plant.” *IEEE Transactions on Power Systems*. 19(3), 1599–1606.

9- Chowdhury, A. A., Agarwal, S. K. and Koval, D. O. (2003). “Reliability modeling of distributed generation in conventional distribution systems planning and analysis.” *IEEE Transactions on Industry Applications*. 39(5), 1493-1498.

10- El-Hawary, M. E. and Ravindranath, K. M. (1988). “Effects of hydro models on optimal operation of variable head hydro-thermal systems.” *Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering*. 13(3-4), 112-119.

11- Falahati, B., Yong, F. and Lei, W. (2012). “Reliability Assessment of Smart Grid Considering Direct Cyber-Power Interdependencies.” *IEEE Transactions on Smart Grid*. 3(3), 1515-1524.

12- Giorsetto, P. and Utsurogi, K. F. (1983). “Development of a New Procedure for Reliability Modeling of Wind Turbine Generators.” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. 102(1), 134-143.

[Downloaded from journal.hydropower.org.ir on 2026-11-17]

[DOR: 20.1001.1.23225882.1394.2.5.1.6]

13- Joydeep, M. and Mallikarjuna, V. (2014). "Determination of storage required to meet reliability guarantees on island-capable microgrids with intermittent sources." *T & D Conference and Exposition*. pp. 14-17 April 2014.

14- Kaldellis, J. K. and Kavadias, K. A. (2001). "Optimal wind-hydro solution for Aegean sea islands' electricity-demand fulfillment." *Applied Energy*. 70(4), 333–354.

15- Karki, R., Po, H. and Billinton, R. (2010). "Reliability Evaluation Considering Wind and Hydro Power Coordination." *IEEE Transactions on Power Systems.* 25(2), 685-693.

16- Li, C., Svoboda, A. J., Chung-Li T., Johnson, R. B. and Hsu, E. (1997). "Hydro unit commitment in hydro-thermal optimization." *IEEE Transactions on Power Systems*. 12(2), 764-769.

17- Marwali, M. K. C., Haili, M., Shahidehpour, S. M. and Abdul-Rahman, K. H. (1998). "Short term generation scheduling in photovoltaic-utility grid with battery storage." *IEEE Transactions on Power Systems*. 13(3), 1057-1062.

18- Rubinstein, R. Y. (1981). Simulation and the Monte Carlo Method, 2nd edition. New York: Wiley, ISBN: 978-0-470-17794-5

19- Salameh, B. and Borowy, Z. (1994). "Optimum photovoltaic array size for a hybrid wind/PV system." *IEEE Transactions on Energy Conversions.* 9(3), 482–488.

20- Sekhar, P. C., Mishra, S. and Sharma, R. (2015). "Data analytics based neuro-fuzzy controller for diesel-photovoltaic hybrid AC microgrid. " *Generation, Transmission & Distribution, IET* . 9(2), 193-207.

21- Soder. L. (2007). "Experience from wind integration in some high penetration areas." *IEEE Transactions on Energy Conversion*. 22(1), 4–12.

22- Varma, R. K., Rahman, S. A. and Vanderheide, T. (2015). "New Control of PV Solar Farm as STATCOM (PV-STATCOM) for Increasing Grid Power Transmission Limits During Night and Day." *IEEE Transactions on Power Delivery*. 30(2), 755-763.

23- Xu, X., Mitra, J., Wang, T. and Mu, M. (2014). "Evaluation of Operational Reliability of a Microgrid Using a Short-Term Outage Model." *IEEE Transactions on Power Systems*. 29(5), 2238-2247.

[Downloaded from journal.hydropower.org.ir on 2026-11-17]

[DOR: 20.1001.1.23225882.1394.2.5.1.6]