برنامه‌ریزی توسعه واحدهای تولیدی در حضور نیروگاه‌های بادی از نقطه نظر قابلیت اطمینان

احمد صالحی دوبخشری[1] **محمود فتوحی فیروزآباد**[2]

۱- دانشجوی کارشناسی ارشد دانشکده مهندسی برق- دانشگاه صنعتی شریف- تهران- ایران

salehi@ee.shaeif.edu

۲- دانشیار دانشکده مهندسی برق- دانشگاه صنعتی شریف - تهران- ایران

fotuhi@sharif.ir

چکیده: افزایش بی سابقه بهای انرژی‌های فسیلی، موجب توجه روز افزون به استفاده از انرژی‌های نو در سیستم‌های قدرت شده است. انرژی باد به عنوان یکی از ارزان‌ترین انواع این انرژی و به دلیل ظرفیت بالای آن، بیشترین رشد را در میان منابع دیگر انرژی داشته است. به طور سنتی انرژی‌های نو، به دلیل ماهیت تصادفی تولید انرژی در برنامه‌ریزی توسعه واحدهای تولیدی لحاظ نمی‌شدند. بالا رفتن بهای انرژی‌های فسیلی و کمیاب شدن آن در آینده‌ای نه چندان دور، توجه به انرژی باد را در برنامه ریزی تولید اجتناب ناپذیر نموده است. این مقاله به بررسی استفاده از انرژی باد در برنامه‌ریزی تولید، با توجه به معیارهای قابلیت اطمینان سیستم می‌پردازد. نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان می‌دهد هر چند انرژی باد می‌تواند ظرفیت زیادی از برنامه‌ریزی تولید را به خود اختصاص دهد، ولی معیارهای قابلیت اطمینان مانع از استفاده از تمامی ظرفیت بالقوه‌ی انرژی باد می شود. در نتیجه استفاده از واحدهای سنتی (هر چند به میزان کمتر)، برای ارضای قابلیت اطمینان سیستم همچنان ضروری به نظر می‌رسد.

واژه های کلیدی: **برنامه‌ریزی توسعه واحدهای تولیدی، انرژی‌های نو، انرژی باد، شبیه‌سازی مونت کارلوی ترتیبی، قابلیت اطمینان.**

تاریخ ارسال مقاله : ۱۳۸۶/۸/۵

تاریخ پذیرش مقاله : ۱۳۸۷/۱۰/۲

نام نویسنده‌ی مسئول : احمد صالحی دوبخشری

نشانی نویسنده‌ی مسئول : ایران – تهران – خیابان آزادی – دانشگاه صنعتی شریف – دانشکده‌ی مهندسی برق- آزمایشگاه قابلیت اطمینان

۱- مقدمه

طی دهه اخیر، انرژی باد سریع ترین رشد را در میان انواع منابع انرژی داشته است. توسعه تکنولوژی در این زمینه، امکان ساخت توربین‌هایی با ظرفیت تا ۵ مگاوات را ممکن ساخته است [۱]. هرچند به دلیل ماهیت تصادفی این منبع انرژی استفاده از آن بسیار محدود بوده است، بالا رفتن بهای انرژی‌های فسیلی و الزام قوانین هوای پاک استفاده وسیع‌تر از این انرژی را ضروری نموده است. به همین دلیل برنامه‌ریزی توسعه‌ی واحدهای تولیدی، ناگزیر از در نظر گرفتن انرژی‌های نو، به ویژه انرژی باد است. افزایش میزان کاربرد ظرفیتهای مبتنی بر انرژی باد در یک سیستم قدرت، نیازمند تحلیل‌های زیادی ازقبیل تحلیل هزینه و قابلیت اطمینان سیستم است. به طور سنتی برنامه‌ریزی توسعه واحدهای تولیدی جهت تامین بار ضمن حفظ قابلیت اطمینان سیستم در حد قابل قبول انجام می‌گیرد. از نقطه نظر قابلیت اطمینان، توسعه‌ی واحدهای تولیدی باید به گونه‌ای انجام شود تا با توجه به رشد سالانه بار، میزان متوسط قطع بار سیستم به جهت کمبود تولید، ۰/۱ روز در سال شود [۲].

جهت بررسی نقش انرژی باد در برنامه‌ریزی بلندمدت، نیاز به مدل دقیقی از سرعت باد داریم. مدل‌سازی سرعت باد توسط سری‌های ARMA[1] در [۳] معرفی شد. نتایج، نشان‌دهنده تطابق داده‌های آماری بلند مدت سرعت باد در یک ناحیه، با نتایج حاصل از شبیه‌سازی مونت کارلوی ترتیبی بود. این مدل دقیق در [۴] به کار گرفته شد تا ظرفیت واحدهای بادی جایگزین یک واحد سنتی تولید را ضمن حفظ قابلیت اطمینان سیستم عرضه کند. نتایج این پژوهش حاکی از آن بود که با توجه به ماهیت تصادفی انرژی باد، ظرفیت بادی مورد نیاز برای جایگزینی واحدهای سنتی، بین ۴ تا ۱۲ برابر ظرفیت واحدهای سنتی خواهد بود. ادامه این پژوهش با در نظر گرفتن همبستگی سرعت باد در سایت‌های مختلف پی گرفته شد و میزان توانایی انرژی باد در تامین پیک بار[2] به ازای همبستگی‌های متفاوت سرعت باد ، محاسبه شد [۵]. نتایج نشان‌دهنده کاهش توانایی تامین پیک بار با افزایش همبستگی سرعت باد در سایت‌های مختلف بود. در نتیجه، این همبستگی برای سایت‌های بادی که از نظر جغرافیایی به هم نزدیک هستند، باید در محاسبات لحاظ شود. در نهایت کارکی [۶] با بررسی عوامل مختلف نظیر نوع توربین ژنراتور بادی، میانگین سرعت باد سایت‌های بادی و هزینه نصب توربین‌های بادی انتخاب مناسب توربین ژنراتورهای بادی را برای برنامه‌ریزی نصب توربین ژنراتورهای بادی توصیه کرده است. از سوی دیگر، تحلیل دیگری که در مورد توسعه انرژی باد لازم به نظر می‌رسد، تحلیل هزینه/ فایده است. کندی[۷] با استفاده از منحنی تداوم بار و نیز منحنی‌های نمایش[3] برای نیروگاه‌ها، به تحلیل اقتصادی استفاده از انرژی باد به جای انرژی‌های فسیلی و میزان استفاده بهینه از واحدهای سنتی پرداخته است. از منظر دیگر، در [۸] با ترکیب منحنی تداوم بار و میزان تولید واحدهای بادی، یک منحنی بار معادل تشکیل شده است تا با استفاده از آن و با در نظر گرفتن عواملی ازقبیل بهای سوخت، بهای آلودگی، رشد بار، میزان واحدهای آبی و و واحدهای بادی، کمترین هزینه برای برنامه‌ریزی تولید در شبکه ایرلند محاسبه شود. به صورت دقیق‌تر، عوامل بسیاری در پی کاربرد بیشتر انرژی بادی در سیستم قدرت باید در نظر گرفته شوند [۹]. هزینه‌ها طیف وسیعی از هزینه‌ی اولیه احداث واحدهای بادی و تجهیز خطوط انتقال متناسب با آن [۱۰] تا هزینه‌های بهره‌برداری[4] و رزرو واحدهای سنتی [۱۱] را در بر می‌گیرد. فواید انرژی باد نیز شامل صرفه جویی مالی حاصل از عدم ساخت و بهره‌برداری واحدهای سنتی، عدم مصرف سوخت‌های فسیلی و در نهایت کاهش آلودگی‌های زیست محیطی می‌باشد.

در این مقاله توسعه‌ی واحدهای تولیدی با برآوردن معیارهای قابلیت اطمینان سیستم، در حضور واحدهای بادی انجام می‌شود. بر خلاف [۴-۶]، رشد پیک سالانه بار در نظر گرفته شده و واحدهای سنتی نیز در برنامه‌ریزی علاوه بر واحدهای بادی لحاظ می‌شوند. شبیه‌سازی مونت کارلوی ترتیبی این امکان را به ما می‌دهد تا میزان کاربرد واحدهای بادی را در یک برنامه‌ریزی دراز مدت، با توجه به حفظ قابلیت اطمینان سیستم و تحمیل کمترین هزینه، به دست آوریم.

۲- مدل‌سازی سرعت باد و توربین ژنراتور بادی

۲-۱- مدل‌سازی سرعت باد

سرعت باد در هر ساعت علاوه بر ماهیت تصادفی، به سرعت آن در طی ساعات قبل نیز وابسته است. در نتیجه یک مدل ARMA که هم شامل ورودی‌های تصادفی است و هم مقادیر قبلی خروجی را در بر دارد، برای سرعت باد پیشنهاد شده است. آزمون‌های آماری نشان داده است که مدل ARMA(n,n-1) سرعت باد را به بهترین نحو مدل می‌کند[۳]. در حالت کلی، مدل ARMA(n,m) به صورت زیر بیان می‌شود:

$$y_t = \sum_{i=1}^{n} \phi_i \, y_{t-i} + \alpha_t - \sum_{j=1}^{m} \theta_j \, \alpha_{t-j} \qquad (۱)$$

که ϕ_i ، (i=1,…,n) و θ_j، (j=1,…,m) به ترتیب پارامترهای خود همبسته و با میانگین متحرک هستند. y_t مقدار سری در هر ساعت t است و $\{\alpha_t\}$ یک نویز سفید گوسی با میانگین صفر و واریانس σ_a^2 است. تعیین پارامترهای مدل ARMA شامل m، n، ϕ_i، θ_j و σ_a^2 طبق آزمون‌های آماری مختلف انجام می‌گیرد [۳].

هر گاه مقدار سری زمانی y_t محاسبه شد، سرعت باد طبق رابطه زیر قابل محاسبه است:

$$S_w = \alpha_t + \sigma_t y_t \qquad (۲)$$

که در آن S_w سرعت باد و μ_t و σ_t به ترتیب میانگین و انحراف معیار سرعت باد در ساعت t هستند. با تولید یک نویز سفید تصادفی α_t و مقادیر y_{t-i} در ساعات پیشین، y_t در هر لحظه توسط رابطه (۱) قابل محاسبه است. با استفاده از آمار بلند مدت μ_t و σ_t و جایگذاری y_t در (۲)، سرعت باد در هر ساعت به دست می‌آید. داده‌ها و مدل ARMA جهت شبیه‌سازی سرعت باد، همان داده‌های [۵] می‌باشد. داده‌های مدل ARMA مربوط به سه ناحیه رجینا، ساسکچوان و سوئیفت کرنت می‌باشد که به ترتیب آنها را با سایت‌های A، B و C نمایش می‌دهیم (جداول ۱و ۲).

۲-۲- مدل‌سازی توربین بادی

توان خروجی توربین بادی به طور غیر خطی وابسته به سرعت باد است. مدل پذیرفته شده در این زمینه [۱۲] دارای سه پارامتر سرعت برش داخلی(V_{ci})، سرعت نامی(V_r) و سرعت برش خارجی(V_{co}) است. رابطه سرعت باد و توان خروجی توربین بادی در رابطه (۳) آمده است. با استفاده از سرعت شبیه‌سازی شده باد در (۲)، توان خروجی یک توربین بادی در هر ساعت، طبق رابطه (۳) قابل محاسبه است.

$$P_t=\begin{cases}0 & 0\le S_w<V_{ci}\\ [A+B\times S_w+C\times S_w^2]\times P_r & V_{ci}\le S_w<V_r\\ P_r & V_r\le S_w<V_{co}\\ 0 & V_{co}\le S_w\end{cases} \qquad (۳)$$

که P_t توان خروجی در هر ساعت و P_r توان نامی ژنراتور است. پارامترهای A، B و C توسط V_{ci} ، V_r و V_{co} تعیین می‌شود[۱۲]. ژنراتورهای بادی به کار رفته در این مقاله، با ظرفیت نامی ۲ مگاوات، سرعت‌های برش داخلی، نامی و برش خارجی به ترتیب ۱۴، ۳۶ و ۸۰ کیلومتر در ساعت در نظر گرفته شده‌اند. به علاوه فرض شده است که توربین‌های بادی دارای نرخ ۲ خطا در سال و زمان تعمیر ۴۴ ساعت هستند. برای توربین ژنراتورهای به کار رفته در این مقاله، رابطه سرعت باد و توان خروجی واحد بادی مطابق شکل ۱ می‌باشد. مشاهده می‌شود که توان خروجی برای سرعت‌های بالای ۸۰ و زیر ۱۴ کیلومتر در ساعت صفر است.

۳- سیستم تست

سیستم تست به کار رفته سیستم IEEE-RTS است[۱۳]. این سیستم دارای ظرفیت نصب شده ۳۴۰۵ مگاوات (در غیاب واحدهای بادی) است (جداول ۳ و ۴).

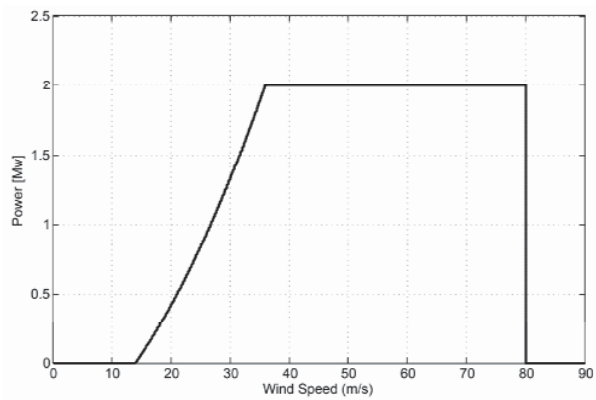
محاسبات قابلیت اطمینان صرفا در سطح تولید انجام می‌گیرد و خطوط انتقال با قابلیت اطمینان کامل در نظر گرفته می‌شوند. مدل بار با ترتیب زمانی[۵] و در ۸۷۳۶ ساعت، داده است [۱۳]. روش شبیه‌سازی مونت کارلوی ترتیبی، جهت مواجهه با این مدل بار بسیار سودمند است و لذا در محاسبات قابلیت اطمینان این سیستم به کار رفته است.

جدول (۱): داده‌های وزش باد در سه سایت A، B و C

ناحیه	C	B	A
مدل	ARMA(4,3)	ARMA(3,2)	ARMA(4,3)
ϕ_1	1.1772	1.5047	0.9336
ϕ_2	0.1001	− 0.6635	0.4506
ϕ_3	− 0.3572	0.1150	− 0.5545
ϕ_4	0.0379	*	0.1110
θ_1	− 0.5030	− 0.8263	− 0.2033
θ_2	− 0.2924	0.2250	− 0.4684
θ_3	0.1317	*	0.2301
σ_a	0.524760	0.447423	0.409423

جدول (۲): داده‌های آماری سرعت باد در سه سایت A، B و C

متوسط سرعت باد، μ (km/hr)	19.52	16.78	19.46
انحراف معیار سرعت باد، σ (km/hr)	10.99	9.23	9.70



شکل (۱): رابطه سرعت با توان خروجی یک واحد بادی

جدول (۳): داده‌های قابلیت اطمینان واحدهای تولیدی

متوسط زمان تعمیر (ساعت)	متوسط زمان خطا (ساعت)	نرخ خروج اجباری	تعداد واحد	ظرفیت واحد (مگاوات)
60	2940	0.02	5	12
50	450	0.10	4	20
20	1980	0.01	6	50
40	1960	0.02	4	76
50	1200	0.04	3	100
40	960	0.04	4	155
50	950	0.05	3	197
100	1150	0.08	1	350
150	1100	0.12	2	400

جدول (۴): پیک بار سالانه برای شبکه تست

سال	بار پیش‌بینی شده (MW)
1	2800
2	2940
3	3087
4	3241
5	3403

۴- روش شبیه‌سازی مونت کارلو ترتیبی

شبیه‌سازی مونت‌کارلوی ترتیبی، ابزار مناسبی جهت شبیه‌سازی ساعتی توان خروجی ژنراتورهای بادی می‌باشد. با ترکیب مدل ساعتی بار با مدل ساعتی تولید، شاخص‌های قابلیت اطمینان سیستم از این روش محاسبه می‌شوند. این روش در گام‌های زیر انجام می‌شود [۳]:

۱- در حالت اولیه سیستم، تمام عناصر در وضعیت سالم هستند.

۲- برای تمام اجزای سیستم (اعم از واحدهای سنتی، واحدهای بادی وخطوط انتقال در صورت لحاظ کردن)، مدت زمان باقی ماندن هر یک از اجزا در حالت فعلی، با استفاده از متوسط زمان خطا وتعمیر آنها محاسبه می‌شود. مثلا با فرض توزیع نمایی و با متوسط زمان خطایMTTF و متوسط زمان تعمیر MTTR برای یک عنصر ، زمان شبیه‌سازی شده برای باقی ماندن در حالت سالم، $T^{up} = -MTTF \cdot Ln(rand)$ و برای باقی ماندن در حالت خراب $T^{down} = -MTTR \cdot Ln(rand)$ می‌باشد. rand یک عدد تصادفی با توزیع یکنواخت در بازه [۱و۰] است.

۳- گام ۲ برای بازه زمانی مورد مطالعه (مثلا یک سال)، برای تمام اجزای سیستم تکرار می‌شود تا ساعات در حال کار و ساعات در حال تعمیر هر یک از اجزا به دست آید.

۴- مدل بار با ترتیب زمانی برای هر ساعت از سال تولید می‌شود.

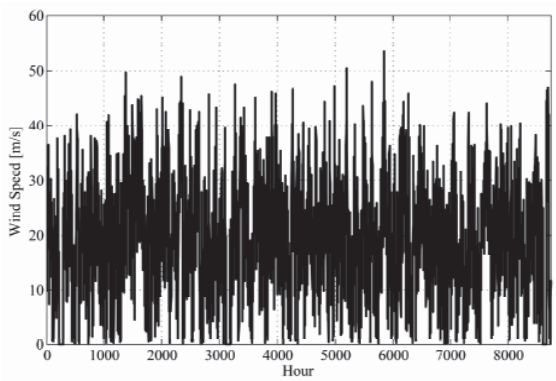
۵- با استفاده از مدل ARMA و داده‌های مربوط به هرسایت، سرعت باد با ترتیب زمانی برای هر ساعت سال شبیه‌سازی می‌شود. برای سادگی شبیه‌سازی، رابطه‌ی (۱) را در حوزه z می‌نویسیم. با تولید یک دنباله نویز گوسی نرمال به طول تعداد ساعات موجود در بازه زمانی، $\{a_t\}$، بلوک شکل ۲ به صورت یک فیلتر گسسته عمل کرده و مقادیر y_t را باز می‌گرداند.

۶- با استفاده از روابط (۲) و (۳) و وضعیت سالم یا خراب بودن هر واحد بادی به دست آمده از گام دوم، توان خروجی هر واحد بادی در هر ساعت معلوم می‌شود. با ترکیب واحدهای بادی با واحدهای سنتی به دست آمده از گام ۳ و مدل بار به دست آمده از گام ۴، شاخص‌های قابلیت اطمینان (LOLE,EENS,...) به صورت ساعتی قابل محاسبه‌اند[۲].

۷- در پایان شبیه‌سازی هر سال، شاخص‌های قابلیت اطمینان بهنگام می‌شوند. گام‌های ۲ تا ۶ تا زمانی که معیار توقف [۳] ارضا نشده باشد، تکرار می‌شود.

$$a(z) \longrightarrow \boxed{\frac{1-\phi_1 z^{-1}-\phi_2 z^{-2}-\ldots-\phi_n z^{-n}}{1+\theta_1 z^{-1}+\theta_2 z^{-2}+\ldots+\theta_n z^{-m}}} \longrightarrow y(z)$$

شکل (۲): نمایش مدل ARMA در حوزه z



شکل (۳): شبیه‌سازی سرعت باد به صورت ساعتی در طی یک سال

شبیه‌سازی مونت کارلوی ترتیبی امکان استفاده از اطلاعات ساعتی تولید و بار را به ما می‌دهد. این امر به ویژه در مورد منابع انرژی که ماهیتی تصادفی دارند و به صورت ساعتی تغییر می‌کنند (مانند انرژی باد) می‌تواند مفید باشد. شکل ۳ شبیه‌سازی سرعت باد را به صورت ساعتی و در یک افق یک ساله با استفاده از شبیه‌سازی مونت کارلوی ترتیبی نشان می‌دهد.

۵- روش تعمیم یافته برنامه‌ریزی توسعه تولید در حضور واحدهای بادی

برنامه ریزی توسعه واحدهای تولیدی به منظور تعیین کیفیت و کمیت واحدهای تولید انرژی جهت تغذیه بار ضمن حفظ قابلیت اطمینان سیستم، انجام می‌گیرد. با توجه به رشد سالانه پیک بار بین ۱/۵ تا ۱۰ درصد، برنامه‌ریزی بلند مدت تولید برای پاسخگویی بار، از نیازهای اساسی یک سیستم قدرت به شمار می‌رود. انرژی‌های نو با توجه به ظرفیت اندک آنها در قیاس با واحدهای سنتی، عموما به صورت یک بار منفی لحاظ شده و در محاسبات برنامه‌ریزی تولید در نظر گرفته نمی‌شدند. اما با توجه به رشد بسیار سریع واحدهای بادی، نمی‌توان از اثر آنها در برنامه‌ریزی تولید صرف نظر کرد.

۵-۱- برنامه‌ریزی تولید با حضور واحدهای سنتی

طراحی، ساخت و بهره برداری از واحدهای تولیدی بزرگ فرایندی زمان بر است. بنابراین تعیین میزان توان تولیدی یک سیستم قدرت باید پیشاپیش انجام شود. از لحاظ فنی، توسعه‌ی تولید با توجه به

پیش‌بینی رشد پیک بار سالانه و ارضای معیار قابلیت اطمینان (مثلا LOLE<0.1days/year) انجام می‌گیرد [۲]. از آنجا که مدل‌سازی تولید و بار به صورت ساعتی انجام شده است، معیار قابلیت اطمینان باید به صورت ساعتی در نظر گرفته شود. در این مقاله از معیار در نظر گرفته شده برای شبکه برق ایرلند یعنی LOLE<8 hours/year استفاده می‌شود [۸]. فرآیند برنامه‌ریزی توسعه واحدهای تولیدی سنتی به صورت زیر است:

۱- پیش‌بینی بار برای هر سال از افق برنامه‌ریزی انجام شود.

۲- اطلاعات تولید و قابلیت اطمینان واحدهای موجود در سیستم جمع آوری شود.

۳- قابلیت اطمینان سیستم محاسبه شود.

۴- اگر معیار قابلیت اطمینان ارضا شد، به سال بعدی در گام اول رفته، در غیر این‌صورت یک واحد سنتی (در اینجا ۱۰۰ مگاوات) به سیستم اضافه می‌شود و به گام دوم می‌رویم.

جدول ۵ بیان‌گر برنامه‌ریزی توسعه واحدهای تولیدی سیستم تست معرفی شده در بخش ۳، با فرض پیک بار حالت پایه ۲۸۰۰ مگاوات و رشد سالانه بار ۵٪ است. فرض کرده‌ایم که واحدهای ۱۰۰ مگاواتی با متوسط زمان خطای ۱۹۶۰ ساعت و متوسط زمان تعمیر ۴۰ ساعت (معادل نرخ خروج اجباری ۰/۰۲) برای پاسخ به بار، به سیستم اضافه می‌شوند. با توجه به به این جدول می‌توان دریافت که جهت ارضای قابلیت اطمینان (LOLE<8 hours/year) در هر سال، در سال دوم نیازمند افزودن یک واحد ۱۰۰ مگاواتی، در سال سوم نیازمند افزودن دو واحد ۱۰۰ مگاواتی و در سال‌های چهارم و پنجم به ترتیب نیازمند افزودن یک و دو واحد ۱۰۰ مگاواتی هستیم.

۵-۲- برنامه‌ریزی تولید با حضور واحدهای بادی

همانطور که در بخش پیش دیده شد، اضافه کردن واحدهای تولیدی سنتی، با توجه به پیک بار در هر سال، تا جایی ادامه می‌یابد که معیار قابلیت اطمینان ارضا شود. روشی که در این مقاله ارائه می‌دهیم تعمیم روش موجود به واحدهای بادی است. تفاوت واحدهای بادی و واحدهای سنتی در برنامه‌ریزی بلند مدت، اثر اشباع قابلیت اطمینان واحدهای بادی است. اثر اشباع بدین صورت است که با یک پیک سالانه بار معین و ظرفیت واحدهای سنتی معین، افزودن واحدهای بادی به سیستم قابلیت اطمینان سیستم را تا حد معینی (حد اشباع) بالا می‌برد و پس از آن افزودن ظرفیت بادی به سیستم تاثیر محسوسی بر قابلیت اطمینان سیستم نخواهد داشت. از سوی دیگر چنان‌که آنالیز هزینه/ فایده نشان می‌دهد، افزودن واحدهای بادی به سیستم چه از نظر هزینه و چه از نظر مسایل زیست-محیطی به صرفه‌تر از واحدهای سنتی است.

لذا الگوریتم ارائه شده برای توسعه واحدهای تولیدی در حضور واحدهای بادی به شکل زیر خواهد بود:

۱- پیش‌بینی بار برای هر سال از افق برنامه‌ریزی انجام شود.

جدول (۵): برنامه‌ریزی تولید در حضور واحدهای سنتی

سال	واحد اضافه‌شده (Mw)	ظرفیت سیستم (Mw)	پیک بار(Mw)	LOLE (hrs/year)
1	---	3405	2800	6.8
2	---	3405	2940	16.5
	100	3505	2940	7.9
3	---	3505	3087	19.6
	100	3605	3087	10.1
	100	3705	3087	5.1
4	--	3705	3241	13.4
	100	3805	3241	7.7
5	---	3805	3403	18.2
	100	3905	3403	9.5
	100	4005	3403	4.5

۲- اطلاعات تولید و قابلیت اطمینان واحدهای موجود در سیستم (اعم از سنتی و بادی) جمع آوری شود.

۳- قابلیت اطمینان سیستم محاسبه شود.

۴- اگر معیار قابلیت اطمینان ارضا شد، به سال بعدی رفته در غیر این‌صورت واحدهای بادی (در اینجا ۱۰ مگاوات در هر سایت) به سیستم اضافه شود.

۵- اگر واحدهای بادی اضافه‌شده معیار قابلیت اطمینان را ارضا کردند، به سال بعدی رفته در غیر این صورت یک واحد سنتی (در اینجا ۱۰۰ مگاوات) به سیستم اضافه کرده و به مرحله ۲ می‌رویم.

بدین ترتیب برنامه‌ریزی توسعه تولید، با توجه به رشد پیک سالانه بار به گونه‌ای انجام می‌شود تا ضمن استفاده از حداکثر ظرفیت بادی ممکن، قابلیت اطمینان سیستم را نیز در حد قابل قبولی حفظ کنیم.

۶- نتایج شبیه‌سازی

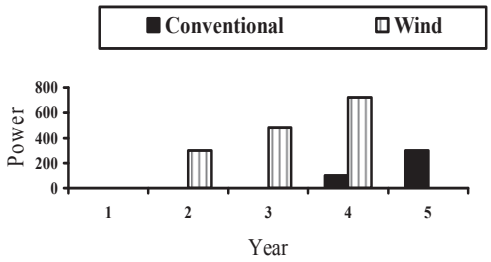
روش پیشنهادی روی شبکه تست IEEE-RTS معرفی شده در بخش ۳، پیاده‌سازی می‌شود. در این شبیه‌سازی فقط سایت‌های A وB در نظر گرفته شده اند. با اجرای الگوریتم ارائه شده، میزان ظرفیت بادی هر سال و نیز تعداد واحدهای سنتی مورد نیاز هر سال با توجه به رشد پیک سالانه بار و حفظ قابلیت اطمینان سیستم مطابق جدول ۶ و شکل ۴ به دست می‌آید.

جدول (۶): برنامه‌ریزی تولید در حضور واحدهای سنتی و بادی

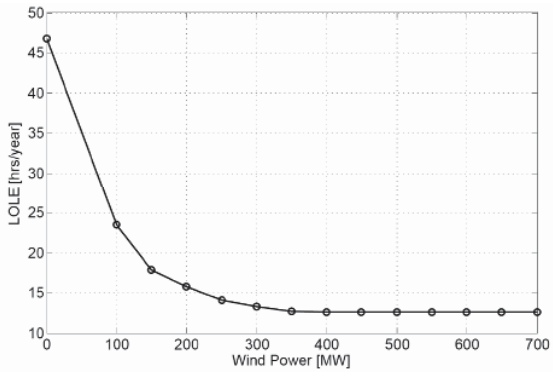
سال	واحد بادی اضافه‌شده (Mw)	واحد سنتی اضافه شده (Mw)	پیک بار (Mw)	LOLE (hrs/year)
1	---	---	2800	6.8
2	---	---	2940	16.5
	300	---	2940	7.9
3	---	---	3087	25.7
	480	---	3087	7.3
4	---	---	3241	46.8
	saturation	---	3241	10.6
	720	100	3241	7.2
5	---	---	3403	74.3
	saturation	---	3403	22.2
	saturation	100	3403	14.3
	saturation	100	3403	9.1
	---	100	3403	4.2

چنـان کـه ازجـدول ۶ پیداسـت، ظرفیـت نـصب شـده در سـال اول پاسخگوی بار بوده و نیاز به هیچ واحد اضافه‌ای نداریم. در سال دوم بـا اجرای مراحل ۴ و ۵ الگوریتم بخش ۵-۲، نـصب ۳۰۰ مگـاوات واحـد بادی (که به صورت مساوی بین سایت‌هـا تقـسیم مـی‌شـوند) قابلیـت اطمینان سیستم را برآورده می‌کند. در سال سوم نیز مـشابه سـال دوم ولی با نصب ۴۸۰ مگاوات ظرفیت بـادی اضـافه در سیـستم، مـی‌تـوان قابلیـت اطمینـان را در سـطح قابـل قبـول خـود حفـظ کـرد. اثر اشباع ظرفیت بادی در ارضای قابلیـت اطمینـان سیـستم، در سـال چهارم رخ می‌دهد، جایی که مطابق شکل ۵، اضافه کردن تعـداد زیـاد واحد بادی قادر نخواهد بود قابلیت اطمینان را در سطح مشخص شـده حفظ کند. محور افقی در این شکل توان بادی نصب شده در هر یک از سایت‌ها را نشان می‌دهد. در سال پنجم، این اثر اشباع، حتـی باحـضور یک واحد سنتی افزوده شده نیز رخ می‌دهد. حتی با اضافه کردن یـک واحد سنتی ۱۰۰ مگاوات دیگر نیز، ظرفیت بادی قادر به تامین قابلیت اطمینان سیستم نخواهد بود.

سرانجام نتایج شبیه‌سـازی نـشان مـی‌دهـد کـه بـرای تـامین قابلیـت اطمینان سیستم در سال پنجم نیازمند سه واحد سنتی ۱۰۰ مگـاواتی هستیم. از آنجا که نصب این واحدها قابلیت اطمینان سیستم را در حد قابل قبول حفظ می‌کند نیازی به نصب واحـد بـادی اضـافه‌ای در ایـن سال نداریم. در نهایت همان طور که از جدول ۶ پیداست، در پایان افق



شکل (۴): برنامه ریزی نصب واحدهای سنتی و بادی در افق ۵ ساله



شکل (۵): اثر اشباع ظرفیت بادی در ارضای قابلیت اطمینان در سال چهارم افق برنامه‌ریزی

۵ ساله برای حفظ قابلیت اطمینان سیستم، چهار واحد ۱۰۰ مگـاواتی سنتی و ۱۵۰۰ مگاوات واحد بادی مورد نیاز است. البته نصب واحدهـا باید در سال‌های مناسب، طبق جدول انجام شود.

از مقایسه جداول ۵ و ۶ مشاهده می‌شود که در غیاب واحدهای بـادی، تعداد واحدهای سنتی جهت حفظ قابلیت اطمینـان بـا افـزایش پیـک سالانه بار، به صورت تقریبا خطی افزایش می‌یابند. در حالی کـه تعـداد واحدهای بادی به صورت تصاعدی افزایش می‌یابد. لازم به ذکـر اسـت در نصب واحدهای بادی، فـرض شـده اسـت کـه ایـن واحـدهـا میـان سایت‌های مختلف به صورت مساوی تقسیم شده‌اند. این فـرض حالـت بهینه نصب واحدهای بادی را در نظر نمی‌گیرد. در حـالی کـه بایـد بـا توجه به میانگین، انحراف معیار و مدل ARMA مربوط به مدل باد در هر ناحیه، ظرفیت بادی را به گونه‌ای میان سایت‌های مختلـف تقـسیم کرد که قابلیت اطمینان سیستم را به بیشترین حد ممکن برسانند. این موضوع خارج از دیدگاه این مقاله است و در کارهای آتی مورد یررسـی قرار می‌گیرد. نکته دیگر آن که فرض شـده اسـت کـه ظرفیـت نـصب واحدهای بادی در هر سال محدودیتی ندارد و تنها عامـل بازدارنـده از نصب واحدهای بادی، اثر اشـباع واحـدهـای بـادی در ارضـای قابلیـت اطمینان است. می‌توان روش ارائـه‌شـده را بـه گونـه‌ای بهبـود داد کـه چنین محدودیت‌های عملی را نیز در نظر بگیرد.

۷- آنالیز حساسیت

۷-۱- تاثیر نرخ خروج اجباری واحدهای سنتی

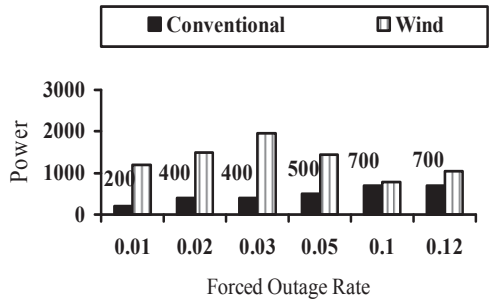
در حالت پایه نرخ خروج اجباری واحدهای سنتی ۰/۰۲ در نظر گرفته شد. شکل ۶ تاثیر نرخ خروج اجباری واحدهای سنتی را در برنامه‌ریزی توسعه واحدهای تولیدی در حضور واحدهای بادی نشان می‌دهد. فرض شده است که رشد پیک بار همان ۵٪ و واحدهای سنتی در گام‌های ۱۰۰ مگاوات به سیستم اضافه می‌شوند. به طور کلی چنانچه انتظار می‌رود با کاهش قابلیت اطمینان واحدهای سنتی، تعداد بیشتری از این واحدها برای تامین معیار قابلیت اطمینان سیستم لازم خواهد بود. در نتیجه نیاز به واحدهای بادی نیز با کاهش قابلیت اطمینان واحدهای سنتی ابتدا افزایش می‌یابد تا قابلیت اطمینان سیستم را حفظ کند. با کاهش بیشتر قابلیت اطمینان واحدهای سنتی، تعداد این واحدها در سیستم افزایش یافته و این به معنای واحدهای بادی کمتر است.

۷-۲- تاثیر رشد پیک بار سالانه

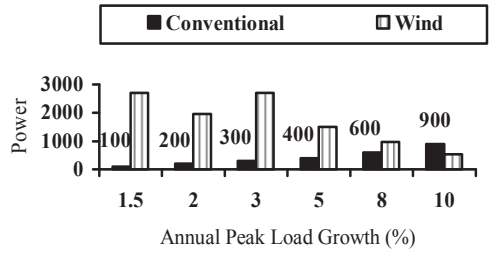
در حالت پایه رشد سالانه پیک بار ۵٪ در نظر گرفته شد. شکل ۷ تاثیر رشد سالانه پیک بار را در برنامه‌ریزی توسعه واحدهای تولیدی در حضور واحدهای بادی نشان می‌دهد. فرض شده است که نرخ خروج اجباری واحدهای سنتی همان ۰/۰۲ باشد و واحدهای سنتی در گام‌های ۱۰۰ مگاوات به سیستم اضافه می‌شوند. ملاحظه می‌شود که واحدهای بادی به تنهایی قادر به تامین افزایش کم بار هستند. اما با افزایش رشد سالانه پیک بار شاهدیم که تعداد واحدهای سنتی مورد نیاز باید افزایش یابد و این امر واحدهای بادی را کاهش می‌دهد.

۷-۳- تاثیر تعداد سایت‌های بادی

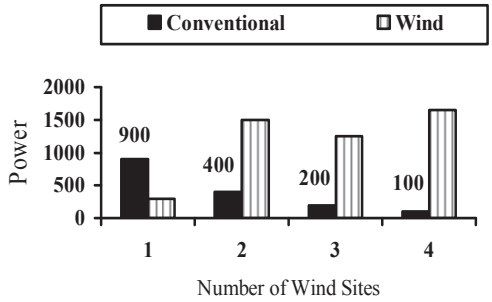
تعداد سایت‌های بادی در حالت پایه، دو سایت A و B بود. شکل ۸ تاثیر تعداد سایت‌های بادی را در برنامه‌ریزی توسعه واحدهای سنتی و بادی نشان می‌دهد. برای سه واحد بادی از مشخصات سایت‌های B،A و C استفاده شده است. همچنین برای حالت چهار سایت بادی یک سایت دیگر با مشخصات سایت A به سیستم اضافه شده است. همانطور که از شکل ۸ پیداست افزایش تعداد سایت‌های بادی تاثیر بسزایی در کاهش تعداد واحدهای سنتی لازم دارد. علت آن نیز نا همبسته بودن وزش باد در سایت‌های مختلف است که سبب می‌شود استفاده بیشتری از واحدهای بادی نصب شده انجام شود. به طور معکوس با کم شدن تعداد سایت‌های بادی اثر اشباع ظرفیت بادی بیشتر خود را نشان داده و سبب می‌شود به واحدهای سنتی بیشتری نیاز پیدا کنیم. در این حالت نیز واحدهای بادی با گام‌های ۲۰ مگاوات به ازای هر سایت به سیستم اضافه می‌شود. رشد سالانه پیک بار ۵٪ است و واحدهای سنتی ۱۰۰ مگاواتی با نرخ خروج اجباری ۰/۰۲ هنگام اشباع ظرفیت بادی به سیستم اضافه می‌شود



شکل (۶): تاثیر قابلیت اطمینان واحدهای سنتی در تعداد واحدهای سنتی و بادی در پایان افق ۵ ساله



شکل (۷): تاثیر رشد سالانه پیک بار در برنامه ریزی واحدهای بادی و سنتی در پایان افق ۵ ساله



شکل (۸): تاثیر تعداد سایت‌های بادی مختلف در برنامه‌ریزی واحدهای بادی و سنتی در پایان افق ۵ ساله

۸- نتیجه‌گیری

در این مقاله روشی برای برنامه‌ریزی توسعه واحدهای تولیدی، در حضور واحدهای بادی ارائه شد. از آنجا که پیش‌بینی می‌شود در آینده‌ای نزدیک، واحدهای بادی، بیش از یک پنجم تولید کل سیستم‌های قدرت را تشکیل دهند، از اثر این انرژی در برنامه‌ریزی توسعه واحدهای تولیدی نمی‌توان صرف نظر کرد. در این مقاله، روشی تعمیم یافته برای توسعه تولید در حضور واحدهای بادی ارائه شد تا میزان ظرفیت لازم واحدهای تولید سنتی و بادی، برای پاسخگویی به بار در یک افق چند ساله مشخص شود. روش ارائه شده با در نظر گرفتن اثر اشباع ظرفیت بادی در ارضای قابلیت اطمینان سیستم، تعداد واحدهای سنتی مورد نیاز را در هر سال از افق برنامه‌ریزی مشخص می‌کند. نکته بارز در این روش اولویت استفاده از واحدهای

بادی در توسعه واحدهای تولیدی است که بر اساس آنالیز هزینه/ فایده می‌باشد.

مراجع

[1] T. Ackermann, Wind power in power systems, 1st ed., John Wiley and Sons, New York, 2005.

[2] R. Billinton, R. Allan, Reliability evaluation of power systems, 2nd ed., Plenum Press, New York, 1996.

[3] R. Billinton, H. Chen, and R. Ghajar, "A sequential simulation technique for adequacy evaluation of generating systems including wind energy," IEEE Trans. Energy Convers., vol. 11, no. 4, pp. 728–734, Dec. 1996.

[4] R. Billinton and G. Bai, "Generating capacity adequacy associated with wind energy," IEEE Trans. Energy Convers., vol. 19, no. 3, pp. 641–646, Sep. 2004.

[5] W. Wangdee, R. Billinton, "Considering load-carrying capability and wind speed correlation of WESC in generation adequacy assessment," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 21, no. 3, pp. 734–741, Sep. 2006.

[6] R. Karki, "Wind power in power generation planning," *IEEE CCGEI 2004*, Niagara Falls, May 2004.

[7] S.Kennedy, "Wind power planning: Assessing long term costs and benefits," Energy Policy, vol. 33, pp. 1661–1675, 2005.

[8] R. Doherty, H. Outhred, and M. O'Malley, "Establishing the role that wind may have in future generation portfolios," IEEE Trans. Power., vol. 21, no. 3, pp. 1415–1421, Aug. 2006.

[9] E. Denny, M. O'Malley, "Quantifying the total net benefits of grid integrated wind," IEEE Trans. Power syst., vol. 22, no. 2 pp. 605-615, May 2007.

[10] R. Billinton, W. Wangdee, "Reliability-based transmission reinforcement planning associated with large-scale wind farms," IEEE Trans. Power syst., vol. 22, no. 1 pp. 605-615, May 2007.

[11] R. Doherty and M. O'Malley, "New approach to quantify reserve demand in systems with significant installed wind capacity," IEEE Trans. Syst., vol. 20, no. 2, pp. 587–595, May 2005.

[12] P. Giorsetto and K. F. Utsurogi, "Development of a new procedure for reliability modeling of wind turbine generators," IEEE Trans. Power App. Syst., vol. 102, no. 1, pp. 134–143, Jan. 1983.

[13] Reliability test system task force of the IEEE subcommittee on the application of probability methods,"IEEE reliability test system", IEEE Trans.,**PAS-98** No. 6, Nov/Dec(1979), pp. 2047–54.

زیرنویس‌ها

[1] Auto Regressive Moving Average

[2] Peak Load Carrying Capability

[3] Screening Curves

[4] Cycling Cost

[5] Chronological