



# اولین کنفرانس انرژی های تجدید پذیر و تولید پراکنده ایران

The First Iranian Conference on Renewable Energies and Distributed Generation

ICREDG 2010



## ارایه روشی برای بررسی تأثیر نصب نیروگاه بادی در نقاط مختلف ایران بر شاخص های قابلیت اطمینان شبکه

محمود رضا حقی فام، سینا سلطانی و حسین دامرودی

1- توجه به تنوع در سبد تولید انرژی  
2- پاک بودن و آسیب کمتر به محیط زیست  
3- گستردگی این منابع و عدم نیاز به حمل سوخت  
4- افزایش قیمت سوخت های فسیلی و توجیه اقتصادی میان مدت استفاده از این نیروگاه های با سوخت رایگان

در بین انواع انرژی های نو استفاده از انرژی باد به دلیل دسترسی بیشتر به آن و امکان تولید نیرو در حجم بالاتر از اهمیت بیشتری برخوردار است. علاوه بر این به تبع نیاز به افزایش تولید، نیاز به برنامه ریزی های دقیق تر و در نتیجه برآورد صحیح تر تولید موجود و قابل نصب، بیش از پیش احساس می شود. همچنین مباحث مربوط به امنیت شبکه و قابلیت اطمینان تأمین بار خصوصاً در سال های اخیر و پس از ورود مباحثی همچون بازار برق به حیطه مهندسی برق، اهمیت بیشتری پیدا کرده است. از آنجاییکه تولید نیروگاه های بادی به تبع سرعت باد که دارای رفتاری تصادفی است، شکلی تصادفی و غیر قابل پیش بینی دارد، بنابر این در راه برنامه ریزی و برآورد تولید شبکه های شامل آنها با دشواری های بیشتری مواجهیم. دو روش متداول برای بررسی تأثیر تولیدات تصادفی که نیروگاه های بادی از آن جمله اند، بر تولید شبکه و قضاوت درباره تولید آینده آنها وجود دارد که عبارتند از: 1- روش مونت کارلو که بر اساس تولید عدد تصادفی و محاسبات پی در پی احتمالاتی است. 2- روش استفاده از جدول COPT که مبتنی بر بررسی احتمال خروج تک تک نیروگاه ها و نتیجه این اتفاق بوده و روش استفاده شده در این مطالعه است. در این مقاله پس از بررسی اطلاعات سرعت باد شهر سهند به بررسی مشخصه تولید نیروگاه های بادی خواهیم پرداخت، سپس تأثیر این نیروگاه ها بر شاخص های قابلیت اطمینان شبکه و همچنین تأثیر انطباق الگوی سرعت باد منطقه نصب نیروگاه بادی بر پروفیل بار شبکه

چکیده - در این مقاله با بررسی اطلاعات آماری سرعت باد، روشی جهت محاسبه دو شاخص مهم قابلیت اطمینان تولید یعنی LOLE و LOEE ارایه شده است. بدین منظور از شبکه تست شش شینه RBTS و اتصال نیروگاه بادی فرضی به یکی از شین های آن استفاده شده است. سپس با استفاده از اطلاعات مربوط به تولید و منحنی بار این شبکه و اطلاعات آماری سرعت باد شهر جدید سهند که طی 12 سال گردآوری شده، از محاسبات فصلی شاخص های قابلیت اطمینان که منجر به افزایش دقت محاسباتی نسبت به محاسبات سالیانه می گردد، استفاده شده است. نتایج به دست آمده حاکی از تأثیر قابل توجه استفاده از الگوی فصلی بر مقادیر شاخص های قابلیت اطمینان است. در مرحله بعد و در راستای ایجاد تشابه بین رفتار بار شبکه RBTS و شبکه قدرت ایران، منحنی های تداومی بار فصول مختلف جایجا شده اند. نتایج حاصله تأثیر چشمگیر انطباق دوره های پیک بار و سرعت بالای باد را نشان می دهد. نهایتاً در راستای پیشنهاد روشی جهت بررسی تأثیر نصب نیروگاه بادی در نقاط مختلف شبکه ایران، بر شاخص های قابلیت اطمینان این شبکه، مطالعه موردی در خصوص سایت سهند انجام شده است.

واژه های کلیدی - الگوی فصلی باد، تولید تصادفی، قابلیت اطمینان، نیروگاه بادی.

### 1- مقدمه

با افزایش مصرف برق و توسعه صنعتی نیاز به افزایش تولید انرژی و گسترش واحدهای تولیدی بیش از پیش احساس می شود. در این میان استفاده از منابع تجدید پذیر در تولید نیرو به دلایل گوناگون روز به روز افزایش می یابد. از جمله این دلایل می توان به موارد زیر اشاره کرد:

محمود رضا حقی فام، عضو هیأت علمی دانشگاه تربیت مدرس، تهران، کدپستی 14115-349 (email: [haghifam@modares.ac.ir](mailto:haghifam@modares.ac.ir))  
سینا سلطانی، دانشجوی کارشناسی ارشد دانشگاه آزاد واحد تهران-جنوب، تهران، کدپستی 15419-74919 (email: [sina\\_soltani62@yahoo.com](mailto:sina_soltani62@yahoo.com))  
حسین دامرودی، کارشناس کنترل از دانشگاه صنعتی سهند تبریز، تهران، کدپستی 16756-36743 (email: [damroodi.h@gmail.com](mailto:damroodi.h@gmail.com))

$$V_T = V_0 \left( \frac{1}{7} \right)^{\left( \frac{h_T}{h_0} \right)} \quad (1)$$

که در این رابطه  $V_T$  معرف سرعت باد در ارتفاع توربین بر حسب (m/s)،  $V_0$  سرعت باد در ارتفاع 10 متری بر حسب (m/s)،  $h_0$  ارتفاع نصب پره ها از سطح زمین و  $h_T$  ارتفاع باد سنج که در ارتفاع 10 متری قرار دارد، هستند [2].

با در نظر گرفتن ارتفاع 60 متری برای توربین های بادی و یادآوری عدم افزایش قابل توجه سرعت باد بعد از ارتفاع 50 متر، ضریب مناسب برای تبدیل اطلاعات مربوط به سرعت باد از طریق (2) به دست خواهد آمد.

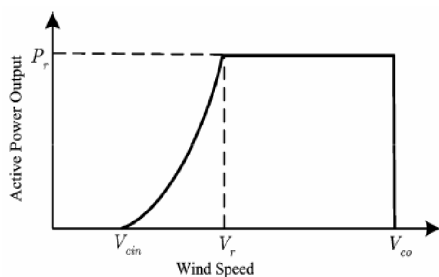
$$V_T = V_0 \left( \frac{50}{10} \right)^{\left( \frac{1}{7} \right)} = 1.26 V_0 \quad (2)$$

### 3- مدلسازی نیروگاه های بادی

نیروگاه های بادی معمولاً با نصب تعدادی از توربین های بادی ایجاد شده اند. این نیروگاه ها می توانند به شبکه های توزیع یا انتقال وصل شوند و یا به طور مجزا از شبکه کار کنند. توان خروجی توربین های بادی بر اساس سرعت باد و این ویژگی ها تعیین می شود. بنابر این الگوی تولید نیروگاه بادی با شناخت از تأثیر سرعت باد و مدل توربین بادی قابل بیان است [3].

#### 3-1 مشخصه توربین های بادی

مشخصه توربین های بادی تفاوت عمده ای با مشخصه مربوط به ژنراتورهای متداول دارد. خروجی توربین های بادی تابعی از سرعت باد بوده و یک رابطه غیر خطی بین سرعت باد و خروجی آن برقرار است. رابطه خروجی توربین های بادی با سرعت باد می تواند توسط منحنی توان- سرعت محاسبه شود. شکل شماره 2 نمونه ای از این مشخصه را نشان می دهد [3].



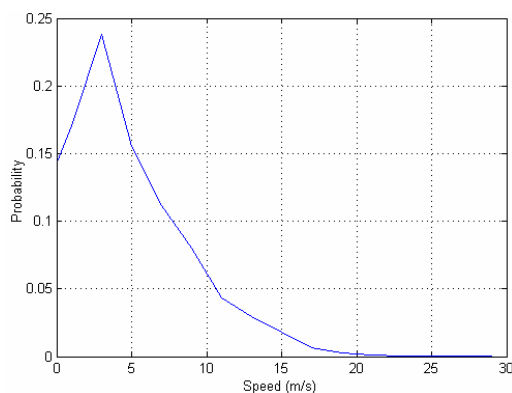
شکل شماره 2- منحنی توان- سرعت توربین بادی

همانطوریکه در این شکل نشان داده شده، زمانی که سرعت باد به مقدار  $V_{cin}$  می رسد توربین های بادی شروع به تولید می کنند و در سرعت  $V_r$  به مقدار نامی تولید خود می رسند. چنانچه افزایش سرعت باد تداوم یابد، تا زمان رسیدن سرعت باد به مقدار  $V_{co}$  خروجی این توربین ها در مقدار  $P_r$  ثابت می ماند. و پس از آن

مورد بحث و بررسی قرار خواهد گرفت و نهایتاً در خصوص امکان نصب نیروگاه بادی در سایت سهند به اظهار نظر خواهیم پرداخت.

### 2- الگوی سرعت باد شهر سهند

متداول ترین روش بررسی و اظهار نظر در خصوص رفتار سرعت باد یک منطقه رجوع به اطلاعات آماری ثبت شده است. اطلاعات استفاده شده در این مطالعه مربوط به آمار سرعت باد سایت سهند می باشد که طی 12 سال توسط سازمان هواشناسی گردآوری شده اند. میانگین سرعت باد شهر سهند در طول این دوره 5 m/s است [1]. در اغلب مطالعات حداقل سرعت مطلوب جهت نصب نیروگاه بادی 4 تا 5 متر بر ثانیه در نظر گرفته می شود بنابر این سایت سهند از نظر میانگین سرعت باد در شرایط قابل قبولی قرار دارد. شایان ذکر است که به عنوان نمونه، میانگین سرعت باد سایت منجیل طی دوره مشابه 6/2 m/s بوده و 7 سایت نیروگاه بادی تا کنون در این منطقه نصب گردیده است. منحنی توزیع احتمالی سرعت باد سایت سهند که بر اساس فراوانی توزیع سرعت باد طی دوره مورد مطالعه رسم شده در شکل شماره 1 ارایه شده است.



شکل شماره 1- منحنی احتمالی سرعت باد سهند

لازم به ذکر است ارتفاع استاندارد تعیین شده جهت سنجش سرعت باد توسط سازمان هواشناسی 10 متری سطح زمین بوده و از آنجاییکه توربین های استفاده شده در این مقاله، روی برج هایی به ارتفاع 60 تا 80 متری از سطح زمین نصب می شوند، می بایست این اطلاعات به طریقی به مقادیری مناسب تر جهت استفاده تبدیل شوند. به علت کم شدن اصطکاک بین هوا و زمین در ارتفاعات بالا سرعت باد افزایش می یابد که البته بیشتر این تغییرات تا ارتفاع 50 متری صورت گرفته و پس از آن تقریباً ثابت می ماند. جهت محاسبه سرعت باد در ارتفاع  $h$  از سطح زمین روابط متعددی پیشنهاد شده است. یکی از متداول ترین آنها که در سال 1993 میلادی توسط آیین نامه ASCE 7-93 (آیین نامه بار گذاری دکل ها) ارایه شده در قالب (1) آمده است [2].

#### 4- محاسبه شاخص های قابلیت اطمینان RBTS

##### 4-1 شاخص های قابلیت اطمینان

شاخص های فراوانی برای بررسی و توصیف قابلیت اطمینان سیستم های قدرت وجود دارند که هر یک موضوع قابلیت اطمینان را از جنبه ای خاص مورد بررسی قرار می دهند. اما بی گمان LOLE و LOEE از جمله مهمترین این شاخص ها هستند، که در این مقاله نیز مورد استفاده قرار گرفته اند. LOLE مخفف Loss Of Load Expectation و LOEE مخفف Loss Of Energy Expectation و به ترتیب به معنای امید از دست رفتن بار و امید از دست رفتن انرژی هستند. (4) و (5) معادلات ریاضی مربوط به این شاخص ها را بیان می کند.

$$LOLE = \sum_{i=1}^{2^n} P_i \times t_i \quad (4)$$

که در این رابطه n بیانگر تعداد نیروگاه های شبکه،  $P_i$  برابر احتمال وقوع رخداد خروج یک نیروگاه یا خروج همزمان چند نیروگاه از مدار در اثر خرابی و  $t_i$  مدت زمان خاموشی ناشی از این رخداد است، بدون در نظر گرفتن وسعت خاموشی. بعبارت دیگر LOLE به بررسی این موضوع می پردازد که چند ساعت در سال در گوشه ای از شبکه خاموشی ناشی از کمبود تولید داریم.

$$LOEE = \sum_{i=1}^{2^n} P_i \times E_i \quad (5)$$

که در این رابطه n بیانگر تعداد نیروگاه های شبکه،  $P_i$  بیانگر احتمال خروج یک ظرفیت تولیدی و  $E_i$  بیانگر میزان انرژی تأمین نشده در اثر این خروج است، که از قطع منحنی خط راست میزان تولید پس از وقوع هر رخداد با منحنی تداومی بار (LDC) مربوط به بازه زمانی مورد مطالعه سیستم به دست می آید.

گاهی برای p.u کردن LOEE سمت راست تساوی را به مقدار E که برابر کل انرژی بار و مساحت سطح زیر منحنی بار است تقسیم می کنند. لازم به توضیح است که این شاخص ها مربوط به ارزیابی قابلیت اطمینان در سطح HLI هستند که به ارزیابی از دید تولید می پردازد.

##### 4-2 شبکه تست RBTS

شبکه تست RBTS یا Roy Billinton Test System سیستمی شش شینه است. این شبکه دارای یازده ژنراتور بوده و پیک باری معادل 185 MW را داراست. رفتار بار یا اصطلاحاً منحنی بار آن مطابق با منحنی بار سیستم RTS است. منحنی تداومی بار یا LDC نیز از طریق منحنی بار قابل به دست می آید. دیاگرام تک خطی این سیستم در شکل شماره 3 رسم شده و اطلاعات مربوط به ظرفیت ژنراتورها و نرخ خروج اجباری آنها

و در صورت افزایش سرعت باد به بیش از  $V_{co}$  جهت جلوگیری از آسیب مکانیکی این توربین ها قفل می شوند و در نتیجه خروجی آنها صفر است. معادله ریاضی مربوط به منحنی توان - سرعت در (3) نشان داده شده است [3].

$$P_{WT} = \begin{cases} 0 & X < V_{cin} \\ P_r \cdot (A + BX + CX^2) & V_{cin} \leq X < V_r \\ P_r & V_r \leq X < V_{co} \\ 0 & X \geq V_{co} \end{cases} \quad (3)$$

که در (3) عوامل A و B و C مقادیر ثابتی هستند که بستگی به مشخصات توربین داشته و روابط آنها در مرجع [4] آمده است. شایان ذکر است توربین های استفاده شده در این مقاله مقادیری برابر  $P_r = 2MW$ ،  $V_{co} = 25m/s$ ،  $V_r = 15m/s$ ،  $V_{cin} = 4m/s$  را دارا بوده و توربین هایی ساخت کشور دانمارک هستند [5].

تعداد توربین های استفاده شده در این مقاله 10 توربین می باشد، بنابر این توان خروجی نیروگاه بادی باید برابر 20 MW باشد که البته پس از ضرب این عدد به ضریب همزمانی توربین ها که در اغلب مقالات برابر 0/95 در نظر گرفته می شود، مقدار توان نامی نیروگاه بادی استفاده شده در این مطالعه 19 MW خواهد بود [6].

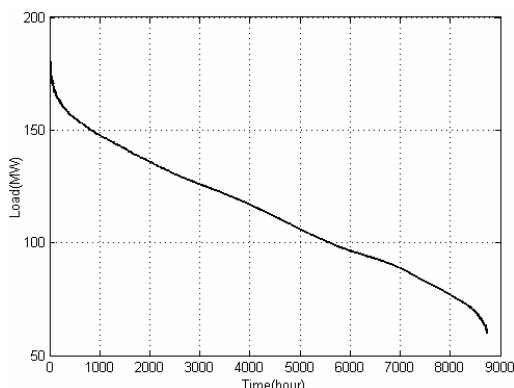
##### 3-2 بررسی الگوی احتمالاتی نیروگاه های بادی

روش متداول برای ورود اطلاعات به جدول COPT که در بسیاری از مقالات استفاده می شود، سطح بندی توان خروجی نیروگاه های بادی است. به عبارت دیگر نیروگاه بادی مانند نیروگاه های متداول با چند خروجی در نظر گرفته می شود. مانند آنچه در مراجع [6] و [8] صورت گرفته است. در این مقاله توان خروجی هر توربین بادی در شش سطح مختلف تقسیم بندی شده است. که با توجه به توان خروجی 2 MW برای هر توربین این سطوح عبارتند از: 0، 0/4، 0/8، 1/2، 1/6 و 2 مگا وات.

جدول شماره 1: بازه های ارزیابی احتمال وقوع هر سطح از توان

توان خروجی	احتمال وقوع
$P (P_W = 0)$	$P (P_W < 0.2)$
$P (P_W = 0.4)$	$P (0.2 \leq P_W < 0.6)$
$P (P_W = 0.8)$	$P (0.6 \leq P_W < 1)$
$P (P_W = 1.2)$	$P (1 \leq P_W < 1.4)$
$P (P_W = 1.6)$	$P (1.4 \leq P_W < 1.8)$
$P (P_W = 2)$	$P (1.8 \leq P_W)$

احتمال وقوع توان در هر یک از این سطوح بر اساس فراوانی آنها پس از تبدیل اطلاعات 12 ساله مربوط به سرعت باد، به توان خروجی به دست خواهند آمد. بازه های مورد استفاده برای ارزیابی این فراوانی ها در جدول شماره 1 نشان داده شده اند. P در این جدول بیانگر احتمال وقوع و  $P_W$  توان خروجی توربین است.



شکل شماره 4- منحنی LDC سالیانه برای سیستم RBTS

### 5- افزودن نیروگاه بادی به شبکه

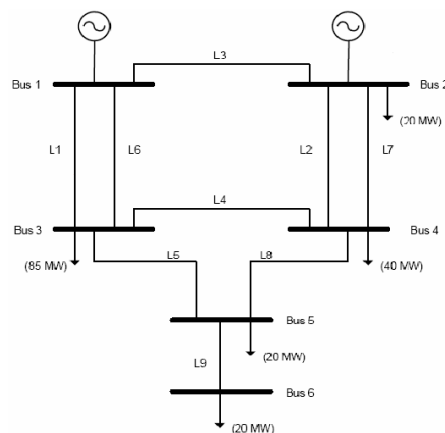
همانطور که قبلاً ذکر شد توربین های استفاده شده در این مقاله توربین هایی با ظرفیت 2 MW است و توان خروجی نیروگاه بادی هم 19 MW خواهد بود که این توان را هم مانند توان خروجی توربین بادی به 6 سطح تقسیم بندی می کنیم. بنابراین این سطوح توان خروجی برابر خواهند بود با: 3/8, 7/6, 11/4, 15/2 و 19 کیلو وات. لازم به ذکر است که بازه های ارزیابی احتمال وقوع توان همان بازه های جدول شماره 1 هستند که در عدد 9/5 ضرب شده اند. بدین ترتیب درایه های مربوط به این ماتریس احتمالاتی شش سطره و یک ستونه هیچ تغییری نخواهند کرد. اطلاعات مربوط به این ماتریس احتمالاتی به همراه بازه های بررسی آن احتمالات بر اساس فراوانی در جدول 3 آمده است.

جدول شماره 3: بازه های ارزیابی احتمال وقوع هر سطح از توان

توان خروجی	احتمال وقوع
P ( $P_w = 0$ )	0.3169
P ( $P_w = 0.4$ )	0.4527
P ( $P_w = 0.8$ )	0.0794
P ( $P_w = 1.2$ )	0.0530
P ( $P_w = 1.6$ )	0.0154
P ( $P_w = 2$ )	0.0827

پس از افزودن نیروگاه بادی به شبکه و محاسبه توزیع احتمالاتی وقوع آن در هر سطح از توان، همانطوریکه در بخش 3-2 ذکر شد جهت ورود این اطلاعات به جدول COPT، با نیروگاه بادی همچون نیروگاه های متداول با چند خروجی مختلف رفتار می شود. مقادیر LOLE و LOEE این مرحله به ترتیب برابر hr/yr 0/7159 و MWh/yr 6/383 هستند. لازم به ذکر است که با توجه به تعداد سطوح توان تولیدی که شش سطح است و تعداد توربین های نیروگاه که ده توربین می باشد و با فرض نبود احتمال خرابی همزمان دو توربین و بیشتر، در این مقاله از F.O.R نیروگاه های بادی صرف نظر شده است. به عنوان مثال اگر با احتمال خرابی مربوط به توربین بادی و به هنگام تولید نیروگاه در سطح چهارم و نیز به شرط تولید بیش از 10/6 مگاوات یکی از توربین ها را از دست دهیم از این سطح تولید خارج نخواهیم شد.

(F.O.R) در جدول شماره 2 آمده است [7].



شکل شماره 3- دیاگرام تک خطی سیستم RTS

جدول شماره 2: ظرفیت و نرخ خروج اجباری ژنراتورهای RBTS

$G_i$	Pr (MW)	F.O.R
$G_1, G_2$	40 MW	0.030
$G_3$	10 MW	0.020
$G_4$	20 MW	0.025
$G_5, G_6$	5 MW	0.010
$G_7$	40 MW	0.020
$G_8, G_9, G_{10}, G_{11}$	20 MW	0.015

همانطور که قبلاً ذکر شد، در این تحقیق از روش جدول COPT برای محاسبه شاخص های قابلیت اطمینان استفاده شده است. بر این مبنا باید پس از به دست آوردن منحنی تداومی بار بر اساس آنچه در بخش قبل ذکر شد، ابتدا تک تک ژنراتورها و سپس ترکیبات مختلفی از حالت های n تایی آنها در هر سطر جدول COPT با احتمال های محاسبه شده توسط نرخ خرابی ژنراتورها حذف شوند و با بررسی نتیجه هر یک از این حالات از نظر مجموع ساعات قطعی، و از طریق (5) و (6) مقادیر LOLE و LOEE به دست آیند. با کمی دقت می توان دریافت که با توجه به مقادیر نامی ژنراتورهای شبکه مورد استفاده و مقدار پیک بار که مطابق آنچه در بخش قبل ذکر شد، 185 MW است، با خروج تنها یکی از این ژنراتورها هیچ خاموشی در شبکه نخواهیم داشت. ولی به عنوان مثال اگر چنانچه ژنراتورهای  $G_1$  و  $G_2$  به طور همزمان از مدار خارج شوند، 25 MW کمبود توان داریم که احتمال این خروج 0/000777 بوده و برابر با حاصلضرب F.O.R این ژنراتورها در احتمال خارج نشدن 9 ژنراتور دیگر است. مدت زمان قطعی توان در بخشی از شبکه نیز از طریق قطع خط 160MW با منحنی تداومی بار به دست خواهد آمد. منحنی تداومی بار سیستم RBTS در قالب شکل 4 آمده است. این منحنی با استفاده از اطلاعات رفتار بار شبکه RTS-79 که بر اساس 52 هفته است، استخراج شده است. بدین ترتیب LOLE و LOEE شبکه RBTS به ترتیب برابر 1/0919 hour/year و 9/8613 MWh/year به دست می آیند.

جدول شماره 5: احتمال وقوع هر سطح از توان برای فصول مختلف

Season P <sub>w</sub>	زمستان	بهار	تابستان	پاییز
0 MW	0.4182	0.2066	0.1893	0.4533
3.8 MW	0.4104	0.5174	0.4519	0.4310
7.6 MW	0.0583	0.1042	0.1111	0.0438
11.4 MW	0.0378	0.0633	0.0854	0.0255
15.2 MW	0.0096	0.0168	0.0269	0.0084
19 MW	0.0657	0.0917	0.1353	0.0380

بر این اساس طبیعتاً باید جدول COPT به طور جداگانه برای هر فصل تشکیل شده و مقادیر LOLE و LOEE برای آن محاسبه شود. سپس با استفاده از (6) و (7) مقادیر سالیانه شاخص ها نیز استخراج گردد [8].

مقادیر محاسبه شده مربوط به شاخص های قابلیت اطمینان در این مرحله یعنی شاخص های فصلی قابلیت اطمینان و همچنین مقادیر شاخص های فصلی مربوط به سیستم RBTS بدون حضور نیروگاه بادی در جدول شماره 6 ارایه شده است.

$$LOLE = LOLE_{Winter} + LOLE_{Spring} + LOLE_{Summer} + LOLE_{Fall} \quad (7)$$

$$LOEE = LOEE_{Winter} + LOEE_{Spring} + LOEE_{Summer} + LOEE_{Fall} \quad (8)$$

جدول شماره 6: شاخص های فصلی قابلیت اطمینان

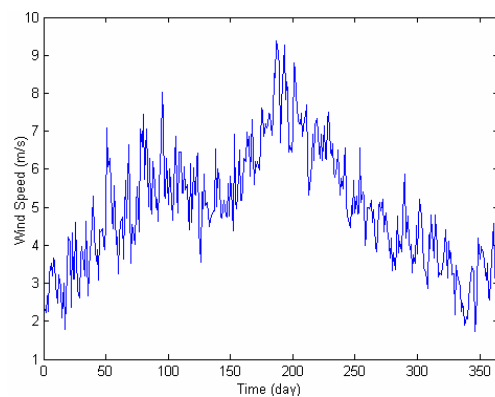
شبکه	فصل	LOLE (hr/season)	LOEE (MWh/s)
RBTS بدون حضور نیروگاه بادی	زمستان	0.1267	1.1532
	بهار	0.1674	1.4606
	تابستان	0.0519	0.4359
	پاییز	0.7458	6.7924
RBTS با حضور نیروگاه بادی	زمستان	0.0894	0.8129
	بهار	0.0983	0.8714
	تابستان	0.0273	0.2386
	پاییز	0.5595	5.0231

در ضمن می توان با استفاده از روابط بالا LOLE و LOEE سالیانه را نیز به دست آورد که به ترتیب برابر با 0/7745 hr/yr و 6/946 MWh/yr هستند. تفاوت میان مقادیر شاخص های سالیانه محاسبه شده قبلی با الگوی سالانه و این مقادیر سالانه به دست آمده از محاسبات فصلی در حالت حضور نیروگاه بادی به دلیل لحاظ الگوی رفتار فصلی باد و در نتیجه افزایش دقت محاسباتی است.

## 5- 1- محاسبه شاخص ها بر اساس اطلاعات فصلی

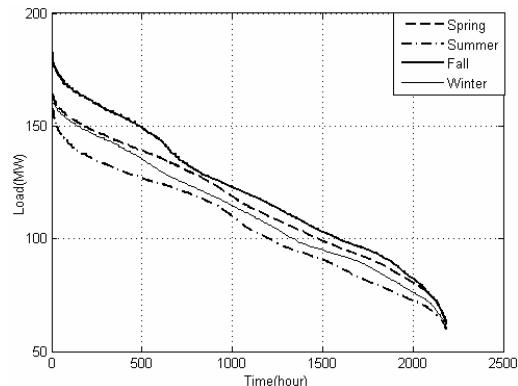
در بخش قبل با فرض اینکه سرعت باد در فصول معینی از سال از الگوی مشخصی پیروی نمی کند، از اطلاعات سرعت باد سالیانه برای محاسبات قابلیت اطمینان استفاده کردیم. در حالیکه دقت در آمار سرعت باد سهند بیانگر سرعت بالای باد در این شهر در فصول بهار و تابستان است. شکل شماره 5 منحنی میانگین سرعت باد روزانه شهر سهند را نشان می دهد. دقت در این منحنی مؤید وجود اختلاف عمده در الگوی باد فصول مختلف است.

در این بخش با بررسی جداگانه اطلاعات مربوط به سرعت باد هر فصل به محاسبه شاخص های قابلیت اطمینان برای همان فصل خواهیم پرداخت. در این راستا همچون بخش قبل از اطلاعات سیستم RTS-79 استفاده شده و در نتیجه هر سال شامل 52 هفته



شکل شماره 5- منحنی سرعت باد روزانه سهند

می باشد که 13 هفته را به هر فصل اختصاص داده ایم. 13 هفته اول مربوط به فصل زمستان و 13 هفته دوم، سوم و چهارم به ترتیب مربوط به فصول بهار، تابستان و پاییز خواهند بود. در شکل شماره 6 اطلاعات منحنی تداومی بار سیستم RBTS برای هر فصل به طور جداگانه نشان داده شده است. ضمناً احتمال وقوع توان خروجی مربوط به نیروگاه بادی در هر سطح در نظر گرفته شده توان به طور جداگانه، برای هر فصل محاسبه شده و در جدول 5 عرضه شده است.



شکل شماره 6- منحنی های LDC فصلی شبکه RBTS

احتمال وقوع هر سطح از توان هیچ تغییری نخواهد کرد. نتایج محاسبات انجام شده در این گام در جدول 8 آمده است. در این مرحله نیز با استفاده از (5) و (6) مقادیر شاخص های قابلیت اطمینان سالانه قابل محاسبه خواهند بود. جدول شماره 9 این مقادیر را که در چهار مرحله مختلف محاسبه شده اند، ارائه کرده است.

جدول شماره 9: شاخص های محاسبه طی مراحل پنج گانه

مراحل محاسبات	LOLE (hr/yr)	LOEE (MWh/yr)
محاسبات بدون حضور RBTS نیروگاه بادی	1.0919	9.8613
محاسبات سالیانه برای شبکه RBTS با حضور نیروگاه بادی	0.7159	6.383
محاسبات فصلی برای شبکه RBTS با حضور نیروگاه بادی	0.7745	6.946
محاسبات فصلی برای شبکه RBTS اصلاح شده با حضور نیروگاه بادی	0.6523	5.7915

## 6- نتیجه گیری

در این مقاله سعی شد روش جدیدی برای محاسبه شاخص های قابلیت اطمینان و ارزیابی دقیق تر از امکان نصب نیروگاه بادی ارائه گردد. به عنوان نمونه مطالعه سایت سهند برای این تحقیق انتخاب شد. میانگین سرعت باد در دوره مورد مطالعه در شهر سهند و بر اساس اطلاعات سازمان هواشناسی 5 m/s بوده است. اما علاوه بر سرعت قابل قبول باد در منطقه، آنچه تأسیس نیروگاه بادی را بیش از پیش توجیه می کند، الگوی رفتاری باد آن است. با تحلیل نتایج به دست آمده در مورد مزایای ایجاد سایت نیروگاهی در سهند می توان به این نکته اشاره کرد که با توجه به الگوی سرعت باد سهند که بیانگر سرعت بالای باد در فصلی است که منطبق بر فصول پیک بار شبکه ایران است، تأسیس نیروگاه بادی در این منطقه در افزایش تولید و بهبود شاخص های قابلیت اطمینان بسیار مناسب بوده و نصب نیروگاه بادی در این منطقه را کاملاً توجیه پذیر کرده است. اهمیت این انطباق زمانی نمود بیشتری پیدا می کند که با دقت در جدول 9 تأثیر آن مورد بررسی قرار گیرد. چنانچه در این جدول مشاهده می شود، استفاده از الگوی فصلی سرعت باد در محاسبات، باعث کاهشی بیشتر از 9% در شاخص های قابلیت اطمینان نسبت به محاسبات بر مبنای الگوی سالیانه و کاهشی بالغ بر 16% نسبت به گام سوم که انطباقی بین سرعت باد و پروفیل بار وجود نداشت شده است.

در این مقاله ارزیابی ها بر اساس شاخص های قابلیت اطمینان انجام شد. این تحقیق صرفاً تحقیقی در جهت نصب نیروگاه در سهند نبوده و سعی شده است با استفاده از آمار واقعی سرعت باد

## 2-5 محاسبه شاخص ها بر اساس تقسیم بندی فصلی و الگوی مصرف شبکه ایران

در این بخش که در راستای تکمیل بخش قبلی ارائه می شود، با در نظر گرفتن الگوی مصرف ایران که الگویی کاملاً متفاوت با سیستم RBTS است، همان محاسبات تکرار خواهد شد و نتایج به دست آمده مورد تحلیل و بررسی قرار خواهند گرفت.

جدول شماره 7 پروفیل بار چهار فصل ایران را برای بررسی منحنی تداومی بار بیان می کند. پیک بار در فصل های گرم سال یعنی تابستان و بهار در ایران در مقایسه با فصل های سرد سال یعنی زمستان و پاییز بیشتر است. اگر پروفیل بار مربوط به فصل های زمستان و تابستان و پاییز در شکل 6 را به ترتیب با فصل های پاییز و زمستان و تابستان عوض کنیم، پروفیل بار اصلاح شده RBTS به شکل پروفیل بار شبکه قدرت ایران در خواهد آمد [8].

جدول شماره 7: مقایسه بیشترین بار فصلی بین سیستم RBTS و شبکه قدرت

ایران

الگوی بار شبکه ایران	الگوی بار شبکه RBTS	ترتیب حداکثر بار
تابستان	پاییز	1
بهار	بهار	2
پاییز	زمستان	3
زمستان	تابستان	4

نکته بسیار جالب اینکه در این مرحله و پس از همانند سازی رفتار بار رفتار بار شبکه ایران، شاهد کاهش قابل توجهی در شاخص ها و افزایش در قابلیت اطمینان هستیم. این کاهش ناشی از خصوصیات سرعت باد سهند است که البته در مورد بسیاری از مناطق شمال ایران نیز با چنین ویژگی مواجهیم. به عنوان نمونه سرعت بالای باد در فصل تابستان یعنی فصل اوج مصرف، و در نتیجه افزایش احتمال تولید بیشتر نیروگاه بادی، باعث کاهش احتمال کمبود توان، ناشی از خروج نیروگاه های دیگر شده است.

جدول شماره 8: شاخص ها بر اساس الگوی فصلی برای شبکه RBTS اصلاح

شده

شبکه	فصل	LOLE (hr/season)	LOEE (MWh/s)
RBTS اصلاح شده با حضور نیروگاه بادی	زمستان	0.0352	0.3050
	بهار	0.0983	0.8714
	تابستان	0.4251	3.7625
	پاییز	0.0937	0.8526

باید توجه داشت که تنها اختلاف بین محاسبات این بخش و بخش قبل، مربوط به تعویض منحنی های LDC بوده و ماتریس های

یک شهر، روشی جدید در راستای ارزیابی های پژوهشی در خصوص قابلیت اطمینان سیستم های قدرت برای شبکه ایران در حضور نیروگاه های بادی ارایه گردد، که یکی از دشواری های موجود بر سر راه برنامه ریزی تولید است.

## 7- مراجع

[1][Online]. Iran Meteorological Organization. [Online]. Available: <http://www.weather.ir>.

[2] میر شریفی، سید احمد. کلات جاری، وحید رضا. "تحلیل آماری متغیرهای بارگذاری در طراحی دکل های انتقال نیروی ایران." نشریه دانشکده فنی، جلد چهل، تهران، شماره 5، صفحه 713 تا 722، 1385.

[3] Ramezani, M. Singh, C. Haghifam, M.-R. "Role of clustering in the probabilistic evaluation of TTC in power systems including wind power generation." IEEE Trans. Power Syst, Vol24, No.3, pp 849-858, 2009.

[4] Chowdhury, A.-A. "Reliability model for larg wind farms in generation system planning." IEEE Trans. Power Syst, Vol2, pp1926-1932, 2005.

[5][Online]. Available: [http://www.vestas.com/Admin/Public/Download.aspx?file=Files%2fFiler%2fEN%2fBrochures%2fProductbrochureV802\\_UK.pdf](http://www.vestas.com/Admin/Public/Download.aspx?file=Files%2fFiler%2fEN%2fBrochures%2fProductbrochureV802_UK.pdf)

[6] Haghifam, M.-R., Omidvar.M. "Wind farm modeling in reliability assessment of power system." IEEE/Pmaps Conf. Power Syst, pp 1-5, 2006..

[7] Billinton, R. Kumar, S. Chowdhury, N. Chu, K. Debnath, K. Goel, L. Khan, E. Kos, P. Nourbakhsh, G. Oteng-Adjei, J. " A reliability test system for educational purposes-basic data ." Journal of Hydrology, Vol4, pp 1238-1244, 1989.

[8] Dobakhshari, A.-S. Fotuhi-Firuzabad, M. "A reliability model of large wind farms for power system adequacy studies." IEEE Trans. Power Syst, Vol. 4, No. 3, pp792-801, 2009.