



منابع تولید پراکنده تجدید پذیر با لحاظ عدم قطعیت

مهدی دستخوان*،^۱ علی دوست رستمی زاده^۲

چکیده:

امروزه بیش تر انرژی برق مورد نیاز کشورها با استفاده از سوخت های فسیلی تأمین می گردد. با توجه به این امر که انرژی های فسیلی تجدید ناپذیر می باشند و آلودگی های زیست محیطی را به همراه خواهند داشت، استفاده از منابع تجدید پذیر برای تأمین انرژی الکتریسته امری ضروری می باشد. در بسیاری از مطالعات انجام شده تا به حال در این زمینه، رفتار تصادفی بار و منابع انرژی نو در نظر گرفته نشده است که این امر باعث می شود نتایج حاصله با این فرض دارای دقت کافی نباشند و به دلیل عدم بررسی دقیق، معمولاً در این طراحی ها، مقادیر به دست آمده بیش از مقدار مورد نیاز می باشند که این امر موجب می گردد هزینه سیستم بیشتر شود. نتایج شبیه سازی شاخص ایجاد شده را نشان می دهد. باید توجه داشت که شبیه سازی های مونت کارلو نتایج قطعی تولید نمی کنند، بلکه نتایجی که این شبیه سازی ها فراهم می کنند، همراه با توزیع های احتمالی می باشد. این روش پیشنهادی از این ویژگی استفاده می کند تا یکی از نواقص اساسی مدل های توضیح داده شده در مقالات قبلی، برطرف شود (اغلب این مقالات تنها به اثرات PHEVS بدون در نظر گرفتن احتمالات رخ دادن چنین اثراتی پرداخته اند). تحقیق انجام شده در این مقاله، عملکرد دستگاه های قدرت را تحت نفوذ بالای PHEVS و الکتریسته فتوولتائیک تحلیل می کند و روش های جدیدی را برای هموار ساختن یکپارچه سازی این دو تکنولوژی در شبکه های کنونی ارائه می کند.

کلمات کلیدی: منابع تولید، محیط زیست، تجدید پذیر، دستگاه های قدرت، فتوولتائیک

1- مقدمه

همان طور که قبلاً توضیح داده شد، ارزیابی اثرات قابل پیش بینی PHEVS و الکتریسته فتوولتائیک بر روی شبکه های توزیع مسکونی به خاطر عدم قطعیت های مربوط به بارهای الکتریکی موجود، تقاضای شارژ PHEV، و خروجی آرایه فتوولتائیک، یک کار چالشی می باشد. شبیه سازی مونت کارلو یک تکنیک محاسباتی بر اساس استفاده از اعداد تصادفی و تئوری احتمال می باشد که مسائلی با ماهیت آماری را حل می کند. در طول یک شبیه سازی مونت کارلو، ورودی های آماری سیستم که آنالیز می شوند، به وسیله توزیع های احتمالی بیان می شوند. با اجرای مکرر شبیه سازی، و هر زمان با استفاده از مجموعه ای از ورودی هایی که به طور تصادفی انتخاب می شوند، امکان تعیین محدوده ای از خروجی های احتمالی که بتوانند رخ دهند، وجود دارد. این ویژگی، شبیه سازی های مونت کارلو را به عنوان یک ابزار مناسبی که از عهده عدم قطعیت های موجود برآید، مهیا می سازد، و بنابراین در این مقاله برای آنالیز عملکرد سیستم توزیع تحت سطوح نفوذ بالایی از PHEVS و دستگاه های فتوولتائیک از شبیه سازی مونت کارلو استفاده می شود.

¹ نویسنده مسئول: دانشجو کارشناسی ناپیوسته، رشته مهندسی تکنولوژی برق، دانشگاه فنی و حرفه ای پسران یاسوج،

MehdiiiiDastkhan4567@gmail.com

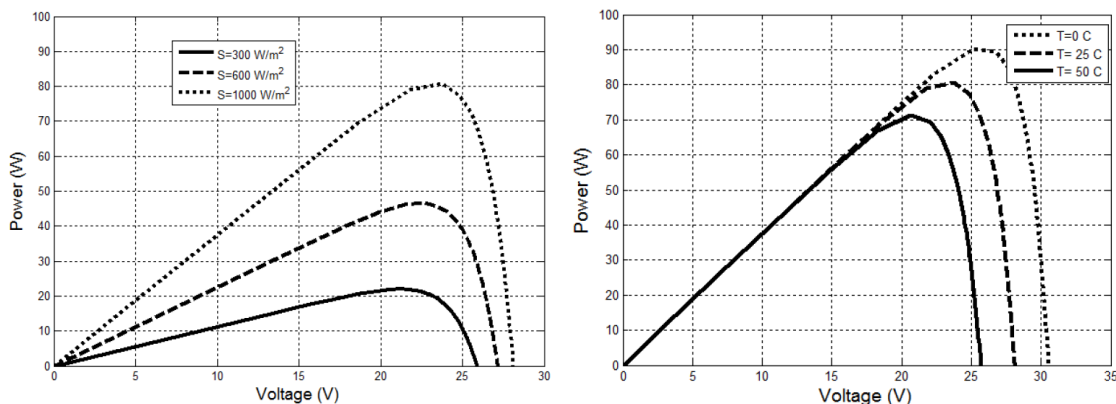
² مدرس رشته برق الکترونیک، دانشگاه فنی و حرفه ای پسران یاسوج، arostami@tvu.ac.ir

باین حال، برای تولید متغیرهای تصادفی مورد نیاز برای شبیه سازی مونت کارلو، بایستی برای کمیات آماری که قبلاً ذکر شدند، مدل های دقیق آماری ایجاد شوند. در این فصل، مدل های آماری استفاده شده در این مقاله، برای نمایش کمیات آماری که قبلاً ذکر شدند، ایجاد می شوند.

2- مبانی و ادبیات تحقیق

2-1- مدل سازی خروجی الکتریکی دستگاه های فتوولتائیک

از آنجا که توان خروجی آرایه فتوولتائیک مطابق شکل های 1 و 2، به شدت وابسته به تابش خورشیدی و دمای محیط می باشد، مدل سازی خروجی الکتریکی دستگاه های فتوولتائیک یک کار خیلی دشواری می باشد.



شکل 1، تأثیر تغییرات تابش خورشیدی بر روی توان خروجی یک ماژول فتوولتائیک 100W

شکل 2، تأثیر تغییرات دمای محیط بر روی توان خروجی یک ماژول فتوولتائیک 100W

مدل هایی که تا به امروز می توانند به طور گسترده ای برای نمایش خروجی الکتریکی دستگاه های فتوولتائیک استفاده شوند، به دوشاخه مختلف طبقه بندی می شوند [1]:

2-1-1- مدل های قطعی (Deterministic Model): در این روش مدل سازی، دستگاه های فتوولتائیک به صورت منابع توان ثابت بیان می شوند؛ این توان ثابت می تواند یا میانگین توان خروجی محاسبه شده از عامل ظرفیت برای سیستم فتوولتائیک مورد تحلیل باشد یا سناریوی بدترین حالت برای ناحیه تحت مطالعه باشد. از روش مدل سازی اولی برای ارزیابی اثرات نیروگاه های مرکزی فتوولتائیک بر روی امنیت سیستم قدرت استفاده شده است [2]، و سناریوی دوم نظیر زمانی است که منبع فتوولتائیک حداکثر خروجی خود را تولید می کند و تقاضای بار مینیمم می باشد یا برعکس. از سناریوی دوم برای مطالعه اثر نفوذ بالای تولید فتوولتائیک بر روی ولتاژهای سیستم استفاده شده است [2].

این مدل ها، ساده و سراسر است می باشند؛ باین حال، برای ارزیابی رفتار طولانی مدت دستگاه های فتوولتائیک یا برای مدل سازی تغییرات موقتی در خروجی الکتریکی آنها، این مدل ها به طور خاص مناسب نمی باشند. در نتیجه، نتایج آنها نمی تواند برای دادن یک ایده کلی از عملکرد دستگاه های فتوولتائیک، عمومیت داده شود. ایراد دیگر چنین مدل هایی این است که این مدل ها تنها وضعیت های از پیش تعیین شده را مطالعه می کنند، که ممکن است که این وضعیت ها آنهایی نباشند که منجر به تجاوزات از حدود شوند. این معایب باعث می شود که مدل قطعی برای استفاده در شبیه سازی های مونت کارلو مناسب نباشد.

2-1-2- مدل های احتمالی: در روش مدل سازی احتمالی، خروجی سیستم فتوولتاییک به صورت یک متغیر تصادفی که از یک توزیع احتمال از پیش تعیین شده تبعیت می نماید، مدل سازی می گردد (نظیر توزیع Weibull [3]، توزیع بتا [4] و توزیع نرمال [5]). از این مدل ها، در مرجع [6]، برای طراحی یک نیروگاه فتوولتاییک در فیدر ولتاژ پایین، در مرجع [6]، برای ارزیابی عملکرد دستگاه های فتوولتاییک متصل به شرکت برق و در مرجع [5]، برای تعیین آرایش بهینه دستگاه های ذخیره کننده انرژی که در یک سیستم توزیع با سطح نفوذ بالایی از تولید فتوولتاییک کار می کنند، استفاده شده است.

روش مدل سازی احتمالی دارای چندین عیب می باشد. اولاً، این مدل، تغییرات موقتی در خروجی آرایه فتوولتاییک را در نظر نمی گیرد [1]. این، به وسیله این واقعیت که فرض می شود که خروجی آرایه فتوولتاییک در ساعت t ام تنها به مقدار متغیر تصادفی تولید شده در ساعت t ام و تابع چگالی احتمال از پیش تعیین شده وابسته می باشد، توضیح داده می شود. در دستگاه های فتوولتاییک، این تغییرات موقتی خیلی به طور مکرر اتفاق می افتند و نمی توانند نادیده گرفته شوند. این عیب می تواند با استفاده از یک تابع چگالی احتمال متفاوت برای بیان خروجی الکتریکی سیستم فتوولتاییک در هر ساعت از روز در طول هرماه از سال، برطرف شود. با این حال، حجم محاسبات زیاد مربوط به استفاده از 288 تابع چگالی احتمال مختلف برای تولید متغیر تصادفی در طول شبیه سازی های مونت کارلو، باعث می شود که این راه حل از لحاظ محاسباتی هزینه بر باشد.

از بحث بالا آشکار می شود که یک مدل مقاوم برای خروجی سیستم فتوولتاییک، بایستی معیارهای زیر را برآورده سازد:

- ارزیابی رفتار طولانی مدت سیستم فتوولتاییک مورد مطالعه
- لحاظ کردن تغییرات موقتی در توان خروجی سیستم فتوولتاییک
- داشتن مینیمم حجم محاسبات

این نیازها، انگیزه ای شد برای کار انجام شده توسط Omran و همکارانش [1]، که در این کار، آن ها 24 نقطه داده را که بیانگر خروجی الکتریکی سیستم فتوولتاییک برای هرروز در یک سگمنت داده می باشد، سوار کردند. 365 بخش داده حاصله که بیانگر کل سال می باشد، با استفاده از تحلیل مؤلفه اصلی (PCA) برای شباهت ها ارزیابی شدند و سگمنت های مشابه با استفاده از تکنیک های خوشه بندی (k-means و ترتیبی) در دسته های یکسانی گروه بندی شدند. برای هر خوشه، یک سگمنت نماینده انتخاب شده است و از آن برای مدل سازی رفتار تمام روزهای درون خوشه استفاده شده است. این شیوه، حجم محاسباتی را به یک مقدار مینیمم کاهش می دهد و در ضمن تغییرات موقتی را در مجموعه داده ها حفظ می کند.

با این حال، مدل توضیح داده شده دارای معایب زیر می باشد:

- فرض شده است که تمام سگمنت های مشابه دارای احتمال یکسانی برای وقوع باشند، یک فرضی که به طور کامل ماهیت احتمالی بودن مسئله را نادیده می گیرد که باعث می شود این مدل برای استفاده در شبیه سازی های مونت کارلو مناسب نباشد.
- نویسندگان این مقاله، برای تخصیص سگمنت های داده به خوشه های مختلف، از تکنیک های خوشه بندی Crisp استفاده کرده اند؛ با این حال، در مرجع [6] نشان داده شده است که زمانی که خوشه ها به خوبی از هم جدا نمی باشند و مرزها مبهم می باشند (چنین حالتی در مورد مجموعه داده های فتوولتاییک صدق می کند)، استفاده از تکنیک های خوشه بندی فازی مؤثرتر می باشد.

در ادامه، یک مدلی که مانع از ایرادها و نقص های گذشته می شود، ایجاد می گردد.

2-2- مواد و روش ها

2-2-1- مرحله جمع آوری داده ها

تابش ساعتی و داده های دمایی استفاده در این مقاله، توسط آزمایشگاه تحقیق تابش خورشیدی برای مکانی با مختصات عرض جغرافیایی 39.742 شمالی، طول جغرافیایی 105.18 غربی برای یک دوره زمانی از تاریخ 20 مارچ 2010 تا 19 مارچ 2011 فراهم شده است. کل تابش خورشیدی نیم کره ای بر روی یک سطح رو به جنوب با زاویه 40 نسبت به افق، با استفاده از دو گرماسنج (Pyrometer) مختلف اندازه گیری شده است و میانگین اعداد خواند شده توسط این دو گرماسنج محاسبه شده است و در تمام این تحقیق استفاده می شود. دمای هوای محیط به کمک یک پروب Vaisala در فاصله دومی از سطح زمین اندازه گیری شده است. بر اساس رزولوشن ساعتی انتخاب شده، مجموعه داده های سالانه به وسیله دو بردار که هر یک شامل 365 سگمنت داده (یا روز) می باشد، نمایش داده می شود:

(1) یک بردار حاوی داده های تابش جهانی (365 سگمنت و هر سگمنت شامل 24 نقطه داده)

(2) یک بردار حاوی داده های دمای محیط (365 سگمنت و هر سگمنت شامل 24 نقطه داده)

فلوچارت ارائه شده در شکل 3، فلوچارت مدل پیشنهادی را نشان می دهد.

2-2-2- محاسبه توان DC خروجی آرایه فتوولتاییک

در مقالات، چندین روش وجود دارند که می توانند برای تخمین خروجی DC آرایه فتوولتاییک استفاده شوند. این روش ها، به طور وسیعی به دودسته زیر طبقه بندی می شوند:

(1) مدل های فیزیکی با جزئیات [7-11]: این روش ها، به طور دقیقی رفتار فیزیکی سلول های فتوولتاییک را با استفاده از معادلات قطعات نیمه هادی بیان می کنند. این خصیصه باعث می شود که این روش ها برای کاربردهایی که به اطلاعات مفصلی در سطح سلولی نیاز دارند (مطالعه اثر سایه جزئی بر روی رفتار سلول فتوولتاییک [12])، مناسب باشند. تنها ایراد این روش ها، پیچیدگی آن ها می باشد زیرا که معادلات قطعات نیمه هادی نمی توانند با استفاده از روش های تحلیلی به طور مستقیم حل شوند. برای حل این معادلات به صورت عددی، خیلی از بسته های نرم افزاری اختصاصی موجود می باشند.

(2) روش های ساده شده [13-17]: این روش ها بر اساس فرمول های تجربی می باشند که می توانند توان خروجی دستگاه های فتوولتاییک را در طول شرایط کاری مختلف تخمین بزنند. دقت این روش ها، به اندازه دقت روش های فیزیکی با جزئیات نمی باشند، با این حال، این روش ها ساده و سراسر می باشند، و نتایج آن ها خیلی دور از نتایج دقیق نمی باشد. به دلایل ذکر شده در بالا، در هنگام مطالعه اثر دستگاه های فتوولتاییک بر روی شبکه برق، این روش ها مورد توجه قرار می گیرند [17]، و بنابراین در این مقاله مورد استفاده قرار خواهند گرفت.

در مراجع [13-17]، تعدادی از روش های عملی ساده که می توانند برای تخمین توان DC خروجی سیستم فتوولتاییک استفاده شوند، وجود دارند. اما، با توجه به نتایج مرجع [18]، معادلات ساده شده ارائه شده در مرجع [17]، در این مقاله بکار گرفته خواهد شد.

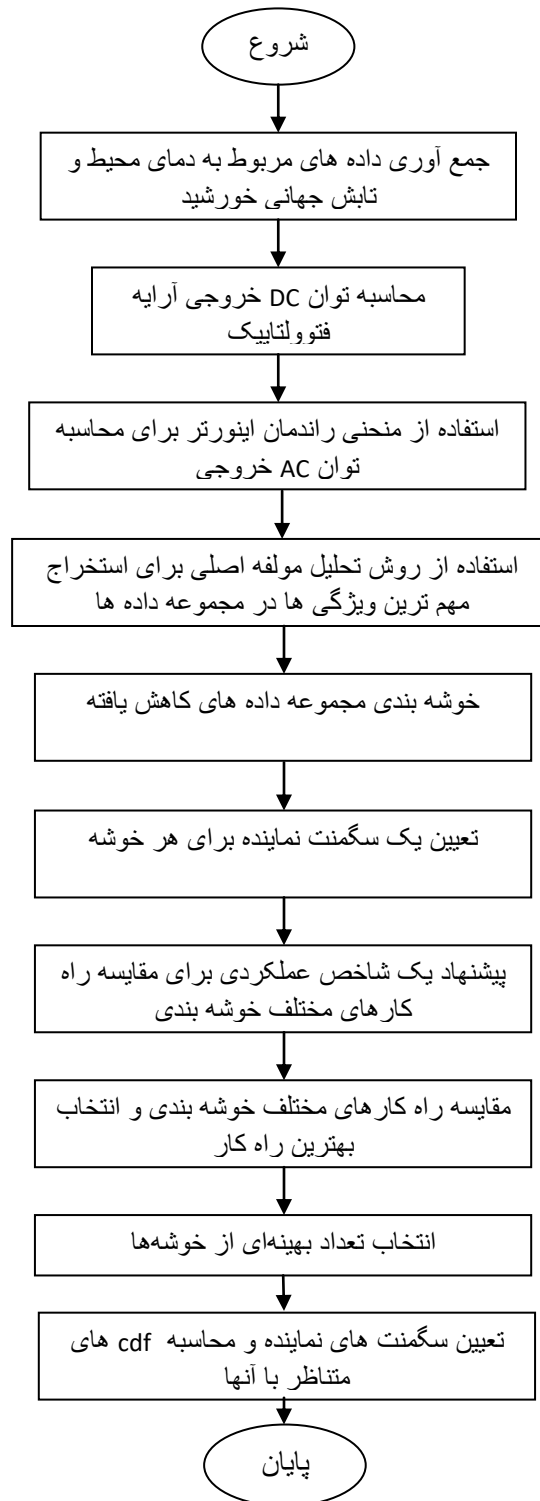
به کمک روش عملی انتخاب شده، توان DC خروجی یک آرایه فتوولتاییک، $P_{PV,DC}$ ، با سطح مقطع کل A_{Total} ، تابش سراسری دریافتی S_{Global} ، و باراندمان کلی $\eta_{Overall array}$ ، به صورت زیر محاسبه می شود:

$$P_{PV,DC} = A_{Total} * S_{Global} * \eta_{Overall array} \quad (1)$$

در این مقاله، سطح مقطع کلی برابر $80m^2$ گرفته می شود، که برای یک آرایه فتوولتاییک 10 kW معمول می باشد (56 ماژول و هر ماژول 180W).

راندمان کلی آرایه فتوولتاییک به صورت زیر محاسبه می شود:

$$\eta_{Overall array} = \eta_{Dust} * \eta_{Mismatch} * \eta_{PV DC losses} * \eta_{MPP} * \eta_{Module} \quad (2)$$



شکل 3، فلوچارت مدل پیشنهادی

که:

$\eta_{Dust} = 1$ - the fractional power loss due to dust on the PV array

$\eta_{Mismatch} = 1$ - the fractional power loss due to module parameter mismatch

$\eta_{PVDC losses} = 1$ - the fractional power loss in the DC side

$\eta_{MPP} = 1$ - the fractional power loss due to MPPT algorithm error caused by the switching converter

و η_{Module} راندمان ماژول فتوولتاییک است.

مقادیر نوعی برای این راندمان‌ها، در جدول 1، داده شده است.

جدول 1، درصد راندمان‌های نوعی برای یک ماژول فتوولتاییک

راندمان	η_{Dust}	$\eta_{Mismatch}$	$\eta_{PV DC losses}$	η_{MPP}
درصد	96%	95%	98%	95%

در مرجع [16]، η_{Dust} ، به‌طور تجربی بررسی شده است، η_{MPP} در مرجع [19] داده شده است و $\eta_{PV DC losses}$ و $\eta_{Mismatch}$ پیشنهاد های کارخانه‌های سازنده می‌باشند [16].

راندمان ماژول، η_{Module} ، به‌صورت رابطه زیر داده می‌شود:

$$\eta_{Module} = \eta_{STC} [1 + K_T (T_c - 25)] \quad (3)$$

که η_{STC} راندمان ماژول فتوولتاییک در شرایط تست استاندارد (شرایط کاری که در آن تابش سراسر خورشیدی برابر 1000 W/m^2 و دمای محیط برابر 25°C می‌باشد) می‌باشد که با استفاده از بسته نرم‌افزاری PC1D برابر با 13.62% محاسبه شده است. K_T ضریب دی ریتینگ (derating) حرارتی ماژول فتوولتاییک می‌باشد که در مرجع [19] به‌طور تجربی برابر با $-0.0037 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ محاسبه شده است. T_c دمای داخلی سلول در دمای محیط T_a می‌باشد و به‌صورت زیر داده می‌شود:

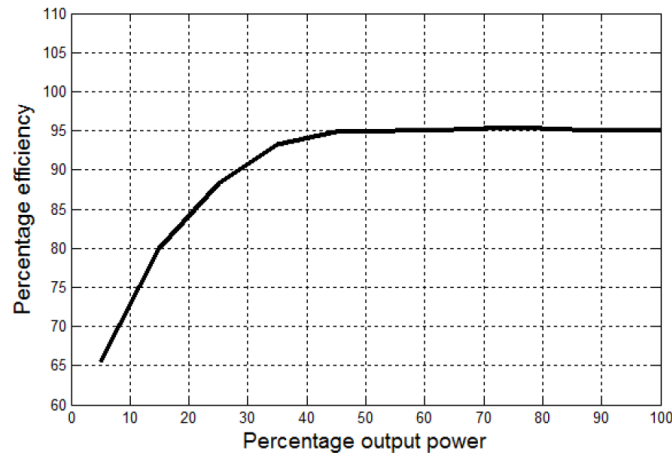
$$T_c = T_a + \frac{S_{Global}}{S_{Global,NOCT}} (T_{c,NOCT} - 20) \left(1 - \frac{\eta_{STC}}{0.9}\right) \quad (4)$$

که $T_{c,NOCT}$ دمای داخلی سلول در دمای کاری نامی سلول (شرایط کاری در هنگامی که تابش سراسر خورشیدی برابر 800 W/m^2 و دمای محیط برابر 20°C می‌باشد) است و با استفاده از بسته نرم‌افزاری PC1D برابر 45°C محاسبه شده است. بنابراین، برای هر ساعت، داده‌های مربوط به تابش و دمای محیط برای ساعت معینی استفاده می‌شود تا توان DC خروجی سیستم فتوولتاییک با استفاده از معادلات بالا، تخمین زده شود.

2-2-3- محاسبه توان AC خروجی آرایه فتوولتاییک

توان DC خروجی سیستم فتوولتاییک از طریق یک اینورتر DC به AC به توان AC تبدیل می‌شود. توان AC خروجی آرایه فتوولتاییک، $P_{PV,AC}$ ، وابسته به راندمان تبدیل اینورتر می‌باشد و برابر است با:

$$P_{PV,AC} = P_{PV,DC} * \eta_{PV inverter} \quad (5)$$



شکل 4، منحنی راندمان برای اینورترهای فتوولتاییک

راندمان تبدیل اینورتر، یک مقدار ثابتی نمی‌باشد؛ با این وجود، معمولاً تابعی از نسبت میان توان‌های DC واقعی و نامی آرایه فتوولتاییک می‌باشد. یک منحنی راندمانی توسط سازندگان اینورترها برای یک اینورتر نوعی دوطبقه فتوولتاییک در شکل 4، داده شده است [20]. برای تخمین بردار توان AC از روی توان DC متناظر آن، از این منحنی استفاده می‌شود.

2-2-4- مرحله پیش پردازش داده‌ها

در این مرحله، بردار توان AC برای فرآیند خوشه‌بندی آماده می‌شود. این آماده‌سازی شامل دو مرحله می‌باشد:

- 1) به دلیل اینکه آرایه‌های فتوولتاییک برای تولید الکتریسیته به یک میزان حداقلی از تابش نیاز دارند (آستانه تابش نامیده می‌شود) [21]، از تمام داده‌های تابش زیر 50 W/m^2 صرف نظر می‌شود. این کار، مجموعه داده‌های روزانه را از 24 نقطه داده در روز به 13 نقطه داده در روز کاهش می‌دهد (سیستم فتوولتاییک تنها از ساعت 6 صبح تا 7 شب خروجی تحویل می‌دهد).
 - 2) سگمنت‌های 365 تایی توان AC با استفاده از روش PCA برای استخراج متمایزترین ویژگی‌های هر سگمنت (یا روز) تحلیل می‌شوند. PCA یک ابزار استخراج ویژگی می‌باشد که برای فشرده‌سازی یک مجموعه پیچیده‌ای از داده‌ها به یک مجموعه با ابعاد پایین‌تر ضمن حفظ تغییر موجود در داده‌ها تا حد ممکن، استفاده می‌شود [22,23]. این هدف، توسط یک تبدیل خطی متعامد که مجموعه داده‌های اولیه را برحسب پایگاه‌های جدید و بامعنی تری به‌طور مجدد بیان می‌کند به‌طوری که مؤلفه‌های داده‌های تبدیل یافته همبسته نشوند، حاصل می‌شود [24]. اولین مختصات دستگاه جدید با جهت بزرگ‌ترین واریانس داده‌های اولیه تلاقی می‌کند و به‌عنوان اولین مؤلفه اصلی تعریف می‌شود. دومین مشخصه یا مختصات، در جهت دومین واریانس بزرگ‌تر داده‌ها قرار می‌گیرد و به همین ترتیب. با صرف نظر کردن از مؤلفه‌های اصلی بزرگ‌تر با کمترین واریانس، کاهش ابعاد حاصل می‌شود.
- در این مقاله، تعداد مؤلفه‌های اصلی به‌گونه‌ای انتخاب شده‌اند که حداقل 90% از واریانس موجود در مجموعه داده‌ها، حفظ شود [1]. مطابق جدول 2، نتایج مرحله استخراج ویژگی نشان می‌دهند که واریانس موردنیاز می‌تواند تنها 5 مؤلفه اصلی اول را حفظ نماید.

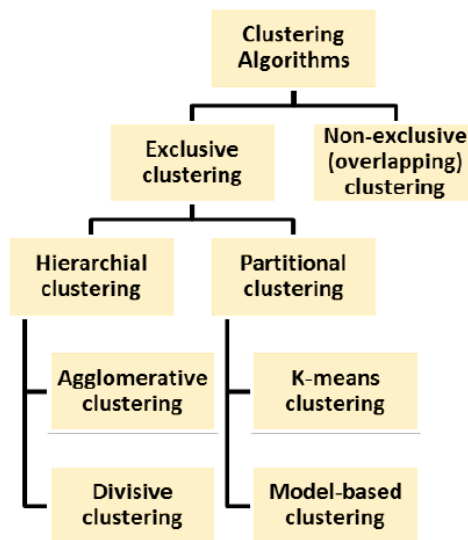
جدول 2، درصد واریانس حفظ‌شده بعد از اعمال روش PCA

تعداد مؤلفه‌های اصلی	1	2	3	4	5
درصد واریانس حفظ‌شده در داده‌ها	64.1%	77.6%	85.3%	89.7%	93.1%

2-2-5- مرحله خوشه‌بندی داده‌ها

در این مرحله، روزها با مؤلفه‌های اصلی مشابه در خوشه یکسانی گروه‌بندی می‌شوند و با آن‌ها به‌صورت یک واحد تکی رفتار می‌شود. بعداً در مرحله انتخاب نماینده، تنها سگمنت نماینده‌ای انتخاب خواهد شد که نشان‌دهنده تمام این روزهای مختلف باشد.

مطابق شکل 3، الگوریتم‌های خوشه‌بندی می‌توانند به‌طور گسترده به الگوریتم‌های انحصاری و الگوریتم‌های هم‌پوشانی کننده طبقه‌بندی شوند. الگوریتم‌های خوشه‌بندی انحصاری آن‌هایی می‌باشند که در آن‌ها هر سگمنت داده تنها متعلق به یک خوشه باشد، درحالی‌که در الگوریتم‌های هم‌پوشانی کننده (به‌عنوان الگوریتم فازی نیز معروف می‌باشند)، هر سگمنت داده ممکن است که متعلق به بیش از یک خوشه با درجات مختلفی از عضویت باشد. الگوریتم‌های خوشه‌بندی انحصاری خود می‌توانند به الگوریتم‌های سلسله‌مراتبی و تفکیکی (Partitional) طبقه‌بندی می‌شوند. خوشه‌بندی تفکیکی مستقیماً سگمنت‌های داده را به تعداد از پیش تعیین شده‌ای از خوشه‌ها بدون ایجاد یک ساختار ترتیبی، تقسیم می‌کند، درحالی‌که خوشه‌بندی سلسله‌مراتبی برای ایجاد یک سلسله‌ای از خوشه‌ها با یک توالی از بخش‌های تودرتو جستجو انجام می‌دهد، یا از خوشه‌های منحصر به فرد به یک خوشه‌ای که تمام سگمنت‌های داده را شامل می‌شود، جستجو می‌کند. در این مقاله، تنها خوشه‌بندی سلسله‌مراتبی در نظر گرفته می‌شود.



شکل 5، طبقه‌بندی تکنیک‌های خوشه‌بندی [5]

خوشه‌بندی تفکیکی می‌تواند به الگوریتم خوشه‌بندی k-means معروف و خوشه‌بندی مبتنی بر مدل (که به خوشه‌بندی احتمالی معروف می‌باشد) طبقه‌بندی شود.

2-2-6- مرحله انتخاب نماینده

هدف از مرحله انتخاب نماینده، انتخاب یک سگمنت (روز) از هر خوشه می‌باشد تا بیانگر تمام روزهای داخل خوشه باشد و در نتیجه منجر به کاهش اندازه و ابعاد مجموعه داده شود. در این مقاله، سگمنت‌های نماینده می‌توانند به دو طریق زیر انتخاب شوند:

1) خوشه میانگین (The Cluster Mean): در این روش، سگمنت نماینده، سگمنتی می‌باشد که به وسیله میانگین محاسبه شده تمام سگمنت‌های موجود در خوشه شکل می‌گیرد.

2) خوشه میانی (The Cluster Median): سگمنت نماینده، سگمنتی که در اصل در داخل خوشه می‌باشد و نزدیک‌ترین به میانگین محاسبه شده باشد.

2-2-7- مرحله ارزیابی عملکرد

در این مرحله، عملکردهای خوشه‌بندی مختلف و راه‌کارهای انتخاب نماینده باهم مقایسه می‌شوند تا بهترین راه‌کار انتخاب شود. در کاربردهای خوشه‌بندی، این مقایسه معمولاً توسط شاخص‌های ارزیابی خوشه انجام می‌شود. شاخص‌های ارزیابی خوشه عموماً به دسته‌های زیر طبقه‌بندی می‌شوند [25]:

1) شاخص‌های ارزیابی خارجی (نظارتی)، که کیفیت خوشه‌بندی را با توجه به بینش خاص کاربر ارزیابی می‌کنند. بنابراین، نیاز به اطلاعات خارجی در مورد داده‌ها می‌باشد.

2) شاخص‌های ارزیابی داخلی (غیر نظارتی)، که پر استفاده‌ترین شاخص‌های ارزیابی می‌باشند. این شاخص‌ها، کیفیت خوشه‌بندی را بر اساس معیارهای داخل خود طرح خوشه‌بندی حاصله ارزیابی می‌کنند. این کار معمولاً با اندازه‌گیری پیوستگی داخل هر خوشه و فاصله میان خوشه‌های مختلف انجام می‌شود. شاخص Dunn، شاخص Davies Bouldin و شاخص Xie-Beni از این دسته هستند [25-27].

3) شاخص‌های ارزیابی نسبی، که برای مقایسه راه‌کارهای مختلف خوشه‌بندی، یا از شاخص‌های داخلی و یا از شاخص‌های خارجی استفاده می‌کنند [1].

در این مقاله، به دلیل اینکه بایستی عملکردهای خوشه‌بندی‌های مختلف و راه‌کارهای انتخاب نماینده باهم مقایسه شوند تا بهترین راه‌کار انتخاب شود، شاخص ارزیابی نسبی، مناسب‌ترین شاخص می‌باشد.

در این مقاله، یک شاخص ارزیابی خارجی جدید به اسم شاخص عدم تطبیق زمانی توان متوسط (APTM) تعریف می‌شود که به صورت زیر محاسبه می‌شود:

1) برای n سگمنت داده موجود در هر خوشه، نماینده خوشه (میانگین خوشه یا خوشه‌ای که به میانگین خوشه نزدیک‌تر از همه باشد) محاسبه می‌شود.

2) یک بردار توان ساختگی F (365 سگمنت در 24 نقطه داده در هر سگمنت)، از طریق جایگزین کردن هر سگمنت داده با سگمنت نماینده خوشه که این سگمنت داده به آن تعلق دارد، ساخته شود.

3) شاخص APTM به صورت زیر محاسبه شود:

$$APTM_{PV \text{ cluster}} = \frac{\sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^{365} \frac{|PPV_{AC}(i,j) - F_{PV,AC}(i,j)|}{PPV_{AC}(i,j)}}{13 \times 365} \times 100\% \quad (6)$$

که $APTM_{PV \text{ cluster}}$ شاخص عدم تطبیق زمانی توان متوسط برای خوشه‌های پروفایل‌های خروجی فتوولتاییک می‌باشد. $PPV_{AC}(i,j)$ توان AC خروجی آرایه فتوولتاییک در ساعت i ام در روز j ام می‌باشد. $F_{PV,AC}(i,j)$ توان ساختگی AC خروجی آرایه فتوولتاییک در ساعت i ام در روز j ام می‌باشد.

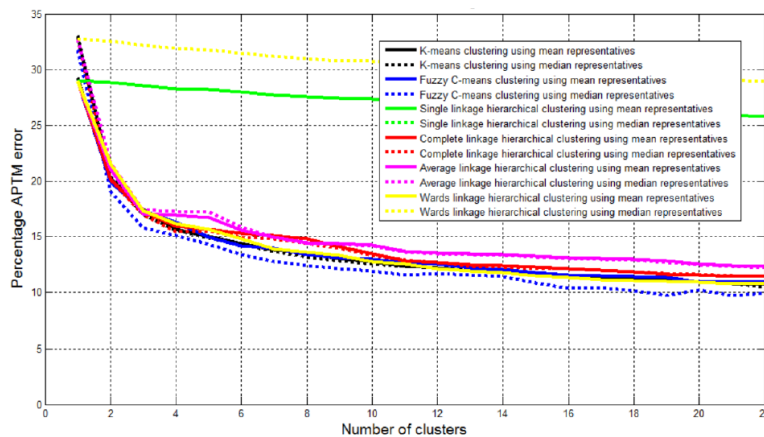
شاخص APTM پیشنهاد شده مفید می‌باشد زیرا که این شاخص نه تنها عدم تطبیق توان میان سگمنت‌های داده‌های اولیه و نماینده‌های آن‌ها را در نظر می‌گیرد، بلکه این عدم تطبیق توان را در یک وضعیت تسلسل زمانی نیز در نظر می‌گیرد (عدم تطبیق توانی زمانی). در نتیجه، مجموعه سگمنت‌های نماینده که پایین‌ترین خطای APTM را به دست می‌دهد، صادق‌ترین نماینده مجموعه داده‌های فتوولتاییک می‌باشد. در قسمت‌های بعدی، برای انتخاب بهترین راه‌کار خوشه‌بندی و همچنین تعداد بهینه خوشه‌بندی، از این شاخص پیشنهادی استفاده می‌شود.

2-2-7-1- انتخاب بهترین راه‌کار خوشه‌بندی

عملکردهای خوشه‌بندی‌های مختلف و راه‌کارهای انتخاب نماینده ارزیابی می‌شود. برای هر راه‌کار خوشه‌بندی، با استفاده از نماینده‌های میانگین خوشه و نزدیک‌ترین عنصر به میانگین خوشه شاخص APTM محاسبه می‌شود:

1) خوشه‌بندی k-means: به منظور رفع مشکلات اولیه الگوریتم k-means، هر مورد صد مرتبه تکرار می‌شود و بهترین تکرار از میان این صد مورد در نظر گرفته می‌شود.

2) خوشه‌بندی Fuzzy C-means: در این روش، ممکن است که سگمنت داده‌ها متعلق به بیش از یک خوشه با درجات مختلفی از عضویت باشد. باین حال، برای محاسبه شاخص APTM، بایستی هر سگمنت داده تنها شامل یک خوشه باشد. برای غلبه بر این مشکل، هر سگمنت داده تنها به خوشه‌ای اختصاص داده می‌شود که متعلق به بالاترین درجه عضویت باشد.



شکل 6، نتایج اعمال راه کارهای مختلف خوشه بندی

جدول 3، درصد خطای شاخص APTM برای راه کارهای مختلف خوشه بندی

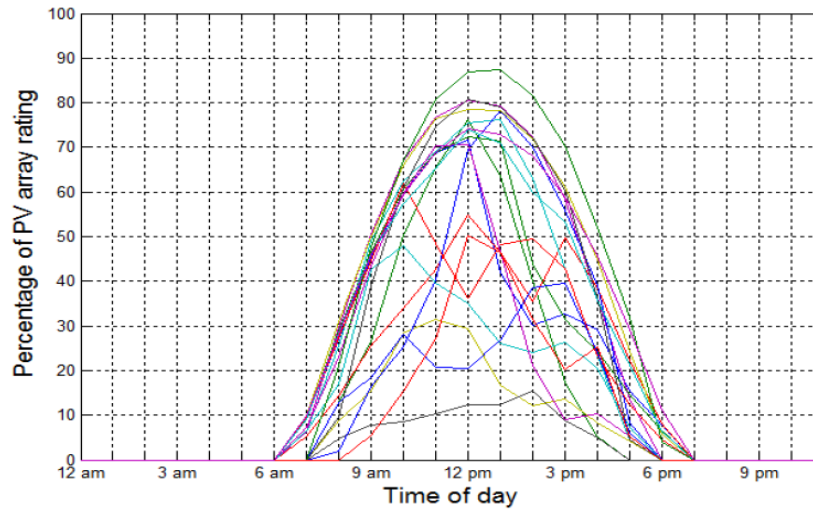
Clustering Algorithm	K-means clustering		FCM clustering		Hierarchical clustering							
	Mean	Median	Mean	Median	Single		Complete		Average		Ward's	
					Mean	Median	Mean	Median	Mean	Median	Mean	Median
1 cluster	29.338	33.068	29.038	31.768	29.038	32.768	29.038	32.768	29.038	32.768	29.038	32.768
2 clusters	20.207	20.405	19.937	19.074	28.877	32.563	20.106	20.11	21.009	21.62	21.507	32.563
3 clusters	17.515	16.973	17.351	15.803	28.593	32.203	17.253	16.97	17.095	17.422	17.382	32.203
4 clusters	15.685	15.597	16.276	15.062	28.339	31.895	15.916	15.472	16.926	17.258	16.175	31.895
5 clusters	14.995	14.86	14.921	14.292	28.254	31.794	15.687	15.499	16.753	17.191	15.631	31.794
6 clusters	14.405	14.298	14.211	13.388	28.002	31.496	15.308	14.967	15.595	15.87	14.814	31.496
7 clusters	13.839	13.698	13.935	12.773	27.759	31.208	15.066	14.824	14.923	14.965	13.864	31.208
8 clusters	13.506	13.192	13.419	12.396	27.629	31.013	14.802	14.386	14.475	14.368	13.624	31.013
9 clusters	13.044	12.842	13.1	12.13	27.448	30.809	14.123	13.935	14.411	14.294	13.347	30.809
10 clusters	12.768	12.557	12.981	11.925	27.397	30.758	13.452	13.307	14.281	14.155	12.776	30.758
11 clusters	12.333	12.366	12.676	11.575	27.091	30.482	12.852	12.926	13.663	13.612	12.523	30.482
12 clusters	12.23	12.202	12.531	11.679	27.064	30.461	12.669	12.689	13.534	13.454	12.144	30.461
13 clusters	11.93	12.036	12.217	11.583	26.994	30.414	12.45	12.324	13.46	13.366	11.898	30.414
14 clusters	11.753	11.788	12.081	11.427	26.888	30.267	12.385	12.252	13.396	13.3	11.748	30.267
15 clusters	11.673	11.669	11.776	10.864	26.786	30.118	12.233	12.155	13.244	13.194	11.471	30.118
16 clusters	11.382	11.342	11.59	10.373	26.72	30.07	12.109	12.102	13.131	13.069	11.317	30.07
17 clusters	11.306	11.338	11.458	10.464	26.603	29.958	12.002	11.969	13.065	12.998	11.165	29.958
18 clusters	11.19	11.156	11.407	10.144	26.382	29.69	11.832	11.847	13.005	12.932	11.081	29.69
19 clusters	11.08	11.036	11.373	9.709	26.336	29.606	11.614	11.721	12.798	12.692	11.007	29.606
20 clusters	10.94	10.891	10.957	10.19	26.246	29.493	11.541	11.666	12.549	12.478	10.891	29.493

3) خوشه بندی سلسله مراتبی: عملکردهای چهار کلاس مختلف از خوشه بندی سلسله مراتبی مقایسه می شوند.

نتایج حاصل از به کارگیری این سه روش مختلف خوشه بندی و روش های انتخاب نماینده، در شکل 6 و جدول 3-3 نشان داده شده اند.

2-2-7-2- انتخاب تعداد بهینه خوشه ها

انتخاب تعداد بهینه خوشه ها یک مسئله بسیار بغرنج در کاربردهای خوشه بندی می باشد. انتخاب تعداد زیادی از خوشه ها، تنها تعداد اندکی از سگمنت ها را تضمین می کند، که در واقع شبیه به این است که در یک خوشه یکسانی گروه بندی شده اند؛ باین حال، ابعاد داده ها به طور خیلی مؤثری کاهش پیدا نمی کند. از طرف دیگر، انتخاب تعداد کمی از خوشه ها، متضمن این است که ابعاد داده ها کاهش پیدا می کند؛ باین حال، سگمنت های داده در واقع شبیه به آنهایی نمی باشند که در کنار هم گروه بندی شده اند. بنابراین، تعداد بهینه خوشه ها هرگز از قبل مشخص نمی شود و بر اساس یک سری مصالحه های میان حجم محاسبات و دقت تعیین می شود.

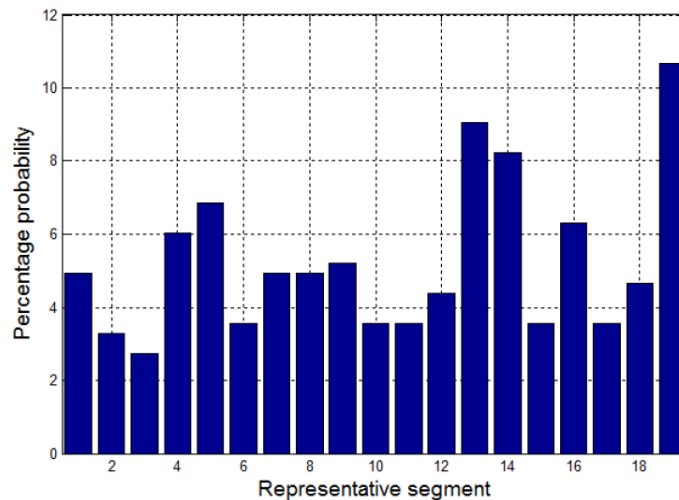


شکل 7، سگمنت های نماینده انتخابی برای خروجی سیستم فتوولتائیک

شکل 6، نشان می دهد که چنانچه تعداد خوشه ها افزایش پیدا کند، شاخص APTM برای الگوریتم های مختلف خوشه بندی به سرعت کاهش پیدا می کند و سپس به حدود 10% اشباع می شود. به عبارت دیگر، افزایش تعداد خوشه ها، خطا را بیش تر از 10% کاهش نمی دهد. بنابراین در این مقاله، تعداد بهینه خوشه ها به صورت مینیمم تعداد خوشه هایی تعریف می شود که سگمنت های نماینده آن ها دارای خطای APTM کمتر از 10% می باشند. در نتیجه با توجه به شکل 6، تعداد خوشه ها برابر 19 انتخاب می شود. بر این اساس، شکل 3-7، سگمنت های نماینده را نشان می دهد.

2-2-8- مرحله محاسبه احتمال

سؤالی که در اینجا مطرح می شود این است که: چگونه می توان احتمالات مختلف رخداد سگمنت های مختلف نماینده را در طول تولید متغیر تصادفی در شبیه سازی های مونت کارلو، منعکس کرد؟ برای پاسخ به این سؤال، مثالی را با دو خوشه در نظر می گیریم: خوشه M دارای X سگمنت داده و خوشه P دارای 2X سگمنت داده. واضح است که سگمنت نماینده ای که بیانگر خوشه P می باشد، دو برابر سگمنتی که نماینده خوشه M می باشد، اهمیت دارد.



شکل 8، توزیع گسسته احتمال برای سگمنت های مختلف نماینده

جدول 4، درصد شاخص های RPI برای 19 سگمنت نماینده انتخاب شده

سگمنت نماینده	درصد شاخص RPI
1	4.93%
2	3.29%
3	2.74%
4	6.03%
5	6.85%
6	3.56%
7	4.93%
8	4.93%
9	5.21%
10	3.56%
11	3.56%
12	4.38%
13	9.04%
14	8.22%
15	3.56%
16	6.3%
17	3.56%
18	4.66%
19	10.69%

با توجه به بحث بالا، واضح است که احتمال رخداد هر سگمنت نماینده می تواند به صورت نسبت تعداد سگمنت های داده در خوشه به کل تعداد سگمنت های داده محاسبه شود. این احتمال با استفاده از شاخص احتمال نمایند (RPI) که توسط معادله (7) داده می شود، محاسبه شود:

$$RPI(a) = \frac{n_a}{\sum_{j=1}^{k_c} n_b} \times 100\% \quad (7)$$

که $RPI(a)$ شاخص احتمال نمایند برای سگمنت نماینده ای می باشد که بیانگر سگمنت a است، n_a تعداد سگمنت های داده موجود در خوشه a ، n_b تعداد سگمنت های داده موجود در خوشه b و k_c تعداد کل خوشه ها می باشد. شاخص های RPI برای 19 سگمنت نماینده انتخاب شده، در شکل 8 و جدول 4، داده شده است.

بعد از معرفی مدل های مناسب آماری برای عدم قطعیت های مختلف ذاتی در سیستم توزیع، از این مدل ها برای ایجاد یک شاخص احتمالی مبتنی بر شبیه سازی مونت کارلو برای ارزیابی اثرات بارهای کنترل نشده PHEVs بر روی شبکه های توزیع مسکونی استفاده خواهد شد.

2-8-2-1- نمایش عدم قطعیت های سیستم توزیع در شبیه سازی مونت کارلو

در این مقاله، برای ارزیابی اثرات پیش بینی شده PHEVs بر روی شبکه های توزیع، از شبیه سازی های مونت کارلو استفاده می شود. اولین مرحله از شبیه سازی مونت کارلو، ایجاد مدل های صحیح آماری برای نمایش عدم قطعیت های مختلفی ذاتی درون سیستم می باشد.

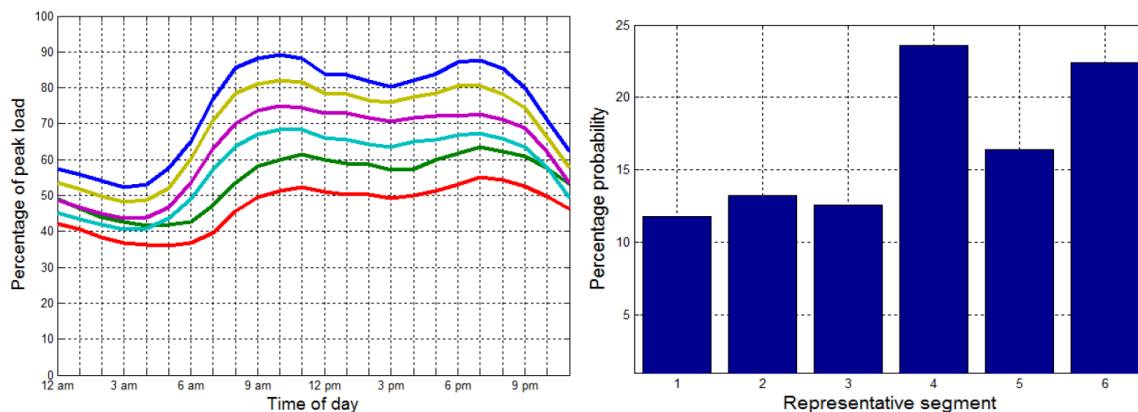
2-8-2-2- مدل سازی عدم قطعیت های مربوط به بارهای موجود

برای نمایش ماهیت آماری بارهای الکتریکی موجود بر اساس ماهیت بار، چه برای بارهای مسکونی و چه برای بارهای تجاری، در این مقاله از دو روش مختلف استفاده می شود.

2-8-2-3- مدل سازی بارهای مسکونی موجود در سیستم

تحقیقات انجام شده در گذشته، بارهای مسکونی را یا با استفاده از یک منحنی بار تکی و یا با استفاده از یک منحنی باری که به طور تصادفی انتخاب می شود، نمایش داده اند. این منحنی های بار از روی یک مجموعه ای از اندازه گیری های ثبت شده که فرض می شود با یک احتمال

یکسانی رخ دهند، به دست آمده است. این فرض، اساساً درست نمی‌باشد چراکه پروفایل‌های نشان‌دهنده روزهای هفته، با احتمال بیشتری نسبت به روز تعطیل آخر هفته رخ می‌دهند. برای جلوگیری از این نقص، از روش مدل‌سازی بار ارائه‌شده در بخش‌های قبل برای مدل‌سازی ماهیت آماری بارهای مسکونی موجود در سیستم توزیع استفاده می‌شود.



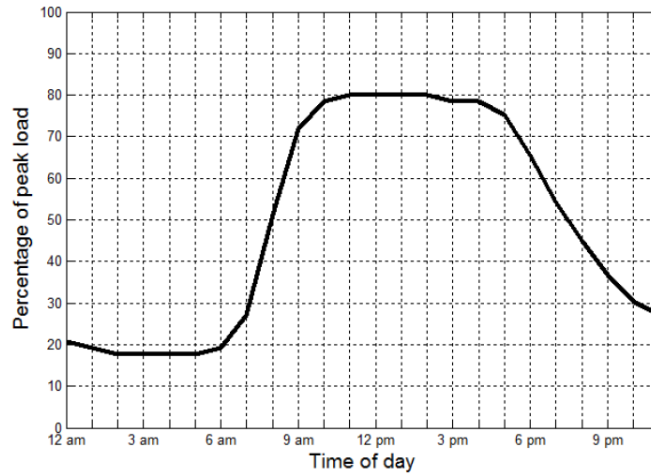
شکل 9، سگمنت‌های نماینده انتخاب‌شده برای بارهای الکتریکی

شکل 10، توزیع گسسته احتمال برای سگمنت‌های نماینده مختلف

همان‌طور که قبلاً توضیح داده شد، روش پیشنهادی برای مدل‌سازی بار، با گروه‌بندی 24 نقطه داده که نشان‌دهنده شرایط بارگذاری در طول یک روز معین در یک سگمنت داده می‌باشد، شروع می‌شود. 365 سگمنت داده حاصله که بیان‌گر کل سال می‌باشد، با استفاده از روش PCA پردازش می‌شود. سرانجام، برای هر خوشه، یک سگمنت نماینده انتخاب می‌شود تا کل خوشه را نمایش دهد و احتمال رخداد آن محاسبه می‌شود. روش بکار گرفته‌شده دارای این مزیت می‌باشد که اجازه می‌دهد تا نمایش ماهیت آماری بارهای الکتریکی تنها با استفاده از شش نماینده روزانه بجای 365 پروفایل مختلف با خطایی کمتر از 4% انجام شود. نماینده انتخاب‌شده و cdf مربوط به آن به ترتیب در شکل‌های 9 و 10 نشان داده شده‌اند.

2-2-8-4- مدل‌سازی بارهای تجاری موجود

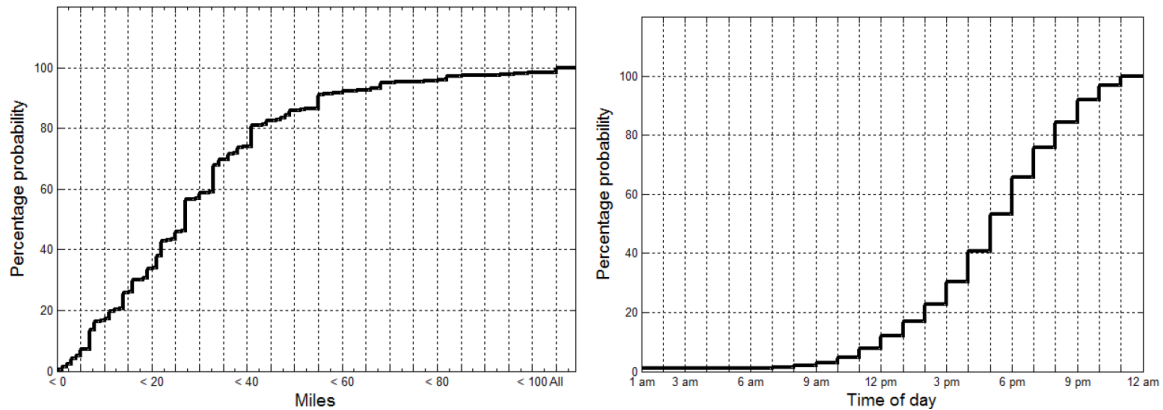
بارهای تجاری توسط قابلیت تغییرپذیری پایین تقاضای خود مشخص می‌شوند و در نتیجه می‌توانند تنها با استفاده از یک منحنی بار بیان شوند. منحنی بار استفاده‌شده در این مقاله برای نمایش بارهای تجاری در شکل 11 نشان داده شده است. در طول شبیه‌سازی‌های مونت کارلو، از این منحنی استفاده خواهد شد تا پروفایل‌های بارگذاری تصادفی برای بارهای تجاری موجود در سیستم، ایجاد شوند.



شکل 11، منحنی بار روزانه نماینده برای بارهای تجاری

2-2-8-5- مدل سازی عدم قطعیت های مربوط به الگوهای رانندگی

این مقاله، از روش مشخص شده در فصل سوم به عنوان وسیله ای برای به دست آوردن cdf های مدل سازی الگوی رانندگی استفاده می نماید تا تأثیر فرآیند شارژ را نمایش دهد. داده هایی برای 1048576 نفر و 30964 وسیله نقلیه از 2009 NHTS گرفته شده است.



شکل 12، تابع توزیع جمعی (cdf) برای مسافت طی شده در طول روز

شکل 13، تابع توزیع جمعی (cdf) برای زمان های ورود به منزل

این داده ها به گونه ای فیلتر شده اند که تنها سه نوع وسیله نقلیه در نظر گرفته شوند: اتومبیل ها، ون ها و SUV ها. مجموعه داده ها نماینده کل وسایل نقلیه به تعداد 129274 وسیله نقلیه می باشند (63.08% اتومبیل ها، 10.48% ون ها و 26.44% SUV ها). سرانجام، مجموعه داده حاصله برای استخراج توابع احتمالی که بیانگر مسافت روزانه و زمان های ورود به منزل می باشند، پردازش شده اند. شکل های 12 و 13، cdf های به دست آمده را نشان می دهند.

3- فرضیات مطالعه و سناریوها

این بخش، فرضیات مختلف انجام شده در این مقاله را با توجه به انواع PHEVs، میزان نفوذ و میزان شارژ PHEVs مشخص می نماید.

3-1- انواع PHEVs

در این مقاله، PHEVs ها به سه نوع (اتومبیل، ون و SUV) تقسیم می شوند و برای هر نوع، یک وسیله نقلیه نماینده انتخاب می شود تا کل آن نوع را نشان دهد. تا به امروز، هیچ گونه داده ای در مورد سهم بازار انواع مختلف PHEVs موجود نمی باشد. به منظور انعکاس دادن

زندگی واقعی تا جایی که ممکن می‌باشد، فرض می‌شود که این سه نوع وسیله نقلیه الکتریکی دارای سهم یکسانی در بازار باشند (همان‌طور که در گزارش NHTS 2009 آمده است). جدول 5، این داده‌ها را نشان می‌دهد.

جدول 5، داده‌های مربوط به PHEVs

Vehicle Type	Automobiles	Vans	SUVs
Percentage	63.08%	10.48%	26.44%
Representative PHEV	Chevrolet Volt	Volvo V70	Ford Escape
Range	40 miles	30 miles	30 miles
Battery Capacity (C)	16 kWh	11.3 kWh	10 kWh
Specific Energy (e)	0.4 kwh/mile	0.377 kwh/mile	0.333 kwh/mile

3-2- میزان نفوذ PHEV

در این مقاله، تمام سناریوهای ممکن برای نفوذ بازار PHEV، 11 سطح مختلف از نفوذ PHEV در نظر گرفته می‌شود (از 10% تا 100%). همچنین، حالت بدون نفوذ PHEV نیز در نظر گرفته می‌شود.

3-3 - سطوح شارژ PHEVs

استاندارد SAE J1772 دو سطح شارژ تک فاز مسکونی را برای PHEVs تعریف می‌کند [173]. این دو سطح در مطالعات مختلفی نظیر مراجع [157,164] استفاده شده‌اند و در جدول 6 نشان داده می‌شوند.

جدول 6، سطوح شارژ AC مطابق با استاندارد SAE J1772

سطح	ولتاژ	جریان	توان
سطح 1 (شارژ نرمال)	120 V	12 A	1.44 kW
سطح 2 (شارژ سریع)	240 V	30 A	7.2 kW

برای مطالعه تأثیر طرح‌های مختلف شارژ بر روی زیرساخت سیستم توزیع، مطابق جدول 7، سه سناریوی مختلف شارژ برای تحلیل در نظر گرفته می‌شوند.

جدول 7، سناریوی های شارژ PHEV

سناریو	درصد شارژهای سطح اول	درصد شارژهای سطح دوم
سناریوی اول شارژ	100%	0%
سناریوی دوم شارژ	50%	50%
سناریوی سوم شارژ	0%	100%

بنابراین، مطالعات تحلیلی انجام شده عبارت است از: 31 سناریوی مختلف: سه سناریوی شارژ برای هر یک از 10 سطح نفوذ و همچنین برای حالت بدون نفوذ PHEVs.

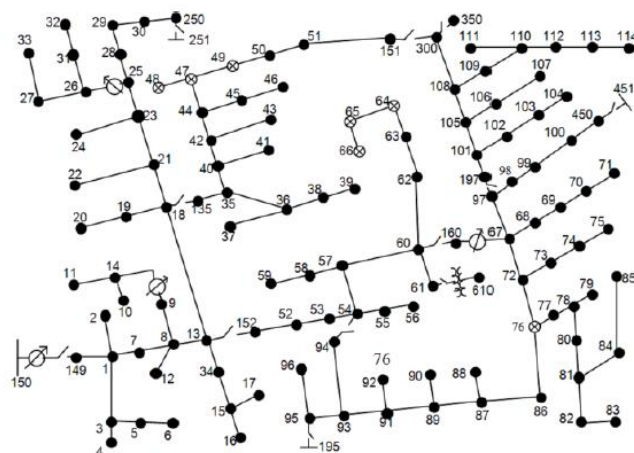
4- شاخص احتمالی مبتنی بر شبیه‌سازی مونت کارلو

این بخش توضیح می‌دهد که چگونه از تحلیل مونت کارلو برای ارزیابی تأثیر PHEVs بر روی سیستم تست نماینده، ضمن با در نظر گرفتن عدم قطعیت‌های ذکر شده در بالا، استفاده می‌شود. در ادامه، مراحل مختلف شاخص پیشنهادی توضیح داده می‌شود.

4-1 - توصیف سیستم تست

سیستم تست استفاده شده در این مقاله، یک ورژن تعمیم یافته‌ای از فیدر تست 123 باسه IEEE می‌باشد [174]. این سیستم در شکل 14، نشان داده شده است. سیستم اولیه دارای 91 بار نقطه‌ای می‌باشد که 47 تای آن بارهای تک فاز با مقادیر نامی 44.72 kVA و ضریب توان 0.894 پس فاز و 31 تای آن بارهای تک فاز با مقادیر نامی 23.36 kVA و ضریب توان 0.894 پس فاز می‌باشند. هر یک از بارهای 44.72 kVA به یک ترانسفورماتور توزیع 50 kVA که ده منزل را تغذیه می‌کند، متصل شده‌اند. همچنین، هر یک از بارهای نقطه‌ای 23.36 kVA به یک ترانسفورماتور توزیع 25 kVA که پنج منزل را تغذیه می‌کند، متصل شده‌اند. بنابراین، جمعاً 625 مشترک مسکونی در این سیستم وجود دارند.

مدارهای توزیع ثانویه بر اساس داده‌های تجربی گردآوری شده توسط یک شرکت برق در کانادا، به‌طور مناسبی مدل‌سازی شده‌اند. شکل 15، نمونه‌ای از یک مدار توزیع ثانویه را نشان می‌دهد. فرض می‌شود که 13 بار نقطه‌ای باقی مانده، بارهای تجاری می‌باشند. این سیستم با استفاده از نرم‌افزار OpenDSS از سمت پست توزیع به قسمت دستگاه‌های اندازه‌گیری سمت مشترکین مدل‌سازی شده است که منجر به یک سیستمی با 1684 گره می‌شود.



	Commercial load
	Voltage Regulator
	Switch

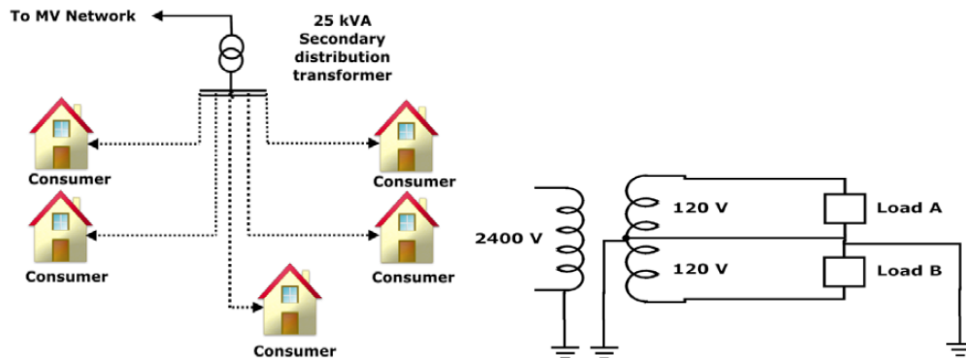
شکل 14، فیدر تست 123 باسه IEEE

4-2- ایجاد پروفایل‌های بارگذاری تصادفی برای بارهای موجود

برای ایجاد پروفایل‌های بارگذاری تصادفی برای بارهای مختلف موجود در سیستم، از روش‌های مدل‌سازی بار که در ابتدای این فصل توضیح داده شدند، استفاده می‌گردد. برای هر بار مسکونی، بر اساس cdf داده شده در شکل 10، پروفایل‌های بارگذاری تصادفی نمونه‌برداری می‌شوند. سپس، درصد پروفایل‌های بارگذاری انتخاب شده در پیک تقاضای خانگی (6.2 kVA با ضریب قدرت پس فاز 0.894) ضرب می‌شوند. برای بارهای تجاری، منحنی بار نشان داده شده در شکل 11، در پیک تقاضاهای موجود در داده‌های فیدر تست

ضرب می‌شوند تا پروفایل‌های بارگذاری برای این بارها به دست آیند. این روش برای هر بار داخل سیستم، هر سال 365 مرتبه تکرار می‌شود.

در آمریکای شمالی، از یک سیستم توزیع تک فاز سه سیمه تقسیم فاز مطابق شکل 16 استفاده می‌شود. از این سیستم، عموماً برای توزیع توان میان مشترکین مسکونی استفاده می‌شود. در این سیستم، بارهای سبک (نظیر بارهای روشنایی) با ولتاژ 120 ولت تغذیه می‌شوند (ولتاژ میان خط گرم و خط خنثی) در حالی که بارهای سنگین (گرم کن‌های الکتریکی) با ولتاژ 240 ولت تغذیه می‌شوند.



شکل 15، مدار توزیع ثانویه

شکل 16، سیستم توزیع تقسیم فاز

توزیع نامتعادل بارهای 120 ولت میان دو مدار منجر به این می‌شود که یکی از دو فاز مجزا شده از ترانسفورماتور با سر میانی، بیشتر از فاز دیگر بارگذاری شود. در این مقاله، نامتعادلی که در ثانویه ترانسفورماتورهای توزیع که منحصراً به خاطر تقاضای شارژ PHEVs به وقوع می‌پیوندد، مورد بررسی قرار می‌گیرند. بنابراین، فرض می‌شود که بارهای موجود در سیستم به‌طور مساوی بین دو فاز مجزا توزیع شده باشند.

4-13- ایجاد پروفایل‌های شارژ تصادفی برای PHEVs

تحقیقات گذشته، با اتخاذ چندین فرض پروفایل‌های شارژ PHEVs را تخمین زده‌اند. برای مثال، برخی از مطالعات به‌طور ساده فرض کرده‌اند که تمام PHEVs روزانه مسافت یکسانی را رانندگی کرده‌اند و در نتیجه دارای SOC یکسانی می‌باشند [28,29]. در این مطالعه، با استفاده از cdf های به‌دست‌آمده در فصل سوم، این فرضیات کنار گذاشته می‌شوند تا یک تخمین واقعی‌تری برای پروفایل‌های شارژ PHEVs فراهم گردد.

4-3-1 - نرخ‌های به‌کارگیری PHEVs

تعداد PHEVs موجود در سیستم با سطح نفوذ مختلف به‌صورت زیر داده می‌شود:

$$N_{PHEVs}(\mu) = X_{penet} \times N_{Household, System} \times \mu_v \quad (7)$$

که $N_{PHEVs}(\mu)$ تعداد PHEVs ها در یک سطح نفوذ مشخص μ می‌باشد، X_{penet} درصد میزان نفوذ PHEV، $N_{Household, System}$ کل تعداد منازل موجود در سیستم می‌باشند، و μ_v میانگین تعداد وسایل نقلیه در هر منزل می‌باشد که در استاندارد 2009 NHTS برابر 1.9 تخمین زده شده است.

بنابراین، برای هر حد نفوذ، تعداد PHEVs ها در سیستم مطابق با معادله (7) محاسبه می‌شود. سپس PHEVs ها به‌طور تصادفی به مشترکین انتهایی تخصیص داده می‌شوند. سرانجام، مطابق با سناریوهای شارژ مشخص شده در جدول 7، برای هر PHEVs شارژهای باتری تخصیص داده می‌شوند.

4-3-2 - تعیین نیازمندی‌های انرژی روزانه برای PHEVs

در این مطالعه، فرض می‌شود که شارژ کردن PHEVs تنها در منازل صاحبان آن‌ها انجام شود. تعیین نیاز انرژی روزانه برای هر وسیله نقلیه مستلزم ایجاد دو متغیر تصادفی (نشان‌دهنده زمان ورود به منزل و مسافت روزانه برای این PHEVs می‌باشد) بر اساس cdf های نشان داده شده در شکل‌های 12 و 13 می‌باشد. وضعیت شارژ باتری در هنگام ورود PHEVs به منزل، به مسافت روزانه‌ای که PHEVs پیموده است دارد و به صورت زیر به دست می‌آید:

$$N_{\text{PHEVs}}(\mu\text{SOC}) = \text{Max} \left(1 - \frac{d_{\text{daily}} \times e}{C} \times 100\%, 30\% \right) \quad (8)$$

که SOC درصد وضعیت شارژ باتری می‌باشد، d_{daily} مسافت روزانه پیموده شده توسط PHEVs بر حسب مایل، e میزان مصرف ویژه انرژی و وسیله نقلیه بر حسب kWh/miles و C ظرفیت باتری PHEVs بر حسب kWh می‌باشد.

وسيله نقلیه در ابتدا توسط خود باتری سیستم نیرو می‌گیرد، و هنگامی که SOC باتری به 30% افت پیدا کرد، وسیله نقلیه توسط موتور احتراق داخلی نیروی خود را تأمین می‌کند. این روش برای کاهش تحرک باتری و افزایش طول عمر آن طراحی می‌شود. بنابراین، وضعیت شارژ باتری نمی‌تواند به زیر 30% افت پیدا کند (همان‌طور که در معادله (8) نشان داده شده است).

کل انرژی شارژ کننده لازم برای باتری که به‌طور کامل شارژ شود، به‌صورت زیر داده می‌شود:

$$TCE = \frac{(1-\text{SOC}) \times C}{\eta_{\text{PHEV charger}}} \quad (9)$$

که TCE کل انرژی شارژ کننده موردنیاز برای شارژ باتری بر حسب kWh و $\eta_{\text{PHEV charger}}$ راندمان شارژر باتری می‌باشد که برابر 90% در نظر گرفته می‌شود [30,31].

4-3-3 - تعیین پروفایل‌های شارژ کننده ترتیبی برای PHEVs

پروفایل شارژ کردن یک PHEV بر اساس سه کمیت تعیین می‌شود: زمان شروع‌های شارژ، توان نامی شارژر، و مدت‌زمان موردنیاز برای شارژ باتری.

در این مطالعه، تنها تأثیر شارژ کردن‌های کنترل نشده PHEVs ارزیابی می‌شود، و در نتیجه پروفایل‌های شارژ کردن حاصله اساساً به عادات مشترک وابسته می‌باشد. راننده‌ها اغلب در هنگام ورود به منزل، وسایل نقلیه خود را شارژ می‌کنند. بنابراین، زمان ورود به منزل به‌عنوان زمان شروع برای شارژ در نظر گرفته می‌شود. TCE و میزان شارژ کردن دو عامل کلیدی می‌باشند که مدت‌زمان شارژ و توان نامی شارژ را تعیین می‌کنند. در این مقاله، تقریب بکار گرفته شده در مرجع [32]، اتخاذ می‌شود. این تقریب بر این اساس است که TCE به یک سری از سطوح 1.44 kWh برای شارژهای سطح اول شکسته می‌شود. برای مثال، برای یک باتری با TCE برابر با 8.4 kWh که با شارژر سطح اول شارژ می‌شود، این باتری با یک نرخ 1.44 kWh برای 5 ساعت اول شارژ می‌شود. در ساعت ششم، شارژر باتری در یک مد شارژ derated عمل می‌کند و باتری را با مابقی انرژی (1.2 kWh) شارژ می‌کند.

4-3-4 - اجرای تحلیل پخش بار

کل تقاضا برای هر مشترک از طریق اضافه کردن تقاضای خانگی موجود و پروفایل‌های شارژ PHEVs آن مشترک به دست می‌آید. این تقاضاها به نرم‌افزار OpenDSS داده می‌شود تا تحلیل پخش بار انجام شود. کمیات الکتریکی به‌دست آمده (شارش‌های توان، ولتاژها، تلفات‌ها و غیره) برای سناریوهای مختلف برای پردازش‌های بعدی ذخیره می‌شوند.

4-3-5 - معیارهای توقف

برای دقت و مقاوم بودن شبیه‌سازی‌های مونت کارلو، انتخاب یک معیار توقف مناسب حیاتی می‌باشد. در این مقاله، یک شاخص کیفیت انرژی (EA) به‌عنوان یک معیاری برای توقف شبیه‌سازی پیشنهاد می‌شود. شاخص پیشنهادی شبیه به شاخص انرژی قابل‌انتظار تأمین نشده (EENS) می‌باشد که معمولاً در مطالعات ارزیابی ریسک بکار می‌رود. شاخص EA برای سال y ام به‌صورت زیر داده می‌شود:

$$EA(y) = \begin{cases} \sum_{i=1}^{8760} S_{Feeder Rated} - S_{Main}(i, y), & \forall \text{Max}(S_{Main}(i, y)) < S_{Feeder Rated} \\ \text{Max}(\sum_{i=1}^{8790} S_{Main}(i, y) - S_{Feeder Rated}, 0), & \forall \text{Max}(S_{Main}(i, y)) > S_{Feeder Rated} \end{cases} \quad (10)$$

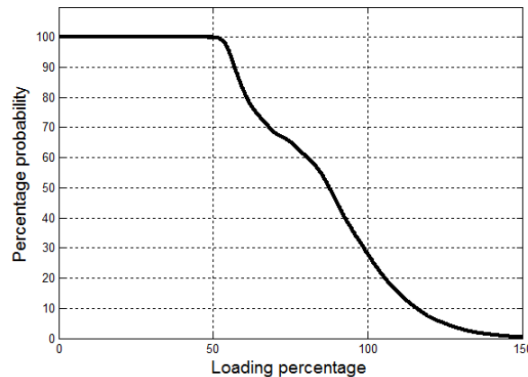
که $EA(y)$ شاخص کفایت انرژی برای سال y ام می باشد، $S_{Feeder Rated}$ مقدار نامی kVA فیدر ابتدایی می باشد، $S_{Main}(i, y)$ توان ظاهری عبوری از فیدر اصلی انتهایی در ساعت i ام در سال y ام می باشد.

5- نتایج و بحث

این بخش، خلاصه‌ای از نتایج شبیه‌سازی شاخص ایجادشده را نشان می‌دهد. باید توجه داشت که شبیه‌سازی‌های مونت کارلو نتایج قطعی تولید نمی‌کنند، بلکه نتایجی که این شبیه‌سازی‌ها فراهم می‌کنند، همراه با توزیع‌های احتمالی می‌باشد. این روش پیشنهادی از این ویژگی استفاده می‌کند تا یکی از نواقص اساسی مدل‌های توضیح داده‌شده در مقالات قبلی، برطرف شود (اغلب این مقالات تنها به اثرات PHEVs بدون در نظر گرفتن احتمالات رخ دادن چنین اثراتی پرداخته‌اند).

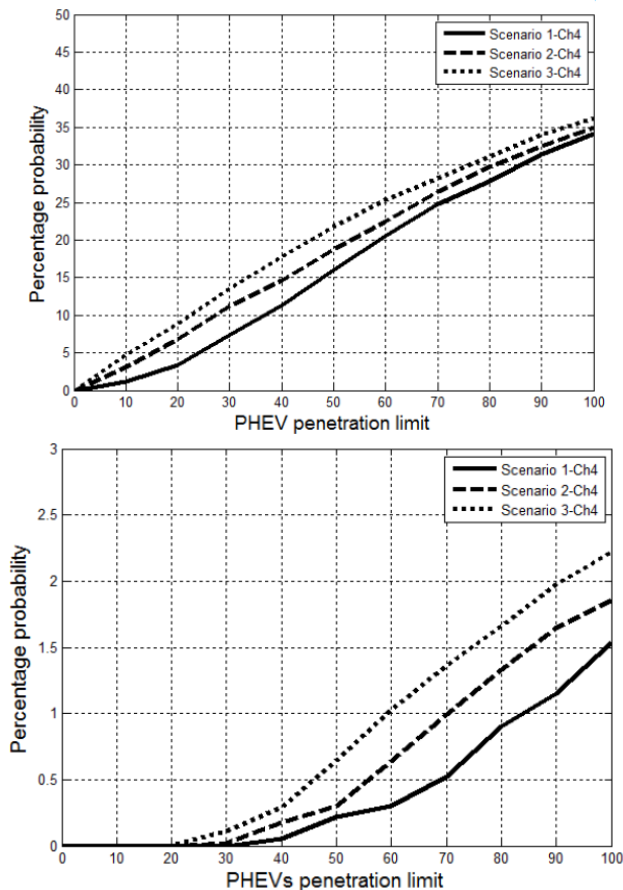
5-1 - احتمال اضافه بار بر روی تجهیزات توزیع

با محاسبه تکرارهای رخداد بارگذاری‌های مختلف بر حسب kVA در هر کلاس تجهیزات (فیدر ابتدایی، ترانسفورماتورهای توزیع ثانویه، و غیره) در سراسر کل فاصله شبیه‌سازی (چندین هزار سال)، تحلیل احتمالی شروع می‌شود. سپس، از توزیع‌های تکرار به دست آمده برای ایجاد منحنی توزیع تکرار جمعی (cdf) برای بارگذاری‌های حاصله استفاده می‌شود. cdf به دست آمده احتمالی را مشخص می‌کند که این کلاس از تجهیزات یک تقاضایی را تأمین خواهند کرد که کمتر یا مساوی یک بارگذاری معینی می‌باشد. با این حال، در مطالعات مربوط به برنامه‌ریزی توزیع، تعیین احتمال توسط بارگذاری یک وسیله از یک kVA مشخص فراتر خواهد رفت و اطلاعات مهم‌تری را به دست می‌دهد. آخرین احتمال توسط مکمل cdf (1-cdf) نمایش داده می‌شود. برای ساده‌سازی تحلیل، این منحنی‌های 1-cdf، نسبت به ظرفیت نامی تجهیزات نرمالیزه می‌شوند تا درصد بارگذاری به دست آید.



شکل 17، احتمال فراتر رفتن از یک بارگذاری معین برای ترانسفورماتورهای 50kVA

شکل 17، یک نمونه از منحنی نرمالیزه شده 1-cdf را برای ترانسفورماتورهای توزیع 50kVA در نفوذ 70% PHEVs در طول بدترین سناریوی شارژ نشان می‌دهد (سناریوی 3). برای سناریوی‌های مختلف، می‌توان منحنی‌های مشابهی را به دست آورد.



شکل 18، احتمال بارگذاری بیش از اندازه بر روی ترانسفورماتورهای 50kVA در سناریوهای مختلف

شکل 19، احتمال بارگذاری بیش از اندازه بر روی بخش‌های مختلف فیدر ابتدایی را نشان می‌دهد.

شکل 19، احتمال بارگذاری بیش از اندازه بر روی فیدر ابتدایی

احتمالات مربوط به بارگذاری بیش از اندازه بر روی ترانسفورماتورهای 50kVA برای سناریوهای مختلف، در شکل 18، نشان داده شده است. این شکل مشخص می‌کند که ترانسفورماتور 50kVA، مستعد اضافه‌بارهای شدیدی در سطح نفوذ پایین 10% PHEVs می‌باشد. نتایج مشابهی برای ترانسفورماتورهای 25kVA نیز به دست آمده است. مستعد بودن ترانسفورماتورهای توزیع ثانویه نسبت به اضافه‌بارهای شدید به تنوع کاهش یافته آن‌ها مربوط می‌شود.

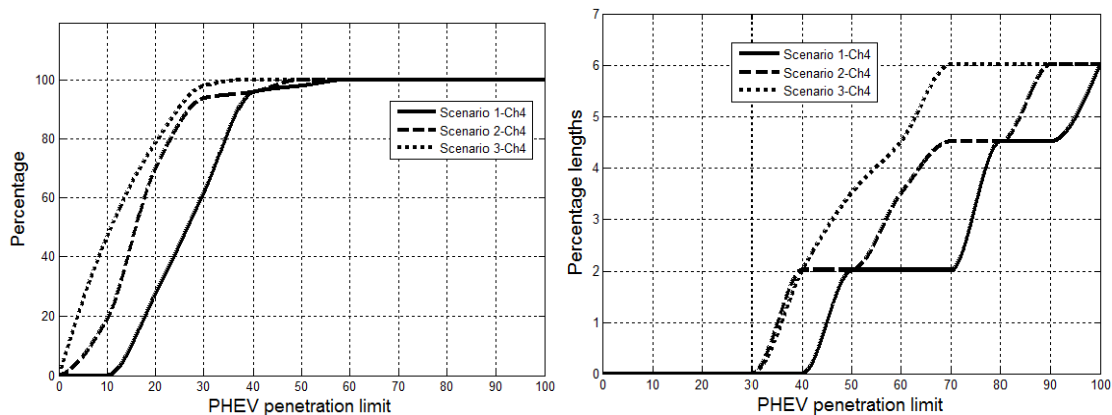
5-2- نیازمندی‌های ارتقا

یک مشکلی که در شبیه‌سازی مونت کارلو وجود دارد این است که پیک تقاضای تأمین شده توسط یک قطعه مشخصی از تجهیزات نمی‌تواند به خاطر وجود پیک‌های شدیدی که با احتمالات خیلی کوچکی رخ می‌دهند، تعیین شود. در این مقاله، پیک تقاضا به عنوان تقاضایی با احتمال کمتر از 5% تعریف می‌شود. این پیک تقاضا درصد بارگذاری بر روی منحنی‌های نرمالیزه شده 1-cfd می‌باشد که متناظر با یک احتمالی 5% می‌باشد. این تعریف ایجاب می‌کند که تقاضای تعیین شده، حداکثر تقاضایی با یک میزان اطمینان 95% باشد. بنابراین، پیک تقاضای رخ دهنده در هر قطعه از تجهیزات برای سناریوهای مختلف محاسبه می‌شود و تجهیزات به عنوان تجهیزات اضافه‌بار شده مشخص می‌شوند و اگر پیک تقاضای تعیین شده از ظرفیت نامی مجاز آن فراتر رود، ارتقا لازم می‌باشد.

شکل 20، درصدی از ترانسفورماتورهای 50kVA را که نیازمند ارتقا می‌باشند، برای سه سناریوی مختلف نشان می‌دهد. این شکل نشان می‌دهد که بارگذاری بیش از اندازه ترانسفورماتورهای 50kVA به طرح شارژ کردن PHEVs بستگی دارد: شارژهای سطح دوم باعث اضافه بار بزرگ تری نسبت به شارژهای سطح اول می‌شوند.

نتایج به دست آمده کاملاً هشداردهنده می‌باشند: حتی برای شارژهای سطح اول، 27% از ترانسفورماتورهای 50 kVA نیاز دارند که در سطح نفوذ 20% از PHEVs جایگزین شوند. این وضعیت حتی برای شارژهای سطح دوم بدتر می‌باشد: 46% از ترانسفورماتورهای 50 kVA لازم است که در سطح نفوذ 10% از PHEVs ارتقا پیدا کنند، و تمام ترانسفورماتورهای 50 kVA بایستی در سطح نفوذ 40% از PHEVs جایگزین شوند. برای ترانسفورماتورهای 25 kVA نیز نتایج مشابه به دست می‌آید.

همان‌طور که در شکل 21، نشان داده شده است، به خاطر تنوع زیاد آن، این وضعیت برای فیدر ابتدایی خیلی بهتر می‌باشد. برای سناریوی شارژ 1-ch4، این فیدر نیاز به ارتقا از سطح نفوذ 40% PHEVs را دارد، و برای سناریوهای شارژ 2-ch4 و 3-ch4، این فیدر نیاز دارد که از سطح نفوذ 30% PHEVs شروع به ارتقا پیدا کردن نماید.



شکل 20 درصدی از ترانسفورماتورهای 50kVA که نیازمند ارتقا می‌باشند

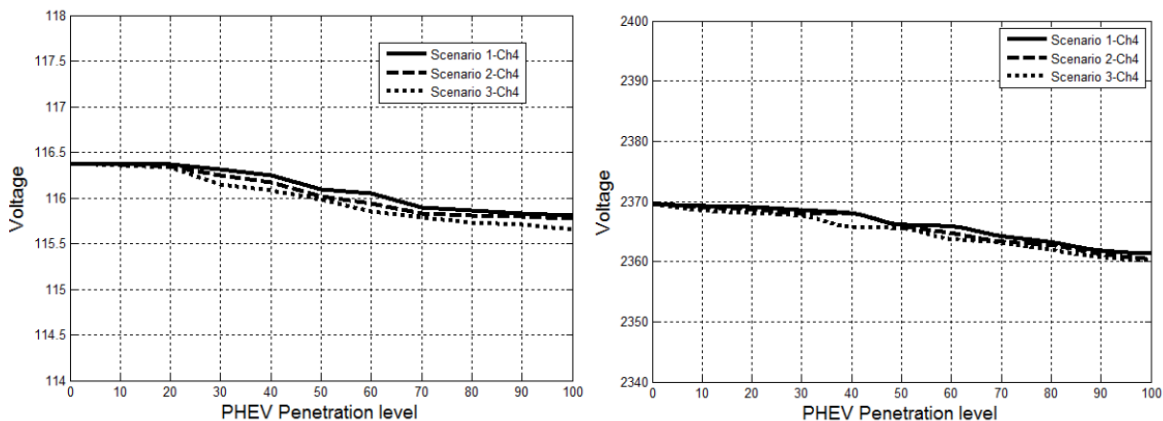
شکل 21، درصد طول‌های فیدر ابتدایی که نیازمند ارتقا می‌باشد.

3-5 - ولتاژهای سیستم

نگرانی اصلی راجع به نفوذ PHEVs، کاهش ولتاژ حاصله در مشترکین انتهایی در طول شرایط بارگذاری سنگین می‌باشد که با زمان‌های پیک شارژ کردن PHEVs تداخل دارد. شاخص پیشنهادی، محاسبه دقیق این ولتاژها را ممکن می‌سازد زیرا که این شاخص، شبکه‌های توزیع ثانویه را با جزئیات مدل‌سازی می‌کند.

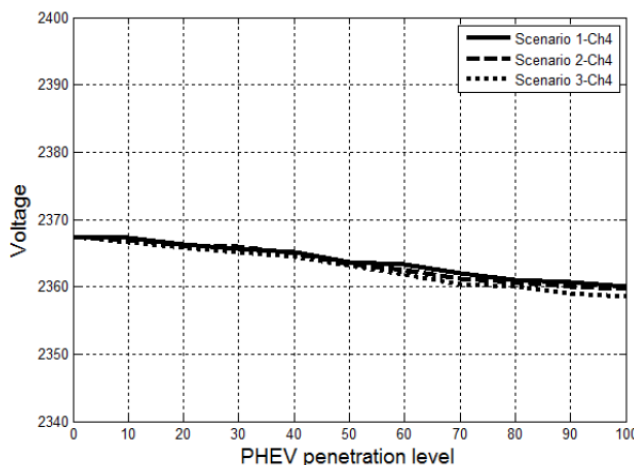
1-3-5 - ولتاژهای مینیمم سیستم

در این مقاله، ولتاژ مینیمم به عنوان ولتاژی که متناظر با احتمال 5% بر روی منحنی cfd باشد، تعریف می‌شود. این تعریف بدین معناست که ولتاژ تعیین شده ولتاژ مینیممی با یک میزان اطمینان 95% می‌باشد. ولتاژهای مینیمم در محل‌های مختلف در سیستم توزیع، در شکل‌های 22، 23 و 24 نشان داده می‌شوند.



شکل 22، ولتاژهای مینیمم در مشترکین انتهایی

شکل 23، ولتاژهای مینیمم در ترینال های ترانسفورماتورها



شکل 24، ولتاژهای مینیمم در طول فیدر ابتدایی

6- نتیجه گیری

- تحقیق انجام شده در این مقاله، عملکرد دستگاه های قدرت را تحت نفوذ بالای PHEVs و الکتریسیته فتوولتائیک تحلیل می کند و روش های جدیدی را برای هموار ساختن یکپارچه سازی این دو تکنولوژی در شبکه های کنونی ارائه می کند.
- به طور خلاصه می توان گفت که در این پایان نامه موضوعات زیر مورد بحث و تحلیل قرار گرفتند:
- ایجاد یک مدل احتمالی برای بیان عدم قطعیت های مربوط به خروجی آرایه فتوولتائیک
 - ایجاد یک مدل احتمالی برای بیان عدم قطعیت های مربوط به بارهای الکتریکی موجود در سیستم
 - تحلیل داده های حمل و نقل مهیا شده توسط 2009 NHTS برای استخراج توابع توزیع احتمالی که بتواند برای مدل سازی عادات رانندگی تأثیرگذار بر فرآیند شارژ (نظیر زمان های ورود به منزل و مسافت های پیموده شده در طول روز) استفاده شود.
 - به کارگیری مدل های احتمالی قبلی برای ایجاد یک شاخص احتمالی مبتنی بر شبیه سازی مونت کارلو که بتواند برای ارزیابی اثرات PHEVs و دستگاه های فتوولتائیک بر روی شبکه های توزیع مسکونی استفاده شود.

7- منابع:

- 1) W. A. Omran, M. Kazerani, and M. M. A. Salama, "A Clustering-Based Method for Quantifying the Effects of Large On-Grid PV Systems," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 25, pp. 2617-2625, 2010.
- 2) B. H. Chowdhury, "Effect of central station photovoltaic plant on power system security," in *Photovoltaic Specialists Conference, 1990., Conference Record of the Twenty First IEEE*, 1990, pp. 831-835.
- 3) F. A. Viawan, F. Vuinovich, and A. Sannino, "Probabilistic approach to the design of photovoltaic distributed generation in low voltage feeder," in *Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2006. (PMAPS 2006). International Conference on*, 2006, pp. 1-7.
- 4) [4] I. Abouzahr and R. Ramakumar, "An approach to assess the performance of utility-interactive photovoltaic systems," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 8, pp. 145-153, 1993.
- 5) L. Shaobo, H. Minxiao, F. Ruixiang, and H. Xiaodong, "Configuration of energy storage system for distribution network with high penetration of PV," in *Renewable Power Generation (RPG 2011), IET Conference on*, 2011, pp. 1-6.
- 6) R. Xu and D. C. Wunsch, *Clustering: Wiley-IEEE Press*, 2009.
- 7) E. I. Ortiz-Rivera and F. Peng, "Analytical model for a photovoltaic module using the electrical characteristics provided by the manufacturer data sheet," in *Power Electronics Specialists Conference, 2005. (PESC '05). IEEE 36th*, 2005, pp. 2087-2091.
- 8) H. S. Rauschenbach, *Solar cell array design handbook: The principles and technology of photovoltaic energy conversion: Van Nostrand Reinhold Ltd.*, 1980.
- 9) [9] S. Liu and R. A. Dougal, "Dynamic multiphysics model for solar array," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 17, pp. 285-294, 2002.
- 10) J. Bishop, "Computer simulation of the effects of electrical mismatches in photovoltaic cell interconnection circuits," *Solar cells*, vol. 25, pp. 73-89, 1988.
- 11) [] M. Wolf and H. Rauschenbach, "Series resistance effects on solar cell measurements," *Advanced energy conversion*, vol. 3, pp. 455-479, 1963.
- 12) D. Picault, B. Raison, S. Bacha, J. De La Casa, and J. Aguilera, "Forecasting photovoltaic array power production subject to mismatch losses," *Solar energy*, vol. 84, pp. 1301-1309, 2010.
- 13) M. Veerachary, "PSIM circuit-oriented simulator model for the nonlinear photovoltaic sources," *IEEE transactions on aerospace and electronic systems*, vol. 42, pp. 735-740, 2006.
- 14) W. Xiao, W. G. Dunford, and A. Capel, "A novel modeling method for photovoltaic cells," in *Power Electronics Specialists Conference, 2004. (PESC 04). 2004 IEEE 35th Annual*, 2004, pp. 1950-1956.
- 15) M. Ropp, M. Begovic, and A. Rohatgi, "Determination of the curvature derating factor for the Georgia Tech Aquatic Center photovoltaic array," in *Photovoltaic Specialists Conference, 1997., Conference Record of the Twenty-Sixth IEEE*, 1997, pp. 1297-1300.
- 16) J. V. Paatero and P. D. Lund, "Effects of large-scale photovoltaic power integration on electricity distribution networks," *Renewable Energy*, vol. 32, pp. 216-234, 2007.
- 17) W. A. Omran, M. Kazerani, and M. M. A. Salama, "A study of the impacts of power fluctuations generated from large PV systems," in *Sustainable Alternative Energy (SAE), 2009 IEEE PES/IAS Conference on*, 2009, pp. 1-6.
- 18) R. Perez, J. Doty, B. Bailey, and R. Stewart, "Experimental evaluation of a photovoltaic simulation program," *Solar energy*, vol. 52, pp. 359-365, 1994.
- 19) T. Ishikawa, "Grid-connected photovoltaic power systems: survey of inverter and related protection equipments," International Energy Agency, 2002.
- 20) F. Loxsom and P. Durongkaveroj, "Estimating the performance of a photovoltaic pumping system," *Solar energy*, vol. 52, pp. 215-219, 1994.
- 21) L. I. Smith, "A tutorial on principal components analysis," *Cornell University, USA*, vol. 51, p. 52, 2002.
- 22) S. Wold, K. Esbensen, and P. Geladi, "Principal component analysis," *Chemometrics and intelligent laboratory systems*, vol. 2, pp. 37-52, 1987.
- 23) H. Abdi and L. J. Williams, "Principal component analysis," *Wiley Interdisciplinary Reviews: Computational Statistics*, vol. 2, pp. 433-459, 2010.
- 24) K. Ferenc, L. Csaba, and B. Attila, "Cluster validity measurement techniques," in *5th WSEAS International Conference on Artificial Intelligence, Knowledge Engineering and Data Bases*, Madrid, Spain, 2005, pp. 388-393.
- 25) J. C. Dunn, "A fuzzy relative of the ISODATA process and its use in detecting compact well-separated clusters," *Journal of Cybernetics*, vol. 3, pp. 32-57, January 1973.
- 26) D. L. Davies and D. W. Bouldin, "A cluster separation measure," *Pattern Analysis and Machine Intelligence, IEEE Transactions on*, pp. 224-227, 1979.

- 27) S. Conti and S. Raiti, "Probabilistic load flow for distribution networks with photovoltaic generators Part 1: Theoretical concepts and models," in *Clean Electrical Power, 2007. (ICCEP '07). International Conference on*, 2007, pp. 132-136.
- 28) M. Shukla and G. Radman, "Optimal power flow using probabilistic load model," in *System Theory, 2005. (SSST '05). Proceedings of the Thirty-Seventh Southeastern Symposium on*, 2005, pp. 439-442.
- 29) Z. Tianshu, S. Wanxing, S. Xiaohui, M. Xiaoli, and S. Changkai, "Probabilistic modelling and simulation of stochastic load for power system studies," in *Computer Modelling and Simulation (UKSim), 2013 UKSim 15th International Conference on*, 2013, pp. 519-524.
- 30) P. Chen, B. Bak-Jensen, and Z. Chen, "Probabilistic load models for simulating the impact of load management," in *Power & Energy Society General Meeting, 2009. IEEE, 2009*, pp. 1-8.
- 31) J S. W. Heunis and R. Herman, "A probabilistic model for residential consumer loads," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 17, pp. 621-625, 2002.
- 32) Z. Darabi and M. Ferdowsi, "Aggregated impact of plug-in hybrid electric vehicles on electricity demand profile," *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, vol. 2, pp. 501-508, 2011.
- 33) (May 2014). *About NHTS transferability statistics* Available: http://www.rita.dot.gov/bts/sites/rita.dot.gov.bts/files/subject_areas/national_household_travel_survey/about

Distributed renewable generation sources with uncertainty

Today, most of the electrical energy needed by countries is provided by using fossil fuels. Due to the fact that fossil energies are non-renewable and will bring environmental pollution, it is necessary to use renewable sources to provide electricity. In many studies conducted so far in this field, the random behavior of the load and new energy sources have not been taken into account, which makes the results obtained with this assumption not have enough accuracy, and due to the lack of careful examination, usually in these designs, the values The obtained are more than the required amount, which causes the cost of the system to increase. It shows the simulation results of the created index. It should be noted that Monte Carlo simulations do not produce definitive results, but the results that these simulations provide are associated with probability distributions. This proposed method uses this feature to overcome one of the basic shortcomings of the models described in previous papers (most of these papers only dealt with the effects of PHEVs without considering the probability of such effects occurring). The research carried out in this paper analyzes the performance of power devices under the high penetration of PHEVs and photovoltaic electricity and presents new methods to facilitate the integration of these two technologies in current networks.

Keywords: production resources, environment, renewable, power devices, photovoltaic