The University of Tehran Press

Journal of Sustainable Energy Systems

Online ISSN: 2980-8693

Home Page: https://ses.ut.ac.ir

Deploying Secondary Life Batteries in Optimal Microgrid Sizing with Explicit Modeling of Cyclical and Calendar Lifetime

Sara Hassani[1] | **Hedayat Saboori**[2*]

1. PhD Student, Electrical Engineering Department, Faculty of Electrical Engineering, Kermanshah Branch, Kermanshah University of Technology, Kermanshah, Iran. Email: sara.hasani@smail.kut.ac.ir
2. Corresponding Author, Assistant Professor, Electrical Engineering Department, Faculty of Electrical Engineering, Kermanshah Branch, Kermanshah University of Technology, Kermanshah, Iran. Email: h.saboori@kut.ac.ir

ARTICLE INFO

Article type:
Research Paper

Article History:
Received: 24 April 2026
Revised: 23 June 2026
Accepted: 28 August 2026
Published Online: 01 January 2027

Keywords:
Battery degradation,
Hybrid microgrid,
Lithium-ion battery,
Second-life battery,
Techno-economic assessment.

ABSTRACT

The rapid growth of electric vehicles is leading to a substantial increase in retired and end-of-life batteries. Reusing these batteries in second-life applications has gained significant attention because it extends battery utilization while reducing investment costs. However, uncertainties in their remaining capacity and degradation rates pose major challenges for the optimal sizing and operation of energy systems, particularly when cycle and calendar degradation are not explicitly considered. This paper presents a mathematical framework for integrating second-life batteries into the optimal sizing of hybrid renewable microgrids. The proposed model simultaneously captures capacity degradation caused by depth of discharge, cycle number and severity, and calendar aging as a function of time and state of charge. By jointly optimizing investment, operation, and maintenance costs, the model determines the optimal capacities of generation and storage resources while satisfying reliability and load demand constraints. A case study demonstrates that, over a one-year planning horizon, second-life batteries reduce the total net system cost from $66 million to $63 million due to their lower upfront cost. However, this economic advantage disappears over longer planning horizons. When degradation is explicitly modeled, the total net cost increases from $66 million (assuming no degradation) to $101 million for new batteries and $132 million for second-life batteries. These findings show that neglecting battery degradation leads to overly optimistic long-term economic assessments and suboptimal microgrid designs. In contrast, the proposed framework provides a more realistic evaluation of second-life battery economics by explicitly accounting for cycle and calendar degradation across different planning horizons.

Cite this article: Hassani, S. & Saboori, H. (2027). Deploying Secondary Life Batteries in Optimal Microgrid Sizing with Explicit Modeling of Cyclical and Calendar Lifetime. *Journal of Sustainable Energy Systems*, 6 (1), 163-188. DOI: http//doi.org/10.22059/ses.2026.414759.1242

© Authors retain the copyright and full publishing rights.

Publisher: University of Tehran Press.
DOI: http//doi.org/10.22059/ses.2026.414759.1242

Introduction

The rapid growth of transportation demand and urbanization has significantly increased energy consumption, while continued dependence on fossil fuels has intensified greenhouse gas emissions and climate change. The commercialization of electric vehicles (EVs) offers a promising pathway for decarbonizing the transport sector. However, their widespread adoption remains constrained by the battery, the most critical and expensive component, due to two major challenges: range anxiety associated with charging infrastructure and limited battery lifetime. Lithium-ion batteries are typically retired when their capacity declines to 70–80% of the initial value, increasing the lifetime cost of EVs and reducing their economic competitiveness. To mitigate this issue, second-life batteries (SLBs),

based on circular economy principles, have emerged as a promising solution. Although SLBs have been widely proposed for stationary applications, including grid-connected and islanded systems for peak shaving and energy arbitrage, important research gaps remain. Existing optimization studies often assume arbitrary battery lifetimes and rarely account for the well-established relationship between depth of discharge (DOD) and cycle life. Furthermore, no comprehensive framework simultaneously optimizes battery sizing, maximum DOD, and lifetime for technology selection while comparing grid-connected and islanded operating modes. To address these gaps, this paper develops a unified techno-economic optimization model for a hybrid microgrid comprising PV, wind, diesel, and battery storage. The model explicitly captures both calendar and cycle aging of new and second-life batteries using validated empirical degradation models and evaluates gradual battery replacement strategies over the project lifetime.

Materials and Methods

The proposed model optimizes deployment of second-life batteries in a hybrid microgrid comprising wind turbines, photovoltaic (PV) arrays, a controllable diesel generator as backup, and battery energy storage, all connected to a common bus. PV output is modeled using solar irradiation and cell temperature based on the nominal operating cell temperature (NOCT) model, while wind power is calculated from wind speed and turbine characteristics (cut-in, rated, and cut-out speeds). Diesel generation is constrained by installed capacity, with associated fuel consumption and annual CO_2 emissions considered. Battery operation is represented through hourly charging and discharging constraints that prevent simultaneous charge/discharge, enforce power and energy limits, and maintain initial and daily energy balance conditions. A power balance constraint ensures that generation from renewable sources, the diesel generator, and battery discharge satisfies demand and battery charging requirements. The objective is to minimize the total net present cost (TNPC), including investment, operation and maintenance, and fuel costs. Battery degradation is modeled by combining cycle aging, as a function of depth of discharge (DOD), and calendar aging, as a function of time and average state of charge (SOC). The remaining battery capacity is updated cumulatively, and degraded capacity is restored through a gradual replacement strategy. The case study uses hourly annual time-series data for wind speed, solar irradiation, ambient temperature, and electrical demand, together with the technical and economic parameters.

Results

To evaluate the impact of battery degradation on optimal sizing and operational decisions, the optimization results were analyzed over both short-term (1-year) and long-term (15-year) planning horizons. Three scenarios were considered: S1, a new battery without degradation (ideal reference case); S2, a new battery with degradation (realistic case); and S3, a second-life battery (SLB) with degradation, characterized by lower initial capacity, a higher degradation rate, lower investment cost, and gradual replacement of lost capacity throughout the project lifetime. In the 1-year horizon, the differences between the scenarios were relatively small. The optimal capacities of the PV array, wind turbine, and diesel generator were nearly identical in S1 and S2, indicating that battery degradation has little influence over such a short period. In contrast, S3 required smaller battery energy and power capacities because of the use of second-life batteries, leading to a lower initial investment cost. As a result, the total net present cost (TNPC) decreased to $63 million in S3, compared with $66 million in both S1 and S2. These results indicate that, in the short term, the lower capital cost of second-life batteries outweighs the adverse effects of their lower initial capacity and faster degradation. In the 15-year horizon, battery degradation had a much greater impact on the optimal system design. In both S2 and, more significantly, S3, the gradual loss of effective battery capacity required additional renewable generation to maintain system reliability. Consequently, the optimal capacities of both PV and wind generation increased substantially, with the largest expansion occurring in S3. Meanwhile, the optimal battery energy capacity was lower in the degradation scenarios than in the ideal case. The economic impact was also significant. While the TNPC remained $66 million in S1, it increased to $101 million in S2 and $132 million in S3. Although S3 was the most economical option in the 1-year analysis, it became the most expensive alternative over the 15-year planning horizon.

The analysis of initial investment cost further illustrates this trend. In the 1-year horizon, the initial investment was approximately $40.759 million in both S1 and S2, whereas it decreased to $36.794 million in S3 because of the lower cost of second-life batteries. However, in the 15-year horizon, the required initial investment increased to $67.289 million in S2 and $92.495 million in S3, while remaining unchanged at $40.759 million in S1. This increase was primarily driven by the need to expand generation capacity to compensate for the progressive loss of battery storage capability. A similar pattern was observed for operation and maintenance (O&M) costs. In the 1-year horizon, annual O&M costs were nearly identical in S1 and S2 (approximately $2.461 million), with only a slight increase in S3 to $2.566 million. Over the 15-year horizon, however, O&M costs rose considerably, reaching $3.221 million in S2 and $3.812 million in S3, compared with $2.461 million in S1.

Overall, the results demonstrate that battery degradation has only a minor influence on system design and economics over short planning horizons but becomes a critical factor in long-term planning. Ignoring degradation can underestimate investment and operating costs and may lead to suboptimal sizing decisions and overly optimistic assessments of the economic benefits of battery energy storage systems, particularly when second-life batteries are employed.

Discussion and Conclusion

Reusing retired electric vehicle batteries in second-life applications is a promising strategy for renewable microgrids. This study demonstrates that evaluating second-life batteries based solely on their initial capital cost can be misleading. Their economic viability depends strongly on the planning horizon: short-term savings from lower upfront costs are often offset over the long term by cumulative degradation, which necessitates additional generation capacity. Cycle degradation is the dominant factor in applications with frequent deep discharges, whereas calendar degradation has a greater impact on time-shifting applications. Incorporating degradation into the optimization fundamentally alters the optimal system architecture. Therefore, battery sizing and technology selection should be based on lifecycle cost and long-term performance rather than initial investment alone.

انتشارات دانشگاه تهران

فصلنامهٔ سیستم‌های انرژی پایدار

سایت نشریه: https://ses.ut.ac.ir

شاپا الکترونیکی: ۸۶۹۳-۲۹۸۰

به‌کارگیری باتری عمر ثانویه در اندازه‌یابی بهینهٔ ریزشبکهٔ ترکیبی تجدیدپذیر با مدل‌سازی صریح طول عمر چرخه‌ای و تقویمی

سارا حسنی[۱] | هدایت صبوری[۲*]

۱. دانشجو دکتری مهندسی برق قدرت، دانشکدهٔ مهندسی برق، دانشگاه صنعتی کرمانشاه، کرمانشاه، ایران. رایانامه: sara.hasani@smail.kut.ac.ir

۲. نویسندهٔ مسئول، گروه مهندسی برق قدرت، دانشکدهٔ مهندسی برق، دانشگاه صنعتی کرمانشاه، کرمانشاه، ایران. رایانامه: h.saboori@kut.ac.ir

اطلاعات مقاله

نوع مقاله:
پژوهشی

تاریخ‌های مقاله:
تاریخ دریافت: ۱۴۰۵/۰۲/۰۴
تاریخ بازنگری: ۱۴۰۵/۰۴/۰۲
تاریخ پذیرش: ۱۴۰۵/۰۶/۰۶
تاریخ انتشار: ۱۴۰۵/۱۰/۱۱

کلیدواژه:
استهلاک باتری،
ارزیابی فنی ـ اقتصادی،
باتری عمر ثانویه،
باتری لیتیوم ـ یون،
ریزشبکهٔ ترکیبی.

چکیده

با افزایش روزافزون خودروهای الکتریکی، آمار باتری‌های مستعمل و از رده خارج نیز رو به افزایش است. به‌کارگیری این باتری‌ها در کاربردهای ثانویه با توجه به افزایش بهره‌وری چرخهٔ عمر و کاهش هزینهٔ سرمایه‌گذاری، توجه فزاینده‌ای را جلب کرده است. با این‌حال، عدم قطعیت در ظرفیت باقی‌مانده و نرخ پیری آن‌ها، تصمیم‌گیری بهینه در خصوص اندازه‌یابی و بهره‌برداری را با چالش جدی مواجه می‌سازد؛ به‌ویژه زمانی که استهلاک چرخه‌ای و تقویمی به صورت صریح در مدل لحاظ نشود. در این راستا، این مقاله یک مدل ریاضی برای ادغام باتری‌های عمر ثانویه در مسئلهٔ اندازه‌یابی بهینهٔ ریزشبکه‌های ترکیبی تجدیدپذیر ارائه می‌دهد. در مدل پیشنهادی، کاهش ظرفیت ناشی از عمق تخلیه، تعداد و شدت چرخه‌ها، و همچنین استهلاک وابسته به گذر زمان و وضعیت شارژ، به صورت هم‌زمان مدل‌سازی شده است. مدل پیشنهادی، ضمن در نظر گرفتن هزینه‌های سرمایه‌گذاری، بهره‌برداری و تعمیرات، ظرفیت بهینهٔ منابع تولید و ذخیره‌سازی را به گونه‌ای تعیین می‌کند که هزینهٔ کل خالص سیستم کمینه و قیود قابلیت اطمینان و تأمین بار رعایت شود. نتایج مطالعهٔ موردی نشان می‌دهد اگرچه به‌کارگیری باتری‌های عمر ثانویه در افق یک‌ساله، به دلیل هزینهٔ سرمایه‌گذاری اولیه کمتر، هزینهٔ کل خالص سیستم را از ۶۶ میلیون دلار به ۶۳ میلیون دلار کاهش می‌دهد، اما این مزیت در افق بلندمدت پایدار نیست و با لحاظ استهلاک صریح، هزینهٔ کل خالص سیستم از ۶۶ میلیون دلار در حالت بدون استهلاک به ۱۰۱ میلیون دلار برای باتری نو و ۱۳۲ میلیون دلار برای باتری عمر ثانویه افزایش می‌یابد. این نتایج بیانگر آن است که نادیده گرفتن استهلاک باتری می‌تواند به برآورد خوش‌بینانه هزینه‌های بلندمدت و انتخاب ساختار غیربهینه ریزشبکه منجر شود، در حالی که مدل پیشنهادی با در نظر گرفتن هم‌زمان استهلاک چرخه‌ای و تقویمی، ارزیابی واقع‌بینانه‌تری از عملکرد اقتصادی باتری‌های عمر ثانویه در افق‌های زمانی مختلف ارائه می‌دهد.

استناد: حسنی، سارا و صبوری، هدایت (۱۴۰۵). به‌کارگیری باتری عمر ثانویه در اندازه‌یابی بهینهٔ ریزشبکهٔ ترکیبی تجدیدپذیر با مدل‌سازی صریح طول عمر چرخه‌ای و تقویمی. *فصلنامهٔ سیستم‌های انرژی پایدار*، ۶ (۱) ۱۶۳-۱۸۸.

DOI: http//doi.org/10.22059/ses.2026.414759.1242

© نویسندگان.

ناشر: مؤسسه انتشارات دانشگاه تهران.

DOI: http//doi.org/10.22059/ses.2026.414759.1242

			مجموعه‌ها		
			$\Omega_H = \{h_1 / h_{24}\}$	ساعات روز (برش زمانی)	
			$\Omega_D = \{d_1 / d_{365}\}$	روزهای سال	
متغیرها			**پارامترها**		
$XP_{BS}^{(h,d)}$	توان خالص مبادله‌شده توسط باتری	kW	C_i^{IN}	هزینهٔ سرمایه‌گذاری اولیه	USD/kW
$TNPC$	کل هزینهٔ خالص فعلی	USD	C_i^{OM}	هزینهٔ تعمیر و نگهداری تجهیزات (سالانه)	USD/kW
$CR_{WT}^{(h,d)}$	قطع ساعتی توان توربین‌های بادی	kW	CO_2^{DG}	میزان CO_2 سوخت دیزل ژنراتور	$ton/Liter$
$CR_{PV}^{(h,d)}$	قطع ساعتی توان پنل‌های فتوولتائیک	kW	CO_2^{Y}	محدودیت CO_2 در سال	ton
$E_{BS}^{(h,d)}$	انرژی ذخیره‌شده در باتری	kWh	$P_{ACL}^{(h,d)}$	توان مورد نیاز بار	kW
$F_{DG}^{(h,d)}$	مصرف سوخت دیزل ژنراتور	Lit	E_{BS}^{I}	انرژی اولیه ذخیره‌سازی باتری	kWh
$GP_{WT}^{(h,d)}$	توان مفید توربین‌های بادی	kW	Ef_i	بازدهی تجهیزات	%
$GP_{PV}^{(h,d)}$	توان مفید پنل‌های فتوولتائیک	kW	F_{DG}^{P}	قیمت سوخت دیزل ژنراتور	$USD/Liter$
$P_{BS-Ch}^{(h,d)}$	توان شارژ باتری	kW	I_R	نرخ بهره	%
$P_{BS-Di}^{(h,d)}$	توان دشارژ باتری	kW	$Ir_{GT}^{(h,d)}$	تابش مایل کل	kW/m^2
E_{BS}^{R}	ظرفیت نامی ذخیره‌سازی باتری	kWh	Ir_{NOCT}	تابش عملیاتی سلول	kW/m^2
$d_{eff}^{(d,h)}$	دشارژ مؤثر	–	Ir_{STC}	شرایط آزمایش استاندارد تابش	kW/m^2
$CF_{cycle}^{(d,h)}$	ظرفیت ازدست‌رفتهٔ چرخه‌ای	kWh	L_F	طول عمر سیستم	y
$CF_{calendar}^{(d,h)}$	ظرفیت ازدست‌رفتهٔ تقویمی	kWh	$L_{PV}^{(L)}$	تلفات غیر حرارتی پنل فتوولتائیک	–
LC_r	تعداد کل سیکل‌ها طی عمر باتری	–	M_{big}	مقدار ثابت بزرگ برای مدل‌سازی	–
$\mathrm{Ed}^{(d)}$	استهلاک روزانه	kWh	P_i^R	ظرفیت نامی تجهیزات (PV، WT، DG، BSP، BSE)	kW
$\mathrm{E}_{Rem}^{(d)}$	میزان انرژی باقی‌مانده	kWh	$P_{PV}^{(h,d)}$	توان ساعتی پنل فتوولتائیک	kW
Δ_{BS}^{T}	مدت زمان برش‌های زمانی	۱ ساعت	$P_{WT}^{(h,d)}$	توان ساعتی توربین‌های بادی	kW
$\Delta P_{T-PV}^{(h,d)}$	تغییرات توان حرارتی پنل فتوولتائیک	–	$T_{Air}^{(h,d)}$	دمای هوا	$°C$
$V_W^{(h,d)}$	سرعت باد	m/s	T_{Air}^{NOCT}	دمای هوا در استاندارد NOCT	$°C$
$B_{BS-Ch}^{(h,d)}$	حالت شارژ باتری	–	$T_{Cell}^{(h,d)}$	دمای سلول	$°C$
$B_{BS-Di}^{(h,d)}$	حالت دشارژ باتری	–	T_{Cell}^{NOCT}	دمای عملیاتی اسمی سلول (NOCT)	$°C$
$B_{DG}^{(h,d)}$	وضعیت روشن/خاموش بودن دیزل	–	T_{STC}	دمای استاندارد شرایط آزمایش	$°C$
			TL_{PV}^{NT}	تلفات غیر حرارتی سلول‌های فتوولتائیک	–
			V_{WT}^{CI}	سرعت قطع پایین توربین بادی	m/s
			V_{WT}^{CO}	سرعت قطع بالا توربین بادی	m/s
			V_{WT}^{R}	سرعت نامی توربین بادی	m/s
			α_{DG}	ضریب ثابت مصرف سوخت دیزل	USD/kW
			β_{DG}	ضریب متغیر مصرف سوخت دیزل	USD/kW
			γ_{PV}^{P}	ضریب دمایی سلول‌های فتوولتائیک	$\%/°C$

۱. مقدمه

پیش‌بینی‌ها نشان می‌دهد با افزایش تقاضا برای خدمات حمل‌ونقل و رشد شهرنشینی، مصرف انرژی در صنعت حمل‌ونقل همچنان افزایش می‌یابد. اتکای شدید صنعت حمل‌ونقل به سوخت‌های فسیلی به تشدید انتشار گازهای گلخانه‌ای، آلودگی هوا و تغییرات اقلیمی دامن زده است. در پاسخ به این چالش‌ها، ایدهٔ تجاری‌سازی خودروهای الکتریکی به عنوان یک راهکار اساسی برای کربن‌زدایی از بخش حمل‌ونقل در سطح جهان مطرح شد [۱ و ۲]. آمارهای جهانی نشان می‌دهد فروش خودروهای برقی در سال ۲۰۲۴ از مرز ۱۷ میلیون دستگاه عبور کرده و سهم بازار آن‌ها به بیش از ۲۰ درصد رسیده است [۳]. باتری، مهم‌ترین و چالش‌برانگیزترین جزء خودروهای الکتریکی محسوب می‌شود [۴]. باتری نه تنها درصد بالایی از وزن و قیمت تمام‌شده خودرو را به خود اختصاص می‌دهد، بلکه یکی از موانع اصلی توسعهٔ این صنعت نیز محسوب می‌شود [۵ و ۶]. نخستین مشکل، نگرانی از برد حرکتی است که تنها بخشی از آن به ظرفیت باتری مربوط می‌شود و بخش عمدهٔ آن به میزان دسترسی به ایستگاه‌های شارژ و توسعهٔ زیرساخت‌های مربوطه وابسته است [۷]. مشکل دوم و مهم‌تر، طول عمر محدود باتری است [۸]. باتری‌های لیتیوم ـ یون به دلیل حساسیت به تعداد دفعات شارژ و همچنین عمق دشارژ[1] (DOD)، در مدت زمان کوتاهی به پایان عمر مفید خود نزدیک می‌شوند [۹]. زمانی که ظرفیت قابل استفادهٔ باتری خودرو به ۷۰ تا ۸۰ درصد ظرفیت اولیه کاهش یابد، باتری مستهلک محسوب می‌شود و باید جایگزین شود، زیرا ظرفیت باقی‌مانده دیگر پاسخگوی نیازهای خودرو به عنوان منبع اصلی تأمین انرژی نخواهد بود [۱۰]. در شرایط معمول، این باتری‌ها بازیافت نمی‌شوند و این مسئله سبب افزایش هزینهٔ تمام‌شده طی عمر خودرو، کاهش رقابت‌پذیری خودروهای الکتریکی و عدم اقبال جامعه به پذیرش آن‌ها می‌شود. از سوی دیگر، با توجه به رشد سریع تولید و به‌کارگیری خودروهای الکتریکی، حجم باتری‌های مستعمل نیز به‌سرعت در حال افزایش است [۱۱]. به‌کارگیری مجدد باتری مستعمل خودروهای الکتریکی در سایر کاربردها تحت عنوان «باتری‌های عمر ثانویه[2] (SLB)» برای غلبه بر این مشکل اخیراً مورد توجه محققان قرار گرفته است [۱۲]. این راهکار مبتنی بر اقتصاد چرخشی[3] و توسعهٔ پایدار[4] بوده و سبب چرخهٔ مواد مفید موجود در باتری‌ها به‌ویژه لیتیوم و کبالت می‌شود [۱۳]. به‌کارگیری مجدد باتری خودروها افزون بر کاهش نیاز به مواد اولیه، چالش‌های مربوط به دفع پسماند را به میزان چشمگیری کاهش خواهد داد. از منظر اقتصادی نیز به‌کارگیری باتری‌های عمر ثانویه سبب کاهش هزینهٔ تمام‌شده سیستمی می‌شود که باتری در آن به کار گرفته شده است.

کاربردهای باتری عمر ثانویه را می‌توان به دو دستهٔ کلی سیار و ساکن تقسیم کرد [۱۴]. در کاربردهای سیار، SLB در ایستگاه‌های شارژ خودروهای الکتریکی به کار گرفته می‌شود [۱۵]. در کاربردهای ساکن، SLB در دو زیرمجموعهٔ مجزا از شبکه و متصل به شبکه به کار گرفته می‌شود. در کاربردهای مجزا از شبکه، SLB در ریزشبکه‌های محلی مستقل از شبکهٔ اصلی، توربین‌های بادی کوچک خارج از شبکه، ایستگاه‌های شارژ خودرو با فتوولتائیک خارج از شبکه و سیستم‌های ترکیبی با ژنراتورهای گازی استفاده می‌شود. این کاربردها در مناطق دورافتاده یا بلازده که شبکهٔ اصلی دچار اختلال شده، برق قابل اعتمادی فراهم می‌کنند [۱۶ ـ ۱۸]. در کاربردهای متصل به شبکه، SLB برای کاهش پیک بار و آربیتراژ انرژی به کار می‌رود [۱۹]. تجمیع SLBها در مقیاس مگاوات‌ساعت برای ذخیره‌سازی انرژی در شبکه‌های ثابت ایده‌آل است. این سیستم‌ها با ذخیرهٔ انرژی در زمان غیرپیک و تخلیه در زمان پیک، هزینهٔ انرژی مصرف‌کنندگان را کاهش می‌دهند و نیاز به نیروگاه‌های جدید را کم می‌کنند [۲۰]. سرمایه‌گذاران نیز می‌توانند از تفاوت قیمت برق در بازار عمده‌فروشی سود ببرند [۲۱ و ۲۲].

پژوهش‌های انجام‌شده در زمینهٔ ذخیره‌سازی انرژی با استفاده از باتری در ریزشبکه‌ها را می‌توان در سه دستهٔ کلی: تعیین اندازهٔ بهینه، تخمین عمر مفید و انتخاب فناوری مناسب طبقه‌بندی کرد. در زمینهٔ تعیین اندازهٔ بهینه، روش‌های متنوعی مانند برنامه‌ریزی خطی مختلط [۲۳]، الگوریتم گرگ خاکستری [۲۴] و واحد تعهد [۲۵] ارائه شده، اما نکتهٔ مشترک تمام این مطالعات آن است که مسئلهٔ بهینه‌سازی را بر اساس یک عمر مفید فرضی برای باتری حل کرده‌اند. این فرض می‌تواند گمراه‌کننده باشد،

1. Depth of Discahrge (DOD)
2. Second-life Battery (SLB)
3. Circular Economy
4. Sustainable Development

زیرا خطا در تخمین عمر به جایگزینی زودهنگام باتری و افزایش هزینهٔ سرمایه‌گذاری منجر می‌شود. همچنین، مدل‌هایی که رابطهٔ بین عمق دشارژ بهینه و عمر چرخهٔ باتری را در مسئلهٔ بهینه‌سازی لحاظ کنند، به‌ندرت دیده می‌شود. در حوزهٔ تخمین عمر مفید، الگوریتم شمارش چرخهٔ رین فلو[1] برای کمی‌سازی چرخه‌های نامنظم وضعیت شارژ به کار گرفته شده [۲۶ ـ ۲۸]، اما این روش محدودیت‌های غیرخطی ایجاد کرده و قابل اعمال در برنامه‌ریزی خطی مختلط نیست [۲۹]. علاوه بر این، رین فلو بین چرخه‌های جزئی و کامل تمایز قائل نمی‌شود و یک چرخهٔ کامل را به صورت دو نیم‌چرخه با عمق برابر تعریف می‌کند [۳۰ و ۳۱]، در حالی که تولیدکنندگان عمر چرخه را بر اساس تخلیهٔ کامل باتری با عمق دشارژ ۸۰ درصد تخمین می‌زنند [۳۲]. از آنجا که عمق دشارژ در هر بازه زمانی متفاوت است، روش مشخصی برای تعریف چرخهٔ کامل وجود ندارد و ارزیابی عمر بر اساس شمارش چرخه همچنان نیازمند توسعهٔ روش‌هایی برای ارتباط بین چرخه‌های جزئی و کامل است.

در زمینهٔ انتخاب فناوری باتری نیز مطالعات متعددی انجام شده [۳۳ ـ ۳۵]، اما مدل‌های جامعی که تأثیر اندازهٔ بهینه، حداکثر عمق دشارژ و عمر چرخه را بر انتخاب فناوری مرتبط سازد، کمتر دیده می‌شود. السعیدان و همکاران [۳۴ و ۳۵] مدلی برای انتخاب، اندازه‌گیری و تعیین حداکثر عمق دشارژ ارائه کردند، اما کار آن‌ها بر اساس عمر مفید فرضی (۱۰ تا ۳۰ سال) استوار بود و روشی برای ارزیابی عمر بر حسب سال بر اساس عمق دشارژ ارائه ندادند. مدل آن‌ها رابطهٔ خطی بین عمق دشارژ و عمر را فرض کرده که با توجه به رفتار غیرخطی فناوری‌های مختلف [۳۶]، می‌تواند به نتایج نادقیقی منجر شود. سیف‌الدینوف و همکاران [۳۷] نیز روشی با معرفی اثرات خودتخلیه و عمر متغیر ارائه دادند، اما عمر عملیاتی را تابعی از توان عبوری تخمین زدند و رابطهٔ بین عمق دشارژ و تعداد چرخه‌ها را در نظر نگرفتند. بررسی ادبیات نشان می‌دهد شکاف‌های تحقیقاتی قابل توجهی وجود دارد: اول اینکه تمامی کارهای پیشین مسئلهٔ بهینه‌سازی را بر اساس عمر مفید فرضی حل کرده‌اند [۳۸]؛ دوم اینکه مدل‌هایی که رابطهٔ بین عمق دشارژ بهینه و عمر چرخه را در بهینه‌سازی لحاظ کنند، کمبود دارد؛ سوم اینکه مدل جامعی که تأثیر اندازهٔ بهینه، حداکثر عمق دشارژ و عمر چرخه را بر انتخاب فناوری باتری مرتبط سازد، ارائه نشده [۳۹]؛ و چهارم اینکه بررسی تطبیقی این عوامل برای کاربردهای متصل به شبکه و جزیره‌ای انجام نشده است [۴۰].

با توجه به خلأهای تحقیقاتی گفته‌شده، نوآوری این مقاله در سه محور قابل تبیین است. نخست، ارائهٔ یک مدل جامع فنی ـ اقتصادی یکپارچه که برای اولین‌بار پیری تقویمی و سیکلی باتری‌های نو و عمر ثانویه را به صورت مجزا و تجمعی با استفاده از روابط تجربی معتبر شبیه‌سازی کرده و اثر آن را بر اندازهٔ بهینهٔ اجزای ریزشبکه و هزینهٔ خالص فعلی کل (TNPC) می‌سنجد. دوم، تعریف و مقایسهٔ سه سناریوی مشخص شامل باتری نو بدون در نظر گرفتن استهلاک (حالت ایده‌آل)، باتری نو با لحاظ استهلاک (حالت واقع‌بینانه) و باتری عمرثانویه با لحاظ استهلاک (آینده‌نگرانه). این تفکیک امکان تحلیل دقیق اثر هزینهٔ سرمایه‌گذاری اولیهٔ کمتر در برابر ظرفیت اولیه پایین‌تر و نرخ استهلاک بالاتر SLB را فراهم می‌کند. سوم، ارزیابی سیاست جایگزینی تدریجی ظرفیت مستهلک‌شده در سناریوی سوم؛ به این معنا که به جای افزایش ظرفیت سایر منابع تولیدی برای جبران کاهش ظرفیت باتری، سیاست جایگزینی تدریجی ظرفیت مستهلک‌شده اجرا و تأثیر آن بر شاخص هزینهٔ خالص فعلی کل (TNPC) تحلیل می‌شود. این رویکرد تا کنون در پژوهش‌های مشابه مورد توجه قرار نگرفته است.

با توجه به خلأهای تحقیقاتی گفته‌شده، نوآوری این مقاله در ارائهٔ یک چارچوب فنی ـ اقتصادی یکپارچه برای بررسی به‌کارگیری باتری‌های نو و عمر ثانویه در ریزشبکه‌های مبتنی بر منابع تجدیدپذیر است. در این چارچوب، پیری تقویمی و سیکلی باتری به صورت مجزا و تجمعی با استفاده از روابط تجربی معتبر مدل‌سازی شده و اثر آن بر اندازهٔ بهینهٔ اجزای ریزشبکه و هزینهٔ خالص فعلی کل (TNPC) بررسی می‌شود. همچنین، با تعریف و مقایسهٔ سه سناریوی باتری نو بدون لحاظ استهلاک، باتری نو با لحاظ استهلاک و باتری عمر ثانویه با لحاظ استهلاک، امکان بررسی اثر هم‌زمان هزینهٔ سرمایه‌گذاری اولیه، وضعیت اولیهٔ باتری و روند کاهش ظرفیت بر عملکرد فنی و اقتصادی ریزشبکه فراهم می‌شود. علاوه بر این، سیاست جایگزینی تدریجی ظرفیت مستهلک‌شده در سناریوی باتری عمر ثانویه مورد بررسی قرار می‌گیرد تا اثر این راهبرد بر هزینهٔ خالص فعلی کل و

1. Rain flow cycle counting

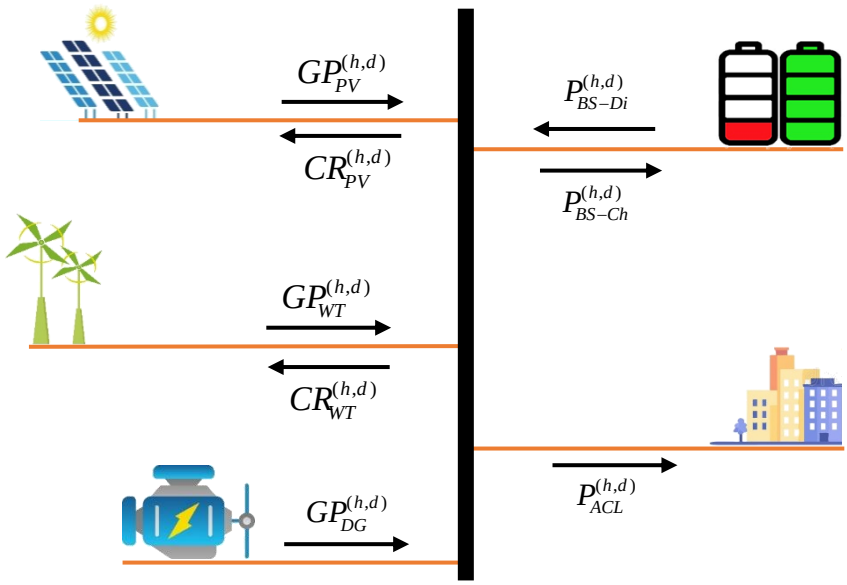
عملکرد سیستم ارزیابی شود. بر این‌اساس، تمایز اصلی این پژوهش با مطالعات پیشین در بررسی هم‌زمان اثر سازوکارهای استهلاک باتری، وضعیت اولیه ذخیره‌ساز و سیاست جایگزینی بر طراحی و ارزیابی اقتصادی ریزشبکه است.

هدف اصلی این مقاله، توسعه و ارزیابی یک مدل بهینه‌سازی فنی ـ اقتصادی برای به‌کارگیری باتری‌های عمر ثانویه در یک ریزشبکه ترکیبی شامل منابع تجدیدپذیر (فتوولتائیک و بادی)، ذخیره‌ساز باتری و دیزل ژنراتور است. در این مدل، فرایند پیری باتری شامل کاهش ظرفیت و افزایش مقاومت داخلی با تفکیک پیری تقویمی و سیکلی و با بهره‌گیری از روابط تجربی معتبر مدل‌سازی می‌شود. اندازهٔ بهینهٔ اجزای ریزشبکه برای هر سناریو با استفاده از الگوریتم بهینه‌سازی تعیین می‌شود. شاخص هزینهٔ خالص فعلی کل[1] (TNPC) و رفتار عملیاتی سیستم در افق پروژه محاسبه و مقایسه می‌شوند. سیاست جایگزینی تدریجی ظرفیت مستهلک‌شده در سناریوی سوم پیاده‌سازی و نتایج آن با حالت پایه مقایسه می‌شود. همچنین، تحلیل حساسیت بر پارامترهای کلیدی مانند نرخ تنزیل، قیمت خرید باتری عمر ثانویه و نرخ استهلاک انجام می‌شود.

ادامهٔ مقاله به شرح زیر سازماندهی شده است: بخش دوم به روش‌شناسی اختصاص دارد و شامل مدل ریاضی ریزشبکه، مدل پیری باتری، فرمول‌بندی مسئلهٔ بهینه‌سازی و الگوریتم حل است. بخش سوم تعریف سناریوها، داده‌های ورودی شامل پارامترهای فنی و اقتصادی اجزا، منحنی‌های بار و تولید تجدیدپذیر و مفروضات شبیه‌سازی را پوشش می‌دهد. بخش چهارم نتایج عددی و بحث را شامل می‌شود که در آن تحلیل نتایج سناریوهای سه‌گانه، ارزیابی سیاست جایگزینی تدریجی و تحلیل حساسیت ارائه می‌شود. بخش پنجم نیز به نتیجه‌گیری و پیشنهادها برای پژوهش‌های آتی اختصاص دارد.

۲. مدل پیشنهادی برای به‌کارگیری باتری عمر ثانویه در ریزشبکهٔ ترکیبی

ریزشبکهٔ مورد بررسی در این مقاله سامانه‌ای ترکیبی است که منابع تولید آن شامل توربین بادی و آرایه‌های فتوولتائیک، یک منبع پشتیبان متغیر کنترل‌شدنی (دیزل‌ژنراتور) و یک مجموعهٔ ذخیره‌ساز باتری است که در شکل ۱ نمایش داده شده است. به منظور تمرکز تحلیلی روی مسئله تعیین اندازهٔ بهینه و بررسی اثرات استهلاک باتری عمر ثانویه بر تصمیمات سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری، کلیهٔ اجزا به صورت تجمیع‌شده روی یک باس مشترک مدل شده‌اند. در ادامه، روابط حاکم بر هر یک از تجهیزات سیستم ارائه شده است.



شکل ۱. چارچوب کلی مدل‌سازی ریزشبکه و ذخیره‌سازی

1. Total Net Present Cost (TNPC)

۲-۱. مدل‌سازی اجزای سیستم

توان تولیدی پنل‌های خورشیدی تحت تأثیر تابش و دمای سلول قرار دارد. دمای سلول با استفاده از مدل دمای عملیاتی اسمی سلول[1] (NOCT) که توسط آزمایشگاه ملی انرژی تجدیدپذیر[2] (NREL) توسعه یافته، محاسبه می‌شود [۴۱ ـ ۴۳]:

$$T_{Cell}^{(h,d)} = T_{Air}^{(h,d)} + \left[\frac{T_{Cell}^{NOCT} - T_{Air}^{NOCT}}{Ir_{NOCT}}\right] Ir_{GT}^{(h,d)} \qquad \forall h \in \square_H, d \in \square_D \tag{۱}$$

$$\Delta P_{T-PV}^{(h,d)} = \frac{\gamma_{PV}^{P}}{100}\left[T_{Cell}^{(h,d)} - T_{STC}\right] \qquad \forall h \in \square_H, d \in \square_D \tag{۲}$$

$$P_{PV}^{(h,d)} = P_{PV}^{R}\frac{Ir_{GT}^{(h,d)}}{Ir_{STC}}\left[\eta_{PV}\right]\left[1+\Delta P_{T-PV}^{(h,d)}\right] \qquad \forall h \in \square_H, d \in \square_D \tag{۳}$$

دومین منبع انرژی تجدیدپذیر در سیستم، توربین‌های بادی است. برای هر نوع توربین، منحنی توان بر حسب سرعت‌های قطع پایین، نامی و قطع بالا[3] تعریف می‌شود. در رابطهٔ ۴ توان تولیدی توسط توربین به صورت تابعی از سرعت وزش باد و پارامترهای توربین ارائه شده است.

$$P_{WT}^{(h,d)} = \begin{cases} 0 & V_W^{(h,d)} < V_{WT}^{CI} \\ P_{WT}^{R}\left(\dfrac{V_W^{(h,d)} - V_{WT}^{CI}}{V_{WT}^{R} - V_{WT}^{CI}}\right) & V_{WT}^{CI} \le V_W^{(h,d)} < V_{WT}^{R} \\ P_{WT}^{R} & V_{WT}^{R} \le V_W^{(h,d)} < V_{WT}^{CO} \\ 0 & V_W^{(h,d)} \ge V_{WT}^{CO} \end{cases} \qquad \forall h \in \square_H, d \in \square_D \tag{۴}$$

در دوره‌هایی که کمبود تولید یا انرژی ذخیره‌ساز شده نسبت به بار مورد تقاضا وجود دارد، نیاز به یک منبع تغذیه پشتیبان وجود دارد. معادلهٔ ۵ تصریح می‌کند که توان تولیدشده توسط این ژنراتور باید کمتر از کل توان ظرفیت نصب شده باشد. همچنین، سوخت مصرفی توسط ژنراتور در رابطهٔ ۶ نمایش داده شده است.

$$GP_{DG}^{(h,d)} \le P_{DG}^{R} \qquad \forall h \in \square_H, d \in \square_D \tag{۵}$$

$$Fuel_{DG}^{(h,d)} = \alpha_{DG}P_{DG}^{R} + \beta_{DG}GP_{DG}^{(h,d)} \qquad \forall h \in \square_H, d \in \square_D \tag{۶}$$

با توجه به اینکه دیزل ژنراتور از سوخت‌های فسیلی استفاده می‌کند، عملکرد آن همراه با انتشار آلاینده‌های زیست‌محیطی به‌ویژه دی‌اکسید کربن (CO_2) خواهد بود. به منظور لحاظ کردن محدودیت‌های زیست‌محیطی در مدل‌سازی، قید محدودیت انتشار سالانهٔ CO_2 مطابق رابطهٔ ۷ اعمال می‌شود:

$$\frac{CO_2^{DG}}{1000}\sum_h\sum_d Fuel_{DG}^{(h,d)} \le CO_2^{Year} \tag{۷}$$

از باتری عمر ثانویه به منظور انجام شیفت زمانی در انرژی تجدیدپذیر تولیدی در سیستم استفاده شده است. انرژی خالص ساعتی مبادله‌شده باتری با سیستم در رابطهٔ ۸ نشان داده شده است. درخور یادآوری است که حداکثر یکی از عبارت‌های شارژ و دشارژ در این معادله فعال خواهد بود که در روابط ۹ تا ۱۱ اعمال می‌شود [۴۴]. این توان خالص منتقل‌شده باید در محدودهٔ مجاز باشد، همان‌طور که با معادلهٔ ۱۲ نشان داده شده است. به همین‌ترتیب، انرژی ذخیره‌شده در باتری باید کمتر از ظرفیت ذخیره‌سازی باشد که توسط رابطهٔ ۱۳ مدل‌سازی شده است. در رابطهٔ ۱۴ نشان داده شده است که انرژی ذخیره‌شده در باتری در ابتدای هر روز برابر با یک مقدار ازپیش‌تعریف‌شده اولیه خواهد بود. معادلهٔ ۱۵ رابطه‌ای بین انرژی ذخیره‌شده در باتری در هر دورهٔ زمانی با مقدار ذخیره‌شدهٔ اولیه و کل تراکنش‌های خالص رخ‌داده تا دورهٔ زمانی قبل برقرار می‌کند. در نهایت، رابطهٔ ۱۶ تأکید می‌کند که انرژی خالص شارژ و دشارژ شده طی هر روز باید یکسان باشد [۴۵].

1. Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)
2. National Renewable Energy Laboratory (NREL)
3. Cut-in, rated, and cut-out speed

$$XP_{BS}^{(h,d)} = \left[P_{BS-Ch}^{(h,d)} Ef_{BS}^{Ch} \right] - \left[\frac{P_{BS-Di}^{(h,d)}}{Ef_{BS}^{Di}} \right] \qquad \forall h \in \square_H, d \in \square_D \tag{۸}$$

$$B_{BS-Ch}^{(h,d)} + B_{BS-Di}^{(h,d)} \le 1 \qquad \forall h \in \square_H, d \in \square_D \tag{۹}$$

$$P_{BS-Ch}^{(h,d)} \le B_{BS-Ch}^{(h,d)} M_{big} \qquad \forall h \in \square_H, d \in \square_D \tag{۱۰}$$

$$P_{BS-Di}^{(h,d)} \le B_{BS-Di}^{(h,d)} M_{big} \qquad \forall h \in \square_H, d \in \square_D \tag{۱۱}$$

$$-P_{BS}^{R} \le XP_{BS}^{(h,d)} \le P_{BS}^{R} \qquad \forall h \in \square_H, d \in \square_D \tag{۱۲}$$

$$E_{BS}^{(h,d)} \le E_{BS}^{R} \qquad \forall h \in \square_H, d \in \square_D \tag{۱۳}$$

$$E_{BS}^{(h,d)} = E_{BS}^{I} \qquad \forall h = h_1, d \in \square_D \tag{۱۴}$$

$$E_{BS}^{(h,d)} = E_{BS}^{I} + \sum_{h=h_1}^{h-1} EP_{BS}^{(h,d)} \Delta_{BS}^{T} \qquad \forall h \in \square_H \,|\, h \ne h_1, d \in \square_D \tag{۱۵}$$

$$\sum_h \left[P_{BS-Ch}^{(h,d)} Ef_{BS}^{Ch} \right] = \sum_h \left[\frac{P_{BS-Di}^{(h,d)}}{Ef_{BS}^{Di}} \right] \qquad d \in \square_D \tag{۱۶}$$

در هر ساعت از بهره‌برداری ریزشبکه، مقدار توانی که به باس مشترک وارد می‌شود باید با مقداری که از آن خارج می‌شود برابر باشد. به بیان دیگر، مجموع توان تولیدی منابع تجدیدپذیر (پس از کسر مقدار قطع‌شده[1])، توان دیزل ژنراتور و توان دشارژ باتری دقیقاً باید بار مصرفی به اضافهٔ توان مصرفی برای شارژ باتری را پوشش دهد. رابطهٔ ۱۷ این قید تعادل توان را نشان می‌دهد:

$$\left(GP_{WT}^{(h,d)} - CR_{WT}^{(h,d)}\right) + \left(GP_{PV}^{(h,d)} - CR_{PV}^{(h,d)}\right) + GP_{DG}^{(h,d)} + P_{BS-Di}^{(h,d)} = P_{BS-Ch}^{(h,d)} + P_{ACL}^{(h,d)} \quad \forall h \in \square_H, d \in \square_D \tag{۱۷}$$

معادلات ۱۸ و ۱۹ نشان می‌دهد مقدار توان قطع‌شده از منابع فتوولتائیک و بادی در هر ساعت نمی‌تواند از کل توان تولیدی همان منبع در آن ساعت بیشتر باشد.

$$0 \le CR_{PV}^{(h,d)} \le P_{PV}^{(h,d)} \qquad \forall h \in \square_H, d \in \square_D \tag{۱۸}$$

$$0 \le CR_{WT}^{(h,d)} \le P_{WT}^{(h,d)} \qquad \forall h \in \square_H, d \in \square_D \tag{۱۹}$$

در نهایت، تابع هدف مدل در رابطهٔ ۲۰ نشان داده شده است، که در آن کل هزینهٔ خالص فعلی (TNPC) باید به حداقل برسد. همان‌طور که مشاهده می‌شود، TNPC شامل مجموع کل هزینهٔ سرمایه‌گذاری (جملهٔ اول) و کل هزینهٔ بهره‌برداری و نگهداری تبدیل شده (جمله دوم) است. ضریب تبدیل به عنوان ضریب فعلی‌سازی هزینهٔ سالانه[2] (PVAF) شناخته می‌شود که تابعی از کل طول عمر پروژه و نرخ بهره است. درخور یادآوری است که باتری دو عبارت دارد، یکی برای توان نامی و یکی برای ظرفیت انرژی، مشابه هزینهٔ سرمایه‌گذاری. همچنین، ژنراتور دیزلی علاوه بر هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری سالانه، هزینهٔ سوخت تحمیل می‌کند [۴۶].

$$\begin{aligned} Min\ TNPC = & \begin{pmatrix} P_{PV}^{R} C_{PV}^{IN} + P_{WT}^{R} C_{WT}^{IN} + P_{DG}^{R} C_{DG}^{IN} + \\ E_{BS}^{R} C_{BSP}^{IN} + P_{BS}^{R} C_{BSE}^{IN} \end{pmatrix} \\ & + \frac{(1+I_r)^{L_f} - 1}{I_r (1+I_r)^{L_f}} \begin{pmatrix} P_{PV}^{R} C_{PV}^{OM} + P_{WT}^{R} C_{WT}^{OM} + P_{DG}^{R} C_{DG}^{OM} + P_{BS}^{R} C_{BSP}^{OM} + \\ E_{BS}^{R} C_{BSE}^{OM} + F_{DG}^{P} \sum_h \sum_d Fuel_{DG}^{(h,d)} \end{pmatrix} \end{aligned} \tag{۲۰}$$

۲-۲. مدل‌سازی استهلاک باتری عمر ثانویه

استهلاک باتری یکی از عوامل مهم تعیین‌کننده در عملکرد بلندمدت این سیستم است و بی‌توجهی به آن می‌تواند نتایج اندازه‌یابی و بهره‌برداری را به طور جدی منحرف کند. در باتری‌های لیتیوم ـ یون، افت ظرفیت معمولاً از دو سازوکار اصلی ناشی می‌شود:

1. Curtailed
2. Present Value of Annuity Factor (PVAF)

استهلاک چرخه‌ای[1]، که بر اثر شارژ و دشارژهای مکرر ایجاد می‌شود و استهلاک تقویمی[2]، که حتی در صورت عدم استفادهٔ فعال و فقط به دلیل گذر زمان رخ می‌دهد [۴۷]. از آنجا که باتری عمر ثانویه در یک ریزشبکهٔ ترکیبی به طور هم‌زمان در معرض هر دو نوع فرسایش قرار دارد، لازم است مدل‌سازی طول عمر آن به صورت صریح، کمی و سازگار با رفتار واقعی انجام شود. بر همین‌اساس، در این بخش ابتدا دو متغیر بنیادی عمق دشارژ و وضعیت شارژ تعریف می‌شوند و سپس مکانیزم‌های چرخه‌ای و تقویمی، افت تجمعی ظرفیت و درنهایت، شرط پایان عمر باتری به صورت گام‌به‌گام تشریح می‌شوند.

در روابط ۲۱ و ۲۲، رابطهٔ میان عمق دشارژ (DOD) [۴۸] و وضعیت شارژ (SOC) معرفی شده است. این دو متغیر در واقع دو بیان مکمل از وضعیت انرژی باتری هستند؛ به گونه‌ای که با افزایش انرژی برداشت‌شده از باتری، SOC کاهش یافته و DOD افزایش می‌یابد. بنابراین DOD شاخصی از شدت تخلیهٔ باتری در هر بازه زمانی است، در حالی که SOC نشان می‌دهد چه سهمی از ظرفیت ذخیره‌سازی هنوز در دسترس باقی مانده است. اهمیت این دو متغیر تنها به توصیف حالت لحظه‌ای باتری محدود نمی‌شود، بلکه در هر دو مؤلفهٔ استهلاک نیز نقش محوری دارند: DOD مستقیم بر شدت استهلاک چرخه‌ای اثر می‌گذارد و SOC میانگین نگهداری‌شده، نرخ پیری تقویمی را تعیین می‌کند. از این‌رو، تعریف دقیق این دو کمیت، پایه اصلی مدل‌سازی طول عمر در ادامه مقاله است.

روابط ۲۳ تا ۲۵ به مدل‌سازی استهلاک چرخه‌ای اختصاص دارند. در این بخش، هر چرخهٔ شارژ ـ دشارژ به عنوان یک رویداد فرسایشی در نظر گرفته می‌شود و شدت آسیب آن تابعی غیرخطی از عمق دشارژ است. این غیرخطی بودن از این واقعیت ناشی می‌شود که افزایش DOD، تنش الکتروشیمیایی و مکانیکی بیشتری بر سلول وارد می‌کند و در نتیجه، کاهش ظرفیت به صورت نامتناسب تشدید می‌شود. به بیان دیگر، دو سیکل کم‌عمق لزوماً معادل یک سیکل عمیق نیستند و معمولاً انرژی جابه‌جا شده یکسان، اما درجهٔ استهلاک متفاوتی ایجاد می‌کنند. تابع استهلاک چرخه‌ای در رابطهٔ ۲۳ این رفتار را با یک فرم تجربی/ نیمه تجربی بازنمایی می‌کند؛ به طوری که هرچه DOD بزرگ‌تر باشد، سهم استهلاکی هر چرخه نیز بیشتر خواهد بود. سپس در رابطهٔ ۲۴، این آسیب چرخه‌ای طی زمان و بر اساس تعداد سیکل‌های رخ‌داده تجمیع می‌شود تا ظرفیت ازدست‌رفته ناشی از پیری چرخه ای به دست آید. در رابطهٔ ۲۵ نیز مفهوم عمق دشارژ مؤثر معرفی می‌شود تا بتوان پروفایل‌های پیچیده و نامنظم شارژ و دشارژ را به یک شاخص معادل ساده و قابل استفاده در بهینه‌سازی تبدیل کرد [۴۹].

$$SoC^{(d,h)} = \frac{E_{BS}^{(h,d)}}{E_{BS}^{R}} \qquad \forall h \in \square_{H}, d \in \square_{D} \tag{۲۱}$$

$$DoD^{(d,h)} = D_a^{(d,h)} = 1 - \frac{E_{BS}^{(h,d)}}{E_{BS}^{R}} = 1 - SoC^{(d,h)} \qquad \forall h \in \square_{H}, d \in \square_{D} \tag{۲۲}$$

$$\Gamma_0 = LC_r * D_r * E_{BS}^{R} \tag{۲۳}$$

$$CF_{cycle_{01}}{}^{(d,h)} = \left(\frac{D_a^{(d,h)}}{D_r}\right)^{u_0} \times e^{u_1 * \left(\left(\frac{D_a^{(d,h)}}{D_r}\right) - 1\right)} \times P_{BS-Di}^{(h,d)} \qquad \forall h \in \square_{H}, d \in \square_{D} \tag{۲۴}$$

$$CF_{cycle_{02}}{}^{(d)} = \frac{\sum_{h} CF_{cycle_{01}}{}^{(d,h)}}{\Gamma_0} * E_{BS}^{R} \qquad \forall h \in \square_{H}, d \in \square_{D} \tag{۲۵}$$

این تعریف معادل‌سازی‌شده، امکان مقایسهٔ سناریوهای عملیاتی مختلف را فراهم می‌سازد و مبنای تولید جدول ۱ و شکل ۲ است. بر اساس جدول ۱، پنج سناریوی عملیاتی با ترکیب‌های متفاوتی از DOD و تعداد سیکل بررسی شده‌اند. این جدول نشان می‌دهد با وجود یکسان بودن یا نزدیک بودن انرژی جابه‌جا شده، استهلاک چرخه‌ای الزاماً ثابت نیست و به‌شدت از عمق دشارژ تأثیر می‌پذیرد. به عنوان نمونه، در سناریوی A با سیکل‌های عمیق، مقدار دشارژ مؤثر تجمعی به‌مراتب بیشتر از سناریوی E با سیکل‌های کم‌عمق است. بنابراین، جدول ۱ تأیید می‌کند که کاهش DOD در بهره‌برداری روزمره می‌تواند به طور معناداری عمر

1. Cycle Aging
2. Calendar Aging

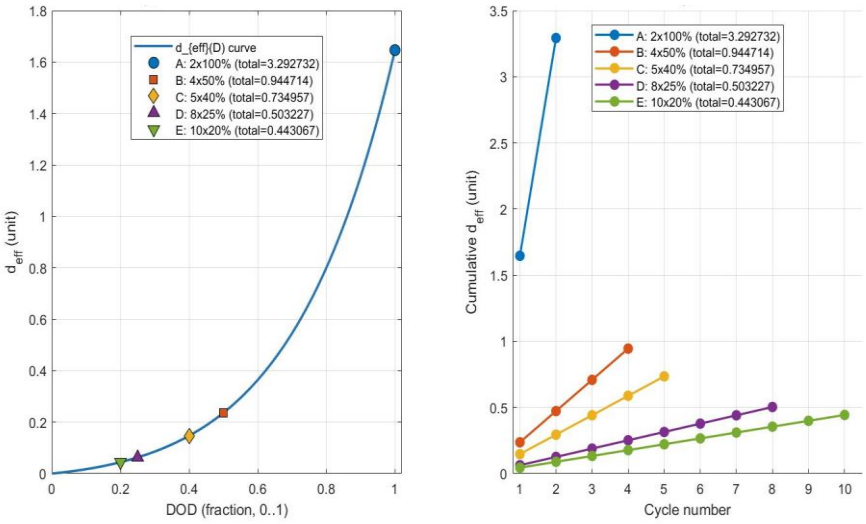
چرخه‌ای باتری را افزایش دهد. شکل ۲ نیز همین روند را به صورت بصری نمایش می‌دهد و افت نامتناسب استهلاک با کاهش DODرا برجسته می‌سازد. نتیجهٔ عملی این تحلیل آن است که راهبردهای بهره‌برداری باتری باید تا حد امکان از سیکل‌های عمیق و مکرر پرهیز کنند، زیرا چنین الگویی هزینهٔ چرخهٔ عمر را افزایش داده و ظرفیت مؤثر باتری را سریع‌تر کاهش می‌دهد.

این نتیجه در باتری‌های عمر ثانویه اهمیت بیشتری نیز پیدا می‌کند، زیرا ظرفیت اولیهٔ آن‌ها از ابتدا کمتر از باتری نو است و بنابراین هر واحد افت ظرفیت، سهم بزرگ‌تری از ذخیره‌ساز را از مدار خارج می‌کند. به همین‌دلیل، واردسازی صریح استهلاک چرخه‌ای در مدل، برای جلوگیری از خوش‌بینی بیش از حد در برآورد عملکرد آینده ضروری است.

روابط ۲۶ و ۲۷ برای مدل‌سازی استهلاک تقویمی به کار رفته‌اند. به خلاف استهلاک چرخه‌ای که به تعداد و شدت سیکل‌ها وابسته است، استهلاک تقویمی حتی در صورت عدم شارژ و دشارژ نیز به دلیل واکنش‌های جانبی داخلی و پیری شیمیایی رخ می دهد. در این چارچوب، نرخ افت ظرفیت تابعی از زمان و وضعیت شارژ نگهداری‌شده در باتری است. برای ساده‌سازی تحلیل و تمرکز بر اثر SOC، دما [۵۰] و گام زمانی (, $25°C$ $1/(24*30)$) در این بخش ثابت فرض شده‌اند؛ این فرض به منظور حذف اثرات مزاحم و آشکارسازی نقش مستقیم SOC در نرخ فرسایش تقویمی اتخاذ شده است. از منظر فیزیکی، هرچه باتری برای مدت طولانی‌تری در SOC های بالا نگهداری شود، نرخ رشد لایه‌های غیرفعال، واکنش‌های جانبی و در نتیجه افت ظرفیت تقویمی بیشتر خواهد شد. بنابراین، به خلاف برداشت رایج که استهلاک تقویمی را فقط تابع زمان می‌داند، این مدل نشان می‌دهد سطح شارژ نگهداری‌شده نیز در آن نقش تعیین‌کننده دارد.

جدول ۱. مقایسهٔ سناریوهای عملیاتی برحسب عمق دشارژ و اثر متناظر بر استهلاک چرخه‌ای

سناریو	تعداد سیکل	DOD	میزان دشارژ مؤثر در هر سیکل	مجموع دشارژهای مؤثر به تعداد سیکل
A: ۲×٪۱۰۰	۲	۱	۱/۶۴۶۳۶۶	۳/۲۹۲۷۳۲
B: ۴×٪۵۰	۴	۰/۵	۰/۲۳۶۱۷۹	۰/۹۴۴۷۱۴
C: ۵×٪۴۰	۵	۰/۴	۰/۱۴۶۹۹۱	۰/۷۳۴۹۵۷
D: ۸×٪۲۵	۸	۰/۲۵	۰/۰۶۲۹۰۳	۰/۵۰۳۲۲۷
E: ۱۰×٪۲۰	۱۰	۰/۲	۰/۰۴۴۳۰۷	۰/۴۴۳۰۶۷



شکل ۲. مقایسهٔ سناریوهای عملیاتی مختلف در چارچوب معیار استهلاک چرخه‌ای

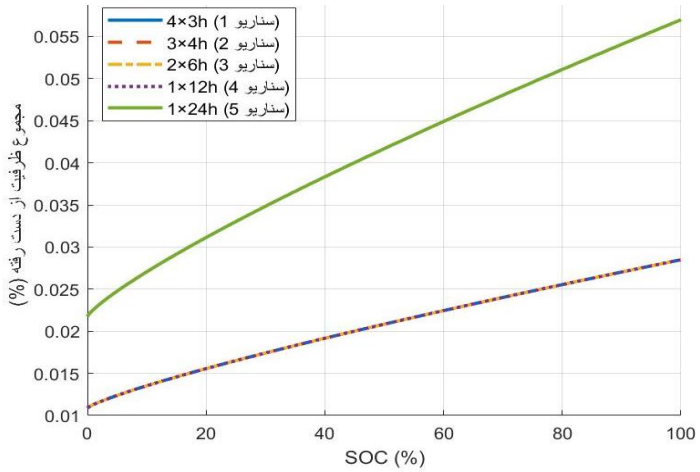
$$CF_{calendar_{01}}^{(d,h)} = 33.1623*10^{-6}*(100*SOC^{(d,h)})^{0.823} + 90.6728*10^{-5} \qquad \forall h \in \square_H, d \in \square_D \tag{۲۶}$$

$$CF_{calendar_{02}}^{(d)} = \frac{\sum_h CF_{calendar_{01}}^{(d,h)}}{100} * E_{BS}^{R} \qquad \forall h \in \square_H, d \in \square_D \tag{۲۷}$$

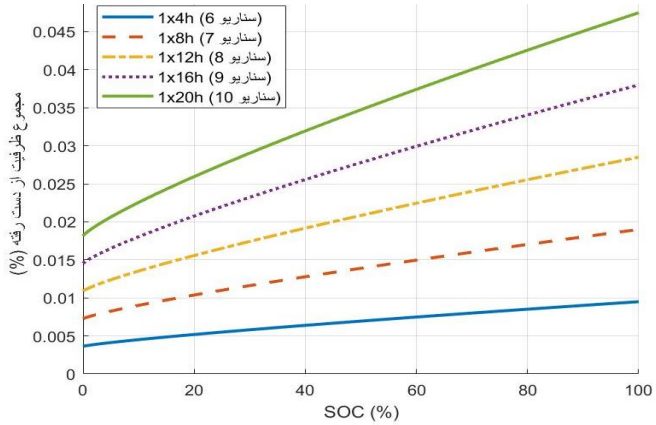
نتایج حاصل از روابط ۲۶ و ۲۷ در جدول ۲ ارائه شده و در شکل ۳ به صورت گرافیکی نمایش یافته است. جدول ۲ نشان می‌دهد با افزایش SOC متوسط از سطوح پایین‌تر به سطوح بالاتر، مقدار ظرفیت تخریب‌شده در افق‌های مختلف زمانی افزایش می‌یابد. هرچند در مقیاس ساعتی یا روزانه این افزایش ممکن است محدود به نظر برسد، اما در افق‌های بلندمدت اثر آن تجمعی شده و به افت معنادار ظرفیت منجر می‌شود. شکل ۳ نیز همین روند را با وضوح بیشتری نشان می‌دهد: منحنی‌های متناظر با SOC های بالاتر شیب بیشتری دارند و این موضوع بیانگر حساسیت شدید باتری به نگهداری طولانی‌مدت در حالت شارژ بالا است. از این نتایج می توان چنین برداشت کرد که در بهره‌برداری از باتری‌های عمر ثانویه، مدیریت سطح شارژ نه‌تنها برای حفظ قابلیت دسترس‌پذیری انرژی، بلکه برای کنترل پیری تقویمی نیز یک متغیر کلیدی محسوب می‌شود. به بیان دیگر، اگر باتری در بازه‌های زمانی طولانی در SOCبالا باقی بماند، حتی در نبود سیکل‌های شدید، بخشی از ظرفیت آن به صورت خاموش و پیوسته از دست خواهد رفت.

جدول ۲. مقایسهٔ مقادیر افت ظرفیت تقویمی در شرایط درصد شارژ متفاوت

سناریو	مرتبه	SOCavg (%)	میزان ظرفیت تخریب‌شده			
			ساعتی	روزانه	سالانه	۵ ساله
A	۲	۵۰	۹/۲۵۴۷×۱۰$^{-۷}$	۰/۰۰۲۲۲۱۱	۰/۸۱۰۷۱	٤/۰٥۳٥۷۳۹
B	۴	۷۵	۹/۳۲۹۰×۱۰$^{-۷}$	۰/۰۰۲۲۳۸۹	۰/۸۱۷۲۱	٤/۰۸٦۰۹۷٥
C	۵	۸۰	۹/۳۴۶۴×۱۰$^{-۷}$	۰/۰۰۲۲۴۳۱	۰/۸۱۸۴۷	٤/۰۹۲۳٥۰٦
D	۸	۸۷/۵	۹/۳۶۴۴×۱۰$^{-۷}$	۰/۰۰۲۲۴۷۴۵	۰/۸۲۰۳۲	٤/۱۰۱٦۰۲۸
E	۱	۹۰	۹/۳۷۱۴×۱۰$^{-۷}$	۰/۰۰۲۲۴۹۱۳	۰/۸۲۰۹۳	٤/۱۰٤٦٥٥۱



الف: ظرفیت ازدست‌رفته تحت سناریوهای ۱ تا ۵



ب: ظرفیت ازدست‌رفته تحت سناریوهای ۶ تا ۱۰

شکل ۳. منحنی تغییرات تقلیل ظرفیت تقویمی برحسب درصد شارژ

رابطهٔ ۲۸ استهلاک روزانهٔ باتری را به صورت جمع دو مؤلفهٔ چرخه‌ای و تقویمی بیان می‌کند. این رابطه از آن جهت اهمیت دارد که دو مکانیزم فرسایش را که پیش‌تر به صورت جداگانه تعریف شده‌اند، در یک چارچوب مشترک گرد هم می‌آورد و امکان محاسبهٔ کاهش ظرفیت در هر روز بهره‌برداری را فراهم می‌سازد. به بیان دیگر، ظرفیت باتری در پایان هر روز نه‌تنها به تعداد سیکل‌ها و عمق دشارژ همان روز وابسته است، بلکه از سطح شارژ نگهداری‌شده و مدت زمان حضور در آن سطح نیز تأثیر می پذیرد. این رابطه، هستهٔ اصلی به‌روزرسانی ظرفیت باقی‌مانده در شبیه‌سازی است و واسطه‌ای میان مدل بهره‌برداری ساعتی و ارزیابی بلندمدت عمر باتری به شمار می‌رود.

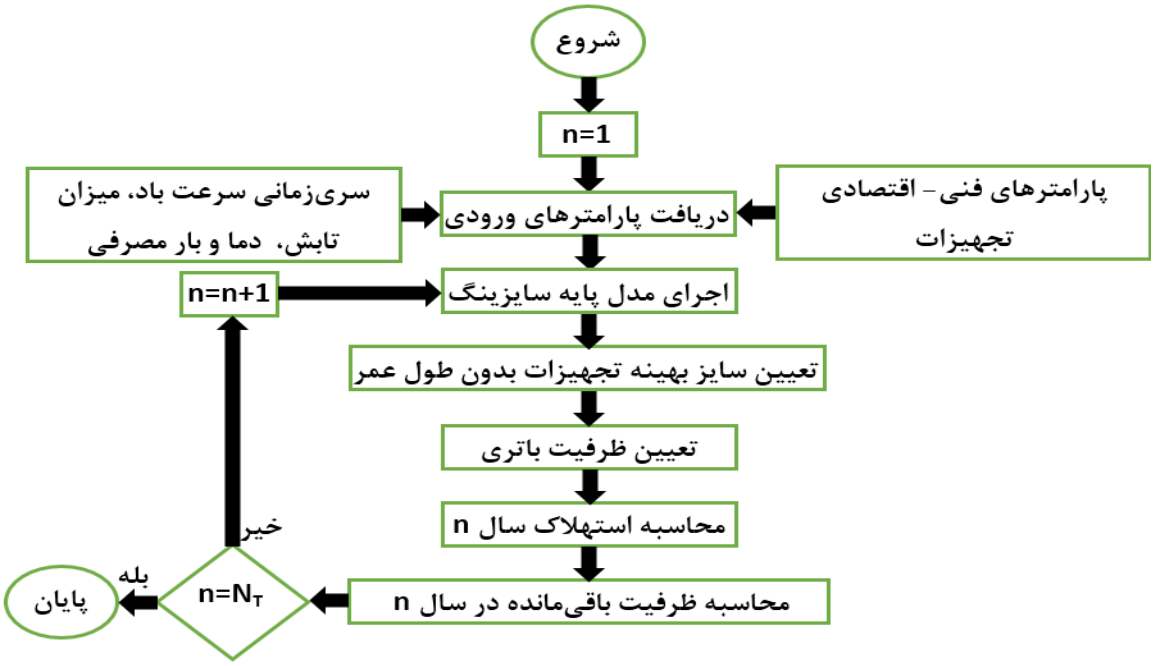
$$\mathrm{Ed}^{(d)} = \mathrm{CF}_{calendar_{02}}{}^{(d)} + \mathrm{CF}_{cycle_{02}}{}^{(d)} \qquad \forall h \in \square_{H}, d \in \square_{D} \tag{۲۸}$$

در ادامه، روابط ۲۹ و ۳۰ ظرفیت باقی‌مانده باتری را به صورت تجمعی محاسبه می‌کنند.

$$\mathrm{E}_{Rem}^{(d)} = E_{BS}^{R} \qquad \forall d = d_1 \tag{۲۹}$$

$$\mathrm{E}_{Rem}^{(d)} = E_{BS}^{R} - \sum_{d=d1}^{d-1} \mathrm{Ed}^{(d)} \qquad \forall h \in \square_{H} \,|\, h \neq h_1, d \in \square_{D} \tag{۳۰}$$

این روابط نشان می‌دهند ظرفیت مؤثر در ابتدای هر روز برابر ظرفیت اولیه منهای مجموع افت‌های انباشته‌شده از روزهای پیشین است. به این‌ترتیب، مدل نه‌تنها افت لحظه‌ای ظرفیت را ثبت می‌کند، بلکه تاریخچهٔ بهره‌برداری را نیز در تعیین ظرفیت آینده وارد می‌سازد. اهمیت این بخش در آن است که ظرفیت نامی باتری طی زمان ثابت فرض نمی‌شود، بلکه به‌تدریج و بر اساس استهلاک واقعی کاهش می‌یابد. بنابراین، هر گونه تصمیم‌گیری دربارهٔ اندازه‌یابی، بهره‌برداری و جایگزینی باید بر مبنای ظرفیت باقی‌مانده واقعی انجام شود، نه ظرفیت نامی اولیه. زمانی که ظرفیت مؤثر به آستانهٔ پایان عمر برسد، باتری از نظر فنی نیازمند جایگزینی است و سیاست جایگزینی تدریجی ظرفیت مستهلک‌شده فعال می‌شود.



شکل ٤. چارچوب شبیه‌سازی فرسایش باتری

چارچوب منطقی این فرایند در شکل ۴ نشان داده شده است. در این چارچوب، ابتدا وضعیت بهره‌برداری هر بازه زمانی تعیین می شود، سپس استهلاک چرخه‌ای و تقویمی محاسبه و در نهایت ظرفیت باقی‌مانده به‌روزرسانی می‌شود. تکرار این چرخه در کل افق مطالعه امکان می‌دهد که اثر تجمعی فرسایش بر عملکرد باتری، ترکیب بهینه منابع و هزینهٔ خالص فعلی کل به‌درستی منعکس شود. به بیان دیگر، شکل ۴ پل ارتباطی میان رفتار لحظه‌ای باتری و پیامدهای اقتصادی بلندمدت آن را نمایش می‌دهد. مدل‌سازی

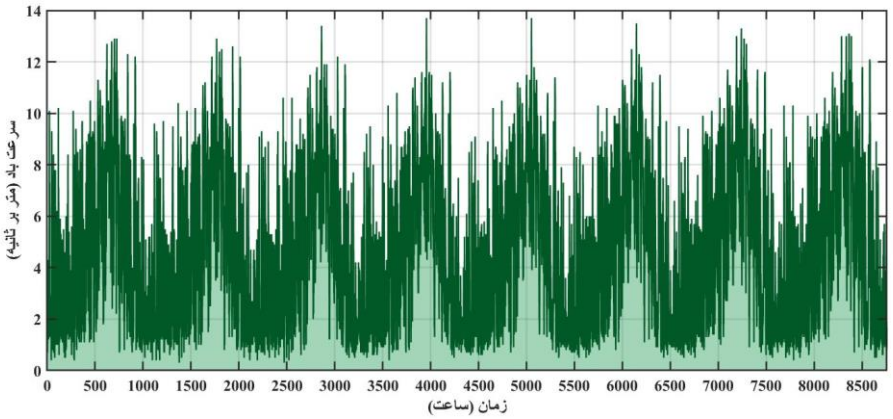
انجام‌شده در این بخش نشان می‌دهد در نظر گرفتن صریح استهلاک برای باتری عمر ثانویه یک ضرورت تحلیلی است، نه یک انتخاب اختیاری. استهلاک چرخه‌ای بیشتر تحت تأثیر عمق دشارژ و تعداد سیکل‌ها قرار دارد، در حالی که استهلاک تقویمی از زمان و سطح شارژ نگهداری‌شده اثر می‌پذیرد. ترکیب این دو مکانیزم در روابط ۲۸ تا ۳۰ باعث می‌شود مدل پیشنهادی بتواند افت واقعی ظرفیت را طی زمان بازتولید کند و از برآوردهای خوش‌بینانه دربارهٔ کارایی و طول عمر باتری جلوگیری شود. این دقت در مدل‌سازی، برای تحلیل اقتصادی ریزشبکه‌های ترکیبی و به‌ویژه برای مقایسهٔ باتری نو و باتری عمر ثانویه، نقش تعیین‌کننده‌ای دارد.

۳. مطالعهٔ موردی

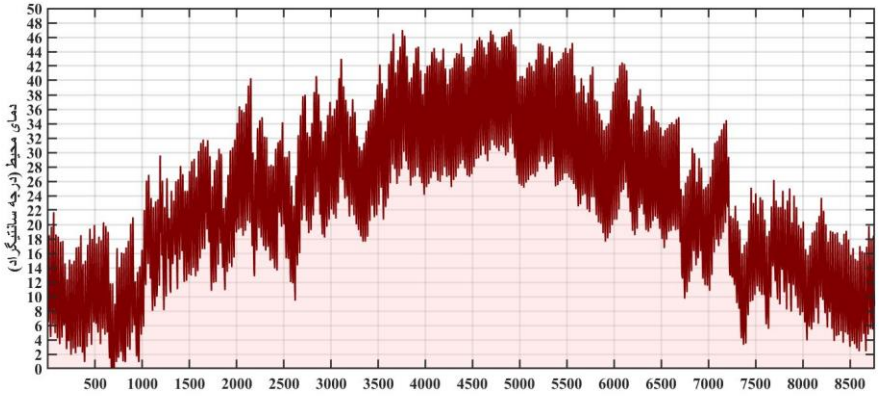
در این بخش، مفروضات و پارامترهای اصلی مورد استفاده در شبیه‌سازی ارائه می‌شود. این مفروضات که چارچوب اقتصادی، زمانی، فنی و عملیاتی تمام سناریوها را تشکیل می‌دهند، مطابق جدول ۳ و اطلاعات ورودی طی یک سال در شکل‌های ۵ تا ۷ معرفی شده‌اند. شکل ۵، پروفیل سالانهٔ سرعت باد را با دقت تفکیک ساعتی ارائه می‌دهد. این منحنی، نوسانات و الگوهای فصلی و روزانه در دسترسی به انرژی بادی را نمایان می‌سازد. شکل ۶ به بررسی شرایط اقلیمی سالانه می‌پردازد؛ (الف) پروفیل تابش خورشیدی و (ب) پروفیل دمای محیط، که هر دو با تفکیک ساعتی ارائه شده‌اند. این داده‌ها برای مدل‌سازی دقیق عملکرد سیستم‌های فتوولتائیک و تحلیل اثرات حرارتی محیطی ضروری هستند. در ادامه، شکل ۷ پروفیل سالانه بار الکتریکی را با تفکیک ساعتی نشان می‌دهد. این نمودار، الگوی مصرف انرژی را طی سال نشان داده و مبنایی حیاتی برای ارزیابی کفایت منابع، تحلیل استراتژی‌های مدیریت بار و تعیین بهره‌وری کلی سیستم فراهم می‌آورد. درخور یادآوری است که فرض شده یک سامانهٔ مدیریت حرارتی، دمای عملکردی سلول‌ها را در محدودهٔ بهینه تثبیت می‌کند.

جدول ۳. اطلاعات ورودی تجهیزات سیستم

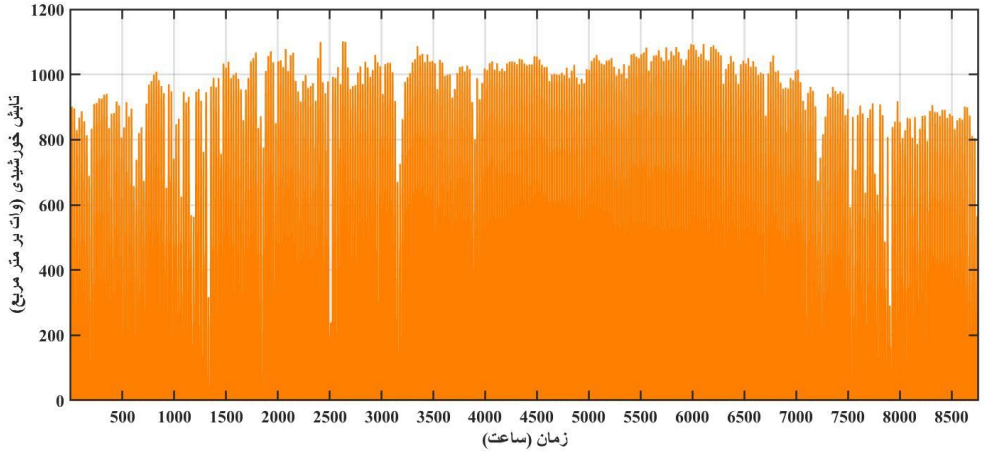
تجهیز	اطلاعات فنی	هزینه	
		سرمایه‌گذاری اولیه (دلار بر کیلووات)	تعمیر و نگهداری (دلار بر کیلووات در سال)
پنل فتوولتائیک	$Ef_{PV}=0.9, Ir_{STC}=1, Ir_{NOCT}=0.8,$ $T_A^{NOCT}=20, T_{STC}=25, T_{Cell}^{NOCT}=40, \gamma_{PV}^{P}=-0.35$	۹۰۰	۱۰
توربین بادی	$V_{WT}^{CI}=3, V_{WT}^{R}=10, V_{WT}^{CO}=25$	۱۴۰۰	۴۰
دیزل‌ژنراتور	$\alpha_{DG}=0.05, \beta_{DG}=0.25, F_{DG}^{P}=1$	۳۰۰	۷
توان باتری نو	$Ef_{BS}\ 0.8,\ DoD_{NB}^{Re}=0.9$	۳۵۰	۳/۴
انرژی باتری نو	$E_{BS}^{I}=0\ kWh \quad SoH_{NB}^{I}=1$	۳۵۰	۰/۴
توان ذخیره‌ساز SLB	$Ef_{BS}=0.8\ ,\ DoD_{SLB}^{Re}=0.8$	۱۷۵	۳/۴
انرژی ذخیره‌ساز SLB	$E_{BS}^{I}=0\ kWh\ ,\ SoH_{SLB}^{I}=0.8$	۱۷۵	۰/۴



شکل ۵. پروفیل سالانهٔ سرعت باد با تفکیک ساعتی

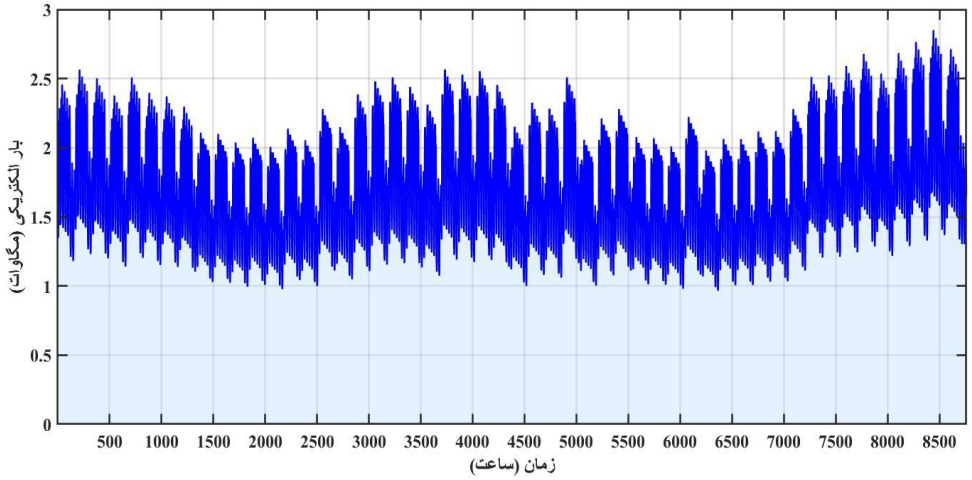


الف: پروفیل تابش خورشیدی



ب: پروفیل دمای محیط

شکل ٦. پروفیل سالانهٔ تابش خورشیدی و دمای محیط با تفکیک ساعتی



شکل ۷. پروفیل سالانهٔ بار الکتریکی با تفکیک ساعتی طی یک سال

۴. نتایج شبیه‌سازی و تحلیل

برای ارزیابی اثر لحاظ کردن استهلاک باتری بر تصمیمات اندازه‌یابی و بهره‌برداری، نتایج مدل بهینه‌سازی در دو افق زمانی متفاوت، یعنی افق کوتاه‌مدت یک‌ساله و افق بلندمدت پانزده‌ساله، بررسی شده است. این مقایسه از آن جهت اهمیت دارد که اثر

استهلاک باتری، به‌ویژه در باتری‌های عمر ثانویه، در افق‌های زمانی کوتاه ممکن است محدود به نظر برسد، اما در افق‌های بلندمدت می‌تواند به طور جدی ساختار بهینهٔ سیستم، ترکیب منابع و هزینهٔ کل را تغییر دهد. به همین‌دلیل، سه سناریوی تحلیلی شامل S1، S2 و S3 تعریف شده‌اند تا بتوان نقش استهلاک و تفاوت‌های ناشی از فناوری باتری را به صورت مرحله‌ای و دقیق مشاهده کرد.

سناریوی اول (S1) به عنوان حالت مرجع، یک مدل ایده‌آل را در نظر می‌گیرد که در آن باتری نو بدون لحاظ هرگونه استهلاک مورد استفاده قرار می‌گیرد. در این سناریو، ظرفیت باتری طی افق مطالعه ثابت فرض شده و هیچ‌گونه کاهش عملکردی در نظر گرفته نمی‌شود. این فرض، اگرچه در بسیاری از مطالعات پیشین رایج است، اما منجر به برآورد خوش‌بینانه از عملکرد و هزینهٔ سیستم می‌شود و به عنوان مبنای مقایسه برای سایر سناریوها به کار می‌رود.

در سناریوی دوم (S2)، همان باتری نو در نظر گرفته شده است، با این تفاوت که هر دو مؤلفهٔ استهلاک چرخه‌ای و تقویمی به صورت صریح در مدل لحاظ شده‌اند. در این سناریو، ظرفیت مؤثر باتری به صورت پویا و تابعی از الگوی بهره‌برداری و زمان به‌روزرسانی می‌شود. این مدل نمایانگر یک حالت واقع‌بینانه از عملکرد باتری‌های نو در شرایط عملیاتی است و امکان ارزیابی تأثیر استهلاک بر هزینه‌های چرخهٔ عمر و نیاز به منابع جایگزین را فراهم می‌سازد.

سناریوی سوم (S3) به بررسی به‌کارگیری باتری‌های عمر ثانویه اختصاص دارد که علاوه بر در نظر گرفتن استهلاک، دارای ظرفیت اولیه کمتر و نرخ تخریب بالاتر نسبت به باتری نو هستند. در این سناریو، اثر هم‌زمان سه عامل کلیدی شامل کاهش ظرفیت اولیه، افزایش نرخ استهلاک، و هزینهٔ سرمایه‌گذاری کمتر مورد بررسی قرار می‌گیرد. همچنین، به منظور جبران افت ظرفیت طی زمان، سیاست جایگزینی تدریجی ظرفیت مستهلک‌شده در مدل لحاظ شده است که امکان تحلیل واقع‌بینانه‌تری از رفتار بلندمدت این نوع باتری‌ها را فراهم می‌آورد.

این ساختار سناریومحور امکان مقایسهٔ نظام‌مند بین یک مدل ایده‌آل، یک مدل واقع‌بینانه و یک مدل آینده‌نگر را فراهم می‌کند و نقش حیاتی مدل‌سازی صریح استهلاک را در تحلیل‌های برنامه‌ریزی ریزشبکه به‌وضوح نشان می‌دهد.

۴-۱. تحلیل نتایج در افق یک‌ساله

نتایج جدول ۴ نشان می‌دهد در افق یک‌ساله، تفاوت‌های عددی میان سناریوها محدود است و ساختار بهینهٔ سیستم تا حد زیادی مشابه باقی می‌ماند. در این افق، ظرفیت بهینهٔ فتوولتائیک، توربین بادی و دیزل‌ژنراتور در دو سناریوی S1 و S2 تقریباً یکسان است و تنها تغییرات بسیار جزئی در مقادیر بهینه مشاهده می‌شود. این موضوع نشان می‌دهد در دوره‌های کوتاه، اثر تجمعی استهلاک هنوز به اندازه‌ای نیست که مدل را وادار به بازآرایی عمده در ساختار منابع کند. در واقع، در یک بازه یک‌ساله، باتری هنوز بخش عمدهٔ ظرفیت مؤثر خود را حفظ می‌کند و افت تدریجی آن به‌تنهایی عامل تعیین‌کننده‌ای برای تغییر سایز منابع تولیدی نیست. با این‌حال، حتی در همین افق کوتاه نیز تفاوت میان سناریوها قابل مشاهده است. سناریوی S3 که از باتری عمر ثانویه استفاده می‌کند، ظرفیت انرژی و توان باتری کوچک‌تری نسبت به دو سناریوی دیگر دارد و در نتیجه، هزینهٔ سرمایه‌گذاری اولیه کمتری ایجاد می‌کند. همین ویژگی سبب شده است که TNPC در سناریوی S3 به ۶۳ میلیون دلار کاهش یابد، در حالی که این مقدار در S1 و S2 برابر ۶۶ میلیون دلار است. این نتیجه نشان می‌دهد در افق کوتاه‌مدت، مزیت قیمتی اولیه باتری عمر ثانویه می‌تواند بر اثر منفی کاهش ظرفیت اولیه و استهلاک بیشتر غلبه کند. به بیان دیگر، در بازه زمانی محدود، سیستم هنوز فرصت کافی برای تجربه پیامدهای تجمعی پیری باتری را ندارد، بنابراین تصمیم اقتصادی بیشتر تحت تأثیر هزینه اولیه پایین‌تر قرار می‌گیرد تا افت عملکرد بلندمدت. از منظر فنی، این نتیجه پیام مهمی دارد: اگر تحلیل تنها بر اساس افق کوتاه‌مدت انجام شود، استفاده از SLB ممکن است به عنوان یک گزینهٔ بسیار اقتصادی و جذاب ارزیابی شود، در حالی که این برداشت لزوماً در افق‌های بلندمدت معتبر نیست. بنابراین، جدول ۴ عملاً نشان می‌دهد ارزیابی باتری عمر ثانویه بدون لحاظ افق تصمیم‌گیری می‌تواند به نتیجه‌گیری ناقص منجر شود.

جدول ٤. نتایج اصلی بهینه‌سازی (افق ۱ سال)

سناریو	ظرفیت توان پنل فتوولتائیک (کیلووات)	ظرفیت توان توربین بادی (کیلووات)	ظرفیت توان دیزل‌ژنراتور (کیلووات)	ظرفیت انرژی باتری (کیلووات ساعت)	ظرفیت توان باتری (کیلووات)	ظرفیت مستهلک‌شده (کیلووات ساعت)	کل هزینهٔ خالص فعلی (میلیون دلار)
S1	۱۸۶۱۵	۵۰۱۶	۴۶۸۸	۳۶۷۵۵	۷۷۴۹	0	۶۶
S2	۱۸۶۱۴	۵۰۱۷	۴۶۹۵	۳۶۷۵۵	۷۷۴۸	۱۲۹۵	۶۶
S3	۱۹۰۰۹	۷۷۲۶	۴۶۹۴	۲۹۴۰۴	۶۶۱۴	۱۰۳۶	۶۳

۴–۲. تحلیل نتایج در افق پانزده‌ساله

به خلاف افق یک‌ساله، نتایج جدول ۵ نشان می‌دهد در افق بلندمدت، نقش استهلاک به طور چشمگیری پررنگ می‌شود و اثر آن بر ساختار بهینهٔ سیستم کاملاً آشکار است. در این افق، اختلاف میان سناریوها به‌مراتب بیشتر از حالت کوتاه‌مدت است و این موضوع نشان می‌دهد پیری باتری طی زمان انباشته شده و تصمیم‌های اولیه را به‌تدریج تحت تأثیر قرار می‌دهد. در سناریوی S1 که استهلاک لحاظ نشده است، ظرفیت‌های بهینه تقریباً ثابت مانده و ساختار سیستم از پایداری نسبی برخوردار است. اما در S2 و به‌ویژه S3، کاهش ظرفیت مؤثر باتری باعث شده است که سیستم برای حفظ قابلیت اطمینان و تأمین بار، به سمت افزایش ظرفیت منابع تجدیدپذیر حرکت کند. این تغییر کاملاً منطقی است؛ زیرا وقتی ظرفیت ذخیره‌سازی طی زمان افت می‌کند، سیستم نمی‌تواند تنها بر همان سطح اولیه ذخیره‌سازی تکیه کند و ناچار است بخش بیشتری از نیاز خود را از تولید مستقیم جبران کند. به همین‌دلیل، ظرفیت فتوولتائیک و توربین بادی در S2 و S3 به طور قابل توجهی افزایش یافته است. این افزایش درS3 شدیدتر از S2 است، زیرا باتری عمر ثانویه علاوه بر استهلاک، از همان ابتدا نیز ظرفیت مؤثر پایین‌تری دارد.

از طرف دیگر، ظرفیت انرژی باتری در سناریوهای دارای استهلاک نسبت به حالت بدون استهلاک کاهش یافته است. این پدیده نشان می‌دهد مدل بهینه‌سازی در مواجهه با یک دارایی با افت عملکرد سریع، تمایل ندارد بیش از حد روی توسعهٔ ظرفیت ذخیره‌سازی سرمایه‌گذاری کند، بلکه ترجیح می‌دهد ترکیب منابع را به سمت تولید بیشتر و اتکا کمتر به ذخیره‌ساز سوق دهد. به بیان دقیق‌تر، مدل تلاش می‌کند ریسک وابستگی به باتری مستهلک را کاهش دهد و با افزایش سهم تولید تجدیدپذیر، پایداری سیستم را حفظ کند. در جدول ۵، TNPC در S1 برابر ۶۶ میلیون دلار باقی مانده است، اما در S2 به ۱۰۱ میلیون دلار و در S3 به ۱۳۲ میلیون دلار افزایش یافته است. این افزایش بسیار قابل توجه نشان می‌دهد لحاظ کردن استهلاک در افق بلندمدت یک جزئیات فرعی نیست، بلکه یک عامل تعیین‌کننده در برآورد اقتصادی است. در واقع، سناریوی S3 که در افق یک‌ساله اقتصادی‌تر از بقیه بود، در افق ۱۵ساله به گران‌ترین گزینه تبدیل شده است. این تغییر رتبهٔ اقتصادی بسیار مهم است و نشان می‌دهد مزیت هزینهٔ اولیهٔ باتری عمر ثانویه در بلندمدت توسط افت ظرفیت، نیاز به جایگزینی و افزایش ظرفیت جبرانی سایر منابع خنثی می‌شود.

جدول ۵. نتایج اصلی بهینه‌سازی (افق ۱۵ سال)

سناریو	ظرفیت توان پنل فتوولتائیک (کیلووات)	ظرفیت توان توربین بادی (کیلووات)	ظرفیت توان دیزل‌ژنراتور (کیلووات)	ظرفیت انرژی باتری (کیلووات ساعت)	ظرفیت توان باتری (کیلووات)	ظرفیت مستهلک‌شده (کیلووات ساعت)	کل هزینهٔ خالص فعلی (میلیون دلار)
S1	۱۸۶۱۵	۵۰۱۶	۴۶۸۸	۳۶۷۵۵	۷۷۴۹	۰	۶۶
S2	۳۰۸۶۹	۲۱۲۶۲	۴۶۹۲	۱۷۳۲۴	۶۴۸۳	۱۹۴۳۱	۱۰۱
S3	۴۵۵۵۰	۳۲۳۶۷	۴۸۳۶	۱۳۸۶۳	۶۵۹۶	۱۵۵۴۲	۱۳۲

۴-۳. ساختار هزینهٔ سرمایه‌گذاری اولیه

برای درک علت افزایش TNPC، باید اجزای هزینه به صورت جداگانه بررسی شوند. جدول ۶ نشان می‌دهد در افق یک‌ساله، هزینهٔ سرمایه‌گذاری اولیه کل در S1 و S2 تقریباً برابر و حدود ۴۰/۷ میلیون دلار است، در حالی که این مقدار در S3 به ۳۶/۸ میلیون دلار کاهش می‌یابد. این کاهش ناشی از قیمت پایین‌تر باتری عمر ثانویه است و نشان می‌دهد در شروع پروژه، SLB می‌تواند سرمایه اولیه مورد نیاز را کاهش دهد. با این‌حال، همین مزیت اولیه نباید به‌تنهایی مبنای تصمیم‌گیری باشد.

جدول ٦. تجزیهٔ اجزای هزینهٔ سرمایه گذاری اولیه برای افق ۱ سال (هزار دلار)

سناریو	پنل فتوولتائیک	توربین بادی	دیزل‌ژنراتور	باتری	کل هزینه سرمایه‌گذاری اولیه تجهیزات
S1	۱۶۷۵۴	۷۰۲۲	۱۴۰۶	۱۵۵۷۷	۴۰۷۵۹
S2	۱۶۷۵۳	۷۰۲۳	۱۴۰۸	۱۵۵۷۶	۴۰۷۶۰
S3	۱۷۱۰۸	۱۰۸۱۷	۱۴۰۸	۷۴۶۱	۳۶۷۹۴

در افق ۱۵ساله، مطابق جدول ۷، تصویر کاملاً متفاوت می‌شود. هزینهٔ سرمایه‌گذاری اولیه در S2 به ۶۷/۳ میلیون دلار و در S3 به ۹۲/۵ میلیون دلار افزایش می‌یابد، در حالی که S1 همچنان در سطح ۴۰/۸ میلیون دلار باقی می‌ماند. این رشد شدید نشان می‌دهد مدل برای جبران افت ظرفیت باتری، ناچار به توسعهٔ بیشتر منابع تولیدی شده است. بنابراین، افزایش هزینهٔ سرمایه‌گذاری اولیه در سناریوهای دارای استهلاک، ناشی از خود باتری به‌تنهایی نیست، بلکه بیشتر بازتاب هزینه‌های جبرانی است که برای حفظ قابلیت اطمینان سیستم بر سایر اجزا تحمیل می‌شود. به بیان دیگر، استهلاک باتری مانند یک هزینهٔ پنهان عمل می‌کند که مستقیم در قیمت خرید اولیه دیده نمی‌شود، اما در ساختار نهایی سیستم به صورت افزایش ظرفیت سایر منابع ظاهر می‌شود. این نتیجه یکی از یافته‌های مهم مقاله است، زیرا نشان می‌دهد حذف استهلاک از مدل، باعث کم‌برآوردی هزینهٔ واقعی سرمایه‌گذاری می‌شود. در چنین حالتی، سیستم در ظاهر ارزان‌تر دیده می‌شود، اما در عمل به دلیل نیاز به جبران افت ظرفیت، هزینهٔ نهایی بیشتری تحمیل خواهد شد.

جدول ۷. تجزیهٔ اجزای هزینهٔ سرمایه‌گذاری اولیه برای افق ۱۵ سال (هزار دلار)

سناریو	پنل فتوولتائیک	توربین بادی	دیزل‌ژنراتور	باتری	کل هزینه سرمایه‌گذاری اولیه تجهیزات
S1	۱۶۷۵۴	۷۰۲۲	۱۴۰۶	۱۵۵۷۷	۴۰۷۵۹
S2	۲۷۷۸۲	۲۹۷۶۷	۱۴۰۷	۸۳۳۳	۶۷۲۸۹
S3	۴۰۹۹۶	۴۵۳۱۴	۱۴۵۱	۴۷۳۴	۹۲۴۹۵

۴-۴. تحلیل هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری

جدول ۸ نشان می‌دهد در افق یک‌ساله، هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری در S1 و S2 تقریباً برابر هستند و اختلاف چندانی ندارند. این نتیجه بار دیگر تأیید می‌کند که در دورهٔ کوتاه، اثر استهلاک هنوز به شکل قابل توجهی در هزینه‌های O&M نمایان نشده است. با این‌حال، در S3 این هزینه اندکی بیشتر است که می‌تواند ناشی از تغییر در ساختار بهره‌برداری و نیاز بیشتر به هماهنگی میان منابع باشد.

در افق ۱۵ساله، مطابق جدول ۹، هزینه‌های O&M در S2 و S3 به طور محسوسی افزایش می‌یابد. مقدار این هزینه در S2 به ۳/۲۲۱ میلیون دلار و در S3 به ۳/۸۱۲ میلیون دلار می‌رسد، در حالی که در S1 برابر ۲/۴۶۱ میلیون دلار است. این افزایش نشان می‌دهد استهلاک نه‌تنها هزینهٔ سرمایه‌گذاری را بالا می‌برد، بلکه هزینه‌های سالانهٔ بهره‌برداری و نگهداری را نیز افزایش می‌دهد. دلیل این امر روشن است: وقتی ظرفیت باتری کاهش می‌یابد، سیستم برای حفظ تراز توان و تأمین تقاضا باید به منابع بیشتری متکی شود و این امر به معنای افزایش هزینهٔ نگهداری تجهیزات نصب‌شده و در برخی دوره‌ها افزایش استفاده از منابع گران‌تر مانند دیزل‌ژنراتور است. از منظر عملی، این نتیجه بسیار مهم است، زیرا نشان می‌دهد باتری مستهلک فقط یک دارایی با ظرفیت کمتر نیست، بلکه کل الگوی عملکرد سیستم را تغییر می‌دهد. در چنین شرایطی، هزینه‌های سالانه به‌تدریج انباشته می‌شود و در نهایت TNPC را به طور قابل توجهی افزایش می‌دهند.

جدول ۸. تجزیهٔ اجزای هزینهٔ تعمیر و نگهداری برای افق ۱ سال (هزار دلار)

سناریو	پنل فتوولتائیک	توربین بادی	دیزل‌ژنراتور	باتری	کل هزینهٔ تعمیر و نگهداری تجهیزات
S1	۱۸۶	۲۰۱	۲۰۳۳	۴۱	۲۴۶۱
S2	۱۸۶	۲۰۱	۲۰۳۳	۴۱	۲۴۶۱
S3	۱۹۰	۳۰۹	۲۰۳۳	۳۴	۲۵۶۶

جدول ۹. تجزیهٔ اجزای هزینهٔ تعمیر و نگهداری برای افق ۱۵ساله (هزار دلار)

سناریو	پنل فتوولتائیک	توربین بادی	دیزل‌ژنراتور	باتری	کل هزینهٔ تعمیر و نگهداری تجهیزات
S1	۱۸۶	۲۰۱	۲۰۳۳	۴۱	۲۴۶۱
S2	۳۰۹	۸۵۰	۲۰۳۳	۲۹	۳۲۲۱
S3	۴۵۵	۱۲۹۵	۲۰۳۴	۲۸	۳۸۱۲

به منظور مقایسهٔ مستقیم نتایج حاصل از سناریوهای مورد بررسی، خلاصه‌ای از شاخص‌های کلیدی فنی و اقتصادی سیستم در جدول ۱۰ ارائه شده است. مقایسهٔ نتایج نشان می‌دهد در افق کوتاه‌مدت، استفاده از باتری‌های عمر ثانویه به دلیل هزینهٔ سرمایه‌گذاری اولیه کمتر می‌تواند موجب کاهش هزینهٔ کل خالص سیستم شود، در حالی که در افق بلندمدت، اثرات تجمعی استهلاک موجب افزایش هزینهٔ چرخهٔ عمر و تغییر در نیاز سیستم به ظرفیت سایر اجزا می‌شود. از این‌رو، مقایسهٔ هم‌زمان شاخص‌های اقتصادی و فنی سناریوها نشان می‌دهد ارزیابی عملکرد باتری‌های عمر ثانویه باید علاوه بر هزینهٔ اولیه، با در نظر گرفتن تغییرات ظرفیت مؤثر و اثرات آن بر ساختار و عملکرد کل ریزشبکه انجام گیرد.

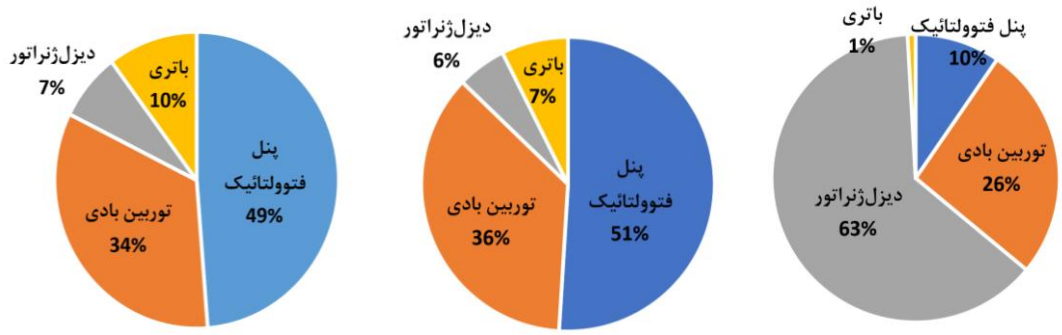
جدول ۱۰. مقایسهٔ خلاصهٔ نتایج کلیدی سناریوهای مورد بررسی

سناریو	کل هزینهٔ خالص ۱ سال (میلیون دلار)	کل هزینهٔ خالص ۱۵ سال (میلیون دلار)	لحاظ استهلاک چرخه‌ای و تقویمی	وضعیت اولیه باتری	روند ظرفیت مؤثر باتری	اثر بر معماری بهینهٔ ریزشبکه
S1	۶۶	۶۶	خیر	نو	ثابت	مبنا
S2	۶۶	۱۰۱	بله	نو	کاهشی	تغییر می‌کند
S3	۶۳	۱۳۲	بله	عمر ثانویه	کاهشی	تغییر می‌کند

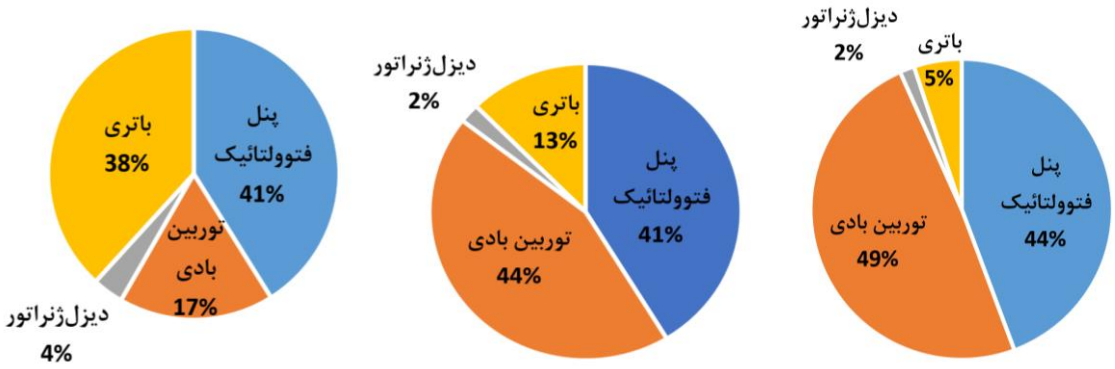
۴–۵. جمع‌بندی نتایج از نظر طراحی

ترکیب نتایج جدول‌های ۴ تا ۹ یک پیام روشن دارد: اثر استهلاک باتری در افق کوتاه‌مدت ممکن است محدود به نظر برسد، اما در افق بلندمدت ساختار اقتصادی و فنی ریزشبکه را به طور بنیادین تغییر می‌دهد. در کوتاه‌مدت، مزیت هزینهٔ اولیهٔ پایین‌تر SLB می‌تواند به کاهش TNPC منجر شود، اما در بلندمدت، همین فناوری به دلیل ظرفیت کمتر و نرخ استهلاک بالاتر، موجب افزایش ظرفیت مورد نیاز سایر منابع و رشد شدید هزینه‌های کل سیستم می‌شود.

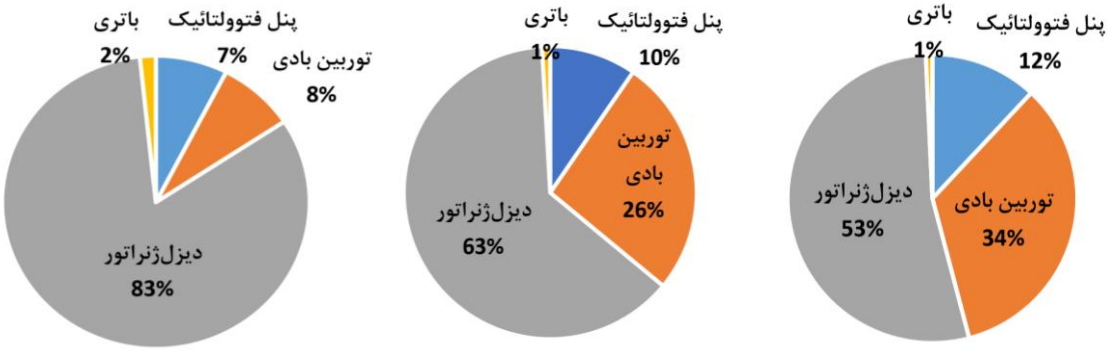
از این‌رو، اگر هدف فقط کاهش سرمایه‌گذاری اولیه باشد، باتری عمر ثانویه گزینهٔ جذابی است؛ اما اگر هدف طراحی یک ریزشبکهٔ پایدار، اقتصادی و قابل اتکا در افق بلندمدت باشد، لازم است استهلاک به صورت صریح در مدل لحاظ شود. نتایج این بخش نشان می‌دهد تصمیم‌گیری مبتنی بر هزینهٔ اولیه بدون توجه به رفتار واقعی باتری طی زمان، می‌تواند به انتخاب‌های نادرست و برآورد خوش‌بینانه از سودمندی اقتصادی فناوری منجر شود.



شکل ۸. خلاصهٔ سایز بهینه در سناریوهای ۱ تا ۳ برای افق ۱۵ سال



شکل ۹. تجزیهٔ اجزای هزینهٔ سرمایه‌گذاری اولیه در سناریوهای ۱ تا ۳ برای افق ۱۵ سال



شکل ۱۰. تجزیهٔ اجزای هزینهٔ تعمیر و نگهداری در سناریوهای ۱ تا ۳ برای افق ۱۵ سال

شکل‌های ۸ تا ۱۰ نیز همین روند را به صورت بصری و با شفافیت بیشتری تأیید می‌کنند. در شکل ۸، تغییرات سایز بهینهٔ اجزای اصلی ریزشبکه در سه سناریو به‌خوبی نشان می‌دهد وارد شدن استهلاک به مدل، فقط یک اصلاح جزئی در محاسبات نیست، بلکه به طور مستقیم معماری بهینهٔ سیستم را تحت تأثیر قرار می‌دهد. در حالت مرجع S1، که در آن باتری بدون استهلاک فرض شده است، سهم ذخیره‌ساز در تأمین نیازهای سیستم بالا باقی می‌ماند و ترکیب منابع به گونه‌ای تنظیم می‌شود که باتری نقش پررنگی در جابه‌جایی انرژی بین ساعت‌های کم‌باری و پرباری ایفا کند. اما با لحاظ کردن استهلاک در S2، مشاهده می‌شود که ظرفیت بهینهٔ باتری کاهش می‌یابد و هم‌زمان ظرفیت منابع تولیدی، به‌ویژه منابع تجدیدپذیر، افزایش پیدا می‌کند. این تغییر نشان می‌دهد سیستم برای حفظ سطح قابلیت اطمینان و جبران افت تدریجی عملکرد باتری، به سمت اتکای بیشتر بر تولید مستقیم حرکت می‌کند. این روند در سناریوی S3 شدیدتر است، زیرا باتری عمر ثانویه علاوه بر استهلاک، با ظرفیت اولیه کمتر نیز وارد سیستم می‌شود و در نتیجه، نقش آن در بهینه‌سازی نهایی محدودتر می‌شود. بنابراین شکل ۸

به‌وضوح نشان می‌دهد هر چه شدت استهلاک و محدودیت ظرفیت باتری بیشتر شود، مدل بهینه‌سازی برای حفظ پایداری تأمین انرژی ناچار است ظرفیت نصب‌شده منابع تولیدی را افزایش داده و وابستگی خود به ذخیره‌ساز را کاهش دهد. این رفتار از دیدگاه فنی کاملاً منطقی است، زیرا باتری مستهلک دیگر نمی‌تواند همان سطح خدمات انرژی را در طول افق پروژه تضمین کند و بنابراین بخشی از وظایف آن باید توسط سایر اجزا جبران شود. شکل ۹ این نتیجه را از منظر هزینهٔ سرمایه‌گذاری اولیه تأیید می‌کند و نشان می‌دهد افزایش هزینهٔ سرمایه‌گذاری در سناریوهای دارای استهلاک، فقط ناشی از خود باتری نیست، بلکه عمدتاً از رشد ظرفیت سایر اجزا، به‌خصوص واحدهای تولیدی، ناشی می‌شود. در واقع، وقتی ظرفیت مؤثر باتری طی زمان کاهش می‌یابد، سیستم برای جلوگیری از کمبود انرژی و حفظ توازن عرضه و تقاضا مجبور می‌شود در مرحلهٔ طراحی اولیه، ظرفیت بیشتری را برای منابع تولیدی در نظر بگیرد. به همین‌دلیل، در سناریوهای S2 و S3، بخش عمدهٔ هزینهٔ سرمایه‌گذاری به توسعهٔ فتوولتائیک و توربین بادی اختصاص پیدا می‌کند و باتری، علی‌رغم هزینهٔ اولیهٔ پایین‌تر در حالت SLB، در نهایت موجب کاهش محسوس سرمایه کل نمی‌شود. شکل ۹ در حقیقت یک پیام بسیار مهم را منتقل می‌کند: استهلاک باتری هزینه‌ای پنهان دارد که مستقیم در قیمت خرید آن دیده نمی‌شود، اما در قالب افزایش نیاز به سرمایه‌گذاری در سایر بخش‌ها خود را نشان می‌دهد. به بیان دیگر، اگرچه باتری عمر ثانویه ابتدا ارزان‌تر است، اما افت ظرفیت آن باعث می‌شود سیستم برای رسیدن به سطح عملکرد مطلوب، سرمایه بیشتری را در جای دیگری صرف کند. از این‌رو، تحلیل اقتصادی مبتنی بر فقط قیمت خرید باتری، تصویری ناقص از هزینهٔ واقعی پروژه ارائه می‌دهد. شکل ۱۰ نیز از منظر هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری همین منطق را تأیید می‌کند. همان‌گونه که در این شکل مشاهده می‌شود، در سناریوهای دارای استهلاک، هزینه‌های O&M نسبت به حالت بدون استهلاک افزایش می‌یابد. این افزایش نتیجهٔ مستقیم تغییر در رفتار عملیاتی سیستم است. با کاهش ظرفیت و کارایی باتری، انعطاف‌پذیری ریزشبکه کمتر می‌شود و سیستم برای پاسخ‌گویی به نوسانات تولید و بار، وابستگی بیشتری به منابع پشتیبان یا ظرفیت‌های بزرگ‌تر تولیدی پیدا می‌کند. این موضوع نه‌تنها باعث افزایش هزینهٔ نگهداری تجهیزات نصب‌شده می‌شود، بلکه در برخی دوره‌ها، به دلیل نیاز به استفاده بیشتر از دیزل‌ژنراتور یا افزایش چرخهٔ کار منابع دیگر، هزینهٔ عملیاتی را نیز بالا می‌برد. بنابراین شکل ۱۰ نشان می‌دهد استهلاک باتری تنها بر هزینهٔ سرمایه‌گذاری اثر نمی‌گذارد، بلکه الگوی بهره‌برداری روزانه و سالانهٔ سیستم را نیز تغییر داده و هزینه‌های جاری را افزایش می‌دهد. این نکته اهمیت ویژه‌ای دارد، زیرا در بسیاری از مطالعات، هزینهٔ O&M به عنوان یک جزء ثانویه تلقی می‌شود، در حالی که در حضور استهلاک واقعی باتری، همین جزء می‌تواند نقش مهمی در افزایش TNPC داشته باشد. در مجموع، سه شکل ۸ تا ۱۰ به صورت مکمل یکدیگر عمل می‌کنند و نشان می‌دهند لحاظ کردن استهلاک باتری در مدل، هم بر ساختار بهینهٔ ظرفیت‌ها، هم بر ترکیب سرمایه‌گذاری اولیه، و هم بر هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری اثرگذار است. این سه سطح اثرگذاری در کنار هم ثابت می‌کنند که استهلاک، یک پارامتر حاشیه‌ای نیست، بلکه یکی از عوامل کلیدی تعیین‌کننده در طراحی اقتصادی و فنی ریزشبکه‌های مبتنی بر ذخیره‌ساز است.

۵. نتیجه‌گیری و مطالعات آینده

نتایج این پژوهش نشان داد تأثیر به‌کارگیری باتری‌های عمر ثانویه در ریزشبکه‌های مبتنی بر منابع تجدیدپذیر را نمی‌توان فقط بر اساس هزینهٔ سرمایه‌گذاری اولیه ارزیابی کرد، بلکه این ارزیابی باید با در نظر گرفتن روند استهلاک باتری و افق زمانی بهره‌برداری انجام گیرد. شواهد حاصل از سه سناریوی مورد بررسی نشان داد لحاظ کردن صریح استهلاک چرخه‌ای و تقویمی، علاوه بر تغییر ظرفیت مؤثر باتری طی زمان، بر ساختار بهینهٔ ریزشبکه، ترکیب منابع تولید، هزینه‌های سرمایه‌گذاری و هزینه‌های بهره‌برداری نیز اثرگذار بوده و در نتیجه برآورد واقع‌بینانه‌تری از عملکرد فنی و اقتصادی سیستم ارائه می‌دهد.

در افق یک‌ساله، نتایج نشان داد باتری‌های عمر ثانویه، به دلیل هزینهٔ سرمایه‌گذاری اولیه کمتر، همچنان می‌توانند گزینه‌ای اقتصادی برای کاربردهای کوتاه‌مدت باشند؛ به گونه‌ای که هزینهٔ کل خالص سیستم در سناریوی باتری عمر ثانویه به ۶۳ میلیون دلار رسید، در حالی که این مقدار در سناریوی باتری نو بدون لحاظ استهلاک و سناریوی باتری نو با لحاظ استهلاک، ۶۶ میلیون دلار به دست آمد. با این‌حال، بررسی افق پانزده‌ساله نشان داد این مزیت اقتصادی پایدار نبوده و هزینهٔ کل خالص سیستم در سناریوی باتری نو بدون لحاظ استهلاک حدود ۶۶ میلیون دلار، در سناریوی باتری نو با لحاظ استهلاک ۱۰۱ میلیون دلار و در

سناریوی باتری عمر ثانویه ۱۳۲ میلیون دلار افزایش یافت. این تغییر بیانگر آن است که مزیت ناشی از کاهش هزینهٔ اولیه، در بلندمدت تحت تأثیر افت ظرفیت مؤثر، افزایش نیاز به ظرفیت جبرانی سایر منابع و رشد هزینه‌های چرخهٔ عمر تا حد زیادی خنثی شده و در مورد باتری‌های عمر ثانویه حتی می‌تواند به افزایش قابل توجه هزینهٔ کل سیستم منجر شود. تحلیل نتایج همچنین نشان داد واردسازی مدل استهلاک در فرایند بهینه‌سازی، تنها بر اندازهٔ بهینهٔ ذخیره‌ساز اثر نمی‌گذارد، بلکه موجب تغییر در معماری بهینهٔ کل ریزشبکه نیز می‌شود. کاهش تدریجی ظرفیت مؤثر باتری باعث می‌شود سیستم برای حفظ قابلیت اطمینان و تأمین بار، به سمت افزایش ظرفیت منابع تولیدی و تغییر ترکیب منابع حرکت کند. بنابراین، افزایش هزینهٔ سرمایه‌گذاری در سناریوهای دارای استهلاک، فقط ناشی از خود باتری نیست، بلکه بازتاب نیاز سیستم به توسعهٔ سایر اجزای تولیدی برای جبران افت عملکرد ذخیره‌ساز نیز هست. علاوه بر این، کاهش ظرفیت باتری موجب تغییر الگوی بهره‌برداری سیستم و افزایش هزینه‌های مرتبط با بهره‌برداری و نگهداری می‌شود و در نهایت هزینهٔ چرخهٔ عمر سیستم را به طور محسوسی افزایش می‌دهد. از سوی دیگر، مقایسهٔ نتایج سناریوی باتری نو بدون لحاظ استهلاک با سناریوهای دارای استهلاک نشان داد فرض ثابت بودن ظرفیت باتری طی دورهٔ بهره‌برداری می‌تواند به برآوردهای خوش‌بینانه از عملکرد و هزینهٔ واقعی سیستم منجر شود. این اختلاف نشان می‌دهد حذف استهلاک از مدل، به‌ویژه در مطالعات بلندمدت، می‌تواند اثرات تجمعی کاهش ظرفیت و نیاز سیستم به جبران افت عملکرد ذخیره‌ساز را نادیده بگیرد و در نتیجه به انتخاب ساختارهای غیربهینه و برآورد کمتر از هزینهٔ واقعی چرخهٔ عمر منجر شود.

بر این‌اساس، نتایج این پژوهش نشان می‌دهد استهلاک باتری یک پارامتر جانبی در طراحی ریزشبکه نیست، بلکه یکی از عوامل تعیین‌کننده در تصمیم‌گیری‌های مربوط به اندازه‌یابی تجهیزات، انتخاب فناوری ذخیره‌سازی و ارزیابی اقتصادی پروژه محسوب می‌شود. از این‌رو، استفاده از مدل‌های فاقد استهلاک، به‌ویژه در مطالعات بلندمدت، می‌تواند به برآوردهای خوش‌بینانه از هزینه‌ها و انتخاب ساختارهای غیربهینه منجر شود، در حالی که مدل پیشنهادی با لحاظ هم‌زمان استهلاک چرخه‌ای و تقویمی، چارچوب واقع‌بینانه‌تری برای طراحی و ارزیابی ریزشبکه‌های مبتنی بر باتری‌های عمر ثانویه فراهم می‌کند. با وجود این، مدل ارائه‌شده دارای محدودیت‌هایی است که می‌تواند مسیر مطالعات آینده را مشخص کند. در این پژوهش، عدم‌قطعیت تولید منابع تجدیدپذیر، تغییرات قیمت برق و راهبردهای مختلف جایگزینی باتری به صورت صریح در مدل وارد نشده‌اند. همچنین، ارزیابی عملکرد سایر فناوری‌های ذخیره‌سازی و بررسی اثر شرایط اقلیمی و الگوهای بهره‌برداری متفاوت بر عملکرد و استهلاک ذخیره‌ساز در چارچوب این پژوهش انجام نشده است. از این‌رو، در ادامهٔ این پژوهش، توسعهٔ مدل با در نظر گرفتن این عوامل می‌تواند به ارائهٔ چارچوبی جامع‌تر برای برنامه‌ریزی و طراحی ریزشبکه‌های آینده منجر شود.

منابع

[1]. Aguilar Lopez F, Lauinger D, Vuille F, Müller DB. On the potential of vehicle-to-grid and second-life batteries to provide energy and material security. Nat Commun. 2024 May 16;15(1):4179. doi: 10.1038/s41467-024-48554-0. PMID: 38755161; PMCID: PMC11099178.

[2]. Wang Q, Zhao C, Lu Y, Li Y, Zheng Y, Qi Y, Rong X, Jiang L, Qi X, Shao Y, Pan D, Li B, Hu YS, Chen L. Advanced Nanostructured Anode Materials for Sodium-Ion Batteries. Small. 2017 Nov;13(42). doi: 10.1002/smll.201701835. Epub 2017 Sep 19. PMID: 28926687.

[3]. Morfeldt J, Shoman W, Johansson DJA, Yeh S, Karlsson S. If Electric Cars Are Good for Reducing Emissions, They Could Be Even Better with Electric Roads. Environ Sci Technol. 2022 Jul 5;56(13):9593-9603. doi: 10.1021/acs.est.2c00018. Epub 2022 Jun 23. PMID: 35735988; PMCID: PMC9261191.

[4]. Kiehbadroudinezhad M, Merabet A, Ghenai C, Abo-Khalil AG, Salameh T. The role of biofuels for sustainable MicrogridsF: A path towards carbon neutrality and the green economy. Heliyon. 2023 Feb 2;9(2): e13407. doi: 10.1016 / j. heliyon. 2023.e13407. PMID: 36816276; PMCID: PMC9932676.

[5]. Chakraborty P, Parker R, Hoque T, Cruz J, Du L, Wang S, Bhunia S. Addressing the range anxiety of battery electric vehicles with charging en route. Sci Rep. 2022 Apr 4;12(1):5588. doi: 10.1038/s41598-022-08942-2. PMID: 35379831; PMCID: PMC8980017.

[6]. Jia YH, Mei Y, Zhang M. A Bilevel Ant Colony Optimization Algorithm for Capacitated Electric Vehicle Routing Problem. IEEE Trans Cybern. 2022 Oct;52(10):10855-10868. doi: 10.1109/TCYB.2021.3069942. Epub 2022 Sep 19. PMID: 33878006.

[7]. Casals LC, Amante García B, Canal C. Second life batteries lifespan: Rest of useful life and environmental analysis. J Environ Manage. 2019 Feb 15; 232:354-363. doi: 10.1016/j.jenvman.2018.11.046.

[8]. Chen R, Li Q, Yu X, Chen L, Li H. Approaching Practically Accessible Solid-State Batteries: Stability Issues Related to Solid Electrolytes and Interfaces. Chem Rev. 2020 Jul 22;120(14):6820-6877. doi: 10.1021/acs.chemrev.9b00268. Epub 2019 Nov 25. PMID: 31763824.

[9]. Harper G, Sommerville R, Kendrick E, Driscoll L, Slater P, Stolkin R, Walton A, Christensen P, Heidrich O, Lambert S, Abbott A, Ryder K, Gaines L, Anderson P. Recycling lithium-ion batteries from electric vehicles. Nature. 2019 Nov;575(7781):75-86. doi: 10.1038/s41586-019-1682-5. Epub 2019 Nov 6. Erratum in: Nature. 2020 Feb;578(7794) : E20. PMID: 31695206.

[10]. Zhou LF, Yang D, Du T, Gong H, Luo WB. The Current Process for the Recycling of Spent Lithium Ion Batteries. Front Chem. 2020 Dec 3; 8:578044. doi: 10.3389/fchem.2020.578044.

[11]. Baars, Joris, et al. "Circular economy strategies for electric vehicle batteries reduce reliance on raw materials." Nature Sustainability 4.1 (2021): 71-79.

[12]. Maani T, Kolodziej CP, Kelly JC, Iyer RK, Sutherland JW, Wang M. Impact of On-Road U.S. Vehicle Electrification and Lightweighting on Critical Materials Demand. Environ Sci Technol. 2025 Jan 28;59(3):1608-1618. doi: 10.1021/acs.est.4c08395. Epub 2025 Jan 10. PMID: 39792588.

[13]. Abdelbaky M, Peeters JR, Dewulf W. On the influence of second use, future battery technologies, and battery lifetime on the maximum recycled content of future electric vehicle batteries in Europe. Waste Manag. 2021 Apr 15; 125:1-9. doi: 10.1016/j.wasman.2021.02.032. Epub 2021 Mar 2. PMID: 33667978.

[14]. Bowler, Melissa. Battery second use: a framework for evaluating the combination of two value chains. Diss. Clemson University, 2014.

[15]. Han, Hye-Seung, Eunsung Oh, and Sung-Yong Son. "Study on EV charging peak reduction with V2G utilizing idle charging stations: The Jeju Island case." Energies 11.7 (2018): 1651.

[16]. Saxena, Samveg, et al. "Quantifying EV battery end-of-life through analysis of travel needs with vehicle powertrain models." Journal of Power Sources 282 (2015): 265-276.

[17]. Kamath, Dipti, et al. "Economic and environmental feasibility of second-life lithium-ion batteries as fast-charging energy storage." Environmental science & technology 54.11 (2020): 6878-6887.

[18]. Huber, Dominik, et al. "Decentralized energy in flexible energy system: Life cycle environmental impacts in Belgium." Science of The Total Environment 886 (2023): 163882.

[19]. Martinez-Laserna, Egoitz, et al. "Evaluation of lithium-ion battery second life performance and degradation." 2016 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE). IEEE, 2016.
[20]. Xu G, Yu W, Griffith D, Golmie N, Moulema P. Towards Integrating Distributed Energy Resources and Storage Devices in Smart Grid. IEEE Internet Things J. 2017 Feb;4(1):192-204. doi: 10.1109/JIOT.2016.2640563. Epub 2016 Dec 15. PMID: 29354654; PMCID: PMC5774658.
[21]. Reinhardt R, Christodoulou I, Gassó-Domingo S, Amante García B. Towards sustainable business models for electric vehicle battery second use: A critical review. J Environ Manage. 2019 Sep 1; 245:432-446. doi: 10.1016/j.jenvman.2019.05.095. Epub 2019 Jun 3. PMID: 31170632.
[22]. Debnath, Uttam Kumar, Iftekhar Ahmad, and Daryoush Habibi. "Gridable vehicles and second life batteries for generation side asset management in the Smart Grid." International Journal of Electrical Power & Energy Systems 82, 2016: 114-123.
[23]. R. Atia, and N. Yamada, "Sizing and analysis of renewable energy and battery systems in residential microgrids," IEEE Trans. Smart Grid, vol.7, no. 3, pp. 1204-1213, May 2016.
[24]. S. Sharma, S. Bhattacharjee, and A. Bhattacharya "Grey wolf optimisation for optimal sizing of battery energy storage device to minimize operation cost of microgrid", IET Generation. Transmission. Distribution, Vol. 10, issue (3), pp. 625 - 637. March 2016.
[25]. H. Khorramdel, J. Aghaei, B. Khorramdel, and P. Siano, "Optimal battery sizing in microgrid using probabilistic unit commitment," IEEE Trans. Industrial Informatics, vol.12, no. 2, pp. 834-843, April 2016.
[26]. B. Xu, A. Oudalov, A. Ulbig, G. Anderson, and D. S. Kirschen, "Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment", IEEE Trans. Smart Grid, Vol. 9, No. 2, pp.1131-1140, March. 2018.
[27]. K. Abdulla, J. De Hoog, V. Muenzel, F. Suits, K. Steer, A. Wirth, and S. Halgamuge, "Optimal operation of energy storage systems considering forecasts and battery degradation," IEEE Trans. Smart Grid, May. 2018.
[28]. M. Koller, T. Borsche, A. Ulbig, and G. Andersson, "Defining a degradation cost function for optimal control of a battery energy storage system,", 2013 IEEE Grenoble. IEEE, 2013, pp. 1–6.
[29]. Y. Shi, B. Xu, Y. Tan, D. Kirschen, and B. Zhang, "Optimal battery control under cycle aging mechanism in pay performance setting", IEEE Trans. Automatic Control, Vol. pp, pp.1-1. 2018.
[30]. Y. Shi, B. Xu, Y. Tan, and B. Zhang, S. B. Chen, "A Convex cycle-based degradation model for battery energy storage planning and operation", 2018 Annual American Control Conference (ACC), Milwaukee, WI, USA, June 27-29, 2018. pp 2378-5861.
[31]. A.A. Akhil, G. Huff, A. B. Currier, B. C. Kaun, D. M. Rastler, A. L. Cotter, D. T. Bradshaw, and W. D. Gauntlett, "DOE/EPRI Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA", Jan 2015.
[32]. C. Pham, and D. Månsson, "Suitability analysis of fuzzy logic as an evaluation method for the selection of energy storage technologies in smart grid applications". 2015 Int. Symp. on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST), Vienna, Austria, 2015, pp. 452–457.
[33]. I. Miranda, N. Silva, and H. Leite, "A holistic approach to the integration of battery energy storage systems in island electric grids with high wind penetration", IEEE Trans. Sustainable Energy, pp. 775–785, April. 2016.
[34]. M. Martinez, M. G. Molina, and P. E. Mercado, "Optimal storage technology selection and sizing for providing reserve to power systems with high penetration of wind generation", IEEE Latin America Transaction, vol. 13, No. 9, pp. 2983–2990, September. 2015.
[35]. I. Alsaidan, A. Khodaei, and W. Gao "A comprehensive battery energy storage optimal sizing model for microgrid applications," IEEE Trans. Power Systems, vol. 33, no. 4, pp 3968 – 3980, July. 2018.
[36]. I. Alsaidan, A. Khodaei, and W. Gao, "Determination of Optimal Size and depth of discharge for battery energy storage in standalone microgrids," North American Power Symposium (NAPS), 2016. pp. 1-6.
[37]. A. Bocca, A. Sassone, D. Shin, A. Macii, E. Macii, and M. Poncino, "An equation-based battery cycle life model for various battery chemistries," in Very Large-Scale Integration (VLSI-SoC), 2015 IFIP/IEEE International Conference on, 2015, pp. 57–62.

[38]. T. Sayfutdinov, C. Patsios, J. W. Bialek, D. M. Greenwood, and P. C. Taylor, “Incorporating variable lifetime and self-discharge into optimal
sizing and technology selection of energy storage systems”, IET Smart Grid, pp. 11-18, May 2018.
[39]. J. Chen, W. Zhang, J. Li, Wen. Zhang, Y. Liu, B. Zhao, and Y. Zhang, “Optimal sizing for grid-tied microgrids with consideration of joint optimization of planning and operation,” IEEE Trans. Sustainable Energy, vol.9, no. 1, pp. 237-248, January 2018.
[40]. P. Li, Rong-Xi. Li, Y. Cao, Dan-Yong. Li, and G. Xie, “Multi objective sizing optimization for Island microgrids using a Triangular Aggregation model and the Levy-Harmony algorithm,” IEEE Trans, Industrial Informatics, vol. 14, no. 8, pp 3495 – 3505, August. 2018
[41]. T. Sayfutdinov, C. Patsios, J. W. Bialek, D. M. Greenwood, and P. C. Taylor, “Incorporating variable lifetime and self-discharge into optimal sizing and technology selection of energy storage systems”, IET Smart Grid, pp. 11-18, May 2018.
[42]. Robert H. Lasseter, Paolo Piagi, Microgrid: A conceptual solution, in: IEEE Power Electronics Specialists Conference, vol. 6, 2004.
[43]. Andrew Harrison Hubble, Taha Selim Ustun, Composition placement and economics of rural microgrids for ensuring sustainable development, Sustain. Energy Grids Netw. 13 (2018) 1–18.
[44]. Hedayat Saboori, et al., Energy storage planning in electric power distribution networks–a state-of-the-art review, Renew. Sustain. Energy Rev. 79 (2017) 1108–1121.
[45]. Reza Hemmati, Hedayat Saboori, Short-term bulk energy storage system scheduling for load leveling in unit commitment: modeling, optimization, and sensitivity analysis, J. Adv. Res. 7 (3) (2016) 360–372.
[46]. Geoffrey J. May, Alistair Davidson, Boris Monahov, Lead batteries for utility energy storage: A review, J. Energy Storage 15 (2018) 145–157.
[47]. Ali Ghanbari, Hamid Karimi, Shahram Jadid, Optimal planning and operation of multi-carrier networked microgrids considering multi-energy hubs in distribution networks, Energy (2020) 117936.
[48]. Soltani, Mahdi, Jan Ronsmans, and Joeri Van Mierlo. "Cycle life and calendar life model for lithium-ion capacitor technology in a wide temperature range." Journal of Energy Storage 31 (2020): 101659.
[49]. M. Uno, and A. Kukita, “Cycle life evaluation based on accelerated aging testing for Lithium-Ion capacitors as alternative to rechargeable batteries,” IEEE Trans. Industrial Electronics, pp 1607 – 1617, 2016.
[50]. Zhang Y, Xu Y, Yang H, Dong ZY, Zhang R. Optimal whole-life-cycle planning of battery energy storage for multi-functional services in power systems. IEEE Transactions on Sustainable Energy. Sep 2019.
[51]. D.-I. Stroe, M. Swierczynski, A.-I. Stan, R. Teodorescu, and S. Andreasen, “Accelerated lifetime testing methodology for lifetime estimation of lithium-ion batteries used in augmented wind power plants,” IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 50, no. 6, p. 1, Nov./Dec. 2014.