储能系统与工程

考虑缺电事件的近零碳工业园区风光–锂电–氢储容量配置优化

董文秀[1,2]，曾里峰[1]，赵　娜[1,2]，丁　超[1,2]，王黎明[1,2]
（[1]内蒙古科技大学土木工程学院，包头 014000；[2]内蒙古自治区高校智能建造与运维工程研究中心，包头 014000）

摘　要：工业园区近零碳建设对可再生能源就地消纳能力提出更高要求，但风光出力的强波动性与工业负荷的刚性特征存在显著时序失配，易引发连续供电缺口、弃风弃光加剧及混合储能容量边界难以量化等问题。针对高比例绿电系统储能容量配置缺乏连续缺口量化支撑的不足，提出一种考虑缺电事件特征的风光-锂电-氢储容量优化配置方法。首先基于园区实测负荷与气象数据构建8760 h源荷时序匹配模型，刻画风光出力与负荷的小时级匹配特性；其次将可再生能源出力持续低于负荷需求的过程定义为缺电事件，从累计缺电量、持续时长与发生时序三个维度表征供电缺口特征；再次采用缺电功率分位数与事件能量分位数相结合的方法，分别确定锂电池与氢储的容量边界，建立混合储能容量与连续缺口特征的定量关联；最后构建以绿电使用率为约束、年度总成本与弃电负荷比最小为目标的容量优化模型。以内蒙古包头某工业园区为算例，共生成140444组可行配置方案，筛选典型方案开展全年时序仿真。结果表明：系统绿电使用率约96.275%处存在技术经济拐点，供给保障模式由“有效增量替代”向“高约束冗余保障”转变；综合评分最优方案配置为750 kW风机2台、700 Wp光伏组件4653块、锂电池4680 kWh、氢储351 kWh，对应绿电使用率95.724%，年购电量215.984 MWh（购电占比4.276%），年度总成本132.132万元；其中锂电池承担日内短时缺口补偿，氢储支撑低频长持续缺口，电网兜底残余供电缺口。研究可为近零碳工业园区混合储能容量边界划定与高比例绿电系统规划提供参考。

关键词：近零碳工业园区；缺电事件；混合储能；容量配置优化；可再生能源消纳
doi：10.19799/j.cnki.2095-4239.2026.0576
中图分类号：TM 912　　**文献标志码：**A　　**文章编号：**2095-4239（XXXX）XX-1-15

Capacity Configuration Optimization of Wind-PV-Lithium Battery-Hydrogen Storage System for Near-Zero-Carbon Industrial Parks Considering Power Deficit Events

Dong Wenxiu[1,2], Zeng Lifeng[1], Zhao Na[1,2], Ding Chao[1,2], Wang Liming[1,2]
([1]School of Civil Engineering, Inner Mongolia University of Science and Technology, Baotou 014000, China; [2]Engineering Research Center for Intelligent Construction and Operation and Maintenance of Universities in Inner Mongolia Autonomous Region, Baotou 014000, China)

Abstract: The zero-carbon development of industrial parks demands enhanced on-site renewable energy consumption. Nevertheless, the prominent temporal mismatch between fluctuating wind-photovoltaic (wind-PV) output and rigid industrial load gives rise to persistent

收稿日期：2026-07-03；修改稿日期：2026-08-13。
基金项目：内蒙古自治区自然科学基金项目（2026LHQC0157）；内蒙古自治区直属高校基本科研业务费项目（2024QNJS083）；内蒙古自治区自然科学基金项目（2026MS0585）；内蒙古自治区自然科学基金项目（2026QC0473）。
第一作者：董文秀（1993—），女，硕士，讲师，低碳项目管理与智能建造，E-mail：dongwenxiu@imust.edu.cn；通信作者：赵娜，副教授，绿色建造与可持续发展研究，E-mail：zhaonapopo2010@imust.edu.cn。
引用本文：董文秀, 曾里峰, 赵娜, 等. 考虑缺电事件的近零碳工业园区风光-锂电-氢储容量配置优化[J]. 储能科学与技术, XXXX, XX(XX): 1-15.
Citation：Dong Wenxiu, Zeng Lifeng, Zhao Na, et al. Capacity Configuration Optimization of Wind-PV-Lithium Battery-Hydrogen Storage System for Near-Zero-Carbon Industrial Parks Considering Power Deficit Events[J]. Energy Storage Science and Technology, XXXX, XX(XX): 1-15.

supply gaps, escalating renewable curtailment, and ambiguous capacity boundaries of hybrid energy storage systems. Conventional capacity sizing methods rely on annual metrics such as renewable utilization rate, grid purchase ratio and loss-of-load probability to evaluate system performance. While these metrics reflect overall operational levels, they fail to capture the formation mechanism of continuous supply deficits, nor can they explain how a small number of long-duration low-outputperiods drive substantial redundant storage capacity. To improve the interpretability of storage sizing in high-renewable-penetration systems, this study proposes a capacity optimization method for wind-PV-lithium battery-hydrogen storage systems incorporating power deficit event characteristics. First, an 8760-hour source-load temporal matching model is built on actual park load and meteorological data to characterize the hourly matching between renewable output and industrial load. Second, a power deficit event is defined as the continuous period when renewable output falls below load demand, with its features quantified from three dimensions: cumulative deficit energy, duration and temporal distribution. Third, a dual-quantile sizing approach combining power deficit quantile and event energy quantile is developed: the power deficit quantile identifies the conventional short-duration deficit boundary covered by lithium batteries, while the event energy quantile determines the tail-end long-duration deficit boundary supported by hydrogen storage. On this basis, a capacity optimization model is established, constrained by green power utilization rate and targeting the minimum annual total cost and curtailment-to-load ratio. A case study is performed on an industrial park in Baotou, Inner Mongolia. A total of 140, 444 feasible configurations are obtained, and representative schemes are selected for annual chronological simulation. Results show a techno-economic boundary at a green power utilization rate of approximately 96.275%, where the system shifts from effective incremental substitution to high-constraint redundant guarantee. The comprehensively optimal scheme consists of two 750 kW wind turbines, 4653 units of 700 Wp PV modules, 4680 kWh lithium batteries and 351 kWh hydrogen storage, achieving a 95.724% green power utilization rate, 215.984 MWh grid purchase (4.276% of total load) and an annual total cost of 1.32132 million CNY. Further analysis shows lithium batteries address intra-day short-duration deficits, hydrogen storage supports low-frequency long-duration gaps, and the power grid provides backup for residual deficits after storage regulation. This method correlates source-load mismatch, hierarchical storage allocation and techno-economic boundaries via deficit events, offering a reference for hybrid storage capacity delimitation and high-renewable system planning in near-zero-carbon industrial parks.

Keywords: Near-zero-carbon industrial park; Power deficit event; Hybrid energy storage; Capacity configuration optimization; Renewable energy accommodation

《2024－2025年节能降碳行动方案》锚定能源转型总体目标，将提升非化石能源消费比重、推进重点行业节能降碳、完善可再生能源消纳体系三大任务列为工作核心[1]。而《国家碳达峰试点建设方案》则进一步明确工业园区为碳达峰试点核心载体，要求探索可复制的低碳转型路径[2]。在此政策背景下，国家发展改革委等部门《关于开展零碳园区建设的通知》（发改环资〔2025〕910号）提出加快园区用能结构转型，推进绿电直连与氢电耦合利用[3-4]。但风光出力具有随机性、间歇性与季节波动性，工业负荷连续生产且供电中断敏感度高，高比例绿电接入易形成“弃电-购电”并存的源荷时

序错配[5]。因此，近零碳园区供能优化的核心并非单纯扩大风光装机，而在于识别连续供电缺口，明确混合储能容量边界与电网兜底需求。

现有相关研究主要分为三类。第一类为供能系统多目标优化研究，以风光储多能互补与容量优化为核心，采用多目标优化、双层优化、鲁棒优化及Pareto筛选等方法[6-7]，在成本、碳排放、新能源消纳与供电可靠性间求取均衡[8-11]。但其评价指标多为年消纳率、弃电率等年度总量指标，难以阐释缺口的时间连续形成机理，也无法揭示长持续低出力时段推高储能冗余的内在逻辑。第二类为电-氢耦合与长时储能优化研究，证实氢储能可通过电解-储氢-发电实现跨时段能量转移，弥补锂电池长时支撑能力短板[12-15]。但氢储容量多由算法直接求解或依经验参数设定[16]。难以阐明容量对应的缺口类型与锂电分层边界。第三类为长短时储能协同研究，普遍认为锂电池适配日内高频调节、氢储适用于低频长时支撑，二者协同可提升系统灵活性与经济性[17-21]。但多数研究从设备特性或典型场景划分储能职能，对园区源荷错配的连续缺口过程关注不足。

综上所述，现有研究奠定了系统优化与容量配置的理论基础，但多数供能系统容量规划模型将供电缺口简化为年度总量、单时刻偏差或典型日平衡问题，未充分刻画连续缺口的能量、时长与时序特征，削弱了储能配置的工程实用性价值。针对上述研究不足，从连续源荷缺口过程出发，将可再生能源出力持续低于负荷的时段定义为缺电事件，考虑其累计能量、持续时间与发生时序三个因素，开展风光-锂电-氢储容量优化配置。首先，构建园区多负荷8760 h源荷时序匹配框架，统一分析风光出力、负荷与连续缺口；其次，提出缺电功率-事件能量双分位数混合储能定容方法，划分锂电常规短时缺口与氢储尾部长持续缺口；最后，建立以绿电使用率为约束、年度总成本与弃电负荷比最小为目标的优化模型，解析高比例绿电下成本、弃电与电网兜底的技术经济边界。

旨在构建“缺口识别-储能分层-方案筛选”的容量优化框架，通过源荷时序模型提取缺电事件，结合分位数法确定储能容量，经Pareto解集筛选后开展方案仿真，揭示绿电提升过程中的成本冗余边界与源荷储网协同机制，可为近零碳园区储能容量划定、高比例绿电消纳及“绿电主供、电网兜底”规划提供参考。

1 系统结构与容量优化模型构建

1.1 系统结构与运行调度逻辑

系统结构与能量流向如图1所示，系统由风机、光伏、锂电池、氢储、电网和园区负荷组成，其中，氢储由电解槽、储氢罐和氢燃料电池组成。风光发电依次向园区、锂电池和氢储模块供能，仍有剩余时弃电；锂电池吸收风光发电并向园区供能；氢储模块吸收风光发电后由电解槽制氢，储氢罐储氢，氢燃料电池放电为园区供能；电网作为保障性能源直供园区。

基于上述系统结构和能量流向，依据供需关系完成能源调度与储能充放判断。风光-锂电-氢储系统能量调度逻辑如图2所示，风光出力优先供给负荷，富余电量依次用于锂电池充电和制氢，无法消纳即为弃电；当出力不足时，缺口依次由锂电池、氢储和外部电网补偿。为明确模型适用边界，作如下假设：以1 h步长进行全年仿真；风速、辐照度及负荷为已知输入；忽略潮流约束与线损；储能效率定值无衰减；以购电量表征残余缺口与电网依赖度。

1.2 容量优化模型构建

1.2.1 源荷时序模型

源荷时序匹配模型以逐时风速、太阳辐照度、园区负荷及设备参数为输入，通过后续风光出力模型与园区负荷模型的求解，输出逐时风电出力、光伏出力、可再生能源总出力和园区负荷序列。

（1）风光出力模型

单台风机出力由风速和机组功率曲线确定，总出力由单台出力乘以台数。光伏出力由辐照度、组件参数及系统效率计算，总出力为二者之和。设t为小时序号，Δt为时间步长。

$$P_{w,t}^{0}=\begin{cases}0, & v_t<v_{ci}\\ P_r\dfrac{v_t^3-v_{ci}^3}{v_r^3-v_{ci}^3}, & v_{ci}\le v_t\le v_r\\ P_r, & v_r<v_t\le v_{co}\\ 0, & v_t>v_{co}\end{cases} \tag{1}$$

$$P_{w,t}=N_w P_{w,t}^{0} \tag{2}$$

式中，$P_{w,t}^{0}$和$P_{w,t}$分别为单台风机和系统风电出力，kW；v_t为t时刻风速，m/s；v_{ci}、v_r和v_{co}分别为切入、额定和切出风速，m/s；P_r为单台风机额

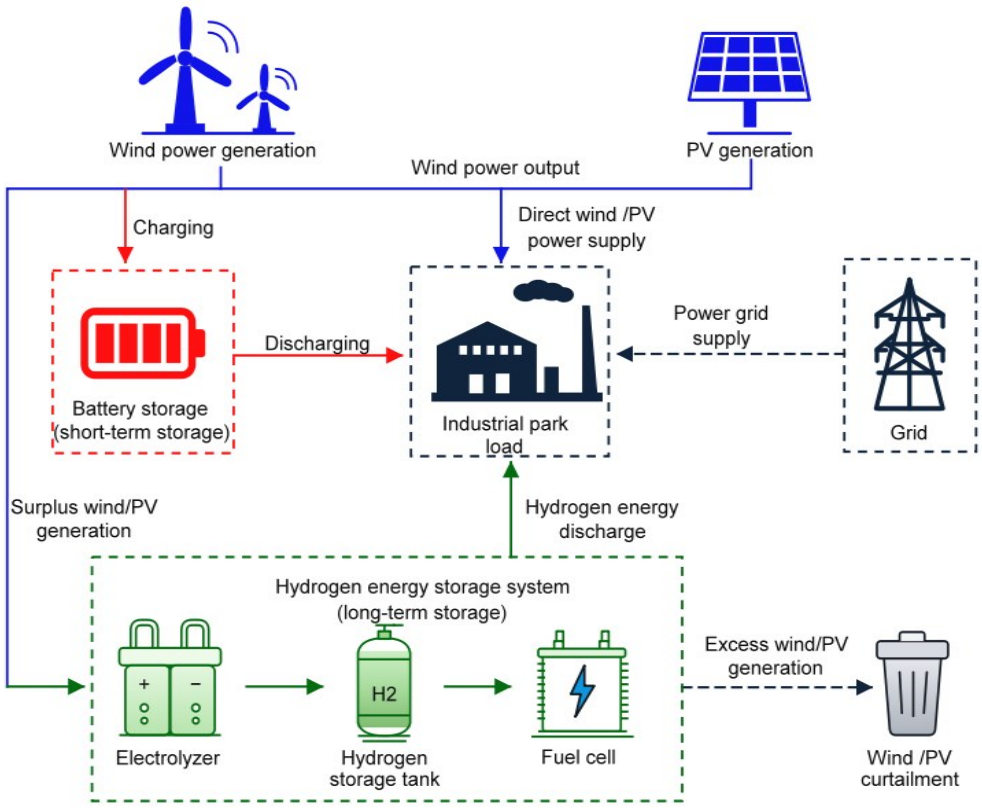


图 1　风光-锂电-氢储耦合系统结构与能量流向

Fig. 1　Structure and Energy Flow of Wind-PV-Lithium Battery-Hydrogen Storage Coupled System

定功率，kW；N_w为风机台数。光伏出力由太阳辐照度、组件面积和系统综合效率确定：

$$P_{pv,t}=\frac{N_{pv}G_tA_{pv}\eta_{pv}\eta_{sys}}{1000} \tag{3}$$

式中，$P_{pv,t}$为光伏出力，kW；N_{pv}为光伏组件数量；G_t为太阳辐照度，W/m²；A_{pv}为单块组件面积，m²；η_{pv}为组件转换效率；η_{sys}为光伏系统综合效率。

可再生能源总出力为：

$$P_{re,t}=P_{w,t}+P_{pv,t} \tag{4}$$

（2）园区负荷模型

鉴于园区逐时负荷数据难以直接获取，所以以各类用电场景的月度电量统计为基础，结合运行时段和待机比例构建8760 h逐时负荷序列。根据用电规律，将负荷划分为集中时段用电负荷和24 h连续用电负荷；非主要运行时段仅保留待机、照明等维持负荷。设m月i类集中时段用电负荷的月用电量为$E_{i,m}$，考虑法定节假日后，主要运行小时数为$H_{i,m}$，非主要运行小时数为$H'_{i,m}$，待机系数为γ，则主要运行时段小时负荷为：

$$L_{i,m}^{op}=\frac{E_{i,m}}{H_{i,m}+\gamma H'_{i,m}} \tag{5}$$

园区时刻t的总负荷为：

$$L_t=\sum_{i\in I}\left[\delta_{i,t}L_{i,m(t)}^{op}+(1-\delta_{i,t})\gamma L_{i,m(t)}^{op}\right]+\sum_{j\in B}\frac{E_{j,m(t)}}{24D_{m(t)}} \tag{6}$$

式中，I为集中时段用电负荷集合，B为24 h连续用电负荷集合；$\delta_{i,t}=1$表示t时刻处于第i类负荷主要运行时段，否则取0；$m(t)$表示t时刻所在月份；$D_{m(t)}$为对应月份天数；$E_{j,m(t)}$为第j类连续用电负荷在$m(t)$月的用电量。构建完成后，对各类负荷逐月核算，并与原始月度电量统计值进行校核，以保证小时级负荷序列在月尺度上满足电量守恒。该处理可在缺少逐时实测负荷数据的条件下，尽可能保留园区不同用电场景的时段差异和连续生产特征。

1.2.2　缺电事件的定义与储能容量的确定

（1）缺电事件定义

定义两类缺电事件：无储能与电网补偿时，可再生能源出力持续低于园区负荷形成的连续缺口为原始缺电事件，用于确定储能定容的功率与能量边

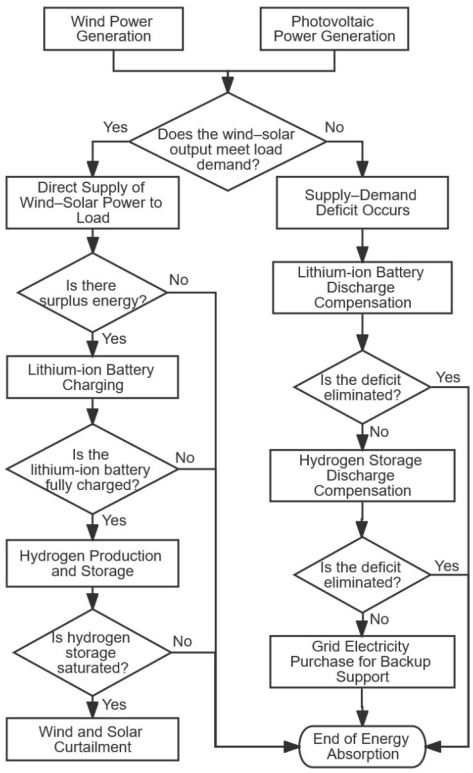


图 2　风光-锂电-氢储系统能量调度逻辑
Fig. 2　Energy Scheduling Logic of Wind-PV-Lithium Battery-Hydrogen Storage System

界；经储能分层调度后仍需电网补偿的连续缺口为残余缺电事件，用于评价电网兜底缺口特征。

设t时刻可再生能源总出力为$P_{\mathrm{RE}}(t)$，园区负荷为$L(t)$，则原始缺电功率$P_{\mathrm{gap}}(t)$可表示为：

$$P_{\mathrm{gap}}(t)=\max\left[L(t)-P_{\mathrm{RE}}(t),0\right] \tag{7}$$

当$P_{\mathrm{gap}}(t)>0$连续出现时，将对应连续时间集合Ω_k定义为第k个原始缺电事件。该事件的累计缺电能量E_k和持续时间T_k分别为：

$$E_k=\sum_{t\in\Omega_k}P_{\mathrm{gap}}(t)\Delta t \tag{8}$$

$$T_k=\left|\Omega_k\right|\Delta t \tag{9}$$

式中，E_k为第k个原始缺电事件的累计缺电能量，kWh；T_k为第k个原始缺电事件的持续时间，h；Ω_k为第k个原始缺电事件对应的连续时间集合。

（2）缺电事件分位数确定储能容量

容量边界采用缺电事件分位数定容逻辑。式中，$P_{\mathrm{gap}}=\{P_{\mathrm{gap},t}\,|\,P_{\mathrm{gap},t}>0\}$为缺电功率正值序列；$Q(\cdot)$为经验分位数函数；$q_{\mathrm{B}}$和$q_{\mathrm{H}}$分别为锂电池和氢储对应的分位水平，且$q_{\mathrm{B}}<q_{\mathrm{H}}$。其中，$q_{\mathrm{B}}$用于表征常规功率缺口覆盖边界，$q_{\mathrm{H}}$用于表征尾部事件能量覆盖边界。二者并非追求极端缺口全覆盖，而是在供电风险与储能投资之间取得均衡。则缺电功率边界为：

$$P_{\mathrm{B}}^{\mathrm{bd}}=Q\left(\mathcal{P}_{\mathrm{gap}},q_{\mathrm{B}}\right),\qquad P_{\mathrm{H}}^{\mathrm{bd}}=Q\left(\mathcal{P}_{\mathrm{gap}},q_{\mathrm{H}}\right) \tag{10}$$

同时，以事件能量分位数确定代表性持续时间：

$$k_{\mathrm{B}}=\arg\min_{k}\left|E_k-Q\left(\mathcal{E},q_{\mathrm{B}}\right)\right|,k_{\mathrm{H}}=\arg\min_{k}\left|E_k-Q\left(\mathcal{E},q_{\mathrm{H}}\right)\right| \tag{11}$$

$$T_{\mathrm{B}}=T_{k_{\mathrm{B}}},\qquad T_{\mathrm{H}}=T_{k_{\mathrm{H}}} \tag{12}$$

式中，$\mathcal{E}=\{E_k\}$为缺电事件能量序列；k_{B}和k_{H}分别为最接近锂电池与氢储能量分位数的缺电事件编号。

据此确定锂电池和氢储容量：

$$C_{\mathrm{b}}=\mathrm{round}\left(\frac{P_{\mathrm{B}}^{\mathrm{bd}}T_{\mathrm{B}}}{\eta_{\mathrm{B}}D_{\mathrm{B}}}\right) \tag{13}$$

$$C_{\mathrm{h}}=\mathrm{round}\left(\frac{\max\left(0,P_{\mathrm{H}}^{\mathrm{bd}}-P_{\mathrm{B}}^{\mathrm{bd}}\right)T_{\mathrm{H}}}{\eta_{\mathrm{H}}}\right) \tag{14}$$

$$P_{\mathrm{B}}^{\max}=\lambda_{\mathrm{B}}C_{\mathrm{b}} \tag{15}$$

式中，C_{b}和C_{h}分别为锂电池和氢储容量，kWh；η_{B}为锂电池效率；D_{B}为锂电池最大放电深度；η_{H}为氢储等效转换效率；$P_{\mathrm{B}}^{\max}$为锂电池最大放电功率，kW；λ_{B}为最大放电倍率。该方法的含义是：锂电池覆盖高频、短时常规缺口；氢储补偿高分位缺口中超过锂电池边界的尾部部分。

1.2.3　容量优化模型与求解方法

（1）目标函数

容量优化模型以年度总成本与弃电负荷比为优化目标，绿电使用率为约束条件。年度总成本反映设备年化及购电成本的综合经济性，弃电负荷比体现风光冗余出力的消纳压力。为避免目标重复加权，弃电量不折算惩罚成本计入总成本，而作为独立目标优化评价。

模型目标函数为：

$$\min F(x)=\left[C_{\mathrm{eco}}(x),r_{\mathrm{cur}}(x)\right] \tag{16}$$

式中，x为容量配置方案；C_{eco}为年度总成本，单位为万元；r_{cur}为弃电负荷比。该目标函数并非单一经济成本最小化模型，而是在满足绿电使用率要求的前提下，同时寻求年度总成本较低和弃电较小的容量配置方案。

年度总成本由风机、光伏、锂电池、氢储年化成本和电网购电成本组成：

$$C_{\mathrm{eco}}=C_{\mathrm{w}}+C_{\mathrm{pv}}+C_{\mathrm{B}}+C_{\mathrm{H}}+C_{\mathrm{grid}} \tag{17}$$

式中，C_w、C_{pv}、C_B、C_H分别为风机、光伏、锂电池和氢储年化成本，单位为万元；C_{grid}为电网购电成本，单位为万元。电网购电成本由购电电价和全年购电量确定：

$$C_{grid} = \lambda_{grid}\sum P_{grid,t}(t)\Delta t \tag{18}$$

式中，C_{grid}为年度购电成本，单位为万元；$P_{grid,t}$为t时刻电网购电功率，单位为kW；λ_{grid}为购电电价，单位为元/kWh；Δt为时间步长，单位为h。

弃电负荷比定义为：

$$r_{cur} = \frac{\sum P_{cur}(t)\Delta t}{\sum L(t)\Delta t} \tag{19}$$

式中，$P_{cur}(t)$为t时刻弃电功率，单位为kW；$L(t)$为t时刻园区负荷，单位为kW。弃电负荷比以年度总负荷为基准，能够反映风光冗余电量相对于园区用能规模的消纳压力。

绿电使用率作为约束条件，定义为：

$$R_g = \frac{\sum_{t=1}^{T}\left(P_{dir,t} + P_{b,dis,t} + P_{h,dis,t}\right)\Delta t}{\sum_{t=1}^{T} L_t \Delta t} \tag{20}$$

$$R_g \geqslant R_{min} \tag{21}$$

式中，R_g为绿电使用率；R_{min}为设定的绿电使用率下限；$P_{dir,t}$为风光直接供给负荷功率，kW；$P_{b,dis,t}$和$P_{h,dis,t}$分别为锂电池和氢储放电功率，kW。由于锂电池和氢储均由可再生能源盈余充能，其放电量计入绿电使用量。

（2）考虑缺电事件的运行约束

在全年(8760 h)时序仿真中，系统按照“风光直供-锂电短时调节-氢储长时补偿-电网兜底”的顺序进行能量分配。该调度顺序与两类缺电事件相对应：锂电池主要覆盖高频、短时常规缺口，氢储主要补偿高分位缺电事件中超过锂电池边界的持续缺口。

负荷侧功率平衡为：

$$L_t = P_{dir,t} + P_{b,dis,t} + P_{h,dis,t} + P_{grid,t} \tag{22}$$

可再生能源出力分配为：

$$P_{RE,t} = P_{dir,t} + P_{b,ch,t} + P_{h,ch,t} + P_{cur,t} \tag{23}$$

式中，$P_{RE,t}$为可再生能源总出力，kW；$P_{b,ch,t}$和$P_{h,ch,t}$分别为锂电池充电功率和氢储充能功率，kW。

储能状态更新为：

$$E_{b,t+1} = E_{b,t} + \eta_{b,ch}P_{b,ch,t}\Delta t - \frac{P_{b,dis,t}\Delta t}{\eta_{b,dis}} \tag{24}$$

$$E_{h,t+1} = E_{h,t} + \eta_{h,ch}P_{h,ch,t}\Delta t - \frac{P_{h,dis,t}\Delta t}{\eta_{h,dis}} \tag{25}$$

式中，$E_{b,t}$和$E_{h,t}$分别为t时刻锂电池和氢储能量状态，kWh；$\eta_{b,ch}$、$\eta_{b,dis}$、$\eta_{h,ch}$、$\eta_{h,dis}$分别为对应充放电或能量转换效率。

容量和功率约束为：

$$0 \leqslant E_{b,t} \leqslant D_B C_b, 0 \leqslant E_{h,t} \leqslant C_h \tag{26}$$

$$0 \leqslant P_{b,ch,t}, P_{b,dis,t} \leqslant P_b^{max} \tag{27}$$

$$P_b^{max} = \lambda_b C_b \tag{28}$$

$$P_{b,ch,t}P_{b,dis,t} = 0, \quad P_{h,ch,t}P_{h,dis,t} = 0 \tag{29}$$

$$P_{grid,t} \geqslant 0, \quad P_{cur,t} \geqslant 0 \tag{30}$$

式中，C_b和C_h分别为锂电池和氢储容量，kWh；P_b^{max}为锂电池最大充放电功率，kW；λ_b为最大放电倍率。式（29）表示锂电池和氢储在同一时刻不允许同时充放电。为降低年初状态对年度结果的影响，储能初始状态取额定容量的50%，并在年度仿真结束后检查末状态与初始状态偏差。

（3）决策变量与求解方法

模型决策变量包括风机型号、风机数量、光伏组件型号、光伏组件数量、锂电池容量和氢储容量：

$$x = \left(m_w, N_w, m_{pv}, N_{pv}, C_b, C_h\right) \tag{31}$$

式中，m_w和N_w分别为风机型号和数量；m_{pv}和N_{pv}分别为光伏组件型号和数量；C_b和C_h分别为锂电池和氢储容量。

求解时，先基于风光组合计算逐时出力，结合园区负荷识别原始缺电事件；再以缺电功率与事件能量双分位数法确定锂电、氢储容量边界；经8760 h时序仿真计算核心指标后，对满足绿电约束的方案进行Pareto筛选，以综合评分确定工程推荐方案。

为统一不同指标的量纲，采用效益型归一化方法。对于待评价指标$f_i(x)$，其归一化值为：

$$s_i(x) = \frac{z_i(x) - z_i^{min}}{z_i^{max} - z_i^{min} + \epsilon} \tag{32}$$

其中，

$$z_i(x) = \begin{cases} f_i(x), & \text{效益型指标} \\ -f_i(x), & \text{成本型指标} \end{cases} \tag{33}$$

式中，$s_i(x)$为归一化值；z_i^{max}和z_i^{min}分别为可行解集中第i个指标的最大值和最小值；ϵ为防止分母为零的极小正数。绿电使用率为效益型指标，年度总成本和弃电负荷比为成本型指标。综合评分为：

$$S(x)=\sum_{i=1}^{n} w_i s_i(x) \quad (34)$$

式中，$S(x)$为综合评分；w_i为第i个目标指标权重，且$\sum_{i=1}^{n} w_i = 1$。多目标方案比选时，决策主体往往难以给出明确的目标偏好。因此将绿电使用率、年度总成本和弃电负荷比按等权重处理，作为基准情景。基于该情景得到的折中方案，可作为不预设差异化目标偏好的对比基准。对于存在明确诉求的实际工程项目，可通过调整权重开展多场景分析。

2 算例设置和优化结果

2.1 算例设置与数据来源

2.1.1 研究对象与负荷数据构建

内蒙古风光资源禀赋优异，包头作为新能源消纳试点核心区域，其工业负荷对风光储氢系统适配性研究具备代表性。选取当地某涵盖连续生产厂房、冷链仓储、办公及配套设施的制造类园区为研究对象，为保护企业信息对园区名称及部分数据做匿名化处理，保留负荷结构、月度电量与运行时段特征用于模型计算。

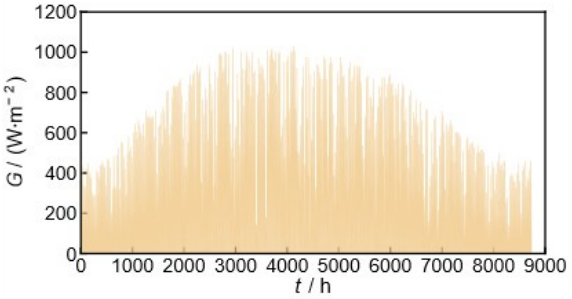
基于园区2025年不同场景月度电量，结合现场调研获取的用电差异数据，按“场景分类-时段拆分-比例校核”逻辑构建小时级负荷序列；生成后按月度校核，确保各类月度负荷与原始统计电量一致。生成的8760 h负荷序列保留了多用电场景的时段差异，可满足年度源荷匹配与缺电事件识别的计算需求。

2.1.2 可再生能源参数

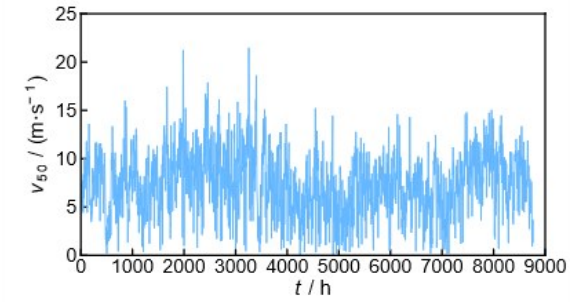
风光资源数据取自NASA-POWER数据库2025年逐小时数据集，根据拟选风机参数选取50 m高度风速数据，并同步提取地表短波辐照度用于光伏出力计算。全年逐小时风光资源特性如图3所示，其中图3(a)为太阳辐照度序列，春夏季日间辐照度集中在600～1000 W/m²区间，连续高辐照时长较长；图3(b)为50 m高度风速序列，冬春季风速整体较高，具备较好的风电出力潜力。

2.1.3 设备参数和经济参数

风机数量和型号依据安装条件、实测负荷及安装要求确定，最大安装数量为5台，可选风机的运行参数见表1；光伏组件结合包头地区市场情况，依据屋面可安装面积和组件参数确定最大安装数量为5337块，可选光伏的参数见表2；储能模块采用锂电池与氢储，其运行参数见表3；各模块年度总成本参数见表4。



(a) Total solar irradiance



(b) Wind speed at 50 m

图3 2025年园区逐小时风光资源特性

Fig. 3 Hourly wind and solar resource characteristics of the park in 2025

表1 风机运行参数

Table 1 Operating parameters of wind turbines

风机型号	寿命/年	额定风速/（m·s⁻¹）	运行风速/（m·s⁻¹）	叶轮直径/m
1000 kW	20	11.5	3.25～25	60
750 kW	20	15.5	3～25	49

表4中的年度总成本包括设备原价、配套设备费、安装费、运维费以及拆除回收费，其中1000 kW风机属于大型风机，其配套费、安装费、拆除回收费用远高于750 kW的成熟中型机型。700 Wp光伏组件为市场上主流型号，且使用年限较长。620 Wp和660 Wp组件使用年限较短，安装费用高，为使不同组件成本具有可比性，使用净年值法对上述组件成本进行了年度总成本折算。

2.1.4 储能容量分位数与评价指标

储能边界分位数取值，需结合园区缺电事件分布特征和用电需求确定。锂电池用于补偿系统短时高频缺电事件。基于全年缺电数据，针对高频短时

表 2 光伏运行参数

Table 2 Operating parameters of photovoltaic modules

光伏型号	寿命/年	效率/%	组件面积/m²
700 Wp	25	18	3.107
620 Wp	20	22.9	2.64
660 Wp	20	21.2	3.107

表 3 储能运行参数

Table 3 Operating parameters of energy storage

设备类型	寿命/年	效率/%	其他参数
锂电池	17.5	95	最大放电倍率0.5C，D_B(DoD)=90%
氢储	15	58	/

表 4 年度总成本参数

Table 4 Annual total cost parameter

设备或费用项	参数取值
1000 kW风机	32.55万元/（台·年）
750 kW风机	15.11万元/（台·年）
700 Wp光伏板	59.50元/（块·年）
620 Wp光伏板	130.15元/（块·年）
660 Wp光伏板	138.55元/（块·年）
锂电池	96.77元/（kWh·年）
氢储	565.83元/（kWh·年）
购电电价	0.42元/kWh
项目周期	20年
折现率	5%

缺口，结合本园区实际工况与业主需求选取P65分位数缺电功率作为锂电池功率边界，并结合P65事件能量分位数对应的代表性时长计算锂电池容量。对于P65功率边界未能覆盖的长时缺电情况，结合业主需求，以P75分位数缺电功率与P65功率边界之差表征氢储承担的增量功率，并结合P75事件能量分位数对应的代表性时长计算氢储容量。不同工程可依据用电特征和业主需求灵活选取。

结合新能源改革导向，设置绿电使用率约束为80%～100%，全局可行解筛选步长1%，边际成本分析步长0.5%。选取绿电使用率、弃电负荷比与年度总成本为评价指标，分别表征绿电消纳水平、冗余消纳压力与综合经济性。

2.2 全局可行解空间与代表方案筛选

风机、光伏按单台/块步长枚举组合，储能以1 kWh为步长计算，得到可行方案解集。基于140444组可行配置，以年度总成本最小、绿电使用率最大为核心筛选方向，结合弃电负荷比评价消纳压力，构建全局可行解空间。为清晰呈现边界特征，按0.1%绿电使用率分箱提取典型方案，绘制“绿电使用率-年度总成本-弃风弃光量”三维目标空间分布。

图4表明，三者呈显著非线性耦合关系：绿电使用率提升需扩容风光与储能，推动年度总成本上升；新增出力在负荷低谷或储能饱和时段难以消纳，弃风弃光量同步增加。经归一化最大垂距法识别，技术经济拐点对应绿电使用率约96.275%，为收益与成本增量的平衡点；越过该点后，绿电边际提升依赖低利用率冗余容量，总成本与弃电压力均显著上升。

3 典型方案筛选与仿真分析

3.1 典型方案筛选

为对比不同绿电约束下的运行特性差异，选取最低成本、经济拐点、最高绿电、综合评分最优的四类典型方案。最低成本与最高绿电方案分别对应单目标极值；经济拐点方案由Pareto前沿归一化最大垂距法确定，表征绿电提升收益与成本增量的平衡点；综合最优方案经多指标等权重归一化评分筛选，反映清洁性、经济性与消纳压力的综合协调水平。

为简化后续图文表述，将四类方案依次定义为A、B、C、D，其容量配置与基础运行参数见表5。后续将基于前三类方案分析绿电提升中残余缺电事件与成本冗余的演化规律，依托综合最优方案阐释源荷储网协同运行逻辑。

四类方案均选用750 kW风机与700 Wp光伏组件，其年度总成本最低，反映出在满足绿电使用率、设备布置和源荷匹配约束时，最优方案更容易倾向于成本最低的设备。出现这一现象的原因是在当前的市场水平下，不同型号风机和光伏成本差异较大，在0.1%的步长下，Pareto解集所代表的最优方案往往是成本最低的设备。

3.2 典型方案残余缺电事件演化特征

为厘清供电缺口的内在变化逻辑，对A、B、C三类典型方案开展全年时序仿真，按月统计储能放电、电网购电、残余缺电规模与缺电频次，并从补偿过程和兜底剩余缺口两个层面进行可视化呈现。该分析用于说明绿电占比提升并非单纯缩减购电，

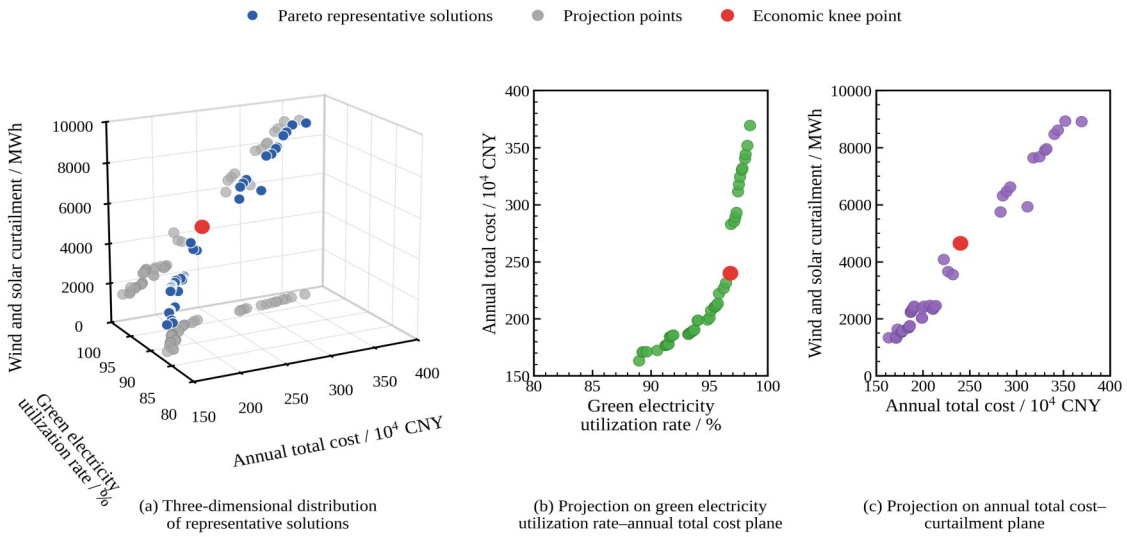


图 4　Pareto代表解三维分布

Fig. 4　Three-dimensional distribution of representative Pareto solutions

表 5　代表性方案容量配置及运行指标

Table 5　Capacity configuration and operating indicators of representative schemes

方案类型	风机配置	光伏配置	锂电池容量/kWh	氢储容量/kWh	绿电使用率/%	年度总成本/万元	弃电量/MWh	购电量/MWh
A	750 kW×3	700 Wp×3073	1662	333	91.196	117.226	4897.568	444.712
B	750 kW×2	700 Wp×5210	4681	336	96.275	133.440	4547.065	188.163
C	750 kW×5	700 Wp×4630	4456	424	98.480	173.450	10445.805	76.781
D	750 kW×2	700 Wp×4653	4680	351	95.724	132.132	4025.071	215.984

而是会重构缺口补偿主体、缺口月度分布以及储能扩容的核心压力来源。

图5表明，在确定的分位数定容与成本参数下，锂电池承担主要补偿电量，氢储仅参与少数长持续缺口的尾部供能。方案A储能配置偏低，风光枯发期购电依赖度高，全年残余缺电事件较多，常规短时缺口未得到充分补偿。扩容至方案B后，锂电池调节能力得到释放，高频短时缺口显著削减，购电量与残余缺电规模、次数均明显下降，处于绿电替代效率较高区间。进一步扩容至方案C，常规可调缺口基本消纳，残余缺口集中于风光出力薄弱月份，系统矛盾由全年普遍缺电转向季节性低频长时尾部缺口，压缩残余缺口需配置低利用率冗余容量，推高边际成本。

3.3　绿电使用率提升下的成本冗余边界

3.2节表明绿电使用率提升后，残余缺口逐步由常规缺口向少量尾部缺口转变。为避免低绿电约束区间方案重复形成平台段掩盖边界特征，采用0.1%绿电分箱的Pareto代表方案，分析绿电提升下成本、弃风弃光量与购电量的变化关系，结果见图6。

图6表明，A至B阶段年度总成本缓慢上升，购电量显著下降，新增风光与储能容量可有效转化为绿电消纳量，购电替代效率较高。越过方案B后，总成本与弃风弃光量快速增长，购电量降幅明显收窄，系统瓶颈由发电总量不足转向源荷时序错配；为削减少量低谷尾部购电需配置大量冗余容量，富余时段难以充分消纳，导致弃电加剧、成本陡增。方案B附近为系统由“有效替代”向“冗余保障”转变的技术经济边界，可为工程绿电目标设定与储能扩容规划提供决策依据。

3.4　综合评分最优方案源-荷-储-网协同运行与效益验证

3.4.1　月度源荷匹配与绿电消纳边界

对方案D的月度源荷匹配、购电量与弃风弃光量进行统计，如图7所示，风电、光伏与购电为正向供给量，弃电以负向柱表示，折线对应月度总负荷。方案D源荷矛盾集中于3—5月与11月：3—5

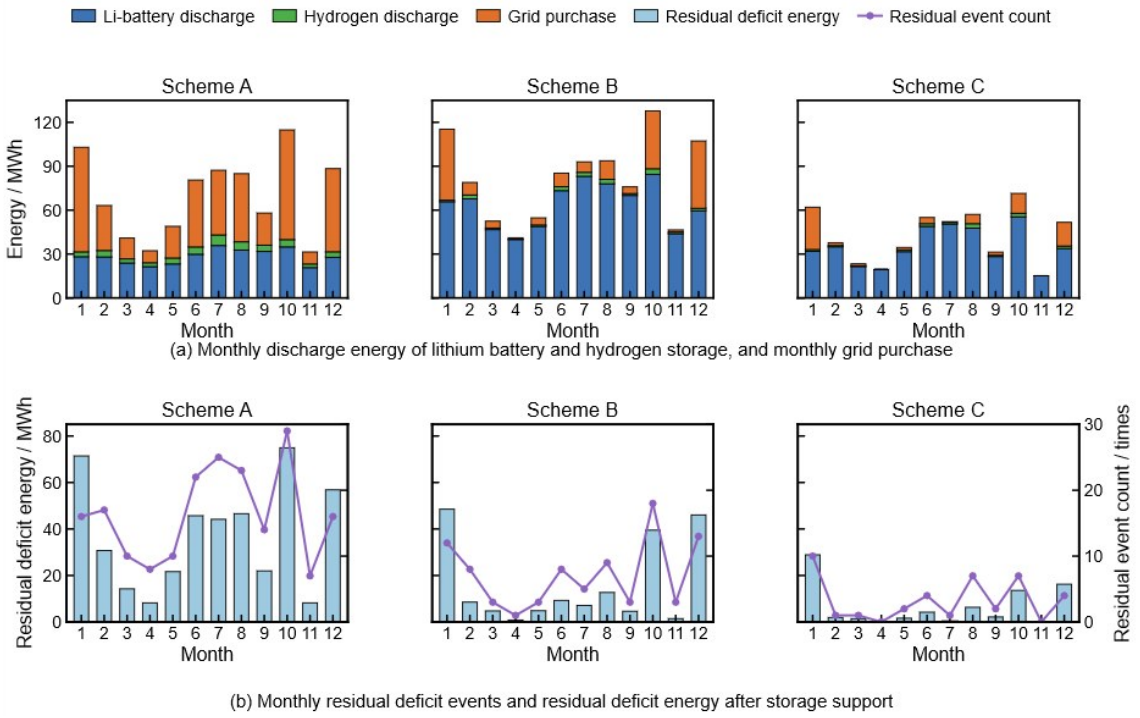


图 5　不同方案下储能放电、购电及残余缺电事件月度特征

Fig. 5　Monthly characteristics of storage discharge, grid purchase, and residual deficit events under different schemes

月风光出力远超负荷，弃电量反映出力超出负荷与储能消纳能力的冗余压力；11月风电出力回升，但负荷吸纳与储能充电窗口有限，仍有弃电。少量购电集中于风光或储能偏低时段，电网承担可靠性约束下的边际兜底功能。方案D未盲目扩容风光追求极限绿电率，而是在有限购电下维持高绿电水平。工程中应优先在弃电高发月优化可转移负荷、储能充电窗口或拓展绿电利用路径，不宜单纯扩容风光。

3.4.2　储能分层调节与典型日运行机制

为揭示储能分层调节对源荷匹配的影响，对方案D的月度源荷匹配、储能运行状态、购电量与弃风弃光量进行分析，如图8所示，锂电池在月度放电次数与放电能量上均占主导，氢储仅在少数月份参与补偿，呈现显著的分层调节特征。锂电池响应速度快、循环效率高，承担小时级功率平衡、短时缺口补偿与负荷爬坡；氢储转换效率偏低，但长时能量支撑能力突出，多用于低频长持续尾部缺口，以削减极端缺电事件的残余规模。典型日运行结果显示，白天光伏出力优先供负荷并为储能充电，夜间及清晨由锂电池补足短时缺口；风光与储能状态同时不足时，电网承担边际兜底功能，验证了“风光优先-锂电平衡-氢储补偿-电网兜底”的分层调度逻辑。

风光-锂电-氢储多能源协同供给具备快速调节与长时备用双重能力，运行稳定性优于单一能源供给模式。已有研究表明，不确定性条件下，电化学储能与氢储能协同配置，能够提升系统鲁棒性与容量适配性[22]。在本文配置方案中，锂电池用于短时缺口补偿，氢储能实现持续性尾部缺口支撑。二者在功率、容量及放电时长维度形成的互补特性，是上述研究结论在本园区场景下的具体应用。工程调度中，应避免氢储能参与短周期循环，优先应对连续低出力工况，降低无效损耗，提升系统运行经济性。

3.4.3　年度成本构成与减排效益

为评估年度成本构成与减排效益，将方案D的设备年化成本和碳减排效益与基准情景进行对比，如图9所示方案D成本构成中，锂电池年化成本占比较高，风光为基础供能投入，氢储承担长时调节冗余，购电成本占比偏低。相较全购电基准情景，方案D年度总成本下降80.01万元，表明系统经济性并非取决于最低设备投资，而在于低边际成本绿电的购电替代收益能否覆盖储能年化成本。

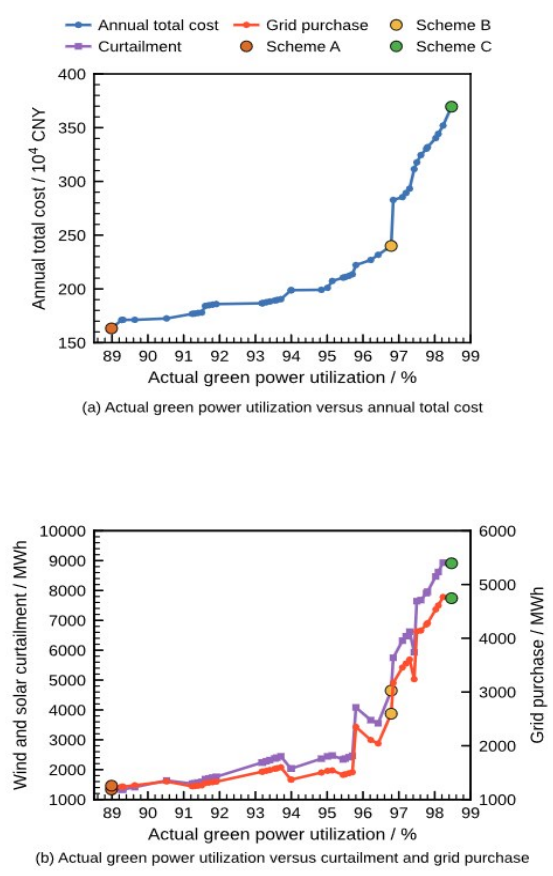


图 6 代表方案成本—弃电—购电边界变化

Fig. 6 Cost-curtailment-purchase boundary of Pareto representative schemes

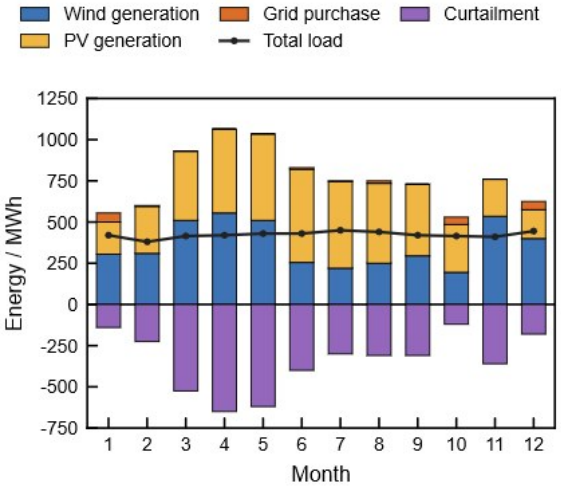


图 7 方案D月度源荷匹配、购电量与弃风弃光量

Fig. 7 Monthly source-load matching, grid purchase, and curtailment of Scheme D

图9(b)中月度减排量按方案D实际消纳绿电替代外购电量进行估算。碳排放因子采用生态环境部、国家统计局发布的2023年内蒙古省级电力平均二氧化碳排放因子0.6479 kgCO_2/kWh来核算外购电替代产生的间接减排效益。月度减排结果显示，风光直接供能贡献主要减排量，锂电池通过绿电时移提升可再生能源利用率形成减排贡献，氢储减排贡献较小但增强低出力时段供电韧性。相较减排最大化配置，方案D更贴近经济性与低碳性的均衡解，约束在于锂电池成本占比偏高。工程上应结合单位减排成本、购电削减量与储能循环效率评价扩容方案，优先提升风光直接消纳率与锂电利用水平。

3.5 工程适用性讨论

综合分析表明，该方法适用于风光资源充足、负荷稳定、可接入分布式新能源且有电网兜底的工业园区；电价机制、负荷特性及并网约束差异显著的园区，需校核分位数边界与经济参数。此类园区单纯扩容风光难以保障绿电提升的经济性，规划需同步识别连续缺口、储能容量边界与弃电压力。以缺电事件为分析单元，可将源荷时序错配转化为可量化的功率与能量边界，明晰锂电与氢储的分层配置逻辑。

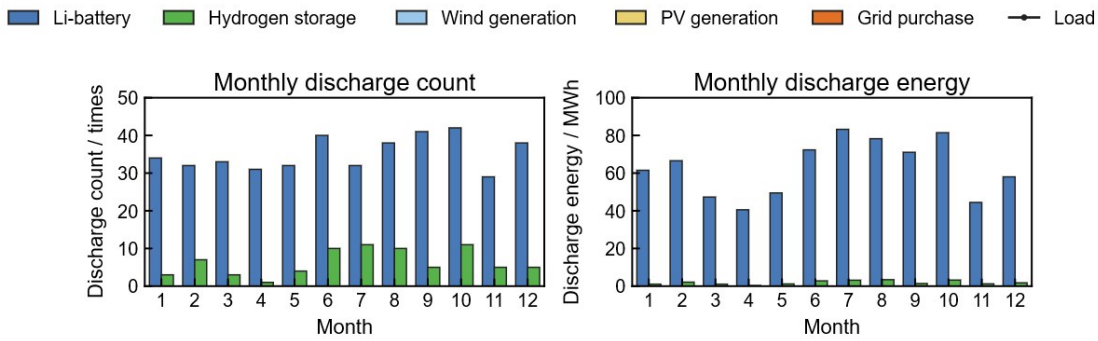
方案D仍存在弃风弃光，表明园区负荷与储能对富余绿电吸纳能力有限。工程中可结合可转移负荷、可调工序、电储热、制氢及并网外送实现富余绿电分级消纳；负荷波动大、电价差显著或并网约束严格的场景，需结合可靠性、电价机制与碳收益校核分位数与评分权重。

4 结 论

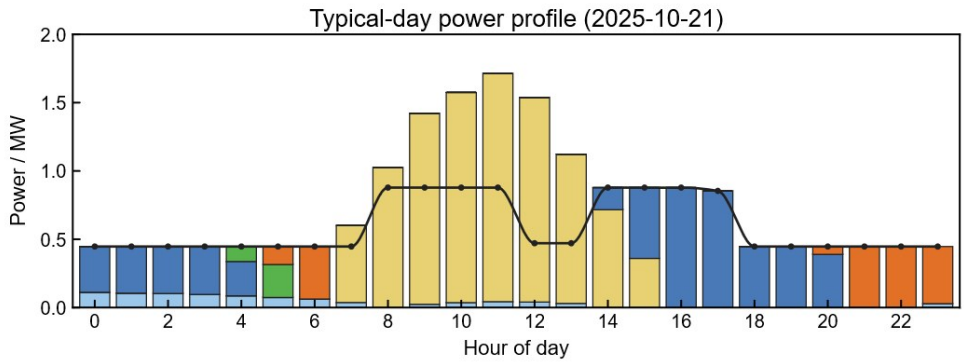
针对工业园区绿电替代与供电可靠性协同提升需求，提出考虑缺电事件特征的风光-锂电-氢储容量配置优化方法，主要结论如下：

（1）提出的风光-锂电-氢储协同配置方法，通过考虑缺电事件特征，有效平衡了供电可靠性与经济性。以包头工业园区为例，优化后的综合评分最优方案实现绿电使用率近96%，购电占比仅4.28%，年度总成本较全购电基准降低80余万元。该方法充分发挥锂电池快速响应与氢储能长时支撑的互补优势，在保证近零碳供能的同时，显著削减了极端缺电残余规模，为工业园区绿电替代提供了兼具鲁棒性与经济性的工程方案。

（2）工业园区近零碳供能并非仅由风光装机规



(a) Monthly hierarchical discharge characteristics of Li-battery and hydrogen storage



(b) Typical-day source-storage-grid power profile of Scheme D

图 8　方案D储能分层调节与典型日源储网运行特征

Fig. 8　Hierarchical storage regulation and typical-day source-storage-grid power profile of Scheme D

模决定，而是受可再生能源出力、负荷时序、储能容量及电网兜底能力间的非线性耦合共同约束。绿电使用率提升初期，新增风光和储能可有效替代外购电；进入高绿电使用率区间后，少数低风低光时段形成尾部长持续缺口，继续压缩购电量需配置低利用率冗余容量，导致年度总成本和弃电压力上升。

（3）锂电池主要承担小时级功率平衡、短时缺口补偿和负荷爬坡支撑，氢储承担低频长持续缺口补偿，外部电网用于残余缺口兜底保障，形成“锂电短时调节—氢储长时支撑—电网边际兜底”的分层运行机制。该机制可缓解单一储能在响应速度、容量成本和转换效率间的矛盾，为近零碳工业园区混合储能容量边界确定提供依据。后续可引入储能寿命衰减、分时电价、碳交易收益和可调负荷响应，进一步提高模型推广适用性。

符 号 说 明

A_{pv}—— 单块组件面积，m²

B—— 24 h连续用电负荷集合

C_B—— 锂电池年化成本，万元 C_{eco}——年度总成本，万元 C_{grid}——电网购电成本，万元 C_H——氢储年化成本，万元 C_{pv}——光伏系统年化成本，万元 C_w——风机年化成本，万元 C_b——锂电池容量，kWh C_{grid}——年度购电成本，万元 C_h——氢储容量，kWh

D_B—— 锂电池最大放电深度；

$D_{m(t)}$—— 对应月份天数

$E_{b,t}$—— t时刻锂电池能量状态

$E_{h,t}$—— t时刻氢储能量状态

$E_{j,m(t)}$—— 第m月第j类集中时段用电负荷的月用电量 E_k——第k个缺电事件的累计缺电能量，kWh

$f_i(x)$—— 待评价指标 $F(x)$——容量配置方案的目标函数 G_t——t时刻太阳辐照度，W/m²

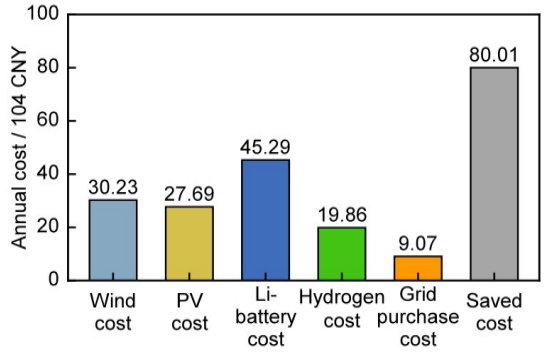
$H_{i,m}$—— 第m月第i类主要运行小时数

$H'_{i,m}$—— 第m月第i类非主要运行小时数

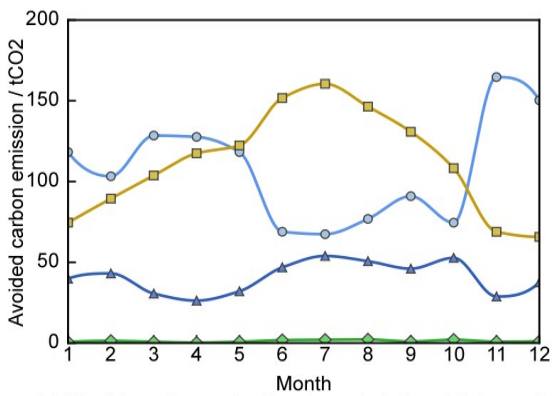
$I'_{i,m}$—— 集中时段用电负荷集合

k_B—— 最接近锂电池能量分位数的缺电事件编号

k_H—— 最接近氢储能量分位数的缺电事件编号 $L(t)$——t时刻园区负荷，kW



(a) Cost composition of Scheme D and saved cost



(b) Monthly carbon-reduction characteristics of Scheme D

图 9　方案 D 成本构成与月度减排效益

Fig. 9　Cost composition and monthly carbon-reduction characteristics of Scheme D

m_{pv}—— 光伏组件型号

m_w—— 风机型号

$m(t)$—— t时刻所在月份 N_{pv}——光伏组件数量 N_w——风机数量

P_B^{bd}—— 锂电池对应的常规功率缺口边界，kW

P_B^{max}—— 锂电池最大放电功率，kW

$P_{b,ch,t}$—— 锂电池充电功率，kW

$P_{b,dis,t}$—— 锂电池放电功率，kW

$P_{cur}(t)$—— t时刻弃电功率，kW $P_{gap}(t)$——t时刻可再生能源供给缺额功率，kW

$P_{dir,t}$—— 风光直接供给负荷功率，kW P_{gap}——缺电功率正值序列，kW $P_{grid,t}$——t时刻购电电价，元/kWh

P_H^{bd}—— 氢储对应的高分位功率缺口边界，kW

$P_{h,ch,t}$—— 氢储充能功率，kW $P_{h,dis,t}$——氢储放电功率，kW

$P_{pv,t}$—— t时刻光伏出力，kW $P_{RE,t}$——t时刻可再生能源总出力，kW $P_{w,t}$——t时刻风电出力，kW q_B——锂电池对应的缺电事件分位水平 q_H——氢储对应的缺电事件分位水平 $Q(\cdot)$——经验分位数函数 r_{cur}——弃电负荷比 R_g——绿电使用率，%

R_{min}—— 设定绿电使用率下限

$s_i(x)$—— 归一化值

$S(x)$—— 综合评分 T_k——第 k 个缺电事件的持续时间，h v_t——t时刻风速，m/s

w_i—— 第 i 个目标指标权重 x——容量配置方案

z_i^{max}—— 可行解集中第 i 个指标的最大值

z_i^{min}—— 可行解集中第 i 个指标的最小值 Δt——时间步长，h

γ—— 待机系数

ε—— 缺电事件能量序列，kWh

$\delta_{i,t}$—— t时刻处于第 i 类负荷主要运行时段

η_B—— 锂电池转化效率

$\eta_{b,ch}$—— 锂电池充电转换效率

$\eta_{b,dis}$—— 锂电池放电转换效率

$\eta_{h,ch}$—— 电解制氢转换效率

$\eta_{h,dis}$—— 氢燃料电池放电转换效率

η_H—— 氢储等效转换效率

η_{pv}—— 组件转换效率

η_{sys}—— 光伏出力系统综合效率

λ_B—— 最大放电倍率

λ_{grid}—— 购电电价，单位为元/kWh；

ϵ—— 防止分母为零的极小正数 Ω_k——第 k 个缺电事件对应的连续时间集合

参 考 文 献

[1] 国务院关于印发«2024—2025年节能降碳行动方案»的通知[J]. 中华人民共和国国务院公报, 2024(17): 11-16.
THE STATE COUNCIL OF PRC. Notice of the State Council on issuing the 2024—2025 action plan for energy conservation and carbon reduction[J]. Gazette of the State Council of the People's Republic of China, 2024(17): 11-16.

[2] 国家发展改革委. 国家发展改革委关于印发«国家碳达峰试点建设方案»的通知: 发改环资〔2023〕1409号[EB/OL]. (2023-10-20)[2026-06-29].
NATIONAL DEVELOPMENT AND REFORM COMMISSION. Notice of the National Development and Reform Commission on issuing the National Carbon Peaking Pilot Construction Plan: NDRC Resource and Environment〔2023〕No. 1409[EB/OL]. (2023-10-20)[2026-06-29].

[3] 国家发展改革委, 工业和信息化部, 国家能源局. 关于开展零碳园区建设的通知: 发改环资〔2025〕910号[EB/OL]. (2025-07-08)[2026-06-29]. https://www. ndrc. gov. cn/xxgk/zcfb/tz/202507/t20250708_1399055.html.
NATIONAL DEVELOPMENT AND REFORM COMMISSION, MINISTRY OF INDUSTRY AND INFORMATION TECHNOLOGY,

NATIONAL ENERGY ADMINISTRATION. Notice on carrying out zero-carbon park construction: NDRC Resource and Environment〔2025〕No. 910[EB/OL]. (2025-07-08)[2026-06-29]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202507/t20250708_1399055.html.

[4] 陶文强, 陈红坤, 崔世庭, 等. 面向可再生能源-加氢站-园区多时间尺度协同运营的分布鲁棒优化策略[J/OL]. 电工技术学报, 2026. DOI: 10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.260289.
TAO W Q, CHEN H K, CUI S T, et al. Distributed robust optimization strategy for multi-time-scale coordinated operation of renewable energy-hydrogen refueling station-park system[J/OL]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2026. DOI: 10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.260289.

[5] 任佳星, 孙英云, 秦继朔, 等. 基于改进域对抗网络的新能源基地风光时序功率曲线生成方法[J]. 电网技术, 2024, 48(8): 3409-3417. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2023.1587.
REN J X, SUN Y Y, QIN J S, et al. Generation method of wind and photovoltaic temporal power curves for renewable energy bases based on improved domain adversarial network[J]. Power System Technology, 2024, 48(8): 3409-3417. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2023.1587.

[6] 韩晓娟, 杨小烟, 李昊宇, 等. 基于AHP-BCO-GRA的多场景风火氢储三层容量优化配置方法[J]. 太阳能学报, 2025, 46(11): 509-520. DOI: 10.19912/j.0254-0096.tynxb.2024-1261.
HAN X J, YANG X Y, LI H Y, et al. Multi-scenario three-layer capacity optimization configuration method for wind-thermal-hydrogen-storage system based on AHP-BCO-GRA[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2025, 46(11): 509-520. DOI: 10.19912/j.0254-0096.tynxb.2024-1261.

[7] 严新荣, 谢玉荣, 黄嵘, 等. 面向多能互补新能源大基地的"风光火储"双层优化配置研究[J]. 中国科学:技术科学, 2025, 55(11): 1865-1874.
YAN X R, XIE Y R, HUANG R, et al. Bi-level optimal configuration of wind-solar-thermal-storage system for multi-energy complementary renewable energy bases[J]. Scientia Sinica Technologica, 2025, 55(11): 1865-1874.

[8] 智筠贻, 凌浩恕, 吴昊, 等. 风光储多能互补能源系统容量配置优化[J]. 储能科学与技术, 2024, 13(11): 3874-3888. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2024.0377.
ZHI J Y, LING H S, WU H, et al. Optimization of capacity configuration for multi-energy complementary systems using wind, solar, and energy storage[J]. Energy Storage Science and Technology, 2024, 13(11): 3874-3888. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2024.0377.

[9] 魏旭, 刘东, 高飞, 等. 双碳目标下考虑源网荷储协同优化运行的新型电力系统发电规划[J]. 电网技术, 2023, 47(9): 3648-3661. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2022.1966.
WEI X, LIU D, GAO F, et al. Generation planning of new power system considering source-grid-load-storage coordinated optimization operation under dual-carbon targets[J]. Power System Technology, 2023, 47(9): 3648-3661. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2022.1966.

[10] 张爱军, 刘会强, 慕腾, 等. 高比例新能源大送端基地风光火储容量优化配置[J]. 现代电力, 2026, 43(2): 356-367. DOI: 10.19725/j.cnki.1007-2322.2023.0420.
ZHANG A J, LIU H Q, MU T, et al. Optimal capacity allocation of wind-photovoltaic-thermal-storage system in high proportion new energy sending terminal base[J]. Modern Electric Power, 2026, 43(2): 356-367. DOI: 10.19725/j.cnki.1007-2322.2023.0420.

[11] 马丽, 李伟, 裴玮, 等. 含高比例光伏配电网中计及需求侧响应的混合储能配置优化[J]. 高电压技术, 2024, 50(4): 1416-1425. DOI: 10.13336/j.1003-6520.hve.20230593.
MA L, LI W, PEI W, et al. Hybrid energy storage configuration optimization in distribution network with high-proportion PV considering demand response[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(4): 1416-1425. DOI: 10.13336/j. 1003-6520.hve.20230593.

[12] 王士博, 孔令国, 蔡国伟, 等. 电力系统氢储能关键应用技术现状、挑战及展望[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(17): 6661-6681. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.230170.
WANG S B, KONG L G, CAI G W, et al. Current status, challenges and prospects of key application technologies for hydrogen storage in power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(17): 6661-6681. DOI: 10.13334/j. 0258-8013.pcsee.230170.

[13] RISCO-BRAVO A, MUTHUKUMAR P, OKUBO T, et al. From green hydrogen to electricity: a review on recent advances, challenges, and opportunities on power-to-hydrogen-to-power systems[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2024, 189: 113930. DOI: 10.1016/j.rser.2023.113930.

[14] MUTHUKUMAR P, KUMAR A, AFZAL M, et al. Review on large-scale hydrogen storage systems for better sustainability[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2023, 48(85): 33223-33259. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.04.304.

[15] OKUBO T, SHIMIZU T, HASEGAWA K, et al. Factors affecting the techno-economic and environmental performance of on-grid distributed hydrogen energy storage systems with solar panels [J]. Energy, 2023, 269: 126736. DOI: 10.1016/j.energy.2023.126736.

[16] 赵娜, 张莲, 李多, 等. 基于改进蜜獾算法的风光氢储微电网容量优化配置方法[J]. 电气工程学报, 2025, 20(1): 338-351.
ZHAO N, ZHANG L, LI D, et al. Capacity optimization configuration method of wind-solar-hydrogen-storage microgrid based on improved honey badger algorithm[J]. Journal of Electrical Engineering, 2025, 20(1): 338-351.

[17] 霍子宇, 鲁宗相, 乔颖, 等. 100%新能源外送系统日电量-日内功率长短时储能协同规划[J]. 电力系统保护与控制, 2026, 54(11): 152-162. DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.251349.
HUO Z Y, LU Z X, QIAO Y, et al. Coordinated planning of long- and short-duration energy storage for daily energy and intra-day power in 100% renewable energy export systems[J]. Power System Protection and Control, 2026, 54(11): 152-162. DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.251349.

[18] GIOVANNIELLO M A, WU X Y. Hybrid lithium-ion battery and hydrogen energy storage systems for a wind-supplied microgrid

[J]. Applied Energy, 2023, 345: 121311. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.121311.

[19] LE T S, NGUYEN T N, BUI D K, et al. Optimal sizing of renewable energy storage: a techno-economic analysis of hydrogen, battery and hybrid systems considering degradation and seasonal storage[J]. Applied Energy, 2023, 336: 120817. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.120817.

[20] THAI C, BROUWER J. Decarbonizing a solar PV and gas turbine microgrid with hydrogen and batteries[J]. Energy Conversion and Management, 2023, 292: 117391. DOI: 10.1016/j. enconman. 2023.117391.

[21] GHARIBVAND H, GHAREHPETIAN G B, ANVARI-MOGHADDAM A. A survey on microgrid flexibility resources, evaluation metrics and energy storage effects[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2024, 201: 114632. DOI: 10.1016/j.rser.2024.114632.

[22] WANG H Z, QIN B Y, HONG S D, et al. Optimal planning of hybrid hydrogen and battery energy storage for resilience enhancement using bi-layer decomposition algorithm[J]. Journal of Energy Storage, 2025, 110: 115367. DOI: 10.1016/j. est. 2025.115367.