



XXXX

数据中心绿电直连的技术经济性演化及区域配置差异分析

刘敏, 位祺, 陈之怡, 肖智宏, 金广祥
(国网经济技术研究院有限公司, 北京, 102209)

摘要: 随着数据中心能耗与减排压力攀升, 保障高可靠性下的经济性绿电直连成为关键。为进行广域视角下绿电占比 (GEP) 从低到高演进过程中的边际成本规律量化, 构建集风光资源、分时电价与需量机制于一体的源网荷储协同优化模型, 采用多场景敏感性分析方法, 系统评估国内 31 个省级行政区在 0%-100% GEP 下的度电成本。研究发现: 1) 成本演化受“资源-电价”双重锚定, 低 GEP 区间电价结构影响更显著; 2) 高 GEP 下存在“储能成本墙”效应, 平抑长周期波动所需的储能刚性投资呈指数级攀升; 3) 绿电潜力呈空间错位, 内蒙古等资源区具绝对成本优势, 而江苏等负荷中心相对效益更高。研究揭示了电网灵活性调节的不可或缺性, 为“东数西算”及差异化政策制定提供量化依据。

关键词: 数据中心; 绿电直连; 储能成本墙; 源网荷储协同

中图分类号:

文献标志码:

doi: 10.11959/j.issn.1000-0801.

Techno-Economic Evolution and Regional Configuration Differences of Direct Green Power Connection for Data Centers

Liu Min, Wei Qi, Chen Zhiyi, Xiao Zhihong, Jin Guangxiang
State Grid Economic and Technological Research Institute Co., Ltd., Beijing 102209, China

Abstract: As data center energy consumption and decarbonization pressures continue to intensify, achieving cost-effective Direct Green Power Connection while maintaining high reliability has become a critical priority. To quantify the marginal cost patterns along a macro-level transition in green electricity penetration (GEP) from low to high levels, a source - grid - load - storage coordinated optimization model integrating wind - solar resource profiles, time-of-use tariffs, and demand-charge mechanisms was developed. A multi-scenario sensitivity analysis approach was used, and the levelized cost of electricity (LCOE) for 31 provincial-level administrative regions under GEP levels from 0% to 100% was systematically evaluated. The results showed that: (1) cost trajectories are jointly anchored by the “resource - tariff” interplay, with tariff structures exerting a more pronounced influence in the low-GEP range; (2)

收稿日期: XXXX-XX-XX; 修回日期: XXXX-XX-XX

通信作者: 位祺, weiqi@chinasperi.sgcc.com

基金项目: 国家自然科学基金资助项目 (No. 72595830)

Foundation Items: National Natural Science Foundation of China (No. 72595830)



a “storage cost wall” emerges at high GEP levels, where the rigid capital investment required to smooth long-cycle variability rises exponentially; and (3) green power potential is spatially misaligned—resource-rich regions such as Inner Mongolia exhibit an absolute cost advantage, whereas load centers such as Jiangsu deliver higher relative benefits. These findings underscored the indispensable role of grid flexibility in enabling high-GEP pathways and provide quantitative evidence to support the “East Data, West Computing” initiative and differentiated policy design.

Key words: data center, direct green power connection, energy storage cost wall, source-grid-load-storage coordination

1 引言

随着云计算、大数据和人工智能等数字技术的迅猛发展，数据中心已经成为新型基础设施中最具代表性的用能主体之一^[1]。国际能源署(IEA)的评估显示，全球数据中心及数据传输网络在2022年约消耗460 TWh电力，占全球终端用电量的1-1.5%^[2]，对电力系统减排带来显著压力。中国数字经济规模持续扩大，超大规模和高性能算力基础设施快速布局，使得数据中心用能强度持续攀升^[3]，预计到2035年，中国数据中心的电力消耗将达到约78太瓦时，占全国总电力消耗的4%^[4]。为支撑“碳达峰、碳中和”目标，我国相继出台绿色数据中心建设指南等政策文件，明确提出要提升可再生能源使用比例，鼓励数据中心通过绿电交易、绿证购买等方式直接与可再生能源电站开展电力交易，实现用能结构低碳化^[5]。在此背景下，面向数据中心的“绿电直连”模式，即“以风光等可再生能源为主直接供电”逐渐成为业界关注的重点路径^[6]。

然而，从数据中心视角系统评估绿电直连的经济性与配置方案仍面临多重不确定性。在中高比例绿电占比(Green Electricity Proportion, GEP)场景下，数据中心负荷的高可靠性要求往往需要配置大规模储能和备用容量，导致度电成本(Levelized Cost of Electricity, LCOE)快速上升^[7]。现有实践和研究多聚焦于单个园区或少数典型区域^[8,9]，在全国尺度上“不同地区、不同绿电占比下的成本-占比关系”缺乏系统化，

对储能时长、风光配比和成本构成等关键特征的认知也相对零散。

近年来，数据中心绿电直连及本地风光储与电网交互的研究，逐步从“单点接入”走向“源网荷储协同”，核心关注点集中在：高绿电占比目标下的LCOE变化，以及为抑制波动与保障可靠性所付出的储能代价。源侧规划方面，He等^[10]以数据中心微电网为对象评估混合储能路径，其系统LCOE约为0.21美元/kWh，并揭示在不配置储能时可再生渗透率上限约28.31%，引入混合储能后可提升至44.5%，体现“更高绿电占比与更强储能依赖”的结构性约束。Liu等^[11]针对单个数据中心园区综合能源系统，建立风电、光伏和储能等多能源联合配置模型，在综合考虑成本与碳排放的目标下求解最优装机规模，结果表明DCP-IES的经济性只需2.88年即可达到传统数据中心能源系统的水平。受资源禀赋与电价结构影响，最优配置呈显著空间差异：Figini与Paolone^[12]指出不同地区的最优发电与储能容量可相差达36倍，碳足迹减排潜力在德国最高约50%，而在瑞士仅约4%，说明“同一套直连+储能方案”难以跨区直接复用。

运行与调度层面，Lian等^[13]的鲁棒多目标研究显示，相比基准策略平均运行成本可降低约10%，但若同时压降弃电与过剩电量，成本可能上升约25%，反映高绿电情景下边际储能代价上升与系统目标冲突并存。面向集群化直连场景，Jiang等^[14]提出共享储能与两阶段鲁棒协同配置，在排队与服务约束下可将服务违约率控制在5%

以内，为“多园区共享储能摊薄高绿电成本”提供了可行思路。此外，降低PUE以减少电侧压力同样关键：Khalaj等^[15]在42个站点研究中指出空气侧经济器可使制冷功率降低超过80%，并在1 MW风电与1 MW光伏配置下实现超过50%的电网独立度；Gügül等^[16]报告制冷需求降低约83%、PUE可由1.8降至1.1且回收期约6年，从“降负荷”角度缓释了高比例绿电的储能压力。

尽管如此，现有研究在几个关键方面仍存在明显空缺：第一，研究尺度多集中于单一数据中心或少数站点，缺乏在全国范围内、面向不同资源禀赋和电价结构的系统比较与空间格局刻画；第二，绿电目标大多以特定场景或单一指标（如成本最小、碳排最小或可再生消纳最大）形式给出，鲜有工作在统一模型下连续刻画0-100%绿电占比与系统成本之间的关系，难以揭示高比例绿电情景的边际代价演化；基于此，本文以“面向数据中心的全国各地区绿电直连评估”为目标，在全国31省市统一框架下，构建集风光资源、电价结构、需量电费与算力特性于一体的源网荷储协同优化模型，围绕成本-占比关系、储能与配置特征开展定量分析，本文的技术路线图如图1所示。本文的主要创新点与贡献体现如下：

(1) 面向绿电直连的数据中心LCOE优化模型与全国格局构建。构建面向数据中心绿电直连的系统级LCOE优化模型，将全年负荷曲线与风光资源、电价、需量电费等因素耦合，按绿电占比0-100%分档求解各省市的最优配置，得到“成本-占比”关系曲线，并形成中国各地区绿电直连经济性的空间分布图谱。

(2) 高比例绿电情景下储能与配置特征的系统刻画。基于各省优化结果，系统提取风/光装机比例、等效储能时长以及年化成本构成，比较不同区域在高GEP情景下的技术路径差异。结果表明，LCOE不仅受风光资源禀赋制约，更受到电价时序结构与需量电费的双重锚定，储能规模和时长是限制高比例绿电直连的关键成本驱动因素。

2 方法与模型

2.1 系统组件

本研究以单个约300 MW级大型数据中心及其上游多能源供给系统为对象，构建风-光-储协同的绿电直连模型。系统边界如图2所示，整体可分为“物理能源层（电力流）”与“信息控制层（数据流与指令流）”两部分。物理能源层包含四类供能单元：风电场、光伏电站、储能系统

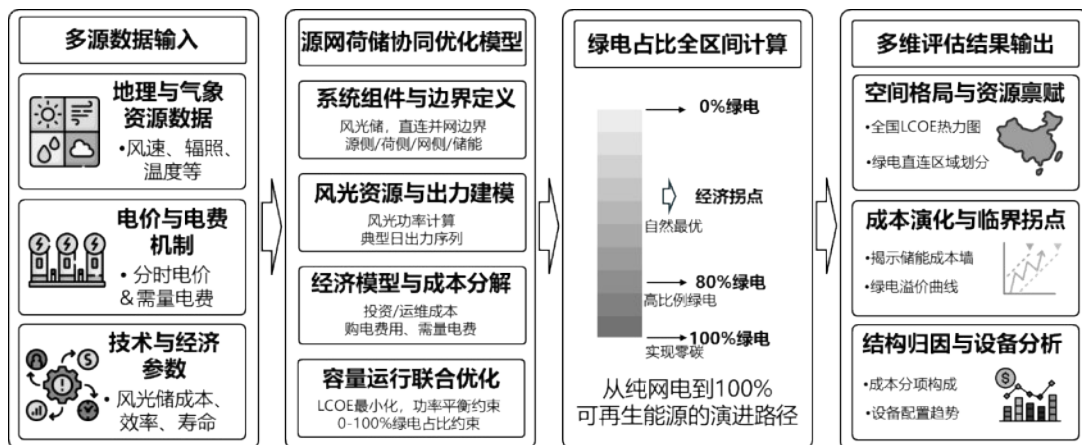


图1 本文技术路线图

Fig. 1 Technical roadmap of the study



以及公共电网，四者通过多源汇集母线与数据中心的 IT 计算负荷及辅助设施负荷相连，构成一个以绿电直连为主、公共电网为辅的混合供电系统。

在物理能源层中，风电和光伏出力优先就地供给数据中心。当风光出力大于数据中心瞬时电力需求时，富余电量用于为储能系统充电，储能仅在系统内部“削峰填谷”，不允许反送上网；在风光出力不足或电价较高的时段，储能系统通过放电补偿负荷，实现对网电购电的替代和部分电价套利。储能状态以荷电状态（SOC）表征，其上下限由安全运行和寿命约束共同限定。当风光出力与储能放电能力之和仍不满足负荷需求时，由公共电网提供差额电力。电网购电受到分时电价、需量电费以及并网容量上限等因素约束，过高的并网峰值会显著抬升容量电费。

信息控制层围绕“优化控制系统”展开：一方面接收气象观测与预测数据（风速、辐照度、温度等）、电价与需量费信号；另一方面优化控制系统在给定的绿电占比目标的条件下，综合决定

风电、光伏、储能的容量配置以及储能充放电策略，使系统在约束条件下实现 LCOE 最小。通过物理能源层与信息控制层的耦合，形成一体化的数据中心绿电直连系统。

2.2 资源与经济模型

2.2.1 风光资源与出力建模

风电出力依照典型的分段风机功率曲线建模。给定典型日 s 、时段 t 的风速 $v(t, s)$ ，切入风速 v_{in} 、额定风速 v_r 与切出风速 v_{out} ，可定义风机容量系数 $k_{wt}(t, s)$ 为

$$k_{wt}(t, s) = \begin{cases} 0, & v(t, s) < v_{in} \text{ OR} \\ & v(t, s) \geq v_{out} \\ \frac{v(t, s)^3 - v_{in}^3}{v_r^3 - v_{in}^3}, & v_{in} \leq v(t, s) < v_r \\ 1, & v_r \leq v(t, s) < v_{out} \end{cases} \quad (1)$$

式中， $k_{wt}(t, s)$ 为单位装机容量对应的出力系数，0 表示停机，1 表示额定运行。

在风电装机容量为 C_{wt} (MW) 的条件下，第 t 时段、第 s 典型日的风电出力可写为

$$P_{wt}(t, s) = C_{wt} \cdot k_{wt}(t, s) \quad (2)$$

式中， $P_{wt}(t, s)$ 单位为 MW。

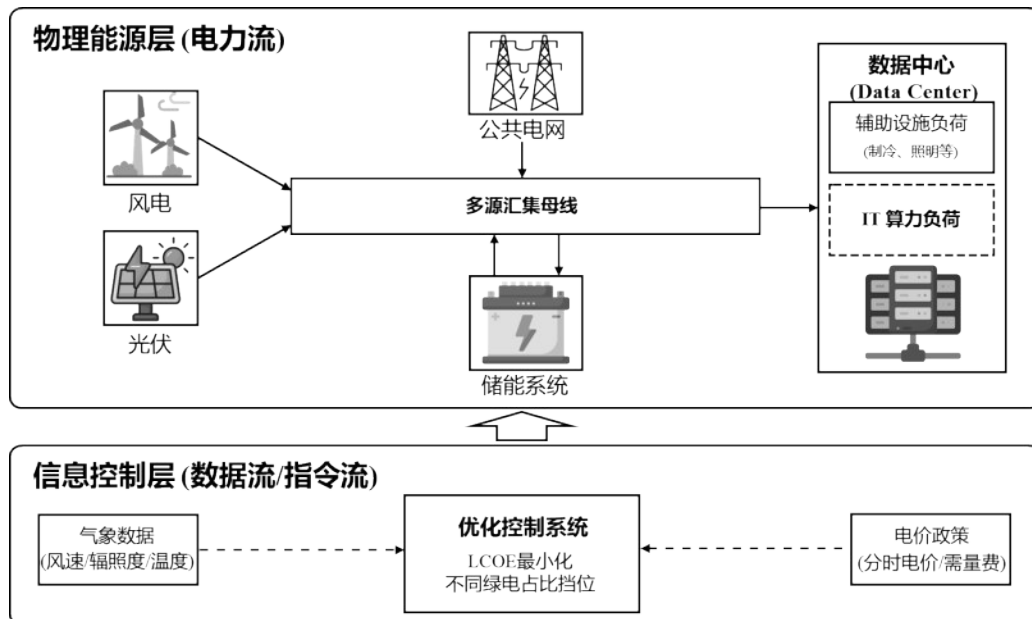


图2 数据中心绿电直连系统架构图

Fig. 2 System architecture of data center direct green power connection

光伏出力考虑环境温度、光照强度和风速的影响，令 $T_a(t, s)$ 、 $S(t, s)$ 、 $v(t, s)$ 分别为环境温度 ($^{\circ}\text{C}$)、水平面辐照度 (W/m^2) 和风速 (m/s)，则光伏板温度 $T_m(t, s)$ 近似为

$$T_m(t, s) = T_a(t, s) + 0.0138S(t, s)[1 - 0.042v(t, s)][1 + 0.031T_a(t, s)] \quad (3)$$

考虑光伏组建的线性温度系数 ε_{pv} 。则单位装机光伏在 (t, s) 的出力系数 $k_{pv}(t, s)$ 为

$$k_{pv}(t, s) = \frac{S(t, s)[1 + \varepsilon_{pv}(T_m(t, s) - 25)]}{1000} \quad (4)$$

则在光伏装机为 C_{pv} (MW) 时，光伏出力为

$$P_{pv}(t, s) = C_{pv} \cdot k_{pv}(t, s) \quad (5)$$

式中， $P_{pv}(t, s)$ 单位为 MW。

2.2.2 电价、需量电费与成本分解

电价采用分时电价形式，记第 t 时段的电价为 $\pi(t)$ ，单位为元/MWh，需量电费采用按最大需量计费，单价为 f_{cap} ，单位为元/(MW·月)，数据中心在第 s 典型日、第 t 时段向公共电网购买的电力功率为 $P_g(t, s)$ ，典型日 s 对应的年内代表天数为 w_s (天)，时段长度 Δt 为 1h，则年购电电费 (元) 可写为

$$C_{\text{grid}, E} = \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^{24} w_s \pi(t) P_g(t, s) \Delta t \quad (6)$$

最大需量 P_{peak} 近似取全年典型日负荷序列的最大值，单位为 MW，即统一按实际最大需量进行计费，未叠加各省具体的容需量余量优惠政策，则年需量电费 (元) 为

$$C_{\text{cap}} = f_{\text{cap}} P_{\text{peak}} \times 12 \quad (7)$$

电网相关总成本为

$$C_{\text{grid}} = C_{\text{grid}, E} + C_{\text{cap}} \quad (8)$$

风电、光伏和储能等固定资产的年化投资成本通过资本回收因子折算。设贴现率为 $i=0.06$ ，寿命周期为 $n=10$ 年，则资本回收因子为

$$f_{\text{cr}} = \frac{i}{1 - (1 + i)^{-n}} \quad (9)$$

记 c_{pv} 、 c_{wt} 、 c_{ba} 分别为光伏、风电和储能的

单位容量投资成本 (元/MW 或元/MWh)， o_{pv} 、 o_{wt} 、 o_{ba} 为对应的单位年运维成本 (元/(MW·年) 或元/(MWh·年))， C_{pv} 、 C_{wt} 、 C_{ba} 分别为对应的装机容量 (MW/MWh)，则三类资产的年化投资成本与年运维成本分别为

$$C_{\text{inv}} = f_{\text{cr}}(C_{pv}c_{pv} + C_{wt}c_{wt} + C_{ba}c_{ba}) \quad (10)$$

$$C_{\text{om}} = C_{pv}o_{pv} + C_{wt}o_{wt} + C_{ba}o_{ba} \quad (11)$$

系统年总成本可写为

$$C_{\text{tot}} = C_{\text{inv}} + C_{\text{om}} + C_{\text{grid}} \quad (12)$$

数据中心年用电量 E_{dc} 通过典型日负荷 $P_{\text{dc}}(t, s)$ 与权重叠加计算，本文典型日负荷取，具体为

$$E_{\text{dc}} = \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^{24} w_s P_{\text{dc}}(t, s) \Delta t \quad (13)$$

据此，定义面向数据中心的平准化度电成本 LCOE 为

$$\text{LCOE} = \frac{C_{\text{tot}}}{E_{\text{dc}}} \quad (14)$$

为刻画全年绿电直连比例，引入绿电占比指标 GEP:

$$\text{GEP} = \frac{E_{\text{pv}} + E_{\text{wt}}}{E_{\text{dc}}} \quad (15)$$

式中， E_{pv} 、 E_{wt} 分别数据中心全年使用的光伏与风电电量 (MWh)，由其逐时出力与典型日权重叠加得到。

2.3 优化问题与求解

综合上述资源模型和成本模型，本节构建面向数据中心绿电直连的容量配置与运行协同优化模型。决策变量主要包括：容量层面，包括光伏装机容量 C_{pv} (MW)、风电装机容量 C_{wt} (MW)、储能能量容量 C_{ba} (MWh)；运行层面，包括各时段各典型日的光伏出力 $P_{pv}(t, s)$ 、风电出力 $P_{wt}(t, s)$ 、储能充电功率 $P_{\text{ba},c}(t, s)$ 、放电功率 $P_{\text{ba},d}(t, s)$ 、 $\text{SOC}(t, s)$ 、电网购电功率 $P_g(t, s)$ 。

以数据中心 LCOE 最小为目标，优化问题可表述为

$$\min \text{LCOE} = \frac{C_{\text{tot}}}{E_{\text{dc}}} \quad (20)$$



通过对 LCOE 进行最小化，可以在给定电价、资源的条件下获得最经济的风-光-储组合。该优化问题需满足以下约束条件：

1) 功率平衡约束

$$P_{pv}(t,s) + P_{wt}(t,s) + P_{ba,d}(t,s) - P_{ba,c}(t,s) + P_g(t,s) = P_{dc}(t,s) \quad (21)$$

式中， $P_{ba,c}(t,s)$ 、 $P_{ba,d}(t,s)$ 分别为储能充电功率和放电功率 (MW)

2) 风光出力与容量约束

$$\begin{aligned} 0 &\leq P_{pv}(t,s) \leq C_{pv} \\ 0 &\leq P_{wt}(t,s) \leq C_{wt} \end{aligned} \quad (22)$$

3) 电网功率约束

$$0 \leq P_g(t,s) \leq P_{g/\max} \quad (23)$$

式中， $P_{g/\max}$ 为给定的最大购电功率 (MW)

4) 储能功率约束

$$\begin{cases} \alpha_{ba,d} + \alpha_{ba,c} \leq 1 \\ 0 \leq P_{ba,d}(t,s) \leq \alpha_{ba,d} P_{ba,d/\max} \\ 0 \leq P_{ba,c}(t,s) \leq \alpha_{ba,c} P_{ba,c/\max} \\ SOC_{\min} \leq SOC_{t,s} \leq SOC_{\max} \\ SOC_{t,s} C_{ba} = SOC_{t-1,s} C_{ba} - \frac{P_{ba,d}(t,s)}{\eta_{ba/d}} + \eta_{ba,c} P_{ba,c}(t,s) \end{cases} \quad (24)$$

式中， $\alpha_{ba,c}$ 和 $\alpha_{ba,d}$ 均为二进制变量，分别表示储能电池的充电和放电状态； $P_{ba,c/\max}$ 和 $P_{ba,d/\max}$ 分别表示储能电池的最大充电和放电功率 (MW)； SOC_{\min} 和 SOC_{\max} 分别表示储能电池最小和最大荷电状态； $SOC_{t,s}$ 和 $SOC_{t-1,s}$ 分别表示储能电池在 s 典型日的第 t 和 $t-1$ 小时的荷电状态； $\eta_{ba,c}$ 和 $\eta_{ba,d}$ 分别表示储能电池的充电和放电效率。

综上，针对本研究所构建的混合整数线性规划模型，在求解实现上，采用 YALMIP 作为建模接口，调用开源混合整数规划求解器，对全国各省市、不同绿电占比目标进行批量求解，从而获得风-光-储协同配置方案及相应的 LCOE-GEP 关系。

3 结果分析

本文选取美国国家航空航天局 (NASA) 公开发布的 2023 年逐小时气象数据，获取覆盖中国 31 个省级行政区的全年 8760 h 风速、水平面太阳辐照度和气温序列，并利用聚类分析方法将全年时序压缩为 6 类典型日，根据各类典型日的出现频率赋予权重，在保证全年能量守恒的前提下降维建模。负荷数据方面，本文选取贵安新区某数据中心 2023 年实际负荷数据，等比例缩放至 300MW 级。电价侧方面，采用各省最新公布的工商业分时电价及需量电费政策，构建 24 小时分段电价序列。系统主要设备如风光^[17]、储能^[10]等技术经济参数见附表 A。

3.1 全国绿电直连潜力的空间格局

基于源网荷储协同优化模型，本文首先测算了中国 31 个省市 (不含港澳台) 在不同 GEP 约束下的 LCOE，揭示了我国绿电直连潜力在地理空间上的显著异质性。从宏观格局来看，各省市的 LCOE 水平并非单一取决于自然资源，而是呈现出“资源禀赋”与“基准电价”双重耦合的特征。在自然最优场景下 (即模型仅追求成本最小化，不设 GEP 硬性下限)，全国 LCOE 分布呈现出明显的梯度差异：以工商业电价较低且风光资源富集的西北地区为第一梯队，而以电价较高且资源受限的东南部及西南部分地区为第二梯队。

在低绿电占比区间，各地的 LCOE 主要受当地电网购电价格的锚定效应影响。如图 3 所示，内蒙古、甘肃等“三北”地区凭借得天独厚的风光条件与较低的网电价格，其最优 LCOE 可维持在 0.4 元/kWh 左右的低位。相比之下，江苏、上海等东部负荷中心的绝对成本较高，起始 LCOE 普遍在 0.5 元/kWh 左右。然而，值得注意的是，尽管东部地区绝对成本较高，但部分平原省份 (如江苏) 在自然最优下已能自发接纳较高比例的光伏发电，其自然最优绿电占比达到了 40% 左

| 绿电占比 | 0% | 5% | 10% | 15% | 20% | 25% | 30% | 35% | 40% | 45% | 50% | 55% | 60% | 65% | 70% | 75% | 80% | 85% | 90% | 95% | 100% |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 内蒙古 | 0.45 | 0.44 | 0.43 | 0.42 | 0.41 | 0.39 | 0.38 | 0.37 | 0.37 | 0.37 | 0.39 | 0.41 | 0.44 | 0.48 | 0.54 | 0.63 | 0.74 | 0.88 | 1.03 | 1.20 | 1.54 |
| 安徽 | 0.74 | 0.71 | 0.68 | 0.64 | 0.61 | 0.58 | 0.56 | 0.54 | 0.54 | 0.54 | 0.55 | 0.56 | 0.57 | 0.58 | 0.61 | 0.66 | 0.71 | 0.79 | 0.94 | 1.17 | 1.60 |
| 北京 | 0.73 | 0.70 | 0.67 | 0.64 | 0.61 | 0.58 | 0.55 | 0.53 | 0.51 | 0.51 | 0.52 | 0.53 | 0.54 | 0.57 | 0.65 | 0.77 | 0.89 | 1.01 | 1.15 | 1.30 | 1.58 |
| 福建 | 0.66 | 0.64 | 0.61 | 0.59 | 0.56 | 0.54 | 0.52 | 0.51 | 0.50 | 0.52 | 0.55 | 0.58 | 0.64 | 0.70 | 0.80 | 0.92 | 1.05 | 1.17 | 1.30 | 1.45 | 1.64 |
| 贵州 | 0.69 | 0.66 | 0.63 | 0.61 | 0.58 | 0.55 | 0.54 | 0.52 | 0.52 | 0.51 | 0.51 | 0.51 | 0.51 | 0.52 | 0.53 | 0.57 | 0.61 | 0.67 | 0.81 | 1.06 | 1.56 |
| 河南 | 0.79 | 0.77 | 0.74 | 0.72 | 0.69 | 0.67 | 0.65 | 0.63 | 0.62 | 0.61 | 0.61 | 0.61 | 0.62 | 0.64 | 0.68 | 0.73 | 0.81 | 0.92 | 1.12 | 1.35 | 1.71 |
| 黑龙江 | 0.67 | 0.65 | 0.62 | 0.59 | 0.57 | 0.54 | 0.52 | 0.50 | 0.48 | 0.47 | 0.46 | 0.46 | 0.46 | 0.46 | 0.47 | 0.48 | 0.53 | 0.61 | 0.78 | 0.98 | 1.30 |
| 吉林 | 0.73 | 0.71 | 0.68 | 0.65 | 0.62 | 0.60 | 0.58 | 0.55 | 0.53 | 0.51 | 0.50 | 0.48 | 0.47 | 0.47 | 0.47 | 0.47 | 0.49 | 0.52 | 0.58 | 0.70 | 0.91 |
| 江苏 | 0.82 | 0.79 | 0.75 | 0.72 | 0.68 | 0.64 | 0.61 | 0.59 | 0.58 | 0.57 | 0.57 | 0.57 | 0.58 | 0.58 | 0.59 | 0.63 | 0.68 | 0.75 | 0.83 | 0.99 | 1.39 |
| 江西 | 0.73 | 0.71 | 0.68 | 0.66 | 0.63 | 0.61 | 0.58 | 0.57 | 0.57 | 0.58 | 0.60 | 0.63 | 0.65 | 0.70 | 0.79 | 0.91 | 1.05 | 1.20 | 1.36 | 1.51 | 1.81 |
| 辽宁 | 0.69 | 0.66 | 0.64 | 0.61 | 0.58 | 0.55 | 0.53 | 0.51 | 0.49 | 0.48 | 0.46 | 0.45 | 0.45 | 0.44 | 0.45 | 0.47 | 0.50 | 0.54 | 0.61 | 0.72 | 0.88 |
| 宁夏 | 0.47 | 0.47 | 0.46 | 0.45 | 0.43 | 0.42 | 0.41 | 0.40 | 0.40 | 0.41 | 0.44 | 0.48 | 0.53 | 0.58 | 0.68 | 0.79 | 0.90 | 1.03 | 1.16 | 1.31 | 1.55 |
| 青海 | 0.46 | 0.45 | 0.44 | 0.44 | 0.43 | 0.42 | 0.41 | 0.40 | 0.40 | 0.41 | 0.47 | 0.56 | 0.65 | 0.74 | 0.84 | 0.93 | 1.03 | 1.12 | 1.22 | 1.33 | 1.54 |
| 陕西 | 0.58 | 0.57 | 0.56 | 0.54 | 0.53 | 0.51 | 0.50 | 0.49 | 0.49 | 0.51 | 0.58 | 0.67 | 0.75 | 0.84 | 0.94 | 1.03 | 1.13 | 1.23 | 1.33 | 1.45 | 1.66 |
| 上海 | 0.78 | 0.75 | 0.71 | 0.68 | 0.65 | 0.61 | 0.58 | 0.56 | 0.54 | 0.52 | 0.51 | 0.50 | 0.50 | 0.49 | 0.50 | 0.53 | 0.56 | 0.58 | 0.62 | 0.68 | 0.88 |
| 四川 | 0.76 | 0.73 | 0.70 | 0.67 | 0.64 | 0.61 | 0.59 | 0.57 | 0.56 | 0.59 | 0.65 | 0.72 | 0.81 | 0.89 | 0.99 | 1.09 | 1.19 | 1.29 | 1.40 | 1.52 | 1.78 |
| 浙江 | 0.68 | 0.65 | 0.61 | 0.57 | 0.54 | 0.52 | 0.50 | 0.49 | 0.47 | 0.49 | 0.52 | 0.57 | 0.61 | 0.67 | 0.74 | 0.83 | 0.95 | 1.09 | 1.23 | 1.38 | 1.62 |
| 重庆 | 0.79 | 0.76 | 0.73 | 0.69 | 0.66 | 0.63 | 0.61 | 0.60 | 0.60 | 0.63 | 0.71 | 0.80 | 0.90 | 0.99 | 1.10 | 1.20 | 1.30 | 1.41 | 1.51 | 1.63 | 1.85 |
| 云南 | 0.48 | 0.47 | 0.46 | 0.45 | 0.44 | 0.42 | 0.41 | 0.40 | 0.40 | 0.41 | 0.43 | 0.46 | 0.49 | 0.54 | 0.63 | 0.74 | 0.87 | 1.01 | 1.16 | 1.32 | 1.54 |
| 广西 | 0.63 | 0.62 | 0.61 | 0.59 | 0.57 | 0.56 | 0.55 | 0.54 | 0.55 | 0.58 | 0.64 | 0.70 | 0.78 | 0.85 | 0.95 | 1.06 | 1.17 | 1.28 | 1.40 | 1.52 | 1.74 |
| 湖北 | 0.73 | 0.71 | 0.69 | 0.67 | 0.65 | 0.63 | 0.61 | 0.59 | 0.59 | 0.59 | 0.60 | 0.62 | 0.64 | 0.68 | 0.77 | 0.88 | 1.00 | 1.13 | 1.26 | 1.41 | 1.68 |
| 山东 | 0.74 | 0.73 | 0.71 | 0.69 | 0.68 | 0.66 | 0.65 | 0.64 | 0.63 | 0.62 | 0.62 | 0.61 | 0.61 | 0.61 | 0.64 | 0.71 | 0.79 | 0.89 | 1.01 | 1.17 | 1.54 |
| 山西 | 0.66 | 0.64 | 0.61 | 0.59 | 0.56 | 0.53 | 0.51 | 0.50 | 0.48 | 0.49 | 0.51 | 0.54 | 0.58 | 0.64 | 0.72 | 0.83 | 0.94 | 1.06 | 1.19 | 1.33 | 1.60 |
| 天津市 | 0.77 | 0.74 | 0.71 | 0.67 | 0.64 | 0.60 | 0.57 | 0.54 | 0.52 | 0.51 | 0.50 | 0.50 | 0.49 | 0.49 | 0.50 | 0.51 | 0.56 | 0.65 | 0.83 | 1.02 | 1.41 |
| 新疆 | 0.50 | 0.49 | 0.48 | 0.46 | 0.45 | 0.43 | 0.41 | 0.40 | 0.40 | 0.40 | 0.46 | 0.55 | 0.63 | 0.72 | 0.82 | 0.91 | 1.01 | 1.11 | 1.21 | 1.34 | 1.63 |
| 甘肃 | 0.50 | 0.49 | 0.47 | 0.46 | 0.45 | 0.43 | 0.42 | 0.41 | 0.41 | 0.42 | 0.48 | 0.55 | 0.62 | 0.71 | 0.81 | 0.91 | 1.03 | 1.14 | 1.25 | 1.37 | 1.61 |
| 湖南 | 0.71 | 0.70 | 0.68 | 0.66 | 0.64 | 0.62 | 0.61 | 0.60 | 0.60 | 0.60 | 0.61 | 0.63 | 0.65 | 0.70 | 0.80 | 0.92 | 1.04 | 1.17 | 1.31 | 1.44 | 1.70 |
| 河北 | 0.67 | 0.65 | 0.62 | 0.60 | 0.57 | 0.54 | 0.52 | 0.51 | 0.49 | 0.48 | 0.50 | 0.52 | 0.55 | 0.59 | 0.64 | 0.74 | 0.86 | 0.99 | 1.13 | 1.28 | 1.58 |
| 广东 | 0.75 | 0.71 | 0.67 | 0.63 | 0.60 | 0.56 | 0.53 | 0.51 | 0.50 | 0.51 | 0.53 | 0.55 | 0.58 | 0.63 | 0.72 | 0.83 | 0.97 | 1.12 | 1.29 | 1.48 | 1.75 |
| 海南 | 0.82 | 0.79 | 0.75 | 0.72 | 0.68 | 0.65 | 0.62 | 0.59 | 0.57 | 0.56 | 0.54 | 0.53 | 0.52 | 0.52 | 0.53 | 0.55 | 0.58 | 0.64 | 0.74 | 1.02 | 1.42 |
| 西藏 | 0.57 | 0.56 | 0.54 | 0.52 | 0.50 | 0.49 | 0.47 | 0.45 | 0.44 | 0.44 | 0.48 | 0.57 | 0.65 | 0.74 | 0.82 | 0.91 | 1.00 | 1.09 | 1.18 | 1.27 | 1.42 |

图3 中国31省市不同绿电占比下LCOE热力图

Fig. 3 Heatmap of LCOE under different GEP across 31 provinces and cities in China

右；反观如重庆、四川东部等云雾多、风速低的地区，受限于资源极度匮乏，其自然最优时绿电占比仅为20%甚至更低，处于全国低位。

随着绿电占比目标的逐步提升，全国各省市的成本演化路径开始出现剧烈分化，深刻反映了不同区域提升绿电渗透率的“边际难度”。从最优GEP向80%GEP过渡的过程中，西北资源富集区的成本曲线保持相对平缓，说明其资源充裕度足以支撑高比例绿电而无需过度的储能代价。然而，对于资源匮乏区，LCOE开始呈现指数级攀升，当GEP目标提升时，重庆等地成为全国成本上升最快、最“昂贵”的区域。这表明在缺乏优质风光资源的地区，强行提升绿电比例将导致系统不得不配置极不经济的超长时储能，付出的经济代价极为高昂。当进一步追求100%全绿电直连的极端场景时，这种“高GEP代价”的区域差异被极致放大。内蒙古等地区凭借风光互补优

势，仍能将在100%绿电的LCOE控制在2元/kWh以下的范围内。而部分资源条件最恶劣的地区（以重庆为典型代表），其100%绿电LCOE已接近5元/kWh。相比之下，江苏虽然基准电价高，但在高比例绿电场景下的成本增幅表现出一定的收敛性，并未像部分地形复杂的西南山区那样出现完全失控的局面，暗示了其资源特性与单纯的“差资源区”存在本质区别。

综上所述，中国各省市在绿电直连的经济潜力上呈现出显著的聚类特征，单一的全国均值无法掩盖巨大的区域异质性。基于LCOE热力图的空间分布与成本演化规律，可以将全国划分为三类典型区域：一是以“三北”为代表的资源主导型低成本区；二是以西南为代表的、受地形与资源波动双重制约的综合枢纽区；三是以东部沿海为代表的、基准电价高且面临极致绿电挑战的负荷中心区。为了避免宏观统计对细节机理的掩



盖，并为后续章节深入剖析提供具体载体，本文基于上述聚类特征，选择内蒙古（资源一类区）、贵州（地形复杂的枢纽节点）和江苏（高电价负荷中心）作为贯穿全文的典型案列。后续研究将以此三省为切面，展开从微观配置到宏观效益的系统性评估。

3.2 资源禀赋与储能需求特征

前述LCOE在空间上的剧烈分化，其物理本质是各地可再生能源的时空出力特性与数据中心连续性负荷需求之间匹配难度的差异。为了揭示成本背后的工程机理，本节基于优化结果，进一步剖析了全国各省市在高绿电占比时的电源装机结构与等效储能时长的分布规律。

首先，从电源装机结构来看（如图4所示），优化结果下的中国绿电直连系统呈现出显著的“光伏主导”特征，绝大部分地区的电源配置以光伏为绝对核心，风电的渗透率普遍较低。典型如西藏、甘肃等传统风资源富集区，模型在80%绿电占比场景中未选择配置风机，仅在追求100%全绿电目标的极端约束下才引入了少量风

电（占风电总装机的5%左右）。这一现象可能是由于在当前技术经济边界下，光伏发电相对于风电具有成本的竞争优势。仅当绿电目标逼近100%，单纯依靠光伏所需的储能边际成本呈指数级爆炸时，风电才凭借其夜间出力特性作为替代“超长时储能”的手段被选择。然而，这种规律并非普适，在河北、广西、浙江等部分省份，风电占比显著较高，这表明在特定局部小气候或高风速区，优质的风资源仍能突破光伏的成本封锁，成为系统的重要支撑。

为了量化这种以光伏为主导的资源结构对储能配置的硬性约束，图5进一步揭示了风光装机容量与等效储能时长之间的耦合机制。由于系统普遍呈现出对光伏的路径依赖，光伏装机容量与储能时长之间呈现出极其显著的线性正相关特征，如图5(a)和图5(b)所示。随着光伏装机规模的扩大，系统被迫配置线性的储能容量来执行“日移夜用”的能量搬移任务。数据显示，光伏装机每增加100MW，等效储能时长平均增加约2小时。这种由单一光伏资源主导的配置模式，

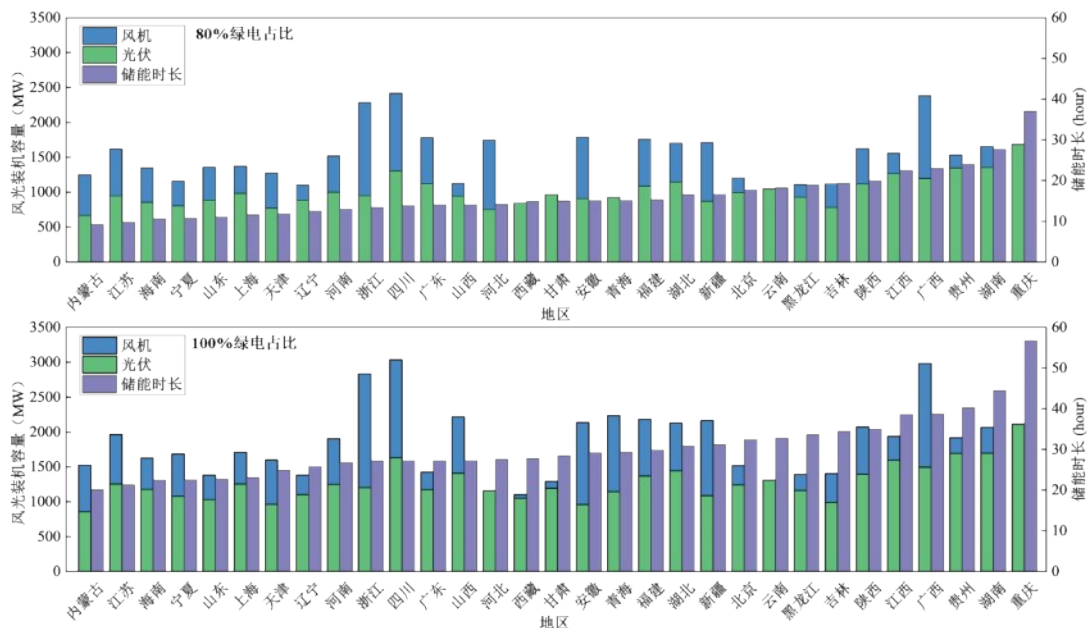


图4 中国31省市不同绿电占比时所需储能时长及风光装机情况

Fig. 4 Required energy storage duration and wind/solar installed capacity across 31 provinces and cities in China under different GEP

使得储能不再是可有可无的辅助设备，而是维持系统连续运行的刚性资产。相比之下，风电装机与储能时长之间呈现出复杂的非线性解耦效应，如图5(c)和图5(d)所示。这是因为风电在夜间及阴雨天的随机出力，能够有效切割长周期的储能放电深度，充当了“零成本的虚拟电池”。

值得注意的是，全国储能需求时长最长的区域并非完全集中在东部平原，而是向西南等复杂地形区蔓延。与江苏等光照相对稳定的平原省份相比，部分西南地区由于地形遮挡导致的气象特征，使得其光伏出力的波动性更强，且缺乏优质风资源作为高比例绿电下的补充。这种的资源困

境，导致该类地区在追求高比例绿电时，必须配置比东部负荷中心冗余度更高的储能系统来保障可靠性，部分极端区域的等效储能时长在100%绿电要求下甚至超过了50小时。

3.3 典型区域的成本演化与归因分析

前述资源特性与储能配置刚性，最终投射在经济层面，表现为各区域迥异的LCOE演化路径。为了精准量化从“自然最优”向“100%绿电”跨越过程中的代价构成，本节聚焦于内蒙古、贵州、江苏三个典型样本，结合LCOE-绿电占比曲线的非线性特征及成本增量的具体归因，深入剖析高比例绿电目标的经济代价。

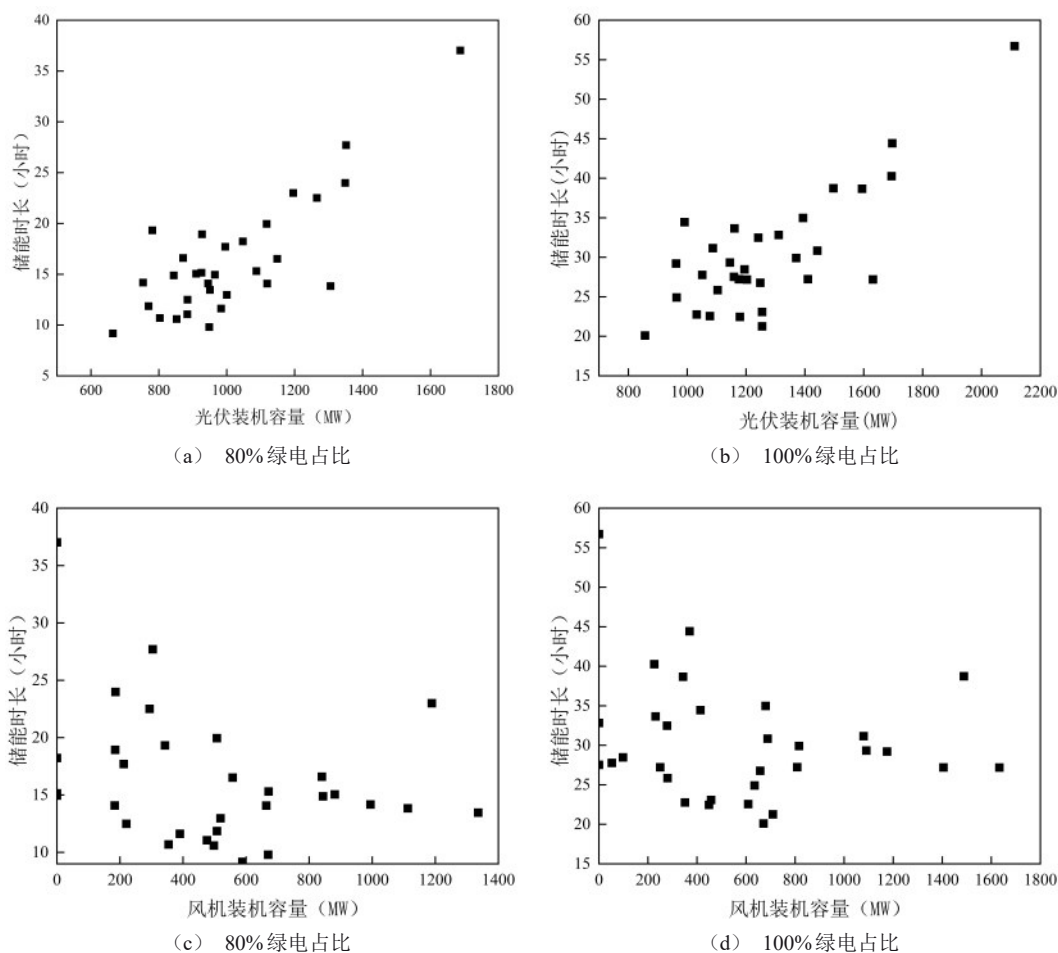


图5 中国31省市不同绿电占比时风光装机容量与储能时长关系

Fig. 5 Relationship between wind/solar installed capacity and energy storage duration across 31 provinces and cities in China under different GEP

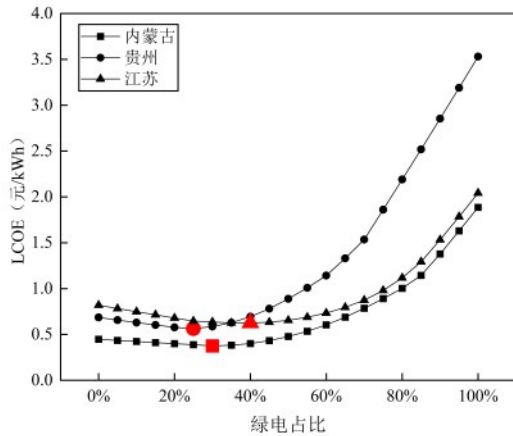


图6 蒙贵苏 LCOE-绿电占比关系

Fig. 6 Relationship between LCOE and GEP for Inner Mongolia, Guizhou, and Jiangsu

从LCOE-绿电占比演化曲线的整体形态来看(如图6所示),三省均呈现出显著的“先缓降后陡升”非线性特征。在绿电占比提升的初期阶段,得益于光伏与风电极低的边际发电成本,三省的LCOE均呈现下降趋势。这表明在一定区间内,引入低成本的新能源不仅未增加负担,反而通过替代昂贵的网电实现了用能成本的优化,系统处于环境价值与经济价值的双重红利期。当曲线运行至经济性拐点时,区域差异开始显现:贵州凭借较低的综合建设成本,其拐点处的绝对LCOE值保持最低;而江苏得益于光伏出力与日间负荷曲线的良好匹配,在拐点处实现了最高的自然绿电占比。若剔除绝对基准电价的影响,从LCOE相对于当地工商业电价的降幅来看,绿电直连的经济效益呈现出与自然资源禀赋截然不同的“反向梯度”——内蒙古、贵州、江苏的LCOE最大降幅分别为16.0%、17.8%和23.7%。这一反直觉的显著降幅,揭示了电价结构对绿电直连经济性的锚定作用。江苏等负荷中心的高峰电价较高,且时段分布往往与光伏的日间出力高峰高度重合。在此场景下,光伏发电就近替代高价网电的边际收益极大。相比于内蒙古单纯依赖低成本风光资源的绝对成本优势,负荷中心凭借

峰谷套利机制与绿电直连的深度耦合,展现出了更强的相对替代效益。这一数据有力证明:尽管江苏的绝对成本较高,但绿电直连带来的相对成本节约最为显著,其在负荷中心的边际替代优势甚至优于传统的资源富集区。

随后,一旦跨越临界拐点向高比例绿电逼近,系统成本的演化路径开始急剧分化。内蒙古凭借风光互补优势,曲线保持相对平缓;江苏虽然基数较高,但在高绿电占比区间的成本控制表现出惊人的韧性,其100%全绿电场景下的LCOE控制在2元/kWh左右,仅稍高于内蒙古。相比之下,贵州的成本曲线在后期呈现出近乎垂直的指数级飙升,其100%绿电LCOE高达3.5元/kWh左右。这种对比打破了传统印象,表明在追求极致绿电目标时,江苏凭借相对确定的光伏资源与线性的储能配置,其经济可控性反而优于面临复杂储能需求的贵州。

图7的三维演化路径进一步直观展示了这种差异。图中散点的大小代表LCOE数值(点越大,成本越高)。可以清晰地看到,随着绿电占比的提升,内蒙古的路径点始终保持较小,代表其在提升绿电占比的同时维持了低成本;江苏的路径虽然起始点较大,但在上升过程中体积并未剧烈膨胀;而贵州的路径在逼近100%绿电的尾端,散点体积迅速增大,直观揭示了该区域在逼近全绿电目标时面临的边际成本失控风险。

为了明确高绿电占比下成本激增的微观机理,图8详细分解了从0%绿电向100%绿电跃迁全过程中的增量成本来源。分析表明,成本结构随绿电占比提升发生了根本性翻转:在初始阶段,系统增加少量绿电投资所带来的收益,足以覆盖甚至超过减少的电网购电费用,因此总成本呈现下降态势。然而,一旦突破经济性拐点,提升绿电占比所需的边际成本开始大幅反超节省的网电费用,且新增成本几乎完全被储能系统所主导。这意味着,系统为了填补那些发生在长周期

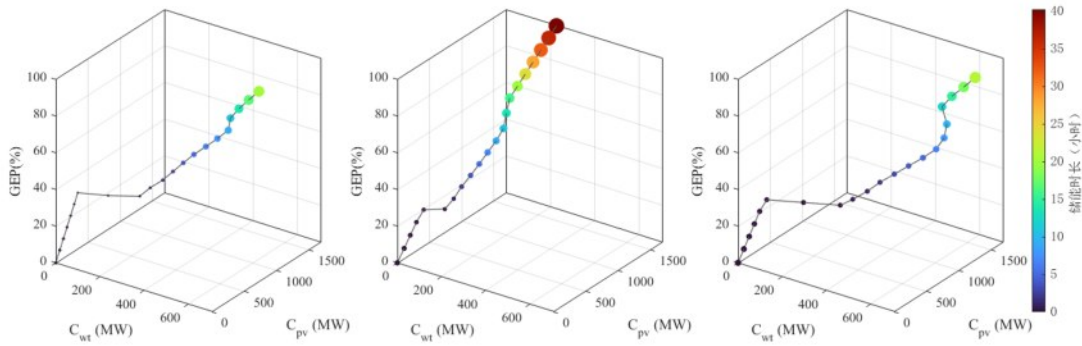


图7 蒙贵苏绿电占比、风光装机、储能时长及LCOE关系

Fig. 7 Relationships among GEP, wind/solar installed capacity, energy storage duration, and LCOE for Inner Mongolia, Guizhou, and Jiangsu (a)内蒙古 (b)贵州 (c)江苏

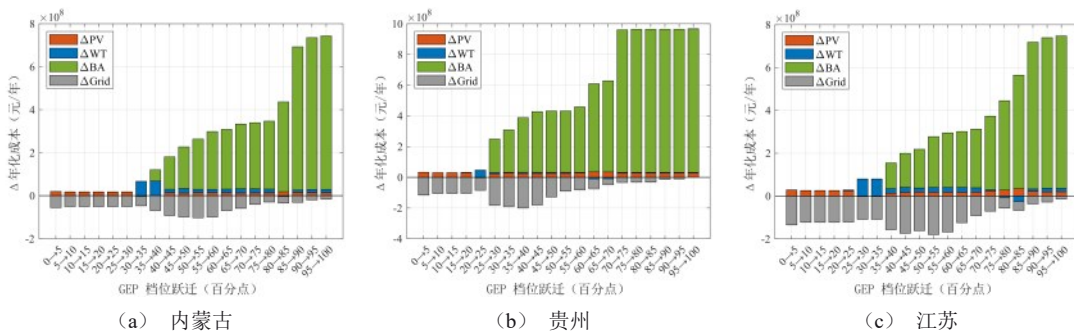


图8 蒙贵苏绿电占比上升时成本增量归因

Fig. 8 Attribution of incremental costs during GEP increase for Inner Mongolia, Guizhou, and Jiangsu

无风无光时段的微小供电缺口，被迫配置了利用率极低的庞大电池容量。同时，对比三省的“储能成本墙”出现时机可以发现：内蒙古与江苏表现出较好的耐受性，仅在最后 15% 的绿电占比冲刺阶段才开始面临极高的储能成本压力；而贵州则过早地陷入困境，从最后 25% 的绿电占比开始，储能成本便已成为推高 LCOE 的主导因素。

4 结论

本文面向数据中心绿电直连场景，构建了风-光-储协同的 LCOE 优化评估框架，结合 NASA 逐小时气象数据和各省工商业分时电价，对中国 31 个省市在年度绿电占比 GEP 从 0% -100% 区间内的经济性与配置特征进行了系统分析。主要结论如下：

(1) 绿电直连呈现显著的“经济性拐点”与储能成本壁垒。在低 GEP 阶段，系统通过引入低边际成本的风光电力替代昂贵网电，有效降低了整体 LCOE。然而，当 GEP 向 80% 乃至 100% 逼近时，导致 LCOE 呈非线性指数级攀升。归因分析表明，高 GEP 场景下的边际成本增量绝大部分由储能投资驱动，LCOE 的演化受资源禀赋、电价结构及等效储能时长的多重约束，“储能刚性成本”已成为实现全绿电目标的最大瓶颈。

(2) 绿电直连的经济潜力存在显著的空间异质性，呈现“成本-效益”错位特征。内蒙古等“三北”地区凭借得天独厚的资源优势，呈现出低绝对成本、高自然绿电占比的资源主导型特征。反观江苏等东部负荷中心，尽管绝对 LCOE 较高，但得益于较高的基准电价与光伏日间匹配特性，其 LCOE 相对降幅显著，表现出极高的替



代效益型特征。相比之下，贵州等综合区域受制于较低的基准电价与资源波动双重约束，绿电直连的边际收益有限，且在极高绿电占比目标下通过储能兜底的经济代价更为高昂。

参考文献:

- [1] HAN T, WANG Y, MI Z, et al. Designing and regulating clean energy data centres [J]. *Nature Reviews Clean Technology*, 2025: 1-2.
- [2] DURMUS SENYAPAR H N, BAYINDIR R. The Energy Hunger Paradox of Artificial Intelligence: End of Clean Energy or Magic Wand for Sustainability? [J]. *Sustainability*, 2025, 17(7): 2887.
- [3] WANG Y, HAN Y, HAN K, et al. Does DeepSeek curb the surge of energy consumption in data centers? [J]. *The Innovation*, 2025.
- [4] CAO Y, CHENG M, ZHANG S, et al. Data-driven flexibility assessment for internet data center towards periodic batch workloads [J]. *Applied Energy*, 2022, 324: 119665.
- [5] 洪芦诚, 王梓菽, 林今, 等. 电-碳-绿证市场背景下电氢协同典型形态及参与模式研究综述 [J]. *电工技术学报*, 2025, 40(23): 7498-7514.
- [6] LI G, SUN Z, WANG Q, et al. China's green data center development: Policies and carbon reduction technology path [J]. *Environmental Research*, 2023, 231: 116248.
- [7] GNIBGA W E, BLAVETTE A, ORGERIE A-C. Renewable energy in data centers: the dilemma of electrical grid dependency and autonomy costs [J]. *IEEE transactions on sustainable computing*, 2023, 9(3): 315-328.
- [8] HAN Y, HAN K, LIN J, et al. Bi-level optimization and sustainability assessment of data center integrated energy system based on emergy theory [J]. *Energy*, 2025: 137689.
- [9] HAN J, HAN K, HAN T, et al. Data-driven distributionally robust optimization of low-carbon data center energy systems considering multi-task response and renewable energy uncertainty [J]. *Journal of Building Engineering*, 2025, 102: 111937.
- [10] HE W, XU Q, LIU S, et al. Analysis on data center power supply system based on multiple renewable power configurations and multi-objective optimization [J]. *Renewable Energy*, 2024,

222: 119865.

- [11] LIU Z, YU H, LIU R, et al. Configuration optimization model for data-center-park-integrated energy systems under economic, reliability, and environmental considerations [J]. *Energies*, 2020, 13(2): 448.
 - [12] FIGINI E, PAOLONE M. Achieving dispatchability in data centers: Carbon and cost-aware sizing of energy storage and local photovoltaic generation [J]. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 2025: 101920.
 - [13] LIAN Y, LI Y, ZHAO Y, et al. Robust multi-objective optimization for islanded data center microgrid operations [J]. *Applied Energy*, 2023, 330: 120344.
 - [14] JIANG Z, TANG Y, DING S, et al. Co-allocation and operational optimization for green power-direct-supply data center clusters with shared energy storage [J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2025, 173: 111403.
 - [15] KHALAJ A H, ABDULLA K, HALGAMUGE S K. Towards the stand-alone operation of data centers with free cooling and optimally sized hybrid renewable power generation and energy storage [J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018, 93: 451-472.
 - [16] Güçül G N, Gökcül F, EICKER U. Sustainability analysis of zero energy consumption data centers with free cooling, waste heat reuse and renewable energy systems: A feasibility study [J]. *Energy*, 2023, 262: 125495.
 - [17] 维度空间. 绿电全景分析 [EB/OL]. (2025-10-15)[2026-03-04]. <https://mp.weixin.qq.com/s/76qUAYSp0ltSeHHjzcF7Q>.
- 刘敏 (1987), 女, 硕士, 高级工程师, 研究方向为电力通信网规划、智能化规划等, E-mail:1054670168@qq.com;;
- 位祺 (1992), 女, 博士, 通信作者, 高级工程师, 研究方向为电力通信网前瞻技术等, E-mail: weiqi@chinasperi.sgcc.com;;
- 陈之怡 (1995), 女, 硕士, 研究方向为电力系统信息通信、配电网通信规划等, 邮箱: chen900750@163.com;;
- 肖智宏 (1975), 男, 博士, 教授级工程师, 研究方向为电气自动化等, E-mail:LLxzh@sohu.com;;
- 金广祥 (1980), 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为电力通信网规划设计等, E-mail:jgx0507@163.com。

附录

附表 A1 主要设备的技术经济参数

Appendix A1

Technical and Economic Parameters of Main Equipment

| 设备 | 参数 | 数值 | 单位 |
|------|------|------|------------|
| 储能电池 | 充电效率 | 95% | |
| | 放电效率 | 95% | |
| | 投资费用 | 3550 | 元/kW·h |
| | 维护费用 | 175 | 元/(kW·h·年) |
| 光伏组件 | 投资费用 | 2000 | 元/kW |
| | 维护费用 | 40 | 元/(kW·年) |
| 风机组件 | 投资费用 | 3000 | 元/kW |
| | 维护费用 | 65 | 元/(kW·年) |
| | 切入风速 | 3 | m/s |
| | 额定风速 | 12 | m/s |
| | 切出风速 | 25 | m/s |