

适应电源结构的储能规划方法和储能优化布点方法研究

廖泽伟, 汤 未, 李 戈, 张鹏举, 唐 顺, 周 旋

重庆市电力公司永川供电分公司, 重庆

收稿日期: 2025年7月28日; 录用日期: 2025年8月18日; 发布日期: 2025年8月29日

摘 要

本文建立含有高比例可再生能源的某省电网储能系统的混合整型二阶锥规划(MISOCP)模型, 通过优化储能系统的接入位置、容量和最大功率确定最佳储能系统配置方案。实验结果表明, 在某电厂现役 2×66 万千瓦煤电项目的基础上, 通过储能配置后, 可在春、夏、冬三季增加一定的火力输出, 使本不能很好消纳新能源的系统在春、夏、冬三季弃光弃风的功率明显降低, 从而达到弃光弃电的要求。同时, 系统运行成本也得到了有所降低, 春季、夏季、冬季运行成本总计节约113万元/天。

关键词

储能优化, 新能源, 弃光弃风, 二阶锥规划(MISOCP)模型

Research on Energy Storage Planning Method and Energy Storage Optimization Layout Method Adapting to Power Supply Structure

Zewei Liao, Wei Tang, Ge Li, Pengju Zhang, Shun Tang, Xuan Zhou

Yongchuan Power Supply Branch Company, Chongqing Electric Power Company, Chongqing

Received: Jul. 28th, 2025; accepted: Aug. 18th, 2025; published: Aug. 29th, 2025

Abstract

In this paper, a Mixed-Integer Second-Order Cone Programming (MISOCP) model for the Energy Storage

文章引用: 廖泽伟, 汤未, 李戈, 张鹏举, 唐顺, 周旋. 适应电源结构的储能规划方法和储能优化布点方法研究[J]. 智能电网, 2025, 15(4): 115-127. DOI: 10.12677/sg.2025.154012

System (ESS) in a provincial power grid with a high proportion of renewable energy is established. This model optimizes the access location, capacity, and maximum power of the energy storage system to determine the optimal ESS configuration scheme. The experimental results demonstrate that, based on the existing 2×660 MW coal-fired power project in a certain power plant, after the integration of the energy storage system, the thermal power output can be increased during spring, summer, and winter. This significantly reduces the power curtailment of wind and solar energy in these seasons for a system that previously struggled to fully absorb new energy, thereby meeting the requirements for minimizing wind and solar curtailment. Meanwhile, the operational costs of the system are also reduced, with total daily savings amounting to 1.13 million yuan across spring, summer, and winter seasons.

Keywords

Energy Storage Optimization, New Energy, Abandon Light and Wind, Second Order Cone Programming (MISOCP) Model

Copyright © 2025 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

现阶段的储能对电能是应该具有时序调节作用的[1]，同时应该能够提高电能质量[2]，进而能促进新型电力系统的发展。其次储能具有灵活调节作用，其将在“两个一体化”下更上一层楼。储能有望迎来更广阔的发展空间，在 2020 年 12 月召开的 2021 年全国能源工作会议提到，要大力提升新能源消纳和储存能力，加快推进“两个一体化”发展。近年来，电力系统综合效率仍然具有提高空间，源 - 网 - 荷等环节协调有待进一步加强，各类电源互补互济有待进一步完善。我国要实现“碳达峰，碳中和”的目标，风电、太阳能发电装机容量的持续增加[3]。间歇性、波动性和随机性是可再生能源发电不可避免的属性，这些属性将导致新型电力系统的灵活调节能力面临更高的要求[4]，电能质量面临更大的挑战[5]-[7]。“两个一体化”对提高电力系统运行的灵活性、提高电能质量具有重要意义，储能由于其灵活调节作用将在“两个一体化”下得到更广泛的应用。

储能在缓解调峰压力[8] [9]、促进可再生能源消纳[10]、可再生能源平滑输出[11] [12]等方面发挥着重要的作用。在各省份陆续发布的规划和建议中，目前已有多个省份发布有关“两个一体化”的文件。在国家政策的引导下，各省份依据其区域特点，促进“两个一体化”示范项目或基地建设。在“两个一体化”下，储能作为其中的一部分，对其进行统一规划，不仅对电力行业具有引导作用，也会促进储能产业进一步发展。其中，储能的配置对电力系统的灵活性、稳定性和经济性都具有重要的影响，因此对储能配置进行研究具有重要意义。文献[13]中的区域电网风光储能的最优配置比例是在考虑碳交易的基础上提出的，目标是区域电网总造价最低；文献[14]中的容量优化配置以每个投资者拥有最优风/光/储收益为目标，考虑风/光/储收益和成本计算收益。文献[15]中的风光储能联合发电系统以双层决策模型为基础，提出储能容量优化配置方法，兼顾系统稳定性与经济性；文献[16]研究协同配置光储荷容量的双层模型，是基于对电池健康状态和系统经济性的考量；文献[17]以每年综合成本最小的源/荷/储协调双层规划模型为基础，确定分布式电源、储能系统的安装位置和容量的上层规划模型。综上所述，在多能互补下储能配置的研究中，对 3 种电源进行容量优化配置的研究相对较多，而以风光水储、“风光火储”、风光水火储等 4 种及以上电源作为研究对象的相对较少。

本文通过优化储能系统的接入位置、容量、最大功率等，建立含有高比例可再生能源的某省电网储能系统的混合整型二阶锥规划(MISOCP)模型，采用 Benders 分解法，将省级区域储能配置原问题分解为以各电站的发电出力为控制变量的运行优化子模型和以电站装机地点与装机容量为控制变量的投资决策子模型。先分别求解投资决策子模型和运行优化子模型，再协调各子模型，联合优化获得原省级区域储能配置问题的整体最优解，确定储能系统的最佳配置方案。

2. 储能场景的确定

2.1. 典型场景的确定

需求的变化和系统中新电源的出力变化对储能系统运行状况有重要的影响，进而影响储能系统的效益评估。考虑风电和光伏两类可再生电源，根据日特性对负荷、风电和光伏三类曲线进行聚类分析，得到各自的典型日曲线，进而组合形成多个典型场景，每一个场景表示一种负荷、风电和光伏发电的情况。这样既可以得到合理的储能系统配置方案，还可以提高计算的效率，并且也很好考虑了风电光伏的不确定性。由于场景的组合方式并非规划研究的核心部分，为了简化起见，假设基础负荷、风电、光伏原始数据来源间相互独立，将其聚类得到的典型日曲线间也视为相互独立，即组合得到典型场景的过程中，不考虑典型日之间的耦合情况。

此外，在每种典型场景之下，将一天划分为二十四小时，对每个时刻分别进行计算，从而可以将储能系统不同时段间的能量耦合约束纳入到规划模型中。决策变量见表 1。

Table 1. Table of decision variables

表 1. 决策变量表

变量符号	含义
E_i	第 i 个节点所配置储能能量容量(MWh), EnergyCapacity
$\bar{P}_i$	第 i 个节点所配置储能的功率容量(MW), PowerCapacity
$P_{\omega,t,i}^+$	第 i 个节点配置的储能在场景 ω 下, t 时刻的充电功率
$P_{\omega,t,i}^-$	第 i 个节点配置的储能在场景 ω 下, t 时刻的放电功率

2.2. 多类型储能全寿命周期经济性模型的建立

建立多类型储能全寿命经济模型，分析削峰填谷、有功备用、波动平抑能力及压缩空气储能、电化学储能。

储能的削峰填谷、有功备用、波动平抑能力及经济性价值包括：

$$C_1 = \sum_{\omega \in \Omega^t} \left(D_{\omega} \sum_{t_1} C_{4,t}^- P_C \Delta t_1 \right) \quad (1)$$

$$C_2 = e_1 \sum_{i=1}^{N_p} E_i + P_{thermal} \frac{\sum_{i=1}^{N_p} E_i}{Tq} \frac{r(1+r)^M}{(1+r)^M - 1} + \sum_{i=1}^{N_p} \left[(c_{NO_x} + c_{SO_2} + c_{CO_2}) \cdot E_i \right] \quad (2)$$

$$C_3 = e_1 \sum_{i=1}^{N_p} Q_i + P_{thermal} \frac{\sum_{i=1}^{N_p} Q_i}{Tq} \frac{r(1+r)^M}{(1+r)^M - 1} \quad (3)$$

式中: C_1 为储能平抑风电、光伏功率波动, 使光伏风电能够并网售电的额外收益; C_2 为储能参与削峰填谷获得的辅助服务收益; C_3 为储能提供有功备用获得的辅助服务收益。

$C_{4,t}^+$ 和 $C_{4,t}^-$ 分别为一天中 t 时刻储能的购电电价与售电电价。 D_ω 为场景的 ω 天数, 满足 $\sum_{\omega \in \Omega^S} D_\omega = 365$;

P_C 为若储能不参与功率平抑, 风电光伏因波动率不满足并网要求弃掉的功率; Δt_1 为该场景发生的时间, $t_1 = 1 \sim 24$; E_i 为储能第 i 天内的调峰放电电量; e_1 为发电厂合同电价; N_p 为一年内储能调峰运行天数; T 为火电年运行时间; $P_{thermal}$ 为单位容量装机成本; q 为火电基本调峰能力与最大出力的比值; 单位发电量所需的氮氧化物排污费、二氧化硫排污费、二氧化碳排污费, 按单位发电量分别核算为 C_{NO_x} 、 C_{SO_2} 、 C_{CO_2} ; M 为火电机组的使用年限; r 为折现率; 储能第 i 天内提供的备用容量用 Q_i 来进行表示。

多类型储能全寿命经济模型, 包括投资建设费用、运营维护费用、更换费用等, 其中投资建设费用为:

$$C_{Inv,PS} = (f_{PS,C} P_{PSC,max} + f_{PS,G} P_{PSG,max} + f_{PS,CAP} W_{PS,max}^u) \cdot R \quad (4)$$

$$C_{Inv,CAES} = (f_{CAES,C} P_{CAESC,max} + f_{CAES,G} P_{CAESG,max} + f_{CAES,ST} V_{ST} + f_{CAES,TES} Q_{TES}) \cdot R \quad (5)$$

$$C_{inv,BES} = (f_{BES,P} P_{BES,N} + f_{BES,E} E_{BES,N}) \cdot R \quad (6)$$

多类型储能全寿命周期经济性模型包括投建成本、运维成本和置换成本, 其中投建成本为式(4)~(6)。式中: $C_{Inv,X}$ 表示类型 X 储能电站的投建成本, 其中与抽水储能发电站、压缩空气储能发电站、电池储能发电站分别对应的是 $X \in \{PS, CAES, BES\}$; $P_{PSC,max}$ 、 $P_{PSG,max}$ 和 $W_{PS,max}^u$ 分别对应抽水蓄能电站的最大抽水功率、最大发电功率和上游水库容量; $f_{PS,C}$ 、 $f_{PS,G}$ 和 $f_{PS,CAP}$ 分别对应抽水蓄能电站 3 种关键部件的单位投建成本; $f_{CAES,C}$ 、 $f_{CAES,G}$ 、 $f_{CAES,ST}$ 和 $f_{CAES,TES}$ 分别表示压缩空气储能电站的压缩机、膨胀机、储气室和蓄热装置的单位投建成本; V_{ST} 和 Q_{TES} 分别对应压缩空气储能电站储气室和蓄热装置的额定容量; $E_{BES,N}$ 和 $P_{BES,N}$ 是对应的单位功率和容量的电池储能系统的投建成本; $f_{BES,P}$ 和 $f_{BES,E}$ 为对应的电池储能系统单位功率、容量投建成本; R 为年化系数, 其计算表达如下:

$$R = \frac{r(1+r)^{T^{pro}}}{(1+r)^{T^{pro}} - 1} \quad (7)$$

式中: r 为折现率; T^{pro} 为工程周期年限。

运维成本为:

$$C_{OM,X} = \frac{1}{365} \cdot f_{OM,X,fix} (P_{XC,max} + P_{XG,max}) + f_{OM,X,var} \cdot \sum_{t=1}^T (P_{XC,t} + P_{XG,t}) \quad (8)$$

式中: $f_{OM,X,fix}$ 和 $f_{OM,X,var}$ 分别对应类型 X 储能电站的年化单位固定运维成本和单位可变运维成本。

$$C_{Rep,PS} = C_{Rep,CAES} = 0 \quad (9)$$

$$C_{Rep,BES} = C_{Inv,BES} \cdot \left[\sum_{j=1}^k \frac{1}{(1+r)^{jT_{BES,cyc}}} \right] \cdot R \quad (10)$$

式中: k 为工程周期内的储能电池的置换总次数, 当其为非整数时, 向上取整。

3. 储能系统容量规划方法和优化布点方法

3.1. 目标函数

以系统投资与运行成本最小, 清洁能源消纳、储能利用率与综合效益最大为目标。综合效益最大

目标为:

$$Obj = \min C_{inv} + C_{OM} + C_{A,y} + C_U - C_{BE} \quad (11)$$

$$C_{inv} = \sum_{i \in \Psi_n} G_{inv} (C_{1,i} x_i + C_{2,j} E_i + C_{3,i} \bar{P}_i) \quad (12)$$

$$C_{OM} = \sum_{i \in \Psi_n} G_{OM} C_{OM,j} \bar{P}_i \quad (13)$$

$$C_A = c_{A1} (P_{PV,max} + P_{W,max}) \quad (14)$$

$$C_U = \sum_{\omega \in \Omega^s} \left(D_{\omega} \sum_t \left[\left(C_{4,t}^+ \sum_{i \in \Psi_n} (P_{\omega,max,j}^+ - P_{\omega,t,j}^+) - C_{4,t}^- (P_{\omega,max,j}^- - P_{\omega,t,j}^-) \right) \Delta t \right] \right) \quad (15)$$

式中: C_{inv} 为投资成本; C_{OM} 为运行维护成本; C_A 为可再生能源弃电费用; C_U 为储能以最大功率充放电获得的收益与实际功率充放电获得收益之间的差值, 储能收益利用 C_U 为零, 当实际动力等于最大动力时, 此时储能利用率可达 100; C_{BE} 为储能参与系统削峰填谷、有功备用与波动平抑获得收益; Ψ_n 为系统中可配置储能的节点集合; $C_{1,i}$ 为第 i 个节点配置一座储能的固定成本; $C_{2,i}$ 为第 i 个节点储能单位能量容量成本费用; $C_{3,i}$ 为第 i 个节点配置的储能单位功率容量成本费用; $C_{OM,i}$ 表示单位功率容量储能能在第 i 个节点的全年运行和维护成本的总计。 G_{inv} 和 G_{OM} 分别为规划期内投资成本与运行维护成本从现值折算至等年值的系数; C_{A1} 为单位弃电功率费用; $P_{PV,max}$ 与 $P_{W,max}$ 分别为最大弃光功率与最大弃风功率; Ω^s 为运行场景的集合。该储能装置充电功率最大值为 $P_{\omega,max,i}^+$, 储能装置充电功率放电功率最大为 $P_{\omega,max,i}^-$, Δt 为储能每次行为的充放电时间, $t=1 \sim 24$, $C_{4,t}^+$ 和 $C_{4,t}^-$ 分别为一天中 t 时刻储能的购电电价与售电电价。 D_{ω} 为场景 ω 的天数, 满足 $\sum_{\omega \in \Omega^s} D_{\omega} = 365$ 。 C_1 为储能平抑风电、光伏功率波动, 使光伏风电能够并网售电的额外收益; C_2 为储能参与削峰填谷获得的辅助服务收益; C_3 为储能提供有功备用获得的辅助服务收益; β_1 、 β_2 和 β_3 为各辅助服务收益的权重, $\beta_1 + \beta_2 + \beta_3 = 1$, 各分区可根据自身需求设置。

$$G_{OM} = \frac{\alpha_{omep} \times (1 + \alpha_{omep})^{N_y}}{(1 + \alpha_{omep})^{N_y} - 1}, \alpha_{omep} = \frac{1 + \alpha}{1 + \alpha_{om}} - 1 \quad (16)$$

$$G_{inv} = \frac{\alpha_{invep} \times (1 + \alpha_{invep})^{N_y}}{(1 + \alpha_{invep})^{N_y} - 1}, \alpha_{invep} = \frac{1 + \alpha}{1 + \alpha_{inv}} - 1 \quad (17)$$

$$C_1 = \sum_{\omega \in \Omega^s} \left(D_{\omega} \sum_{t_1} C_{4,t}^- P_C \Delta t_1 \right) \quad (18)$$

$$C_2 = e_1 \sum_{i=1}^{N_p} E_i + P_{thermal} \frac{\sum_{i=1}^{N_p} E_i}{Tq} \frac{r(1+r)^M}{(1+r)^M - 1} + \sum_{i=1}^{N_p} \left[(c_{NO_x} + c_{SO_2} + c_{CO_2}) \cdot E_i \right] \quad (19)$$

$$C_3 = e_1 \sum_{i=1}^{N_p} Q_i + P_{thermal} \frac{\sum_{i=1}^{N_p} Q_i}{Tq} \frac{r(1+r)^M}{(1+r)^M - 1} \quad (20)$$

式中: α 为一般贴现率, α_{inveq} 和 α_{omeq} 分别为投资成本与运行维护成本的等效贴现率, N_y 为规划年; P_C 为若储能不参与功率平抑, 风电光伏因波动率不满足并网要求弃掉的功率; 在这个场景中, Δt_1 代表这个时

间段的长度, 在 1 到 24 之间任意取值都是 t_1 可取的。 E_i 是指储能调峰放电在 i 日内的电量, e_1 是发电厂合同的电价, N_p 是指一年运行一年的储能调峰天数, T 是指火电每年的运行时间; 单位容量安装为 $P_{thermal}$ 为成本, q 则代表火电最大出力与基本错峰容量之比。单位发电量所需的氮氧化物排污费、二氧化硫排污费、二氧化碳排污费, 按单位发电量分别核算为 C_{NO_x} 、 C_{SO_2} 、 C_{CO_2} 排污费; 火电机组使用年限规定为 M ; r 为折现率; 第 i 天储能的备用容量可用 Q_i 来表示。

3.2. 约束条件

1) 储能投建容量约束

$\forall i \in \Psi_n$, 该节点处储能的三类配置变量均满足:

$$\begin{aligned} 0 &\leq x_i \leq 1 \\ x_i E_{\min} &\leq E_i \leq x_i E_{\max} \\ 0 &\leq \bar{P}_i \leq x_i P_{\max} \end{aligned} \quad (21)$$

式中: $E_{\min}$ 和 $E_{\max}$ 分别是能量最小容量和能量最大容量的可配置储能, $P_{\max}$ 则是最大功率容量的可配置储能。

2) 储能投建数量约束

$$n_{\min} \leq \sum_{i \in \Psi_n} x_i \leq n_{\max} \quad (22)$$

在公式(22)中, 可配置储能数量的最小值为 $n_{\min}$, 最大值为 $n_{\max}$ 。

3) 储能充放电功率约束

$\forall i \in \Psi_n$, 该节点处配置储能的充放电功率均满足:

$$0 \leq P_{i,\omega,t}^{EC}, P_{i,\omega,t}^{ED} \leq \bar{P}_i \quad (23)$$

4) 储能荷电状态约束

储能的荷电状态(SOC)配置在节点处, 在运行的任何时刻, $\forall i \in \Psi_n$ 的条件下, 都应该满足:

$$SOC_{\min} \leq SOC_{i,\omega,t} = SOC_{i,\omega,0} + \sum_{\tau=1}^t \left(P_{i,\omega,\tau}^{EC} \eta_i^C - \frac{P_{i,\omega,\tau}^{ED}}{\eta_i^D} \right) \Delta \tau / E_i \leq SOC_{\max} \quad (24)$$

式中: $SOC_{\min}$ 和 $SOC_{\max}$ 分别为所配置储能运行中允许的荷电状态最小值与最大值, η_i^C 和 η_i^D 分别为储能的充放电效率。考虑储能某场景下的每日运行状况均相同, 因此每天运行后储能的 SOC 必须回到初始值, 故有以下约束:

$$SOC_{i,\omega,0} = SOC_{i,\omega,24} = SOC_0 \quad (25)$$

在公式(25)中, SOC_0 表示所配置储能的时候初始荷电状态。

5) 交流潮流约束

$$P_i = U_i \sum_{j \in i} U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (26)$$

$$Q_i = U_i \sum_{j \in i} U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (27)$$

$$P_{L,ij} = (U_{i,t}^2 - U_i U_j \cos \theta_{ij}) G_{ij} - U_i U_j \sin \theta_{ij} B_{ij} \quad \forall i, j \in \Pi \quad (28)$$

$$P_i = P_{PV,i} - P_{load,i} \quad (29)$$

$$\boldsymbol{U}_{\min} \leq \boldsymbol{U} \leq \boldsymbol{U}_{\max} \tag{30}$$

在以上公式中， P_i 和 Q_i 分别将有功和无功注入结点*i*；节点*i*与*j*之间的相角差用 θ_{ij} 来进行表示； G_{ij} 和 B_{ij} 分别为支路*ij*的电导、电纳； $j \in i$ 表示与第*i*节点相邻的所有节点； P_{ij} 是有功功率从节点*i*流到过节点*j*； Π 是全网架支路集合体； $P_{\text{load},i}$ 为节点*i*处的用户负荷； $\boldsymbol{U}$ 为各节点电压幅值， $\boldsymbol{U}=[U_1,U_2,\cdots,U_n]^T$ ； $U_{\max}$ 和 $U_{\min}$ 分别为电压允许的上、下限； P_L 为网络支路潮流， $\boldsymbol{P}_{L,i}=[P_{L,i \times 2},P_{L,2 \times 3},\cdots,P_{L,(n-1) \times n}]^T$ ； $\boldsymbol{P}_{L,\max}$ 和 $\boldsymbol{P}_{L,\min}$ 分别为支路潮流的上、下限约束。 $U_{\min}$ 、 $U_{\min}$ 表示节点电压的上下限值。

4. 算例分析

4.1. 算例参数

以某电厂现役2×66万千瓦煤电项目为依托，规划新建风电30万千瓦、光伏70万千瓦。目前电厂调峰深度为50%，弹性改造后最小技术出力可达30%，并提供不低于26.4万千瓦的新增调节能力。同时配置10万kW/30万kWh电化学储能，共计36.4万kWh，在不占用系统错峰容量的情况下，为配套新能源、新能源配置总体规模合理提供错峰保障；与大电网物理接口清晰的新能源，在并入电厂后，通过打捆的方式向外输送；该项目将实现每年10.9亿度的新增能源发电量，可再生能源利用比例不低于95%。其结构如图1所示。

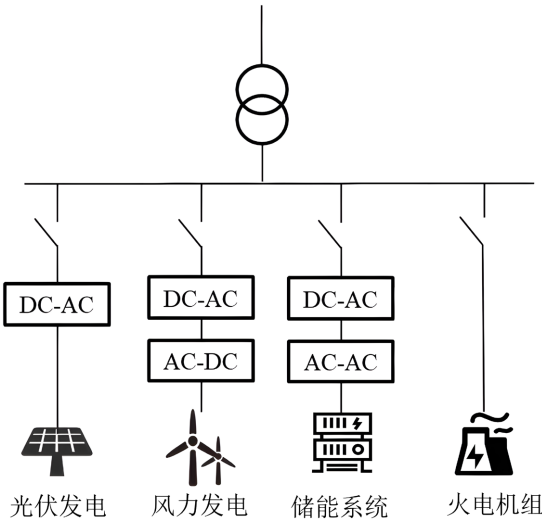


Figure 1. Structural diagram of wind, solar, thermal, and storage power generation base

图 1. 风光火储电源基地结构图

表 2、表 3 说明了火电机组及储能系统的参数设置。

Table 2. Parameter settings for thermal power units
表 2. 火电机组参数设置

容量(MW)	机组出力(MW)		爬坡速度(MW/15 min)		煤耗量系数		
	下限	上限	下限	上限	<i>am</i>	<i>bm</i>	<i>cm</i>
1000	400	1000	−180	180	0.226	30.42	786.8

Table 3. Parameter settings of energy storage system
表 3. 储能系统参数设置

放电效率 η_{dis}	充电效率 η_{cha}	SOC 范围	投资成本	运维成本
0.9	0.9	[0.1, 0.9]	3000 元/kWh	0.05 元/kWh

4.2. 算例结果

根据能源气象大数据平台，选取某地区的新能源数据，分析区内 2021 年 1 月至 2022 年 1 月数据，得出风电、光伏典型日出力曲线及典型外送曲线经拟合分析后按季节选取。夏季光照强度大，但风速小；冬季风力资源丰富，但光照强度较低，所以冬季风力较大。春秋时光照、风速相对居中。这里略去秋季，因为春秋两季风电和光伏曲线较为接近。其中，春季、夏季、冬季典型场景下风电光伏出力与外送功率曲线如图 2~4 所示。

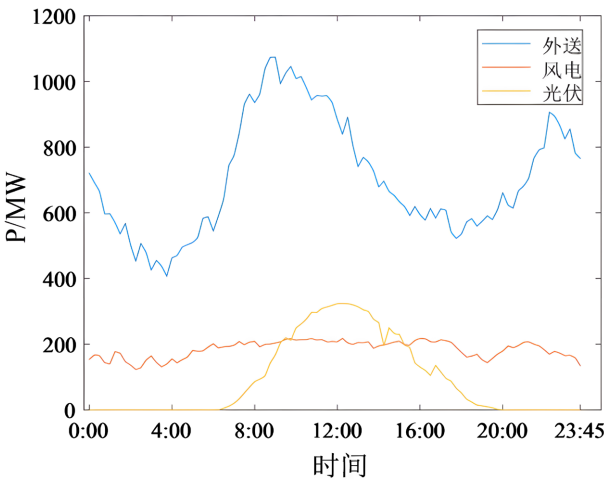


Figure 2. Wind power photovoltaic output and transmission curve under typical spring scenarios

图 2. 春季典型场景下风电光伏出力与外送曲线

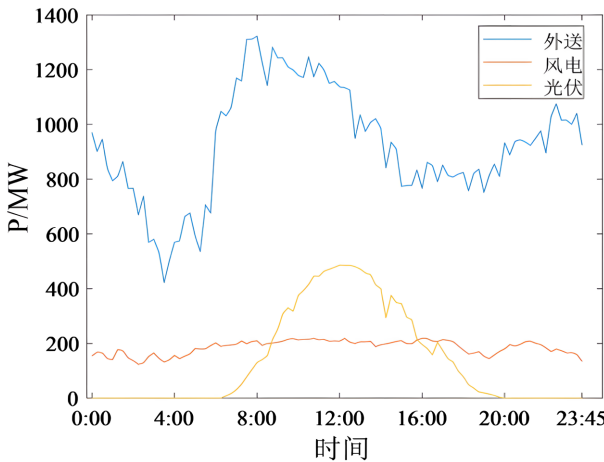


Figure 3. Wind power photovoltaic output and transmission curve under typical summer scenarios

图 3. 夏季典型场景下风电光伏出力与外送曲线

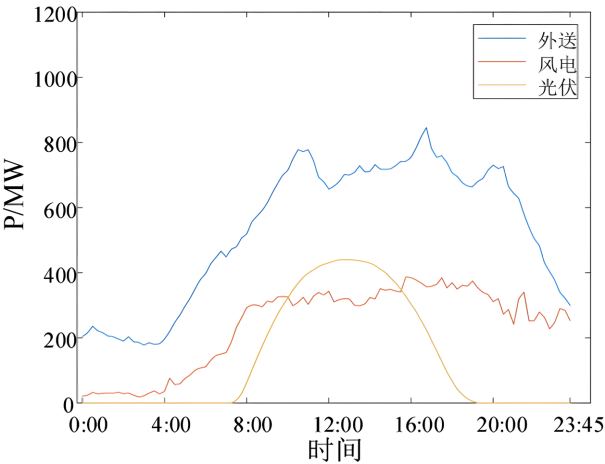


Figure 4. Wind power photovoltaic output and transmission curve under typical winter scenarios
图 4. 冬季典型场景下风电光伏出力与外送曲线

发电总成本最低的储能配置方案是通过优化储能容量和优化发电调度曲线来满足弃风弃光率的约束，在满足发电功率与外送曲线匹配的前提下进行的储能配置方案。

图 5~7 给出了不同季节典型场景下储能配置前后的火电机组发电功率曲线对比。由此可以看出，配置后春季火力出力有一定的提高，夏季的火力出力变化不大，冬季的火力出力整体有明显的提高，但最高峰值有所下降。

图 8~10 给出了春季、夏季、冬季典型场景下储能配置前后的弃光功率曲线对比。由此可以看出，配置后弃光功率均有大幅度下降，其中春季和冬季最为明显。

图 11~13 给出了春季、夏季、冬季典型场景下储能配置前后的弃风功率曲线对比。由此可以看出，配置后同一时间内，春季弃风功率时间没有发生变化且大幅度下降；夏季弃风功率整体下降，但弃风的峰值出现的时间提前且数值有明显下降；冬季弃风功率开始时间提前约 4 小时，弃风功率峰值明显下降，整体大幅下降。

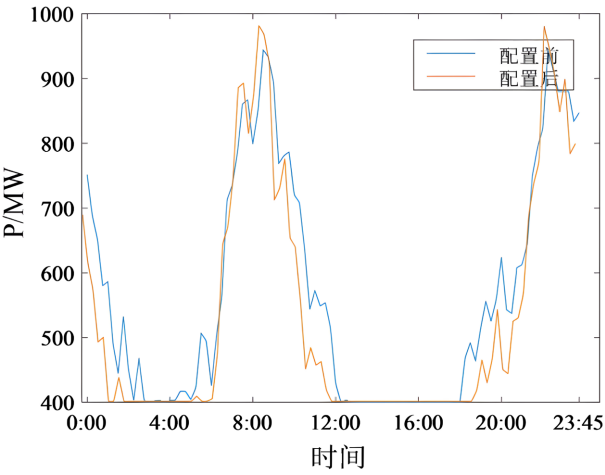


Figure 5. Thermal power output curve before and after configuring energy storage in typical spring scenarios
图 5. 春季典型场景下配置储能前后火电出力曲线

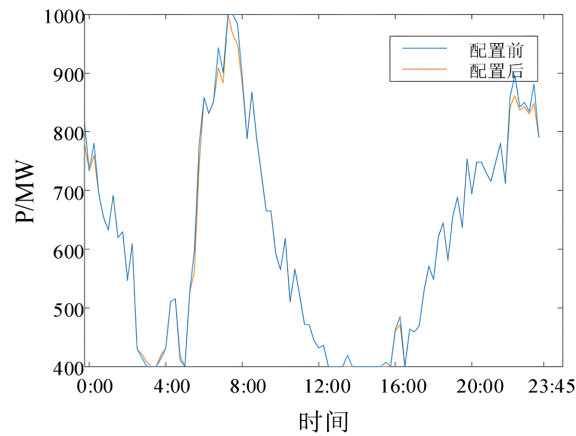


Figure 6. Thermal power output curve before and after configuring energy storage in typical summer scenarios
图 6. 夏季典型场景下配置储能前后火电出力曲线

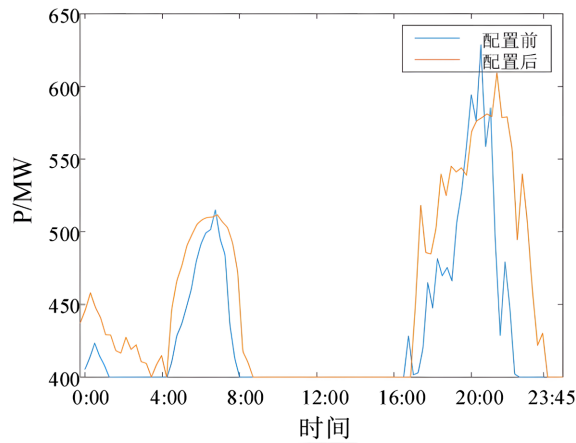


Figure 7. Thermal power output curve before and after configuring energy storage in typical winter scenarios
图 7. 冬季典型场景下配置储能前后火电出力曲线

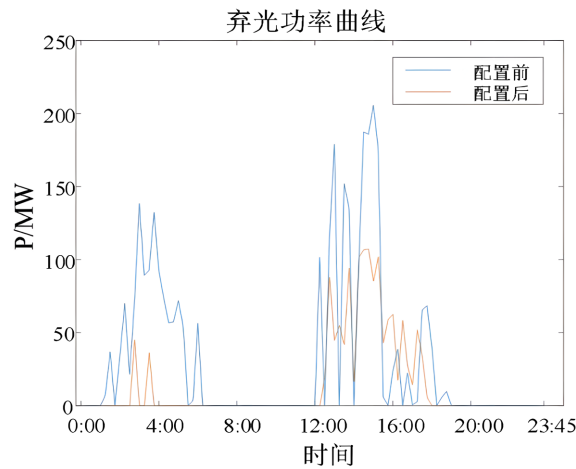


Figure 8. Abandoned light power curve before and after configuring energy storage in typical spring scenarios
图 8. 春季典型场景下配置储能前后弃光功率曲线

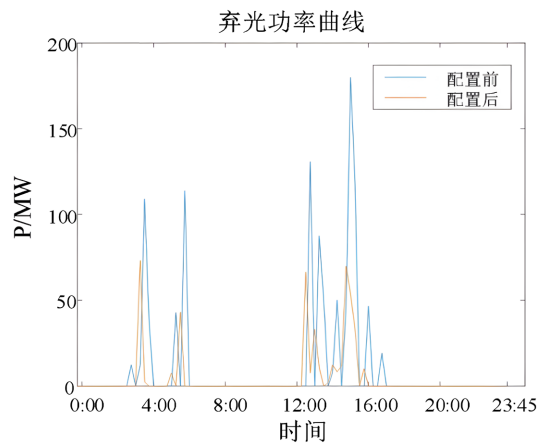


Figure 9. Abandoned light power curve before and after configuring energy storage in typical summer scenarios
图 9. 夏季典型场景下配置储能前后弃光功率曲线

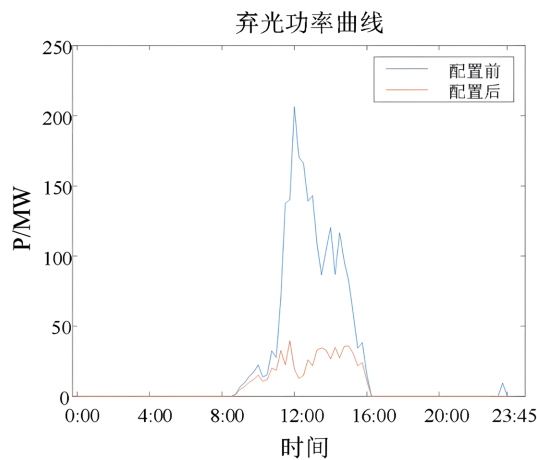


Figure 10. Abandoned light power curve before and after configuring energy storage in typical winter scenarios
图 10. 冬季典型场景下配置储能前后弃光功率曲线

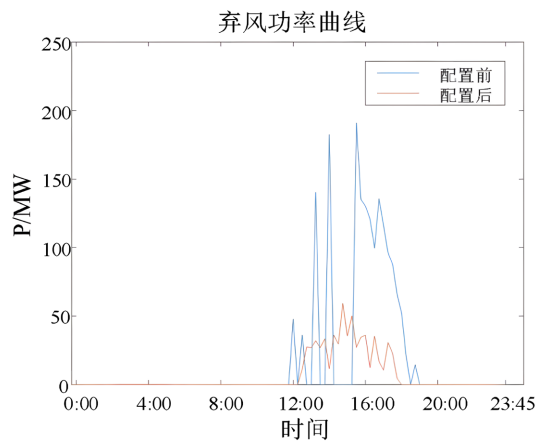


Figure 11. Abandoned wind power curve before and after configuring energy storage in typical spring scenarios
图 11. 春季典型场景下配置储能前后弃风功率曲线

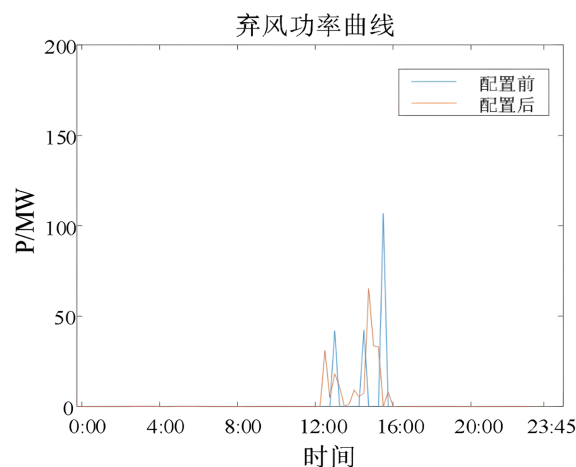


Figure 12. Abandoned wind power curve before and after configuring energy storage in typical summer scenarios
图 12. 夏季典型场景下配置储能前后弃风功率曲线

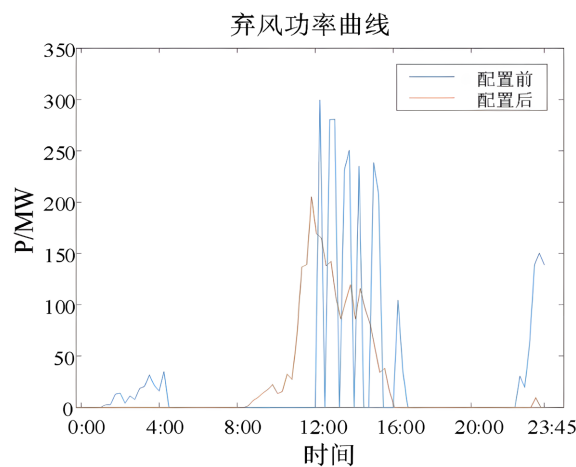


Figure 13. Abandoned wind power curve before and after configuring energy storage in typical winter scenarios
图 13. 冬季典型场景下配置储能前后弃风功率曲线

同时，由于弃风弃光损失大大降低，考虑储能后，系统运行成本也得到了有所降低。但是由于储能购置成本较高，若配置的储能功率容量较大，会使得购置成本较高，从而运行成本相对也会较高。表 4 给出了各季节储能配置的功率与容量以及配置前后的发电运行成本对比。

Table 4. Comparison of energy storage configuration results and costs by season
表 4. 各季节储能配置结果与成本对比

季节	储能功率(MW)	储能容量(MWh)	储能配置前运行成本 (万元/天)	储能配置后运行成本 (万元/天)
春季	62.04	172.8	278	224
夏季	35.20	70.38	302	285
冬季	98.40	196.8	249	207

5. 结论

本文建立某省电网储能系统的混合整型二阶锥规划(MISOCP)模型,通过算例分析,说明配置后可在春、夏、冬三季增加一定的火力出力,并且显著降低了春、夏、冬三季弃光弃风的功率,使原来不能很好消纳新能源的电力系统达到弃光弃电的要求。同时考虑储能后,春季、夏季、冬季运行成本总计节约113万元。

参考文献

- [1] Ausfelder, F., Beilmann, C., Bertau, M., Bräuninger, S., Heinzl, A., Hoer, R., *et al.* (2017) Energy Storage as Part of a Secure Energy Supply. *ChemBioEng Reviews*, **4**, 144-210. <https://doi.org/10.1002/cben.201700004>
- [2] 李建林, 袁晓冬, 郁正纲, 等. 利用储能系统提升电网电能质量研究综述[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(8): 15-25.
- [3] 申洪, 周勤勇, 刘耀, 等. 碳中和背景下全球能源互联网构建的关键技术及展望[J]. 发电技术, 2021, 42(1): 8-19.
- [4] 王蓓蓓, 丛小涵, 高正平, 等. 高比例新能源接入下电网灵活性爬坡能力市场化获取机制现状分析及思考[J]. 电网技术, 2019, 43(8): 2691-2702.
- [5] 李婷, 胥威汀, 刘向龙, 等. 含高比例可再生能源的交直流混联电网规划技术研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(12): 177-187.
- [6] 钟迪, 李启明, 周贤, 等. 多能互补能源综合利用关键技术研究现状及发展趋势[J]. 热力发电, 2018, 47(2): 1-555.
- [7] Chen, S.Y., Li, Z. and Li, W.Q. (2021) Integrating High Share of Renewable Energy into Power System Using Customer-Sited Energy Storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **143**, Article ID: 110893. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110893>
- [8] 高春辉, 肖冰, 尹宏学, 等. 新能源背景下储能参与火电调峰及配置方式综述[J]. 热力发电, 2019, 48(10): 38-43.
- [9] 徐国栋, 程浩忠, 马紫峰, 等. 用于缓解电网调峰压力的储能系统规划方法综述[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(8): 3-11.
- [10] 杨军峰, 郑晓雨, 惠东, 等. 储能技术在送端电网中促进新能源消纳的容量需求分析[J]. 储能科学与技术, 2018, 7(4): 698-704.
- [11] 侯力枫. 风电功率波动平抑下储能出力与平滑能力的动态优化控制策略[J]. 热力发电, 2020, 49(8): 134-142.
- [12] 冯磊, 杨淑连, 徐达, 等. 考虑风电输出功率波动性的混合储能容量多级优化配置[J]. 热力发电, 2019, 48(10): 44-50.
- [13] 曹建伟, 穆川文, 孙可, 等. 考虑碳交易的区域电网风光储容量配置优化方法[J]. 武汉大学学报(工学版), 2020, 53(12): 1091-1096.
- [14] 郭洋, 吴峰, 许庆强, 等. 风-光-储系统在不同运营模式下的最优容量配置策略及考虑网损补贴的经济性分析[J]. 智慧电力, 2019, 47(1): 26-33.
- [15] 李建林, 郭斌琪, 牛萌, 等. 风光储系统储能容量优化配置策略[J]. 电工技术学报, 2018, 33(6): 1189-1196.
- [16] 修晓青, 唐巍, 李建林, 等. 计及电池健康状态的源储荷协同配置方法[J]. 高电压技术, 2017, 43(9): 3118-3126.
- [17] 高慧, 晏寒婷, 黄春艳. 考虑“源-荷-储”灵活性资源协调的主动配电网双层规划[J]. 广东电力, 2019, 32(5): 29-35.