

结合经济性和充裕性的电力系统灵活调节优化研究

张毅¹,李学军¹,余虎¹,程远林¹,吴迪^{2*},汪若宇²

(1.中国能源建设集团湖南省电力设计院有限公司,湖南长沙 410007;2.北京大学能源研究院,北京 100871)

摘要:【目的】在双碳目标背景下,提升系统灵活调节能力是各地构建新型电力系统的重要手段。为提升某区域在不同年份的电力系统灵活性,【方法】本文根据某区域能源、电力发展现状和规划文件确定基准场景参数,通过对基准场景进行电力电量平衡计算,得出该场景下的电力缺口。以填补基准场景下的电力缺口为目标,采用四步建模法,通过设置多个场景进行电力系统灵活调节经济性分析,并以经济性最优为目标函数进行优化求解,通过计算全年每一时刻的累计弃电率对优化结果的合理性进行验证,以寻找符合约束且满足充裕性(弃电率)要求的电力装机容量。【结果】研究表明,研究区域调峰装机优化呈现分阶段特性,抽水蓄能未规模化投产前,新型储能可等量替代部分抽水蓄能容量以发挥保供和削峰填谷的作用,抽水蓄能规模化投产后,新型储能的替代作用减弱。到2030年,基于2022基准年仍需新增1 050万kW的煤电装机、380万kW的抽水蓄能装机、600万kW的新型储能装机。在2030年后不再考虑新建煤电的前提下,2035年,需在2022基准年基础上新增抽水蓄能装机约1 630万kW,新型储能维持2030年水平。2025、2030、2035这三个关键水平年的优化结果均满足弃电率低于10%的要求。【结论】本文提出的各关键水平年下的新增电源种类和装机容量、最佳电源调节能力配置方案,符合区域实情,可为区域政府决策提供一定的理论依据,助力区域如期实现双碳战略目标。

关键词:电力系统;灵活调节;充裕性;四步建模法;经济性

中图分类号:TK01

文章编号:1674-8069(2026)01-0137-11

文献标志码:A

DOI编号:10.19944/j.eptep.1674-8069.2026.01.014

[引用本文格式]张毅,李学军,余虎,等.结合经济性和充裕性的电力系统灵活调节优化研究[J].电力科技与环保,2026,42(1):137-147.

ZHANG Yi, LI Xuejun, YU Hu, et al. Optimization research of power system flexible regulation combining economy and sufficiency[J]. Electric Power Technology and Environmental Protection, 2026, 42(1):137-147.

Optimization research of power system flexible regulation combining economy and sufficiency

ZHANG Yi¹, LI Xuejun¹, YU Hu¹, CHENG Yuanlin¹, WU Di^{2*}, WANG Ruoyu²

(1.Hunan Electric Power Design Institute Co., Ltd., China Energy Construction Group, Changsha 410007, Hunan China; 2.Institute of energy, Peking University, Beijing 100871,China)

Abstract: [Objective] Under the background of carbon peaking and carbon neutrality goals, improving the flexible adjustment ability of the system is an important means to build a new power system in various places. In order to improve the flexibility of power system in a region in different years, **[Methods]** In this paper, the reference scenario parameters are determined according to the current situation and planning documents of energy and power development in a certain region, and the power balance calculation of the reference scenario is carried out to obtain the power gap under the reference scenario. Based on the principle of compensating the power gap under the benchmark scenario, a four-step modeling method is used to set up multiple scenarios for economic analysis of flexible regulation of power system, and the economic optimization is taken as the objective function to optimize the solution. The rationality of the optimization results is verified by the calculation of the cumulative abandonment rate at each moment of the year, so as to find the power installed combination that meets the constraints and meets the requirements of adequacy

收稿日期:2025-03-11 录用日期:2025-07-11

Received: 2025-03-11 Accepted: 2025-07-11

基金项目:湖南省重点研发计划项目(2023SK2078)

(abandonment rate). **[Results]** The research shows that the optimization of peak load regulation in the study area presents a phased characteristic. Before the large-scale operation of pumped storage, the new energy storage can replace part of the pumped storage capacity to ensure supply and peak load shifting. After the large-scale operation of pumped storage, the substitution effect of the new energy storage is weakened. Before 2030, based on the 2022 reference year, there is still a need to add 10.5 million kW coal power installed capacity, 3.8 million kW pumped storage installed capacity, and 6 million kW new energy storage installed capacity. Under the premise of no longer considering new coal-fired power generation after 2030, in 2035, based on the 2022 reference year, about 16.3 million kW of new pumped storage capacity will be added, and the new energy storage will maintain the target of 2030. The optimization results of the three key target years of 2025, 2030 and 2035 all meet the requirement that the abandonment rate is less than 10%. **[Conclusion]** The optimal power regulation capacity configuration scheme in accordance with the regional reality under each key level year is obtained, including the types and installed capacity of newly added power sources, through which a theoretical foundation is established to support governmental decision-making processes, to achieving the strategic goal of carbon peak on schedule.

Key words: power system; flexible regulation; adequacy; four-step modeling; economy

0 引言

在双碳战略目标背景下,构建以清洁低碳能源为主体的能源供应体系、建设新型电力系统,是实现碳中和目标的关键举措^[1-3]。柔性灵活是新型电力系统的重要特征,其灵活调节能力是影响新能源发展与消纳的关键^[4-6]。为完成双碳目标,各地面临的挑战不一,如电力需求增长迅速^[7-8]、电源顶峰能力不足和电力刚性缺口大等,导致电力保障在中长期仍面临严峻压力^[9-10];负荷峰谷差大、新能源装机发展迅速和电源侧调峰能力不足等,导致近中期新能源送出消纳形势严峻^[11-13]。

为应对上述问题,不同学者采取了不同的措施^[14-16]。章枫等^[17]基于形态学分解理论建立了考虑储能特性的电力系统灵活调节能力充裕度分析模型,结合某省电力系统实际运行数据验证了所提方法的有效性,得出了满足全系统灵活调节能力充裕度的最小储能装机容量。于硕^[18]分析了电力系统在不同时间尺度上的调节需求,并结合各类型储能技术特点,提出考虑多类型储能协同建设电力系统多时间尺度调节能力的建议。付星群等^[19]在分析电力系统灵活性资源配置方式的基础上,研究了中国电力系统灵活性资源配置模式,提出了“源网荷储”协同的新型电力系统灵活资源配置方案,为新型电力系统建设提供理论依据。罗仁杰等^[20]针对新型电力系统灵活性需求激增并呈

现多时间尺度波动的特征,提出一种基于混合数学形态学分解的电力系统灵活性需求分解与多尺度调节容量预留方法,实现了分解结果与调节资源出力特性相匹配,所提出的预留方案能够满足系统灵活性需求并提升容量调用率。冯松杰等^[21]提出了一种考虑新能源消纳和电力保供的电力系统多时间尺度平衡方法,针对常规运行条件设计了基于灵活性区间的日前一日一实时协调运行策略。该方法无需新能源精确出力曲线预测,可以实现从年度到实时调度等多时间尺度调度的有机配合以及长、短时储能和常规机组的多源协调。彭穗等^[22]提出一种计及直流调节能力的含风电电力系统储能优化配置方法,旨在促进新能源消纳的同时降低储能投资成本。结果表明,所提方法能够提升系统对风电的消纳能力,减少对储能的需求,保证含风电电力系统运行的经济性。Converse^[23]综述了高比例可再生能源电力系统中季节性储能的技术路径与经济性挑战,讨论了跨季节储能对电力系统充裕性和经济性的影响。Salman等^[24]强调了可再生能源和储能系统的高渗透率对提高电力系统灵活性的影响。

上述国内外研究多侧重围绕新能源消纳的储能装机容量展开,而实际过程中,电力系统灵活性调节不仅需考虑储能装机容量,还需考虑调节性电源,如煤电、气电等,本文在新能源弃电率和运行成本经济性的双重约束下,研究并优化电力系统灵活性调节能力,研究结论可为某地电力系统

调节能力优化建设提供理论支撑。

1 研究方法

1.1 模型边界和参数设置

在场景设定和建模前,首先明确基准场景参数,包括各类电源的装机容量和全社会用电量,数据来源主要是该区域的电力规划和能源规划等;其次确定电力平衡和调峰平衡计算场景和原则;最后给出基础场景下的电力缺口、年调峰缺口和日调峰缺口等计算结果(计算采用电力系统传统的电力平衡和调峰平衡方法,在此不再赘述)作为场景设定和建模的基本参数。

1.1.1 水平年基准参数

2022年:区域全社会用电量为2 236亿kWh,全社会最大负荷为4 650万kW,煤电装机容量为2 396万kW,气电装机容量为0万kW,水电装机容量为1601万kW,光伏和风电装机容量分别为636万kW和900万kW,生物质装机容量为126万kW,新型储能装机容量为62.7万kW,抽水蓄能装机容量为120万kW。

2025年:区域全社会用电量为2 840亿kWh,全社会最大负荷为5 800万kW,煤电装机容量为3 034万kW,气电装机容量为98万kW,水电装机容量为1 650万kW,光伏和风电装机容量分别为1 500万kW和1 700万kW,生物质装机容量为150万kW,新型储能装机容量为300万kW,抽水蓄能装机容量为155万kW。

2030年:区域全社会用电量为3 580亿kWh,全社会最大负荷为7 300万kW,煤电装机容量为3 034万kW,气电装机容量为296万kW,水电装机容量为1 650万kW,光伏和风电装机容量分别为3 000万kW和2 200万kW,生物质装机容量为150万kW,抽水蓄能装机容量为500万kW,新型储能装机容量为300万kW。

2035年:区域全社会用电量为4 100亿kWh,全社会最大负荷为8 500万kW,煤电装机容量为3 034万kW,气电装机容量为296万kW,水电装机容量为1 650万kW,光伏和风电装机容量分别为3 350万kW和2 500万kW,生物质装机容量为150万kW,新型储能装机容量为300万kW,抽水蓄能装机容量为500万kW。

1.1.2 平衡原则

电力平衡分夏大(夏季大方式)和冬大(冬季大方式)两个典型场景分别计算,在考虑备用容量和网损的前提下,结合各类电源历史出力情况或者经验,确定其(包括外电)在两个典型场景下的出力系数。调峰平衡选取用电负荷较低的丰水期和负荷较高的枯水期作为典型场景计算,在考虑一定的备用容量和网损前提下根据各类电源历史调峰情况或者经验确定各类电源(包括外电)日调峰和年调峰系数。

基于上述参数设置和平衡原则计算可得,在不计及需求侧响应的情况下,预计2025年该区域的夏大用电缺口将达到343万kW,冬大用电缺口将达到449万kW;2030年和2035年在不考虑需求侧响应的情况下,最大电力缺口(冬大)分别将达到1 692万kW和2 900万kW左右。预计2025年、2030年和2035年的最大年调峰缺口在计及外电的基础上分别达到450万kW、680万kW和710万kW。各关键水平年的日调峰情况为:2025年考虑外电的丰小(丰水期夜间)和丰午(丰水期午间)调峰盈余分别为1 161万kW和1 321万kW,2030年的丰小和丰午调峰盈余分别为889万kW和1 742万kW,2035年的丰小和丰午调峰盈余分别为935万kW和1 848万kW,需进行弃电处理,因此在后续优化分析中,需针对补全电力缺口后的电力系统弃电率进行分析。

1.2 场景设定

各关键水平年的场景设置均基于边界参数,新增电力仅用于补偿对应水平年的电力缺口,且电力缺口补偿考虑各电源装机的出力系数。本文以2022年各类型装机水平为基准。

1.2.1 2025水平年

根据边界条件可得,水电装机容量不变,该区域2025年的煤电、气电、抽水蓄能装机容量均已确定,故2025年的电力缺口(449万kW)主要通过新型储能进行补偿,因此为分析新型储能对经济性和调峰能力的影响,设置以下5个场景,其中场景1为电力缺口为0的场景,场景2—5是新型储能装机和电力盈余逐渐增加的场景,以直观分析新型储能对电力系统经济性和调峰盈余等的影响。如场景1中 $200\%(\text{新型储能的电力供应比例}) \times 0.5(\text{新型储能出力系数}) = 1$,即表示所有电力缺口均由新型储能补偿,场景5则

表示在场景1的基础上再增加一倍的装机,因此在补偿449万kW电力缺口的同时盈余电力449万kW,新型储能出力系数根据历史出力情况选取。

表1 2025水平年的电力供应比例场景

Table 1 Power supply ratio scenario in 2025 target year

新增装机类型	场景1	场景2	场景3	场景4	场景5
新型储能/%	200	250	300	350	400
电力盈、缺/(万kW)	0	+112	+225	+337	+449

注:数字为“+”时表示有电力盈余;数字为“-”时表示有电力缺口。

1.2.2 2030水平年

2030水平年电力缺口(1 692万kW)计算已计入296万kW气电容量,该区域无其他气电项目,故2030年电力缺口主要可通过煤电、抽水蓄能、新型储能和气电来补偿,其中气电补偿比例设置偏小,主要做探索性设置,设置场景以补偿电力缺口为基准,以煤电为主导和以清洁灵活电源主导为原则,如场景9和场景10为以煤电为主导,场景6和场景7以清洁灵活电源为主导,设置场景如表2所示,各场景的电源电力供应比例之和不等于1,主要因需考虑各电源间出力系数的影响,当不考虑出力系数时,各电源电力供应比例之和等于1(下同),煤电的出力系数取0.97,气电取0.9,抽水蓄能取1。

表2 2030水平年的电力供应比例场景设置

Table 2 Scenario setting of power supply ratio in 2030 target year

新增装机类型	场景6	场景7	场景8	场景9	场景10
煤电	21	31	41	52	62
气电	17	13	10	7	3
抽水蓄能	40	40	50	40	20
新型储能	50	36	2	8	34

1.2.3 2035水平年

考虑到该区域2030年后已实现碳达峰,因此暂考虑2030年后不再新增煤电机组,电力系统缺口主要通过某一固定比例的煤电、抽水蓄能和新型储能来补偿,场景设置同样以补偿电力缺口为基准,2035年与2030年的场景设置主要区别为煤电保持固定比

例,且主要以清洁灵活电源主导为原则,具体设置如表3所示。

表3 2035水平年的电力供应比例场景设置

Table 3 Scenario setting of power supply ratio in 2035 target year

新增装机类型	场景11	场景12	场景13	场景14	场景15
煤电	35	35	35	35	35
抽水蓄能	25	35	40	50	55
新型储能	82	62	52	32	22

单位:%

1.3 电力系统灵活调节优化建模

电力系统调峰能力优化分析的建模过程可分成以下四步,流程如图1所示。

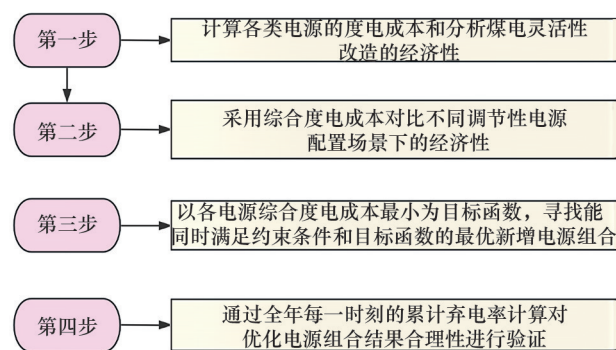


图1 四步建模法流程图

Figure 1 Flowchart of the four-step modeling method

第一步:采用平准化能源成本分析(S_{LCOE})计算新增煤电(ΔC)、气电(ΔG)、抽水蓄能(ΔP)、电化学储能(ΔE)和压缩空气储能(ΔC_{CAES})装机的度电成本和储电成本。在计算度电成本的过程中,应将抽水蓄能、电化学储能和压缩空气储能在储电和放电过程中的电量损失进行折算后,将这3类储能装机简化成电源,进而等效计算各装机的储电成本(S_{LCOs})。同时,分析煤电灵活性改造的经济性。

新增煤电和气电的度电成本,其计算公式为^[25-26]:

$$S_{LCOE} = \frac{P_{\text{dyn}} + k_1 - k_2 - k_3}{\sum_{t=1}^{T_{\text{OAM}}} \frac{E_{\text{ac}}}{(1 + R_{\text{dis}})^n}} \quad (1)$$

$$\begin{cases} k_1 = \sum_{i=1}^{T_{O\&M}} \frac{P_{O\&M} \times (1 - R_{\text{tax}})}{(1 + R_{\text{dis}})^n} \\ k_2 = \sum_{i=1}^{T_{O\&M}} \frac{D_{\text{dep}} \times R_{\text{tax}}}{(1 + R_{\text{dis}})^n} \\ k_3 = \frac{V_{r-v}}{(1 + R_{\text{dis}})^n} \end{cases} \quad (2)$$

式中, P_{dyn} 为项目的动态总投资, 元; $P_{O\&M}$ 为项目的年运维成本, 元; D_{dep} 为年折旧成本, 按单个项目的折旧年限进行换算, 元; R_{tax} 为税率, 通常取 25%; R_{dis} 为折现率, 通常取 6%~8%; $T_{O\&M}$ 为除建设期外的运维年限, a; V_{r-v} 为项目停止运行时的残值, 该值因具体项目的不同而不同, 元; E_{ac} 为年发电量, 万 (kW·h)。

新增抽水蓄能、电化学储能和压缩空气储能的储电成本计算公式为^[27]:

$$\begin{cases} S_{\text{LCOS}} = \frac{\left[\left(C_E + \frac{C_P}{d} \right) + m_1 + m_2 \right]}{\eta \sum_{t=1}^T \frac{n(t)}{(1+r)^t}} \\ m_1 = \left(C_E + \frac{C_P}{d} \right) \sum_{t=1}^T \frac{O_{O\&M}(t)}{(1+r)^t} \\ m_2 = \frac{P_C}{\eta} \sum_{t=1}^T \frac{n(t)}{(1+r)^t} \end{cases} \quad (3)$$

式中, C_E 为随容量变化的装机成本, 元/(kW·h); C_P 为随功率变化的装机成本, 元/kW; d 为额定功率下的放电时长, h; T 为系统寿命, a; $O_{O\&M}(t)$ 为第 t 年的运维费用, 元; P_C 为充电时的买电价格, 元/(kW·h); η 为储能站循环效率; r 为折现率; $n(t)$ 为年循环次数, 次/a。

第二步: 根据该区域的能源利用实际情况确定上述调峰电源发电利用小时, 本文中两种新型储能的发电利用小时均为 1 150 h, 气电取 1 800 h, 煤电利用小时数主要根据不同年份的电量平衡进行选取; 根据各调峰装机的度电成本、发电利用小时和假定需要新增的装机来计算总费用和综合度电成本, 并对比不同场景经济性。

第三步: 基于成本最小原则, 假设各电源的新增装机, 对该区域电力系统调节能力进行优化分析, 优化过程中涉及两个约束条件和一个目标函数, 分别为

$$\Delta_{\text{all}} = \Delta C \times f_c + \Delta G + \Delta P + \Delta S \times f_s \quad (4)$$

$$\begin{cases} \frac{\Delta C}{\Delta_{\text{all}}} \leq 100\% \\ \frac{\Delta G}{\Delta_{\text{all}}} \leq 10\% \\ \frac{\Delta P}{\Delta_{\text{all}}} \leq 100\% \\ \frac{\Delta S}{\Delta_{\text{all}}} \leq 300\% \end{cases} \quad (5)$$

$$Q_{\text{min}} = \frac{v_1 + v_2 + v_3 + v_4}{s} \quad (6)$$

其中

$$\begin{cases} v_1 = a_1 \times (\Delta C + A) \times h_1 \\ v_2 = a_2 \times \Delta G \times h_2 \\ v_3 = a_3 \times \Delta P \times h_3 \\ v_4 = a_4 \times \Delta S \times h_4 \end{cases} \quad (7)$$

$$s = (\Delta C + A) \times h_1 + \Delta G \times h_2 + \Delta P \times h_3 + \Delta S \times h_4 \quad (8)$$

式中, Δ_{all} 为电力需求总缺口; ΔC 、 ΔG 、 ΔP 和 ΔS 分别为新增煤电、气电、抽水蓄能和新型储能装机容量, 万 kW; A 为基准场景下的煤电装机容量, 万 kW; f_c 为煤电的出力系数; f_s 为新型储能的出力系数; a_1 、 a_2 、 a_3 和 a_4 分别为各电源装机的平准化度电成本, 元/(kW·h); h_1 、 h_2 、 h_3 和 h_4 分别为各电源装机的发电利用小时数, h; Q_{min} 为新增装机和存量煤电的最小综合度电成本, 其分母为新增装机的发电总成本, 采用 ortools 求解器进行优化求解, 以得到满足要求的最优电源组合。

第四步: 分析上一步结果的合理性, 将第三步新增的各电源装机加入基准场景后进行弃电量测算, 且取调峰盈余最大的丰水期数据计算弃电率, 当丰水期弃电率满足要求时, 枯水期也满足弃电率要求。如计算弃电率不合理, 则需要增加优化过程中的约束条件, 重新进行迭代优化; 反之合理, 直接得到最终可行解。弃电量计算步骤如下:

1) 根据夜间最大负荷和除煤电以外的其他电源装机确定煤电最小开机容量。

2) 根据煤电最小开机容量、除煤电外的其他电源装机和出力系数等确定整个电力系统的顶峰负荷曲线。

3) 对比堆积的风光理论出力曲线和负荷曲线, 当堆积后的风光理论出力曲线大于负荷曲线时, 说明有弃电。通常弃电发生示意图如图 2 所示, 弃电

量为阴影区域,需要对阴影部分求积分,作为当天的弃电量,再对全年求累加作为全年的弃电量。当堆积后的风光理论出力曲线全天均小于负荷曲线时,说明无弃电。

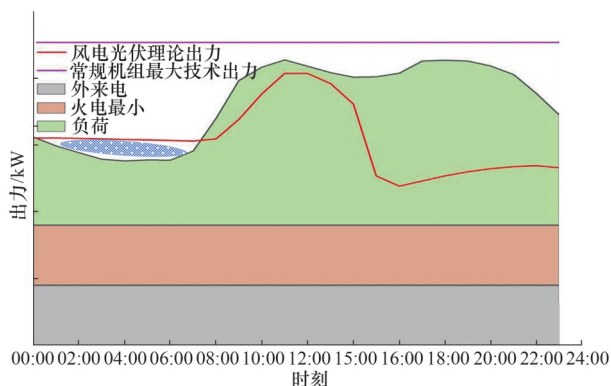


图2 电力系统弃电示意图

Figure 2 Schematic diagram of power system abandonment

④将全年的弃电量除以全年新能源的发电量即为全年的弃电率。

2 结果与讨论

2.1 经济性分析

2.1.1 度电成本

结合典型的煤电、气电、抽水蓄能和新型储能(包括电化学储能和压缩空气储能)项目建设财务经济性分析数据,根据公式(1)和式(2),可计算各调峰电源装机的能源平准化度电成本。

从图3可知,煤电的度电成本最低,其次是抽水蓄能和新型储能,气电的度电成本最高,压缩空气储能的度电成本低于电化学储能。其中,压缩空气储能具备长寿命、低更换成本、超大规模效应及无容量衰减冗余特点,因此,相比于电化学储能的高成本、高损耗,其经济性更优;抽水蓄能的经济性优势源于“重资产、长周期、规模化”的物理储能特性;新型储能(如锂电池)则依赖“高灵活、模块化、短周期”的化学储能特性。因此在长时储能场景中,抽水蓄能保持显著的成本优势。

2.1.2 煤电灵活性改造的经济性分析

根据各类装机度电成本的计算公式,加上调峰改造的费用和改造后需要增加的燃料费,可计算得出新建煤电机组进行调峰改造后的度电成本

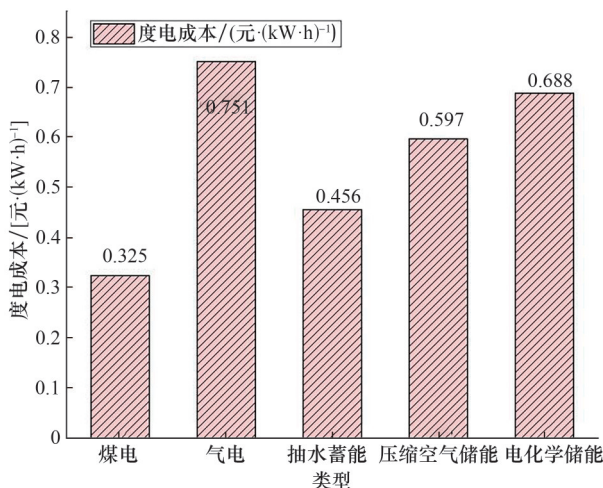


图3 新增装机的平准化度电成本

Figure 3 The levelized cost of energy the newly installed machine

(L_{LCOE_e}),其计算公式如下

$$L_{\text{LCOE}_e} = \frac{C_{\text{cost,wg}} + C_{\text{cost,g}} + C_{\text{cost,zr}}}{N_{\text{NAV}}} \quad (9)$$

式中, $C_{\text{cost,wg}}$ 为煤电未改造的度电成本,元/(kW·h); $C_{\text{cost,g}}$ 为改造新增的费用; $C_{\text{cost,zr}}$ 为改造新增的燃料成本,元; N_{NAV} 为煤电当前发电量净现值。

按照调研公布的数据,煤电灵活性改造综合单位投资为60~120元/kW,其中仅改造调峰特性的单位投资为60~70元/kW,改造后需要增加的燃料费与改造的煤电机组容量、改造后增加的供电煤耗、发电利用小时和当前煤价有关。

其中,改造后新增供电煤耗受汽机效率、锅炉效率和厂用电率的综合影响,本文取3个因素的综合影响,参考文献[30]中的数据,1台30万kW的亚临界锅炉和1台66万kW的超临界锅炉在负荷率为30%时,其供电煤耗较额定负荷工况分别升高70.12 g/(kW·h)和73.32 g/(kW·h),可得调峰改造的供电煤耗受机组容量的影响较小,故本文取新增煤电机组完成70%调峰深度的供电煤耗增加75 g/(kW·h),考虑未来技术的进步,深度调峰所导致的供电煤耗增加量降低,本文假设取50 g/(kW·h)左右,发电利用小时与存量煤电机组保持一致,当前煤价取900元/t。

综上,计算得出经过调峰改造后的煤电机组度电成本为0.331元/(kW·h),相较于额定负荷下新建煤电机组的度电成本0.325元/(kW·h),可得出对现

有机组进行调峰改造后的度电成本仅增加 0.6 分/(kW·h),同时考虑煤电调峰的碳减排收益(按 60~70 元/t CO₂ 计),取煤电 CO₂ 排放系数为 0.827 kg/(kW·h),则煤电完成 70% 调峰深度的碳减排收益为 0.05 元/(kW·h)。这表明与该区域内新建调节性电源的度电成本相比,对现有煤电机组实施灵活性“应改尽改”和新建煤电机组配套灵活性应用对该区域电力系统调节能力的经济性优化有重要意义。

煤电灵活性改造的碳减排效果能否抵消新增装机的碳排放增量,取决于新增装机规模、可再生能源年均增速、配套碳市场或强制退役政策等因素。长期来看,煤电灵活性改造促进可再生能源替代,将实现净碳减排。考虑目前气电规划、建设进展和度电成本等因素,气电受天然气气源、气价和发电利用小时等影响,未来发展的不确定性较大,故优化变量不纳入气电。

2.1.3 场景调峰盈亏和经济性分析

根据表 1 中 2025 年的电力缺口和不同场景下各调节性电源的装机比例分配,可计算得出为满足电力需求增长所需新增的新型储能装机容量(以填补电力缺口),具体结果如图 4 所示。

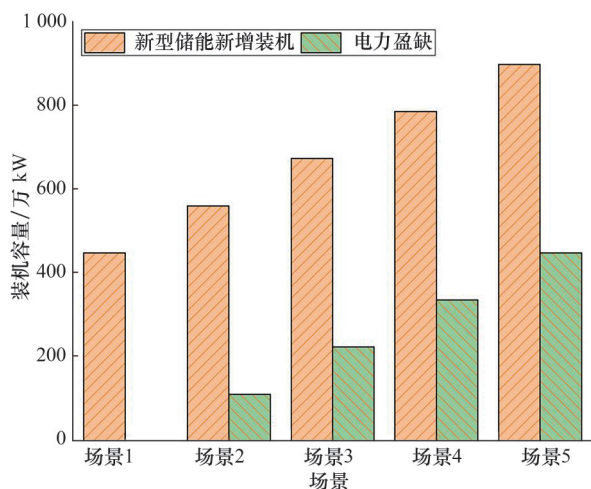


图 4 2025 年新增调节性电源装机分布

Figure 4 Distribution of new regulatory power installations in 2025

根据发电利用小时和表 1 内的新增装机补偿电力供应比例,可计算得 2025 年 5 个场景下新增装机的调峰能力增加量、调峰盈亏和新增装机总发电成本,具体结果如图 5 所示。

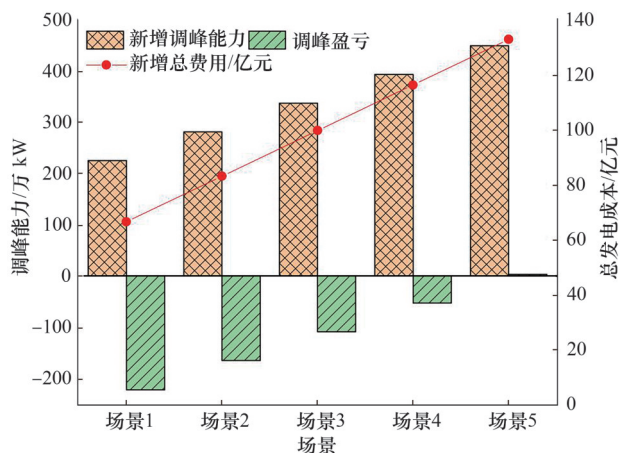


图 5 2025 年新增调节性电源调峰能力和总费用

Figure 5 The peak load capacity and total cost of regulatory power supply will be added in 2025

由图 4 和图 5 可知,当用新型储能来满足电力缺口,并在一定范围内持续增加新型储能的装机容量时,电力盈余逐渐增加;随着储能装机的增加,调峰能力增加,调峰缺口缩小,但同时新增装机的总发电成本增加。

同理,根据 2030 年的电力缺口和表 2 的电源比例分配,计算 2030 年为满足电力供应所需新增电源装机的出力、调峰能力增量和的总发电成本,具体结果如图 6 和图 7 所示。

由图 6 和图 7 可知,满足保供条件的 5 个场景在补偿调峰缺口后还存在一定的调峰盈余,此时可通过各电源的实际出力系数进行调整。5 个场景均无

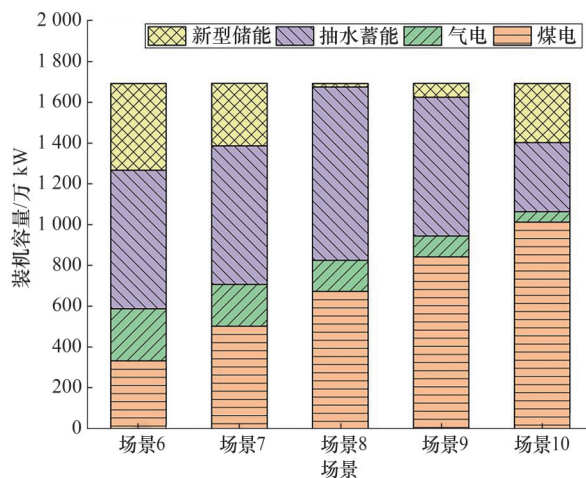


图 6 2030 年新增调节性电源出力分布

Figure 6 Output distribution of new regulatory power supplies in 2030

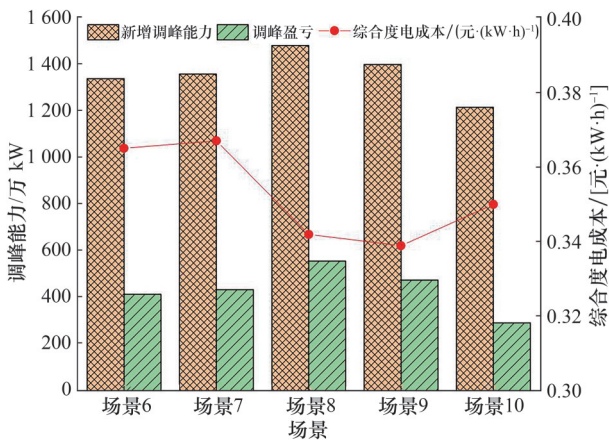


图7 2030年新增调节性电源调峰能力和综合度电成本
Figure 7 Peak load capacity and composite cost per kW·h of new regulatory power supply in 2030

电力缺口,其中场景4经济性最好,故可得当煤电新增装机在872~1 047万kW、抽水蓄能控制在338~677万kW、新型储能新增装机为135~575万kW时,整个系统补偿电力缺口后新增装机的综合度电成本会出现最低值,当超出这一范围时,综合度电成本再次升高。

同理根据2035年的电力缺口和表3的电源比例分配,计算2035年为满足电力供应所需增加的新增电源装机的出力、新增调峰能力和新增装机的总发电成本,具体结果如图8和图9所示。

由图8和图9可知,由于分析均以2022年为基准年,因此补偿电力缺口的煤电需在2030年前建设

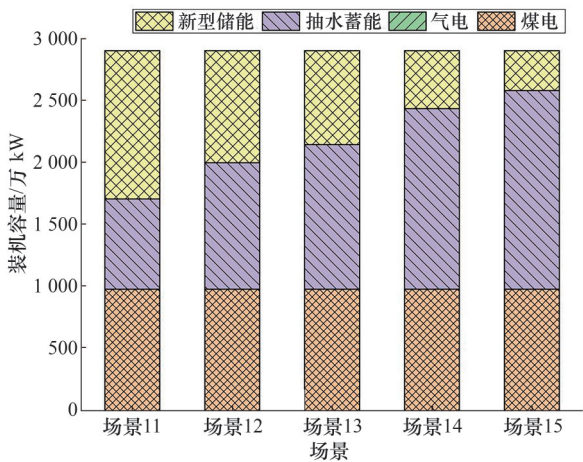


图8 2035年新增调节性电源出力分布
Figure 8 Output distribution of new regulatory power supplies in 2035

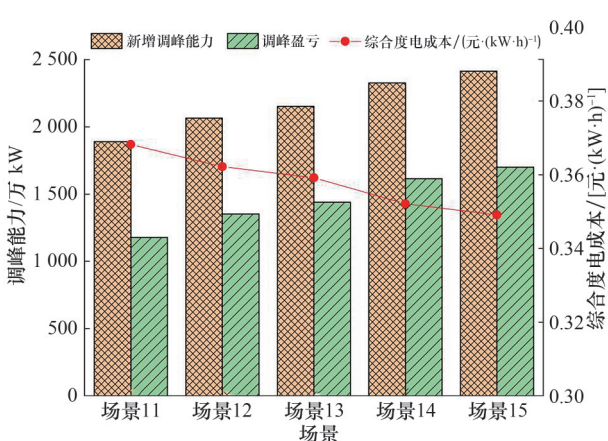


图9 2035年新增调节性电源调峰能力和综合度电成本
Figure 9 Peak load capacity and composite cost per kW·h of new regulatory power supply in 2035

完成,当保持煤电装机不变、增加抽水蓄能的同时,降低新型储能的装机,新增装机带来的新增调峰能力增加,调峰盈余更大,系统的综合度电成本逐渐降低,抽水蓄能的经济性优于新型储能,且对调峰的影响比新型储能显著。

综上,在满足电力平衡的场景下,全省的调峰能力会出现较大盈余,且存在一个最佳的电源装机组合,使补偿电力缺口的新增装机发电经济性最好;抽水蓄能的经济性优于新型储能;在考虑经济性的情况下,煤电和抽水蓄能的平准化度电成本远低于新型储能和气电。

2.2 基于全社会成本最低的调峰装机优化

根据各水平年的电力缺口和式(8)~(15),针对2025年、2030年和2035年3个关键年份,对电力系统装机成本进行成本最小值优化,得到的初步优化结果如表4所示。

上述3个关键水平年的初步优化结果均基于基

表4 基于成本的各类新增装机组合和成本初步优化结果
Table 4 Preliminary optimization results of various types of newly installed installations and costs based on cost

装机	2025年	2030年	2035年
煤电/万kW	—	1 050	1 000
抽水蓄能/万kW	—	380	1 920
新型储能/万kW	898	587	20
总成本/亿元	66.4	162.4	225.7
综合度电成本/ [元·(kW·h) ⁻¹]	0.361	0.345	0.341

准年份(2022年)所得,总成本为满足电力缺口后的新增装机发电成本,当有新增煤电装机时,需要加上存量煤电机组的发电成本。由表4可知,2025年的电力缺口在优化过程中全部由新型储能进行补偿,当全部由新型储能进行补偿时,新增发电总成本为66.4亿元,综合度电成本为0.361元/(kW·h),而实际新型储能装机容量短期内不会大幅增加,因此2025年的电力缺口主要通过减少备用容量和增加少量新型储能装机来进行同步补偿,考虑到目前的建设进展,建议新增新型储能300万kW。

至2030年,在该区域新增煤电装机(较基准场景)不超过1070万kW的约束下(主要依据省级和国家规划制定),基于电力需求缺口,得到基于新增装机综合度电成本最低的初步电源装机组合为:煤电新增1050万kW,抽水蓄能新增380万kW,新型储能新增587万kW,新增装机总发电成本为162.4亿元,综合度电成本为0.345元/(kW·h),结合2025年的结果,建议2025—2030年新增新型储能300万kW,到2030年累计新增600万kW左右;同期新增抽水蓄能380万kW。

至2035年,电力缺口增至一定的量级,同样限制该区域煤电装机不超过1070万kW,得到的综合度电成本最低初步优化装机组合为:新增煤电1000万kW,抽水蓄能新增1920万kW和新型储能新增20万kW,新增装机的发电总成本为225.7亿元,综合度电成本为0.341元/(kW·h)。从这一结果可以看出,抽水蓄能大规模投产前需要新型储能发挥削峰填谷作用,当抽水蓄能增加到一定规模时,新型储能的等量替代作用减弱,因此2035年将保留已投产的新型储能装机,同时结合已有新型储能装机的等量替代作用,建议2035年相比于基准年的抽水蓄能新增规模调整为1630万kW左右,据此核减2030年的新增容量,建议2030—2035年新增抽水蓄能1250万kW,2030年前建议新增煤电1050万kW。

综上,上述3个年份的基准年份均为2022年,结合3个关键年份数据,立足该区域实际情况,得到不同阶段的最优参考装机组合为:2030年前新增煤电装机容量为1050万kW左右;取2030年新增抽水蓄能380万kW,2030—2035年新增抽水蓄能装机1250万kW左右。

新型储能的配置方案为:2025年以前优先发展新型储能,鉴于建设周期较短,建议再新建300万kW

左右的新型储能,剩余电力缺口由减少备用容量来满足;2025—2030年继续新增新型储能300万kW左右,各关键水平年下各类电源新增装机的累计结果如图10所示。

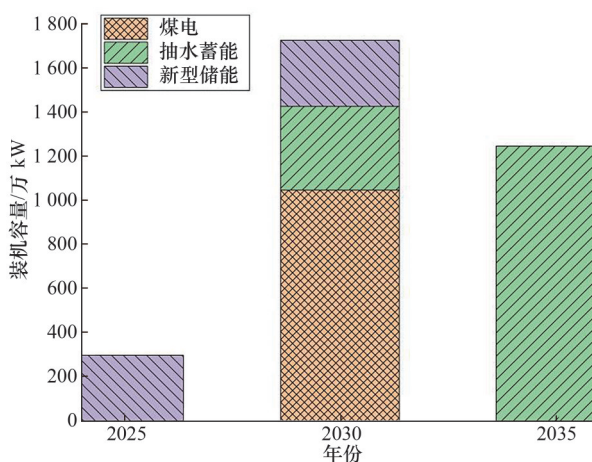


图10 关键年份的新增装机累计图

Figure 10 Cumulative installed capacity in key years

根据表4中的新增装机,可计算得出符合该区域实际情况的存量煤电和优化新增装机组合的综合度电成本为0.362元/(kW·h),这一数值在不考虑降碳成本的情况下远低于其他电源的综合度电成本。

2.3 基于充裕性验证各类装机合理性

为验证最终优化后的各水平年电源装机组合合理性,将图10新增的各电源装机加入基准场景后进行弃电量测算,可得2025年、2030年和2035年的充裕性(弃电率)分别为4.69%、4.32%和1.98%,三个年份的优化装机均满足弃电率低于10%的要求,因此优化结果合理。

3 结论

1)该区域调峰装机优化呈现分阶段特性,以2030年抽水蓄能实现规模化投产为界,抽水蓄能未规模化投产前,新型储能可等量替代部分抽水蓄能容量以保供和削峰填谷,抽水蓄能规模化投产后,新型储能的替代作用减弱。

2)2030年前,为保证能源供应安全性和经济性最优,在已有煤电机组调峰系数为0.7的前提下,以2022年装机水平为基准仍需新增1050万kW的煤电装机,380万kW的抽水蓄能、600万kW的新型储能装机。在2030年前,该区域需大力推进煤电机组

的灵活性改造,对存量机组实行“应改尽改”,对新增煤电机组进行灵活性建设,以增加煤电的调峰能力。同时,由于压缩空气储能的环境友好属性优于电化学储能,因此未来建议进一步加大压缩空气储能建设力度。

3)2035年,由于抽水蓄能建设受规划限制,为满足电力供应需求和经济性要求等,基于基准年需新增抽水蓄能装机1 630万kW左右,新型储能装机维持2030年水平。

4)优化后的煤电、抽水蓄能装机和新型储能装机既能满足电力缺口,又能使弃电率低于10%,同时,符合该区域和国家2030年实现电力行业 and 全领域碳达峰的发展战略目标,2030年后不再新增煤电装机,也有利于2060年实现碳中和目标,故可认为优化后的结果合理。

参考文献:

- [1] 张智刚,康重庆. 碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(8): 2806–2819.
ZHANG Zhigang, KANG Chongqing. Challenges and prospects for constructing the new-type power system towards a carbon neutrality future[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8): 2806–2819.
- [2] 徐三敏,张云飞,赵添辰,等. “双碳”目标下新型电力系统发展综述[J]. 水电与抽水蓄能, 2022, 8(6): 21–25.
XU Sanmin, ZHANG Yunfei, ZHAO Tianchen, et al. Overview of new-type power system development under the background of carbon peaking and carbon neutrality[J]. Hydropower and Pumped Storage, 2022, 8(6): 21–25.
- [3] 王江元,李驰,梁昌波,等. 新型电力系统多目标随机优化调度模型和算法[J]. 电网与清洁能源, 2025, 41(3): 1–9.
WANG Jiangyuan, LI Chi, LIANG Changbo, et al. A multi-objective stochastic optimal dispatching model and algorithm for novel power systems[J]. Power System and Clean Energy, 2025, 41(3): 1–9.
- [4] 黎博,陈民铀,钟海旺,等. 高比例可再生能源新型电力系统长期规划综述[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(2): 555–581.
LI Bo, CHEN Minyou, ZHONG Haiwang, et al. A review of long-term planning of new power systems with large share of renewable energy[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(2): 555–581.
- [5] 许竞,赵铁军,高小刚,等. 高比例新能源电力系统调节资源灵活性不足风险分析[J]. 中国电力, 2024, 57(11): 129–138.
XU Jing, ZHAO Tiejun, GAO Xiaogang, et al. Risk analysis of insufficient flexibility from regulation resources in high proportion renewable energy power systems[J]. Electric Power, 2024, 57(11): 129–138.
- [6] 王玲玲,刘恋,张镭,等. 电力系统灵活调节服务与市场机制研究综述[J]. 电网技术, 2022, 46(2): 442–452.
WANG Lingling, LIU Lian, ZHANG Ke, et al. Analysis of power system flexibility regulation adequacy based on mathematical morphology[J]. Power System Technology, 2022, 46(2): 442–452.
- [7] 肖先勇,郑子萱. “双碳”目标下新能源为主体的新型电力系统: 贡献、关键技术与挑战[J]. 工程科学与技术, 2022, 54(1): 47–59.
XIAO Xianyong, ZHENG Zixuan. New power systems dominated by renewable energy towards the goal of emission peak & carbon neutrality: Contribution, key techniques, and challenges[J]. Advanced Engineering Sciences, 2022, 54(1): 47–59.
- [8] 邱敏,周颖,赵伟博,等. 基于特征构建的区域电力负荷增长归因及量化分析方法[J]. 中国电力, 2024, 57(8): 190–205.
QIU Min, ZHOU Ying, ZHAO Weibo, et al. Attribution and quantitative analysis method for regional power load growth based on feature construction[J]. Electric Power, 2024, 57(8): 190–205.
- [9] 张雷,刘琦,赵晓丽,等. 电力需求增长和负荷灵活性提升视角下的风光资源密集地区可再生能源消纳研究[J]. 全球能源互联网, 2024, 7(4): 454–462.
ZHANG Lei, LIU Qi, ZHAO Xiaoli, et al. Research on renewable energy penetration in wind and solar resource-intensive areas from the perspective of power demand growth and load flexibility enhancement[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2024, 7(4): 454–462.
- [10] 孙晓强,贺元康,丁涛,等. 适应高比例新能源的跨省中长期电量弹性交易机制与实践[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(7): 2472–2486.
SUN Xiaoqiang, HE Yuankang, DING Tao, et al. An elastic mechanism and its practice for inter-provincial mid- and long-term electricity transactions in the context of high renewable energy integration[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(7): 2472–2486.
- [11] 王文飞,卢伟国,支刚,等. 新型电力系统中长期电力需求趋势研究[J]. 云南电力技术, 2024, 52(6): 2–5+9.
WANG Wenfei, LU Weiguo, ZHI Gang, et al. Research on medium-and long-term power demand trend of new-type power system[J]. Yunnan Electric Power, 2024, 52(6): 2–5+9.
- [12] 戎士洋,于腾凯,程伦,等. 电网新能源消纳及并网安全分析[J]. 河北电力技术, 2022, 41(6): 1–4.
RONG Shiyang, YU Teng kai, CHENG Lun, et al. Analysis of new energy consumption and grid connection security on regional power grid[J]. Hebei Electric Power, 2022, 41(6): 1–4.
- [13] 毛志宇,李晨,李培强,等. 提升新能源消纳的多类型储能复合控制与经济性分析[J]. 电力自动化设备, 2025, 45(1): 115–122+130.
MAO Zhiyu, LI Chen, LI Peiqiang, et al. Composite control and economic analysis of multi-type energy storage for improving accommodation of renewable energy[J]. Electric Power Automation Equipment, 2025, 45(1): 115–122+130.
- [14] 陈国平,李明节,许涛,等. 关于新能源发展的技术瓶颈研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(1): 20–27.
CHEN Guoping, LI Mingjie, XU Tao, et al. Study on technical

- bottleneck of new energy development[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1): 20–27.
- [15] 李亮,何彦锋,罗智锋,等. 新型能源体系下四川省电源发展策略及路径探讨[J/OL]. 水力发电, 1–5[2025–03–24]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.1845.TV.20250116.1033.002.html>.
LI Liang, HE Yanfeng, LUO Zhifeng, et al. Development strategy and path of power sources in sichuan province under new energy system[J/OL]. Water Power, 1–5[2025–03–24]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.1845.TV.20250116.1033.002.html>.
- [16] 闫群民,任效煜,宋潇,等. 考虑源荷不确定性的电力系统灵活调度策略[J]. 电力工程技术, 2025, 44(2): 172–184.
YAN Qunmin, REN Xiaoyu, SONG Xiao, et al. Flexible scheduling strategy for power systems considering source-load uncertainty[J]. Electric Power Engineering Technology, 2025, 44(2): 172–184.
- [17] 章枫,樊恒建,邓晖,等. 基于数学形态学的电力系统灵活调节能力充裕度分析[J]. 中国电力, 2025, 58(3): 43–54.
ZHANG Feng, FAN Hengjian, DENG Hui, et al. Analysis of power system flexibility regulation adequacy based on mathematical morphology[J]. Electric Power, 2025, 58(3): 43–54.
- [18] 于硕. 基于多类型储能协同的新型电力系统调节能力建设[J]. 电工技术, 2023(7): 7–9.
YU Shuo. Construction of new power system regulation capacity based on multi-type energy storage collaboration[J]. Electric Engineering, 2023(7): 7–9.
- [19] 付星肖,肖星辉,林艳,等. 新型电力系统灵活性资源配置策略研究[J]. 石河子科技, 2025(1): 21–22.
- [20] 罗仁杰,鞠家鑫,李知艺. 基于混合数学形态学的电力系统灵活性需求分解与运行优化[J/OL]. 电力系统自动化, 1–14 [2025–03–06]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1180.tp.20250227.2100.002.html>.
LUO Renjie, JU Jiaxin, LI Zhiyi. Flexibility demand decomposition and operation optimization of power system based on hybrid mathematical morphology[J/OL]. Automation of Electric Power Systems, 1–14[2025–03–06]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1180.tp.20250227.2100.002.html>.
- [21] 冯松杰,魏韡. 考虑新能源消纳和电力保供的电力系统多时间尺度平衡方法[J]. 电力系统自动化, 2025, 49(4): 128–140.
FENG Songjie, WEI Wei. Multi-timescale balancing method for power systems considering renewable energy accommodation and power supply support[J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(4): 128–140.
- [22] 彭穗,龚贤夫,刘新苗,等. 计及直流调节能力的含风电电力系统储能优化配置[J]. 中国电力, 2022, 55(1): 37–45.
PENG Sui, GONG Xianfu, LIU Xinmiao, et al. Optimized energy storage configuration of wind power integrated power system considering dc regulation capacity[J]. Electric Power, 2022, 55(1): 37–45.
- [23] CONVERSE A O. Seasonal energy storage in a renewable energy system[J]. Proceedings of the IEEE, 2012, 100(2): 401–409.
- [24] SALMAN U T, SHAFIQ S, AL-LSMAIL F S, et al. A review of improvements in power system flexibility: Implementation, operation and economics[J]. Electronics, 2022, 11(4): 581.
- [25] 闫庆友,魏琪峰,秦光宇. 基于平准化电力成本模型的屋顶式并网光伏经济性实证研究[J]. 科技和产业, 2021, 21(10): 73–79.
YAN Qingyou, WEI Qifeng, QIN Guangyu. Empirical research on economy of roof-mounted PV power grid connected based on LCOE model[J]. Science Technology and Industry, 2021, 21(10): 73–79.
- [26] 杨云霞,牛海峰,李永迎,等. 平准化度电成本是不同发电技术经济性评价的通用参数[J]. 能源研究与利用, 2021(5): 42–47.
- [27] 滕孟杰,陈晨,赵宇鸿,等. 不确定风电接入下计及煤电机组深调和储能的电力系统分布鲁棒优化日前调度方法[J]. 电网技术, 2024, 48(8): 3122–3132.
TENG Mengjie, CHEN Chen, ZHAO Yuhong, et al. Distribution robust optimal day-ahead dispatch method for power systems with uncertain wind power access considering deep peak regulation of coal-fired units and energy storage[J]. Power System Technology, 2024, 48(8): 3122–3132.



第一作者简介:张毅(1996—),女,工程师,主要从事能源和双碳规划等方面的研究, yzhang4023@ceec.net.cn;



李学军(1971—),男,教授级高级工程师,主要从事能源和电力规划等方面的研究, 2224898102@qq.com;



余虎(1980—),男,教授级高级工程师,主要从事能源和电力规划等方面的研究, hyu4314@ceec.net.cn;



程远林(1982—),男,高级工程师,主要从事能源和双碳规划等方面的研究, ylcheng1674@ceec.net.cn;



通信作者简介:吴迪(1993—),男,高级分析师,主要从事电力发展规划、能源政策、气候变化与能源转型等方面的研究, dwu@ccetp.cn;



汪若宇(1992—),女,分析师,主要从事能源与环境政策、电力交易与碳核算等方面的研究, rwang@ccetp.cn。

(编辑 林正根)