

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2024.03.018

基于风电场景概率的电热混合储能优化配置

李家珏¹, 刘子祎², 白伊琳³, 张潇桐¹, 李平¹, 宋政湘³

(1. 国网辽宁省电力有限公司电力科学研究院, 辽宁 沈阳 110006; 2. 国网国际发展有限公司, 北京 100031; 3. 西安交通大学(电工材料电气绝缘全国重点实验室), 陕西 西安 710049)

摘要:为有效提高风电入网的经济性和可行性,文中提出一种考虑风电典型场景概率的电热混合储能优化配置方案。首先通过场景分析,利用K-means聚类法将大量风机历史出力数据简化为6个典型出力场景,确定各场景发生的概率,其中聚类数目由肘部曲线法和Dunn指数法综合确定;其次提出电热混合储能系统控制策略,建立适用于多场景的风储联合系统模型;最后,以经济性成本最低与弃风量最小为目标,建立包含电、热负荷综合响应的容量配置优化模型,并将场景概率以权值的形式加入到目标函数中,采用粒子群算法求解模型。通过仿真分析和与其他储能配置场景对比,发现所提配置策略能够提高风电利用率约16.12%,同时减少系统综合成本约43.76%,验证了所提策略的合理性和有效性。

关键词:混合储能;容量配置;粒子群优化算法;K-means聚类;风电不确定性量化;电热综合能源系统

中图分类号:TM614

文献标志码:A

文章编号:2096-3203(2024)03-0172-11

0 引言

风能是重要的可再生能源,具有清洁、资源丰富、可利用小时数高等优点^[1-3]。2022年,我国风电装机容量达到3.7亿千瓦,同比增长11.2%^[4]。然而,风能受气压、温度、地理环境等因素影响,具有较强的随机性,预测难度高,不利于电网调度,导致弃风现象严重,制约了风电规模化应用的发展^[5]。

为促进风电大规模消纳,许多风电机组配备了储能设备,以提高风力发电厂的经济效益^[6-11]。电化学储能(electrochemical energy storage, EES)技术发展较早,投资成本较低,具有灵活的充/放电特性,在风电功率响应和时移上有明显优势^[12]。近年来,随着我国“煤改气”“煤改电”政策的推进,可再生能源进行电制热正成为主要发展趋势。利用热力与电力系统间的耦合性,建立电热综合能源系统,可以大幅提高系统的调度灵活性。在EES的基础上,为电热综合系统配备热储能(heat storage, HS)装置,可以增强整个系统的可调可控性^[13]。文献[14]为综合能源系统配置电热混合储能,能够有效提高园区经济效益,降低输电成本。

配置合理的储能容量是保证风储联合系统经济性和稳定性的前提,此过程须充分考虑风电机组

的发电能力^[15]。传统容量配置算法往往采用某一典型日的风电出力作为全体风电参考功率,忽略了其随机变化的特性,导致储能容量过于保守或不足^[16]。文献[17]基于3种固定场景,计算电热混合储能容量最优配置,但未考虑风电不确定性对配置结果的影响。为了提高储能和风力发电收益,需要充分考虑各种风况下的风电出力变化情况,研究其不确定性量化分析方法。文献[18]对新能源出力历史数据进行聚类分析,生成典型场景集,应用于含大规模新能源并网的电力系统规划。

综上,目前针对新能源并网带来的随机性问题已有大量研究分析,但针对电热混合储能领域中风电不确定性的考虑依然不足,因此文中提出一种基于风电场景概率的电热混合储能容量配置优化模型。首先,提出容量配置策略的整体逻辑框架;其次,提出风电不确定性量化的具体方式;再次,进行电热混合储能建模和控制策略研究,提出容量优化配置模型;最后,进行算例分析,验证所提策略的合理性和有效性。

1 容量配置策略的整体逻辑框架

文中所提容量配置策略的整体逻辑框架如图1所示。首先,利用K-means法对历史风电数据进行聚类,并创新性地结合了肘部曲线法^[19]和Dunn指数法^[20]进行最优聚类数的确定,得到风机出力典型场景;其次,基于风机、电热负荷和电热储能特性建立风储系统微网模型,并提出混合储能的削峰填谷控制策略,以年均经济成本期望值最小为目标建立

收稿日期:2023-12-17;修回日期:2024-02-03

基金项目:新疆维吾尔自治区重点研发计划资助项目“大规模混合储能系统优化配置、协调控制与安全管理技术研究”(2022B01019-2);辽宁省“兴辽英才计划”青年拔尖人才项目(XLYC2007100)

包含风电场景概率、储能建设/运维成本、系统运行成本以及弃风惩罚成本的随机规划模型;最后,利用粒子群算法对配置模型进行求解,分析配置结果和风机出力场景的关系。

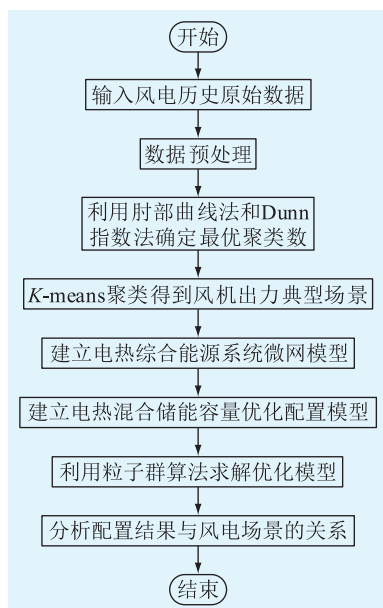


图1 容量配置策略的逻辑框架

Fig.1 Logical framework of capacity configuration policy

2 风电不确定性量化

场景聚类法能把难以构建物理或数学模型的不确定量解析为多个固定典型场景,不仅能简化随机性问题处理过程,而且能直观反映不确定量的概率特点。因此,文中采用场景聚类法描述风电的不确定性^[21]。

风电出力的场景聚类通过分析风机历史出力曲线,利用少量的典型场景代表风机出力的概率模型,实现不确定问题向确定性问题的转化,降低计算复杂度。文献[22]提出对全年风电出力数据进行聚类分析,分析各随机场景下的储能配置需求。文献[23]利用一种改进的 K -means 聚类法得到初步场景集,再利用同步回代消除算法对场景集进行缩减,提高计算效率。

通常,场景聚类须先对原始数据进行预处理,再确定其聚类方法,得到聚类中心的数目,最后进行聚类并进行结果分析,确定各聚类中心所对应的样本数量。

2.1 数据预处理

文中采用的风电数据来源于法国能源公司 ENGIE,该公司公开了其位于默兹省的 La Haute Borne 风电场中 4 台风电机组的历史数据,机组的额定容量为 2 050 kW,数据时间间隔为 10 min^[24]。

文中选取其中 1 台风机为研究对象,收集了该风机自 2013 年至 2016 年,共 1 461 d 的历史出力数据,图 2 为其中 3 d 的风电功率实测值。

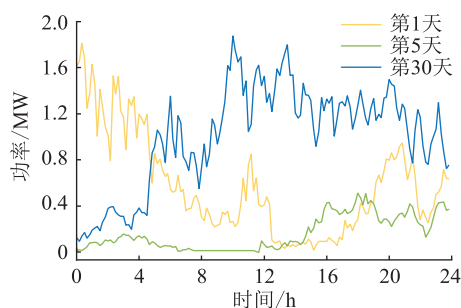


图2 风电机组历史出力数据

Fig.2 Historical output data of wind turbine

该数据库存在数据缺失,因此文中先对风机数据进行预处理,删除数据缺失较为严重的日期,并对数据缺失问题较小的日期进行数据填补,共得到 1 099 d 的风机出力数据。

2.2 K -means 聚类法

K -means 法是目前应用最广泛的聚类算法之一,其原理简单、容易实现且高效^[25]。文中利用 K -means 法进行风电出力的场景聚类,步骤如下:

(1) 确定聚类数 K_0 ,并随机选取 K_0 个样本作为初始聚类中心,每个聚类中心代表一个簇;

(2) 计算并比较每个样本与各聚类中心的欧式距离,其中距离最近的聚类中心即为该样本所属的簇;

(3) 对所有在同一簇里的样本坐标取均值,作为该簇新的聚类中心坐标;

(4) 重复步骤(2)和步骤(3),直到所有的簇内样本不再变化。

2.3 确定聚类数目

理论上,场景数量越多,聚类得到的典型场景越能代表风电变化特性,后续研究的准确性越高,但场景数量过多会大大增加计算时间和迭代次数,因此须确定一个合适的场景聚类数 K_0 。肘部曲线法是最常见的 K -means 聚类数目确立方式之一,利用簇内误差平方和曲线中的拐点确定 K_0 ^[19]。但随着样本数量的增加和随机性的增大,肘部法的曲线会趋于平滑,拐点难以确认。Dunn 指数法^[20]通过计算不同聚类数目下的 Dunn 指数进行聚类数评估,指数越大则聚类效果越好。因此文中结合肘部聚类法和 Dunn 指数法,综合评估不同 K 值下的聚类有效性。

取不同的 K 值,对风电出力数据进行 K -means 聚类划分,利用肘部曲线法和 Dunn 指数法绘出不

同 K 值下的聚类偏差,如图 3 所示。

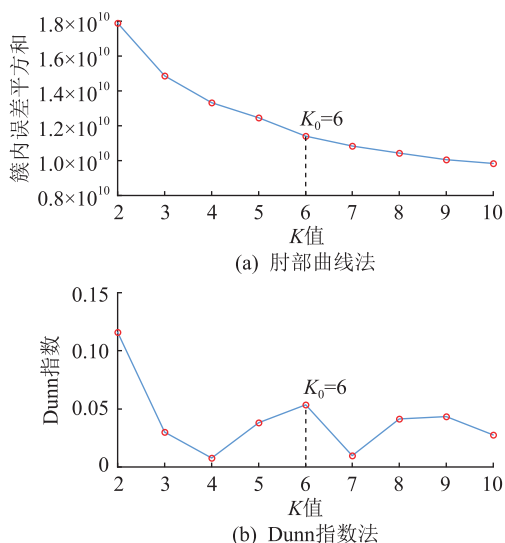


图 3 不同 K 值下的聚类偏差

Fig.3 Clustering deviations under different K values

风机出力随机性较大,故图 3(a)中拐点较难确认,但 K 处于 3~6 时,曲线呈现下降趋势, $K > 7$ 后曲线近似为水平线,因此初步认为最佳分类数为 3~6。图 3(b)中, $K=2$ 时 Dunn 值最大, $K=6$ 时次之。综合 2 种方法的评估结果,文中选取最佳聚类数 K_0 为 6。

2.4 聚类结果及分析

风机历史日出力曲线的聚类结果见图 4,括号中为各场景的样本天数,表 1 总结了各场景的特征。

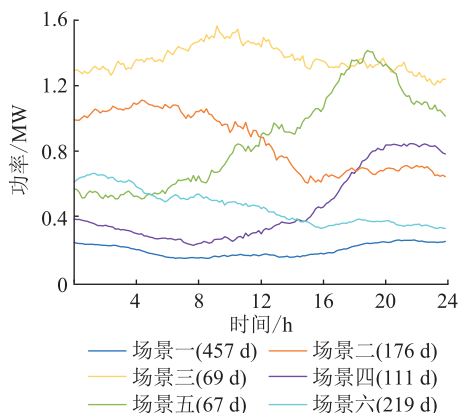


图 4 场景划分结果

Fig.4 Division results of scenarios

表 1 典型场景特征

Table 1 Characteristics of typical scenarios

场景	样本天数/d	场景特征
场景一	457	全天风机出力小于 300 kW
场景二	176	风机出力先高后低,整体高于 600 kW
场景三	69	全天风机出力大于 1 200 kW
场景四	111	风机出力先低后高,整体低于场景五出力
场景五	67	风机出力先低后高,且变化范围较大
场景六	219	风机出力先高后低,整体低于场景二出力

场景一的样本天数为 457 d,是所有场景中样本最多的类别,占样本总数(1 099 d)的近一半,此类型下风机出力小于 300 kW,代表全天风速较小的情况。场景三的样本天数仅 69 d,风机出力大于 1 200 kW,代表全天风速较大的情况。场景六、场景四、场景二和场景五的全天风机总发电量依次增大,而样本天数依次递减,其中场景六和场景二代表前白日风机出力较大而后半日出力较小的情况,场景四和场景五代表前白日风机出力较小而后半日出力较大的情况。

3 电热混合储能建模和控制策略

图 5 为风储联合系统的整体架构和能量流动示意。其中电能来源包括电网和风机,储能装置包括蓄电池和储热罐,负荷包括电负荷和热负荷,电锅炉负责电能到热能的转化过程。热储能的成本相较于蓄电池低很多,因此采用电热混合储能可以增大系统灵活性,降低成本,但热储能的加入改变了系统能流渠道,使得调度和容量配置方式更加复杂。

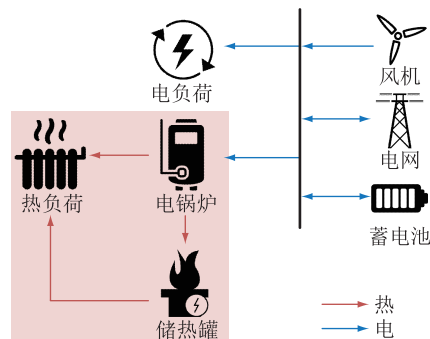


图 5 风储联合系统架构

Fig.5 Architecture of wind-storage combined system

3.1 设备模型

3.1.1 电储能模型

对电储能模型进行线性处理,同时考虑电池的充放电效率^[26]。充电时:

$$S_{OC_bat}(t) = S_{OC_bat}(t-1) + \eta_{bat} P_{BAT}(t-1) \frac{\Delta t}{W_{bat}} \quad (1)$$

放电时:

$$S_{OC_bat}(t) = S_{OC_bat}(t-1) + \frac{P_{BAT}(t-1)}{\eta_{bat}} \times \frac{\Delta t}{W_{bat}} \quad (2)$$

式中: $S_{OC_bat}(t)$ 为 t 时刻的电池荷电状态; $P_{BAT}(t-1)$ 为 $t-1$ 时刻电池的输出功率; η_{bat} 为电池的充/放电效率; W_{bat} 为电池容量; Δt 为采样时间间隔。

3.1.2 热储能模型

热储能模型采用储热罐,进热时:

$$S_{OC_HS}(t) = (1 - \tau)S_{OC_HS}(t-1) + \eta_{HS}Q_{HSI}(t-1) \frac{\Delta t}{W_{HS}} \quad (3)$$

放热时:

$$S_{OC_HS}(t) = (1 - \tau)S_{OC_HS}(t-1) - \frac{Q_{HSO}(t-1)}{\eta_{HS}} \times \frac{\Delta t}{W_{HS}} \quad (4)$$

式中: $S_{OC_HS}(t)$ 为 t 时刻的储热状态; τ 为储热罐的损耗率^[27]; $Q_{HSI}(t-1)$ 为 $t-1$ 时刻储热罐的输入功率; $Q_{HSO}(t-1)$ 为 $t-1$ 时刻储热罐的输出功率; η_{HS} 为储热罐的储热效率; W_{HS} 为储热罐容量。

3.1.3 电热转换设备模型

电热转换设备采用电锅炉,利用电流通过电阻时的热效应或电磁感应加热,结构简单,能量转换效率高,其数学模型为:

$$Q_{EB} = \eta_{EB}P_{EB} \quad (5)$$

式中: Q_{EB} 为电锅炉输出的热功率; P_{EB} 为电锅炉消耗的电功率; η_{EB} 为电锅炉的电热转换效率,通常在 0.9 以上,文中取 0.98^[28]。

3.2 混合储能控制策略

基于电、热储能装置的运行特性,提出风电时移的电热混合储能系统控制策略。

(1) 当风电出力能够供给电负荷和热负荷时,

由于蓄电池能够实现双向电能转换且效率更高,采用储电优先策略。盈余功率首先由蓄电池消纳,若仍有盈余,则通过电锅炉转换成热能存储在储热罐中,若仍有盈余,则风电在合适情况下并入电网。

(2) 当风电出力不能供给电负荷和热负荷时,考虑到蓄电池能够实现电能的双向转换,而储热罐只能实现电热的单向转换或直接向热负荷供热,采用优先放热策略。风电出力优先满足电负荷需求,并计算此时的电、热负荷缺额,优先由储热罐向热负荷供能,若仍有功率缺额,由蓄电池供电或转化成热供给负荷,其余功率缺额则向电网购电转换成所需能源。

图 6 为上述控制策略的逻辑框图。图中, $S_{OC_bat_min}$ 、 $S_{OC_bat_max}$ 分别为电池荷电状态的最小、最大值; $S_{OC_HS_min}$ 为储热罐储能状态的最小值。

4 容量优化配置模型

4.1 电池等效循环寿命

电池在运行过程中,温度、湿度、运行工况等因素均会影响其循环寿命和运行年限。为简化运算,主要考虑电池放电深度(depth of discharge, DoD)对电池寿命的影响,采取雨流计数法计算其等效循环寿命。采用文献[29]中锂电池放电深度值 D_{od} 与循环寿命间的对应关系,如表 2 所示,进行四阶函数拟合,得到响应曲线,如式(6)和图 7 所示。

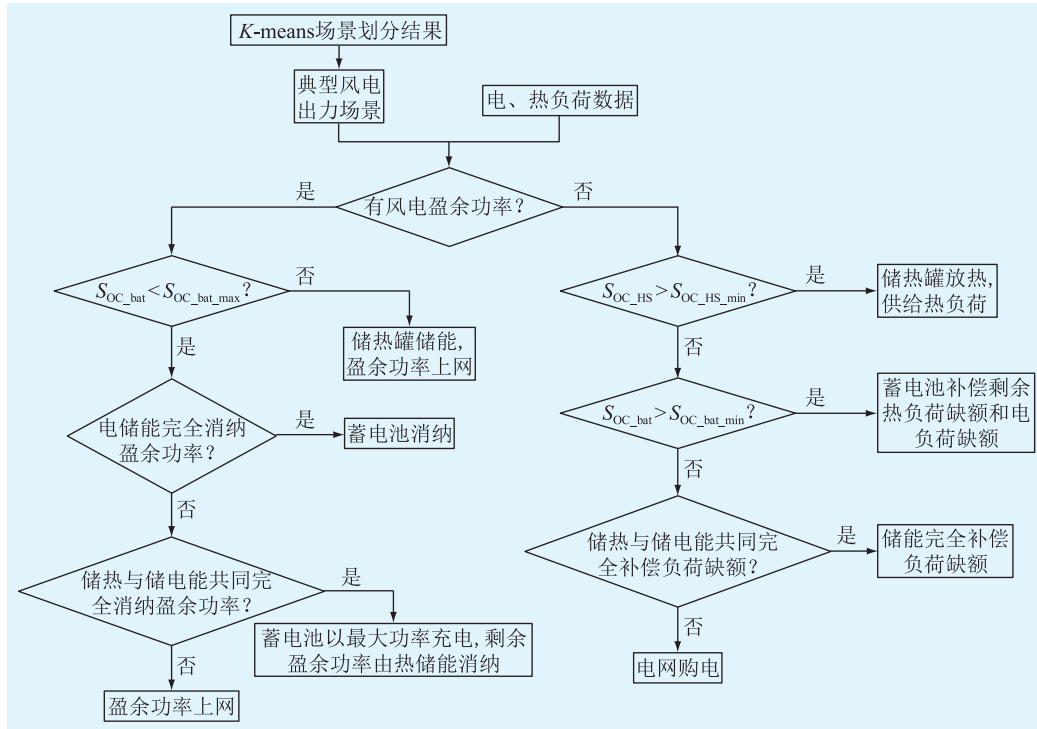


图 6 电热混合储能控制策略

Fig.6 Control strategy for electro-thermal hybrid energy storage

表2 锂电池循环寿命与 D_{od} 的关系
Table 2 Corresponding relationship between cycle-life and D_{od} of li-ion battery

$D_{od}/\%$	循环寿命/次	$D_{od}/\%$	循环寿命/次
10	25 000	60	4 167
20	12 500	70	3 571
30	8 333	80	3 125
40	6 250	90	2 778
50	5 000	100	2 500

$$N_c = -231\ 013D_{od}^4 - 611\ 873D_{od}^3 + 587\ 630D_{od}^2 - 248\ 486D_{od} + 44\ 156 \quad (6)$$

式中: N_c 为电池等效循环寿命。

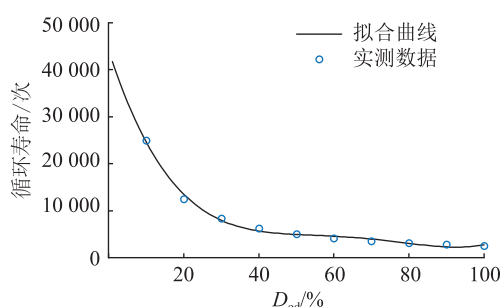


图7 循环寿命与 D_{od} 的关系曲线

Fig.7 Relation curve of cycle-life and D_{od}

定义电池等效循环系数:

$$\beta(D_{od,i}) = \frac{N_c(D_{od,1})}{N_c(D_{od,i})} \quad (7)$$

式中: $N_c(D_{od,1})$ 为放电深度为 $D_{od,1}$ 时对应的循环寿命; $N_c(D_{od,i})$ 为放电深度为 $D_{od,i}$ 时对应的循环寿命, $D_{od,i}$ 为放电次数为 i 时电池的放电深度值。

假设电池每天放电 n 次, 则每日电池等效循环总系数为:

$$\beta_d = \sum_{i=1}^n \beta(D_{od,i}) \quad (8)$$

电池的实际等效循环寿命为:

$$Q = \frac{N_c(D_{od,1})}{\beta_d} \quad (9)$$

当 $Q=1$ 时, 本批次电池组寿命耗尽。

4.2 目标函数

以风储联合系统年均经济成本最小化为目标, 建立优化模型。将聚类结果的各场景出现概率以权值的形式加入目标函数, 保证系统在各场景下均能正常运行, 同时期望运行成本最低。目标函数为:

$$f = \min \sum_{k=1}^{K_0} P_k C_k \quad (10)$$

$$C_k = C_{CP,k} + C_{OM,k} + C_{grid,k} + C_{wasted,k} + C_{expand,k} \quad (11)$$

$$P_k = \frac{n_k}{N} \quad k = 1, 2, \dots, K_0 \quad (12)$$

式中: P_k 为风电出力场景 k 的出现概率; C_k 为场景 k 下的系统总成本; $C_{CP,k}$ 为场景 k 下储能设备购置成本; $C_{OM,k}$ 为场景 k 下储能设备运行和维护成本; $C_{grid,k}$ 为场景 k 下电网交互成本; $C_{wasted,k}$ 为场景 k 下弃风惩罚成本; $C_{expand,k}$ 为场景 k 下风电和储能功率不足以支撑负荷, 而系统与电网间的传输容量不足时, 为了提高可传输功率而增设的变压器成本及其附带的电缆成本、安装成本等; n_k 为场景 k 的样本数目; N 为样本总数。

储能设备年均购置成本由电储能和热储能购置成本组成, 计算如下:

$$C_{CP,k} = 365 \frac{\beta_{d,k}}{N_c(D_{od,1})} (C_{bat_P} P_{bat,k} + C_{bat_C} E_{bat,k}) + \frac{1}{M} (C_{EB_P} P_{EB,k} + C_{HS_C} W_{HS,k}) \quad (13)$$

式中: $\beta_{d,k}$ 为场景 k 下的单日电池等效循环系数; C_{bat_P} 、 C_{bat_C} 分别为电储能单位功率、容量成本, $P_{bat,k}$ 、 $E_{bat,k}$ 分别为场景 k 下电储能的配置功率和容量; M 为热储能设备的运行年限; C_{EB_P} 、 C_{HS_C} 分别为电锅炉的单位功率成本、储热罐的单位容量成本; $P_{EB,k}$ 、 $W_{HS,k}$ 分别为场景 k 下电锅炉的配置功率、储热罐的配置容量。

运行和维护成本计算如下:

$$C_{OM,k} = \sum_{m=1}^M \frac{f_{OM,k}(m)}{(1 + 0.04)^m} \quad (14)$$

式中: $f_{OM,k}(m)$ 为场景 k 下储能设备第 m 年的运维成本。

弃风惩罚成本计算如下:

$$C_{wasted,k} = c_{wasted,k} W_{wasted,k} \quad (15)$$

式中: $c_{wasted,k}$ 为场景 k 下单位弃风成本; $W_{wasted,k}$ 为场景 k 下弃风量。

4.3 约束条件

4.3.1 功率平衡约束

(1) 电功率约束。

$$P_{WT} = P_{grid} + P_{BAT} + P_{EB} + P_{ELOAD} + P_{wasted} \quad (16)$$

式中: P_{WT} 为风电输出功率; P_{grid} 为与电网的交换功率; P_{BAT} 为蓄电池充放电功率 (充电时 $P_{BAT} > 0$, 放电时 $P_{BAT} < 0$); P_{ELOAD} 为电负荷; P_{wasted} 为弃风功率。

(2) 热功率约束。

$$Q_{QLOAD} = \begin{cases} Q_{EB} - Q_{HSI} & \text{储热罐进热} \\ Q_{EB} + Q_{HSO} & \text{储热罐放热} \end{cases} \quad (17)$$

式中: Q_{QLOAD} 为热负荷。

4.3.2 设备运行约束

(1) 荷电状态约束。

$$S_{OC_bat_min} \leq S_{OC_bat} \leq S_{OC_bat_max} \quad (18)$$

$$S_{OC_HS_min} \leq S_{OC_HS} \leq S_{OC_HS_max} \quad (19)$$

式中: $S_{OC_HS_max}$ 为储热罐储能状态的最大值。

(2) 电池充放电功率约束。

$$P_{BAT} \leq \alpha E_{BAT} / \Delta t \quad (20)$$

式中: E_{BAT} 为蓄电池容量; α 为电池充放电倍率,通常为0.5~1 C。

(3) 热电转换设备功率约束。

$$0 \leq P_{EB} \leq P_{EB_max} \quad (21)$$

式中: P_{EB_max} 为电锅炉耗电功率最大值。

(4) 电网交互功率约束。

$$-P_{gtoP_max} \leq P_{grid} \leq P_{PtoG_max} \quad (22)$$

式中: P_{gtoP_max} 、 P_{PtoG_max} 分别为风储联合系统从电网购电、售电功率的最大值。当风机出力较低,风储系统所需电网输入功率高于 P_{gtoP_max} 时,须进行变电站扩建;当风机出力较高,风储系统盈余功率高于 P_{PtoG_max} 时,多余的功率无法并网,成为弃风。

(5) 电网交互爬坡约束。

$$|P_{grid}(t) - P_{grid}(t-1)| \leq \Delta p_u \quad (23)$$

式中: Δp_u 为风储联合系统与电网交互功率的最大爬坡值。

5 算例分析

文中采用 ENGIE 公司提供的风机出力数据,假设系统内装设有 10 台额定功率为 2 050 kW 的风电机组,且每台风电机组的运行条件一致,即输出功率相同。负荷功率采用某工业园区的典型综合用电和供热需求曲线,分时电价采用北京市工商业销售电价^[30],负荷曲线和 24 h 分时电价如图 8 所示,该负荷曲线不包括电锅炉功率。

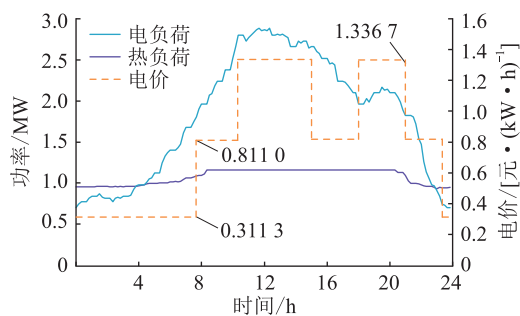


图8 24 h 分时电价和负荷功率曲线

Fig.8 24 h time-of-use tariff and load power curves

蓄电池选用锂电池,充放电倍率为 0.5 C,储能设备为储热罐,其余参数见表 3。电网入口处初始设有 1 台 S9-630/10 变压器,假设系统功率因数为

0.9,此时购电功率上限为 567 kW,当传输容量不足时,增设型号相同的变压器和相关设备,系统其他各项参数见表 4。

表3 储能设备的成本及基本参数

Table 3 Cost and basic parameters of energy storage devices

参数	储电	储热
单位容量成本/[元·(kW·h) ⁻¹]	1 000	300
单位功率成本/(元·kW ⁻¹)	500	
单位容量年运维成本/[元·(kW·h) ⁻¹]	14	10
单位功率年运维成本/(元·kW ⁻¹)	7	
SOC 下限	0.1	0.1
SOC 上限	0.9	1
充放效率	0.9	0.9

表4 风机、电锅炉以及电网交互参数

Table 4 Parameters of wind turbines, electric boilers and grid interaction

参数	数值
电锅炉单位装机成本/(元·kW ⁻¹)	400
电锅炉单位年运维成本/(元·kW ⁻¹)	10
电锅炉转换系数	0.98
储热罐损耗率	0.02
单台变压器及附加设备费用/元	150 000
购电(售电)爬坡功率上限/kW	100
弃风惩罚成本/[元·(kW·h) ⁻¹]	0.2

以蓄电池容量、储热罐容量和电锅炉功率为决策变量,采用粒子群算法进行优化求解。

5.1 容量配置结果及经济性分析

为验证文中提出的电热混合储能配置方案的优势,提出 4 种对比方案。方案一:不配置储能,仅通过电网购电和风电满足负荷需求;方案二:仅配置热储能;方案三:仅配置电储能;方案四:配置电热混合储能。

利用粒子群算法求解各方案下的系统年均建设、运行成本。粒子群算法的参数选取见表 5^[31-32],4 种方案下的配置结果和成本构成见表 6。

表5 粒子群算法参数

Table 5 Parameters of the particle swarm algorithm

参数	数值	参数	数值
粒子群规模	100	惯性权重	0.8
最大迭代次数	500	加速常数	2
粒子维度	3		

可以看出,方案四成本最小,与方案一相比成本降低 43.76%,与方案二相比成本降低 37.42%,与方案三相比成本降低 9.20%。电热混合储能也使得系统弃风率大大降低,弃风率由方案一的 22.14%降

表 6 容量优化结果

Table 6 Capacity optimization results

参数	方案一	方案二	方案三	方案四
蓄电池容量/(kW·h)	0	69 486.6	0	21 681.2
蓄电池功率/kW	0	34 743.3	0	10 840.6
储热罐容量/(kW·h)	0	0	67 694.0	72 291.2
电锅炉功率/kW	1 183.3	1 183.2	5 190.6	7 489.6
弃风率/%	22.14	12.24	7.49	6.02
增设变压器成本/万元	45	15	30	0
年均购电成本/万元	459.85	4.85	157.69	0.51
年均售电收益/万元	192.76	116.55	101.25	74.02
年均储能建设成本/万元	0	363.35	101.54	209.99
年均总经济成本/万元	659.12	592.34	408.22	370.66

注:年均总经济成本包括储能的购置、运维成本,电网购电成本与弃风惩罚成本,减去风电上网售电收益。

至 6.02%。

方案二、三、四比方案一的成本低,说明储能的配置有效实现了风电的跨时间尺度应用,减少了电网购电、售电成本,减轻系统对电网的依赖性,使总成本明显下降。方案三比方案二成本降低幅度大,说明热储能的低成本优势明显,在储能方面有很大的应用前景。方案四是总成本和弃风率最低的方案,说明电热混合储能的配合使用优于单一储能的使用,能够合理应用于电热负荷存在的场景。

5.2 不同风电场景下的功率分配结果

为验证电热混合储能容量配置策略和运行控制策略的可行性,针对方案四的电热储能配置结果,结合 6 种风电出力场景,分别进行仿真分析。因篇幅有限,场景二、四、五、六仅列出电功率分配曲线。

图 9 为场景一下系统 24 h 电、热功率分配曲线。图 9(a) 中的电负荷为图 8 中电负荷和电锅炉进行电转热所消耗的电功率之和,由风力发电和电储能承担。蓄电池功率为负表示储能系统充电,为正表示储能系统释放能量。场景一的风机出力整体偏小,0 时—4 时,系统电负荷需求较低,而风能充沛,盈余的风能储存入蓄电池;8 时—17 时,系统进入用电高峰期,蓄电池放电补偿风机出力不足的功率,维持系统的功率平衡;18 时,储能荷电状态 (state of charge, SOC) 到达下限,系统购电补偿负荷缺额;23 时—24 时,系统再次进入用电低谷,蓄电池充电。图 9(b) 中热负荷由电锅炉出力和热储能承担。储热罐功率为负表示储能系统充电,为正表示储能系统释放能量。0 时—5 时,系统电负荷需求较小,风能较为充裕,因此多余风机出力通过电锅炉转为热量,承担系统热负荷;6 时—22 时,系统电负荷增加,而风能下降,无法分配盈余功率转化为热能,因此储热罐放热以补偿不足的热功率;23 时—

24 时,系统电负荷下降而风能增加,热负荷再次完全由电锅炉出力承担。

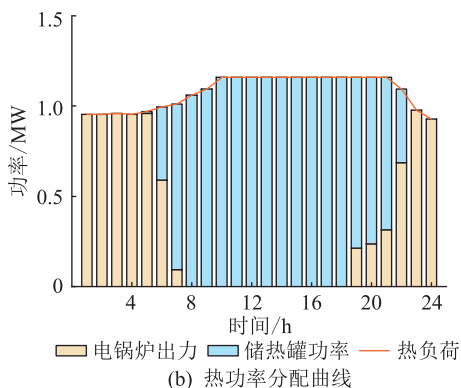
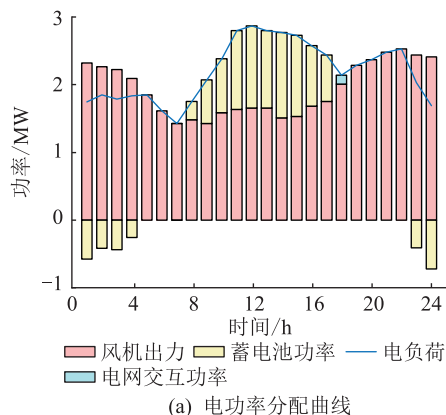


图 9 场景一的系统 24 h 功率分配情况

Fig.9 The 24 h power distribution of scenario 1

图 10 为场景一下的系统 24 h 电、热储能 SOC 变化曲线。可以看出,电储能和热储能的 SOC 变化整体比较平稳,有利于延长设备寿命。

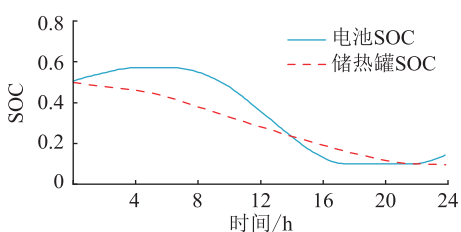


图 10 场景一储能系统 SOC 变化曲线

Fig.10 SOC curves of energy storage systems of scenario 1

场景三代表风能严重过剩的情况,由表 1 可知,场景三样本天数只有 69 d,属于极端场景。图 11、图 12 分别为场景三下风储系统的功率分配和储能 SOC 变化曲线。0 时—1 时,蓄电池和储热罐充电,基于优先储电的原则,蓄电池以最大功率充电, SOC 达到电池上限,电锅炉将剩余功率转化为热能储存在储热罐中;1 时—24 时,储热罐蓄热,由于受到电锅炉功率上限的限制,储热速度较慢,多余功率一部分销售至电网,剩余大量风能无法消耗,算作

弃风。

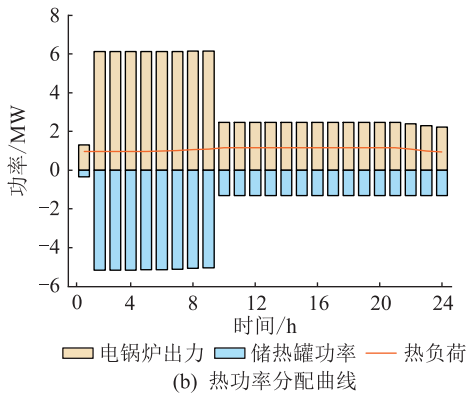
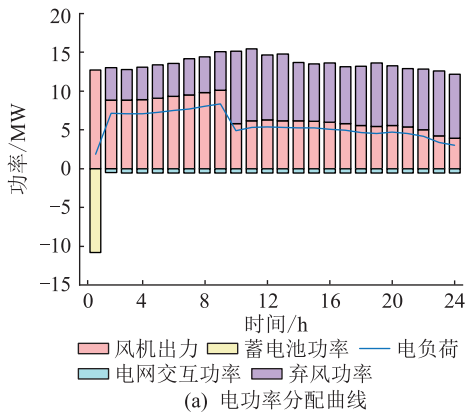


图 11 场景三的系统 24 h 功率分配情况

Fig.11 The 24 h power distribution of scenario III

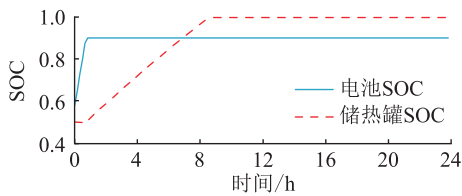


图 12 场景三储能系统 SOC 变化曲线

Fig.12 SOC curves of energy storage systems of scenario III

场景二、四、五、六的 24 h 系统运行情况见图 13—图 16。

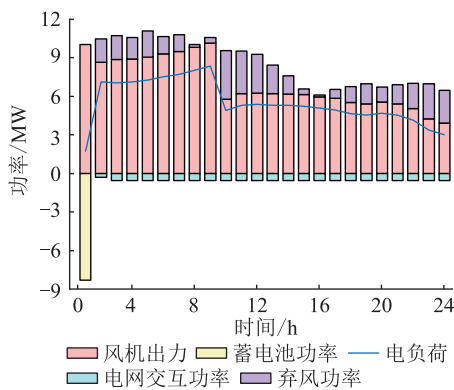


图 13 场景二的系统 24 h 电功率分配曲线

Fig.13 The 24 h electric power distribution curve of scenario II

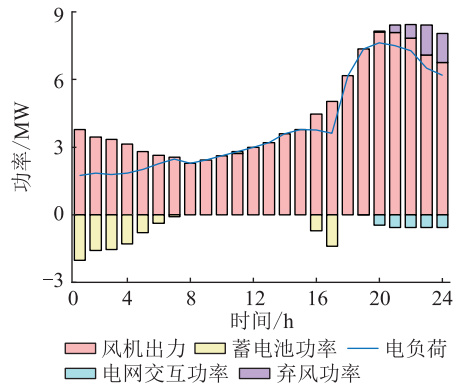


图 14 场景四的系统 24 h 电功率分配曲线

Fig.14 The 24 h electric power distribution curve of scenario IV

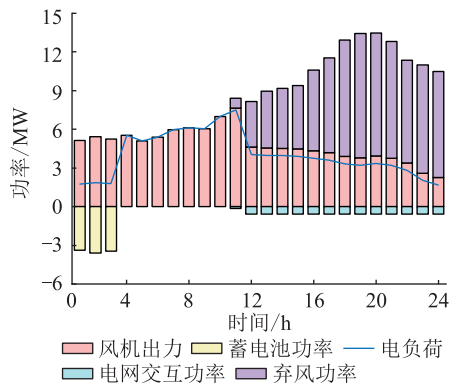


图 15 场景五的系统 24 h 电功率分配曲线

Fig.15 The 24 h electric power distribution curve of scenario V

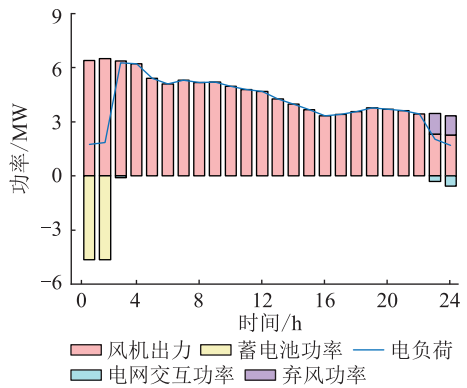


图 16 场景六的系统 24 h 电功率分配曲线

Fig.16 The 24 h electric power distribution curve of scenario VI

综上所述,文中用少量的场景数代表了风电出力可能出现的各类典型情况,保证了系统在所有情况下能够按照所提调度策略进行功率分配,保障系统内功率平衡和稳定,同时使加权综合成本最小。

6 结论

文中在风电功率不确定性制约其规模化建设的背景下,基于 K-means 算法对风电出力进行场景

划分,并提出基于储电、储热特性的调度策略,根据场景概率和所提策略进行容量配置计算。通过对6种场景进行仿真分析,发现文中方案能够合理分配各风电场景下的电网和储能功率值,可以得到以下结论:

(1) 综合肘部曲线法和Dunn指数法,确定了该风电机组出力的最优聚类数为6,并利用K-means法对风机出力进行场景划分,得到各场景的出现概率;

(2) 建立了风储联合系统模型,基于蓄电池、储热罐以及电热转换设备的运行特性,提出电热混合储能控制策略,从而实现多场景下风电功率的合理分配;

(3) 提出基于场景概率的储能配置模型,以经济成本以及弃风量最低为目标,通过粒子群算法进行求解,对4种储能配置方案进行经济性对比分析,计算得到电热混合储能方案下的总现值购置成本和弃风率最低,其中总现值购置成本比不配置储能方案低43.76%,比仅配置电储能和仅配置热储能方案成本分别低37.42%、9.20%,弃风率由不配置储能方案时的22.14%降至6.02%。

参考文献:

- [1] 李相俊,马会萌,姜倩. 新能源侧储能配置技术研究综述[J]. 中国电力,2022,55(1):13-25.
LI Xiangjun, MA Huimeng, JIANG Qian. Review of energy storage configuration technology on renewable energy side[J]. Electric Power, 2022, 55(1): 13-25.
- [2] 范鹏,刘飞,王建,等. 大规模新能源接入系统暂态过电压研究综述[J]. 电瓷避雷器,2023(6):94-102.
FAN Peng, LIU Fei, WANG Jian, et al. Review on of research of transient overvoltage of large-scale new energy access to power system[J]. Insulators and Surge Arresters, 2023(6): 94-102.
- [3] 黄涛,郑智慧,雷志城,等. 海上风电35 kV集电系统中性点不同接地方式下过电压分析[J]. 电瓷避雷器,2023(1):21-30.
HUANG Tao, ZHENG Zhihui, LEI Zhicheng, et al. Over-voltage analysis under different grounding methods of neutral point of 35 kV collector system of offshore wind power[J]. Insulators and Surge Arresters, 2023(1): 21-30.
- [4] 国家能源局. 国家能源局发布2022年全国电力工业统计数据[EB/OL]. [2023-12-10]. http://www.nea.gov.cn/2023-01/18/c_1310691509.htm.
National Energy Administration. National energy administration released the national energy industry statistics in 2022 [EB/OL]. [2023-12-10]. http://www.nea.gov.cn/2023-01/18/c_1310691509.htm.
- [5] 李军徽,侯涛,穆钢,等. 电力市场环境考虑风电调度和调频极限的储能优化控制[J]. 电工技术学报,2021,36(9):1791-1804.
LI Junhui, HOU Tao, MU Gang, et al. Optimal control strategy for energy storage considering wind farm scheduling plan and modulation frequency limitation under electricity market environment [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(9): 1791-1804.
- [6] 陆秋瑜,马千里,魏韡,等. 基于置信容量的风场配套储能容量优化配置[J]. 电工技术学报,2022,37(23):5901-5910.
LU Qiuyu, MA Qianli, WEI Wei, et al. Optimal configuration of energy storage parameters based on confidence capacity of wind farms[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(23): 5901-5910.
- [7] 孙玉树,张国伟,唐西胜,等. 风电功率波动平抑下的MPC双储能控制策略研究[J]. 电工技术学报,2019,34(3):571-578.
SUN Yushu, ZHANG Guowei, TANG Xisheng, et al. Research on MPC and dual energy storage control strategies with wind power fluctuation mitigation[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(3): 571-578.
- [8] SHI W H, QU J X, WANG W S. Wind power operation capacity credit assessment considering energy storage[J]. Global Energy Interconnection, 2022, 5(1): 1-8.
- [9] ZHOU X F, CAI C Y, LI Y J, et al. A robust optimization model for demand response management with source-grid-load collaboration to consume wind-power[J]. Global Energy Interconnection, 2023, 6(6): 738-750.
- [10] 黄福荣,许方园,刘国中,等. 计及负荷需求响应的风光储氢系统容量优化配置[J]. 供用电,2023,40(2):45-51.
HUANG Furong, XU Fangyuan, LIU Guozhong, et al. Optimal capacity allocation of wind solar hydrogen storage system considering load demand response[J]. Distribution & Utilization, 2023, 40(2): 45-51.
- [11] 李笑蓉,朱瑾,石少伟,等. 协调大规模风电汇聚外送储能配置优化规划[J]. 智慧电力,2022,50(5):69-76.
LI Xiaorong, ZHU Jin, SHI Shaowei, et al. Energy storage optimal planning for coordinating large scale wind power aggregation and delivery[J]. Smart Power, 2022, 50(5): 69-76.
- [12] 李建林,武亦文,王楠,等. 吉瓦级电化学储能电站研究综述及展望[J]. 电力系统自动化,2021,45(19):2-14.
LI Jianlin, WU Yiwen, WANG Nan, et al. Review and prospect of gigawatt-level electrochemical energy storage power station [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(19): 2-14.
- [13] 何雅玲. 热储能技术在能源革命中的重要作用[J]. 科技导报,2022,40(4):1-2.
HE Yaling. The important role of thermal energy storage technology in the energy revolution[J]. Science & Technology Review, 2022, 40(4): 1-2.
- [14] 张超,冯忠楠,邓少平,等. 考虑电热混合储能的多能互补协同削峰填谷策略[J]. 电工技术学报,2021,36(S1):191-199.
ZHANG Chao, FENG Zhongnan, DENG Shaoping, et al. Multi-energy complementary collaborative peak-load shifting strategy

- based on electro-thermal hybrid energy storage system [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(S1): 191-199.
- [15] 白桦,王正用,李晨,等. 面向电网侧、新能源侧及用户侧的储能容量配置方法研究[J]. 电气技术, 2021, 22(1): 8-13.
BAI Hua, WANG Zhengyong, LI Chen, et al. Research on capacity allocation method of energy storage for grid side, new energy side and user side [J]. Electrical Engineering, 2021, 22(1): 8-13.
- [16] 李军徽,张嘉辉,李翠萍,等. 参与调峰的储能系统配置方案及经济性分析[J]. 电工技术学报, 2021, 36(19): 4148-4160.
LI Junhui, ZHANG Jiahui, LI Cuiping, et al. Configuration scheme and economic analysis of energy storage system participating in grid peak shaving [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(19): 4148-4160.
- [17] 赵瑞锋,王海柱,郭文鑫,等. 含风电接入的区域综合能源系统电/热储能配置[J]. 南方电网技术, 2022, 16(4): 68-77.
ZHAO Ruifeng, WANG Haizhu, GUO Wenxin, et al. Power and heat storage configuration of regional integrated energy system with wind power integration [J]. Southern Power System Technology, 2022, 16(4): 68-77.
- [18] 李朝晖,杨海晶,施涛. 基于随机规划理论的电网侧储能配置方法研究[J]. 电力电子技术, 2020, 54(3): 40-43.
LI Zhaohui, YANG Haijing, SHI Tao. Research on grid-side energy storage configuration based on stochastic programming theory [J]. Power Electronics, 2020, 54(3): 40-43.
- [19] 吴广建,章剑林,袁丁. 基于 K-means 的手肘法自动获取 K 值方法研究[J]. 软件, 2019, 40(5): 167-170.
WU Guangjian, ZHANG Jianlin, YUAN Ding. Automatically obtaining K value based on K-means elbow method [J]. Computer Engineering & Software, 2019, 40(5): 167-170.
- [20] 郭靖,侯苏. K-means 算法最佳聚类数评价指标研究[J]. 软件导刊, 2017, 16(11): 5-8.
GUO Jing, HOU Su. Study on the index of determining the optimal clustering number of K-means algorithm [J]. Software Guide, 2017, 16(11): 5-8.
- [21] 孙伟卿,罗静,张婕. 高比例风电接入的电力系统储能容量配置及影响因素分析[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(15): 9-18.
SUN Weiqing, LUO Jing, ZHANG Jie. Energy storage capacity allocation and influence factor analysis of a power system with a high proportion of wind power [J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(15): 9-18.
- [22] 丁明,解蛟龙,刘新宇,等. 面向风电接纳能力评价的风资源/负荷典型场景集生成方法与应用[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(15): 4064-4072.
DING Ming, XIE Jiaolong, LIU Xinyu, et al. The generation method and application of wind resources/load typical scenario set for evaluation of wind power grid integration [J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(15): 4064-4072.
- [23] 赵书强,要金铭,李志伟. 基于改进 K-means 聚类 and SBR 算法的风电场景缩减方法研究[J]. 电网技术, 2021, 45(10): 3947-3954.
ZHAO Shuqiang, YAO Jinming, LI Zhiwei. Wind power scenario reduction based on improved K-means clustering and SBR algorithm [J]. Power System Technology, 2021, 45(10): 3947-3954.
- [24] ENGIE. Historical data reports [EB/OL]. [2023-12-10]. <https://opendata-renewables.engie.com/>.
- [25] 杨俊闯,赵超. K-Means 聚类算法研究综述[J]. 计算机工程与应用, 2019, 55(23): 7-14, 63.
YANG Junchuang, ZHAO Chao. Survey on K-Means clustering algorithm [J]. Computer Engineering and Applications, 2019, 55(23): 7-14, 63.
- [26] 郭明莹,穆云飞,肖迁,等. 考虑电池寿命损耗的园区综合能源电/热混合储能优化配置[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(13): 66-75.
GUO Mingyuan, MU Yunfei, XIAO Qian, et al. Optimal configuration of electric/thermal hybrid energy storage for park-level integrated energy system considering battery life loss [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(13): 66-75.
- [27] 郑国太,李昊,赵宝国,等. 基于供需能量平衡的用户侧综合能源系统电/热储能设备综合优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(16): 8-18.
ZHENG Guotai, LI Hao, ZHAO Baoguo, et al. Comprehensive optimization of electrical/thermal energy storage equipments for integrated energy system near user side based on energy supply and demand balance [J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(16): 8-18.
- [28] 罗晓乐,宋洋,徐翔,等. 计及风电不确定性的综合能源系统储能优化配置研究[J]. 东北电力技术, 2021, 42(12): 18-25, 46.
LUO Xiaole, SONG Yang, XU Xiang, et al. Research on optimal allocation of energy storage of integrated energy system considering wind power uncertainty [J]. Northeast Electric Power Technology, 2021, 42(12): 18-25, 46.
- [29] 冯龙祥,汤旭晶,李昕,等. 计及电池全寿命周期的船舶复合储能多目标容量配置研究[J]. 中国航海, 2023, 46(1): 30-38.
FENG Longxiang, TANG Xujing, LI Xin, et al. Configuring ship duplex energy storage when capacity life cycle of cell is taken into account [J]. Navigation of China, 2023, 46(1): 30-38.
- [30] 关于调整本市一般工商业销售电价有关问题的通知 [EB/OL]. [2023-12-10]. <http://www.bjgg.gov.cn/pgqrmz/bm/fgw20/tzgg36/475580/index.html>.
Notice on issues relating to the adjustment of general industrial and commercial sales tariffs in the city [EB/OL]. [2023-12-10]. <http://www.bjgg.gov.cn/pgqrmz/bm/fgw20/tzgg36/475580/index.html>.
- [31] 希望·阿不都瓦依提,吕海鹏,晁勤. 基于非合作博弈的风-光-氢微电网容量优化配置[J]. 电力工程技术, 2022, 41(2): 110-118.

XIWANG · Abuduwayiti, LYU Haipeng, CHAO Qin. Optimal capacity configuration of wind-photovoltaic-hydrogen microgrid based on non-cooperative game theory[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(2): 110-118.

[32] 冯茜, 李擎, 全威, 等. 多目标粒子群优化算法研究综述[J]. 工程科学学报, 2021, 43(6): 745-753.

FENG Qian, LI Qing, QUAN Wei, et al. Overview of multiobjective particle swarm optimization algorithm [J]. Chinese Journal of Engineering, 2021, 43(6): 745-753.

作者简介:



李家珏

李家珏(1987),男,博士,高级工程师,从事新能源与多能储能优化配置及耦合控制相关工作(E-mail:en-sea@163.com);

刘子祎(1997),女,硕士,研究方向为大规模风电上网技术与应用;

白伊琳(1998),女,博士在读,研究方向为混合储能系统调度控制及容量优化配置策略。

Optimized configuration of electro-thermal hybrid energy storage capacity based on wind power scenario probabilistic

LI Jiajue¹, LIU Ziyi², BAI Yilin³, ZHANG Xiaotong¹, LI Ping¹, SONG Zhengxiang³

(1. State Grid Liaoning Electric Power Co., Ltd. Research Institute, Shenyang 110006, China;

2. State Grid International Development Co., Ltd., Beijing 100031, China; 3. Xi'an Jiaotong University

(State Key Laboratory of Electrical Insulation and Power Equipment), Xi'an 710049, China)

Abstract: In order to effectively improve the economy and feasibility of wind power grid access, an optimal configuration scheme of electric-thermal hybrid energy storage considering the probability of typical scenarios of wind power is proposed. Firstly, using scenario analysis and *K*-means clustering method, a large amount of wind power historical data is simplified into six typical output scenarios and the probability of each scenario is established. The number of clusters is determined by the elbow curve method and the Dunn index method. Secondly, a control strategy for electric-thermal hybrid energy storage system is proposed and a combined wind-storage system model applicable to multiple scenarios is established. Finally, a capacity configuration optimization model containing the integrated response of electric and thermal load with the objective of minimizing the economic cost and the amount of abandoned wind is established. The scenario probabilities are added to the objective function in the form of weights. The model is solved by particle swarm algorithm. Through simulation analysis and comparison with other energy storage configuration scenarios, it is verified that the proposed configuration strategy can improve wind power utilization by about 16.12% while reducing the overall system cost by about 43.76%.

Keywords: hybrid energy storage; capacity configuration; particle swarm optimization algorithm; *K*-means clustering; wind power uncertainty quantification; integrated energy system for electricity and heat

(编辑 方晶)