第 50 卷 第 11 期：5164-5176 高电压技术 Vol.50, No.11: 5164-5176
2024 年 11 月 30 日 High Voltage Engineering November 30, 2024
DOI: 10.13336/j.1003-6520.hve.20230810

考虑碳捕集电厂运行灵活性的网-储联合规划

邹世豪[1]，曹永吉[2]，张恒旭[1]，肖晋宇[3]，侯金鸣[3]，赵小令[3]
（1. 山东大学电气工程学院，济南 250061；2. 山东大学智能创新研究院，济南 250101；
3. 全球能源互联网发展合作组织，北京 100031）

摘　要：碳捕集电厂(carbon capture power plant，CCPP)在降低碳排放的同时，增强了电力系统的灵活性，是促进可再生能源消纳和低碳化转型的关键。考虑 CCPP 运行的灵活性，提出一种网–储联合规划方法。针对海量场景规划计算困难的问题，利用改进 k-means 算法对风电出力场景进行削减，并基于 Spearman 系数筛选典型出力场景。分析 CCPP 的灵活性运行机理，构建电力系统灵活性供给模型和量化指标。建立考虑 CCPP 的网–储双层优化模型，在规划层中确定输电线路和储能的配置方案，并在运行层中考虑 CCPP 的灵活性。以改进 IEEE RTS-24 节点系统为算例进行分析，结果表明：所提规划方法能够提高电力系统的灵活性裕度，降低输电线路和储能的投资成本。研究结果证明了所提规划方法的有效性。

关键词：灵活性资源；碳捕集电厂；网-储联合规划；场景生成；场景削减；低碳化运行

Joint Grid-storage Planning Considering Operational Flexibility of Carbon Capture Power Plant

ZOU Shihao[1], CAO Yongji[2], ZHANG Hengxu[1], XIAO Jinyu[3], HOU Jinming[3], ZHAO Xiaoling[3]
(1. School of Electrical Engineering, Shandong University, Jinan 250061, China;
2. Academy of Intelligent Innovation, Shandong University, Jinan 250101, China;
3. Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization, Beijing 100031, China)

Abstract：The carbon capture power plant(CCPP) is promising to promote renewable energy integration and low carbon transition, which can reduce the carbon emission and improve the power system flexibility. Based on the flexible operation of the CCPP, a joint grid-storage planning approach is proposed. In order to surmount the difficulty in calculating with massive scenarios, the improved k-means method is used to reduce the number of the scenarios of wind generation, and the typical scenarios can be determined according to the Spearman coefficient. The flexible operation mechanism of the CCPP is analyzed, and the model and quantitative indices of the power system flexibility are proposed. The bi-level model for the grid-storage planning considering the CCPP is built. The transmission line and energy storage system are configurated in the planning level, and the flexibility of the CCPP is considered in the operation level. The modified IEEE RTS-24 bus system is used to verify the proposed planning method, of which the results show superior performance in improving the flexibility margin of the power system and reducing the investment costs of the transmission line and energy storage system. The research results demonstrate the effectiveness of the proposed planning method.

Key words：flexible resource; carbon capture power plant; joint grid-storage planning; scenario generation; scenario reduction; low carbon operation

0　引言

随着“双碳”目标的推进，风电、光伏等可再生能源开发利用规模扩大，在能源结构低碳化转型中发挥着主导作用[1-3]。可再生能源出力的强波动性和随机性给电力系统的有功功率平衡及稳定运行等带来了新的挑战[4-5]。电力系统灵活调节能力是实现高比例可再生能源并网后低碳化运行的关键，如何高效整合灵活性资源是迫切需要研究的问题。

电力系统的网侧灵活性主要通过线路扩建提

基金资助项目：国家自然科学基金(52177096)；山东省自然科学基金(ZR2021QE133)；国家电网公司科技项目(SGGEIG00JYJS2200050)。
Project supported by National Natural Science Foundation of China (52177096), Natural Science Foundation of Shandong Province (ZR2021QE133), Science and Technology Project of SGCC (SGGEIG00JYJS2200050).

高功率输送能力，将未消纳可再生能源输送至负荷密集区[6]。储能设备的充放电特性能够抑制可再生能源的功率波动，实现削峰填谷，增强电力系统的灵活性[7-8]。文献[9]考虑风电不确定性，提出了基于时序评估的输电网扩建方法，以解决风电时变特征难以捕捉的问题。文献[10]为减少机组调峰负担，提出了储能辅助电网调峰的配置方案。

综合考虑源-网-储多侧的灵活性资源，能够在满足电力系统灵活性需求的同时，降低单一资源配置的冗余度，减少建设成本[11]。文献[12]从功率平衡和传输的角度，分析电力系统源侧与网侧的灵活性，建立了源-网联合规划模型。文献[13]考虑风电消纳能力，提出了输电线路和储能装置联合优化方法。文献[14]建立计及风-储联合运行的输电线路规划模型，利用储能装置抑制风电功率波动，并减少输电网的扩建成本。文献[15]提出多阶段储-输协同规划模型，分析了不同可再生能源占比及负荷增量场景下的最优年投资方案。文献[16]对输电线路和储能装置进行了协调优化，以解决可再生能源利用率低的问题。

海量可再生能源出力数据导致电力系统规划和运行面临严重的高维问题，需要进行场景削减[17]。文献[18]基于手肘法改进 k-means 聚类方法，以提高得到的典型场景的代表性。文献[19]采用回代缩减法对风电出力场景集进行缩减，进而生成指定保留数目的场景。文献[20]考虑风电出力的时间分布特性，采用模糊聚类方法对典型场景和极端场景进行提取。文献[21]提出基于改进 k-means 聚类和同步回代消除算法相结合的场景缩减方法，提高了场景集合缩减的计算效率。

碳捕集电厂(carbon capture power plant，CCPP)具有碳捕集和存储的功能，是能源结构低碳化转型的有力支撑[22-23]。文献[24]建立了考虑 CCPP 的经济调度模型，并基于多目标优化了算法求解。文献[25]以降低可再生能源弃电量为目标，提出了计及 CCPP 运行特性的源-荷多时间尺度调度方法。文献[26]综合考虑燃料费用、风险损失和碳减排效益，构建了含储液式 CCPP 的优化调度模型。CCPP 除降低电力系统的碳排放外，还能够提供灵活的调节能力，但是目前关于其灵活性供给的研究还较少。

考虑 CCPP 的运行灵活性，本文提出了一种网-储联合规划方法。利用特征指标降低风电出力数据的维度，基于改进 k-means 算法和 Spearman 系数生成典型场景。分析 CCPP 运行和电力系统灵活性供给的机理，构建灵活性量化指标。以经济性和灵活性为目标，建立网-储联合规划模型，利用 CCPP 分担系统的灵活性供给需求。

1 风电典型出力场景生成

1.1 基于特征指标降维的场景聚类

构建风电出力特征指标，基于特征指标来表征的风电出力场景，以降低待分析数据的维度。风电特征指标包括日出力率、日峰谷差率、日平均出力、最大和最小出力时刻，如附录 A 式(A1)所示。

采用归一化方法对数据进行处理，表达式为：

$$x_{i,m}^{*}=\frac{x_{i,m}-\min(x_m)}{\max(x_m)-\min(x_m)} \tag{1}$$

式中：$x_{i,m}^{*}$ 为第 i 条风电曲线第 m 个指标的标准值；$x_{i,m}$ 为第 i 条风电曲线第 m 个指标值；$\min(x_m)$为指标 x_m 的最小值；$\max(x_m)$为指标 x_m 的最大值。

采用熵权法计算各特征指标的权重，以确定聚类分析的目标函数 d_2，计算式为：

$$y_{i,s}=\frac{x_{i,s}}{\sum_{i=1}^{n}x_{i,s}} \tag{2}$$

$$\begin{cases} e_s=-K\sum_{i=1}^{n}y_{i,s}\ln y_{i,s} \\ K=\dfrac{1}{\ln n} \end{cases} \tag{3}$$

$$w_s=\frac{\exp(\sum_{s=1}^{m}e_s+1-e_s)-\exp(e_s)}{\sum_{l=1}^{m}(\exp(\sum_{s=1}^{m}e_s+1-e_l)-\exp(e_l))} \tag{4}$$

$$d_2=\sum_{i=1}^{n}\sum_{a=1}^{k}\sum_{s=1}^{m}\left((w_s\left|x_{i,s}-v_{a,s}\right|)^{1/2}\right) \tag{5}$$

式中：$x_{i,s}$ 为第 i 个风电场景的第 s 个指标；$y_{i,s}$ 为第 i 个风电场景的第 s 个指标的贡献度；e_s 为第 s 个指标的信息熵；w_s 为第 s 个指标的权重；m 为指标总个数；k 为聚类总类数；n 为场景总数；$v_{a,s}$ 为第 a 类场景集中聚类中心第 s 个指标。

利用 Calinski-Harabasz(CHI)指标、误差平方和(sum of squared error，SSE)指标和 Davies-Bouldin (DBI)指标来确定聚类分析的最优聚类数，分别如附录 A 式(A2)—式(A4)所示。

1.2 基于 Spearman 系数的典型场景筛选

场景相关性系数可以衡量 2 组出力场景间变化

趋势的方向以及相关程度。将 Spearman 相关性系数 ρ_{S} 作为优选典型出力场景的指标，表达式为：

$$\rho_{\mathrm{S}}=1-\frac{6\sum_{i=1}^{N}d_i^2}{N\left(N^2-1\right)} \tag{6}$$

式中：d_i 为场景集中 2 个出力场景间排行差分集；N 为出力场景中元素个数。

风力发电的第 x 类出力场景 $P_{\mathrm{w},x}$ 可表示为：

$$\boldsymbol{P}_{\mathbf{w},x}=\begin{bmatrix} p_{\mathrm{wind},t_1,1}, p_{\mathrm{wind},t_2,1},\cdots, p_{\mathrm{wind},t_n,1} \\ p_{\mathrm{wind},t_1,2}, p_{\mathrm{wind},t_2,2},\cdots, p_{\mathrm{wind},t_n,2} \\ \vdots \quad \vdots \quad \vdots \\ p_{\mathrm{wind},t_1,j}, p_{\mathrm{wind},t_2,j},\cdots, p_{\mathrm{wind},t_n,j} \end{bmatrix} \tag{7}$$

式中：$\boldsymbol{P}_{\mathrm{w},x}$ 表示第 x 类风电出力集合，每一行表示一个风电场景；$p_{\mathrm{wind},t,j}$ 为场景 j 在 t 时刻的风电出力。

根据 Spearman 相关性系数分别计算场景集中的每一出力场景与剩余场景间的相关性系数和，选取最大系数和对应场景作为典型场景，定义典型场景选取指标 I_{T} 为：

$$I_{\mathrm{T}}=\max\left(\sum_{l=1}^{j}\rho_{\mathrm{w},l,1},\sum_{l=1}^{j}\rho_{\mathrm{w},l,2},\cdots,\sum_{l=1}^{j}\rho_{\mathrm{w},l,j}\right) \tag{8}$$

式中：$\rho_{\mathrm{w},l,j}$ 为风电场景 l 和场景 j 间的相关系数。

2 考虑 CCPP 的电力系统灵活性分析

2.1 CCPP 运行模型

CCPP 的运行功率由净出力与捕集能耗 2 部分组成[23]，其内部能量流动如附录 B 图 B1 所示。CCPP 的运行模型为：

$$\begin{cases} E_{\mathrm{g},i,t}=\phi_{\mathrm{g},i,t}P_{\mathrm{g},i,t} \\ E_{\mathrm{C},i,t}=E_{\mathrm{CG},i,t}+\alpha\omega_i E_{\mathrm{g},i,t} \\ P_{\mathrm{B},i,t}=\gamma E_{\mathrm{C},i,t} \\ P_{\mathrm{g},i,t}=P_{\mathrm{J},i,t}+P_{\mathrm{D},i,t}+P_{\mathrm{B},i,t} \\ 0\le\omega_i\le 1 \\ 0\le E_{\mathrm{C},i,t}\le\rho\alpha\phi_{\mathrm{g},i,t}P_{\mathrm{g},i,\max} \end{cases} \tag{9}$$

式中：$E_{\mathrm{g},i,t}$ 为 CCPP i 在 t 时刻的 CO_2 总产生量；$P_{\mathrm{g},i,t}$ 和 $P_{\mathrm{J},i,t}$ 分别为火电机组 i 在 t 时刻的输出功率和 CCPP i 在 t 时刻的净出力；$P_{\mathrm{D},i,t}$ 和 $P_{\mathrm{B},i,t}$ 分别为电厂 i 在 t 时刻的固定和运行能耗；$\phi_{\mathrm{g},i,t}$ 为碳排放强度；$E_{\mathrm{C},i,t}$ 为 CCPP i 在 t 时刻捕集的二氧化碳量；$E_{\mathrm{CG},i,t}$ 为溶液储存器待处理的二氧化碳量；α 为碳捕集效率；γ 为碳捕集单位能耗；ρ 为再生塔和压缩机最大工作状态系数；ω_i 为烟气分流比；$P_{\mathrm{g},i,\max}$ 为火电机组 i 出力上限。

CCPP 捕集能耗的范围为：

$$P_{\mathrm{D},i,t}\le P_{\mathrm{B},i,t}+P_{\mathrm{D},i,t}\le\gamma\rho\alpha\phi_{\mathrm{g},i,t}P_{\mathrm{g},i,\max}+P_{\mathrm{D},i,t} \tag{10}$$

CCPP 净出力的范围为：

$$\begin{aligned} P_{\mathrm{g},i,\min}-\gamma\rho\alpha\phi_{\mathrm{g},i,t}P_{\mathrm{g},i,\max}-P_{\mathrm{D},i,t}\le \\ P_{\mathrm{J},i,t}\le P_{\mathrm{g},i,\max}-P_{\mathrm{D},i,t} \end{aligned} \tag{11}$$

电力系统碳排放主要来源于火电机组二氧化碳气体排放，用碳排放强度指标表示，根据火电机组当前出力和运行状态可计算度电煤耗为：

$$w_{i,t}=\frac{\left(a_{\mathrm{g}}P_{\mathrm{g},i,t}^2+b_{\mathrm{g}}P_{\mathrm{g},i,t}+c_{\mathrm{g}}\right)\zeta}{P_{\mathrm{g},i,t}}\times 10^3 \tag{12}$$

式中：$w_{i,t}$ 为 t 时刻火电机组 i 的度电煤耗；a_{g}、b_{g} 和 c_{g} 分别为火电机组正常运行下的煤耗量参数；ζ 为度电煤耗修正系数，其数值取决于机组的运行状态。

由度电煤耗计算火电机组的碳排放强度为：

$$\phi_{\mathrm{g},i,t}=\eta_i\xi_i\cdot(1-\alpha)\cdot\frac{M_{\mathrm{C2}}}{M_{\mathrm{C}}}\cdot\frac{w_{i,t}}{10^3} \tag{13}$$

式中：η_i 和 ξ_i 分别为燃煤含碳率和碳氧化率；M_{C2} 和 M_{C} 分别为二氧化碳和碳的摩尔质量。

2.2 电力系统灵活性供给分析

2.2.1 CCPP 的灵活性

常规机组灵活性受运行状态影响，常规机组在时段 τ 下，t 时刻上调和下调灵活性，如附录图 B2 所示，其表达式为：

$$\begin{cases} F_{\mathrm{g},t,\tau,\mathrm{u}}=\min\left(R_{\mathrm{g,u}}\tau,P_{\mathrm{g,max}}-P_{\mathrm{g},t}\right) \\ F_{\mathrm{g},t,\tau,\mathrm{d}}=\min\left(R_{\mathrm{g,d}}\tau,P_{\mathrm{g},t}-P_{\mathrm{g,min}}\right) \end{cases} \tag{14}$$

式中：$F_{\mathrm{g},t,\tau,\mathrm{u}}$ 和 $F_{\mathrm{g},t,\tau,\mathrm{d}}$ 为机组在时段 τ 下 t 时刻上调和下调灵活性；$R_{\mathrm{g,u}}$ 和 $R_{\mathrm{g,d}}$ 为机组上爬坡率和下爬坡率；$P_{\mathrm{g,max}}$ 和 $P_{\mathrm{g,min}}$ 为常规机组出力上限和下限。

由于能够通过储存 CO_2 来调节运行功率，因此 CCPP 相比于传统火电厂具有更大的出力调节范围，其参与系统灵活性调节的能力[25]更为充裕，可表示为：

$$\begin{cases} F_{\mathrm{c},t,\tau,\mathrm{u}}=\min\left(R_{\mathrm{c},t,\mathrm{u}}\tau,\ P_{\mathrm{g,max}}-P_{\mathrm{D},t}-P_{\mathrm{J},t}\right) \\ F_{\mathrm{c},t,\tau,\mathrm{d}}=\min\begin{pmatrix} R_{\mathrm{c},t,\mathrm{d}}\tau,\ P_{\mathrm{J},t}-P_{\mathrm{g,min}}+ \\ P_{\mathrm{D},t}+\gamma\rho\alpha\phi_{\mathrm{g},t}P_{\mathrm{g,max}} \end{pmatrix} \end{cases} \tag{15}$$

式中：$F_{\mathrm{c},t,\tau,\mathrm{u}}$ 和 $F_{\mathrm{c},t,\tau,\mathrm{d}}$ 分别为 CCPP 上调和下调灵活性；$R_{\mathrm{c},t,\mathrm{u}}$ 和 $R_{\mathrm{c},t,\mathrm{d}}$ 分别为 CCPP 在 t 时刻的上爬坡率和下爬坡率。

2.2.2 储能装置的灵活性

储能装置受电量及调控策略的限制，无法在长时间尺度下提供灵活性，储能装置的灵活性供给情

况如附录 B 图 B3 所示。图中 $P_{\mathrm{ess},t}$ 为 t 时刻储能出力，$P_{\mathrm{ess,max}}$ 和 $-P_{\mathrm{ess,max}}$ 分别为储能出力的上、下限；t_1 为储能出力达到峰值的时刻；t_2 为储能电量达到上限的时刻。储能上调和下调灵活性供给可表示为：

$$\begin{cases} F_{\mathrm{ess},t,\tau,\mathrm{u}} = \min\left(P_{\mathrm{ess,max}} - P_{\mathrm{ess},t}, \dfrac{E_{\mathrm{ess},t} - E_{\mathrm{ess,min}}}{\tau} \right) \\ F_{\mathrm{ess},t,\tau,\mathrm{d}} = \min\left(P_{\mathrm{ess},t} + P_{\mathrm{ess,max}}, \dfrac{E_{\mathrm{ess,max}} - E_{\mathrm{ess},t}}{\tau} \right) \end{cases} \tag{16}$$

式中：$F_{\mathrm{ess},t,\tau,\mathrm{u}}$ 和 $F_{\mathrm{ess},t,\tau,\mathrm{d}}$ 为储能装置在时段 τ 下 t 时刻的上调灵活性和下调灵活性；$E_{\mathrm{ess,max}}$ 和 $E_{\mathrm{ess,min}}$ 分别为储能装置电量的上限和下限；$E_{\mathrm{ess},t}$ 为 t 时刻储能装置储存的电量。

由附录 B 图 B3 可得，储能装置的灵活性供给能力主要受其运行功率 $P_{\mathrm{ess},t}$ 和电量 $E_{\mathrm{ess},t}$ 的影响。在储能装置储存电量允许的情况下，若 0~t_1 阶段为储能装置运行功率 $P_{\mathrm{ess},t}$ 增加阶段，则随着 $P_{\mathrm{ess},t}$ 的增加并接近出力峰值 $P_{\mathrm{ess,max}}$，其下调灵活性逐渐增加为 $P_{\mathrm{ess},t}+P_{\mathrm{ess,max}}$，上调灵活性逐渐降低为 0。在 t_1 时刻，由于运行功率 $P_{\mathrm{ess},t}$ 已经达到峰值，即 $P_{\mathrm{ess,max}}-P_{\mathrm{ess},t}=0$，储能装置的上调灵活性为 0。因此，在 t_1~t_2 时段，储能装置虽然出力平稳，但不能再为电网提供上调的旋转备用，其上调灵活性供给能力为 0。在 t_2 时刻，储能装置储存的电量 $E_{\mathrm{ess},t}$ 达到上限或者下限，由于容量的限制，其运行功率降低为 0，同样不能再提供相应的旋转备用，上调或下调灵活性为 0。

2.3 电力系统灵活性指标

2.3.1 灵活性供需平衡

电力系统灵活性需求可表示为系统对净负荷波动不确定性的承受能力[27]，可表示为：

$$\begin{cases} F_{\mathrm{n},t} = P_{\mathrm{n},t+1} - P_{\mathrm{n},t} \\ P_{\mathrm{n},t} = P_{\mathrm{load},t} - P_{\mathrm{wind},t} \end{cases} \tag{17}$$

式中：$P_{\mathrm{n},t}$ 为 t 时刻净负荷值；$P_{\mathrm{load},t}$ 为 t 时刻负荷需求；$P_{\mathrm{wind},t}$ 为 t 时刻风电出力；$F_{\mathrm{n},t}$ 为电力系统灵活性需求指标。

电力系统灵活性供需平衡指标反映了源-储侧出力响应净负荷波动的能力，表达式为：

$$\begin{cases} F_{\mathrm{S},t,\tau,\mathrm{u}} = \sum F_{\mathrm{g},t,\tau,\mathrm{u}} + \sum F_{\mathrm{ess},t,\tau,\mathrm{u}} + \sum F_{\mathrm{c},t,\tau,\mathrm{u}} - F_{\mathrm{n},t,\mathrm{u}} \\ F_{\mathrm{S},t,\tau,\mathrm{d}} = \sum F_{\mathrm{g},t,\tau,\mathrm{d}} + \sum F_{\mathrm{ess},t,\tau,\mathrm{d}} + \sum F_{\mathrm{c},t,\tau,\mathrm{d}} - F_{\mathrm{n},t,\mathrm{d}} \end{cases} \tag{18}$$

式中：$F_{\mathrm{S},t,\tau,\mathrm{u}}$ 和 $F_{\mathrm{S},t,\tau,\mathrm{d}}$ 为在时段 τ 下，t 时刻上调和下调灵活性裕度；$F_{\mathrm{n},t,\mathrm{u}}$ 和 $F_{\mathrm{n},t,\mathrm{d}}$ 为 t 时刻上调和下调灵活性需求。

电力系统灵活性供需平衡裕度使用上调和下调裕度的较小值来表示，表达式为：

$$\begin{cases} F_{\mathrm{S},t,\tau} = \min\left(F_{\mathrm{S},t,\tau,\mathrm{u}}, F_{\mathrm{S},t,\tau,\mathrm{d}} \right) \\ F_{\mathrm{S},\tau} = \dfrac{1}{N_\psi} \sum_{t\in\psi} F_{\mathrm{S},t,\tau} \end{cases} \tag{19}$$

式中：$F_{\mathrm{S},t,\tau}$ 为在时段 τ 下，t 时刻电力系统灵活性供需平衡裕度；$F_{\mathrm{S},\tau}$ 为时段 τ 下，运行周期 ψ 内灵活性供需平衡裕度指标；N_ψ 为总时刻数。

2.3.2 网络灵活性承载度

线路负载率越低，容量裕度越大，网络灵活性越强，第 l 条线路在 t 时刻的负载率为：

$$L_{l,t} = P_{l,t} / P_{l,\max}, t \in \psi \tag{20}$$

式中：$P_{l,t}$ 和 $P_{l,\max}$ 分别为线路当前传输功率与最大传输容量；$L_{l,t}$ 为 t 时刻线路 l 的负载率。

采用灵活性权重系数表示系统对每条线路灵活性的需求程度，可表示为线路 l 负载率波动的方差与所有线路负载率波动方差和之比，即：

$$\lambda_l = \frac{\sigma_l^2}{\sum\limits_{l\in\Omega_\mathrm{a}} \sigma_l^2} = \frac{\sum\limits_{t\in\psi} \left(L_{l,t} - L_{l,\mathrm{a}} \right)^2}{\sum\limits_{l\in\Omega_\mathrm{a}} \sum\limits_{t\in\psi} \left(L_{l,t} - L_{l,\mathrm{a}} \right)^2} \tag{21}$$

式中：$L_{l,\mathrm{a}}$ 为线路 l 在运行周期 ψ 内平均负载率；λ_l 为线路 l 的灵活性权重系数；σ_l 为线路 l 负载率方差；Ω_a 为电网所有线路集合。

由式(21)可得，t 时刻的网络灵活性承载度指标为：

$$F_{\mathrm{N},t} = \sum_{l\in\Omega_\mathrm{a}} \lambda_l L_{l,t}, t \in \psi \tag{22}$$

线路负载率越大，则线路接纳传输功率波动性的裕度越小，将运行周期 ψ 内的灵活性指标 F_{LN} 表示为时间段内灵活性指标的最大值，即：

$$F_{\mathrm{LN}} = \max\left(F_{\mathrm{N},t_1}, F_{\mathrm{N},t_2}, \cdots, F_{\mathrm{N},t_n} \right) \tag{23}$$

3 考虑 CCPP 的网-储双层规划模型

3.1 规划层模型

3.1.1 规划层目标函数

规划经济目标 F_E 综合线路扩建成本和储能装置配置成本，表达式为：

$$\begin{cases} F_\mathrm{E} = f_1 + f_2 \\ f_1 = \dfrac{r(1+r)^{n_\mathrm{line}}}{(1+r)^{n_\mathrm{line}} - 1} \sum\limits_{(a,b)\in\Omega_\mathrm{l}} c_\mathrm{l} l_{a,b} x_{a,b} \\ f_2 = \dfrac{r(1+r)^{n_\mathrm{ess}}}{(1+r)^{n_\mathrm{ess}} - 1} \sum\limits_{i\in\Omega_\mathrm{ess}} \left(c_\mathrm{p} P_{\mathrm{ess},i} + c_\mathrm{e} E_{\mathrm{ess},i} \right) \end{cases} \tag{24}$$

式中：f_1 和 f_2 为输电线路扩建和储能建设费用；r 为贴现率；n_{line} 为输电线路的使用年限；$l_{a,b}$ 为节点 a 和 b 间待建线路的长度；c_{l} 为线路单价；$x_{a,b}$ 为节点 a、b 间待建输电线路的决策变量；Ω_{l} 为待建线路集合；n_{ess} 为储能装置的使用年限；$P_{\text{ess},i}$ 为第 i 节点的储能功率；$E_{\text{ess},i}$ 为第 i 节点的储能容量；c_{p} 为储能单位功率成本；c_{e} 为储能单位容量成本；Ω_{ess} 为储能装置待建节点集合。

将投资成本、系统灵活性供需平衡指标和网络灵活性承载度数量级进行统一，综合考虑权重占比，则规划层目标函数 F_{G} 为：

$$\begin{cases} F_{\text{G}} = \min(\mu_{\text{E}} F_{\text{E}}^{*} + \mu_{\text{N}} F_{\text{LN}}^{*} + \mu_{\text{S}} F_{\text{S}}^{*}) \\ F_{\text{LN}} = \sum\limits_{s\in\Omega_{\text{wind}}} F_{\text{LN},s} \\ F_{\text{S}} = \sum\limits_{s\in\Omega_{\text{wind}}} F_{\text{S},s} \end{cases} \tag{25}$$

式中：μ_{E}、μ_{N} 和 μ_{S} 分别为经济性目标、网络灵活性承载度目标和系统灵活性供需平衡目标的权重系数，可由 Delphi 法或熵权法确定[28-29]；F_{E}^{*} 为归一化后投资成本；F_{LN} 为归一化前网络灵活性承载度；$F_{\text{LN},s}$ 为场景 s 下网络灵活性承载度；F_{LN}^{*} 为归一化后网络灵活性承载度；F_{S} 为归一化前灵活性供需平衡指标；$F_{\text{S},s}$ 为场景 s 下灵活性供需平衡指标；F_{S}^{*} 为归一化后灵活性供需平衡指标；Ω_{wind} 为风电场景集。

3.1.2 规划层约束条件

1）线路扩建约束

$$\begin{cases} 0 \le n_{a,b} \le N_{\text{n}} \\ \sum\limits_{(a,b)\in\Omega_{\text{l}}} n_{a,b} \le N_{\text{A}} \end{cases} \tag{26}$$

式中：$n_{a,b}$ 为节点 a 和 b 间待建线路数量；N_{n} 为节点 a，b 间待建线路数量上限；N_{A} 为总体待建线路数量上限。

2）储能配置容量约束

$$\begin{cases} P_{\text{ess},i,\min} \cdot x_i \le P_{\text{ess},i} \le P_{\text{ess},i,\max} \cdot x_i \\ E_{\text{ess},i,\min} \cdot x_i \le E_{\text{ess},i} \le E_{\text{ess},i,\max} \cdot x_i \\ \sum\limits_i x_i \le x_{i,\max} \end{cases} \tag{27}$$

式中：$P_{\text{ess},i}$ 和 $E_{\text{ess},i}$ 分别为节点 i 配置的储能功率和容量；$P_{\text{ess},i,\max}$、$P_{\text{ess},i,\min}$、$E_{\text{ess},i,\max}$ 和 $E_{\text{ess},i,\min}$ 分别为储能配置功率上下限和容量上下限；x_i 为节点 i 配置储能决策变量；$x_{i,\max}$ 为节点 i 储能配置上限。

3.2 运行层模型

3.2.1 运行层目标函数

$$F_{\text{Y}} = \min(C_{\text{G}} + C_{\text{W}} + C_{\text{C}} + C_{\text{E}}) \tag{28}$$

式中：F_{Y} 为运行层目标；C_{G} 为火电机组煤耗成本；C_{W} 为弃风成本；C_{C} 为碳交易成本；C_{E} 为储能运维成本。

1）火电机组煤耗成本

$$C_{\text{G}} = \sum_{t\in\psi} \sum_{s\in\Omega_{\text{wind}}} \sum_{i\in\Omega_{\text{g}}} \left(C_{\text{g}} \left(P_{\text{g},i,t,s} \right) \right) \tag{29}$$

式中：$C_{\text{g}}(P_{\text{g},i,t,s})$表示 s 场景下火电机组发电煤耗成本。

2）弃风成本

$$C_{\text{W}} = \sum_{s\in\Omega_{\text{wind}}} \sum_{t\in\psi} c_{\text{w}} (P_{\text{wind},t,s,\max} - P_{\text{wind},t,s}) \tag{30}$$

式中：$P_{\text{wind},t,s,\max}$ 为在 s 场景下 t 时刻风电出力峰值；$P_{\text{wind},t,s}$ 为在 s 场景下 t 时刻风电出力值；c_{w} 为单位弃风电价。

3）碳交易成本

$$C_{\text{C}} = \sum_{s\in\Omega_{\text{wind}}} K_{\text{y}} \left(E_{\text{cd}} - \sum_{i=1}^{n} \sum_{t=1}^{24} \left(\delta_{\text{h}} P_{\text{g},i,t,s} \right) \right) \tag{31}$$

式中：K_{y} 为碳交易价格；E_{cd} 为系统全天总碳排放量；δ_{h} 为火电机组碳配额系数。

碳交易成本为由全天实际碳排放量和碳排放配额间的差值带来的收益[23]，可表示为：

$$B_{\text{C}} = \sum_{s\in\Omega_{\text{wind}}} K_{\text{y}} \left(\sum_{i=1}^{n} \sum_{t=1}^{24} \left(\delta_{\text{h}} P_{\text{g},i,t,s} \right) - E_{\text{cd}} \right) \tag{32}$$

式中：B_{c} 为碳贸易收益。

4）储能运维成本[30]

$$C_{\text{E}} = \frac{r(1+r)^{n_{\text{ess}}}}{(1+r)^{n_{\text{ess}}} - 1} \sum_{i\in\Omega_{\text{ess}}} \left(c_{\text{p}} P_{\text{ess},i} + c_{\text{e}} E_{\text{ess},i} \right) \left(k_{\text{oc}} + k_{\text{mc}} \right) \tag{33}$$

式中：k_{oc} 为储能运行成本系数；k_{mc} 为储能维护成本系数。

3.2.2 运行层约束条件

1）储能装置运行约束

$$\begin{cases} -P_{\text{ess},i} \le P_{\text{ess},i,t,s} \le P_{\text{ess},i} \\ 0 \le E_{\text{ess},i,t,s} \le E_{\text{ess},i} \\ E_{\text{ess},i,t,s} = E_{\text{ess},i,t-1,s} + P_{\text{ess},i,t,s} \\ E_{\text{ess},i,t=0,s} = E_{\text{ess},i,t=24,s} \end{cases} \tag{34}$$

式中：$P_{\text{ess},i,t,s}$ 为场景 s 下节点 i 储能装置 t 时刻的充放电功率；$E_{\text{ess},i,t,s}$ 为场景 s 下节点 i 储能装置在 t 时刻储能容量。

2）火电机组与风电机组运行约束

$$\begin{cases} -R_{\text{g},i,\text{d}} \Delta t \le P_{\text{g},i,t,s} - P_{\text{g},i,t-1,s} \le R_{\text{g},i,\text{u}} \Delta t \\ P_{\text{g},i,\min} \le P_{\text{g},i,t,s} \le P_{\text{g},i,\max} \\ 0 \le P_{\text{wind},i,t,s} \le P_{\text{wind},i,t,s,\max} \end{cases} \tag{35}$$

式中：$R_{\text{g},i,\text{d}}$ 为节点 i 火电机组下爬坡坡率；$R_{\text{g},i,\text{u}}$ 为节点 i 火电机组上爬坡率；$P_{\text{g},i,t,s}$ 为场景 s 下节点 i

火电机组 t 时刻出力；$P_{\mathrm{wind},i,t,s}$ 为场景 s 下节点 i 风电机组 t 时刻出力；$P_{\mathrm{wind},i,t,s,\max}$ 为场景 s 下节点 i 风电机组 t 时刻出力上限；Δt 为时间间隔。

3）CCPP 运行约束

$$\begin{cases} V_{\mathrm{C},i,t,s}=\dfrac{E_{\mathrm{CG},i,t,s}M_{\mathrm{MEA}}}{M_{\mathrm{C2}}\theta C_{\mathrm{R}}\rho_{\mathrm{R}}} \\ V_{\mathrm{F},i,t,s}=V_{\mathrm{F},i,t-1,s}-V_{\mathrm{C},i,t,s} \\ V_{\mathrm{P},i,t,s}=V_{\mathrm{P},i,t-1,s}+V_{\mathrm{C},i,t,s} \\ 0\le V_{\mathrm{F},i,t,s}\le V_{\mathrm{CR},i} \\ 0\le V_{\mathrm{P},i,t,s}\le V_{\mathrm{CR},i} \\ V_{\mathrm{F},i,t=0,s}=V_{\mathrm{F},i,t=24,s},V_{\mathrm{P},i,t=0,s}=V_{\mathrm{P},i,t=24,s} \end{cases} \tag{36}$$

式中：$V_{\mathrm{C},i,t,s}$ 为场景 s 下电厂 i 在 t 时刻溶液储存器释放二氧化碳所需溶液体积；M_{MEA} 和 M_{C2} 分别为 MEA 与二氧化碳摩尔质量；θ 为再生塔解析量；C_{R} 为醇胺溶液浓度；ρ_{R} 为醇胺溶液密度；$V_{\mathrm{F},i,t,s}$ 和 $V_{\mathrm{P},i,t,s}$ 分别为场景 s 下电厂 i 富液储存器与贫液储存器在 t 时刻溶液体积；$V_{\mathrm{CR},i}$ 为电厂 i 溶液储存器容量。

4）碳捕集功率调节约束[25]

$$\begin{cases} \Delta P_{\mathrm{BU},i,t}=P_{\mathrm{B},i,t} \\ \Delta P_{\mathrm{BD},i,t}=P_{\mathrm{B},i,t,\max}-P_{\mathrm{B},i,t} \\ P_{\mathrm{B},i,t,\max}=\gamma\rho\alpha\phi_{\mathrm{g},i,t}P_{\mathrm{g},i,\max} \\ -\sum_{i=1}^{n}\Delta P_{\mathrm{BD},i,t}\le\Delta P_{\mathrm{J},i,t}\le\sum_{i=1}^{n}\Delta P_{\mathrm{BU},i,t} \end{cases} \tag{37}$$

式中：$\Delta P_{\mathrm{BU},i,t}$ 和 $\Delta P_{\mathrm{BD},i,t}$ 分别为 CCPP i 在 t 时刻净出力运行上调限值和下调限值；$P_{\mathrm{B},i,t,\max}$ 为 CCPP i 在 t 时刻再生塔和压缩机所允许最大允许能耗。

5）风电消纳率约束

$$\frac{\sum_{s\in\Omega_{\mathrm{wind}}}\sum_{t\in\psi}P_{\mathrm{wind},t,s}}{\sum_{s\in\Omega_{\mathrm{wind}}}\sum_{t\in\psi}P_{\mathrm{wind},t,s,\max}}\ge\partial_{\mathrm{w}} \tag{38}$$

式中：∂_{w} 为风电消纳阈值。

6）碳排放约束

$$\sum_{s\in\Omega_{\mathrm{wind}}}\sum_{i\in\Omega_{\mathrm{g}}}\sum_{t\in\psi}\phi_{\mathrm{g},i,t,s}P_{\mathrm{g},i,t,s}\le Z_{\mathrm{C}} \tag{39}$$

式中：$\phi_{\mathrm{g},i,t,s}$ 为火电机组碳排放强度；Z_{C} 为碳排放额度。

7）潮流约束

$$\begin{cases} P_{\mathrm{g},i,t,s}+P_{\mathrm{wind},i,t,s}+P_{\mathrm{ess},i,t,s}+P_{\mathrm{J},i,t,s}=P_{\mathrm{L},i,t,s}+P_{ij,t,s} \\ P_{ij,t,s}=B_{ij}(\theta_{i,t,s}-\theta_{j,t,s}) \\ -\beta P_{ij,\max}\le P_{ij,t,s}\le\beta P_{ij,\max} \\ V_{i,\min}\le V_{i,t,s}\le V_{i,\max} \\ \theta_{\min}\le\theta_{i,t,s}\le\theta_{\max},\theta_{\mathrm{ref}}=0 \end{cases} \tag{40}$$

式中：$P_{\mathrm{L},i,t,s}$ 和 $P_{ij,t,s}$ 分别为场景 s 下 t 时刻节点 i 负荷有功需求及节点 i，j 间输送有功功率；B_{ij} 为线路 i，j 间电纳；$V_{i,t,s}$ 为场景 s 下 t 时刻节点 i 电压幅值；$\theta_{i,t,s}$ 为场景 s 下 t 时刻 i 节点相角；$\theta_{\max}$ 和 $\theta_{\min}$ 分别为节点 i 相角上下限，θ_{ref} 为参考节点相角；$V_{i,\max}$ 和 $V_{i,\min}$ 分别为节点 i 电压上下限；$P_{ij,\max}$ 为线路 ij 功率上限，β 为线路负载率阈值。

8）备用约束

$$\begin{cases} \sum_{i\in\Omega_{\mathrm{g}}}P_{\mathrm{g},i,\max}+\sum_{s\in\Omega_{\mathrm{wind}}}P_{\mathrm{wind},i,t,s}- \\ \qquad\sum_{i\in\Omega_{\mathrm{ess}}}P_{\mathrm{ess},i,t,s}\ge\sum_{i\in\Omega_{\mathrm{load}}}P_{\mathrm{L},i,t,s}+R_t \\ R_t\ge5\%\times\sum_{s\in\Omega_{\mathrm{wind}}}P_{\mathrm{wind},i,t,s}+3\%\times\sum_{i\in\Omega_{\mathrm{load}}}P_{\mathrm{L},i,t,s} \end{cases} \tag{41}$$

式中：R_t 为 t 时刻备用。

9）灵活性供需平衡约束[31]

$$\begin{cases} F_{\mathrm{g},t,\tau,\mathrm{u}}+F_{\mathrm{ess},t,\tau,\mathrm{u}}+F_{\mathrm{c},t,\tau,\mathrm{u}}\ge F_{\mathrm{n},t,\mathrm{u}} \\ F_{\mathrm{g},t,\tau,\mathrm{d}}+F_{\mathrm{ess},t,\tau,\mathrm{d}}+F_{\mathrm{c},t,\tau,\mathrm{d}}\ge F_{\mathrm{n},t,\mathrm{d}} \end{cases} \tag{42}$$

3.3 模型求解方法

本文所提模型为双层优化模型，需要进行内外层模型的交互迭代求解。规划层确定线路扩建和储能配置节点、容量以及功率方案，运行层基于规划层方案优化运行功率并向规划层返回计算结果，如图 1 所示。

由于规划层网侧灵活性指标的求解涉及非线性因素，选择蛇优化算法进行外层优选得到最佳方案[32]，而运行层模型采用 CPLEX 求解器进行求解。因此，本文所提方法如附录 B 图 B4 所示。

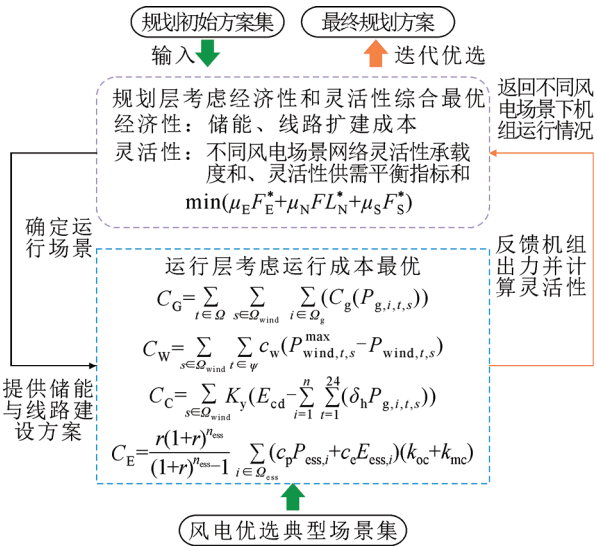


图 1 双层模型逻辑关系

Fig.1 Logical relation of bi-level model

4 算例分析

4.1 算例简介

以改进 IEEE RTS-24 节点系统为算例进行分析，将 G18、G21 和 G22 设置为 CCPP，G13 设置为风电场，其余电厂为常规火电厂，系统拓扑如附录 B 图 B5 所示。CCPP 参数如文献[25]所示，常规火电厂详细参数如附录 C 表 C1 所示。典型日负荷曲线如附录 B 图 B6 所示，风电出力数据分辨率为 1 h，数据长度为 8 760 h。储能装置类型为压缩空气储能[13]，储能装置功率成本为 4 000 元/kW，能量成本为 200 元/(kW·h)，循环寿命为 20 年，固定成本为 5 000 元，运行、维护成本系数为 0.01；输电线路单位建设成本为 8 000 万元/km，经济使用年限为 25 年，贴现率为 0.1，线路参数如文献[13]所示。加权系数 μ_{cost}、μ_{SDB} 和 μ_{netflex} 分别设置为 0.4、0.3 和 0.3，因此在目标函数中，投资成本的占比为 40%、系统灵活性供需平衡的占比为 30%，网络灵活性承载度的占比为 30%。

4.2 场景缩减分析

基于风电特征指标将出力数据进行降维，利用熵权法求解特征值指标权重，如附录 C 表 C2 所示。对降维并归一化后的数据采用改进 k-means 算法进行聚类，并通过 CHI、SSE 和 DBI 指标确定最优聚类数。随着聚类个数改变，3 种聚类有效性指标变化趋势如附录 B 图 B7 所示。CHI 指标在聚类个数为 4 时达到最高点；SSE 指标在聚类个数变化区间为 3~4 之间时，减小幅度明显可见变小；DBI 指标聚类个数为 4 时达到最小。因此，将最优聚类数设置为 4。

基于 Spearman 系数建立场景优选指标进行典型场景优选，并根据每个场景集中场景 Spearman 系数和集方差判断场景分类的合理性，聚类分析结果如表 1 所示。

由表 1 可得，采用改进 k-means 算法聚类后，场景集 3 的典型场景相关性指标最高，相关性最好，场景集 4 的典型场景相关性指标最低，相关性最差。基于典型场景选取指标 I_{T}，对风电出力场景集 1—4 进行代表场景筛选，得到代表场景如附录 B 图 B8 所示。

4.3 规划方案分析

为了验证所提方法的性能，设置两种对比方法。其中，方法 1 为不考虑 CCPP 的输电网络优化方法；方法 2 为不考虑 CCPP 的网-储协同规划方法。

4.3.1 经济性对比分析

从投资经济性和机组运行经济性等角度，对 3 种方法进行对比分析，具体规划方案如附录表 C3 所示，成本对比如表 2 所示。

本文方法考虑了 CCPP 运行，其出力一部分供给负荷，一部分作为碳捕集能耗，机组运行成本较高。但是，本文所提方法的线路扩建成本较小，利用 CCPP 和储能来提高系统供需灵活性，有效缓解了线路功率阻塞，避免线路扩建冗余。因此，对比 3 种方法，本文所提方法的综合成本最小，经济性最优。

4.3.2 灵活性对比分析

从灵活性供需裕度和网络灵活性承载度的角度，对比 3 种方法的灵活性，如表 3 所示。

表 1 聚类分析结果

Table 1 Cluster analysis results

方法	评判指标	场景集 1	场景集 2	场景集 3	场景集 4
改进 k-means	典型场景选取指标	64.14	59.14	71.81	37.87
	Spearman 和集方差	0.0349	0.0388	0.0481	0.0525
传统 k-means	典型场景选取指标	15.41	47.67	45.20	30.244
	Spearman 和集方差	0.0743	0.0602	0.0616	0.0537

表 2 不同方法的各项成本

Table 2 Costs of different methods

成本类型	成本取值		
	方法 1	方法 2	所提方法
投资成本/万元	2.50×10^5	2.83×10^5	1.70×10^5
机组运行成本/万元	1 306.4	1 293.6	1 454.8
碳贸易收益/万元	0	0	464.7
弃风成本/万元	40.67	20.73	12.22
综合成本/万元	2.513×10^5	2.84×10^5	1.71×10^5

表 3 不同场景的灵活性分析

Table 3 Flexibility analysis under different scenarios

灵活性指标	方法 1		方法 2		所提方法	
	规划前	规划后	规划前	规划后	规划前	规划后
上调灵活性指标	335.7	350.31	335.7	355.28	345.6	361.29
下调灵活性指标	203.4	195.72	203.4	246.7	224.8	276.2
灵活性供需平衡指标	182.7	183.5	182.7	228.6	197.4	240.4
网侧灵活性指标	0.722	0.563	0.722	0.569	0.722	0.566

由表 3 可得，方法 1 进行线路扩建缓解了线路阻塞造成的弃风较高的问题，火电机组出力得到缓解，上调灵活性得到提高；方法 2 考虑入储能建设后，在缓解线路阻塞造成弃风的同时，结合储能装置灵活性调节能力进一步提高了系统灵活性裕度；所提方法中 CCPP 作为源侧灵活性资源进一步提高了系统的灵活性裕度。

在方法 2 和本文方法下的电力系统灵活性裕度如附录 B 图 B9 所示。由于 CCPP 可通过控制捕集能耗调节净出力，因此相比于传统火电厂的调节范围更广。受机组出力上限的限制，所提方法的上调灵活性裕度与方法 2 相比的区别不明显，但是下调灵活性裕度有较明显的提升。本文所提方法的电力系统源侧灵活性资源供给占比如图 2 所示。在单位装机容量下，CCPP 上调和下调灵活均高于火电机组。

4.4 风电波动性对规划方案的影响

采用风电出力标准差 σ 对风电波动特性进行衡量，分析风电波动下对规划方案经济性和灵活性的影响。风电波动特性变化后，规划方案的经济性和灵活性的对比结果如表 4 所示。

由表 4 可得，在风电波动性增加的起始阶段，CCPP 和常规火电厂供给的灵活性可以满足风电波动上升带来的灵活性需求，此时的储能容量增加较少，但系统的灵活性裕度下降。随着风电出力标准差的增加，系统对储能容量的需求不断上升，其建设成本逐渐增加。由本文所提方法规划的系统网架具有足够的输电灵活性，能够应对风电出力波动性的变化，因此不需要额外的线路扩建。

5 结论

本文提出了一种考虑 CCPP 运行灵活性的网-储联合规划方法。基于改进 k-means 算法和 Spearman 系数生成典型场景，分析 CCPP 运行和电力系统灵活性供给的机理，构建网-储双层规划模型，主要结论为：

1）所提风电出力场景削减方法对风电数据指标降维后进行聚类，相比于对历史数据进行直接聚类方法的效果更好。

2）在规划过程中考虑 CCPP 的灵活调节能力，能够提升电力系统的灵活性裕度，降低系统对储能配置容量的需求，减少投资成本。

3）相比于单一的输电线路规划，网-储联合规划能够明显增强系统的灵活性调节能力，提升线路的利用率，降低冗余度。

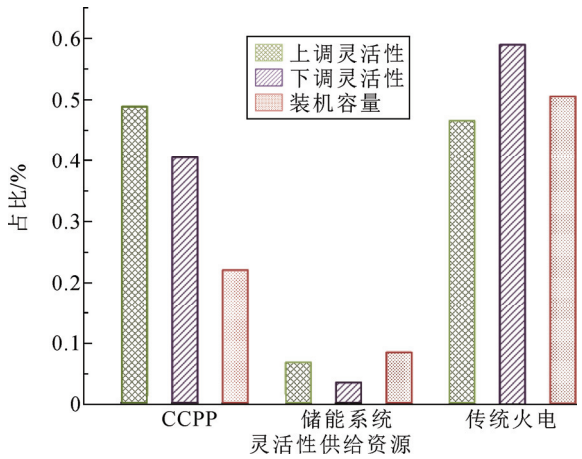


图 2 所提方法的灵活性资源供给占比

Fig.2 Ratio of flexible resource supply of proposed method

表 4 不同风电波动性下规划方案的经济性和灵活性对比

Table 4 Economic and flexibility comparison of scheme with different wind power fluctuation characteristics.

灵活性与经济性对比项目	指标取值			
	σ=253.64	σ=294.31	σ=324.22	σ=367.83
储能建设成本/万元	8 463	10 313	13 422	16 115
网架建设成本/万元	161 290	161 290	161 290	161 290
灵活性供需平衡指标	240.4	223.7	241.6	253.3
网侧灵活性指标	0.566	0.578	0.631	0.674

本文在网-储联合规划中考虑了 CCPP 参与电力系统调度所能提供的灵活性，下一步将研究 CCPP、网架和储能间的协同规划。

附录见本刊网络版(http://hve.epri.sgcc.com.cn)。

参考文献 References

[1] 曹永吉，张恒旭，施啸寒，等. 规模化分布式能源参与大电网安全稳定控制的机制初探[J]. 电力系统自动化，2021，45(18)：1-8.
CAO Yongji, ZHANG Hengxu, SHI Xiaohan, et al. Preliminary study on participation mechanism of large-scale distributed energy resource in security and stability control of large power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(18): 1-8.

[2] 李建林，郭兆东，马速良，等. 新型电力系统下“源网荷储”架构与评估体系综述[J]. 高电压技术，2022，48(11)：4330-4341.
LI Jianlin, GUO Zhaodong, MA Suliang, et al. Overview of the “source-grid-load-storage” architecture and evaluation system under the new power system[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(11): 4330-4341.

[3] 丁 曦，张笑演，王胜寒，等. 双碳目标下考虑最优建设时序的区域综合能源系统低碳规划[J]. 高电压技术，2022，48(7)：2584-2596.
DING Xi, ZHANG Xiaoyan, WANG Shenghan, et al. Low-carbon planning of regional integrated energy system considering optimal construction timing under dual carbon goals[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(7): 2584-2596.

[4] 徐清文，曹永吉，张恒旭，等. 考虑暂态调频能力的虚拟电厂预防控制方法[J]. 电力系统自动化，2022，46(18)：83-89.
XU Qingwen, CAO Yongji, ZHANG Hengxu, et al. Preventative control method for virtual power plant considering transient frequency regulation capability[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(18): 83-89.

[5] ZHANG H X, CAO Y J, ZHANG Y, et al. Quantitative synergy assessment of regional wind-solar energy resources based on MERRA reanalysis data[J]. Applied Energy, 2018, 216: 172-182.

[6] 郭铭群，赵鹏飞，孙 珂，等. *N-K* 重故障下输储协同规划模型及算法[J]. 电网技术，2020，44(11)：4218-4226.
GUO Mingqun, ZHAO Pengfei, SUN Ke, et al. *N-K* contingencies considered joint planning of energy storage and transmission expansion problem: model and algorithm[J]. Power System Technology, 2020, 44(11): 4218-4226.

[7] 孙玉树，杨 敏，师长立，等. 储能的应用现状和发展趋势分析[J]. 高电压技术，2020，46(1)：80-89.
SUN Yushu, YANG Min, SHI Changli, et al. Analysis of application status and development trend of energy storage[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(1): 80-89.

[8] 李建林，姜冶蓉，马速良，等. 新型电力系统下分布式储能应用场景与优化配置[J]. 高电压技术，2024，50(1)：30-41.
LI Jianlin, JIANG Yerong, MA Suliang, et al. Application scenarios and optimal configuration of distributed energy storage under the new power system[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(1): 30-41.

[9] WU W P, HU Z C, SONG Y H, et al. Transmission network expansion planning based on chronological evaluation considering wind power uncertainties[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(5): 4787-4796.

[10] 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.

[11] 李佳明，李文启，鲁宗相，等. 考虑系统灵活性的储能-输电线路扩展联合规划[J]. 中国电力，2021，54(4)：158-167.
LI Jiaming, LI Wenqi, LU Zongxiang, et al. Joint expansion planning of energy storage and transmission considering power system flexibility[J]. Electric Power, 2021, 54(4): 158-167.

[12] 陈占鹏，胡 炎，邰能灵，等. 考虑灵活性与经济性的可再生能源电力系统源网联合规划[J]. 电力自动化设备，2022，42(9)：94-101.
CHEN Zhanpeng, HU Yan, TAI Nengling, et al. Source-grid joint planning of renewable energy power system considering flexibility and economy[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(9): 94-101.

[13] 黄 英，刘宝柱，王坤宇，等. 考虑风电接纳能力的储输联合规划[J]. 电网技术，2018，42(5)：1480-1487.
HUANG Ying, LIU Baozhu, WANG Kunyu, et al. Joint planning of energy storage and transmission network considering wind power accommodation capability[J]. Power System Technology, 2018, 42(5): 1480-1487.

[14] 郑 静，文福拴，李 力，等. 计及风电场和储能系统联合运行的输电系统扩展规划[J]. 电力系统自动化，2013，37(1)：135-142.
ZHENG Jing, WEN Fushuan, LI Li, et al. Transmission system expansion planning considering combined operation of wind farms and energy storage systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(1): 135-142.

[15] QIU T, XU B L, WANG Y S, et al. Stochastic multistage coplanning of transmission expansion and energy storage[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(1): 643-651.

[16] PULAZZA G, ZHANG N, KANG C Q, et al. Transmission planning with battery-based energy storage transportation for power systems with high penetration of renewable energy[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(6): 4928-4940.

[17] 白 斌，韩明亮，林 江，等. 含风电和光伏的可再生能源场景削减方法[J]. 电力系统保护与控制，2021，49(15)：141-149.
BAI Bin, HAN Mingliang, LIN Jiang, et al. Scenario reduction method of renewable energy including wind power and photovoltaic[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(15): 141-149.

[18] 高海淑，张玉敏，吉兴全，等. 基于场景聚类的主动配电网分布鲁棒综合优化[J]. 电力系统自动化，2020，44(21)：32-41.
GAO Haishu, ZHANG Yumin, JI Xingquan, et al. Scenario clustering based distributionally robust comprehensive optimization of active distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(21): 32-41.

[19] 赵书强，金天然，李志伟，等. 考虑时空相关性的多风电场出力场景生成方法[J]. 电网技术，2019，43(11)：3997-4004.
ZHAO Shuqiang, JIN Tianran, LI Zhiwei, et al. Wind power scenario generation for multiple wind farms considering temporal and spatial correlations[J]. Power System Technology, 2019, 43(11): 3997-4004.

[20] 宋福龙，吴洲洋，张 艳，等. 大规模风电下基于模糊场景聚类的网-储协调规划方法[J]. 电力自动化设备，2018，38(2)：74-80.
SONG Fulong, WU Zhouyang, ZHANG Yan, et al. Fuzzy scene clustering based grid-energy storage coordinated planning method with large-scale wind power[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(2): 74-80.

[21] 赵书强，要金铭，李志伟. 基于改进 K-means 聚类和 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.

[22] 程耀华，杜尔顺，田 旭，等. 电力系统中的碳捕集电厂：研究综述及发展新动向[J]. 全球能源互联网，2020，3(4)：339-350.
CHENG Yaohua, DU Ershun, TIAN Xu, et al. Carbon capture power plants in power systems: review and latest research trends[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2020, 3(4): 339-350.

[23] 崔 杨，曾 鹏，惠鑫欣，等. 考虑碳捕集电厂综合灵活运行方式的低碳经济调度[J]. 电网技术，2021，45(5)：1877-1885.
CUI Yang, ZENG Peng, HUI Xinxin, et al. Low-carbon economic dispatch considering the integrated flexible operation mode of carbon capture power plant[J]. Power System Technology, 2021, 45(5): 1877-1885.

[24] AKBARI-DIBAVAR A, MOHAMMADI-IVATLOO B, ZARE K, et al. Economic-emission dispatch problem in power systems with carbon capture power plants[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2021, 57(4): 3341-3351.

[25] 崔 杨，邓贵波，曾 鹏，等. 计及碳捕集电厂低碳特性的含风电电力系统源-荷多时间尺度调度方法[J]. 中国电机工程学报，2022，42(16)：5869-5886.
CUI Yang, DENG Guibo, ZENG Peng, et al. Multi-time scale source-load dispatch method of power system with wind power considering low-carbon characteristics of carbon capture power plant[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(16): 5869-5886.

[26] 彭 元，娄素华，吴耀武，等. 考虑储液式碳捕集电厂的含风电系统低碳经济调度[J]. 电工技术学报，2021，36(21)：4508-4516.
PENG Yuan, LOU Suhua, WU Yaowu, et al. Low-carbon economic dispatch of power system with wind power considering sol-

vent-storaged carbon capture power plant[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(21): 4508-4516.

[27] 杨　雪，王明强，胡召永，等. 精细考虑时刻间净负荷波动不确定性的机组组合[J]. 高电压技术，2023，49(11)：4839-4848.
YANG Xue, WANG Mingqiang, HU Zhaoyong, et al. Unit commitment considering fluctuation uncertainty of net load between adjacent periods[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(11): 4839-4848.

[28] CAO Y J, WU Q W, ZHANG H X, et al. Chance-constrained optimal configuration of BESS considering uncertain power fluctuation and frequency deviation under contingency[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2022, 13(4): 2291-2303.

[29] 曹永吉，吴秋伟，张恒旭，等. 考虑分时电价和最大暂态频率偏移的储能机会约束优化配置[J]. 电力系统自动化，2023，47(2)：61-68.
CAO Yongji, WU Qiuwei, ZHANG Hengxu, et al. Chance-constrained optimal configuration for energy storage system considering time-of-use price and maximum transient frequency deviation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(2): 61-68.

[30] 孙伟卿，宋　赫，秦艳辉，等. 考虑灵活性供需不确定性的储能优化配置[J]. 电网技术，2020，44(12)：4486-4494.
SUN Weiqing, SONG He, QIN Yanhui, et al. Energy storage system optimal allocation considering flexibility supply and demand uncertainty[J]. Power System Technology, 2020, 44(12): 4486-4494.

[31] 孙东磊，孙可奇，杨金叶，等. 考虑灵活性需求的电力系统优化调度[J]. 山东大学学报(工学版)，2022，52(1)：120-127.
SUN Donglei, SUN Keqi, YANG Jinye, et al. Power system optimal dispatch considering the requirements of flexibility[J]. Journal of Shandong University (Engineering Science), 2022, 52(1): 120-127.

[32] HASHIM F A, HUSSIEN A G. Snake Optimizer: a novel meta-heuristic optimization algorithm[J]. Knowledge - Based Systems, 2022, 242: 108320.



邹世豪
1999—，男，硕士
主要从事电力系统灵活性资源规划的研究工作
E-mail: zsh990424@126.com

ZOU Shihao



曹永吉(通信作者)
1992—，男，博士，副研究员，硕导
主要从事电力系统稳定分析与控制、可再生能源并网及储能技术应用的研究工作
E-mail: yongji@sdu.edu.cn

CAO Yongji
Ph.D.
Associate professor
Corresponding author

收稿日期　2023-05-10　修回日期　2024-05-25　　编辑　何秋萍

附录 A

$$\begin{cases} v_1 = P_{\text{wind,a}} / P_{\text{wind,max}} \\ v_2 = \left(P_{\text{wind,max}} - P_{\text{wind,min}}\right) / P_{\text{wind,max}} \\ v_3 = T_{\text{wind,max}} \\ v_4 = T_{\text{wind,min}} \\ v_5 = P_{\text{wind,a}} = \dfrac{1}{24}\displaystyle\sum_{t=1}^{24} P_{\text{wind},t} \end{cases} \tag{A1}$$

式中：v_1 为日出力率；v_2 为日峰谷差率；v_3 为最大出力时刻；v_4 为最小出力时刻；v_5 为日平均出力；$P_{\text{wind},t}$ 为 t 时刻风电出力；$P_{\text{wind,max}}$ 为风电出力峰值；$P_{\text{wind,min}}$ 为风电出力谷值；$P_{\text{wind,a}}$ 为风电出力均值；$T_{\text{wind,max}}$ 为风电出力峰值时刻；$P_{\text{wind,min}}$ 风电出力谷值时刻。

CHI 指标 I_{C} 可表示为：

$$\begin{cases} B = \displaystyle\sum_{a=1}^{k}\sum_{s=1}^{m} w_s \left\| \boldsymbol{V}_a - \bar{\boldsymbol{x}} \right\|^2 \\ W = \displaystyle\sum_{a=1}^{k}\sum_{x_i \in \boldsymbol{c}_a}\sum_{s=1}^{m} w_s \left\| \boldsymbol{X}_i - \boldsymbol{V}_a \right\|^2 \\ I_{\text{C}} = \dfrac{B/(k-1)}{W/(N-k)} \end{cases} \tag{A2}$$

式中：k 为聚类个数；N 为样本个数；B 为样本集合类间散布矩阵的迹；；W 为样本集合类内散布矩阵的迹；$\bar{\boldsymbol{x}}$ 为整个风电出力集特征值指标平均值向量；c_a 为风电出力特征值第 a 种类别；$\boldsymbol{V}_a$ 为 c_a 簇内聚类中心。

SSE 指标 I_{S} 衡量样本到聚类中心的距离：

$$I_{\text{S}} = \sum_{j=1}^{k}\sum_{X_i \in \boldsymbol{c}_a} d^2\left(\boldsymbol{X}_i, \boldsymbol{V}_a\right) \tag{A3}$$

式中：$d(\boldsymbol{X}_i, \boldsymbol{V}_a)$为向量到聚类中心的欧式距离。

DBI 指标 I_{D} 度量簇类最大相似度的均值，表达式为：

$$\begin{cases} I_{\text{D}} = \dfrac{1}{k}\displaystyle\sum_{j=1}^{k} \max_{j \neq i}\left(\frac{S_i + S_j}{M_{i,j}}\right) \\ S_i = \left(\dfrac{1}{T_i}\displaystyle\sum_{i=1}^{T_i}\sum_{s=1}^{m} w_s \left| x_{i,s} - v_{a,s} \right|^2\right)^{1/2} \\ M_{i,j} = \left(\displaystyle\sum_{s=1}^{m} \left| v_{i,s} - v_{j,s} \right|^2\right)^{1/2} \end{cases} \tag{A4}$$

式中：S_i 表示类内数据到类内中心的平均距离；T_i 表示第 i 类个体数目；$M_{i,j}$ 表示第 i 类和第 j 类聚类中心的距离。

附录 B

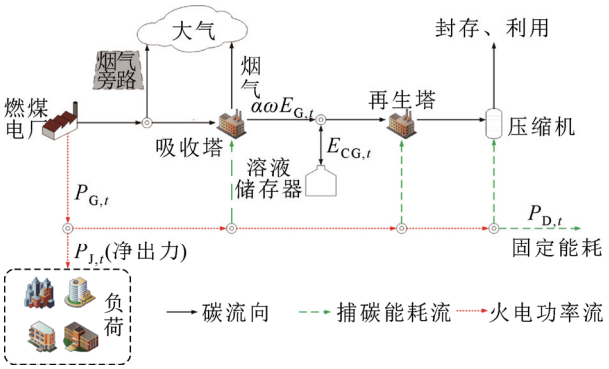


图 B1　CCPP 能量流动示意图

Fig.B1　Energy flow diagram of CCPP

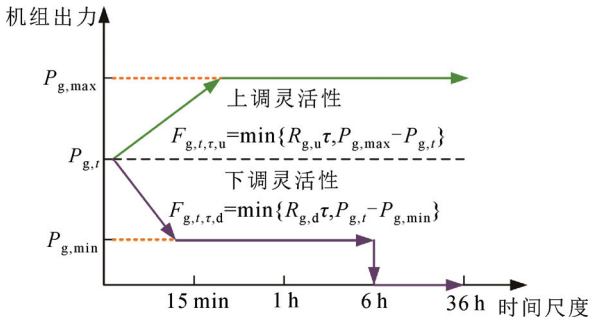


图 B2　常规机组的灵活性供给

Fig.B2　Flexibility supply of conventional unit

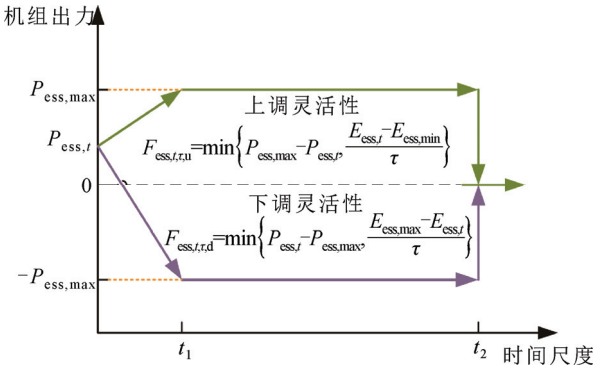


图 B3　储能装置的灵活性供给

Fig.B3　Flexibility supply of energy storage unit

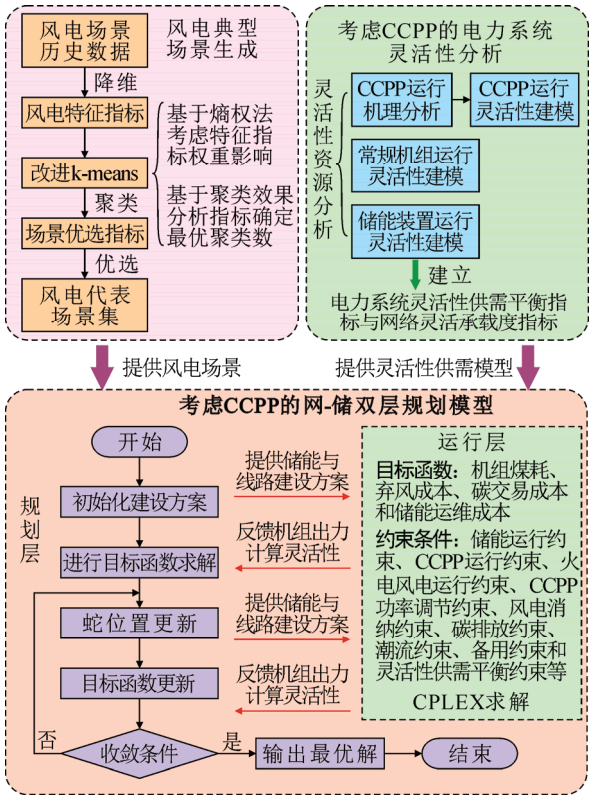


图 B4　双层规划模型求解方法

Fig.B4　Solution method for bi-level planning model

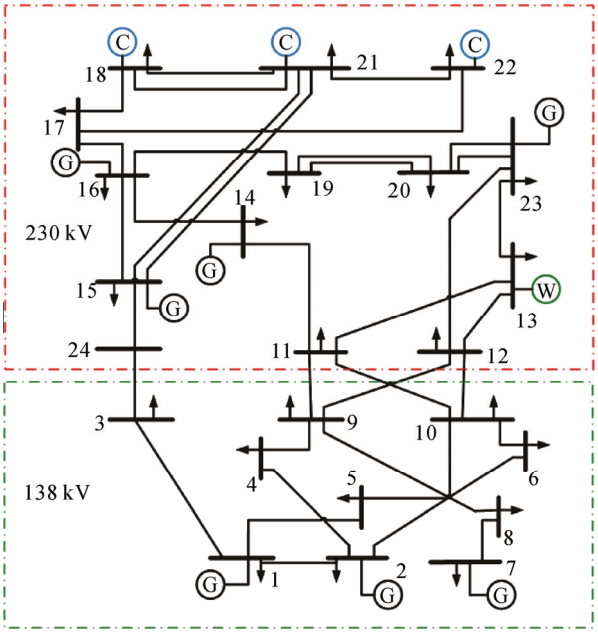


图 B5　改进 IEEE RTS-24 节点系统图

Fig.B5　Diagram of modified IEEE RTS-24 bus system

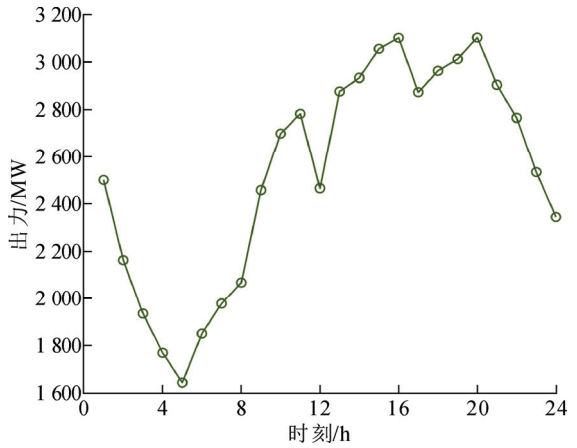


图 B6　典型日负荷曲线

Fig.B6　Load curve of a typical day

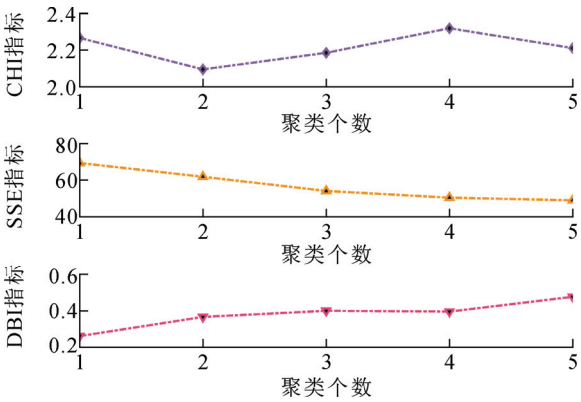


图 B7　聚类有效性指标与聚类个数关系图

Fig.B7　Relation of cluster validity indicator and number

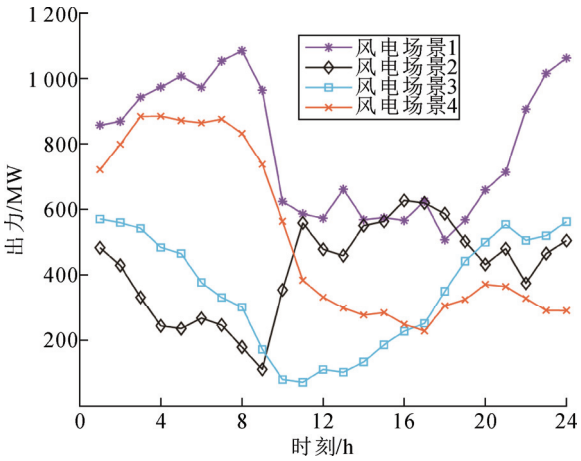


图 B8　风电出力代表场景曲线

Fig.B8　Representative scenario curve of wind power

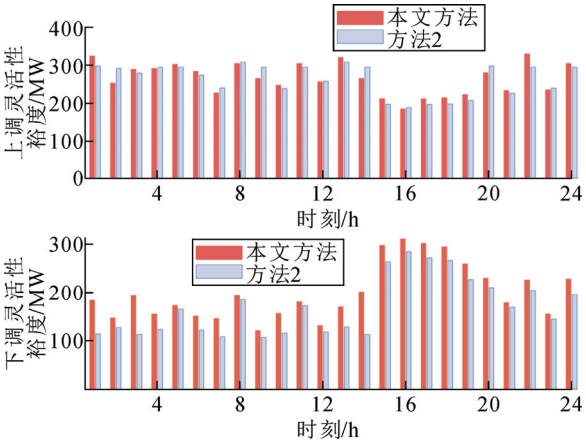


图 B9　所提方法与方法 2 的灵活性裕度对比

Fig.B9　Comparison of flexibility margin between proposed method and method 2

附录 C

表 C1　机组参数

Table C1　Unit parameter

机组编号	最大出力/MW	最小出力/MW	参数 a/(元·MW^{-2})	参数 b/(元·MW^{-1})	参数 c/元	机组爬坡/(MW·h^{-1})
1	172	45	0.026 39	136.5	2 800	25
2	550	300	0.002 17	121.1	6 790	50
7	455	200	0.002 88	117.9	6 750	40
14	455	200	0.002 7	114.8	6 650	40
15	300	125	0.011 9	123.2	5 950	30
16	155	45	0.014 77	115.5	4 760	25
18	290	180	0.012 1	123.9	5 800	30
21	550	300	0.003 36	113.4	7 000	50
22	240	100	0.021 3	125.7	5 670	25
23	300	125	0.011 9	123.2	5 950	30

表 C2　不同指标的权重

Table C2　Weight of different indices

指标	日出力率	日峰谷差率	日平均出力	最大出力时刻	最小出力时刻
权重占比	0.311 0	0.078 2	0.246 8	0.126 1	0.238 0

表 C3　不同方法下的规划方案

Table C3　Planning scheme of different methods

规划方案	方法 1	方法 2	所提方法
储能配置节点	无	节点 19、节点 20	节点 19、节点 23、节点 13
储能配置功率/MW	无	103、94	44.1、38.4、88
储能配置容量/MWh	无	123.4、109.3	53.1、44.7、94.6
输电线路扩建方案	6-10(1)、7-8(1)、10-12(1)、14-23(2)、20-23(1)	13-14(1)、16-23(1)、19-23(1)、2-6(1)	1-8(1)、13-14(1)、14-23(1)