

# 考虑运行分区和相关性的分布式光储双层优化配置

于业辉<sup>1</sup>, 欧阳森<sup>1</sup>, 张真<sup>2</sup>, 郭一帆<sup>1</sup>, 彭琦<sup>1</sup>

(1. 华南理工大学电力学院, 广州 510640; 2. 国网浙江省电力有限公司嘉兴供电公司, 浙江 嘉兴 314033)

**摘要:** 针对高渗透率分布式光伏逐一控制复杂且随机变量之间的相关性影响分布式光伏规划的问题, 提出了一种考虑运行分区和相关性的高渗透率分布式光伏双层规划方法。首先, 依据模块度指标和有功功率平衡度指标对配电网的负荷节点进行集群划分。其次, 为分析光伏与负荷之间相关性, 建立基于Nataf逆变换的三点估计法(three-point estimate method, 3PEM)随机潮流模型。然后建立高渗透率分布式光伏双层规划方法, 外层以年综合费用最小为目标, 优化各集群分布式光伏与储能的配置容量, 采用改进的遗传算法进行求解; 内层基于机会约束, 以综合节点电压期望值偏差率最小、运行风险值最小为多目标函数, 优化各节点分布式光伏的出力与储能位置, 采用快速非支配排序遗传算法(non-dominated sorting genetic algorithm 2, NSGA2)和基于熵的逼近理想解排序法(technique for order preference by similarity to ideal solution, TOPSIS)求解最优配置方案。最后, 以 IEEE 33 节点系统为算例, 结果表明了所提模型的可行性。

**关键词:** 配电网; 高渗透率分布式光伏; 集群划分; 相关性; 优化配置

## Distributed Photovoltaic-Energy Storage Dual-Layer Optimization Configuration Considering Operational Partitioning and Correlation

YU Yehui<sup>1</sup>, OUYANG Sen<sup>1</sup>, ZHANG Zhen<sup>2</sup>, GUO Yifan<sup>1</sup>, PENG Qi<sup>1</sup>

(1. School of Electric Power Engineering, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China; 2. Jiaxing Power Supply Company, State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Jiaxing, Zhejiang 314033, China)

**Abstract:** To address the complexity of individually controlling high-penetration distributed photovoltaics (PV) and the impact of correlation between random variables on distributed PV planning, a dual-layer planning method for high-penetration distributed PV considering operational partitioning and correlation is proposed. Firstly, load nodes in the distribution network are clustered based on modularity and active power balance indicators. Secondly, to analyze the correlation between PV and loads, a 3PEM stochastic power flow model based on the Nataf inverse transform is established. Then, a dual-layer planning method for high-penetration distributed PV is developed. The outer layer minimizes the annual comprehensive cost by optimizing the allocation capacities of distributed PV and energy storage for each cluster, utilizing an improved genetic algorithm. The inner layer, based on chance constraints, minimizes the deviation rate of comprehensive node voltage expectation and the operational risk value as multi-objective functions, optimizing the output of distributed PV and the placement of energy storage at each node, employing non-dominated sorting genetic algorithm 2 (NSGA2) and entropy-based technique for order preference by similarity to ideal solution (TOPSIS) to find the optimal configuration. Finally, the feasibility of the proposed model is demonstrated through a case study of IEEE 33-node system.

**Key words:** distribution network; high-penetration distributed photovoltaics; clustering; correlation; optimization configuration

**基金项目:** 国家自然科学基金资助项目(51677073); 中央高校基本科研业务费重大产学研合作扶持专项(x2dID2201280)。

**Foundation item:** Supported by the National Natural Science Foundation of China (51677073); the Major Industry University Research Cooperation Support Projects of the Fundamental Research Funds for the Central Universities (x2dID2201280).

## 0 引言

随着大规模、高密度的分布式光伏<sup>[1-2]</sup> (photovoltaic, PV)接入配电网,系统的电压质量水平低<sup>[3]</sup>、PV消纳率低、功率倒送等<sup>[4]</sup>问题不断加剧。同时光伏出力的随机性与负荷之间的相关性增大了支路功率和节点电压的越限风险,影响光伏接入最优配置的分析计算<sup>[5]</sup>。此外储能系统(energy storage system, ESS)在一定程度上可以缓解源-荷时序出力不匹配的问题,但容量冗余配置会增大投资成本<sup>[6-7]</sup>。通过合理的配置光储对提高系统的运行经济性改善电压质量、降低系统运行风险具有重要意义。

高渗透率下PV接入点数量较多、单机容量小,集中控制所有接入点存在控制复杂度高、数据量大、搜索能力弱等缺陷,难以满足数据实时处理与跟踪的需求<sup>[8]</sup>。文献[9]考虑功率平衡和节点耦合程度利用光伏逆变器实现集群协调电压控制,以解决节点电压越限问题。文献[10]在光伏高渗透率下依据集群内节点电压越限情况以分布式储能运行收益最大为目标优化越限集群内储能的时序功率。文献[11]依据系统网架拓扑与集群功率进行集群划分,使得系统年综合成本、损耗、电压偏差最小。文献[12]提出基于集群划分的网-源-储多目标两步规划。上述文献在处理高渗透PV时序优化规划问题上复杂度极高,节点在负荷特性和电源特性之间时序切换的增大功率运行调控维度,规划阶段忽略了后期运行控制的可行性,因此本文规划阶段采取节点分区降低变量维度,同时采取分层优化配置兼顾系统的经济性、可靠性。

现有研究大多建立在某类固定场景的负荷特性下进行分析,忽略了源-荷时序不确定性以及相关性的影响。文献[13]考虑不确定性因素间的相关性,优化年综合费用最小和配电网运行风险。文献[14]以投资运维成本最低建立源储选址定容模型,并引入不确定调节参数刻画不确定性,但参数最优设定缺乏有效支撑。文献[15]以PV全年总发电量最大为目标,建立光储联合优化配置模型,生成光-荷联合时序场景出力时序相关性,其精度依赖于原始场景的数量。文献[16]采用多场景聚类方式处理不确定性,优化节点电压偏差和投资商收益。综上,现有研究忽略了相关性、不确定性

在光储优化配置中对运行风险的分析,结果往往靠近临界值,存在优化配置结果容错性较低的局限性。

因此,本文提出了一种基于集群划分的考虑光伏与负荷相关性的高渗透率光储双层优化配置方法。首先依据有功功率平衡度与模块度建立集群划分模型,其次外层以系统年度综合费用最小为目标,优化各集群光伏、储能配置容量,内层以越限风险最小、电压偏差最小为目标,优化各节点PV出力以及储能接入位置;建立基于Nataf逆变换的三点估计法(three-point estimate method, 3PEM)模型分析光伏-负荷相关性对配置的影响;最后采用基于熵值TOPSIS的NSGA2算法对模型进行求解,通过改进的高渗透率光伏下的IEEE 33节点系统验证方法的有效性。

## 1 基于集群划分的光储配置策略

### 1.1 集群划分模型

为反应集群的结构性能,本文引入模块度 $\varepsilon$ 衡量复杂网络的电气耦合强度,使得集群划分结果满足集群内节点电气联系紧密群间联系松散,提高集群内分布式电源(distributed generation, DG)就地消纳能力。其模型如式(1)所示。

$$\begin{cases} E_{ij}^p = \sqrt{(V_{i1}^p - V_{j1}^p)^2 + (V_{i2}^p - V_{j2}^p)^2 + \dots + (V_{iN}^p - V_{jN}^p)^2} \\ E_{ij} = \tau E_{ij}^p + (1 - \tau) E_{ij}^q, A_{ij} = 1 - E_{ij} / \max E_{ij} \\ \tau = 1/2\mu \sum_i \sum_j (A_{ij} - b_i b_j / 2\mu) \theta(i, j) \end{cases} \quad (1)$$

式中: $N$ 为节点数量; $V_{ij}^p$ 为节点 $i$ 对 $j$ 的电压有功功率灵敏度系数; $E_{ij}^p$ 、 $E_{ij}^q$ 、 $E_{ij}$ 分别为有功功率、无功功率、综合电气距离; $\tau$ 为权重系数; $A_{ij}$ 为连接节点 $i$ 、 $j$ 的边权,电气距离详细计算公式详见文献[17],当两者直接连接时取1,否则取0; $\mu = 1/2 \sum_i \sum_j A_{ij}$ 为网络所有边之和; $b_i = \sum_j A_{ij}$ 为节点 $i$ 的度;当节点 $i$ 、 $j$ 处于同一集群时 $\theta(i, j)=1$ ,否则取0。

考虑到集群内有功功率的匹配程度问题,为保证集群内有功功率自我消纳能力提升,减少有功功率外送,本文将有功功率平衡度作为集群的功能性指标,因内层以电压质量为目标函数,在此忽略无功功率平衡度指标。有功功率平衡度指标 $\varphi_p$ 模型如

式(2)所示<sup>[8]</sup>。

$$\varphi_p = \frac{1}{m} \sum_{q=1}^m \left( 1 - \frac{P_{q,clu}}{\sum_{i \in \Omega_{N_q}} P_{q,load,i}} \right) \quad (2)$$

式中:  $m$  为集群数量;  $q$  为第  $q$  个集群;  $P_{q,clu}$  为网络流入集群  $q$  的净功率;  $N_q$  为集群  $q$  中的节点数量;  $i$  为第  $i$  个节点;  $\Omega_{N_q}$  为节点集合;  $P_{q,load,i}$  为集群  $q$  内节点  $i$  的有功负荷功率。

综合上述指标, 本文的集群综合性能指标  $\gamma$  如下。

$$\gamma = \delta \varepsilon + (1 - \delta) \varphi_p \quad (3)$$

式中  $\delta$  为电气距离的权重系数。集群综合性能指标包含基于电气距离的模块化指数和有功功率平衡度, 模块化指数越大表明同一集群的节点之间电气联系越紧密; 有功功率平衡度越大体现为各集群 DG 安装容量及输出功率与负荷匹配程度高。

采用改进遗传算法求解集群划分模型, 考虑迭代初期设置较大交叉概率以增强全局搜索能力, 后期又稳定于一个较小值以保证优秀个体不被破坏, 依据指数模型构造交叉概率随进化代数增大而递减趋势如式(4)所示, 且最终稳定于预设较小值  $\rho_{c, \min}$ 。为抑制算法早熟, 本文赋予适应值较优的个体较小的变异概率, 适应值较差的劣质个体则赋予较大的变异概率, 利用适应度值与当前种群最优值差值率调整变异概率, 以提高算法的收敛速度, 变异模型如式(4)所示。

$$\rho_o(t) = \begin{cases} \rho_{o, \max} e^{(-t/T_{Gen}) - (-t/T_{Gen})^2}, & \rho_{tmp} > \rho_{o, \min} \\ \rho_{o, \min}, & \rho_{tmp} \leq \rho_{o, \min} \end{cases} \quad (4)$$

式中:  $\rho_{tmp}$  为一个中间计算变量;  $T_{Gen}$  为预设的最大进化代数;  $t$  为当前进化代数;  $\rho_{o, \min}$  与  $\rho_{o, \max}$  分别为预设的最小与最大交叉概率;  $\rho_o(t)$  为当前种群第  $t$  代的交叉概率。

## 1.2 集群内光伏和储能的规划配置方法

基于集群划分的结果, 本文考虑采用分层配置的思路将光伏和储能配置问题划分为内外两层: 外层配置策略以集群为最小单元, 将各个集群作为决策单元, 依据各单元负荷的时序出力, 优化集群接入的 PV 总容量、ESS 总容量以及 ESS 时序出力情况, 以集群为单元配置 ESS 能够降低集群内部 PV 和负荷时序需求不匹配的程度; 内层配置策略在集

群内 PV、ESS 总容量确定的情况下以集群内各个节点为最小单元, 协调优化各个节点 PV 的接入容量以及 ESS 的接入位置。采用分层策略外层提高集群内部有功功率的自消纳能力, 实现源荷储的动态平衡, 内层提高配电网集群内电压质量水平, 兼顾系统运行风险约束同时提高系统配置的经济型。

## 2 考虑相关性的概率潮流模型

### 2.1 光伏出力与负荷的概率分布

光伏出力主要受光照强度影响, 典型日内可用 Beta 分布描述光照强度的不确定性<sup>[17]</sup>。

$$f(I) = \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} \left( \frac{I}{I_{\max}} \right)^{\alpha-1} \left( 1 - \frac{I}{I_{\max}} \right)^{\beta-1} \quad (5)$$

式中:  $f(I)$  为光照强度的不确定性函数;  $\Gamma$  为 Gamma 函数;  $\alpha$ 、 $\beta$  为 Beta 分布的形状参数;  $I$ 、 $I_{\max}$  分别为实际光照强度和光照强度最大值。

负荷功率的不确定性可采用正态分布描述。

$$f(P_i) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \sigma_{P,i}} \exp \left( -\frac{(P_i - \mu_{P,i})^2}{2\sigma_{P,i}^2} \right) \quad (6)$$

$$Q_i = P_i \tan \varphi_i \quad (7)$$

$$\rho_h(t) =$$

$$\begin{cases} \frac{2|(f_{\max} - f(X_i))/f_{\max}|}{1 + (t/T_{Gen}) + (t/T_{Gen})^2} \rho_{h, \max}, & \rho_{tmp} > \rho_{h, \min} \\ \rho_{h, \min}, & \rho_{tmp} \leq \rho_{h, \min} \end{cases} \quad (8)$$

式中:  $\rho_h(t)$  为第  $t$  代种群中个体  $X_i$  的变异概率;  $f(P_i)$  为节点  $i$  的负荷功率的不确定性函数;  $P_i$ 、 $\mu_{P,i}$ 、 $\sigma_{P,i}$  分别为节点  $i$  有功负荷的随机量、期望值和标准差;  $Q_i$ 、 $\varphi_i$  分别为节点  $i$  无功负荷的随机量、功率因数角;  $\rho_{h, \max}$  与  $\rho_{h, \min}$  分别为预设置的最大、最小变异概率;  $f(X_i)$  为个体  $X_i$  的适应值;  $f_{\max}$  与  $f_{\min}$  分别为种群的最大与最小适应值。

### 2.2 相关性建模

光照强度与负荷出力特性存在一定的正相关性<sup>[19]</sup>, Kendall 秩相关性系数相较于 Spearman 秩相关系数能有效反应光伏与负荷有序变量之间单调关系强弱, 保证随机变量变化的一致性, 因此本文引入二维 Copula 分布函数描述光伏和负荷之间相关性, 相关系数矩阵  $\tau$  系数  $\tau_{ij}$  表示为:

$$\tau_{ij} = 4 \left( \iint_{X_i, X_j \in (0,1)} C(X_i, X_j) d(x_i, x_j) \right) - 1 \quad (9)$$



式中:  $X_i$ 、 $X_j$  分别为第  $i$ 、 $j$  随机变量原始数据样本;  $x_i$ 、 $x_j$  分别为第  $i$ 、 $j$  个随机变量原始数据转换到  $[0, 1]$  的数据;  $C(X_i, X_j)$  为累积分布函数, 本文采用可反映尾部相关特性的  $t$ -Copula 函数, 当  $\tau_{ij} > 0$  时, 两个随机变量呈现正相关性; 当  $\tau_{ij} < 0$  时, 两个随机变量呈现负相关性; 当  $\tau_{ij} = 0$  时, 两个随机变量相对独立;  $d(x_i, x_j)$  为一元分布函数。

为提高计算效率, 采用 3PEM 计算概率潮流, 为满足变量相互独立的需求, 本文引入 Nataf 逆变换分析  $n$  个随机变量的相关性<sup>[19]</sup>, 设  $n$  个变量  $X = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$  的累积分布为  $F_i(x_i)$ , 转换为对应标准的正态分布  $Y = \{y_1, y_2, \dots, y_n\}$ , 各元素采用式(10)计算。

$$y_i = \Phi^{-1}(F_i(x_i)) \quad (10)$$

式中  $\Phi^{-1}(\cdot)$  为标准正态累积分布函数的逆函数。

### 3 考虑运行分区和相关性的分布式光储双层规划模型

#### 3.1 双层优化架构

本文主要从经济性和电压质量建立分布式光伏的双层规划模型, 外层模型以年综合成本最小为目标函数, 采用改进的遗传算法求解集群内 PV 安装容量、储能容量和出力; 内层模型以集群内节点电压期望值偏差率最小和运行风险指标最小为多目标函数, 采用 NSGA2 确定 pareto 解集, 并采用基于熵值的 TOPSIS 评价出最优方案, 确定集群内各节点的 PV 出力以及储能的配置位置。双层优化结构如图 1 所示, 外层将 PV 容量、ESS 容量和出力传递给内层, 并将其作为内层变量优化的约束; 内层优化则将求得的节点电压和潮流分布反馈到外层的功率平衡和节点电压约束中。



图 1 双层优化架构

Fig. 1 Double-layer optimization architecture

#### 3.2 外层优化模型

##### 3.2.1 目标函数

目标函数  $F_1$  包含: 分布式光伏和储能的年等值投资成本  $C_{IN}$ 、年等值运行成本  $C_{OM}$ 、电网购电费用  $C_{EN}$ 、PV 发电补贴  $C_{GS}$ , 其数学模型可表示为:

$$\begin{cases} \min F_1 = C_{IN} + C_{OM} + C_{EN} + C_{GS} \\ C_{IN} = \frac{\xi(1+\xi)^{y_{PV}}}{(1+\xi)^{y_{PV}} - 1} \sum_{i=1}^{N_b} (c_{PV,i}^{IN} S_{PV,i}^n) + \\ \quad \frac{\xi(1+\xi)^{y_{ESS}}}{(1+\xi)^{y_{ESS}} - 1} \sum_{i=1}^{N_b} (c_{ESS,i}^{IN} S_{ESS,i}^n) \\ C_{OM} = \sum_{t_k=1}^T \sum_{i=1}^{N_b} (c_{PV,i}^{OM} P_{PV,i,t_k} + c_{ESS,i}^{OM} P_{ESS,i,t_k}) \Delta t \\ C_{EN} = \sum_{t_k=1}^T c_{p,t_k} P_{sys,t_k} \Delta t \\ C_{GS} = \sum_{t_k=1}^T \sum_{l=1}^{N_{TL}} (c_{sub} P_{P,l,t_k}) \Delta t \end{cases} \quad (11)$$

式中:  $\xi$  为贴现率;  $y_{PV}$ 、 $y_{ESS}$  分别为 PV、ESS 寿命周期;  $N_b$  为集群数量;  $c_{PV,i}^{IN}$ 、 $c_{ESS,i}^{IN}$  分别为安装在节点  $i$  处的 PV、ESS 的单位容量投资成本;  $S_{PV,i}^n$ 、 $S_{ESS,i}^n$  分别安装在节点  $i$  处 PV、ESS 的额定容量;  $T$  为统计周期;  $t_k$  为  $T$  内的第  $k$  个时段;  $c_{PV,i}^{OM}$ 、 $c_{ESS,i}^{OM}$  分别为安装在节点  $i$  处 PV、ESS 的单位发电量的运维成本;  $P_{PV,i,t_k}$ 、 $P_{ESS,i,t_k}$  分别为节点  $i$  处 PV、ESS 在  $t_k$  时段有功出力;  $c_{p,t_k}$ 、 $P_{sys,t_k}$  分别为  $t_k$  时段的主网购电电价和变电站有功功率出力;  $N_{TL}$  为主网联络线数量;  $l$  为第  $l$  条联络线;  $c_{sub}$  为 PV 单位发电补贴;  $P_{P,l,t_k}$  为  $t_k$  时段联络线  $l$  传输的有功功率;  $\Delta t$  为时段差。

##### 3.2.2 约束条件

上层约束条件主要包括集群内 PV 的装机容量约束、有功功率平衡约束、互联支路功率约束、PV 的有功功率出力约束和 ESS 充放电功率约束。

###### 1) 允许安装的 PV 容量上限

$$0 \leq S_{PV,m} \leq \sum_{i=1}^{N_{b,m}} S_{PV,i,m}^{\max}, m \in \{1, \dots, N_m\} \quad (12)$$

式中:  $N_{b,m}$  为集群  $m$  内节点数量;  $S_{PV,m}$ 、 $S_{PV,i,m}^{\max}$  分别为集群  $m$  允许的安装容量和集群  $m$  内节点  $i$  所允许的最大安装容量;  $N_m$  为集群数量。

###### 2) 有功功率平衡

$$\sum P_{P,l,t_k} + \sum P_{PV,m,t_k} + \sum P_{ESS,m,t_k} = \sum P_{load,i,t_k} + \sum P_{L,l,t_k} \quad (13)$$

式中:  $\sum P_{P,l,t_k}$ 、 $\sum P_{L,l,t_k}$  分别为  $t_k$  时段所有主网联络

线有功功率之和、所有支路有功功率损耗之和;  
 $\sum P_{\text{load}, i, t_k}$  为  $t_k$  时段所有节点有功功率之和;  
 $\sum P_{\text{PV}, m, t_k}$ 、 $\sum P_{\text{ESS}, m, t_k}$  分别为  $t_k$  时段所有集群内 PV、ESS 有功功率出力之和。

### 3) 联络支路功率约束

$$|P_{P, l, t_k}| \leq P_{P, l}^{\max} \quad (14)$$

式中  $P_{P, l}^{\max}$  为集群联络支路  $l$  允许的最大传输功率。

### 4) 集群内 PV 出力及 ESS 充放电约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{PV}, m, t_k} \leq P_{\text{PV}, m} \\ |P_{\text{ESS}, m, t_k}| \leq P_{\text{ESS}, m}^{\max} \\ E_{\min} \leq E_{m, t_k} \leq E_{\max} \end{cases} \quad (15)$$

式中:  $P_{\text{PV}, m}$  为集群  $m$  内 PV 的有功功率;  $P_{\text{PV}, m, t_k}$ 、 $P_{\text{ESS}, m, t_k}$  分别为  $t_k$  时段集群  $m$  内 PV、ESS 有功功率;  
 $P_{\text{ESS}, m}^{\max}$  为集群  $m$  内 ESS 最大有功功率输出;  $E_{m, t_k}$  为  $t_k$  时段集群  $m$  内 ESS 存储电量;  $E_{\min}$ 、 $E_{\max}$  分别为 ESS 的存储电量最小、最大允许值。

## 3.3 内层优化模型

### 3.3.1 目标函数

在确定好集群 PV、ESS 接入总容量之后, 内层规划以集群综合运行风险指标  $F_2$  最小和综合节点电压期望值偏差率  $F_3$  最小为目标函数, 优化各节点 PV 接入容量与 ESS 接入位置, 采用基于 Nataf 逆变换三点估计法求解随机潮流, 并将其嵌入在 NSGA2 算法中求解 pareto 解集, 采用基于熵的 TOPSIS 获得最优决策。其目标函数数学模型如下。

$$\begin{cases} \min F_2 = \frac{\lambda_1}{N_b} \sum_{i=1}^{N_b} \rho_{U, i} + \frac{\lambda_2}{L} \sum_{l=1}^L \rho_{P, l} \\ \min F_3 = \sum_{i=1}^{N_b} \omega_i \frac{|U_i - U_{Ni}|}{U_{Ni}} \times 100\% \end{cases} \quad (16)$$

式中:  $N_{bz}$  为电压越限的总支路数量;  $i$  为第  $i$  条电压越限的支路;  $\rho_{U, i}$  为节点  $i$  的电压越限概率;  $L$  为总支路数量;  $l$  为第  $l$  条支路;  $\rho_{P, l}$  为支路  $l$  传输功率的越限概率;  $U_i$ 、 $U_{Ni}$  分别为节点  $i$  的实际电压和额定电压;  $\omega_i$  为节点  $i$  的电压质量需求指标;  $\lambda_1$ 、 $\lambda_2$  分别为电压越限和功率越限权重, 且  $\lambda_1 + \lambda_2 = 1$ 。

### 3.3.2 约束条件

#### 1) 允许安装 PV 容量上限

$$\begin{cases} P_{is} = U_i \sum_{j \in i} U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ Q_{is} = U_i \sum_{j \in i} U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \end{cases} \quad (17)$$

式中:  $P_{is}$ 、 $Q_{is}$  分别为节点  $i$  的注入有功功率与无功功率;  $U_i$ 、 $U_j$  分别为节点  $i$ 、 $j$  的电压幅值;  $G_{ij}$ 、 $B_{ij}$  分别为节点导纳矩阵的实部与虚部;  $\theta_{ij}$  为支路  $ij$  两端电压相角差。

#### 2) 集群内 PV 安装总容量约束

$$S_{\text{PV}, m} = \sum_{i=1}^{N_{b, m}} S_{\text{PV}, m, i}, m \in \{1, \dots, N_m\} \quad (18)$$

式中  $S_{\text{PV}, m}$ 、 $S_{\text{PV}, m, i}$  分别为集群  $m$  的 PV 安装总容量和集群  $m$  内节点  $i$  处 PV 安装容量。

#### 3) 节点 PV 安装容量约束

$$0 \leq S_{\text{PV}, m, i} \leq S_{\text{PV}, m, i}^{\max}, i \in \{1, \dots, N_{b, m}\} \quad (19)$$

式中  $S_{\text{PV}, m, i}^{\max}$  为集群  $m$  内节点  $i$  处 PV 的最大安装容量。

#### 4) 节点电压的概率约束

$$P_r \{ U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max} \} \geq \rho_U \quad (20)$$

式中:  $P_r \{ \cdot \}$  为事件成立的概率;  $U_{\max}$  和  $U_{\min}$  分别为节点电压的上下限;  $\rho_U$  为允许的电压置信度大小。

#### 5) 支路功率 $P_l$ 的概率约束

$$P_r \{ |P_l| \leq P_l^{\max} \} \geq \rho_P \quad (21)$$

式中:  $P_l^{\max}$  为第  $l$  条支路传输功率的上限;  $\rho_P$  为允许的支路功率置信度大小。

## 3.4 双层优化配置算法

上层单目标优化模型采用本文第 2 节改进的遗传算法求解, 在此不在赘述。下层多目标优化模型考虑采用基于带精英策略的非支配排序遗传算法 NSGA2 和 TOPSIS 的组合算法进行求解。

### 3.4.1 内层 NSGA2 和 TOPSIS 组合优化算法

本文考虑采用带精英策略的非支配排序遗传算法 NSGA2 求解内层多目标优化配置问题, NSGA2 的计算过程详见文献[21]。多目标优化结果为一组非劣解, 本文采用基于熵值的 TOPSIS<sup>[22]</sup> 求解多属性决策问题可使得所选择的方案与理想方案的差距最小, 与负理想方案的差距最大。

Pareto 解集中的  $m$  个非劣解可构成  $m$  个待选方案, 均包含  $n$  项属性值, 进行规范化得到矩阵为  $\mathbf{R}$ 。依据熵权法确定方案各属性的权重  $\mathbf{W}$ , 进而构造加权规范矩阵  $\mathbf{G} = \mathbf{R}\mathbf{W}$ 。根据逼近理想解排序法, 确定加权矩阵的正理想  $G^+$  和负理想解  $G^-$ 。

$$\begin{cases} G^+ = (\max_{1 \leq i \leq m} g_{ij} | j \in j^+, \min_{1 \leq i \leq m} g_{ij} | j \in j^-) = (g_1^+, g_2^+, \dots, g_m^+) \\ G^- = (\max_{1 \leq i \leq m} g_{ij} | j \in j^-, \min_{1 \leq i \leq m} g_{ij} | j \in j^+) = (g_1^-, g_2^-, \dots, g_m^-) \end{cases} \quad (22)$$

式中:  $g_{ij}$  为加权矩阵的元素;  $g_i^+$ 、 $g_i^-$  分别为构成  $G^+$  和  $G^-$  的元素;  $j$  为指标序号;  $j^+$  为效益类指标;  $j^-$  为成本类指标。

第  $i$  个方案的相对距离和距离正、负理想解的欧氏距离, 如式(23)所示。

$$\begin{cases} d_i = \frac{d_i^+}{d_i^+ + d_i^-}, i = 1, 2, \dots, m \\ d_i^e = \sqrt{\sum_{j=1}^n (g_{ij} - g_j^e)^2}, e = \{+, -\} \end{cases} \quad (23)$$

式中:  $d_i^e$  为第  $i$  种方案到正、负理想解的欧式距离;  $d_i$  为第  $i$  种方案的综合评价。

依据各方案的相对距离进行排序, 选出最接近理想解的最优解。

### 3.4.2 分布式光伏和储能优化配置算法流程

本文光伏和储能双层优化配置算法流程主要包含外层优化模块、内层优化模块、3PEM 概率潮流计算模块以及基于熵值的 TOPSIS 模块, 具体步骤如图 2 所示。

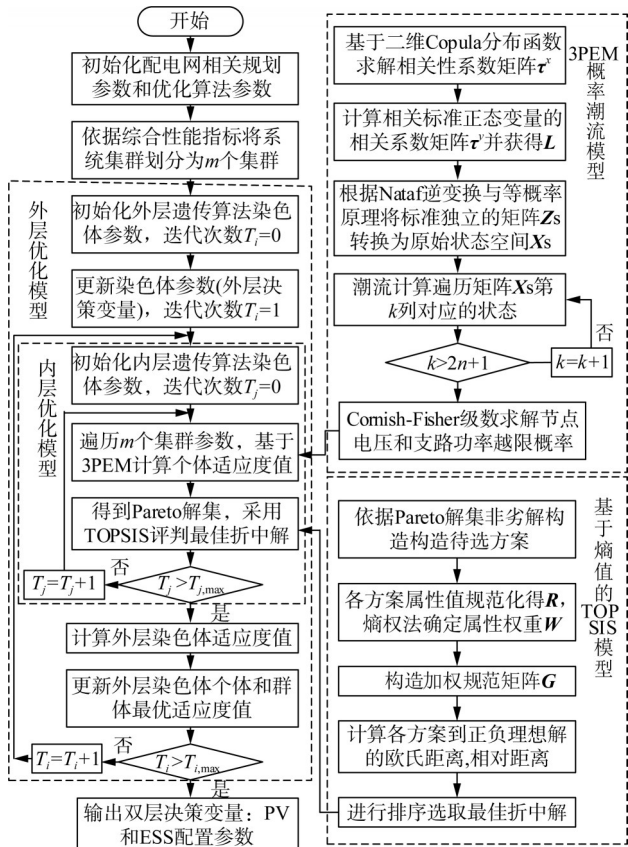


图 2 基于集群划分的光伏和储能双层优化配置流程图

Fig. 2 Flow chart of double-layer optimal configuration of PV and energy storage based on cluster division

## 4 算例分析

对 IEEE 33 节点系统拓扑结构进行改进, 网络参数、典型日各节点负荷时序功率以及时序电价详见文献[23], 本文所用改进遗传算法的交叉概率  $p_c$  取值范围为  $[0.5, 0.85]$ , 变异概率  $p_m$  取值范围为  $[0.05, 0.2]$ , 为保证足够的电气耦合强度并兼顾有功平衡指标故选取有效调节临界值  $\delta=0.6$ , 为防止集群存在孤岛节点设置最小节点数  $q_{\min}$ , 最大迭代次数为 200。综合费用相关系数如表 1 所示。

表 1 系统原始参数

Tab. 1 System original parameters

| 参数                                    | 数值    | 参数                                     | 数值    |
|---------------------------------------|-------|----------------------------------------|-------|
| PV 单位容量投资成本/(元·kW <sup>-1</sup> )     | 5 500 | ESS 单位容量投资成本/(元·kW <sup>-1</sup> )     | 5 500 |
| PV 单位发电量运行维护成本/(元·kWh <sup>-1</sup> ) | 0.3   | ESS 单位发电量运行维护成本/(元·kWh <sup>-1</sup> ) | 0.3   |
| PV 寿命周期/a                             | 20    | ESS 寿命周期/a                             | 16    |
| PV 发电补贴/(元·kWh <sup>-1</sup> )        | 0.42  | 贴现率                                    | 0.056 |
| 主网购电电价/(元·kWh <sup>-1</sup> )         | 0.55  |                                        |       |

### 4.1 基于综合指标的集群划分结果

集群划分结果如图 3 所示, 各集群有功平衡指标和模块度函数值如表 2 所示, 其中集群 3 的有功功率平衡度最高是由于在典型日内该集群时序光伏出力较高, 节点净功率较高。如图 4 所示, 依据式(1)求得节点 2 到其余节点的电气距离, 其变化趋势与网架结构相匹配, 主要影响因素为网络结构, 不同的计算方式只影响电气距离数值大小而不会改变变化趋势。

### 4.2 外层优化结果

为分析本文所提出双层优化配置的优势, 考虑

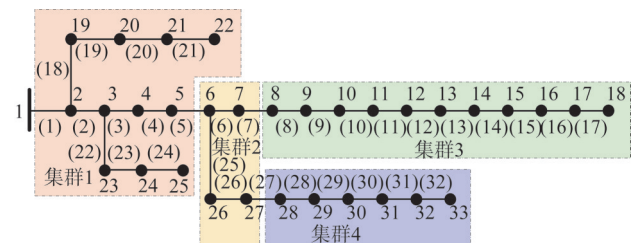


图 3 基于集群划分的 IEEE 33 节点系统拓扑结构图

Fig. 3 IEEE 33-node system topology diagram based on cluster partitioning



表 2 各集群节点编号及综合指标值

Tab. 2 Cluster node IDs and comprehensive indicator values

| 集群编号 | 节点编号                           | $\varphi_p$ | $\varepsilon$ |
|------|--------------------------------|-------------|---------------|
| 1    | 2、3、4、5、19、20、21、22、23、24、25   | 0.436 9     | 0.093 1       |
| 2    | 6、7、26、27                      | 0.361 5     |               |
| 3    | 8、9、10、11、12、13、14、15、16、17、18 | 0.402 2     |               |
| 4    | 28、29、30、31、32、33              | 0.396 4     |               |

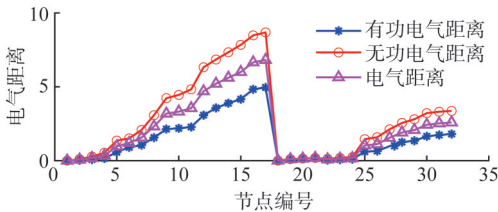


图 4 节点 2 到其他节点的电气距离

Fig. 4 Electrical distance from node 2 to other nodes

从以下几个场景进行分析对比。1)场景一: 配电网没有接入光伏和储能; 2)场景二: 没有进行集群划分直接对光伏和储能进行优化配置; 3)场景三: 进行集群划分后仅对光伏进行双层优化配置; 4)场景四: 基于集群划分对光伏和储能进行双层优化配置。

各场景全年综合费用如表 3 所示, 场景一不接光伏和储能全年综合费用最高, 场景三接入光伏后系统全年综合费用下降显著, 这是由于光伏接入后的投资和运维成本增加量小于光伏所带来的电网购电费用减小量, 场景二综合费用较场景三有所下降, 其中购电费用显著下降, 投资运维费用显著上升, 这是由于场景二接入储能平衡系统时序功率波动, 降低了网损和购电费用, 但储能接入后的投资和运维成本较高导致, 场景四的综合费用最低, 较场景二运维投资成本显著下降, 电网购电成本相近, 这是由于场景四在集群内部实现了有功功率匹配, 在消纳相同的光伏情况下有效降低了储能的配置容量, 进而降低了投资和运维成本。

表 3 各场景下费用对比情况

Tab. 3 Comparison of costs in different scenarios

| 费用      | 场景一       | 场景二         | 场景三         | 场景四       |
|---------|-----------|-------------|-------------|-----------|
| 年等值投资成本 | 0         | 186.244 0   | 86.877 1    | 126.553 4 |
| 年等值运行成本 | 0         | 283.175 0   | 171.437 5   | 203.802 4 |
| 电网购电费用  | 1 268.891 | 852.435 0   | 987.855 4   | 864.195 9 |
| 发电补贴    | 0         | 311.463 6   | 302.533 8   | 270.974 3 |
| 年综合费用   | 1 268.891 | 1 010.391 0 | 1 043.636 0 | 923.577 4 |

各场景典型日内功率平衡状况及各典型场景下系统网损情况分别如图 5—6 所示, 图 5(a)及图 6 场景一中系统的功率波动和网损最大。图 5(b)及图 6 场景二不进行集群划分, 光伏和储能接入后系统功率波动和网损均显著减小, 但是储能接入位置受限、配置冗余, 储能无法完全发挥时序功率的匹配调节、平衡负荷功率波动的作用。如图 5(c)及图 6 场景三仅接入光伏, 系统对光伏的消纳能力有限, 仅在白天时段对负荷波动具有平衡作用, 且调节能力有限, 系统网损较场景二更高。如图 5(d)及图 6 场景四基于集群划分光储接入后, 各集群的 ESS 夜间作为负荷进行充电, 白天与光伏共同出力平衡系统负荷, 降低系统购电电量、系统网损最低。

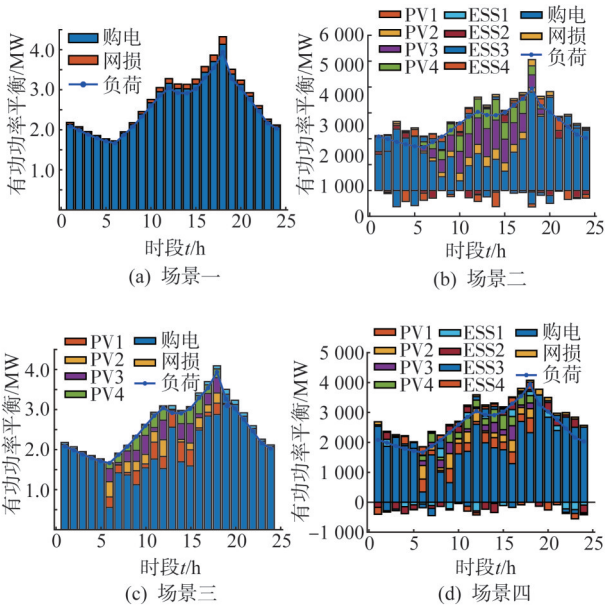


图 5 各场景下功率平衡

Fig. 5 Power balance in various scenarios

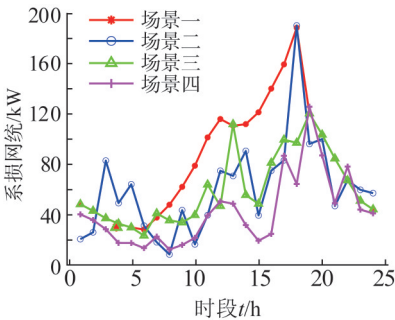


图 6 各场景下系统网损

Fig. 6 System network losses in various scenarios

图 7(a)中场景二和场景四光伏接入容量均较高,但场景三允许接入光伏容量较低,因系统未接入储能,白天光伏未能得到有效消纳,导致光伏接入容量受限。图 7(b)中相较于场景四,场景二在接入同等光伏容量,在缺乏集群有功功率匹配情况下,为保证降低电压越限和平衡光伏、负荷时序功率波动,优化出需配置更大容量的储能,进而增加系统储能容量冗余,降低了经济效益。

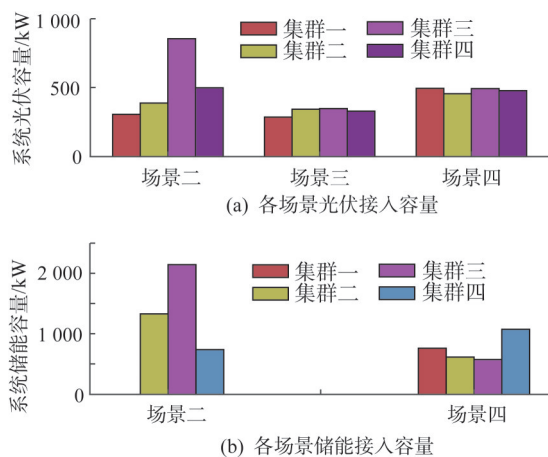


图 7 各场景光伏和储能接入容量

Fig. 7 Photovoltaic and energy storage access capacities in various scenarios

### 4.3 内层优化结果

#### 4.3.1 节点电压越限对比结果

未接入光储情况下,如图 8(a)节点 10—18、节点 28—33 节点在白天负荷高峰时段(10—20 时段)电压越限严重;在不进行集群划分进行光储配置情况下,如图 8(b)白天整体越限概率较场景一低很多,但因储能配置不合理,导致节点 10—18 在负荷低峰时(2—4 时段)出现短时越限情况;在接入光伏情况下,如图 8(c)所示,在时段 11、15、19—20 等时段电压呈现间歇性越限,电压受光伏时序出力波动的影响较大,且光伏消失后在负荷高峰没有功率调节能力导致越限严重;在集群划分基础上进行光储配置,如图 8(d)所示,所有节点电压在各时段越限概率较低,光储提高集群内功率的平衡度,降低了电压越限对光伏和负荷波动的灵敏度,提高系统电压质量水平。

#### 4.3.2 支路功率越限对比结果

如图 9(a)与 9(c)所示,场景一和场景三在 12—14、18—20 时段支路首端有功功率越限较为严

重,这是由于正午、傍晚负荷高峰,线路负荷均由上级电源供给,导致首端功率出现越限,场景三光伏出力有缓解首端功率越限情况;但场景二和场景四接入储能后,傍晚储能出力减缓首端功率传输压力,大大降低支路功率越限概率。

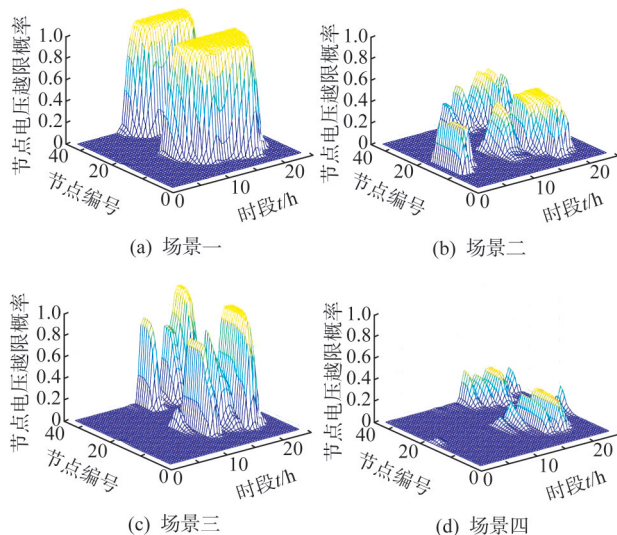


图 8 各场景光伏和储能接入容量

Fig. 8 Photovoltaic and energy storage access capacities in various scenarios

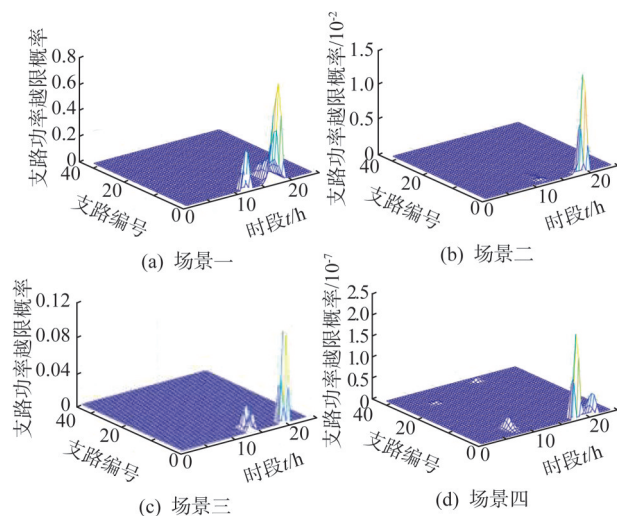


图 9 各场景下支路功率越限概率图

Fig. 9 Probabilities diagram of branch power exceeding limit in various scenarios

#### 4.3.3 节点电压偏差情况对比

各场景不同时段下系统平均电压偏差如图 10 所示,场景一典型日内电压偏差在白天时段最大,其中在 18 时段负荷高峰时电压偏差全天最高,场景二因储能和光伏未有效均衡负荷,导致部分时段



电压偏差较大,电压质量显著低于场景四;场景三因未配置储能,电压偏差夜间波动小,白天随光伏出力波动较大,场景四在储能和光伏合理配置下,系统平均电压偏差全天低于 0.035 p.u.,呈现较好的电压质量水平。

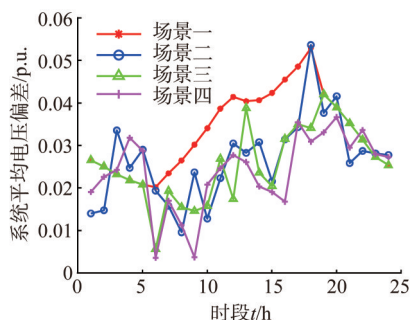


图 10 各场景下支路功率压超限风险

Fig. 10 Risk of branch power voltage exceeding limit in various scenarios

#### 4.4 相关系数对光储配置结果的影响

如图 11 所示,以场景四为例将光伏与负荷之间的相关系数由 0—1 逐渐递增,系统状态变量的越限概率和平均电压偏差均随着相关系数增大而逐渐减小,这是由于相关系数越大,负荷与光伏功率变化趋势越接近,集群达到合理均衡情况的概率越高,系统节点电压和支路功率的波动范围减小,进而越下限概率降低,同步波动的光伏出力平抑负荷波动,使得系统平均电压偏差和网损逐渐减小,综合费用也逐渐降低。

#### 4.5 迭代对比分析

采用本文优化方法对各场景计算,迭代曲线如

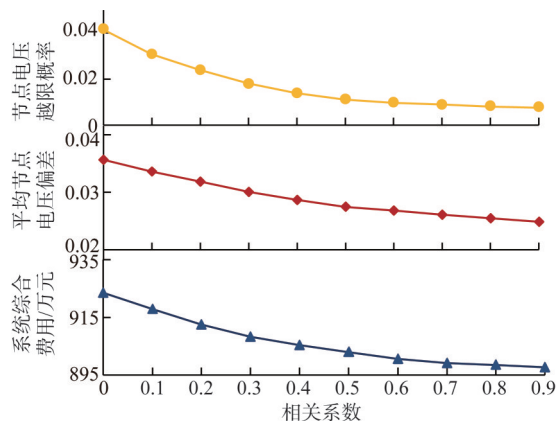


图 11 相关系数对目标函数的影响

Fig. 11 Influence of correlation coefficient on the objective function

图 12 所示,场景二因未进行集群划分,其迭代时间和迭代次数均是最长的;场景三平均迭代次数和时间最短,这是由于场景三仅对光伏进行选址定容,决策变量减少,但场景三综合费用收敛值要高于场景四;场景四较场景二迭代时间和次数均显著减小,较场景三迭代速度减低但综合费用收敛值更低;针对场景四分别采用 NSGA2、多目标粒子群算法<sup>[24]</sup> (multi-objective particle swarm optimization algorithm, MPSO)、多目标灰狼算法<sup>[25]</sup> (multi-objective grey wolf algorithm, MOGWO) 3 种方法计算对比,如图 12 和表 4 所示, MPSO、MOGWO 均存有早熟收敛、陷入局部最优,初始化种群分布不均匀,降低种群多样性和迭代速度, NSGA2 更能捕捉到最优解集,使得外层模型收敛速度更快提高计算效率。

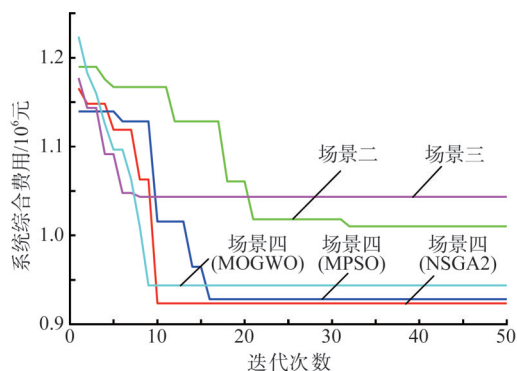


图 12 各场景计算迭代对比图

Fig. 12 Comparison chart of calculation iterations for various scenarios

表 4 算法全天计算结果对比

Tab. 4 Comparison of whole day calculation results of the algorithm

| 优化算法        | 迭代次数 | 优化结果        | 迭代时间        |
|-------------|------|-------------|-------------|
| 场景二         | 33   | 1 010.391 1 | 32 min 17 s |
| 场景三         | 9    | 1 043.636 2 | 11 min 36 s |
| 场景四 (NSGA2) | 10   | 923.577 4   | 18 min 56 s |
| 场景四 (MPSO)  | 16   | 928.324 1   | 20 min 09 s |
| 场景四 (MOGWO) | 9    | 942.642 1   | 17 min 14 s |

## 5 结论

针对配电网存在高渗透率分布式光伏逐一控制复杂,且随机变量之间的相关性影响分布式光伏和储能优化配置的问题。本文开展了以下工作。

1) 从模块度和有功功率平衡度两方面建立光伏

储能集群划分模型, 提高集群内部有功功率的自消纳能力, 实现源荷储的相对平衡。

2) 从经济性和电压质量两方面建立分布式光伏和储能双层规划模型, 有效提高光伏接入容量以及消除储能冗余配置, 降低综合费用, 同时降低了节点电压和支路功率越限风险。

3) 建立了考虑光伏与负荷之间相关性的双层优化模型, 随着相关性的不断增大, 系统负荷和光伏的时序功率同步匹配程度越高, 系统越限风险、电压偏差以及综合费用均呈现下降趋势。

4) 本文算法在求解光储优化配置中可有效计算不同场景的优化结果并判断出场景的优劣势, 同时基于 TOPSIS 的 NSGA2 算法相较于传统算法其迭代次数少、计算结果准确, 计算效率高。

## 参考文献

- [1] 康重庆, 姚良忠. 高比例可再生能源电力系统的关键科学问题与理论研究框架[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(9): 2-11.  
KANG Chongqing, YAO Liangzhong. Key scientific issues and theoretical research framework of high proportion renewable energy power system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(9): 2-11.
- [2] 欧阳森, 彭志豪, 张晋铭, 等. 考虑源荷匹配特性的屋顶光伏接入配电网的综合排序方法[J]. 南方电网技术, 2025, 19(7): 160-169, 181.  
OUYANG Sen, PENG Zhihao, ZHANG Jinming, et al. Comprehensive sorting method for rooftop photovoltaic access to distribution network considering source-load matching characteristics [J]. Southern Power System Technology, 2025, 19(7): 160-169, 181.
- [3] 欧阳森, 于业辉, 张真. 考虑负荷重要程度含 DG 中压配电网电压调控策略[J]. 南方电网技术, 2023, 17(9): 120-131.  
OUYANG Sen, YU Yehui, ZHANG Zhen. Voltage regulation strategy for medium voltage distribution networks with DG considering load importance [J]. Southern Power System Technology, 2023, 17(9): 120-131.
- [4] DIN Ming, XU Zhicheng, WANG Weisheng, et al. A review on China's large-scale PV integration: progress, challenges and recommendations [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016(53): 639-652.
- [5] 吴涵, 孙力文, 项晟, 等. 计及可再生能源与负荷高维时序相关性的主动配电网扩展规划[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(16): 40-51.  
WU Han, SUN Liwen, XIANG Sheng, et al. Expansion planning of active distribution network considering high dimensional temporal correlation between renewable energy and load [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(16): 40-51.
- [6] 熊宇峰, 司杨, 郑天文, 等. 基于主从博弈的工业园区综合能源系统氢储能优化配置[J]. 电工技术学报, 2021, 36(3): 507-516.  
XIONG Yufeng, SI Yang, ZHANG Tianwen, et al. Optimal configuration of hydrogen storage in industrial park integrated energy system based on stackelberg game [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(3): 507-516.
- [7] 黄润, 刘梓宁, 余强, 等. 考虑全寿命周期效益的风电场站配储能系统参与一次调频服务容量及功率配置优化[J]. 南方电网技术, 2025, 19(4): 122-131.  
HUANG Run, LIU Zining, YU Qiang, et al. Primary frequency regulation service capacity and optimization power configuration for wind farm station distribution energy storage system considering full lifecycle benefits [J]. Southern Power System Technology, 2025, 19(4): 122-131.
- [8] 丁明, 方慧, 毕锐, 等. 基于集群划分的配电网分布式光伏与储能选址定容规划[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(8): 2187-2201.  
DING Ming, FANG Hui, BI Rui, et al. Optimal siting and sizing of distributed PV-storage in distribution network based on cluster partition [J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(8): 2187-2201.
- [9] 葛津铭, 刘英儒, 庞丹, 等. 含高渗透率光伏配电网的集群划分电压控制策略[J]. 高电压技术, 2024, 50(1): 74-82.  
GE Jinming, LIU Yingru, PANG Dan, et al. Cluster partitioning voltage control strategy for high penetration photovoltaic distribution networks [J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(1): 74-82.
- [10] 李军徽, 孙大朋, 朱星旭, 等. 光伏高渗透率下分布式储能群间协同的电压控制策略[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(10): 47-56.  
LI Junhui, SUN Dapeng, ZHU Xingxu, et al. Voltage control strategy for distributed energy storage group collaboration under high penetration rate of photovoltaics [J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(10): 47-56.
- [11] 李诗颖, 杨晓辉. 基于双向动态重构与集群划分的光伏储能选址定容[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(3): 51-58.  
LI Shiyong, YANG Xiaohui. Capacity and location optimization of photovoltaic and energy storage based on bidirectional dynamic reconfiguration and cluster division [J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(3): 51-58.
- [12] 胡迪, 丁明, 毕锐, 等. 基于集群划分的网-源-储多目标两步规划[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(2): 95-106.  
HU Di, DING Ming, BI Rui, et al. Two-step planning of grid-resource-storage based on cluster partition [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(2): 95-106.
- [13] 李珂, 邵能灵, 张沈习, 等. 考虑相关性的分布式电源多目标规划方法[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(9): 51-57, 199.  
LI Ke, TAI Nengling, ZHANG Shenxi, et al. Multi-objective planning method of distributed generation considering correlation [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(9): 51-57, 199.
- [14] 石博, 肖传亮, 彭克, 等. 基于集群划分的配电网网-源-储双层联合扩展规划策略[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(14): 43-51.  
SHI Bo, XIAO Chuanliang, PENG Ke, et al. Research on the absorption problem of distributed generation under the allocation of existing active-reactive re-sources [J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(14): 43-51.
- [15] 李勇, 姚天宇, 乔学博, 等. 基于联合时序场景和源网荷协同的分布式光伏与储能优化配置[J]. 电工技术学报, 2022, 37(13): 3289-3303.

- LI Yong, YAO Tianyu, QIAO Xuebo, et al. Optimal configuration of distributed photovoltaic and energy storage system based on joint sequential scenario and source-network-load coordination [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(13): 3289 – 3303.
- [16] 彭春华, 余愿, 孙惠娟. 基于源网荷协同优化的配电网光储联合系统规划[J]. 电网技术, 2019, 43(11): 3944 – 3951.
- PENG Chunhua, YU Yuan, SUN Huijuan. Planning of combined PV-ESS system for distribution network based on source-network-load collaborative optimization [J]. Power System Technology, 2019, 43(11): 3944 – 3951.
- [17] 李国武, 李艳琼, 刘娇扬, 等. 考虑集群划分的分布式储能容量规划方法[J]. 电力系统及其自动化学报, 2018, 30(12): 1 – 10.
- LI Guowu, LI Yanqiong, LIU Jiaoyang, et al. Planning method for capacity of distributed energy storage considering cluster partition [J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2018, 30(12): 1 – 10.
- [18] 黄大为, 王孝泉, 于娜, 等. 计及光伏出力不确定性的配电网混合时间尺度无功/电压控制策略[J]. 电工技术学报, 2022, 37(17): 4377 – 4389.
- HUANG Dawei, WANG Xiaoquan, YU Na, et al. Hybrid timescale voltage/var control in distribution network considering PV power uncertainty [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(17): 4377 – 4389.
- [19] 张沈习, 李珂, 程浩忠, 等. 考虑相关性的间歇性分布式电源选址定容规划[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(8): 53 – 58.
- ZHANG Shenxi, LI Ke, CHENG Haozhong, et al. Optimal siting and sizing of intermittent distributed generator considering correlations [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(8): 53 – 58.
- [20] 张真, 欧阳森, 杨墨缘, 等. 计及多重不确定因素的柔性互联配电网极限线损计算方法[J]. 南方电网技术, 2022, 16(12): 88 – 97.
- ZHANG Zhen, OUYANG Sen, YANG Moyuan, et al. Calculation method of limit line loss of flexible interconnected distribution network considering multiple uncertain factors [J]. Southern Power System Technology, 2022, 16(12): 88 – 97.
- [21] 陈朝宽, 张靖, 何宇, 等. 基于Comish-Fisher级数和半不变M法的含光伏配电系统风险评估[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(2): 1 – 6.
- CHEN Chaokuan, ZHANG Jing, HE Yu, et al. Risk assessment of distribution system with photovoltaic based on Comish-Fisher series and cumulant method [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(2): 1 – 6.
- [22] 曹华珍, 王天霖, 张黎明, 等. 基于组合赋权-TOPSIS交直流配电网能效评估[J]. 南方电网技术, 2021, 15(3): 55 – 67.
- CAO Huazhen, WANG Tianlin, ZHANG Liming, et al. Energy efficiency evaluation of AC/DC distribution network based on combined weighting TOPSIS [J]. Southern Power System Technology, 2021, 15(3): 55 – 67.
- [23] 张真, 欧阳森, 杨墨缘, 等. 考虑FID综合损耗的柔性互联配电网检修日经济运行优化策略[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(9): 147 – 153, 161.
- ZHANG Zhen, OUYANG Sen, YANG Moyuan, et al. Daily economic operation optimization strategy for flexible interconnected distribution network maintenance considering FID comprehensive loss [J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(9): 147 – 153, 161.
- [24] 丁璨, 李江, 袁召, 等. 基于MOPSO算法的超导限流器结构参数优化[J]. 高压电器, 2024, 60(11): 209 – 216.
- DING Can, LI Jiang, YUAN Zhao, et al. Structural parameter optimization of superconducting current limiter based on MOPSO algorithm [J]. High Voltage Apparatus, 2024, 60(11): 209 – 216.
- [25] 李军, 梁嘉诚, 刘克天, 等. 计及用户响应度的电动汽车充放电优化调度策略[J]. 南方电网技术, 2023, 17(8): 123 – 132.
- LI Jun, LIANG Jiacheng, LIU Ketian, et al. Optimal scheduling strategy for electric vehicles charging and discharging considering user responsiveness [J]. Southern Power System Technology, 2023, 17(8): 123 – 132.

收稿日期: 2024-02-22; 网络首发日期: 2024-07-28

作者简介:

于业辉(1996), 女, 硕士研究生, 研究方向为中压配电网无功优化, 2768799678@qq.com;

欧阳森(1974), 男, 通信作者, 副研究员, 博士, 研究方向为电能质量、节能技术与智能电气, ouyangs@scut.edu.cn;

张真(1996), 男, 助理工程师, 硕士, 研究方向为柔性互联配电网线损计算及运行优化策略, 1754211353@qq.com。