

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.240745

## 基于随机场景的配电网源网储协同规划方法

乐健<sup>1</sup>, 王靖<sup>1</sup>, 廖小兵<sup>2</sup>, 汪维豪<sup>1</sup>, 毛涛<sup>3</sup>

(1. 武汉大学电气与自动化学院, 湖北 武汉 430072; 2. 武汉工程大学电气信息学院, 湖北 武汉 430205;  
3. 武汉亿磁源电力科技有限公司, 湖北 武汉 430223)

**摘要:** 为应对配电网源网储协同规划中分布式光伏(photovoltaic, PV)出力 and 负荷需求的不确定性问题, 提出了一种基于随机场景的配电网源网储协同规划方法。首先, 基于 Copula 理论构建了源荷时空相关性概率模型, 并通过蒙特卡洛法和 K-means 聚类算法分别进行场景生成与削减, 得到了典型日场景源荷相关性出力曲线。在此基础上, 以提升 PV 的高效消纳和配电网规划的经济性为目标, 开展基于随机场景的配电网源网储协同规划研究, 建立了 PV、储能系统(energy storage system, ESS)和网架扩建的联合规划模型。最后, 以 25 节点和 54 节点配电网系统为算例进行仿真分析, 验证了所提方法能够有效减轻 PV 和负荷不确定性对配电网的影响, 显著提高 PV 的消纳能力以及配电网规划的整体经济性。

**关键词:** 配电网; 源网储协同规划; Copula 理论; 随机场景; 混合整数二阶锥规划

### A source-network-storage collaborative planning method for distribution networks based on random scenarios

LE Jian<sup>1</sup>, WANG Jing<sup>1</sup>, LIAO Xiaobing<sup>2</sup>, WANG Weihao<sup>1</sup>, MAO Tao<sup>3</sup>

(1. School of Electrical Engineering and Automation, Wuhan University, Wuhan 430072, China; 2. School of Electrical and Information Engineering, Wuhan Institute of Technology, Wuhan 430205, China;  
3. Wuhan YICIYUAN Power Technology Co., Ltd., Wuhan 430223, China)

**Abstract:** To deal with the uncertainty of PV output and load demand in the source-network-storage collaborative planning method for distribution networks, a source-network-storage collaborative planning method for distribution networks based on random scenarios is proposed. First, a source-load correlation probability model is established based on the Copula theory, and scene generation and reduction is carried out by the Monte Carlo method and K-means clustering algorithm, so as to obtain the source-load correlation output curve of a typical daily scene. On this basis, to improve the efficient consumption of PV and the planning economy of distribution networks, studies on the source-network-storage collaborative planning for distribution networks based on random scenarios are carried out, and the joint planning model of PV, energy storage system (ESS) and grid expansion is established. Finally, through the simulation analysis of 25-bus and 54-bus systems in a certain area, it is verified that the proposed method can effectively mitigate the impact of PV and load uncertainties on the distribution networks, and significantly improve the PV absorption capacity as well as the overall economy of distribution network planning.

This work is supported by the National Key Research and Development Program of China (No. 2022YFF0610601).

**Key words:** distribution network; source-network-storage collaborative planning; Copula theory; random scenarios; mixed integer second-order cone programming

## 0 引言

随着光伏(photovoltaic, PV)在配电网中的大力开发和利用<sup>[1-2]</sup>, 其出力的不确定性和负荷的波动性

给能源的供需平衡带来了巨大挑战<sup>[3]</sup>。同时负荷的增长需要对配电网网架进行扩建, 不合理的结构会严重影响系统的运行<sup>[4-5]</sup>。储能系统(energy storage system, ESS)具备双向调节能力<sup>[6]</sup>, 将 ESS 与 PV 进行协同规划, 能够大幅提升 PV 的利用率<sup>[7-8]</sup>, 并且还能优化资源配置, 提升配电网运行的可靠性、安

基金项目: 国家重点研发计划项目资助(2022YFF0610601)

全性与灵活性<sup>[9-10]</sup>。因此,考虑 PV 出力和负荷需求的不确定性,研究含 PV、ESS 选址定容和网架扩建的配电网规划方案具有十分重要的现实意义。

目前,已有大量学者对配电网规划问题进行了深入研究。文献[11]对分布式电源(distributed generation, DG)的优化配置进行研究,提出了考虑 DG 选址定容的配电网规划模型。文献[12-14]以增强配电网运行的可靠性和经济性为目的,研究了 ESS 在配电网中的优化配置问题。以上文献均只针对 DG 优化配置或是 ESS 优化配置的配电网规划问题进行了建模。在配电网规划中,实施“PV+ESS”的联合规划策略对于提升配电网对 PV 的消纳能力以及降低弃光损失具有至关重要的意义<sup>[15-16]</sup>。文献[17]提出了一种含有 DG 和 ESS 的配电网协同规划模型,在满足需求侧负荷增长的同时,优化了 DG、ESS 的配置,并在配电网扩展过程中考虑了 DG、ESS 的影响。文献[18]建立了两步法,在 PV 并网条件下通过调度与控制策略对 ESS 的功率与容量进行合理配置。文献[19]基于改进多目标粒子群算法,提出一种配网储能优化配置方法,最大化利用 ESS 的平抑作用。目前对 DG 和 ESS 的优化配置问题已有较多研究,但是鲜有文献对配电网源网储协同规划模型进行充分研究。

负荷和 PV 的随机性会给配电网规划带来巨大的挑战<sup>[20]</sup>,针对两者的不确定性问题,文献[21]提出一种基于时序性的规划方法,针对单日内的负荷需求和 PV 出力变化进行建模,为求解含有 PV 的时序模型,研究采用蒙特卡洛法,通过随机抽样模拟不同场景,得到更准确的规划结果。该方法考虑了时序变化,但是因为没有考虑多时间尺度下负荷需求和 PV 出力的相关性配合,造成规划结果不够准确。文献[22]综合考虑投资成本、环境效益以及供电可靠性,建立分布式风电和联络线协调规划模型,但是在这种规划下,发电机出力值是恒定的,结果不符合实际情况,没有体现出不确定性。针对多场景的不确定性,文献[23]根据风力发电机的 3 种状态划分场景,以此体现风力发电机出力的随机性,然而对于 PV 并不适用。

综上所述,本文首先针对 PV 出力和负荷的随机性,基于 Copula 理论建立源-荷时空相关性概率模型,并通过蒙特卡洛法和 K-means 聚类算法生成典型日场景源-荷相关性出力曲线。然后,以提升 PV 的高效消纳和配电网规划经济性为目标,基于随机场景对配电网源网储协同规划进行研究,建立 PV、ESS 和网架扩建的联合规划模型。最后,通过 25 节点和 54 节点算例仿真分析验证所提方法对提

升 PV 的消纳能力和配电网规划经济性的有效性。

## 1 源荷时空相关性场景

### 1.1 基于 Copula 的源荷时空相关性概率模型

在相关系数判别法中, Kendall 相关系数和 Spearman 相关系数<sup>[24]</sup>常被用来评估拟合程度。这两种秩相关系数都是反映等级相关程度的统计分析指标,用于衡量两个变量之间的关联程度。在 Copula 函数的拟合度判别中,可以将每种 Copula 函数的秩相关系数与样本数据的秩相关系数进行比较。通过计算这些相关系数并观察它们与样本数据的相关系数的接近程度,评估 Copula 函数对样本数据的拟合程度。数据越接近,拟合度越高,表明相应的 Copula 函数是最合适的。这种方法有助于在多种 Copula 函数中选择出最适合描述数据特征的模型。

设负荷和 PV 的出力分别为  $U$  和  $V$ ,  $(u_1, v_1)$  和  $(u_2, v_2)$  是其出力  $(U, V)$  的任意两个出力样本观测值,两个值相互独立。如果  $(u_1, v_1) \cdot (u_2, v_2) > 0$ , 则称  $(u_1, v_1)$  和  $(u_2, v_2)$  具有一致性; 如果  $(u_1, v_1) \cdot (u_2, v_2) < 0$ , 则称  $(u_1, v_1)$  和  $(u_2, v_2)$  具有不一致性。

Kendall 秩相关系数  $\rho_k$  为

$$\rho_k = \frac{2(a-b)}{N(N-1)} \quad (1)$$

式中:  $a$  表示  $(U, V)$  中具有一致性出力的样本对数;  $b$  表示  $(U, V)$  中具有不一致性出力的样本对数;  $N$  表示采样点的总个数,本文中  $N$  取 24, 即步长为 1 h。

Spearman 秩相关系数  $\rho_s$  为

$$\rho_s = \frac{\sum_{i=1}^N (c_i - \bar{c})(d_i - \bar{d})}{\sqrt{\sum_{i=1}^N (c_i - \bar{c})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^N (d_i - \bar{d})^2}} \quad (2)$$

式中:  $c_i$  表示  $u_i$  在  $(u_1, u_2, \dots, u_N)$  中的秩;  $d_i$  表示  $v_i$  在  $(v_1, v_2, \dots, v_N)$  中的秩;  $\bar{c} = \sum_{i=1}^N \frac{c_i}{N}$ ;  $\bar{d} = \sum_{i=1}^N \frac{d_i}{N}$ 。

欧式距离判别法<sup>[25]</sup>是一种在多维空间中评估对象之间相似性或差异性的有效方法。在 Copula 函数的拟合度判别中,欧式距离判别法同样发挥着重要作用。这种方法将每个 Copula 函数的欧式距离与样本数据的经验 Copula 函数的欧式距离进行比较。欧式距离的计算基于多维空间中点之间的距离公式,它衡量的是两个点在各个维度上的差异总和。其中,每个 Copula 函数和样本数据的经验 Copula 函数都可以被视为多维空间中的点,其维度由 Copula 函数的参数或其他相关特征确定。

通过比较这些欧式距离,可以得出哪种 Copula 函数与样本数据的拟合度更高。一般来说,欧式距离越小,说明两个对象在多维空间中的位置越接近,即它们的相似度越高。因此,欧式距离越小, Copula 函数与样本数据的经验 Copula 越相似,拟合优度越高。

设  $(x_i, y_i) (i=1, 2, \dots, n)$  为二维变量  $(X, Y)$  的样本,  $F_n(x_i)$  与  $F_n(y_i)$  分别为二维变量  $(X, Y)$  的经验累积分布函数。样本的经验 Copula 函数计算公式  $C_n(u, v)$  为

$$C_n(u, v) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n I_{[F_n(x_i) \leq u]} I_{[G_n(y_i) \leq v]} \quad (3)$$

式中:  $I_{[\cdot]}$  表示示性函数,当  $F_n(x_i) \leq u$  时,存在  $I_{[F_n(x_i) \leq u]} = 1$ , 否则  $I_{[F_n(x_i) \leq u]} = 0$ ;  $I_{[G_n(y_i) \leq v]}$  同理。

通过对比欧氏距离平方的大小来判别最合适的函数,欧氏距离平方  $d^2$  的计算公式为

$$d^2 = \sum_{i=1}^n |C_n(u_i, v_i) - C_e(u_i, v_i)|^2 \quad (4)$$

式中:  $u_i = F_n(x_i)$ ;  $v_i = G_n(y_i)$ ;  $C_e(\cdot)$  表示经验 Copula 函数。 $d^2$  越小,函数的拟合性能越高。

非参数核密度估计是一种非参数检验方法,能直接从实测数据样本中获取数据的分布特征<sup>[26]</sup>。假设数据样本概率密度函数为  $F(x)$ , 其非参数核密度估计为

$$F(x) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n K(x - x_i) = \frac{1}{nh} \sum_{i=1}^n K\left(\frac{x - x_i}{h}\right) \quad (5)$$

式中:  $x$  表示  $x_1, x_2, \dots, x_n$  随机变量的样本;  $n$  表示样本空间;  $h$  表示窗口,  $h > 0$ ;  $K(\cdot)$  表示核函数。

非参数核密度估计主要是核函数和带宽的选取,  $F(x)$  会继承  $K(\cdot)$  的连续性和可微性,窗口  $h$  影响拟合的情况。核函数  $K(\cdot)$  是非负、积分为 1、均值为 0 的概率密度函数,常用的  $K(\cdot)$  为高斯函数,表示为

$$K(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2}x^2\right) \quad (6)$$

构建基于 Copula 理论的源荷时空相关性概率模型,需对参数  $\theta$  进行估计,可以有效简化传统联合分布模型的计算过程。参数  $\theta$  的估计采用相关指数法,通过计算样本的相关指数间接确定。

运用极大似然法估计 Gumbel Copula、Clayton Copula 以及 Frank Copula 函数的参数  $\theta$ 。为确保这些参数的准确性,本文进一步采用 Kendall 秩相关系数  $\tau$  进行检验。

基于负荷需求和 PV 出力的概率模型,利用 Copula 理论,充分考虑两者间的时空相关性,建立

基于 Copula 理论的源荷时空相关性概率模型。这一模型能够更准确地描述和预测负荷需求与 PV 出力之间的时空相关性,为配电网的规划和优化运行奠定基础。

基于 Copula 理论的源荷时空相关性概率模型生成流程图如图 1 所示。

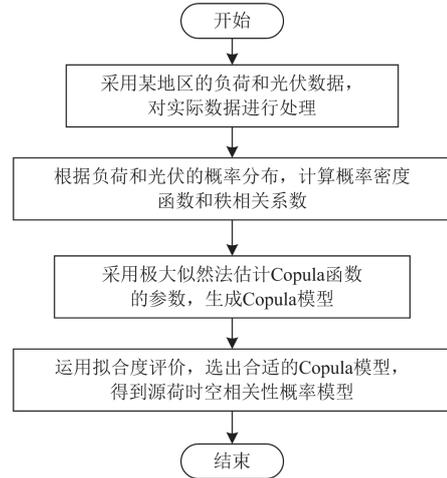


图 1 概率模型生成流程图

Fig. 1 Probabilistic model generation flow chart

### 1.2 基于蒙特卡洛法的场景生成

场景生成是配电网不确定性建模的关键环节,它旨在利用确定性信息对不确定性进行量化,从而构建确定性的离散概率情景。这一过程基于概率预测,通过生成一系列场景来反映源荷的不确定性。在选择不确定性因素时,通常需要根据具体的决策问题来确定。在现有的研究中,常将 PV 发电和负荷需求、预测误差以及变异性特征等视为重要的不确定性因素,而本文特别关注了 PV 发电和负荷需求这两个关键因素。

与直接使用随机规划相比,场景生成方法通过海量场景全面描述源荷不确定性,使模型更贴近配电网实际规划问题。生成的场景能以离散的确定性样本精确描述不确定性概率分布,充分反映时间、空间特征。这种方法不仅提高了模型的准确性和可靠性,还有助于优化配电网的运行决策,提升电力系统的整体性能。

本文采用蒙特卡洛法<sup>[27]</sup>对基于 Copula 理论的源荷时空相关性概率模型进行抽样,生成大量源荷时空相关性场景。基于蒙特卡洛法的源荷时空相关性生成场景的具体步骤如下。

1) 得到基于 Copula 理论的源荷时空相关性概率模型后,为了生成大量样本以进行后续分析,需要对模型进行采样,以下是采样过程的主要步骤。

(1) 在 $[0,1]$ 区间内随机生成数字 $a_1, a_2, \dots, a_n$ 。

(2) 令 $u_1 = a_1$ 表示一种随机变量边缘分布函数值,  $u_2$ 表示另一种随机变量边缘分布函数值。 $u_2$ 可以通过预先选定的最合适 Copula 函数  $C$  求得, 计算公式为

$$\frac{\partial C(u_1, u_2, \dots, u_n)}{\partial u_1} = a_2 \quad (7)$$

(3) 对于第 $n$ 种函数值 $u_n$ , 可以通过式(8)得到。

$$\frac{\frac{\partial^{n-1} C(u_1, u_2, \dots, u_n)}{\partial u_1 \partial u_2 \dots \partial u_{n-1}}}{\frac{\partial^{n-1} C(u_1, u_2, \dots, u_{n-1}, 1)}{\partial u_1 \partial u_2 \dots \partial u_{n-1}}} = a_n \quad (8)$$

(4) 重复以上过程 $k$ 次, 则可以获取 $k$ 组 $n$ 个随机变量的外围分布函数值。

(5) 通过解反函数 $x_i = F_i^{-1}(u_i)$ , 可以使 $(u_1, u_2, \dots, u_{n_j})$ 变换成联合分布函数场景, 其中 $j=1, 2, \dots, N_D$ ,  $N_D$ 为总天数。

2) 在分析 PV 和负荷两者的相关性时涉及反函数计算, 首先, 利用 Copula 概率模型推导出 PV 出力和负荷需求的外围分布函数。随后, 针对这两个外围分布函数分别进行反函数计算。这种方法充分考虑了生成的场景中, PV 出力和负荷需求之间的时空相关性。

场景生成的各个阶段如图 2 所示。

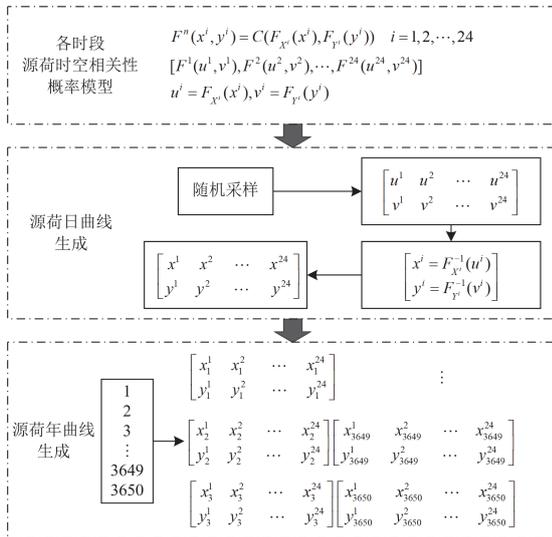


图 2 源荷时空相关性场景生成步骤

Fig. 2 Steps for generating source-load spatio-temporal correlation scenarios

### 1.3 基于 K-means 聚类算法的场景削减

虽然场景分析需要大量场景来减少不确定性, 但过多的场景会增大随机优化的计算负担。因此,

必须将场景分析产生的大量场景缩减为一小部分典型情景, 这一过程称为场景缩减。即从给定的初始场景集  $S$  中, 选择部分满足条件的场景形成保留场景集  $R$ , 这样的保留场景集  $R$  就能很好地替代初始场景集  $S$ , 而被舍弃的场景则形成删除场景集  $D$ 。

主要的场景缩减方法有同步后向缩减法、快速前向缩减法以及 K-Means 和 K-Medoids 等聚类分析法。虽然实现过程不尽相同, 但不同缩减方法的目标是一致的。在面对海量场景情况时 K-Means 聚类算法在聚类速度上具有一定优势。

基于 K-means 聚类算法的场景削减流程图如图 3 所示。

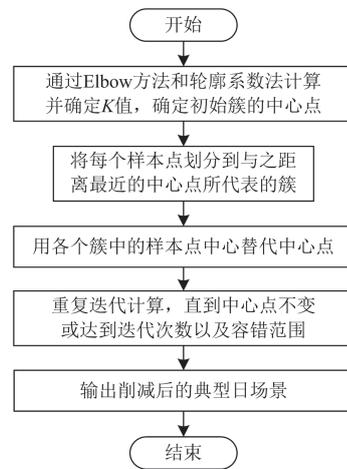


图 3 场景削减流程图

Fig. 3 Scene reduction flow chart

## 2 基于随机场景的源网储协同规划模型

### 2.1 目标函数

本文的配电网源网储协同规划模型主要考虑 3 个方面的投资成本费用, 包括 PV 弃光惩罚费用、网架扩建投资成本和 ESS 投资成本, 以全年配网综合成本最小为目标来构建目标函数。

$$\min C_{\text{inv}} = \sum (C_{\text{Line}} + C_{\text{ESS}} + C_{\text{PV}}) \quad (9)$$

$$\begin{cases} C_{\text{PV}} = 365 \sum_{s \in \Omega_s} \sum_{t=1}^T \sum_{i \in \Omega_{\text{PV}}} c^{\text{PV}} x_{i,s}^{\text{PV}} \delta(s) (\overline{P_{i,t,s}^{\text{PV}}} - P_{i,t,s}^{\text{PV}}) \\ C_{\text{Line}} = \sum_{s \in \Omega_s} \sum_{ij \in \Omega_L} x_{ij,s}^{\text{L}} c^{\text{line}} L_{ij}^{\text{length}} \\ C_{\text{ESS}} = \sum_{s \in \Omega_s} \sum_{i \in \Omega_{\text{ESS}}} x_{i,s}^{\text{ESS}} \delta(s) (c_i^{\text{e}} E_{i,s}^{\text{e}} + c_i^{\text{p}} P_{i,s}^{\text{e}}) \end{cases} \quad (10)$$

式中:  $C_{\text{inv}}$  表示全年配网综合成本;  $C_{\text{PV}}$  表示年化 PV 弃光惩罚费用;  $C_{\text{Line}}$  表示网架扩建投资成本;  $C_{\text{ESS}}$  表示年化 ESS 投资/运维成本;  $c^{\text{PV}}$  表示 PV 弃光惩罚费用系数;  $x_{i,s}^{\text{PV}}$  表示决策, 为 0-1 整数变量,

若在节点  $i$  安装 PV,  $x_{i,s}^{PV} = 1$ , 否则  $x_{i,s}^{PV} = 0$ ;  $\delta(s)$  表示典型场景概率;  $\overline{P_{i,t,s}^{PV}}$  表示在场景  $s$  时刻  $t$  节点  $i$  上所连接的 PV 的预测功率值;  $P_{i,t,s}^{PV}$  表示在场景  $s$  时刻  $t$  节点  $i$  上所连接的 PV 的有功功率;  $x_{ij,s}^L$  为无方向的 0-1 整数变量, 若节点  $i$  与节点  $j$  相连, 则  $x_{ij,s}^L = 1$ , 否则  $x_{ij,s}^L = 0$ ;  $c^{line}$  表示线路单位长度修建成本;  $L_{ij}^{length}$  表示线路长度;  $x_{i,s}^{ESS}$  表示决策, 为 0-1 整数变量, 若在节点  $i$  安装 ESS,  $x_{i,s}^{ESS} = 1$ , 否则  $x_{i,s}^{ESS} = 0$ ;  $c_i^e$  和  $c_i^p$  分别表示节点  $i$  处 ESS 的单位容量投资/运维成本和单位功率投资/运维成本;  $E_{i,s}^e$  表示 ESS 的额定容量;  $P_{i,s}^e$  表示 ESS 的额定功率;  $\Omega$  表示场景集;  $\Omega_{PV}$  表示 PV 候选接入节点集合;  $\Omega_L$  表示配电网网架线路集合;  $\Omega_{ESS}$  表示 ESS 候选接入节点集合。

## 2.2 约束条件

### 2.2.1 分布式光伏约束

随着 PV 容量的增加, 电网中会出现过电压问题。为了解决这一问题, 本文采用最优逆变器调度<sup>[28]</sup> (optimal inverter dispatch, OID) 策略控制 PV 的有功功率和无功功率。OID 策略下 PV 的运行区域如图 4 所示。

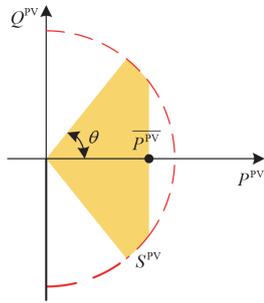


图 4 OID 策略下 PV 运行区域

Fig. 4 PV operating area under OID strategy

#### 1) 运行约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,t,s}^{PV,x} \leq \overline{P_{i,t,s}^{PV}} \\ (P_{i,t,s}^{PV,x})^2 + (Q_{i,t,s}^{PV,x})^2 \leq (S_{i,t,s}^{PV})^2 \\ -P_{i,t,s}^{PV,x} \tan \theta_i \leq Q_{i,t,s}^{PV,x} \leq P_{i,t,s}^{PV,x} \tan \theta_i \\ -M \times x_{i,t,s}^{PV} \leq P_{i,t,s}^{PV,x} \leq M \times x_{i,t,s}^{PV} \\ P_{i,t,s}^{PV} - M \times (1 - x_{i,t,s}^{PV}) \leq P_{i,t,s}^{PV,x} \leq P_{i,t,s}^{PV} + M \times (1 - x_{i,t,s}^{PV}) \end{cases} \quad (11)$$

式中:  $Q_{i,t,s}^{PV}$  表示在场景  $s$  时刻  $t$  节点  $i$  上所连接的 PV 的无功功率;  $S_{i,t,s}^{PV}$  表示在场景  $s$  时刻  $t$  节点  $i$  上所连接的 PV 的额定容量;  $\theta_i$  表示 PV 的功率因数角;

$P_{i,t,s}^{PV,x}$ 、 $Q_{i,t,s}^{PV,x}$  表示中间辅助变量,  $P_{i,t,s}^{PV,x} = x_{i,t,s}^{PV} P_{i,t,s}^{PV}$ ,  $Q_{i,t,s}^{PV,x} = x_{i,t,s}^{PV} Q_{i,t,s}^{PV}$ ;  $M$  表示一个足够大的正数。

#### 2) 额定容量约束

$$0 \leq S_{i,t,s}^{PV} \leq S_{i,max}^{PV} \quad (12)$$

式中,  $S_{i,max}^{PV}$  表示节点  $i$  上可安装的 PV 的最大容量。

#### 3) 安装数量约束

$$\sum_{i=1}^{N_L} x_{i,s}^{PV} \leq N_{PV} \quad (13)$$

式中:  $N_L$  表示节点数;  $N_{PV}$  表示配电网允许 PV 安装的最大数量。

### 2.2.2 电池储能约束

鉴于 PV 出力变化与负荷需求的变化不完全匹配, 为满足配电网在变电站功率、节点电压和支路电流等方面的严格约束, 需通过适当的弃光策略进行调节。本文提出的源网储协同规划方法通过引入 ESS 对系统电压进行削峰填谷, 充分利用配电网中的 PV, 提高配电网对 PV 的消纳能力。

#### 1) 运行约束

$$\begin{cases} u_{i,t,s}^{ch} + u_{i,t,s}^{dis} \leq x_{i,s}^{ESS} \\ 0 \leq P_{i,t,s}^{ch} \leq P_{i,s}^{e,ch} \\ 0 \leq P_{i,t,s}^{dis} \leq P_{i,s}^{e,dis} \\ E_{i,t,s} = E_{i,t-1,s} + (P_{i,t,s}^{ch} \eta_{ch,i} - \frac{P_{i,t,s}^{dis}}{\eta_{dis,i}}) \Delta t \\ 0.2 E_{i,s}^{e,x} \leq E_{i,t,s} \leq 0.9 E_{i,s}^{e,x} \\ -M \times u_{i,t,s}^{ch} \leq P_{i,t,s}^{e,ch} \leq M \times u_{i,t,s}^{ch} \\ P_{i,s}^e - M \times (1 - u_{i,t,s}^{ch}) \leq P_{i,t,s}^{e,ch} \leq P_{i,s}^e + M \times (1 - u_{i,t,s}^{ch}) \\ -M \times u_{i,t,s}^{dis} \leq P_{i,t,s}^{e,dis} \leq M \times u_{i,t,s}^{dis} \\ P_{i,s}^e - M \times (1 - u_{i,t,s}^{dis}) \leq P_{i,t,s}^{e,dis} \leq P_{i,s}^e + M \times (1 - u_{i,t,s}^{dis}) \\ -M \times x_{i,t,s}^{ESS} \leq E_{i,t,s}^{e,x} \leq M \times x_{i,t,s}^{ESS} \\ E_{i,t,s}^e - M \times (1 - x_{i,t,s}^{ESS}) \leq E_{i,t,s}^{e,x} \leq E_{i,t,s}^e + M \times (1 - x_{i,t,s}^{ESS}) \end{cases} \quad (14)$$

式中:  $u_{i,t,s}^{ch}$  和  $u_{i,t,s}^{dis}$  分别表示 ESS 的充电状态以及放电状态, 为 0-1 整数变量;  $P_{i,t,s}^{ch}$  和  $P_{i,t,s}^{dis}$  分别表示 ESS 的充电功率和放电功率;  $E_{i,t,s}$  表示节点  $i$  处 ESS 在时刻  $t$  的电量;  $\eta_{ch,i}$  表示节点  $i$  处 ESS 的充电效率;  $\eta_{dis,i}$  表示节点  $i$  处 ESS 的放电效率;  $\Delta t$  表示 ESS 的调度时间间隔;  $P_{i,s}^{e,ch}$ 、 $P_{i,s}^{e,dis}$  和  $E_{i,s}^{e,x}$  表示中间辅助变量,  $P_{i,t,s}^{e,ch} = u_{i,t,s}^{ch} P_{i,t,s}^e$ ,  $P_{i,t,s}^{e,dis} = u_{i,t,s}^{dis} P_{i,t,s}^e$ ,  $E_{i,t,s}^{e,x} = x_{i,t,s}^{ESS} E_{i,t,s}^e$ 。

#### 2) 额定功率约束

$$x_{i,t,s}^{ESS} P_{i,min}^e \leq P_{i,t,s}^e \leq x_{i,t,s}^{ESS} P_{i,max}^e \quad (15)$$

式中,  $P_{i,max}^e$  和  $P_{i,min}^e$  分别表示 ESS 额定功率的上下限。

## 3) 额定容量约束

$$0 \leq E_{i,s}^e \leq x_{i,s}^{\text{ESS}} E_{i,\max}^e \quad (16)$$

式中,  $E_{i,\max}^e$  表示 ESS 额定容量的上限。

## 4) 安装数量约束

$$\sum_{i=1}^{N_L} x_{i,s}^{\text{ESS}} \leq N_{\text{ESS}} \quad (17)$$

式中,  $N_{\text{ESS}}$  表示配电网允许安装的 ESS 数量上限。

## 2.2.3 网架扩建约束

本节采用辐射状拓扑结构, 通过单商品流约束<sup>[29]</sup>(single-commodity flow constraints, SCF)与节点-边的数量关系共同构建配电网网架扩建模型。SCF 以虚拟流的形式确保图的连通性。

## 1) SCF 约束

$$\begin{cases} \sum_{(ji) \in \Omega} F_{ji,t,s} - \sum_{(ij) \in \Omega} F_{ij,t,s} = 1 \quad \forall i \in N_L / R \\ -M(x_{ij,s}^L + x_{ij}^0) \leq F_{ij,t,s} \leq M(x_{ij,s}^L + x_{ij}^0) \end{cases} \quad (18)$$

式中:  $F_{ji,t,s}$  和  $F_{ij,t,s}$  分别表示在场景  $s$  时刻  $t$  节点  $j$  流向节点  $i$  的虚拟功率、节点  $i$  流向节点  $j$  的虚拟功率; 1 表示普通节点上的虚拟负荷;  $x_{ij}^0$  表示节点  $i$  与节点  $j$  之间初期已修建的网架线路, 为无方向的 0-1 整数常量, 若存在初期修建的线路, 则  $x_{ij}^0 = 1$ , 否则  $x_{ij}^0 = 0$ ;  $R$  表示变电站节点数量。

## 2) 节点-边数目关系约束

$$\sum_{(ij) \in \Omega} (x_{ij}^0 + x_{ij,s}^L) = |N_L| - |R| \quad (19)$$

## 3) 网架扩建约束

$$x_{ij,s}^L + x_{ij}^0 \leq 1 \quad (20)$$

## 2.2.4 潮流约束

考虑网架扩建约束, 增设支路功率约束, 本文采用二阶锥松弛(second-order cone relaxation, SOCR)<sup>[30-31]</sup>将潮流方程凸松弛处理, 得到转化后的混合整数二阶锥规划(mixed integer second-order cone programming, MISOCP)潮流模型。

## 1) 潮流模型

$$\begin{cases} p_{i,t,s} = \sum_{k:j \rightarrow k} P_{jk,t,s} - \sum_{i:i \rightarrow j} (P_{ij,t,s} - r_{ij} l_{ij,t,s}) \\ q_{i,t,s} = \sum_{k:j \rightarrow k} Q_{jk,t,s} - \sum_{i:i \rightarrow j} (Q_{ij,t,s} - x_{ij} l_{ij,t,s}) \\ \left| \begin{matrix} v_{i,t,s} - v_{j,t,s} - 2(r_{ij} P_{ij,t,s} + x_{ij} Q_{ij,t,s}) \\ (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) l_{ij,t,s} (x_{ij,s}^L + x_{ij}^0) \end{matrix} \right| \leq M(1 - x_{ij,s}^L - x_{ij}^0) \\ \left\| \begin{matrix} 2P_{ij,t} \\ 2Q_{ij,t} \\ l_{ij,t} - V_{i,t} \end{matrix} \right\|_2 \leq l_{ij,t} + V_{i,t} \end{cases} \quad (21)$$

式中:  $p_{i,t,s}$  和  $q_{i,t,s}$  分别表示在场景  $s$  时刻  $t$  节点  $j$  的注入有功、无功功率;  $P_{jk,t,s}$  和  $Q_{jk,t,s}$  分别表示在场景  $s$  时刻  $t$  节点  $j$  流出的有功、无功功率;  $P_{ij,t,s}$  和  $Q_{ij,t,s}$  分别表示在场景  $s$  时刻  $t$  流入节点  $j$  的有功、无功功率;  $r_{ij}$  和  $x_{ij}$  分别表示支路  $ij$  上的电阻、电抗;  $l_{ij,t,s}$  表示在场景  $s$  时刻  $t$  支路  $ij$  上电流的平方值;  $v_{i,t,s}$  和  $v_{j,t,s}$  分别表示在场景  $s$  时刻  $t$  节点  $i$ 、节点  $j$  上的电压的平方值;  $l_{ij,t}$  表示时刻  $t$  支路  $ij$  上电流的平方值,  $l_{ij,t} = |I_{ij}|^2$ ;  $V_{i,t}$  表示时刻  $t$  节点  $i$  上的电压的平方值,  $V_{i,t} = |U_i|^2$ 。

## 2) 电压约束

$$\underline{v}_i \leq v_{i,t,s} \leq \bar{v}_i \quad (22)$$

式中,  $\bar{v}_i$  和  $\underline{v}_i$  分别表示节点  $i$  上电压的平方的上、下限。

## 3) 电流约束

$$0 \leq l_{ij,t,s} \leq (x_{ij,s}^L + x_{ij}^0) \bar{l}_{ij} \quad (23)$$

式中,  $\bar{l}_{ij}$  表示支路  $ij$  上电流的平方的上限。

## 4) 关口功率约束

$$\begin{cases} \underline{p}_i \leq p_{i,t,s} \leq \bar{p}_i \\ \underline{q}_i \leq q_{i,t,s} \leq \bar{q}_i \end{cases} \quad (24)$$

式中:  $\underline{p}_i$  和  $\bar{p}_i$  分别表示节点  $i$  上变电站发电机有功功率的最小值和最大值;  $\underline{q}_i$  和  $\bar{q}_i$  分别表示节点  $i$  上变电站发电机无功功率的最小值和最大值。

## 5) 支路功率约束

$$\begin{cases} -(x_{ij,s}^L + x_{ij}^0) P_{ij}^{\max} \leq P_{ij,t,s} \leq (x_{ij,s}^L + x_{ij}^0) P_{ij}^{\max} \\ -(x_{ij,s}^L + x_{ij}^0) Q_{ij}^{\max} \leq Q_{ij,t,s} \leq (x_{ij,s}^L + x_{ij}^0) Q_{ij}^{\max} \end{cases} \quad (25)$$

式中,  $P_{ij}^{\max}$  和  $Q_{ij}^{\max}$  分别表示支路  $ij$  上有功功率与无功功率的最大值。

## 2.2.5 其他设备约束

由于 PV 接入配电网, 且其渗透率与日俱增, 因此在非高峰时段可能会出现电流反向, 可以在配电网配置无功补偿装置来缓解这种情况。如果因 PV 发电装置比例过高而出现电压问题, 可以在配电网配备有载调压变压器(on-load tap changer, OLTC), 以稳定其运行<sup>[32]</sup>。

1) 分组投切电容器(capacitors banks, CB)运行约束

$$\begin{cases} Q_{i,t,s}^{CB} = n_{i,t,s}^{CB} q_i^{CB}, n_{i,t,s}^{CB} \in Z^+ \\ 0 \leq n_{i,t,s}^{CB} \leq N_i^{CB} \\ \sum_{t=1}^{T-1} B_{i,CB}^t = B_{CB}^{lim} \end{cases} \quad (26)$$

式中： $Q_{i,t,s}^{CB}$ 表示在场景 $s$ 时刻 $t$ 节点 $i$ 上CB实际投运补偿功率； $n_{i,t,s}^{CB}$ 表示在场景 $s$ 时刻 $t$ 节点 $i$ 处CB的投运组数； $q_i^{CB}$ 表示单组CB的补偿功率； $N_i^{CB}$ 表示节点 $i$ 处CB的最大补偿组数； $T$ 为一天中的总调度周期数； $B_{CB}^{lim}$ 表示一天 $T$ 个调度周期内CB的动作次数限制； $B_{i,CB}^t$ 表示决策，为0-1整数变量，若操作CB，则 $B_{i,CB}^t = 1$ ，否则 $B_{i,CB}^t = 0$ 。

2) 静止无功补偿装置(static var compensation, SVC)运行约束

$$Q_{i,min}^{SVC} \leq Q_{i,t,s}^{SVC} \leq Q_{i,max}^{SVC} \quad (27)$$

式中： $Q_{i,t,s}^{SVC}$ 表示在场景 $s$ 时刻 $t$ 节点 $i$ 上所连接的SVC的各相优化调节功率； $Q_{i,max}^{SVC}$ 和 $Q_{i,min}^{SVC}$ 分别表示SVC各相可调功率的上下限。

3) 图5为带有OLTC的支路模型。OLTC运行约束如式(28)所示。

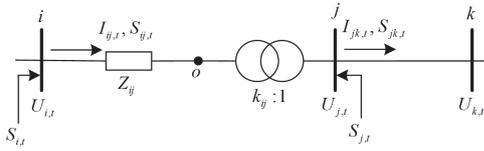


图5 含OLTC的支路模型  
Fig. 5 Branch model with OLTC

$$\begin{cases} m_{ij,t,s} = k_{ij}^{min} v_{j,t,s} + \Delta k_{ij,t,s} \sum_{n=0}^{K_{ij}} 2^n x_{ij,n,t} \\ 0 \leq v_{j,t,s} - x_{ij,n,t} \leq (1 - \lambda_{ij,n,t}) M \\ 0 \leq x_{ij,n,t} \leq \lambda_{ij,n,t} M \\ v_{o,t,s} = k_{ij}^{min} m_{ij,t,s} + \Delta k_{ij,t,s} \sum_{n=0}^{N_{ij}} 2^n y_{ij,n,t} \\ 0 \leq m_{ij,t,s} - y_{ij,n,t} \leq (1 - \lambda_{ij,n,t}) M \\ 0 \leq y_{ij,n,t} \leq \lambda_{ij,n,t} M \\ \sum_{n=0}^{N_{ij}} 2^n \lambda_{ij,n,t} \leq K_{ij} \end{cases} \quad (28)$$

式中： $m_{ij,t,s}$ 表示中间辅助变量； $v_{i,t,s}$ 和 $v_{o,t,s}$ 分别表示在时刻 $t$ 节点 $i$ 和节点 $o$ 电压的平方； $\Delta k_{ij,t,s}$ 表示场景 $s$ 时刻 $t$ 安装在支路 $ij$ 上OLTC的单位调节步长； $K_{ij}$ 表示OLTC分接头的挡位数量； $k_{ij}$ 表示安装在支路 $ij$ 上OLTC的变比； $k_{ij}^{min}$ 表示支路 $ij$ 上OLTC变比

的幅值； $N_{ij}$ 表示安装在支路 $ij$ 上OLTC的调节档位数量； $x_{ij,n,t}$ 、 $y_{ij,n,t}$ 表示中间辅助变量， $x_{ij,n,t} = \lambda_{ij,n,t} v_{j,t,s}$ ， $y_{ij,n,t} = \lambda_{ij,n,t} m_{ij,t,s}$ ； $\lambda_{ij,n,t}$ 表示{0,1}的组合。

### 3 算例分析

#### 3.1 算例系统设置

为验证所提基于随机场景的配电网源网储协同规划方法对提高PV并网容量和配电网规划经济性的有效性，本文以图6和图7所示25节点、54节点系统为模型，利用Yalmip建模工具以及GUROBI求解器进行求解。采用Core(TM) i5-11320H CPU，3.20 GHz个人电脑在Matlab R2020b上求解不同方案下配电网的规划结果。如表1所示，设置4种方案：方案1，只考虑网架扩建；方案2，考虑网架扩建、PV选址定容、OLTC调节、无功补偿；方案3，考虑网架扩建、ESS选址定容、OLTC调节、无功补偿；方案4，考虑网架扩建、PV选址定容、ESS选址定容、OLTC调节、无功补偿。算例系统参数和设备参数相关信息如表2—表8所示。

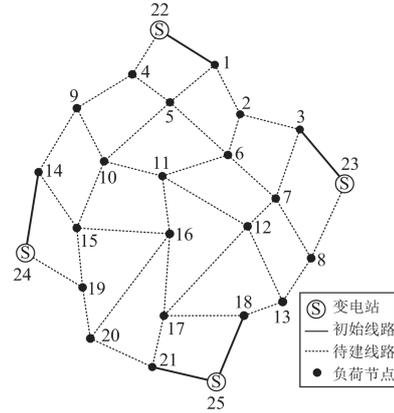


图6 25节点系统  
Fig. 6 The 25-bus system

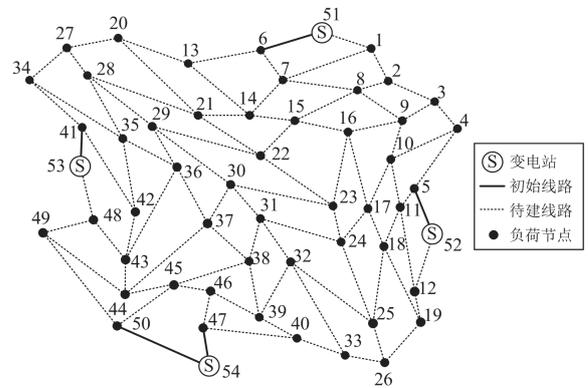


图7 54节点系统  
Fig. 7 The 54-bus system

表 1 方案设置

Table 1 Scheme setting

方案	网架扩建	PV 选址定容	ESS 选址定容	无功补偿	OLTC
1	√	—	—	—	—
2	√	√	—	√	√
3	√	—	√	√	√
4	√	√	√	√	√

表 2 系统参数信息

Table 2 System parameter information

参数	25 节点系统	54 节点系统
变电站有功功率/kW	[0,5000]	[0,10 000]
变电站无功功率/kvar	[0,2500]	[0,5000]
节点电压限制/p.u.	[0.95,1.05]	[0.95,1.05]
支路功率上限/MVA	10	10
支路电流上限/p.u.	1	1
参考电压/kV	12.66	12.66
参考功率/MW	10	10

表 3 PV 参数信息

Table 3 PV parameter information

PV 限制	25 节点系统	54 节点系统
方案 1 安装数量限制	0	0
方案 2 安装数量限制	[2,5]	[3,8]
方案 3 安装数量限制	0	0
方案 4 安装数量限制	[3,8]	[5,10]
节点最大安装容量/MW	1.5	3

表 4 ESS 参数信息

Table 4 ESS parameter information

ESS 限制	25 节点系统	54 节点系统
方案 1 安装数量限制	0	0
方案 2 安装数量限制	0	0
方案 3 安装数量限制	[1,5]	[1,8]
方案 4 安装数量限制	[1,5]	[1,8]
额定功率/MW	2	2
充电效率	0.9	0.9
放电效率	1	1
SOC 上下限	[0.2,0.9]	[0.2,0.9]

表 5 CB 参数信息

Table 5 CB parameter information

CB 限制	25 节点系统	54 节点系统
方案 1 待安装节点	—	—
方案 2 待安装节点	21	13
方案 3 待安装节点	21	13
方案 4 待安装节点	21	13
单组补偿功率/kvar	50	50
最大补偿组数	4	4
单日内 CB 的动作次数上限	5	5

表 6 SVC 参数信息

Table 6 SVC parameter information

SVC 限制	25 节点系统	54 节点系统
方案 1 待安装节点	—	—
方案 2 待安装节点	18	6
方案 3 待安装节点	18	6
方案 4 待安装节点	18	6
补偿范围/kvar	[-200,300]	[-200,300]

表 7 OLTC 参数信息

Table 7 OLTC parameter information

OLTC 限制	25 节点系统	54 节点系统
方案 1 待安装支路	—	—
方案 2 待安装支路	1-22,3-23,14-24,21-25	5-52,6-51,41-53,50-54
方案 3 待安装支路	1-22,3-23,14-24,21-25	5-52,6-51,41-53,50-54
方案 4 待安装支路	1-22,3-23,14-24,21-25	5-52,6-51,41-53,50-54
变压器变比	[0.95,1.05]	[0.95,1.05]
变压器分接头 每一档变化值	0.01	0.01
变压器分接头 挡位数量	10	10

表 8 费用信息

Table 8 Cost information

各项成本	数值
PV 弃光惩罚/(元/kWh)	3.6
ESS 单位容量年化投资成本/(元/kWh)	1270
ESS 单位功率年化投资成本/(元/kWh)	1650
线路单位长度修建成本/(万元/km)	36.2

### 3.2 随机场景分析

通过相关系数判别法和欧氏距离判别法计算出不同 Copula 函数的拟合度, 从中选取最合适的 Copula 函数, 拟合度计算结果如表 9 所示。

根据表 9 可知, 相较于其他方法, Frank-Copula 方法所得相关系数与样本数据吻合度更高, 且与经验 Copula 的欧氏距离最小。尽管 t-Copula 的相关系数表现尚可, 但与经验 Copula 的欧氏距离过大, 这表明其拟合效果并不理想。因此, t-Copula 不宜作为最优拟合函数。综合考虑, 本文选用 Frank-Copula 进行数据拟合, 以确保拟合结果的准确性和可靠性。

通过蒙特卡洛法对基于 Copula 理论的源荷时空相关性概率模型的每个时段进行随机采样。在此过程中, 设定负荷和 PV 出力场景数目均为 3650 个, 以确保场景的随机性和多样性。通过这一方法生成海量的源荷时空相关性场景集, 如图 8 所示。

在保证求解精度的前提下, 尽可能提升运算效率, 进一步使用 K-means 聚类算法将 3650 个源荷时空相关性场景进行场景缩减。SSE 指标、SE 指标

表 9 不同函数的拟合度判别

Table 9 Fitting degree discrimination of different functions

	正态 Copula	t-Copula	Gumbel-Copula	Clayton-Copula	Frank-Copula	样本数据
Kendall 秩 相关系数	-0.078	-0.091	$1.457 \times 10^{-6}$	$7.729 \times 10^{-7}$	-0.089	-0.082
Spearman 秩 相关系数	-0.087	-0.133	$2.936 \times 10^{-6}$	$1.169 \times 10^{-6}$	-0.127	-0.122
平方欧式 距离	0.842	107.173	2.169	2.749	0.226	0

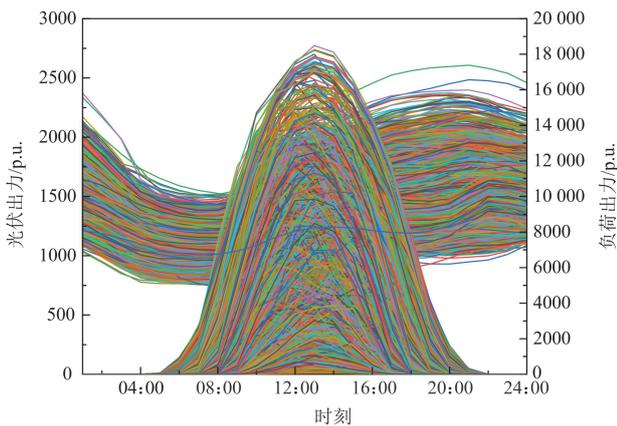


图 8 场景生成

Fig. 8 Scenario generation

和场景之间的相似系数计算完成后，最佳聚类数量定义为一个聚类中 SSE 值小且 SE 值大所对应的聚类数量。聚类的数量取 1—15，计算每个聚类的 SSE 和 SC 指标，并绘制成曲线；利用 SSE 和 SC 曲线找到合适的聚类中心数量为 4。将 3650 个场景作为数据对象划分为 4 类，最后得到 4 个典型场景，算法流程如图 9 所示，生成的典型场景出力曲线如图 10 所示，各典型场景概率如表 10 所示。

通过图 10 可以发现，在特定的时间段内，不同场景中 PV 出力和负荷的变动趋势呈现一定的关联性：要么同步增减，要么呈现相反的变化趋势。这种相关性并非偶然，而是得益于基于 Copula 理论的源荷时空相关性概率模型。该模型有效地捕捉了源荷出力的时空相关性，从而降低了不确定性因素对配电网的影响。因此，通过此模型生成源荷时空相关性场景，能够较为准确地模拟所在地区的源荷时空相关性，这对于配电网规划具有重要的参考价值。

为了更直观地展示这种相关性，选取出现概率最高的场景 1 中的源荷出力曲线进行对比，如图 11 所示。通过对比可以更加清晰地看到源荷出力之间的动态变化关系。

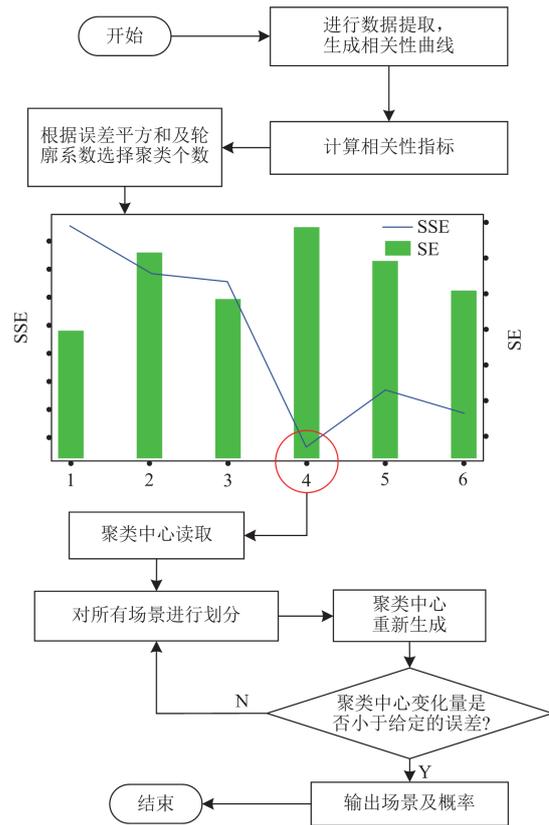


图 9 典型场景生成算法流程

Fig. 9 Typical scenario generation algorithm flow

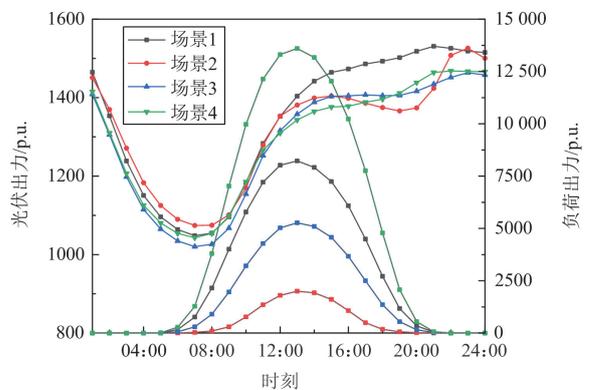


图 10 基于 Copula 理论的典型日场景出力

Fig. 10 Typical day scenario output based on Copula theory

表 10 基于 Copula 理论的典型场景概率

Table 10 Typical scenario probability based on Copula theory

典型日场景	概率
1	0.3907
2	0.0696
3	0.2444
4	0.2953

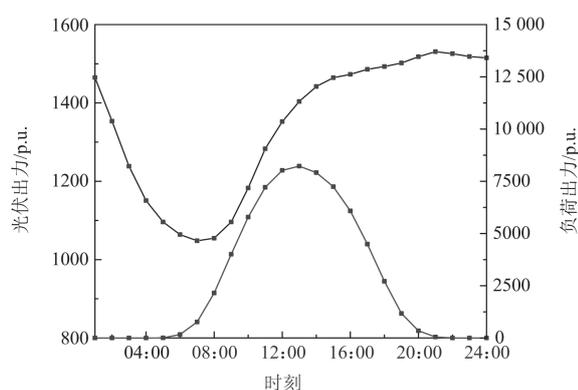


图 11 场景 1 源荷出力曲线

Fig. 11 Source-load output curve under scenario 1

通过对比一天 24 h 内的负荷需求曲线与 PV 出力曲线,发现两者在一天内的出力情况均呈现出波动性。这种波动主要是不同时刻光照强度的变化与人们的用电习惯所导致的。特别是夜间 PV 出力几乎为零,而在白天则表现出较高的出力水平。同时,负荷在日出后呈现出明显的上升趋势,这表明在多数情况下 PV 发电出力与负荷在时间和空间上具有一定的正相关性。此外, PV 出力曲线与负荷曲线的变化趋势在某些时段相当接近,例如在 06:00—14:00 时段内。在其他时段,如 14:00—20:00,两者的变化则呈现出相反的趋势。这说明 PV 发电出力与负荷需求之间的关系并非一成不变,而会根据具体情况表现出正相关性或负相关性。这种变化贴近实际情况,反映了负荷需求与 PV 出力之间的复杂关系。

因此,将得到的源荷时空相关性典型场景应用于配电网源网储协同规划模型中,能够更为准确地反映源荷出力的相关性。这种设计使得源荷出力结果更加贴近实际运行状况,有助于提升配电网规划的经济性,增强其运行的可靠性。通过充分考虑源荷之间的时空相关性,可以更好地优化资源配置,提高能源利用效率,从而确保配电网在应对各种复杂场景时都能保持高效、稳定的运行。

### 3.3 25 节点系统规划结果分析

本文 PV 配置结果、ESS 配置结果和网架拓展规划结果均采用概率最高的场景 1 情况,以方便结果的展示。根据场景 1 的算例结果,不同方案下 25 节点系统规划后的 PV 规划配置结果和 ESS 规划配置结果分别如表 11 和表 12 所示,不同方案下的成本对比如表 13 所示。

表 11 不同方案下 PV 规划配置结果

Table 11 PV planning and configuration results in different schemes

系统	方案	安装节点	安装容量/ MW	总发电量/ MWh
25 节点 系统	方案 2	10,12,19	9.85	7019.54
	方案 4	10,12,16,19	11.82	9502.61

表 12 不同方案下 ESS 规划配置结果

Table 12 ESS planning and configuration results in different schemes

系统	方案	安装节点	总安装视在 功率/kVA	总安装容量/ kWh
25 节点 系统	方案 3	5,16	1100	1600
	方案 4	2,11,17	1700	2200

表 13 不同方案下 25 节点系统规划的成本对比

Table 13 Cost comparison of 25-node system planning in different schemes

	方案 1	方案 2	方案 3	方案 4
ESS 投资成本/万元	0	0	227.3	343.13
弃光惩罚费用/万元	0	1354.24	0	42.64
网架扩建成本/万元	618.24	589.23	640.23	589.26
配电网综合成本/万元	618.24	1943.47	867.53	975.03
求解时间/s	145.27	269.27	194.94	846.69

由表 11 可知,相较于方案 2,方案 4 中 PV 的安装容量提升 20%,配电网中 PV 的总发电量增加约 35.37%。由表 13 可知,方案 2、方案 4 相较于方案 1,配电网综合成本分别提升约 214.36%、57.71%的情况下, PV 的安装容量分别增加了 9.85 MW、11.82 MW,总发电量也分别由 0 增加到 7019.54 MWh、9502.61 MWh。方案 2 的弃光惩罚费用比方案 4 高,这是由于 PV 并网容量提升但没有合理安装 ESS。

由表 12 可知,相较于方案 3,方案 4 中 ESS 的总安装视在功率提升约 54.55%,总安装容量提升 37.7%。由表 13 可知,方案 3、方案 4 相较于方案 1,在配电网综合成本分别提升约 40.32%、57.71%的情况下,ESS 总安装容量分别由 0 增加到 1.6 MWh、

2.2 MWh。方案 4 的 ESS 投资成本明显高于方案 3，这是由于 PV 并网容量的提升增大了对 ESS 的需求。

根据求解得到的网架修建数据，结合以上规划配置结果，可以得到不同方案下 25 节点系统规划后的网络拓扑示意图，如图 12 所示。

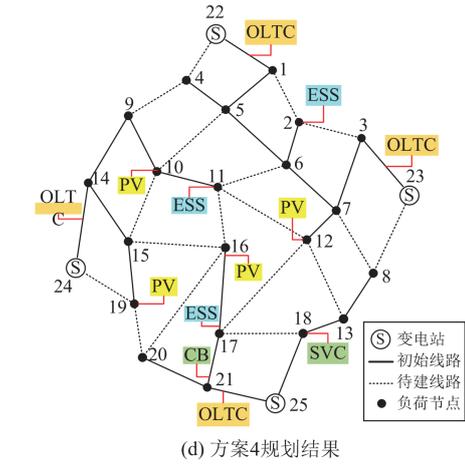
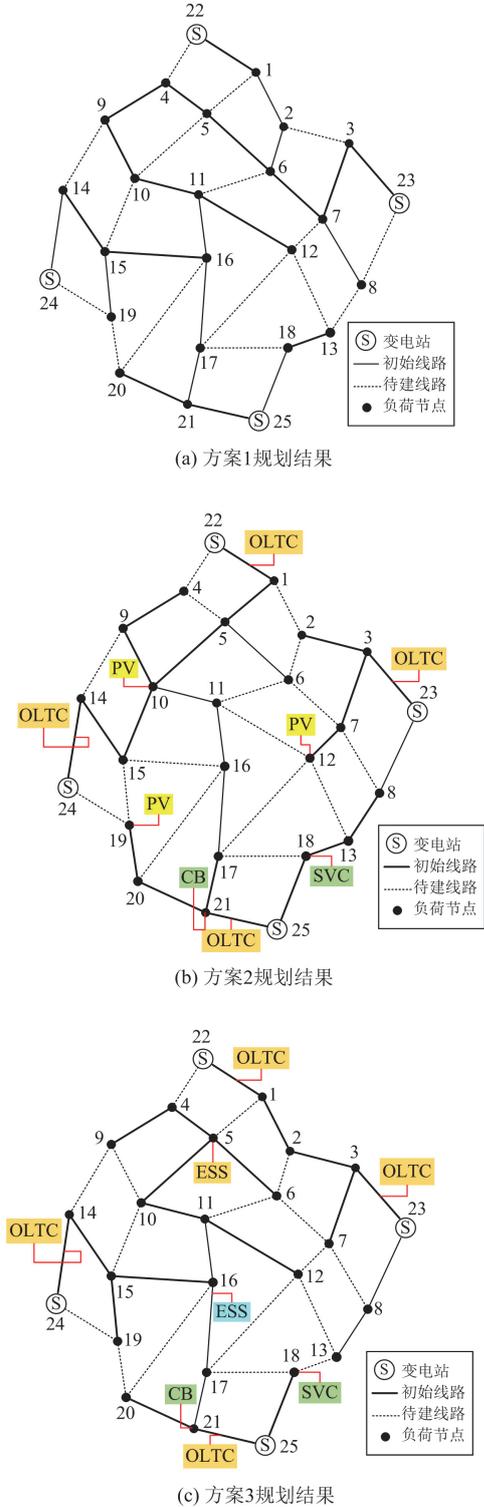
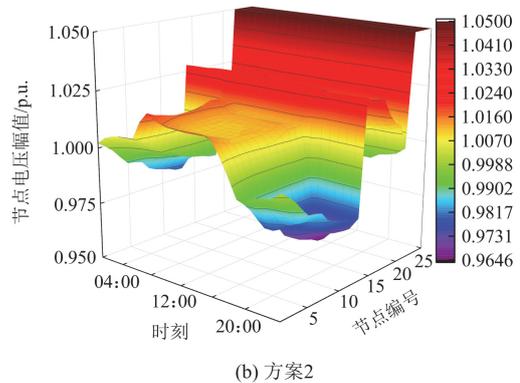
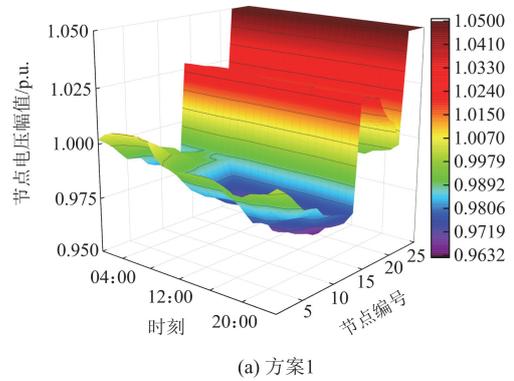


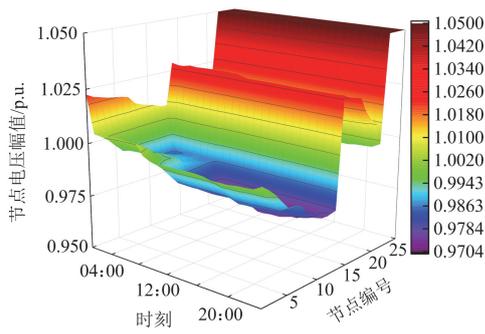
图 12 场景 1 不同方案下 25 节点系统规划结果

Fig. 12 Planning results of 25-bus system under scenario 1 in different schemes

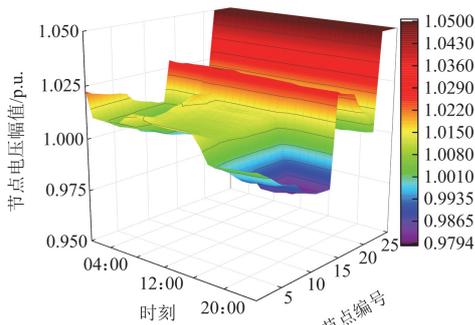
根据算例结果可以得到不同方案下 25 节点系统单日内每小时的节点电压分布情况，如图 13 所示。

可以看出，4 种不同方案下 25 节点系统电压分布情况虽然都在安全范围内，但是电压分布却差异明显。方案 2 相较于方案 1，因为 PV 并网，接入点电压过高，导致系统电压波动性明显变大。相较于方案 1，方案 3 采用了 ESS 优化配置，在负荷需





(c) 方案3



(d) 方案4

图 13 场景 1 不同方案下的节点电压分布

Fig. 13 Bus voltage distribution under scenario 1 in different schemes

求较小时进行充电, 在负荷需求较大时进行放电, 对系统进行削峰填谷, 略微缓解了系统电压波动性。相较于方案 2, 方案 4 在 PV 并网情况下进行了“PV+ESS”协同规划配置, 通过储能的调节, 平滑系统电压的波峰与波谷, 降低了电压的波动性。

结合表 13 和图 14 可知, 方案 4 的配网综合成本明显低于方案 2, 成本减少了约 44.88%。方案 4 虽然增加了 ESS 投资成本, 但“PV+ESS”协同规划, 提升了配电网对 PV 发电量的消纳, 从而大幅减少了弃光惩罚费用, 提升了配电网规划经济性。方案 4 对比方案 3, PV 发电量增加了 9502.61 MWh, 而成本仅增加约 12.39%, 配电网对 PV 消纳能力进一步提升。

将考虑源荷相关性场景前后得到的配网综合成本、PV 总安装容量以及总发电量进行对比, 结果如表 14 所示。在考虑源荷时空相关性场景后, 所有方案均优于未考虑源荷时空相关性场景的方案, 基于 Copula 理论构建的源荷时空相关性概率模型生成的典型日场景, 能显著减小源荷不确定性对配电网的影响, 增强配电网对 PV 的并网容量与消纳能力, 进而降低配网综合成本, 实现经济效益提升。

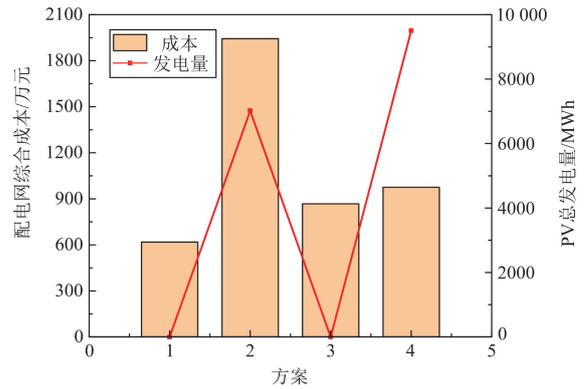


图 14 配电网综合成本与 PV 总发电量

Fig. 14 Distribution network comprehensive cost and total PV generation

表 14 考虑源荷时空相关性场景前后的系统对比

Table 14 System comparison before and after considering source-load spatiotemporal correlation scenario

考虑源荷时空相关性场景	方案	配电网综合成本/万元	PV 安装容量/MW	PV 总发电量/MWh
是	方案 1	618.24	0	0
	方案 2	1943.47	9.85	7019.54
	方案 3	867.53	0	0
	方案 4	975.03	11.82	9502.61
否	方案 1	624.25	0	0
	方案 2	2165.97	9.06	6661.62
	方案 3	906.87	0	0
	方案 4	1193.95	11.397	8716.16

### 3.4 54 节点系统规划结果分析

不同方案下 54 节点系统规划后的 PV 规划配置结果和 ESS 规划配置结果分别如表 15 和表 16 所示, 不同方案下的成本对比如表 17 所示。

表 15 场景 1 不同方案下 PV 规划配置结果

Table 15 PV planning and configuration results under scenario 1 in different schemes

系统	方案	安装节点	安装容量/MW	总发电量/MWh
54 节点	方案 2	22,26,43	17.37	14 103.26
系统	方案 4	3,25,22,27,43	21.73	17 975.25

表 16 场景 1 不同方案下 ESS 规划配置结果

Table 16 ESS planning and configuration results under scenario 1 in different schemes

系统	方案	安装节点	总安装视在功率/kVA	总安装容量/kWh
54 节点	方案 3	8,25,37	2000	2600
系统	方案 4	8,19,32,34	3200	4200

表 17 场景 1 不同方案下 54 节点系统规划的成本对比

Table 17 Cost comparison of 54-node system planning under scenario 1 in different schemes

	方案 1	方案 2	方案 3	方案 4
ESS 投资成本/万元	0	0	354.62	478.16
弃光惩罚费用/万元	0	2088.36	0	102.35
网架扩建成本/万元	1375.24	1366.61	1469.27	1284.51
配电网综合成本/万元	1375.24	3454.97	1823.89	1865.02
求解时间/s	769.20	12 146.62	1289.46	1753.08

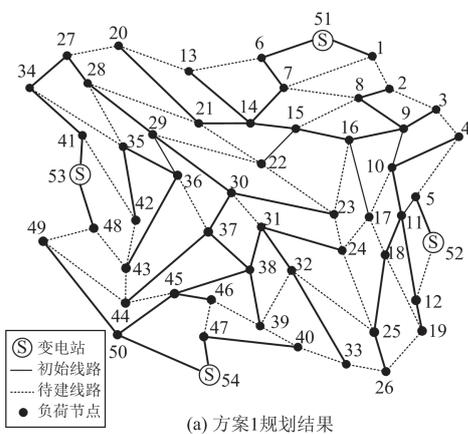
由表 15 可知,相较于方案 2,方案 4 中 PV 的安装容量提升约 25.1%,配电网中 PV 的总发电量增加约 27.45%。由表 17 可知,方案 2、方案 4 相较于方案 1,在配电网综合成本分别提升约 151.23%、35.61%的情况下,PV 的安装容量分别增加了 17.37 MW、21.73 MW,总发电量也分别由 0 增加到 14 103.26 MWh、17 975.25 MWh。方案 2 的弃光惩罚费用比方案 4 高,这是由于 PV 并网容量提升但没有合理安装 ESS。

由表 16 可知,相较于方案 3,方案 4 中 ESS 的总安装视在功率提升约 70.27%,总安装容量提升 64%。由表 17 可知,相较于方案 1,方案 3、方案 4 在配电网综合成本分别提升约 32.62%、35.61%的情况下,ESS 总安装容量分别由 0 增加到 2.6 MWh、4.2 MWh。方案 4 的 ESS 投资成本比方案 3 高,这是由于 PV 并网容量的提升增大了对 ESS 的需求。

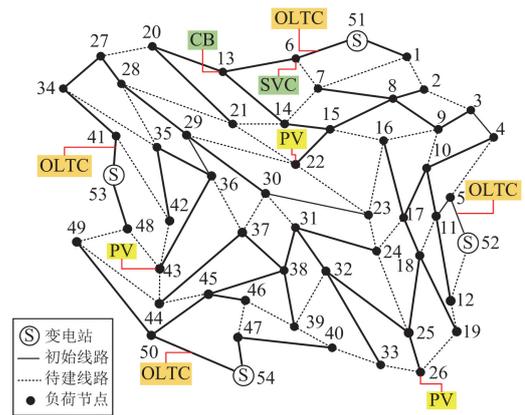
根据求解所得的网架修建数据,结合以上规划配置结果,可以得到不同方案下 54 节点系统规划后的网络拓扑示意图,如图 15 所示。

根据算例结果可以得到不同方案下 54 节点系统单日内每小时的节点电压分布情况,如图 16 所示。

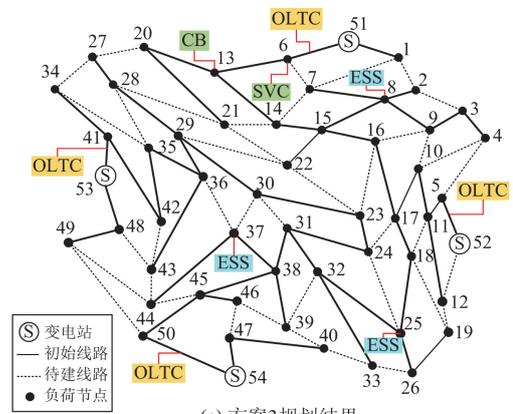
不难看出,4 种不同方案下 54 节点系统的电压分布情况虽然都在安全范围内,但是电压分布却差异明显。方案 2 相较于方案 1,由于 PV 并网,接入点电压过高,导致系统电压波动性明显变大。相较于



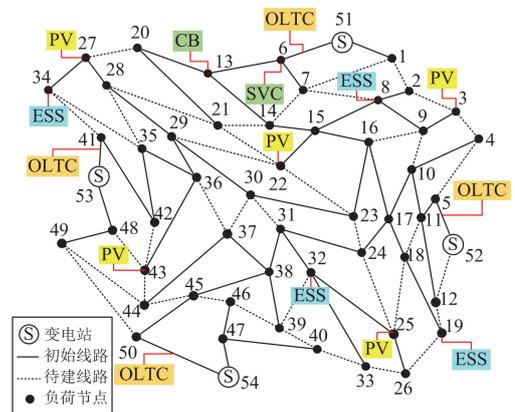
(a) 方案1规划结果



(b) 方案2规划结果



(c) 方案3规划结果

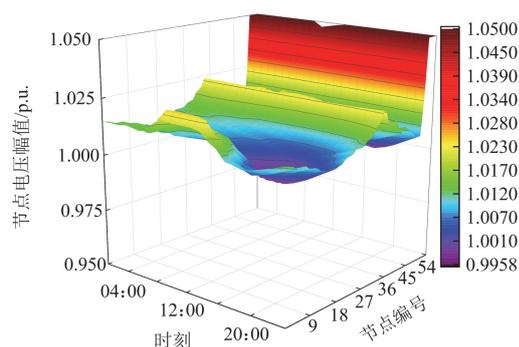


(d) 方案4规划结果

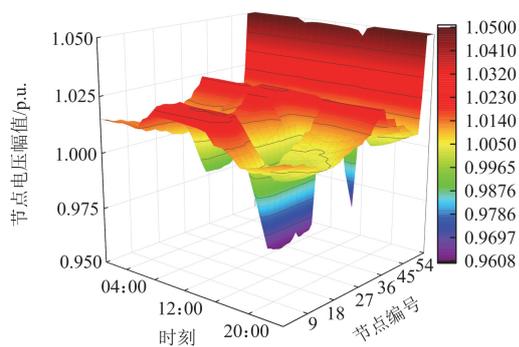
图 15 不同方案下 54 节点系统规划结果

Fig. 15 Planning results of the 54-bus system in different schemes

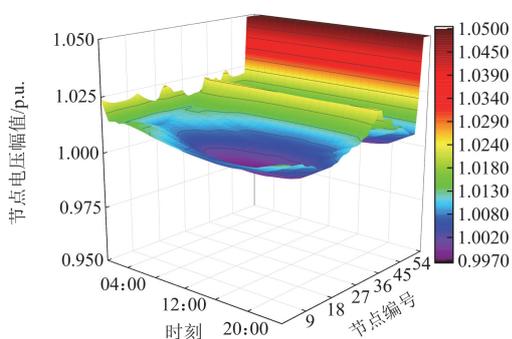
于方案 1,方案 3 采用了 ESS 优化配置,在负荷需求较小时进行充电,在负荷需求较大时进行放电,对系统进行削峰填谷,略微缓解了系统电压波动性。相较于方案 2,方案 4 在 PV 并网情况下进行了“PV+ESS”协同规划配置,通过储能的调节,平滑系统电压的波峰与波谷,减小了电压的波动性。



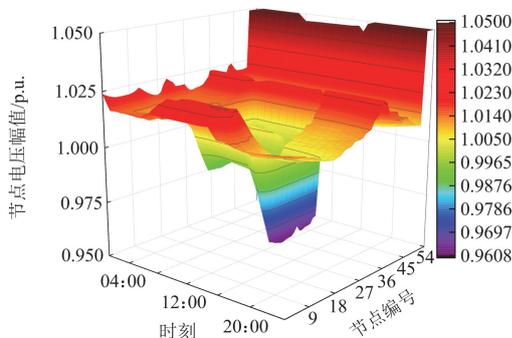
(a) 方案1



(b) 方案2



(c) 方案3



(d) 方案4

图 16 54 节点不同方案下的节点电压分布

Fig. 16 The 54-bus voltage distribution in different schemes

结合表 17 和图 17 可知, 方案 4 的配网综合成本明显低于方案 2, 成本减少了约 46.02%。方案 4 虽然增加了 ESS 投资成本, 但“PV+ESS”协同规划提升了配电网对 PV 发电量的消纳, 从而大幅减少了弃光惩罚费用, 提高了配电网规划经济性。方案 4 相比于方案 3, 在成本只提升约 2.23% 的情况下 PV 发电量增加了 17 975.25 MWh, 提升了配电网的 PV 并网和 PV 消纳能力。

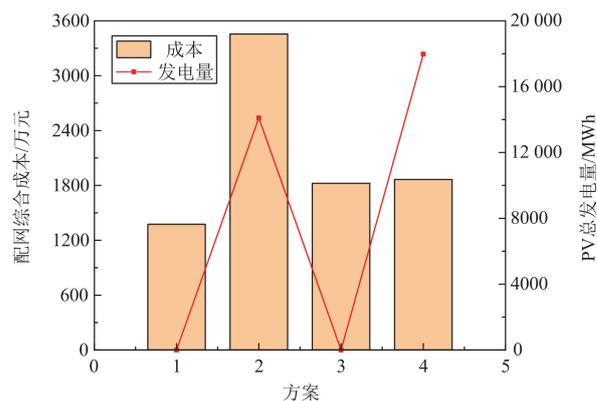


图 17 配电网综合成本与 PV 总发电量

Fig. 17 Distribution network comprehensive cost and total PV generation

将考虑源荷相关性场景前后得到的配电网综合成本、PV 总安装容量以及总发电量进行对比, 如表 18 所示。在考虑源荷时空相关性场景后, 所有方案均优于未考虑源荷时空相关性场景的方案, 基于 Copula 理论构建的源荷时空相关性概率模型生成的典型日场景, 能显著减轻源荷不确定性对配电网的影响, 增强配电网对 PV 的并网容量与消纳能力, 进而减小配网综合成本, 实现经济效益提升。

表 18 考虑源荷时空相关性场景前后的系统对比

Table 18 System comparison before and after considering the source-load spatiotemporal correlation scenario

考虑源荷时空相关性场景	方案	配电网综合成本/万元	PV 安装容量/MW	PV 总发电量/MWh
是	方案 1	1375.24	0	0
	方案 2	3454.97	17.37	14 103.26
	方案 3	1823.89	0	0
	方案 4	1865.02	21.73	17 975.25
否	方案 1	1441.24	0	0
	方案 2	3506.60	16.24	12 462.55
	方案 3	1923.49	0	0
	方案 4	1983.69	20.62	16 953.81

## 4 结论

本文针对 PV 出力与负荷需求的不确定性问

题,建立了基于 Copula 理论的源荷时空相关性概率模型,通过蒙特卡洛法对源荷时空相关性概率模型进行抽样,得到大量源荷时空相关性场景,然后通过 K-means 聚类算法对海量场景集进行场景缩减,在保留 PV 出力及负荷需求变化特性的前提下,提高求解效率,得到具有代表性的典型日场景。在此基础上,以全年配电网综合成本最小为目标函数,建立了基于随机场景的源网储协同规划模型,通过 25 节点和 54 节点的算例分析得出以下结论。

1) 通过建立基于 Copula 理论的源荷时空相关性概率模型,并采用蒙特卡洛法和 K-means 聚类算法对其进行场景生成与削减,在保留 PV 出力以及负荷需求变化特性的前提下,得到了 4 个典型日场景。结果表明可以利用少量典型日场景描述 PV 出力与负荷需求变化的不确定性以及时空相关性,避免了求解时的维数灾,进一步保证了求解效率。

2) 在考虑源荷时空相关性场景后,所有方案均优于未考虑源荷时空相关性场景的方案。能有效减轻 PV 和负荷不确定性对配电网的影响,提高了配电网对 PV 出力的消纳能力,降低配网的综合成本,实现经济效益的提升。

3) 通过对比不同方案下配电网的规划结果,得出采用配电网源网储协同规划方法可以显著提升配电网 PV 并网容量和 PV 消纳能力。

## 参考文献

- [1] DING Tao, LI Cheng, YANG Yongheng, et al. A two-stage robust optimization for centralized-optimal dispatch of photovoltaic inverters in active distribution networks[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2018, 8(2): 744-754.
- [2] 姚明明, 张新, 杨培宏, 等. 基于改进风光场景聚类联合虚拟储能的源网荷储低碳优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(15): 115-130.  
YAO Mingming, ZHANG Xin, YANG Peihong, et al. Low-carbon optimal scheduling of source-grid-load-storage based on improved wind-solar scene clustering combined with virtual energy storage[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(15): 115-130.
- [3] 乐健, 郎红科, 廖小兵, 等. 基于广义线性多面体的有源配电网仿射可调鲁棒优化方法[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(22): 138-148.  
LE Jian, LANG Hongke, LIAO Xiaobing, et al. Affinely adjustable robust optimization method for active distribution network based on generalized linear polyhedral[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(22): 138-148.
- [4] NARAYAN A, PONNAMBALAM K. Risk-averse stochastic programming approach for microgrid planning under uncertainty[J]. Renewable Energy, 2017, 101: 399-408.
- [5] 张军达, 卢姬, 常俊晓, 等. 考虑可靠性成本的配电网多阶段扩展规划方法[J]. 电测与仪表, 2023, 60(11): 113-122.
- ZHANG Junda, LU Ji, CHANG Junxiao, et al. Multi-stage expansion planning method for distribution network considering reliability cost[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023, 60(11): 113-122.
- [6] WANG Y, TAN K T, PENG X Y, et al. Coordinated control of distributed energy-storage systems for voltage regulation in distribution networks[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2017, 31(3): 1132-1141.
- [7] 别朝红, 王则凯, 肖遥, 等. 双碳目标下新型电力系统发展展望[J]. 新型电力系统, 2023, 1(2): 116-131.  
BIE Zhaohong, WANG Zekai, XIAO Yao, et al. Outlook on the development of new power system under dual-carbon target[J]. New Type Power Systems, 2023, 1(2): 116-131.
- [8] 廖小兵, 张敏, 乐健, 等. 考虑循环寿命折损的主动配电网仿射可调鲁棒优化方法[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(8): 37-49.  
LIAO Xiaobing, ZHANG Min, LE Jian, et al. Affinely adjustable robust optimal operation strategy for an active distribution network considering cycle life loss[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(8): 37-49.
- [9] 栗峰, 丁杰, 周才期, 等. 新型电力系统下分布式光伏规模化并网运行关键技术探讨[J]. 电网技术, 2024, 48(1): 184-199.  
LI Feng, DING Jie, ZHOU Caiqi, et al. Key technologies of large-scale grid-connected operation of distributed photovoltaic under new-type power system[J]. Power System Technology, 2024, 48(1): 184-199.
- [10] 吴雄, 贺明康, 何雯雯, 等. 考虑储能寿命的风-光-火-储打捆外送系统容量优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(15): 66-75.  
WU Xiong, HE Ming Kang, HE Wenwen, et al. Optimal capacity of a wind-solar-thermo-storage-bundled power transmission system considering battery life[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(15): 66-75.
- [11] 柳康. 含分布式电源的配电网规划研究[D]. 上海: 上海电机学院, 2022.  
LIU Kang. Research on distribution network planning with distributed generation[D]. Shanghai: Shanghai Dianji University, 2022.
- [12] 苏向敬, 张传坤, 符杨, 等. 考虑多场景运行的不平衡主动配网电池储能系统两阶段优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(10): 88-97.  
SU Xiangjing, ZHANG Chuankun, FU Yang, et al. Two-stage optimal placement of BESS in an unbalanced active distribution network considering multi-scenario operation[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(10): 88-97.
- [13] LI Tao, GAO Yan, LEI Cao, et al. Distributed real-time pricing for smart grid considering sparse constraints and integration of distributed energy and storage devices[J]. COMPEL-The International Journal for Computation and Mathematics in Electrical and Electronic Engineering, 2021, 40(5): 978-996.
- [14] 刘洪, 范博宇, 唐翀, 等. 基于博弈论的主动配电网扩展规划与光储选址定容交替优化[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(23): 38-45, 116.  
LIU Hong, FAN Boyu, TANG Chong, et al. Game theory based alternate optimization between expansion planning of active distribution system and siting and sizing of photovoltaic and energy storage[J]. Automation of

- Electric Power Systems, 2017, 41(23): 38-45, 116.
- [15] 张忠会, 雷大勇, 李俊, 等. 基于自适应  $\varepsilon$ -支配多目标粒子群算法的含 SOP 的主动配电网源-网-荷-储双层协同规划模型[J]. 电网技术, 2022, 46(6): 2199-2212. ZHANG Zhonghui, LEI Dayong, LI Jun, et al. Source-network-load-storage bi-level collaborative planning model of active distribution network with SOP based on adaptive  $\varepsilon$ -dominating multi-objective particle swarm optimization algorithm[J]. Power System Technology, 2022, 46(6): 2199-2212.
- [16] QI Cheng, WANG Keyou, FU Yong, et al. A decentralized optimal operation of AC/DC hybrid distribution grids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 9(6): 6095-6105.
- [17] 王勇, 王婷, 岳园园, 等. 提升分布式光伏承载力的灵活资源协同规划[J]. 电网与清洁能源, 2023, 39(8): 116-126. WANG Yong, WANG Ting, YUE Yuanyuan, et al. Flexible resource collaborative planning to enhance the capacity of distributed photovoltaic[J]. Power System and Clean Energy, 2023, 39(8): 116-126.
- [18] 顾光荣, 杨鹏, 汤波, 等. 源-荷-储协同优化的配电网平衡能力提升方法[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(13): 5097-5109. GU Guangrong, YANG Peng, TANG Bo, et al. A method for improving the balance ability of distribution networks through source-load-storage collaborative optimization[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(13): 5097-5109.
- [19] 李建林, 谭宇良, 王含, 等. 配网及光储微网储能系统配置优化策略[J]. 高电压技术, 2022, 48(5): 1893-1902. LI Jianlin, TAN Yuliang, WANG Han, et al. Research on configuration optimization of energy storage system in distribution network and optical storage microgrid[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(5): 1893-1902.
- [20] SANNIGRAHI S, GHATAK S R, ACHARJEE P. Multi-scenario based bi-level coordinated planning of active distribution system under uncertain environment[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2019, 56(1): 850-863.
- [21] 邓慧琼, 郑玉隼, 张晓飞, 等. 考虑时序场景的分布式电源规划及无功优化策略[J]. 贵州大学学报(自然科学版), 2023, 40(2): 74-81. DENG Huiqiong, ZHENG Yuyi, ZHANG Xiaofei, et al. Distributed power planning and reactive power optimization strategies considering timing scenarios[J]. Journal of Guizhou University (Natural Sciences), 2023, 40(2): 74-81.
- [22] 吕冰, 颜伟, 赵霞, 等. 考虑能量随机性的分布式风电和联络线协调规划[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(34): 145-152, 23. LÜ Bing, YAN Wei, ZHAO Xia, et al. Coordinated allocation of tie lines and DWGs considering random energy[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(34): 145-152, 23.
- [23] 范博文. 基于场景分析的含分布式电源的配电网无功优化[D]. 济南: 山东大学, 2016. FAN Bowen. Reactive power optimization of distribution network with distributed generation based on scenario analysis[D]. Jinan: Shandong University, 2016.
- [24] 王蕾, 程世娟, 韩雨. 基于时变 Copula 函数的多部件系统可靠性评估[J]. 计算机应用, 2024, 44(3): 953-959. WANG Lei, CHENG Shijuan, HAN Yu. Reliability evaluation of multi-component system based on time-varying Copula function[J]. Journal of Computer Applications, 2024, 44(3): 953-959.
- [25] ALZAID A A, ALHADLAQ W M. A new family of archimedean copulas: the half-logistic family of copulas[J]. Mathematics, 2023, 12(1): 101.
- [26] ROSENBLATT M. Remarks on some non parametric estimates of a density function[J]. Annals of Mathematical Statistics, 1956, 27(3): 832-837.
- [27] ZHAO Lang, ZENG Yuan, LI Yizheng, et al. Coordinated planning of power systems under uncertain characteristics based on the multilinear Monte Carlo method[J]. Energies, 2023, 16(23): 7761.
- [28] MOHAMED E, SAID A, SALAH K, et al. Incorporating photovoltaic inverter capability into stochastic optimal reactive power dispatch through an enhanced artificial gorilla troops optimizer[J]. IET Renewable Power Generation, 2023, 17(13): 3267-3288.
- [29] LAVORATO M, FRANCO J F, RIDER M J, et al. Imposing radiality constraints in distribution system optimization problems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(1): 172-180.
- [30] 林哲, 胡泽春, 宋永华. 最优潮流问题的凸松弛技术综述[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(13): 3717-3728. LIN Zhe, HU Zechun, SONG Yonghua. Convex relaxation for optimal power flow problem: a recent review[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(13): 3717-3728.
- [31] 闫明文, 刘惠颖, 宫游, 等. 基于改进 Benders 分解的配电网扩展规划机会约束优化方法[J]. 电测与仪表, 2023, 60(1): 124-131. YAN Mingwen, LIU Huiying, GONG You, et al. Chance-constrained optimization method for distribution network expansion planning based on modified Benders decomposition[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2023, 60(1): 124-131.
- [32] 廖小兵, 周自强, 乐健, 等. 考虑电池储能老化和需求侧响应的交直流混合配电网动态重构方法[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(14): 43-54. LIAO Xiaobing, ZHOU Ziqiang, LE Jian, et al. Dynamic reconfiguration of an AC/DC hybrid distribution network considering battery energy storage aging and demand response[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(14): 43-54.

收稿日期: 2024-03-31; 修回日期: 2024-08-25

作者简介:

乐健(1975—), 男, 副教授, 硕士生导师, 研究方向为智能电网运行与控制技术等; E-mail: lej01@mails.tsinghua.edu.cn

王靖(2001—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统运行与优化; E-mail: 1742140863@qq.com

廖小兵(1989—), 男, 通信作者, 博士, 硕士生导师, 研究方向为电力系统不确定性分析、配电网优化、储能规划等。E-mail: lxbwhu@126.com

(编辑 许威)