

考虑源荷相关性的独立微电网日前风险调度策略

郝福忠¹, 刘昊², 胡誉蓉², 贺翔², 魏小钊², 孙毅³, 王诗玮³

(1. 国网河南省电力公司, 郑州 450000; 2. 国网河南省电力公司 电力科学研究院, 郑州 450052; 3. 华北电力大学 电气与电子工程学院, 北京 102206)

摘要:随着微电网内分布式可再生能源的渗透率提升, 灵活资源调度不足导致的弃光和失负荷会对微电网运行造成较大的影响。通过充分调度各类分布式灵活资源, 提出一种计及源荷相关性的微电网日前风险调度策略。在考虑灵活资源的独立微电网调控架构下, 采用考虑相关性的拉丁超立方抽样方法处理分布式光伏及负荷的不确定性, 分析相关性影响下的微电网期望调度成本、弃光与失负荷损失成本及条件风险成本, 构建总调度成本期望值最小的日前优化调度模型。仿真结果表明, 所提策略通过合理调度灵活资源及预留备用容量, 能够有效平衡微电网运行经济性及运行风险。

关键词:独立微电网; 日前风险调度; 相关性; 条件风险价值

Day-ahead risk scheduling strategy of independent microgrid considering source-load correlation

HAO Fuzhong¹, LIU Hao², HU Yurong², HE Xiang², WEI Xiaozhao², SUN Yi³, WANG Shiwei³

(1. State Grid Henan Electric Power Company, Zhengzhou 450000, China; 2. Electric Power Science Research Institute State Grid Henan Electric Power Company, Zhengzhou 450052, China; 3. Electrical and Electronic Engineering College, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: As the penetration rate of distributed renewable energy within microgrids increases, insufficient flexible resource scheduling leading to curtailment and loss of load will have a significant impact on the operation of microgrids. A microgrid day ahead risk scheduling strategy that takes into account source load correlation by fully scheduling various distributed flexible resources is proposed. Under the independent microgrid regulation architecture considering flexible resources, the Latin hypercube sampling method considering correlation is adopted to deal with the uncertainty of distributed photovoltaics and loads. The expected scheduling cost, loss cost of abandoned light and load, and conditional risk cost of microgrids under the influence of correlation are analyzed, and a day-ahead optimization scheduling model with the minimum expected total scheduling cost is constructed. The simulation results show that the proposed strategy can effectively balance the economic and operational risks of microgrid operation by reasonably scheduling flexible resources and reserving reserve capacity.

Key words: independent microgrid; day-ahead risk scheduling; correlation; conditional value at risk

0 引言

随着新型电力系统中大规模分布式光伏接入微电网, 合理调用灵活资源参与微电网调度, 对于保证电力系统的安全可靠运行起着重要作用^[1]。由于分布式光伏出力受环境因素影响存在波动性, 用户负荷受用户行为影响存在不确定性, 以及源荷之间存在相关性, 使得调控中心获取的预测值与实际值之间存在误差。因此, 制定微电网调度计划时需预留部分备用容量来应对因预测结果不确定性产生的调度偏差, 以保证微电网的供电可靠性^[2-3]。

在考虑源荷相关性的微电网调度方面, 文献[4]基于源荷之间呈现的相关性, 以线路投资成本、能源交易成本、设备运行成本以及弃风弃光成本最低为目标, 提出一种计及源荷相关性的电力系统规划方法。文献[5]首先建立了光伏与负荷之间的相关性约束, 其次利用 Copula 分解技术对该非线性的相关性约束进行场景化分析, 最后基于此建立了主动配电网分布式模型。文献[6]针对源荷两侧的相关性问题, 通过对源荷双侧相关性分析与建模, 优化常规火电机组的出力以及柔性负荷参与量, 使电网在各种情况下的所有时段内都能保持供需平衡, 同时优化经济成本。由于独立微电网未与主网连接, 只能依靠自身调节微电网供需平衡, 故应考虑

如何灵活应对失负荷与弃光风险的发生。上述研究虽然在进行微电网调度时考虑了源荷相关性,但主要是面向并网型微电网开展研究,未考虑源荷相关性引起的预测误差会造成弃光及失负荷的风险,从而需要微电网进行一定的资源备用,以避免上述风险损失。

在考虑微电网备用资源的风险调度方面,文献[7]指出微电网内的多种可调节资源可以应对分布式电源出力预测偏差,且通过引入条件风险价值,计算微电网在现货市场中的预期收益与风险效用,发现储能设备可有效提高微电网的风险收益。文献[8]运用条件风险价值来评估微电网的弃风风险和失负荷风险,以微电网潜在风险成本以及考虑环保因素的综合运行成本最低为优化目标,建立微电网经济调度模型,并指出通过调节柔性负荷及储能系统,能够有效降低系统源荷预测精确度不足带来的潜在调度风险。上述文献考虑了用微电网备用资源参与调度,以降低因预测不确定性带来的风险损失,但并未考虑源荷的相关性带来的预测误差,相较于并网而言,这会对独立微电网产生更大的影响。

综上,现有微电网调度方面的研究在考虑相关性与风险调度时角度单一,为解决该问题,本文将源荷相关性与风险调度相互贯彻并综合考虑,首先利用考虑相关性的拉丁超立方抽样法生成微电网内光荷场景,然后引入条件风险价值(condition value at risk, CVaR)计算因微电网供需不平衡产生的弃光风险或失负荷风险,并基于微电网内部小型发电机、储能设备、可调节负荷的运行状态,构建考虑备用容量的微电网风险调度模型。最后,通过仿真验证了本文所提策略不仅可以提高微电网运行的经济性,还可通过提供备用容量以降低微电网的潜在风险。

1 考虑灵活资源的独立微电网调控架构

考虑灵活资源的独立微电网调控架构如图1所示,本节挖掘微电网内燃气轮机、储能设备及可中断负荷作为灵活资源。除此之外,还包括以分布式光伏为主的分布式电源、刚性负荷,以及边缘智能网关、边缘侧能量管理系统等通信设备。本文所构建的微电网架构相对于传统微电网,还融合了边缘计算技术,可以高效快速地采集系统内部的信息及发布灵活资源的调度指令,从而可以通过协调灵活资源参与备用,以应对微电网的供需不平衡问题。

具体地,基于图1构建的调控架构,在信息处理效率及安全方面,终端基于边缘计算将采集的信息

直接进行处理及储存,并通过本地缓存及预处理的方式来应对信息传输时延及网络带宽不足的问题,极大提高了系统处理信息的效率。在信息交互方面,边缘节点负责对灵活资源出力进行感知、计算分析和控制,微电网内所有的出力设备及用电设备都有相对应的边缘节点,不同节点之间可以进行信息交互,并统一由边缘侧能量管理系统集中处理。边缘智能网关通过转译边缘智能管理系统的控制信息,可将设备及用户数据实时更新至边缘侧能量管理系统,边缘智能管理系统获取各类设备的运行数据及负荷数据后,将平台决策文本信息传输至边缘智能网关,由边缘网关转译为控制信号下发至设备及用户。

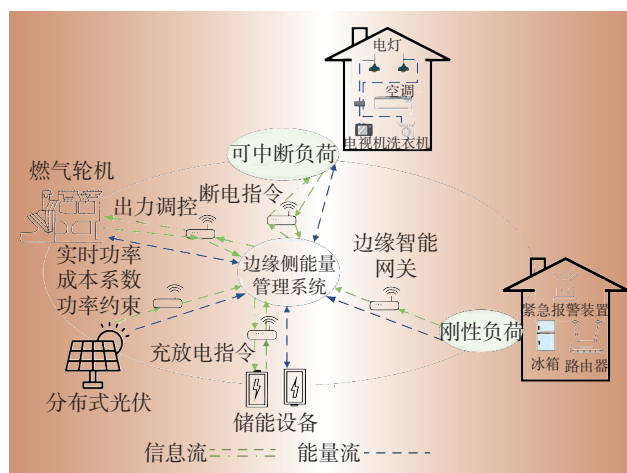


图1 考虑灵活资源的独立微电网调控架构

Fig. 1 Independent microgrid control architecture considering flexible resources

2 基于拉丁超立方抽样的相关性场景生成

与传统电力系统不同,在新型电力系统中,由于独立微电网缺乏主网的支持,故更需提高光伏占比,以满足微电网内负荷的需求。由于难以直观地看出光荷运行功率之间的关系,故在进行微电网调度时容易忽略二者之间的潜在联系。目前已有大量研究数据证明在同一区域内,光荷并非完全独立的随机变量^[9-10]。如果忽视了光荷之间的相关性,会极大降低微电网评估风险的准确度,迫使微电网调度应对更加频繁的突发状况,为保证制定的微电网日前调度策略具有合理性及可行性,能更加可靠并准确地指导微电网运行,亟需在进行微电网调度时考虑光荷的相关性。故本文拟采用考虑相关性的拉丁超立方抽样方法生成差异化光荷场景。首先通过设置光荷之间的相关性系数生成LHS中的系数矩阵,其次使用数值积分和通用寻根算法得到等

效相关系数矩阵,具体变换过程见步骤2,最后在LHS原有采样与排序步骤的基础上,将光伏出力与负荷功率输入变量的采样点基于相关性系数进行排序,场景生成具体步骤如下所示:

(1) 将分布式光伏的出力数据 X_1 与负荷数据 X_2 作为输入变量,将各自的累积分布函数 $F_k(X_k)$ 的概率空间划分为 N 个等分区间,选择每个区间的中值作为采样点,第 k 个输入变量的第 i 个采样点 x_{ki} 的值可以表示为 $x_{ki} = F_k^{-1}\left(\frac{i-0.5}{N}\right)$ 。基于拉丁超立方抽样(latin hypercube sampling, LHS)对独立标准正态随机变量 X_1 和 X_2 进行采样,得到一个 $2N$ 的初始抽样矩阵 X 。

(2) 记光荷相关系数矩阵为 $R_X = \begin{bmatrix} 1 & \rho_{12} \\ \rho_{21} & 1 \end{bmatrix}$,通过数值积分和通用寻根算法得到具有标准正态分布随机变量的等效相关系数矩阵 $R_Y = \begin{bmatrix} 1 & \rho'_{12} \\ \rho'_{21} & 1 \end{bmatrix}$ 。其中,相关系数矩阵的变换过程为

$$\rho_{ij} = \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} \left(\frac{F_j^{-1}\left(\Phi\left(\rho'_{ij}u_i + \sqrt{1-\rho'^2_{ij}}u_j\right)\right) - u_j}{\sigma_j} \right) \left(\frac{F_i^{-1}\left(\Phi(u_i)\right) - \mu_i}{\sigma_i} \right) \phi(u_i)\phi(u_j)du_i du_j \quad (1)$$

式中: $\phi(\cdot)$ 为标准正态分布的概率密度函数; $\Phi(\cdot)$ 为标准正态分布的累积分布函数。

(3) 对 R_Y 运用 Cholesky 分解 $R_Y = B_Y(B_Y)^T$ 以获得下三角矩阵 B_Y 。

(4) 由 $Y = B_Y X$ 获得具有相关性的服从标准正态分布的样本矩阵 Y 。

(5) 从样本矩阵 Y 获得排序矩阵 L_s 。

(6) 对初始抽样矩阵 X 按照排序矩阵 L_s 进行排序,获得最终采样矩阵 S ,从中提取修正后不同场景下的分布式光伏出力功率 $P_{DPV,t,s}$ 和负荷功率数据 $P_{L,t,s}$ 。

3 考虑灵活资源的微网供需不平衡风险模型

在独立微电网内部可挖掘的灵活资源中,当微电网内电力供应不足时,燃气轮机会提高功率输出以提供上备用容量,当电力供应过剩时,会降低功率输出以提供下备用容量;储能系统主要由储能电池(如锂电池)构成,其主要通过放电/充电来提供上/下的备用容量;对于参与备用调度的可中断负荷而言,当微电网所提供的电量不足时,会进行暂

时性中断以提供上备用容量。

基于 k-means 聚类算法将第2节生成的 S 聚类为不同的光荷场景 s 。 ρ_s 为聚类后场景 s 发生的概率,其取决于 S 聚类后的场景数。

在场景 s 下微电网内灵活资源可提供的上备用容量与下备用容量计算公式分别为

$$\begin{cases} R_{t,s}^+ = R_{gl,t,s}^+ + R_{ESS,t,s}^+ + R_{IL,t,s}^+ \\ R_{t,s}^- = R_{gl,t,s}^- + R_{ESS,t,s}^- \end{cases} \quad (2)$$

式中: $R_{gl,t,s}^+$ 、 $R_{ESS,t,s}^+$ 和 $R_{IL,t,s}^+$ 分别为场景 s 下 t 时段燃气轮机、储能系统与可中断负荷的上备用容量; $R_{gl,t,s}^-$ 和 $R_{ESS,t,s}^-$ 分别为场景 s 下 t 时段内燃气轮机和储能系统的下备用容量。

由于实际分布式光伏出力数据和负荷功率与预测数据之间存在误差,需要调动微电网内灵活资源以提供瞬时的备用容量,从而降低因预测误差的不确定性带来的微电网失负荷或弃光风险。基于第2节生成的光荷相关性场景将得出每个场景下考虑相关性分布式光伏出力与负荷功率的预测误差数据,将二者偏差作为场景 s 下微电网所需的备用容量 $N_{t,s}$,即

$$N_{t,s} = |\Delta P_{t,s}^{\text{sum}}| = |\Delta P_{DPV,t,s} - \Delta P_{L,t,s}| \quad (3)$$

$$\Delta P_{DPV,t,s} = P_{DPV,t,s} - P_{ODPV,t,s} \quad (4)$$

$$\Delta P_{L,t,s} = P_{L,t,s} - P_{OL,t,s} \quad (5)$$

式中: $N_{t,s}$ 为场景 s 下 t 时段的备用容量需求量; $e_{DPV,t,s}$ 和 $e_{L,t,s}$ 分别为场景 s 下 t 时段分布式光伏出力与负荷功率的预测误差; $P_{ODPV,t,s}$ 与 $P_{OL,t,s}$ 分别为分布式光伏出力与负荷功率修正之前的数据。

当微电网电力短缺,即 $\Delta P_{t,s}^{\text{sum}} < 0$ 时,需调用上备用容量以尽可能满足负荷需求,避免引起失负荷损失;当分布式光伏出力富余,即 $\Delta P_{t,s}^{\text{sum}} > 0$ 时,需调用下备用容量以消纳光伏,避免引起弃光损失。则场景 s 下微电网损失成本为

$$C_{\text{loss},s} = \begin{cases} \sum_{t=1}^T c_l [N_{t,s} - R_{t,s}^+]^+ & \Delta P_{t,s}^{\text{sum}} < 0 \\ \sum_{t=1}^T c_{DPV} [N_{t,s} - R_{t,s}^-]^+ & \Delta P_{t,s}^{\text{sum}} > 0 \end{cases} \quad (6)$$

式中: $C_{\text{loss},s}$ 为微电网在场景 s 下的损失成本,由负荷损失成本及弃光成本两部分组成,当微电网提供的上备用容量不能弥补微电网的电力不足时,将会发生失负荷的情况,为了衡量由于微电网供电不足给用户带来的损失,将其量化为负荷损失成本,并为后续评估微电网的失负荷风险奠定基础; c_l 为单位微电网的负荷损失成本; c_{DPV} 为单位微电网的弃光损失成本; $[N_{t,s} - R_{t,s}^+]^+$ 和 $[N_{t,s} - R_{t,s}^-]^+$ 分别为

$\max\{N_{l,s} - R_{l,s}^+, 0\}$ 和 $\max\{N_{l,s} - R_{l,s}^-, 0\}$ 。

为减小因分布式光伏及负荷预测误差产生的系统运行不确定性,在制定微电网调度策略时引入条件风险价值来度量系统面临的潜在失负荷或弃光风险损失,可表示为

$$C_{\text{CVaR}} = \xi + \frac{1}{1-\alpha} \sum_{s=1}^S \rho_s [C_{\text{loss},s} - \xi]^+ \quad (7)$$

$$\xi = \min\{f(x, \xi_x) \geq \alpha\} \quad \xi_x \in R \quad (8)$$

式中: ξ 为微电网在场景 s 下的最小损失成本; ρ_s 为场景 s 发生的概率; S 为场景总数。置信度 α 为辅助决策变量,在一定程度上影响着相应调度策略下微电网发生风险的概率,故需设置相对较高的 α 以保证微电网的安全可靠运行; R 为实数; $f(x, \xi_x)$ 为风险损失不超过自行决策设置值 ξ_x 的分布函数。

4 微电网日前最优调度模型

4.1 目标函数

基于第2节生成的相关性源荷预测误差场景 S 得出微电网所需备用容量 $N_{l,s}$,当微电网提供的备用容量 $R_{l,s}$ 不能满足微电网实际需求时,微电网将产生一定的风险价值损失。综合考虑微电网日前运行成本和运行风险,以微电网总调度成本最低为目标,微电网日前最优调度模型目标函数为

$$\min C = C_{\text{EX}} + \beta C_{\text{CVaR}} \quad (9)$$

$$C_{\text{EX}} = \sum_{s=1}^S \rho_s C_{\text{dis},s} \quad (10)$$

$$C_{\text{dis},s} = \sum_{t=1}^T (C_{\text{gl},t,s} + C_{\text{ESS},t,s} + C_{\text{ll},t,s} + C_{\text{gl},t,s}^r + C_{\text{ESS},t,s}^r + C_{\text{ll},t,s}^r) \quad (11)$$

式中: C_{EX} 为微电网期望运行成本; β 为风险偏好系数,可根据决策者的风险偏好设置; $C_{\text{dis},s}$ 为场景 s 下微电网运行成本; $C_{\text{gl},t,s}$ 、 $C_{\text{ESS},t,s}$ 和 $C_{\text{ll},t,s}$ 分别为燃气轮机、储能系统和可中断负荷在场景 s 下时间段 t 的调度成本; $C_{\text{gl},t,s}^r$ 、 $C_{\text{ESS},t,s}^r$ 和 $C_{\text{ll},t,s}^r$ 分别为场景 s 下微电网在时间段 t 向燃气轮机、储能系统和可中断负荷支付的备用成本; T 为调度周期内包含的调度时间段数。

其中,各类灵活资源的运行成本为

$$\begin{cases} C_{\text{gl},t,s} = a_{\text{gl}} P_{\text{gl},t,s}^2 + b_{\text{gl}} P_{\text{gl},t,s} + c_{\text{gl}} \\ C_{\text{ESS},t,s} = c_{\text{ESS}} |P_{\text{ESS},t,s}| \\ C_{\text{ll},t,s} = c_{\text{ll}} P_{\text{ll},t,s} \end{cases} \quad (12)$$

式中: $P_{\text{gl},t,s}$ 为场景 s 下时段 t 燃气轮机发电功率; $P_{\text{ESS},t,s}$ 为场景 s 下时段 t 储能设备的充放电功率,当 $P_{\text{ESS},t,s} > 0$ 时储能设备放电,当 $P_{\text{ESS},t,s} < 0$ 时储能设备充电; $P_{\text{ll},t,s}$ 为场景 s 下时段 t 可中断负荷功率; a_{gl} 、 b_{gl} 和 c_{gl} 为燃气轮机成本函数的系数; c_{ESS} 与 c_{ll} 分别

为储能设备与可中断负荷单位运行成本。

可调节灵活性资源的备用成本表示为

$$\begin{cases} C_{\text{gl},t,s}^r = c_{\text{gl}}^+ R_{\text{gl},t,s}^+ + c_{\text{gl}}^- R_{\text{gl},t,s}^- \\ C_{\text{ESS},t,s}^r = c_{\text{ESS}}^+ R_{\text{ESS},t,s}^+ + c_{\text{ESS}}^- R_{\text{ESS},t,s}^- \\ C_{\text{ll},t,s}^r = c_{\text{ll}}^+ R_{\text{ll},t,s}^+ \end{cases} \quad (13)$$

式中: $R_{\text{gl},t,s}^+$ 、 $R_{\text{gl},t,s}^-$ 分别为场景 s 下时段 t 内燃气轮机提供的上/下备用容量; c_{gl}^+ 和 c_{gl}^- 分别为燃气轮机上/下备用容量的单位成本; $R_{\text{ESS},t,s}^+$ 、 $R_{\text{ESS},t,s}^-$ 分别为场景 s 下时段 t 储能设备的上/下备用容量; c_{ESS}^+ 、 c_{ESS}^- 分别为储能设备上、下备用容量的单位成本; $R_{\text{ll},t,s}^+$ 为可中断负荷在场景 s 下 t 时间段提供的上备用容量; c_{ll}^+ 为可中断负荷上备用容量的单位成本。

4.2 约束条件

(1) 功率平衡约束

$$P_{\text{gl},t,s} + P_{\text{DPV},t,s} - P_{\text{DPV},t,s}^{\text{loss}} - P_{\text{ESS},t,s} = P_{\text{l},t,s} - P_{\text{ll},t,s} \quad (14)$$

式中: $P_{\text{DPV},t,s}$ 为场景 s 下 t 时段分布式光伏输出功率; $P_{\text{l},t,s}$ 为场景 s 下 t 时段的负荷功率; $P_{\text{DPV},t,s}^{\text{loss}}$ 为场景 s 下 t 时段内微电网弃光功率; $P_{\text{ll},t,s}$ 为场景 s 下 t 时段微电网失负荷功率。其中, $P_{\text{DPV},t,s}^{\text{loss}} \leq P_{\text{DPV},t,s}$ 。

(2) 燃气轮机功率约束

$$P_{\text{gl}}^{\min} \leq P_{\text{gl},t,s} \leq P_{\text{gl}}^{\max} \quad (15)$$

$$-r_d \Delta t \leq P_{\text{gl},t,s} - P_{\text{gl},t-1,s} \leq r_u \Delta t \quad (16)$$

式中: r_d 、 r_u 分别为燃气轮机发电功率的下爬坡速率、上爬坡速率; Δt 为独立微电网调度的时间间隔,本文设置为 1 h; $P_{\text{gl}}^{\max}$ 、 $P_{\text{gl}}^{\min}$ 分别为独立微电网内燃气轮机发电功率的上、下限。

(3) 储能设备运行约束

微电网内分布式储能系统在工作期间应满足充放电约束及荷电状态(state of charge, SOC)约束

$$S_{\text{OC},t,s} = S_{\text{OC},t-1,s} + \left(\frac{\varepsilon_{t,s}^c P_{\text{ESS},t,s} \eta_{\text{ESS},c}}{E_{\text{ESS}}} + \frac{\varepsilon_{t,s}^d P_{\text{ESS},t,s}}{\eta_{\text{ESS},d} E_{\text{ESS}}} \right) \Delta t \quad (17)$$

$$S_{\text{OC},\min} \leq S_{\text{OC},t,s} \leq S_{\text{OC},\max} \quad (18)$$

$$P_{\text{ESS}}^{\min} \leq P_{\text{ESS},t,s} \leq P_{\text{ESS}}^{\max} \quad (19)$$

式中: $S_{\text{OC},t,s}$ 为储能设备在场景 s 下 t 时段内的储电量; $\varepsilon_{t,s}^c$ 为二进制变量,若储能设备分别为充、放电状态时,其值分别为 1 和 0; $\varepsilon_{t,s}^d$ 为二进制变量,若储能设备分别为充、放电状态时,其值分别为 0 和 1; $S_{\text{OC},\max}$ 、 $S_{\text{OC},\min}$ 分别为储能设备荷电状态的上、下限; $\eta_{\text{ESS},c}$ 和 $\eta_{\text{ESS},d}$ 分别为储能设备的充、放电效率; $P_{\text{ESS}}^{\max}$ 、 $P_{\text{ESS}}^{\min}$ 分别为储能设备充放电功率上、下限。

(4) 可中断负荷运行约束

$$0 \leq P_{\text{ll},t,s} + R_{\text{ll},t,s}^+ \leq P_{\text{ll},t,s}^{\max} \quad (20)$$

$$P_{\text{ll},t,s} \geq 0 \quad (21)$$

$$P_{ll,s}^+ \geq 0 \tag{22}$$

式中： $P_{ll,s}^{\max}$ 为微电网所能容纳的可中断负荷功率上限。

4.3 求解流程

考虑光荷相关性的微电网日前风险调度策略流程如图2所示：

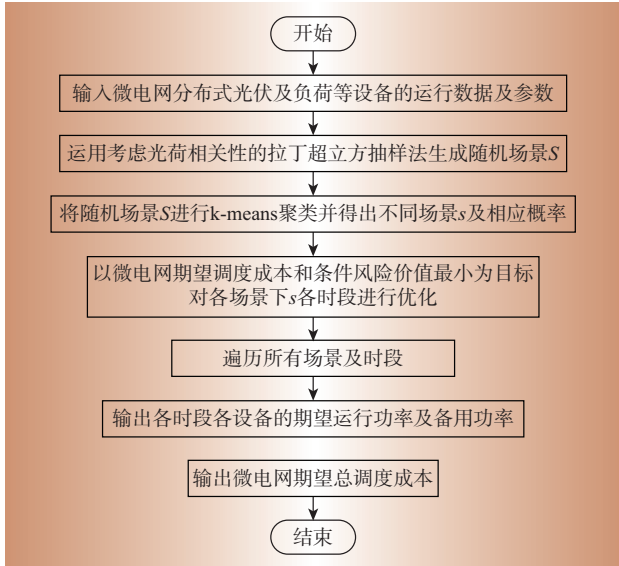


图2 考虑光荷相关性的微电网日前风险调度策略流程
Fig. 2 Flow of microgrid day ahead risk scheduling strategy considering the correlation between distributed photovoltaic and load

5 算例分析

本节首先基于某地分布式光伏与负荷的历史数据分别构建光伏出力的Beta 概率模型及负荷功率的正态分布概率模型。其次,基于t-Copula 函数,建立光荷联合概率密度分布函数^[6]。最后,通过Spearman 秩相关系数求解光-荷相关性系数,计算结果为0.2。进一步地,基于微电网内的设备参数及图3 所示的光荷日前预测数据,构建算例场景进行仿真。

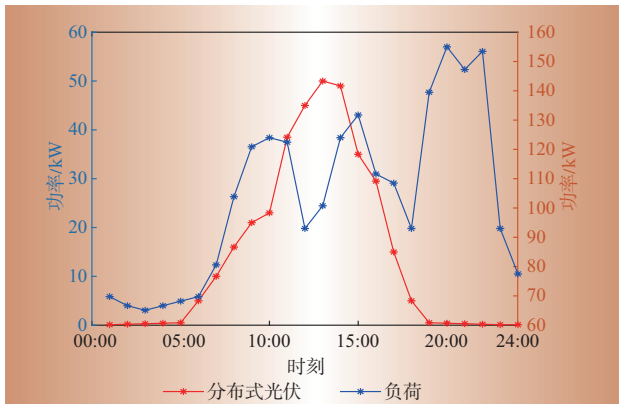


图3 分布式光伏与负荷预测数据

Fig. 3 Forecast power of distributed photovoltaic and load

取每个时刻的预测值为均值,标准差分别设为

0.2 和0.1。根据计算结果设置光荷相关性系数,并基于第2 节的场景生成方法构建典型场景。置信度取0.95,风险权重取1,其他参数如表1 所示。本文基于Matlab 平台,利用IPOPT 工具箱对所提策略进行求解。

表1 仿真参数

Table 1 Simulation parameters

仿真参数	仿真值
燃气轮机成本系数 $a_{gt}/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-2})$	0.000 1
燃气轮机成本系数 $b_{gt}/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$	0.72
燃气轮机成本系数 $c_{gt}/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$	0
储能设备单位运行成本 $c_{ess}/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$	0.72
可中断负荷单位运行成本 $c_{il}/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$	2.89
燃气轮机上、下备用容量单位成本 $c_{gt}^+, c_{gt}^-/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$	0.25
储能设备上、下备用容量单位成本 $c_{ess}^+, c_{ess}^-/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$	0.25
可中断负荷上备用容量单位成本 $c_{il}^+/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$	0.50
失负荷损失成本 $V_l/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$	7.2
弃光损失成本 $V_{DPV}/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$	1.44
燃气轮机爬坡率 r_d/r_u	0.9
燃气轮机发电功率上、下限 $P_{gt}^{\max}, P_{gt}^{\min}/\text{kW}$	150/45
可中断负荷上限 $P_{ll,s}^{\max}/\text{kW}$	175
储能设备荷电状态上、下限 $S_{OC,\min}, S_{OC,\max}$	0.1/0.9
储能设备充放电功率上、下限 $P_{ESS}^{\min}, P_{ESS}^{\max}/\text{kW}$	0/25
储能设备额定功率 E_{ESS}/kW	500
储能设备充、放电效率 $\eta_{ESS,c}, \eta_{ESS,d}$	0.95

5.1 调度结果

微电网内各资源的调度结果如图4 所示。

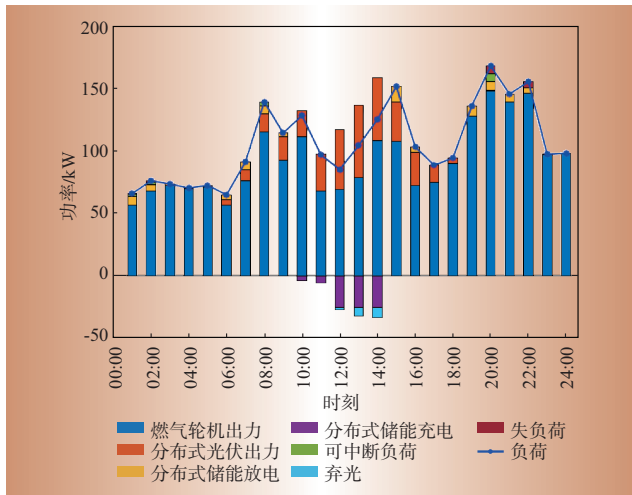


图4 相关性场景下可调度单元功率

Fig. 4 Dispatchable unit power under correlation scenario

在10:00—14:00,该时段分布式光伏出力较强,储能设备在其存储能力范围内会进行能量储备,以在微电网内供小于求时进行电力供应,但当超过储能设备的充电上限时,微电网会出现弃光现象。例

如在用电尖峰时刻 20:00,负荷高但光伏出力小,可通过释放储能设备存储电量和调用可中断负荷来提供正备用容量以应对供小于求的情形,但由于储能设备和可中断负荷均有运行上限,因此微电网会面临失负荷情形。

5.2 考虑光荷相关性对调度结果的影响分析

为了验证在微电网调度策略中考虑光荷相关性的有效性,对比分析考虑和未考虑光荷相关性场景下的调度结果。其中在不考虑光-荷相关性的场景中,将二者看做互不影响的独立变量,基于第2节将光-荷相关性系数设置为0进行场景生成,两种场景下的具体调度成本如表2所示。

表2 不同相关性场景下的成本比较

Table 2 Cost comparison under different correlation scenarios

方案	期望总调度成本	期望备用成本	条件风险价值
不考虑相关性	1 837.55	305.28	512.87
考虑相关性	1 841.85	329.97	497.34

由表2可知,考虑光荷相关性的场景下微电网的期望总调度成本及备用成本比未考虑时略大,CVaR相对降低。由于光伏和负荷呈正相关,当光伏功率一定时,考虑光荷相关性的负荷功率会更大一些,故所需备用容量相较未考虑相关性时高,一定程度上增加了微电网的期望备用成本和期望总调度成本;当分布式光伏出力较高时,负荷需求相对也较大,会降低微电网面临失负荷情形的风险,CVaR较未考虑相关性时降低。

5.3 风险权重的影响分析

风险权重 β 反映了决策者对风险成本关注水平的高低^[11],本节在置信度为0.95的情况下分析不同风险权重值对期望总调度成本的影响。图5展示了不同风险权重下微电网的期望总调度成本和CVaR。

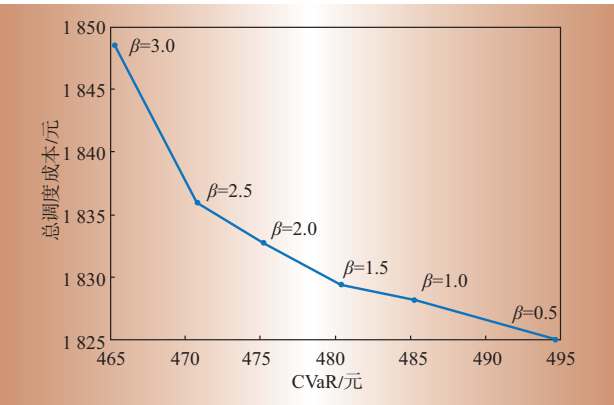


图5 不同风险权重下的成本值

Fig. 5 Cost values under different risk weights

由图5可以看出,当对不确定性风险关注度较低时,微电网的期望总调度成本较低,风险成本很高。随着对风险的关注度逐渐增加,微电网会预留更多的备用容量以避免较大的风险损失,使得微电网的期望总调度成本有所上升,而微电网面临的弃光和失负荷风险成本逐步降低,在一定程度上牺牲了调度经济性。

5.4 不同备用方案下调度结果分析

为了验证不同备用设备及方案对微电网调度结果的影响,设置了4种备用方案进行仿真实验,具体方案设置和调度结果分别如表3和表4所示。

表3 4种方案设置对比

Table 3 Comparison of four scheme settings

方案	燃气轮机	可中断负荷	储能设备
1	√	×	×
2	√	√	×
3	√	×	√
4	√	√	√

表4 不同调用方案下的成本比较

Table 4 Cost comparison under different schemes

方案	期望总调度成本	期望弃光与失负荷损失成本	期望备用成本	条件风险价值
1	2 053.48	205.08	64.49	1 322.77
2	1 970.44	122.25	74.45	998.97
3	1 883.93	114.24	222.27	654.10
4	1 841.85	111.25	329.97	497.34

由表4可知,方案1下微电网内设备主要以燃气轮机的运行为主,故微电网内设备运行费用相对较高,且需求侧未有其他灵活资源参与调节及备用支持,微电网的运行容错率较低,使得微电网期望备用成本较低而CVaR较高。方案2和方案3相较于方案1分别增加了可中断负荷和储能设备作为灵活资源以支持高峰负荷期间的短期调节,在期望总调度成本、期望弃光与失负荷损失成本和条件风险价值上均有所降低。由于储能设备和燃气轮机的调度单位成本相对较低,使得方案3在独立微电网经济性及风险性较方案2有更好的表现。方案4为本文运行方案,储能设备与可中断负荷的结合可以缓解仅有单一燃气轮机场景下的备用容量短缺,使微电网的弃光与失负荷预期损失最小。虽然方案4较其他方案相比在一定程度上增加了备用成本,但期望总调度成本、期望弃光与失负荷损失和CVaR均有所降低,其中CVaR较其他方案分别下降62.40%、50.21%和23.97%,验证了本方案在提升微电网运行经济及规避风险方面的有效性。

6 结束语

本文在考虑灵活资源的独立微电网调控架构下,提出一种考虑光荷相关性的微电网风险调度策略。在制定微电网调度策略时,针对需求侧灵活资源建立备用容量模型,并引入CVaR度量微电网调度过程中的风险损失,以微电网期望运行成本与条件风险价值最小化为目标,建立考虑备用容量的微电网日前风险调度策略。通过算例对比可知,本文所提的微电网日前灵活资源调度策略可较好地平衡独立微电网的运行经济性和安全性,期望总调度成本、期望弃光与失负荷损失成本和CVaR分别降低了10.30%、45.75%和62.40%。D

参考文献:

- [1] 石剑涛,郭烨,孙宏斌,等.备用市场机制研究与实践综述[J].中国电机工程学报,2021,41(1):123-134.
SHI Jiantao, GUO Ye, SUN Hongbin, et al. Review of research and practice of alternate market mechanism[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(1): 123-134.
- [2] THALE S S, WANDHARE R G, AGARWAL V. A novel reconfigurable microgrid architecture with renewable energy sources and storage[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2015, 51(2): 1 805-1 816.
- [3] 李猛,吴伟杰,吴杰康,等.考虑光伏的备用容量替代配置优化模型[J].电力需求侧管理,2023,25(2):15-22.
LI Meng, WU Weijie, WU Jiekang, et al. Optimization model for alternative configuration of reserve capacity considering photovoltaics[J]. Power Demand Side Management, 2023, 25(2): 15-22.
- [4] 杨若浦,刘佳,曾平良,等.考虑多元异质源荷相关性的区域综合能源系统规划[J].电力系统自动化,2022,46(16):31-39.
YANG Ruopu, LIU Jia, ZENG Pingliang, et al. Regional comprehensive energy system planning considering the correlation between multiple heterogeneous sources and loads[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(16): 31-39.
- [5] 赵毅,吴志,钱仲豪,等.计及源-荷时空相关性的主动配电网分布式优化调度[J].电力系统自动化,2019,43(19):68-76.
ZHAO Yi, WU Zhi, QIAN Zhonghao, et al. Distributed optimal dispatching of active distribution networks considering source load temporal correlation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(19): 68-76.
- [6] 林翔,方健,王红斌,等.计及风光荷相关性的变压器运行风险的概率评估方法[J].变压器,2022,59(1):28-33,21.
LIN Xiang, FANG Jian, WANG Hongbin, et al. Probability assessment method for transformer operation risk considering wind and solar load correlation[J]. Transformer, 2022, 59(1): 28-33, 21.
- [7] 郭红霞,高瑞,杨苹.基于条件风险价值的微电网现货市场两阶段调度[J].电网技术,2019,43(8):2 665-2 674.
GUO Hongxia, GAO Rui, YANG Ping. Two stage scheduling of microgrid spot market based on conditional value at risk[J]. Power System Technology, 2019, 43(8): 2 665-2 674.
- [8] 张涛,刘景,杨晓雷,等.计及主/被动需求响应与条件风险价值的微网经济调度[J].高电压技术,2021,47(9):3 292-3 304.
ZHANG Tao, LIU Jing, YANG Xiaolei, et al. Microgrid economic dispatching considering active/passive demand response and conditional risk value[J]. High Voltage Technology, 2021, 47(9): 3 292-3 304.
- [9] 龙川,张文涛,叶圣永,等.计及源荷相关性含电动汽车的分布式电源选址定容规划[J].热力发电,2020,49(6):97-104.
LONG Chuan, ZHANG Wentao, YE Shengyong, et al. Optimal planning for siting and sizing of distributed generator including electric vehicles considering correlations of source and load[J]. Thermal Power Generation, 2020, 49(6): 97-104.
- [10] 吴胥悦,赵平,辛圆,等.计及源荷不确定性的微电网分布鲁棒优化调度[J].能源工程,2023,43(3):89-96.
WU Xuyue, ZHAO Ping, XIN Yuan, et al. Robust Optimal Dispatching of Microgrid Distribution Considering Source Load Uncertainty[J]. Energy Engineering, 2023, 43(3): 89-96.
- [10] CHEN Y, WEN J, CHENG S. Probabilistic load flow method based on Nataf transformation and Latin hypercube sampling[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2013, 4(2): 294-301.
- [11] 孙毅,李飞,胡亚杰,等.计及条件风险价值和综合需求响应的产消者能量共享激励策略[J].电工技术学报,2023,38(9):2 448-2 463.
SUN Yi, LI Fei, HU Yajie, et al. Energy sharing incentive strategy for producers and consumers considering conditional value at risk and comprehensive demand response[J]. Journal of Electrical Technology, 2023, 38(9): 2 448-2 463.

(责任编辑 水 鸽)