

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.211162

计及运行风险和备用可用性的含风电系统两阶段优化调度

张高航, 李凤婷

(新疆大学电气工程学院, 新疆 乌鲁木齐 830047)

摘要: 针对风电和负荷的不确定性对系统日前调度的影响, 提出一种计及运行风险和备用可用性的日前两阶段优化调度方法。首先, 考虑风电和负荷的不确定性及容许误差区间, 利用条件风险价值(Conditional Value-at Risk, CVaR)度量系统调度运行风险。然后, 建立日前两阶段优化调度模型。其中第一阶段优化模型以包含风险成本的系统运行成本最小为目标函数, 优化制定有功调度及备用计划, 保证系统运行经济性。基于第一阶段优化结果生成极端潮流场景集, 第二阶段优化模型校验极端场景下的备用可用性并将结果反馈至第一阶段模型, 确保系统运行鲁棒性, 并提出迭代求解算法。最后, 以 IEEE39 节点系统和实际区域电网为算例验证了该方法的可行性和有效性。

关键词: 运行风险; 备用可用性; 优化调度; 容许误差区间; 两阶段优化

Two-stage optimal dispatch for wind power integrated power system considering operational risk and reserve availability

ZHANG Gaohang, LI Fengting

(School of Electrical Engineering, Xinjiang University, Urumqi 830047, China)

Abstract: The uncertainty of wind power and load has an impact on the day-ahead dispatch of the system. Thus a day-ahead two-stage scheduling method considering the operational risk and reserve availability is proposed. First, considering the uncertainty and admissibility error interval of wind power and load, the conditional value at risk (CVaR) is applied to measure the system operational risk. A day-ahead two-stage optimal dispatching model is established. The first stage optimization model takes the minimum operation cost of the system including risk cost as the objective function and optimizes the active power dispatching and reserve plan to ensure system operation economy. Based on the optimization results of the first stage model, an extreme power flow scenario set is generated. Then, the reserve availability under the extreme scenarios is verified by the second stage optimization model, and the results are fed back to the first stage model to ensure the robustness of the system. An iterative algorithm is proposed. Finally, case studies on the IEEE 39-bus system and the actual regional power grid in Xinjiang demonstrate the feasibility and effectiveness of the proposed method and mode.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51767023).

Key words: operational risk; reserve availability; optimal dispatch; admissibility error interval; two-stage optimization

0 引言

随着风电接入比例的提升, 风电出力固有的随机性和间歇性加剧了系统运行的不确定性, 因此制定调度计划时需要合理预留备用容量以应对风电和负荷随机波动引起的功率失衡^[1-4]。然而高比例风电接入后, 优化调度中采用 $N-1$ 准则或负荷百分比等^[5-6]确定性的备用容量配置方法已难以适应风电系统对备用容量灵活多变的需求。因此有必要考虑

风电和负荷的不确定性, 合理制定调度计划和备用方案, 降低运行风险并保证备用的可用性, 实现经济性和鲁棒性的协调优化。

目前已有不少学者围绕含风电场电力系统优化调度和备用配置问题展开研究。文献[7]提出一种多种电源联合调度策略, 所建模型基于风电、光伏和负荷预测功率的预定比例预留旋转备用容量。文献[8]建立了含风电系统优化调度模型, 并选取负荷的一定比例作为备用需求。文献[9]考虑风电和负荷功率的随机性, 在动态经济调度模型中构造了旋转备用的概率约束。文献[10]基于随机场景集构建弃风

和失负荷期望值函数,优化得到旋转备用优化方案。文献[7-10]构建的调度模型分别从确定性和概率性的角度进行备用容量的优化配置,但预定系数、置信水平等关键参数选取依赖主观经验,对系统运行面临的潜在风险考虑较少。而实际运行中,各时段备用容量与调度运行的经济性和运行风险存在耦合关系,若预留备用容量过大,系统运行风险降低但经济性变差,反之若备用容量过小,系统面临较高的运行风险。文献[11]建立了考虑期望风险成本的多源系统优化经济调度模型,能够协调备用配置和系统风险的矛盾,但未考虑误差场景下备用方案的可行性。文献[12]考虑了无效备用容量期望成本和备用不足导致的弃风和切负荷期望成本,能够动态评估备用需求,但忽略了备用的调用校验。以上文献重点关注有功调度计划和备用容量的优化,但较少考虑极端场景下备用调用过程的可用性,难以保证系统运行的鲁棒性。

系统备用应随时可以调用且不受网络限制,在调度计划和备用容量优化的同时有必要对备用可用性^[13]进行校验,以确保调度计划的鲁棒性和可行性。文献[14]建立了考虑动态场景集的二阶段随机规划模型,实时校验阶段保证各场景下备用的充足可用。文献[15]提出一种源-荷备用协同优化方法,通过可靠性校核保证备用可用性,但未考虑风电接入的影响。文献[16]利用抽样模拟对潮流机会约束进行随机校核,迭代优化调度计划和备用方案,但忽略了备用方案和运行风险的协调优化。文献[17]提出一种有功功率和备用协调调度方法,通过极限场景校核保证备用的可用性,但没有考虑运行风险和风-荷接纳区间的优化。在制定调度计划和备用容量配置时,如何确定风-荷容许功率区间也是一个重要的问题。文献[18]定义了可再生能源发电功率不可越界指标(do-not-exceed limits),并提出了以接纳风电功率区间最大化为目标的鲁棒有功调度方法,但忽略了运行成本,不能保证经济性。文献[19]提出考虑风险约束的鲁棒机组组合模型,能够确定最优的风电功率容许区间,但不考虑备用容量的优化。文献[20-21]考虑 CVaR 和风电功率容许区间,制定有功调度计划和备用方案,但采用仿射调节策略使得仅能得到次优解,不具有全适应性。当前关于优化调度的研究中鲜有综合考虑运行风险和备用可用性,有待深入研究。

针对以上研究现状,本文基于风电接入系统的运行特征,考虑运行风险和备用可用性的协同优化,提出一种日前两阶段优化调度方法。首先利用预测误差概率分布表征源荷不确定性,结合风电和负荷

容许误差区间,利用 CVaR 度量系统不确定性给调度运行带来的潜在风险。建立两阶段优化调度模型,包含预测场景下的第一阶段优化模型和极限场景下的第二阶段优化模型。第一阶段模型优化得到有功计划、备用方案、风电和负荷的容许误差区间;基于第一阶段优化结果生成极限潮流场景集;第二阶段优化模型对极限场景下的备用可用性进行校验进而生成校验场景集,构建协调约束反馈至第一阶段优化模型,通过两阶段迭代求解完善调度方案,保证调度方案的经济性和鲁棒性。最后以 IEEE39 节点系统和新疆区域电网为算例验证了本文所提调度方法的可行性和有效性。

1 系统不确定性分析

系统不确定性主要来自风电和负荷预测误差的不确定性,需要预留备用容量应对源荷不确定性的影响,保证系统稳定运行。本文采用预测误差概率分布表征源荷不确定性。

1.1 风电不确定性

风电预测误差可表示为

$$\eta_{w,t} = P_{av,w,t} - P_{w,t} \quad (1)$$

式中, $\eta_{w,t}$ 、 $P_{av,w,t}$ 、 $P_{w,t}$ 分别为风电场 w 在时段 t 的预测误差、可用功率和预测功率。风电预测误差服从均值为 0 的正态分布,标准差 $\sigma_{w,t}$ 由风电预测功率和调度时段共同决定^[22],如式(2)所示。

$$\sigma_{w,t} = \nu P_{w,t} (1 + e^{-(T-t)}) \quad (2)$$

式中: ν 为常数项; T 为调度总时段数。

1.2 负荷不确定性

负荷预测误差可表示为

$$\xi_{n,t} = P_{av,n,t} - P_{n,t} \quad (3)$$

式中, $\xi_{n,t}$ 、 $P_{av,n,t}$ 、 $P_{n,t}$ 分别为节点负荷 n 在时段 t 的预测误差、实际功率和预测功率。短期负荷预测误差通常服从均值为 0 的正态分布,标准差 $\sigma_{n,t}$ 按照负荷预测值的一定比例 k 确定^[23],如式(4)所示。

$$\sigma_{n,t} = k P_{n,t} \quad (4)$$

2 系统运行风险

由于源荷双侧功率的不确定性,实际运行中系统面临因备用容量不足而被迫弃风和切负荷的潜在风险。CVaR 是指损失超过风险价值(Value-at-Risk, VaR)的条件均值,能够反映损失超过 VaR 阈值时的平均损失^[24]。因此本文采用 CVaR 量化系统调度运行中面临的潜在风险,以实现备用计划和容许误差区间的协调优化。

本文 CVaR 包含弃风风险和切负荷风险两部分。其中各风电场的预测误差超过其容许误差区间上界的期望值和各节点负荷预测误差超过其容许误差区间下界的期望值产生的弃风成本作为弃风风险, 将各风电场的预测误差超过其容许误差区间下界的期望值和各节点负荷预测误差超过其容许误差区间上界的期望值产生的切负荷成本作为切负荷风险。弃风风险、切负荷风险及运行风险成本的 CVaR 值如式(5)一式(7)所示。

$$C_{\text{CVaR,WC}} = \sum_{t=1}^T e_t \left(\sum_{w=1}^{N_w} \int_{\bar{\eta}_{w,t}}^{\eta_{\max,w,t}} (\eta_{w,t} - \bar{\eta}_{w,t}) f(\eta_{w,t}) d\eta_{w,t} + \sum_{n=1}^{N_N} \int_{\bar{\xi}_{n,t}}^{\xi_{\min,n,t}} (\xi_{n,t} - \bar{\xi}_{n,t}) f(\xi_{n,t}) d\xi_{n,t} \right) \quad (5)$$

$$C_{\text{CVaR,LS}} = \sum_{t=1}^T f_t \left(\sum_{w=1}^{N_w} \int_{\eta_{w,t}}^{\eta_{\max,w,t}} (\eta_{w,t} - \eta_{w,t}) f(\eta_{w,t}) d\eta_{w,t} + \sum_{n=1}^{N_N} \int_{\bar{\xi}_{n,t}}^{\xi_{\max,n,t}} (\xi_{n,t} - \bar{\xi}_{n,t}) f(\xi_{n,t}) d\xi_{n,t} \right) \quad (6)$$

$$C_{\text{CVaR}} = C_{\text{CVaR,WC}} + C_{\text{CVaR,LS}} \quad (7)$$

式中: $\eta_{w,t}$ 和 $\xi_{n,t}$ 分别为风电场 w 和节点负荷 n 在时段 t 的预测误差; $C_{\text{CVaR,WC}}$ 和 e_t 分别为系统弃风风险成本和弃风风险成本系数; $C_{\text{CVaR,LS}}$ 和 f_t 分别为系统切负荷风险成本和切负荷风险成本系数; $\bar{\eta}_{w,t}$ 、 $\eta_{w,t}$ 分别为风电场 w 在时段 t 的容许误差区间上界和下界; $\eta_{\max,w,t}$ 和 $\eta_{\min,w,t}$ 分别为风电场 w 在时段 t 的预测误差上限和下限, 取为 $P_{w,\max} - P_{w,t}$ 和 $-P_{w,t}$, 其中 $P_{w,\max}$ 为风电场装机容量; $\bar{\xi}_{n,t}$ 、 $\xi_{n,t}$ 分别为节点负荷 n 在时段 t 的容许误差区间上界和下界; $\xi_{\max,n,t}$ 、 $\xi_{\min,n,t}$ 分别为节点负荷 n 在时段 t 的预测误差上限和下限, 分别取为 $3\sigma_{n,t}$ 和 $-3\sigma_{n,t}$; N_w 和 N_N 分别为风电场数量和节点负荷数量。

3 日前两阶段优化调度模型

综合考虑源荷不确定性, 以系统运行成本最小为目标函数, 满足系统运行约束, 建立计及风险成本和备用可用性的两阶段优化调度模型。式(8)一式(29)构成第一阶段优化模型, 优化制定系统有功计划、备用计划及源荷容许误差区间, 保证系统运行经济性; 式(32)一式(36)构成第二阶段优化模型, 对第一阶段优化结果进行备用可用性校验, 将校验结果反馈至第一阶段模型进一步完善调度计划, 确保系统运行鲁棒性。

3.1 第一阶段优化模型

3.1.1 目标函数

基于源荷预测信息, 以火电机组调度成本、备用成本及系统风险成本之和(即系统运行成本)最小为优化目标。

$$\min f = f_1 + f_2 + C_{\text{CVaR}} \quad (8)$$

$$f_1 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} a_i P_{i,t}^2 + b_i P_{i,t} + c_i + c_i^{\text{su}} y_{i,t} \quad (9)$$

$$f_2 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} c_i^{\text{up}} R_{i,t}^{\text{up}} + c_i^{\text{dw}} R_{i,t}^{\text{dw}} \quad (10)$$

式中: f_1 为火电机组调度成本, 包括火电机组发电成本和启机成本; $P_{i,t}$ 为火电机组 i 在时段 t 的计划出力; N_G 为火电机组数量; a_i 、 b_i 、 c_i 分别为火电机组 i 的发电成本系数; c_i^{su} 和 $y_{i,t}$ 为火电机组 i 的单个启机成本和时段 t 的启机动作变量; f_2 为火电机组备用成本; $R_{i,t}^{\text{up}}$ 和 $R_{i,t}^{\text{dw}}$ 分别为火电机组 i 在时段 t 提供的向上、向下备用容量; c_i^{up} 和 c_i^{dw} 分别为火电机组 i 提供向上、向下备用容量的价格。

3.1.2 约束条件

1) 功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{i,t} + \sum_{w=1}^{N_w} P_{w,t} - \sum_{n=1}^{N_N} P_{n,t} = 0 \quad (11)$$

2) 火电机组启停约束

$$\sum_{t=1}^{H_i} (1 - u_{i,t}) = 0 \quad H_i = \min\{T, (T_{u,i} - U_{i,0})u_{i,0}\} \quad (12)$$

$$\sum_{n=t}^{t+T_{u,i}-1} u_{i,n} - T_{u,i}(u_{i,t} - u_{i,(t-1)}) \geq 0, \quad (13)$$

$$t = H_i + 1, H_i + 2, \dots, T - T_{u,i} + 1$$

$$\sum_{n=t}^T [u_{i,n} - (u_{i,t} - u_{i,(t-1)})] \geq 0, \quad (14)$$

$$t = T - T_{u,i} + 2, T - T_{u,i} + 3, \dots, T$$

$$\sum_{t=1}^{L_i} u_{i,t} = 0 \quad L_i = \min\{T, (T_{d,i} - S_{i,0})(1 - u_{i,0})\} \quad (15)$$

$$\sum_{n=t}^{t+T_{d,i}-1} (1 - u_{i,n}) - T_{d,i}(u_{i,(t-1)} - u_{i,t}) \geq 0 \quad (16)$$

$$t = L_i + 1, L_i + 2, \dots, T - T_{d,i} + 1$$

$$\sum_{n=t}^T [(1 - u_{i,n}) - (u_{i,(t-1)} - u_{i,t})] \geq 0 \quad (17)$$

$$t = T - T_{d,i} + 2, T - T_{d,i} + 3, \dots, T$$

$$y_{i,t} - z_{i,t} = u_{i,t} - u_{i,t-1} \quad (18)$$

$$y_{i,t} + z_{i,t} \leq 1 \quad (19)$$

式中: $u_{i,t}$ 表示火电机组 i 在时段 t 的运行状态(0

表示停运, 1 表示运行); $T_{d,i}$ 、 $T_{u,i}$ 分别表示火电机组 i 的最小停机、最小运行时间; $U_{i,0}$ 、 $S_{i,0}$ 分别为火电机组 i 的初始开机、停机运行时间; $y_{i,t}$ 和 $z_{i,t}$ 分别表示常规机组 i 时段 t 的启机变量和停机变量。

3) 火电机组出力上下限约束

$$P_{i,t} + R_{i,t}^{\text{up}} \leq P_{i,\max} u_{i,t} \quad (20)$$

$$P_{i,t} - R_{i,t}^{\text{dw}} \geq P_{i,\min} u_{i,t} \quad (21)$$

式中, $P_{i,\max}$ 和 $P_{i,\min}$ 分别为火电机组 i 的出力上限和下限。

4) 火电机组爬坡约束

$$(P_{i,t} + R_{i,t}^{\text{up}}) - (P_{i,t-1} - R_{i,t-1}^{\text{dw}}) \leq r_{\text{up},i} \Delta T (1 - y_{i,t}) + P_{i,\min} y_{i,t} \quad (22)$$

$$(P_{i,t-1} + R_{i,t-1}^{\text{up}}) - (P_{i,t} - R_{i,t}^{\text{dw}}) \leq r_{\text{dw},i} \Delta T (1 - z_{i,t}) + P_{i,\min} z_{i,t} \quad (23)$$

式中: $r_{\text{up},i}$ 和 $r_{\text{dw},i}$ 分别为火电机组的向上、下爬坡速率; ΔT 为调度时间间隔。

5) 系统备用容量约束

保证风电及负荷容许误差区间内的任意场景下系统均具有充足的备用容量来应对源荷不确定性导致的功率不平衡。

$$\sum_{i=1}^{N_G} R_{i,t}^{\text{up}} \geq - \sum_{w=1}^{N_W} \underline{\eta}_{w,t} + \sum_{n=1}^{N_N} \bar{\xi}_{n,t} \quad (24)$$

$$\sum_{i=1}^{N_G} R_{i,t}^{\text{dw}} \geq \sum_{w=1}^{N_W} \bar{\eta}_{w,t} - \sum_{n=1}^{N_N} \underline{\xi}_{n,t} \quad (25)$$

$$0 \leq R_{i,t}^{\text{up}} \leq r_{\text{up},i} \Delta T \quad (26)$$

$$0 \leq R_{i,t}^{\text{dw}} \leq r_{\text{dw},i} \Delta T \quad (27)$$

6) 线路潮流约束

$$\sum_{i=1}^{N_G} A_{l,i} P_{i,t} + \sum_{w=1}^{N_W} A_{l,w} P_{w,t} - \sum_{n=1}^{N_N} A_{l,n} P_{n,t} \leq P_{l,\max} \quad (28)$$

$$- \left(\sum_{i=1}^{N_G} A_{l,i} P_{i,t} + \sum_{w=1}^{N_W} A_{l,w} P_{w,t} - \sum_{n=1}^{N_N} A_{l,n} P_{n,t} \right) \leq P_{l,\max} \quad (29)$$

式中: $A_{l,i}$ 、 $A_{l,w}$ 、 $A_{l,n}$ 分别为火电机组 i 、风电场 w 和负荷 n 注入功率对线路 l 的转移分布因子; $P_{l,\max}$ 为线路 l 的最大传输容量。式(28)和式(29)分别表示传输线路的正向潮流和反向潮流的限值约束。

3.2 第二阶段优化模型

基于第一阶段模型优化结果, 第二阶段模型对实际运行中风电和负荷发生预测误差时各时段能否通过调用备用容量保证系统稳定运行进行校验, 即备用可用性校验。由于第一阶段优化模型已经考虑了备用容量约束和相邻时段备用调用的爬坡约束, 因此第二阶段优化模型重点关注线路潮流约束对备用可用性的影响。

首先基于第一阶段模型优化得到的风电及负荷容许误差区间确定其功率容许区间, 如式(30)、式(31)所示。

$$\begin{cases} \tilde{P}_{w,t} \in [\underline{P}_{w,t}, \bar{P}_{w,t}] \\ \bar{P}_{w,t} = P_{w,t} + \bar{\eta}_{w,t} \\ \underline{P}_{w,t} = P_{w,t} + \underline{\eta}_{w,t} \end{cases} \quad (30)$$

$$\begin{cases} \tilde{P}_{n,t} \in [\underline{P}_{n,t}, \bar{P}_{n,t}] \\ \bar{P}_{n,t} = P_{n,t} + \bar{\xi}_{n,t} \\ \underline{P}_{n,t} = P_{n,t} + \underline{\xi}_{n,t} \end{cases} \quad (31)$$

式中: $\tilde{P}_{w,t}$ 、 $\bar{P}_{w,t}$ 、 $\underline{P}_{w,t}$ 分别为风电场 w 在时段 t 的有功功率、容许功率区间上界和下界; $\tilde{P}_{n,t}$ 、 $\bar{P}_{n,t}$ 、 $\underline{P}_{n,t}$ 分别为节点负荷 n 在时段 t 的负荷功率、容许功率区间上界和下界。

进而生成极限潮流场景集进行备用可用性校验, 若制定的调度计划在极限潮流场景集均存在可行解, 则调度方案在容许功率区间内任意场景都可行。基于线路潮流约束式(28)生成极限潮流场景作为第一类场景, 极限潮流场景集生成方法如下所述。

1) 对于线路 l , 若 $P_{w,t}$ 和 $P_{n,t}$ 的系数为正数, 则用 $\bar{P}_{w,t}$ 替代 $P_{w,t}$ 作为风电场出力, $\bar{P}_{n,t}$ 替代 $P_{n,t}$ 作为负荷功率。

2) 对于线路 l , 若 $P_{w,t}$ 和 $P_{n,t}$ 的系数为负数, 则用 $\underline{P}_{w,t}$ 替代 $P_{w,t}$ 作为风电场出力, $\underline{P}_{n,t}$ 替代 $P_{n,t}$ 作为负荷功率。

3) 由前两步得到的风电和负荷功率序列构成线路 l 在时段 t 的极限潮流场景。

同理, 由式(29)生成极限潮流场景作为第二类场景, 由生成的两类场景构成极限潮流场景集。基于第一阶段优化结果及极限潮流场景集, 构建第二阶段优化模型进行备用可用性校验, 如式(32)~式(36)所示, 通过优化结果识别得到备用不可用的关键场景, 并反馈至第一阶段模型。

$$\min \delta_{l,s} = \sum_{l=1}^{N_L} (\Delta P_{l,t,s}^+ + \Delta P_{l,t,s}^-) \quad (32)$$

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{i,t,s} + \sum_{w=1}^{N_W} P_{w,t,s} - \sum_{n=1}^{N_N} P_{n,t,s} = 0 \quad (33)$$

$$P_{i,t} - R_{i,t}^{\text{dw}} \leq P_{i,t,s} \leq P_{i,t} + R_{i,t}^{\text{up}} \quad (34)$$

$$-P_{l,\max} \leq \sum_{i=1}^{N_G} A_{l,i} P_{i,t,s} + \sum_{w=1}^{N_W} A_{l,w} P_{w,t,s} - \sum_{n=1}^{N_N} A_{l,n} P_{n,t,s} + \quad (35)$$

$$\Delta P_{l,t,s}^+ - \Delta P_{l,t,s}^- \leq P_{l,\max}$$

$$0 \leq \Delta P_{l,t,s}^+, 0 \leq \Delta P_{l,t,s}^- \quad (36)$$

式中: $P_{i,t,s}$ 、 $P_{w,t,s}$ 、 $P_{n,t,s}$ 分别为火电机组 i 、风电场 w 、节点负荷 n 在时段 t 的场景 s 下的功率值; $\Delta P_{l,t,s}^+$ 、 $\Delta P_{l,t,s}^-$ 分别为线路 l 在时段 t 的场景 s 下的潮流正、反向松弛变量; N_l 为线路数量。

4 模型求解思路

本文的日前两阶段优化调度模型具有优化-校验-优化的闭环逻辑结构,通过两阶段模型的迭代优化,逐步完善有功调度计划、备用方案和风电及负荷的容许误差区间^[17,21]。所构建模型中第一阶段能够保证调度解的经济性和备用的充足,而第二阶段校验后返回极限场景能够提升解的鲁棒性和备用的可用性,通过迭代求解能够得到经济鲁棒的最优解。

4.1 模型求解思路

由 3.2 节可知,第二阶段优化模型中对线路潮流约束进行松弛处理,若极限潮流场景 s 的优化结果满足式(37),则通过可用性校验,反之则未通过校验。选取各时段未通过校验的松弛功率最大的场景构成校验场景集,向第一阶段优化模型返回式(39)的协调约束并进行再次优化。当所有极限潮流场景均通过可用性校验时,迭代结束得到最终调度计划。

$$\sum_{l=1}^{N_l} (\Delta P_{l,t,s}^+ + \Delta P_{l,t,s}^-) \leq \varepsilon \quad (37)$$

式中, ε 为收敛阈值。

对校验场景集的场景 s , 基于其风电功率和负荷功率构建辅助变量 $v_{w,t}^{s+(m)}$ 、 $v_{w,t}^{s-(m)}$ 、 $v_{n,t}^{s+(m)}$ 、 $v_{n,t}^{s-(m)}$, 表征风电、负荷预测误差的不确定度。

$$\begin{cases} v_{w,t}^{s+(m)} = \max(0, \frac{P_{w,t,s}^{(m)} - P_{w,t}}{\bar{\eta}_{w,t}^{(m)}}), & v_{w,t}^{s-(m)} = \max(0, \frac{P_{w,t,s}^{(m)} - P_{w,t}}{\underline{\eta}_{w,t}^{(m)}}) \\ v_{n,t}^{s+(m)} = \max(0, \frac{P_{n,t,s}^{(m)} - P_{n,t}}{\bar{\xi}_{n,t}^{(m)}}), & v_{n,t}^{s-(m)} = \max(0, \frac{P_{n,t,s}^{(m)} - P_{n,t}}{\underline{\xi}_{n,t}^{(m)}}) \end{cases} \quad (38)$$

式中, m 为迭代次数, 表示第 m 次迭代。

构建协调约束式(39)反馈至第一阶段优化模型。

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{N_G} P_{i,t,s}^{(m+1)} + \sum_{w=1}^{N_W} P_{w,t,s}^{(m+1)} - \sum_{n=1}^{N_N} P_{n,t,s}^{(m+1)} = 0 \\ P_{i,t}^{(m+1)} - R_{i,t}^{dw(m+1)} \leq P_{i,t,s}^{(m+1)} \leq P_{i,t}^{(m+1)} + R_{i,t}^{up(m+1)} \\ -P_{l,\max} \leq \sum_{i=1}^{N_G} A_{l,i} P_{i,t,s}^{(m+1)} + \sum_{w=1}^{N_W} A_{l,w} P_{w,t,s}^{(m+1)} - \sum_{n=1}^{N_N} A_{l,n} P_{n,t,s}^{(m+1)} \leq P_{l,\max} \\ P_{w,t,s}^{(m+1)} = P_{w,t} + v_{w,t}^{s+(m)} \bar{\eta}_{w,t}^{(m+1)} + v_{w,t}^{s-(m)} \underline{\eta}_{w,t}^{(m+1)} \\ P_{n,t,s}^{(m+1)} = P_{n,t} + v_{n,t}^{s+(m)} \bar{\xi}_{n,t}^{(m+1)} + v_{n,t}^{s-(m)} \underline{\xi}_{n,t}^{(m+1)} \end{cases} \quad (39)$$

式中: $P_{i,t,s}^{(m+1)}$ 、 $R_{i,t}^{up(m+1)}$ 、 $R_{i,t}^{dw(m+1)}$ 分别为第 $m+1$ 次迭

代中第一阶段的火电机组出力、向上和向下备用容量; $\bar{\eta}_{w,t}^{(m+1)}$ 、 $\underline{\eta}_{w,t}^{(m+1)}$ 、 $\bar{\xi}_{n,t}^{(m+1)}$ 、 $\underline{\xi}_{n,t}^{(m+1)}$ 分别为第 $m+1$ 次迭代中第一阶段的风电容许误差区间上下边界和负荷容许误差区间上下边界。

4.2 模型求解流程

优化模型迭代求解算法求解流程如图 1 所示。

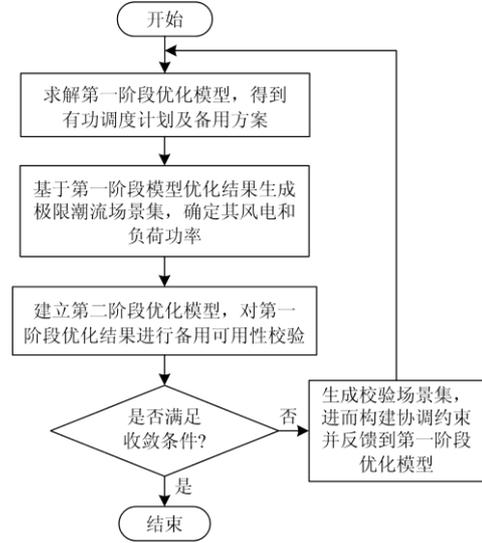


图 1 模型求解方法流程图

Fig. 1 Flow chart of model solving method

5 算例分析

以 IEEE39 节点系统和新疆区域电网为算例, 验证所提调度方法和模型的有效性和可行性。在 Matlab 平台上采用 Yalmip 工具箱调用优化软件 CPLEX 进行模型求解。计算机配置为 Intel Core i5-3210M 系列, 主频 2.5 GHz、内存 2 GB。

5.1 IEEE39 节点系统算例

改进的 IEEE39 节点系统包含 10 台火电机组、2 个风电场和 46 条线路。火电机组及负荷节点有功占比参数见文献[25-26], 2 个风电场分别接入节点 2 和节点 21, 风电运行数据取自新疆某地区风电场。线路 3、4、14 的输送容量限值为 270 MW, 线路 5、7 为 350 MW、200 MW, 其余线路均为 170 MW。系统负荷和风电功率预测曲线如图 2 所示。弃风风险成本系数和切负荷风险成本系数分别为 80 美元/MWh 和 200 美元/MWh^[19,27]。

为验证计及运行风险和备用可用性的两阶段优化调度方法的有效性, 对以下三种调度方案进行对比分析。方案 1: 静态备用配置方法(依据 3% 负荷预测功率+5% 风电预测功率预留备用容量, 作为方案 1-1, 同理, 3% 负荷+10% 风电作为方案 1-2, 3%

负荷+20%风电作为方案 1-3)制定调度方案。方案 2: 考虑运行风险制定调度方案(仅包含第一阶段优化模型)。方案 3: 考虑运行风险和备用可用性制定调度方案(本文所提两阶段优化模型)。三种方案的系统运行成本如表 1 所示。

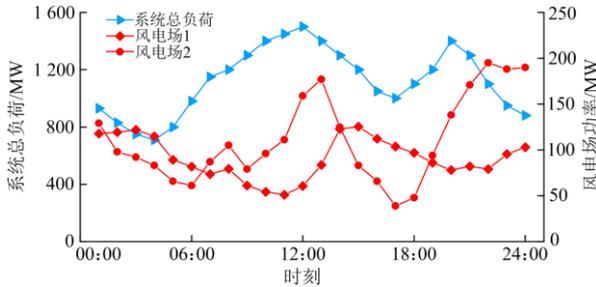


图 2 系统负荷和风电功率预测曲线

Fig. 2 Prediction curves of system load and wind power

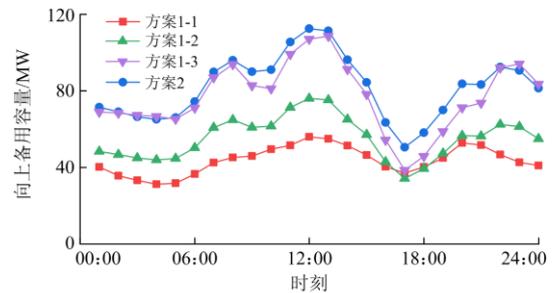
表 1 三种方案的系统运行成本

Table 1 System operating costs of three schemes

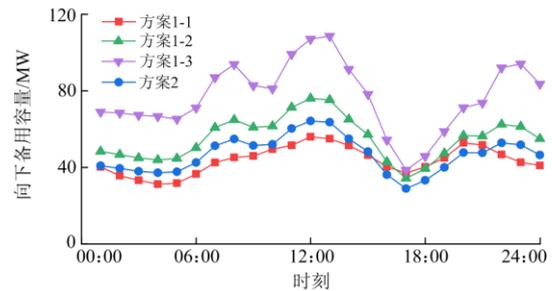
成本/美元	方案 1-1	方案 1-2	方案 1-3	方案 2	方案 3
系统运行成本	548 263	547 955	553 394	541 911	547 107
发电成本	478 015	479 212	481 246	474 211	480 230
启机成本	3 720	4 790	4 790	4 790	4 180
备用成本	32 500	38 834	53 453	44 260	40 062
弃风风险成本	8 941	7 605	4 401	10 254	11 175
切负荷风险成本	25 087	17 513	9 503	8 396	11 460
C_{CVaR}	34 028	25 119	13 905	18 650	21 635

5.1.1 考虑系统运行风险的有效性分析

表 1 和图 3 给出了方案 1 和方案 2 下系统运行成本和备用方案的优化结果。由结果对比可知, 第 1 类方案: 方案 1-1 预留的备用容量最小, 预留的向上备用容量较少, 系统可能不足以应对净负荷向上随机波动, 面临较高的切负荷风险, $CVaR$ 成本较高; 方案 1-2 的备用容量增加, 备用成本增加了 6 334 美元, 但能够应对更大的源荷不确定性, $CVaR$ 成本降低, 系统运行成本更优; 方案 1-3 的 $CVaR$ 成本最小, 但系统运行成本最大, 这是由于预留备用过大使得解过于保守, 整体经济性变差。由以上结果可知, 系统各时段备用大小与运行风险存在折衷协调的关系, 且共同影响系统运行经济性。与方案 1 相比, 方案 2 向上备用容量大于方案 1-1、方案 1-2 和方案 1-3, 切负荷风险成本大幅降低, 并且优化了向下备用容量, 虽弃风风险成本较高, 但 $CVaR$ 成本较方案 1-1 和方案 1-2 降低, 使得系统运行成本最优, 实现了系统备用资源的高效分配。因此, 计及运行风险的方案 2 能够有效协调经济性和运行风险, 制定调度计划和备用方案。



(a) 向上备用容量



(b) 向下备用容量

图 3 方案 1 和方案 2 的系统备用容量结果

Fig. 3 System reserve capacity results of scheme 1 and 2

5.1.2 考虑备用可用性的有效性分析

方案 2 和方案 3 的优化调度结果如表 1 和图 4—图 6 所示。

1) 调度方案的可行性分析

图 4 为方案 3 迭代过程中校验场景集的平均潮流松弛功率和校验场景数量(即未通过校验的时段数), 其中第一次迭代对应方案 2 的结果。由图 4 可知, 方案 2 在 21 个时段不能通过第二阶段模型的备用可用性校验, 各时段校验场景的平均潮流松弛功率为 82.20 MW, 在风电和负荷的误差场景下线路存在阻塞风险, 备用可用性难以保证。以 06:00 为例, 校验场景中风电和负荷预测偏差引起的系统不平衡量为 55.18 MW, 系统预留的向上备用容量为 55.18 MW, 方案 2 认为系统能够通过释放备用容量维持功率平衡, 而进行可用性校验时系统潮流需进行 75.4 MW 的约束松弛, 部分备用容量未能成功调用。方案 3 通过两阶段迭代逐步优化, 调度计划和备用方案在全部极限潮流场景下均通过可用性校验, 保证了备用的可用性。

因此在制定调度计划时考虑备用可用性, 能够保证备用在源荷功率容许区间内能够完全投入使用, 避免备用容量充足但受线路输送能力限制导致备用不可用的情况, 提高调度运行鲁棒性。

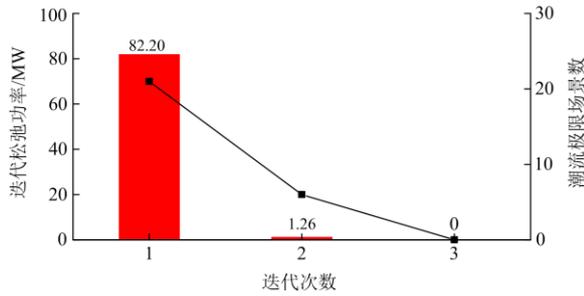


图4 方案3 迭代优化过程

Fig. 4 Iteration optimization process of scheme 3

2) 风电功率容许区间对比

对比两种方案下系统风电功率容许区间(由风电预测功率与容许误差区间之和确定,如图5所示)可知,方案3对机组出力计划和备用容量配置方案进一步迭代优化,风电场1的功率容许区间在09:00—14:00、20:00—23:00收窄,风电场2的功率容许区间在时段04:00—13:00、22:00—23:00收窄,在16:00—21:00拓宽,得到系统最优的风电功率容许区间,保证了新能源的有效消纳。

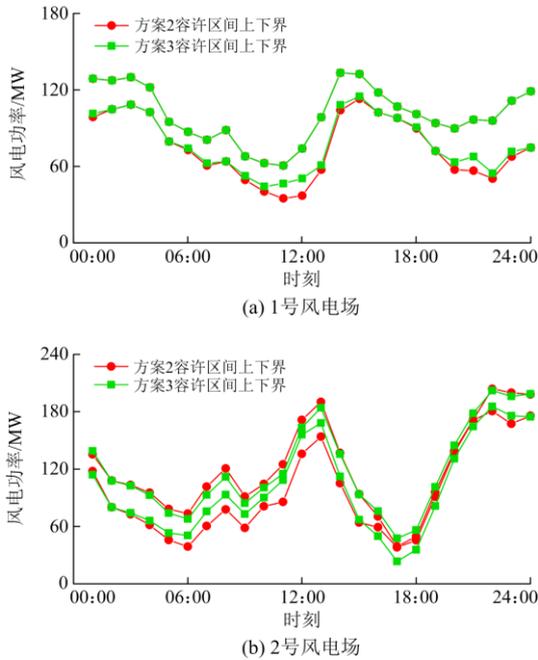


图5 风电功率容许区间对比

Fig. 5 Comparison of wind power admissibility intervals

3) 备用配置方案对比

图6为两种方案的向上、向下备用容量配置情况。由图6可知,方案2为保证经济性,主要由经济性好的机组1和机组2满足系统负荷,并由机组1和机组2提供向上备用容量,机组1、2、5提供向下备用容量。方案3在方案2的基础上考虑了备

用可用性,由于在部分极限场景下备用不能被完全调用,在迭代求解过程中优化调整了各时段备用容量大小和备用容量在机组间的分配比例,如图6所示,减少了机组1和机组2承担的向上备用和机组5承担的向下容量,机组5承担了更多的向上备用,机组6、机组7和机组9也承担了部分备用,保证在风电和负荷的极限场景下存在调度可行解,有效协调了系统运行的经济性和鲁棒性。

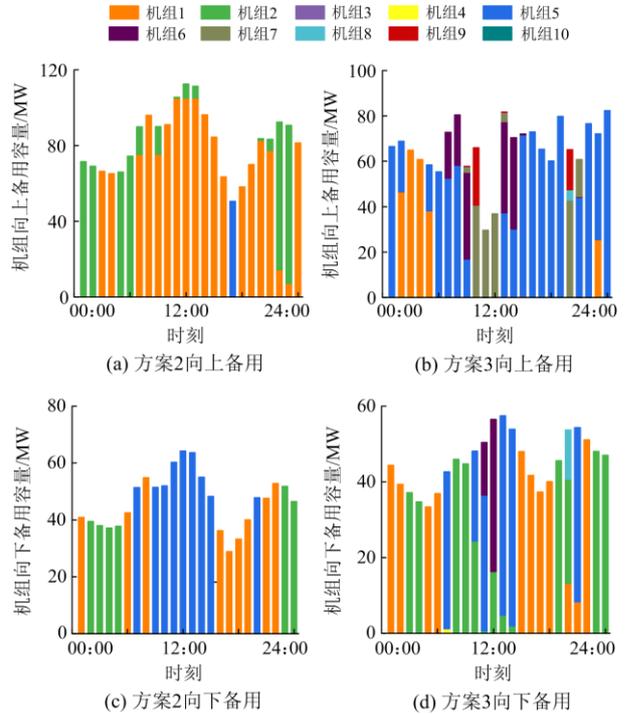


图6 方案2和方案3备用容量对比

Fig. 6 Reserve capacity contrast of scheme 2 and 3

4) 系统运行成本对比

两种方案对应的系统运行成本如表1所示。方案3考虑备用可用性后,进一步优化系统备用方案使得备用成本降低了9.5%、CVaR成本增加了16.0%,并且调整机组的出力计划和备用容量后发电成本增加了1.27%,系统运行成本增加了0.96%。系统运行成本的增加反映了保证备用可用性以提高运行鲁棒性需要付出一定的经济代价,并且表明电力系统网架结构和线路传输容量会影响系统调度计划和备用方案的经济性。

5.2 实际电网算例

采用新疆区域电网进行算例仿真,进一步验证本文方法的有效性和可行性。该区域电网中包含63条输电线路、火电7725 MW,风电2000 MW,负荷和风电数据取自电网实际运行数据。由表2可知,本文方法即方案3通过迭代求解,优化调整机组有

功计划和备用配置方案, 保证备用能够被全部有效调用, 且系统运行成本仅增加了 0.21%, 具有良好的经济性。

表 2 方案 2 和方案 3 的系统运行成本

Table 2 System operating costs of scheme 2 and 3

成本/美元	方案 2	方案 3
系统运行成本	1 701 617	1 705 232
发电成本	1 389 550	1 385 320
启机成本	11 200	11 200
备用成本	180 092	176 121
弃风风险成本	68 728	69 080
切负荷风险成本	52 047	63 511
C_{Cvar}	120 775	132 591

以方案 3 为例, 不同风险成本系数(即弃风、切负荷风险成本系数, 为便于分析使两者相等)下的优化结果如图 7 所示。由图 7 可知, 随着风险成本系数增加, 系统预留备用增多, 应对不确定性的能力增强, 弃风和切负荷期望逐渐降低, 运行鲁棒性增强, 而系统运行总成本逐渐增加, 运行经济性下降, 故通过风险成本系数能够有效折衷调节系统的运行经济性和鲁棒性。当风险成本系数增加到某一阈值(180 美元/MWh)后, 弃风和切负荷期望保持不变, 系统灵活调节能力达到极限, 而系统运行成本会继续增加。因此运行人员可根据风险偏好设置风险成本系数, 以便在制定调度计划时协调系统运行的经济性和鲁棒性。

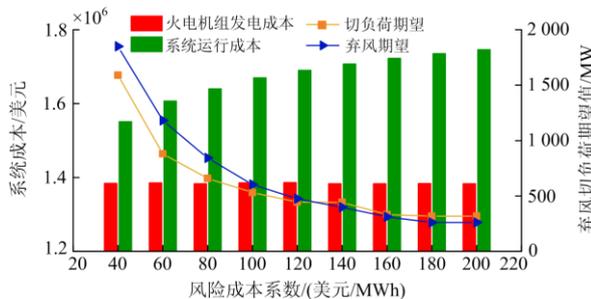


图 7 风险成本系数对优化结果的影响

Fig. 7 Influence of risk cost coefficients on optimization results

5.3 模型计算效率

不同方案下 IEEE39 节点系统和实际电网优化模型的求解时间和系统运行成本如表 3 所示, 并建立相关性指标 $R_{i,j}$ 描述系统运行成本、求解时间与不同模型因素的相关关系(1 表示正相关, -1 表示负相关), 其中 i 表示模型因素, $i=1$ 和 $i=2$ 分别表示考虑运行风险和备用可用性, j 表示计算结果项, $j=1$ 和 $j=2$ 分别对应系统运行成本和计算时间。

由表 3 可知, 相比于方案 1, 方案 2 的计算时

表 3 不同方案下模型计算效率

Table 3 Solving efficiency of model in different schemes

算例系统	运行方式	系统运行成本/美元	计算时间/s	相关性
IEEE39 节点系统	方案 1	548 263	6.52	$R_{1,1}=-1, R_{1,2}=1$
	方案 2	541 911	23.67	
	方案 3	547 107	67.54	$R_{2,1}=1, R_{2,2}=1$
实际电网	方案 2	1 701 617	37.58	$R_{2,1}=1, R_{2,2}=1$
	方案 3	1 705 232	112.54	

间有所增加, 这是由于考虑了运行风险使模型优化变量增多, 计算量增加, 但系统运行成本降低, 故系统运行成本和计算时间与考虑运行风险之间分别呈现负相关和正相关特性。方案 3 考虑备用可用性后, 极限潮流场景集的校验和两阶段迭代求解增加了计算规模, 计算时间高于前两种且系统运行成本增加, 故系统运行成本和计算时间与考虑备用可用性之间均呈现正相关特性。但两个算例系统的计算时间分别为 67.54 s 和 112.54 s, 能够满足工程实际需要。因此随着系统规模增大, 本文所提方法具有较好的计算效率, 能够满足日前调度的时效性要求。

6 结论

本文提出一种计及运行风险及备用可用性的两阶段优化调度方法和模型, 基于第一阶段模型结果生成极限潮流场景集, 第二阶段进行备用可用性校验, 生成校验场景集反馈至第一阶段模型迭代优化, 实现了运行经济性和鲁棒性的协调优化, 最后以 IEEE 39 节点系统和新疆区域电网为算例验证了所提方法的可行性和有效性, 得出如下结论。

1) 计及系统运行风险能够综合考虑源荷不确定性, 合理制定备用方案, 避免个别时段备用容量不足引起较高的风险损失, 并且风险成本系数能够协调系统运行的经济性和鲁棒性, 实际电网算例中系统弃风和切负荷期望随其增加而逐渐降低, 增加到一定阈值(180 美元/MWh)后, 系统灵活调节能力达到极限, 弃风和切负荷期望保持不变。

2) 基于第一阶段模型优化结果, 第二阶段模型校验后生成的校验场景集能够反映各时段源荷容许误差区间内最恶劣的线路阻塞情况, 为完善优化结果提供参考, 并且考虑备用可用性使得两个算例的系统运行成本分别仅增加了 0.96%、0.21%, 能够兼顾运行经济性和鲁棒性。

3) 构建的考虑运行风险及备用可用性的两阶段调度模型, 能够有效考虑源荷不确定性制定经济鲁棒的调度计划和备用方案, 保证备用可用性并且获得最优源荷容许误差区间, 实现风电的有效消纳,

同时在 IEEE39 节点系统和实际系统的计算时间分别为 67.54 s 和 112.54 s, 能满足日前调度的时效性。

参考文献

- [1] 刘新元, 程雪婷, 薄利明, 等. 考虑源荷协调的含储热光热电站和风电系统的前日-日内调度策略[J]. 中国电力, 2021, 54(8): 144-153.
LIU Xinyuan, CHENG Xueting, BO Liming, et al. Day-ahead and intra-day scheduling strategy of concentrated solar power station with thermal energy storage and wind farm considering coordination between generation and load[J]. Electric Power, 2021, 54(8): 144-153.
- [2] 王长浩, 刘洋, 许立雄. 考虑风电和负荷不确定冷热电联供微网日前经济调度[J]. 中国电力, 2020, 53(8): 50-59.
WANG Changhao, LIU Yang, XU Lixiong. Day-ahead economic dispatch for a combined cooling, heat and power microgrid system considering wind power and load uncertainty[J]. Electric Power, 2020, 53(8): 50-59.
- [3] 于德鳌, 李慧, 刘思嘉, 等. 基于改进萤火虫算法的含风电系统环境经济调度[J]. 电力科学与技术学报, 2020, 35(2): 84-92.
YU Deao, LI Hui, LIU Sijia, et al. Environmental economic dispatch of power system integrated with wind power based on an improved glowworm swarm optimization[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2020, 35(2): 84-92.
- [4] 陟晶, 张高航, 邵冲, 等. 含大规模风电及光热电站的电力系统优化调度方法[J]. 电力工程技术, 2021, 40(1): 79-85.
ZHI Jing, ZHANG Gaohang, SHAO Chong, et al. Optimal dispatching method for power system with large scale wind power and concentrated solar power plant[J]. Electric Power Engineering Technology, 2021, 40(1): 79-85.
- [5] LI J, WANG S, YE L, et al. A coordinated dispatch method with pumped-storage and battery-storage for compensating the variation of wind power[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2018, 3(2): 1-14.
- [6] 张朝炜, 柳云祥, 朱永利. 基于改进人工鱼群算法的大规模多目标机组组合优化[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(8): 100-108.
ZHANG Chaowei, LIU Yunxiang, ZHU Yongli. Large-scale multi-objective unit commitment optimization based on an improved artificial fish swarm algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(8): 100-108.
- [7] 负韞韵, 董海鹰, 陈钊, 等. 考虑随机性及光热电站参与的多源发电系统两阶段随机优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(4): 30-38.
YUN Yunyun, DONG Haiying, CHEN Zhao, et al. A two-stage stochastic scheduling optimization for multi-source power system considering randomness and concentrating solar power plant participation[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(4): 30-38.
- [8] 邓婷婷, 娄素华, 田旭, 等. 计及需求响应与火电深度调峰的含风电系统优化调度[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(15): 34-41.
DENG Tingting, LOU Suhua, TIAN Xu, et al. Optimal dispatch of power system integrated with wind power considering demand response and deep peak regulation of thermal power units[J]. Automation of Electric Power System, 2019, 43(15): 34-41.
- [9] 易明月, 童晓阳. 考虑风荷预测误差不确定性的动态经济调度[J]. 电网技术, 2019, 43(11): 4050-4057.
YI Mingyue, TONG Xiaoyang. Dynamic economic dispatch considering uncertainties of wind power and load forecast error[J]. Power System Technology, 2019, 43(11): 4050-4057.
- [10] 艾小猛, 塔伊尔江·巴合依, 杨立滨, 等. 基于场景集的含风电电力系统旋转备用优化[J]. 电网技术, 2018, 42(3): 835-841.
AI Xiaomeng, TAYIERJIANG B, YANG Libin, et al. Optimizing the spinning reserve in wind power system using scenario method[J]. Power System Technology, 2018, 42(3): 835-841.
- [11] 负韞韵, 董海鹰, 马志程, 等. 考虑需求响应与光热电站参与的多源系统优化经济调度[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(14): 140-149.
YUN Yunyun, DONG Haiying, MA Zhicheng, et al. Optimization economic dispatch of a multi-source system considering the participation of demand response and concentrating solar power plant[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(14): 140-149.
- [12] 张丹宁, 徐箭, 孙元章, 等. 含风电电力系统日前备用动态评估与优化[J]. 电网技术, 2019, 43(9): 3252-3260.
ZHANG Danning, XU Jian, SUN Yuanzhang, et al. Day-ahead dynamic estimation and optimization of reserve in power systems with wind power[J]. Power System Technology, 2019, 43(9): 3252-3260.
- [13] 雷雪蛟, 潘士娟, 管晓宏, 等. 考虑传输安全裕度的电力系统发电经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(31): 5651-5658.
LEI Xuejiao, PAN Shijuan, GUAN Xiaohong, et al. Transmission safety margin constrained unit commitment in power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(31): 5651-5658.
- [14] 仇梦林, 胡志坚, 王小飞, 等. 基于动态场景集和需求

- 响应的二阶段随机规划调度模型[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(11): 68-76.
- ZHANG Menglin, HU Zhijian, WANG Xiaofei, et al. Two-stage stochastic programming scheduling model based on dynamic scenario sets and demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(11): 68-76.
- [15] 王凯, 褚晓东, 张文. 基于成本-价值解耦的源-荷备用协同优化[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(20): 5188-5198.
- WANG Kai, CHU Xiaodong, ZHANG Wen. Cooperative optimization for supply/demand side reserve by decoupling cost and value of reserve[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(20): 5188-5198.
- [16] 罗超, 杨军, 孙元章, 等. 考虑备用容量优化分配的含风电电力系统动态经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(34): 6109-6118.
- LUO Chao, YANG Jun, SUN Yuanzhang, et al. Dynamic economic dispatch of wind integrated power system considering optimal scheduling of reserve capacity[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(34): 6109-6118.
- [17] 梁访, 潘毅, 许丹, 等. 基于极限场景分析的电力系统有功功率和备用协调调度[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(22): 101-109.
- LIANG Fang, PAN Yi, XU Dan, et al. Coordinated dispatching of active power and reserve for power system based on extreme scenario analysis[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(22): 101-109.
- [18] ZHAO J, ZHENG T, LITVINOV E. Variable resource dispatch through do-not-exceed limit[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(2): 820-828.
- [19] WANG C, LIU F, WANG J, et al. Robust risk-constrained unit commitment with large-scale wind generation: an adjustable uncertainty set approach[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(1): 723-733.
- [20] LI P, YU D W, YANG M, et al. Flexible look-ahead dispatch realized by robust optimization considering CVaR of wind power[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(5): 5330-5340.
- [21] 晋宏杨, 孙宏斌, 牛涛, 等. 考虑风险约束的高载能负荷-风电协调调度方法[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(16): 9-16.
- JIN Hongyang, SUN Hongbin, NIU Tao, et al. Coordinated dispatch method of energy-extensive load and wind power considering risk constraints[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(16): 9-16.
- [22] 杨家然, 王兴成, 隋林涛, 等. 基于风险的风电并网可容许性评估[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(8): 60-65.
- YANG Jiaran, WANG Xingcheng, SUI Lintao, et al. Risk-based admissibility assessment of wind power integration[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(8): 60-65.
- [23] 陈厚合, 王杨, 张儒峰, 等. 考虑源荷协调的风电并网系统旋转备用容量优化[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(8): 185-192.
- CHEN Houhe, WANG Yang, ZHANG Rufeng, et al. Spinning reserve capacity optimization considering coordination between source and load for power system with wind power[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(8): 185-192.
- [24] ROCKAFELLAR R T, URYASEV S. Optimization of conditional value-at-risk[J]. Journal of Risk, 2000, 2(3): 21-41.
- [25] ONGSAKUL W, PETCHARAKS N. Unit commitment by enhanced adaptive Lagrangian relaxation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2004, 19(1): 620-628.
- [26] 魏韡, 刘锋, 梅生伟. 电力系统鲁棒经济调度: (二)应用实例[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(18): 60-67.
- WEI Wei, LIU Feng, MEI Shengwei. Robust and economical scheduling methodology for power systems: part two application examples[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(18): 60-67.
- [27] 仇梦林, 胡志坚, 李燕, 等. 基于可行性检测的考虑风电和需求响应的机组组合鲁棒优化方法[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(11): 3184-3194.
- ZHANG Menglin, HU Zhijian, LI Yan, et al. A robust optimization method for unit commitment considering wind power and demand response based on feasibility testing[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(11): 3184-3194.

收稿日期: 2021-08-25; 修回日期: 2021-11-10

作者简介:

张高航(1994—), 男, 博士研究生, 研究方向为可再生能源并网的电力系统优化调度; E-mail: 1027643386@qq.com

李凤婷(1965—), 女, 通信作者, 博士, 教授, 研究方向为可再生能源并网技术与电力系统保护。E-mail: xjft2009@sina.com

(编辑 葛艳娜)