

考虑CVaR的机组组合和多场景备用决策联合优化

李建钊, 谢敏, 李舒佳, 林盛振, 黄彬彬

引用本文:

李建钊, 谢敏, 李舒佳, 等. 考虑CVaR的机组组合和多场景备用决策联合优化[J]. 南方能源建设, 2021, 8(4): 50–65.

LI Jianzhao, XIE Min, LI Shujia, et al. Optimal Dispatch of Unit Commitment and Multi-Scenario Reserve Decision Considering CVaR[J]. *Southern Energy Construction*, 2021, 8(4): 50–65.

相似文章推荐 (请使用火狐或IE浏览器查看文章)

Similar articles recommended (Please use Firefox or IE to view the article)

可再生能源绿证价格季节性测算方法研究

Research on Seasonal Calculation Method of Renewable Energy Certificate Price

南方能源建设. 2020, 7(3): 46–54 <https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2020.03.006>

燃煤机组低负荷工况下安全稳定运行研究

Research on Safe and Stable Operation Under Lower Load Condition for Coal-fired Power Plant

南方能源建设. 2018, 5(z1): 19–24 <https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2018.S1.004>

电池储能系统对微电网运行特性的改善作用研究

Operation Performances Enhancement of Micro-grid by Battery Energy Storage System

南方能源建设. 2015, 2(2): 35–40 <https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2015.02.006>

基于电网经济效率评估的发电和输电协调规划方法研究

Research on the Coordination Planning Method of Power Generation and Transmission Based on Economic Efficiency Assessment of Power Grid

南方能源建设. 2020, 7(3): 38–45 <https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2020.03.005>

基于调峰能力分析的电网弃风评估方法及风电弃风影响因素研究

Research on the Evaluation Method and Influencing Factors of Wind Power Curtailment Based on System Regulation Capability Analysis

南方能源建设. 2018, 5(2): 71–76 <https://doi.org/10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2018.02.010>

考虑CVaR的机组组合和多场景备用决策联合优化

李建钊[✉], 谢敏, 李舒佳, 林盛振, 黄彬彬
(华南理工大学电力学院, 广州 510640)

摘要: [目的] 为提高可再生能源消纳水平以及衡量其出力不确定性带来的风险, 该文以特性各异电源互补协调调度作为提升系统运行经济性和促进可再生能源消纳的手段, 并针对系统内可再生出力和负荷的波动性, 引入条件风险价值(conditional value-at-risk, CVaR)理论, 量化其不确定性对系统调度运行时产生的风险。[方法] 利用多场景技术模拟系统不确定性, 建立考虑条件风险价值(CVaR)的机组组合和多场景备用决策联合优化模型, 将风险水平限制在可接受的前提下, 追求系统运行成本最小。最后在通用代数建模系统(the general algebraic modeling system, GAMS)平台上编程, 并调用混合整数线性规划CPLEX求解器进行求解。[结果] 仿真计算表明, 不同类型电源的机组组合和备用决策能有效提高系统运行经济性、可靠性和可再生能源消纳水平。[结论] 基于改进IEEE 24和某省实际电网的算例分析验证了所提模型和方法的合理性和有效性。

关键词: 协调优化; 多场景分析; 机组组合; 备用决策; 条件风险价值

中图分类号: TM7; TM734

文献标志码: A

文章编号: 2095-8676(2021)04-0050-16

开放科学(资源服务)二维码:



Optimal Dispatch of Unit Commitment and Multi-Scenario Reserve Decision Considering CVaR

LI Jianzhao[✉], XIE Min, LI Shujia, LIN Shengzhen, HUANG Binbin

(School of Electric Power, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China)

Abstract: [Introduction] In order to improve the consumption level of renewable energy and measure the risks caused by the uncertainty of its output, this paper used the complementary and coordinated dispatch of different characteristics power as a means to improve the economy of system operation and promote the consumption of renewable energy. Aiming at fluctuation and uncertainty of renewable energy and load, the theory of conditional value-at-risk (CVaR) was introduced to evaluate risks caused by the uncertainty in system dispatching and operation. [Method] Using multi-scenario technology to simulate system uncertainty, a unit commitment and multi-scenario analysis reserve decision optimal dispatching model considering conditional value-at-risk (CVaR) was established, and the objective was to limit the risk level to an acceptable premise and minimize the system operation cost. Finally, the proposed model and method was implemented on GAMS (general algebraic modeling system) platform and solved with the mixed-integer linear programming CPLEX solver. [Result] Simulation calculations show that unit commitment and reserve decision of different types power can effectively improve system operation economy, reliability, and the consumption level of renewable energy. [Conclusion] The rationality and effectiveness of the presented model and method were validated by the numerical results of the improved IEEE 24 and the actual power grid system of a province.

Key words: coordinated optimization; multi-scenario analysis; unit commitment; decision alternatives; conditional value-at-risk

2095-8676 © 2021 Energy China GEDI. Publishing services by Energy Observer Magazine Co., Ltd. on behalf of Energy China GEDI. This is an open access article under the CC BY-NC license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>).

近年来, 我国可再生能源的装机容量在电网中的占比逐年攀升^[1-3], 高比例可再生能源并网发电

已成为我国能源发展战略的必然趋势。大规模可再生能源并网发电, 一方面能有效缓解能源短缺和改

收稿日期: 2021-01-13 修回日期: 2021-06-09

基金项目: 广东省自然科学基金面上项目“虚拟电厂动态聚合演化理论与计算方法研究”(2021A1515012245)

善气候环境问题^[1, 4-6], 另一方面其出力不确定性给电力系统的优化调度带来巨大的挑战。在此背景下, 传统确定性动态经济调度^[7]已不再适用, 亟需新的优化调度方法。

目前已有许多文献在考虑可再生能源出力不确定性的优化调度策略方面做了深入研究。文献[8]考虑风电功率预测误差不确定性的电力系统储能容量优化配置的计算方法, 并采用概率分布鲁棒联合机会约束规划模型进行描述。文献[9]综合考虑风电、负荷等不确定性因素及需求侧资源互动, 提出了一种考虑源-荷的多场景优化系统旋转备用的方法, 并提高了风电的消纳水平。文献[10]构建了考虑旋转备用的水火风互补发电优化调度模型, 并分析了不同情景下对系统发电量和旋转备用的影响。随着高比例风电并网, 仅靠常规水、火电机组参与调节和提供旋转备用已不能满足系统可再生能源消纳的要求。因此, 需要考虑系统其他可调节资源与火电机组共同参与调节, 以提高系统调度灵活性, 如核电, 作为未来能源的重要组成部分^[11], 其最大调峰深度达70%的负荷跟踪能力^[12], 可参与调峰。文献[13-14]对核电调峰模型进行了详细建模, 并分析了不确定性对系统调度及备用的影响, 有效提高了风电利用率和系统调度灵活性。

但上述优化问题中忽略了系统运行存在的风险, 这样会导致在决策值最优的情况下产生最大的预期利润或最小预期成本, 但在某些不利情况下则以极低利润或高额成本为代价。为避免这种情况, 可在问题中引入风险度量, 对与利润或成本相关的可变性风险进行建模, 衡量与利润或成本分配相关的风险。目前, 在电力市场和金融优化的随机规划问题中, 最常见的风险度量方法有: 方差 (Variance)、预期短缺 ES (Expected shortage)、风险值 VaR (Value-at-Risk)、条件风险价值 CVaR (Conditional Value-at-Risk) 等^[15]。其中, CVaR除了满足一致性风险度量平移不变性、次可加性、正齐次性、单调性^[16]的要求外, 还可以用线性公式表示, 因此在电力市场的相关问题中得到广泛运用。文献[17-18]利用CVaR对系统不确定所带来的风险进行评估, 提出了确定市场最优备用需求的成本-CVaR模型, 但并未考虑系统的发电优化调度过程。在此基础上, 文献[19-21]利用CVaR度量风电不

确定性给系统带来的风险损失, 并对发电优化调度过程进行了分析讨论。此外, 不少文献将CVaR作为风险约束进行考虑, 文献[22-24]计及系统不确定性, 构建风险约束的随机优化模型, 将CVaR作为风险约束条件, 对系统面临的风险进行约束, 进而提高系统运行经济性和可靠性。

上述研究在促进可再生能源消纳, 提高系统运行经济性上具有一定的理论研究和应用价值, 但仍存在可进一步研究和探讨的问题: (1) 多从配网、微网角度分析, 或主网电源类型较单一, 缺少有关策略对含高比例可再生能源的多类型电源系统风险管控模型进行研究和分析; (2) 鲜有研究分析核电参与调峰对含高比例可再生能源的系统调度策略、灵活性和风险损失的影响。

综上, 本文建立了计及火、水、风、核、储多类型电源机组组合和备用决策的调度模型, 该模型通过多场景分析法应对风电出力和负荷预测的不确定性, 并计及不确定性给系统带来的风险损失, 采用条件风险价值 (CVaR) 构造系统在进行策略调控时的风险决策模型。算例结果验证了所提模型和方法的合理性和有效性。

1 机组组合与备用决策联合优化思路

1.1 联合优化思路

在高渗透率可再生能源背景下, 可中断负荷具备快速响应的能力, 在系统备用不足时, 可通过负荷中断减少容量缺额, 相当于提供瞬时的上调备用。电池储能系统具备响应速度快、时间短, 实时调节能力强等特点, 能提供快速的旋转备用。在满足储能系统相关约束的前提下, 通过低储高发, 提供上/下调备用。核电带基荷运行时, 常规机组需要承担较大的调峰压力, 部分常规机组需要频繁启停以满足系统的调峰需求; 核电参与调峰时, 常规机组仅需降负荷运行即可满足系统调峰需求, 能有效缓解系统调峰压力。针对系统各类型资源特点进行协调优化调度, 可充分挖掘系统的灵活性, 缓解系统灵活性调节容量的紧缺。

本文基于多场景分析方法建立了机组组合和备用决策联合优化的模型, 能够考虑风电出力和负荷波动的随机性对电网调度运行的影响。通过风电随机出力和负荷预测误差的预想场景和误差场景分析

系统发电和备用需求,综合考虑系统机组组合、备用决策和风险损失之间的平衡,得到兼顾经济性和可靠性的最优调度计划。其中,为应对高比例可再生能源出力和负荷波动出现系统供需难以平衡的现象,误差场景考虑多类型电源提供备用、可再生能源削减出力及可中断负荷等调节措施,并在预想场景中考虑核电参与调峰来进一步缓解高比例可再生能源系统电源备用紧缺和降低弃风和失负荷损失。

该优化过程包含两类决策过程:(1)通过预想场景风电出力与负荷值确定各类型电源出力、启停计划及核电调峰计划;(2)综合考虑误差场景不确定性带来的调度风险,通过多场景分析反映各类型电源在各种运行场景下的调节能力,确定各类型电源的备用需求及备用经济分配。在基于预想场景和误差场景的优化决策过程中,预想场景与误差场景的决策量相互影响,通过预想场景各电源的出力计划与启停计划影响误差场景的备用计划。反之,误差场景的备用计划同样影响预想场景各电源的出力计划和启停计划。

1.2 系统运行框架

基于上述优化思路的调度模型框架如图 1 所示。首先,基于风电出力和负荷预测预想场景,采用场景法生成 ω 个误差场景。其中场景法包括场景生成和场景削减两个部分。在场景生成部分,假设风电出力、负荷预测误差均服从正态分布^[25],采用拉丁超立方采样法^[26]模拟生成大量随机场景,并采用Cholesky分解法降低各随机变量之间的相依性;在场景削减部分,由于场景个数过多会增加计算量,降低计算效率,而场景个数过少又不具代表性,影响最后的模拟精度,为了同时兼顾求解复杂程度和结果精确性,本文采用以概率距离^[27-28]为基础的场景区间方法对生成场景进行削减。

其次,以系统总调度成本(预想场景调度成本和误差场景调度期望成本之和)与CVaR值之和最小为目标,在满足预想场景、误差场景、CVaR约束的前提下,优化求解得到满足系统风险水平的最优调度计划。

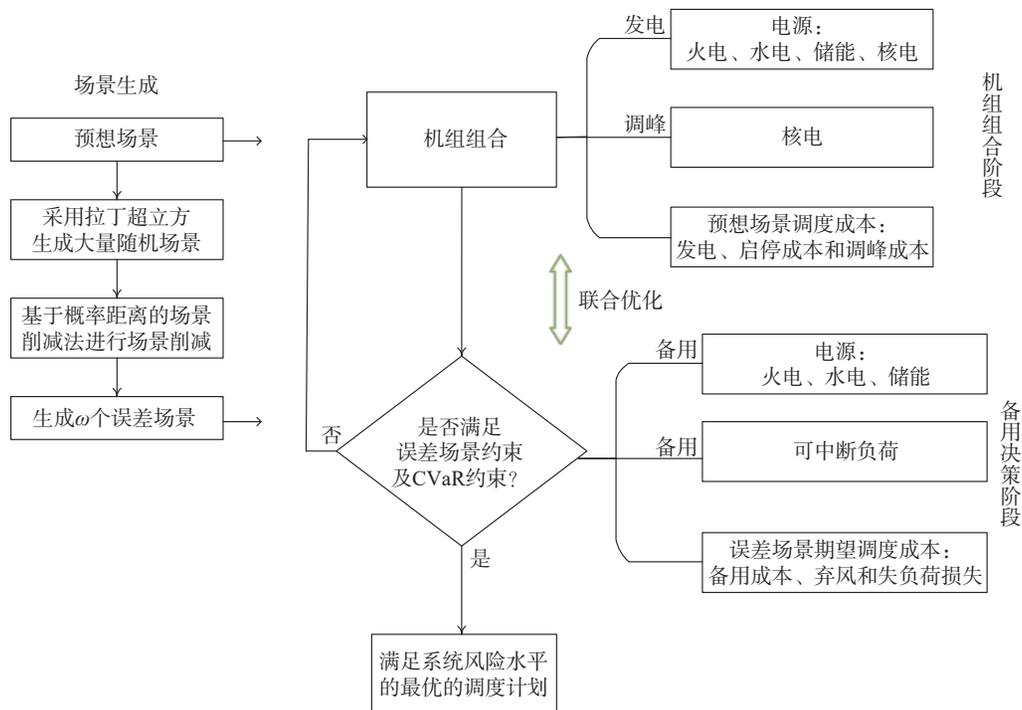


图 1 系统调度框架

Fig. 1 Frame of system dispatching

1.3 计算流程

本文的计算框图如图 2 所示。首先根据预想场景负荷、风电出力求解线性规划问题得到机组组合

序列;然后考虑误差场景不确定性,确定各类型电源的备用需求及备用经济分配;最后判断其是否满足误差场景约束及 CVaR 约束,依此往复直到所有

约束均满足为止。

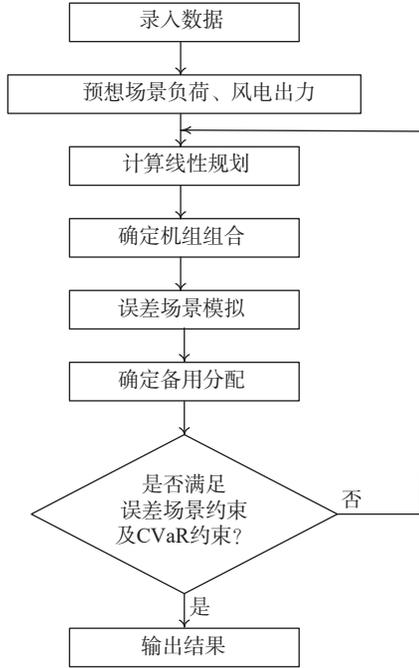


图2 计算流程图

Fig. 2 Flow chart of the calculation

2 考虑条件风险价值的机组组合和多场景备用决策联合优化模型

忽略风电运行成本, 本文提出的考虑条件风险价值的机组组合和多场景备用决策联合优化调度模型的目标函数包含两部分, 如式 (1) 所示。

$$\min F = (1 - \beta) \times EC + \beta \times CVaR \quad (1)$$

$$EC = C^{BAS} + C^{ERR} \quad (2)$$

第一部分为系统总调度成本 EC, 包括预想场景下的调度成本 C^{BAS} 和误差场景下的期望调度成本 C^{ERR} , 其计算模型分别详见第 2.1 和 2.2 节; 第二部分为条件风险价值 CVaR, 其计算模型详见第 2.3 节; β 为风险系数, 取值范围为, 其大小反映了在进行发电调度决策时对风险的厌恶水平。当 β 为 0 时, 问题为风险中性模型, 即决策者只关注成本的期望值, 而忽略了系统不确定性造成成本波动的风险。 β 值越大, 则表明决策者是风险厌恶型。

2.1 预想场景机组组合模型

2.1.1 目标函数

预想场景下的机组组合目标函数如式 (3) 所示:

$$\begin{aligned} C^{BAS} = & \sum_{t=1}^T \sum_{g=1}^{N_G} (C_g P_{gt}^{BAS} + C_{gt}^{SU} + C_{gt}^{SD}) \\ & + \sum_{t=1}^T \sum_{h=1}^{N_H} C_h P_{ht}^{BAS} \\ & + \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^{N_N} [C_n P_{nt}^{BAS} + C_n^R (P_n^{\max} - P_{nt}^{BAS})] \\ & + \sum_{t=1}^T \sum_{e=1}^{N_E} (C_{ce} P_{cet}^{BAS} + C_{de} P_{det}^{BAS}) \end{aligned} \quad (3)$$

式中: 第一项为火电机组调度成本, 包括机组运行成本、启动成本和停机成本; 第二项为水电机组调度成本; 第三项为核电机组调度成本, 包括运行成本和调峰成本; 第四项为储能调度成本, 包括充电和放电成本。

N_G ——火电机组个数;

N_H ——水电机组个数;

N_N ——核电机组个数;

N_E ——储能机组个数;

T ——调度周期, 每天考虑 24 时段, 则 T 为 24;

P_{gt}^{BAS} ——火电机组 g 在时段 t 的机组出力;

P_{ht}^{BAS} ——水电机组 h 在时段 t 的机组出力;

P_{nt}^{BAS} ——核电机组 n 在时段 t 的机组出力;

P_{cet}^{BAS} ——储能 c 在时段 t 的充电功率;

P_{det}^{BAS} ——储能 c 在时段 t 的充电和放电功率;

P_n^{\max} ——核电机组 n 的额定功率;

C_{gt}^{SU} ——火电机组 g 在时段 t 的启动成本;

C_{gt}^{SD} ——火电机组 g 在时段 t 的停机成本;

C_g ——火电机组 g 的边际发电成本报价;

C_h ——水电机组 h 的边际发电成本报价;

C_n ——核电机组 n 的边际发电成本报价;

C_n^R ——核电机组 n 的调峰成本报价;

C_{ce} ——储能 c 在时段 t 的充电成本报价;

C_{de} ——储能 c 在时段 t 的放电成本报价。

2.1.2 约束条件

1) 功率平衡约束

$$\begin{aligned} \sum_{g \in G_m} P_{gt}^{BAS} + \sum_{h \in H_m} P_{ht}^{BAS} + \sum_{n \in N_m} P_{nt}^{BAS} + \sum_{e \in E_m} (P_{det}^{BAS} - P_{cet}^{BAS}) \\ + \sum_{w \in N_w} P_{wt}^{BAS} - \sum_{j \in J_m} L_{jt}^{BAS} - \sum_{r \in \Lambda_m} f_r(m, r) = 0 \end{aligned} \quad (4)$$

$$f_r(m, r) = B(m, r) (\delta_{mt} - \delta_{rt}) \quad (5)$$

式中:

$g \in G_m$ ——节点 m 上火电机组 g ;

$h \in H_m$ ——节点 m 上水电机组 h ;
 $n \in N_m$ ——节点 m 上核电机组 n ;
 $e \in E_m$ ——节点 m 上储能 e ;
 $w \in N_w$ ——节点 m 上风电机组 w ;
 $j \in J_m$ ——节点 m 上负荷 j ;
 $r \in \Lambda_m$ ——和节点 m 相连的节点 r ;
 P_{wt}^{BAS} ——风电 w 在时段 t 的预测出力;
 L_j^{BAS} ——负荷 j 在时段 t 的预测值;
 $f_t(m, r)$ ——时段 t 从节点 m 到节点 r 的线路潮流;
 $B(m, r)$ ——节点 m 、 r 之间的电纳;
 δ_{mt} ——时段 t 节点 m 的电压相角;
 δ_{rt} ——时段 t 节点 r 的电压相角。

2) 火电机组运行约束

火电机组的运行约束主要包括:

$$\begin{cases} P_{gt} \leq P_{gt}^{\text{BAS}} \leq \bar{P}_{gt} \\ \bar{P}_{gt} \leq P_g^{\text{max}}(u_{gt} - z_{g,t+1}) + S_g^{\text{dn}} z_{g,t+1} \\ \bar{P}_{gt} \leq P_{g,t-1}^{\text{BAS}} + R_g^{\text{up}} u_{g,t-1} + S_g^{\text{up}} y_{gt} \\ P_{gt} \geq P_g^{\text{min}} u_{gt} \\ P_{gt} \geq P_{g,t-1}^{\text{BAS}} - R_g^{\text{dn}} u_{g,t-1} - S_g^{\text{dn}} z_{gt} \end{cases} \quad (6)$$

$$\begin{cases} y_{gt} - z_{gt} = u_{gt} - u_{g,t-1} \\ y_{gt} - z_{gt} \leq 1 \\ y_{gt}, z_{gt}, u_{gt} \in \{0, 1\} \end{cases} \quad (7)$$

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^{\xi_g} [1 - u_g(t)] = 0, \\ \xi_g = \min [T, (UT_g - U_g^0) u_{g,t=0}] \\ \sum_{t=k}^{k+UT_g-1} u_{gt} \geq UT_g y_{gk}, \\ \forall k = \xi_g + 1 \cdots T - UT_g + 1 \\ \sum_{t=k}^T [u_{gt} - y_{gt}] \geq 0, \\ \forall k = T - UT_g + 2 \cdots T \end{cases} \quad (8)$$

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^{\xi_g} u_{gt} = 0, \\ \xi_g = \min \{T, (DT_g - S_g^0)(1 - u_{g,t=0})\} \\ \sum_{t=k}^{k+DT_g-1} (1 - u_{gt}) \geq DT_g z_{gk}, \\ \forall k = \xi_g + 1 \cdots T - DT_g + 1 \\ \sum_{t=k}^T (1 - u_{gt} - z_{gt}) \geq 0, \\ \forall k = T - DT_g + 2 \cdots T \end{cases} \quad (9)$$

$$\begin{cases} C_{gt}^{\text{SU}} = \lambda_g^{\text{SU}} y_{gt} \\ C_{gt}^{\text{SD}} = \lambda_g^{\text{SD}} z_{gt} \end{cases} \quad (10)$$

其中, 式 (6) 为火电机组出力和上/下爬坡约束, 式 (7) 为火电机组启停 0-1 变量约束, 式 (8)~(9) 为火电机组最小连续开机/停机时间约束, 式 (10) 为火电机组启停机成本约束。

式中:

$\underline{P}_{gt}/\bar{P}_{gt}$ ——火电机组出力上/下限;

$P_g^{\text{max}}/P_g^{\text{min}}$ ——火电机组的最大/最小出力;

$R_g^{\text{up}}/R_g^{\text{dn}}$ ——火电机组的向上/向下爬坡速率;

$S_g^{\text{up}}/S_g^{\text{dn}}$ ——火电机组的启动/停机爬坡速率;

T ——调度周期;

U_g^0/S_g^0 ——机组 g 在调度计划开始时 (0 小时结束) 已经在线运行/离线的时间;

UT_g/DT_g ——机组的最小运行/停机时间;

u_{gt} ——0/1 变量, 如果机组 g 在时段 t 运行, 则为 1, 否则为零;

y_{gt} ——启动 0/1 变量, 如果机组 g 在时段 t 开始时启动, 则等于 1;

z_{gt} ——停机 0/1 变量, 如果机组 g 在时段 t 开始时停机, 则等于 1;

$u_{g,t=0}$ ——初始运行状态, 在线则为 1, 否则为 0;

$\lambda_g^{\text{SU}}/\lambda_g^{\text{SD}}$ ——机组 g 的启动/停机成本。

3) 水电机组运行约束

水电机组运行约束与火电机组类似, 除要考虑机组出力约束、上/下爬坡约束外 (参见火电机组运行约束), 还要考虑水电转换约束、水量约束:

$$P_{ht}^{\text{DA}} = 0.009 \ 81 \eta_h Q_{ht} H_{ht} \quad (11)$$

$$\int_{t=1}^T Q_h' dt \leq Q_h^{\text{max}} \quad (12)$$

式 (11) 为水电转换约束, η_h 为水电机组 h 的水能转换效率, Q_{ht} 、 H_{ht} 分别为水电机组 m 在时段 t 的发电耗水量、水库水头高度; 式 (12) 为水量约束, Q_h^{max} 为水电机组 h 的最大水库容量。

4) 核电机组运行约束

考虑核电机组的运行特性, 有 2 种运行模式: A 模式和 G 模式。A 模式下, 机组带基荷, 维持满功率运行^[29]; G 模式下, 机组存在满功率和低功率两种运行方式^[13-14], 可表示为:

$$P_{nt}^{\text{BAS}} = h_{nt} P_n^{\text{max}} - \sum_{i=1}^3 l_{nt}^i P_{n,i} + \sum_{k=1}^9 s_{nt}^k P_{n,s^k} \quad (13)$$

$$h_{nt} + \sum_{i=1}^3 l_{nt}^i + \sum_{k=1}^9 s_{nt}^k = 1 \quad (14)$$

$$\begin{cases} h_{nx} \geq h_{nt} - h_{n,t-1}, x = t, t+1, \dots, t+T_n^{\text{H}} - 1 \\ l_{nx} \geq l_{nt} - l_{n,t-1}, x = t, t+1, \dots, t+T_n^{\text{L}} - 1 \end{cases} \quad (15)$$

其中, 式(13)为核电出力约束, 式(14)为功率水平0/1变量约束, 式(15)为机组满/低功率持续运行时间约束。

式中:

h_{nt} ——核电机组 n 时段 t 的满功率运行标志, 为0/1变量;

l_{nt}^i ——核电机组 n 时段 t 的低功率运行标志, 为0/1变量;

s_{nt}^k ——核电机组 n 时段 t 的升/降功率运行标志, 为0/1变量;

P_n^{max} ——核电机组 n 的满功率水平;

$P_{n,i}$ ——不同调峰深度 l_{nt}^i 对应的低功率水平, l_{nt}^i 对应3种调峰深度;

P_{n,s^k} ——运行标志 s_{nt}^k 对应的过渡功率水平, 分别为30%、50%、70%;

$T_n^{\text{H}}/T_n^{\text{L}}$ ——机组满功率/低功率最小持续运行时间。

另外, 限于篇幅, 升/降功率时间耦合约束未列出, 可参照文献 [13]。

5) 储能运行约束

$$\begin{cases} u_{cet} P_{ce}^{\text{min}} \leq P_{cet}^{\text{BAS}} \leq u_{cet} P_{ce}^{\text{max}} \\ u_{det} P_{de}^{\text{min}} \leq P_{det}^{\text{BAS}} \leq u_{det} P_{de}^{\text{max}} \\ u_{cet} + u_{det} \leq 1 \\ \text{SOC}_{et} = \text{SOC}_{e,t-1} + (P_{cet}^{\text{BAS}} \eta_{ce} - P_{det}^{\text{BAS}} / \eta_{de}) \Delta t \\ \text{SOC}_e^{\text{min}} \leq \text{SOC}_{et} \leq \text{SOC}_e^{\text{max}} \end{cases} \quad (16)$$

式中:

P_{ce}^{max} ——储能 e 时段 t 的最大充电功率;

P_{ce}^{min} ——储能 e 时段 t 的最小充电功率;

P_{de}^{max} ——储能 e 时段 t 的最大放电功率;

P_{de}^{min} ——储能 e 时段 t 的最小放电功率;

u_{cet} ——充电0/1变量, 充电则为1;

u_{det} ——放电0/1变量, 放电则为1;

η_{ce} ——储能 e 充电效率;

η_{de} ——储能 e 放电效率;

$\text{SOC}_e^{\text{max}}$ ——储能 e 的最大容量。

$\text{SOC}_e^{\text{min}}$ ——储能 e 的最小容量。

6) 风电机组出力约束

$$0 \leq P_{wt}^{\text{DA}} \leq P_w^{\text{max}} \quad (17)$$

式中:

P_w^{max} ——风电机组 w 的最大出力。

7) 线路潮流约束

$$-f^{\text{max}}(m, r) \leq f_l(m, r) \leq f^{\text{max}}(m, r) \quad (18)$$

式中:

$f^{\text{max}}(m, r)$ ——线路 $m-r$ 的潮流传输极限。

2.2 考虑多种不确定性的多场景备用决策模型

以误差场景模拟系统不确定性, 考虑火电、水电和储能提供备用、风电削减出力、可中断负荷以应对系统不确定性。

2.2.1 目标函数

考虑多种不确定性的多场景备用决策模型目标函数如下式所示:

$$\begin{aligned} C^{\text{ERR}} = & \sum_{\omega=1}^{N_{\Omega}} \pi_{\omega} \left[\sum_{t=1}^T \sum_{g=1}^{N_G} (C_g^{\text{RU}} RU_{gt\omega} + C_g^{\text{RD}} RD_{gt\omega}) \right. \\ & + \sum_{t=1}^T \sum_{h=1}^{N_H} (C_h^{\text{RU}} RU_{ht\omega} + C_h^{\text{RD}} RD_{ht\omega}) \\ & + \sum_{t=1}^T \sum_{e=1}^{N_E} (C_e^{\text{RU}} RU_{et\omega} + C_e^{\text{RD}} RD_{et\omega}) \\ & \left. + \sum_{t=1}^T \sum_{w=1}^{N_W} V_w^{\text{spill}} S_{wt\omega} + \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{N_L} V_j^{\text{LOL}} L_{jt\omega}^{\text{shed}} \right] \end{aligned} \quad (19)$$

式中:

包含五项: 第一项、第二项、第三项分别为火电、水电、储能的备用成本; 第四项为弃风、失负荷损失;

N_{Ω} ——场景集;

N_W ——风电场个数;

N_L ——负荷节点数;

π_{ω} ——场景 ω 的概率, 下标 ω 表示误差场景编号, 下同;

$RU_{gt\omega}/RD_{gt\omega}$ ——火电机组 g 在时段 t 提供的上/下旋转备用;

$RU_{ht\omega}/RD_{ht\omega}$ ——水电机组 h 在时段 t 提供的上/下旋转备用;

$RU_{et\omega}/RD_{et\omega}$ ——储能 e 在时段 t 提供的上/下旋转备用;

$C_g^{\text{RU}}/C_g^{\text{RD}}$ ——火电机组 g 的上/下旋转备用报价;

$C_h^{\text{RU}}/C_h^{\text{RD}}$ ——水电机组 h 的上/下旋转备用

报价;

- C_e^{RU}/C_e^{RD} ——储能 e 的上/下旋转备用报价;
 V_j^{LOL} ——单位失负荷价值;
 V_w^{spill} ——单位弃风电量的惩罚因子;
 $L_{j\omega}^{shed}$ ——负荷 j 在时段 t 的中断功率;
 $S_{w\omega}$ ——风电场 w 在时段 t 的弃风功率。

2.2.2 约束条件

1) 功率平衡约束

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{g \in G_m} P_{g\omega} + \sum_{h \in H_m} P_{h\omega} + \sum_{n \in N_m} P_{nt}^{DA} \\ + \sum_{e \in E_m} (P_{det\omega} - P_{cet\omega}) + \sum_{w \in N_w} (P_{w\omega} - S_{w\omega}) \\ - \sum_{j \in J_m} (L_{j\omega} - L_{j\omega}^{shed}) - \sum_{r \in \Lambda_m} f_{\omega}(m, r) = 0 \\ P_{g\omega} = P_{gt}^{DA} + RU_{g\omega} - RD_{g\omega} \\ P_{h\omega} = P_{ht}^{DA} + RU_{h\omega} - RD_{h\omega} \\ P_{det\omega} = P_{det}^{DA} + RU_{et\omega} \\ P_{cet\omega} = P_{cet}^{DA} + RD_{et\omega} \\ f_{\omega}(m, r) = B(m, r)(\delta_{m\omega} - \delta_{r\omega}) \end{array} \right. \quad (20)$$

式中:

- $P_{g\omega}$ ——火电机组 g 在时段 t 的机组出力;
 $P_{h\omega}$ ——水电机组 h 在时段 t 的机组出力;
 $P_{cet\omega}/P_{det\omega}$ ——储能 e 在时段 t 的充电/放电功率;
 $P_{w\omega}$ ——风电机组 w 在时段 t 的机组出力;
 $L_{j\omega}$ ——在时段 t 节点 j 处的负荷值;
 $f_{\omega}(m, r)$ ——时段 t 从节点 m 到节点 r 的线路

潮流;

- $B(m, r)$ ——节点 m 、 r 之间的电纳;
 $\delta_{m\omega}$ 、 $\delta_{r\omega}$ ——时段 t 节点 m 、 r 的电压相角。

2) 机组出力约束

机组出力约束包括火电、水电机组出力约束, 储能充放电功率约束:

$$\left\{ \begin{array}{l} u_{gt} P_g^{\min} \leq P_{g\omega} \leq u_{gt} P_g^{\max} \\ u_{ht} P_h^{\min} \leq P_{h\omega} \leq u_{ht} P_h^{\max} \\ u_{cet} P_{ce}^{\min} \leq P_{det\omega} \leq u_{cet} P_{ce}^{\max} \\ u_{det} P_{de}^{\min} \leq P_{cet\omega} \leq u_{det} P_{de}^{\max} \end{array} \right. \quad (21)$$

3) 机组爬坡约束

机组爬坡约束包括火电、水电机组爬坡约束:

$$\left\{ \begin{array}{l} -R_g^{\text{dn}} \leq P_{g\omega} - P_{g, t-1, \omega} \leq R_g^{\text{up}} \\ -R_h^{\text{dn}} \leq P_{h\omega} - P_{h, t-1, \omega} \leq R_h^{\text{up}} \end{array} \right. \quad (22)$$

式中:

R_h^{up} ——水电机组的向上爬坡速率;

R_h^{dn} ——水电机组的向下爬坡速率。

4) 备用容量约束

备用容量约束包括火电、水电机组和储能的备用约束:

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 \leq RU_{g\omega} \leq Rup_g \\ 0 \leq RD_{g\omega} \leq Rdn_g \\ 0 \leq RU_{h\omega} \leq Rup_h \\ 0 \leq RD_{h\omega} \leq Rdn_h \\ RU_{et\omega} \geq 0, RD_{et\omega} \geq 0 \end{array} \right. \quad (23)$$

式中:

Rup_g ——火电机组的最大向上备用容量;

Rdn_g ——火电机组的最大向下备用容量;

Rup_h ——水电机组的最大向上备用容量;

Rdn_h ——水电机组的最大向下备用容量。

5) 风电可削减出力约束

$$0 \leq S_{w\omega} \leq P_{w\omega} \quad (24)$$

6) 可中断负荷约束

$$0 \leq L_{j\omega}^{shed} \leq L_{j\omega} \quad (25)$$

7) 线路潮流约束

$$-f^{\max}(m, r) \leq f_{\omega}(m, r) \leq f^{\max}(m, r) \quad (26)$$

2.3 CVaR 约束

CVaR (条件风险价值) 和 VaR (风险价值) 是常用的风险度量工具, 但 VaR 存在不满足一致性公理, 缺乏次可加性, 尾部风险信息识别不准确, 计算复杂等缺点^[30-31]。CVaR 在 VaR 的基础上考虑了超额风险损失的平均水平, 除满足一致性风险度量外, 还可以用线性公式表示, 是电力市场相关问题中最常用的风险度量。基于 CVaR 的损失风险可转化为下面的线性优化问题求解^[32]:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{CVaR} = \min y + \frac{1}{1 - \alpha} \sum_{s=1}^{N_s} p_s z_s \\ \text{s.t. } z_{\omega} \geq [C^{DA} + \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{g=1}^{N_G} (C_g^{RU} RU_{g\omega} + C_g^{RD} RD_{g\omega}) \\ + \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{h=1}^{N_H} (C_h^{RU} RU_{h\omega} + C_h^{RD} RD_{h\omega}) \\ + \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{e=1}^{N_E} (C_e^{RU} RU_{et\omega} + C_e^{RD} RD_{et\omega}) \\ + \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{j=1}^{N_L} V_j^{LOL} L_{j\omega}^{shed} + \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{w=1}^{N_W} V_w^{spill} S_{w\omega}] - y \\ z_{\omega} \geq 0, \omega = 1, 2, \dots, N_{\Omega} \end{array} \right. \quad (27)$$

式中:

y 、 z_w ——辅助变量。

当优化得到CVaR时, y 即为所有场景下置信度为 α 时的经济损失风险价值。 $1-\alpha$ 为极端风险尾部风险的分布范围。

2.4 模型求解

本文模型目标函数是一次函数, 约束条件是线性约束, 且包含整数变量, 故该优化模型为混合整数线性规划模型(MILP)。在GMAS 24.4环境下编写计算程序, 通过调用GAMS混合混合整数线性规划(MILP)求解器CPLEX进行求解。

3 算例分析

3.1 参数设置

本文采用改进IEEE 24节点系统作算例分析。该系统包含34条输电线路, 2台核电机组, 1个容量为320 MWh储能电站, 10台非核电机组, 其中8号机组为水电机组, 其余为火电机组。4个风电场额定容量均为300 MW, 并假设风电场预测出力均相同。非核电机组上调、下调备用为边际成本报价的2倍, 停机成本为机组启动成本的0.5倍。储能电站数据取自文献[33], 上调、下调备用单位成本取15.33 \$/MWh^[19]。核电机组参数取自文献[13], 边际成本报价均为9.98 \$/MWh, 核电调峰单位成本均为13.76 \$/MWh^[34]。调度时段 T 取24小时。失负荷价值 V_j^{LOL} 取1 000 \$/MWh, 弃风电量惩罚因子 V_w^{spill} 取200 \$/MWh。置信水平 α 取95%。各电源、电网、负荷、储能的运行参数详见附录A, 如无特别说明, 算例分析均采用4个风电场同时并网, 风险系数 β 均取1。

3.2 风电和负荷场景

根据风电和负荷预测场景, 采用拉丁超立方采样法生成1 000个风电场景和1 000个负荷场景, 并采用以概率距离为基础的场景缩减方法将风电场景缩减到10个场景, 负荷场景缩减到5个场景。风电出力与负荷场景分别如图3、图4所示。可以看出, 在误差场景阶段的调整过程中, 风电出力的波动较大, 且具有明显的反调峰特性, 而负荷的波动性较小。

本文只考虑风电和负荷不确定性, 总共包含50个场景, 场景概率为相应风电出力场景概率与负荷

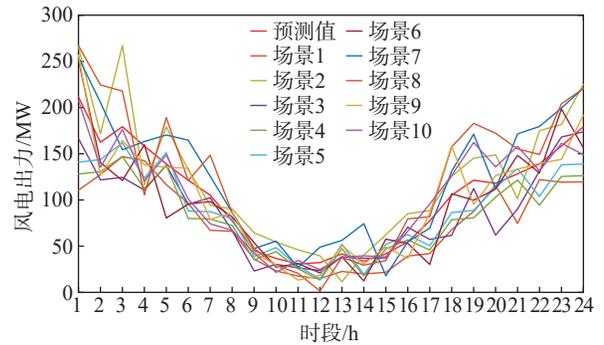


图3 风电场景

Fig. 3 Wind power scenarios

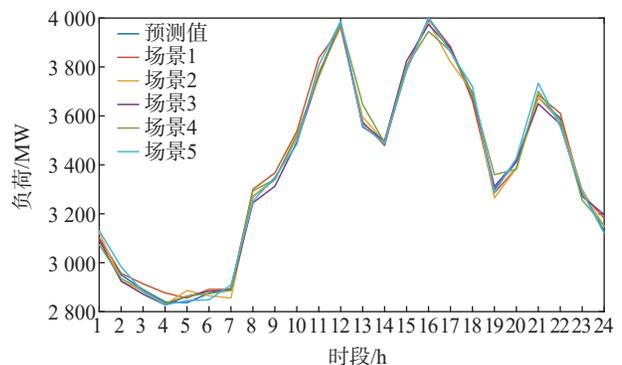


图4 负荷场景

Fig. 4 Load scenarios

场景概率的乘积。风电出力场景概率和负荷场景概率如表1所示。

表1 风电和负荷场景概率

Tab. 1 Probability of wind power and load scenarios

风电场景 S	概率 p_s	负荷场景 S	概率 p_s
S1	0.109	S1	0.270
S2	0.198	S2	0.160
S3	0.055	S3	0.273
S4	0.059	S4	0.114
S5	0.047	S5	0.183
S6	0.026	—	—
S7	0.207	—	—
S8	0.038	—	—
S9	0.109	—	—
S10	0.152	—	—

3.3 算例结果分析

3.3.1 不同类型电源调度对系统运行的影响

为比较多类型电源协调调度对系统运行技术经济性的影响, 本文设计了4种不同调度方案作对比分析。具体方案如表2所示。通过优化, 得到4种

不同调度方案下运行的各项指标,如表3所示。

表2 不同调度方案

Tab.2 Dispatch of different schemes

方案	火电	水电	可中断负荷	核电	储能
方案1	+	+	+	-	-
方案2	+	+	+	+	-
方案3	+	+	+	-	+
方案4	+	+	+	+	+

注: +代表参与提供备用(核电参与调峰); -代表不参与。

表3 不同调度方案下的系统运行指标

Tab.3 System performance indices of different schemes \$

运行指标	方案1	方案2	方案3	方案4
总发电调度成本	811 327.3	783 272.3	781 827.0	778 702.2
预想场景调度成本	743 327.1	761 252.3	745 026.7	757 102.1
误差场景期望调度成本	68 000.2	22 020.0	36 800.4	21 600.1
备用容量期望成本	51 160.9	20 682.6	33 544.6	21 600.1
弃风损失期望	16 466.0	1 337.4	3 255.8	0.0
失负荷损失期望	373.3	0.0	0.0	0.0
弃风、失负荷损失期望	16 839.3	1 337.4	3 255.8	0.0
CVaR	813 409.4	783 334.2	781 857.2	778 724.3

由表3可以看出,与方案1相比,方案2增加核电机组参与调峰弥补了谷荷时段下调备用的不足,弃风损失减少了92%,失负荷损失减为0;方案3增加了储能提供上调、下调旋转备用,弃风损失减少了80%,失负荷损失减为0;方案4(本文方案)核电、储能参与调节,有效缓解了系统备用容量的紧缺,弃风、失负荷损失均降为0。

方案1和方案4各时段机组出力分别如图5、图6所示。可以看到,与方案1相比,在负荷低谷、风电多发时段(1:00—7:00),方案4中的核电参与调峰,相当于提供下调备用,增加了调峰费用和非核电机组出力,储能则通过低储高发提供上调、下调旋转备用;总体上,核电和储能参与调峰,使预想场景调度成本增加了2.4%,但备用容量期望成本、弃风和失负荷损失均大幅降低,即误差场景期望调度成本大幅降低(降低67.6%),总调度成本降低了3.5%;方案4的总发电调度成本和CVaR均最小,说明多类型电源调度能够大幅提高系统运行的经济性和降低系统面临的潜在风险损失,满足具有较高风险厌恶程度的决策者的调度需求。

为进一步说明不同类型电源调度对系统运行的影响,方案1和方案4各时段非核电机组启停分别

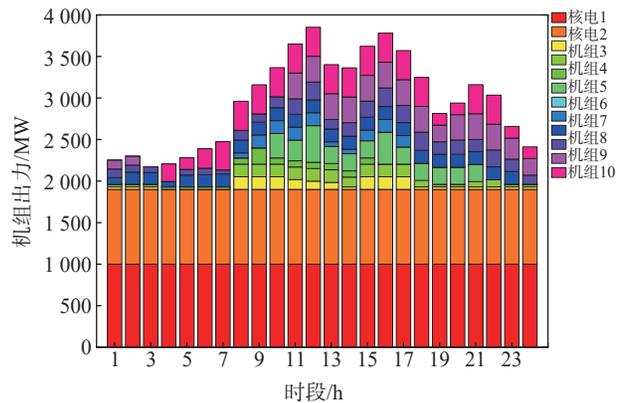


图5 方案1各时段机组出力

Fig.5 Unit output of scheme 1

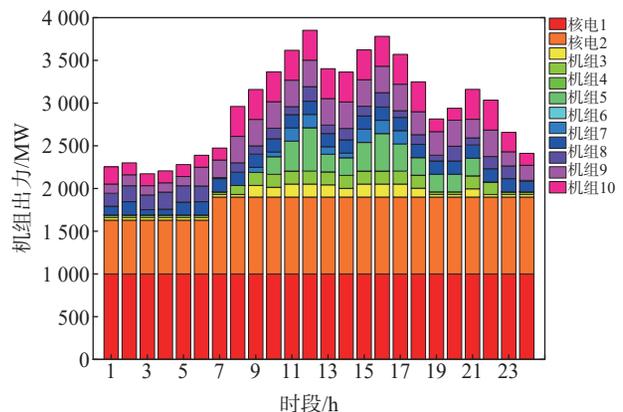


图6 方案4各时段机组出力

Fig.6 Unit output of scheme 4

如表4、表5所示,各时段非核电机组的启动台数如图7所示。结合图4、图7、表4、表5可以看出,两种方案的机组启动台数的变化趋势与负荷的变化趋势基本一致,在负荷的低谷期(1:00—7:00)启动台数减少,在负荷高峰期(10:00—17:00)启动台数增多。图7中,方案4曲线相较于方案1平缓,这是因为方案1中,核电带基荷运行、储能不参与调峰,大规模风电并网和负荷波动大幅增加了系统的不确定性,非核电机组需要频繁启停以及对风电和负荷的波动做出反应,进而大幅增加了非核电机组的启动频次、启动成本和备用成本;相较于方案1,方案4核电和储能参与调峰,降低了非核电旋转备用预留的容量,避免非核电机组因预留容量的频繁启停,节约了旋转备用预留成本(降低57.8%)和机组启停成本(降低64.7%),但随着投入机组的增多,系统的运行成本会有所增加(预想场景调度成本增加1.9%),但总的调度成本降低了

4.0%, 结合表 3 得出上述结论。

此外, 结合表 3~表 5 注意到, 相较方案 1, 方案 4 CVaR 降低了 4.3%, 说明系统决策者通过减少机组频繁启停来规避系统不确定性带来的成本波动风险, 显著提高了系统运行的经济性和可靠性。

表 4 方案 1 各时段机组启动计划及启动成本

Tab. 4 Unit commitment planning and cost of schemes 1

机组启停状态	机组编号	时间段	成本/\$
启动	1	t8	1 430. 4
	3	t8	1 725. 0
	4	t10	3 056. 7
	6	t8	312. 0
	9	t11	624. 0
	10	t10	2 298. 0
	停机	1	t4
3		t16	862. 5
4		t22	1 528. 35
6		t18	156. 0
7		t24	156. 0
9		t3	312. 0
10		t1	1 149. 0

表 5 方案 4 各时段机组启停计划及启停成本

Tab. 5 Unit commitment planning and cost of schemes 4

机组启停状态	机组编号	时间段	成本/\$
启动	4	t10	3 056. 7
	6	t9	312. 0
停机	4	t22	1 528. 35
	6	t18	156. 0

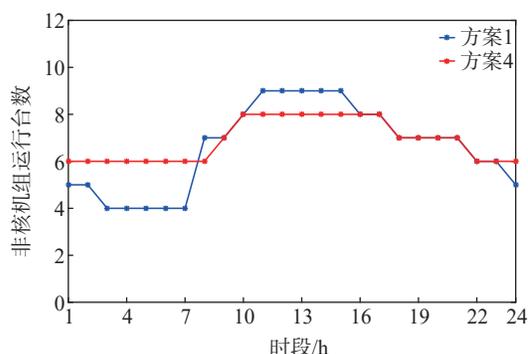


图 7 方案 1 和方案 4 各时段非核机组的启动台数

Fig. 7 Number of non-nuclear generators in operation in each period of scheme 1 and scheme 4

3. 3. 2 不同风电渗透率对系统运行的影响

针对不同风电渗透率, 方案 1 和方案 4 的计算

结果如表 6。结果表明, 随着风电渗透率的增大, 机组出力降低, 预想场景调度成本呈逐步下降趋势, 为应对系统的不确定性, 需预留足够的备用容量, 备用容量期望成本呈逐步上升趋势, 同时风电实际出力与预测出力的偏差增大, 弃风和失负荷损失逐步增大, 误差场景期望调度成本呈上升趋势。同时, 两方案的总调度成本均呈下降趋势, 这表明风电渗透率的增大, 系统运行经济性得到改善。根据表 6 计算结果, 可以得到不同风电渗透率下的 CVaR 和总调度成本的有效边界如图 7 所示。由表 6 和图 7 注意到:

方案 1 中, 总调度成本和 CVaR 随着风电渗透率的增加呈下降趋势, 但在风电渗透率为 27%, 总调度成本和 CVaR 发生跃变, 这是由于大规模风电并网, 系统备用期望成本大幅增加和在负荷低谷、风电多发时段 (1: 00—7: 00) 下调备用不足, 弃风和失负荷大幅增加所引起的。且风电渗透率越大, 弃风和失负荷损失越严重。

方案 4 中, 渗透率为 20.3% 产生了弃风和失负荷现象, 这是由于核电参与调峰的成本较弃风、失负荷损失高, 核电未参与调峰以及机组和储能提供的下调备用不足所引起的; 当随着风电渗透率进一步增加 (27.1%), 核电参与调峰, 系统备用充足, 弃风和失负荷损失降为 0, 更为有效促进风电消纳; 总调度成本和 CVaR 均呈下降趋势, 说明多类型电源调度能提高系统的经济性, 降低系统的风险损失。且由图 8 和表 7 方案 4 各渗透率较 6.8% 渗透率总调度成本和 CVaR 下降幅度注意到, 风电渗透率越高, 下降趋势越明显。进一步表明多类型电源调度提高系统经济性和降低系统风险损失的效果随风电渗透率的增加愈加显著。

3. 3. 3 不同风险系数 β 的敏感性分析

表 8 为不同风险系数的计算结果, 可以看出, 随着风险系数的逐渐增大, 系统总调度成本呈上升趋势, 变化范围从 7.58×10^5 \$ 到 7.79×10^5 \$, CVaR 呈下降趋势, 变化范围从 7.99×10^5 \$ 到 7.79×10^5 \$, CVaR 数值减少 2.6% 导致系统总调度成本增加 2.7%。根据表 8 的计算结果, 可得到不同风险系数下总调度成本和 CVaR 的有效边界, 如图 9 所示。可以看到, 风险厌恶程度较低, 即风险系数 β 较小时, 随着 β 增大, 系统总调度成本增加较平缓; 当

表 6 不同风电渗透率下方案 1 和方案 4 计算结果

Tab. 6 Calculation results of scheme 1 and scheme 4 under different wind power penetration

风电容量/MW	渗透率/%	方案	预测场景调度成本/\$	备用容量期望成本/\$	弃风、失负荷损失期望/\$
300	6.8	方案 1	823 275. 3	7 709. 4	100. 7
300	6.8	方案 4	822 871. 9	5 242. 8	0
600	13. 6	方案 1	798 662. 3	9 723. 4	0
600	13. 6	方案 4	796 863. 3	9 395. 8	0
900	20. 3	方案 1	773 252. 8	18 031. 8	1 523. 8
900	20. 3	方案 4	768 538. 3	19 214. 0	2 327. 8
1 200	27. 1	方案 1	743 327. 1	51 160. 9	16 839. 3
1 200	27. 1	方案 4	757 102. 1	21 600. 1	0

风电容量/MW	渗透率/%	方案	误差场景期望调度成本/\$	总调度成本/\$	CVaR/\$
300	6.8	方案 1	7 810. 1	831 085. 5	832 058. 0
300	6.8	方案 4	5 242. 8	828 114. 7	828 165. 1
600	13. 6	方案 1	9 723. 4	808 385. 7	808 501. 4
600	13. 6	方案 4	9 395. 8	806 259. 1	806 360. 7
900	20. 3	方案 1	19 555. 6	792 808. 4	792 826. 1
900	20. 3	方案 4	21 541. 8	790 080. 0	790 080. 0
1 200	27. 1	方案 1	68 000. 2	811 327. 3	813 409. 4
1 200	27. 1	方案 4	21 600. 1	778 702. 2	778 724. 3

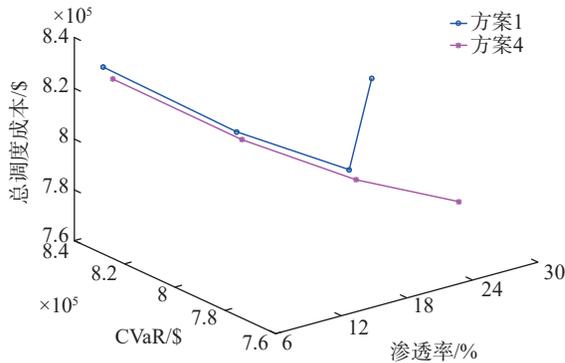


图 8 不同风电渗透率下的总调度成本和 CVaR 的有效边界

Fig. 8 Efficient frontier of Dispatching CVaR under different penetration of wind power

表 7 方案 4 总调度成本和 CVaR 降幅

Tab. 7 Total dispatching cost and CVaR reduction of scheme 4

渗透率/%	总调度成本/%	CVaR/%
6.8	—	—
13.6	2.64	2.63
20.3	4.59	4.60
27.1	5.97	5.97

风险厌恶程度较高，即 β 较大，随着 β 增大，系统总调度成本快速增加。

3.3.4 某省实际电网算例

为进一步验证本文所提模型和方法的正确性和

表 8 不同风险系数下的计算结果

Tab. 8 Calculation results under different risk parameters

风险系数 β	预想场景调度成本	误差场景期望调度成本	总发电调度成本	CVaR
0	737 365. 7	20 960. 1	758 325. 8	799 213. 3
0.1	739 283. 0	19 192. 8	758 475. 7	795 472. 6
0.2	741 279. 5	17 629. 8	758 909. 4	793 106. 0
0.3	743 618. 3	16 072. 8	759 691. 1	790 768. 8
0.4	748 617. 1	13 694. 4	762 311. 5	785 779. 5
0.5	754 022. 3	12 337. 9	766 360. 2	780 875. 7
0.6	756 267. 5	12 139. 0	768 406. 5	779 036. 2
0.7	756 858. 5	12 006. 1	768 864. 6	778 800. 1
0.8	757 065. 0	11 982. 9	769 047. 8	778 738. 1
0.9	757 102. 1	12 014. 4	769 116. 5	778 724. 3
1	757 102. 1	21 600. 1	778 702. 2	778 724. 3

有效性，在某省级电网系统中进行算例分析。该系统等值后的电网数据包含 89 台发电机、1 151 个母线节点以及 1 485 条输电线路。其中，89 台发电机中包括 43 个水电机组、41 个火电机组、2 个风电场，2 个核电厂，1 个储能电站；1 151 个母线节点包括 202 个负荷节点，其中，202 个负荷节点中包含 6 个等值联络线负荷节点（10 回联络线等值）；1 485 条输电线路中 220 kV 及以上电压等级线路有 621 条（已并联处理，去除变压器支路）。根据某省

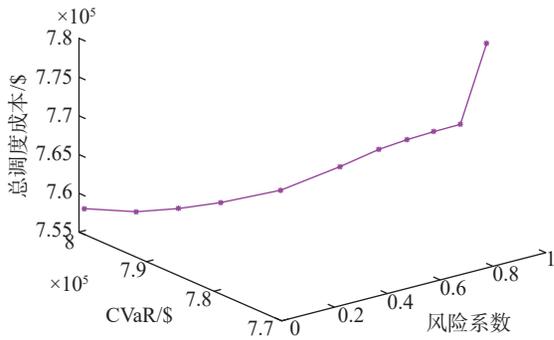


图 9 不同风险系数下系统总调度成本和 CVaR 的有效边界
Fig. 9 Efficient frontier of dispatching cost vs CVaR under different risk parameters

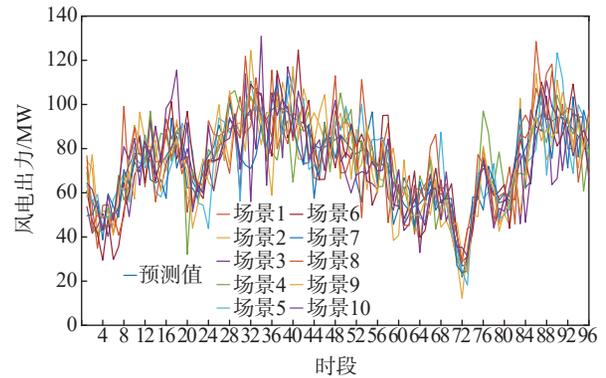


图 12 风电 2 场景
Fig. 12 Scenarios of No. 2 wind farm

电网 96 点负荷曲线及风电场预测出力, 采用拉丁超立方及场景缩减法得到风电出力与负荷场景分别如图 10、图 11 及图 12 所示。

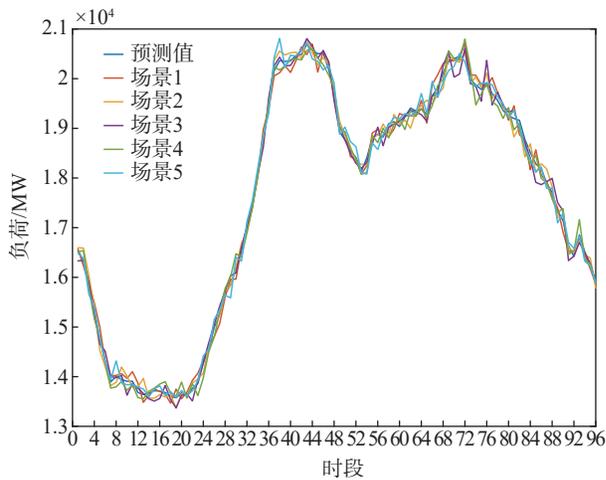


图 10 负荷场景
Fig. 10 Load scenarios

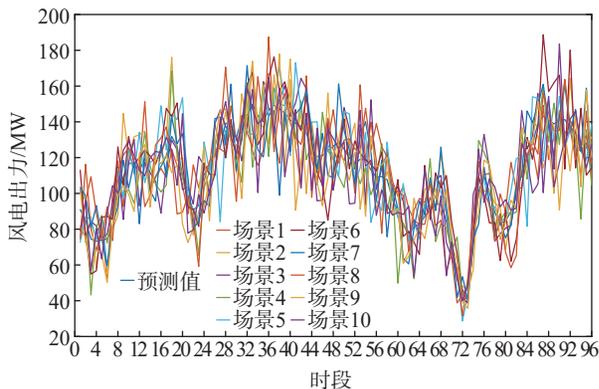


图 11 风电 1 场景
Fig. 11 Scenarios of No. 1 wind farm

表 9 为方案 1 和方案 4 风险系数为 0.5 时系统调度方案的运行指标。可以看到, 由于系统电源较多, 且风电占比较小, 系统备用充足, 各方案不存在弃风失负荷现象, 但由于方案 4 中核电和储能参与调峰, 降低了非核电旋转备用预留的容量, 避免非核电机组因预留容量的频繁启停, 节约了旋转备用容量预留成本, 其总发电调度成本和 CVaR 均较小于方案 1, 说明多类型电源调度能够有效提高系统运行的经济性和降低系统面临的潜在风险损失。表 10 为不同风险系数的计算结果, 可以看出, 随着风险系数的逐渐增大, 系统总调度成本呈上升趋势。

表 9 不同调度方案下的系统运行指标

Tab. 9 System performance indices of different schemes 元

运行指标	方案 1	方案 4
总发电调度成本	599 682 595	598 848 191
预想场景调度成本	592 098 821	592 006 420
误差场景期望调度成本	7 583 774	6 841 771
备用容量期望成本	7 583 774	6 841 771
弃风损失期望	0.0	0.0
失负荷损失期望	0.0	0.0
弃风、失负荷损失期望	0.0	0.0
CVaR	599 974 173	599 038 682

4 结 论

大规模可再生能源并网以及负荷波动性显著增加了系统的不确定。此外, 火、水、风、核、储能等多类型电源并网, 增加了系统的运行复杂度, 有必要考虑多类型电源互补优化模型的构建。基于此, 本文提出了计及多类型电源调度和系统不确定性的机组组合和备用决策的联合优化模型和方法, 主要结论如下:

表10 不同风险系数下的计算结果

Tab. 10 Calculation results under different risk parameters 元

风险系数 β	预想场景 调度成本	误差场景期 望调度成本	总发电 调度成本	CVaR
0	591 506 854	7 087 759	598 594 613	599 782 842
0.1	591 799 165	6 925 843	598 725 008	599 548 623
0.2	591 874 169	6 921 227	598 795 396	599 448 130
0.3	591 911 455	6 902 821	598 814 276	599 116 590
0.4	591 952 063	6 876 704	598 828 767	599 069 834
0.5	592 006 420	6 841 771	598 848 191	599 038 682
0.6	592 056 174	6 826 255	598 882 429	599 015 802
0.7	592 087 324	6 802 164	598 889 488	599 010 729
0.8	592 139 461	6 784 591	598 924 052	599 008 430
0.9	592 237 661	6 764 004	599 001 665	598 856 317
1	592 237 936	6 892 163	599 130 099	598 853 578

1) 根据火、水、风、核、储能等多类型电源系统的特点,从电源侧、电网侧、负荷侧和储能四部分入手构建了含多类型电源的源-网-荷-储的互补协同优化模型。

2) 充分挖掘多类型电源系统的灵活性资源,提出了考虑可中断负荷和不同类型电源的机组组合和备用决策的联合优化模型。算例表明,随着风电渗透率提高,不同类型电源的机组组合和备用决策在提高系统运行经济性、可靠性和降低弃风电量方面的作用越明显,能够满足大规模可再生能源并网的调度决策要求。

3) 在多类型电源发电调度的基础上引入条件风险价值(CVaR),利用CVaR度量系统不确定性带来的风险损失,能够获得考虑系统运行风险的最优调度计划。通过不同风险厌恶程度下的算例仿真,验证了所提模型的合理性和有效性。同时,探讨了系统发电调度费用和 risk 水平之间的关系,为系统不同风险厌恶程度决策者提供有价值的参考信息。

参考文献:

- [1] 舒印彪,张智刚,郭剑波,等. 新能源消纳关键因素分析及解决措施研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(1): 1-9.
SHU Y B, ZHANG Z G, GUO J B, et al. Study on key factors and solution of renewable energy accommodation [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1): 1-9.
- [2] 中国电力企业联合会. 中国电力行业年度发展报告 2018 [R]. 北京: 中国电力企业联合会, 2018.
China Electricity Council. Annual development report of Chi-

na's power industry 2018 [R]. Beijing: China Electricity Council, 2018.

- [3] 中国电力企业联合会. 2017-2018 年度全国电力供需形势分析预测报告 [J]. 电器工业, 2018(2): 11-15.
China Electricity Council. Analysis and prediction report of national power supply and demand situation in 2017-2018 [J]. China Electrical Equipment Industry, 2018(2): 11-15.
- [4] RAU G H, WILLAUER H D, REN Z J. The global potential for converting renewable electricity to negative-CO₂-emissions hydrogen [J]. Nature Climate Change, 2018, 8(7): 621-625.
- [5] CALDEIRA K, JAIN A K, HOFFERT M I. Climate sensitivity uncertainty and the need for energy without CO₂ emission [J]. Science, 2003, 299(5615): 2052-2054.
- [6] OMER A M. Energy, environment and sustainable development [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2007, 12 (9): 2265-2300.
- [7] 周玮,彭昱,孙辉,等. 含风电场的电力系统动态经济调度 [J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(25): 13-18.
ZHOU W, PENG Y, SUN H, et al. Dynamic economic dispatch in wind power integrated system [J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(25): 13-18.
- [8] 戴蕾思,叶承晋,傅旭华,等. 考虑概率分布约束的含高渗透率风电电力系统储能鲁棒优化方法 [J]. 电网技术, 2017, 41 (3): 769-777.
DAI L S, YE C J, FU X H, et al. Distributional robust joint chance constrained optimal capacity installment of energy storage in power system with high penetration of wind power [J]. Power System Technology, 2017, 41(3): 769-777.
- [9] 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 H H, WANG Y, ZHANG R F, 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.
- [10] XIAO X, ZHOU Y H, HE S Y, et al. Optimal joint operation of hydro-thermal-wind hybrid power system with cascaded hydro power [J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(2): 100-108.
- [11] 刘宇穗. 新型核电机组启停及给水系统控制策略 [J]. 南方能源建设, 2020, 7(2): 127-131.
LIU Y S. Control strategy of start/stop and feed water system of new type nuclear power plant [J]. Southern Energy Construction, 2020, 7(2): 127-131.
- [12] DONG Z, FENG J T, HUANG X J. Nonlinear observer-based feedback dissipation load-following control for nuclear reactors [J]. IEEE Transactions on Nuclear Science, 2009, 56(1): 272-285.
- [13] 王骏,赵洁,刘涤尘,等. 考虑核电参与的调峰优化运行模型 [J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(6): 1665-1674+1903.

- WANG J, ZHAO J, LIU D C, et al. Optimal scheduling model of peak load regulation considering participation of nuclear power plant [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2018, 38(6): 1665-1674+1903.
- [14] 隋鑫, 卢盛阳, 苏安龙, 等. 计及风电和柔性负荷的核电多目标优化调度研究 [J]. *中国电机工程学报*, 2019, 39(24): 7232-7241+7496.
- SUI X, LU S Y, SU A L, et al. Research on multi-objective optimal scheduling of nuclear power considering wind power and flexible load [J]. *Proceeding of the CSEE*, 2019, 39(24): 7232-7241+7496.
- [15] GÖNSCH J, HASSLER M. Optimizing the conditional value-at-risk in revenue management [J]. *Review of Managerial Science*, 2014, 8(4): 495-521.
- [16] ARTZNER P, DELBAEN F, EBER J M, et al. Coherent measures of risk [J]. *Mathematical Finance*, 1999, 9(3): 203-228.
- [17] WU J L, ZHANG B H, DENG W S, et al. Application of cost-CVaR model in determining optimal spinning reserve for wind power penetrated system [J]. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 2015, 66(3): 110-115.
- [18] 王旭, 蒋传文, 刘玉娇, 等. 含大规模风电场的电力系统旋转备用风险决策模型和方法 [J]. *电力系统自动化*, 2014, 38(13): 64-70.
- WANG X, JIANG C W, LIU Y J, et al. Decisionmaking model and method for spinning reserve and risk of power systems integrated with large-scale wind farms [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2014, 38(13): 64-70.
- [19] 吕梦璇, 姜素华, 刘建琴, 等. 含高比例风电的虚拟电厂多类型备用协调优化 [J]. *中国电机工程学报*, 2018, 38(10): 2874-2882+3138.
- LÜ M X, LOU S H, LIU J Q, et al. Coordinated optimization of multi-type reserve in virtual power plant accommodated high shares of wind power [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2018, 38(10): 2874-2882+3138.
- [20] TAN Z F, WANG G, JU L W, et al. Application of CVaR risk aversion approach in the dynamical scheduling optimization model for virtual power plant connected with wind-photovoltaic-energy storage system with uncertainties and demand response [J]. *Energy*, 2017(124): 198-213.
- [21] 王海冰, 王承民, 张庚午, 等. 考虑条件风险价值的两阶段发电调度随机规划模型和方法 [J]. *中国电机工程学报*, 2016, 36(24): 6838-6848+6939.
- WANG H B, WANG C M, ZHANG G W, et al. Two-stage stochastic generation dispatching model and method considering conditional value-at-risk [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2016, 36(24): 6838-6848+6939.
- [22] REZAEI N, KALANTAR M. Stochastic frequency-security constrained energy and reserve management of an inverter interfaced islanded microgrid considering demand response programs [J]. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 2015(69): 273-286.
- [23] 周任军, 姚龙华, 童小娇, 等. 采用条件风险方法的含风电系统安全经济调度 [J]. *中国电机工程学报*, 2012, 32(1): 56-63+18.
- ZHOU R J, YAO L H, TONG X J, et al. Security economic dispatch in wind power integrated systems using a conditional risk method [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2012, 32(1): 56-63+18.
- [24] 易国伟, 童小娇, 周鹏, 等. CVaR和EVaR安全运行风险管理下的电力系统经济调度 [J]. *电力系统保护与控制*, 2016, 44(8): 49-56.
- YI G W, TONG X J, ZHOU P, et al. Power system economic dispatch under CVaR and EVaR security operation risk management [J]. *Power System Protection and Control*, 2016, 44(8): 49-56.
- [25] 苏鹏, 刘天琪, 李兴源. 含风电的系统最优旋转备用的确定 [J]. *电网技术*, 2010, 34(12): 158-162.
- SU P, LIU T Q, LI X Y. Determination of optimal spinning reserve of power grid containing wind [J]. *Power System Technology*, 2010, 34(12): 158-162.
- [26] LOH W L. On latin hypercube sampling [J]. *The Annals of Statistics*, 1996, 24(5): 2058-2080.
- [27] 吴雄, 王秀丽, 王建学, 等. 微网调度问题的混合整数规划方法 [J]. *中国电机工程学报*, 2013, 33(28): 1-8.
- WU X, WANG X L, WANG J X, et al. Economic generation scheduling of a microgrid using mixed integer programming [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2013, 33(28): 1-8.
- [28] GROWE K N, HEITSCH H, ROMISCH W. Scenario reduction and scenario tree construction for power management problem [C]//IEEE. *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna, Bologna*, 2003. Bologna: IEEE, 2003: 1-7.
- [29] 梁子鹏, 陈皓勇, 雷佳, 等. 考虑风电不确定度的风-火-水-气-核-抽水蓄能多源协同旋转备用优化 [J]. *电网技术*, 2018, 42(7): 2111-2119+2123.
- LIANG Z P, CHEN H Y, LEI J, et al. A multi-source coordinated spinning reserve model considering wind power uncertainty [J]. *Power System Technology*, 2018, 42(7): 2111-2119+2123.
- [30] 周任军, 张浩, 范文帅, 等. 基于条件风险方法的含风电系统旋转备用优化调度 [J]. *电力科学与技术学报*, 2015, 30(1): 3-9.
- ZHOU R J, ZHANG H, FAN W S, et al. Spinning reserve optimal dispatch in wind power integrated system with CVaR method [J]. *Journal of Electric Power Science and Technology*, 2015, 30(1): 3-9.
- [31] URYASEV S. Conditional value-at-risk, optimization algorithms and applications [J]. *Financial Engineering News*, 2000, 2(3): 1-5.
- [32] ROCKAFELLAR R T, URYASEV S. Optimization of conditional value-at-risk [J]. *Journal of Risk*, 2000, 2(3): 21-41.

- [33] 谢敏, 韦薇, 李建钊, 等. 储能电站参与能量-调频市场联合调度模式研究 [J]. 电力建设, 2019, 40(2): 20-28.
XIE M, WEI W, LI J Z, et al. Research on combined dispatching mode of energy storage market [J]. Electric Power Construction, 2019, 40(2): 20-28.
- [34] 侯文庭, 韦化. 考虑核电可调度性的风-光-核-水-火多源协调短期优化调度 [J]. 电工技术学报, 2018, 33(12): 2873-2882.
HOU W T, WEI H. A multi-source coordinated short-term dispatch model considering the dispatchability of nuclear power plants [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(12): 2873-2882.

作者简介:



李建钊

李建钊 (通信作者)

1993-, 男, 广西北海人, 华南理工大学电力系统及其自动化硕士研究生, 主要从事电力市场、电力系统运行优化与控制 (e-mail) 178048863@qq.com。

谢敏

1978-, 女, 湖南衡阳人, 博士, 副教授, 主要研究方向为电力市场、电力系统运行优化与控制 (e-mail) minxie@scut.edu.cn。

李舒佳

1996-, 女, 江西萍乡人, 华南理工大学电气工程硕士研究生, 主要研究方向为电力市场、虚拟电厂运营机制 (e-mail) 417520690@qq.com。

项目简介:

项目名称 “虚拟电厂动态聚合演化理论与计算方法研究” (2021A1515012245)

承担单位 华南理工大学

项目概述 项目主要对国内外虚拟电厂动态聚合演化理论与计算方法技术调研; 研究基于新能源发电高维动态相依特性能量调度的配网赋权网络建模, 虚拟电厂动态聚合的演化博弈理论与计算方法, 虚拟电厂演化博弈竞价与自治优化调度方法及实现框架, 为交易机构开展市场模拟和风险预估、虚拟电厂运营商的潜在客户挖掘和业务区域扩展规划提供理论支撑和决策技术手段。

主要创新点 (1) 提出新能源发电、储能、电动汽车、柔性负荷等特性各异分布式能源动态聚合成虚拟电厂的演化博弈模型, 计算并搜寻虚拟电厂动态聚合的演化稳定策略; (2) 提出虚拟电厂参与市场化交易的演化博弈竞价策略和虚拟电厂内部迭代学习模型预测优化调度算法, 构建虚拟电厂参与的云-雾-边博弈竞价与自治调控实现框架; (3) 所提模型和算法为交易机构开展市场模拟和风险预估、虚拟电厂运营商的潜在客户挖掘和业务区域扩展规划提供理论支撑和决策技术手段。

(责任编辑 李辉)

附录 A

表 A1 发电机技术参数

Tab. A1 Technical parameters of generating units

Unit #	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Node	1	2	7	13	15	15	16	22	23	23
Offer cost /[(\$·(MWh) ⁻¹]	11.96	11.96	20.03	20.32	23.78	10.25	10.25	0	10.25	10.66
$\Delta_{up}/\$/$	1 430.4	1 430.4	1 725.0	3 056.7	437.0	312.0	312.0	0.0	624.0	2 298.0
$P^{\min}/(\text{MW})$	30.4	30.4	75	206.85	12	54.25	54.25	300	108.5	140
$P^{\max}/(\text{MW})$	152	152	300	591	60	155	155	300	310	350
$R^{\text{dn}}/R^{\text{up}}$ /(MW·h ⁻¹)	152	152	300	540	60	155	155	300	310	240
$R^{\text{dn}}/R^{\text{up}}$ /(MW·h ⁻¹)	121.6	121.6	225	384.15	48	100.75	100.75	300	201.5	210
$S^{\text{dn}}/S^{\text{up}}$ /(MW·h ⁻¹)	152	152	300	540	60	155	155	300	310	240
DT/h	4	4	8	10	2	8	8	0	8	48
UT/h	8	8	8	12	4	8	8	0	8	24
S0/h	0	0	2	1	1	2	0	0	0	0
U0/h	22	22	0	0	0	0	10	24	10	300
u0/h	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1

表 A2 输电线路电抗和容量

Tab. A2 Reactance and capacity of transmission lines

Form node	To node	Reactance / (p. u.)	Capacity / (MVA)	Form node	To node	Capacity / (MVA)	Capacity / (MVA)	Form node	Capacity / (MVA)	Reactance / (p. u.)	Capacity / (MVA)
1	2	0.014 6	245	8	10	0.176 2	245	15	21	0.024 9	1 400
1	3	0.225 3	245	9	11	0.084 0	560	15	24	0.052 9	700
1	5	0.090 7	245	9	12	0.084 0	560	16	17	0.026 3	700
2	4	0.135 6	245	10	11	0.084 0	560	16	19	0.023 4	700
2	6	0.205 0	245	10	12	0.084 0	560	17	18	0.014 3	700
3	9	0.127 1	245	11	13	0.048 8	700	17	22	0.106 9	700
3	24	0.084 0	560	11	14	0.042 6	700	18	21	0.013 2	1 400
4	9	0.111 0	245	12	13	0.048 8	700	19	20	0.020 3	1 400
5	10	0.094 0	245	12	23	0.098 5	700	20	23	0.011 2	1 400
6	10	0.064 2	245	13	23	0.088 4	700	21	22	0.069 2	700
7	8	0.065 2	245	14	16	0.059 4	700	—	—	—	—
8	9	0.176 2	245	15	16	0.017 2	700	—	—	—	—

表 A3 节点位置和系统总需求分布

Tab. A3 Node location and distribution of the total system demand

Load #	Node #	% of system load	Load #	Node #	% of system load
1	1	3.8	10	10	6.8
2	2	3.4	11	13	9.3
3	3	6.3	12	14	6.8
4	4	2.6	13	15	11.1
5	5	2.5	14	16	3.5
6	6	4.8	15	18	11.7
7	7	4.4	16	19	6.4
8	8	6.0	17	20	4.5
9	9	6.1	—	—	—

表 A4 风电、核电和储能位置分布

Tab. A4 Location and distribution of wind power, nuclear power and energy storage

Unit	Node #	Rated power/MW
Wind farm #1	20	300
Wind farm #2	8	300
Wind farm #3	6	300
Wind farm #4	7	300
Nuclear plant #1	18	900
Nuclear plant #2	21	1 000
Energy storage #1	7	300