

# 适应新型电力系统多类灵活性资源日前-实时协同优化模型

梁燕<sup>1,2</sup>, 吉喆<sup>2</sup>, 樊伟<sup>3</sup>, 尹哲<sup>3</sup>, 赵海波<sup>2</sup>,  
王尧<sup>2</sup>, 刘红丽<sup>2</sup>, 侯昱丞<sup>2</sup>

(1. 华北电力大学 电气与电子工程学院, 北京 102206; 2. 国网山西省电力公司 经济技术研究院, 太原 030000;  
3. 华北电力大学 经济与管理学院, 北京 102206)

**摘要:** 在高比例新能源并网背景下, 为了保证新型电力系统运行的安全稳定, 挖掘多类灵活性资源的调节潜力至关重要。为此, 提出多类灵活性资源日前-实时两阶段协同优化模型。首先, 通过场景模拟和场景削减技术模拟新能源发电不确定性, 并分析了电源侧、用户侧、储能侧灵活性资源的类型及优势。然后, 设计日前-实时两阶段优化框架并建立风险经济调度模型, 在日前阶段, 根据新能源预测功率确定启停计划、发电计划等, 以最小运行成本达到功率平衡。在实时阶段, 根据新能源实际模拟功率确定调整功率、调用备用容量、需求响应程度, 以最小期望成本达到功率再平衡。为了刻画新能源不确定性, 在目标函数中引入条件风险价值来度量风险。最后, 以区域系统为例进行算例分析。研究表明: 在两阶段优化框架下, 多类型电源实现互济, 共同满足系统负荷需求, 电源侧、用户侧、储能侧的灵活性资源发挥了协同调节功能, 增强了系统灵活性; 此外, 两阶段风险经济调度模型通过条件风险价值刻画不确定性, 较好地均衡了系统运行的经济性和安全性。

**关键词:** 新型电力系统; 灵活性资源; 两阶段优化; 调度模型; 条件风险价值

**中图分类号:** TM 73 **文献标志码:** A

## Multiple types flexible resources day-ahead and real-time collaborative optimal model adapted to new power system

LIANG Yan<sup>1,2</sup>, JI Zhe<sup>2</sup>, FAN Wei<sup>3</sup>, YIN Zhe<sup>3</sup>, ZHAO Haibo<sup>2</sup>, WANG Yao<sup>2</sup>, LIU Hongli<sup>2</sup>, HOU Yucheng<sup>2</sup>

(1. School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China; 2. Economic Research Institute, State Grid Shanxi Electric Power Company, Taiyuan 030000, China; 3. School of Economics and Management, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

收稿日期: 2023-03-07

基金项目: 国家电网公司科技项目(520533220008); 国家自然科学基金资助项目(72174062)

第一作者: 梁燕(1987-), 女, 博士研究生。研究方向: 新型电力系统成本疏导机制研究、电价与市场研究。E-mail: liangyan\_lyly@163.com

通信作者: 樊伟(1995-), 男, 博士后。研究方向: 能源经济、电力技术经济。E-mail: fanwei@ncepu.edu.cn

**引文格式:** 梁燕, 吉喆, 樊伟, 等. 适应新型电力系统多类灵活性资源日前-实时协同优化模型[J]. 上海理工大学学报, 2024, 46(4): 440-451. DOI: 10.13255/j.cnki.jusst.20230307001

**Citation:** LIANG Yan, JI Zhe, FAN Wei, et al. Multiple types flexible resources day-ahead and real-time collaborative optimal model adapted to new power system[J]. Journal of University of Shanghai for Science and Technology, 2024, 46(4): 440-451.

**Abstract:** In the context of high proportion of new energy grid connection, in order to ensure the safe and stable operation of the new power system, it is important to find the adjustment potential of various types of flexible resources. Therefore, a day-ahead and real-time two-stage collaborative optimal model of multi-class flexible resources was proposed. Firstly, the uncertainty of new energy power generation was simulated by scenario simulation and scenario reduction technology, and the types and advantages of flexible resources on the power side, user side and energy storage side were analyzed. Then, the two-stage optimal framework of day-ahead and real-time was designed, and the risk economy dispatching model was established. In the day-ahead stage, the start-stop plan and power generation plan were determined according to the predicted power of the new energy, and the power balance was achieved with the minimum operating cost. In the real-time stage, the power adjustment, call reserve capacity and demand response degree were determined according to the actual simulated power of the new energy, and the power rebalancing was achieved at the minimum expected cost. In order to characterize the uncertainty of new energy, conditional value at risk was introduced into the objective function to measure risk. Finally, the regional system was taken as an example for numerical analysis. The results show that multiple types of power supply could achieve mutual assistance and meet the system load demand jointly under the two-stage optimal system. The flexibility resources of the power side, user side, and energy storage side played a collaborative adjustment function to enhance the flexibility of the system. In addition, the two-stage risk economy dispatching model characterized the uncertainty through conditional risk value, which better balanced the economy and safety of system operation.

**Keywords:** *new power system; flexible resources; two-stage optimal; dispatching model; conditional value at risk*

2020年9月,中国提出2030年“碳达峰”和2060年“碳中和”目标<sup>[1]</sup>，“双碳”目标的实现是一个广泛而深刻的问题<sup>[2]</sup>。构建新型电力系统是实现“双碳”目标的关键举措,必须加快向适应大规模、高比例新能源方向转变<sup>[3]</sup>。此外,电力服务需求日益多元化、个性化,对系统安全可靠要求越来越高<sup>[4]</sup>。为了解决高比例新能源并网问题,必须促进源网荷储协调发展,挖掘各种资源调节潜力,提升新型电力系统灵活性和稳定性<sup>[5]</sup>。

当前,电力系统灵活性问题已经被广泛关注。文献[6]根据净负荷波动情况分析了灵活性需求,并从节点型和网络型两个角度分析了灵活性供给能力,并设计了充裕率的灵活性评价指标。文献[7]提出了灵活性资源需求和供给能力量化方法,并建立了灵活性供需平衡优化模型,研究结果表明电网灵活充裕度较之前有明显提升。文献[8]则研究了电源侧的碳捕集电厂在提供调峰服务中的灵活性问题。文献[9]同时考虑了电源侧和负荷侧灵活性资源。但是,当前对于灵活性资源的考虑还不够充分,上述研究只关注了某一种或者某几种灵活性资源,水电(hydro power, HP)的调节能

力也非常出色。

关于优化调度的研究已经形成了丰富理论基础。文献[10]将需求侧管理应用到微电网中,构建了微电网多目标优化调度模型,研究结果表明,需求侧管理提高了新能源消纳水平,起到了削峰填谷作用。文献[11]针对氢燃料电池延迟响应会影响电网运行的问题,建立了日内优化调度模型,能够响应不同调度周期要求。文献[12]为了提高风电(wind turbine, WT)的消纳能力,进入价格型需求响应(demand response, DR),建立了火电(thermal power, TP)和储能(energy storage, ES)联合的深度调峰优化调度模型,改善了调峰资源配置,提高了各主体提供调峰的积极性。文献[13]为了进一步挖掘负荷侧资源的灵活调节潜力,在负荷侧考虑价格型需求响应,建立低碳优化调度模型,研究表明,调度策略提高了风电消纳能力。随着研究的深入,源网荷储的协同优化调度受到了关注。文献[14]分析了新型电力系统下源网荷储架构,并从经济、可靠、技术、环保等多个维度设计评估体系以明确其功能价值。文献[15]基于源网荷储协同机制提出了配电网韧性增强模

型,实现了多种能源互补协调。上述研究已经开始尝试通过设计优化调度方法来解决新能源消纳问题,并开始探索源网荷储一体化互动价值,但都属于单阶段优化调度问题。实际上,新能源消纳和灵活性提升可以看成是一个两阶段问题。文献[16-17]分别构建日前-实时两阶段优化调度模型,研究了新能源在日前和实时的功率偏差对调度的影响,但是,对于源网荷储各个环节的灵活性资源考虑不够全面。为此,本文在日前阶段以新能源预测功率制定调度计划来平抑波动,实时阶段以新能源实际功率制定调整计划来应对偏差。

风电和光伏(photovoltaic, PV)的不确定性处理是优化运行研究的热点问题之一。针对风电不确定性,文献[18]建立了含风电、火电、储能系统的两阶段鲁棒优化调度模型,有效地平衡了鲁棒性和经济性。文献[19]采用了点估计仿射可调策略来应对风电不确定性,以期望运行成本最小为目标建立含储能电力系统的实时鲁棒调度模型,增强了系统的灵活性。文献[20]考虑了风电的时间相关性,建立了风电的多面体不确定模型,在多面体不确定基础上建立了发电机组鲁棒优化调度模型。总结发现,鲁棒优化方法在处理不确定问题中保守性较强,牺牲了一定的经济性,随机优化作为另外一种不确定优化方法,当场景数量较少时,表现出良好性能<sup>[21]</sup>。文献[22]针对风电和负荷的不确定性,应用场景模拟方法进行刻画,建立了两阶段随机优化调度模型,为调度人员提供决策支撑。将风险管理理论应用于随机优化中,能够度量风电和光伏不确定性带来的风险<sup>[23]</sup>。条件风险价值(conditional value at risk, CVaR)相较于风险价值(value at risk, VaR),能够度量尾部风险,具有次可加性、单调性等特征,可以应用在线性优化问题中<sup>[24]</sup>。

综上,现有研究开始关注高比例新能源渗透下电力系统面临的灵活性和不确定性问题,但是对于源网荷储各环节的灵活性资源考虑不够全面,并且单阶段调度方法不能直观地反映出新能源实际功率与预测功率偏差对调度的影响。为此,本文结合电源侧、用户侧、储能侧灵活性资源的类型和优势,建立了多类灵活性资源日前-实时两阶段协同优化模型,并引入CVaR来度量风电和光伏不确定性带来的风险,旨在充分发挥电源侧、用户侧、储能侧灵活性资源的调节能力,提高电力系统运行安全性和经济性。

## 1 研究理论基础

### 1.1 新能源不确定性模拟

新型电力系统最典型特征是高比例新能源渗透,因此,本文重点针对风电和光伏的不确定展开研究,将用户负荷曲线扣减新能源的功率后得到净负荷曲线。图1显示了电力系统调节能力和调节需求。

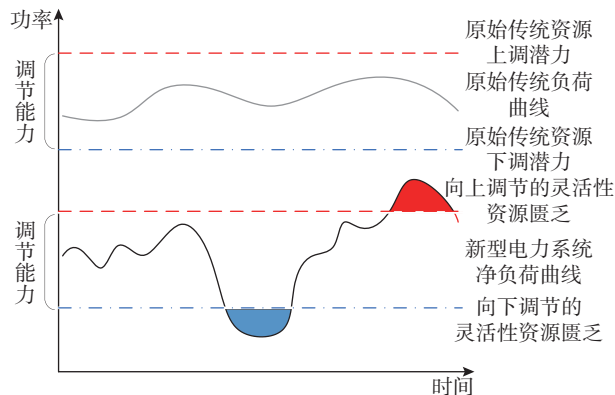


图1 电力系统调节能力和调节需求

Fig.1 Power system regulation capacity and regulation needs

蒙特卡洛模拟(Monte Carlo simulation, MCS)在解决随机问题中具有很强的适用性,具有简单和快速的优势,可以用于场景抽样。基于概率距离的快速前代消除技术能够保留发生概率较大的少数样本,实现场景快速削减。

首先,本文采用MCS抽样生成风电和光伏的可能场景,根据预测误差的均值及方差抽样生成 $x$ 个风电场景和 $y$ 个光伏场景,分别形成场景集合 $S'_{WT}$ 和 $S'_{PV}$ 。

为了提高求解效率,然后采用基于概率距离的快速前代消除技术缩减场景。以风电场景削减过程为例,包括以下几个步骤:

**步骤1** 计算集合 $S'_{WT}$ 中每对场景( $s'_{WT,i}$ 和 $s'_{WT,j}$ )的几何距离;

**步骤2** 在集合 $S'_{WT}$ 中,找出与剩余场景距离之和最小的场景 $s'_{WT,k}$ ;

**步骤3** 在集合 $S'_{WT}$ 中,找出与场景 $s'_{WT,k}$ 距离最近的场景 $s'_{WT,l}$ ,削减原来场景 $s'_{WT,k}$ ,并将场景 $s'_{WT,k}$ 的概率叠加到新的场景 $s'_{WT,l}$ 上,场景数量减少后形成新的集合;

**步骤4** 重复上述步骤,直到新的集合 $S_{WT}$ 中的场景数量满足要求;

**步骤5** 按照相同思路,得到光伏新的集合 $S_{PV}$ ;

**步骤6** 将 $S_{WT}$ 和 $S_{PV}$ 合并得到新的场景 $S$ 。

## 1.2 条件风险价值理论

CVaR 理论在解决风险问题时表现良好, 有效弥补了传统的均值-方差模型在度量风险时的局限性。

$$V_{CVaR} = \frac{1}{1-\alpha} \int_{f(x,y) \geq V_{VaR}, \alpha} f(x,y) \rho(y) dy =$$

$$V_{VaR} + \frac{1}{1-\alpha} \int [f(x,y) - V_{VaR}]^+ \rho(y) dy \quad (1)$$

式中:  $x$  为决策变量;  $y$  为随机变量;  $f(x,y)$  为损失函数;  $\rho(y)$  为  $y$  的概率密度函数;  $V_{VaR}$  为置信度为  $\alpha$  时的风险价值, 表示给定置信度下可能的风险损失;  $V_{CVaR}$  为条件风险价值, 表示超过  $V_{VaR}$  的风险度量, 能够反映尾部特征;  $[f(x,y) - \alpha]^+$  等价于  $\max[f(x,y) - \alpha, 0]$ 。

本文考虑了风电和光伏的风险, 可以用随机变量  $y$  的历史或者未来模拟的数据来估计, 从而将连续函数离散化。

$$\tilde{V}_{CVaR} = V_{VaR} + \frac{1}{N(1-\alpha)} \sum_{s=1}^N [f(x, y_s) - V_{VaR}]^+ \quad (2)$$

式中:  $s$  表示场景数量,  $s=1, 2, \dots, N$ ;  $y_s$  表示样本数据。

## 1.3 灵活性资源分类及协同机制

风电和光伏具有不确定性, 需要充足的灵活性资源作为支撑。灵活性改造火电、水电等电源侧灵活性资源除了满足电能需求外, 还可以为电力系统提供调峰、调频等服务, 具有可观的调节深度。电动汽车、需求响应等负荷侧灵活性资源由被动接受调度转变为主动参与调节, 在削峰填谷、促进新能源消纳等方面发挥了重要作用。电化学储能、抽水蓄能等储能侧灵活性资源实现了电能时间和空间上的转移, 具有调节速度快、响应精度高等优势。电源侧、用户侧、储能侧等多类灵活性资源的协同调控、多向互动效应将共同增强新型电力系统的灵活性, 实现全环节的最优化配置。

## 2 两阶段优化调度框架

在日前运行阶段, 根据新能源的预测功率制定计划调度方案, 以日前计划调度成本最小为目标, 确定发电机组的启停计划和计划功率、储能的充放电时间计划和充放电功率、抽水蓄能的抽放时间计划和抽放功率, 并预留一定备用容量。在实时运行阶段, 根据新能源模拟的实际功率制

定期望调整方案, 以实时期望调度成本最小为目标, 通过实际调用备用容量, 确定发电机组的调整功率、储能的充放电调整功率、抽水蓄能的抽放调整功率, 并引导电动汽车和负荷参与需求响应。两阶段优化框架如图2所示。

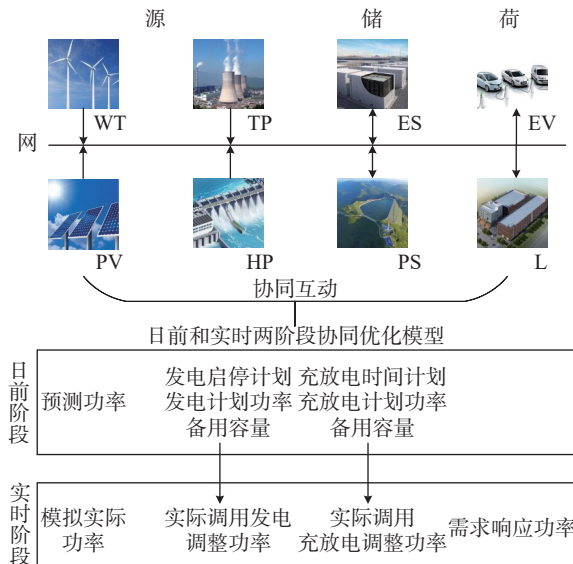


图2 两阶段优化框架

Fig.2 Two-stage optimal framework

## 3 两阶段优化调度模型

本文建立的模型中: 火电机组的索引为  $i$ , 共  $m$  台; 水电机组的索引为  $j$ , 共  $n$  台; 抽水蓄能电站机组的索引为  $k$ , 一座电站共  $o$  台机组。另外, 还有储能、可调节负荷、电动汽车。为了度量风电和光伏不确定性带来的风险, 在两阶段优化调度模型中引入 CVaR 理论。因此, 总的目标函数是求解以下 3 项和的最小值:

$$f = \min(C^{DA} + C^{RT} + \beta V_{CVaR}) \quad (3)$$

式中:  $C^{DA}$  为日前计划调度成本;  $C^{RT}$  为实时期望调度成本;  $\beta$  为风险权重, 可以反映决策者持有的风险态度, 权重越大越保守。

### 3.1 日前计划调度模型

#### 3.1.1 目标函数

日前计划调度成本包括火电的启、停成本和燃煤成本。

$$C^{DA} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^m (C_{TP,i,t}^U + C_{TP,i,t}^D + C_{TP,i,t}) \quad (4)$$

式中:  $C_{TP,i,t}^U$  和  $C_{TP,i,t}^D$  为火电机组  $i$  在  $t$  时的启停成本;  $C_{TP,i,t}$  为火电机组的燃煤消耗成本。

### a. 火电机组启、停成本。

$$C_{TP,i,t}^U = u_{i,t}^{\text{up}} C_{TP,i}^{\text{up}} \quad (5)$$

$$C_{TP,i,t}^D = u_{i,t}^{\text{down}} C_{TP,i}^{\text{down}} \quad (6)$$

式中:  $u_{i,t}^{\text{up}}$ ,  $u_{i,t}^{\text{down}}$  为二进制变量, 表示启动和停止动作, 0 表示无动作, 1 表示有动作;  $C_{TP,i}^{\text{up}}$  为每次启动成本;  $C_{TP,i}^{\text{down}}$  为每次停止成本。

### b. 火电机组燃煤消耗成本。

火电煤耗率是关于输出功率的二次函数<sup>[25]</sup>:

$$F_{TP,i,t} = a_i (P_{TP,i,t})^2 + b_i P_{TP,i,t} + c_i \quad (7)$$

$$C_{TP,i,t} = p_{\text{coal}} F_{TP,i,t} \quad (8)$$

式中:  $F_{TP,i,t}$  为煤耗率;  $a_i$ ,  $b_i$ ,  $c_i$  为煤耗参数;  $P_{TP,i,t}$  为火电的输出功率;  $p_{\text{coal}}$  为煤炭价格。

### 3.1.2 约束条件

#### a. 功率供需平衡约束。

$$P_{WT,t} + P_{PV,t} + \sum_{i=1}^m P_{TP,i,t} + \sum_{j=1}^n P_{HP,j,t} + (P_{ES,t}^{\text{dis}} - P_{ES,t}^{\text{chr}}) + \sum_{k=1}^o (P_{PS,k,t}^{\text{gene}} - P_{PS,k,t}^{\text{pump}}) = L_t^0 \quad (9)$$

式中:  $P_{WT,t}$  和  $P_{PV,t}$  为风电和光伏的预测功率;  $P_{HP,j,t}$  为水电机组  $j$  的输出功率;  $P_{ES,t}^{\text{dis}}$  和  $P_{ES,t}^{\text{chr}}$  分别为储能充电和放电功率;  $P_{PS,k,t}^{\text{gene}}$  和  $P_{PS,k,t}^{\text{pump}}$  为抽蓄机组  $k$  的发电和抽水功率;  $L_t^0$  为用户负荷。

#### b. 火电运行约束。

火电需要满足功率约束、爬坡约束、启停约束。

$$u_{i,t} P_{TP,i}^{\text{min}} \leq P_{TP,i,t} \leq u_{i,t} P_{TP,i}^{\text{max}} \quad (10)$$

$$-P_{TP,i}^{\text{down}} \leq P_{TP,i,t} - P_{TP,i,t-1} \leq P_{TP,i}^{\text{up}} \quad (11)$$

$$u_{i,t} - u_{i,t-1} - u_{i,t}^{\text{up}} \leq 0 \quad (12)$$

$$u_{i,t-1} - u_{i,t} - u_{i,t}^{\text{down}} \leq 0 \quad (13)$$

$$u_{i,t} - u_{i,t-1} - u_{i,k} \leq 0, \forall k \in [t, T_i^{\text{on}} + t - 1] \quad (14)$$

$$u_{i,t-1} - u_{i,t} + u_{i,k} \leq 1, \forall k \in [t, T_i^{\text{off}} + t - 1] \quad (15)$$

式中:  $u_{i,t}$  为火电机组的运行状态变量, 0 表示停止, 1 表示运行;  $P_{TP,i}^{\text{min}}$  和  $P_{TP,i}^{\text{max}}$  为功率限制;  $P_{TP,i}^{\text{down}}$  和  $P_{TP,i}^{\text{up}}$  为爬坡限制;  $T_i^{\text{on}}$  表示最少持续运行时间;  $T_i^{\text{off}}$  表示最少持续关机时间。

#### c. 水电运行约束。

水电功率是关于发电流量和水头的函数<sup>[26]</sup>, 水头实际变化幅度小, 可以认为固定值, 其计算公式为

$$P_{HP,j,t} = \eta_{HP,j} \rho g q_{j,t} H_j \quad (16)$$

式中:  $\eta_{HP,j}$  为水电效率;  $\rho$  为水密度;  $g$  为重力加速度;  $q_{j,t}$  为发电流量;  $H_j$  为净水头高度。

水电需要满足功率约束。

$$P_{HP,j}^{\text{min}} \leq P_{HP,j,t} \leq P_{HP,j}^{\text{max}} \quad (17)$$

式中,  $P_{HP,j}^{\text{min}}$  和  $P_{HP,j}^{\text{max}}$  为水电功率限制。

出库流量需要平衡, 即出库流量包括发电流量和弃水流量<sup>[27]</sup>。此外, 还需要满足出库流量、发电流量和弃水流量约束。

$$Q_{j,t} = q_{j,t} + S_{j,t} \quad (18)$$

$$q_j^{\text{min}} \leq q_{j,t} \leq q_j^{\text{max}} \quad (19)$$

$$S_j^{\text{min}} \leq S_{j,t} \leq S_j^{\text{max}} \quad (20)$$

$$Q_j^{\text{min}} \leq Q_{j,t} \leq Q_j^{\text{max}} \quad (21)$$

式中:  $Q_{j,t}$  为下泄流量(出库流量);  $S_{j,t}$  为弃水流量;  $Q_j^{\text{min}}$  和  $Q_j^{\text{max}}$  为出库流量限制;  $q_j^{\text{min}}$  和  $q_j^{\text{max}}$  为发电流量限制;  $S_j^{\text{min}}$  和  $S_j^{\text{max}}$  为弃水流量限制。

梯级水电站水库库容由上级电站入库流量、本段区间自然流量与本级电站出库流量决定。

$$V_{j,t+1} = V_{j,t} + (\bar{I}_{j,t} + (1 - \alpha_{j-1}) Q_{j-1,t-\tau_j} - Q_{j,t}) \Delta t \quad (22)$$

$$V_j^{\text{min}} \leq V_{j,t} \leq V_j^{\text{max}} \quad (23)$$

$$V_{j,1} = V_{j,T} \quad (24)$$

式中:  $V_{j,t}$  为水库库容;  $\bar{I}_{j,t}$  为预测区间流量(预测自然来水);  $\tau_j$  为水流从第  $j-1$  座水电站到第  $j$  座水电站的时滞;  $\alpha_{j-1}$  为水流损失;  $V_j^{\text{min}}$  和  $V_j^{\text{max}}$  为库容限制;  $V_{j,1}$  和  $V_{j,T}$  为调度期的初始时刻和结束时刻的蓄水量。

#### d. 储能运行约束。

储能蓄电量由上一时刻蓄电量和本时刻的充放电量决定。

$$C_{ES,t} = C_{ES,t-1} + \eta_{ES} P_{ES,t}^{\text{chr}} - \frac{1}{\eta_{ES}} P_{ES,t}^{\text{dis}} \quad (25)$$

$$\mu_{ES,t}^{\text{chr}} P_{ES,t}^{\text{chr,min}} \leq P_{ES,t}^{\text{chr}} \leq \mu_{ES,t}^{\text{chr}} P_{ES,t}^{\text{chr,max}} \quad (26)$$

$$\mu_{ES,t}^{\text{dis}} P_{ES,t}^{\text{dis,min}} \leq P_{ES,t}^{\text{dis}} \leq \mu_{ES,t}^{\text{dis}} P_{ES,t}^{\text{dis,max}} \quad (27)$$

$$\mu_{ES,t}^{\text{chr}} + \mu_{ES,t}^{\text{dis}} \leq 1 \quad (28)$$

$$C_{ES}^{\text{min}} \leq C_{ES,t} \leq C_{ES}^{\text{max}} \quad (29)$$

$$C_{ES,1} = C_{ES,24} \quad (30)$$

式中:  $C_{ES,t}$  为储能蓄电量;  $\eta_{ES}$  为充放电效率;  $\mu_{ES,t}^{chr}$  和  $\mu_{ES,t}^{dis}$  为充电和放电的 0-1 状态变量;  $P_{ES}^{chr,min}$ ,  $P_{ES}^{chr,max}$ ,  $P_{ES}^{dis,min}$  和  $P_{ES}^{dis,max}$  为充放电限制;  $C_{ES}^{min}$  和  $C_{ES}^{max}$  为容量限制;  $C_{ES,1}$  和  $C_{ES,24}$  为调度期的初始时刻和结束时刻的蓄电量。

#### e. 抽蓄运行约束。

抽蓄电站通常有多台机组、上下 2 个水库,蓄能量主要由上水库容量决定。

$$V_{PS,t}^{up} = V_{PS,t-1}^{up} - \sum_{k=1}^o Q_{PS,k,t}^{gene} + \sum_{k=1}^o Q_{PS,k,t}^{pump} \quad (31)$$

$$V_{PS,t}^{down} = V_{PS,t-1}^{down} + \sum_{k=1}^o Q_{PS,k,t}^{gene} - \sum_{k=1}^o Q_{PS,k,t}^{pump} \quad (32)$$

$$Q_{PS,k,t}^{gene} = P_{PS,k,t}^{gene} \eta_{PS}^{gene} \quad (33)$$

$$Q_{PS,k,t}^{pump} = P_{PS,k,t}^{pump} \eta_{PS}^{pump} \quad (34)$$

式中:  $V_{PS,t}^{up}$  为抽蓄的上水库蓄水量;  $Q_{PS,k,t}^{gene}$  为发电耗水量;  $Q_{PS,k,t}^{pump}$  为抽水量;  $\eta_{PS}^{gene}$  和  $\eta_{PS}^{pump}$  为发电工况和抽水工况下水电转换系数。

$$V_{PS,t}^{up} = V_{PS,t-1}^{up} + \sum_{k=1}^o \eta_{PS} P_{PS,k,t}^{pump} - \sum_{k=1}^o \frac{1}{\eta_{PS}} P_{PS,k,t}^{gene} \quad (35)$$

$$u_{PS,k,t}^{gene} P_{PS}^{gene,min} \leq P_{PS,k,t}^{gene} \leq u_{PS,k,t}^{gene} P_{PS}^{gene,max} \quad (36)$$

$$u_{PS,k,t}^{pump} P_{PS}^{pump,min} \leq P_{PS,k,t}^{pump} \leq u_{PS,k,t}^{pump} P_{PS}^{pump,max} \quad (37)$$

$$u_{PS,k,t}^{gene} + u_{PS,k,t}^{pump} \leq 1 \quad (38)$$

$$V_{PS}^{up,min} \leq V_{PS,t}^{up} \leq V_{PS}^{up,max} \quad (39)$$

$$V_{PS,1}^{up} = V_{PS,24}^{up} \quad (40)$$

$$\alpha_1 \frac{T_{PS}^{gene}}{365} P_{PS}^{gene,max} \leq \sum_{t=1}^T P_{PS,k,t}^{gene} \leq \alpha_2 \frac{T_{PS}^{gene}}{365} P_{PS}^{gene,max} \quad (41)$$

式中:  $\eta_{PS}$  为抽发效率;  $u_{PS,k,t}^{gene}$  和  $u_{PS,k,t}^{pump}$  为发电和抽水的 0-1 状态变量;  $P_{PS}^{gene,min}$ ,  $P_{PS}^{gene,max}$ ,  $P_{PS}^{pump,min}$  和  $P_{PS}^{pump,max}$  为抽发限制;  $V_{PS}^{up,min}$  和  $V_{PS}^{up,max}$  为上水库的库容限制;  $V_{PS,1}^{up}$  和  $V_{PS,24}^{up}$  为调度期的初始时刻和结束时刻上水库的蓄能量;  $T_{PS}^{gene}$  为设计的发电年利用小时数;  $\alpha_1$ ,  $\alpha_2$  为发电运行小时数范围限制。

## 3.2 实时期望调度模型

### 3.2.1 目标函数

实时期望调度成本包括备用调用成本、弃风弃光惩罚成本和需求响应成本。

$$C^{RT} = \sum_{s=1}^N \sum_{t=1}^T p_s (C_{R,t,s} + C_{t,s}^{curt} + C_{DR,t,s}) \quad (42)$$

式中:  $p_s$  为场景  $s$  发生的概率;  $C_{R,t,s}$  为场景  $s$  发生时的备用调用成本;  $C_{t,s}^{curt}$  为弃风弃光惩罚成本;  $C_{DR,t,s}$  为需求响应成本。

#### a. 备用成本。

备用成本包括上备用成本和下备用成本。可提供备用的灵活性资源有灵活性改造火电、水电、电化学储能、抽水蓄能。

$$C_{R,t,s} = \lambda_R^{up} R_{R,t,s}^{up} - \lambda_R^{down} R_{R,t,s}^{down} \quad (43)$$

$$R_{R,t,s}^{up} = \sum_{i=1}^m R_{TP,i,t,s}^{up} + \sum_{j=1}^n R_{HP,j,t,s}^{up} + R_{ES,t,s}^{up} + \sum_{k=1}^o R_{PS,k,t,s}^{up} \quad (44)$$

$$R_{R,t,s}^{down} = \sum_{i=1}^m R_{TP,i,t,s}^{down} + \sum_{j=1}^n R_{HP,j,t,s}^{down} + R_{ES,t,s}^{down} + \sum_{k=1}^o R_{PS,k,t,s}^{down} \quad (45)$$

式中:  $C_{R,t}$  为备用成本;  $\lambda_R^{up}$  和  $\lambda_R^{down}$  分别为提供上备用和下备用成本;  $R_{R,t,s}^{up}$  和  $R_{R,t,s}^{down}$  分别为各类灵活性资源提供的总上备用和总下备用容量;  $R_{TP,i,t,s}^{up}$ ,  $R_{HP,j,t,s}^{up}$ ,  $R_{ES,t,s}^{up}$  和  $R_{PS,k,t,s}^{up}$  分别为火电、水电、储能、抽蓄提供的上备用容量;  $R_{TP,i,t,s}^{down}$ ,  $R_{HP,j,t,s}^{down}$ ,  $R_{ES,t,s}^{down}$  和  $R_{PS,k,t,s}^{down}$  分别为火电、水电、储能、抽蓄提供的下备用容量。

#### b. 弃风弃光惩罚成本。

$$C_{t,s}^{curt} = \lambda^{curt} (P_{WT,t,s}^{curt} + P_{PV,t,s}^{curt}) \quad (46)$$

式中:  $\lambda^{curt}$  为惩罚系数;  $P_{WT,t,s}^{curt}$  和  $P_{PV,t,s}^{curt}$  为弃风弃光电量。

#### c. 需求响应成本。

可参与需求响应的负荷包括可转移负荷 (transferable load, TL) 和可中断负荷 (interruptible load, IL) 两类。

$$C_{DR,t,s} = \lambda_{TL} L_{TL,t,s}^{in} + \lambda_{IL} L_{IL,t,s} \quad (47)$$

式中:  $\lambda_{TL}$  和  $\lambda_{IL}$  为 TL 和 IL 的补偿价格;  $L_{TL,t,s}^{in}$  和  $L_{IL,t,s}$  为转移和中断的负荷。

### 3.2.2 约束条件

#### a. 功率供需平衡约束。

当风电和光伏的实际功率与预测功率发生偏差时,通过调用备用容量和引导用户用电行为,功率供需可以再次达到平衡。

$$\begin{aligned}
& (P_{WT,t,s} - P_{WT,t,s}^{\text{curt}}) + (P_{PV,t,s} - P_{PV,t,s}^{\text{curt}}) + \\
& \sum_{i=1}^m (P_{TP,i,t} + R_{TP,i,t,s}^{\text{up}} - R_{TP,i,t,s}^{\text{down}}) + \\
& \sum_{j=1}^n (P_{HP,j,t} + R_{HP,j,t,s}^{\text{up}} - R_{HP,j,t,s}^{\text{down}}) + \\
& (P_{ES,t}^{\text{dis}} + R_{ES,t,s}^{\text{up}} - P_{ES,t}^{\text{chr}} - R_{ES,t,s}^{\text{down}}) + \\
& \sum_{k=1}^o (P_{PS,k,t}^{\text{gene}} + R_{PS,k,t,s}^{\text{up}} - P_{PS,k,t}^{\text{pump}} - R_{PS,k,t,s}^{\text{down}}) = \\
& L_t^0 + (L_{TL,t,s}^{\text{in}} - L_{TL,t,s}^{\text{out}} - L_{IL,t,s}) + L_{EV,t,s} \quad (48)
\end{aligned}$$

式中:  $P_{WT,t,s}$  和  $P_{PV,t,s}$  为场景  $s$  中风电和光伏输出功率;  $L_{TL,t,s}^{\text{in}}$  和  $L_{TL,t,s}^{\text{out}}$  为可转移负荷的转入和转出量;  $L_{IL,t,s}$  为可中断负荷的削减量;  $L_{EV,t,s}$  为电动汽车充电量。

#### b. 风电和光伏约束。

$$0 \leq P_{WT,t,s}^{\text{curt}} \leq P_{WT,t,s} \quad (49)$$

$$0 \leq P_{PV,t,s}^{\text{curt}} \leq P_{PV,t,s} \quad (50)$$

#### c. 火电运行约束。

在日前约束基础上进一步考虑火电提供的备用容量。

$$u_{i,t} P_{TP,i}^{\text{min}} \leq P_{TP,i,t} + R_{TP,i,t,s}^{\text{up}} - R_{TP,i,t,s}^{\text{down}} \leq u_{i,t} P_{TP,i}^{\text{max}} \quad (51)$$

$$\begin{aligned}
& -P_{TP,i}^{\text{down}} \leq P_{TP,i,t} + R_{TP,i,t,s}^{\text{up}} - R_{TP,i,t,s}^{\text{down}} - \\
& (P_{TP,i,t-1} + R_{TP,i,t-1,s}^{\text{up}} - R_{TP,i,t-1,s}^{\text{down}}) \leq P_{TP,i}^{\text{up}} \quad (52)
\end{aligned}$$

#### d. 水电运行约束。

在日前约束基础上进一步考虑水电提供的备用容量。

$$P_{HP,j}^{\text{min}} \leq P_{HP,j,t} + R_{HP,j,t,s}^{\text{up}} - R_{HP,j,t,s}^{\text{down}} \leq P_{HP,j}^{\text{max}} \quad (53)$$

#### e. 储能运行约束。

在日前约束基础上进一步考虑储能提供的备用容量。

$$\mu_{ES,t}^{\text{chr}} P_{ES}^{\text{chr,min}} \leq P_{ES,t}^{\text{chr}} + R_{ES,t,s}^{\text{down}} \leq \mu_{ES,t}^{\text{chr}} P_{ES}^{\text{chr,max}} \quad (54)$$

$$\mu_{ES,t}^{\text{dis}} P_{ES}^{\text{dis,min}} \leq P_{ES,t}^{\text{dis}} + R_{ES,t,s}^{\text{up}} \leq \mu_{ES,t}^{\text{dis}} P_{ES}^{\text{dis,max}} \quad (55)$$

#### f. 抽蓄运行约束。

在日前约束基础上进一步考虑抽蓄提供的备用容量。

$$\begin{aligned}
& u_{PS,k,t}^{\text{gene}} P_{PS}^{\text{gene,min}} \leq P_{PS,k,t}^{\text{gene}} + R_{PS,k,t,s}^{\text{up}} \leq \\
& u_{PS,k,t}^{\text{gene}} P_{PS}^{\text{gene,max}} \quad (56)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& u_{PS,k,t}^{\text{pump}} P_{PS}^{\text{pump,min}} \leq P_{PS,k,t}^{\text{pump}} + R_{PS,k,t,s}^{\text{down}} \leq \\
& u_{PS,k,t}^{\text{pump}} P_{PS}^{\text{pump,max}} \quad (57)
\end{aligned}$$

#### g. 需求响应约束。

可转移负荷需要在调度周期内平衡。另外,可转移负荷和可中断负荷需要在一定范围内。

$$\sum_{s=1}^N \sum_{t=1}^T L_{TL,t,s}^{\text{in}} = \sum_{s=1}^N \sum_{t=1}^T L_{TL,t,s}^{\text{out}} \quad (58)$$

$$0 \leq L_{TL,t,s}^{\text{in}} \leq \delta_{TL}^{\text{max}} L_t^0 \quad (59)$$

$$0 \leq L_{TL,t,s}^{\text{out}} \leq \delta_{TL}^{\text{max}} L_t^0 \quad (60)$$

$$0 \leq L_{IL,t,s} \leq \delta_{IL}^{\text{max}} L_t^0 \quad (61)$$

式中:  $\delta_{TL}^{\text{max}}$  为可转移负荷最大转移量;  $\delta_{IL}^{\text{max}}$  为可中断负荷最大转移量。

#### h. 电动汽车约束。

电动汽车每天的充电量需要达到日行驶所需电量。此外,充电量需要满足功率约束。

$$\sum_{s=1}^N \sum_{t=1}^T L_{EV,t,s} = L_{EV} \quad (62)$$

$$0 \leq L_{EV,t,s} \leq L_{EV}^{\text{max}} \quad (63)$$

式中:  $L_{EV}$  为日所需总电量;  $L_{EV}^{\text{max}}$  为充电限制。

### 3.3 运行风险度量模型

将日前和实时目标函数代入式(2)中 CVaR 离散模型,并在一定的置信水平下对风电和光伏场景进行处理,形成不确定性风险度量模型如下:

$$\begin{aligned}
V_{\text{CVaR}} &= V_{\text{VaR}} + \frac{1}{(1-\alpha)} \sum_{s=1}^N p_s \cdot \\
& \left[ \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^m (C_{TP,i,t}^{\text{U}} + C_{TP,i,t}^{\text{D}} + C_{TP,i,t}) + \right. \\
& \left. \sum_{t=1}^T (C_{R,t,s} + C_{t,s}^{\text{curt}} + C_{DR,t,s}) - V_{\text{VaR}} \right]^+ \quad (64)
\end{aligned}$$

## 4 求解流程及方法

### 4.1 线性化处理

首先,运用特殊顺序集 II 型将火电的输出功率进行线性化处理<sup>[28]</sup>。然后, CVaR 表达式经过离散化处理后可以转化为线性优化问题:

$$V_{\text{CVaR}} = V_{\text{VaR}} + \frac{1}{(1-\alpha)} \sum_{s=1}^N p_s \varphi_s \quad (65)$$

$$\begin{aligned}
\varphi_s &\geq \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^m (C_{TP,i,t}^{\text{U}} + C_{TP,i,t}^{\text{D}} + C_{TP,i,t}) + \\
& \sum_{t=1}^T (C_{R,t,s} + C_{t,s}^{\text{curt}} + C_{DR,t,s}) - V_{\text{VaR}} \quad (66)
\end{aligned}$$

$$\phi_s \geq 0 \tag{67}$$

式中,  $\varphi_s$ 为辅助变量, 表明场景 $s$ 发生时超出的风险成本。

4.2 求解流程图

模型的求解流程如图 3 所示。本文在 Matlab 2019b 编译环境下求解, 采用 Yalmip 工具箱建模和调用 Gurobi 求解器, 经过 31.68 s 求解可以获得最优解。

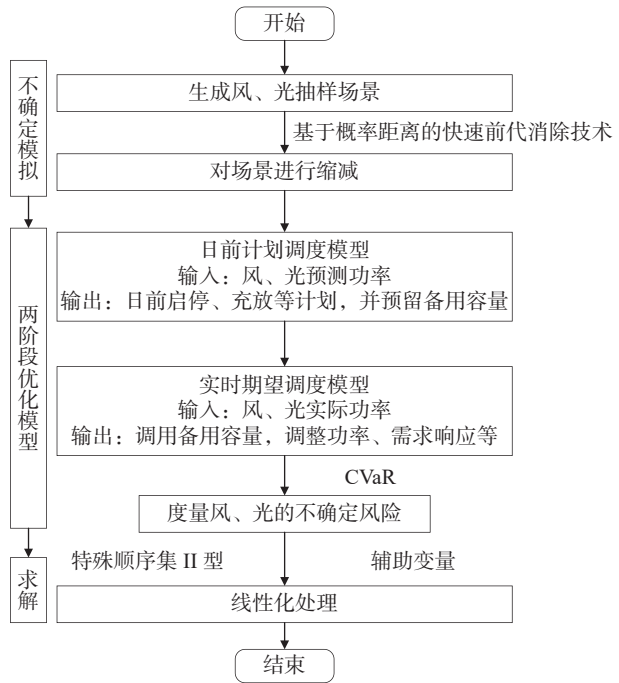


图 3 求解流程图  
Fig.3 Flowchart of the solution

5 算例分析

5.1 基础数据

为了分析多类灵活性资源的协同互动效应, 以区域系统为例进行仿真。根据风电和光伏历史数据模拟分别生成 200 个和 100 个场景, 并分别缩减到 10 个和 5 个, 最终可得到 50 个场景。弃风弃光惩罚系数为 0.4 元/(kW·h)。风电预测功率、模拟场景及发生概率如图 4 所示; 光伏预测功率、模拟场景及发生概率如图 5 所示; 系统负荷如图 6 所示; 4 台火电机组的参数如表 1 所示; 4 座水电站的地理分布情况如图 7 所示, 参数如表 2 所示, 来水如图 8 所示。抽水蓄能电站共包括 4 台 250 MW 机组, 参数见文献 [25]。电化学储能为 100 MW/260 MW·h, 效率为 95%, 蓄电量在 10%~90% 之间。可转移负荷和可中断负荷的最大比

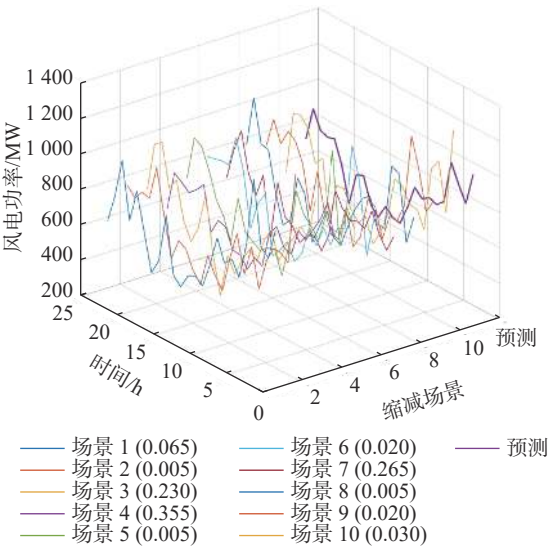


图 4 风电预测功率、模拟场景及发生概率  
Fig.4 Wind power prediction power, simulation scenarios and probability of occurrence

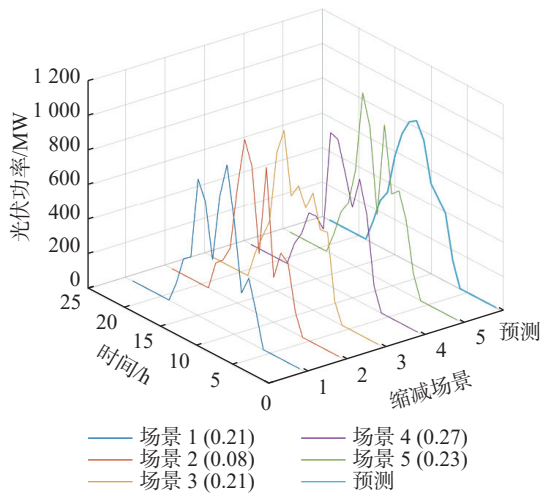


图 5 光伏预测功率、模拟场景及发生概率  
Fig.5 PV prediction power, simulation scenarios and probability of occurrence

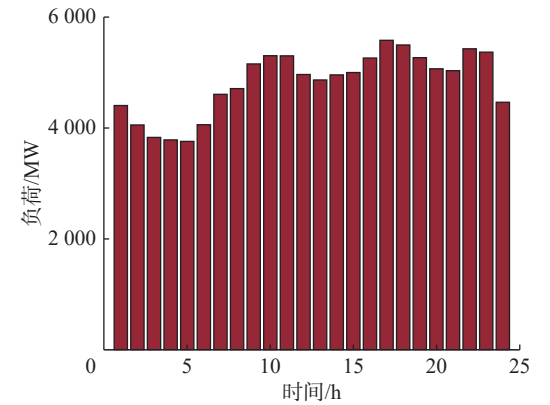


图 6 系统负荷  
Fig.6 System load

表 1 火电厂参数

Tab.1 Thermal power plant parameters

| 机组编号 | 最小功率/MW | 最大功率/MW | 上下爬坡功率/MW | $a\times10^{-5}/(\text{t}\cdot\text{MW}^{-2})$ | $b/(\text{t}\cdot\text{MW}^{-1})$ | $c/\text{t}$ | 启停时间/h | 启停煤耗/(t·次 <sup>-1</sup> ) |
|------|---------|---------|-----------|------------------------------------------------|-----------------------------------|--------------|--------|---------------------------|
| 1    | 300     | 1000    | 500       | 0.471                                          | 0.270                             | 15.23        | 10     | 39.1                      |
| 2    | 180     | 600     | 300       | 0.664                                          | 0.274                             | 11.71        | 8      | 23.4                      |
| 3    | 165     | 550     | 275       | 0.808                                          | 0.282                             | 9.79         | 8      | 22.7                      |
| 4    | 135     | 450     | 225       | 1.120                                          | 0.293                             | 8.88         | 7      | 20.1                      |

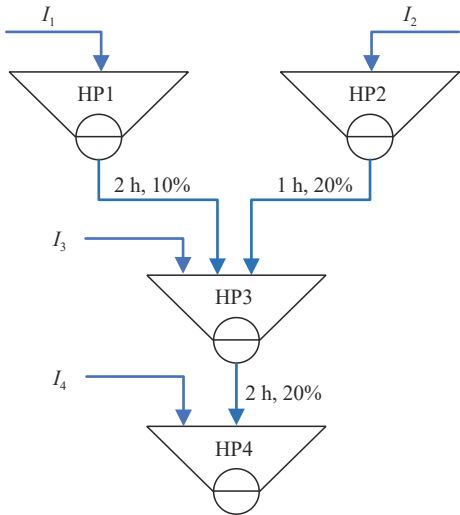


图 7 水电站地理分布结构

Fig.7 Geographical distribution structure of hydropower stations

表 2 水电站参数

Tab.2 Hydropower plant parameters

| 水库  | 容量/MW | 库容 $\times10^6/\text{m}^3$ |       | 发电流量 $/(\text{m}^3\cdot\text{s}^{-1})$ |      | 净水头/m | 效率   |
|-----|-------|----------------------------|-------|----------------------------------------|------|-------|------|
|     |       | 最小                         | 最大    | 最小                                     | 最大   |       |      |
| HP1 | 150   | 4.00                       | 8.55  | 50                                     | 310  | 50    | 0.80 |
| HP2 | 250   | 6.73                       | 13.27 | 100                                    | 420  | 70    | 0.82 |
| HP3 | 700   | 13.00                      | 20.60 | 200                                    | 850  | 95    | 0.85 |
| HP4 | 1000  | 24.50                      | 40.00 | 300                                    | 1140 | 105   | 0.84 |

例分别为 10% 和 5%，补偿价格分别为 0.2 元/(kW·h) 和 0.5 元/(kW·h)。每辆电动汽车平均每天所需充电量为 15 kW·h，共 2000 辆，最高总充电负荷限制在 10 MW。系统提供上备用和下备用的成本分别为 0.6 元/kW 和 0.4 元/kW。条件风险价值的置信度为 95%，风险权重为 0.1。

表 3 两阶段风险成本

Tab.3 Two-stage risk cost

| 日前成本/元      |       |    | 实时期望成本/元   |    |             | 风险价值/元                        |
|-------------|-------|----|------------|----|-------------|-------------------------------|
| 煤耗          | 启动    | 停止 | 备用         | 惩罚 | 响应          | $\beta\text{C}_{\text{CVaR}}$ |
| 10571039.79 | 46875 | 0  | -464820.26 | 0  | 642688.3574 | 1119522.78                    |

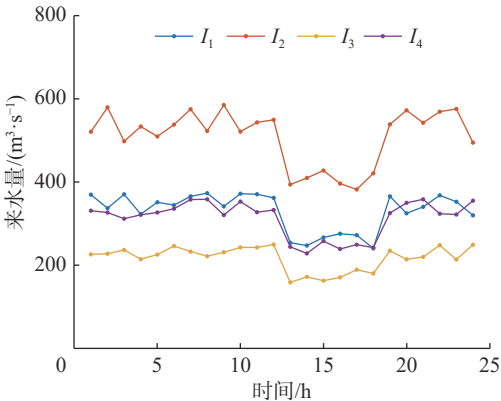


图 8 自然来水量

Fig.8 Natural incoming water

5.2 算例结果

经过求解，考虑风险后最小运行成本为 11915305.66 元。各项成本如表 3 所示。

5.2.1 日前优化结果

各类灵活性资源的日前协同优化结果如图 9 所示。各类灵活性资源可以追踪净负荷曲线变化过程，使总功率曲线与负荷曲线匹配，表现出较强的调节性。

各火电机组的运行情况如图 10 所示。从图中可以看出，TP1 和 TP2 一直处于开机状态。TP1 和 TP2 额定功率较高，以满功率运行，用于满足系统负荷需求。TP3 和 TP4 额定功率较低，调节更加灵活。

各水电机组的运行情况如图 11 所示。各水电站库容和流量如图 12 所示。从图中看出，HP1 处于上游，区间来水能够全部被利用，未发生弃水。HP2 处于上游，区间来水充足，一直以额定功率稳定运行，并伴随着少量弃水现象。HP3 处

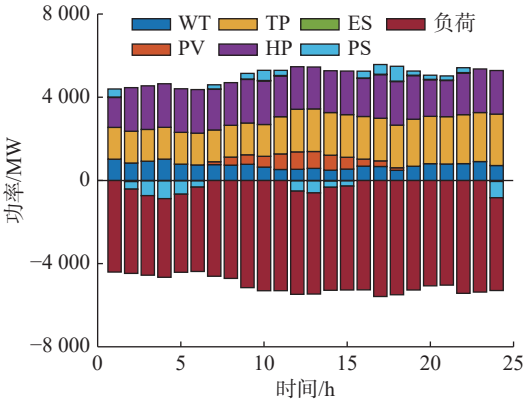


图9 日前协同优化结果

Fig.9 Collaborative optimal results of day-ahead

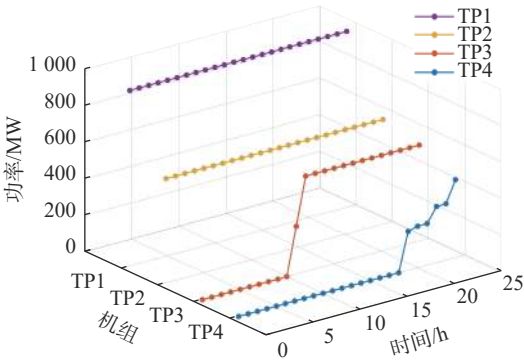


图10 各火电机组的运行情况

Fig.10 Operation of each thermal power unit

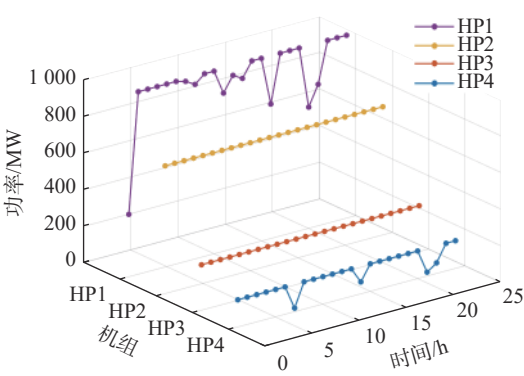


图11 各水电机组的运行情况

Fig.11 Operation of each hydropower unit

于中游，上游来水和区间来水充足，也按照额定功率稳定运行。中上游的发电流量和弃水流量经过 TP4 时被进一步利用，系统调节主要由下游的 HP4 完成，并且 HP4 可以根据系统负荷曲线走势调节出力。水电机组的实际发电量取决于来水情况，需要加强梯级水电站的时空耦合特征，挖掘水电的灵活调节潜力。

抽蓄的运行情况如图 13 所示。电化学储能运行情况与此相似。抽蓄主要在凌晨负荷低谷、中午光伏大发时抽水，在上午和晚上负荷高峰时发

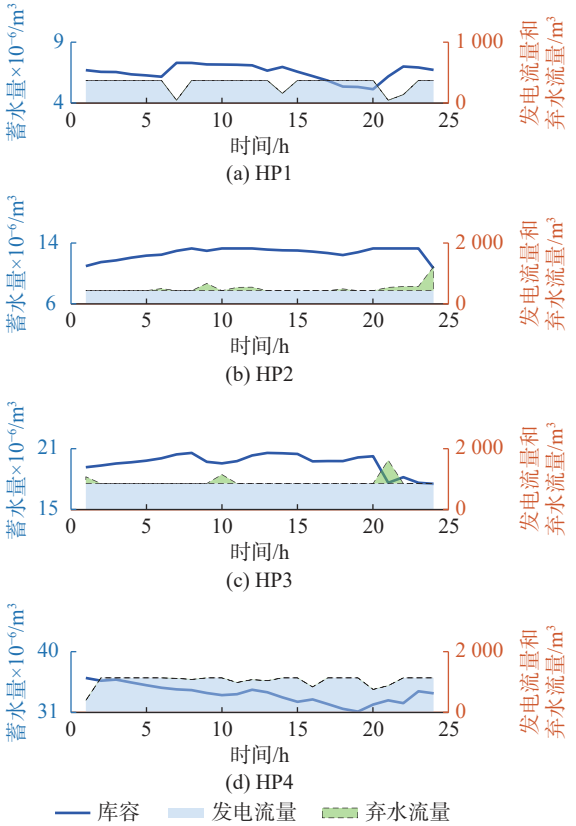


图12 各水电站的库容和流量

Fig.12 Storage capacity and flow rate of each hydropower station

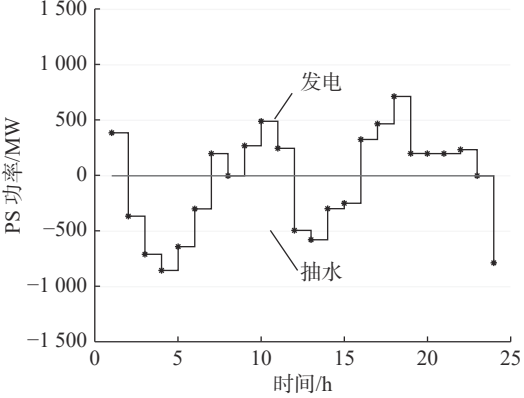


图13 抽蓄的运行情况

Fig.13 Operation of pumped storage power stations

电，发挥了“削峰填谷”效应。

在日前阶段，风电、光伏、火电、水电等多类型电源互济，满足系统负荷需求。储能和抽蓄将低价值电能转化为高价值电能，有削峰填谷作用。各类灵活性资源发挥了协同调节功能。

### 5.2.2 实时优化结果

在实时调度阶段，风电和光伏的实际功率与预测功率存在偏差，日前调度计划中，功率供需平衡关系将被打破。为此，在实时阶段，需要通

过调用上备用和下备用容量,引导负荷参与需求响应,有序安排电动汽车充电计划等途径,使功率供需恢复平衡。下面以实时阶段的某一个场景为例,分析实时协同优化结果,如图14所示。当风电和光伏的实际功率超出预测功率时,为了恢复功率供需平衡关系,采取的措施包括:通过调用火电的下备用让出发电空间,引导可转移负荷转入该时段内,安排电动汽车有序充电。当风电和光伏的实际功率低于预测功率时,为了恢复功率供需平衡关系,采取的措施包括:优先引导可中断负荷削减用电功率,引导可转移负荷转出该时段,仍不满足时再调用水电的上备用满足电力需求。

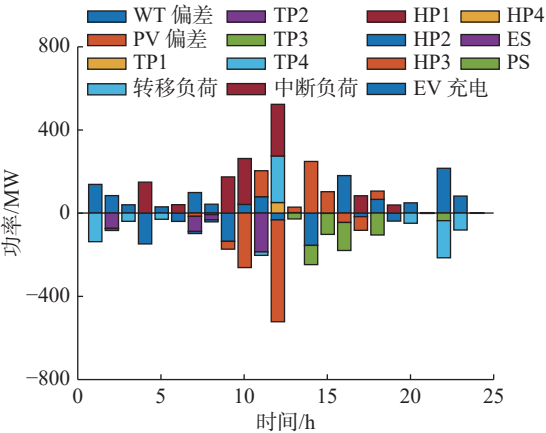


图 14 实时协同优化结果

Fig.14 Collaborative optimal results of real-time

5.3 结果讨论

不同风险权重下运行成本及风险价值计算结果如图15所示。从图中可以看出,风险偏好程度越低,风险权重越大,运行成本上升的幅度越多。当调度人员持保守态度时,给定的风险权重通常较大,此时牺牲了调度的经济性来换取更小的风险,因此,运行成本较高,CVaR较低。

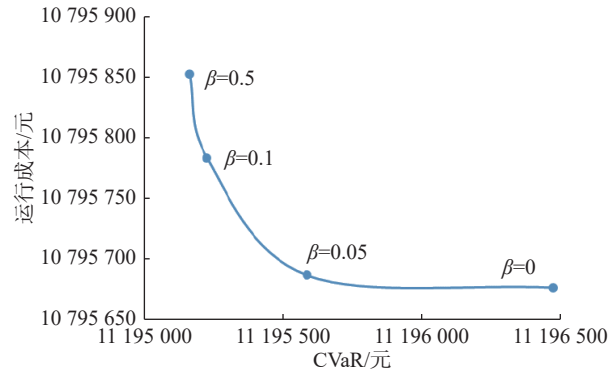


图 15 不同风险权重下运行成本及风险价值计算结果

Fig.15 Calculation results of operating cost and value at risk under different risk weights

6 结 论

新能源出力的随机性和波动性将增加电网安全稳定运行的风险,满足高比例新能源接入下的灵活性需求是构建新型电力系统的关键。为了最大程度提升系统灵活性,本文提出了源荷储等多种类灵活性资源的互动协同优化方法,算例结果表明:

- a. 基于概率距离的快速前代消除技术能够在不丢失重要场景信息前提下,缩减场景数量,减少了模型的复杂度,提高了求解的效率。
- b. 在日前阶段,风电、光伏、火电、水电各类电源实现了互济,储能、抽蓄共同发挥了削峰填谷作用,多种资源能够以最经济运行方式满足系统负荷需求。
- c. 在实时阶段,火电、水电、储能、抽蓄、可转移负荷、可中断负荷、电动汽车等多类灵活性资源共同应对风电和光伏不确定性,针对每种可能出现的场景,均能以最经济方式恢复功率供需平衡关系。
- d. 条件风险价值能够刻画风电和光伏不确定性带来的风险,对电力系统稳定运行有重要参考意义。调度人员可以科学合理地设置风险权重,制定风险和经济均衡的运行策略。

参考文献:

[1] 庄贵阳. 我国实现“双碳”目标面临的挑战及对策[J]. 人民论坛, 2021(18): 50-53.

[2] 范英, 衣博文. 能源转型的规律、驱动机制与中国路径[J]. 管理世界, 2021, 37(8): 95-104.

[3] 樊伟, 范英, 谭忠富, 等. 基于多层利益共享的虚拟电厂参与电碳市场分布鲁棒优化模型[J]. 系统工程理论与实践, 2024, 44(2): 661-683.

[4] 王志欣, 王明强, 杨明, 等. 考虑风电备用可靠性的电力系统备用优化[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(15): 142-150.

[5] 魏旭, 刘东, 高飞, 等. 双碳目标下考虑源网荷储协同优化运行的新型电力系统发电规划[J]. 电网技术, 2023, 47(9): 3648-3661.

[6] 王薪媛, 蔺红. 综合考虑多类型灵活性资源的主动配电网优化调度方法研究[J]. 可再生能源, 2023, 41(2): 227-235.

[7] 童宇轩, 胡俊杰, 刘雪涛, 等. 新能源电力系统灵活性供需量化及分布鲁棒优化调度[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(15): 80-90.

- [8] 崔杨, 张聪, 张璐, 等. 基于风电-碳捕集电力系统的灵活性调峰策略 [J]. 电力自动化设备, 2023, 43(6): 10-17, 45.
- [9] 潘超, 王锦鹏, 包钰婷, 等. 考虑源荷侧灵活性资源的风光消纳互动调控 [J]. 智慧电力, 2023, 51(1): 1-8.
- [10] 王书峰, 钟明, 许贤泽, 等. 计及需求侧管理的新能源微电网多目标优化调度方法 [J]. 智慧电力, 2022, 50(12): 55-62.
- [11] 韩丽, 鲁盼盼, 王晓静, 等. 考虑氢燃料电池响应延迟特性的电网日内优化调度 [J]. 太阳能学报, 2022, 43(6): 373-381.
- [12] 崔杨, 安宁, 付小标, 等. 考虑风电消纳与火-储深度调峰的系统优化调度及补偿费用分摊策略 [J]. 电力自动化设备, 2023, 43(5): 86-95.
- [13] 刘子旭, 米阳, 卢长坤, 等. 计及需求响应和风力发电消纳的电-热系统低碳优化调度 [J]. 上海交通大学学报, 2023, 57(7): 835-844.
- [14] 李建林, 郭兆东, 马速良, 等. 新型电力系统下“源网荷储”架构与评估体系综述 [J]. 高电压技术, 2022, 48(11): 4330-4341.
- [15] 范馨予, 黄媛, 吴疆, 等. 考虑源网荷储协同优化的配电网韧性提升策略 [J]. 电力建设, 2023, 44(4): 63-73.
- [16] 江岳文, 郑晨昕. 风电场群联合共享储能两阶段协同并网优化 [J]. 电网技术, 2022, 46(9): 3426-3436.
- [17] 张虹, 马鸿君, 闫贺, 等. 计及 WCVaR 评估的微电网供需协同两阶段日前优化调度 [J]. 电力系统自动化, 2021, 45(2): 55-63.
- [18] 王骞, 张学广, 朱玲, 等. 含整体煤气化燃料电池-碳捕集电厂的风火储系统分布鲁棒调度方法 [J/OL]. 中国电机工程学报 <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.223322>.
- [19] 瞿凯平, 苏伟行, 姜宇轩, 等. 基于点估计仿射可调鲁棒优化的含储能电力系统实时调度 [J]. 电网技术, 2024, 48(1): 207-218.
- [20] 袁爽, 何银国, 戴朝华, 等. 风电时间相关性多面体不确定性建模与鲁棒机组组合优化 [J]. 太阳能学报, 2020, 41(9): 293-301.
- [21] FAN W, TAN Z F, LI F Q, et al. A two-stage optimal scheduling model of integrated energy system based on CVaR theory implementing integrated demand response[J]. *Energy*, 2023, 263: 125783.
- [22] 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.
- [23] 郭静蓉, 向月, 吴佳婕, 等. 考虑 CCUS 电转气技术及碳市场风险的电-气综合能源系统低碳调度 [J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(4): 1290-1302.
- [24] 张鹏, 崔淑琳, 李璟欣. 一致性均值-CVaR 可信性投资组合优化 [J]. 中国管理科学, 2023, 31(6): 111-121.
- [25] 樊伟, 李旭东, 王尧, 等. 新型电力系统灵活性资源聚合两阶段调度优化模型 [J]. 电力建设, 2023, 44(2): 25-37.
- [26] 卓毅鑫, 李凌, 李思思, 等. 现货市场环境下水头梯级水电群精细化建模出清方法 [J]. 电力自动化设备, 2023, 43(5): 192-198.
- [27] 申建建, 张秀飞, 王健, 等. 求解水电站日负荷优化分配的混合整数非线性规划模型 [J]. 电力系统自动化, 2018, 42(19): 34-40.
- [28] 张政, 程春田, 李泽宏, 等. 水电站群短期调峰优化模型目标函数比较研究 [J]. 电网技术, 2021, 45(9): 3523-3533.

(编辑: 丁红艺)