

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.230183

面向灵活爬坡服务的高比例新能源电力系统 可调节资源优化调度模型

林顺富^{1,2}, 张琪¹, 沈运帷^{1,2}, 周波^{1,2}, 边晓燕¹, 李东东^{1,2}

(1. 上海电力大学电气工程学院, 上海 200090; 2. 上海市智能电网需求响应技术重点实验室, 上海 200063)

摘要: 随着高比例新能源接入电网, 新能源出力和负荷的波动性及不确定性对系统的灵活爬坡能力提出更高的要求。提出了一种面向灵活爬坡服务的针对高比例新能源电力系统中常规发电机组、储能、柔性负荷等可调节资源的优化调度模型。首先, 提出一种考虑日前预测净负荷不确定性的灵活爬坡需求估计方法, 根据爬坡起始和结束时刻净负荷及其安全裕度, 量化估计电力系统灵活爬坡需求。其次, 基于生成的净负荷不确定性场景, 提出了考虑系统灵活爬坡需求的基于两阶段混合整数线性规划的可调节资源优化调度模型, 从日前-实时两个阶段实现可调节资源的优化调度。最后, 基于 IEEE-RTS-24 节点系统, 在 4 种典型方案场景下对比验证所提优化调度模型。结果表明所提模型能有效提升系统灵活性, 降低系统运行成本。

关键词: 新能源; 可调节资源; 灵活爬坡服务; 混合整数线性规划; 优化调度

Optimal dispatch model of adjustable resources in a power system with high proportion of renewable energy for flexible ramping product

LIN Shunfu^{1,2}, ZHANG Qi¹, SHEN Yunwei^{1,2}, ZHOU Bo^{1,2}, BIAN Xiaoyan¹, LI Dongdong^{1,2}

(1. College of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China;

2. Shanghai Key Laboratory of Smart Grid Demand Response, Shanghai 200063, China)

Abstract: With the integration of a high proportion of renewable energy, the fluctuations and uncertainties bring a higher demand on the flexible ramping capacity of the power system. This paper proposes an optimal dispatch of adjustable resources such as conventional generation units, energy storage systems and flexible loads of the power system for a flexible ramping product (FRP). First, an estimation method of the flexible ramping requirements considering the uncertainties of the day-ahead forecasting net load is proposed according to the start- and end-time net load and its safety margin to quantitatively estimate flexible ramping requirements. Second, based on the generated uncertain scenarios of the net load, it proposes an optimal dispatching model of the adjustable resources with a two-stage mixed-integer linear programming approach. The dispatching model is implemented from the day-ahead unit commitment and real-time economic dispatch. Finally, four typical cases are considered to compare and validate the optimal dispatching model based on the IEEE-RTS-24 bus system. The results show that the proposed dispatching model can effectively improve system flexibility and reduce operating costs.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51977127).

Key words: renewable energy; adjustable resources; flexible ramping product; mixed-integer linear programming; optimal dispatch

基金项目: 国家自然科学基金项目资助 (51977127); 上海市教育发展基金会和上海市教育委员会“曙光计划”项目资助 (20SG52); 上海市青年科技英才扬帆计划项目资助 (21YF1414700); 上海市教育委员会和上海市教育发展基金会“晨光计划”项目资助 (21CGA64)

0 引言

我国提出构建以新能源为主体的新型电力系统, 将推动电力系统向适应大规模高比例新能源方向演进。2030 年我国风电、光伏发电总装机容量将达到 12 亿 kW, 高比例新能源的接入对电力系统安全稳定运行带来了挑战, 灵活性成为系统运行特性的核心和关键。电力系统的灵活性是指在满足一定的经济性和可靠性前提下, 系统通过调用可调节资源, 应对所有相关时间尺度的供求变化和不确定性的能力^[1]。为实现电力系统灵活性平衡, 对可调节资源的调用问题进行研究十分重要。

灵活性平衡要求系统在任何时刻、任一时间尺度下及任何方向上, 各类资源的灵活性供给相对于灵活爬坡需求的充裕程度超过允许水平。灵活爬坡需求来自负荷及可再生能源的波动性及不确定性所引起的系统内功率变化。目前系统可调节资源一般采用常规发电机组(conventional generation, CG)。但是, 频繁调用 CG 单元会增加其磨损, 通常在机组组合问题中增加爬坡成本来弥补 CG 机组频繁调用造成的技术和经济损失^[2]。然而, 随着新能源接入比例的增加, 仅采用 CG 机组不足以提供足够的灵活性供给。因此, 现有研究将储能、需求侧资源、热网及热负荷、电动汽车集群等系统中能够应对波动性与不确定性的调节手段纳入可调节资源^[3-4]。然而, 由于缺乏经济信号引导, 仅将可调节资源纳入系统不能确保其能提供足够的爬坡能力, 爬坡能力不足会导致负荷减载或可再生能源出力削减。

系统独立运营商在电力市场中引入灵活爬坡服务(flexible ramping product, FRP)^[5], 确保系统在考虑预测误差、可再生能源出力波动的情况下, 可调节资源出力能够满足下一个时段负荷的变动需求, 保障系统的实时平衡。日前调度中的 FRP 作为一个多区间问题, 在调度区间之前的净负荷值是不确定的。现有的研究在估计灵活爬坡需求时没有考虑调度开始时间净负荷的不确定性, 导致对灵活爬坡需求的估计偏低^[6-8]。文献[9]考虑了风电的时空相关性和电力需求的不确定性, 提出了一种基于分布式鲁棒机会约束的多时段最优潮流方法对 FRP 需求建模。文献[10]提出一种基于 Gumbel-copula 的负荷和风电出力预测误差联合概率分布方法估计 FRP 需求。文献[11]提出一种利用多胞体描述多随机源联合波动域的方法量化系统灵活爬坡需求。文献[12]计及电力系统动态运行约束计算可再生能源的允许出力范围, 确定系统灵活性需求。上述研究改进了灵活爬坡需求估计方法, 同时考虑了调度时段开始

和结束时刻净负荷的不确定性, 但没有考虑到能量调度中已满足的净负荷波动, 导致对灵活爬坡需求的估计偏高, 系统运行成本偏高。

在可调节资源优化调度方面, 文献[5]将风险定义为“失负荷概率”, 基于运行风险和运行经济性将考虑上、下两个方向的 FRP 纳入经济调度。文献[6,13-14]研究了 CG 机组提供 FRP 的情况, 但在紧急情况下, 仅依赖 CG 机组提供 FRP 可能会影响系统安全。文献[7,10,15-21]研究了储能、电动汽车集群、分布式电源、住宅暖通空调、用户侧虚拟电厂和柔性负荷等提供 FRP 的情况。文献[8,22]提出在日前市场中优化 FRP 调度的方法, 但仅考虑了储能和 CG 机组作为可调节资源, 且调度的时间尺度为 1 h。FRP 的调度时间单位通常为 5 min, 决策间隔大于 FRP 调度间隔可能会导致无法完成调度计划。文献[23]提出了一种持续前瞻性优化模型, 能够协同优化能量和 FRP 以满足净负荷波动性, 但该模型仅限于实时调度。然而, 现有关于 FRP 的研究主要仅对单一可调节资源进行调用^[5-7,9-10,14-17,20], 或局限在日前市场或实时市场中^[18-19,21], 没有考虑到由于可调节资源爬坡能力不足, 实时市场中 FRP 可能无法满足系统灵活爬坡需求。因此, 需要考虑多种可调节资源与 CG 机组共同提供 FRP, 并将 FRP 约束纳入日前调度和实时调度中。

面向高比例新能源电力系统灵活爬坡服务, 提出一种考虑系统灵活爬坡需求的可调节资源优化调度模型, 主要贡献包括: 1) 针对当前灵活爬坡需求估计偏高的问题, 提出一种灵活爬坡需求估计方法。根据前一天预测的净负荷曲线, 比较爬坡起始和结束时刻的净负荷及其安全裕度的大小, 同时计及能量调度中已经满足的净负荷波动, 量化估计系统的灵活爬坡需求。2) 基于自回归滑动平均模型和场景削减技术生成的净负荷不确定性场景, 以系统运行总成本最小为目标, 建立了基于随机多区间安全约束的日前机组组合和实时经济调度的混合整数线性规划模型, 对 CG 机组、电池储能系统(battery energy storage system, BESS)、抽水蓄能(pumped hydro energy storage, PHES)、可中断负荷(interruptible load, IL)、可平移负荷(shiftable load, SL)等可调节资源进行优化调度。

1 高比例新能源渗透下灵活爬坡需求

1.1 灵活爬坡需求估计方法

系统的灵活爬坡需求主要由可再生能源电源和负荷两部分决定。图 1 为高比例新能源接入下原始

负荷曲线及净负荷曲线示意图。净负荷定义为负荷功率与可再生能源发电功率之差，与原始负荷曲线相比，考虑新能源接入后的净负荷曲线波动性更强，呈现出“鸭型曲线”的特征，使得系统灵活爬坡需求增加。

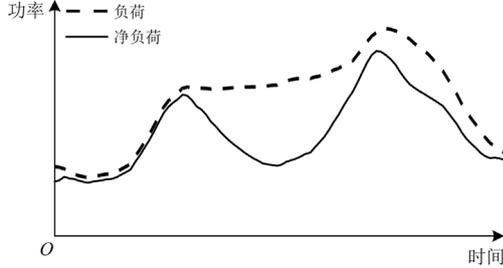


图1 高比例新能源接入下系统负荷和净负荷曲线示意图
Fig. 1 Profiles of load and net load of system with high penetration of renewable energy

将灵活爬坡需求定义为单位时间净负荷的时序爬坡功率，依据其方向分为向上灵活爬坡需求和向下灵活爬坡需求，如图2所示。

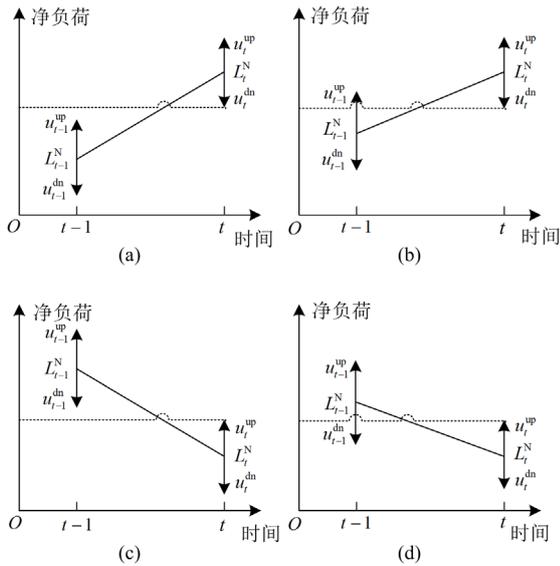


图2 系统灵活爬坡需求示意图

Fig. 2 Diagram of the flexible ramping requirements

图2中， L_{t-1}^N 和 L_t^N 为在 $t-1$ 和 t 时刻系统净负荷的预测值，系统净负荷计算公式为

$$L_t^N = L_t - P_{S,t} - P_{W,t} \quad (1)$$

式中， L_t 、 $P_{S,t}$ 、 $P_{W,t}$ 分别为 t 时刻预测的系统负荷功率、光伏出力、风电出力。

传统灵活需求估计方法仅考虑净负荷波动性及不确定性的影响，会导致系统对灵活爬坡需求估计偏大^[10]。传统灵活性需求估计方法如式(2)所示。

$$\begin{cases} F_t^{\text{FRU}} = \max\{0, (L_t^N + u_t^{\text{up}}) - (L_{t-1}^N - u_{t-1}^{\text{dn}})\} \\ F_t^{\text{FRD}} = \max\{0, (L_{t-1}^N + u_{t-1}^{\text{up}}) - (L_t^N - u_t^{\text{dn}})\} \end{cases} \quad (2)$$

式中： F_t^{FRU} 和 F_t^{FRD} 分别为 t 时刻的向上灵活爬坡需求和向下灵活爬坡需求； u_t^{up} 和 u_t^{dn} 分别为 t 时刻预留的向上安全裕度和向下安全裕度。

考虑当前时刻与下一时刻系统净负荷及其安全裕度的大小关系，同时计及能量调度中已满足的净负荷波动，提出一种新的灵活爬坡需求估计方法：如图2(a)所示，当净负荷向上爬坡时， L_{t-1}^N 到 L_t^N 的变化由日前能量调度满足，故系统向上灵活性仅由安全裕度决定， $F_t^{\text{FRU}} = u_t^{\text{up}} + u_{t-1}^{\text{dn}}$ ；由于 t 时刻系统净负荷及其向下安全裕度大于 $t-1$ 时刻净负荷及其向上安全裕度，故系统向下灵活性需求为 $F_t^{\text{FRD}} = 0$ ；如图2(b)所示， $F_t^{\text{FRU}} = u_t^{\text{up}} + u_{t-1}^{\text{dn}}$ ，由于 t 时刻系统净负荷及其向下安全裕度小于 $t-1$ 时刻净负荷及其向上安全裕度，因此系统向下灵活性需求为 $F_t^{\text{FRD}} = (L_{t-1}^N + u_{t-1}^{\text{up}}) - (L_t^N - u_t^{\text{dn}})$ 。同理，图2(c)中， $F_t^{\text{FRD}} = u_{t-1}^{\text{up}} + u_t^{\text{dn}}$ ， $F_t^{\text{FRU}} = 0$ ；图2(d)中， $F_t^{\text{FRD}} = u_{t-1}^{\text{up}} + u_t^{\text{dn}}$ ， $F_t^{\text{FRU}} = (L_t^N + u_t^{\text{up}}) - (L_{t-1}^N - u_{t-1}^{\text{dn}})$ 。

1.2 净负荷不确定性场景生成

由于风、光等分布式电源及负荷预测具有不确定性，对灵活爬坡需求的估计会产生影响，基于自回归滑动平均模型和场景削减技术，对预测的净负荷曲线进行场景生成。

首先采用自回归滑动平均模型生成净负荷抽样场景，如式(3)所示。

$$y_t = \sum_{i=1}^a \phi_i y_{t-i} + \alpha_t - \sum_{j=1}^b \theta_j \alpha_{t-j} \quad (3)$$

式中： y_t 为 t 时刻的时间序列值； a 和 b 是模型的自回归阶数和移动平均阶数； ϕ_i 为自回归参数； θ_j 为滑动平均参数； α_t 为正态白噪声过程， $\alpha_t \sim N(0, \sigma^2)$ 。

场景规模过大会对模型求解造成困难，针对产生的大规模场景集合 S ，采用基于概率距离的快速前代消除技术进行场景削减，基本思路如下所述。

步骤1：计算场景集 S 中每对场景 s 和 s' 之间的几何距离。

步骤2：选定与剩余场景概率距离之和最小的场景 d 。

步骤3：以 S 中与场景 d 几何距离最近的场景 r 代替场景 d ，将场景 d 的概率加到场景 r 的概率上，消去场景 d ，形成新的场景集 S' 。

步骤4：判断剩余场景数目是否满足要求；若满足，结束场景削减；否则，重复步骤1至步骤3。

2 考虑灵活爬坡需求的可调节资源两阶段调度模型

基于上文建立的系统灵活爬坡需求模型, 以系统总成本最小为目标, 建立基于两阶段混合整数线性规划的可调节资源优化调度模型。所提优化调度流程如图 3 所示。阶段 I 为日前随机安全约束机组组合模型, 时间尺度为 15 min。阶段 II 为实时随机安全约束经济调度模型, 时间尺度为 5 min。在阶段 I, 基于预测的风、光、负荷数据进行优化调度, 确定机组出力计划及各类可调节资源的日前调用计划, 这些优化结果作为上限传递到实时调度阶段; 在阶段 II, 在生成的不同概率的典型负荷场景下对日前调度计划进行校正补偿, 确定各类灵活调节资源的实时调度方案。

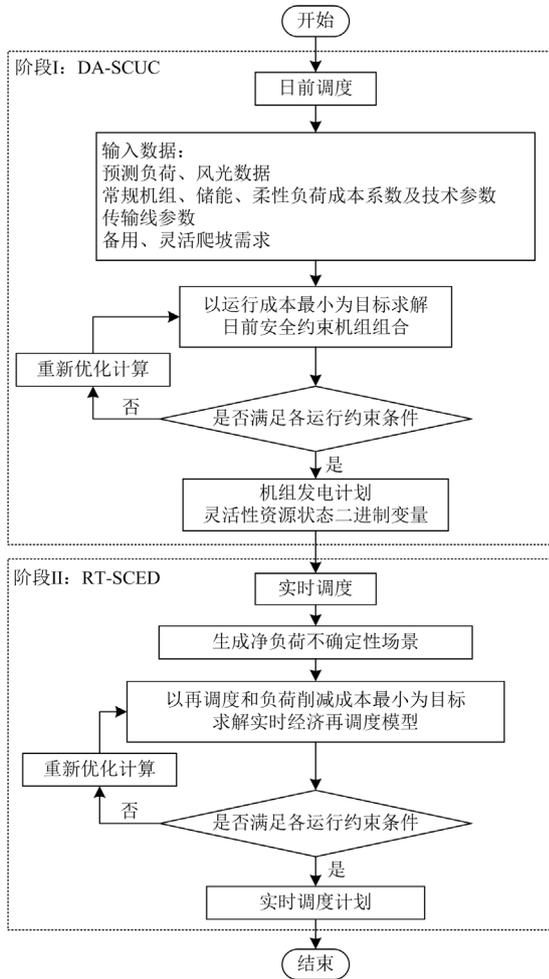


图 3 两阶段调度流程图

Fig. 3 Flowchart of two-stage dispatching model

2.1 目标函数

阶段 I 调度问题的目标是使日前调度中能量成本、备用成本、可调节资源调用成本、新能源出力

削减成本之和最小, 阶段 II 调度问题的目标是使实时调度中负荷削减成本、可调节资源再调用成本之和最小, 可表示为

$$\text{obj} = \min(\lambda_{\text{ener}}^{\text{DA}} + \lambda_1^{\text{DA}} + \lambda_4^{\text{DA}} + \lambda_{\text{RC}}^{\text{DA}}) + \min(\lambda_{\text{LC}}^{\text{RT}} + \lambda_{\text{fp}}^{\text{RT}}) \quad (4)$$

式中: $\lambda_{\text{ener}}^{\text{DA}}$ 、 λ_1^{DA} 、 λ_4^{DA} 、 $\lambda_{\text{RC}}^{\text{DA}}$ 分别表示日前调度中的能量成本、备用成本、可调节资源调用成本和新能源出力削减成本; $\lambda_{\text{LC}}^{\text{RT}}$ 、 $\lambda_{\text{fp}}^{\text{RT}}$ 分别表示实时调度中的负荷削减惩罚和可调节资源再调用成本。

日前能量调度成本可以表示为

$$\begin{aligned} \lambda_{\text{ener}}^{\text{DA}} = & \sum_{i,t} (C_i^{\text{min}} u_{i,t} + \sum_k l_{i,k} P_{i,k,t}) + \sum_{i,t} (C_i^{\text{st}} y_{i,t} + C_i^{\text{sd}} z_{i,t}) + \\ & \sum_{h,t} (C_h^+ P_{h,t}^+ + C_h^- P_{h,t}^-) + \sum_{e,t} C_e^- P_{e,t}^- + \\ & \sum_{d,t} C_d P_{d,t} + \sum_{d',t} C_{d'}^+ P_{d',t}^+ \end{aligned} \quad (5)$$

式中: C_i^{min} 为机组 i 的最小发电成本; $u_{i,t}$ 为第 i 个机组在 t 时刻启停状态; $l_{i,k}$ 为 CG 二次成本函数线性化在第 k 段的斜率; $P_{i,k,t}$ 为机组 i 在第 k 段的出力; C_i^{st} 、 C_i^{sd} 分别为机组 i 的开启、关停成本; $y_{i,t}$ 、 $z_{i,t}$ 分别为机组 i 的启启动作变量、关停动作变量; C_h^+ 、 C_h^- 分别为第 h 个 PHES 的发电成本和抽水成本; $P_{h,t}^+$ 、 $P_{h,t}^-$ 分别为第 h 个 PHES 的发电能量功率、抽水能量功率; C_e^- 为第 e 个 BESS 的充电成本; $P_{e,t}^-$ 为第 e 个 BESS 的充电能量功率; C_d 为 IL 调用成本; $P_{d,t}$ 为 IL 调用量; $C_{d'}^+$ 为 SL 调用成本; $P_{d',t}^+$ 为 SL 调用量。

$$\lambda_c^{\text{DA}} = C^l \sum_{\chi,t} \ell_{\chi,t} \quad (6)$$

$$\lambda_{\text{f}}^{\text{DA}} = C^f \left[\sum_{\chi_{\text{fed}},t} (f_{\chi,t}^{\text{up}} + f_{\chi,t}^{\text{dn}}) + \sum_{d,t} f_{d,t}^{\text{up}} \right] \quad (7)$$

$$\lambda_{\text{RC}}^{\text{DA}} = C^{\text{rc}} \left[\sum_t P_{\text{S},t}^{\text{sc}} + \sum_t P_{\text{W},t}^{\text{wc}} \right] \quad (8)$$

$$\lambda_{\text{LC}}^{\text{RT}} = \sum_{j,b,m} \rho_j (L_{b,j,m}^{\text{curt}} C^{\text{lc}}) \quad (9)$$

$$\lambda_{\text{fp}}^{\text{RT}} = \sum_{j,\chi,m} \rho_j C^{\text{fp}} (f_{\chi,j,m}^{\text{up}} + f_{\chi,j,m}^{\text{dn}}) \quad (10)$$

式中: χ 为可调节资源 CG、PHES、BESS、IL、SL 的集合; C^l 为旋转备用成本; $\ell_{\chi,t}$ 为资源 χ 在 t 时刻的备用分配; C^f 为可调节资源调用成本; $f_{\chi,t}^{\text{up}}$ 、 $f_{\chi,t}^{\text{dn}}$ 分别为资源 χ 在 t 时刻的向上灵活性分配和向

下灵活性分配； $f_{d,t}^{\text{up}}$ 为 IL 在 t 时刻的向上灵活性分配； C^{nc} 为新能源出力削减惩罚因子； $P_{S,t}^{\text{sc}}$ 、 $P_{W,t}^{\text{wc}}$ 分别为 t 时刻光伏、风电出力的削减量； $L_{b,j,m}^{\text{curt}}$ 为实时场景 j 中节点 b 在 m 时刻的负荷削减量； C^{lc} 为负荷削减惩罚因子； C^{drp} 为可调节资源调用成本； $f_{\chi,j,m}^{\text{up}}$ 和 $f_{\chi,j,m}^{\text{dn}}$ 分别为实时场景 j 中资源 χ 在 m 时刻调用的 FRU 和 FRD； ρ_j 为简化场景 j 的概率。

2.2 阶段 I 约束条件

2.2.1 CG 机组约束

CG 机组约束方程可以表示为

$$P_{i,t} + \ell_{i,t} + f_{i,t}^{\text{up}} \leq \bar{P}_i u_{i,t} \quad (11)$$

$$P_{i,t} - \ell_{i,t} - f_{i,t}^{\text{dn}} \geq \underline{P}_i u_{i,t} \quad (12)$$

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} + \ell_{i,t} + f_{i,t}^{\text{up}} + f_{i,t-1}^{\text{dn}} \leq \hat{r}_i^{\text{up}} u_{i,t-1} + \hat{r}_i^{\text{st}} v_{i,t} \quad (13)$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} + f_{i,t}^{\text{dn}} + f_{i,t-1}^{\text{up}} \leq \hat{r}_i^{\text{dn}} u_{i,t} + \hat{r}_i^{\text{sd}} v_{i,t} \quad (14)$$

式中： $P_{i,t}$ 为机组 i 在 t 时刻的有功出力； $\ell_{i,t}$ 为机组 i 在 t 时刻的备用分配； $f_{i,t}^{\text{up}}$ 、 $f_{i,t}^{\text{dn}}$ 分别为机组 i 在 t 时刻的向上灵活性分配和向下灵活性分配； \bar{P}_i 为机组 i 的有功出力上限； \underline{P}_i 为机组 i 的有功出力下限； \hat{r}_i^{up} 、 \hat{r}_i^{dn} 分别为机组向上、向下爬坡极限； \hat{r}_i^{st} 、 \hat{r}_i^{sd} 分别为机组开启、关停爬坡极限。

2.2.2 PHES 约束

PHES 约束方程可以表示为

$$P_{h,t}^{\text{prod}} = \eta_h^+ \rho g H^{\text{ur}} Q_{h,t}^+ \quad (15)$$

$$P_{h,t}^{\text{cons}} = (\rho g H^{\text{lr}} Q_{h,t}^-) / \eta_h^- \quad (16)$$

$$L_{h,t}^{\text{ur}} = L_{h,t-1}^{\text{ur}} + (Q_{h,t}^- - Q_{h,t}^+) \Delta t \quad (17)$$

$$L_{h,t}^{\text{lr}} = L_{h,t-1}^{\text{lr}} + (Q_{h,t}^+ - Q_{h,t}^-) \Delta t \quad (18)$$

$$P_{h,t}^+ + \ell_{h,t} + f_{h,t}^{\text{up}} \leq P_{h,t}^{\text{prod}} \quad (19)$$

$$P_{h,t}^- + f_{h,t}^{\text{dn}} \leq P_{h,t}^{\text{cons}} \quad (20)$$

式中： $P_{h,t}^{\text{prod}}$ 、 $P_{h,t}^{\text{cons}}$ 分别为 PHES 的发电功率和抽水功率，分别与上、下水库水流量 $Q_{h,t}^+$ 、 $Q_{h,t}^-$ 以及上、下水库水头 H^{ur} 、 H^{lr} 相关； η_h^+ 、 η_h^- 分别为 PHES 的发电效率和抽水效率； $L_{h,t}^{\text{ur}}$ 、 $L_{h,t}^{\text{lr}}$ 分别为上、下水库的水位； Δt 为一个调度时段的时长； $\ell_{h,t}$ 为第 h 个 PHES 在 t 时刻的备用分配； $f_{h,t}^{\text{up}}$ 、 $f_{h,t}^{\text{dn}}$ 分别为第 h 个 PHES 在 t 时刻的向上灵活性分配和向下灵活性分配； ρ 为水的密度； g 为重力加速度。

2.2.3 BESS 约束

BESS 约束方程可以表示为

$$E_{e,t} = E_{e,t-1} + [(P_{e,t}^- + f_{e,t}^{\text{dn}}) \eta_e^- - (P_{e,t}^+ + \ell_{e,t} + f_{e,t}^{\text{up}}) / \eta_e^+] \Delta t \quad (21)$$

$$P_{e,t}^- + f_{e,t}^{\text{dn}} \leq \bar{P}_e^{\text{ch}} \psi_{e,t} \quad (22)$$

$$P_{e,t}^+ + \ell_{e,t} + f_{e,t}^{\text{up}} \leq \bar{P}_e^{\text{dis}} \zeta_{e,t} \quad (23)$$

$$\psi_{e,t} + \zeta_{e,t} \leq 1 \quad (24)$$

式中： $E_{e,t}$ 为 BESS 的荷电状态； $P_{e,t}^-$ 、 $P_{e,t}^+$ 分别为 BESS 充电、放电功率； $\psi_{e,t}$ 、 $\zeta_{e,t}$ 分别为 BESS 充电、放电工作状态的 0-1 变量； η_e^- 、 η_e^+ 分别为 BESS 充电、放电过程中的能量转化效率； $\ell_{e,t}$ 为第 e 个 BESS 在 t 时刻的备用分配； $f_{e,t}^{\text{up}}$ 、 $f_{e,t}^{\text{dn}}$ 分别为第 e 个 BESS 在 t 时刻的向上灵活性分配和向下灵活性分配。

2.2.4 柔性负荷调度约束

柔性负荷调度约束方程可以表示为

$$P_{d,t} + \ell_{d,t} + f_{d,t}^{\text{up}} \leq \bar{P}_d \Gamma_{d,t} \quad (25)$$

$$P_{d,t} - \ell_{d,t} \geq \underline{P}_d \Gamma_{d,t} \quad (26)$$

$$\sum_t \Gamma_{d,t} \leq h \quad (27)$$

$$0 \leq P_{d',t}^+ + \ell_{d',t} + f_{d',t}^{\text{up}} \leq \bar{P}_{d'} Y_{d',t} \quad (28)$$

$$-\bar{P}_{d'} Y_{d',t} \leq P_{d',t}^- + f_{d',t}^{\text{dn}} \leq 0 \quad (29)$$

$$Y_{d',t} Y_{d',t}' \leq 1, \sum_t (P_{d',t}^- + P_{d',t}^+) = 0 \quad (30)$$

式中： $P_{d,t}$ 为 t 时刻的 IL 调用量； $\ell_{d,t}$ 为 IL 在 t 时刻的备用分配； $f_{d,t}^{\text{up}}$ 为 IL 在 t 时刻的向上灵活性分配； $\Gamma_{d,t}$ 为在 t 时刻削减 IL 的 0-1 变量； \bar{P}_d 、 \underline{P}_d 分别为 IL 的最大、最小可削减功率； h 为 IL 最大参与时长； T 为总的调度时长； $P_{d',t}^+$ 、 $P_{d',t}^-$ 分别为 t 时刻 SL 的向上、向下平移功率； $Y_{d',t}$ 、 $Y_{d',t}'$ 分别为 t 时刻 SL 向上平移、向下平移的 0-1 变量； $\bar{P}_{d'}$ 为 SL 的最大可平移功率； $\ell_{d',t}$ 为 SL 在 t 时刻的备用分配； $f_{d',t}^{\text{up}}$ 、 $f_{d',t}^{\text{dn}}$ 分别为 SL 在 t 时刻的向上灵活性分配和向下灵活性分配。

2.2.5 新能源出力约束

新能源出力约束方程可以表示为

$$P_{S,t} = P_{S,t}^{\text{A}} - P_{S,t}^{\text{sc}} \quad (31)$$

$$P_{W,t} = P_{W,t}^{\text{A}} - P_{W,t}^{\text{wc}} \quad (32)$$

式中， $P_{S,t}^{\text{A}}$ 、 $P_{W,t}^{\text{A}}$ 分别为光伏、风电的可用资源量。

2.2.6 日前灵活爬坡需求和备用容量约束

日前调度中 CG 机组、PHES、BESS、ILDR、SLDR 满足向上/向下灵活爬坡需求的约束为

$$F_t^{\text{FRU}} = \sum_{i,h,e,d,d'} (f_{i,t}^{\text{up}} + f_{h,t}^{\text{up}} + f_{e,t}^{\text{up}} + f_{d,t}^{\text{up}} + f_{d',t}^{\text{up}}) \quad (33)$$

$$F_t^{\text{FRD}} = \sum_{i,h,e,d,d'} (f_{i,t}^{\text{dn}} + f_{h,t}^{\text{dn}} + f_{e,t}^{\text{dn}} + f_{d',t}^{\text{dn}}) \quad (34)$$

系统的旋转备用约束为

$$\ell_t^{\text{req}} = \sum_{i,h,e,d,d'} (\ell_{i,t} + \ell_{h,t} + \ell_{e,t} + \ell_{d,t} + \ell_{d',t}) \quad (35)$$

其中, 为保证系统运行的可靠性, 旋转备用容量 ℓ_t^{req} 设置为 $50\% \max \left\{ 0.05 \cdot \sum_b L_{b,t}, \max(\bar{P}_\chi) \right\}$ 。

2.2.7 系统潮流与安全约束

t 时刻节点 b 与节点 n 间的传输功率 $\omega_{b,n,t}$ 由式(36)确定, 式(37)为输电线路传输容量约束。

$$\omega_{b,n,t} = (\varphi_{b,t} - \varphi_{n,t}) S_{\text{base}} / x_{b,n} \quad \forall b, n \quad (36)$$

$$-\bar{\omega}_{b,n} \leq \omega_{b,n,t} \leq \bar{\omega}_{b,n} \quad \forall b, n \quad (37)$$

式中: $\varphi_{b,t}$ 、 $\varphi_{n,t}$ 分别为节点 b 、节点 n 的节点电压角度; $x_{b,n}$ 为输电线路电抗; $\bar{\omega}_{b,n}$ 为输电线路最大传输容量。

2.2.8 功率平衡约束

功率平衡约束方程可以表示为

$$\sum_{i \in I_b} P_{i,t} + \sum_{h \in H_b} (P_{h,t}^+ - P_{h,t}^-) + \sum_{e \in E_b} (P_{e,t}^+ - P_{e,t}^-) + P_{d,t} + (P_{d',t}^+ + P_{d',t}^-) - N_{b,m,j} = \sum_{n \in N_b} \omega_{b,n,t} \quad (38)$$

式中, I_b 、 H_b 、 E_b 、 N_b 分别为常规机组、PHES、BESS、接入节点的集合。

2.3 阶段 II 约束条件

在阶段 II 中, 每 5 min 计算一次系统灵活爬坡需求, 如式(39)和式(40)所示。由于在场景生成中已将净负荷不确定性纳入考虑, 实时计算中只考虑净负荷的波动性对灵活爬坡需求的影响。

$$F_{j,m}^{\text{RT-up}} = \max(0, L_{j,m}^N - L_{j,m-1}^N) \quad (39)$$

$$F_{j,m}^{\text{RT-dn}} = \max(0, L_{j,m-1}^N - L_{j,m}^N) \quad (40)$$

式中: $F_{j,m}^{\text{RT-up}}$ 和 $F_{j,m}^{\text{RT-dn}}$ 分别是实时场景 j 中 m 时刻的向上灵活爬坡需求和向下灵活爬坡需求; $L_{j,m}^N$ 为实时场景 j 中 m 时刻的净负荷功率。

实时再调度中的功率平衡如式(41)所示。

$$\begin{aligned} & \sum_{i \in I_b} (P_{i,j,m} + f_{i,j,m}^{\text{up}} - f_{i,j,m}^{\text{dn}}) + \\ & \sum_{h \in H_b} (P_{h,j,m}^+ - P_{h,j,m}^- + f_{h,j,m}^{\text{up}} - f_{h,j,m}^{\text{dn}}) + \\ & \sum_{e \in E_b} (P_{e,j,m}^+ - P_{e,j,m}^- + f_{e,j,m}^{\text{up}} - f_{e,j,m}^{\text{dn}}) + \\ & (P_{d',j,m}^+ + P_{d',j,m}^- + f_{d',j,m}^{\text{up}} - f_{d',j,m}^{\text{dn}}) + \\ & (P_{d,j,m} + f_{d,j,m}^{\text{up}}) + L_{b,j,m}^{\text{curt}} - N_{b,j,m} = \sum_{n \in N_b} \omega_{b,n,j,m} \end{aligned} \quad (41)$$

式中: $P_{i,j,m}$ 、 $P_{h,j,m}^+$ 、 $P_{h,j,m}^-$ 、 $P_{e,j,m}^+$ 、 $P_{e,j,m}^-$ 、 $P_{d',j,m}^+$ 、 $P_{d',j,m}^-$ 、 $P_{d,j,m}$ 分别为实时场景 j 中 m 时刻机组 i 的有功出力、抽水蓄能 h 的发电能量功率、抽水蓄能 h 的抽水能量功率、电池储能 e 的充电功率、电池储能 e 的放电功率、SL 的向上平移功率、SL 的向下平移功率、IL 的调用功率; $f_{i,j,m}^{\text{up}}$ 、 $f_{h,j,m}^{\text{up}}$ 、 $f_{e,j,m}^{\text{up}}$ 、 $f_{d',j,m}^{\text{up}}$ 、 $f_{d,j,m}^{\text{up}}$ 分别为实时场景 j 中 m 时刻机组 i 、抽水蓄能 h 、电池储能 e 、SL、IL 的向上灵活性分配; $f_{i,j,m}^{\text{dn}}$ 、 $f_{h,j,m}^{\text{dn}}$ 、 $f_{e,j,m}^{\text{dn}}$ 、 $f_{d',j,m}^{\text{dn}}$ 分别为实时场景 j 中 m 时刻机组 i 、抽水蓄能 h 、电池储能 e 、SL 的向下灵活性分配。

其他约束条件与日前调度相同, 不再赘述。

3 算例与结果分析

3.1 算例介绍

以改进的 IEEE-RTS-24 节点系统为基础算例模型, 如图 4 所示。

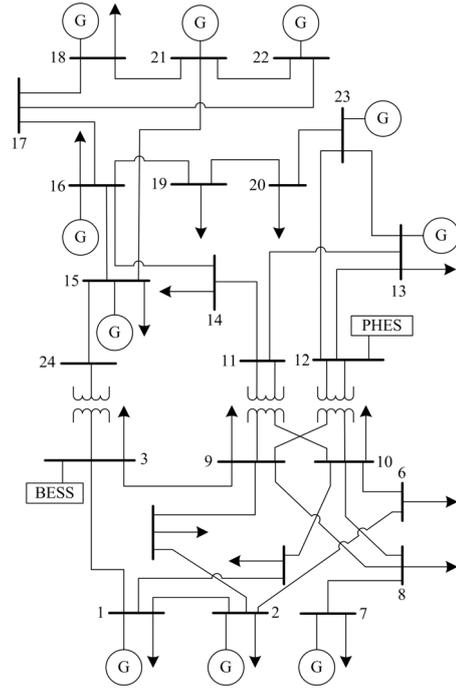


图 4 改进的 IEEE-RTS-24 节点系统结构图

Fig. 4 Structure of the modified IEEE-RTS-24 bus system

图 4 中: 峰值负荷约为 2600 MW; 含分布式风电节点 3 个, 总装机容量为 450 MW; 含分布式光伏节点 3 个, 总装机容量为 550 MW。可调节资源接入情况: CG 机组节点 12 个, 总装机容量为 3380 MW; PHES 节点 1 个, 库容为 1 TMC, 最大功率为 200 MW; BESS 节点 1 个, 总容量为 200 MWh, 最大功率为 50 MW; IL、SL 最大容量为所接母线

峰值负荷的 10%。典型日风、光出力及负荷预测曲线见附录 A, IEEE-RTS-24 节点系统常规机组参数、线路参数见附录 B。

为了分析净负荷预测中的不确定性,使用式(3)从典型日预测曲线中生成了 500 个初始净负荷场景,初始场景进行削减后的净负荷场景及概率如图 5 所示。其中, s1—s10 表示 10 个净负荷场景的名称, p 表示场景出现的概率。

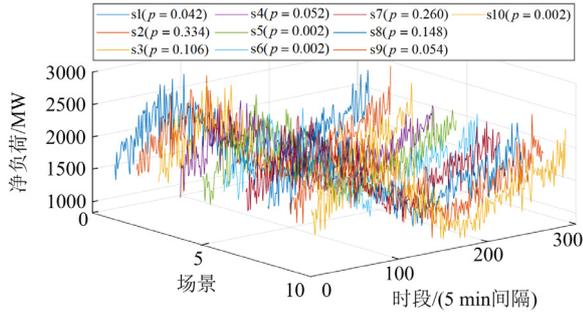


图 5 削减后的净负荷场景
Fig. 5 Reduced net load scenarios

为了验证所提模型的有效性,采用 4 种方案进行对比分析。方案 1: 仅由 CG 机组提供 FRP; 方案 2: 由 CG 机组和柔性负荷(IL、SL)共同提供 FRP; 方案 3: 由 CG 机组和储能(PHES、BESS)共同提供 FRP; 方案 4: 本文所提出的由 CG 机组、柔性负荷和储能共同提供 FRP。

所提出的混合整数线性规划模型在 GAMS 24.2.3 中使用 CPLEX 求解,计算机配置为 Intel Core i7-10510U 系列,主频 1.8 GHz,内存 16 GB。

3.2 灵活爬坡需求估计结果对比

针对方案 4 场景,分别采用本文提出的方法和现有方法估计系统灵活爬坡需求。表 1 为两种灵活爬坡需求估计方法的对比。

表 1 灵活爬坡需求估计方法比较

Table 1 Comparison of flexible ramping requirements estimation methods

	本文提出的方法	传统的方法
(a)	$F_t^{FRU} = u_t^{up} + u_t^{dn}$ $F_t^{FRD} = 0$	$F_t^{FRU} = (L_t^N + u_t^{up}) - (L_{t-1}^N - u_{t-1}^{dn})$ $F_t^{FRD} = 0$
(b)	$F_t^{FRU} = u_t^{up} + u_t^{dn}$ $F_t^{FRD} = (L_{t-1}^N + u_{t-1}^{up}) - (L_t^N - u_t^{dn})$ $F_t^{FRU} = 0$	$F_t^{FRU} = (L_t^N + u_t^{up}) - (L_{t-1}^N - u_{t-1}^{dn})$ $F_t^{FRD} = (L_{t-1}^N + u_{t-1}^{up}) - (L_t^N - u_t^{dn})$ $F_t^{FRU} = 0$
(c)	$F_t^{FRD} = u_{t-1}^{up} + u_t^{dn}$ $F_t^{FRU} = (L_t^N + u_t^{up}) - (L_{t-1}^N - u_{t-1}^{dn})$	$F_t^{FRD} = (L_{t-1}^N + u_{t-1}^{up}) - (L_t^N - u_t^{dn})$ $F_t^{FRU} = (L_t^N + u_t^{up}) - (L_{t-1}^N - u_{t-1}^{dn})$
(d)	$F_t^{FRD} = u_{t-1}^{up} + u_t^{dn}$	$F_t^{FRD} = (L_{t-1}^N + u_{t-1}^{up}) - (L_t^N - u_t^{dn})$

图 6 为传统灵活爬坡需求估计方法和所提出的灵活爬坡需求估计方法在 FRP 调用量上的不同。由图 6 可知,由于使用所提方法估计的系统灵活爬坡需求少于传统方法估计的系统灵活爬坡需求,因此所提方法在调用 FRP 方面总体少于传统方法,在日前调度中最多可节省 FRU 约 91 MW、FRD 约 102 MW,有效缓解了对系统灵活爬坡需求的过高估计,可降低日前运行成本。

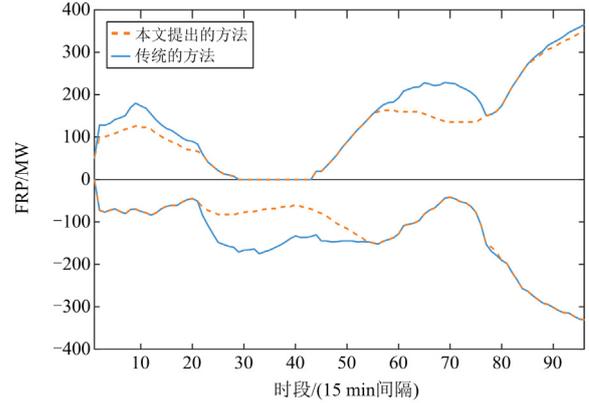


图 6 灵活爬坡需求估计结果比较

Fig. 6 Comparison of flexible ramping requirements estimation results

表 2 比较了不同灵活爬坡需求估计方法下的日前运行成本。由表 2 可知,采用所提出的灵活爬坡需求估计方法后,4 种方案下日前运行成本均有所降低,分别降低了 2.45%、2.77%、2.81%、2.90%,采用所提出的灵活爬坡需求估计方法较传统方法系统日前运行的经济性得到提高。

表 2 日前运行成本比较

Table 2 Comparison of day-ahead operation cost

方案	日前运行成本/万元	
	传统方法	本文所提方法
方案 1	392.19	382.57
方案 2	349.62	339.94
方案 3	344.97	335.58
方案 4	344.52	334.56

为了验证所提出的灵活爬坡需求估计方法在处理净负荷波动方面的能力,对两种灵活爬坡需求估计方法在负荷削减方面的性能进行比较,如图 7 所示。其中, TFRU 和 TLC 为传统方法所需的 FRU 调度量和负荷削减量; PFRU 和 PLC 为提出的方法所需的 FRU 调度量和负荷削减量, DLC 为两种方法负荷削减的差值。对比可得,尽管在时段 163-228、241-288 内 FRU 采购量以及时段 64-162 内 FRD 采购量有所降低,所提出的方法仍能保持系统的稳定

运行,同时比传统方法在 FRP 采购总额方面减少了约 15%。在时段 18-63 内,所提出的方法比传统方法在负荷削减方面减少约 24 MWh。此外,由于净负荷波动超过预估不确定范围,两种方法在 64-111 的部分时段内无法满足系统灵活性要求,导致系统切负荷。除了时段 18-63 外,两种方法的 FRU 调度大致相同。

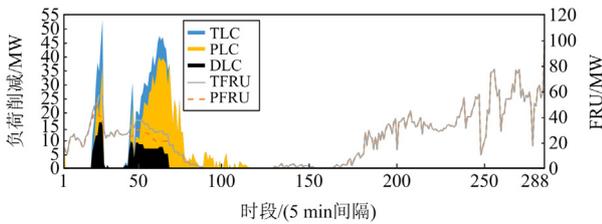


图 7 不同灵活爬坡需求估计方法下的 FRU 调度和负荷削减比较

Fig. 7 Comparison of FRU dispatch and load curtailment for different flexible ramping requirements estimation methods

3.3 不同可调节资源调度方案对比

为了验证所提模型的有效性,采用 5 种方案进行对比分析。方案 1: 仅由 CG 机组提供 FRP; 方案 2: 由 CG 机组和柔性负荷(IL、SL)共同提供 FRP; 方案 3: 由 CG 机组和储能(PHES、BESS)共同提供 FRP; 方案 4: 本文所提出的由 CG 机组、柔性负荷和储能共同提供 FRP; 方案 5: 可调节资源不提供 FRP。

在 30%~50%新能源接入比例的情况下,对比分析 5 个方案的运行成本,如表 3 所示。

表 3 4 种方案成本比较
Table 3 Cost comparison of 4 cases

方案	系统运行成本/万元		
	30%RES	40%RES	50%RES
方案 1	346.43	339.22	401.77
方案 2	334.41	329.59	353.65
方案 3	333.01	324.41	348.84
方案 4	332.10	315.16	346.44
方案 5	377.53	364.32	422.87

由表 3 可知,当可调节资源不提供 FRP 时,系统负荷削减量最多,运行成本最高。在相同的新能源接入比例(30%)下,方案 2 比方案 1 系统运行成本降低了 11.97%,方案 3 比方案 1 系统运行成本降低了 13.17%,方案 4 比方案 1 系统运行成本降低了 13.77%。当新能源接入比例从 30%提升到 40%时,4 个方案的运行成本分别降低了 2.08%、1.44%、2.58%和 5.07%;但当新能源接入比例从 40%提升到 50%时,4 个方案的运行成本分别提高了 15.97%、

5.76%、4.76%和 4.35%。综上可知,集成多种可调节资源后,系统可以调用的 FRP 增加,在处理由于负荷预测不准带来的净负荷波动时,可以减少负荷削减量,降低系统运行成本,提高系统的经济性;此外,适当提高新能源接入比例,可以降低系统净负荷峰值,降低系统能量成本,从而降低系统运行成本,但在新能源接入比例过高的情况下,由于新能源出力削减量的增加,弃风弃光惩罚成本增加,系统运行成本随之增加。

新能源接入比例为 50%时,方案 4 日前和实时调度中各可调节资源提供 FRP 的情况分别如图 8 和图 9 所示。

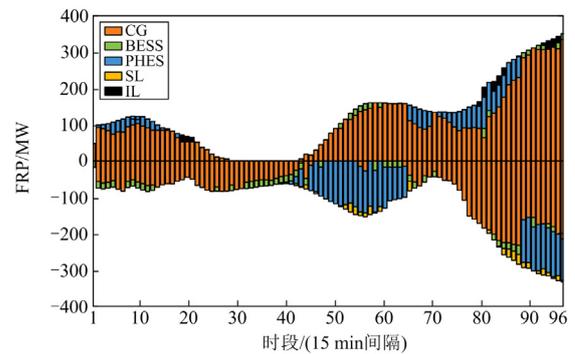


图 8 方案 4 中 FRP 日前调度计划

Fig. 8 FRP day-ahead dispatch schedule in case 4

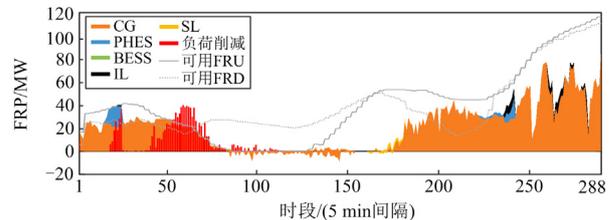


图 9 方案 4 中 FRP 实时调度

Fig. 9 FRP real-time dispatch in case 4

由图 8 和图 9 可知,集成可调节资源提供 FRP 可有效减少净负荷预测不确定性带来的系统切负荷。其中系统向上灵活爬坡需求较大,主要由 CG 机组、PHES、ILDR 和 SLDR 提供,但在实时调度时段 14-24 以及 41-81 内,净负荷的变化高于预估的不确定区间,所有可调节资源提供的 FRU 已完全部署,系统灵活性不足导致负荷削减;系统向下灵活爬坡需求较小,主要由能量调度满足,因此实时调度中 FRD 的调用量很小。方案 1、方案 2、方案 3 中可调节资源提供 FRP 的情况见附录 C。

4 结论

考虑系统灵活爬坡需求,提出一种 BESS、

PHES、IL 和 SL 等典型可调节资源的优化调度模型，分析了可调节资源参与灵活爬坡对系统运行成本的影响，为合理调用可调节资源提供依据。研究表明：1) 所提出的基于起始时间和结束时间净负荷不确定性的灵活爬坡需求估计方法，可以有效减少对系统灵活爬坡需求的过高估计，降低系统日前运行成本。2) 与传统机组相比，集成柔性负荷和储能等多种可调节资源可以有效减少系统切负荷和弃风弃光，显著降低系统运行成本，提高系统经济性和灵活性。

下一步将研究考虑区域间可调节资源互济机制的协同优化调度方法。

附录 B 参数设置

表 B1 IEEE-RTS-24 节点系统常规机组参数

Table B1 Conventional unit parameters of IEEE-RTS-24 bus system

机组编号	接入节点	额定容量/MW	最小出力/MW	单位运行成本/(元/MW)	启停费用/元	爬坡/(MW/min)
g1	18	400	100	150	1500	47
g2	21	400	100	150	1500	47
g3	1	150	30	80	1000	14
g4	2	150	30	80	1000	14
g5	15	155	54	100	500	21
g6	16	155	54	100	500	21
g7	23	310	110	140	500	21
g8	23	350	140	150	1000	28
g9	7	350	75	150	1000	49
g10	13	600	20	80	1500	21
g11	15	60	12	160	500	7
g12	22	300	60	160	1000	35

表 B2 IEEE-RTS-24 节点系统线路参数

Table B2 Line parameters of IEEE-RTS-24 bus system

首端	末端	阻抗/p.u.	容量/MW	首端	末端	阻抗/p.u.	容量/MW
1	2	0.0139	175	11	13	0.0476	500
1	3	0.2112	175	11	14	0.0418	500
1	5	0.0845	175	12	13	0.0476	500
2	4	0.1267	175	12	23	0.0966	500
2	6	0.1920	175	13	23	0.0865	500
3	9	0.1190	175	14	16	0.0389	500
3	24	0.0839	400	15	16	0.0173	500
4	9	0.1037	175	15	21	0.0245	1000
5	10	0.0883	175	15	24	0.0519	500
6	10	0.0605	175	16	17	0.0259	500
7	8	0.0614	175	16	19	0.0231	500
8	9	0.1651	175	17	18	0.0144	500
8	10	0.1651	175	17	22	0.1053	500
9	11	0.0839	400	18	21	0.0130	1000
9	12	0.0839	400	19	20	0.0198	1000
10	11	0.0839	400	20	23	0.0108	1000
10	12	0.0839	400	21	22	0.0678	500

附录 A 典型日风、光出力及负荷预测曲线

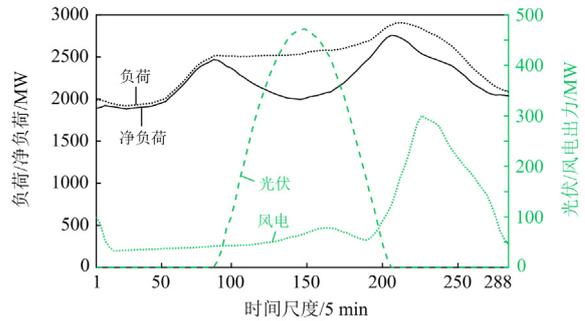


图 A1 典型日负荷及新能源出力曲线

Fig. A1 Load and RES profiles of the reference day

附录 C 其他方案调度结果

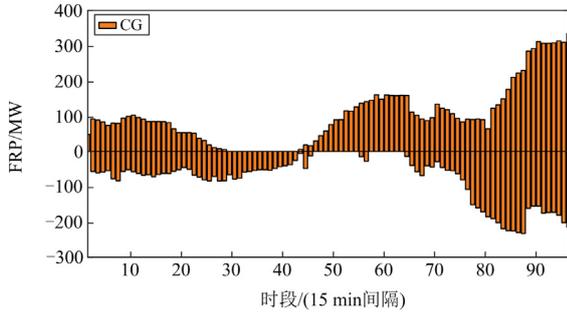


图 C1 方案 1 中 FRP 日前调度计划

Fig. C1 FRP day-ahead dispatch schedule in case 1

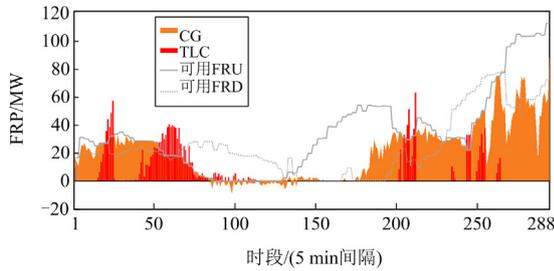


图 C2 方案 1 中 FRP 实时调度

Fig. C2 FRP real-time dispatch schedule in case 1

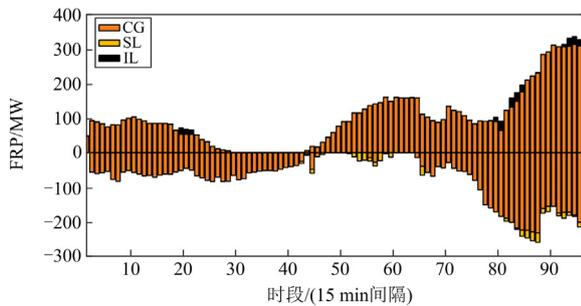


图 C3 方案 2 中 FRP 日前调度计划

Fig. C3 FRP day-ahead dispatch schedule in case 2

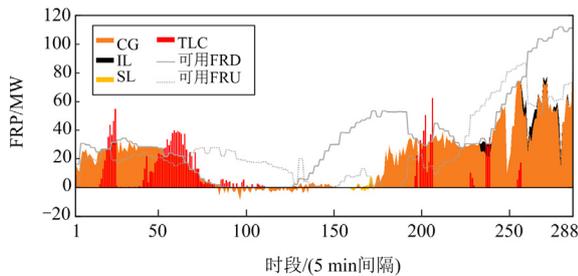


图 C4 方案 2 中 FRP 实时调度

Fig. C4 FRP real-time dispatch schedule in case 2

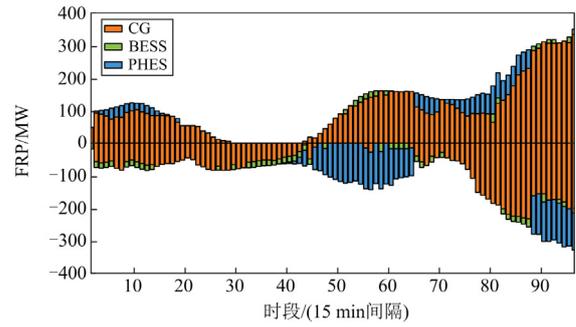


图 C5 方案 3 中 FRP 日前调度计划

Fig. C5 FRP day-ahead dispatch schedule in case 3

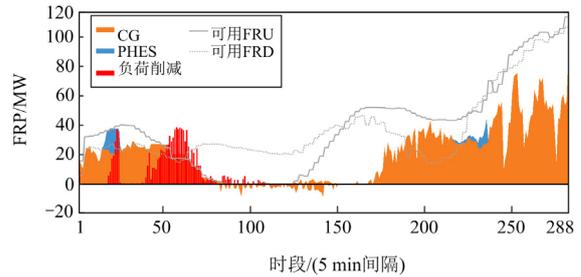


图 C6 方案 3 中 FRP 实时调度

Fig. C6 FRP real-time dispatch schedule in case 3

参考文献

- [1] 鲁宗相, 李海波, 乔颖. 高比例可再生能源并网的电力系统灵活性评价与平衡机理[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(1): 9-20.
LU Zongxiang, LI Haibo, QIAO Ying. Flexibility evaluation and supply/demand balance principle of power system with high-penetration renewable electricity[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1): 9-20.
- [2] WU H, SHAHIDEHPOUR M, ALABDULWAHAB A, et al. Thermal generation flexibility with ramping costs and hourly demand response in stochastic security-constrained scheduling of variable energy sources[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(6): 2955-2964.
- [3] 初壮, 赵蕾, 孙健浩, 等. 考虑热能动态平衡的含氢储能综合能源系统热电优化[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(3): 1-12.
CHU Zhuang, ZHAO Lei, SUN Jianhao, et al. Thermo-electric optimization of an integrated energy system with hydrogen energy storage considering thermal energy dynamic balance[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(3): 1-12.
- [4] 史喆, 梁毅, 李华, 等. 计及灵活性多目标电-热-交通综合能源系统区间优化运行[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(21): 33-42.
SHI Zhe, LIANG Yi, LI Hua, et al. Interval optimal operation of a multi-objective electric-thermal-transportation integrated energy system considering

flexibility[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(21): 33-42.

[5] WU C, HUG G, KAR S. Risk-limiting economic dispatch for electricity markets with flexible ramping products[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(3): 1990-2003.

[6] YE H, LI Z. Deliverable robust ramping products in real-time markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(1): 5-18.

[7] KHOSHJAHAN M, MOEINI-AGHTAIE M, FOTUHI-FIRUZABAD M, et al. Advanced bidding strategy for participation of energy storage systems in joint energy and flexible ramping product market[J]. IET Generation Transmission & Distribution, 2020, 14(22): 5202-5210.

[8] HU J, SARKER M R, WANG J, et al. Provision of flexible ramping product by battery energy storage in day-ahead energy and reserve markets[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2018, 12(10): 2256-2264.

[9] FANG X, SEDZRO K S, YUAN H, et al. Deliverable flexible ramping products considering spatiotemporal correlation of wind generation and demand uncertainties[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(4): 2561-2574.

[10] SREEKUMAR S, SHARMA K C, BHAKAR R. Multi-interval solar ramp product to enhance power system flexibility[J]. IEEE Systems Journal, 2021, 15(1): 170-179.

[11] 李静轩, 周明, 朱凌志, 等. 可再生能源电力系统运行灵活性需求量化及优化调度方法[J]. 电网技术, 2021, 45(7): 2647-2656.
LI Jingxuan, ZHOU Ming, ZHU Lingzhi, et al. Flexibility requirement quantifying and optimal dispatching for renewable integrated power systems[J]. Power System Technology, 2021, 45(7): 2647-2656.

[12] 田坤鹏, 孙伟卿, 韩冬, 等. 基于两阶段鲁棒优化的可再生能源 DNE 极限评估[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(19): 73-80.
TIAN Kunpeng, SUN Weiqing, HAN Dong, et al. DNE limit assessment of renewable energy based on two-stage robust optimization[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(19): 73-80.

[13] 马洪艳, 负靖洋, 严正. 基于分布鲁棒优化的灵活爬坡备用调度方法[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(19): 6121-6132.
MA Hongyan, YUN Jingyang, YAN Zheng. Distributionally robust optimization based dispatch methodology of flexible ramping products[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(19): 6121-6132.

[14] BEI Z, KEZUNOVIC M. Impact on power system flexibility by electric vehicle participation in ramp market[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(3): 1285-1294.

[15] KIM D, KWON K B, KIM M K. Application of flexible ramping products with allocation rates in microgrid utilizing electric vehicles[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2021, 133(2).

[16] GHAEMI S, SALEHI J, MOEINI-AGHTAIE M. Estimating abilities of distributed energy resources in providing flexible ramp products for active distribution networks[J]. Sustainable Cities and Society, 2020: 102593.

[17] CUI M, ZHANG J, WU H, et al. Wind-friendly flexible ramping product design in multi-timescale power system operations[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 35(4): 2561-2574.

[18] 赵福林, 俞啸玲, 杜诗嘉, 等. 计及需求响应的含大规模风电并网下电力系统灵活性评估[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(1): 42-51.
ZHAO Fulin, YU Xiaoling, DU Shijia, et al. Assessment on flexibility of a power grid with large-scale wind farm integration considering demand response[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(1): 42-51.

[19] 白雪岩, 樊艳芳, 刘雨佳, 等. 考虑可靠性及灵活性的风光储虚拟电厂分层容量配置[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(8): 11-24.
BAI Xueyan, FAN Yanfang, LIU Yujia, et al. Wind power storage virtual power plant considering reliability and flexibility tiered capacity configuration[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(8): 11-24.

[20] SANANDAJI B M, VINCENT T L, POOLLA K. Ramping rate flexibility of residential HVAC loads[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 7(2): 865-874.

[21] 胡戎, 邱晓燕, 张志荣. 计及灵活性资源的交直流混合配电网双层优化[J]. 电网技术, 2022, 46(6): 2259-2268.
HU Rong, QIU Xiaoyan, ZHANG Zhirong. Bi-level optimization of AC/DC hybrid distribution network considering flexible resources[J]. Power System Technology, 2022, 46(6): 2259-2268.

[22] GHARIBPOUR H, AMINIFAR F. Multi-stage equilibrium in electricity pool with flexible ramp market[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2019, 109: 661-671.

[23] BAGHERI A, KHATAMI R, PARVANIA M. Continuous-time look-ahead flexible ramp scheduling in real-time operation[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020, 119.

收稿日期: 2023-02-24; 修回日期: 2023-10-22

作者简介:

林顺富(1983—), 男, 教授, 博士生导师, 研究方向为智能电网用户端技术; E-mail: shunfulin@shiep.edu.cn

张琪(1997—), 女, 硕士研究生, 研究方向为电力系统灵活性; E-mail: qzhang0102@163.com

沈运帷(1992—), 女, 通信作者, 博士, 讲师, 研究方向为需求响应、综合能源和辅助服务市场。E-mail: ywshen@shiep.edu.cn

(编辑 魏小丽)