

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.200954

需求响应分段参与的多时间尺度源荷协调调度策略

祁江浩, 李凤婷, 张高航

(可再生能源发电与并网技术教育部工程研究中心(新疆大学), 新疆 乌鲁木齐 830047)

摘要: 需求侧主动参与调度能够减轻电源侧发电压力, 提高系统消纳新能源能力。如何充分发挥负荷侧调度潜力, 合理利用需求响应成为目前需要研究的问题。提出了一种考虑需求响应分段参与的多时间尺度源荷协调调度策略。首先基于不同负荷在响应特性和响应时长的差异, 将需求响应负荷分为4类, 再将一天24 h分成不同的参与时段, 通过负荷代理分段参与电网的调度并构建负荷响应模型。然后, 构建“日前-日内 2 h-日内 15 min”的多时间尺度调度模型, 对源荷资源进行协调调度。最后在改进的10机系统中进行了仿真验证。结果表明所提策略能更大限度发挥负荷侧潜力, 提高电力系统调度运行的经济性, 增强系统消纳风电能力, 减少弃风。

关键词: 需求响应; 可转移负荷; 多时间尺度; 源荷互动; 滚动优化

Multi-time scale scheduling strategy for source-load coordination considering demand response block participation

QI Jianghao, LI Fengting, ZHANG Gaohang

(Engineering Research Center for Renewable Energy Power Generation and Grid Technology
(Xinjiang University), Urumqi 830047, China)

Abstract: Demand side active participation in the dispatching process can mitigate the pressure on conventional unit generation and improve renewable energy accommodation. How to fully exert the dispatch capacity of load side, using demand response efficiently is the issue needing to be researched. This paper describes a novel multi-time scale scheduling strategy for source-load coordination considering demand response block participation. First, considering the difference in response characteristics and response duration of different loads, the demand response load is divided into four types and the scheduling day is divided into different participation periods. A demand response model with load agents is established. Second, a multi-time scale scheduling model that consists of day-ahead, intra-day 2-hour and intra-day 15-minute scheduling is formulated to coordinate the scheduling of source and load resources. Finally, a simulation verification is carried out on the improved 10-machine system. The results show that the proposed strategy can schedule demand response well and effectively reduce the operating cost of the system, as well as increase the penetration of wind generation and reduce wind power curtailment.

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

Key words: demand response; shiftable load; multi-time scale; source-load interaction; rolling optimization

0 引言

可再生能源的间歇性和波动性给电力系统的调度运行增加了难度。传统的调度策略往往是在日前预留足够的调峰机组和备用机组, 以保证电力系统的稳定可靠运行, 但这种调度策略会导致系统运行成本高及发电容量利用效率低的问题。针对传统调度策略的不足, 有学者提出将需求响应(Demand Response, DR)纳入电网的调度运行过程中^[1-3], 以提

高系统调度运行的经济性及新能源消纳能力。需求响应是指电力用户针对价格信号或激励机制而主动改变原有的电力消费行为或模式以响应电网需求, 可以起到削峰填谷、平滑负荷曲线的作用^[4]。根据用户获利方式可将 DR 资源分为电价型需求响应(Price-based Demand Response, PDR)和激励型需求响应(Incentive-based Demand Response, IDR)两种^[5-6]。PDR 的响应量是用户自主决定的, 其响应结果的不确定性较大^[7-9]。与 PDR 相比, IDR 可以与电网签订合同进而提供较为稳定的响应量, 在促进新能源消纳和电力系统高效运行方面具有更大的

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51767023)

潜力^[10]。针对 IDR 资源的调度利用方式,有学者构建了可中断负荷^[11-13]、可转移负荷^[14-16]、可平移负荷^[17]或居民负荷^[18]参与的电力系统调度模型,结果表明 IDR 参与调度可以减轻系统运行成本并提高新能源消纳能力。但上述文献仅考虑了在单一时间尺度下 IDR 资源参与电力系统调度的调度策略,缺少在不同时间尺度下源荷两侧协调调度策略的研究。

文献[18-19]将 IDR 以响应时间快慢和调度计划提前通知时间的不同进行分类,并在不同时间尺度对源荷两侧资源进行协调调度,发挥不同的作用。结果表明该调度策略可以有效平抑风电功率不确定性所引起的功率不平衡量,提高系统调度的经济性和新能源消纳能力。但没有考虑调度周期内 IDR 资源的响应过程,而只强调调度过程中负荷的削减和增加,随着 DR 资源不断增多,不考虑 DR 资源的响应过程,极有可能引起负荷异常爬坡^[20],造成调度困难。

本文根据不同 IDR 资源的响应特性差别,将需求响应分成不同的种类,以体现不同 IDR 资源的调度特点,并在此基础上设计了基于负荷代理的需求响应分段参与机制。为充分发挥负荷侧资源的调度潜力,基于“多级协调,逐级细化”的思路,建立了考虑需求响应分段参与的“日前-日内 2 h-日内 15 min”的多时间尺度源荷协调调度模型。将不同类型的需求响应参与不同时间尺度的电网调度,以最大限度的减轻常规机组爬坡压力以及降低系统对爬坡速率要求,实现系统最优经济调度,提高系统新能源消纳能力。

1 IDR 资源分类及参与机制

1.1 IDR 资源分类

电网调度机构向参与 IDR 资源调度的用户提供一定的经济补偿,在不影响自身生产生活需要时,用户有意愿参与 IDR 资源调度而获利^[14]。从用户自主响应特性的角度,DR 资源可以分为可平移负荷、可转移负荷和可中断负荷^[10]。可平移负荷的负荷用电曲线不变,但可以在不同的时段进行平移。可转移负荷为在调度周期内总用电量保持不变,各时段用电量可灵活调节的负荷。可中断负荷为用电量可以进行部分或全部中断的负荷,对用户的用电舒适度影响较大,调度成本最高。从用户用电需求分析,负荷类型不同,用电时间段和用电持续时间也不同。因此参与调度的 IDR 资源的可调度时间和可调度电量由其用电时间段和负荷功率决定,根据 IDR 资源响应时间长短进行分类,可以体现 IDR 在响应时间上的差别。从电网的实际调度需求分析,在日前调

度中主要考虑 IDR 参与削峰填谷以缓解常规机组爬坡压力,对响应时间较短的 IDR 资源需求较小。而在日内调度中,响应时间较短的 IDR 资源可以充当备用资源以平衡风电出力波动^[24]。

结合电网调度需求,考虑不同需求响应特性和响应时间差别,参考文献[21-22]对负荷用电时间的分类,将可转移负荷的响应时间分为 8 h、4 h 和 2 h。作为可平移负荷代表的高耗能企业需要提前制定生产计划,为简化分析,将其电量平移结果作为负荷预测结果的一部分。根据以上分析,以 IDR 资源的响应特性和响应时间的不同,将可参与电网调度的 IDR 资源分为以下 4 类。

- 1) A 类负荷:电量在 8 h 内可以进行转移,该时间段内的总用电量不变。
- 2) B 类负荷:电量在 4 h 内可以进行转移,该时间段内的总用电量不变。
- 3) C 类负荷:电量在 2 h 内可以进行转移,该时间段内的总用电量不变。
- 4) D 类负荷:电量可削减的可中断负荷。

与按提前通知时间对 IDR 资源进行分类的方法不同,本文分类方法即体现了需求响应的响应特性和响应时间的差别,同时也将 IDR 响应过程纳入系统的调度中,与不同时间尺度的电网调度过程相结合,发挥不同的作用。

1.2 基于负荷代理的 IDR 分段参与机制

采用负荷代理的形式协调负荷侧资源,负荷代理对外表现负荷群的综合外特性,对内协调系统侧调度信息和负荷群内部响应以满足电网调度要求。图 1 为负荷代理参与的电网调度架构。

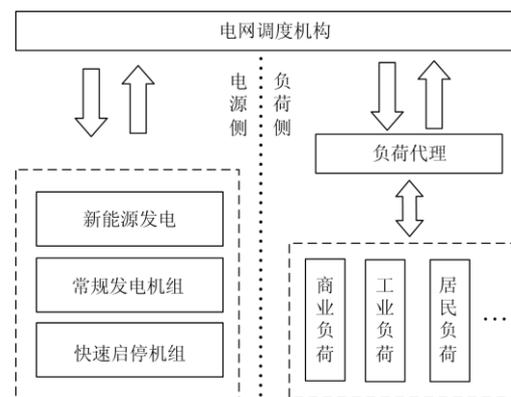


图 1 负荷代理参与的电网调度架构

Fig. 1 Dispatching framework with load agent participation

在 IDR 参与电网调度的过程中,用户应有权选择何时参与,调度机构应结合调度过程提供可供选择的参与时段。在文献[23]中提出了负荷分段竞价的机制,借鉴分段竞价机制的思想,本文提出

需求响应分段参与的参与机制, 即: 电网调度机构为不同 IDR 资源划分不同的参与时段, 负荷代理确定是否参与各时段调度, 并响应电网调度需求。以电网调度需求和 IDR 资源类型的不同, 划分负荷参与时段, A 类负荷参与时段分为 3 个; B 类负荷参与时段 11 个; C 类负荷参与时段 12 个, 图 2 所示为不同负荷参与时段的具体划分。

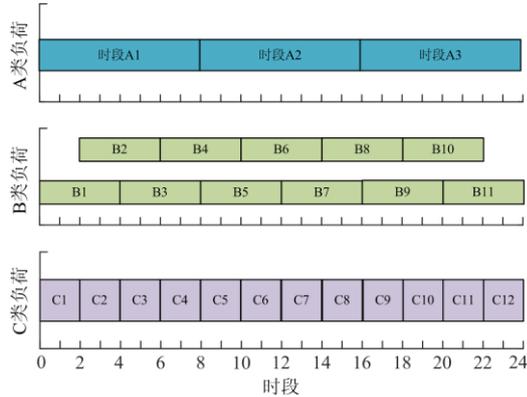


图 2 不同负荷参与时段划分

Fig. 2 Division of different load participation periods

负荷代理根据负荷情况确定参与电网调度的负荷类型和时段, 在特定的调度时段进行“容量-价格”的申报。以居民负荷为例, 电动汽车^[25]和空调负荷的用电量和用电时段调节灵活可作为 D 类负荷参与调度; 消毒柜和烘干机的可调度时间较长可作为 A 类负荷参与调度, 也可通过负荷代理的协调, 以 B 类或 C 类负荷的形式参与调度; 热水壶和吸尘器等可调度时间较短的负荷可以作为 B 类或 C 类负荷参与调度。在调度过程中可有如下假设: 1) 负荷代理是理智的, 在 IDR 资源申报时会根据自身实际情况, 能够响应电网调度; 2) 参与调度的 DR 资源是同等质量的, 电网调度中不会出现偏好。

2 多时间尺度源荷协调调度策略

2.1 含风电电力系统的源荷特性分析

在风电出力具有反调峰现象的时段, 系统可能会出现弃风和调峰能力不足的问题^[26], 通过在日前调度 A 类负荷进行削峰填谷, 可以减轻常规机组的调峰压力, 增加风电消纳。

由于风电出力的波动性, 会出现不同的源荷变化情境。如图 3 所示, 在情景 1 中 t_1 到 t_2 时段风电出力下降 $P_2 - P_1$, 负荷需求上升 $P_4 - P_3$, 净负荷需求增加 ΔP 。若发电机组向上爬坡速度最大为 P_{\max}^{up} , 当 $P_{\max}^{\text{up}}(t_2 - t_1) < \Delta P$ 时, t_2 时机组出力无法满足负荷需求而导致切负荷。通过调度 B 类负荷在 t_1 时增大

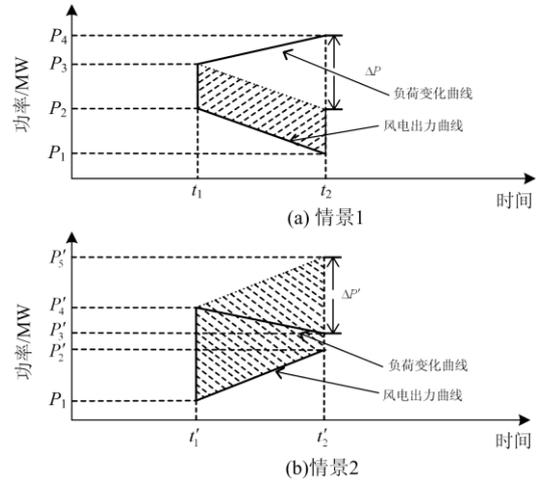


图 3 两种源荷变化情景

Fig. 3 Two scenarios of source-load change

用电量或在 t_2 时减少用电量, 可以减轻机组爬坡压力并增加风电消纳。在情景 2 中若发电机组向下爬坡速度最大为 P_{\max}^{down} , 当 $P_{\max}^{\text{down}}(t_2' - t_1') < \Delta P'$ 时, t_2' 时风电无法完全消纳而导致弃风。通过调度 B 类负荷在 t_1' 时减少用电量或在 t_2' 时增加用电量, 可以减轻机组向下爬坡压力并减少弃风。在这两种情景中, 调度 B 类负荷均可优化常规机组出力并减少弃风。

C 类和 D 类负荷可以看作备用资源, 通过在较短的时间段内改变负荷用电量以减轻发电机组的平衡压力, 维持系统安全稳定运行。

2.2 多时间尺度源荷协调调度策略

随着时间尺度的缩短, 风电出力和负荷的预测精度会逐步变高, 基于“多级协调, 逐级细化”的思路, 本文将不同类型的需求响应在不同时间尺度进行协调调度, 提出了“日前-日内 2 h-日内 15 min”三个时间尺度的调度策略, 图 4 为多时间尺度源荷协调调度架构。

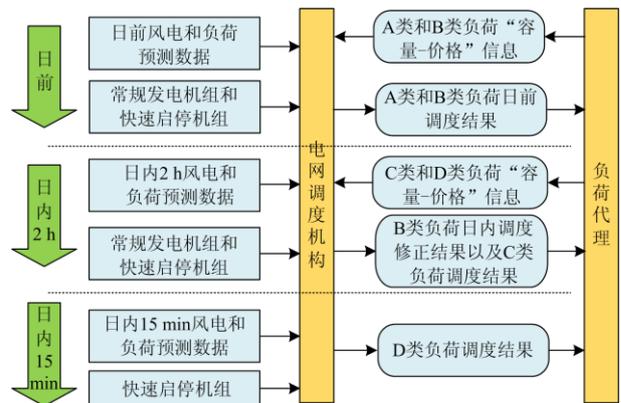


图 4 多时间尺度调度架构

Fig. 4 Multi-time scale scheduling framework

1) 日前调度: 日前调度确定未来 24 h 各类资源的调度计划。常规机组的启停时间较长, 日前调度除确定 A 类和 B 类负荷调度计划外, 还应确定常规机组启停, 并制定常规机组出力计划用于指导常规机组发电。

2) 日内 2 h 调度: 每 2 h 滚动执行一次, 确定未来 4 h 各类资源的调度计划, 后 2 h 调度计划由下一次日内 2 h 调度进行滚动修正。在日前调度结果的基础上, 基于最新的风电出力和负荷预测数据对调度时段内 B 类负荷调度结果和常规机组出力结果进行修正, 同时确定快速启停机组的启停和 C 类负荷的调度计划。

3) 日内 15 min 调度: 每 15 min 滚动执行一次, 确定未来 30 min 内快速启停机组出力和 D 类负荷的调度计划, 并循环滚动修正。

3 多时间尺度源荷协调调度模型

3.1 日前调度模型

以电力系统调度经济性最优为目标, 考虑弃风成本 F_W^{cut} , 电网调度机构的前日调度优化目标函数为

$$\min F_1 = \min \{F_{G1} + F_{FG} + F_s + F_{ATL} + F_{BTL} + F_W^{\text{cut}}\} \quad (1)$$

式中: F_{G1} 和 F_{FG} 为常规机组和快速启停机组的发电成本; F_s 为机组启停成本; F_{ATL} 和 F_{BTL} 为 A 类和 B 类负荷调度成本。式(2)为各项成本计算公式。

$$\begin{cases} F_{G1} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} (a_i^G P_{G,i,t}^{\text{da}2} + b_i^G P_{G,i,t}^{\text{da}} + c_i^G) \\ F_{FG} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{FG}} (a_i^{\text{FG}} P_{FG,i,t}^{\text{da}2} + b_i^{\text{FG}} P_{FG,i,t}^{\text{da}} + c_i^{\text{FG}}) \\ F_s = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} S_i \cdot u_{i,t}^G \cdot (1 - u_{i,t}^G) + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{FG}} S_i \cdot u_{i,t}^{\text{FG}} \cdot (1 - u_{i,t}^{\text{FG}}) \\ F_{ATL} = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{N_{ATL}} \alpha_{j,ATL} \cdot |P_{j,ATL,t}^{\text{da}}| \\ F_{BTL} = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{N_{BTL}} \alpha_{j,BTL} \cdot |P_{j,BTL,t}^{\text{da}}| \\ F_W^{\text{cut}} = \sum_{t=1}^T \alpha_W \cdot P_{W,t}^{\text{cut}} \end{cases} \quad (2)$$

式中: 以 15 min 为一个调度时段, $T=96$; N_G 和 N_{FG} 为常规机组和快速启停机组数量; $P_{G,i,t}^{\text{da}}$ 和 $P_{FG,i,t}^{\text{da}}$ 为 t 时段常规机组和快速启停机组出力; a_i^G 、 b_i^G 和 c_i^G 为常规机组发电成本系数; a_i^{FG} 、 b_i^{FG} 和 c_i^{FG} 为快速启停机组发电成本系数; $u_{i,t}^G$ 和 $u_{i,t}^{\text{FG}}$ 为机组的启停状态, 为 1 或 0 表示发电机运行或停止; S_i 为机组

的启停成本; $\alpha_{j,ATL}$ 和 $\alpha_{j,BTL}$ 为 A 类和 B 类负荷的单位调度成本; $P_{j,ATL,t}^{\text{da}}$ 和 $P_{j,BTL,t}^{\text{da}}$ 为 A 类和 B 类负荷调度电量; P_W^{cut} 为弃风电量; α_W 为单位弃风成本。

日前调度约束条件包括以下六种约束。

1) 系统有功平衡约束

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{G,i,t}^{\text{da}} + \sum_{i=1}^{N_{FG}} P_{FG,i,t}^{\text{da}} + \sum_{j=1}^{N_{ATL}} P_{j,ATL,t}^{\text{da}} + \sum_{j=1}^{N_G} P_{j,BTL,t}^{\text{da}} - P_{W,t}^{\text{cut}} = P_{\text{load},t}^{\text{da}} - P_{W,t}^{\text{da}} \quad (3)$$

式中: $P_{W,t}^{\text{da}}$ 和 $P_{\text{load},t}^{\text{da}}$ 为日前风电出力和负荷预测结果。

2) 发电机的一般性约束见参考文献[19], 包括出力上下限约束、爬坡约束和最小开停机时间约束。

3) 旋转备用约束

$$\begin{cases} P_{\text{max}}^{\text{up}} \geq P_{\text{reserve}}^{\text{da}} \\ P_{\text{max}}^{\text{down}} \geq P_{\text{reserve}}^{\text{da}} \end{cases} \quad (4)$$

式中: $P_{\text{reserve}}^{\text{da}}$ 为日前调度备用需求量。

4) 需求响应调度时间范围约束

$$\begin{cases} T_{j,b}^A \leq T_j^A \leq T_{j,s}^A \\ T_{j,b}^B \leq T_j^B \leq T_{j,s}^B \end{cases} \quad (5)$$

式中: T_j^A 和 T_j^B 为 A 类和 B 类负荷调度响应时间; $T_{j,b}^A$ 、 $T_{j,s}^A$ 和 $T_{j,b}^B$ 、 $T_{j,s}^B$ 为 A 类和 B 类负荷调度的开始和截止时间限度。

5) 负荷用电量不变约束

在调度时间段内, A 类和 B 类负荷的用电总量不发生改变, 即

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^T P_{j,ATL,t}^{\text{da}} = 0 \\ \sum_{t=1}^T P_{j,BTL,t}^{\text{da}} = 0 \end{cases} \quad (6)$$

6) 转移电量上下限约束

$$\begin{cases} P_{j,ATL,t}^{\text{min}} \leq P_{j,ATL,t}^{\text{da}} \leq P_{j,ATL,t}^{\text{max}} \\ P_{j,BTL,t}^{\text{min}} \leq P_{j,BTL,t}^{\text{da}} \leq P_{j,BTL,t}^{\text{max}} \end{cases} \quad (7)$$

式中: $P_{j,ATL,t}^{\text{max}}$ 和 $P_{j,ATL,t}^{\text{min}}$ 为 A 类负荷调用上下限;

$P_{j,BTL,t}^{\text{max}}$ 和 $P_{j,BTL,t}^{\text{min}}$ 为 B 类负荷调用上下限。

3.2 日内 2 h 调度模型

在日前调度结果的基础上, 日内 2 h 调度的目标函数为

$$\min F_2 = \min \{F_{G2} + F_{FG} + F_s + F_{BTL} + F_{CTL} + F_W^{\text{cut}}\} \quad (8)$$

式中: F_{G2} 为常规机组发电成本; F_s 为快速启停机组启停成本; F_{BTL} 和 F_{CTL} 分别为 B 类和 C 类负荷调度成本。式(9)为各项成本计算公式。

$$\begin{cases} F_{G2} = \sum_{t=1}^{T_2} \sum_{i=1}^{N_G} (a_i^G P_{G,i,t}^{d2} + b_i^G P_{G,i,t}^{d2} + c_i^G) \\ F_s = \sum_{t=1}^{T_2} \sum_{i=1}^{N_{FG}} S_i \cdot u_{i,t}^{FG} \cdot (1 - u_{i,t}^{FG}) \\ F_{BTL} = \sum_{t=1}^{T_2} \sum_{j=n}^{N_{BTL}} \alpha_{j,BTL} \cdot |P_{j,BTL,t}^{d2}| \\ F_{CTL} = \sum_{t=1}^{T_2} \sum_{j=n}^{N_{CTL}} \alpha_{j,CTL} \cdot |P_{j,CTL,t}^{d2}| \end{cases} \quad (9)$$

式中: $T_2=16$; $P_{G,i,t}^{d2}$ 为常规机组出力; $P_{j,BTL,t}^{d2}$ 和 $P_{j,CTL,t}^{d2}$ 为 B 类和 C 类负荷调度电量; $\alpha_{j,CTL}$ 为 C 类负荷单位调度成本。

约束条件除发电机的一般性约束、旋转备用约束以及 B 类负荷相关约束外还包括以下三种约束。

1) 功率平衡约束

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^{N_G} P_{G,i,t}^{d2} + \sum_{i=1}^{N_{FG}} P_{FG,i,t}^{d2} + \sum_{j=1}^{N_{BTL}} P_{j,BTL,t}^{d2} + \sum_{j=1}^{N_{CTL}} P_{j,CTL,t}^{d2} - P_{W,t}^{cut} = \\ P_{load,t}^{d2} + \sum_{j=1}^{N_{ATL}} P_{j,ATL,t}^{da} - P_{W,t}^{d2} \end{aligned} \quad (10)$$

式中: $P_{load,t}^{d2}$ 和 $P_{W,t}^{d2}$ 为日内 2 h 调度阶段负荷和风电出力预测结果。

2) 功率调整量约束

滚动修正时, 常规机组新的出力计划和 B 类负荷调度计划应以日前调度计划为依据, 修正量应维持在一定的范围内。常规机组出力调整量和 B 类负荷调度调整量的约束为

$$\begin{cases} |P_{G,i,t}^{d2} - P_{G,i,t}^{da}| \leq P_{G,change}^{max} \\ |P_{j,BTL,t}^{d2} - P_{j,BTL,t}^{da}| \leq P_{BTL,change}^{max} \end{cases} \quad (11)$$

式中: $P_{G,change}^{max}$ 和 $P_{BTL,change}^{max}$ 分别为常规机组和 B 类负荷的最大功率修正量。

3) C 类负荷调度的相关约束

$$\begin{cases} T_{j,b}^C \leq T_j^C \leq T_{j,s}^C \\ \sum_{t=1}^{T_2} P_{j,CTL,t}^{d2} = 0 \\ P_{j,CTL,t}^{min} \leq P_{j,CTL,t}^{d2} \leq P_{j,CTL,t}^{max} \end{cases} \quad (12)$$

式中: $T_{j,b}^C$ 和 $T_{j,s}^C$ 为 C 类负荷调度的开始和截止时间; $P_{j,CTL,t}^{min}$ 和 $P_{j,CTL,t}^{max}$ 为 C 类负荷调用上下限。

3.3 日内 15 min 调度模型

日内 15 min 调度以快速启停机组发电成本、D 类负荷调度成本和弃风成本最小为目标, 其公式为

$$\min F_3 = \min \left\{ \begin{aligned} & \sum_{t=1}^{T_3} \sum_{i=1}^{N_{FG}} (a_i^{FG} \cdot P_{FG,i,t}^{d15} + b_i^{FG} \cdot P_{FG,i,t}^{d15} + c_i^{FG}) + \\ & \sum_{t=1}^{T_3} \sum_{j=1}^{N_{DIL}} \alpha_{j,DIL} \cdot P_{j,DIL,t} + \sum_{t=1}^{T_3} \alpha_W \cdot P_W^{cut} \end{aligned} \right\} \quad (13)$$

式中: $T_3=2$; $\alpha_{j,DIL}$ 为 D 类负荷单位调度成本;

$P_{j,DIL,t}$ 为 D 类负荷调度电量。

日内 15 min 调度的约束条件除发电机的一般性约束条件外, 还应包括以下两种约束。

1) 系统有功平衡约束

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^{N_G} P_{G,i,t}^{d2} + \sum_{i=1}^{N_{FG}} P_{FG,i,t}^{d15} + P_{W,t}^{d15} - P_{W,t}^{cut} + \sum_{j=1}^{N_{BTL}} P_{j,DIL,t}^{d15} = \\ P_{load,t}^{d15} + \sum_{j=1}^{N_{ATL}} P_{j,ATL,t}^{da} + \sum_{j=1}^{N_{BTL}} P_{j,BTL,t}^{d2} + \sum_{j=1}^{N_{CTL}} P_{j,CTL,t}^{d2} \end{aligned} \quad (14)$$

式中: $P_{load,t}^{d15}$ 和 $P_{W,t}^{d15}$ 为日内 15min 调度阶段负荷和风电出力预测结果。

2) D 类负荷调度约束

D 类负荷中断时间、中断量和中断次数都应限制在一定的范围内, 约束条件为

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^{T_3} v_{i,t} \leq N_{i,D}^{max} \\ P_{j,DIL,t}^{min} \leq P_{j,DIL,t} \leq P_{j,DIL,t}^{max} \\ \sum_{t=1}^{T_3} v_{i,t-1} \cdot (v_{i,t} - 1) \leq N_{i,onoff}^{max} \end{cases} \quad (15)$$

式中: $v_{i,t}$ 为 D 类负荷的调用状态, 为 1 时表示调用, 为 0 时表示未调用; $N_{i,D}^{max}$ 为中断时间上限;

$P_{j,DIL,t}^{max}$ 和 $P_{j,DIL,t}^{min}$ 为 D 类负荷单次中断量上限和下限;

$N_{i,onoff}^{max}$ 为中断次数上限。

4 算例分析

以改进的 10 机系统^[4]为基础, 图 5 为新疆某地区不同时间尺度负荷和风电出力预测曲线。以阶梯电价的方式对 IDR 进行调用后补偿^[18], 负荷响应量越多, 所需支付的激励费用越高^[12], 各类 IDR 资源的单位调度成本见附录。通过 YALMIP 调用 CPLEX 求解器, 在 Matlab 中对模型求解。

4.1 多时间尺度调度结果分析

基于本文所建模型, 研究在各个不同时间尺度上各类资源的调度情况。先进行日前调度, 然后滚动进行日内 2 h 和日内 15 min 的优化调度, 最后将调度结果连接在一起绘制出调度结果曲线。

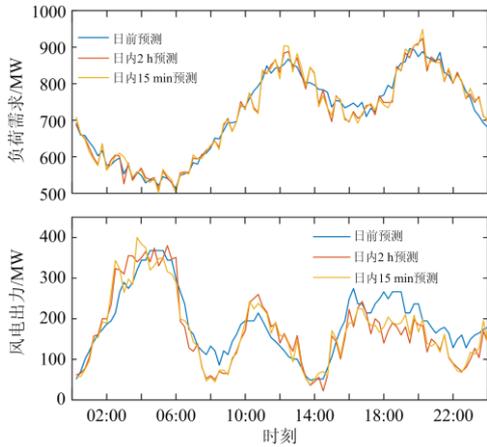


图 5 负荷及风电预测曲线

Fig. 5 Forecasted load and wind power

1) 日前调度结果分析

图 6 为不同调度时段 A 类和 B 类负荷调度曲线。如图 6 所示，在风电出力相对平稳的 A3 时段，A 类负荷不参与调度。在负荷低谷时段，A 类负荷将 00:00—02:00 的负荷转移至 04:00—06:00，平滑负荷曲线，以尽可能的消纳风电。同时，02:00—04:00 和 06:00—08:00 的风电出力变化迅速，调度 B 类负荷使这两个时段的负荷需求转移至风电出力高峰的 04:00—06:00 时段，能够有效地减轻系统对机组爬坡速度的要求。

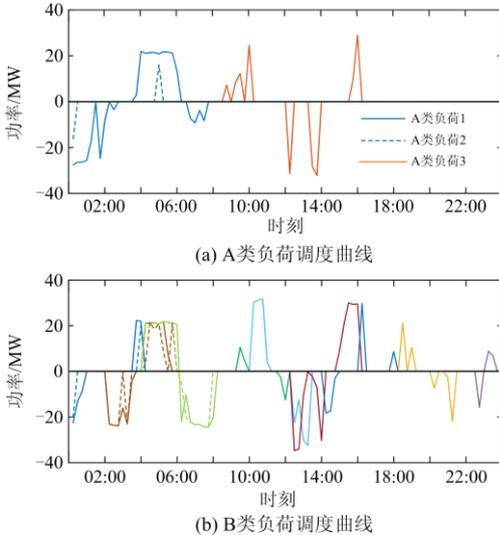


图 6 A 类和 B 类负荷调度曲线

Fig. 6 Dispatching results by the day-ahead dispatch model

2) 日内 2 h 调度结果分析

图 7 为调用 C 类负荷前后的净负荷误差曲线与 C 类负荷调度曲线。可以看出，C 类负荷调度曲线的波动幅度较小，但变化剧烈，负荷调度承担了一

部分变化较剧烈的功率调整量，减少了风电和负荷预测误差所导致的净负荷偏差。

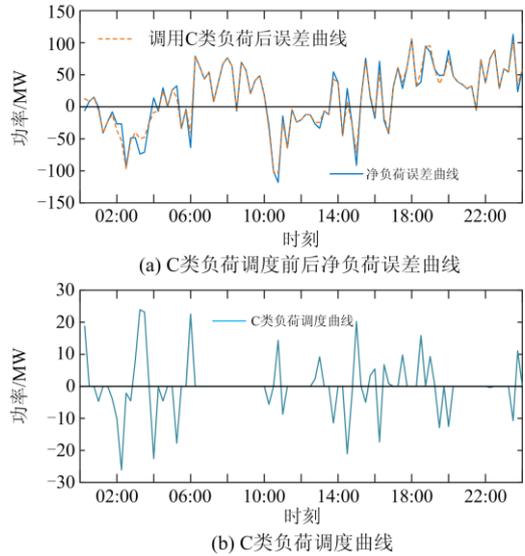


图 7 净负荷误差曲线与 C 类负荷调度曲线

Fig. 7 Change of net load curve by the type-C dispatch and the power adjustment of type-C IDR

3) 日内 15 min 调度结果分析

图 8 为 D 类负荷调度曲线，发电机组出力曲线和弃风功率曲线见附录。D 类负荷充当系统备用，在风电预测出力值下降时，减少负荷量，减轻发电机组的平衡压力。调用 D 类负荷应对风电出力和负荷波动导致的供需不平衡问题，减轻了在短时间尺度上发电机组的平衡压力，保障系统安全稳定运行。

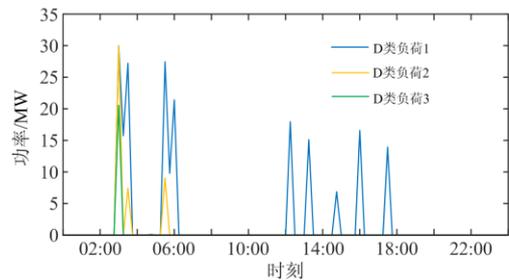


图 8 D 类负荷调度曲线

Fig. 8 Power adjustment of type-D IDR

4.2 与其他调度策略的对比分析

1) 多时间尺度调度效果分析

为分析需求响应在多时间尺度调度的优势，在其他参数相同的条件下，设计了四种调度策略并对比分析。策略 1：无 IDR 资源参与；策略 2：除 D 类负荷外，其他类型负荷均在日前调度；策略 3：B 类负荷仅参与日内 2 h 调度；策略 4：本文调度策略。表 1 为 4 种策略的调度结果对比。

表 1 不同策略调度结果

Table 1 Scheduling results of different strategies

各项成本	策略 1	策略 2	策略 3	策略 4
常规机组发电成本	254 759	256 078	257 083	257 422
快速机组发电成本	56 447	50 215	52 072	53 447
启停成本	4 800	4 200	1 800	1 800
IDR 成本	0	13 988	19 654	16 537
弃风成本	36 329	29 964	23 782	21 061
弃负荷成本	65 205	0	0	0
总成本	417 540	354 445	354 391	350267

对比四种策略的调度结果可以发现：随着 IDR 资源在多时间尺度调度的不断细化，发电机组的发电平衡压力降低，发电机启停成本由原来的 4 800 美元降低至 1 800 美元，启停成本显著降低；由于系统调度 IDR 削峰填谷，平滑负荷曲线，弃风成本由 36 329 美元降低至 21 061 美元，弃风电量不断减少；通过多时间尺度对 IDR 资源合理调度，本文策略达到了系统调度总成本最优，弃风电量最少。另外在相同备用容量的条件下，考虑需求响应参与系统调度的策略均没有出现弃负荷现象，DR 资源的参与使系统的弃负荷风险降低。

2) 需求响应分段参与的效果分析

为分析 IDR 分段参与的有效性，设计四种场景并对比分析。场景 1：可调度资源仅有 D 类负荷；场景 2：可调度资源有 C 类和 D 类负荷，C 类负荷参与日前和日内 2 h 调度；场景 3：可调度资源有 B 类、C 类和 D 类负荷；场景 4：四类负荷均参与调度。为直观对比不同场景的调度结果，每种场景中 IDR 资源总量保持相同。表 2 为四种场景调度结果对比。

表 2 不同场景调度结果

Table 2 Scheduling results of different scenarios

各项成本	场景 1	场景 2	场景 3	场景 4
发电成本	311 206	309 996	304 703	310 869
启停成本	4 200	3 600	1 800	1 800
IDR 成本	4 735	8 920	19 311	16 537
弃风成本	54 362	48 297	31 711	21 061
总成本	374 503	370 813	357 525	350 267

对比表 2 中四种场景的调度结果，可以发现随着参与调度的 IDR 资源种类不断增多，弃风量不断减少，调度成本不断降低。D 类负荷在发电机组难以满足供需平衡时进行调用，可降低机组的启停成本，但对促进可再生能源消纳的作用有限。场景 2 中 C 类负荷可调度时间短，无法有效的削峰填谷，系统调度成本中仍包含较高的弃风成本。与场景 1 和 2 相比，场景 3 中 IDR 调度成本提高，弃风成本

显著降低。在 IDR 资源总量相同的条件下，场景 4 综合利用各类 IDR 资源，达到了调度成本最小，弃风量最少，风电消纳最优，使整个系统拥有更好的调度经济性和新能源消纳能力。

5 结论

本文在对 IDR 资源特性和含风电电力系统源荷特性分析的基础上，提出了需求响应分段参与的多时间尺度源荷协调调度策略，并通过仿真验证证明了：

- 1) 多种 IDR 资源分段参与系统调度能最大限度发挥负荷侧调度效果：A 类和 B 类负荷进行削峰填谷，平滑负荷曲线，减轻常规机组发电压力，提高风电消纳能力；C 类和 D 类负荷在较短时间尺度调节负荷需求，减轻快速启停机组的发电平衡压力，减少系统弃风和切负荷风险。
- 2) 采用多时间尺度源荷协调调度的策略，可以使 IDR 资源在不同的时间尺度发挥不同的调度效果，以最大限度发挥负荷侧资源作用，提升系统调度的经济性和新能源消纳能力。

由于篇幅限制，关于负荷代理协调负荷侧资源分段参与系统调度并响应电网调度结果的相关策略研究将在后续工作中展开。

附录

附表 1 A 类负荷阶梯补偿电价

Table 1 Progressive feed-in price of type-A IDR

负荷调度量	A 类负荷单位补偿成本/美元
0~4%	24
4%~8%	38

附表 2 B 类负荷阶梯补偿电价

Table 2 Progressive feed-in price of type-B IDR

负荷调度量	B 类负荷单位补偿成本/美元
0~4%	14
4%~8%	28

附表 3 C 类负荷阶梯补偿电价

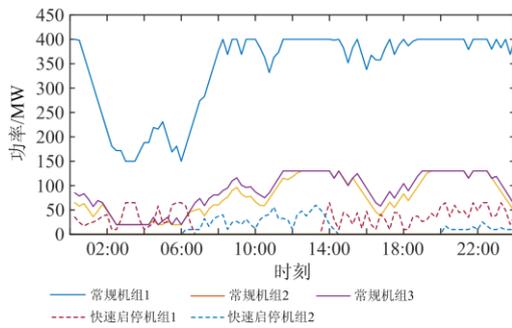
Table 3 Progressive feed-in price of type-C IDR

负荷调度量	C 类负荷单位补偿成本/美元
0~2%	16
2%~4%	28

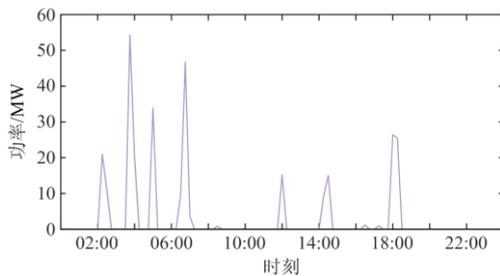
附表 4 D 类负荷参数

Table 4 Parameters of type-D IDR

D 类负荷代理	负荷调度量	负荷中断总时间/min	单位补偿成本/美元
1	0~3%	120	140
2	0~3%	75	117
3	0~3%	45	78



附图 1 本文调度策略下机组出力曲线
Fig. 1 Unit combination curve results by the strategy in this paper



附图 2 本文调度策略下弃风功率曲线
Fig. 2 Wind curtailment results by the strategy in this paper

参考文献

[1] REN D, LI H, JI Y. Home energy management system for the residential load control based on the price prediction[C] // Online Conference on Green Communications (GreenCom), September 26-29, 2011, Piscataway, NJ, USA.

[2] 陈志杰, 李凤婷, 赵新利, 等. 考虑源荷特性的双层互动优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(1): 135-141.
CHEN Zhijie, LI Fengting, ZHAO Xinli, et al. A bi-level interactive optimization scheduling considering source-load characteristics[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(1): 135-141.

[3] HUANG Wujing, ZHANG Ning, KANG Chongqing, et al. From demand response to integrated demand response: review and prospect of research and application[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2019, 4(2): 148-150. DOI: 10.1186/s41601-019-0126-4.

[4] 姚建国, 杨胜春, 王珂, 等. 平衡风功率波动的需求响应调度框架与策略设计[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(9): 85-92.
YAO Jianguo, YANG Shengcun, WANG Ke, et al. Framework an strategy design of demand response scheduling for balancing wind power fluctuation[J].

Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(9): 85-92.

[5] 别朝红, 胡国伟, 谢海鹏, 等. 考虑需求响应的含风电电力系统的优化调度[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(13): 115-120.
BIE Zhaohong, HU Guowei, XIE Haipeng, et al. Optimal dispatch for wind power integrated system considering demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(13): 115-120.

[6] MING Hao, XIA Bainan, LEE K Y, et al. Prediction and assessment of demand response potential with coupon incentives in highly renewable power systems[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2020, 5(2): 124-137. DOI: 10.1186/s41601-020-00155-x.

[7] XU F, LAI L L. Novel active time based demand response for industrial consumers in smart grid[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2015, 11(6): 1564-1573.

[8] 赵晋泉, 胡佳, 王珂, 等. 一种日前发电调度与日前分时电价联合优化模型[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(9): 56-63.
ZHAO Jinqun, HU Jia, WANG Ke, et al. A joint optimization model of day-ahead generation scheduling and day-ahead time-of-use price[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(9): 56-63.

[9] RAY G L, LARSEN E M, PINSON P. Evaluating price-based demand response in practice—with application to the EcoGrid EU experiment[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(3): 2304-2313.

[10] 曾博, 杨雍琦, 段金辉, 等. 新能源电力系统中需求侧响应关键问题及未来研究展望[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(17): 10-18.
ZENG Bo, YANG Yongqi, DUAN Jinhui, et al. Key issues and research prospects for demand-side response in alternate electrical power system with renewable energy sources[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(17): 10-18.

[11] 陈志杰, 李凤婷, 黄蓉. 计及需求响应的含风电电力系统旋转备用优化配置策略[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(13): 117-122.
CHEN Zhijie, LI Fengting, HUANG Rong. Spinning reserve optimal configuration strategy of a wind power system with demand response[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(13): 117-122.

[12] 卢志刚, 郭凯, 闫桂红, 等. 考虑需求响应虚拟机组和碳交易的含风电电力系统优化调度[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(15): 58-65.
LU Zhigang, GUO Kai, YAN Guihong, et al. Optimal

- dispatch of power system integrated with wind power considering virtual generator units of demand response and carbon trading[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(15): 58-65.
- [13] 王蓓蓓, 刘小聪, 李扬. 面向大容量风电接入考虑用户侧互动的系统日前调度和运行模拟研究[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(22): 35-44.
WANG Beibei, LIU Xiacong, LI Yang. Day-ahead generation scheduling and operation simulation considering demand side interaction in large-capacity wind power integrated systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(22): 35-44.
- [14] KNUDSEN J, HANSEN J, ANNASWAMY A M. A dynamic market mechanism for integration of renewables and demand response[J]. IEEE Transactions on Control Systems Technology, 2016, 24(3): 940-955.
- [15] XU Q, DING Y, YAN Q, et al. Day-ahead load peak shedding/shifting scheme based on potential load values utilization: theory and practice of policy-driven demand response in China[J]. IEEE Access, 2017, 5: 22892-22901.
- [16] 夏叶, 康重庆, 宁波, 等. 用户侧互动模式下发用电一体化调度计划[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(1): 17-23.
XIA Ye, KANG Chongqing, NING Bo, et al. A generation and load integrated scheduling on interaction mode on customer side[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(1): 17-23.
- [17] HASSAN U N, KHALID Y I, YUEN C, et al. Customer engagement plans for peak load reduction in residential smart grids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(6): 3029-3041.
- [18] ZHAO D, CHEN Y. Multi-time scale source-load-energy storage coordination dispatch model with highly penetrated wind power[C] // 2019 IEEE 3rd Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), November 8-10, 2019, Changsha, China.
- [19] 包宇庆, 王蓓蓓, 李扬, 等. 考虑大规模风电接入并计及多时间尺度需求响应资源协调优化的滚动调度模型[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(17): 4589-4600.
BAO Yuqing, WANG Beibei, LI Yang, et al. Rolling dispatch model considering wind penetration and multi-scale demand response resources[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 35(17): 4589-4600.
- [20] 姚建国, 张凯锋, 丁哲通, 等. 动态需求响应概念扩展及研究重点[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(14): 207-215.
YAO Jianguo, ZHANG Kaifeng, DING Zhetong, et al. Concept extension and research focus of dynamic demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(14): 207-215.
- [21] 杜超, 王锡凡, 王秀丽, 等. 双边分段竞价的电力市场[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(13): 28-32.
DU Chao, WANG Xifan, WANG Xiuli, et al. Electricity market based on bilateral block bidding[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(13): 28-32.
- [22] 张炜, 王秀丽. 基于分段竞价的售电侧需求响应策略[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(14): 24-29.
ZHANG Wei, WANG Xiuli. Block bidding based demand response strategy for power sales side[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(14): 24-29.
- [23] 王锡凡. 分段竞价的电力市场[J]. 中国电机工程学报, 2001, 21(12): 2-7.
WANG Xifan. Block bidding model based power market[J]. Proceedings of the CSEE, 2001, 21(12): 2-7.
- [24] XIE Kang, HUI Hongxun, DING Yi. Review of modeling and control strategy of thermostatically controlled loads for virtual energy storage system[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2019, 4(4): 283-295. DOI: 10.1186/s41601-019-0135-3.
- [25] 刘敦楠, 王梅宝, 李根柱, 等. 电动汽车参与电力市场的商业运营模式研究[J]. 全球能源互联网, 2019, 2(5): 516-524.
LIU Dunnan, WANG Meibao, LI Genzhu, et al. Business model for optimal electric vehicle participation in electricity market[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2019, 2(5): 516-524.
- [26] 张高航, 李凤婷, 周强, 等. 考虑风电并网友好性的日前分层调度计划模型[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(6): 118-124.
ZHANG Gaohang, LI Fengting, ZHOU Qiang, et al. Day-ahead hierarchical dispatching model considering friendliness of wind power[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(6): 118-124.

收稿日期: 2020-08-07; 修回日期: 2020-09-12

作者简介:

祁江浩(1996—), 男, 硕士研究生, 研究方向为需求响应与电力系统运行控制; E-mail: qijianghao2017@163.com

李凤婷(1965—), 女, 博士, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力系统运行控制与继电保护。E-mail: xjlft2009@sina.com

(编辑 姜新丽)