含CAES和多类型柔性负荷的电力系统多时间尺度 电能-备用联合优化调度

鄢发齐1,李姚旺2,汪 旸1,徐 浩1,苗世洪2,周良松2,姚占东2,沈宇亮2 (1. 国家电网华中电力调控分中心,湖北 武汉 430077;2. 华中科技大学 电气与电子工程学院 强电磁工程与 新技术国家重点实验室 电力安全与高效湖北省重点实验室,湖北 武汉 430074)

摘要: 为了应对大规模风电接入, 压缩空气储能(CAES)技术和柔性负荷主动响应技术在近年来发展迅速。 以含CAES电站、可转移负荷、可中断负荷、可直接负荷控制(DLC)负荷、风电场、常规机组的电力系统为研究 对象,综合考虑CAES电站和多类型柔性负荷在日前、日内、实时时间尺度下的调度特性及其在备用与调频方 面的应用潜能,建立考虑源-荷-储协调互动的电力系统多时间尺度电能-备用联合调度模型。该模型以最小 化电网运营商的总支出成本为优化目标,能够同时制定系统的发电计划、旋转备用购置与调用计划和自动发 电控制(AGC)参与因子配置计划。基于修改版PJM-5Bus系统的仿真结果验证了所建调度模型的有效性。

关键词:压缩空气储能;柔性负荷;多时间尺度调度;有功优化;备用优化;联合优化;电力系统;模型

中图分类号:TM 734

文献标志码:A

DOI: 10.16081/j.epae.201910019

0 引言

能源危机、环境污染问题日益严峻,促使全球各 国开始聚焦于发展以风电为代表的可再生能源[1]。 然而,由于风电具有间歇性、不确定性等固有的不友 好特性,其大规模并网将给电力系统的安全经济运行 带来严峻的挑战[2]。该弊端严重制约了风电的进一 步发展。为了应对上述挑战,学者们已开展了广泛的 研究,从诸多研究中可知,大规模储能技术、柔性负 荷主动响应技术是解决大规模风电并网的2种有效 手段[3-4]。因此,进一步深入研究含大规模储能、多 类型柔性负荷的电力系统优化调度策略,提升风电 的消纳水平,确保系统高效安全经济运行,对我国能 源可持续利用、发展绿色低碳社会具有重要的意义。

在诸多储能技术中,压缩空气储能(CAES)被认 为是最适合大规模应用的储能技术之一[5]。该技术 利用富裕的电能压缩空气,并将高压空气存储在储 气室中,在发电过程中利用天然气加热高压空气,并 推动透平发电。我国已于2016年将CAES技术纳入 《中国制造 2025——能源装备实施方案》计划。 2016年10月,科技部设立10 MW 级先进CAES技术 国家重点研发计划[1]。2017年5月,国家能源局批 准立项我国首座50 MW/200 MW·h级先进CAES国 家级储能示范项目[1]。2018年11月,100 MW/800 MW·h 盐穴先进 CAES 电站项目成功落户河南平顶

收稿日期:2019-01-22;修回日期:2019-09-04

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51777088);国家重 点基础研究发展计划(973计划)项目(2015CB251301)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China (51777088) and the National Key Basic Research Program of China(973 Program)(2015CB251301)

山[6]。因此,研究含CAES电力系统的调度策略具有 重要的理论与现实意义。

目前,国内外学者对于含CAES电站的电力系统 调度策略、CAES电站自调度策略、CAES电站竞价策 略均有一定的研究。文献[5]提出一种含CAES电 站、价格型需求响应的电力系统目前-日内双时间尺 度调度模型;文献[7]提出考虑CAES电站备用特性 的电力系统日前优化调度模型;文献[8-9]提出含 CAES电站、常规机组、可再生能源、需求侧资源的区 域电网日前自调度模型;文献[10-11]在开放的电力 市场环境下提出了商用CAES电站的最优竞价策略。

在柔性负荷参与含风电电力系统优化运行方 面,国内外学者已开展了广泛的研究。文献[12]将价 格型需求响应与风电协调配合,提出了含价格型需 求响应的电力系统日前优化调度模型;文献[13]考 虑将具有可调节、可削减特性的高载能负荷参与风 电消纳,提出了面向风电消纳的源-荷协调日前调度 模型;文献[14]提出了基于直接负荷控制(DLC)的 空调负荷双层优化调度、控制模型;文献[15-16]基 于柔性负荷的响应时间特性对其进行分类,并基于 该分类提出了柔性负荷的多时间尺度优化调度模型。

上述研究分别从CAES电站、柔性负荷参与电 力系统优化运行的角度开展了卓有成效的研究,但 存在以下问题:未见在目前、日内、实时3个时间尺 度下,关于含CAES电站、可转移负荷(TL)、可中断 负荷(IL)和DLC负荷的电力系统电能-备用联合调 度模型的研究。由于风电预测误差具有随预测时间 尺度降低而逐级细化的特性,采用目前-日内-实时 的多时间尺度调度构架已成为应对大规模风电接入 的有效方式之一[17],因此有必要分析 CAES 电站、多 类型柔性负荷在不同时间尺度下的调度特性,并提出基于源-荷-储协调的多时间尺度调度模型。此外,随着辅助服务市场的不断完善,旋转备用、调频服务将不再由发电厂商无偿提供[18],因此有必要综合考虑 CAES 电站在调频方面的应用潜能,并统筹考虑旋转备用成本[18]、自动发电控制(AGC)资源的功率调节成本[19]与发电成本,建立能够同时制定购电计划、旋转备用购置与调用计划和AGC参与因子配置计划[19]的系统多时间尺度调度模型。

针对上述问题,本文以含CAES电站、可转移负荷、可中断负荷、DLC负荷、常规机组和风电的电力系统为研究对象,综合考虑CAES电站和多类型柔性负荷在不同时间尺度下的调度特性,以最小化电网运行商的总支出成本为目标,建立了能够同时制定发电计划、旋转备用购置与调用计划和AGC参与因子配置计划的电力系统多时间尺度优化调度模型。最后,通过仿真算例验证了调度模型的有效性。

1 调度构架

本文综合考虑各类调度资源的功能和动态响应特性,提出了基于目前、日内、实时3个阶段的电力系统电能-备用联合调度构架。

- (1)目前调度:每隔24 h 执行一次,基于风电和负荷的短期预测数据制定未来24 h 的调度计划,单位调度时长为15 min。
- (2)日内调度:每隔1h执行一次,基于风电和负荷的扩展短期预测数据制定剩余时间的调度计划,单位调度时长为15 min。
- (3)实时调度:每隔15 min制定一次,基于风电和负荷的超短期预测数据制定未来4h的调度计划,单位调度时长为5 min。

源侧、荷侧和储侧的主要调度资源及其调度特性分别如下。

(1)源侧的可调度资源主要为常规机组。常规

机组包括 AGC 机组和非 AGC 机组;常规机组均能够为系统提供发电电量和旋转备用服务,其中 AGC 机组还能够提供 AGC 服务。

- (2)荷侧的调度资源主要为多类型柔性负荷。 柔性负荷主要分为以下3种:①需要提前1d告知的可转移负荷,其能够在第二天的特定时间段内进行负荷转移,并参与系统发电量调度;②可中断负荷, 其通常具有较快的响应速度,能够参与系统日内发电调度;③DLC负荷,通过DLC对具有实时响应能力的柔性负荷(如空调负荷等)进行调控,使其能够参与系统实时时间尺度的发电调度。
- (3)CAES电站。CAES电站具有大规模电能存储、再利用功能,同时CAES电站具有远优于常规机组的快速动态响应能力和参与系统调频的潜能[1],因此本文考虑CAES电站能提供AGC调频服务。

各阶段的调度目标及主要功能如图1所示。

日前调度资源包括常规机组、可转移负荷和CAES电站。在日前调度中,需制定旋转备用容量购置计划,在日内调度、实时调度阶段,通过调用常规机组的旋转备用容量来更新常规机组的出力,并制定日内、实时调度资源的出力计划,以实现日内、实时调度阶段的功率平衡。日内调度资源包括常规机组、CAES电站、参与发电调度的可中断负荷。由于CAES电站的发电启动时间通常约为12 min^[7],且考虑到CAES电站不宜频繁调整其运行工况,因此日内调度需确定 CAES电站的运行工况。实时调度的调度资源包括常规机组中的 AGC 机组(以下简称 AGC 机组)、CAES电站、DLC 负荷。实时调度是衔接日内调度与 AGC 的重要环节。因此,需在实时调度阶段制定 AGC 机组、CAES电站的 AGC 参与因子配置计划。

模型以最小化电网运营商的总支出成本为优化目标。目前调度结束后,需要结算旋转备用的容量费用和可转移负荷的调度费用;日内调度结束后,需要结算从非AGC机组购电的费用和可中断负荷调

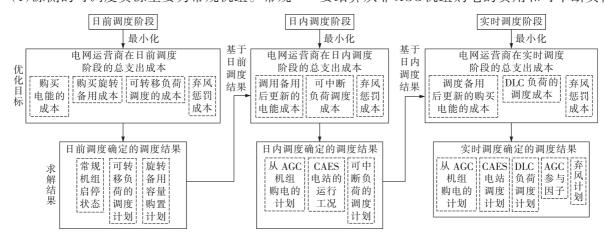


图1 各阶段的调度目标及主要功能示意图

Fig.1 Schematic diagram of scheduling goal and main functions of each stage

度费用;实时调度结束后,需要结算从AGC机组和CAES电站购电的费用、DLC负荷调度费用、从AGC资源购置功率调节量的费用和弃风惩罚费用。

2 含 CAES 和多类型柔性负荷的电力系统多时间尺度优化调度模型

2.1 日前调度模型

2.1.1 目标函数

日前调度目标函数的表达式为[7,18]:

$$\min \sum_{t=1}^{96} \sum_{i=1}^{N_{G}} \left[b_{Gi} P_{Gi,t}^{da} \Delta t_{15} + c_{Gi} + S_{Gi} u_{Gi,t} (1 - u_{Gi,t}) \right] +$$

$$\sum_{t=1}^{96} c_{CAES} P_{CAESG,t}^{da} \Delta t_{15} + \sum_{t=1}^{96} \sum_{x=1}^{N_{L}} \left[\left(c_{TL}^{+} P_{TL,x,t}^{+} + c_{TL}^{-} P_{TL,x,t}^{-} \right) \Delta t_{15} \right] + \sum_{t=1}^{96} \xi_{W} P_{Wda,t}^{cur} \Delta t_{15} +$$

$$\sum_{t=1}^{96} \sum_{i=1}^{N_{G}} \left(\gamma_{Gi}^{+} R_{Gi,t}^{+} + \gamma_{Gi}^{-} R_{Gi,t}^{-} \right)$$

$$(1)$$

其中, N_c 为常规机组的数量(包含 AGC 机组和非AGC 机组); N_L 为总负荷节点数; Δt_{15} =15 min 为日前调度阶段的单位调度时长; S_{Gi} 为常规机组i 的启动成本; b_{Gi} 、 c_{Gi} 为常规机组i 的发电报价系数; $P_{Gi,i}^{da}$ 为常规机组i 的发电报价系数; $P_{Gi,i}^{da}$ 为常规机组i 在日前调度时段t 的出力; $u_{Gi,i}$ 为常规机组i 在日前调度时段t 的出力; $u_{Gi,i}$ 为常规机组i 在日前调度时段t 的启停状态,为 0—1 变量,取值为 0 表示停机,取值为 1 表示开机; c_{CAES} 为 CAES 电站的发电报价系数; $P_{CAESG,i}^{da}$ 为日前调度时段t 内 CAES 电站的发电功率; c_{TL}^* 个别为可转移负荷的单位负荷转移入成本、转出成本; $P_{TL,x,i}^*$ 个别为位于节点x 的可转移负荷在日前调度时段t 的负荷转入量、负荷转出量; f_{x} 为单位功率弃风成本; $f_{Wda,i}$ 为日前调度时段 f_{x} 的弃风量; $f_{Gi,i}^*$ 个别为由常规机组 f_{x} 在日前调度时段 f_{x} 投供的正、负旋转备用容量; f_{Gi}^* 个 f_{Gi} 分别为常规机组 f_{x} 提供单位正、负旋转备用的报价。

2.1.2 约束条件

(1)系统功率平衡约束。

$$\sum_{i=1}^{N_{\rm G}} P_{{\rm G}i,t}^{\,\rm da} + P_{{\rm CAESG},t}^{\,\rm da} + P_{{\rm fWda},t} - P_{{\rm Wda},t}^{\,\rm cur} + \sum_{x=1}^{N_{\rm L}} P_{{\rm TL},x,t}^{\,-} = P_{{\rm fLda},t}^{\,\rm da} + \sum_{x=1}^{N_{\rm L}} P_{{\rm TL},x,t}^{\,+} + P_{{\rm CAESG},t}^{\,\rm da}$$
(2)

其中, $P_{CAESC,t}^{da}$ 为 CAES 电站在目前调度时段 t 的压缩功率; $P_{INda,t}$, $P_{ILda,t}$ 分别为风电、负荷的短期预测值。

(2)系统旋转备用容量约束。

系统的旋转备用主要用于应对风电和负荷的短期预测误差。本文采用模糊机会约束表示系统正旋转备用、负旋转备用容量约束,表达式分别为:

$$f_{\rm Cr} \left\{ \sum_{i=1}^{N_{\rm G}} R_{{\rm G}i,i}^{+} \geqslant \tilde{\varepsilon}_{\rm Wda}^{-} + \tilde{\varepsilon}_{\rm Lda}^{+} \right\} \geqslant \beta \tag{3}$$

$$f_{\rm Cr} \left\{ \sum_{i=1}^{N_{\rm G}} R_{{\rm G}i,t}^{-} \ge \tilde{\varepsilon}_{{\rm Wda}}^{+} + \tilde{\varepsilon}_{{\rm Lda}}^{-} \right\} \ge \beta \tag{4}$$

其中, $f_{\text{cr}}\{\cdot\}$ 为模糊置信度函数; β 为置信度; $\tilde{\varepsilon}_{\text{wda}}^*$ 、 $\tilde{\varepsilon}_{\text{wda}}^*$ 分别为风电的正向、负向短期预测误差, $\tilde{\varepsilon}_{\text{tda}}^*$ 分别为负荷的正向、负向短期预测误差,本文采用三角模糊数表示短期预测误差,表示方法详见文献[12]。

(3)AGC容量约束。

在日前调度中,需要保证一定数量的AGC机组处于开机状态,以满足系统AGC阶段的功率调节需求。考虑AGC阶段的调节响应时间为5 min^[18],日前调度中的AGC容量约束可表示为:

$$\sum_{i_{A}=1}^{N_{AGC}} \min \left\{ u_{AGCi_{A},t} P_{AGCi_{A},\max} - P_{AGCi_{A},t}^{da} - R_{AGCi_{A},t}^{+}, \right. \\ \left. u_{AGCi_{A},t} r_{AGCi_{A}}^{u} \Delta t_{A} \right\} \geqslant V_{AGC,t} \\ \sum_{i_{A}=1}^{N_{AGC}} \min \left\{ u_{AGCi_{A},t} P_{AGCi_{A},t}^{da} - P_{AGCi_{A},\min} - R_{AGCi_{A},t}^{-}, \right. \\ \left. u_{AGCi_{A},t} r_{AGCi_{A}}^{d} \Delta t_{A} \right\} \geqslant V_{AGC,t}$$

$$(5)$$

其中, N_{AGC} 为 AGC 机组的数量; $u_{AGCI_A,t}$ 为用于指示 AGC 机组 i_A 启停状态的 0-1 变量,取值为 0 表示 AGC 机组停机,取值为 1 表示 AGC 机组开机; $P_{AGCI_A,t}$ 为 AGC 机组停机,取值为 1 表示 AGC 机组开机; $P_{AGCI_A,t}$ 为 AGC 机组 i_A 在目前调度时段 t 的出力; $P_{AGCI_A,t}$, $N_{AGCI_A,t}$, $N_{AGCI_A,t}$, $N_{AGCI_A,t}$, $N_{AGCI_A,t}$, $N_{AGCI_A,t}$ $N_{AGCI_A,t}$

(4)常规机组日前调度运行约束。

常规机组的旋转备用容量限制约束可表示为:

$$0 \le R_{Gi,t}^+ \le \min \left\{ u_{Gi,t} P_{Gi,\max} - P_{Gi,t}, u_{Gi,t} r_{G,i}^u \Delta t_R \right\}$$
 (6)

$$0 \le R_{G_{i,t}}^- \le \min \{ P_{G_{i,t}} - u_{G_{i,t}} P_{G_{i,\min}}, u_{G_{i,t}} r_{G_{i}}^d \Delta t_{R} \}$$
 (7)
其中, $P_{G_{i,\max}} P_{G_{i,\min}}$ 分别为常规机组 i 的出力上限、下限; $r_{G,i}^u$ 分别为常规机组 i 的爬坡、滑坡速率; Δt_R 为旋转备用的响应时间(10 min)。

此外,常规机组的运行约束还包括机组出力上下限约束、爬坡约束、最小持续运行/停运时间约束。上述约束的表达式详见文献[12]。

(5)CAES电站日前调度运行约束。

CAES电站的日前调度运行约束包含压缩功率上下限约束、CAES电站发电功率上下限约束、储气室气压上下限约束、CAES电站单一运行工况约束以及 CAES电站的热力学模型约束,各约束的表达式详见文献[5]。此外,由于 CAES电站中的诸多关键部件均为旋转机械,频繁的工况转换将会给 CAES电站带来明显的不利影响。由于日前调度的单位调

度时长为15 min,因此需增设CAES电站最小持续压缩、停运、发电时间约束,分别如式(8)—(10)所示。

$$T_{\text{CAESe}} \underset{t}{>} T_{\text{CAESe}} \underset{\text{min}}{\text{min}}$$
 (8)

$$T_{\text{CAFSid }t} \geqslant T_{\text{CAFSid min}}$$
 (9)

$$T_{\text{CAESg},t} \geqslant T_{\text{CAESg,min}}$$
 (10)

其中, $T_{\text{CAESid},t}$ 、 $T_{\text{CAESid},t}$ 、 $T_{\text{CAESid},t}$ 分别为 CAES 电站在目前调度时段 t 的持续压缩、停运、发电时间; $T_{\text{CAESe},\min}$, $T_{\text{CAESid},\min}$ 、 $T_{\text{CAESg},\min}$ 分别为 CAES 电站的最小持续压缩、停运、发电时间。

(6)可转移负荷调度约束。

考虑到实际用户需求,可转移负荷通常只能在特定时间段内进行负荷转移,可转移负荷的非可转移时间段约束为:

$$z_{x,t_{\text{nd}}}^{\text{TL+}} + z_{x,t_{\text{nd}}}^{\text{TL-}} = 0 \tag{11}$$

其中, t_{nd} 为可转移负荷的非转移量时段; $z_{x,t}^{\Pi_+}$ 、 $z_{x,t}^{\Pi_-}$ 分别为用于指示节点x处的可转移负荷是否处于负荷转入或负荷转出状态的0-1变量, $z_{x,t}^{\Pi_+}$ =0表示可转移负荷不处于转入状态, $z_{x,t}^{\Pi_+}$ =1表示可转移负荷处于转入状态, $z_{x,t}^{\Pi_-}$ =0表示可转移负荷不处于转出状态, $z_{x,t}^{\Pi_-}$ =1表示可转移负荷处于转出状态。

此外,可转移负荷的转移量上下限约束、转入转出量平衡约束和单日总转移量上限约束分别如式(12)—(14)所示^[20]。

$$\begin{cases} z_{x,t}^{\text{TL+}} P_{\text{TL},x,\min}^+ \leq P_{\text{TL},x,t}^+ \leq z_{x,t}^{\text{TL+}} P_{\text{TL},x,\max}^+ \\ z_{x,t}^{\text{TL-}} P_{\text{TL},x,\min}^- \leq P_{\text{TL},x,t}^- \leq z_{x,t}^{\text{TL-}} P_{\text{TL},x,\max}^- \end{cases}$$
 (12)

$$\sum_{t \in T_{d}} P_{\text{TL},x,t}^{+} = \sum_{t \in T_{d}} P_{\text{TL},x,t}^{-}$$
(13)

$$\begin{cases} \sum_{t \in T_{d}} P_{\text{TL},x,t}^{+} \leq P_{\text{TL},x,\max}^{\text{da}} \\ \sum_{t \in T} P_{\text{TL},x,t}^{-} \leq P_{\text{TL},x,\max}^{\text{da}} \end{cases}$$

$$(14)$$

其中, $P_{\text{TL},x,\min}^*$ 、 $P_{\text{TL},x,\max}^*$ 分别为节点 x 处可转移负荷的负荷转入量下限、上限; $P_{\text{TL},x,\min}^*$ 、 $P_{\text{TL},x,\max}^*$ 分别为节点 x 处可转移负荷的负荷转出量下限、上限; T_{d} 为可转移负荷的可转移时段集合; $P_{\text{TL},x,\max}^{\text{da}}$ 为节点 x 处可转移负荷的单日转移量上限。

在可转移时间段内,可转移负荷状态量约束为:

$$z_{x,t}^{\text{TL+}} + z_{x,t}^{\text{TL-}} \le 1$$
 (15)

(7)传输功率约束。

本文采用直流潮流法计算各传输线路上的传输 功率,传输功率约束如下:

$$-P_{\text{line},m,\max} \leqslant P_{\text{line},m,t} \leqslant P_{\text{line},m,\max} \tag{16}$$

其中, $P_{\text{line},m,t}$ 为第m条线路在日前调度时段t的传输功率; $P_{\text{line},m,\text{max}}$ 为第m条线路的最大传输功率。

2.2 日内调度模型

2.2.1 目标函数

日内调度目标函数的表达式为:

$$\min \sum_{t=1}^{T_{\rm id}} \sum_{i=1}^{N_{\rm G}} (b_{\rm Gi} P_{\rm Gi,t}^{\rm id} \Delta t_{15} + c_{\rm Gi}) + \sum_{t=1}^{T_{\rm id}} \xi_{\rm W} P_{{\rm Wid},t}^{\rm cur} \Delta t_{15} +$$

$$\sum_{t=1}^{T_{\text{id}}} c_{\text{CAES}} P_{\text{CAESG},t}^{\text{id}} \Delta t_{15} + \sum_{t=1}^{T_{\text{id}}} \sum_{x=1}^{N_{\text{L}}} c_{\text{IL}} P_{\text{IL},x,t}^{-} \Delta t_{15}$$
 (17)

其中, $P_{GL,t}^{id}$ 为常规机组i在日内调度时段t的出力; P_{CAES}^{id} 力 CAES电站在日内调度时段t的出力; T_{id} 为日内调度的总时段数; $P_{Wid,t}^{cur}$ 为日内调度时段t的弃风量; c_{IL} 为可中断负荷的调度成本; $P_{IL,x,t}^{r}$ 为节点x处的可中断负荷在日内调度时段t的削减量。

2.2.2 约束条件

(1)常规机组日内调度运行约束。

在日内调度中,通过调用旋转备用容量来更新常规机组的出力,日内调度阶段的常规机组出力上下限约束为:

$$P_{Gi,t}^{da} - R_{Gi,t}^{-} \leq P_{Gi,t}^{id} \leq P_{Gi,t}^{da} + R_{Gi,t}^{+}$$
 (18)

此外,日内调度中还需要考虑常规机组的爬坡约束,其表达式与日前调度类似。

(2)可中断负荷日内调度约束。

在日内调度中,可中断负荷的单位时段负荷削减量上下限约束和单日总负荷削减量约束分别为:

$$P_{\text{IL},x,\min}^{-} z_{x,t}^{\text{IL}^{-}} \leq P_{\text{IL},x,t}^{-} \leq P_{\text{IL},x,\max}^{-} z_{x,t}^{\text{IL}^{-}}$$
 (19)

$$\sum_{t=1}^{96} P_{\text{IL},t}^{-} \leq P_{\text{IL},\max}^{\text{id}}$$
 (20)

其中, $P_{\text{IL},x,\min}$ 、 $P_{\text{IL},x,\max}$ 分别为节点x处的可中断负荷在日内调度时段t的负荷削减量下限、上限; $z_{x,t}^{\text{IL}}$ 为用于指示可中断负荷是否处于负荷削减状态的0-1变量,取值为0表示可中断负荷不处于负荷削减状态,取值为1表示可中断负荷处于负荷削减状态; $P_{\text{IL},x,\max}^{\text{id}}$ 为节点x处可中断负荷的单日负荷削减量上限。

(3)功率调节量约束。

为了应对风电、负荷的扩展短期预测误差,日内调度需由 AGC 机组留有一定的旋转备用容量,以供其在实时调度阶段进行功率调节,平抑不平衡功率。

$$f_{\text{cr}}\left\{\sum_{i_{\text{A}}=1}^{N_{\text{AGC}}} \left(R_{\text{AGC}i_{\text{A}},t}^{+} - S_{\text{AGC}i_{\text{A}},t}^{\text{R+}}\right) \geqslant \tilde{\varepsilon}_{\text{Wid}}^{-} + \tilde{\varepsilon}_{\text{Lid}}^{+}\right\} \geqslant \beta \qquad (21)$$

$$f_{\text{Cr}}\left\{\sum_{i_{\text{A}}=1}^{N_{\text{AGC}}} \left(R_{\text{AGC}i_{\text{A}},t}^{-} - S_{\text{AGC}i_{\text{A}},t}^{\text{R}}\right) \geqslant \tilde{\varepsilon}_{\text{Wid}}^{+} + \tilde{\varepsilon}_{\text{Lid}}^{-}\right\} \geqslant \beta \qquad (22)$$

其中, $S_{\text{AGC}i_A,i}^{\text{R+}}$, $S_{\text{AGC}i_A,i}^{\text{R-}}$ 分别为在日内调度阶段已使用的 AGC 机组 i_A 的正、负旋转备用容量; $\tilde{\varepsilon}_{\text{wid}}^*$ 次别为风电的正向、负向扩展短期预测误差, $\tilde{\varepsilon}_{\text{Lid}}^*$ 分别为负荷的正向、负向扩展短期预测误差,扩展短期预测误差均采用三角模糊数表示。

在日内调度阶段,系统功率平衡约束、AGC容量约束、CAES电站调度约束和传输功率约束均与目前调度中的对应约束类似,在此不再赘述。

2.3 实时调度模型

实时调度为系统的最后一级调度,此后,系统只



能依赖于AGC系统的自动调节来平抑系统的功率不平衡量。因此,实时调度计划的有效性和准确性尤为重要,有必要在实时调度中考虑AGC机组和CAES电站的功率调节不确定性。

考虑AGC阶段功率调节不确定性后,AGC机组的出力和CAES电站的压缩功率、发电功率分别如式(23)—(25)所示。

$$\tilde{P}_{AGGi_{\Lambda},t}^{\mathsf{rt}} = P_{AGGi_{\Lambda},t}^{\mathsf{rt}} + \alpha_{Gi_{\Lambda},t} u_{AGGi_{\Lambda},t} (\tilde{\varepsilon}_{W\mathsf{rt},t}^{+} + \tilde{\varepsilon}_{\mathsf{Lrt},t}^{+} + \tilde{\varepsilon}_{W\mathsf{rt},t}^{-} + \tilde{\varepsilon}_{\mathsf{Lrt},t}^{-})$$
(23)

$$\tilde{P}_{\text{CAESC},t}^{\text{rt}} = P_{\text{CAESC},t}^{\text{rt}} + \alpha_{\text{CAESC},t} u_{\text{CAESC},t} (\tilde{\varepsilon}_{\text{Wrt},t}^{+} + \tilde{\varepsilon}_{\text{Lrt},t}^{+} + \tilde{\varepsilon}_{\text{Wrt},t}^{-} + \tilde{\varepsilon}_{\text{Lrt},t}^{-})$$
(24)

$$\tilde{P}_{\text{CAESG},t}^{\text{rt}} = P_{\text{CAESG},t}^{\text{rt}} + \alpha_{\text{CAESG},t} u_{\text{CAESG},t} (\tilde{\varepsilon}_{\text{Wrt},t}^{+} + \tilde{\varepsilon}_{\text{Int},t}^{+} + \tilde{\varepsilon}_{\text{Wrt},t}^{-} + \tilde{\varepsilon}_{\text{Int},t}^{-})$$
(25)

其中, $\tilde{P}_{AGGI_A,t}^n$ 、 $\tilde{P}_{CAESC,t}^n$ 和 $\tilde{P}_{CAESC,t}^n$ 分别为在实时调度阶段考虑功率调节不确定性后时段t 的 AGC 机组出力大小、CAES 电站的压缩功率和发电功率; $\alpha_{GI_A,t}$ 、 $\alpha_{CAES,t}$ 分别为时段t 的 AGC 机组 i_A 、CAES 电站的 AGC 参与因子; $u_{CAESC,t}$ 、 $u_{CAESC,t}$ 分别为用于指示 CAES 电站是否处于压缩工况、发电工况的 0-1 变量(在日内调度已经确定), $u_{CAESC,t}$ =0表示 CAES 电站不处于压缩状态, $u_{CAESC,t}$ =1表示 CAES 电站处于压缩状态, $u_{CAESC,t}$ =1表示 CAES 电站处于发电状态, $u_{CAESC,t}$ =1表示 CAES 电站处于发电状态, $u_{CAESC,t}$ =1表示 CAES 电站不处于发电状态, $u_{CAESC,t}$ =1表示 CAES 电站不处于发电状态, $u_{CAESC,t}$ =1表示 CAES 电站处于发电状态, $i_{CAESC,t}$ =1

2.3.1 目标函数

实时调度目标函数的表达式为:

$$\min \sum_{t=1}^{48} \sum_{i_{A}=1}^{N_{AGC}} (b_{AGCi_{A}} P_{AGCi_{A},t}^{\dagger} \Delta t_{5} + c_{AGCi_{A}}) + \sum_{t=1}^{48} \xi_{W} P_{Wrt,t}^{cur} \Delta t_{5} + \sum_{t=1}^{48} c_{CAES} P_{CAESG,t}^{\dagger} \Delta t_{5} + \sum_{t=1}^{48} \sum_{x=1}^{N_{L}} (c_{DLC}^{\dagger} P_{DLC,x,t}^{\dagger} + c_{DLC} P_{DLC,x,t}^{\dagger}) \Delta t_{5} + E \left[\gamma_{CAES}^{\dagger} \alpha_{CAES,t} (\tilde{\varepsilon}_{W,t}^{\dagger} + \tilde{\varepsilon}_{L,t}^{\dagger}) \right] + E \left[\gamma_{CAES}^{\dagger} \alpha_{CAES,t} (\tilde{\varepsilon}_{W,t}^{\dagger} + \tilde{\varepsilon}_{L,t}^{\dagger}) \right] + E \left[\sum_{i_{A}=1}^{N_{AGC}} \gamma_{i_{A}}^{\dagger} \alpha_{Gi_{A},t} (\tilde{\varepsilon}_{W,t}^{\dagger} + \tilde{\varepsilon}_{L,t}^{\dagger}) \right] + E \left[\sum_{i_{A}=1}^{N_{AGC}} \gamma_{i_{A}}^{\dagger} \alpha_{Gi_{A},t} (\tilde{\varepsilon}_{W,t}^{\dagger} + \tilde{\varepsilon}_{L,t}^{\dagger}) \right] + (26)$$

其中, Δt_5 为实时调度阶段的单位调度时长; $P_{\text{Wrt,}i}^{\text{cur}}$ 为实时调度阶段时段t的弃风功率; $b_{\text{AGG}_{\Lambda}}$ 、 $c_{\text{AGG}_{\Lambda}}$ 为 AGC 机组 i_{A} 的发电报价系数; c_{DLC}^{+} 、 c_{DLC}^{-} 分别为 DLC 负荷的单位增负荷调度成本、减负荷调度成本; $P_{\text{DLC},x,t}^{+}$ 分别为节点x 处通过 DLC 手段所得时段t 的负荷增加量、负荷减少量; γ_{CAES}^{+} 、 γ_{CAES}^{-} 分别为 CAES 电站的单位正向、负向 AGC 调节量报价; γ_{t}^{+} 、 γ_{t}^{-} 分别为

AGC 机组 i_A 的单位正向、负向AGC 调节量报价; $E[\cdot]$ 为计算模糊期望值的运算符。

2.3.2 约束条件

(1)AGC参与因子约束。

受启停时间的影响, CAES 电站只能在压缩工况和发电工况下提供 AGC 调频服务, CAES 电站的AGC 参与因子约束如式(27)所示。AGC 机组的AGC 参与因子约束如式(28)所示。

$$\alpha_{\text{CAES},t} \le u_{\text{CAESC},t} + u_{\text{CAESG},t}$$
 (27)

$$\alpha_{AGCi,t} \leq u_{AGCi,t}$$
 (28)

为了保证由预测误差引起的不平衡功率能够在AGC阶段被完全平抑,各调度资源的AGC参与因子需要满足如下约束:

$$\alpha_{\text{CAES},t} + \sum_{i_{\Lambda}=1}^{N_{\text{AGC}}} \alpha_{\text{AGC}i_{\Lambda},t} = 1$$
 (29)

(2)AGC 机组和 CAES 电站在实时调度阶段的运行约束。

在实时调度阶段,通过调用旋转备用调整 AGC 机组的出力,AGC 机组的出力上下限约束表达式与日内调度阶段的相应约束表达式类似。此外,计及 AGC 功率调节不确定性后,AGC 机组的出力不能够越过机组的出力限制,该约束的表达式如下:

$$\begin{cases} f_{\text{Cr}} \{ \tilde{P}_{\text{AGG}i_{\Lambda}, t}^{\text{rt}} \leq P_{\text{AGG}i_{\Lambda}, \text{max}} \} \geq \beta \\ f_{\text{Cr}} \{ \tilde{P}_{\text{AGG}i_{\Lambda}, t}^{\text{rt}} \geq P_{\text{AGG}i_{\Lambda}, \text{min}} \} \geq \beta \end{cases}$$
(30)

AGC 机组爬坡约束、CAES 电站压缩/发电功率 上下限约束、CAES 电站储气室气压上下限约束的表 达式均与日内调度阶段的对应约束类似。但是,由 于考虑了AGC 阶段的功率调节不确定性,在实时调 度阶段上述约束均需要采用模糊机会约束的形式表 达。限于篇幅,上述约束的表达式在此不做阐述。

CAES电站通常难以在实时调度阶段的单位时长(5 min)内完成最小发电出力至最大发电出力的爬升[7]。因此,在实时调度阶段还需要增加考虑CAES电站的发电工况爬坡约束,如式(31)所示。

$$f_{\text{Cr}} \{ \tilde{P}_{\text{CAESG},t} - \tilde{P}_{\text{CAESG},t-1} \leqslant r_{\text{CAESG}}^{\text{u}} \Delta t_5 + (1 - u_{\text{CAESG},t-1}) P_{\text{CAESG,max}} \} \geqslant \beta$$
(31)

其中,r^u_{CAESG}为CAES电站在发电工况下的爬坡速率。 (3)DLC约束。

在实时调度阶段,通过DLC手段得到的单位时段 负荷增加量上下限约束、减少量上下限约束分别为:

$$0 \leq P_{\text{DLC},x,t}^+ \leq P_{\text{DLC},x,\text{max}}^+ \tag{32}$$

$$0 \leq P_{\text{DLC},x,t}^{-} \leq P_{\text{DLC},x,\text{max}}^{-} \tag{33}$$

其中, $P_{\text{DLC},x,\text{max}}^+$ 、 $P_{\text{DLC},x,\text{max}}^-$ 分别为节点x处负荷增加量、负荷减少量的上限。

实时调度阶段的系统功率平衡约束、传输线路功率约束与日内和日前调度阶段的对应约束相似,

在此不再赘述。

3 模型求解

将多时间尺度优化调度模型中的模糊机会约束转换为其清晰等价形式,并将模糊期望值转换为其等效确定性表达式后[12],本文所建日前、日内和实时调度模型均为混合整数线性规划(MILP)问题。

CPLEX 是目前最常用的商业优化求解器之一, 其能够高效求解 MILP问题^[21],目前,该求解器已被 广泛应用于电力优化调度问题的求解中^[5,7,12,15]。此 外,CPLEX 中的流控制能够高效地实现多个优化模 型的顺序和迭代求解,非常适用于日内调度和实时 调度问题的求解^[22]。因此,本文采用 CPLEX 12.6.3 对所提日前、日内、实时优化调度问题进行求解。

4 算例分析

4.1 算例参数

本文基于修改版 PJM-5Bus 系统[5.15]开展算例分析。修改版 PJM-5Bus 系统的拓扑结构示意图如图 2 所示。该系统包含 7 台常规机组、1座 CAES 电站和 1座风电场。可转移负荷、可中断负荷和 DLC 负荷分别接于节点 B_4 、 B_3 和 B_2 。传输线路的参数见文献 [23],假设线路 B_4 — B_5 的传输容量上限为 500 MW,其余线路的传输容量上限均为 1000 MW [23]。采用德国 Huntorf CAES 电站的运行数据作为算例系统中 CAES 电站的调度参数,Huntorf CAES 电站的运行数据见文献 [5]。假设节点 B_2 、 B_3 、 B_4 处的负荷分别为系统总负荷的 30%、30%、40%。

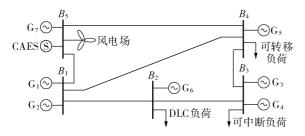


图 2 修改版 PJM-5Bus 系统的拓扑结构示意图

Fig.2 Structure diagram of modified PJM-5Bus system

7台常规机组的调度参数见附录中表 A1,其中 G₁、G₃、G₇为 AGC 机组。风电的短期、扩展短期和超短期预测曲线见附录中图 A1;负荷的短期、扩展短期和超短期预测曲线见附录中图 A2。

假设可转移负荷的可转移时段为00:00—10:00和20:00—24:00,单位时段的最小、最大负荷转移量分别为50、200 MW,单目可转移总量为1000 MW·h;单位负荷转入/转出成本均为66元/(MW·h);可中断负荷的单位时段最小、最大可削减负荷量分别为30、100 MW,总计可削减负荷为500 MW·h,可中断负荷的单位调度成本为160元/MW;DLC负荷的单

位时段最大削减、增加负荷量均为50 MW,DLC负荷的单位增/减负荷调度成本均为266元/MW。

假设风电短期、扩展短期、超短期的正向和负向最大预测误差均分别为其预测值的30%、10%、5%;负荷短期、扩展短期、超短期的正向和负向最大预测误差均分别为其预测值的10%、5%、2.5%。弃风成本为500元/(MW·h)。

假设各时段预计所需 AGC 功率调节容量为风电预测值出力的 5%与负荷预测值的 2.5%之和。

4.2 算例分析

4.2.1 调度结果分析

(1)目前调度结果。

各常规机组在目前调度阶段各时段的出力如附录中图 A3 所示; CAES 电站和可转移负荷的目前调度结果以及各时段的弃风量如附录中图 A4 所示; 各常规机组提供旋转备用的结果如附录中图 A5 所示。

由附录中图 A3 和图 A5 可以看出,常规机组 G_6 和 G_7 具有较低的发电成本,其为系统负荷的主要承担者,在负荷高峰时期, G_6 和 G_7 可以持续满发运行。此外,由于 G_6 和 G_7 具有相对较低的旋转备用成本且长时间处于高负荷率运行状态,其能够为系统提供大量的负旋转备用。常规机组 G_2 和 G_3 具有相对较低的旋转备用成本,且运行经济性也相对较好,全天约37.2%的正旋转备用容量和18.7%的负旋转备用由常规机组 G_2 和 G_3 提供。常规机组 G_1 的运行经济性较差,但单位旋转备用成本较低,其主要用于提供正旋转备用,全天约47.4%的正旋转备用容量由 G_1 提供。 G_4 和 G_5 在运行经济性和提供旋转备用方面均不具有明显的优势,两者均处于停机状态。

由附录中图 A4 可看出,可转移负荷、CAES 电站主要在系统净负荷较低的时段(如02:00—08:00和23:00—24:00)进行负荷转人和空气压缩,而在系统净负荷较高的时段(如08:00—23:00)分别进行负荷转出和发电。此外,由于可转移负荷在时段 10:00—20:00 内不可转移,在该时段内主要由 CAES 电站承担"削峰"工作,而在可转移负荷的可转移时段(如08:00—11:00和20:30—24:00)内,可由可转移负荷单独承担针对系统净负荷的"削峰填谷"工作。在弃风方面,目前调度阶段在风电大发而负荷低谷的时段有一定量的弃风。

(2)日内调度结果。

各常规机组在日内调度阶段各时段的出力如附录中图 A6 所示, CAES 电站和可转移负荷的日内调度结果以及各时段的弃风量如附录中图 A7 所示。

对比附录中图 A3 和图 A6 可看出, G₃具有较差的运行经济性,在日内调度阶段,该机组的负旋转备用被大量调用(如在时段 19:00—23:00),机组出力降低;而 G₂具有较好的运行经济性,其正旋转备用被大



量调用(如在时段15:00-18:00),机组出力提高。

对比附录中图 A4 和图 A7 可以看出,系统通过可中断负荷进行了少量负荷削减。此外 CAES 电站的调度计划明显改变,且系统的弃风量降低。

(3)实时调度结果。

常规机组在实时调度阶段各时段的出力见附录中图 A8, CAES 电站、DLC 负荷的实时调度结果及各时段的弃风量见附录中图 A9, CAES 电站和 AGC 机组在各时段的 AGC 参与因子见附录中图 A10。

对比附录中图 A6 和图 A8 可知,为了满足一定的 AGC 调节容量,实时调度阶段会在少量时段上调 AGC 机组 G_1 的出力以保留一定的 AGC 下调容量。同理,为了提供一定的 AGC 上调容量,需要下调 AGC 机组 G_7 的出力以保留一定的功率上调容量。

由附录中图 A9 可看出,DLC 负荷在实时调度阶段被灵活调用,其可平抑一些较短时间尺度下的功率波动;同时,实时调度阶段的系统弃风量明显降低。

由附录中图A10可看出,在CAES电站处于压缩或发电工况的时段,CAES电站能承担大部分的AGC功率调节任务,这主要是因为CAES电站具有相对较迅速的动态响应特性、相对较低的功率调节成本。

4.2.2 CAES电站参与AGC调频对实时调度结果的 影响分析

为了对比分析 CAES 电站参与 AGC 调频对实时 调度阶段总支出成本的影响,表 1给出了 CAES 电站 参与 AGC 调频前、后的各项成本。

表1 实时调度阶段的各项成本

Table 1 Costs in real-time scheduling stage

	数值/元			
成本	CAES电站参与 AGC调频	CAES电站不 参与AGC调频		
AGC机组购电成本	1 279 494	1 295 768		
CAES电站购电成本	44313	41 447		
弃风成本	15 067	15 067		
常规机组AGC调节量购置成本	115 905	136469		
CAES电站AGC调节量购置成本	11478	_		
DLC负荷调度成本	19650	19650		
总支出成本	1 485 907	1 508 401		

由表1可看出,相较于CAES电站不参与AGC调频时得到的电网运营商在实时调度阶段的总支出成本,CAES电站参与AGC调频后的总支出成本下降了约1.5%。此外,当CAES电站参与AGC调频后,AGC调节量总购置成本(常规机组AGC调节量购置成本、CAES电站的AGC调节量购置成本之和)下降了约6.7%,从常规机组购电的成本也下降了约1.2%。这主要是因为CAES电站在进行AGC调节时所付出的代价更小,所以其参与AGC调频后能较明显地降低AGC调节量总购置成本;当CAES电站参与AGC调频后,AGC机组可在一定程度上减少承担

AGC 调频任务,从而可使运行经济性较好的 AGC 机组承担更多的负荷,因此从常规机组购电的成本能在 CAES 电站参与调频后得到一定程度的削减。

4.2.3 多类型柔性负荷响应时间特性对调度结果的 影响

为了分析多类型柔性负荷的响应时间特性对调度结果的影响,本文另设置了如下场景:假设可中断负荷和DLC负荷均只能在日前调度阶段进行资源配置(额外场景)。本文场景和额外场景下全天的各项成本如表2所示。本文场景和额外场中的日前、日内和实时调度阶段的总支出成本如表3所示。需要说明的是,表3中实时调度阶段的总支出成本未计入从非AGC机组购电的成本。

表2 不同场景下全天各项成本

Table 2 Costs of different scenarios in a day

成本	数值/元		
风净	本文场景	额外场景	
常规机组购电成本	2 133 859	2 146 044	
CAES电站购电成本	44313	33 784	
弃风成本	15067	95 053	
可转移负荷调度成本	47 101	47 161	
可中断负荷调度成本	14488	5 0 5 6	
DLC负荷调度成本	19650	79956	
常规机组备用成本	611932	612 082	
常规机组AGC成本	115 905	128814	
CAES 电站 AGC 成本	11478	4582	
总支出成本	3013793	3 152 532	

表 3 不同场景下日前、日内和实时调度阶段的 总支出成本

Table 3 Total costs of day-ahead, intra-day and real-time scheduling stage under different scenarios

油库叶包日库	调度成	本/元
调度时间尺度 -	本文场景	额外场景
日前	3 090 316	3019511
日内	2 200 793	2 279 197
实时	1 485 907	1537757

由表2可以看出,当可转移负荷、可中断负荷和DLC负荷均只能在日前调度阶段进行优化配置时,电网运营商的全天总支出成本增加了约4.4%,其中系统弃风量明显增加。此外,由表3可以看出,当可转移负荷、可中断负荷和DLC负荷均只能在日前调度阶段进行优化配置时,系统日前调度阶段的总支出成本会有所下降,但日内调度和实时调度阶段的总支出成本明显增加。这主要是因为:当可转移负荷、可中断负荷和DLC负荷均只在日前调度阶段进行优化配置时,日前调度资源变得更为丰富,因此日前调度阶段的总支出成本在一定程度上得到了削减,但是这也使得日内调度阶段和实时调度阶段的功率调节灵活性降低,因而可能会导致系统的弃风量增加,电网运营商的全天总支出成本增加。

5 结论

本文以含风电场、常规机组、CAES电站、多类型 柔性负荷的电力系统为研究对象,计及了可转移负 荷、可中断负荷、DLC负荷、CAES电站在不同时间尺 度下的运行特性,提出了一种能够同时制定发电计 划、旋转备用购置与调用计划和AGC参与因子配置 计划的日前-日内-实时联合调度模型。仿真算例 的结果验证了所提模型的有效性,并得到如下结论。

- (1)CAES电站和可转移负荷均能够针对系统的净负荷进行"削峰填谷";可中断负荷和DLC负荷能够在短时间尺度内针对系统的不平衡功率进行平抑,降低系统的弃风量;CAES电站能够作为重要的系统AGC调频服务的重要提供者之一。
- (2)CAES电站具有灵活的功率调节能力,其参与AGC调频后,能够在一定程度上降低电网运营商的总支出成本。
- (3)充分考虑可转移负荷、可中断负荷和DLC 负荷的响应时间特性,并在对应的时间尺度下调用 不同类型的柔性负荷,能够在一定程度上提升系统 整体的功率调节灵活性,提升系统的运行经济性,减 少系统的弃风量。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

参考文献:

- [1] 梅生伟,李瑞,陈来军,等. 先进绝热压缩空气储能技术研究进展及展望[J]. 中国电机工程学报,2018,38(10):2893-2907,3140.
 - MEI Shengwei, LI Rui, CHEN Laijun, et al. An overview and outlook on advanced adiabatic compressed air energy storage technique [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38 (10): 2893-2907, 3140.
- [2] LUO X, WANG J H, DOONER M, et al. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation [J]. Applied Energy, 2015, 137;511-536.
- [3] 李丹,刘俊勇,刘友波,等. 风电接人后考虑抽蓄-需求响应的 多场景联合安全经济调度模型[J]. 电力自动化设备,2015,35 (2):28-34,41.
 - LI Dan, LIU Junyong, LIU Youbo, et al. Joint secure & economic dispatch considering wind power, pumped storage and demand response [J]. Electric Power Automation Equipment, 2015,35(2):28-34,41.
- [4] 李本新,韩学山,刘国静,等. 风电与储能系统互补下的火电机组组合[J]. 电力自动化设备,2017,37(7):32-37,54.
 - LI Benxin, HAN Xueshan, LIU Guojing, et al. Thermal unit commitment with complementary wind power and energy storage system [J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(7):32-37,54.
- [5] 李姚旺,苗世洪,罗星,等. 含压缩空气储能电力系统日前-日内协调调度策略[J]. 中国电机工程学报,2018,38(10):2849-2860,3136.
 - LI Yaowang, MIAO Shihong, LUO Xing, et al. Day-ahead and intra-day time scales coordinative dispatch strategy of power system with compressed air energy storage [J]. Proceedings of

- the CSEE, 2018, 38(10): 2849-2860, 3136.
- [6] 中国储能网新闻中心. 100 MW/800 MW·h盐穴先进压缩空气储能调峰电站项目落户平顶山叶县[EB/OL]. [2018-12-15]. http://www.escn.com.cn/news/show-690003.html?fromtime-line&isappinstalled=0.
- [7] 李姚旺,苗世洪,尹斌鑫,等.考虑先进绝热压缩空气储能电站 备用特性的电力系统优化调度策略[J].中国电机工程学报, 2018,38(18):5392-5404.
 - LI Yaowang, MIAO Shihong, YIN Binxin, et al. Power system optimal scheduling strategy considering reserve characteristics of advanced adiabatic compressed air energy storage plant [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(18):5392-5404.
- [8] ABBASPOUR M, SATKIN M, MOHAMMADI B, et al. Optimal operation scheduling of wind power integrated with Compressed Air Energy Storage (CAES) [J]. Renewable Energy, 2013,51:53-59.
- [9] GHALELOU A N,FAKHRI A P,NOJAVAN S,et al. A stochastic self-scheduling program for Compressed Air Energy Storage (CAES) of Renewable Energy Sources (RESs) based on a demand response mechanism[J]. Energy Conversion and Management, 2016, 120:388-396.
- [10] NOJAVAN S, NAHAFI-GHALELOU A, MAJIDI M, et al. Optimal bidding and offering strategies of merchant compressed air energy storage in deregulated electricity market using robust optimization approach[J]. Energy, 2018, 143:250-257.
- [11] SHAFIEE S, ZAREIPOUR H, KNIGHT A, et al. Risk-constrained bidding and offering strategy for a merchant compressed air energy storage plant[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(2):946-957.
- [12] 罗纯坚,李姚旺,许汉平,等. 需求响应不确定性对目前优化调度的影响分析[J]. 电力系统自动化,2017,41(5):22-29. LUO Chunjian, LI Yaowang, XU Hanping, et al. Influence of demand response uncertainty on day-ahead optimization dispatching[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41 (5):22-29.
- [13] 刘文颖, 文晶, 谢昶, 等. 考虑风电消纳的电力系统源荷协调多目标优化方法[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(5): 1079-1088.
 - LIU Wenying, WEN Jing, XIE Chang, et al. Multi-objective optimal method considering wind power accommodation based on source-load coordination [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(5):1079-1088.
- [14] 高赐威,李倩玉,李扬. 基于 DLC 的空调负荷双层优化调度和控制策略[J]. 中国电机工程学报,2014,34(10):1546-1555. GAO Ciwei,LI Qianyu,LI Yang. Bi-level optimal dispatch and control strategy for air-conditioning load based on direct load control[J]. Proceedings of the CSEE,2014,34(10):1546-1555.
- [15] 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):4589-4599.
 - 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, 36(17): 4589-4599.
- [16] 肖斐,艾芊. 基于模型预测控制的微电网多时间尺度需求响应 资源优化调度[J]. 电力自动化设备,2018,38(5):184-190. XIAO Fei, AI Qian. Multiple time-scale optimal dispatch of demand response resource for microgrid based on model predictive control [J]. Electric Power Automation Equipment, 2018,38(5):184-190.
- [17] 张伯明,吴文传,郑太一,等. 消纳大规模风电的多时间尺度协



调的有功调度系统设计[J]. 电力系统自动化,2011,35(1):1-6.

ZHANG Boming, WU Wenchuan, ZHENG Taiyi, et al. Design of a multi-time scale coordinated active power dispatching system for accommodating large scale wind power penetration [J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(1):1-6.

- [18] 罗超,杨军,孙元章,等. 考虑备用容量优化分配的含风电电力系统动态经济调度[J]. 中国电机工程学报,2014,34(34):
 - LUO Chao, YANG Jun, SUN Yuanzhang, et al. Dynamic economic dispatch of wind integrated power system considering optimal scheduling of reserve capacity [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(34):6109-6118.
- [19] 于丹文,杨明,韩学山,等. 计及风电概率分布特征的鲁棒实时 调度方法[J]. 中国电机工程学报,2017,37(3):727-738. YU Danwen, YANG Ming, HAN Xueshan, et al. Robust real-
 - YU Danwen, YANG Ming, HAN Xueshan, et al. Robust real-time dispatch considering probabilistic distribution of wind generation[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(3):727-738.
- [20] 许汉平,李姚旺,苗世洪,等.考虑可再生能源消纳效益的电力系统"源-荷-储"协调互动优化调度策略[J].电力系统保护与控制,2017,45(17):18-25.
 - XU Hanping, LI Yaowang, MIAO Shihong, et al. Optimization dispatch strategy considering renewable energy consumptive benefits based on "source-load-energy storage" coordination in power system [J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(17):18-25.
- [21] IBM. CPLEX optimizer[EB / OL]. [2018-12-15]. https://www.ibm.com/analytics/cplex-optimizer.

- [22] IBM Software Group. Examples of flow control in OPL[EB/OL]. [2018-12-15]. http://www-01.ibm.com/support/docview.wss?uid=swg27039529&aid=1.
- [23] LI F X,BO R. DCOPF-based LMP simulation; algorithm, comparison with ACOPF, and sensitivity [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2008, 22(4):1475-1485.

作者简介:



鄢发齐(1971—),男,湖北黄冈人,高级工程师,硕士,主要研究方向为电力系统调度运行控制技术(E-mail:lexs7787@163.com);

李姚旺(1993—),男,安徽合肥人,博士研究生,通信作者,主要研究方向为电力系统优化调度、压缩空气储能系统(E-mail:yaowang_li@126.com);

郡发齐

汪 旸(1981—),男,湖北武汉人,高级工程师,博士,主要研究方向为电力系统调控运行与保护控制技术(E-mail: squall_wy@sina.com);

徐 浩(1988—),男,湖北鄂州人,工程师,硕士,主要研究方向为电力系统调度运行控制技术(E-mail:whuxuhao@163.com);

苗世洪(1963—),男,湖北随州人,教授,博士,主要研究方向为电力系统保护与控制、电力系统优化调度、压缩空气储能系统(E-mail;shmiao@hust.edu.cn)。

(编辑 陆丹)

Multi-time scale joint optimal dispatch of energy and reserve in power system with CAES and multi-type flexible load

YAN Faqi¹, LI Yaowang², WANG Yang¹, XU Hao¹, MIAO Shihong², ZHOU Liangsong², YAO Zhandong², SHEN Yuliang²

Central China Electric Power Dispatching and Control Sub-center of State Grid, Wuhan 430077, China;
 Hubei Electric Power Security and High Efficiency Key Laboratory, State Key Laboratory of Advanced Electromagnetic Engineering and Technology, School of Electrical and Electronic Engineering, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China)

Abstract: In order to cope with the integration of large-scale wind power, CAES (Compressed Air Energy Storage) technology and flexible load active response technology have been developed rapidly in recent years. Taking the power system with CAES plants, TLs (Time-shifting Loads), ILs (Interruptible Loads), DLC (Direct Load Control) loads, wind farms and conventional generators as the research object, comprehensively considering the dispatch characteristics of CAES plants and multi-type flexible loads in day-ahead, intra-day and real-time scales and their application potential in reserve and frequency modulation, a multi-time scale joint dispatch model of energy and reserve is established for power system, which considers the source-load-energy storage coordination. The proposed model takes the minimum total cost of grid operators as the optimization objective, and can simultaneously set up the power generation plan, the reserve purchase and dispatch plan and the allocation plan of AGC (Automatic Generation Control) participation factors. Simulative results of the modified PJM-5Bus system verify the effectiveness of the proposed dispatch model.

Key words: compressed air energy storage; flexible load; multi-time scale dispatch; active power optimization; reserve optimization; joint optimization; electric power systems; models

附 录

表 A1 常规机组的调度参数

Table A1 Scheduling parameters of conventional generators

机组	最小 出力/ MW	最大 出力/ MW	爬/滑 坡率/ (MW·min ⁻¹)	启停 成本/ 万元	最小持续 运行 时间/h	报价系数 b _G / [元·(MW·h) ⁻¹]	报价系数 c _G /(元·h ⁻¹)	正旋转 备用报价/ (元·MW ⁻¹)	负旋转 备用报价/ (元·MW ⁻¹)	AGC 调节量 报价/ (元·MW ⁻¹)
G_1	10	110	7.8	0.5	1	298	1900	78	76	100
G_2	10	100	6.0	0.45	2	151	3200	80	78	_
G_3	90	300	7.9	1	4	264	3500	88	79	160
G_4	75	220	6.9	1	4	271	3800	106	98	_
G_5	50	200	7.8	0.8	4	205	3500	100	96	_
G_6	100	200	6.9	1	4	120	4000	90	82	_
G_7	60	300	8.9	1	4	100	4200	84	72	140

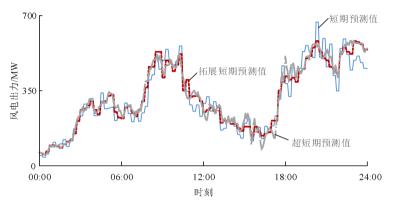


图 A1 风电的短期、扩展短期和超短期预测曲线

Fig.A1 Short-term, extended short-term and ultra short-term forecast curves of wind power

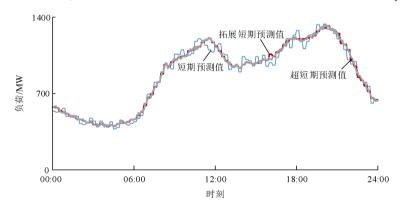


图 A2 负荷的短期、扩展短期和超短期预测曲线

Fig.A2 Short-term, extended short-term and ultra short-term forecast curves of load

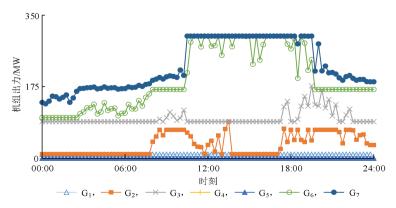


图 A3 各常规机组的日前调度结果

Fig.A3 Day-ahead scheduling results of conventional generators

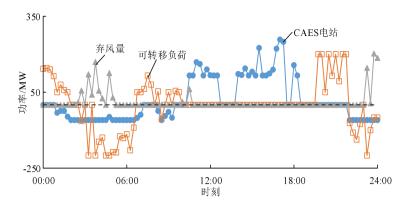


图 A4 CAES 电站、可转移负荷的日前调度结果以及各时段的弃风量 Fig.A4 Day-ahead scheduling results of CAES plant and TL and wind curtailment in each period

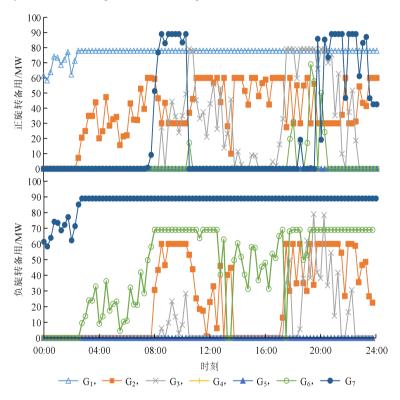


图 A5 各常规机组提供旋转备用的结果 Fig.A5 Spinning reserve scheduling results of conventional generators

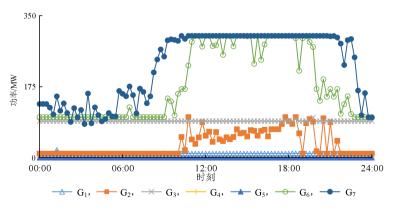


图 A6 各常规机组的日内调度结果 Fig.A6 Intra-day scheduling results of conventional generators

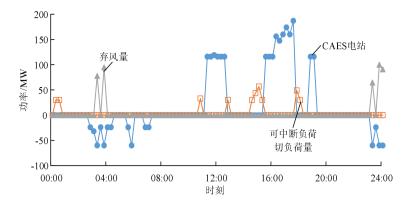


图 A7 CAES 电站、可中断负荷的日内调度结果以及各时段弃风量 Fig.A7 Intra-day scheduling results of CAES plant and TL and wind curtailment in each period

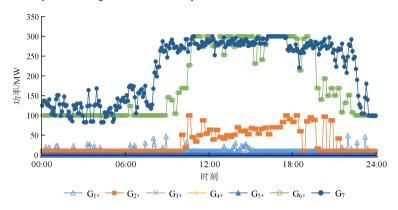


图 A8 各常规机组的实时调度结果 Fig.A8 Real-time scheduling results of conventional generators

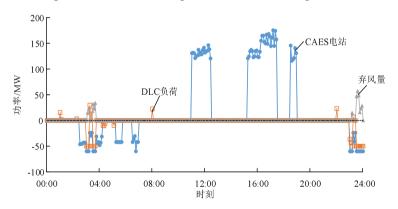


图 A9 CAES 电站、DLC 负荷的实时调度结果以及各时段弃风量 Fig.A9 Real-time scheduling results of CAES plant and DLC load and wind curtailment in each period

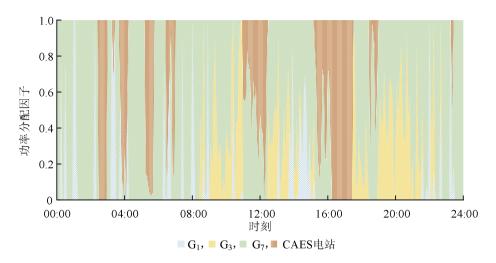


图 A10 CAES 电站和 AGC 机组在各时段的 AGC 参与因子 Fig.A10 Power distribution factors of CAES plant and AGC generators in each period