

促进风电消纳的源-荷联合优化调度

李昱君,于永进

(山东科技大学 电气与自动化工程学院,山东 青岛 266590)

摘要:针对我国弃风问题,将光热电站与风电联合运行,利用其出力的互补性以及储热装置的可调度性应对风电出力的波动性、反调峰性,平滑风电出力以及净负荷曲线,降低火电机组调峰的成本,提高风电利用率。但此方法受到储热装置容量的限制以及机组最小出力和旋转备用的约束,对弃风情况改善有限,因此在需求侧引入需求响应措施与光热-风电系统配合。以系统发电运行成本、弃风惩罚费用和需求响应成本为目标函数,考虑各种约束条件,建立了需求响应与光热-风电系统联合优化的两阶段调度模型,源荷侧配合促进风电最大化的消纳。设置4种情景进行算例分析,通过算例分析验证源荷联合优化策略的有效性。

关键词:光热-风电系统;需求响应;风电消纳;蓄冷空调;源-荷联合优化

中图分类号: TN929.5

文献标志码: A

Source-load joint optimization scheduling for promoting wind power accommodation

LI Yujun, YU Yongjin

(College of Electrical Engineering and Automation, Shandong University of Science and Technology, Qingdao, Shandong 266590, China)

Abstract: In view of wind power curtailment, the concentrated solar power station and wind farm can be jointly operated to deal with the fluctuation and anti-peaking of wind power output, smooth the net load curve, reduce the peaking cost of thermal power units, and promote the consumption of wind power by using the complementarity of their output and the schedulability of heat storage devices. However, this method only has limited improvement on wind power curtailment due to the limited capacity of the heat storage devices and the constraints of the minimum unit output and rotating reserve. In this study, the demand response and the CSP-wind power systems were combined to promote the accommodation of wind power. By taking the operating cost of system power generation, curtailment cost and demand response cost as the objective function and taking various constraints into consideration, this study established a two-stage scheduling model of combined demand response and CSP-wind power system and achieved the source-load coordination to promote the maximum accommodation of wind power. Finally, four scenarios were set up for example analysis to verify the practicability and effectiveness of the source-load joint optimization strategy.

Key words: concentrated solar power-wind power system; demand response; accommodation of wind power; cool storage air conditioning; source-load joint optimization

近年来,我国风电发展势头强劲,总装机容量居世界首位^[1]。尽管风电装机容量增长迅猛,但由于风电波动性、反调峰性的特点加上电源结构灵活性较差的限制,弃风现象严重^[2],造成大量经济损失。严重的弃风会带来电能质量下降、线路潮流变化等问题,影响电网的稳定性和可靠性,成为风电健康发展的羁绊。

收稿日期:2020-05-19

基金项目:青岛西海岸新区2020年科技项目(源头创新专项)(2020-92)

作者简介:李昱君(1994—),男,山东莱芜人,硕士研究生,主要从事电力系统优化调度的研究。

于永进(1980—),男,山东烟台人,副教授,硕士生导师,主要从事电力系统运行与控制的研究,本文通信作者。

E-mail: yajdjt@163.com

光热-风电联合系统输出稳定、可控性强,为解决上述问题提供了思路。光热电站(concentrating solar power, CSP)和风电系统联合运行组成光热-风电系统,利用其出力的互补性以及储热装置(thermal storage, TS)的可控性应对风电的波动性、反调峰性,降低火电机组调峰成本,促进风电的消纳。文献[3]针对机组出力最优,研究了光热电站和火电机组联合优化策略;文献[4]为保证光热-风电系统经济效益,建立了光热与风能互补发电系统输出功率波动最小和并网效益最大的多目标调度模型;文献[5]提出促进风电消纳的光热-风电系统联合调度策略,深入分析了光热电站的内部机理;文献[6]建立计及光热发电特性的光-风-火虚拟电厂双阶段优化调度策略,抑制风电的并网波动,使虚拟电厂取得更高经济效益。

但是上述文献仅限于电源侧单一调度,没有考虑到光热电站储热装置容量大小以及火电机组最小出力 and 负旋转备用的限制,对弃风现象改善有限,因此引入需求响应措施(demand response, DR)配合,协调源荷双侧资源共同促进风电消纳。闫华光等^[7]研究了实施需求响应的主要措施,提出了先进的智能电网技术;Vasco 等^[8]在互动电力市场结构研究背景下,建立了考虑需求响应的优化调度模型;文献[9]考虑峰谷分时电价政策,提出一种含钠硫电池储能系统的风光优化调度模型,减少弃风弃光量;文献[10]为了消纳可再生能源和更好调用需求侧资源,提出了改进分时电价方式和可中断负荷控制相结合的双层优化日前调度策略;文献[11]考虑不同需求侧资源的特点,提出微网源-网-荷互动优化的调度策略,提高了电网用电的经济效益和环境效益。

本研究提出将需求响应措施与光热-风电联合系统配合的优化调度策略,引入需求响应的分时电价(time-of-use power price, TOU)项目和柔性负荷蓄冷空调,弥补文献[12]仅考虑 TOU,过于单一、造成响应不充分的缺点。通过算例分析验证提出的鲁棒调度策略,可以在兼顾系统发电成本以及弃风惩罚成本的基础上为风电上网提供更大的空间,具有较好的经济效益和环境效益。

1 光热电站-风电联合系统

光热电站中的储热系统能够平移风能,具有良好的可控性和调度能力^[13],适用于提高风电消纳量。光热电站和风电场组成的联合系统如图 2 所示。

系统设计目标是保证光热-风电联合系统输出功率波动最小,即:

$$\min \left[\frac{1}{T} \sum_{t=1}^T (P_t^{\text{cw}} - P_t^{\text{cwav}}) \right], \quad (1)$$

式中: P_t^{cw} 为 t 时刻光热-风电联合出力; P_t^{cwav} 为光热-风电联合出力平均值。

光热-风电系统内部模型考虑以下约束:

1) 光热电站出力约束

$$P_{i,t}^{\text{cspmin}} \leq P_{i,t}^{\text{csp}} \leq P_{i,t}^{\text{cspmax}}, \quad (2)$$

式中, $P_{i,t}^{\text{cspmin}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{cspmax}}$ 分别为光热电站机组出力的上限和下限。

2) 光热电站爬坡速率约束

$$-R_D^{\text{csp}} \Delta T \leq P_{i,t}^{\text{csp}} - P_{i,t-1}^{\text{csp}} \leq R_U^{\text{csp}} \Delta T, \quad (3)$$

式中, R_D^{csp} 、 R_U^{csp} 分别为光热电站机组的向下和向上爬坡速率。

3) 光热电站旋转备用约束

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{cspdown}} \leq P_{i,t}^{\text{csp}} - P_{i,t}^{\text{cspmin}}, 0 \leq P_{i,t}^{\text{cspup}} \leq P_{i,t}^{\text{cspmax}} - P_{i,t}^{\text{csp}}, \quad (4)$$

式中, $P_{i,t}^{\text{cspup}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{cspdown}}$ 分别为光热机组的上、下旋转备用。

4) 光热电站储热装置约束

① 储热容量约束

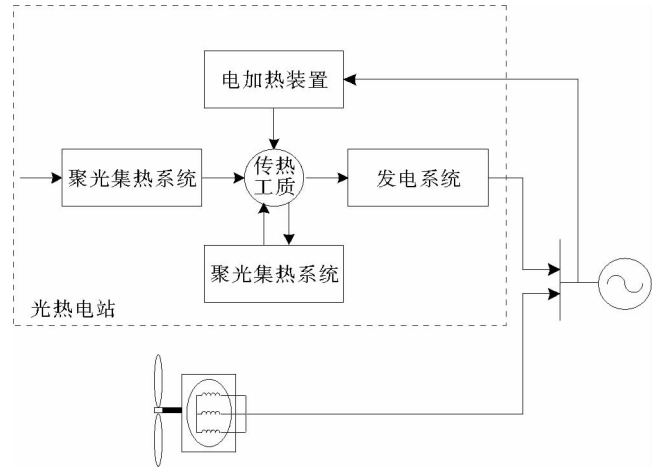


图 1 光热-风电联合系统

Fig. 1 CSP-wind power system

$$E_{i,t}^{\text{TSmin}} \leq E_{i,t}^{\text{TS}} \leq E_{i,t}^{\text{TSmax}}, \quad (5)$$

式中, $E_{i,t}^{\text{TSmax}}$ 、 $E_{i,t}^{\text{TSmin}}$ 分别为储热装置容量的最大值、最小值。

② 储热装置储、放热功率约束

$$P_{\min}^{\text{TS},s} \leq P^{\text{TS},s} \leq P_{\max}^{\text{TS},s}, P_{\min}^{\text{TS},r} \leq P^{\text{TS},r} \leq P_{\max}^{\text{TS},r}, \quad (6)$$

式中: $P_{\min}^{\text{TS},s}$ 、 $P_{\max}^{\text{TS},s}$ 为储热装置储热功率的最大值和最小值; $P_{\min}^{\text{TS},r}$ 、 $P_{\max}^{\text{TS},r}$ 为储热装置放热功率的最大值和最小值。

5) 电-热转换关系

$$P_{E-H,t} = \lambda P_{i,t}^{\text{csp}}, \quad (7)$$

式中: λ 为电加热装置的电-热转换效率; $P_{E-H,t}$ 为电加热装置转换热功率。

6) 风电出力约束

$$0 \leq P_t^w \leq P_t^{w*}, \quad (8)$$

式中 P_t^{w*} 为风电的预测出力。

7) 光热-风电联合出力约束

$$P_t^{\text{cwmin}} \leq P_t^{\text{cw}} \leq P_t^{\text{cwmax}}. \quad (9)$$

2 需求响应模型

目前需求响应模型按美国能源部研究报告^[14]提出的分类方式分为:基于价格型需求响应(price-based demand response, PBDR)和基于激励需求响应(incen-based demand response, IBDR)。价格型需求响应受用户意愿影响较大、不确定性强,因此被看作不可调度(non-dispatchable)的需求响应资源^[15]。PBDR 中的分时电价(time of use pricing)项目可以利用模糊聚类的方法划分峰、谷、平三个用电时段,每个时段制定不同电价;IBDR 中的直接负荷控制(direct load control)项目为用户与电力公司签订相关合约获得相应的经济补偿,电力公司控制用户电气设备避开用电高峰。

2.1 PBDR 模型

1) 制定峰谷分时电价。设分时电价后峰时段电价变为 P_{gf} , 负荷低谷时段的电价为 P_{dg} , 有:

$$P_{\text{gf}} = P(1 + \mu), P_{\text{dg}} = P(1 - \omega). \quad (10)$$

式中, P 为平时段电价, μ 为用电高峰时段电价上调比例, ω 为用电低谷时段电价下调比例。

拉开比表达式:

$$\gamma = \frac{\mu}{\omega}. \quad (11)$$

2) 价格弹性矩阵:

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_f / Q_f \\ \Delta Q_p / Q_p \\ \Delta Q_g / Q_g \end{bmatrix} = \mathbf{E} \begin{bmatrix} \Delta P_f / P \\ \Delta P_p / P \\ \Delta P_g / P \end{bmatrix}, \quad (12)$$

$$\begin{bmatrix} Q_f^{\text{tou}} \\ Q_p^{\text{tou}} \\ Q_g^{\text{tou}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Q_f \\ Q_p \\ Q_g \end{bmatrix} \mathbf{E} \begin{bmatrix} \Delta P_f / P \\ \Delta P_p / P \\ \Delta P_g / P \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Q_f \\ Q_p \\ Q_g \end{bmatrix}. \quad (13)$$

式中: \mathbf{E} 为价格弹性矩阵; ΔQ_f 、 ΔQ_p 、 ΔQ_g 为峰、平、谷时段用户用电量的变化; ΔP_f 、 ΔP_p 、 ΔP_g 为峰、平、谷时段电价的变化; Q_f^{tou} 、 Q_g^{tou} 、 Q_p^{tou} 为分时电价实施后峰、谷、平时段用户用电量。

3) PBDR 调度成本函数:

$$F_{\text{tou}} = \sum_{t=1}^{24} (PQ_t - P_{\text{tou}}Q_t^{\text{tou}}). \quad (14)$$

式中: Q_t 、 Q_t^{tou} 分别为实施 TOU 前后 t 时刻的用电量; P_{tou} 为实施 TOU 后电价。

2.2 IBDR 模型

用电负荷中空调负荷占很大比重,需求响应潜力巨大,是一类典型的柔性负荷和良好的 IBDR 资源。蓄

冷型空调是一种良好储能产品,夜间可以利用弃风进行蓄冷,白天融冰释冷缓解峰时段负荷需求压力,能提供上、下旋转备用的方式参与优化调度。

$$F_{\text{dlc}} = \sum_{t=1}^{24} P_t^u \Delta D_{u,t} + \sum_{t=1}^{24} P_t^d \Delta D_{d,t} \quad (15)$$

式中: F_{dlc} 为对参加 DLC 项目用户的经济补偿; $\Delta D_{u,t}$ 为参与 IBDR 提供的上行备用量; $\Delta D_{d,t}$ 为提供下行备用量; P_t^u 、 P_t^d 分别为单位上行、下行响应容量的价格。

2.3 需求响应约束条件

1) 拉开比约束。拉开比的设置是分电价制定的一个重要指标,其值越大表示用户对 TOU 的响应越充分。为了设置合理的拉开比,要求满足以下约束:

$$\frac{Q_{\text{dg}}}{Q_{\text{gf}}} \leq \gamma \leq 1, \quad (16)$$

式中, Q_{dg} 、 Q_{gf} 分别为 TOU 实施后的低谷时段和高峰时段总用电量。

2) 用户满意度约束。用电方式满意度 m_s 、电费支出满意度 m_p :

$$m_s = 1 - \sum_{t=1}^{24} |\Delta Q_t| / \sum_{t=1}^{24} Q_t, \quad m_p = 1 - \sum_{t=1}^{24} \Delta C_t / \sum_{t=1}^{24} C_t, \quad \Delta C_t = (Q_t^{\text{tou}} P^{\text{tou}} - Q_t P), \quad C_t = Q_t P. \quad (17)$$

式中: $\sum_{t=1}^{24} |\Delta Q_t|$ 表示 TOU 实施后用户用电量的变化; $\sum_{t=1}^{24} Q_t$ 表示分时电价实施前用电量总和; $\sum_{t=1}^{24} \Delta C_t$ 表示 TOU 实施后电费支出的变化; $\sum_{t=1}^{24} C_t$ 表示分时电价实施前电费支出。

3) 用电负荷响应约束。TOU 实施前后用电量保持不变,即:

$$\sum_{t=1}^T (Q_t - Q_t^{\text{tou}}) = 0. \quad (18)$$

4) 上下行备用量约束:

$$0 \leq \Delta D_{u,t} \leq \Delta D_{u,\max}, \quad 0 \leq \Delta D_{d,t} \leq \Delta D_{d,\max}. \quad (19)$$

式中, $\Delta D_{u,\max}$ 、 $\Delta D_{d,\max}$ 分别为蓄冷空调提供上、下行备用量的上限。

5) 上下行备用量的爬坡约束:

$$r_{u,\min} \leq \Delta D_{u,t} - \Delta D_{u,t-1} \leq r_{u,\max}, \quad r_{d,\min} \leq \Delta D_{d,t} - \Delta D_{d,t-1} \leq r_{d,\max}. \quad (20)$$

式中: $r_{u,\max}$ 、 $r_{u,\min}$ 分别为上行备用量爬坡上、下限; $r_{d,\max}$ 、 $r_{d,\min}$ 分别为下行备用量的爬坡上、下限。

3 综合模型

时间尺度决定负荷的响应特性,单一的日前调度无法充分利用源荷侧资源,因此采用日前、日内两阶段调度模型,日前阶段光热电站、风电和 PBDR 配合,日内阶段火电机组和 IBDR 配合。

3.1 日前计划调度模型

3.1.1 目标函数

以系统发电运行成本最小为目标函数,包括火电机组运行成本、弃风惩罚成本、光热电站运行成本以及 PBDR 成本,即

$$\min(C_t^{\text{GE}} + C_t^{\text{CSP}} + C_t^w + F_{\text{tou}}). \quad (21)$$

式中: C_t^{GE} 为火电机组运行成本; C_t^{CSP} 为光热电站的运行成本; C_t^w 为风电弃风惩罚成本; F_{tou} 为相应的 PBDR 成本。

$$\begin{cases} C_t^{\text{GE}} = \sum_{i=1}^T \sum_{j=1}^G [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_i^u], \\ C_{i,t}(P_{i,t}) = \alpha_i (P_{i,t})^2 + \beta_i + \lambda_i, \\ C_t^{\text{CSP}} = \sum_{i=1}^T \sum_{j=1}^N (\gamma_i P_{i,t}^{\text{CSP}} + C_i^{\text{CSPu}}), \\ C_t^w = \mu (P_t^{w*} - P_t^w). \end{cases} \quad (22)$$

式中, G 为火电机组集合, $P_{i,t}$ 为火电机组 i 在 t 时刻的出力, α_i 、 β_i 、 λ_i 为火电机组的发电成本系数, C_i^s 为火电机组的启停成本, N 为光热电站机组集合, γ_i 为光热机组的发电成本系数, $P_{i,t}^{\text{CSP}}$ 为光热机组 i 在 t 时刻的出力, C_i^{CSP} 为光热电站的启停成本, C_t^w 为风电弃风惩罚成本, μ 为弃风惩罚成本系数, P_t^{w*} 、 P_t^w 分别为风电的预测出力和实测出力, F_{tou} 为相应的 PBDR 成本。

净负荷方差可以表征净负荷曲线的平滑程度,净负荷方差最小,即:

$$\min \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T (P_{\text{leq},t} - P_{\text{leq,av}})^2, \quad (23)$$

式中, $P_{\text{leq},t}$ 为 t 时刻净负荷值, $P_{\text{leq,av}}$ 为净负荷的平均值。

3.1.2 约束条件

1) 用户参与 DR 前后系统功率平衡约束:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^G P_{i,t} + P_{i,t}^{\text{CSP}} + P_t^w = Q_t^{\text{DR}}, \\ \sum_{i=1}^G P_{i,t} + P_{i,t}^{\text{CSP}} + P_t^w = Q_t. \end{cases} \quad (24)$$

式中, Q_t 、 Q_t^{DR} 分别为 DR 实施前后的负荷需求量。

2) 火电机组出力约束:

$$P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{\max}, \quad (25)$$

式中, $P_{i,t}^{\max}$ 、 $P_{i,t}^{\min}$ 分别为火电机组出力的最大值和最小值。

3) 机组爬坡和旋转备用约束:

$$-R_{i,D}^G \Delta T \leq P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq R_{i,U}^G \Delta T, 0 \leq P_{i,t}^{\text{down}} \leq P_{i,t} - P_{i,t}^{\min}, 0 \leq P_{i,t}^{\text{up}} \leq P_{i,t}^{\max} - P_{i,t}. \quad (26)$$

式中: $R_{i,U}^G$ 、 $-R_{i,D}^G$ 分别为火电机组的向上、向下爬坡速率; $P_{i,t}^{\text{up}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{down}}$ 分别为火电机组的向上、向下旋转备用。

4) 输电线路传输容量约束:

$$-P_{ij}^{\max} \leq B_{ij}(\theta_{i,t} - \delta_{j,t}) \leq P_{ij}^{\max}. \quad (27)$$

式中: P_{ij}^{\max} 为线路 i 、 j 之间输电线最大传输容量; B_{ij} 为节点 i 、 j 之间的电纳; $\theta_{i,t}$ 和 $\delta_{j,t}$ 为 t 时刻电压的相角。

3.2 日内计划调度模型

1) 目标函数

以系统的运行成本和调用的 IBDR 成本最小为目标函数,即:

$$\min(C_t^{\text{GE}} + C_t^{\text{CSP}} + C_t^w + F_{\text{dle}}). \quad (28)$$

2) 功率平衡约束:

$$\sum_{i=1}^G P_{i,t} + P_{i,t}^{\text{CSP}} + P_t^w + \Delta D_{d,t} = Q_t^{\text{tou}} + \Delta D_{u,t}, \quad (29)$$

式中, $\Delta D_{u,t}$ 、 $\Delta D_{d,t}$ 分别为 IBDR 资源蓄冷空调提供的上下行旋转备用量。

3.3 光热-风电系统和需求响应联合优化

1) 调度中心估算光热-风电联合系统并网功率上、下限以及次日负荷曲线;

2) 日前调度阶段周期为 24 h,调度时段为 1 h。7:00—9:00,光热电站向储热装置储热不发电;9:00—19:00,负荷需求和光照强度较大,风电出力小,光热电站根据其出力特性使联合系统输出较大,利用其出力的互补性应对风电的反调峰性,当某一时刻光照强度减小时,储热装置放热发电;22:00—7:00,光热电站出力为 0,此时是负荷需求小和风电大发重合时段,此时利用储热装置对风电进行调节;

3) 在目前阶段中,引入 PBDR 与光热-风电系统同时调度,PBDR 的分时电价可以转移荷削减高峰时段负荷,解耦储热装置容量的约束,源荷侧配合联合削峰;

4) 日内调度以日前调度计划为基础,在此阶段内,IBDR 的蓄冷空调资源与火电机组配合消纳日内风电出力,以提供旋转备用的方式解决由于 PBDR 分时电价响应不充分以及火电机组最小出力约束导致的弃风。

4 算例分析与结果

4.1 算例数据

调度周期设为 24 h,系统包括 4 台火电机组,具体数据参数见表 1 和表 2;某风电场和光热电站具体数据见表 3,风电场总装机容量为 360 MW;弃风惩罚系数为 500 元/MW·h,光热机组的发电成本系数 γ_i 为 40 元/MW;实施 TOU 前的平均用电价格为 400 元/MW·h,实施 TOU 之后平时段价格保持不变,用电高峰时段电价上涨 30%,用电低谷时段电价下调 30%,图 2 为实施需求响应措施前后的负荷曲线;DLC 项目中蓄冷空调最大储能容量为 60 MW·h。模型仿真计算通过 MATLAB 中的 YALMIP 工具包调用 CPLEX 软件。

表 1 火电机组出力爬坡速率参数

Tab. 1 Parameters of output and climbing rate of thermal power units

机组	$P_{i,t}^{\max}$ /MW	$P_{i,t}^{\min}$ /MW	$R_{i,U}^{\uparrow}$ /MW	$R_{i,D}^{\downarrow}$ /MW
1	455	150	200	80
2	455	150	150	100
3	85	25	160	150
4	80	20	200	70

表 2 火电机组运行成本参数

Tab. 2 Operating cost coefficient of thermal power units

机组	a_i / (MW ² ·h)	b_i / (MW·h)	λ_i/h
1	0.053 2	190.10	13 175.4
2	0.118 0	189.30	8 075.9
3	0.050 2	160.33	10 232.5
4	0.050 2	160.33	10 232.5

表 3 光热电站基本参数

Tab. 3 Basic parameters of CSP

参数	取值
$P_{i,t}^{\text{cspmax}}/P_{i,t}^{\text{cspmin}}$	100/20
$R_U^{\text{csp}}/R_D^{\text{csp}}$	10/10
$P_{\max}^{\text{TS},s}/P_{\max}^{\text{TS},r}$	400/400
$E_{i,t}^{\text{TSmin}}/\text{MW}$	100
电热转换系数 λ	0.15

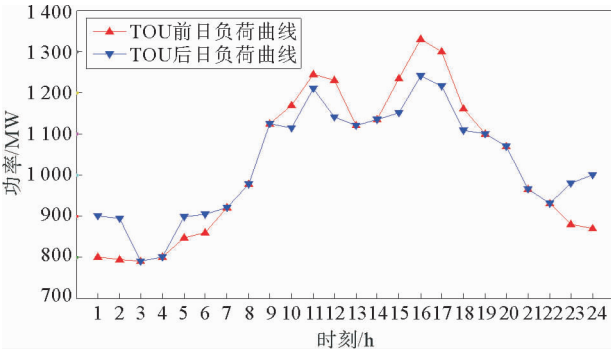


图 2 TOU 实施前后日负荷曲线

Fig. 2 Load curves before and after TOU

4.2 调度结果分析

为了研究需求响应措施和光热-风电系统配合对风电消纳的促进作用,设立 4 个场景进行分析,具体的情景划分见表 4,不同情景的优化调度结果见表 5。

由表 5 结果可知,同时引入光热电站和 DR 的两阶段调度方式与其他调度方式相比带来更好的环境效益和经济效益,净负荷方差更小,发电成本更少。

表 4 情景划分

Tab. 4 Scenario setting

情景	运行方式
1	无光热电站,无 PBDR,无 IBDR
2	仅有光热电站
3	有光热电站,有 PBDR
4	两阶段调度,有光热电站,有 PBDR 和 IBDR

表 5 4 种情景下优化调度结果

Tab. 5 Results of optimal dispatching under four scenarios

	火电发电成本/元	光热电站成本/元	弃风惩罚成本/元	风电消纳量/(MW·h)	净负荷方差
情景 1	398 675	0	21 221	5 032	847
情景 2	330 032	31 150	12 857	5 589	656
情景 3	308 760	31 080	6 753	6 070	484
情景 4	248 263	31 156	0	6 629	201

针对本研究提出的两阶段模型,与文献[5]提出的单一模型进行对比,结果见表6。由表6可以看出,本研究提出的两阶段调度模型在精度和解决弃风方面效果更好。

1) 光热-风电联合运行

光热电站和风电系统联合运行,相当于“源源互补”,负荷高峰时段光热电站增加出力弥补风电的反调峰性,谷时段储热装置对风电进行调节,将多余风电进行储热蓄能,以保证联合系统输出稳定在允许的范围内。光热-风电系统出力稳定,平滑净负荷曲线,降低火电机组调峰成本。但受到储热装置容量的限制以及机组旋转备用的约束,只能在较小的范围内充放电协调风电出力,因此风电消纳效果不明显。

2) 日前第一阶段调度结果

由图4看出,在情景2的基础上引入TOU项目可以起到削峰填谷的效果,为夜间风电提供上网空间,随着日负荷曲线平滑以及风电消纳水平的提高,净负荷峰谷差进一步缩小。储热装置在最大储热范围内,最大化调节风电出力,剩余富余风电部分上网,但不同的负荷类型对电价需求弹性的不同,分时电价项目调整能力有限,因此还是会造成一定的弃风。

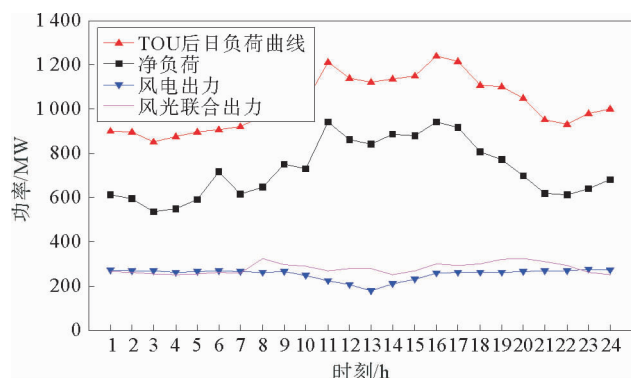


图4 引入TOU后净负荷曲线

Fig. 4 Net load curve after the introduction of TOU

3) 日内第二阶段调度结果

和日前阶段相比,日内阶段可在减少发电成本的基础上增加风电消纳量,风电完全被消纳。这部分增大的风电消纳量是调用的IBDR资源蓄冷空调,蓄冷空调可以利用夜间弃风进行蓄冷,相当于为系统提供下行备用容量。

由图5可见,由于情景1中仅有火电机组,没有其他调节能力,弃风电量为1579 MW·h。而情景3中,引入光热电站和PBDR协调调度还是会导致559 MW·h的弃风,只能在较小范围内促进风电消纳。情景4中,在情景3的基础上引入良好的需求侧资源蓄冷空调,可以利用夜间弃风进行蓄冷,最大化的消纳风电,白天融冰释冷,缓解高峰时段用电负荷压力。

表6 模型精度对比

Tab. 6 Comparison of model accuracy

模型	迭代次数	弃风率/%	风电消纳量/(MW·h)
文献[5]模型	56	60	2 320
本文所提模型	35	33	4 210

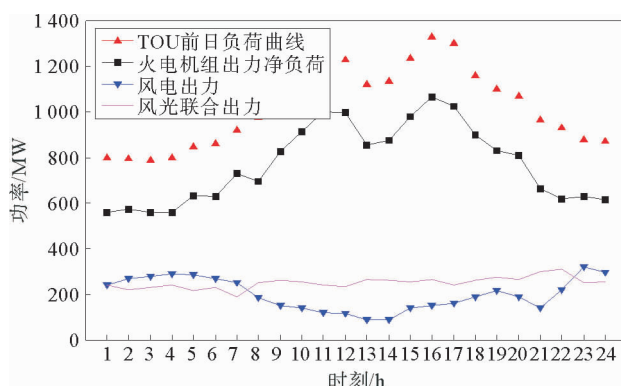


图3 情景2运行净负荷曲线

Fig. 3 Net load curve of CSP-wind combined system operation

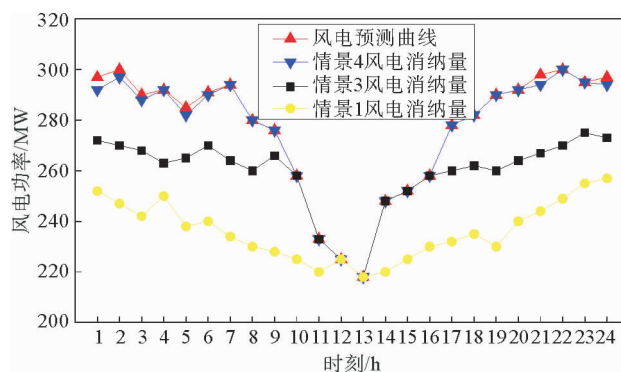


图5 不同情景风电消纳量对比

Fig. 5 Comparison of wind power consumption in different scenarios

4.3 风电功率爬坡事件辨识

为了进一步验证需求响应和光热-风电系统源荷协调调度策略的优越性,本节引入风电功率爬坡事件辨识方法。风电功率爬坡事件是指,火电机组受到旋转备用以及爬坡速率的约束,无法给风电并网提供足够的备用需求,影响电网安全稳定运行。判断是否发生爬坡事件,需先得出两个时段风电出力的差值与时间段的比值(式 29),然后与火电机组爬坡速率比较。

$$\delta_t^w = |P_{t+1}^w - P_t^w| / \Delta t. \quad (29)$$

式中: δ_t^w 为风电爬坡率; P_t^w 为 t 时刻风电实际的功率。

火电机组的爬坡率约束值为:

$$\delta^{\text{down}} = \sum_{i=1}^G R_{i,D}^G \Delta T, \delta^{\text{up}} = \sum_{i=1}^G R_{i,U}^G \Delta T. \quad (30)$$

式中: δ^{down} 、 δ^{up} 分别为火电机组爬坡率的上限和下限; $R_{i,U}^G$ 、 $R_{i,D}^G$ 分别为火电机组的向上、向下爬坡速率。

则风电功率爬坡事件的辨识为:

$$\delta^{\text{down}} \leq \delta_t^w \leq \delta^{\text{up}}. \quad (31)$$

根据式(29)~(31)计算实际所需爬坡率,图 6 和图 7 为情景 3 和情景 4 比较。由图 6 看出情景 3 共有 6 个时段发生风电功率爬坡事件,白天时段光热-风电系统利用其出力互补性以及储热装置的可控性和调节能力,能够支持光热机组快速调节出力满足负荷需求,加上 PBDR 转移和削减高峰时段负荷需求,减少了爬坡事件。虽然 PBDR 一定程度增加了夜间负荷需求,但受到储热装置容量以及火电机组旋转备用的约束,对风电消纳情况改善有限,在风能较大和负荷低谷冲突时段仍会发生功率爬坡事件。

由图 7 看出在情景 3 的基础上引入 IBDR 后,不再发生功率爬坡事件。IBDR 中的 DLC 项目能够将蓄冷空调合理运用到系统调峰中,根据风电波动情况,为系统提供上下旋转备用量,空调负荷在谷时段增加负荷需求,在峰时段融冰释冷缓解高峰时段负荷压力。

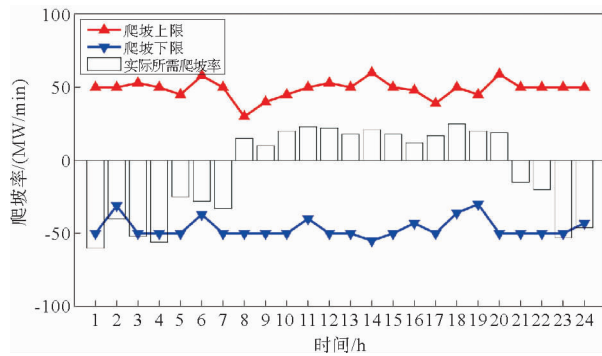


图 6 情景 3 机组爬坡率

Fig. 6 Unit climbing rate of Scenario 3

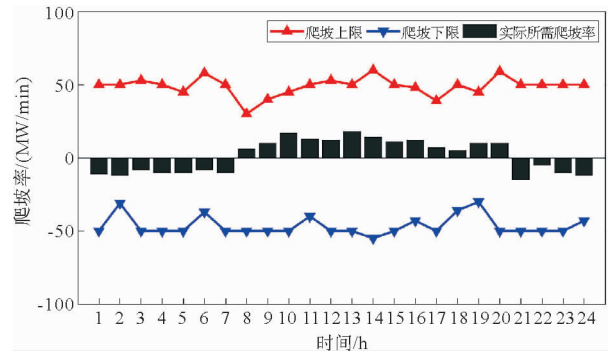


图 7 情景 4 机组爬坡率

Fig. 7 Unit climbing rate of Scenario 4

5 结论

本研究提出一种需求响应和光热电站参与风电消纳的两阶段调度策略。通过算例对比验证需求响应和光热电站参与优化调度能够应对风电的反调峰性、波动性,该策略在平滑日负荷曲线、为风电上网提供空间的同时,还能够有效的平滑火电机组出力,减少火电机组运行成本,解耦储热装置容量不足的限制,实现“源源互补”以及“源荷协调”,最大化利用风电。在光热-风电系统的基础上引入 IBDR 资源蓄冷空调能,以提供旋转备用的形式减少风电爬坡事件的发生,保证电力系统运行稳定。

参考文献:

[1]李俊峰,高虎,王仲颖,等.中国风电发展报告 2013[R].北京:中国资源综合利用协会可再生能源专业委员会,2013.

LI Junfeng, GAO Hu, WANG Zhongying, et al. China wind power development report 2013[R]. Beijing: Chinese Renewable Energy Industries Association, 2013.

- [2] 国家电力监管委员会.重点区域风电消纳监管报告(2012年第10号)[R].北京:国家电力监管委员会,2012.
State Electricity Regulatory Commission.Regulatory report on wind power consumption in key regions (No.10,2012)[R].
Beijing:State Electricity Regulatory Commission,2012.
- [3] 崔杨,杨志文,仲悟之等.基于成本最优的含储热光热电站与火电机组联合出力日前调度[J].电力自动化设备,2019,39(2):71-77.
CUI Yang,YANG Zhiwen,ZHONG Wuzhi et al.Day-ahead dispatch for output of combined CSP with thermal storage system and thermal power units based on minimized operation cost[J].Electric Power Automation Equipment,2019,39(2):71-77.
- [4] 戴剑丰,汤奕,曲立楠,等.太阳能光热与风力发电协调优化控制研究[J].计算机仿真,2017,34(10):73-77.
DAI Jianfeng,TANG Yi,QU Linan,et al.Research on coordinated optimization control of solar thermal and wind power generation[J].Computer Simulation,2017,34(10):73-77.
- [5] 宋汶秦,吕金历,赵玲霞,等.光热-风电联合运行的电力系统经济调度策略研究[J].电力系统保护与控制,2020,48(5):95-102.
SONG Wenqin,LU Jinli,ZHAO Lingxia,et al.Study on the economic dispatch strategy of power system with combined operation of concentrated solar power and wind farm[J].Power System Protection and Control,2020,48(5):95-102.
- [6] 彭院院,周任军,李斌,等.计及光热发电特性的光-风-火虚拟电厂双阶段优化调度[J].电力系统及其自动化学报,2020,32(4):21-28.
PENG Yuanyuan,ZHOU Renjun,LI Bin,et al.Two-stage optimal dispatching for solar-wind-thermal virtual power plant considering characteristic of concentrating solar power[J].Proceedings of the CSU-EPSA,2020,32(4):21-28.
- [7] 闰华光,陈宋宋,钟鸣,等.电力需求侧能效管理与需求响应系统的设计[J].电网技术,2015(1):42-47.
YAN Huaguang,CHEN Songsong,ZHONG Ming,et al.Research and design of demand side energy efficiency management and demand response system [J].Power System Technology,2015,39(1):42-47.
- [8] MEDICI V.SALANI M.NESPOIL L,et al.Evaluation of the potential of electric storage using decentralized demand side management algorithms[J].Energy Procedia,2017,135:203-209.
- [9] 杨晓萍,刘浩杰,黄强,等.考虑分时电价的风光储联合削峰优化调度模型[J].太阳能学报,2018,39(6):1752-1759.
YANG Xiaoping,LIU Haojie,HUANG Qiang,et al.Optimal dispatching model of wind-sunlight-storage combining with "peak shaving" considering time-of-use electricity price[J].Acta Energiæ Solaris Sinica,2018,39(6):1752-1759.
- [10] 孟驰华.基于需求侧响应的微电网优化调度策略[D].秦皇岛:燕山大学,2019.
MENG Chihua.Optimal dispatching strategy of microgrid based on demand side response[D].Qinhuangdao:Yanshan University,2019.
- [11] 肖安南,张蔚翔,张超,等.需求侧响应下的微网源-网-荷互动优化运行[J].电工电能新技术,2017,36(9):71-79.
XIAO Annan,ZHANG Weixiang,ZHANG Chao,et al.Optimal interactive operation of microgrid under demand response [J].Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy,2017,36(9):71-79.
- [12] 王佳颖,史俊祎,李继红,等.计及需求响应的光热电站热电联供型微网的优化运行[J].电力系统自动化,2019,43(1):176-184.
WANG Jiaying,SHI Junyi,LI Jihong,et al.Optimal operation of CHP microgrid with concentrating solar power plants considering demand response[J].Automation of Electric Power Systems,2019,43(1):176-184.
- [13] 崔杨,张汇泉,仲悟之,等.计及价格型需求响应及CSP电站参与的风电消纳日前调度[J].电网技术,2020,44(1):183-191.
CUI Yang,ZHANG Huiquan,ZHONG Wuzhi et al.Day-ahead scheduling considering participation of price-based demand response and csp plant in wind power accommodation[J].Power System Technology,2020,44(1):183-191.
- [14] US Department of Energy.Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them; A report to the United States Congress pursuant to section 1252 of the Energy Policy Act of 2005[Z].US,Department of Energy,2006.
- [15] Federal Energy Regulatory Commission FERC.National Action Plan on Demand Response[Z].2010.

(责任编辑:刘西奎)