

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.190525

光热-风电联合运行的电力系统经济调度策略研究

宋汶秦¹, 吕金历¹, 赵玲霞², 妥建军¹, 王兴贵²

(1. 国网甘肃省电力公司经济技术研究院, 甘肃 兰州 730000;

2. 兰州理工大学电气工程与信息工程学院, 甘肃 兰州 730050)

摘要: 针对大规模并网风电出力的随机性、波动性以及反调峰特性给电网调峰和调度带来的影响, 采用含储热的光热发电系统与风电联合运行的调度策略。利用光热与风电出力的互补性及储热的可调度性平抑风电出力波动, 减小电网负荷峰谷差, 降低火电调峰的成本, 减少弃风。基于光热电站的运行机理分析, 建立光热-风电联合系统的电网调度模型。采用粒子群算法对模型进行求解, 实现经济调度的优化。通过仿真算例分析验证调度策略及模型的可行性和合理性。

关键词: 光热发电; 储热; 风电; 经济调度; 粒子群算法

Study on the economic dispatch strategy of power system with combined operation of concentrated solar power and wind farm

SONG Wenqin¹, LÜ Jinli¹, ZHAO Lingxia², TUO Jianjun¹, WANG Xinggui²

(1. State Grid Gansu Electric Economic Research Institute, Lanzhou 730000, China;

2. College of Electrical and Information Engineering, Lanzhou University of Technology, Lanzhou 730050, China)

Abstract: Due to the influence of the large-scale grid-connection wind farm with randomness, volatility and counter-peak on grid peak shaving and scheduling, the combined operation strategy of concentrated solar power system with thermal storage and wind power is adopted. By using the complementarity of solar thermal and wind power output as well as the dispatchability of heat storage, the wind power output fluctuations can be smoothed, the peak-valley load difference of power grid and the cost of thermal power load can be reduced, as well as avoiding to abandon the wind. Based on the operation mechanism analysis of the solar thermal power station, the power grid scheduling model of the combined system is established. The particle swarm optimization algorithm is applied to solve the model and realize the optimization of economic dispatch. The feasibility and rationality of the scheduling strategy and model is validated by simulation example analysis.

This work is supported by Science and Technology Project of State Grid Corporation of China (No. 52272817000L) and Youth Science and Technology Fund Program Project of Gansu Province (No. 17JR5RA345).

Key words: concentrated solar power; thermal storage; wind power; economic dispatch; particle swarm optimization

0 引言

随着大规模风电的入网, 其出力的随机性、波动性及反调峰特性间接拉大了电网负荷峰谷差, 增加了电力系统调峰和调度的难度, 同时也增大了系统中火电机组的运维成本^[1-4]。如何降低风电并网对

电网的影响, 以最大限度接纳风电成为当前急需解决的问题。含储热(Thermal Storage, TS)的光热发电(Concentrating Solar Power, CSP)系统, 输出稳定、可控, 为解决上述问题提供了思路^[5-8]。

目前, 关于光热储能和风电联合运行的成本及调度问题, 国内外已有相关文献对此进行了相应的研究。文献[9-12]对光热储能和风电联合系统的某一单目标进行了优化, 如发电成本最低、并网效益最大及功率波动最小等。文献[13]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

基金项目: 国家电网公司科技项目资助(52272817000L); 甘肃省青年科技基金计划项目资助(17JR5RA345); 甘肃省高等学校科研项目资助(2017A-087)

多目标调度模型, 其并网效益是从发电侧考虑, 通过控制联合输出功率, 使联合系统获得的效益最大, 没有分析联合系统并网给电网带来的经济效益。

本文从 CSP 电站的运行原理及特性入手, 结合风电出力情况制定出风-光热联合运行的日调度策略, 并建立光热-风电联合运行调度模型。最后通过仿真算例, 分析了在电网将 CSP 输出功率完全接纳和联合系统输出功率波动最小的前提下, 光热-风电联合调度在降低火电的调峰运行成本方面给电网带来的经济效益。

1 光热储能电站运行原理及特性

本文主要对塔式光热发电的运行特性进行研究, 系统结构示意图如图 1 所示。由图 1 可知, 塔式光热发电系统主要包括聚光集热装置、储热装置、热交换装置以及汽轮发电机组等 4 部分, 相互之间通过导热工质传递能量, 塔式导热工质一般采用熔融盐。

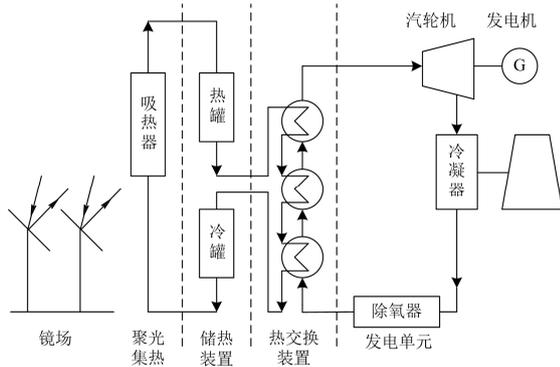


图 1 塔式光热发电系统结构示意图
Fig. 1 Schematic diagram of tower CSP plant

光场利用太阳能对吸热器中的导热工质加热, 导热工质经热力循环产生蒸汽, 推动汽轮发电机组发电。若导热工质产生的蒸汽超过汽轮发电机组工作所需的蒸汽量时, 储热装置将多余的热量以高温熔盐的形式存储, 以备光照不足或负荷高峰时使用。与其他可再生能源不同, 光热储能电站可利用储热将其输出进行平移, 从而实现了对风电出力的移峰填谷, 拥有类似于常规火电的调度运行特性。通过控制热交换系统可快速调节汽轮发电机组的出力, 其调节速度最快每分钟可调节装机容量的 20%, 远高于常规火电 2%~5%, 与燃气轮机的接近^[14], 能快速响应风电出力波动。

2 光热-风电联合运行经济调度

2.1 光热-风电联合调度策略

为解决风电出力的波动问题, 考虑将光热储能

与风电联合调度。首先利用光热及其储能平滑风电出力, 然后将光热-风电联合出力作为整体接入电网。调度根据决策周期内负荷预测曲线、风电和光热预测出力及光热储热容量等因素, 优化确定光热-风电联合系统在调度周期内负荷曲线上的运行位置, 得到系统的净负荷曲线, 进而得到系统有效调峰容量和火电机组在负荷高峰时期的最小开机容量^[15-17]。

目前, 光热电站成本较高, 且并网容量较小。为保证光热输出电能的充分利用, 一般在白天有光照时, 光热应根据光照条件工作于边发电边蓄热或放热发电模式, 期间不对风电进行调节。在没有光照或晚上负荷高峰期, 根据负荷及风电出力情况, 利用储热系统对风电进行调节。联合调度策略如图 2 所示。

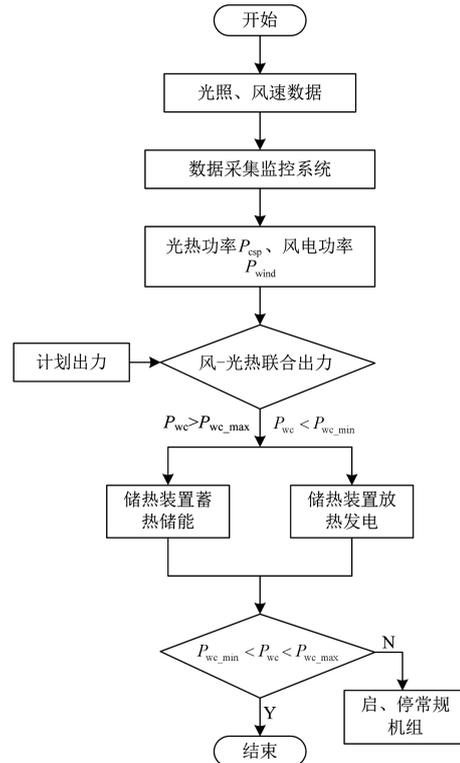


图 2 光热-风电联合调度策略

Fig. 2 Scheduling strategy for CSP-wind combined operation

1) 预测次日光照和风速数据

考虑一天内风速、光照及储热时数等限制因素, 估算次日联合系统计划出力及并网功率上下限。

2) 利用光热储能平滑风电出力

由数据采集监控系统采集光照、风速数据, 得到光热-风电联合系统实时出力。然后, 将联合系统出力与并网上、下限功率比较, 若联合系统功率大于上限, 即风、光充足时, 储热装置蓄热储能, 反之储热装置放热发电。

3) 调度中心根据光热-风电联合系统出力情况

安排其他机组出力计划。

2.2 联合系统经济调度模型

在目前风电并网容量较大, 光热电站出力稳定、容量有限且成本较高的情况下, 分析光热-风电联合并网给调度带来的经济效益时, 需考虑将光热电站出力完全接纳时的火电深度调峰和启停调峰的综合成本最低。此外, 应充分利用风电与光热出力的互补性及光热储能的可调节性。通过对光热和风电的协调调度, 使联合系统输出波动最小。基于以上分析, 建立经济调度模型。

2.2.1 目标函数

目标函数 1: 火电综合调峰成本最低。

$$\min f_1 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [u_{it}(1-u_{i(t-1)})S_i + u_{it}C_i(P_{it})] \quad (1)$$

式中: f_1 为火电调峰成本函数; T 为调度周期; N 为系统中火电机组台数; P_{it} 为系统中第 i 台火电机组在 t 时刻的有功出力; S_i 、 $C_i(P_{it})$ 分别为系统中第 i 台发电机组的启动费用和在 t 时刻的运行费用, 其中, $C_i(P_{it})$ 的表达式如式(2)所示。

$$C_i(P_{it}) = a_i P_{it}^2 + b_i P_{it} + c_i \quad (2)$$

式中, a_i 、 b_i 、 c_i 为火电机组耗量成本系数。

目标函数 2: 光热-风电联合系统输出功率波动最小, 即联合输出功率的方差最小。

$$\min f_2 = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T [P_{wc_t} - P_{wc_av}]^2 \quad (3)$$

$$P_{wc_t} = P_{wind_t} + P_{csp_t} \quad (4)$$

$$P_{wc_av} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T P_{wc_t} \quad (5)$$

式中: P_{wc_t} 为 t 时刻光热-风电联合出力; P_{wc_av} 为计算周期 T 内光热-风电联合出力平均值; P_{wind_t} 、 P_{csp_t} 分别为 t 时刻风电、光热实际出力。

2.2.2 约束条件

1) 含 CSP 电站的系统功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^N P_{it} + P_{wind_t} + P_{csp_t} = P_{lt} \quad (6)$$

式中, P_{lt} 为 t 时刻的负荷功率。

2) 光热储能电站主要运行约束^[18]

光热机组出力约束为

$$P_{csp_min} + P_{csp_t}^{RsvDown} \leq P_{csp_t} \leq P_{csp_max} - P_{csp_t}^{RsvUP} \quad (7)$$

式中: P_{csp_max} 、 P_{csp_min} 分别为光热机组最大、最小出力; $P_{csp_t}^{RsvUP}$ 、 $P_{csp_t}^{RsvDown}$ 分别为机组在 t 时刻的上旋转备用和下旋转备用。

爬坡约束为

$$-RD_{csp_t} \leq P_{csp_t} - P_{csp_t-1} \leq RU_{csp_t} \quad (8)$$

式中, RU_{csp_t} 、 RD_{csp_t} 分别为光热机组在 t 时刻的最大向上、向下爬坡能力。

储热容量约束为

$$E_{min}^{TS} \leq E_t^{TS} \leq E_{max}^{TS} \quad (9)$$

式中: E_t^{TS} 为 t 时刻储热装置中存储的热能; E_{max}^{TS} 、 E_{min}^{TS} 分别为储热容量上限和下限。

另外, 储热装置的储热和放热不能同时进行, 故

$$\begin{cases} 0 \leq H_t^{TSin} \leq c_t^{TSin} H_{max}^{TSin} \\ 0 \leq H_t^{TSout} \leq (1-c_t^{TSin}) H_{max}^{TSout} \end{cases} \quad (10)$$

式中: H_t^{TSin} 、 H_t^{TSout} 分别为储热装置在 t 时刻储存、释放的热功率; H_{max}^{TSin} 、 H_{max}^{TSout} 分别为储热装置最大储热、放热功率; c_t^{TSin} 为高温罐存储状态变量, 1 为储热, 0 为放热。

3) 火电机组约束

火电机组约束主要包括: 机组出力上下限约束、爬坡约束等, 与光热电站汽轮机组运行约束类似, 具体参照式(7)、式(8)。

4) 风电场出力约束

$$0 \leq P_{wind_t} \leq P_{wind_max} \quad (11)$$

5) 光热-风电联合出力约束

$$P_{wc_min} \leq P_{wc_t} \leq P_{wc_max} \quad (12)$$

3 模型求解

根据调度策略, 系统的经济调度主要包含两个方面, 即对光热-风电联合系统输出功率的优化和对火电机组负荷分配的优化。

3.1 光热-风电联合运行调度优化

根据一个调度周期 24 h 内负荷、光热及风电出力的变化趋势, 将光热与风电联合运行出力划分为 4 个区间, 分别如下:

1) 白天有光照时, 当 t 在 8~9 h 这一时段内, 太阳辐射强度(DNI)逐渐增大, 光热先蓄热。

2) 当 t 在 9~15 h 这一时段内, 负荷一般较大, 风电较小。根据联合调度策略, 光热在光照充足时边发电边蓄热, 光照不足时通过蓄热调节使光热输出功率保持稳定, 以保证光热-风电联合输出较大。若联合系统实际出力低于计划出力下限时, 需增大现有火电机组出力或启动其他火电机组。

3) 当 t 在 15~17 h 时段内, DNI 逐渐减弱, 而风电出力逐渐增大。具体应根据该时段内风电出力和光照强度, 结合计划出力共同确定光热蓄热或放热发电。

4) 当 t 在 17 h 以后, DNI 一般不足以使光热发电, 光热通过储热对风电进行调节。风电出力增大时减小光热出力, 反之, 增加光热出力, 以保证联合系统输出稳定在系统允许的变化范围之内。当联合系统实际出力超过计划出力上限时, 允许适当弃风, 而低于下限时, 同样需增大现有火电机组出力或启动其他火电机组。

光热在增大或减小出力调节过程中需注意两个问题: 一是机组输出不能越过出力上下限, 且要满足爬坡速率的限制; 二是放热时储热容量不能低于下限。

3.2 火电机组负荷分配优化

火电机组负荷分配优化可划分为两个问题, 即开停机决策和负荷经济分配。

首先根据负荷出力曲线、光热-风电的联合出力得到净负荷曲线, 由净负荷曲线确定各时段火电机组开、停机状态。为与实际对应, 将系统中承担基荷的机组运行状态设为 1, 其他机组开、停机顺序按照综合评价指标确定, 计算公式如式(13)^[19]。

$$\begin{cases} L_i = \frac{a_i P_{iav}^2 + b_i P_{iav} + c_i}{P_{iav}} \\ P_{iav} = (P_{imax} + P_{imin}) / 2 \end{cases} \quad (13)$$

根据净负荷曲线和开停机顺序表, 对火电机组按启发式原则逐台启停, 以满足系统与火电机组的所有约束。为降低火电运行费用, 使系统运行效益最优, 负荷经济分配遵循等耗量微增率原则。

为实现上述优化目标, 文中采用粒子群优化算法(PSO)。先通过 PSO 优化算法给出调度周期内每个时刻所有机组的状态组合, 然后按照等耗量微增率原则求解负荷经济分配。

3.3 用粒子群算法优化火电机组开停机决策

粒子群算法是一种基于群体智能的随机寻优搜索算法。在算法中, 首先对粒子的位置和速度随机初始化, 然后通过迭代在解空间中找到最优解, 每次迭代都分别通过跟踪个体极值 P_{ij} 和全局极值 P_{gj}

实现更新, 更新公式如式(14)—式(16)所示^[20-23]。

$$v_{ij}(n+1) = wv_{ij}(n) + c_1 r_1 (P_{ij} - x_{ij}(n)) + c_2 r_2 (P_{gj} - x_{ij}(n)) \quad (14)$$

$$x_{ij}(n+1) = x_{ij}(n) + v_{ij}(n+1) \quad (15)$$

$$w = w_{max} - n(w_{max} - w_{min}) / n_{max} \quad (16)$$

式中: v_{ij} 、 x_{ij} 分别为第 i 个粒子的第 j 维速度和位置分量; w 为线性变化的加权系数, w_{max} 、 w_{min} 分别为其最大、最小值; c_1 、 c_2 为加速因子; r_1 、 r_2 为[0, 1]

区间的随机数; n 为当前迭代次数, n_{max} 为其最大值。

在 PSO 中, 用一个 $T \times N$ 的矩阵表示种群中的个体。矩阵的行向量表示调度周期内某一时段 N 台机组的组合状态, 以计算负荷的经济分配及运行成本; 矩阵的列向量表示某台机组在一个调度周期 T 个时段的开停机状态, 以计算机组的启停费用。

具体求解步骤如下:

1) 读入负荷、风电、光热预测数据及火电机组参数, 计算当前时刻的净负荷。

2) 按综合评价指标对火电机组启停顺序进行排序。

3) 初始化粒子群, 检验粒子群中个体是否为可行解, 否则重新初始化。

4) 根据净负荷及火电机组启停顺序表进行负荷经济分配, 按照目标函数计算个体适应值。

5) 寻找个体最优以及全局最优粒子, 首先以个体当前适应值与历史最优适应值进行比较, 取较小者为个体极值; 在整个粒子群中, 找到全局最小值, 然后对个体及全局最优适应值进行更新。

6) 根据式(14)—式(16)更新微粒的速度和位置。

7) 判断是否到达最大迭代次数, 若否, 转到流程 4); 若是, 则结束优化过程, 并输出最优解。

4 算例分析与结果

为验证调度模型的可行性, 对由光热、风电及火电组成的系统进行仿真分析, 调度周期设为 24 h。系统负荷数据见表 1。根据系统日最大负荷, 火电机组选用文献[24]10 台机中的 7 台机, 相关参数见表 2。根据综合评价指标得其开停机顺序为 1、2、5、4、3、6、7, 其中将机组 1、2 设为基荷机组。风电装机容量为 240 MW, 预测出力参照文献[25]。光热储能电站的额定容量设为 100 MW, 基本参数如表 3 所示, 采用 Matlab 编程对所建模型进行求解。

4.1 风电独立运行

不考虑弃风时净负荷曲线如图 3 所示。

表 1 各时段负荷预测功率

Table 1 Load forecast power for each period

时段 t/h	负荷/ MW	时段 t/h	负荷/ MW	时段 t/h	负荷/ MW
1	798	9	1 067	17	984
2	789	10	1 113	18	1 199
3	770	11	1 141	19	1 249
4	738	12	978	20	1 232
5	806	13	892	21	1 184
6	824	14	925	22	1 123
7	942	15	945	23	1 030
8	1 027	16	941	24	933

表 2 火电机组部分运行参数

Table 2 Parameters of thermal power units

火电机组	$P_{max}/$ MW	$P_{min}/$ MW	$a/(\$/\text{MW}^2\cdot\text{h})$	$b/(\$/\text{MW}\cdot\text{h})$	$c/(\$/\text{h})$
G ₁	455	150	0.000 48	16.19	1 000
G ₂	455	150	0.000 31	17.26	970
G ₃	85	25	0.007 90	27.74	480
G ₄	80	20	0.007 12	22.26	370
G ₅	130	20	0.002 00	16.60	700
G ₆	55	10	0.004 13	25.92	660
G ₇	55	10	0.002 22	27.27	665

表 3 光热储能电站基本参数

Table 3 Basic parameters of CSP

参数	取值	参数	取值
S_{SF}/m^2	1.2×10^6	$P_{csp_max}/P_{csp_min}(\text{MW}_e)$	100/20
η_{SF}	0.45	$RU/RD(\text{MW}/\text{min})$	10/10
$\eta_a\eta_c$	0.98/0.98	$H_{max}^{S_{out}}/H_{max}^{S_{in}}(\text{MW}_t)$	550/550
ρ^{TS}/h	9	$E_{max}^{TS}/(\text{MW}\cdot\text{h}_t)$	280

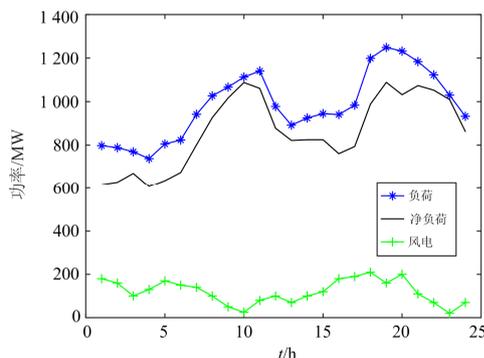


图 3 风电场独立运行时的净负荷曲线

Fig. 3 Net load curve of wind farm operating alone

由图 3 可知, 在没有弃风的前提下, 当 t 在 1~7 h 和 16~20 h 时段内, 风电出力较大, 但该时段负荷多处于低谷, 当 t 在 9~15 h 时段, 负荷较大, 风电出力却较小。由此可见, 风电出力具有明显的反调峰特性。在一个调度周期 24 h 内, 火电需根据风电与负荷的变化, 不断对净负荷进行调峰, 各时段火电优化输出结果见表 4。系统中火电机组的启停费用为 3 220 \$, 运行费用为 408 240 \$, 共计 411 460 \$。

4.2 光热-风电联合运行

当系统中引入光热储能电站时, 采用储能对风电出力进行调节, 光热-风电联合运行输出曲线见图 4。

从图 4 可以看出, 在 8~9 h 时段内, 光热先蓄热, 不发电。当 t 在 9~15 h 时段内, 负荷较大, 风电出力较小, 光热根据其出力特性输出始终保持最大, 从而使风-光热联合输出较大, 减小风电反调峰

引起的净负荷峰谷差。在负荷低谷时的 1~8 h 时段内, 风电出力最大约为 200 MW, 最小约为 100 MW, 为平抑该时段内风电入网波动, 降低火电调峰运行费用, 利用储热对风电进行调节, 使联合系统的输出保持在 160~200 MW 之间。

表 4 风电场独立运行时的优化结果

Table 4 Optimal results of wind farm operation alone

时段 t/h	机组状态	启动费用/\$	运行费用/\$	小计/\$
1	1100000	0	12 442	12 442
2	1100000	0	12 630	12 630
3	1100000	0	13 330	13 330
4	1100000	0	12 271	12 271
5	1100000	0	12 749	12 749
6	1100000	0	13 399	13 399
7	1100000	0	15 563	15 563
8	1100100	1 100	18 353	19 453
9	1100100	0	19 853	19 853
10	1101100	340	21 700	22 040
11	1101100	0	21 135	21 135
12	1100000	0	16 822	16 822
13	1100000	0	15 894	15 894
14	1100000	0	15 943	15 943
15	1100000	0	15 943	15 943
16	1100000	0	14 887	14 887
17	1100000	0	15 431	15 431
18	1100100	1 100	19 385	20 485
19	1101100	340	21 723	22 063
20	1100100	0	20 108	20 108
21	1101100	340	21 380	21 720
22	1101100	0	20 989	20 989
23	1100100	0	19 736	19 736
24	1100000	0	16 573	16 573
总计		3 220	408 240	411 460

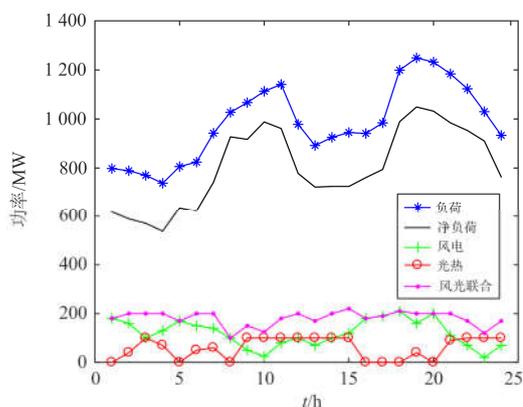


图 4 光热-风电联合运行时的净负荷曲线

Fig. 4 Net load curve of CSP-wind combined operation

光热-风电联合运行时的优化输出结果见表 5。其中火电机组的启停费用为 2 540 \$，运行费用为 380 786 \$，共计 383 326 \$。与风电独立运行相比，启停费用和运行费用均有所降低。

表 5 光热-风电联合运行时的优化结果

Table 5 Optimal results of CSP-wind combined operation

时段 t/h	机组 状态	启动 费用/\$	运行 费用/\$	小计/\$
1	1100000	0	12 442	12 442
2	1100000	0	11 947	11 947
3	1100000	0	11 623	11 623
4	1100000	0	11 077	11 077
5	1100000	0	12 749	12 749
6	1100000	0	12 544	12 544
7	1100000	0	14 562	14 562
8	1100100	1 100	18 353	19 453
9	1100100	0	18 186	18 186
10	1100100	0	19 369	19 369
11	1100100	0	18 919	18 919
12	1100000	0	15 167	15 167
13	1100000	0	14 220	14 220
14	1100000	0	14 271	14 271
15	1100000	0	14 271	14 271
16	1100000	0	14 887	14 887
17	1100000	0	15 431	15 431
18	1100100	1 100	19 385	20 485
19	1101100	340	20 916	21 256
20	1100100	0	20 108	20 108
21	1100100	0	19 302	19 302
22	1100100	0	18 785	18 785
23	1100000	0	17 353	17 353
24	1100000	0	14 920	14 920
总计		2 540	380 786	383 326

另外，在表 4 和表 5 中分别给出了风电独立运行和光热-风电联合运行时的 24 h 内每个时段所有火电机组的运行状态，反映出两种不同运行情况下，火电机组根据净负荷变化的启停情况。其中，机组 1 和 2 为 24 h 连续运行机组。风电单独运行时，在 $t=8、10、18、19、21$ h 时，各有 1 台火电机组启动。光热-风电联合运行时，在 $t=10、21$ h 时，火电机组没有新增启动台数，且运行台数在 $t=11、22、23$ h 时均比前者少 1 台。故火电在联合运行时的总费用低于风电独立运行时的总费用。

最后，系统在其他参数不变的情况下，增加 1 台 50 MW 的光热机组，光热装机容量增大至 150 MW。当 t 在 9~15 h 时段内，假设光照充足，100 MW 光热机组以最大功率输出，同时，通过 50 MW 机组对风电进行调节，优化输出曲线见图 5。

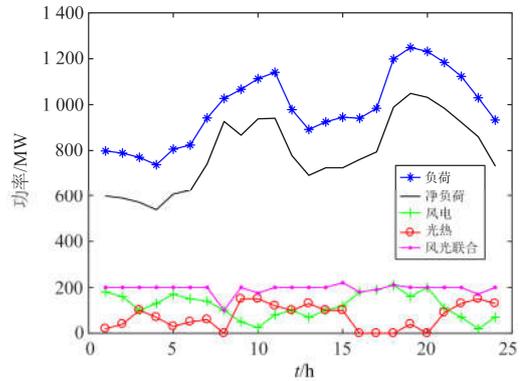


图 5 光热最大功率为 150 MW 时的净负荷曲线

Fig. 5 Net load curve of when the CSP power capacity is 150 MW

对比图 4 和图 5 可知，随着光热机组容量的增加，光热-风电联合系统出力曲线更加平滑，风电并网对净负荷曲线变化的影响将减小，火电调峰成本也进一步降低。但增大装机容量将导致光热电站成本增加，如何在这两者之间取得平衡有待进一步研究。

表 6 给出了没有风电接入、有风电接入及光热-风电联合接入时的负荷及净负荷方差。由表 6 可知，没有风电接入时的负荷方差为 22 722，接入风电后系统等效负荷方差即净负荷方差为 26 811，净负荷方差明显增大。而风光联合接入时，净负荷方差有所减小，当 $P_{csp}=100$ MW 时，净负荷方差减小到 24 700，当 $P_{csp}=150$ MW 时，净负荷方差为 23 755；即随着光热储能电站容量的增大，净负荷方差在不断减小，接近没有风电接入时的负荷方差，即风电波动对电网净负荷峰谷差的影响越小。

表 6 不同运行方案时的负荷/净负荷方差

Table 6 Load/net load variances under different schemes

方案	方差
无风电接入	负荷方差: 22 722
有风电接入	净负荷方差: 26 811
光热-风电联合接入($P_{csp}=100$ MW)	净负荷方差: 24 700
光热-风电联合接入($P_{csp}=150$ MW)	净负荷方差: 23 755

以上波形及数据均是在假设白天光照充足的前提下得出的。由于光照本身具有随机性，1 天内光热电站输出功率及储热受 DNI 变化的影响。当 DNI 突然降低或其值本身较小时，光热输出功率也会减小，从而使光热-风电联合输出小于计划出力，产生一定的波动，在一定程度上增加火电调峰成本。但在整体上相对于风电单独并网，联合系统并网所产生的波动较小，火电调峰成本也较低。

5 结论

本文针对风电入网波动, 提出风、光热及火电联合运行时的光热-风电联合运行调度策略。以火电调峰运行成本最低和联合输出波动最小为目标, 建立光热-风电联合运行的经济调度模型, 采用粒子群算法对模型进行优化。算例对比分析了有无光热电站对含风电系统调度的影响, 结果表明本文所建模型是可行的, 在有风电并网的系统中, 引入光热储能电站, 并将风电和光热联合调度, 能有效减小风电波动给电网带来的峰谷差, 降低火电调峰运行成本。同时, 通过控制联合系统的输出功率, 可提高风电和光热的并网效益。

参考文献

- [1] 姜文玲, 王勃, 汪宁渤, 等. 多时空尺度下大型风电基地出力特性研究[J]. 电网技术, 2017, 41(2): 493-499.
JIANG Wenling, WANG Bo, WANG Ningbo, et al. Research on power output characteristics of large-scale wind power base in multiple temporal and spatial scales[J]. Power System Technology, 2017, 41(2): 493-499.
- [2] 余颖辉, 郭强. 大规模风电接入对电网调度运行的影响[J]. 华东电力, 2014, 42(7): 1337-1340.
YU Yinghui, GUO Qiang. Analysis of large-scale wind generation impact on dispatching and operation of east china grid[J]. East China Electric Power, 2014, 42(7): 1337-1340.
- [3] 周玮, 胡姝博, 孙辉, 等. 考虑大规模风电并网的电力系统区间非线性经济调度研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(2): 557-563.
ZHOU Wei, HU Shubo, SUN Hui, et al. Interval nonlinear economic dispatch in large scale wind power integrated system[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(2): 557-563.
- [4] 付兵彬, 万小花, 熊小伏, 等. 基于风速时间周期特征的风电并网系统风险评估方法[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(19): 43-50.
FU Bingbin, WAN Xiaohua, XIONG Xiaofu, et al. Risk assessment of wind power integrated system based on time-periodic characteristics of wind speed[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(19): 43-50.
- [5] SANTOS-ALAMILLOS F J, POZO-VAZQUE Z D, RUIZ-ARIAS J A, et al. Combining wind farms with concentrating solar plants to provide stable renewable power[J]. Renewable Energy, 2015, 76: 539-550.
- [6] XU Xinhai, VIGNAROBBAN K, XU Ben, et al. Prospects and problems of concentrating solar power technologies for power generation in the desert regions[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016, 53: 1106-1131.
- [7] LILLIESTAM J, BARRADI T, CALDES N, et al. Policies to keep and expand the option of concentrating solar power for dispatchable renewable electricity[J]. Energy Policy, 2018, 116: 193-197.
- [8] VICK B D, MOSS T A. Adding concentrated solar power plants to wind farms to achieve a good utility electrical load match[J]. Solar Energy, 2013, 92: 298-312.
- [9] SIOSHANSI R, DENHOLM P. Benefits of colocating concentrating solar power and wind[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2013, 4(4): 877-885.
- [10] POUSINHO H M I, SILVA H, MENDES V M F, et al. Wind-CSP short-term coordination by MILP approach[C] // 3rd Renewable Power Generation Conference, June 15, 2014, IEEE: Naples, Italy: 1-6.
- [11] CHEN Runze, SUN Hongbin, GUO Qinglai, et al. Reducing generation uncertainty by integrating CSP with wind power: an adaptive robust optimization-based analysis[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015, 6(2): 583-594.
- [12] XU T, ZHANG N. Coordinated operation of concentrated solar power and wind resources for the provision of energy and reserve services[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(2): 1260-1271.
- [13] 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.
- [14] 陈润泽, 孙宏斌, 李正烁, 等. 含储热光热电站的电网调度模型与并网效益分析[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(19): 1-7.
CHEN Runze, SUN Hongbin, LI Zhengshuo, et al. Grid dispatch model and interconnection benefit analysis of concentrating solar power plants with thermal storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(19): 1-7.
- [15] 静铁岩, 吕泉, 郭琳, 等. 水电-风电系统日间联合调峰运行策略[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(22): 97-104.
JING Tieyan, LÜ Quan, GUO Lin, et al. An inter-day combined operation strategy of hydro and wind power system for regulating peak load[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(22): 97-104.
- [16] 于佳, 任建文, 周明. 基于机会约束规划的风-蓄联合动态经济调度[J]. 电网技术, 2013, 37(8): 2116-2122.
YU Jia, REN Jianwen, ZHOU Ming. A chance-constrained programming based dynamic economic dispatch of wind

- farm and pumped-storage power station[J]. Power System Technology, 2013, 37(8): 2116-2122.
- [17] 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.
- [18] 孙沛, 傅旭, 李富春, 等. 含有电加热装置的光热机组运行策略研究[J]. 智慧电力, 2018, 46(3): 38-43.
SUN Pei, FU Xu, LI Fuchun, et al. Study on operation strategy of concentrating solar power plant with electric heating device[J]. Smart Power, 2018, 46(3): 38-43.
- [19] 盛四清, 孙晓霞. 利用风蓄联合调峰的电力系统经济调度[J]. 电网技术, 2014, 38(9): 2484-2489.
SHENG Siqing, SUN Xiaoxia. An economic dispatching strategy of peak load shifting by wind farm and pumped storage plant[J]. Power System Technology, 2014, 38(9): 2484-2489.
- [20] 毕大强, 彭子舜, 郜克存, 等. 粒子群优化算法及其在电子控制中的应用[M]. 北京: 科学出版社, 2016: 3-5.
- [21] 胡殿刚, 秦睿, 黄亭, 等. 基于免疫记忆粒子群优化算法的风火联合系统的多目标优化调度[J]. 高压电器, 2015, 51(6): 20-26.
HU Diangang, QIN Rui, HUANG Ting, et al. Wind power integrated with thermal system multi-objective optimal dispatch based on immune memory particle swarm optimization algorithm[J]. High Voltage Apparatus, 2015, 51(6): 20-26.
- [22] 罗毅, 张若含. 风-光-水联合发电系统优化调度研究[J]. 太阳能学报, 2015, 36(10): 2492-2498.
LUO Yi, ZHANG Ruohan. Research of optimal scheduling of hybrid PV and wind power system[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2015, 36(10): 2492-2498.
- [23] 韩笑, 周明, 李庚银. 计及储能和空调负荷的主动配电网多目标优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(7): 14-23.
HAN Xiao, ZHOU Ming, LI Gengyin. Multi-objective optimal dispatching of active distribution networks considering energy storage systems and air-conditioning loads[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(7): 14-23.
- [24] TING T O, RAO M V C, LOO C K. A novel approach for unit commitment problem via an effective hybrid particle swarm optimization[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(1): 411-418.
- [25] 张晓花, 赵晋泉, 陈星莺. 节能减排下含风电场多目标机组组合建模及优化[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(17): 33-39.
ZHANG Xiaohua, ZHAO Jinquan, CHEN Xingying. Multi-objective unit commitment modeling and optimization for energy-saving and emission reduction in wind power integrated system[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(17): 33-39.

收稿日期: 2019-05-12; 修回日期: 2019-07-20

作者简介:

宋汶秦(1983—), 女, 工程硕士, 高级工程师, 从事电力系统规划、可再生能源发电系统运行分析;

吕金历(1988—), 男, 硕士研究生, 工程师, 从事输电网关键技术研究;

赵玲霞(1981—), 女, 通信作者, 博士研究生, 研究方向为可再生能源发电与智能电网。E-mail: zhaolingxia@163.com

(编辑 魏小丽)