

# 考虑发电集团利益主体协调的风电消纳调度策略

彭飞翔<sup>1</sup>, 李晓晶<sup>2</sup>, 孙 辉<sup>1</sup>, 周 玮<sup>1</sup>, 孔剑虹<sup>3</sup>, 陈晓东<sup>3</sup>

(1. 大连理工大学电气工程学院, 辽宁省大连市 116024;

2. 国网甘肃省电力公司, 甘肃省兰州市 730030; 3. 国网大连供电公司, 辽宁省大连市 116000)

**摘要:** 大规模风电并网的反调峰特性造成系统在负荷低谷时段弃风问题严重,在北方供暖期尤为突出。增强热电联产机组运行的灵活性,提高发电集团参与调峰的积极性,是解决这一问题的方法。提出了考虑发电集团主体协调的两阶段调度策略,将每个发电集团作为独立的利益主体,各自以集团发电煤耗量最小为目标进行调度。针对弃风问题,通过增加储热装置提高发电集团的调峰能力,引入调峰补偿实现发电集团内部自调节、集团间辅助协调的风电消纳策略,减少对其他发电集团出力计划的影响。通过多种调度模式算例对比,所提调度策略能够实现风电消纳功率最大化,保证集团利益,调动发电集团调峰积极性。

**关键词:** 风电消纳; 调峰; 发电集团; 储热; 优化调度

## 0 引言

随着化石燃料的减少和环境问题的加剧,风力发电作为一种清洁可再生的发电方式,在世界各国的推动下,得到了迅速的发展<sup>[1-2]</sup>。然而伴随着风电装机容量的大幅提升,也产生了较明显的弃风问题<sup>[3]</sup>。2017年前三季度,中国累计弃风电量29.55 TW·h,较2016年同期相比虽有所下降,但部分省份和地区弃风问题仍十分突出<sup>[4]</sup>。系统调峰能力不足、火电机组灵活性改造完成度不够且参与调峰积极性不高是造成这一问题的主要症结之一<sup>[5]</sup>。中国北方地区冬季供暖期热电联产机组产生较大的强迫出力,限制了机组的出力范围<sup>[6]</sup>。此外,由于风电存在明显的反调峰特性<sup>[7]</sup>,风电多发期与冬季供暖期重叠,进一步限制了风电的消纳。

英国、瑞典等国家通过电力市场改革和政策倾斜,提高发电集团的自主权,实现风电的大规模并网<sup>[8-9]</sup>。该政策背景下,风电场与其他灵活电源或储能方式进行联合,实现优势互补的自调节,是实现风电消纳、降低能源消耗的重要手段<sup>[10-11]</sup>。中国目前缺乏成熟的促进清洁能源消纳的市场机制,市场配置资源的决定性作用未能充分发挥<sup>[5]</sup>。考虑北方供暖期热电联产机组电热耦合的实际特点,通过电热能量转换<sup>[12-14]</sup>或存储<sup>[15-20]</sup>实现电热协调,可以有效

增强热电联产机组的出力灵活性,提高风电消纳水平。其中,储热作为一种电热协调的储能方式,因其相对较低的投资成本和较短的资本回收期<sup>[21]</sup>,在经济性上具有优势。

针对含储热的电热协调运行研究主要分为两方面,分别为考虑储热装置对于热电联产机组运行特性的影响和对风电消纳作用研究<sup>[15-17]</sup>,以及考虑热网及建筑物储热能力的系统运行研究<sup>[18-20]</sup>。文献[15]对热电机组通过储热消纳提高风电消纳的运行机理进行了研究,并验证了其可行性。文献[16]对储热罐调度模型进行了一般性建模,并就储热罐和电锅炉对系统运行的不同影响进行了对比研究。文献[17]采用储热罐运行状态预判的方法,针对风电不确定性制定了储热罐最优运行策略。文献[18]建立了适用于电热能源系统分析的热力网络模型,研究了热力网络运行约束对协调运行结果的影响。文献[19]研究了热网的温度动态特征和储热能力,并通过实网数据验证了电热协调能够提升风电消纳水平。文献[20]综合考虑热网储热能力和建筑物热惯性对调度的影响,并通过多种调度模式验证了提高风电消纳的有效性。上述研究通过电热协调方式,提高了系统的风电消纳能力,但在制定调度策略时,所有资源由调度机构统一调度,未考虑不同利益主体的利益追求。

在系统运行中,不同发电集团是不同的利益主体,分别追求自身利益最大化,其运行成本、发电收益各自结算,互不共享。针对弃风问题,将系统中所

收稿日期: 2017-09-10; 修回日期: 2018-04-17。

上网日期: 2018-08-07。

国家电网公司科技项目(2017YF-27)。

有调峰资源统一调度,无法体现不同发电集团利益主体的差异和深入挖掘集团内部机组的调峰能力。同时,统一调度未反映出发电集团间调峰资源的供需关系,导致部分集团因参与系统调峰出现收益损失,违背发电集团对自身利益最大化的追求,不利于调动发电集团参与系统调峰的积极性及从经济性角度实现调度公平。

本文针对弃风问题,提出考虑发电集团主体协调的两阶段调度策略:第1阶段不考虑发电集团内部储热罐运行,由调度机构统一调度获得发电集团发电计划和弃风量;第2阶段以第1阶段调度计划为参照,发电集团通过调整内部储热罐运行提高集团调峰能力,以各自发电煤耗量最小为目标分别建模,并引入调峰补偿实现发电集团内部自调节、外部辅助协调的调度模式,保证各发电集团的自身利益,提高发电集团参与调峰的积极性。通过算例验证了所提调度策略的合理性和有效性。

## 1 电-热耦合系统结构及建模

### 1.1 系统结构

近年来,国内主要发电集团均呈现以火电为主,多种清洁能源发电全面发展的态势<sup>[22]</sup>。在北方供热区域,发电集团在满足电力负荷需求的同时,还通过集团内供热公司或其他供热公司进行供热,满足相应区域的热负荷需求,形成了以热电联产机组为纽带的电-热耦合的系统运行模式,系统结构如图1所示。本文中,发电集团配置储热装置作为提高集团内机组运行灵活性的手段。

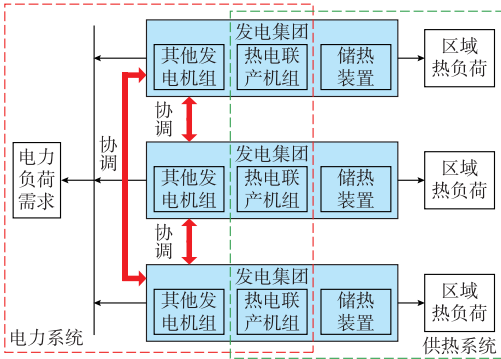


图1 电-热系统结构

Fig.1 Structure of combined heat and power system

在常规的调度方式下,调度机构不考虑集团利益主体差异,对系统内所有发电集团的可用资源统一调度,发电集团间通过出力协调实现系统资源的优化运行。由于不同发电集团拥有可再生能源装机和调峰资源容量的不同,承担系统调峰任务存在差异。因此在计及发电集团利益主体差异时,为实

现发电集团内可再生能源消纳,应优先利用集团内部调峰资源进行出力调节,仅在集团内部调节无法满足调峰要求时,再调用其他集团调峰资源进行必要的出力调整,并通过补偿保证集团参与调峰后的发电收益,提高发电集团参与系统调峰的积极性。

### 1.2 储热罐物理模型

储热罐的物理模型如附录A图A1所示。由于供回水管道之间存在温差,储热罐中的水出现分层,热水与冷水之间形成混合层,控制储热罐与供回水管道之间的阀门可维持混合层的稳定,防止热量损失<sup>[23]</sup>,储热罐日内运行时与外界环境热交换损失不足1%<sup>[24]</sup>,可忽略不计。储热罐内全部为热水时,可用储热量最大,即为储热罐容量;罐内全部为冷水时,可用储热量为0。因此,储热罐内储存热量应满足:

$$0 \leq S_{h,m,t} \leq S_{h,m,\max} \quad (1)$$

式中: $S_{h,m,t}$ 为储热罐 $m$ 在 $t$ 时段的储热量; $S_{h,m,\max}$ 为储热罐最大储热容量。

由于供回水流量和温度的限制,在某一时段内存储和释放的热量存在限值,如式(2)所示。

$$\begin{cases} S_{h,m,t} - S_{h,m,t-1} \leq S_{h,m}^U \\ S_{h,m,t-1} - S_{h,m,t} \leq S_{h,m}^D \end{cases} \quad (2)$$

式中: $S_{h,m}^U$ 和 $S_{h,m}^D$ 分别为储热罐 $m$ 的最大储热和放热速率。

储热罐储放热过程的运维成本,如式(3)所示。

$$C_h = \lambda_h \sum_{t=1}^T |S_{h,m,t} - S_{h,m,t-1}| \quad (3)$$

式中: $C_h$ 为储热罐运行周期内的运维成本; $\lambda_h$ 为储放热功率的单位运维成本; $T$ 为总调度时段数。

### 1.3 热电联产机组可行域

中国主要的供热机组为抽汽式热电联产机组<sup>[15]</sup>,其运行可行域如附录A图A2所示。不配置储热罐时,其可行域如式(4)所示。

$$\begin{cases} P_e \geq \max(kP_h + K, P_{e,\min} - c_v P_h) \\ P_e \leq P_{e,\max} - c_v P_h \end{cases} \quad (4)$$

式中: $P_e$ 为抽汽式热电联产机组发电功率; $P_h$ 为供热功率; $k$ 为背压工况下,发电出力和热出力之间的弹性系数; $K$ 为常数; $P_{e,\max}$ 和 $P_{e,\min}$ 分别为凝汽工况下,机组最大进汽量和最小进汽量对应的发电功率; $c_v$ 为发电功率关于供热功率变化率,其物理意义是在进汽量不变时,每抽取一单位的供热功率时,发电功率的减少量,即 $c_v = dP_e / dP_h$ 。

为热电联产机组配置储热罐后,机组实际热出力不变,通过控制储热罐储热和放热过程,可使得机组对外供热更加灵活。由附录A图A2可知,对外供热量不变,配置储热罐将扩大热电联产机组发电出力范围,提高热电联产机组调峰能力。

## 2 考虑发电集团利益主体协调的调度策略

### 2.1 风电参与系统调峰的第1阶段调度

第1阶段为参考调度模式,由调度机构对系统内发电机组统一调度。由于储热罐为各发电集团内部供热调节资源,因此在第1阶段调度模型中,调度机构仅考虑各集团内机组的安全运行约束,不考虑储热罐对集团调峰能力的影响。在负荷低谷时段调峰能力不足时允许弃风,获得发电集团计划发电量和弃风量,作为第2阶段发电集团协调调度的参考。

#### 2.1.1 目标函数

第1阶段调度以系统内电源发电的总煤耗量最小为目标,同时,为保证风电消纳,在目标中引入弃风惩罚,目标函数如式(5)所示。

$$\min F = f(\mathbf{P}_e) + C(\mathbf{P}_w) \quad (5)$$

式中: $\mathbf{P}_e$ 为火电机组凝汽工况下的有功出力向量; $\mathbf{P}_w$ 为风电机组有功出力向量; $f(\mathbf{P}_e)$ 为系统中所有火电机组的合成煤耗函数; $C(\mathbf{P}_w)$ 为弃风惩罚函数; $F$ 为整个系统的等效发电煤耗。

凝汽式火电机组和抽汽式热电联产机组的耗量特性函数分别见式(6)和式(7),弃风惩罚见式(8)。

$$f_i(P_{e,i}) = a_i P_{e,i}^2 + b_i P_{e,i} + c_i \quad (6)$$

$$f_j(P_{e,j}, P_{h,j}) = a_j (P_{e,j} + c_{v,j} P_{h,j})^2 + b_j (P_{e,j} + c_{v,j} P_{h,j}) + c_j \quad (7)$$

$$C(\mathbf{P}_w) = \lambda_w \sum_{t=1}^T (P_{w,t}^{\text{pre}} - P_{w,t}) \quad (8)$$

式中: $P_{e,i}$ 为第*i*台凝汽式机组的发电功率; $P_{e,j}$ 为第*j*台抽汽式机组的发电功率; $P_{h,j}$ 为第*j*台抽汽式机组的供热功率; $a_i, b_i, c_i$ 和 $a_j, b_j, c_j$ 为机组的耗量系数; $c_{v,j}$ 为抽汽式热电联产机组*j*发电功率关于供热功率变化率; $P_{w,t}^{\text{pre}}$ 为*t*时段风电出力预测值; $P_{w,t}$ 为*t*时段风电消纳量; $\lambda_w$ 为弃风惩罚系数,取较大的正数。

综上,第1阶段调度目标函数为:

$$\min F = \sum_{t=1}^T \left( \sum_{i=1}^{N_e} f_i(P_{e,i,t}) + \sum_{j=1}^{N_h} f_j(P_{e,j,t}, P_{h,j,t}) \right) + \lambda_w \sum_{t=1}^T (P_{w,t}^{\text{pre}} - P_{w,t}) \quad (9)$$

式中: $N_e$ 为凝汽式火电机组数量; $N_h$ 为抽汽式热电联产机组数量,即为热源数量; $P_{e,i,t}$ 和 $P_{e,j,t}$ 分别为*t*时段凝汽式机组*i*和抽汽式机组*j*的发电功率; $P_{h,j,t}$ 为*t*时段机组*j*的供热功率。

#### 2.1.2 约束条件

##### 1) 电力平衡约束

$$\sum_{i=1}^{N_e} P_{e,i,t} + \sum_{j=1}^{N_h} P_{e,j,t} + P_{w,t} = P_{L,t} \quad (10)$$

式中: $P_{L,t}$ 为*t*时段电负荷需求。

##### 2) 供热平衡约束

$$\sum_{j=1}^{N_{h,z}} P_{h,j,t} = P_{hl,z,t} \quad (11)$$

式中: $N_{h,z}$ 为第*z*个供热区域的抽汽式机组数量; $P_{hl,z,t}$ 为*t*时段第*z*个分区的热负荷需求。

##### 3) 机组发电功率上下限约束

凝汽式火电机组和抽汽式火电机组有功出力上下限约束分别如式(12)和式(13)所示,风电消纳量约束如式(14)所示。

$$P_{e,i,\min} \leq P_{e,i,t} \leq P_{e,i,\max} \quad (12)$$

$$\begin{cases} P_{e,j,t} \geq \max(k_j P_{h,j,t} + K_j, P_{e,j,\min} - c_{v,j} P_{h,j,t}) \\ P_{e,j,t} \leq P_{e,j,\max} - c_{v,j} P_{h,j,t} \end{cases} \quad (13)$$

$$0 \leq P_{w,t} \leq P_{w,t}^{\text{pre}} \quad (14)$$

式中: $P_{e,i,\min}, P_{e,j,\min}$ 和 $P_{e,i,\max}, P_{e,j,\max}$ 分别为凝汽式和抽汽式火电机组有功出力下限和出力上限。

##### 4) 机组热出力上下限约束

$$P_{h,j,\min} \leq P_{h,j,t} \leq P_{h,j,\max} \quad (15)$$

式中: $P_{h,j,\max}$ 和 $P_{h,j,\min}$ 分别为抽汽式机组热出力上限和下限。

##### 5) 爬坡率约束

式(16)和式(17)分别为凝汽式机组及抽汽式机组的爬坡率约束。

$$-R_i^{\text{D}} \leq P_{e,i,t} - P_{e,i,t-1} \leq R_i^{\text{U}} \quad (16)$$

$$\begin{cases} (P_{e,j,t} + c_{v,j} P_{h,j,t}) - (P_{e,j,t-1} + c_{v,j} P_{h,j,t-1}) \leq R_j^{\text{U}} \\ (P_{e,j,t-1} + c_{v,j} P_{h,j,t-1}) - (P_{e,j,t} + c_{v,j} P_{h,j,t}) \leq R_j^{\text{D}} \end{cases} \quad (17)$$

式中: $R_i^{\text{U}}, R_j^{\text{U}}$ 和 $R_i^{\text{D}}, R_j^{\text{D}}$ 分别为凝汽式机组和抽汽式机组的向上爬坡率和向下爬坡率。

##### 6) 系统备用约束

由于目前风电功率无法精准预测,需考虑风电备用。Argonne National Laboratory 报告指出,全球范围内实际投入运行的风电预测系统的平均绝对误差约为14%~20%<sup>[25]</sup>。为保证系统安全,计算时以风电预测值的20%计入备用,负荷备用考虑负荷需求的5%。

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^N V_i^{\text{U}} \geq 0.05 P_{L,t} + 0.2 P_{w,t}^{\text{pre}} \\ \sum_{i=1}^N V_i^{\text{D}} \geq \min(0.2 P_{w,t}^{\text{pre}}, P_{w,t}^{\text{pre}} - P_{w,t}) \end{cases} \quad (18)$$

式中: $N$ 为火电机组的总数; $V_i^{\text{U}}$ 和 $V_i^{\text{D}}$ 分别为机组*i*的上旋转备用和下旋转备用容量。

针对凝汽式火电机组, $V_i^{\text{U}}$ 及 $V_i^{\text{D}}$ 的表达式如式(19)所示。计及抽汽式机组时,可将式中 $P_{e,i,\max}$ 替换为 $P_{e,i,\max} - c_{v,i} P_{h,i,t}$ ,将 $P_{e,i,\min}$ 替换为

$$\max(k_i P_{h,i,t} + K_i, P_{e,i,\min} - c_{v,i} P_{h,i,t})。$$

$$\begin{cases} V_i^U = \min(P_{e,i,\max} - P_{e,i,t}, R_i^U) \\ V_i^D = \min(P_{e,i,t} - P_{e,i,\min}, R_i^D) \end{cases} \quad (19)$$

## 2.2 发电集团利益主体协调的第2阶段调度

根据《东北电力辅助服务市场运营规则(试行)》,火电企业在计量出口建设储能设施,视为深度调峰,可抵减机组发电出力进行费用计算及补偿<sup>[26]</sup>。第2阶段以第1阶段调度计划为参考,发电集团利用集团内储热罐提高机组调峰灵活性,增加集团风电消纳量。考虑发电集团利益主体的差异,优先通过发电集团内部自调节实现集团内风电消纳,减少对其他集团调峰资源的借用和第1阶段发电计划的影响,体现不同发电集团主体的独立性。引入调峰补偿,在发电集团内部自调节能力不足时,可借用其他集团调峰资源并支付补偿;或在实现自身风电消纳前提下,利用集团剩余调峰能力协助其他集团调整出力,实现系统风电消纳最大化,并获得补偿,以此激励有调峰能力的集团积极参与调峰。

### 2.2.1 目标函数

为反映不同发电集团利益主体的独立性,第2阶段调度以等效发电煤耗量最小为目标,对每一个发电集团分别建模,如式(20)所示。

$$\min F_s = \sum_{t=1}^T \left( \sum_{i=1}^{N_{e,s}} f_i(P_{e,i,t}) + \sum_{j=1}^{N_{h,s}} f_j(P_{e,j,t}, P_{h,j,t}) \right) + C_{h,s} + C_s(P_{e,s}, P_{w,s}) \quad (20)$$

式中: $F_s$ 为发电集团 $s$ 等效发电煤耗量; $N_{e,s}$ 为发电集团 $s$ 中凝汽式机组数量; $N_{h,s}$ 为发电集团 $s$ 中抽汽式热电联产机组数量; $C_{h,s}$ 为集团 $s$ 中储热罐的运维成本; $C_s(P_{e,s}, P_{w,s})$ 为调用其他集团调节能力时需支付的调峰补偿成本对应的等效煤耗量,即

$$C_s(P_{e,s}, P_{w,s}) = \lambda_c \sum_{t=1}^T \max\{(P_{s,t} - P_{s,t}^{DS1}), 0\} \quad (21)$$

式中: $\lambda_c$ 为发电集团 $s$ 调用其他集团调节能力时的等效补偿系数; $P_{s,t}$ 为发电集团 $s$ 第2阶段调度在 $t$ 时段的总发电量(见式(22)), $P_{s,t}^{DS1}$ 为发电集团 $s$ 第1阶段调度在 $t$ 时段的总发电量(见式(23)),二者差

$$C_s(P_{e,s}, P_{w,s}) = \lambda_c \sum_{t=1}^T \frac{1}{p} \left( \exp\left( p \left( \sum_{i=1}^{N_{e,s}} P_{e,i,t} + \sum_{j=1}^{N_{h,s}} P_{e,j,t} + P_{w,s,t} \right) - \left( \sum_{i=1}^{N_{e,s}} P_{e,i,t}^{DS1} + \sum_{j=1}^{N_{h,s}} P_{e,j,t}^{DS1} + P_{w,s,t}^{DS1} \right) \right) + \exp(0) \right) \quad (27)$$

式中: $p$ 为正的控制参数,当 $p$ 取足够大时,可认为凝聚函数与原函数等价。

值即为发电集团 $s$ 增加储热罐后的发电量变化量。

$$P_{s,t} = \sum_{i=1}^{N_{e,s}} P_{e,i,t} + \sum_{j=1}^{N_{h,s}} P_{e,j,t} + P_{w,s,t} \quad (22)$$

$$P_{s,t}^{DS1} = \sum_{i=1}^{N_{e,s}} P_{e,i,t}^{DS1} + \sum_{j=1}^{N_{h,s}} P_{e,j,t}^{DS1} + P_{w,s,t}^{DS1} \quad (23)$$

式中: $P_{e,i,t}^{DS1}$ 为时段 $t$ 凝汽式机组 $i$ 的第1阶段出力计划; $P_{e,j,t}^{DS1}$ 为时段 $t$ 热电机组 $j$ 的第1阶段出力计划; $P_{w,s,t}^{DS1}$ 和 $P_{w,s,t}$ 分别为风电第1阶段和第2阶段调度风电消纳功率。

式(21)的物理意义为:当发电集团 $s$ 中增加储热装置后,若第2阶段调度总出力与第1阶段相同,则发电集团 $s$ 通过内部自调节实现了风电消纳,无须支付补偿成本;若第2阶段出力大于第1阶段,发电集团 $s$ 自调节未能实现集团内风电全额消纳,利用了其他集团调峰资源,降低其他集团出力为自身风电提供消纳空间,此时需支付补偿成本;若第2阶段出力小于第1阶段,发电集团 $s$ 自调节实现风电消纳的同时,为其他集团风电消纳提供了帮助,将获得补偿收益,此时无须支付补偿成本。

为实现系统总体弃风量最小,在上述目标函数的基础上,将系统弃风惩罚引入目标函数,有

$$\min C_w = \lambda_w \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T (P_{w,s,t}^{\text{pre}} - P_{w,s,t}) \quad (24)$$

式中: $S$ 为系统中发电集团个数; $P_{w,s,t}^{\text{pre}}$ 为发电集团 $s$ 在 $t$ 时段的风电预测出力。

本文利用线性加权和法<sup>[27]</sup>处理第2阶段调度中的多个目标函数,则等效目标函数如式(25)所示。

$$\min Z = \sum_{s=1}^S \mu_s F_s + \mu_w C_w \quad (25)$$

式中: $\mu_s$ 和 $\mu_w$ 为各集团目标及风电弃风惩罚目标的加权系数。

由于目标函数中引入的储热罐运维成本 $C_{h,s}$ 和调峰补偿等效煤耗量 $C_s(P_{e,s}, P_{w,s})$ 为分段函数,无法直接使用内点法进行优化求解。本文利用凝聚函数<sup>[28]</sup>将惩罚项进行光滑化处理,可等价于:

$$C_{h,s} = \lambda_h \sum_{t=1}^T \frac{1}{p} (\exp(p(S_{h,s,t} - S_{h,s,t-1})) + \exp(p(S_{h,s,t-1} - S_{h,s,t}))) \quad (26)$$

### 2.2.2 约束条件

发电集团储热后,供热将由热电联产机组和储

热罐两部分共同承担,供热平衡约束为:

$$\sum_{j=1}^{N_{h,z}} P_{h,j,t} + (S_{h,z,t} - S_{h,z,t-1}) = P_{hl,z,t} \quad (28)$$

为了保证在调度周期内,储热罐储热和放热功率实现平衡,应满足:

$$S_{h,z,T} = S_{h,z,0} \quad (29)$$

式中: $S_{h,z,T}$ 为区域 $z$ 中储热罐在调度周期最后一个时段罐体内剩余的储热量; $S_{h,z,0}$ 为储热初值。

此外,储热容量及储放热速率约束分别如式(1)和式(2)所示,系统安全运行的其他约束如式(10)、式(12)至式(18)所示。

### 3 算例分析

#### 3.1 系统参数

某区域系统内共 9 台火电机组,包括 7 台抽汽式热电联产机组和 2 台凝汽式机组,机组参数如附录 B 表 B1 所示<sup>[23]</sup>。其中 1~3 号热电联产机组隶属于发电集团 I,对区域 I 进行供热;5~8 号热电联产机组隶属于发电集团 II,对区域 II 进行供热。4 号、9 号机组为凝汽式火电机组,分别隶属于发电集团 I 和发电集团 II。两个发电集团均配置有储热罐,发电集团 I 中储热罐容量为 3 000 MW·h,最大储热、放热功率为 600 MW;发电集团 II 中储热罐容量为 4 000 MW·h,最大储热、放热功率为 600 MW。除以上火电机组外,各发电集团分别拥有一处风电场,装机容量分别为 320 MW 和 120 MW,与上述 1~9 号火电机组共同承担整个系统的电力负荷。风电出力预测值、电力负荷预测值及两个区域的供热需求如附录 B 表 B2 所示。

#### 3.2 调度模式说明

为更好地对比不同调度策略的结果差异,说明本文调度策略的有效性,本文选取以下 3 种调度模式进行对比分析。

模式 1:发电集团不配置储热,由调度机构进行统一调度,可视为本文两阶段调度策略中第 1 阶段,为参考模式。

模式 2:发电集团配置储热,不考虑发电集团利益主体的差异和储热罐归属,系统整体面向风电消纳进行调节,为目前常用调度方式,作为对比模式。

模式 3:发电集团配置储热,考虑发电集团利益主体的差异和储热罐归属,优先进行发电集团内部自调节,并根据需要在发电集团之间进行协调调度和调峰补偿,为本文调度模式。

### 3.3 结果分析

3 种调度模式下,系统总风电消纳功率如图 2 所示。在模式 1 的调度方案中,系统中未计及储热罐对集团调峰能力影响,在 01:00—07:00 时段,由于热负荷较高,系统中热电联产机组有较高的供热和供电出力,而此时为风电出力峰时段,导致在这些时段内产生明显的弃风现象。而模式 2 与模式 3 均通过储热罐运行实现集团调峰能力的提升,其中,模式 2 由于未考虑发电集团利益主体的差异,不计辅助调峰成本,可对系统调峰资源进行统筹和充分利用,实现风电并网消纳最大化;而模式 3 考虑发电集团利益主体的差异,计及了调峰辅助服务需支付的补偿,在一定规则下将系统内所有资源进行统筹调度,由图 2 可知,模式 3 同样可充分利用系统调峰资源,在实现风电消纳方面,与模式 2 具有相同效果。

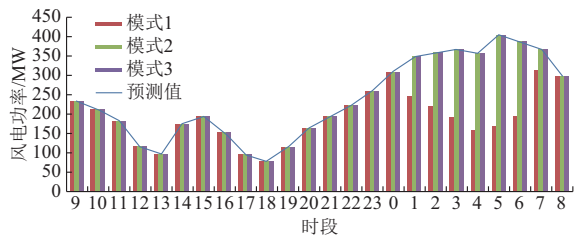


图 2 3 种模式下的风电消纳功率  
Fig.2 Wind power accommodation under three modes

3 种调度模式下,各发电集团煤耗量及售电收益如表 1 所示,其中售电价格为 600 元/(MW·h),标准煤价格为 500 元/t,调峰补偿价格为 400 元/(MW·h)。

表 1 3 种调度模式下的调度结果  
Table 1 Dispatching results of three dispatching modes

调度模式	集团 I 煤耗量/t	集团 II 煤耗量/t	集团 I 发电量/(MW·h)	集团 II 发电量/(MW·h)	集团 I 补偿收益/元	集团 II 补偿收益/元	集团 I 收益/元	集团 II 收益/元	系统总煤耗/t	系统总收益/元
模式 1	10 142.10	9 376.43	29 031.22	22 066.78	0	0	12 347 680.17	8 551 852.15	19 518.54	20 899 532.31
模式 2	10 202.49	8 944.30	30 171.21	20 926.79	0	0	12 990 000.78	8 071 102.20	19 146.79	21 061 102.98
模式 3	9 991.13	9 225.98	29 238.89	21 859.11	-88 125.97	88 125.97	12 447 692.46	8 577 627.36	19 217.11	21 025 319.82

由于模式 1 中系统产生了弃风现象,总煤耗量相对较高,总售电收益相对较低;而模式 2 与模式 3 由于风电均实现了全额消纳,系统煤耗量均大幅度

减少,系统总收益得到大幅度提高。而模式 2 与模式 3 对比可知,由于模式 2 未考虑发电集团利益主体的区别,未计及集团 I 接受集团 II 调峰服务需支

付的补偿成本,造成发电集团Ⅱ储热运行后,发电总量相对模式1反而减少,售电收益损失48.07万元;而模式3中,由于计及了各发电集团之间的调峰补偿,发电集团Ⅰ为避免过高的调峰支出,调用发电集团Ⅱ调峰资源减少,因此发电集团Ⅱ总发电量较模式2有所提升,收益大幅度提高。

由于针对整个系统而言,模式2为整体全局最优,模式3为条件全局最优,因此相较于模式3,模式2煤耗量略低,总售电收益略高。但由于该种调度模式下,发电集团Ⅱ对发电集团Ⅰ进行了无偿的调峰辅助服务,将无法调动发电集团进行火电灵活性改造、参与调峰的积极性。而模式3保证了发电集团Ⅱ的切身利益,体现了调度的公平性。

以模式1作为参考模式,计算模式2和3各发电集团出力相对参考计划的调整量,分别如附录A图A3和图A4所示。由图可知,模式2不考虑发电集团利益主体差异,在整个调度周期内,发电集团Ⅱ进行了较大的出力削减,为发电集团Ⅰ风电消纳提供调峰帮助。而模式3考虑发电集团利益主体的差异,由于存在辅助调峰补偿,各发电集团为实现自身利益最大化,避免较大的调峰支出,优先在集团内部进行了自调节。在风电出力谷时段,各发电集团均具有较好的调节能力,集团整体发电量相较于模式1未进行调整;仅在风电出力峰时段,由于发电集团Ⅰ内部调峰资源无法满足风电消纳要求,发电集团Ⅱ进行了少量的出力调整。模式3与2相比,体现和保证了发电集团Ⅰ和Ⅱ利益主体的独立性,减小了对各发电集团第1阶段调度计划的影响。

改变发电集团Ⅰ中储热罐容量,计算得到仅通过集团内部自调节,发电集团Ⅰ风电消纳情况(如图3所示)。对应容量下,发电集团Ⅰ除风电外其他机组相对模式1参考计划的出力调整量如附录A图A5所示,其中,图A5(b)为局部放大图。

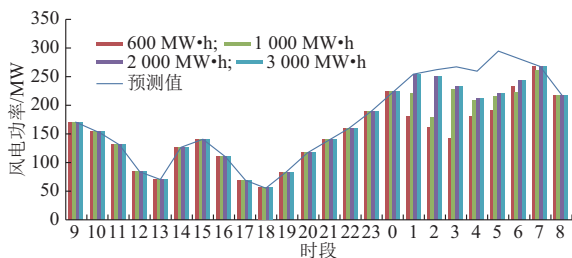


图3 不同储热容量下发电集团Ⅰ自调节风电消纳量  
Fig.3 Wind power accommodation of power generation group I scheduling internally under different heat storage capacities

由图3和附录A图A5可知,当储热罐容量由

600 MW·h 逐渐增大至 2 000 MW·h 时,发电集团Ⅰ通过内部自调节可消纳的风电功率逐渐提高,发电集团Ⅰ针对风电消纳的内部机组出力调整量不断增大,此时,通过增大储热罐容量可以明显提高发电集团内部的调峰能力;储热罐容量继续由 2 000 MW·h 增大至 3 000 MW·h 时,发电集团Ⅰ通过自调节可消纳的风电量不再变化,此时,再增加集团内储热罐容量对集团内调峰能力的提升无明显作用。这是因为,当储热罐容量较小时,储热罐容量提高能明显提高热电联产机组运行的灵活性,是影响热电联产机组调节能力的主要因素;当储热罐容量较大时,热电联产机组的出力调整范围则主要受自身装机容量与安全约束的制约。因此,在一定范围内提高发电集团内储热罐容量,对于提高集团内调峰能力,减少对其他集团出力影响十分有益。

在上述储热容量下,发电集团Ⅰ均不能通过自调度实现风电完全消纳,因此需发电集团Ⅱ进行调峰辅助。表2所示为在模式3的调度策略下,发电集团Ⅰ配置不同储热容量时,发电集团Ⅱ在调度周期内累计出力调整量及其可获得的调峰补偿金额。附录A图A6为对应储热容量下,发电集团Ⅰ中风电场实际消纳情况。在不同储热罐容量下,发电集团Ⅱ在满足自身风电消纳的同时,均利用其剩余调节能力帮助发电集团Ⅰ实现了风电全额消纳。随着发电集团Ⅰ储热罐容量减小,其内部调峰能力逐渐降低,发电集团Ⅱ为集团Ⅰ提供的调峰功率不断增加,可获得的调峰补偿也随之增加,从而在系统总体风电消纳最大化的同时,保证了各发电集团利益最大化,有利于调动发电集团参与调峰的积极性。

表2 模式3不同储热容量下发电集团Ⅱ出力调整及补偿  
Table 2 Output adjustment and compensation of power generation group II under different heat storage capacities in mode 3

集团Ⅰ储热罐容量/ (MW·h)	集团Ⅱ辅助调峰电量/ (MW·h)	集团Ⅱ获得 补偿/元
3 000	220.31	88 125.97
2 000	220.53	88 213.33
1 000	357.99	143 197.44
600	537.62	215 046.27

## 4 结语

本文针对北方冬季供暖期弃风问题,考虑不同发电集团利益主体差异,为区分不同发电集团利益主体的独立性,提出发电集团内部自调节、外部辅助协调的两阶段风电消纳调度策略。通过多种调度模式下算例的对比分析可知,本文策略能够区分发电集团利益主体差异,在实现风电消纳时,优先通过发

电集团内部出力调整满足风电消纳,仅当发电集团内部调峰资源不足时,借用其他集团的调峰资源并支付补偿。在实现风电消纳的同时,减少发电集团对其他集团计划发电量的影响,保证发电集团的利益,调动发电集团参与调峰的积极性。

增大含风电发电集团的储热罐容量能够提高发电集团内部调峰能力,在一定范围内,有利于在集团内部解决弃风问题,减少对其他集团调峰资源的依赖性;而容量过大时,提高储热罐容量对发电集团调度运行无明显益处,反而造成可用容量的浪费。

随着中国电力市场规则和调峰运行激励政策的不断完善,将为不同利益主体协调调度和实现高比例可再生能源消纳,提供更适用的应用场景。将电力市场运行规则与多利益主体调度进行结合,也是本文后续的研究内容。

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

## 参考文献

- [1] MORAIES J M, CONEJO A J, PEREZ-RUIZ J. Economic valuation of reserve in power systems with high penetration of wind power[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(2): 900-910.
- [2] RUI L I, CHEN L, YUAN T, et al. Optimal dispatch of zero-carbon-emission micro Energy Internet integrated with non-supplementary fired compressed air energy storage system[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2016, 4(4): 566-580.
- [3] 邓佳乐,胡林献,李娃娃.采用二级热网电锅炉调峰的消纳弃风机理及经济性分析[J].电力系统自动化,2016,40(18):41-47. DOI:10.7500/AEPS20151001001.  
DENG Jiale, HU Linxian, LI Jiajia. Analysis on mechanism of curtailed wind power accommodation and its economic operation based on electric boiler for peak-load regulation at secondary heat supply network [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(18): 41-47. DOI: 10.7500/AEPS20151001001.
- [4] 国家能源局.2017年前三季度风电并网运行情况[EB/OL]. [2018-01-29]. [http://www.nea.gov.cn/2017-10/31/c\\_136717648.htm](http://www.nea.gov.cn/2017-10/31/c_136717648.htm).  
National Energy Administration. Operation situation of wind power connected to grid in the first three quarters of 2017[EB/OL]. [2018-01-29]. [http://www.nea.gov.cn/2017-10/31/c\\_136717648.htm](http://www.nea.gov.cn/2017-10/31/c_136717648.htm).
- [5] 电网头条.舒印彪:根本上解决清洁能源“三弃”问题[EB/OL]. [2018-03-15]. <http://mp.weixin.qq.com/s/18STAQ0jzI7KLgEjuFncQ>.  
Power Grid Headline. SHU Yinbiao: solve the “three-curtailment” problem of clean energy fundamentally [EB/OL]. [2018-03-15]. <http://mp.weixin.qq.com/s/18STAQ0jzI7KLgEjuFncQ>.
- [6] 孙荣富,张涛,梁吉.电网接纳风电能力的评估及应用[J].电力系统自动化,2011,35(4):70-76.  
SUN Rongfu, ZHANG Tao, LIANG Ji. Evaluation and application of wind power integration capacity in power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(4): 70-76.
- [7] KABOURIS J, KANELLOS F D. Impacts of large-scale wind penetration on designing and operation of electric power systems [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2010, 1(2): 107-114.
- [8] 黎灿兵,尚金成,李响,等.集中调度与发电企业自主调度相协调的节能调度体系[J].中国电机工程学报,2011,31(7):112-118.  
LI Canbing, SHANG Jincheng, LI Xiang, et al. Novel energy-saving generation dispatching system based on the coordination of centralized dispatching and autonomy-dispatching of generation companies [J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(7): 112-118.
- [9] 北京中电经纬咨询有限公司.世界主要国家电力市场化改革与发展报告(欧洲篇)[M].北京:中国水利水电出版社,2016.  
China Power Gateway Energy Information Technology Ltd. Report on electricity marketization reform and development of major countries in the world (Europe) [M]. Beijing: China Water & Power Press, 2016.
- [10] VARKANI A K, DARAEPOUR A, MONSEF H. A new self-scheduling strategy for integrated operation of wind and pumped-storage power plants in power markets[J]. Applied Energy, 2011, 88(12): 5002-5012.
- [11] POUSINHO H M I, SILVA H, MENDES V M F, et al. Self-scheduling for energy and spinning reserve of wind/CSP plants by a MILP approach[J]. Energy, 2014, 78: 524-534.
- [12] LIU D, ZHANG G, HUANG B, et al. Optimum electric boiler capacity configuration in a regional power grid for a wind power accommodation scenario[J]. Energies, 2016, 9(3): 144.
- [13] 龙虹毓,何国军,徐瑞林,等.计及分布式电源热泵的热电联产协调优化调度与能效分析[J].电力系统自动化,2013,37(14):38-42.  
LONG Hongyu, HE Guojun, XU Ruilin, et al. Cogeneration coordination optimal dispatch and energy efficiency analysis containing distributed electric heat pumps[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(14): 38-42.
- [14] NIELSEN M G, MORALES J M, ZUGNO M, et al. Economic valuation of heat pumps and electric boilers in the Danish energy system [J]. Applied Energy, 2016, 167: 189-200.
- [15] 吕泉,陈天佑,王海霞,等.含储热的电力系统电热综合调度模型[J].电力自动化设备,2014,34(5):79-85.  
LÜ Quan, CHEN Tianyou, WANG Haixia, et al. Combined heat and power dispatch model for power system with heat accumulator[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(5): 79-85.
- [16] CHEN X, KANG C, O’MALLEY M, et al. Increasing the flexibility of combined heat and power for wind power integration in china: modeling and implications [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(4): 1848-1857.
- [17] 于炎娟,陈红坤,姜欣,等.促进风电消纳的蓄热罐运行策略[J].电力系统自动化,2017,41(7):37-43. DOI: 10.7500/AEPS20160510006.  
YU Yanjuan, CHEN Hongkun, JIANG Xin, et al. Operation strategy for heat storage tank to improve wind power accommodation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(7): 37-43. DOI: 10.7500/AEPS20160510006.
- [18] 顾泽鹏,康重庆,陈新宇,等.考虑热网约束的电热能源集成系

- 统运行优化及其风电消纳效益分析[J].中国电机工程学报, 2015,35(14):3596-3604.
- GU Zepeng, KANG Chongqing, CHEN Xinyu, et al. Operation optimization of integrated power and heat energy systems and the benefit on wind power accommodation considering heating network constraints[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(14): 3596-3604.
- [19] LI Z, WU W, SHAHIDEHPOUR M, et al. Combined heat and power dispatch considering pipeline energy storage of district heating network[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015, 7(1): 12-22.
- [20] LI P, WANG H, LV Q, et al. Combined heat and power dispatch considering heat storage of both buildings and pipelines in district heating system for wind power integration [J]. Energies, 2017, 10(7): 893.
- [21] 吕泉,李玲,朱全胜,等.三种弃风消纳方案的节煤效果与国民经济性比较[J].电力系统自动化,2015,39(7):75-83. DOI: 10.7500/AEPS20140125001.
- LYU Quan, LI Ling, ZHU Quansheng, et al. Comparison of coal-saving effect and national economic indices of three feasible curtailed wind power accommodating strategies [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(7): 75-83. DOI: 10.7500/AEPS20140125001.
- [22] 北极星火力发电网.聚焦|对决!2017年新五大发电集团成绩单出炉,关键指标大比拼! [EB/OL].[2018-03-15].http://www.sohu.com/a/222591173\_739772.
- Polaris Thermal Power Web. Focus | battle! The new five major power generation group's report card of 2017 came out, where the key indicators were compared! [EB/OL]. [2018-03-15]. http://www.sohu.com/a/222591173\_739772.
- [23] 陈天佑.基于储热的热电厂消纳风电方案研究[D].大连:大连理工大学,2014.
- CHEN Tianyou. Research on accommodating wind power by CHP based on heat accumulator[D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2014.
- [24] ZELJKO B, DAMIR K. Improvement of the cogeneration plant economy by using heat accumulator [J]. Energy, 2006, 31(13): 2285-2292.
- [25] MONTEIRO C, BESSA R, MIRANDA V, et al. Wind power forecasting: state-of-the-art 2009[R]. Illinois, USA: Argonne National Laboratory, 2009.
- [26] 世纪新能源网.东北电力辅助服务市场运营规则(试行)[EB/OL].[2018-01-29].http://www.ne21.com/news/show-84921.html.
- Century New Energy Web. Operation rules of northeast power auxiliary service market (trial) [EB/OL]. [2018-01-29]. http://www.ne21.com/news/show-84921.htm.
- [27] 张孝顺,郑理民,余涛.基于多步回溯  $Q(\lambda)$  学习的电网多目标最优碳流算法[J].电力系统自动化,2014,38(17):118-123. DOI:10.7500/AEPS20140513010.
- ZHANG Xiaoshun, ZHENG Limin, YU Tao. Multi-objective optimal carbon emission flow calculation of power grid based on multi-step  $Q(\lambda)$  learning algorithm[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(17): 118-123. DOI: 10.7500/AEPS20140513010.
- [28] LI X. An efficient approach to a class of non-smooth optimization problems[J]. Science in China (Series A), 1994, 37(3): 323-330.

彭飞翔(1993—),男,博士研究生,主要研究方向:电力系统优化调度与新能源消纳。E-mail: pfeixiang@qq.com

李晓晶(1971—),女,硕士,高级工程师,主要研究方向:电力系统调度自动化。

孙辉(1964—),女,通信作者,教授,博士生导师,主要研究方向:现代电力系统运行分析与控制。E-mail: dutshui@dlut.edu.cn

(编辑 章黎)

## Dispatch Strategy for Wind Power Accommodation Considering Coordination of Power Generation Group Stakeholders

PENG Feixiang<sup>1</sup>, LI Xiaojing<sup>2</sup>, SUN Hui<sup>1</sup>, ZHOU Wei<sup>1</sup>, KONG Jianhong<sup>3</sup>, CHEN Xiaodong<sup>3</sup>

(1. School of Electrical Engineering, Dalian University of Technology, Dalian 116024, China;

2. State Grid Gansu Electric Power Company, Lanzhou 730030, China;

3. State Grid Dalian Electric Power Supply Company, Dalian 116000, China)

**Abstract:** The anti-peaking characteristic of large-scale wind power has caused serious problem of wind curtailment during load valley period, which is particularly prominent during the heating period in the northern area of China. It is an important solution to improve the operation flexibility of combined heat and power units and the enthusiasm of power generation groups participating in peak load regulation. A two-stage dispatch strategy is presented by taking into account the coordination of different power generation groups. Each power generation group, as an independent stakeholder, is dispatched with its goal of the minimum coal consumption. Aiming at the problems of wind curtailment, heat storage devices are set to increase the capacities of power generation group participating in the peak load regulation. The compensation is introduced to realize the wind power accommodation strategy with characteristics of inner self-scheduling of power generation groups and auxiliary coordination among power generation groups. And the impacts on the output plans of the groups can be minimized. The results of a variety of dispatch modes show that the proposed dispatch strategy can maximize the wind power accommodation, ensure the benefits of power generation groups and improve the enthusiasm of power generation group to participate in the peak load regulation.

This work is supported by State Grid Corporation of China (No. 2017YF-27).

**Key words:** wind power accommodation; peak load regulation; power generation group; heat storage; optimal dispatch