基于适应度函数的抽水蓄能优化调度

曾 鸣,王睿淳,李凌云,薛 松

(华北电力大学 能源与电力经济研究咨询中心,北京 102206)

摘要:针对包含抽水蓄能机组、风电、核电的电力系统,建立以总运行成本最小化为目标的联合调度优化模型,提出一种新的基于适应度函数的求解算法。研究结果表明,抽水蓄能机组的削峰填谷效果很好,能降低电 力系统总成本和碳排放成本,最大可使其分别降低1.212%和60.456%;且当抽水蓄能机组传输容量宽裕、风 电等机组传输容量受限时,抽水蓄能机组的削峰填谷效益最好,系统总成本和碳排放成本最低。

0 引言

我国富煤少油缺气的能源资源特点造成了以煤 电为主的电源结构现状,长期以来系统调峰能力不 足。随着我国经济社会的快速发展,全社会电力负 荷峰谷差将进一步扩大,加上风电、核电等清洁能源 的大规模发展,尤其是风电的反调峰特性,系统面临 的调峰压力日益增大^[1]。抽水蓄能电站是目前最为 经济可靠的蓄能电源,具有调峰、调频、事故备用、黑 启动等多种功能,且响应速度快,具有良好的负荷跟 踪能力,同时,抽水蓄能电站的发展,能够有效减少 燃煤火电装机,减小煤电的调峰深度,提高煤电的运 行效率^[2-3]。为满足核电、风电大规模并网后系统的 调峰需求以及系统的经济高效运行,在"十二五"期 间以及中长期规划中,我国需要加大抽水蓄能电站 建设力度,并加快推进储能新技术研发规范。

诸多学者对抽水蓄能电站已进行了广泛的研 究。文献[4]采用等效替代法和随机生成模拟法,对 抽水蓄能电站的容量效益和削峰填谷效益进行了分 析。文献[5]结合国家电力发展规划和抽水蓄能机组 的运行特点,从节煤效益、投资分析和固定运行费用 等方面探讨以火电为主的电力系统中发展抽水蓄能 调峰电源的效益所在。文献[6-8]在充分考虑电网调 峰需求和抽水蓄能机组运行工况的前提下,建立了 以多年年平均发电量最大为目标的混合式抽水蓄能 电站水库调度模型,研究抽水蓄能电站在水电站群 的优化调度问题。文献[9]结合抽水蓄能和核电机 组的运行特性,比较分析了核电与抽水蓄能机组联 合的3种调峰运行方式,发现将抽水蓄能机组与核 电机组联合运行,可满足电网调峰的要求,并保证核 电机组带基荷。文献[10-11]考虑了风电的间歇性和 波动性,建立了抽水蓄能电站与风电联合运行的优 化模型,发现抽水蓄能电站主要为风电提供备用,并

收稿日期:2013-03-31;修回日期:2013-11-02

平衡风电出力波动。

上述关于抽水蓄能优化调度问题的研究,其目标函数多数只考虑了系统运行成本,未能考虑碳排放成本,而且在求解方法上缺乏一定的创新。鉴于此,本文以系统运行成本和碳排放成本最小化为目标,提出了一种基于适应度函数的求解算法,对包含抽水蓄能机组、风电、核电机组的联合优化调度问题进行研究。

1 联合调度优化模型

在包含抽水蓄能机组的电力系统中,抽水蓄能 机组主要用于削峰填谷、缩小峰谷差,其他机组提供 基荷和部分腰荷。其中,风力发电具有清洁无污染的 特点,但同样具有随机性和多变性。通过联合调度, 抽水蓄能机组良好的调峰能力可以满足风电的反调 峰性,保障整个电力系统的安全稳定运行。

假设抽水蓄能机组运行成本为0,且不考虑输 配线路和爬坡限制。下面将分别给出该电力系统的 目标函数和约束条件。

1.1 目标函数

抽水蓄能机组和风电机组消耗的水和风,假设 其运行成本为0,则该系统总运行成本主要是煤电 机组、核电机组、燃油机组和燃气机组的燃料成本、 启动成本和碳排放成本。燃料成本和启动成本如下 所示:

$$C_1(i,t) = \alpha_i P^2(i,t) + \beta_i P(i,t) + \gamma_i$$
(1)

$$C_2(i,t) = a_{0,i} [1 - \exp(T_{\rm f}(i,t)/a_{1,i})] + a_{2,i}$$
(2)

其中, $C_1(i,t)$ 为t时机组i的燃料成本;P(i,t)为t时机组i的功率; α_i , β_i 和 γ_i 为燃料成本函数的系数; $C_2(i,t)$ 为t时机组i的启动成本; $T_i(i,t)$ 为t时机组i停运持续时间; $a_{0,i}$ 、 $a_{1,i}$ 、 $a_{2,i}$ 为t时机组i启动成本函数参数。

火电机组的运行总是伴随着一些环境污染物的 排放,风电机组不排放污染物。本文只考虑火电机 组 CO₂ 排放情况,而其他污染物如 SO_x和 NO_x均不 予考虑。

t时其他机组i的 CO, 排放量表示如下:

$$E(i,t) = T_{\text{NCV}i} \delta_{\text{EFi}} \delta_{\text{OFi}} H_{i,t}$$
(3)

其中,E(i,t)为t时机组i的碳排放量; T_{NCVi} 为机组i的净热值; δ_{EFi} 为机组i的污染物排放因子; δ_{OFi} 为机 组i的氧化因子; $H_{i,t}$ 为t时机组i的燃料消耗量。

易知:

$$H_{i,t} = C_1(i,t) / C_{\text{UCi}} \tag{4}$$

其中, Cuci 为机组 i 所需燃料的单位成本。

$$\mathcal{E}(i,t) = \delta_{\text{CF}i}(\alpha_i P^2(i,t) + \beta_i P(i,t) + \gamma_i)$$
(5)

$$\delta_{\rm CFi} = T_{\rm NCVi} \delta_{\rm EFi} \delta_{\rm OFi} / C_{\rm UCi} \tag{6}$$

其中, δ_{Gri} 为机组 i的排放转换系数。

需要指出的是,不同燃料的 CO₂ 排放转换系数 不同。

通过比较机组实际 CO₂ 排放量和系统 CO₂ 排放 总容量,可以得到碳排放成本,表示如下:

$$C_{3} = \begin{cases} (E - \overline{E})p & E > \overline{E} \\ 0 & E \le \overline{E} \end{cases}$$
(7)

其中, C_3 为碳排放成本; \overline{E} 为系统可容纳的 CO₂ 排放 总量;p为碳排放价格。由式(7)可以看出,当机组实 际 CO₂ 排放量大于系统 CO₂ 排放总容量时,企业需 要为多余的 CO₂ 排放支付费用,产生碳排放成本;否 则,企业不需要支付费用,碳排放成本为 O。

综上所述,可以得到目标函数表示如下:

$$C_{\rm TC} = \min \sum_{t=1}^{T} \sum_{i=1}^{N} \left[C_1(i,t) D(i,t) + D(i,t) (1 - D(i,t)) C_2(i,t) \right] + C_3$$
(8)

其中, $C_{\rm TC}$ 为系统总成本;D(i,t)为虚拟变量,其值为 1表示机组i为运行状态,为0表示机组i为停运状态;N为机组总数;T=24为一天小时总数。

1.2 约束条件

(1) 系统约束。

需满足系统功率平衡、传输容量约束、备用要求 和排放约束,如下所示:

$$\sum_{i=1}^{N} P(i,t)D(i,t) + \sum_{j=1}^{J} P(j,t)M_{i}(j,t) = L(t)$$
(9)

$$\sum_{i=1}^{N} P(i,t)D(i,t) + \sum_{j=1}^{J} P(j,t)M_{i}(j,t) - L(t) \leq \overline{P} \quad (10)$$

$$\sum_{i=1}^{N} P_{\max}(i,t) D(i,t) + \sum_{j=1}^{J} P_{\max-g}(j,t) + \sum_{j=1}^{J} P(j,t) M_{t}(j,t) - L(t) \leq B(t)$$
(11)

$$\sum_{t=1}^{T} \sum_{i=1}^{N} \left[E(i,t)D(i,t) \right] \leq \overline{E}$$
(12)

其中,P(j,t)为t时抽水蓄能机组j功率;J为抽水蓄能 机总数; $M_i(j,t)$ 为抽水蓄能机组组合模式;L(t)为t 时系统负荷; \overline{P} 为当地可用输电容量; $P_{\max}(i,t)$ 为机组i最大功率; $P_{\max}(j,t)$ 为t时抽水蓄能机组j最大发电功率;B(t)为备用要求。

需要注意的是,抽水蓄能机组功率用式(13)表示: $P(j,t)=b_{j,1}S^2(j,t)+b_{j,2}K^2(j,t)+b_{j,3}S(j,t)K(j,t)+b_{j,4}S(j,t)+b_{i,5}K(j,t)+b_{i,6}$ (13)

其中,S(j,t)为t时抽水蓄能机组j排水量;K(j,t)为t时抽水蓄能机组j水库水量; $b_{j,1}$ 、 $b_{j,2}$ 、…、 $b_{j,6}$ 为抽水 蓄能机组功率函数系数。

另外,不考虑抽水蓄能机组时,其他机组满足如 下所示的系统功率平衡和备用要求:

$$\sum_{i=1}^{N} P(i,t)D(i,t) = L(t)$$
(14)

$$\sum_{i=1}^{N} P_{\max}(i,t) D(i,t) - L(t) \ge B(t)$$
(15)

$$\sum_{i=1}^{N} P(i,t) D(i,t) - L(t) \leq \overline{P}_{1}$$
(16)

其中, P1 为风电等机组的可用输电容量。

(2) 机组约束。

其他机组受下列限制条件,包括发电容量约束、 机组最短运行持续时间及最短停机持续时间要求:

$$P_{\min}(i,t)D(i,t) \leq P(i,t)D(i,t) \leq P_{\max}(i,t)D(i,t) (17)$$

$$T_{n}(i,t) > T_{n}(i,t)$$
(18)

$$T_{\rm f}(i,t) > T_{\rm d}(i,t) \tag{19}$$

其中, $P_{\max}(i,t)$ 和 $P_{\min}(i,t)$ 分别为机组*i*最大和最小 功率; $T_{o}(i,t)$ 和 $T_{f}(i,t)$ 分别为*t*时机组*i*运行和停运 持续时间; $T_{u}(i,t)$ 和 $T_{d}(i,t)$ 分别为机组*i*最小运行 时间和停运时间。

抽水蓄能机组所受的限制条件如下所示。

a. 发电容量约束。

$$P_{\min}(j,t) \leq P(j,t) \leq P_{\max}(j,t)$$
(20)

$$P_{\min-p}(j,t) \leq P(j,t) \leq P_{\max-p}(j,t)$$
(21)

其中, $P_{\text{max-g}}(j,t)$ 和 $P_{\text{min-g}}(j,t)$ 为t时抽水蓄能机组j最大和最小发电功率; $P_{\text{max-p}}(j,t)$ 和 $P_{\text{min-p}}(j,t)$ 为t时抽水蓄能机组j最大和最小抽水功率。

b. 水流约束。

$$S_{\min-g}(j,t) \leq S_g(j,t) \leq S_{\max-g}(j,t)$$
(22)

$$S_{\min-p}(j,t) \leq S_{p}(j,t) \leq S_{\max-p}(j,t)$$
(23)

其中, $S_{g}(j,t)$ 为t时发电模式下抽水蓄能机组j排水 量; $S_{p}(j,t)$ 为t时抽水模式下抽水蓄能机组j排水 量; $S_{max,g}(j,t)$ 和 $S_{min-g}(j,t)$ 为发电模式下抽水蓄能机 组j最大和最小排水量; $S_{max,p}(j,t)$ 和 $S_{min-p}(j,t)$ 为抽 水模式下抽水蓄能机组j最大和最小排水量。

c. 上、下游水库库容约束。

$$\overline{K}_{\min}(j,t) \leq \overline{K}(j,t) \leq \overline{K}_{\max}(j,t)$$
(24)

$$\underline{\underline{K}}_{\min}(j,t) \leq \underline{\underline{K}}(j,t) \leq \underline{\underline{K}}_{\max}(j,t)$$
(25)

其中, $\overline{K}(j,t)$ 为t时抽水蓄能机组j上水库的水库水

量;<u>K</u>(*j*,*t*)为*t*时抽水蓄能机组*j*下水库的水库水量;<u>K</u>_{max}(*j*,*t*)和 $\overline{K}_{min}(j,t)$ 为抽水蓄能机组*j*上水库最大和最小库容;<u>K</u>_{max}(*j*,*t*)和<u>K</u>_{min}(*j*,*t*)为抽水蓄能机组*j*下水库最大和最小库容。

$$\overline{K}(j,t+1) = \overline{K}(j,t) + |S_{g(p)}(j,t)| M_t(j,t)$$
(26)

$$\underline{K}(j,t+1) = \underline{K}(j,t) \pm |S_{g(p)}(j,t)| M_t(j,t)$$
(27)

上、下游水库的初始状态为:

$$K(j,0) = K_0(j)$$
 (28)

$$\underline{K}(j,0) = \underline{K}_0(j) \tag{29}$$

其中, $\overline{K}_0(j)$ 和<u>K</u>₀(j)分别为抽水蓄能机组 j 上水库和 下水库的初始水量。

2 求解方法

本文创新性地提出一种基于适应度函数的方法 对模型进行求解,该求解方法包含以下2个阶段。

阶段 1:确定抽水蓄能机组出力。抽水蓄能主要 用途是削峰填谷,即在系统负荷较低时通过抽水工 况提高负荷,在系统负荷较高时通过发电提供电 能,减少其他机组面临的负荷需求。因此,抽水机组 出力会使得其他机组面临的负荷需求和系统备用发 生变化,基于系统负荷需求、传输容量约束、备用要 求和抽水蓄能机组约束条件,确定抽水蓄能机组出 力情况。

阶段 2:确定其他机组出力。抽水蓄能机组通过 发电或抽水工况改变了其他机组面临的负荷需求曲 线。在新的负荷需求曲线下,引入适应度函数对其 他机组进行排序,确定其出力。

2.1 确定抽水蓄能机组出力

阶段1确定抽水蓄能机组出力含如下2个步骤。 步骤1:求出整个系统的平均负荷水平。

$$\bar{L} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^{T} L(t)$$
 (30)

步骤 2:经抽水蓄能机组调节后的负荷需求曲线 要尽可能接近平均负荷水平,分以下 3 种情况讨论。

a. 如果 $L(t) < \overline{L}$,则抽水蓄能机组必须处于抽水 工况充当负荷,其抽水功率应尽可能接近甚至等于 $\overline{L} - L(t)$ 。

b. 如果 $L(t)>\overline{L}$,则抽水蓄能机组必须处于发电 工况提供电能满足负荷,其发电功率应尽可能接近 甚至等于 $L(t)-\overline{L}$ 。

c. 如果 $L(t) = \bar{L}$,则抽水蓄能机组处于空闲工况,无需抽水或发电,功率为 0。

需要注意的是,无论抽水蓄能机组是处于抽水工 况还是发电工况,都必须满足其机组约束条件,如最 大、最小发电功率等。特别是当 | *L*-*L*(*t*) | 小于抽水蓄 能机组的最低发电功率或最低抽水功率时,机组必 须处于空闲工况。此外,抽水蓄能机组的运行模式可 能会在抽水、发电和空闲 3 种工况之间发生比较频 繁的变化。

2.2 确定其他机组出力

阶段2确定其他机组出力包括如下8个步骤。

步骤 1:确定适应度函数。适应度函数是燃料成本函数的导函数。其他机组的出力顺序由适应度函数值大小来确定。机组的适应度函数值越小,则优先出力。这是由于适应度函数值越小表示机组燃料成本越低,则优先安排适应度函数值小的机组出力。

$$G(i,t) = \frac{P(i,t)P_{\max}(i,t)}{\alpha_i \theta P^2(i,t) + \beta_i \theta P(i,t) + \gamma_i \theta + \sigma}$$
(31)

其中, *θ* 表示排放转换系数对适应度函数的影响; *σ* 表示碳排放价格对适应度函数的影响。

这里对 θ 和 σ 进一步讨论如下:

$$\theta = (1 - \lambda + \lambda \delta_{CFi})$$
 0 $\leq \lambda \leq 1$ (32)
其中, λ 为碳排放成本占总成本比值。

$$\sigma = C'(i,t)(1-\lambda) + \lambda p \quad 0 \le \lambda \le 1 \tag{33}$$

$$C'(i,t) = \begin{cases} C_2(i,t) & t-1 & \textcircled{P} \\ \end{cases}$$
(34)

$$C(i,t) = \begin{cases} 0 & t-1 \text{ fr} \end{cases}$$
(34)

其中,*C'*(*i*,*t*)为*t*时机组*i*的启动成本,*t*-1停、*t*-1行 分别指*t*-1时机组*i*处于停运状态、运行状态。

步骤 2:对适应度函数功率变量求导,求解机组 最优功率值。

$$\frac{\mathrm{d}G(i,t)}{\mathrm{d}P(i,t)} = 0 \implies P^*(i,t) = \sqrt{\frac{\gamma_i \theta + \sigma}{\alpha_i \theta}} \qquad (35)$$

需要注意以下2种情况:

a. 如果 $P^*(i,t) > P_{\max}(i,t)$,则令 $P^*(i,t) = P_{\max}(i,t)$;

b. 如果 $P^*(i,t) < P_{\min}(i,t)$,则令 $P^*(i,t) = P_{\min}(i,t)_{\circ}$

步骤 3:将 P*(i,t)代入适应度函数公式求解适 应度值。

步骤 4:检验其他机组是否满足最短运行持续时间及最短停机持续时间要求。

a. 最短运行持续时间要求。

如果 t-1 时机组 i 处于运行状态且持续运行时 间小于最短运行持续时间,则 t 时该机组仍应处于运 行状态。此状态下的适应度函数表示为:

 $G^{*}(i,t) = 1 + \max\{G^{*}(1,t), \cdots, G^{*}(N,t)\}$ (36)

可以看出,机组 i 在 t 时具有最高优先调度权。

b.最短停机持续时间要求。

如果 t-1 时机组 i 处于停机状态且持续运行时 间小于最短停机持续时间,则 t 时该机组仍应处于停 机状态。此状态下的适应度函数表示为:

$$G^*(i,t)=0$$
 (37)

可以看出,机组 i 在 t 时具有最低优先调度权。

步骤 5:根据适应度函数值从大到小进行排序, 得到其他机组出力情况。

步骤 6:设 c 为经步骤 5 得到的有优先调度权的

机组组合,满足如下2个条件:

$$\sum_{c} P^*(c,t) \ge L(t) \tag{38}$$

$$\sum P_{\max}(c,t) \ge L(t) + B(t) \tag{39}$$

设 w 为 t 时调度组合中的机组数目,可知该 w 个 机组在 t 时处于运行状态,且其余 N-w 个机组在 t 时处于停机状态。

步骤 7:步骤 6 得到的 w 个机组功率之和不小 于负荷,需要进一步对该机组组合进行排序,直到满 足功率平衡要求。具体采取以下措施。

a. 计算 w 个其他机组功率下降的边际成本:

$$C_{\text{MCd}}(c,t) = [C_{c}(P(c,t)) - C_{c}(P(c,t) - 1)] \div [P(c,t) - (P(c,t) - 1)] = C_{c}(P(c,t)) - C_{c}(P(c,t) - 1)$$
(40)

b. 根据 *C*_{MGI} 从大到小对其他机组排序, 越靠前 说明优先调度权越高。

c. 如果机组组合满足 $P_{\min}(c,t) \leq P(c,t)$,则措施 **b** 中排在第1位的机组减少1MW 出力;否则,排在 第2位的机组减少1MW 出力,对措施**b** 中排在第2 位的机组进行判断,依此类推,直到 w 个机组功率之 和等于负荷。

d. 计算机组运行总成本 C_{TC1}。

步骤 8:可能存在这样一种情形,即第 w 台机组 处于停运状态,且其他 w-1 台机组满足系统功率平 衡和备用要求,因此,从以下方面考虑。

a. 计算 w 台机组功率上升的边际成本:

$$C_{MRu}(c,t) = [C_c(P(c,t)+1) - C_c(P(c,t))] \div$$

 $[(P(c,t)+1) - P(c,t)] =$
 $C_c(P(c,t)+1) - C_c(P(c,t))$ (41)
b. 根据 C_{MRu} 从小到大对机组排序。

c. 如果满足 *P*(*c*,*t*) ≤ *P*_{max}(*c*,*t*),则 **b** 中优先权最低的火电机组出力增加 1 MW。如果优先权最低的火电机组不满足条件,则对优先权稍高的机组增加 1 MW 后重复措施 **b**。

d. 重复 **a**—**c**, 直到满足系统功率平衡要求, 如 果所有 w–1 个机组无法满足功率平衡要求, 则第 w 个 机组必须运行。

e. 如果 d 得到的结果既能满足功率平衡要求又能满足备用要求,而且总成本低于步骤 7 中的总成本 C_{TC1},则第 w 个机组必须停运,否则第 w 个机组就必须继续运行。

3 算例分析

3.1 基础数据

本文模拟包含 2 台抽水蓄能机组和 26 台其他 机组的电力系统运行情况,包括燃油机组、燃气机 组、燃煤机组、核电机组和风电机组。 第1台抽水蓄能机组发电和抽水的输出功率函 数分别为 P_g =-4.3462 Q_g -0.1031e-1.2949和 P_p = -4.2617 Q_p +0.1729e+1.1923;第2台抽水蓄能机组 发电和抽水的输出功率函数分别为 P_g =-4.34062 Q_g -0.0631e-2.1029和 P_p =5.7360 Q_p +0.0112e+2.1231, 其中 Q_p 为抽水模式下机组排水量, Q_g 为发电模式下 机组排水量。2台抽水蓄能机组可用水量以及相关 基本属性如表1所示。

表 1 抽水蓄能机组基本属性 Tab.1 Basic properties of pumped-storage unit

		· ·		
参数	 牧	机组 1	机组 2	
可用水	量/m ³	7×10^{6}	7.5×10^{6}	
水流量/	最大值	360	347	
$(m^3 \cdot s^{-1})$	最小值	50	30	
发电量/	最大值	240	220	
MW	最小值	30	20	
抽水耗能/	最大值	270	250	
MW	最小值	40	20	

26台其他机组基本属性如表2所示。

26 台其他机组中,有 6 台燃油机组、6 台燃气机 组、9 台燃煤机组、2 台核能机组、3 台风电机组。燃 油机组和燃气机组充当电力系统中的调峰机组,燃 煤机组和核能机组带基荷。不同燃料类型机组的排 放转换系数不同。假设核能、风电不排放碳污染物, 不同燃料的排放转换系数如表 3 所示^[12-13]。

一天 24 h 的负荷情况如图 1 所示。

3.2 削峰填谷效应分析

在获得基础数据后,利用基于适应度函数的两 阶段求解算法求解优化模型,分析抽水蓄能机组的 削峰填谷效应,并与文献[14]中传统的的混合遗传 动态规划 GA-DP(hybrid Genetic Algorithm-Dynamic Programming)算法进行对比分析。基于适应度函数 的两阶段求解算法得到的抽水蓄能机组的削峰填谷 效应如图 2 所示。

从图 2 可以看出,抽水蓄能机组有很好的削峰 填谷作用,表现为基本负荷在接入抽水蓄能机组后 曲线变得更为平滑,峰谷差由之前的 970 MW 减少 至 540 MW。这是因为当负荷过高时,抽水蓄能机组发 电满足负荷需求,减少其他机组供电压力,当负荷过 低时,抽水蓄能机组以抽水工况运行,充当负荷,从 而降低峰谷差,使得整个系统的负荷曲线变得平滑。 此外,在 08:00 — 20:00 之间,基本负荷起伏比较明 显,整个系统的调峰压力较大,接入抽水蓄能机组 后,曲线基本没有起伏,一方面说明抽水蓄能机组 起到很好的调峰作用,另一方面也说明该抽水蓄能 机组最大发电功率能够满足整个电力系统的平均负 荷需求。

就抽水蓄能机组而言,01:00-07:00之间由于

表 2 其他机组基本属性

Tab.2 Basic properties of other units

机组	类型	P _{min} /MW	P _{max} /MW	$\frac{\alpha_i}{[\vec{\pi} \cdot (\mathbf{MW} \cdot \mathbf{h})^{-1}]^2}$	$\frac{\beta_i}{\left[\vec{\pi} \cdot (\mathbf{MW} \cdot \mathbf{h})^{-1}\right]}$	$\gamma_i/\vec{\pi}$	$T_{\rm u}/{ m h}$	$T_{\rm d}$ / h	$a_{0,i}$	$a_{1,i}$	$a_{2,i}$
1	0	3.40	13	0.16	158.70	151.51	0	0	0	0	1
2	0	3.40	13	0.16	159.50	151.65	0	0	0	0	1
3	0	3.40	13	0.17	160.29	153.06	0	0	0	0	1
4	0	3.40	13	0.18	161.09	153.82	0	0	0	0	1
5	0	70.00	198	0.02	144.12	1616.27	4	5	200	200	8
6	0	70.00	198	0.02	142.88	1609.77	4	5	200	200	8
7	G	5.00	20	0.07	233.27	731.52	0	0	20	20	2
8	G	5.00	20	0.08	233.97	733.71	0	0	20	20	2
9	G	5.00	20	0.08	234.68	735.88	0	0	20	20	2
10	G	5.00	20	0.09	235.38	738.14	0	0	20	20	2
11	G	20.00	100	0.07	232.96	726.83	0	0	20	20	2
12	G	20.00	100	0.07	232.96	726.83	0	0	20	20	2
13	С	16.00	77	0.05	82.79	504.04	2	3	50	50	3
14	С	16.00	77	0.06	82.96	505.04	2	3	50	50	3
15	С	16.00	77	0.06	83.12	506.07	2	3	50	50	3
16	С	16.00	77	0.06	83.29	507.08	2	3	50	50	3
17	С	55.00	156	0.03	66.83	892.05	3	5	150	150	6
18	С	140.00	350	0.01	67.47	1 099.92	3	5	150	150	6
19	С	100.00	400	0.01	46.54	1925.80	3	5	150	150	6
20	С	100.00	400	0.01	46.61	1937.65	3	5	150	150	6
21	С	3.40	13	0.16	158.70	151.51	5	8	200	300	8
22	Ν	3.40	13	0.16	159.50	151.65	5	8	500	500	10
23	Ν	3.40	13	0.17	160.29	153.06	5	8	500	500	10
24	W	3.40	13	0.18	161.09	153.82	3	5	300	300	8
25	W	69.95	198	0.02	144.12	1616.27	3	5	300	300	8
26	W	69.95	198	0.02	142.88	1609.77	4	7	400	400	10

注:O表示燃油机组,G表示燃气机组,C表示燃煤机组,N表示核能机组,W表示风电机组。

表 3 不同燃料的排放转换系数





负荷较低,抽水蓄能机组抽水充当负荷,从而提高了 整个系统的负荷需求;08:00—22:00之间,抽水蓄 能机组出力曲线与基本负荷曲线变化较为一致,说 明抽水蓄能机组很好地平抑了系统负荷变化,使整 个系统的负荷维持在2440 MW的水平;23:00、24:00 负荷回复到低水平,抽水蓄能机组重新处于抽水工 况充当负荷。

基于适应度函数的两阶段求解算法与 GA-DP



图 2 抽水蓄能机组削峰填谷效应

Fig.2 Effect of load shifting by pumped-storage units 算法的对比分析如图 3 所示。由此可以看出,本文提



Fig.3 Comparison between algorithm based on fitness function and GA-DP

出的基于适应度函数的求解方法能够高效地对机组进行排序,从而增强抽水蓄能机组的削峰填谷效应。

3.3 系统总成本和碳排放成本影响分析

 λ 变化对系统总成本 C_{TC} 和碳减排成本 C_3 的影响如表 4 所示,取 \bar{E} = 23 500 kg, p = 30 元/kg。

从表 4 中可以看出,首先, λ 减小对系统总成本 和碳排放成本的影响不同。系统接入抽水蓄能机组 后,总成本随着 λ 的减小呈现递减趋势,特别是当 $\lambda \in [0,0.976]$ 时,系统总成本维持在 475~484 万元 之间,处于较低水平;碳排放成本 C_3 随着 λ 减小呈 递增趋势,从 6.13 万元增加到 37.81 万元。总体来 看,当 $\lambda \in (0.976,1]$ 时,系统总成本较高而碳排放成 本较低;当 $\lambda \in [0,0.976]$ 区间时,总成本较低而碳排 放成本较高。

其次,与仅包含其他机组的电力系统相比,接入 抽水蓄能机组后总成本和碳排放成本增减情况随 λ 减小有着不同的变化。 $\lambda \epsilon$ (0.976,1)之间时,总成本 $C_{\rm TC}$ 增加,碳排放成本 C_3 在接入抽水蓄能机组后为 0, 相比之前减少;当 $\lambda \epsilon$ [0.953,0.976]时,总成本降低 的同时碳排放成本也降低,即抽水蓄能机组能同时 使系统总成本和碳排放成本分别降低 1.212%和 60.456%; $\lambda \epsilon$ [0,0.976]时,总成本 $C_{\rm TC}$ 仍减少,但碳排 放成本逐渐增加。因此,如果要同时减少总成本和碳 排放成本,则 λ 取值范围为[0.953,0.976]。

3.4 传输容量对系统削峰填谷、总成本和碳排放成本的影响分析

通常情况下,抽水蓄能机组和风电、煤电等机组 的地理分布可能较远,传输容量约束会对各类机组 的出力产生影响。因此,研究不同传输容量情况下抽 水蓄能机组的削峰填谷效应以及系统总成本和碳排放成本就显得尤为必要。

本文采用情景模拟法进行分析,设定如下4种情景。

a. 基准情景:抽水蓄能机组和风电等机组传输 容量均受限。

b. 情景 I:抽水蓄能机组传输容量宽裕,风电等 机组传输容量受限。

c. 情景Ⅱ:抽水蓄能机组传输容量受限,风电等 机组传输容量宽裕。

d. 情景Ⅲ:抽水蓄能机组和风电等机组传输容 量均宽裕。

不同情景下的削峰填谷效应如图 4 所示。



图 4 不同情景下的削峰填谷效应

Fig.4 Effect of load shifting for different scenarios

由图 4 可知,在情景 I 下,抽水蓄能机组能够取 得最好的削峰填谷效果,这主要是因为抽水蓄能机 组容量充裕情况下能够最大限度地利用机组最大发 电和抽水容量,从而取得更好的削峰填谷效应;在情 景 II 下,抽水蓄能机组的削峰填谷效果不如基准情 景,这主要是因为风电的不稳定性造成了负荷的波

表 4 λ 变化对成本影响 Tab.4 Effect of λ on cost

)	$C_{\rm rc}/万元$		<i>C</i> _π 前后	前后 C ₃ /万元		C3前后
Λ	无抽水蓄能机组	有抽水蓄能机组	变化/%	无抽水蓄能机组	有抽水蓄能机组	变化/%
0.999	503.23	534.02	_	0	0	_
0.995	502.27	533.89	—	0	0	—
0.990	488.82	489.88	—	1.58	0	_
0.980	481.87	482.20	—	7.10	0	_
0.977	481.87	482.20	—	7.10	0	—
0.976	481.87	476.10	1.212	7.10	6.13	13.648
0.970	480.43	476.10	0.910	15.51	6.13	60.456
0.960	480.43	476.10	0.910	15.51	6.13	60.456
0.953	480.30	475.98	0.908	15.93	6.56	58.830
0.952	480.10	475.87	0.889	16.36	24.64	—
0.950	479.72	476.17	0.748	19.31	28.66	_
0.940	479.59	476.53	0.642	21.49	33.58	_
0.930	479.59	476.53	0.642	21.49	33.58	_
0.920	479.59	476.53	0.642	21.49	33.58	_
0.910	479.59	476.53	0.642	21.49	33.58	—
0.900	479.59	476.53	0.642	21.49	33.58	—
0.500	480.20	476.53	0.769	22.57	33.58	_
0	481.54	484.96	_	22.57	37.81	_

动;在情景Ⅲ下,抽水蓄能机组的削峰填谷效果优于 基准情景,但不如情景Ⅰ,这主要是由于在传输容量 宽裕情况下,一方面风电机组的不稳定性会带来负 荷波动,而另一方面抽水蓄能机组又能实现最大的 削峰填谷效应,双重因素作用造成抽水蓄能机组最 终的削峰填谷效果优于基准情景,但不如情景Ⅰ。

λ 取值为 0.965 时,不同情景下的系统总成本和 碳排放成本如表 5 所示。

> 表 5 不同情景下的系统总成本和碳排放成本 Tab.5 Total system costs and carbon emission costs for different scenarios

情景	系统总成本/万元	碳排放成本/万元
基准情景	476.10	6.13
情景Ⅰ	469.73	5.87
情景Ⅱ	484.56	7.31
情景Ⅲ	472.32	5.98

从表5可以看出,情景I下系统总成本和碳排放 成本达到最低。

4 结论

针对包含抽水蓄能机组、风电、核电的电力系统, 本文以系统运行成本、启动成本和碳排放成本最小 化为目标,考虑了系统约束和机组特性约束等条件, 构建了优化调度模型,并提出了一种新的基于适应 度函数的求解算法确定机组出力,进行优化调度,最 后通过具体算例对抽水蓄能机组的削峰填谷效益以 及对总成本和碳排放成本的影响进行了分析。结果 表明,抽水蓄能机组降低峰谷差、平抑负荷曲线效果十 分明显;当碳排放成本占总成本比例λε[0.953,0.976] 时,抽水蓄能机组能同时使总成本和碳排放成本减 少,最大限度上可以使其分别降低 1.212%和 60.456%, 并且当抽水蓄能机组传输容量宽裕、风电等机组传 输容量受限时,抽水蓄能机组的削峰填谷效益最好, 系统总成本和碳排放成本最低。

参考文献:

- [1] 杨洪明,王爽,易德鑫,等.考虑多风电场出力相关性的电力系统随机优化调度[J].电力自动化设备,2013,33(1):114-120.
 YANG Hongming,WANG Shuang,YI Dexin,et al. Stochastic optimal dispatch of power system considering multi-wind power correlation[J]. Electric Power Automation Equipment,2013,33(1): 114-120.
- [2] WANG Jinwen, LIU Shuangquan. Quarter-hourly operation of hydropower reservoirs with pumped storage plants [J]. Journal of Water Resources Planning and Management, 2012, 138(1):13-23.
- [3] KAPSALI M,KALDELLIS J K. Combining hydro and variable wind power generation by means of pumped-storage under economically viable terms[J]. Applied Energy,2010,87(11):3475-3485.
- [4] 黄蕾,李丰伟,秦俊宁. 基于效益分析的抽水蓄能电站运行工况 优化调度[J]. 电力系统保护与控制,2009,37(22):94-98.

HUANG Lei, LI Fengwei, QIN Junning. Optimal dispatching of pump-storage power station based on benefits analysis[J]. Power System Protection and Control, 2009, 37(22):94-98.

- [5] 苏学灵,纪昌明,黄小锋,等. 混合式抽水蓄能电站在梯级水电站 群中的优化调度[J]. 电力系统自动化,2010,34(4):29-33. SU Xueling,JI Changming,HUANG Xiaofeng,et al. Optimizing
- operation of the hybrid pumped-storage power station between cascade reservoirs[J]. Automation of Electric Power Systems,2010, 34(4):29-33.
- [6] 张振宇,葛少云,刘自发. 粒子群优化算法及其在机组优化组合 中应用[J]. 电力自动化设备,2006,26(5);28-31. ZHANG Zhenyu,GE Shaoyun,LIU Zifa. Particle swarm optimization algorithm and its application in unit commitment[J]. Electric Power Automation Equipment,2006,26(5);28-31.
- [7] 唐海华,黄春雷,丁杰. 混合式抽水蓄能电站优化调度策略[J]. 电 力系统自动化,2011,35(21):40-45. TANG Haihua,HUANG Chunlei,DING Jie. Optimal dispatching schedule of hybrid pumped-storage power station[J]. Automation of Electric Power Systems,2011,35(21):40-45.
- [8] 李文武,黄进,郭希海. 混合式抽水蓄能电站水库中长期优化调度[J]. 电力自动化设备,2012,32(4):104-108.
 LI Wenwu,HUANG Jin,GUO Xihai. Mid-long term optimization of reservoir operation for hybrid pumped storage power plant[J]. Electric Power Automation Equipment,2012,32(4):104-108.
- [9] 徐飞,陈磊,金和平,等. 抽水蓄能电站与风电的联合优化运行建 模及应用分析[J]. 电力系统自动化,2013,37(1):149-154. XU Fei,CHEN Lei,JIN Heping, et al. Modeling and application analysis of optimal joint operation of pumped storage power station and wind power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013,37(1):149-154.
- [10] 赵洁,刘涤尘,雷庆生,等. 核电机组参与电网调峰及与抽水蓄能电站联合运行研究[J]. 中国电机工程学报,2011,31(7):1-6. ZHAO Jie,LIU Dichen,LEI Qingsheng, et al. Analysis of nuclear power plant participating in peak load regulation of power grid and combined operation with pumped storage power plant[J]. Proceedings of the CSEE,2011,31(7):1-6.
- [11] 刘德伟,黄越辉,王伟胜,等.考虑调峰和电网输送约束的省级 系统风电消纳能力分析[J].电力系统自动化,2011,35(22): 77-81.

LIU Dewei, HUANG Yuehui, WANG Weisheng, et al. Analysis on provincial system available capability of accommodating wind power considering peak load dispatch and transmission constraints [J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35 (22):77-81.

- [12] SIMOPOULOS D N,GIANNAKOPOULOS Y S,KAVATZA S D, et al. Effect of emission constraints on short-term unit commitment[C]//IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference,2006, MELECON 2006. Malaga,USA:[s.n.],2006:973-977.
- [13] 孙惠娟,彭春华,易洪京. 大规模风电接入电网多目标随机优化 调度[J]. 电力自动化设备,2012,32(4):123-128.
 SUN Huijuan,PENG Chunhua,YI Hongjing. Multi-objective stochastic optimal dispatch of power system with wind farms[J]. Electric Power Automation Equipment,2012,32(4):123-128.
- [14] ZHAO Hongwei, REN Zhen. Hydro-thermal unit commitment considering pumped storage stations [C] //1998 International Conference on Power System Technology, 1998. Proceedings. POW-ERCON'98. Beijing, China: [s.n.], 1998; 576-580.

(下转第26页 continued on page 26)

20

- [13] NAIDOO R,PILLAY P. A new method of voltage sag and swell detection [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2007, 22 (2):1056-1063.
- [14] ZUBIETA L, BONERT R. Characterization of double-layer capacitors for power electronics applications [J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2000, 36(1):199-205.
- [15] VILATHGAMUWA M, PERERA R, CHOI S. Control of energy optimized dynamic voltage restorer [C] // Proceedings of IEEE IECON'99. San Jose, USA; [s.n.], 1999:873-878.
- [16] AL-HADIDI K, GOLE A M, JACOBSON D A. Minimum power operation of cascade inverter-based dynamic voltage restorer[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2008, 23(2):889-898.
- [17] TAKUSHI J,HIDEAKI F,HIROFUMI A. An approach to eliminating DC magnetic flux from the series transformer of a dynamic voltage restorer[J]. IEEE Transactions on Industry Appli-

cations, 2008, 44(3): 809-816.

- [18] CONRAD L E, BOLLEN M H J. Voltage sag coordination for reliable plant operation[J]. IEEE Transactions on Industrial Application, 1997, 12(33):1459-1464.
- [19] ARUN A,KEVIN C,THOMAS J,et al. Innovative system solutions for power quality enhancement[J]. ABB Review,1998(3): 4-12.

作者简介:

易桂平(1981-),男,江西吉安人,博士研究生,主要从事 电力电子技术在电力系统中的应用、微网电能质量方面的研 究工作(E-mail:ygp326@163.com);

胡仁杰(1962-),男,江苏苏州人,教授,博士,主要从事分 布式发电、电能质量管理及超级电容器储能方面的研究工作。

Dynamic voltage restorer based on super capacitor energy storage system

YI Guiping, HU Renjie

(College of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China)

Abstract: The mathematical models of SCES(Super Capacitor Energy Storage) system are built based on the equivalent circuits and a kind of DVR(Dynamic Voltage Restorer) based on SCES is designed, which uses the super capacitor as the storage component at its DC side, applies the non-isolated Buck-Boost bi-directional DC/DC converter in its double closed-loop power feed-forward control and adopts the bi-directional voltage-source DC/AC converter in its decoupling and feed-forward compensation control. Its operating principle is established according to the characteristics of SCES, which regulates the active and reactive powers of DC/AC converter to stabilize the load voltage when the source voltage drops. The correctness and effectiveness of the designed DVR are verified by simulation and experiment.

Key words: dynamic voltage restorer; control; super capacitor; energy storage

(上接第 20 页 continued from page 20)					
作者简介:	李凌云(1989-),女,河南安阳人,硕士研究生,研究方向				
曾 鸣(1957-),男,山西太原人,教授,博士研究生导	为智能电网与低碳电力(E-mail:lingyunzhuangzhi2008@126.				
师,研究方向为能源经济与电力市场;	com);				
王睿淳(1969-),男,内蒙古呼和浩特人,博士研究生,研	薛 松(1986-),男,山东淄博人,博士研究生,研究方向				
究方向为储能资源规划与调度;	为智能配网投资与决策。				

Optimal dispatch based on fitness function for pumped-storage hydropower ZENG Ming, WANG Ruichun, LI Lingyun, XUE Song

(Research Center of Energy and Electricity Economics, North China Electric Power University, Beijing 102206, China) Abstract: An optimal joint dispatch model is built for the power system containing pumped-storage hydropower, wind farm and nuclear station, which takes the total operational cost as its objective. An algorithm based on fitness function is proposed to solve the model. Research shows that, the effect of load shifting by pumped-storage units is excellent, with the deduction up to 1.212% of total power system cost and 60.456% of carbon emission cost respectively; when the transmission capacity of pumped-storage units is adequate and that of wind farm is limited, the benefit of load shifting by pumped-storage unit is the best, with the lowest total power system cost and carbon emission cost.

Key words: pumped-storage hydropower units; hydropower wind power; optimal dispatch; fitness function; load shifting; carbon emission cost; models

26