Vol.35 No.2 Feb. 2015

# 风电接入后考虑抽蓄 – 需求响应的多场景 联合安全经济调度模型

李 丹,刘俊勇,刘友波,高红均 (四川大学 电气信息学院,四川 成都 610065)

摘要:针对风电反调峰性和不确定性,结合抽水蓄能与需求响应各自优势,提出一种风电-抽蓄-需求响应-火 电联合安全经济调度新模型。针对负荷转移在时间及电量上的双重属性,设计二维阶梯交叠式成本函数,结 合可中断负荷容量及电量成本进而形成需求响应综合成本模型;在考虑抽蓄电站相关约束和系统安全约束基 础上,构建基于预测场景和随机场景的调度决策综合成本评估体系。在10机节点系统上通过评估体系对所 提模型进行算例仿真,结果表明,所提模型能够进一步降低系统运行成本、延缓投资并减小风电场弃风,增强 系统运行经济性。

关键词:风电;抽水蓄能;需求响应;二维交叠;多场景;安全经济调度;模型 中图分类号:TM 614 文献标识码:A DOI: 10.16081/j.iss

#### 0 引言

含大规模风电的电力系统调度问题已成为备受 关注的课题<sup>[1-3]</sup>。研究方法已逐步从传统电源调度方 法的探索转化为新型高效调度资源与传统电源侧资 源的整合。其中,储能系统 ESS<sup>[4]</sup>(Energy Storage System)和需求侧响应 DR<sup>[5]</sup>(Demand Response)成为 近来关注的焦点。

抽水蓄能是大规模储能技术中较为成熟且应用 最广的技术之一。文献[6]提出风、火与抽蓄联合运 行的模式,采用抽蓄电站为风电提供备用服务,以达 到降低系统运行成本的目的;文献[7-9]对"风-蓄" 协调及联合运营方式进行了讨论,以"风-蓄"整体效 益最优为目标对联合运行模式进行优化。上述协调 和联合模式在一定程度上解决了风电随机波动带来 的问题,但是限制了抽蓄在调峰等其他方面的作用。 相对于联合模式,文献[10]将抽蓄等效为"可中断负 荷 IL(Interruptible Load)"应用于系统调峰运行中, 与火电、水电联合运行,获得了良好的效果;文献[11] 利用鲁棒优化技术并结合风电不确定集合得到了抽 蓄和机组的最佳运行模式,该模式能够在一定程度 上接纳风电的随机波动并降低系统运行成本。

上述研究均将抽蓄纳入了系统调度优化模型 中,并在考虑风电不确定性的条件下利用优化技术, 达到了降低系统运行成本的目标。但抽水蓄能电站 投资成本普遍较高,配置规模有限,在同时承担降低 运行成本、备用成本和削峰填谷等任务时显得较为紧

收稿日期:2013-12-25;修回日期:2014-12-03

张。随着智能电网进一步发展,DR 近年来成为学者 较为关注的一种新型可调度资源<sup>[12]</sup>。

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2015.02.005

文献[12-13]将 DR 中的 IL 与用电激励负荷作 为新型备用资源进行调度,达到了负荷侧参与调度 减小备用成本的目的。文献[14]通过设计用户侧自 愿申报用电意愿和移峰成本的新型互动调度模式, 建立了能够反映用户意愿的互动负荷模型,并应用 于机组组合之中;文献[15-16]以基于消费者心理学 的分时电价用户响应原理预测的负荷曲线为基础并 引入 IL 作为部分备用,考虑风电随机波动特性,对 分时电价、可中断备用以及机组出力等进行了整体优 化制定。上述工作通过不同的方式将 DR 引入电力系 统调度之中,但移峰成本和基于心理学的分时电价模 型与用户真实用电需求尚有一定偏差,且负荷的调用 受到刚性用电需求限制,因此在某些时段和情况下 无法大规模调用,限制了其调峰和提供备用的能力。

以上文献分别从抽蓄和 DR 两方面对风电接入 后的电力系统调度问题进行了深入的探讨。本文在 此基础上,结合两方面的经验,研究大规模风电接入 后风-蓄-DR-火电力系统联合安全经济调度,将抽 水蓄能和转移负荷对负荷曲线的优化作用与 IL 参 与备用对系统经济性的提高融入同一模型。计及 IL 容量和电量成本,并为转移负荷设计了二维阶梯交 叠式负荷转移成本申报函数。结合基于预测和随机 场景的成本评估技术,建立以调度总成本最低为目 标的调度模型。通过对比多种策略下的调度结果, 验证了联合模式的经济性。

#### 1 DR 模型

#### 1.1 DR 互动机制

基于激励的 DR 包括 IL 和可转移负荷 TL(Transfer Load)。考虑负荷转移时间 LTT(Load Transfer Time)

基金项目:国家高技术研究发展计划(863 计划)项目(2014AA-051901)

Project supported by the National High Technology Research and Development Program of China (863 Program) (2014AA-051901)

与负荷转移电量 LTP(Load Transfer Power)对于用 户生产经营的影响,设计了 LTT 和 LTP 的二维阶梯 交叠式负荷转移成本申报函数,IL 采用容量和电量 双补偿机制,用于评估调用效率,避免过多的调而不 用现象产生。用户侧综合考虑各项成本及收益后,调 整自身用电需求或生产计划,自愿申报 IL 和 TL 函 数。电网公司将 DR 与传统发电资源连同抽蓄一并 视为可调度资源并综合考虑风电不确定性进行统一 调度。

#### 1.2 负荷转移成本模型

LTT 与 LTP 对于用户用电或生产都有一定的影响。在充分考虑用户参与的灵活性后,设计如下二维阶梯交叠式负荷转移成本申报函数。

$$f_{\text{CTL}} = \sum_{k=1}^{K} \sum_{t,=1}^{T_{\text{R}}} \left[ P_k^{t}(\Delta T_k^{t}) P_k^{e}(\Delta E_k^{t}) \Delta E_k^{t} \right]$$
(1)

$$P_k^{\mathrm{e}} = P_{\mathrm{base}}^{\mathrm{e}} + \sum_{m=1}^{L} R_m^{\mathrm{e}}(\Delta E_k^{\mathrm{t}}) \quad L \leq J_e$$

$$(2)$$

$$P_k^{t} = P_{\text{base}}^{t} + \sum_{m=1}^{l} R_m^{t}(\Delta T_k^{t}) \quad T \leq J_t$$
(3)

其中,K 为提供转移的用户总数; $T_R$  为某一用户所提 供的负荷序列总和; $\Delta E_k (\Delta T_k^t)$ 分别为转移电量和转 移时间; $P_k^e(\Delta E_k) (P_k^t(\Delta T_k^t))$ 分别为转移电量与转移时 间的成本函数; $P_{\text{base}}^e$ 分别为转移能量与转移时 间的基础价格; $R_m^e(\Delta E_k^t) = R_m^t(\Delta T_k^t)$ 分别为用户根据 自身实际情况,在基础价格上制定的能量和时间的阶 梯价格增量;m 为转移量与转移时间所处时间段位; L,T为调用段位数; $J_k = J_k$ 为总段位数。

成本函数示例见图 1,负荷转移成本随着负荷转 移量与转移时间增加而增加,这种将转移时间和转 移电量分别补偿的方法,能够使用户选择更加灵活, 调度中心汇总各个负荷转移成本信息后,调度也更 加便捷;同时,用户自由选择各阶段价格,充分体现 了用户参与的意愿。图中各段位成本增量较为平均, 在实际情况下,随着时间或电量的增加,各段位成本 都会加速增加。





#### 1.3 IL 成本模型

IL 在系统峰荷或故障时,可以减少负荷需求量, 等效增加备用容量,因此可减少系统对传统备用的 容量需求和发电厂扩建巨额投资成本,并能快速响 应、实时跟踪风功率变化,体现了用户互动意愿、引 导科学用电。IL 成本模型分为容量和电量两部分,数 学模型如下<sup>[17]</sup>:

$$C_{\rm DDR}^{r,t} = c_{\rm c}^{\,r} U_{\,r,t}^{\,r} \tag{4}$$

$$C_{\text{EDDR},s}^{r,t} = c_{d}^{r} U_{r,t,s}^{r}$$
(5)

其中,c<sub>c</sub><sup>'</sup>和 c<sub>d</sub><sup>'</sup>分别为用户 r 的 IL 容量和电量价格, 价格体系和申报机制与 TL 类似;U<sub>rd</sub>,U<sub>rd</sub>,分别为用 户 r 在 t 时段提供的容量和在场景 s 下调用的电量。

#### 2 联合安全经济调度模型

本文所提模型基于预测和随机场景两部分,获 取某种调度决策后,两部分分别进行如第3节所述 的成本评估。第一部分的变量为火电机组状态及出 力、备用安排,抽蓄机组状态及出力,负荷转移电量 和时段,IL容量;第二部分变量为不同场景下的备用 及可中断调用情况以及意外弃风和失负荷量。

2.1 目标函数

定义目标函数如下:

$$\min \sum_{t=1}^{N_{\mathrm{T}}} \left\{ \sum_{i=1}^{N_{\mathrm{c}}} \left[ F(P_{it}) + S_{\mathrm{U}it} + S_{\mathrm{D}it} + F_{\mathrm{re}}(R_{it}^{\mathrm{u}}) + F_{\mathrm{re}}(R_{it}^{\mathrm{d}}) \right] + \sum_{h=1}^{N_{\mathrm{b}}} \left( S_{\mathrm{U}ht}^{\mathrm{p}} + S_{\mathrm{D}ht}^{\mathrm{p}} \right) + f_{\mathrm{CIL}} + \sum_{r=1}^{N_{\mathrm{c}}} C_{\mathrm{DR}}^{r,t} + \sum_{s=1}^{N_{\mathrm{c}}} p_{s} \left[ \sum_{i=1}^{N_{\mathrm{c}}} R_{its} + \sum_{r=1}^{N_{\mathrm{c}}} C_{\mathrm{EDR},s}^{r,t} + \gamma L_{\mathrm{Ds}} + P_{\mathrm{curt},\mathrm{wts}} C_{\mathrm{curt},\mathrm{wts}} \right] \right\}$$
(6)

其中, $F(\cdot)$ , $F_{rr}(\cdot)$ 分别为燃料成本和备用成本函数;  $P_{a}$ 为机组 *i* 在 *t* 时段的出力 :  $S_{\text{The}}$  ·  $S_{\text{The}}$  分别为火电机组  $i 在 t 时段的开、停机费用; R^u_x R^d_x 分别为机组 i 在 t$ 时段的上、下旋转备用容量;R<sub>is</sub>为场景s中被调用的 火电机组备用;γ为意外失负荷的惩罚系数;Ln、为场 景。下意外失负荷量;Perry ws 为场景。下的弃风惩 罚;  $C_{\text{curt wts}}$  为场景 s 下的弃风量;  $p_s$  为场景 s 发生的 概率;N<sub>T</sub>为调度周期总时段数;N<sub>G</sub>,N<sub>b</sub>,N<sub>r</sub>,N<sub>w</sub>分别为 火电机组、抽蓄机组、可中断用户以及风电场总数:N。 为风电出力场景数;S<sup>P</sup><sub>Uh</sub>、S<sup>P</sup><sub>Dh</sub>分别为抽水蓄能机组 h 在 t 时段的启、停费用。目标函数中 $\sum_{i=1}^{N_c} [F(P_u) + S_{Uu} + S_{$  $S_{Du} + F_{re}(R_{u}^{u}) + F_{re}(R_{u}^{d})$ ]为预测场景的发电、启、停以 及备用容量成本;  $\sum_{i=1}^{N_{h}} (S_{Uhu}^{p} + S_{Dhu}^{p})$ 为抽蓄机组启停成 本; $f_{CRL}$ 为负荷转移成本;  $\sum_{i=1}^{N_{i}} C_{bin}$ 为 IL 的容量成本;  $\sum_{s=1}^{N_s} p_s \left[ \sum_{i=1}^{N_c} R_{its} + \sum_{r=1}^{N_r} C_{\text{EDDR},s}^{r,t} + \gamma L_{\text{Ds}} + P_{\text{curt},wts} C_{\text{curt},wts} \right] \beta \, \delta \, \mathbb{R} \ s \ \Phi$ 机组旋转备用调用、IL调用、意外失负荷和意外弃风 成本。

#### 2.2 约束条件

本文在考虑了火电机组、抽蓄和 IL 各项技术约 束基础上,针对电网实际安全需求,加入 N-1 安全 约束和备用调用有效性约束,有效保障了系统运行 安全,具体约束如下。

a. 功率平衡约束:

$$\sum_{i=1}^{N_{c}} P_{it} + \sum_{h=1}^{N_{h}} (-p_{ht} + g_{ht}) + P_{\text{wind}}^{t} = P_{\text{load}}^{t} + \sum_{g=1}^{N_{in}^{t}} P_{gin}^{t} - \sum_{j=1}^{N_{eat}^{t}} P_{jout}^{t} \quad (7)$$

其中, $p_{h_i}$ 、 $g_{h_i}$ 分别为抽水蓄能机组 h 在 t 时段抽水储 能和放水发电时的功率值; $P_{wind}^t$ 、 $P_{load}^t$ 分别为 t 时段风 电、负荷预测值; $P_{gin}^t$ 、 $P_{jout}^t$ 分别为 t 时段转移入的负荷 功率和转移出的功率值; $N_{in}^t$ 、 $N_{out}^t$ 分别为相应参与用 户总数。

b. 各机组出力约束:

$$P_{\min,i} < P_{ii} < P_{\max,i} \tag{8}$$

$$g_{\min,h} \leq g_{hl} \leq g_{\max,h} \tag{9}$$

$$p_{\min,h} \leq p_{ht} \leq p_{\max,h} \tag{10}$$

$$p_{ht}g_{ht}=0 \tag{11}$$

其中, $P_{\min,i}$ 、 $P_{\max,i}$ 分别为火电机组i的出力下限和上限; $g_{\max,h}$ 、 $g_{\min,h}$ 和 $p_{\max,h}$ 、 $p_{\min,h}$ 分别为抽水蓄能机组h的发电及抽水功率上、下限。

c. 火电机组爬坡率约束:

$$-r_{id}\Delta T < P_{it} - P_{i(t-1)} < r_{iu}\Delta T$$
(12)

其中, $r_{id}$ 、 $r_{ia}$ 分别为机组i上、下爬坡速率; $\Delta T$ 为相邻时间段的时间间隔。

d. 火电机组启停时间约束:

$$T_{\text{nun},i-1} - T_{\text{ninnun},i}) (I_{i,t-1} - I_{i,t}) \ge 0$$
  

$$T_{\text{stop},i,t-1} - T_{\text{ninstop},i}) (I_{i,t} - I_{i,t-1}) \ge 0$$
(13)

其中, $T_{nni,i-1}$ 、 $T_{stopi,i-1}$ 分别为t-1时段火电机组i的 连续运行时间和停运时间; $I_{i,i}$ 为火电机组启停状态 变量,为1表示启动,为0表示停机; $T_{minnm,i}$ 、 $T_{minstop,i}$ 分 别为火电机组i的最小运行和最小停运时间。

e. 备用约束:

$$P_{it} + R_{it}^{u} \leqslant P_{\max,i} I_{i,t} \tag{14}$$

$$P_{it} - R_{it}^{d} \ge P_{\min,i} I_{i,t} \tag{15}$$

$$\sum_{i=1}^{N_c} R_{ii}^{\mathrm{u}} + L_{\mathrm{DRR}t} \ge R_t^{\mathrm{u}} \tag{16}$$

$$\sum_{i=1}^{N_c} R_i^{\mathrm{d}} \ge R_i^{\mathrm{d}} \tag{17}$$

$$0 \leq L_{\text{DRR}rt} \leq L_{\text{DRRmax},r} \tag{18}$$

其中, R<sup>u</sup>, 和 R<sup>d</sup>, 分别为 t 时段正、负备用需求; L<sub>DRRmax,r</sub>为 IL 备用上限。式(14)、(15)为常规机组上、下备用约束;式(16)、(17)分别为上、下备用总量约束;式(18)为 IL 备用约束。

f. 抽水蓄能库容约束:

$$E_{\min}^{up} \leqslant E_{\iota}^{up} \leqslant E_{\max}^{up} \tag{19}$$

$$E_{\min}^{\text{down}} \leq E_{\iota}^{\text{down}} \leq E_{\max}^{\text{down}}$$
(20)

$$\left|E_{24}^{\rm up} - E_0^{\rm up}\right| \le \Omega_{\rm max} \tag{21}$$

其中, E<sup>up</sup>、E<sup>down</sup>分别为抽水蓄能电站的上、下水库等 值电量; E<sup>up</sup>x、E<sup>up</sup>n、E<sup>down</sup>、E<sup>down</sup>分别为抽水蓄能电站的 上、下水库等值电量上、下限; Q<sub>max</sub>为抽水蓄能电站 每天首末时段等值电量变化上限值;E<sub>0</sub>、E<sub>3</sub>分别为 抽水蓄能电站上水库水位在每日首、末时段等效电 量值。式(19)、(20)分别为抽蓄电站上、下水库库容 约束;式(21)为上水库日调节量约束,限制上水库库 容每日调节不超过一定数值,保证抽蓄电站能够持 续正常使用。抽蓄电站状态及转换约束参考文献 [18],保证每台抽蓄机组抽水蓄能和放水发电状态 之间至少相隔一个时段;电站中发电机与抽水电动 机启停次数均小于设定值。

g. 网络安全约束。

同时考虑正常状态和 N-1 事故下电网的安全性,基于直流潮流,对于任意线路 l,电网正常状态下的安全约束为:

$$\left|P_{l}\right| < P_{\max}^{l} \tag{22}$$

其中, P<sub>l</sub>、P<sup>l</sup><sub>max</sub>分别为支路 l 上传输功率和最大传输功率。N-1事故下的安全约束为:

$$\left|P_{l}+\Delta p_{n}\right| < P_{\max}^{l} \quad n \in \Theta \tag{23}$$

$$\Delta p_n = D_{l-n} P_n \tag{24}$$

其中, $\Theta$ 为N-1事故集;n为事故元件; $D_{l-n}$ 为功率转移因子。

h. 考虑场景的约束。

随机场景 s 中机组备用及 IL 的调用需要满足 功率平衡、机组出力、机组爬坡和系统安全各项约 束。具体表达式与预测场景中相似,此处不再赘述。

**i**. 弃风量小于风电自然出力的 10%,意外失负 荷量小于总负荷的 1%。

### 3 基于场景的联合调度决策成本评估体系

由于目前负荷预测技术发展较为成熟,预测误 差较小,本文在生成场景过程中忽略负荷随机波动 分量,仅考虑风电出力的不确定性。假设随机场景的 风电功率服从基于预测功率的正态分布,场景集的 产生参考文献[19]。

为了正确评估每种调度决策信息下的系统综合 运行成本,建立了如图 2 所示的基于预测和随机场 景的调度决策成本评估体系,与优化算法结合,得到 最佳调度运行策略,体系主要分为两大部分。

**a.** 第一部分:基于预测场景与调度策略评估预测场景下的调度成本 $V_{10}$ 

**b**. 第二部分:获得调度计划后,结合场景信息形成运行环境集合,求取场景下的各类调用信息得到综合调用成本 V<sub>20</sub>

综合 V<sub>1</sub> 与 V<sub>2</sub>,最终获取该决策状态下系统总运 行成本 V(V=V<sub>1</sub>+V<sub>2</sub>)。可以看出,该评估体系能够将 场景下的实际调用情况有效地纳入决策优化中,达 到预测与随机场景间调度决策相互影响的效果,相 对于简单考虑备用需求的模型更为精确和实用。



图 2 联合调度成本评估体系 Fig.2 Assessment system of joint dispatch cost

## 4 算例分析

#### 4.1 基础数据

本文基于 MATALB/Simulink 2013a 软件编写 遗传算法并在 10 机系统上对所提模型进行求解,该 系统包括 10 台火电机组、1 个风电场、1 个抽水蓄能 电站、5 个 TL、1 个 IL,相关参数如表 1—6 所示。

# 4.2 对比分析

结合模型特点,设计如下4种不同调度策略。

a. 策略1:风电全额上网,仅考虑火电机组参与 调度,调度模型同第2节所述,但需要忽略与火电机 组无关的变量。

**b.** 策略 2:在策略1 的基础上,考虑抽蓄电站参 与.修改调度模型,加入抽蓄相关变量和约束。

表 1 抽蓄-需求响应基本参数 Table 1 Basic parameters of pumped

storage	and	demand	response	
---------	-----	--------	----------	--

参数	抽蓄	IL	TL
额定功率	50 MW	N/A	N/A
额定容量	$400 \text{ MW} \cdot \text{h}$	N/A	N/A
运行范围	$50\!\sim\!400~{\rm MW}\!\cdot\!{\rm h}$	N/A	N/A
参与比例	100%	75%	28%,25%,52%,72%,18%
接入节点	18	5	1,11,14,24,25
可用时段	所有时段	所有时段	10,12,19,20,21
综合效率	81%	100%	100%

注:N/A 表示没有此类属性。

表 2 负荷数据 Table 2 Data of load

时段	负荷/MW	时段	负荷/MW	时段	负荷/MW
1	633.7	9	1176.8	17	905.3
2	678.9	10	1267.4	18	995.8
3	769.5	11	1312.6	19	1086.3
4	860.0	12	1357.9	20	1267.4
5	905.3	13	1267.4	21	1176.8
6	995.8	14	1176.8	22	995.8
7	1041.1	15	1086.3	23	814.7
8	1086.3	16	950.5	24	724.2

表 3 风电预测数据

Table 3 Data of predicted wind power						
时段	风电/MW	时段	风电/MW	时段	风电/MW	
1	194.4	9	382.8	17	9.8	
2	273.9	10	232.3	18	38.1	
3	330.8	11	447.2	19	43.9	
4	358.6	12	365.7	20	19.3	
5	365.0	13	438.4	21	4.6	
6	354.8	14	322.6	22	248.2	

**c.** 策略 3:在策略 1 的基础上,考虑 DR 参与,修改调度模型,加入 DR 相关变量和约束。

355.8

118.2

23

24

359.0

257.7

15

16

**d.** 策略 4:考虑采用抽蓄与 DR 均参与的联合调 度模式,模型如第 3 节所述。

分别采用4种不同运行策略时,电网调度各项 主要成本、净负荷如表7、图3所示。

表 7 中"\*"表示 4 种策略中该类成本的最大值。 从表 7 和图 3 中可以看出,相对于策略 1,策略 2、3

#### 表4 发电机数据 Table 4 Data of generators

7

8

455.9

450.9

发电机 编号	二次项 系数	一次项 系数	常数项	启停 成本/元	最大出力/ MW	最小出力/ MW	爬坡功率/ (MW·h <sup>-1</sup> )	备用电量成本/ (元・MW <sup>-1</sup> )	备用容量成本/ (元・MW <sup>-1</sup> )
1	0.00048	16.19	1 000	7000	255	60	80	15.0	10
2	0.00031	17.26	970	7000	255	60	80	16.5	11
3	0.00398	19.70	450	2000	162	20	60	21.0	14
4	0.00211	22.50	680	1800	130	20	60	22.5	15
5	0.00200	22.60	700	1800	130	25	60	22.5	15
6	0.00312	18.26	500	4000	200	30	70	19.5	13
7	0.00079	27.74	480	1000	80	25	45	28.5	19
8	0.00413	29.92	660	600	60	10	40	30.0	20
9	0.00322	19.27	665	2000	162	20	60	21.0	14
10	0.00173	30.79	670	500	55	10	40	31.5	21

#### 电力自动化设备

# 表 5 风电场景集数据

Table 5 Data of wind power scenario set

마구 단가	风电/MW									
时权	场景1	场景 2	场景 3	场景 4	场景 5	场景6	场景 7	场景 8	场景9	场景 10
1	190	190	221	190	159	190	190	159	221	190
2	251	300	300	349	349	300	300	300	300	300
3	330	384	330	330	330	384	275	384	330	330
4	301	301	360	360	419	360	360	360	419	360
5	350	408	350	350	292	292	292	350	408	350
6	370	370	370	370	431	431	309	370	370	431
7	440	440	440	440	440	440	368	368	512	368
8	384	536	460	536	460	460	384	460	460	460
9	292	350	350	350	350	408	350	350	350	292
10	250	250	291	291	250	250	250	291	250	250
11	489	420	420	420	420	420	420	420	420	420
12	380	380	380	380	380	380	380	380	380	442
13	326	390	390	390	326	390	390	326	390	326
14	340	284	396	340	340	284	340	340	340	284
15	320	320	320	267	320	267	373	267	320	320
16	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
17	10	8	12	10	10	10	10	12	10	10
18	33	40	47	40	40	40	40	40	40	40
19	42	50	50	58	50	50	50	50	50	50
20	20	20	23	23	20	23	17	20	20	20
21	5	5	5	5	5	5	6	5	5	5
22	250	291	209	250	250	250	250	250	209	291
23	350	350	350	408	350	350	350	350	350	350
24	240	240	240	240	279	279	240	240	279	201

表 6 各发电机组出力 Table 6 Output power of different generators

				发电	目机组	出力/	MW			
时段	机组	机组	机组	机组	机组	机组	机组	机组	机组	机组
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	209	233	0	0	0	0	0	0	0	0
2	218	234	0	0	0	0	0	0	0	0
3	230	215	0	0	0	0	0	0	0	0
4	244	211	0	0	0	64	0	0	0	0
5	220	218	0	0	0	109	0	0	0	0
6	241	248	0	0	0	171	0	0	0	0
7	204	226	0	0	0	165	0	0	0	0
8	197	200	46	0	0	145	0	0	54	0
9	200	205	95	0	0	186	0	0	97	0
10	246	264	145	0	0	169	0	0	132	0
11	232	227	102	0	0	164	0	0	123	0
12	261	256	133	0	0	171	0	0	136	0
13	227	255	103	0	0	136	0	0	117	0
14	244	241	105	0	0	170	0	0	120	0
15	191	196	96	0	0	164	0	0	114	0
16	217	233	117	0	0	168	0	0	123	0
17	238	214	125	40	0	172	0	0	124	0
18	231	254	125	94	0	152	0	0	122	0
19	228	245	132	105	0	150	0	0	155	0
20	265	267	152	121	0	187	0	0	150	0
21	263	267	145	107	0	180	0	0	152	0
22	250	208	144	0	0	155	0	0	0	0
23	185	191	0	0	0	125	0	0	0	0
24	191	170	0	0	0	130	0	0	0	0

通过单独引入抽蓄或 DR 对负荷曲线进行优化,有 效降低了峰谷之间的差距,使得火电机组出力更加

表 7 4 种策略下主要调度成本

Table 7 Main dispatch costs for four strategies =

				<u>ال</u>
成本类型	策略1	策略2	策略3	策略4
燃料成本	$419820^{*}$	407600	404640	401 290
启停成本	$29000^*$	17400	25000	13 800
抽蓄启停成本	0	$9600^{*}$	0	9600*
负荷转移成本	0	0	628	$1831^{*}$
备用容量成本	$38613^{*}$	34487	32196	28426
备用调用成本	791	943*	896	855
可中断容量成本	0	0	7 3 4 5	$7454^{*}$
可中断调用成本	0	0	97	$98^*$
弃风成本	36149*	26139	19535	6500
意外失负荷成本	$29379^{*}$	15306	3015	3 0 0 0
总成本	$553800^{*}$	511475	502352	472 854



Fig.3 Hourly net load for four strategies

平稳。其带来的直接效益是相对于策略1,策略2、3 减小了约3%的机组燃料消耗,策略2降低了40% 的机组启停成本。同时,由于高峰时段负荷降低,策 略2、3下的备用需求也得到了有效缓解。策略4通 过利用 DR 与抽蓄两者各自优势,进一步降低了机 组燃料和启停成本,并显著降低因意外失负荷和弃 风带来的损失。

表 7 和图 3 同时说明:抽蓄与 DR 结合,具有降低系统运行成本和提高风电接纳水平的优点。

表 8 为 4 种策略下的综合弃风和意外失负荷情况,各种策略下的值均为考虑场景概率后的加权平均值。相对于策略 1,策略 2、3 弃风降低了约 30%,其中,策略 3 失负荷降低了近 90%。策略 4 通过抽蓄与 DR 联合,充分利用二者对负荷曲线的优化作用以及 IL 的备用作用,较策略 2、3 进一步降低了弃风水平,从而进一步降低了系统运行成本,策略 4 下各机组出力状态如表 6 所示。

表 8 4 种策略下场景综合弃风、失负荷量 Table 8 Wind curtailment and load loss for four strategies

		-
策略	弃风电量/MW	意外失负荷电量/MW
1	3.61	2.94
2	2.61	1.53
3	1.95	0.30
4	0.65	0.30

# 4.3 抽蓄-DR 联合运行分析

图 4 和图 5 分别为加入 DR 前、后的抽蓄运行状态。2 种策略下抽蓄运行状态接近,但对比两图可以 看出,加入 DR 能够进一步降低抽水蓄能机组运行 点,增加了抽蓄运行裕度,为其他辅助服务预留更大 的空间。



图 4 策略 2 中抽蓄电站抽水和发电功率 Fig.4 Pumping power and generating power of pumped storage power station with strategy 2



图 5 策略 4 中抽蓄电站抽水和发电功率 Fig.5 Pumping power and generating power of pumped storage power station with strategy 4

图 6 为策略 4 中 DR 调用状态,对比图 5 和图 6 可以发现,抽蓄和 DR 在本文模型下进行了有效配



Fig.6 Load transfer power of strategy 4

合,抽蓄在第1-7、14-18、23、24时段进行抽水蓄能,在第9-12、20、21时段进行放水发电,而DR 将第10、12、19-21时段高峰负荷分别转移到第 4-8、13-18、22-24时段,充分发挥了抽水蓄能电站长时间转移能力强和DR调用灵活度高的特性,取 得了削峰填谷的效果。

图 7 为加入 DR 前、后抽蓄库容等效电量变化情况。策略 2 中抽蓄电站在 24 个时段中库容等效电量 为 75~288 MW · h,策略 4 中等效电量 为 110~283 MW · h,从图中能够看出,加入 DR 后抽蓄整体库容 更加平稳,并且在午间负荷高峰过后,保持了较好的 库容水平,有效保证了后半日的运行空间,同时也延缓了随着地区负荷增长后的扩容、维护等隐性投资。



图 7 需求响应加入前后抽蓄库容等效电量 Fig.7 Equivalent electric power of pumped storage reservoir with and without demand response

### 5 结论

本文结合抽蓄和 DR 各自优势,建立了同时考虑 抽蓄和 DR 参与的多场景联合安全经济调度模型; 并设计基于预测和随机场景的调度决策评估体系有 效地对模型进行求解,得到了最终调度结果。

结果表明,通过将抽蓄和 DR 引入调度模型,能 够对电能进行"缓存",并对负荷进行转移,从而调整 负荷曲线,进一步减小系统净负荷峰谷差,降低系统 运行、备用以及意外弃风、停电等成本,进而提高运 行经济性、可靠性以及对风电的接纳能力。同时,引 人 Ⅱ 也能有效降低系统综合备用成本。除上述显性 作用外,DR还能有效缓解抽蓄运行压力,减小未来抽 蓄电站投资建设的隐形成本。

#### 参考文献:

[1] 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(5);123-128. SUN Huijuan, PENG Chunhua, YI Hongjing. Multiobjective

stochastic optimal dispatch of power system with wind farms[J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(5): 123-128.

- [2] ROY S. Inclusion of short duration wind variations in economic load dispatch[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2012,  $3(2) \cdot 265 - 273.$
- [3] 刘阳,刘俊勇,陈磊,等. 大规模风电接入系统的备用优化分配研 究[J]. 中国电力,2012,45(1):50-54. LIU Yang, LIU Junyong, CHEN Lei, et al. Optimal reserve distri-

bution of a grid connected with large scale wind power [J]. Electric Power, 2012, 45(1): 50-54.

[4] 孔飞飞,晁勤,袁铁江,等. 用于短期电网调度的风电场储能容量 估算法[J]. 电力自动化设备,2012,32(7):21-24. KONG Feifei, CHAO Qin, YUAN Tiejiang, et al. Estimation of wind farm energy storage capacity for short term power dispatch

[J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(7): 21-24. [5] 张国新,王蓓蓓. 引入需求响应的电力市场运行研究及对我国电

- 力市场改革的思考[J]. 电力自动化设备,2008,28(10):28-33. ZHANG Guoxin, WANG Beibei. Study of power market operation with demand response and consideration of China's power market reform [J]. Electric Power Automation Equipment, 2008, 28 (10):28-33.
- [6] 安建强, 鞠立伟, 尚金成, 等. 火电、风电与抽水蓄能电站联合运 行成本效益分析模型研究[J].水电能源科学,2012,30(12): 196-197.

AN Jianqiang, JU Liwei, SHANG Jincheng, et al. Cost-benefit analysis model of joint operation of thermal power wind power and pumped storage power station[J]. Water Resources and Power, 2012,30(12):196-197.

[7] 张鹏,刘继春,吕林,等. 基于风蓄协调的节能调度方法[J]. 电力 系统保护与控制,2011,39(2):29-34.

ZHANG Peng,LIU Jichun,LÜ Lin,et al. The energy-saving dispatch based on the coordination between pumped storage hydro and wind energy[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(2):29-34.

- [8] 胡泽春,丁华杰,孔涛.风电-抽水蓄能联合日运行优化调度模型 [J]. 电力系统自动化,2012,36(2):36-41. HU Zechun, DING Huajie, KONG Tao. A joint daily operational optimization model for wind power and pumped-storage plant[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(2): 36-41.
- [9] DING Huajie, HU Zechun, SONG Yonghua. Stochastic optimization of the daily operation of wind farm and pumped-hydro-storage plant[J]. Renewable Energy, 2012(48):571-578.
- [10] 潘欢,陈锦麟,张党强,等. 计及抽蓄电站调峰运行的水火电优 化调度[J]. 电力科学与工程,2013,29(10):1-5. PAN Huan, CHEN Jinlin, ZHANG Dangqiang, et al. Economic

dispatch considering the peak load regulation of the pumped storage power stations for power system [J]. Electric Power

Science and Engineering, 2013, 29(10):1-5.

- [11] JIANG Ruiwei, WANG Jianhui, GUAN Yongpei. Robust unit commitment with wind power and pumped storage hydro[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(2):800-810.
- [12] 王卿然,谢国辉,张粒子. 含风电系统的发用电一体化调度模型 [J]. 电力系统自动化,2011,35(5):15-18. WANG Qingran, XIE Guohui, ZHANG Lizi. An integrated generation consumption dispatch model with wind power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(5):15-18.
- [13] 杨楠,王波,刘涤尘,等. 计及大规模风电和柔性负荷的电力系 统供需侧联合随机调度方法[J]. 中国电机工程学报,2013,33 (16):63-69. YANG Nan, WANG Bo, LIU Dichen, et al. An integrated supply-

demand stochastic optimization method considering large-scale wind power and flexible load[J]. Proceedings of the CSEE, 2013,33(6):63-69.

- [14] 夏叶,康重庆,宁波,等. 用户侧互动模式下发用电一体化调度 计划[J]. 电力系统自动化,2012,36(1):17-23. XIA Ye, KANG Chongqing, NING Bo, et al. A generation and load integrated scheduling on interaction mode on customer side [J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(1): 17-23.
- [15] 刘小聪,王蓓蓓,李扬,等. 智能电网下计及用户侧互动的发电 日前调度计划模型[J]. 中国电机工程学报,2013,33(1):30-38. LIU Xiaocong, WANG Beibei, LI Yang, et al. Day-ahead generation scheduling model considering demand side interaction under smart grid paradigm[J]. Proceedings of the CSEE, 2013,  $33(1) \cdot 30 - 38$ .
- [16] 王蓓蓓,刘小聪,李扬. 面向大容量风电接入考虑用户侧互动的 系统日前调度和运行模拟研究[J],中国电机工程学报,2013,33 (22):35-44.

WANG Beibei, LIU Xiaocong, LI Yang. Day-ahead generation scheduling and operation simulation considering demand response in large-capacity wind power integrated systems [J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(22): 35-44.

- [17] SAHIN C, SHAHIDEHPOUR M, ERKMEN I. Allocation of hourly reserve versus demand response for security-constrained scheduling of stochastic wind energy[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2012, 4(1): 219-228.
- [18] 徐帆,刘军,张涛,等. 考虑抽水蓄能机组的机组组合模型及求 解[J]. 电力系统自动化,2012,36(12):36-40. XU Fan, LIU Jun, ZHANG Tao, et al. Unit commitment problem with pumped-storage units [J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(12): 36-40.

[19] 高红均,刘俊勇,刘继春,等. 基于坏场景集的含风电机组组合 模型[J]. 电力系统保护与控制,2013,41(10):27-32. GAO Hongjun, LIU Junyong, LIU Jichun, et al. The unit commitment with wind power based on the bad scenario set [J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(10): 27-32.

#### 作者简介:

李 丹



李 丹(1989-),女,四川成都人,硕士 研究生,从事新能源接入与电力系统优化调 度方面的研究(E-mail:scu ld@sina.cn);

刘俊勇(1963-),男,四川成都人,教 授,博士研究生导师,博士,研究方向为电力 系统分析及电力市场等。

(下转第41页 continued on page 41)

# Wind-storage coupling based on actual data and fuzzy control in multiple time scales for real-time rolling smoothing of fluctuation

LIU Chunyan, CHAO Qin, WEI Lili

(College of Electrical Engineering, Xinjiang University, Urumqi 830047, China)

Abstract: The intermittence and randomness of wind power causes serious fluctuation of grid-connecting power, which harmfully impacts on the security and stability of power system. Based on the actual power outputs of a wind farm, the probabilistic method is applied to research the rules of wind power fluctuation and the characteristics of wind-storage coupling in multiple time scales. The real-time 5-point rolling method is adopted to set the target of wind power fluctuation smoothing for different time scales, which are modified according to the corresponding limits stipulated by State Grid and tracked periodically using the energy storage to rationally determine the energy storage capacity configuration and charging/discharging control strategy is improved by optimizing the state of charge with the fuzzy control principle to avoid overcharge and overdischarge. Simulative results show the proposed method effective and feasible; when the energy storage capacity configuration is 15%, more than 90% of the wind-storage power output can track the smoothing target of 10 min wind power fluctuation.

**Key words**: multiple time scales; wind-storage coupling; probability and statistic; control; wind power; energy storage

(上接第 34 页 continued from page 34)

# Joint secure & economic dispatch considering wind power, pumped storage and demand response

#### LI Dan, LIU Junyong, LIU Youbo, GAO Hongjun

(School of Electrical Engineering and Information, Sichuan University, Chengdu 610065, China)

Abstract: Aiming at the reverse peak-shaving and uncertainty of wind power, a joint secure & economic dispatch model considering the wind power, pumped storage, demand response and thermal power is proposed to make use of the advantages of pumped storage and demand response. A bidimensional ladder overlapping cost function is designed according to the time and power attributes of load transfer and a comprehensive demand-response cost model including the interruptible load capacity and power cost is formed. A comprehensive assessment system of dispatch cost is constructed based on the predicted and random scenarios, which considers the constraints of pumped storage power station and system security. Simulation is carried out for a 10-bus system and the simulative results show that, based on the proposed model, the system operational cost is decreased, the investment delayed, the wind curtailment reduced and the system operational economy enhanced.

Key words: wind power; pumped storage; demand response; two-dimensional overlapping; multi-scenario; secure and economic dispatch; models