

多种需求响应和日前小时电价优化促进风电接纳研究

张艺渊, 江岳文

(福州大学电气工程与自动化学院, 福建 福州 350108)

摘要: 随着经济发展, 负荷峰谷差越来越大, 系统调峰能力不足成为制约风电接纳水平的主要原因之一。价格信号可以引导用户行为, 减缓系统调峰压力。本文提出考虑风电不确定性情况下的日前小时电价优化和计及激励型需求响应的风电电力系统调度二层规划模型。利用拉丁超立方抽样生成大量风电场景, 采用同步回代法进行场景削减, 通过量子粒子群算法对模型求解。算例证明所提模型可以引导用户削峰填谷, 并有效促进风电接纳、火电发电成本降低及使用户的效益增加。并比较了不同调度模式、峰谷电价与日前小时电价、风电预测误差及电价型负荷响应用户成本与激励型负荷响应用户报价对调度结果产生的影响。

关键词: 日前小时电价; 需求响应; 风电接纳; 经济调度; 双层规划

DOI: 10.12067/ATEEE1609054

文章编号: 1003-3076(2018)01-0057-09

中图分类号: TM

1 引言

2015年7月《关于促进智能电网发展的指导意见》指出, 要促进能源清洁化, 更多消纳可再生能源, 鼓励探索灵活电价机制, 充分发挥价格信号引导电力消费, 促进移峰填谷作用。风电是目前发展最快、应用最广的新能源, 但新能源发电普遍具有随机性与波动性, 此外风电还具有典型的反调峰特性。现阶段制约我国风电消纳的主要因素是系统调峰能力与电网输送能力, 影响系统调峰能力的根本原因是负荷峰谷差的加剧和风电大规模接入后系统调峰机组容量不足。

需求响应项目一般将负荷分类为电价型负荷响应(PBDR)、激励型负荷响应(IBDR)以及不受电价控制的负荷^[1,2]。文献[1]在对PBDR和IBDR建模的基础上考虑了负荷响应(DR)的时间尺度、响应能力和PBDR的不确定性等响应的互补, 进行日前和日内的两阶段随机规划调度, 验证了DR引入能够降低发电成本, 促进风电消纳。文献[3]在此基础上对电动汽车、工业用户、商业用户、居民负荷进行深入的研究建模, 分析了多类型用户参与PBDR和IBDR的收益及对风电接纳的影响。文献[4]将需

求响应作为虚拟出力和虚拟备用, 将IBDR通过负荷聚合商进行整合提供出力。

峰谷电价中, 电价被分为峰、平、谷三个时段, 对负荷的调整缺乏灵活性^[5]; 实时电价中, 电价随着市场的变动而波动, 对用户调整自身用电计划有很大的影响。鉴于此, 有学者提出了日前小时电价(准实时电价)的概念^[6-9], 将电价分为24个时段, 通过第二天24h的负荷预测和风电预测结果, 提前一天制定下一日24h电价, 使用户有缓冲的时间, 根据电价制定自身用电计划, 转移高峰时段负荷或增加其他时段负荷。文献[6]在日前小时电价下, 将负荷作为虚拟机组进行调度, 能够使发电成本降低、峰谷差降低、用户利益得到保证, 但其没有考虑风电接入对系统调度的影响。文献[7-9]在含风电的调度系统中引入日前小时电价, 证明日前小时电价机制可以使系统风电接纳能力增高, 减少弃风, 但没有考虑风电不确定性问题。

综合考虑以上分析, 本文引入日前小时电价, 研究大规模风电接入时考虑风电不确定性的日前小时电价优化与IBDR参与调度进行系统风电接纳。采用拉丁超立方抽样(LHS)生成风电场景, 并采用同步回代消除法对风电场景削减, 建立考虑风电不确

收稿日期: 2016-09-23

基金项目: 福建省自然科学基金项目(2013J01176)

作者简介: 张艺渊(1991-), 男, 福建籍, 硕士研究生, 研究方向为电力市场与电力系统优化运行;

江岳文(1977-), 女, 湖南籍, 副教授, 博士, 研究方向为风电并网优化运行、电力系统优化运行。

定性情况的日前小时电价优化模型和考虑 IBDR 的风电电力系统调度二层规划模型,采用量子粒子群优化算法对模型进行求解,并用 IEEE30 节点 6 机系统对模型进行验证。

2 考虑日前小时电价优化的风电不确定性调度二层规划模型

2.1 风电场景的生成与削减

本文采用基于 LHS 的风电场景抽样法及同步回代消除法对风电场景削减,具体见文献[10,11]。研究表明风电功率预测误差服从正态分布^[12],风电功率可以表示为:

$$P_{W,t} = P_{F,t} + \zeta_t \quad (1)$$

式中, $P_{W,t}$ 为 t 时刻风电输出功率; $P_{F,t}$ 为 t 时刻风电预测功率; ζ_t 为 t 时刻风电预测误差,假设服从正态分布 $[0, \sigma^2]$ 。

2.2 日前小时电价下需求响应建模

2.2.1 日前小时电价下 PBDR 用户建模

目前对 PBDR 用户建模主要有三类:基于需求弹性理论^[4-6]、用户心理学^[3]以及统计学原理^[8]。本文基于统计学原理进行用户响应建模,根据用户历史负荷数据与电价的关系,拟合用户需求价格曲线函数。用户某时刻负荷量与电价关系可表示为^[13]:

$$P_{act,j,t} = f_j(\rho_t) \quad (2)$$

式中, $P_{act,j,t}$ 为 PBDR 用户 j 在 t 时刻的负荷量; $f_j(\rho_t)$ 为 PBDR 用户 j 的需求价格曲线函数; ρ_t 为 t 时刻电价。

2.2.2 日内 IBDR 用户建模

为促进风电消纳,对 IBDR 的建模考虑双向负荷参与项目,双向负荷既可以减少用电量也可以增加用电量的负荷。为更灵活地调动 IBDR 促进风电消纳,本文 IBDR 用户不要求负荷平衡。用户的补偿分为容量补偿和电量补偿,其中容量补偿固定,电量补偿按照用户报价曲线和实际调用电量计算,用户按阶梯型曲线进行报价,如图 1 所示。

IBDR 的调度模型为:

$$C_{IBDR} = \sum_{d=1}^{Nd} \sum_{t=1}^{24} \sum_{m=1}^M (\rho_{d,m}^+ P_{d,m,t}^+ + \rho_{d,m}^- P_{d,m,t}^-) + \sum_{d=1}^{Nd} C_d P_d^{IBDR} \quad (3)$$

式中, C_{IBDR} 为 IBDR 的调度成本; $\rho_{d,m}^+$ 和 $\rho_{d,m}^-$ 分别为 IBDR 用户 d 分段报价曲线的第 m 段增、减电量报价; $P_{d,m,t}^+$ 和 $P_{d,m,t}^-$ 分别为 IBDR 用户 d 在 t 时刻 m 段

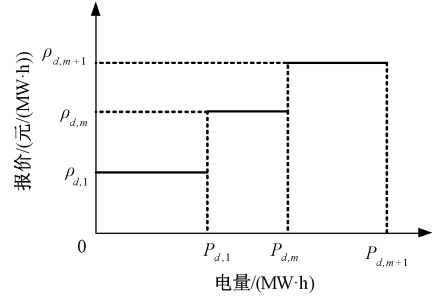


图1 IBDR 用户报价曲线

Fig. 1 IBDR user's quote curve

的增、减电量; C_d 为 IBDR 用户 d 的容量成本; P_d^{IBDR} 为 IBDR 用户 d 所能调用的容量; Nd 为 IBDR 用户总数; M 为 IBDR 申报电量总段数。

2.3 日前小时电价优化促进风电接纳模型

由于改变电价会影响用户的负荷响应量,导致负荷曲线改变,影响经济调度中功率平衡约束,从而影响系统弃风量,使系统等效负荷峰谷差改变。因此本文建立考虑日前小时电价的不确定性风电电力系统二层调度模型,外层为日前小时电价优化模型,内层为日内电力系统经济调度模型。

外层通过日前小时电价改变 PBDR 用户的负荷量,并将改变后的负荷曲线及风电场景引入内层经济调度模型。内层求解出弃风电量、IBDR 用户调用容量与成本、火电机组出力情况与火电机组成本,再将调度结果返回外层,更新日前小时电价。依此反复优化得到最优日前小时电价、最优经济调度结果、IBDR 用户的调用容量与弃风电量。

在考虑风电接纳的系统调度中,等效负荷可以更直观地反应系统中负荷与风电变化趋势。将风电视为负负荷,等效负荷为负荷与风电的差值。

(1) 目标函数

等效负荷峰谷差与弃风出力之和最小:

$$\min(P_{DE,s,\max} - P_{DE,s,\min} + \sum_{t=1}^{24} \sum_{k=1}^{WB} P_{cur,k,t,s}) \quad (4)$$

式中, $P_{DE,s,\max}$ 、 $P_{DE,s,\min}$ 分别为场景 s 下系统日等效负荷最大值与最小值,等效负荷计算如式(5)所示; $P_{cur,k,t,s}$ 为风电场 k 在场景 s 下 t 时刻的弃风功率; WB 为风电场数量。

$$P_{DE,t,s} = P_{DG,t,s} + \sum_{j=1}^{DM} P_{act,j,t,s} - \sum_{k=1}^{WB} P_{W,k,t,s} \quad (5)$$

式中, $P_{DE,t,s}$ 为系统在场景 s 下 t 时刻的等效负荷; $P_{DG,t,s}$ 为系统在场景 s 下 t 时刻的固定负荷量; $P_{act,j,t,s}$ 为 PBDR 用户 j 在场景 s 下 t 时刻响应后的负

荷量; DM 为 PBDR 用户数量; $P_{W,k,t,s}$ 为风电场 k 在场景 s 下 t 时刻的出力。

此目标函数意义在于考虑电网弃风情况下使电网等效负荷峰谷差最小, 用电价引导 PBDR 用户在系统弃风时刻增加用电, 通过优化日前小时电价得到最优 PBDR 用户响应负荷量, 促进风电接纳。

在风电多场景情况下, 会得到多条日前小时电价曲线, 本文采用综合场景概率的方法得到最终的日前小时电价:

$$\rho_{F,t} = \sum_{s=1}^{S_N} p_s \rho_{t,s} \quad (6)$$

式中, $\rho_{F,t}$ 为最终的日前小时电价; p_s 为场景 s 的概率; S_N 为场景总数; $\rho_{t,s}$ 为场景 s 下 t 时刻日前小时电价。

(2) 约束条件

1) 电价上下限约束:

$$\rho_{t,\min} < \rho_{t,s} < \rho_{t,\max} \quad (7)$$

式中, $\rho_{t,\max}$ 、 $\rho_{t,\min}$ 分别为 t 时刻电价的上下限。

2) 每小时最大最小需求响应约束:

$$P_{\text{act},j,\min,t} < P_{\text{act},j,t,s} < P_{\text{act},j,\max,t} \quad (8)$$

式中, $P_{\text{act},j,\max,t}$ 、 $P_{\text{act},j,\min,t}$ 分别为 PBDR 用户 j 在 t 时刻的负荷量上下限。

3) PBDR 用电调整速率约束:

$$\begin{cases} P_{\text{act},j,t-1,s} - P_{\text{act},j,t,s} \leq \Delta P_{\text{act},j,\text{down}} \\ P_{\text{act},j,t,s} - P_{\text{act},j,t-1,s} \leq \Delta P_{\text{act},j,\text{up}} \end{cases} \quad (9)$$

式中, $\Delta P_{\text{act},j,\text{up}}$ 、 $\Delta P_{\text{act},j,\text{down}}$ 分别为 PBDR 用户 j 的上、下爬坡限制。

4) PBDR 购电成本约束:

$$\sum_{t=1}^{24} \rho_{t,s} P_{\text{act},j,t,s} \leq \sum_{t=1}^{24} \alpha_j \rho_{\text{before_sell},t} P_{0,j,t} \quad (10)$$

式中, α_j 为 PBDR 用户 j 所节约的电费比例; $\rho_{\text{before_sell},t}$ 为优化前 t 时刻电价; $P_{0,j,t}$ 为 PBDR 用户 j 在优化前 t 时刻电价下的负荷。

5) 用户用电平衡约束:

$$\sum_{t=1}^{24} P_{\text{act},j,t,s} = \sum_{t=1}^{24} P_{0,j,t} \quad (11)$$

2.4 考虑需求响应的含不确定性风电电力系统调度促进风电接纳模型

(1) 目标函数

火电机组发电成本、风电场弃风成本与 IBDR 用户调用成本最小:

$$\min \sum_{s=1}^{S_N} \left\{ \sum_{t=1}^{24} p_s \left[\sum_{i=1}^{GS} (a_{G,i} P_{G,i,t,s}^2 + b_{G,i} P_{G,i,t,s} + c_{G,i}) + \right. \right.$$

$$\left. \sum_{k=1}^{WB} \beta_{W,k} P_{\text{cur},k,t,s} \right] + C_{\text{IBDR}} \} \quad (12)$$

式中, $a_{G,i} P_{G,i,t,s}^2 + b_{G,i} P_{G,i,t,s} + c_{G,i}$ 为火电发电成本函数, $a_{G,i}$ 、 $b_{G,i}$ 、 $c_{G,i}$ 为火电机组 i 的发电成本系数; $P_{G,i,t,s}$ 为火电机组 i 在场景 s 下 t 时刻的出力; $\beta_{W,k}$ 为风电场 k 的弃风成本; GS 为火电机组数量。

此目标函数意义在于所有场景下的总期望成本最低。弃风成本作为惩罚项, 让系统在保证经济性的前提下, 使风电接纳最大。

(2) 约束条件

1) 功率平衡约束:

$$\sum_{i=1}^{GS} P_{G,i,t,s} + \sum_{k=1}^{WB} P_{W,k,t,s} = P_{\text{DG},t} + \sum_{j=1}^{DM} P_{\text{act},j,t,s} + \sum_{d=1}^{Nd} P_{d,m,t,s} \quad (13)$$

2) 火电机组输出功率上下限约束:

$$P_{G,i,\min} < P_{G,i,t,s} < P_{G,i,\max} \quad (14)$$

式中, $P_{G,i,\max}$ 、 $P_{G,i,\min}$ 分别为火电机组 i 的出力上下限。

3) 火电机组爬坡约束:

$$\begin{cases} P_{G,i,t-1,s} - P_{G,i,t,s} \leq \Delta P_{G,i,\text{down}} \\ P_{G,i,t,s} - P_{G,i,t-1,s} \leq \Delta P_{G,i,\text{up}} \end{cases} \quad (15)$$

式中, $\Delta P_{G,i,\text{up}}$ 、 $\Delta P_{G,i,\text{down}}$ 分别为火电机组 i 的上、下爬坡限制。

4) 正负旋转备用约束:

$$\begin{cases} P_{G,i,t,s} + R_{\text{up},i,t,s} \leq P_{G,i,\max} \\ P_{G,i,t,s} - R_{\text{down},i,t,s} \geq P_{G,i,\min} \end{cases} \quad (16)$$

式中, $R_{\text{up},i,t,s}$ 、 $R_{\text{down},i,t,s}$ 分别为火电机组 i 在场景 s 下 t 时刻的正负旋转备用容量。

5) IBDR 用户用电约束:

$$\begin{cases} 0 < P_{d,m,t}^+ < P_{d,m,t,\max}^+ \\ 0 < P_{d,m,t}^- < P_{d,m,t,\max}^- \end{cases} \quad (17)$$

式中, $P_{d,m,t,\max}^+$ 、 $P_{d,m,t,\max}^-$ 分别为 IBDR 用户的分段报价曲线第 m 段电量增、减上限。

3 基于量子粒子群算法的模型求解

首先生成大量风电场景并进行风电场景的削减, 然后求解双层规划模型。外层优化变量为日前小时电价, 内层优化变量为火电机组出力和 IBDR 调用电量, 内外层都采用量子粒子群算法进行优化。最终得到多场景风电不确定性情况下的火电机组出力及发电成本、IBDR 用户调用电量及成本、弃风电量和最优日前小时电价。简化流程图如图 2 所示。

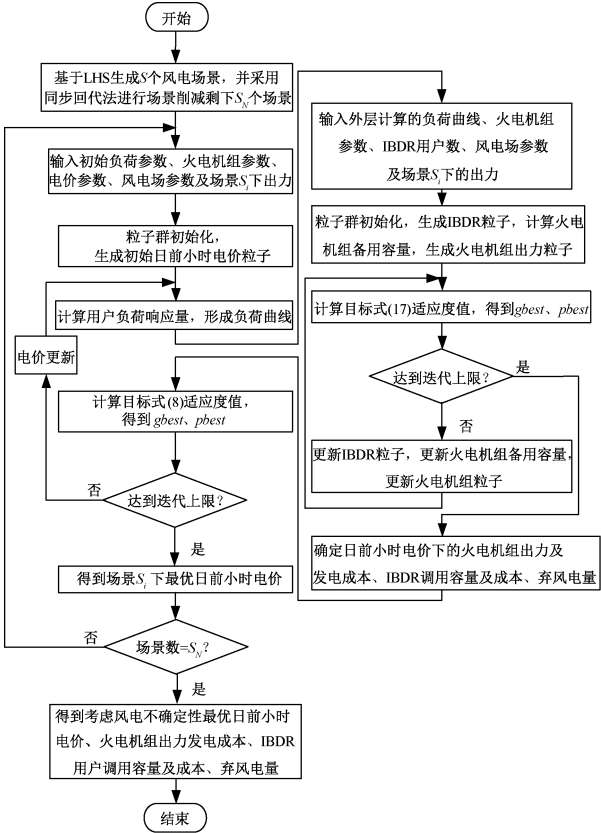


图2 流程图
Fig. 2 Flow chart

4 算例

4.1 参数设置

算例采用 IEEE30 节点 6 机系统,火电机组参数如表 1 所示。正负旋转备用取负荷响应后的 10% 与风电功率的 15% 之和,按机组额定功率大小分摊到每台机组。在 7 节点接入一个风电场,24h 风电功率预测与负荷预测如图 3 所示。

表 1 火电机组参数
Tab. 1 Thermal unit parameters

机组	出力 上限/下限/ MW	出力 MW	爬坡 速率/ (MW/h)	a/ (元/ (MW) ² ·h))	b/ (元/ (MW·h))	c/ (元/ h)
1	300	90	400	0.027	36.32	484.3
2	100	30	120	0.038	38.30	229.1
3	60	18	50	0.442	40.39	231.4
4	55	17	60	0.094	41.30	209.9
5	50	15	50	0.093	40.56	200.0
6	60	18	60	0.095	39.86	220.7

PBDR 用户响应数占每小时负荷的 10%^[14],集成 3 个负荷聚合商,比例占总负荷的 0.03、0.03、

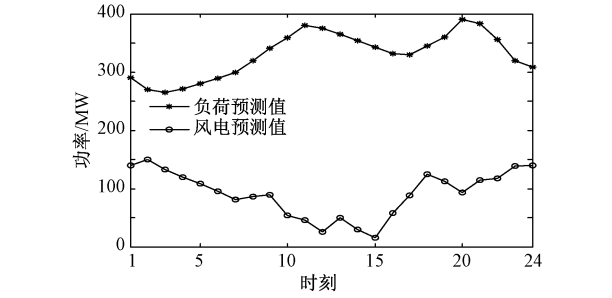


图3 风电功率预测与负荷预测图
Fig. 3 Wind power prediction and load prediction

0.04,需求价格曲线参考文献[3],参数如表 2 所示,爬坡速率都取为 30MW/h。假设优化前的电价为单一销售电价 $\rho_{\text{before_sell}} = 0.630$ 元/(kW·h), $\rho_{\text{max}} = 0.945$ 元/(kW·h), $\rho_{\text{min}} = 0.315$ 元/(kW·h)。IBDR 用户集成两个负荷聚合商,报价曲线如图 4 所示,增减电量在相同区间内的价格一致。IBDR 负荷聚合商 1 和 2 的每小时增减电量上限分别为 $\pm 20\text{MW}$ 和 $\pm 30\text{MW}$,容量价格取对应报价区间电量价格的 10%。

表 2 PBDR 负荷聚合商参数
Tab. 2 Load aggregator parameters

负荷聚合商	需求-价格曲线函数	响应 上限	响应 下限
1	$P_{\text{act},1,t} = 3P_{0,1,t} - 2 \frac{P_{0,1,t}}{\rho_{\text{before_sell},t}} \rho_t$	$3P_{0,1,t}$	$P_{0,1,t}/2$
2	$P_{\text{act},2,t} = 4P_{0,2,t} - 3 \frac{P_{0,2,t}}{\rho_{\text{before_sell},t}} \rho_t$	$3P_{0,2,t}$	$P_{0,2,t}/2$
3	$P_{\text{act},3,t} = 5P_{0,3,t} - 4 \frac{P_{0,3,t}}{\rho_{\text{before_sell},t}} \rho_t$	$4P_{0,3,t}$	$P_{0,3,t}/3$

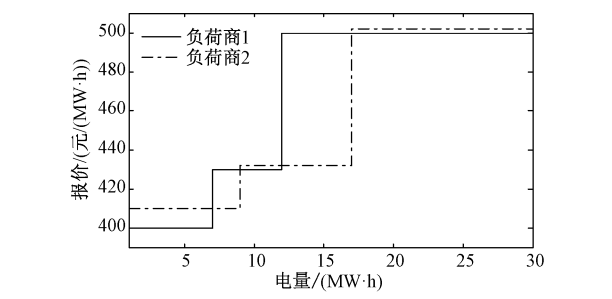


图4 IBDR 负荷聚合商报价曲线
Fig. 4 IBDR load aggregator quote curve

为比较不同 DR 调度模式的区别,将 DR 调度分为 4 种模式,如表 3 所示。取 $\sigma = 0.05P_{F,t}$, $\beta_w = 600$ 元/(MW·h), $\alpha_i = 0.9$,采用 LHS 生成 2000 个风电场景,并采用同步回代法削减剩下 10 个风电场景。风电场景削减结果如图 5 所示。

表 3 不同 DR 调度模式

Tab. 3 Different DR scheduling mode

模式	调度方式
1	无
2	仅有 IBDR 参与调度
3	仅有 PBDR 参与调度
4	PBDR 和 IBDR 同时参与调度(本文模型)

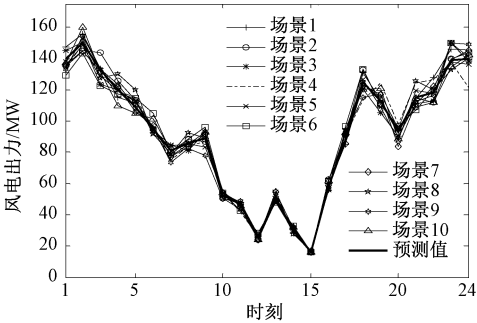


图 5 风电场景削减结果

Fig. 5 Wind power scenarios reduction results

4.2 结果分析

表 4 为 4 种调度模式下考虑风电不确定性情况的调度结果、火电发电成本和弃风情况、用户购电成本变化情况。可以看出,在负荷低谷时火电机组下备用容量不足,此时风电可发电量多,导致弃风,本章模型中的 PBDR 与 IBDR 的调用能够使弃风减少。模式 2 仅 IBDR 用户参与调度时,火电机组成本略有变化,弃风量大大减少,等效负荷峰谷差也减少。模式 3 仅 PBDR 用户参与调度时,在日前小时电价优化实施后,火电发电成本降低,风电场弃风电量减少,风电接纳增加显著,用户购电成本降低,等效负荷峰谷差降低。模式 4 两类用户同时参与调度时使弃风电量大大减小,等效负荷峰谷差也进一步降低,同时在 PBDR 用户参与后,IBDR 用户的调用量与调度成本相对仅有 IB-DR 用户参与时减少,PBDR 与 IBDR 联动能够提高系统调度的经济性。

IBDR 用户参与调度时,本文模型强调弃风和经济性带来的影响,因为 IBDR 调用价格较为高昂,IBDR 用户调度经济性不如火电机组,在火电充裕的时刻优先调度火电机组;在发生弃风时刻,IBDR 调度成本小于弃风惩罚,此时尽可能地调用 IBDR 用户,促进风电接纳。因为低谷负荷增加,系统等效峰谷差减少,备用量与负荷量正相关,系统备用量随之增加。

表 4 不同调度模式调度结果

Tab. 4 Different scheduling mode results

	模式 1	模式 2	模式 3	模式 4
火电发电成本/万元	169.00	169.30	164.06	163.80
弃风电量/(MW·h)	291.94	143.10	98.28	20.34
备用容量/MW	1126.46	1142.39	1125.43	1132.80
PBDR 购电成本/万元	504.48	504.48	494.03	494.03
IBDR 调用成本/万元	0	7.91	0	4.05
IBDR 调用量/MW	0	168.10	0	87.87
等效负荷峰谷差/MW	231.14	205.97	174.33	147.83

PBDR 用户参与日前小时电价优化时,日前小时优化电价如图 6 所示,4 种调度模式的等效负荷曲线如图 7 所示。从图 6 和图 7 可以看出,日前小时电价在低谷时低,其余时段电价较高。因为目标函数中强调了风电弃风的影响,低谷时期弃风严重,需要降低电价引导负荷转移至低谷时刻,使风电接纳增加;而风电完全接纳的其他时刻,日前小时电价更多地起到削峰和转移负荷的目的。从图 7 还可以看出,DR 用户调度后的等效负荷的峰谷差小于没有 DR 参与的等效负荷峰谷差,说明 PBDR 用户参与的日前小时电价优化与 IBDR 用户参与经济调度能够使负荷曲线更加平稳。

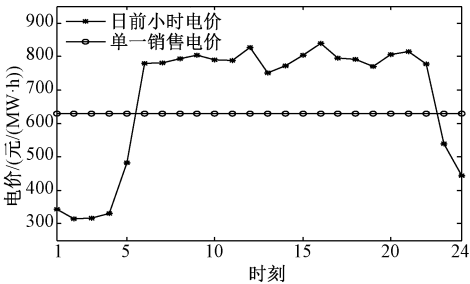


图 6 日前小时优化电价

Fig. 6 Optimization of day-ahead price

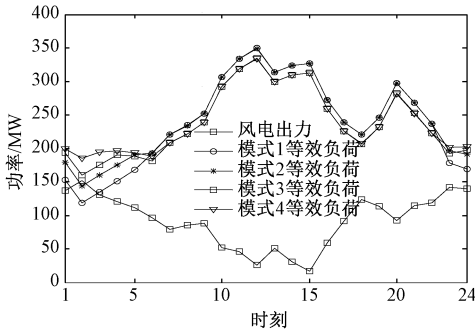


图 7 等效负荷比较

Fig. 7 Equivalent load comparison

模式 3 与模式 4 相比 PBDR 调度成本相同是因

为 IBDR 参与经济调度是在 PBDR 调度结果已经确定的基础上进行的。在风电场景以及 PBDR 调度结果已知的情况下,IBDR 用户和火电机组所需调度的负荷总量确定,由于 IBDR 的经济性不如火电机组,仅在弃风时刻调度 IBDR 用户,只是在原有经济调度基础上的补充。所以 IBDR 用户调度对模型的影响与仅有 PBDR 时的经济调度对模型的影响一致,IBDR 用户加入后对日前小时电价的优化没有影响,这从模式 1 与模式 2 仅有 IBDR 调度时的 PBDR 购电成本对比中也可以直观地看出。图 8 为模式 4 中 IBDR 用户在不同场景的调用容量。从图 8 可以看出,IBDR 调度的作用更多地体现在平衡不同风电场景中风电的波动。

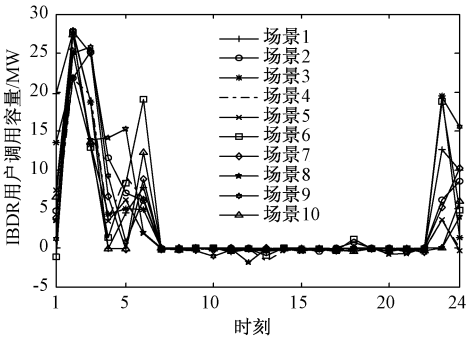


图 8 模式 4 中 IBDR 用户在不同场景的调用容量
Fig. 8 IBDR user's dispatch capacity in different scenarios in mode 4

从表 4、图 6 ~ 图 8 可见,本文所提模型中基于日前小时电价的 PBDR 与 IBDR 用户联合调度可以有效促进风电接纳,引导用户削峰填谷,并使用户的效益增加,火电发电成本降低。

4.3 影响因素分析

4.3.1 日前小时电价与峰谷电价的比较

为比较日前小时电价对 PBDR 调整的灵活性,用峰谷电价与单一电价进行对比。峰谷电价参数如表 5 所示,单一电价为 0.63 元/(kW·h)。单一电价、峰谷电价与日前小时电价调度结果如表 6 所示,等效负荷曲线对比如图 9 所示。

表 5 峰谷电价参数

Tab. 5 Time of use parameters		
时段	价格/ (元/(kW·h))	
峰	10:00 ~ 12:00, 16:00 ~ 22:00	0.945
平	8:00 ~ 10:00, 23:00 ~ 24:00, 12:00 ~ 16:00	0.630
谷	0:00 ~ 8:00	0.315

表 6 不同电价模式的调度结果

Tab. 6 Scheduling results comparison with different price	单一电价	峰谷 电价	日前小时 电价
火电发电成本/万元	169.00	166.60	163.80
弃风电量/(MW·h)	143.10	34.26	20.34
PBDR 购电成本/万元	504.48	501.50	494.03
IBDR 调用成本/万元	7.91	4.47	4.05
IBDR 调用量/MW	168.10	95.74	87.87
等效负荷峰谷差/MW	205.97	150.14	147.83

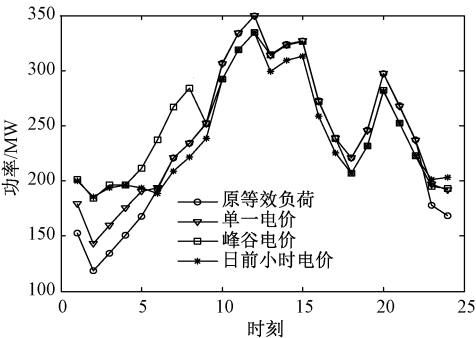


图 9 等效负荷曲线比较
Fig. 9 Equivalent load comparison

从表 6 可以看出,单一电价、固定时段峰谷电价与本文日前小时电价模型相比,日前小时电价引导 PBDR 用户火电发电成本更低、弃风电量更少、用户购电成本更低、调用的 IBDR 用户负荷更少、IBDR 调用量更少、等效负荷差也略低一些。从图 9 也可以看出,本文日前小时电价模型引导用户的负荷曲线变化相比峰谷电价更贴近于原先的等效负荷曲线,用户转移负荷更平稳,对用户 24h 的生产计划调整影响更小。可见本文提出的日前小时电价比固定时段峰谷电价对 PBDR 用户的调度更灵活,可以有效地跟随弃风情况进行调整,而且调度结果相比峰谷电价可使用户、火电机组和售电公司都提升效益。

4.3.2 风电预测误差对调度模型的影响

为讨论风电预测误差对调度模型的影响,分别将 σ 设置为 $0.05P_{F,t}$ 、 $0.10P_{F,t}$ 和 $0.15P_{F,t}$ 。调度结果如表 7 所示。从表 7 可以看出,随着风电预测误差增大,火电机组发电成本上升,弃风电量增加,备用电量增加,PBDR 用户购电成本基本不变,但 IBDR 用户调用量增加,IBDR 用户调度成本增加,等效负荷峰谷差增加。原因是风电预测误差增加,风电预测的偏移量增大,IBDR 用户需要调度更多负荷以平衡风电的偏移量,所以 IBDR 用户的调度量增加,IBDR 用户调度成本也增加,风电预测偏移量增

表 7 不同风电预测误差调度结果对比
Tab.7 Scheduling results comparison with
different wind prediction errors

σ	$0.05P_{F,t}$	$0.10P_{F,t}$	$0.15P_{F,t}$
火电发电成本/万元	163.80	164.12	164.45
弃风电量/(MW·h)	20.34	25.24	44.92
备用容量/MW	1132.80	1135.15	1136.87
PBDR 购电成本/万元	494.03	494.24	494.17
IBDR 调用成本/万元	4.05	4.59	4.9
IBDR 调用量/MW	87.87	98.33	105.02
等效负荷峰谷差/MW	147.83	149.53	153.36

表 8 不同 PBDR 购电成本与 IBDR 用户报价时的调度结果

	PBDR 用户购电成本占优化前比例			IBDR 用户报价比例		
	0.88	0.9	0.95	0.8	1	1.2
火电发电成本/万元	163.78	163.80	163.94	163.78	163.80	163.60
弃风电量/(MW·h)	19.66	20.34	19.67	4.00	20.34	88.91
备用容量/MW	1132.87	1132.80	1130.12	1135.15	1132.80	1126.61
PBDR 购电成本/万元	493.04	494.03	495.12	494.03	494.03	494.03
IBDR 调用成本/万元	4.27	4.05	3.79	4.20	4.05	0.6
IBDR 调用量/MW	92.67	87.87	82.01	107.26	87.87	10.94
等效负荷峰谷差/MW	147.23	147.83	146.92	143.61	147.83	171.26

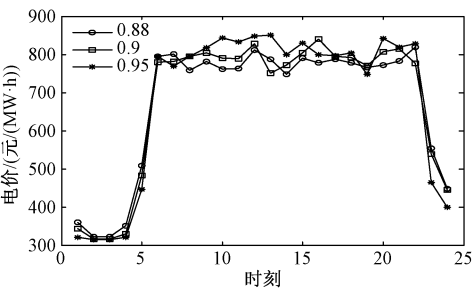


图 10 PBDR 用户购电成本节约量对
日前小时电价的影响

Fig.10 Influence of day-ahead price with PBDR
user's purchase cost savings

从表 8 和图 10 可以看出,随着 PBDR 用户购电成本节约量增加,日前小时电价高峰时下降,低谷时上升,PBDR 用户的购电成本下降,火电机组发电成本基本不变,IBDR 用户调用量增加以及 IBDR 调度成本增加。原因是日前小时电价的实施使 PBDR 用户节约的购电成本越多,日前小时电价高峰时总体价格越低,此时由于负荷平衡限制,低谷时日前小时电价上升,转移负荷量减少,火电机组下调峰容量不足,低谷时期需要调度更多的 IBDR 用户使弃风减

大也导致等效负荷峰谷差变大。而日前小时电价在风电预测偏移量增大时,可以根据风电偏移量灵活调整,使 PBDR 用户节约的电费趋于一致,所以 PBDR 用户购电成本基本不变。

4.3.3 PBDR 购电成本与 IBDR 用户报价对模型的影响

为讨论 PBDR 用户购电成本与 IBDR 用户报价对模型的影响,分别设置 PBDR 用户购电成本为优化前的 0.88、0.9 和 0.95;IBDR 用户的报价为基础报价的 0.8、1、和 1.2 倍。调度结果如表 8 所示。PBDR 用户节约用电比例不同日前小时电价比较如图 10 所示。

少,因此火电发电成本基本不变,IBDR 用户的调用成本增加。

从表 8 还可以看出,随着 IBDR 用户报价升高,IBDR 用户调用量减少,IBDR 调用成本降低,等效负荷峰谷差升高,弃风电量增加,系统备用容量减少。原因是 IBDR 用户报价越高,系统调用 IBDR 用户的经济性越低,所以 IBDR 用户的调用量越少,IBDR 的调用成本也越少,系统负荷量越少,备用量也越少,弃风电量越多,等效负荷峰谷差也越大。

5 结论

本文研究风电不确定性情况下的日前小时电价优化和计及多种需求响应的风电电力系统调度对风电接纳的影响,主要的研究工作和结论如下:

- (1) 提出 PBDR 用户参与的考虑风电不确定性下日前小时电价优化模型和考虑 IBDR 用户的含风电电力系统调度二层规划模型。
- (2) 对于风电不确定性,采用 LHS 生成风电场景,采用同步回代法对风电场景进行削减。以 IEEE30 节点 6 机系统与一个风电场对所提模型进

行验证,算例结果表明本文所提模型 PBDR 用户与 IBDR 用户联合调度可以有效促进风电接纳,引导用户削峰填谷,并使用户效益增加,火电发电成本降低。

(3) 比较了不同调度模式、单一电价、峰谷电价与日前小时电价、风电预测误差及 PBDR 用户成本与 IBDR 用户报价对调度结果产生的影响。结果表明两种 DR 共同参与调度时负荷曲线更加平稳,IBDR 调度的作用更多地体现在平衡不同风电场景中风电的波动。日前小时电价相比单一电价和峰谷电价的调整更加灵活,可以有效地跟随弃风情况进行调整,而且调度结果相比峰谷电价可使用户、火电机组和电网公司都提升效益。风电预测误差增大会使 IBDR 用户调用量增加,IBDR 用户调度成本增加,等效负荷峰谷差增大。

参考文献 (References):

- [1] 刘小聪,王蓓蓓,李扬,等 (Liu Xiacong, Wang Beibei, Li Yang, et al.). 计及需求侧资源的大规模风电消纳随机机组组合模型 (Stochastic unit commitment model for high wind power integration considering demand side resources) [J]. 中国电机工程学报 (Proceedings of the CSEE), 2015, 35 (14): 3714-3723.
- [2] 王冬容 (Wang Dongrong). 价格型需求侧响应在美国的应用 (Application of price-based demand side response in the U. S. A.) [J]. 电力需求侧管理 (Power Demand Side Management), 2010, 12 (1): 74-77.
- [3] 鞠立伟,秦超,吴鸿亮,等 (Ju Liwei, Qin Chao, Wu Hongliang, et al.). 计及多类型需求响应的风电消纳随机优化调度模型 (Wind power accommodation stochastic optimization model with multi-type demand response) [J]. 电网技术 (Power System Technology), 2015, 39 (7): 1839-1846.
- [4] 杨丽君,李健强,李学平,等 (Yang Lijun, Li Jianqiang, Li Xueping, et al.). 考虑需求响应的含风电电力系统日前经济调度 (Day-ahead dispatching for wind power integrated system considering demand response) [J]. 电工电能新技术 (Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy), 2015, 34 (11): 29-36.
- [5] 刘小聪,王蓓蓓,李扬,等 (Liu Xiacong, Wang Beibei, Li Yang, et al.). 智能电网下计及用户侧互动的发电日前调度计划模型 (Day-ahead generation scheduling model considering demand side interaction under smart grid paradigm) [J]. 中国电机工程学报 (Proceedings of the CSEE), 2013, 33 (1): 30-38.
- [6] 高赐威,梁甜甜,李扬,等 (Gao Ciwei, Liang Tiantian, Liyang, et al.). 节能发电调度下基于虚拟机组的日前负荷调度模型 (Model of day-ahead load scheduling based on virtual generator unit in energy-saving power generation dispatching) [J]. 中国电机工程学报 (Proceedings of the CSEE), 2014, 34 (22): 3691-3699.
- [7] 何星晔,王磊,张珺琿 (He Xingye, Wang Lei, Zhang Junhui). 考虑日前小时电价的含风电电力系统调度模型研究 (Dispatch model of wind integrated power systems considering day-ahead hourly varying price) [J]. 电力需求侧管理 (Power Demand Side Management), 2014, 16 (1): 15-20.
- [8] 傅利,周步祥,王小红,等 (Fu Li, Zhou Buxiang, Wang Xiaohong, et al.). 计及用户侧响应的含风电电力系统清洁经济调度 (Environment-friendly and economic dispatch with wind farms integration and demand response) [J]. 电力系统及其自动化学报 (Proceedings of the CSU-EPSSA), 2014, 26 (12): 74-79.
- [9] 别朝红,胡国伟,谢海鹏,等 (Bie Zhaohong, Hu Guowei, Xie Haipeng, et al.). 考虑需求响应的含风电电力系统的优化调度 (Optimal dispatch for wind power integrated systems considering demand response) [J]. 电力系统自动化 (Automation of Electric Power Systems), 2014, 38 (13): 115-120.
- [10] 马溪原 (Ma Xiyuan). 含风电电力系统的场景分析方法及其在随机优化中的应用 (Scenario analysis and stochastic programming of wind-integrated power systems) [D]. 武汉: 武汉大学 (Wuhan: Wuhan University), 2014.
- [11] Razali N M M, Hashim A H. Backward reduction application for minimizing wind power scenarios in stochastic programming [A]. 4th International Power Engineering and Optimization Conference [C]. 2010. 430-434.
- [12] Tewari S, Geyer C J, Mohan N. A statistical model for wind power forecast error and its application to the estimation of penalties in Liberalized markets [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26 (4): 2031-2039.
- [13] 黄永皓,康重庆,李晖,等 (Huang Yonghao, Kang Chongqing, Li Hui, et al.). 用电需求曲线建模及其应用 (The model of electricity demand curve and its applications) [J]. 电工电能新技术 (Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy), 2004, 23 (1): 29-33.
- [14] Jin S, Botterud A, Ryan S M. Impact of demand response on thermal generation investment with high wind penetration [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2013, 4 (4): 2374-2383.

Research on promoting wind power accommodation with multi-type demand response and day-ahead hourly price optimization

ZHANG Yi-yuan , JIANG Yue-wen

(College of Electrical Engineering and Automation, Fuzhou University, Fuzhou 350108, China)

Abstract: With the development of the economy, the peak valley load difference is bigger and bigger. The lack of system peak regulation capacity has become one of the main reasons for restricting the wind acceptance level. Price signals can guide user's behavior to slow down the system load pressure. This paper puts forward day-ahead price optimization and scheduling with incentive-based demand response bi-level programming model considering demand response in the circumstance of uncertain wind power. Latin hypercube sampling is used to generate a large number of wind power scenarios, and simultaneous backward reduction is used to reduce the number of scenarios. The case verifies that the model put forward in this paper can peak load shifting and increase the wind accommodation, and reduce the thermal power generation cost and user electricity purchasing cost. In addition, some influences of different scheduling mode, time of use and day-ahead price, wind power prediction error, price-based users' cost and incentive-based users' quote price on scheduling results are discussed.

Key words: day-ahead hourly price; demand response; wind accommodation; economic dispatch; bi-level programming