

计及预测偏差的光伏消纳多时间尺度调度研究

宋 阳¹, 张静页¹, 王 磊¹, 佟晓宁²

(1. 东南大学电气工程学院, 江苏 南京 210096; 2. 国网辽宁省电力有限公司, 辽宁 沈阳 110004)

摘要:考虑光伏发电预测具有不确定性的特点,从电力市场环境下的售电商角度出发,利用蓄电池、空调需求响应资源消纳和跟踪光伏发电,在保证经济性且光伏发电预测值的偏差有足够的需求侧资源消纳的条件下,建立了多时间尺度调度模型。在日前调度中采用机会约束考虑光伏预测偏差,转化为确定性等价条件求解,日内调度中以调整量最小和不平衡量最小为双目标对光伏发电进行跟踪。仿真结果表明,在日前调度中考虑光伏预测偏差可以有效改善新能源的消纳情况,提高售电商收益,置信水平越高,光伏跟踪情况越好,实际日收益与日内调度成本有关。

关键词:光伏预测偏差; 多时间尺度调度; 售电商; 机会约束

中图分类号: TM734

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2018)01-0058-07

0 引言

分布式光伏发电正得到越来越广泛的应用,储能可以破解能源生产和消费不同步的问题,使能源在时间和空间上具有可平移性^[1],减少新能源的随机性并提高其可调性^[2]。集中控制的空调负荷是当前研究最多的需求响应资源,调度方式灵活,可以将其纳入到常态化的电力系统调度运行中^[3-4]。

考虑用户侧可再生能源发电量小的特点,通过售电商与大电网产生经济和技术上的联系将是其最经济、最有效的运营模式^[5]。另外,售电商可以通过提供创新的需求响应服务,吸引并整合更多居民用户参与,以形成规模可观的需求响应资源^[6-7]。

消纳新能源发电的间歇性主要有2种途径,一是研究间歇式电源的高精度预测方法,减少预测误差;二是在计及可再生能源概率及误差的基础上优化发电计划^[8-10]。文献[11]设计了一种多时间尺度协调有功调度系统,充分利用较短时间尺度内更为准确的风电信息,从而提高系统运行的经济性和安全性。文献[12]将光伏发电出力处理成随机变量,采用机会约束建立优化控制模型,可以较好地跟踪计划出力曲线。这些研究均从系统稳定性和安全性角度出发,并没有在售电开放环境下从售电商角度出发,考虑购售电业务和需求响应服务的协调关系。

在售电开放环境下,从售电商角度展开研究,利用蓄电池、空调需求响应资源消纳和跟踪光伏发

电,建立了多时间尺度调度模型,在日前调度中以机会约束考虑光伏预测偏差,日内调度跟踪光伏预测偏差,并进行了仿真,研究了置信水平不同时的调度情况。

1 多时间尺度调度策略

1.1 售电商多时间尺度调度策略

售电商采用蓄电池作为储能设备,以消纳新能源发电出力,在最大化自身收益的同时应能满足居民用户的用电需求,响应系统调峰需求。售电商的内涵及功能如图1所示。

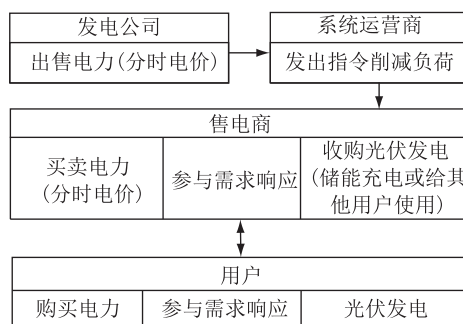


图1 售电商的内涵及功能

Fig.1 The essence and function of power supplier

售电商可以引导居民用户主动追踪清洁能源发电出力,结合用户的能源模块“自发自用、余量上网”的模式,实现系统的双侧协调优化、双向自适应过程^[13]。考虑光伏预测偏差,采用多时间尺度协调调度的策略如图2所示。

1.2 光伏预测偏差的消纳资源

光伏板 t 时刻的实际出力与太阳辐射强度、光伏板温度等因素有关^[14]。将光伏预测误差分布假设为正态分布,在时间轴上的均值即期望值为

收稿日期:2017-09-20;修回日期:2017-10-15

基金项目:国家高技术研究发展计划(863计划)资助项目(2015AA050401)

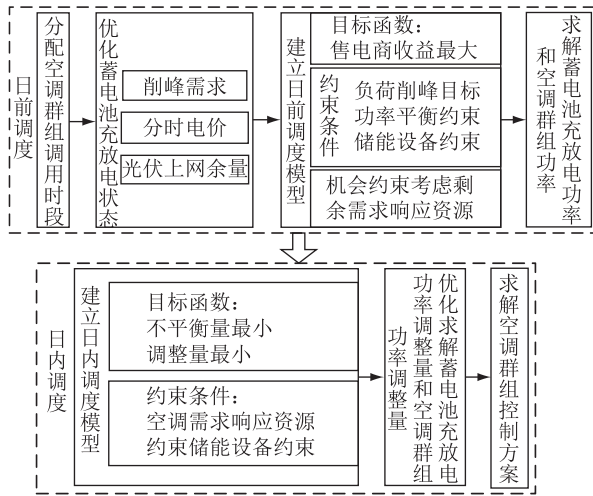


图2 多时间尺度协调调度策略

Fig.2 Multi-time scale coordinated scheduling strategy
 $0^{[15]}$ 。光伏预测功率误差 ΔP_{PVi} 的概率密度函数如下:

$$f(\Delta P_{PVi}) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_{PVi}} e^{-\frac{\Delta P_{PVi}^2}{2\sigma_{PVi}^2}} \quad (1)$$

式中: σ_{PVi}^2 为光伏预测方差。

日内预测值与日前预测值的偏差通过调节蓄电池的充放电功率和空调需求响应资源进行消纳,根据置信水平在日前调度计划中预留备用资源。

在日前调度时优化空调群组出力大小,日内调度时为消纳光伏发电预测值变化进一步进行优化,根据日内调度结果制定空调群组的控制方案。

在日内调度时,改变充放电功率即可消纳预测偏差。为消纳光伏预测偏差而在日前调度中调整的柔性备用资源为 $Q_{reserve}$,如图3中1—5号斜线部分所示。1号为充电时段蓄电池电量未满足,为预留光伏预测值变大,调整充电功率小于最大充电功率的区间;2号为充电时段蓄电池可快速充至满电,为预留光伏预测值变小,调整蓄电池缓慢充电的区间;3号为放电时段,蓄电池电量为0,预留光伏预测值变大,预留空调控制组可调用的功率;4号为放电时段,蓄电池电量较大,但为预留光伏预测值变小,调整放电功率小于最大放电功率的区间;5号为放电时段,蓄电池电量可快速放为0,为预留光伏预测值变大,调整蓄电池缓慢放电的区间。

1.3 分配空调群组调用时段

根据天气状况和空调群组的运行情况,空调群组在全天不同时段的需求响应潜力不同^[16-18]。按如下原则进行空调群组的调用时段分配:空调群组优先参与系统削峰,再在光伏发电较大时段参与消纳光伏预测偏差。先分配系统有削峰需求的时段需调用的空调群组,分配的空调群组潜力应大于削

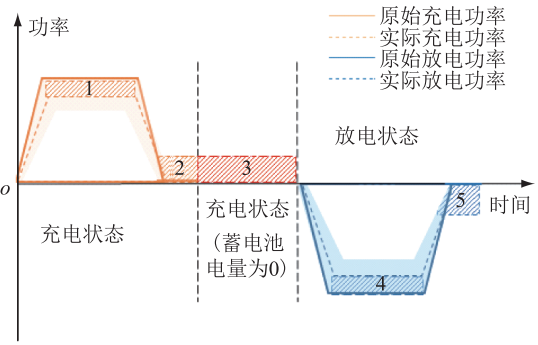


图3 预留的备用资源及实际调整的出力

Fig.3 Standby reserved resources and the actual adjustment of the output

峰需求减去蓄电池最大放电功率;再优先在光伏发电较大的时段分配剩余空调群组中需求响应潜力最大的一组。

1.4 优化蓄电池充放电状态

采用单位电量调度费用考虑蓄电池的投资维护成本。系统有削峰需求,蓄电池放电;非峰时段,光伏余量优先给蓄电池充电;峰时段,光伏余量优先给其他用户使用;上网电量大于其他用户负荷时,蓄电池处于充电状态;上网电量小于其他负荷时,则蓄电池放电给其他用户使用。

2 计及光伏预测偏差多时间尺度调度模型

2.1 日前调度

日前调度求解的变量为各时段蓄电池的充放电功率和空调群组的出力。

2.1.1 调度目标

日前调度的目标为售电商收益 B_p 最大,目标函数为 $\max B_p$ 。售电商的收益由出售给所有居民用户的电能收入和响应系统削峰得到的补偿减去从发电公司购买电能的成本、向用户支付的光伏上网电费、给用户参与需求响应的补偿、蓄电池的调度费用组成,收益模型如式(2)所示。

$$B_p = \sum_{t=1}^T \{ p_s [P_1(t) - P_{pvzy}(t) - P_c(t)] \Delta t + p_{bsys} P_{goal}(t) \Delta t - p_1 [P_1(t) - P_{pvzy}(t) - P_{pvuse}(t) - P_c(t) - \delta_{dis}(t) P_{dis}(t)] \Delta t - p_2 [P_{pvuse}(t) + \delta_{ch}(t) P_{ch}(t)] \Delta t - p_b | P_c(t) | \Delta t - p_{bat} [\delta_{ch}(t) P_{ch}(t) + \delta_{dis}(t) P_{dis}(t)] \Delta t \} \quad (2)$$

式中: T 为时段集合; p_s 为售电商售电价格; $P_1(t)$ 为第 t 时段所有用户没有参与需求响应时的负荷; $P_{pvzy}(t)$ 为拥有光伏发电装置的用户第 t 时段自用的光伏发电大小; $P_c(t)$ 为第 t 时段用户参与需求响应变化的功率; $P_{goal}(t)$ 为第 t 时段系统要求的削减功率目标; p_{bsys} 为系统运营商给售电商参与削峰

的补偿价格; p_1 为售电商购电价格; $P_{pvuse}(t)$ 为第 t 时段其他用户使用的光伏发电大小; $P_{dis}(t)$ 为第 t 时段储能设备的放电功率; p_2 为收购用户光伏发电上网的价格; $\delta_{ch}(t)$ 和 $\delta_{dis}(t)$ 分别表示蓄电池的充电和放电状态; $P_{ch}(t)$ 为第 t 时段蓄电池的充电功率; p_b 为用户参与需求响应的补偿价格; p_{bat} 为蓄电池单位电量调度价格。

2.1.2 约束条件

(1) 满足负荷削减目标。

$$|P_c(t) + \delta_{dis}(t)P_{dis}(t) - P_{goal}(t)| \leq 0.1 \times P_{goal}(t) \quad (3)$$

(2) 功率平衡约束。

$$P_{pvuse}(t) \geq 0 \quad (4)$$

$$P_{pvuse}(t) \leq P_1(t) - P_{pvzy}(t) \quad (5)$$

$$P_{pvuse}(t) \leq P_{pv}(t) - P_{ch}(t) - P_{pvzy}(t) \quad (6)$$

$$P_{dis}(t) \leq P_1(t) - P_{pvuse}(t) - P_{pvzy}(t) + P_{goal}(t) \quad (7)$$

(3) 考虑光伏不确定性的剩余资源总量约束。剩余需求响应资源应大于光伏的波动功率, 由于光伏发电偏差量不是一个常数, 因此采用可信性机会约束:

$$P_r \{P_r(t) - |\Delta P_{pv}(t)| \geq 0\} \geq \alpha \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (8)$$

式中: P_r 表示约束条件满足的可信度; $\Delta P_{pv}(t)$ 为光伏实际出力 $P'_{pv}(t)$ 与计划出力 $P_{pv}(t)$ 的预测偏差值, 其满足正态随机误差分布; α 表示为剩余需求响应资源可满足光伏功率不确定性的置信水平; $P_r(t)$ 为各个时段可调用的需求响应资源。

$$P_t(t) = \begin{cases} P_{ch,max} - P_{ch}(t) + P_c(t) \Delta P_{pv}(t) > 0 & \text{充电状态} \\ P_{dis}(t) + P_c(t) \Delta P_{pv}(t) > 0 & \text{放电状态} \\ P_{ch}(t) + N_r P_{dr}(t) - P_c(t) \Delta P_{pv}(t) < 0 & \text{充电状态} \\ P_{dis,max} - P_{dis}(t) + N_r P_{dr}(t) - P_c(t) \Delta P_{pv}(t) < 0 & \text{放电状态} \end{cases} \quad (9)$$

(4) 蓄电池约束。储能设备选用目前广泛应用的铅酸蓄电池。

充电状态:

$$E(t) = E(t-1) + \delta_{ch}(t) \Delta TP_{ch}(t) \eta_{ch} \quad (10)$$

放电状态:

$$E(t) = E(t-1) - \delta_{dis}(t) \Delta TP_{dis}(t) / \eta_{dis} \quad (11)$$

储能容量约束:

$$E_c S_{min} \leq E(t) \leq E_c S_{max} \quad (12)$$

式中: $E(t)$ 为蓄电池 t 时段的总能量; η_{ch} , η_{dis} 分别为蓄电池的充电功率和放电功率; E_c 为蓄电池容

量; S_{min} , S_{max} 分别为蓄电池最小和最大充电状态值。

(5) 空调需求响应资源约束。各个时段调用的空调需求响应资源的功率应小于该时段可调用的空调需求响应资源:

$$0 \leq P_c(t) \leq N_r(t) P_{dr}(t) \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (13)$$

式中: $N_r(t)$ 为第 t 时段可调用的空调控制组的数量; $P_{dr}(t)$ 为第 t 时段空调控制组的最大响应潜力。

2.1.3 不确定性约束条件转换

机会约束 $P\{\sum_{j=1}^n c_j x_j \geq \eta\} \geq \alpha$, 当 η 服从正态分布时, $\eta \sim N(\bar{\eta}, \sigma^2)$, 确定性等价式为:

$$\sum_{j=1}^n c_j x_j - K_\alpha \sigma \geq \bar{\eta} \quad (14)$$

式中: c_j 为常量; η 为随机变量; K_α 满足 $\varphi(K_\alpha) = \alpha$, $\varphi(\cdot)$ 是标准正态分布的分布函数。

2.2 日内调度

2.2.1 调度目标

为尽可能的消纳光伏预测的偏差量且在日前调度计划上的调整最小, 采用双目标优化。

(1) 系统不平衡量 $\Delta P(t)$ 最小。调节对象为蓄电池充放电功率 $P_{dis}(t)$, $P_{ch}(t)$ 和空调需求响应资源调节功率 $P_c(t)$ 。蓄电池充放电状态与日前调度结果保持一致, $\Delta P(t)$ 与蓄电池工作状态有关。

$$F_1 = \min \sum_{t=1}^T |\Delta P(t)| \quad (15)$$

蓄电池在充电状态:

$$\Delta P(t) = \Delta P_{ch}(t) - \Delta P_c(t) - \Delta P_{pv}(t) \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (16)$$

式中: $\Delta P_{ch}(t)$ 为蓄电池充电功率的调节量, 为正表示充电功率增大; $\Delta P_c(t)$ 为空调需求响应资源的调节量, 为正表示调用的空调需求响应资源变大; $\Delta P_{pv}(t)$ 为光伏实际输出功率与预测功率的不平衡量, 为正表示实际出力大于预测值。

蓄电池在放电状态:

$$\Delta P(t) = -\Delta P_c(t) - \Delta P_{dis}(t) - \Delta P_{pv}(t) \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (17)$$

式中: $\Delta P_{dis}(t)$ 为蓄电池放电功率的调节量, 为负表示放电功率减小。

(2) 调整后的出力与日前的偏差最小。

$$F_2 = \sum_{t=1}^T |\Delta P_c(t)| + |\Delta P_{dis}(t)| + |\Delta P_{ch}(t)| \quad (18)$$

将目标函数利用惩罚因子进行耦合, 目标函数

变化为:

$$F = \min (\alpha_1 F_1 + \alpha_2 F_2) \quad (19)$$

式中: α_1 为不平衡量的惩罚因子; α_2 为调整量的惩罚因子。

2.2.2 约束条件

(1) 空调需求响应资源调用约束。

$$-P_c(t) \leq \Delta P_c(t) \leq N_r(t)P_{dr}(t) - P_c(t) \quad (20)$$

(2) 蓄电池约束。储能容量约束中,总能量的表达式为:

$$E(t) = E(t-1) + \delta_{ch}(t)\Delta T[P_{ch}(t) + \Delta P_{ch}(t)]\eta_{ch} - \delta_{dis}(t)\Delta T[P_{dis}(t) + \Delta P_{dis}(t)]/\eta_{dis} \quad (21)$$

求解变量为各时段蓄电池的充放电功率和空调群组的出力的变化量。

2.2.3 售电商实际日收益

不平衡电量 Q_u 为调整蓄电池充放电功率和空调控制组功率后的光伏发电实际值与预测值的偏差电量的总和,最大不平衡量 P_{umax} 为日最大不平衡电力的大小。

$$Q_u = \sum_{t=1}^T |\Delta P_{pv}(t) - \Delta P_{ch}(t) + \Delta P_c(t) + \Delta P_{dis}(t)| \Delta t \quad (22)$$

$$P_{umax} = \max_t |\Delta P_{pv}(t) - \Delta P_{ch}(t) + \Delta P_c(t) + \Delta P_{dis}(t)| \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (23)$$

对于日内调度调整出力后无法消纳的光伏不平衡量,为正的部分选择弃光,为负的部分需到小时电力市场中购买,日内购电成本 C_d 为:

$$C_d = Q_{ud}p_d \quad (24)$$

式中: Q_{ud} 为小于日前预测值的光伏不平衡电量; p_d 为小时电力市场购电电价。

进行日内出力调整后,售电商的调度成本也有所变化,增加的日内调度成本 C_g 为:

$$C_g = p_{bat}(Q_{bat,up} - Q_{bat,down}) + p_b(Q_{c,up} - Q_{c,down}) \quad (25)$$

式中: $Q_{bat,up}$ 为蓄电池出力增大的电量; $Q_{bat,down}$ 为蓄电池出力减小的电量; $Q_{c,up}$ 为空调群组增加的电量; $Q_{c,down}$ 为空调群组增加的电量。因此,售电商一天实际的收益 B_d 为:

$$B_d = B_p - C_d - C_g \quad (26)$$

3 算例分析

3.1 算例背景

在某一需求响应程度较高的地区,售电商向

1500 户居民用户供电,每户有 3 台分体空调参与需求响应,其中安装光伏装置(额定发电功率为 4 kW)的用户有 500 户。9:00~11:00 和 16:00~24:00 为电价高峰时段,系统在 10:00~11:00 之间有削峰需求 1.5 MW。蓄电池的容量 3 MW·h,最大充放电功率为 1 MW,单位电量调度费用为 0.3 元/(kW·h)。

光伏发电的不确定量 $\Delta P_{pv}(t) = \xi P_{pv}(t)$,其中 ξ 服从正态分布 $\xi \sim N(0, 0.1^2)$,则 $\Delta P_{pv}(t)$ 满足正态分布 $\Delta P_{pv}(t) \sim N(0, 0.1^2 \times P_{pv}^2(t))$ 。因此,其满足的确定性等价约束条件为:

$$P_t(t) - K_\alpha(t) \times 0.1 P_{pv}(t) \geq 0 \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (27)$$

将 4500 台空调分为 9 组,根据系统削峰需求和光伏发电大小将 9 组分配在全天各个时段。

3.2 调度结果

3.2.1 日前调度结果

优化蓄电池工作状态后,以 15 min 的时间间隔进行日前调度,置信水平 $\alpha = 70\%$ 时,收益为 8 940.6 元。备用资源预留情况如表 1 所示。

表 1 日前调度中的备用资源分配情况

Tab.1 The allocation of reserved resources in day-ahead scheduling

备用资源	数值
充电/(MW·h)	0.839 0
放电/(MW·h)	0.571 1
变频空调控制组/(MW·h)	0.314 5
总计/(MW·h)	1.724 6

预留的备用资源的分布情况主要与蓄电池充放电状态有关,备用资源分布如图 4 所示。

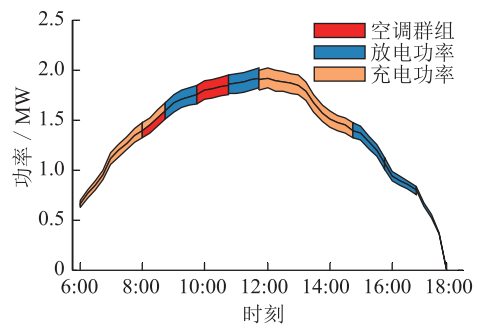


图 4 光伏预测偏差的预留裕度及调用的备用资源
Fig.4 The reserved margin of error in photovoltaic prediction and the related reserved resources

可见,预留的备用资源主要为蓄电池充放电功率,这是由于蓄电池的调度成本较小。空调控制组在蓄电池放电功率为放电功率极限,充电功率为 0 时,为日内光伏预测值变小的备用资源。当其在为

满足系统削峰需求被调用时,也作为日内光伏预测值变大的备用资源。根据 1.2 节,实际调整的备用资源情况如表 2 所示。

表 2 日前备用资源调整情况
Tab.2 The adjustment of day-ahead reserved resources

备用资源	大小/(MW·h)
充电	0.066 4
放电	0.215 4
总计	0.281 8

可见,蓄电池充放电功率上下可浮动的区间已经足够作为备用资源,仅有少部分时段,蓄电池充放电功率需为预留光伏预测偏差的备用做调整。

3.2.2 日内调度结果

按照 0.7 的置信水平进行日前调度,根据目标重要程度,取日内惩罚因子 $\alpha_1 = 0.9, \alpha_2 = 0.1$,小时电力市场购电价格为 3 元/(kW·h),各类备用资源实际调度情况如表 3 所示,日内调度成本为 169.9 元。

表 3 备用资源实际调度情况
Tab.3 The actual scheduling of reserved resources

备用资源	调节电量/(MW·h)
充电	0.441 1
放电	0.273 8
空调控制组	0.244 1
累计	0.959 1

日内调度后的光伏不平衡量如图 5 所示,不平衡电量为 0.219 8 MW·h,最大不平衡量为 0.208 3 MW。

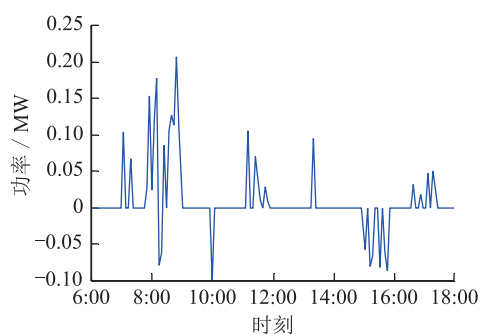


图 5 日内调度后的光伏不平衡量
Fig.5 The unbalance power of photovoltaic after intra-day scheduling

光伏发电小于日前预测值的电量为 0.056 6 MW·h,因此,售电商实际日收益为 6 010.9 元。

3.3 不考虑光伏预测偏差的多时间尺度调度

假设日前调度时不考虑光伏预测偏差量,日前

和日内调度结果如图 6 所示。收益为 9 030.5 元,相比考虑日前偏差时收益 8 940.6 元稍大,这是由于未调整蓄电池充放电功率,蓄电池转换电量变多。

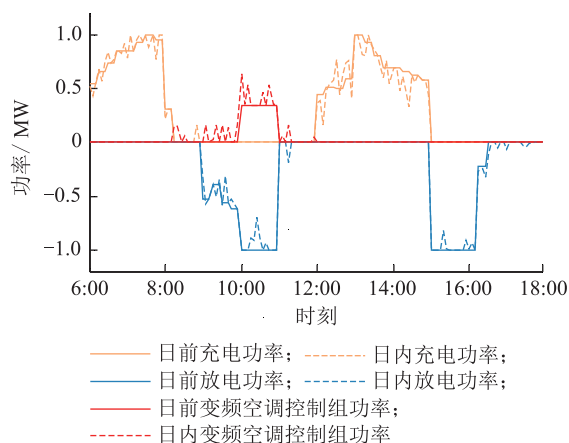


图 6 不考虑光伏预测偏差多时间调度结果
Fig.6 The result of multi-time scheduling without considering the error of photovoltaic prediction

累计调节电量 0.803 3 MW·h,相比日前考虑光伏预测偏差,总调节功率较小。各类备用资源实际调度情况如表 4 所示,空调控制组的调节电量变大,这是由于日前调度中未考虑误差,充放电的调节空间较小。

表 4 不考虑光伏预测偏差备用资源实际调度情况
Tab.4 The result of scheduling without considering the reserved resources of error in photovoltaic prediction

备用资源	调节电量/(MW·h)
充电	0.407 3
放电	0.209 3
空调控制组	0.186 6

日内调度后的不平衡量如图 7 所示。

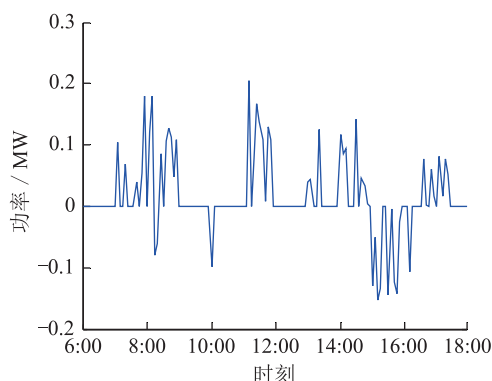


图 7 不考虑光伏预测偏差日内调度后的不平衡量
Fig.7 The unbalance power of photovoltaic after intra-day scheduling without considering the error of photovoltaic prediction

不平衡电量为 0.387 0 MW·h,最大不平衡量为 0.203 9 MW,对比图 5,不平衡电量变大,最大不平衡量也变大,总体不平衡量情况也较差,跟踪光伏功率变化效果较差,可见在日前调度时考虑光伏预测偏差调整区间,可以有效改善新能源的消纳情况。

售电商实际收益 4854 元,相比在日前调度中考虑光伏预测偏差较小,这是由于调节电量变大,成本增大多,不平衡情况差,日内购电成本也较大。

3.4 置信水平变化

置信水平不同,售电商实际收益和日内不平衡电量调整情况如表 5 所示。

表 5 售电商实际收益及日内预测值变化调整情况

Tab.5 The actual benefits of supplier and the adjustment of the predictive value in intra-day

置信水平	日前收益 B_p /元	实际收益 B_d /元	弃光电量 /(MW·h)	小时电力 市场购电 量/(MW·h)	最大不平衡电 力/MW
0.6	8 987.5	5 851	0.151 4	0.043 8	0.189 6
0.7	8 940.6	6 010.9	0.163 2	0.056 6	0.208 3
0.8	8 885.5	4 833.9	0.130 0	0.036 9	0.208 3
0.9	8 808.7	5 491.3	0.079 2	0.008 3	0.178 9

随着置信水平的提高,日前收益降低,光伏预测值偏差的消纳情况越好,但置信水平为 0.7 时,日内调度成本最小,实际收益最大。

4 结语

从售电商角度展开研究,采用蓄电池和空调需求响应资源跟踪光伏发电,建立了多时间尺度调度模型,先分配空调群组的调用时段,优化蓄电池充放电状态,在日前调度中以机会约束考虑光伏预测偏差,转化为确定性等价条件求解,日内调度以不平衡量和调整量最小为双目标。仿真结果表明日前调度中以机会约束考虑光伏预测偏差需要对日前调度计划进行调整,可以有效改善光伏预测跟踪情况,提高售电商实际日收益,置信水平越高,跟踪光伏预测偏差情况越好,售电商实际日收益与日内调度成本的大小有关。

参考文献:

[1] 张国玉,洪超,陈杜琳. 面向储能电站调度的光储发电系统运行优化策略研究[J]. 电力工程技术,2017,36(3):50-56.
ZHANG Guoyu, HONG Chao, CHEN Dulin. Strategy research on operation optimization of photovoltaic-energy storage hybrid system based on scheduling of battery energy storage system[J]. Electric Power Engineering Technology, 2017, 36(3):50-56.

[2] 袁小明,程时杰,王劲宇. 储能技术在解决大规模风电并网

问题中的应用前景分析[J]. 电力系统自动化,2013,37(1):14-18.

YUAN Xiaoming, CHENG Shijie, WEN Jinyu. Prospects analysis of energy storage application in grid integration of large-scale wind power[J]. Automation of Electric Power System, 2013,37(1):14-18.

[3] 王蓓蓓,李扬,高赐威. 智能电网框架下的需求侧管理展望与思考[J]. 电力系统自动化,2009,33(20):17-22.
WANG Beibei, LI Yang, GAO Ciwei. Demand side management outlook under smart grid infrastructure [J]. Automation of Electric Power System, 2009,33(20):17-22.

[4] 高赐威,李倩玉,李扬. 基于 DLC 的空调负荷双层优化调度和控制策略[J]. 中国电机工程学报,2014,34(10):1546-1555.
GAO Ciwei, LI Qianyu, LI Yang. Bi-level optimal dispatch and control strategy for air-conditioning load based on direct load control[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(10):1546-1555.

[5] 张小平,李佳宁,付灏. 英国电力零售市场的改革与挑战[J]. 电力系统自动化,2016,40(11):10-16.
ZHANG Xiaoping, LI Jianing, FU Hao. UK retail electricity market reform and challenges [J]. Automation of Electric Power System, 2016,40(11):10-16.

[6] 吴兴全,李秋鹏,乔梁,等. 分布式光伏发电定价方法探讨[J]. 电力需求侧管理,2016,18(5):10-14.
WU Xingquan, LI Qiupeng, QIAO Liang, et al. Discussion on pricing methods of distributed photovoltaics[J]. Power Demand Side Management, 2016,18(5):10-14.

[7] 白杨,谢乐,夏清,等. 中国推进售电侧市场化的制度设计与建议[J]. 电力系统自动化,2015,39(14):1-7.
BAI Yang, XIE Le, XIA Qing, et al. Institutional design of chinese retail electricity market reform and related suggestions[J]. Automation of Electric Power System, 2015,39(14):1-7.

[8] 夏新华,高宗和,李恒强,等. 考虑时空互补特性的风光水火多能源基地联合优化调度[J]. 电力工程技术,2017,36(5):59-65.
XIA Xinhua, GAO Zonghe, LI Hengqiang, et al. Combined optimization dispatching of multi-source hybrid power bases considering the time-space complementary characteristics[J]. Electric Power Engineering Technology, 2017,36(5):59-65.

[9] SIMMONDS G. Regulation of the UK electricity industry [R]. UK: CRI, 2002.

[10] 张伯明,吴文传,郑太一,等. 消纳大规模风电的多时间尺度协调的有功调度系统设计[J]. 电力系统自动化,2011,35(1):1-5.
ZHANG Boming, WU Wenchuan, ZHENG Taiyi, et al. Design of a multi-time scale coordinated active power dispatching system for accommodating large scale wind power penetration[J]. Automation of Electric Power System, 2011,35(1):1-5.

[11] 杨胜春,刘建涛,姚建国,等. 多时间尺度协调的柔性负荷互动响应调度模型与策略[J]. 中国电机工程学报,2014,34(22):3664-3673.

- YANG Shengchun, LIU Jiantao, YAO Jianguo, et al. Model and strategy for multi-time scale coordinated flexible load interactive scheduling[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(22):3664-3673.
- [12] 林少伯, 韩民晓, 赵国鹏, 等. 基于随机预测误差的分布式光伏配网储能系统容量配置方法[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(4):25-33.
- LIN Shaobo, HAN Minxiao, ZHAO Guopeng, et al. Capacity allocation of energy storage in distributed photovoltaic power system based on stochastic prediction error[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(4):25-33.
- [13] 曾鸣, 杨雍琦, 刘敦楠, 等. 能源互联网“源-网-荷-储”协调优化运营模式及关键技术[J]. 电网技术, 2016, 40(1):114-124.
- ZENG Ming, YANG Yongqi, LIU Dunnan, et al. “Generation-Grid-Load-Storage” coordinative optimal operation mode of energy internet and key technologies[J]. Power System Technology, 2016, 40(1):114-124.
- [14] 徐林, 阮新波, 张步涵, 等. 风光蓄互补发电系统容量的改进优化配置方法[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(25):88-98.
- XU Lin, RUAN Xinbo, ZHANG Buhuan, et al. An improved optimal sizing method for wind-solar-battery hybrid power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(25):88-98.
- [15] 丁明, 徐宁舟. 基于马尔可夫链的光伏发电系统输出功率短期预测方法[J]. 电网技术, 2011, 35(1):152-157.
- DING Ming, XU Ningzhou. A method to forecast short-term output power of photovoltaic generation system based on markov chain[J]. Power System Technology, 2011, 35(1):152-157.
- [16] HE H, SANANDAJI B M, POOLLA K, et al. Aggregate flexibility of thermostatically controlled loads[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2015, 30(1):189-198.
- [17] BODE J L, SULLIVAN M J, BERGHMAN D, et al. Incorporating residential AC load control into ancillary service markets: Measurement and settlement[J]. Energy Policy, 2013, 56(2):175-185.
- [18] SAEID B, HOSAM K. Modeling and control of aggregate air conditioning loads for robust renewable power management[J]. IEEE Transactions on Control Systems Technology, 2013, 21(4):1318-1327.

作者简介:



宋阳

宋阳(1992—),女,硕士,研究方向为电力需求侧管理和电力系统优化调度(E-mail:sy_seu16@foxmail.com);

张静页(1992—),女,硕士,研究方向为电力市场需求响应和电力系统优化运行调度(E-mail:807779617@qq.com);

王磊(1963—),女,副教授,研究方向为电力系统优化运行和需求响应(E-mail:wangl@seu.edu.cn)。

Research on Multi-time Scheduling of Accommodating Photovoltaic Considering the Error of Photovoltaic Prediction

SONG Yang¹, ZHANG Jingye¹, WANG Lei¹, TONG Xiaoning²

(1. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China;

2. State Grid Liaoning Electric Power Supply Co., Ltd., Liaoning 110004, China)

Abstract: From the perspective of power suppliers in electricity market, the multi-time scheduling model is built considering the uncertainty of photovoltaic power prediction, photovoltaic is consumed and tracked by using battery and air-conditioning demand response resource. The model ensures the economy and the sufficiency of demand response resources that can consume the error of the value of photovoltaic forecast. The uncertainty of photovoltaic power is taken as chance constraint in the day-ahead scheduling model and converted into certainty equivalent condition when solved, the minimum unbalance and minimum regulation are taken as objects in the intra-day scheduling model. Based on the simulation results, considering the error of the value of photovoltaic forecast in the day-ahead scheduling can effectively improve the consumption of new energy and the benefits of supplier is verified. The higher confidence degree causes the better photovoltaic tracking. The actual daily benefit is related to the cost of intra-day scheduling.

Key words: the uncertainty of photovoltaic power; multi-time scheduling model; power supplier; chance constraint

(编辑 钱悦)