DOI: 10.7667/PSPC171885

基于气候条件的光伏储能一体发电系统的能量管理策略

傅金洲，孙 鸣

(教育部光伏系统工程研究中心(合肥工业大学)，安徽 合肥 230009)

摘要：针对光伏发电波动性与随机性的问题，将光伏发电单元与储能装置配合组成光伏储能一体发电系统并利用能量管理策略进行统一调度管理是一种有效的解决方式，而且对系统的经济运行也具有重要的作用。根据不同天气下光伏输出能力的差异，提出一种基于气候条件的能量管理策略。在日前计划环节根据次日的天气选择对应的运行策略；由于对次日的天气的预判可能会有误差，因此结合光伏发电超短期预测技术引入日内滚动调差机制，对运行策略能够及时做出调整。算例验证了所提策略优化了系统的运行成本，提升了系统的经济性。

关键词：光伏发电系统；储能；能量管理策略；气候条件；经济性

Energy management strategy based on weather condition for photovoltaic-energy storage integrated power system

FU Jinzhou, SUN Ming

(Photovoltaic Research Center of MOE (Hefei University of Technology), Hefei 230009, China)

Abstract: Aiming at the problem of the fluctuation and randomness of photovoltaic (PV) power systems, PV device and energy storage device with the composition of PV-energy storage integrated power system and using energy management strategy for unified scheduling management is an effective solution, and it also has an important role in the economic operation of the system. According to the difference of PV output ability under different weather conditions, this paper proposes a kind of energy management strategy based on climatic conditions for PV-energy storage integrated power system. Different operation strategies are adopted according to next-day weather condition in day-ahead scheduling. Due to possible errors in the prediction of next-day weather condition, it combines with the ultra-short-term photovoltaic power forecasting technology and uses intraday rolling adjusted mechanism to make timely adjustments to the operating model. A case study verifies that the proposed strategy can optimize system operating costs and improve the economy of the system.

This work is supported by National High-tech R & D Program of China (863 Program) (No. 2015AA050603).

Key words: photovoltaic power systems; energy storage; energy management strategy; weather condition; economy

0 引言

推进基于可再生能源的分布式发电是当前电力工业发展的必然趋势。太阳能是一种储量近乎无限的可再生能源，具有广阔的应用前景。但是，太阳能受气候条件的影响具有波动性和随机性的特点，导致光伏发电系统承受扰动的能力较弱[1-3]，配备储能设备并利用能量管理系统对负荷、电源及储能设备进行统一调度管理可以有效解决这一问题[4-5]。

基金项目：国家高技术研究发展计划(863 计划)(2015AA050603)

能量管理一直是分布式发电的研究重点之一，在峰谷分时电价的场景下，运用合适的能量管理策略不仅可以提高光伏系统的经济性，还能对电网起到缓解负荷高峰的作用。现有的能量管理策略的研究多集中在负荷侧与供能侧两个方面[6-7]。文献[8]针对负荷中的可平移负荷提出了一种负荷平移的求解策略；文献[9]在峰谷分时电价的场景下，针对负荷侧的需求响应，构建了用户多时段电价响应模型，提出了一种分时电价下的优化运行策略。在针对供能侧的研究方面，大多数文献借鉴大电网的日前调度计划和自动发电控制相结合的调度方式，采用日前计划与日内调度相结合的多时间尺度协调控

制[10-11]，文献[12]还增添了滚动优化环节，作为对日前计划的修正和补充。

光伏发电系统的出力与风电相比受天气影响，虽同样具有波动性和随机性等特点，但仍呈现出的一定的规律性，如输出高峰集中在午间时段且晚间输出恒为 0 等，因此直接利用全天的天气情况或光伏发电的预测量作为判据可以简化日前计划环节寻优求解制定全天运行策略的过程。文献[13]提出了一种基于发电预测的能量管理控制算法将光伏阵列的预测发电量加入日前调度的判别条件，但当光伏阵列实际发电量与日前预测发生较大的偏差时，缺少对应的手段及时对能量管理策略做出调整。

本文在峰谷分时电价的场景下，从系统能量平衡的角度出发，以保证系统可靠运行和尽量避免功率倒送为前提，以整体费用最低为优化目标，搭建了并网型光伏储能一体发电系统(Photovoltaic-energy storage integrated power system, PVES-IPS)的能量管理优化模型，根据气候条件制定不同的运行策略，在日前计划环节根据次日的天气选择运行策略；基于光伏发电预测的精度随时间尺度减小而提高的特点，结合光伏发电超短期预测技术在日内调度中引入滚动调差环节，对运行策略及时做出调整。文中以合肥市的光照情况与该地某开发区的负荷作为参考负荷，进行了模拟运行，验证了这种算法在提高系统经济性上的优越性。

1　光储一体发电系统的能量管理优化模型

1.1 光储一体发电系统的拓扑结构

并网型光储一体发电系统按照汇流母线的类型可分为两类：基于交流母线的并网方式和基于直流母线的并网方式, 本文选择基于直流母线的并网方式进行分析[14]。其网络拓扑结构如图 1。

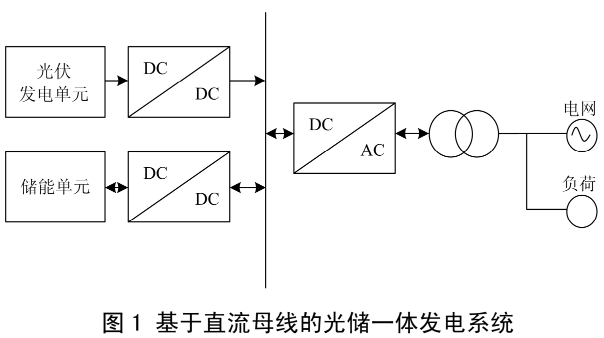

图 1 基于直流母线的光储一体发电系统

Fig. 1 DC BUS based PV-energy integrated storage power system

1.2 光伏阵列与蓄电池容量配置

为鼓励低谷用电(储能)，我国将全天 24 h 根据电网的负荷变化情况划分为高峰、平段、低谷等多个时段，对各时段分别制定不同的电价水平。因此，合理配置光伏阵列与蓄电池的容量，在凌晨低谷时段从电网买电给蓄电池充电；在高峰时段使用蓄电池配合光伏阵列给负荷供电不仅能对电网起到削峰填谷，缓解负荷高峰的作用，还可以提高系统整体的经济性[15]。

实现高渗透率的光伏能源接入可以显著提高系统的经济性与环保性[16]，但随着系统中光伏容量渗透率的增加，若图 1 中的单向 DC-DC 变换器一直工作在最大功率跟踪(Maximum power point tracking, MPPT)模式下，配电网中将可能会出现功率倒送的情况，这会打破现有辐射型配电网保护配置的原则，并引发电压调节和继电保护的很多问题[17-18]，此时需要将单向 DC-DC 变换器从 MPPT 模式调整为恒压模式，以杜绝此种情况的发生。

HOMER 是美国国家能源实验室开发的可再生能源混合仿真优化软件。通过输入元件参数、可再生能源丰富度及电网电价等指标并设置不允许功率倒送的约束条件, 即可利用 HOMER 软件模拟不同的配置下系统全年的运行情况，并得出光伏阵列与蓄电池的容量最优配置[19-20]。该配置得到的光伏容量通常大于负荷容量，在某些特殊情况下，为确保并网型光储一体发电系统不向电力系统倒送功率，运行时需要弃用部分光伏能源，但该软件的优化结果表明该配置在整体经济性上最优。

1.3 能量管理优化模型

1.3.1 目标函数

在确定了 PVES-IPS 中光伏阵列与蓄电池的容量的情况下，能量管理策略的优化目标为系统全年向电网购电所需的费用 C_{grid} 。目标函数表达式为

$$\min f = C_{\text{grid}} = \sum_{t=1}^{T} C_{\text{grid}}(t) P_{\text{grid}}(t) \Delta t \tag{1}$$

将一年分为 T 个时间段，本文取 8 760，每时段长 Δt 取 1 h 作为计算步长， $P_{\text{grid}}(t)$ 为 t 时段系统向电网购电的功率， $C_{\text{grid}}(t)$ 为时段 t 的电网电价。

1.3.2 约束条件

(1) 功率平衡约束

PVES-IPS 能量管理策略首先必须满足功率平衡约束，即在系统运行的任何时刻均能满足式(2)。

$$P_{\text{PV}}(t) + P_{\text{BAT}}(t) + P_{\text{grid}}(t) = P_{\text{load}}(t) \tag{2}$$

式中： $P_{\text{BAT}}(t)$ 为 t 时段蓄电池的功率，小于零代表蓄电池充电，大于零代表蓄电池放电； $P_{\text{load}}(t)$ 为 t 时段负荷的功率。

(2) 蓄电池荷电状态约束

考虑到蓄电池的寿命因素，对系统运行过程中

蓄电池的充放电需要作严格限制。在储能装置能够保证足够的输出功率的条件下，蓄电池每一时刻存储的能量为

$$E_{\mathrm{BAT}}(t)=E_{\mathrm{BAT}}(t-1)-P_{\mathrm{BAT}}(t-1)\Delta t \tag{3}$$

蓄电池前后两时刻荷电状态(State of charge, SOC)的关系可被表示为

$$\mathrm{SOC}(t)=\mathrm{SOC}(t-1)-\frac{P_{\mathrm{BAT}}(t-1)}{W_{\mathrm{BAT}}}\Delta t\times 100\% \tag{4}$$

蓄电池任一时刻的荷电状态需满足式(5)，考虑到蓄电池还需要留有一定的余量应对电网发生故障等特殊情况，本文中 $\mathrm{SOC}_{\min}$ 取 30%(锂电)。

$$\mathrm{SOC}_{\min}\le \mathrm{SOC}(t)\le \mathrm{SOC}_{\max} \tag{5}$$

1.4 评价指标

除了经济性外，PVES-IPS 并网运行时，还需要考虑并网交换功率的波动。交换功率的标准差以并网功率相对其平均值的离散程度表征交换功率的波动，适宜作为长时段波动特性的评价指标。交换功率的标准差 D_{STD} 的表达式为

$$D_{\mathrm{STD}}=\sqrt{\frac{1}{N-1}\sum_{t=1}^{T}(P_{\mathrm{grid}}(t)-\overline{P_{\mathrm{grid}}})^2} \tag{6}$$

式中：$P_{\mathrm{grid}}(t)$ 和 $\overline{P_{\mathrm{grid}}}$ 分别为交换功率的瞬时值与平均值。

如前文所述，为保证式(2)中的 $P_{\mathrm{grid}}(t)$ 不小于 0，有时需要将单向 DC-DC 变换器由 MPPT 模式调整为恒压模式。能量管理策略应该尽量避免此种弃光情况的发生，因此将光伏能量消纳率 X_{PV} 作为评价指标，其表达式为

$$X_{\mathrm{PV}}=\frac{\sum_{t=1}^{T}P_{\mathrm{PV}}(t)}{\sum_{t=1}^{T}P_{\mathrm{PV}}^{\mathrm{MAX}}(t)}\times 100\% \tag{7}$$

光伏阵列工作在 MPPT 模式下的输出功率为 $P_{\mathrm{PV}}^{\mathrm{MAX}}(t)$，系统运行过程中光伏阵列全年实际输出功率占其的百分比即为光伏消纳率。

2 光储一体发电系统的能量管理策略

受光照强弱的影响，光伏阵列的输出能力会有较大的波动，传统的基于削峰填谷的能量管理策略以运行时段作为唯一的判别条件，即在凌晨低谷时段时，从电网买电给负载供电并对蓄电池进行充电；在高峰时段与平时段时，若光伏输出大于负荷，则光伏阵列在给负荷供电的同时给蓄电池充电，若光伏输出小于负荷，则功率差额分别由蓄电池与电网承担，无法充分发挥蓄电池对光伏能量的调度作用。例如，根据 HOMER 软件得出的经济性最优的配置，在晴天时光伏阵列输出能量大于负荷所需，如果仍然在凌晨的低谷时段将蓄电池充满，蓄电池将没有足够的容量消纳白天光伏阵列输出的电能。因此，针对不同的天气情况制定不同的能量管理策略并根据实时运行情况及时进行调整显然是必要的。

2.1 能量管理策略的工作模式

本文提出的能量管理策略基于式(2)的功率平衡方程，根据其中各个单元的功率关系，可分为 6 种工作模式。

当 $P_{\mathrm{PV}}^{\mathrm{MAX}}(t)$ 大于 $P_{\mathrm{load}}(t)$ 且蓄电池未被充满时，光伏阵列在给负荷供电的同时给蓄电池充电，功率方程为

$$P_{\mathrm{PV}}(t)=P_{\mathrm{PV}}^{\mathrm{MAX}}(t) \tag{8}$$

$$P_{\mathrm{PV}}(t)+P_{\mathrm{BAT}}(t)=P_{\mathrm{load}}(t) \tag{9}$$

而在 $P_{\mathrm{PV}}^{\mathrm{MAX}}(t)$ 小于等于 $P_{\mathrm{load}}(t)$ 时，式(8)恒成立且按工作状态不同，分为四种模式即工作模式 1—4：

工作模式 1：功率缺额由蓄电池承担，电网不参与供电，$P_{\mathrm{load}}(t)=0$，此时的功率平衡方程仍为式(9)；

工作模式 2：功率缺额由蓄电池与电网共同承担，此时的功率平衡方程仍为式(2)；

工作模式 3：功率缺额由电网承担，此时功率平衡方程变为

$$P_{\mathrm{PV}}(t)+P_{\mathrm{grid}}(t) = P_{\mathrm{load}}(t) \tag{10}$$

工作模式 4：由电网单独给负荷供电，光伏阵列产生的电能全部用于给蓄电池充电，逆变器无输出，除式(8)依然成立外，此时功率平衡方程变为

$$P_{\mathrm{grid}}(t)= P_{\mathrm{load}}(t) \tag{11}$$

$$P_{\mathrm{PV}}(t)=-P_{\mathrm{BAT}}(t) \tag{12}$$

凌晨低谷时段，光伏阵列输出为 0，此时运行在工作模式 5：电网给负荷供电的同时对蓄电池进行充电，此时功率平衡方程变为

$$P_{\mathrm{grid}}(t)= P_{\mathrm{load}}(t)- P_{\mathrm{BAT}}(t) \tag{13}$$

当 $P_{\mathrm{PV}}^{\mathrm{MAX}}(t)$ 大于 $P_{\mathrm{load}}(t)$ 且蓄电池已被充满时，运行在工作模式 6：单向 DC-DC 工作在恒压模式下，此时功率平衡方程为

$$P_{\mathrm{PV}}(t) = P_{\mathrm{load}}(t) \tag{14}$$

2.2 运行模式的判断机制

PVES-IPS 的能量管理策略分为日前计划和日内调度两个环节，以每天为一个调度周期。受光照强弱的影响，光伏阵列的输出能力会有较大的波动但仍具有一定的规律性，如输出高峰集中在午间时段且晚间输出恒为 0 等。直接利用全天的气候条件作为判据可以有效简化日前计划环节寻优求解制定运行策略的过程。运行策略以 1 h 为时间尺度将一

个调度周期分为 24 个时段，综合考虑蓄电池的剩余容量以及当前时段的电网电价，据此确定系统的工作模式。

能量管理策略如图 2 所示。

能量管理策略针对不同的天气光伏输出能力不同制定三套全天运行策略。在日前计划环节根据次日的天气选择运行策略。晴天光伏输出能力强时在非高峰时段也可利用蓄电池的输出来平抑光伏输出与负荷的不平衡造成的并网交换功率的波动，阴雨天光伏输出能力弱则在蓄电池容量允许的情况下将在低电价时段光伏输出的能量储存至高电价时段输出使用，对整个系统起到“能量转移”的作用。

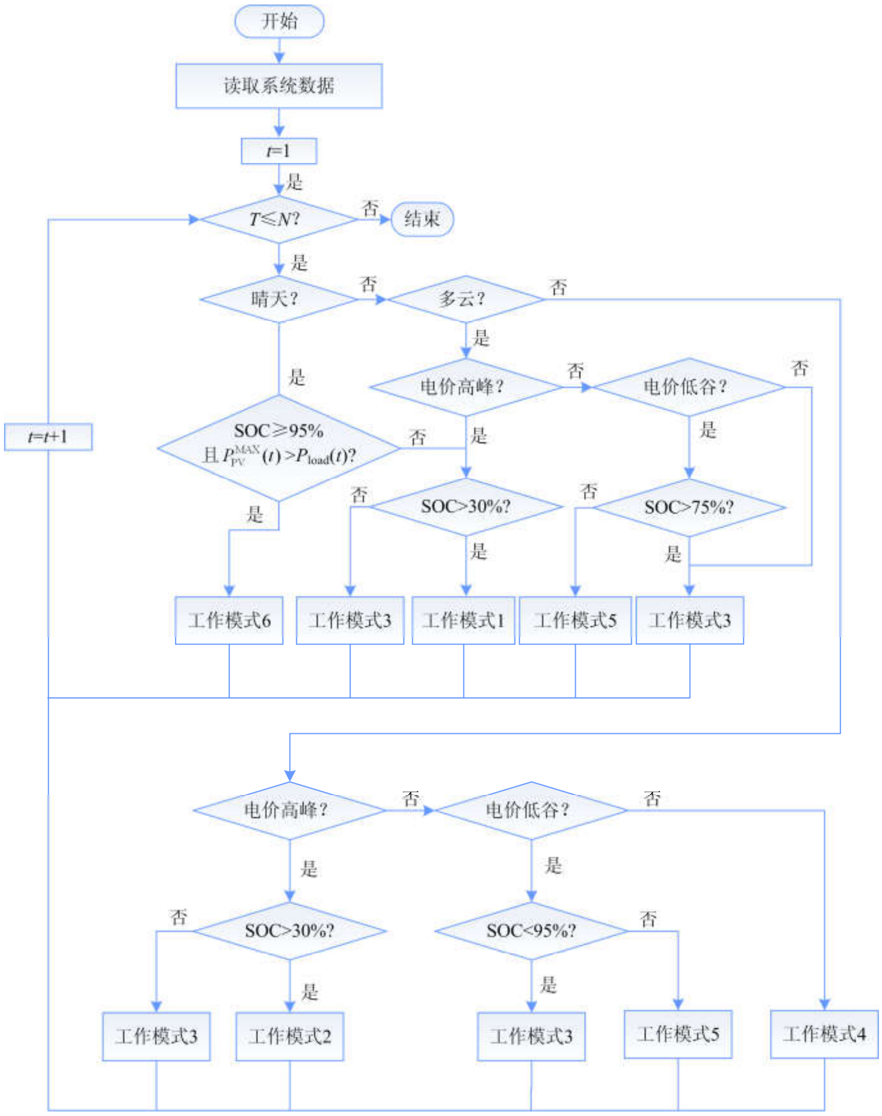

图 2 光储一体发电系统的能量管理策略

Fig. 2 Energy management strategy for PV-energy storage integrated power system

2.3 日内滚动调差机制

上文提出的能量管理策略在日前计划环节以次日的天气作为选择运行策略的依据，当对次日天气的预判与实际情况产生偏差时系统可能会选择非最优的运行策略，而光伏发电预测具有精度随时间尺度减小而提高的特点，在日内调度环节可结合超短期发电预测引入滚动调差机制，不断对日前计划所制定的运行策略进行修正。

结合历史数据或借助相关软件可得到晴天与阴雨天气下光伏阵列的典型日输出曲线作为参照数据。调差机制的预测时段为 3 h，时间尺度为 15 min，即，若 n 为当前时间点，读取接下来 3 h(即[n, n+12]时段)的光伏预测发电量 E_n，并根据典型日输出曲线计算[n,n+12]时段内晴天与阴雨天气下的典型光伏输出量 E_{sn} 与 E_{rn}，根据图 3 的算法逻辑判断是否需要变更(n, n+1)时段天气状态，并根据图 2

的算法逻辑调整工作模式，在 n+1 时间点根据[n+1, n+13]时段的光伏预测发电量对[n+1, n+2]时段进行控制，以此类推向后滚动控制。

天气情况会直接影响光伏发电量的大小，本文提出的能量管理策略也正是据此设计的，所以调差机制利用接下来一个时间段的光伏预测发电量作为判据，与各天气下对应时间段的典型光伏输出量进行比对，判断是否需要对日前计划制定的运行策略进行修正，调整系统的工作模式，并且时间段足够长可以有效消除光伏输出随机波动带来的干扰。

光伏输出逐渐降为 0 后，能量管理策略根据蓄电池的 SOC 判断系统工作在模式 1 或者模式 2，SOC 大于 85%的情况下选择工作模式 1，否则选择工作模式 2，确保蓄电池在晚高峰期间将 SOC 放至下限，保证经济效益的同时尽可能地延长工作时间。

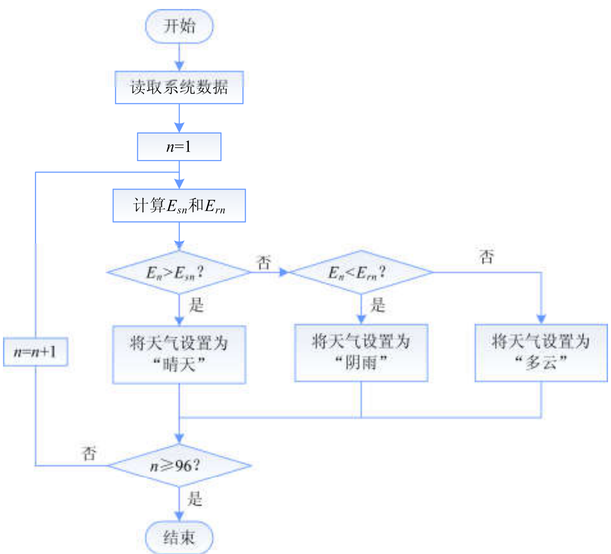

图 3 调差机制的算法逻辑

Fig. 3 Algorithm logic of adjustment mechanism

3 算例分析

为验证本文提出的能量管理策略的合理性和优越性，选取合肥市某开发区作为参考区域，其典型日负荷曲线作为参考负荷，负荷曲线如图 4 所示，利用 HOMER 软件将其随机化与离散化后得到平均日负荷 12 MWh，峰值功率 1.141 MW 的全年负荷曲线。

由图 3 可以看出，与城市典型日负荷曲线的不同，该区域中商业与办公等负荷所占比例较大，并没有明显的晚间高峰，负荷高峰期集中在白天，与光伏阵列的输出曲线具有一定的一致性，适合利用 PVES-IPS 进行供电。

安徽地区的电网分时电价如表 1 所示。由表 1 可知，安徽地区电价谷时段为 23:00 开始至第二天 8:00，故本算例取 23:00 作为一个调度周期的开始。

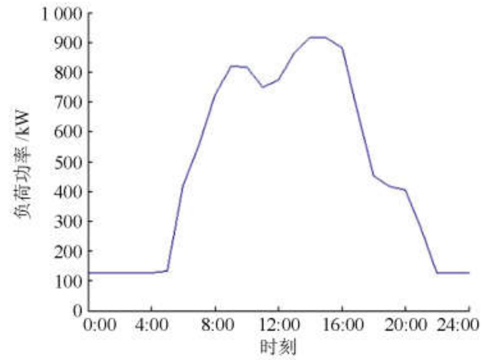

图 4 参考负荷曲线

Fig. 4 Reference load curve

3.1 运行策略验证

通过在 HOMER 中输入合肥地区的经纬度获得合肥地区全年的参考光照数据。系统中所使用的光伏电池板与蓄电池参数以及 HOMER 软件的优化结果如表 2 所示。

表 1 电网电价表

Table 1 Grid price table

时间段	电网峰谷时段	电网电价/(元/kWh)
0:00—8:00	谷	0.505
8:00—9:00	平	0.808
9:00—12:00	峰	1.215
12:00—17:00	平	0.808
17:00—22:00	峰	1.215
22:00—23:00	谷	0.505

表 2 主要参数及配置结果

Table 2 Main parameters and configuration results

元件类型	容量单位	单位容量投资成本/元	单位容量运行维护费用/(元/年)	优化容量
蓄电池	kWh	1 960	8	2 421
光伏电池板	kW	2 880	15	1 796

从 HOMER 软件的优化结果中提取光伏阵列的发电量作为输入数据。本算例中当光伏阵列全天的发电量大于系统典型日负荷的 80%时，则使用晴天的运行策略；当全天发电量小于等于典型日负荷的 80%，大于典型日负荷的 30%时，使用多云天气的运行策略；当全天发电量小于等于典型日负荷的 30%时，使用阴雨天的运行策略。基于此标准，计算每种天气情况下光伏阵列每小时的平均输出功率，可得到光伏阵列在三种天气下的典型输出数据，典型输出数据如图 5(a)，图 5(b)为合肥市某 25 kW

光伏实验系统在晴天与多云天下的实测输出曲线。

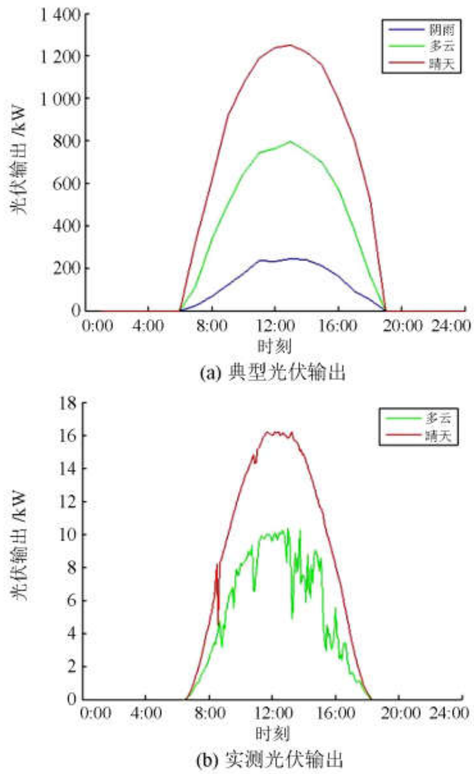

图 5 光伏输出曲线

Fig. 5 PV output curve

对比两图可看出，利用 HOMER 软件计算得出的典型输出曲线与实际输出曲线波形相似，且将实际输出曲线的峰值按照容量比等比例放大以后，峰值也与计算所得的典型输出曲线基本一致，证明 HOMER 软件内置的算法能够根据气象数据较好地模拟光伏阵列的输出特性。

分别以三条典型光伏输出曲线以及图 4 的负荷曲线为输入数据，借助 Matlab 对分布式发电系统的运行过程进行模拟计算，运行过程中系统并网交换功率的计算结果如图 6。图 6 中 DAY1、DAY2、DAY3 分别为采用阴雨、多云、晴天三种典型光伏输出曲线时的交换功率波形；DAY4 与 DAY5 的交换功率波形直接利用从 HOMER 软件中提取的光伏输出数据与负荷数据计算获取，DAY4 为多云天，DAY5 为阴雨天。

由图 6 可以看出，在能量管理策略的控制下，并网交换功率的高峰通常出现在下午的平时段和对蓄电池进行充电的凌晨低谷时段，早晚高峰阶段交换功率较低，达到削峰填谷，缓解电网的负荷高峰，提高系统经济效益的目的。

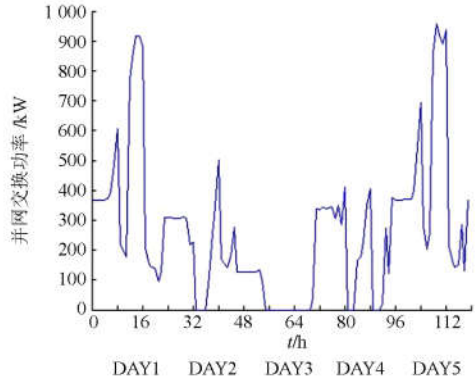

图 6 模拟运行结果

Fig. 6 Simulation operation results

3.2 日内滚动调差机制验证

为验证日内滚动调差机制的效果，选取 DAY5 的光伏与负荷数据作为输入数据，DAY5 为阴雨天，应用阴雨天的运行策略后的并网交换功率波形已在图 6 中的 DAY5 段展示，将光伏与负荷数据离散化后应用多云天的运行策略，分别在有无调差机制的情况下再次进行模拟运行，对输出结果进行比对，调差机制使用当天实际光伏发电量作为预测发电量。模拟运行输出结果如图 7。

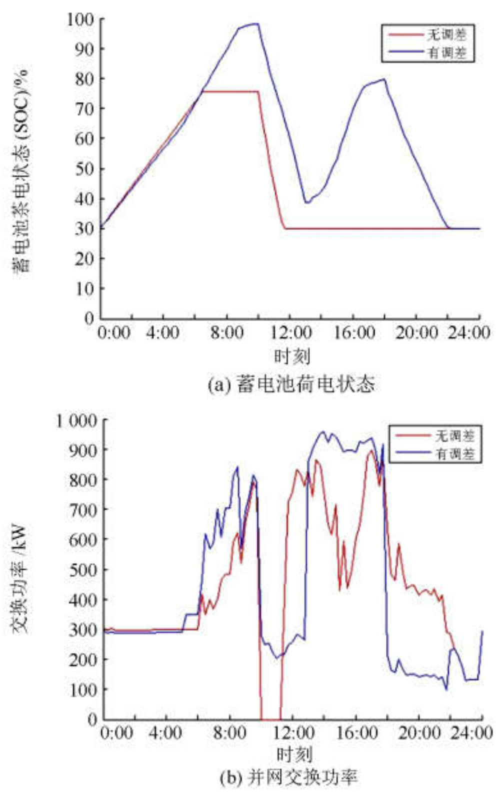

图 7 调差机制模拟运行结果

Fig. 7 Simulation operation results of adjustment mechanism

由图 7 可以看出由于日前计划选择了错误的运行策略，在凌晨低谷时段给蓄电池充电时并没有充满，蓄电池的 SOC 在随后的早高峰时段期间迅速降至下限，在系统随后的运行过程中完全丧失了作用。而在有调差机制的情况下，控制算法在 6:00 左右及时调节了运行策略开始对蓄电池继续进行充电，并对随后的运行策略也做出了调整，在下午时段利用光伏阵列的输出给蓄电池充电，使蓄电池在晚高峰期间可以再次起到削峰填谷，缓解电网负荷高峰的作用。

由图 6 的结果并结合表 1 计算可知，在天气预判为“阴天”的情况下系统全天向电网购电的花费为 8 128 元。如将天气预判变更为“多云”后，结合图 7 的结果与表 1 计算可知购电花费 8 932 元，在有调差机制的情况下，则购电花费降至 8 159 元。由此可见，若日前计划环节对气候情况的判断发生偏差，系统工作在错误的工作模式下会显著影响经济效益，利用日内滚动调差机制及时调整工作模式可以有效拟补这一弱点。

3.3 全年模拟运行

利用从 HOMER 软件中提取的全年光伏输出与负荷的功率的数据，模拟系统全年的运行情况。表 3 给出了模拟运行的结果。

表 3 全年模拟运行结果

Table 3 Simulation operation results throughout the year

能量管理策略	购电成本/元	交换功率的标准差 D_{STD}/kW	光伏消纳率 X_{PV}/%
传统优化策略	1 486 525.36	343.62	79.3
改进后的优化策略	1 335 129.98	297.02	89.79

从表中可以看出，与第 2 节中所提的传统能量管理策略相比，改进后的能量管理策略除了能提升系统的经济效益外，对并网功率的波动以及光伏能源的本地消纳能力也有显著的改善效果。

4 结论

(1) 搭建了光储一体发电系统的能量管理模型，提出了一种能量管理策略，针对不同的天气光伏输出能力不同制定三套运行策略，在日前计划环节根据次日的天气选择运行策略，能够更有效地利用光伏资源以及储能装置的容量。

(2) 当对次日天气的预判与实际情况产生偏差时，论文结合超短期光伏发电预测技术提出了对应的日内滚动调差机制及时对日前计划进行修正，调整系统的工作模式。

(3) 模拟运行的结果表明，该能量管理策略与传统策略相比年购电成本降低了约 10%，在经济性上优于传统策略；交换功率标准差降低了约 15%，光伏消纳率提高了约 10%，在平抑并网交换功率的波动，提高光伏能源本地消纳能力上也有其优越性。

参考文献

[1] LIU Nian, CHEN Zheng, LIU Jie, et al. Multi-objective optimization for component capacity of the photovoltaic-based battery switch stations: towards benefits of economy and environment[J]. Energy, 2014(64): 779-792.

[2] 丁明, 王伟胜, 王秀丽, 等. 大规模光伏发电对电力系统影响综述[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(1): 2-14.
DING Ming, WANG Weisheng, WANG Xiuli, et al. A review on the effect of large-scale PV generation on power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(1): 2-14.

[3] 李鹏, 张玲, 王伟, 等. 微网技术应用与分析[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(20): 109-115.
LI Peng, ZHANG Ling, WANG Wei, et al. Application and analysis of microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(20): 109-115.

[4] 李江, 张永利, 刘强, 等. 分布式光储微电网系统并网控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(23): 90-97.
LI Jiang, ZHANG Yongli, LIU Qiang, et al. Research on grid-connected control strategy of distributed PV-storage microgrid system[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(23): 90-97.

[5] YAN Gangui, LIU Dongyuan, LI Junhui, et al. A cost accounting method of the Li-ion battery energy storage system for frequency regulation considering the effect of life degradation[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2018, 3(3): 43-51. DOI: 10.1186/s41601-018-0076-2.

[6] 吴雄, 王秀丽, 刘世民, 等. 微电网能量管理系统研究综述[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(10): 7-14.
WU Xiong, WANG Xiuli, LIU Shimin, et al. Summary of research on microgrid energy management system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(10): 7-14.

[7] 马宇辉, 刘念. 用户侧微电网的能量管理方法综述[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(23): 158-168.
MA Yuhui, LIU Nian. Survey on energy management method of community micro-grid[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(23): 158-168.

[8] 符杨, 蒋一鎏, 李振坤, 等. 计及可平移负荷的微网经济优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(16):

2612-2620.
FU Yang, JIANG Yiliu, LI Zhenkun, et al. Optimal economic dispatch for microgrid considering shiftable loads[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(16): 2612-2620.

[9] 周楠, 樊玮, 刘念, 等. 基于需求响应的光伏微网储能系统多目标容量优化配置[J]. 电网技术, 2016, 40(6): 1709-1716.
ZHOU Nan, FAN Wei, LIU Nian, et al. Battery storage multi-objective optimization for capacity configuration of PV-based microgrid considering demand response[J]. Power System Technology, 2016, 40(6): 1709-1716.

[10] 郭思琪, 袁越, 张新松, 等. 多时间尺度协调控制的独立微网能量管理策略[J]. 电工技术学报, 2014, 29(2): 122-129.
GUO Siqi, YUAN Yue, ZHANG Xinsong, et al. Energy management strategy of isolated microgrid based on multi-time scale coordinated control[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(2): 122-129.

[11] 窦晓波, 晓宇, 袁晓冬, 等. 基于改进模型预测控制的微电网能量管理策略[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(22): 56-65.
DOU Xiaobo, XIAO Yu, YUAN Xiaodong, et al. Energy management strategy based on improved model predictive control for microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(22): 56-65.

[12] 窦晓波, 徐忞慧, 董建达, 等. 微电网改进多时间尺度能量管理模型[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(9): 48-55.
DOU Xiaobo, XU Minhui, DONG Jianda, et al. Multi-time scale based improved energy management model for microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(9): 48-55.

[13] CHEN C, DUAN S, CAI T, et al. Smart energy management system for optimal microgrid economic operation[J]. IET Renewable Power Generation, 2011, 5(3): 258-267.

[14] 李培强, 段克会, 董彦婷, 等. 含分布式混合储能系统的光伏直流微网能量管理策略[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(13): 42-48.
LI Peiqiang, DUAN Kehui, DONG Yanting, et al. Energy management strategy for photovoltaic DC microgrid with distributed hybrid energy storage system[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(13): 42-48.

[15] GLAVIN M E, CHAN P K W, ARMSTRONG S, et al. A stand-alone photovoltaic super capacitor battery hybrid energy storage system[C] // Power Electronics and Motion Control Conference, EPE-PEMC, IEEE, 2008: 1688-1695.

[16] 赵波, 薛美东, 陈荣柱, 等. 高可再生能源渗透率下考虑预测误差的微电网经济调度模型[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(7): 1-8.
ZHAO Bo, XUE Meidong, CHEN Rongzhu, et al. An economic dispatch model for microgrid with high renewable energy resource penetration considering forecast errors[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(7): 1-8.

[17] 张海玉, 刘闯, 晁勤, 等. 具有 LVRT 能力的并网光伏系统继电保护问题研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(3): 53-60.
ZHANG Haiyu, LIU Chuang, CHAO Qin, et al. Research on relay protection issues of grid-connected photovoltaic system with LVRT ability[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(3): 53-60.

[18] 赵波, 张雪松, 洪博文. 大量分布式光伏电源接入智能配电网后的能量渗透率研究[J]. 电力自动化设备, 2012, 32(8): 95-100.
ZHAO Bo, ZHANG Xuesong, HONG Bowen. Energy penetration of large-scale distributed photovoltaic sources integrated into smart distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(8): 95-100.

[19] 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 Buhan, et al. An improved optimal sizing method for wind-solar-battery hybrid power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(25): 88-98.

[20] 付丽伟, 王守相, 张永武, 等. 多类型分布式电源在配电网中的优化配置[J]. 电网技术, 2012, 36(1): 79-84.
FU Liwei, WANG Shouxiang, ZHANG Yongwu, et al. Optimal selection and configuration of multi-types of distributed generators in distribution network[J]. Power System Technology, 2012, 36(1): 79-84.

收稿日期：2017-12-27；　　修回日期：2018-04-17

作者简介：

傅金洲(1988—)，男，通信作者，硕士研究生，研究方向为新能源与分布式发电技术；E-mail: hffujinzhou@sina.com

孙　鸣(1957—)，男，博士，教授，研究方向为新能源与分布式发电技术。

(编辑　姜新丽)