

组合数值天气预报与地基云图的光伏超短期功率预测模型

朱 想,居蓉蓉,程 序,丁宇宇,周 海

(中国电力科学研究院(南京),江苏省南京市 210003)

摘要:为减轻光伏电站被云团遮挡导致发电功率突然衰减所造成的影响,提高光伏超短期的预测精度和预测有效时间长度,文中提出数值天气预报与地基云图相结合的光伏超短期功率预测模型。该模型首先基于临近晴空工况光伏超短期功率预测方法实现未来 4 h 预测,接着使用数值天气预报云量信息和地基云图等方法预测未来 4 h 内云团遮挡电站导致的功率衰减,并进行临近校正,以提高光伏超短期功率预测的精度。研究结果表明,文中所述模型具有很好的可行性和实用性,为光伏电站 0~4 h 超短期功率精确预测提供了一种方法。

关键词:数值天气预报;地基云图;云团跟踪;光伏功率预测;超短期

0 引言

太阳能作为一种绿色环保的可再生能源,已经得到广泛地开发和应用。随着大规模光伏电站接入电网,光伏发电输出功率的随机性和波动性已经对电网的安全稳定和经济运行造成影响。因此,对光伏发电输出功率进行准确预测,可以为电力调度提供重要的决策支持,以统筹安排常规电源和光伏发电的协调配合,有效地降低电力系统运行成本,使得光伏资源得到充分的利用,从而获得更大的经济效益和社会效益^[1-4]。但是,光伏发电系统的输出功率在很大程度上取决于光伏面板所能接收到的太阳辐射量,容易受到天气因素的影响,造成其输出功率不稳定且难以预测。地面辐照度作为光伏发电输出功率的主要影响因素之一,对光伏发电输出功率有直接影响,而云作为影响地面辐照量的主要气象要素,其生消和移动的变化是地面辐照度不确定性变化的根本原因之一^[1]。目前,光伏发电功率预测方法主要根据历史气象要素数据和光伏电站输出功率数据进行统计分析或神经网络方法进行预测,如基于人工神经网络的预测模型和基于支持向量机的预测模型^[5-6]。但是,涉及气象云图数据对光伏发电功率进行预测的文献还不多,主要停留在探索和尝试阶段,所以基于这些文献的方法进行光伏功率预测,在预测精度上还存在很大问题。国外有学者根据气象卫

星云图预估云层移动情况进行太阳辐照度预测,所涉及的卫星云图的时间分辨率最小为 30 min,最小空间分辨率为 2.5 km²。尽管借助卫星云图揭示地区云覆盖特征时是一种很好的方法,但是其时空分辨率相对较低^[7]。如果采用地基云图进行预测,如经常使用的 TSI-880 型全天空成像仪(TSI)的有效监测范围为 5 km,很难监测 5 km 以外的云团移动^[8],所以其拍摄的空间范围有限,而在未来 4 h 预测时间内,云团可能已经移动出了设备的监测范围,造成光伏功率预测模型的失效,很难实现光伏超短期的未来 4 h 有效预测。

为了提高光伏超短期的预测精度和预测时间长度,本文提出了数值天气预报(weather research forecast,WRF)与地基云图相结合的光伏超短期预测模型。该预测模型首先利用晴空工况光伏超短期功率预报方法^[9],对光伏电站未来 4 h 功率进行预测,接着使用 WRF 的气象数据(包括云量数据、近地面直射和散射辐射数据、不同云量高度的风速和风向数据)对未来 4 h 内,由于云遮挡造成的辐照度衰减进行预测数据校正,最后利用 TSI 小范围、高精度的优势,精确预测出临近时间内云团遮挡造成的辐射衰减,再基于辐射功率转换模型实现光伏功率超短期预测。

1 临近晴空工况预测

大气层外切平面的瞬时太阳辐射强度只与大气上界的太阳辐射强度和太阳辐射方向有关,可以通过天文学相关公式精确计算得到,若得到近地面瞬时太阳辐射强度与大气层外切平面的瞬时太阳辐射

收稿日期:2014-04-09;修回日期:2014-06-27。

国家高技术研究发展计划(863 计划)资助项目(2011AA05A104);国家电网公司科技项目(NY71-12-008)。

强度的关系式,就可以实时推算出近地面的太阳辐射强度。在同一光伏电站,同为晴空天气情况下,前几天的关系式必然与预测日的关系式高度相关^[9]。因此,使用文献[9]中提出的晴空工况光伏超短期功率预测方法,可以使用光伏电站的历史有功数据、历史辐射数据、历史组建温度等,统计分析并建立这一关系式,然后完成光电功率之间的转换。当辐照度和功率关系式确定后,只需要将对应的太阳辐射强度的值代入到光电功率转换关系式,再结合光伏组件逆变器实时工况就可以预测未来 0~4 h 的光伏电站发电功率^[9-10]。像所有其他半导体器件一样,太阳能电池对温度非常敏感。经统计发现,在 20~100 ℃ 范围内功率变化明显,温度每升高 1 ℃,实际功率比理论发电功率减少 0.35%;温度每降低 1 ℃,实际功率比理论发电功率增加 0.35%。为了减少气候、气温对预测精度的影响,采用临近相似天气型(距离预测日天气类型最近的一个相似天气类型,比如晴天、多云等)的历史功率和实测的辐射数据进行曲线相关性拟合,建立光电转换模型,以实现光电功率之间的转换。

近地面层的瞬时太阳辐射强度可通过已建设的自动气象监测站来实时获取,自动气象监测站按太阳能资源评估方法,地面气象观测规范等技术要求,通过各种气象传感器,对光伏电站微区域环境下的总辐射、直射辐射、散射辐射、组件温度、环境温度、风速风向等气象要素作实时数据采集,具体气象监测要素及技术指标如附录 A 表 A1 所示^[9]。该预测方法在光伏电站无云量影响时,太阳辐照度的直接辐射接近光伏电站水平面辐照度的总辐射。设 t 时刻光伏电站水平面辐照度的总辐射为 $R(t)$,且满足

$$F(R(t)) = aR^2(t) + bR(t) - c \quad (1)$$

式中: a, b, c 为二次曲线关系式的对应项系数; $F(\cdot)$ 为光伏电站预测发电功率函数。

以华东地区某测试光伏电站的某日功率历史数据和自动气象监测站同时时间段的辐射历史数据为样本,统计辐射/功率关系式如图 1 所示。

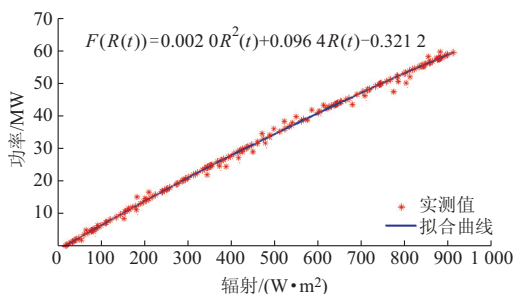


图 1 辐射/功率关系曲线

Fig.1 Calibration of radiation/power relationship

当辐射/功率关系式确定后,将对应时刻的预测辐射值代入到以上关系式,对未来 0~4 h 的光伏电站发电功率做出预测。当天预测结束后,更新光伏电站的历史功率数据与光伏电站地面辐射监测数据库,并重新统计辐射/功率关系式,为下一次功率预测做准备。该模型虽然可以实现对相似天气型光伏电站发电功率的预测,但却难以捕捉有云团将光伏电站遮挡时的功率突变式衰减。

2 模式云图数据准备

2.1 WRF 模式简介

WRF 模式具有先进的数值计算和资料同化技术,多重移动嵌套网格性能及完善的、适应不同地形和地貌特征的边界层物理过程参数化方案。WRF 模式在全球中尺度 WRF 业务和其他领域具有良好的应用效果,近年来被越来越多地应用在风电场和光伏电站数值模拟理论与应用研究中,并逐渐成为为新能源功率预测提供 WRF 产品的重要中尺度数值模式之一^[10]。本文的预测模型中,主要使用 WRF 模式计算输出不同云层高度的云量、风速、风向,以及近地面辐照度等信息。

2.2 WRF 云参数化方案

云的形成、发展和消亡是大气中特定物理过程的产物,反映了当时大气运动、大气稳定性和水汽状况,而大气中这种物理过程的进行又在一定程度上反映了大气状态的变化。文献[11]中采用 WRF 模式分别对相对湿度云量诊断方案、水物质法诊断方案、亮温法诊断方案进行比较,发现亮温法云量诊断方案可以真实地对云团进行诊断^[11],其云量诊断云图(以下简称模式云图)见附录 A 图 A1,其中蓝色区域为云量信息。

3 模式云图遮挡计算

3.1 模式云团提取

模式云图主要由云和地面构成,特征较为突出,其灰度直方图呈现两个单峰,易于分割(见附录 A 图 A2)。云图分割算法采用文献[12]中所提的经典分割算法^[12],已知模式云图主要由蓝、白两色构成,云图中的等高线在云团分割时所产生的干扰,可以通过图像去噪算法滤除,再利用最大类间方差自适应阈值分割算法对云团进行提取。使用 WRF 对云量诊断仿真时,可以对不同高度的云层进行云量诊断,仿真各云层的云图,且各层模式云图的图像特征相同,所以可以采用相同方法对云图进行分割,模式云图处理流程见附录 A 图 A3。根据以上方法提取的云团图像见附录 A 图 A4。

3.2 模式云团遮挡判定

云团移动产生的变化十分复杂,且没有规律可循,但相对较短时间内云团形变则比较缓慢,在此不妨假设云团在未来时刻的运动在图像上为平移。云团在未来时刻的运动是根据云团跟踪学习环节对云团移动速度和移动方向的预估结果,对未来时刻云团的位置做预测。

设 WRF 实现对 N 层云量的诊断,并预测出各云层的风速、风向等数据,其中模式云图的第 j 云层距地面的 WRF 计算高度为 $H_j (j \leq N)$ 。地平坐标系如图 2 所示,太阳光线为 OP ,地平面法线为 QP ,太阳高度角 α_s (OP 与其投影线 Pg 的夹角)可以由纬度 φ 、时角 ω 、赤纬角 δ 计算求得。

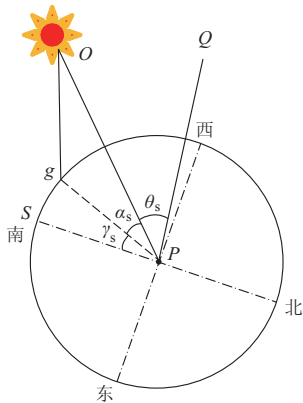


图 2 地平坐标系
Fig.2 Horizon coordinate system

其中,纬度 φ 可根据电站基础信息获得,时角 ω 的数值等于离正午时间乘以 15° ,赤纬角 δ 则可根据 Cooper 方程近似计算^[13],有

$$\delta = 23.45 \sin \left(360 \frac{n + 284}{265} \right) \quad (2)$$

式中: n 为一年中的日期序号。

进一步可得^[13]:

$$\sin \alpha_s = \sin \varphi \sin \delta + \cos \varphi \cos \delta \cos \omega \quad (3)$$

设天空中云团 I_i 中的某个点在地面上的垂直投影坐标为 $I_i'(x_i', y_i')$,在水平面上的投影为 $I_i''(x_i'', y_i'')$,云团投影计算见图 3。

已知云团高度为 H_j ,高度角为 α_s ,设垂直投影点距离水平面上太阳光线投影点距离为 d ,则 $d = H_j \cot \alpha_s$ 。设 β 为 x_i' 与 y_i' 的夹角,则斜率 $\tan \beta = y_i' / x_i'$,计算可得水平面投影坐标为:

$$\begin{cases} x_i'' = x_i' - H_j \cot \alpha_s \cos \beta \\ y_i'' = y_i' - H_j \cot \alpha_s \sin \beta \end{cases} \quad (4)$$

云量遮挡光伏电站过程相对复杂,需要综合考虑光伏电站和云团的面积大小,但细化到光伏电站中的光伏组件的遮挡的原理相同,本文选取相对小

的电站建模,将大型光伏电站分割成多个相对小的电站做综合分析建模。对超短期未来 4 h 的输出功率进行预测,只关注对应时刻点的遮挡状态,对该时刻功率衰减的影响。为方便研究,可设第 j 层某云团的水平面太阳投影遮挡光伏电站时,即为遮挡,反映到数学表示中为 0 和 1 两种状态。再利用各层风速计算未来云团的运动轨迹,如图 4 所示。

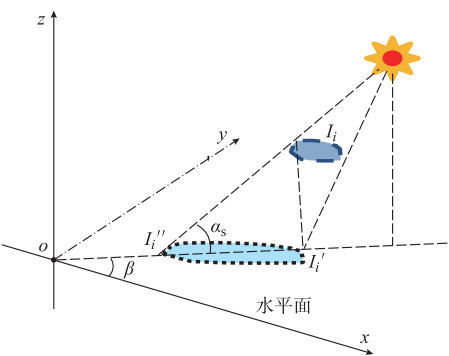


图 3 云团投影计算
Fig.3 Cloud projection computing

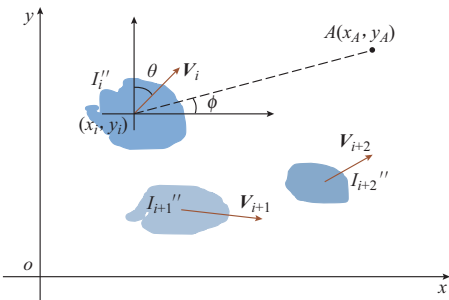


图 4 云团轨迹计算方法示意图
Fig.4 Schematic of cloud trajectory calculation method

设光伏电站 A 的坐标为 (x_A, y_A) ,第 j 层的第 i 个云团 I_i 的水平面投影的质心坐标为 $I_i''(x_i'', y_i'')$,对应的风速为 v_i ,风向角为 θ , ϕ 是水平面投影质心和电站连线与 x 轴的夹角,其中

$$\phi = \arctan \frac{y_A - y_i''}{x_A - x_i''} \quad (5)$$

而 v_i' 是云团 I_i 到电站 A 的速度分量,则有

$$v_i' = v_i \sin \theta \cos \phi \quad (6)$$

则云团 I_i 的地面投影距离电站 A 的云团像素距离为 D_i ,真实地理距离为 D_i' 。根据模式云图和真实地理面积的换算关系,可计算出一个像素点所覆盖的真实地理面积为 289.44 m^2 ,可以推算出真实地理距离的边长倍增因子等于 24.056,真实距离为:

$$D_i' = 24.056 \sqrt{(x_A - x_i'')^2 + (y_A - y_i'')^2} \quad (7)$$

在 v_i 作用下,云团 I_i 地面投影从当前位置移

动到电站 A 的时间 $T_i = D_i' / v_i'$ 。在某时刻的 N 个云层中,只要有某个云团的投影对光伏电站产生遮挡,则都会对电站的辐射产生衰减。对于超短期 $0 \sim 4$ h 预测时间长度,按照相关技术标准,每 15 min 一个点,则需要 16 个预测点处重新计算当时云团的覆盖状态的值,即可满足后续预测模型对数据的要求。假设在某个预测时间点,第 j 层云图中有云团 I_i 的地面投影像素对电站 A 形成覆盖,即可判定该时刻第 j 层的 I_i 云团为遮挡,表示为 $s_j, s_j \in (0, 1)$,假设 N 个云层对电站 A 的最终遮挡状态为 S_N ,其值为:

$$S_N = \sum_{j=1}^N s_j \quad (8)$$

当 $S_N = 0$ 时,则光伏电站没有被遮挡,或者 S_N 越大说明光伏电站被遮挡的越严重。

3.3 模式云图辐射衰减

WRF 可实现对地面直射、散射辐射进行预测,可以根据 S_N 确定是否采用直射或散射值对光伏电站超短期的功率预测,且 S_N 值越大,说明云团越厚,对太阳所造成的衰减越大。设模式云图的遮挡辐照度衰减系数为 $\rho (0 \leq \rho \leq 1)$, ρ 值是利用临近天气型且相同时刻有云状况下, WRF 的散射辐射除以总辐射所得的一系列折损系数,并计算数学期望作为最终的折损系数。可设太阳辐照度的散射辐射为 $r(t)$,光伏电站输出功率为 $P(t)$,则有

$$P(t) = \begin{cases} F\left(\frac{\rho r(t)}{S_N}\right) & S_N > 0 \\ F(R(t)) & S_N = 0 \end{cases} \quad (9)$$

式中: $r(t)$ 为 WRF 的计算输出数据。

4 地基云图临近校正

4.1 地基采集设备

TSI 为全彩色数字成像仪,可自动进行全天空云量的持续性观测,时空分辨率较高,该仪器不仅可以监测云量的大小,还可以通过云的变化分析天气形势。本文所采用 TSI 型号为 TSI-880(如附录 A 图 A5 所示),它通过上方的照相机垂直向下拍摄带有加热装置的半球镜面,得到当时天空的图像。所得图像是分辨率为 352×288 像素的 24 位 RGB 真彩色图像,以 JPEG 格式被自动存储到计算机上,用于图像处理与分析^[8]。

4.2 局部法云团提取

当 TSI 处于雾、霾、沙尘天气时,空气中悬浮颗粒会对太阳光线产生影响,造成地基成像设备所采集的图片效果变差,此时地基云图的红蓝特征也会

不太明显,这种情况给云图的云团提取带来了一定的难度。针对该问题,本文基于文献[14-15]的局部阈值插值的地基云自动检测方法的基础上进行方法改进,首先将云图进行锐化,以放大云团目标的特征,再运用局部阈值计算方法提取云团。具体步骤如下。

1) 对云图进行锐化,突出图像中被模糊了的细节,锐化采用拉普拉斯算子的二阶微分图像进行增强。

2) 计算云图的最大灰值 W_{\max} 和最小灰度值 W_{\min} ,并用最大类间方差法算出全局阈值 W_{th} 。

3) 对云图划分子区域,计算每个子区域的最大灰度值 L_{\max} 和最小灰度值 L_{\min} ,再使用最大类间方差法计算出云图子区域的局部区域阈值 L_{th} ,从而提取出每个子区域中的云团,进而提取整个地基云图的云团进行分析比较,可采用 15×15 的子区域划分法对云团进行提取(见附录 A 图 A7)。

附录 A 图 A7 为采用云图局部阈值分割方法和云图全局阈值分割方法的地基云图的云团提取结果,可以看出在该类问题的处理上,局部阈值法相对于全局阈值法,效果十分明显。

4.3 预测临近校对

在准确提取出地基云图中的云团后,使用文献[8]中所提的基于地基云图的光伏功率超短期预测模型^[8],该模型考虑了云团提取、运动跟踪、移动预测,太阳遮挡等问题,并提出了有效的光伏功率超短期预测模型,验证了地基云图在光伏辐射功率转换关系方面的问题。其模型原理为采用临近天气型的历史每天相同时刻有云状况下的辐照度除以晴空状况下的辐照度得出的一系列折损系数,然后求取其数学期望作为最终的折损系数 $\lambda (0 \leq \lambda \leq 1)$,且阴天时, $\lambda = 0$,晴空无云团遮挡时, $\lambda = 1$ 。设地基云图云团遮挡状态为 $S_d, S_d \in (0, 1)$,其中 $S_d = 1$ 时为遮挡。同样,为了减小气温、日照对辐射功率曲线的影响,采用过去临近晴天的数据进行滚动更新,从而实现临近校对功能。其运算模型为:

$$P(t) = \begin{cases} F(\lambda R(t)) & S_d = 1 \\ F(R(t)) & S_d = 0 \end{cases} \quad (10)$$

5 超短期预测模型

本文提出的功率预测模型主要步骤如下。

步骤 1: ρ 和 λ 衰减系数计算。根据模式云图和地基云图关于基于过去的一段时间的数据,计算出两个衰减系数 ρ 和 λ 的不同时间段的一系列衰减数值序列。

步骤 2:利用临近晴空工况方法预测基准数据。根据过去临近相似天气型的晴天数据,统计出无云遮挡的理想状态下所对应辐射功率曲线,并计算出从当前时刻起未来 4 h 光伏超短期发电功率,当做光伏超短期发电功率预测的基础功率数据。

步骤 3:小时内预测功率的临近校正。根据地基实测云图数据,判定未来 1 h 以内是否有云遮挡电站。若遮挡,则利用地基辐射功率模型进行临近小时内的云遮挡光伏功率衰减校正。

步骤 4:未来 1 h 以后的临近 3 h 校正。利用 WRF 预测 1 h 以后且未来 4 h 以内的云量数据,并判定对电站是否有遮挡,若有模式云团对电站造成遮挡,则利用模式云图辐射功率模型对遮挡状态 S_m 大于 0 时的光伏功率进行衰减校正。

预测算法流程见图 5。

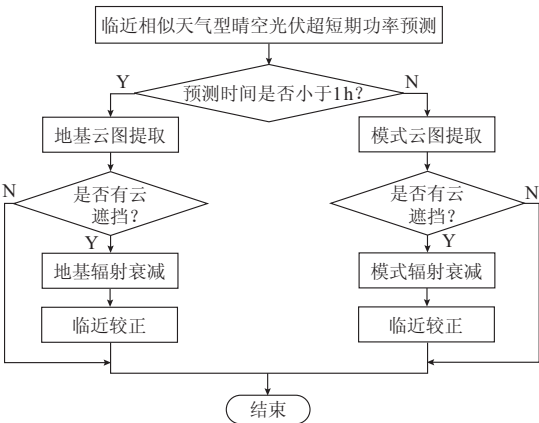


图 5 预测模型执行流程图
Fig.5 Flow chart of prediction model execution

6 算例分析

6.1 算例介绍

为了验证基于 WRF 与地基云图的光伏超短期功率预报模型的可用性和普适性,算例分别选择华东地区某太阳能发电研发(实验)中心屋顶光伏电站(简称 1 号电站)和西北地区某光伏产业基地 2013 年 12 月份并网发电的某光伏电站(简称 2 号电站)为实验场地。两个光伏电站分别配有 TSI-880 型号 TSI 辐射仪,而用于计算云量、风速、风向及地面辐射度的 WRF 业务系统部署在华东地区某计算中心。本文实验数据包括两个实验光伏电站一整天的地基云图像、辐照度、输出功率和光伏逆变器工况数据,时间分辨率均为 15 min。为丰富预测模型的验证算例,实验分别选择 1 号电站 2013 年 8 月 14 日和 2 号电站 2014 年 2 月 16 日的数据进行验证。

6.2 算例验证

1 号电站的临近天气型晴天辐射功率转换曲线为:

$$F(R(t))=-0.001\ 3R^2(t)+0.078R(t)-1.406\ 8\tag{11}$$

2 号电站的临近天气型晴天辐射功率转换曲线为:

$$F(R(t))=-0.000\ 2R^2(t)+0.112R(t)-0.488\ 1\tag{12}$$

采用晴空工况光伏超短期功率预测方法,首先实时精确计算预测点大气层外切平面的瞬时太阳辐射强度,代入辐射关系式得到地面辐射强度预测值,然后将辐射强度代入到辐射功率转换曲线,结果如图 6 所示。

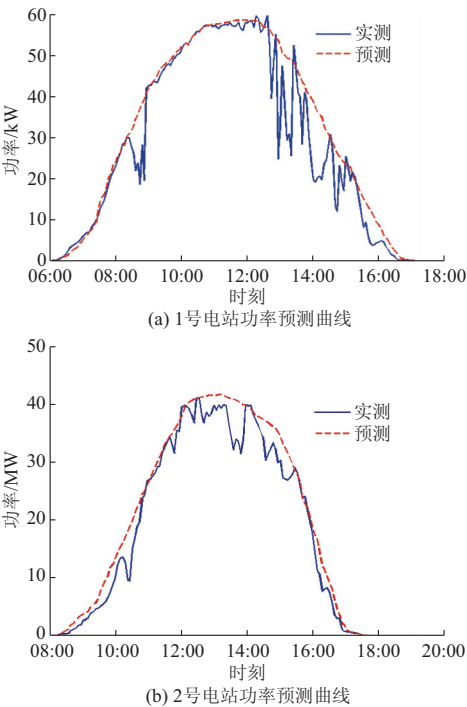


图 6 方法 1 下功率预测曲线
Fig.6 Power prediction curves with method 1

由图 6 可以发现,仅使用临近晴空工况光伏超短期功率预测模型(简称方法 1)计算 0~4 h 的光伏功率超短期预测时,不能有效地捕捉有云覆盖电站时,由于辐照度衰减所导致的光伏电站功率变化。

仅采用基于地基云图进行光伏超短期功率预测模型(简称方法 2)进行预测^[8],结果如图 7 所示。虽然该模型可以有效地预测出未来 1 h 左右由于云团遮挡所导致的功率衰减,但是该预测结果的时间长度不能满足 0~4 h 有效预测时间的要求,对后期的辐射衰减没有准确的预测。

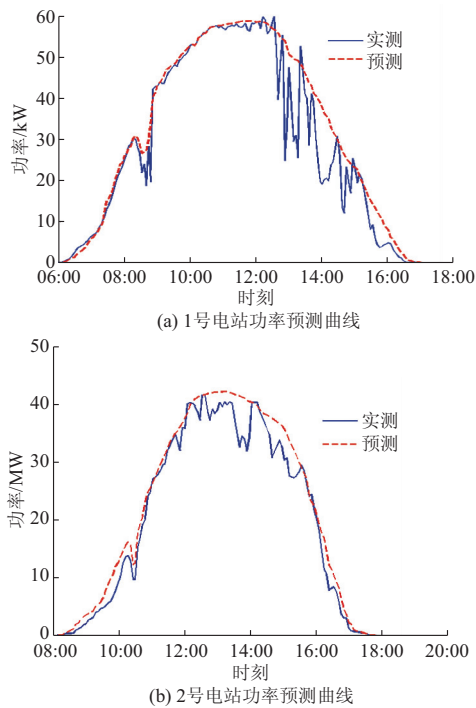


图 7 方法 2 下功率预测曲线
Fig.7 Power prediction curves with method 2

采用基于 WRF 和地基云图相结合的光伏功率超短期预测模型(简称方法 3),首先拟合出基于方法 1 的临近天气型晴天辐射功率转换曲线;然后,利用 WRF 精细化的预报出 1 号电站和 2 号电站的 200~5 000 m,共计 16 层高度的风速风向和近地面太阳直接和散射辐射,时间分辨率为 5 min。将 WRF 预测数据代入 $P(t)$ 关系式,将遮挡时的 $P(t)$ 值替换方法 1 中对应时间点的值。然后将方法 2 的计算结果替换临近 1 h 内发生云团遮挡时的 4 个预报点的对应值。所计算出的预测结果如图 8 所示。

通过以上计算分析,可以发现方法 2 的预测有效时间长度短于方法 3,体现在图 7 的 12:00 以后。方法 3 的预测结果输出以后,算法结束,而方法 2 由于没有对后续时间进行有效预测,因而只是将方法 1 的结果直接代入使用,所以误差较大。

光伏误差计算方法主要评估指标有均方根误差(RMSE)、平均绝对误差(MAE)、相关性系数,分别设为 e_{RMSE} 、 e_{MAE} 、 e_r ,则 1 号电站和 2 号电站的误差计算如表 1 和表 2 所示。

通过误差分析,1 号电站和 2 号电站采用方法 3,即 WRF 与地基云图相结合的光伏超短期预测模型的优化效果有一定的提高,修正后 1 号电站的 e_{RMSE} 为 10.56%, e_{MAE} 为 2.975 6 kW, e_r 为 0.955 2。而修正后的 2 号电站 e_{RMSE} 为 10.14%, e_{MAE} 为 2.721 3 MW, e_r 为 0.963 4。

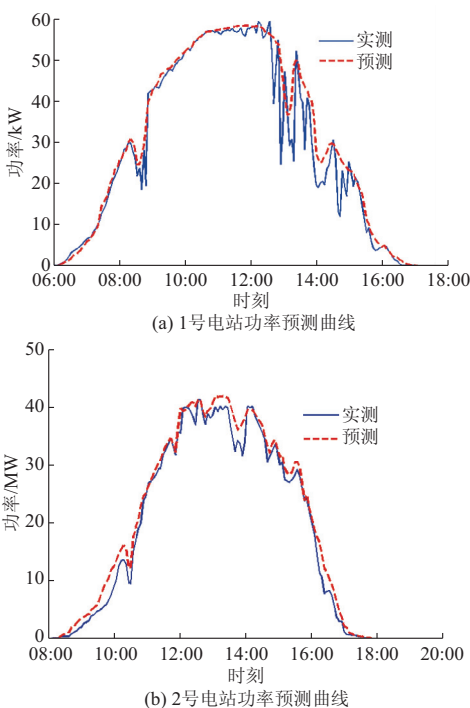


图 8 方法 3 下功率预测曲线
Fig.8 Power prediction curves with method 3

表 1 1 号电站预测误差分析
Table 1 Prediction error analysis for No. 1 power station

方法	$e_{RMSE}/\%$	e_{MAE}/kW	e_r
方法 1	17.38	6.413 7	0.842 5
方法 2	15.13	4.347 2	0.896 5
方法 3	10.56	2.975 6	0.955 2

表 2 2 号电站预测误差分析
Table 2 Prediction error analysis for No. 2 power station

方法	$e_{RMSE}/\%$	e_{MAE}/MW	e_r
方法 1	14.19	5.491 2	0.891 5
方法 2	11.38	3.913 5	0.913 4
方法 3	10.14	2.721 3	0.963 4

7 结语

基于数据统计的光伏超短期功率预测方法很难捕捉到云量对光伏电站功率的衰减影响,而仅仅依靠地基云图进行预测,其有效预测时间长度又不能满足 4 h 的要求。本文提出的光伏超短期功率预测模型经过实例验证和分析,能够捕捉未来 4 h 内由于云团造成的功率衰减的突变,提高 4 h 时间长度的预测精度。该预测模型使用 WRF 对 0~4 h 内的云量进行捕捉,并建立辐射功率衰减模型,再基于地基云图的辐射衰减模型进行临近校正,进一步提高了光伏功率预测的准确性和可靠性,为 WRF 模拟云量数据在光伏功率预测领域做了一次尝试。

本文所提预测模型主要基于晴空且可见度较好的条件,随着雾霾现象越来越严重,该模型基准数据如果使用相同雾霾条件下的数据进行临近曲线拟合,该预测模型则具有一定的适应性。但是雾霾产生因素很多,不是常态的气象因素,且雾霾对太阳光线会产生散射,导致地基云图降质,增加地基云状的识别难度,所以雾霾的产生会使该预测模型产生一定的误差,在以后的工作中还需要针对雾霾气象因素对光伏发电功率的影响进行深入研究。另外,本文采用 WRF 所预报的云量、风速去推算模拟云量的运动规律,因为是分析模拟云量数据,所以在云层高度划分、云团移动随机性方面,还需进一步细化和深入研究。在模式云图辐射衰减方面,本文只做了简单的晴空分类,在以后的研究中还需要对天气型进行更为精细地分类,以建立更高精度的辐射衰减模型,从而提高光伏超短期功率预测模型的预测精度。

附录见本刊网络版 (<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

参 考 文 献

[1] CALBÓ J, SABBURG J. Feature extraction from whole-sky ground-based images for cloud-type recognition[J]. Journal of Atmospheric and Oceanic Technology, 2008, 25(1): 3-14.

[2] 汪海瑛,白晓民.并网光伏的短期运行备用评估[J].电力系统自动化,2013,37(5):55-60.

WANG Haiying, BAI Xiaomin. Short-term operating reserve assessment for grid-connected photovoltaic system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(5): 55-60.

[3] DING Yi, SHEN Weixiang, LEVITIN G, et al. Economical evaluation of large-scale photovoltaic systems using universal generating function techniques[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2013, 1(2): 167-176.

[4] HAN Xiaonan, AI Xin, SUN Yingyun. Research on large-scale dispatchable grid-connected PV systems[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2014, 2(1): 69-76.

[5] YONA A, SENJYU T, FUNABASHI T. Application of recurrent neural network to short-term-ahead generating power forecasting for photovoltaic system[C]// Proceedings of IEEE Power Engineering Society General Meeting, June 24-28, 2007, Tampa, FL, USA: 6p.

[6] ADEL M, ALESSANDRO M P. A 24 h forecast of solar irradiance using artificial neural network; application for performance prediction of a grid-connected PV plant at Trieste, Italy[J]. Solar Energy, 2010, 84(5): 807-821.

[7] KASSIANOV E, LONG C N, OVTCHINNIKOV M. Cloud

sky cover versus cloud fraction whole-sky simulations and observations[J]. Journal of Applied Meteorology, 2004, 44(1): 86-98.

[8] 陈志宝,李秋水,程序,等.基于地基云图的光伏功率超短期预测模型研究[J].电力系统自动化,2013,37(19):20-25.

CHEN Zhibao, LI Qiushui, CHENG Xu, et al. A very short-term prediction model for photovoltaic power based on ground-based cloud images[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(19): 20-25.

[9] 程序,周海,王知嘉,等.晴空工况光伏超短期功率预报方法[J].可再生能源,2011,29(6):142-145.

CHENG Xu, ZHOU Hai, WANG Zhijia, et al. The method for ultra-short-term photovoltaic power prediction under clear sky condition[J]. Renewable Energy, 2011, 29(6): 142-145.

[10] 代倩,段善旭,蔡涛,等.基于天气类型聚类识别的光伏系统短期无辐照度发电预测模型研究[J].中国电机工程学报,2011, 31(34):28-34.

DAI Qian, DUAN Shanxu, CAI Tao, et al. Short-term PV generation system forecasting model without irradiation based on weather type clustering [J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(34): 28-34.

[11] 仵建勋,杨海龙,李振峰.基于 WRF 模式的云量诊断方法研究 [C]//第 29 届中国气象学会年会论文集,2012 年 9 月 12 日,沈阳,中国.

[12] OTSU N. A threshold selection method from gray level histograms [J]. IEEE Trans on Systems, Man and Cybernetics, 1979, 9(1): 62-66.

[13] 杨金焕,于化丛,葛亮.太阳能光伏发电应用技术[M].北京:电子工业出版社,2009:21-24.

[14] 杨俊,吕伟涛,马颖,等.基于局部阈值插值的地基云自动检测方法[J].气象学报,2010,68(6):1007-1017.

YANG Jun, LÜ Weitao, MA Ying, et al. An automatic ground-based cloud detection method based on the local threshold interpolation[J]. Acta Meteorologica Sinica, 2010, 68(6): 1007-1017.

[15] 姚领彦.基于聚类的图像分类和分割算法[D].天津:天津大学, 2011.

朱 想(1986—),男,通信作者,硕士,主要研究方向:数字图像处理、新能源发电功率预测技术。E-mail: zhuxiang@epri.sgcc.com.cn

居蓉蓉(1983—),女,硕士,工程师,主要研究方向:新能源并网技术。E-mail: jurongrong@epri.sgcc.com.cn

程 序(1979—),男,工程师,主要研究方向:气象监测及新能源发电功率预测。E-mail: chengxu@epri.sgcc.com.cn

(编辑 郑颖)

(下转第 74 页 continued on page 74)

A Very Short-term Prediction Model for Photovoltaic Power Based on Numerical Weather Prediction and Ground-based Cloud Images

ZHU Xiang, JU Rongrong, CHENG Xu, DING Yuyu, ZHOU Hai

(China Electric Power Research Institute (Nanjing), Nanjing 210003, China)

Abstract: To mitigate the influence brought about by the sudden decay of generation power due to the shading of the photovoltaic power station by cloud banks and improve very short-term prediction accuracy and the duration, a photovoltaic very short-term power predicting model is proposed by combining numerical weather forecast with ground-based cloud images. First, the model uses photovoltaic power very short-term predicting method under the approaching clear sky condition to predict the next four hours' photovoltaic power generation. Then, the cloud banks data of numerical weather forecast and sudden decay due to the cloud shaded photovoltaic power plants is used to predict the sudden decay in the forthcoming four hours and for approaching correction to improve the accuracy of very short-term prediction of the photovoltaic power. The results obtained show that the proposed model is feasible and practical as an accurate method for photovoltaic power plants 0~4 h very short-term prediction.

This work is supported by National High Technology Research and Development Program of China (863 Program) (No. 2011AA05A104) and State Grid Corporation of China (No. NY71-12-008).

Key words: numerical weather prediction; ground-based cloud images; cloud tracking; photovoltaic power prediction; very short-term