DOI: 10.7500/AEPS稿件编号

基于修正晴空模型的超短期光伏功率预测技术

马原1,2, 张雪敏1,2，甄钊1,2，梅生伟1,2

(1.清华大学电机工程与应用电子技术系，北京市 100084；

2. 电力系统及发电设备控制和仿真国家重点实验室，清华大学，北京市 100084)

摘要：本文旨在提高晴空及小波动条件下的光伏功率超短期预测精度。虽然，太阳辐射的日周期性和年周期性使光伏功率序列具有确定性分量，但是电站和当地气象的详细参数随时间变化且难以获取。为此，本文提出一个仅依赖少量参数的改进晴空功率计算模型，并在此基础上构建了在线更新参数的预测算法，预测小波动天气下光伏电站未来四小时的功率。采用吉林省某电站的数据进行了测试，结果表明：所提模型得到的晴空功率曲线可以较准确地拟合小波动天气下的电站出力，而基于在线更新参数的光伏预测结果可以使小波动天气第4小时预测误差降低到约3%，弥补了相邻晴天方法在一些场景下误差超过5%的不足。该方法不仅可以提高小波动天气下光伏功率超短期预测精度，也为复杂天气条件下提供了更准确的平稳化基准。

关键词：晴空模型；平稳化；光伏发电；超短期预测

**0** 引言[[1]](#footnote-1)

近年来全球光伏市场强劲增长，2019年全年新增装机容量达到97GW，光伏发电已经成为新能源发电新的增长点[1]。与传统能源不同，光伏功率受太阳辐照、气象、环境条件影响，具有较高的波动性和随机性，使得大规模光伏发电并网对电网的安全稳定运行产生了不良影响。准确、及时地对光伏功率作出预测有着重要的意义。

光伏系统的出力可以分为太阳辐射的日周期性和年周期性引起的确定性分量和云团移动和生消带来的随机性分量。周期分量的存在使得对于超短期（0-4h）尺度下的光伏出力序列而言，其均值和方差取决于一天中的时刻和出力水平，因此光伏功率序列在超短期时间尺度的预测中并不能看作是一个平稳的序列[2]。对超短期预测而言，如果可以对光伏功率中的这个确定性分量做出一个较为准确的预测，一方面可以利用此分量去除光伏序列中的周期分量，使序列在这个时间尺度下更平稳，从而便于预测；另一方面也可以将此分量作为小波动天气下光伏系统出力的估计值，提高小波动天气下光伏系统的预测精度，本文中“小波动天气”指电站上空没有大量云团影响电站出力的天气，具体定义将在1.2节给出。

在光伏功率预测的研究中许多文献利用“晴空模型”对光伏出力序列进行平稳化。文献[3]首先利用晴空辐照度模型将地表辐照度分为晴空分量和被云遮挡的分量，应用于辐照度预测的研究；文献[4]将此推广到光伏功率的预测中，用实测的功率序列除以晴空分量从而得到平稳化后的序列（称作“晴空指数”），并以此为基础进行功率预测。经典的晴空辐照度模型，如Solis、ESRA、REST2、Yang、ASHRAE等[5-8]，给出了无云团遮挡时到达地表的理想太阳辐照度，可作为光伏序列平稳化的基准值。但是由于温度等因素的影响，晴空辐照度和晴空时光伏板的理想功率之间并不是一个精确的比例关系，用晴空辐照度作平稳化得到的“晴空指数”对超短期预测要求的精度而言不够精确。针对这种情况，文献[9]提出了一个改进的光伏晴空指数，计算出了较为准确的理想晴空功率输出，然而此模型需要的光伏系统参数非常多，在实际应用中很难在所有电站都得到十分详尽的电站数据。文献[10]把光伏功率序列看作是一天内的时间和一年中的天数的函数，用此二维函数的包络线来作为晴空模型的近似。文献[11]用加权分位数回归的方法通过历史数据拟合每个时刻光伏电站的晴空理想出力作为晴空模型的基准值。但是通过分位数回归进行计算是对每个点单独进行的，对于超短期15min的分辨率而言，全年30540个点的拟合过程需要海量的计算量。

此外，也有文献利用相邻晴天的数据对光伏功率做出预测[12]，但是积日的影响使得距离目标日较远的晴天的光伏出力序列与目标日之间有较大的差别。经过计算，相差半个月左右的两个晴天全天出力的均方根误差在5%～10%之间；此外，由于大气透明度的不同，两个相邻晴天之间也可能会存在幅值上的差异，使得相邻两个晴天之间的差异增大。考虑到光伏电站选址通常在光资源丰富的地区，光伏系统出力光滑的时间在全年中通常能达到60~80天以上，研究一个便于计算、能准确反映光伏电站特性的晴空模型对预测光伏电站的出力有着重要的意义。

因此，本文通过研究传统晴空模型与实际光伏系统出力之间的关系，提出一个基于参数在线更新的改进晴空功率模型，并基于此方程对小波动天气下光伏功率做出超短期预测。本文的主要贡献主要如下：第一，提出了一个可以描述光伏电站晴空理想出力的计算模型，该模型不需要大量的电站参数，而由历史数据计算得到，因此对于实际运行电站有着良好的适应性。模型结果可以作为光伏电站功率去除周期分量进行平稳化的基准值，可以作为电站小波动天气下预测的参考值，也可以代替相似日的结果用于其他光伏功率预测的方法中；第二，基于晴空模型提出了一个针对小波动天气的在线更新的超短期功率预测方法，对小波动天气在3~4小时尺度下的预测精度有较好的提升。

1 晴空功率模型

本文提出的晴空功率模型利用了现有的ASHRAE[13]晴空辐照度模型，建立了计算晴空辐照度与实际光伏电站晴天出力之间的映射模型，从而得到光伏电站的晴空功率。首先，介绍一下ASHRAE模型。

1.1 ASHRAE晴空辐照度模型

根据文献[14]，晴空辐照度计算模型的精度和计算难度以及参数的获取难度成正相关。但是在一定精度下，模型的提升程度比较有限。综合考虑模型精度和模型的普适性，本文选取参数比较容易获取的ASHRAE晴空模型[13]作为晴空辐照度计算的基础。

ASHRAE模型需要的大气参数只有直射辐射光学厚度和散射辐射的光学厚度。虽然，某一地点的和在一年中是不断变化的，代表着如海拔、水汽含量和气溶胶等与当地晴空太阳辐射相关的大气参数，但是这两个参数在全球大部分地区每个月的平均值可由文献[13]附录查到。

晴空条件下，最终到达地面的太阳辐射可以分为直射辐射和散射辐射，计算公式如下：





式中：是太阳常数，取1366.1，和为直射辐射和散射辐射的光学厚度，为大气光学厚度，和分别为直射辐射和散射辐射的大气光学修正指数。

大气光学质量可以通过太阳高度角近似计算，大气光学质量修正指数和可以根据和求出，如下：







基于上述计算，可以得到ASHRAE模型的晴空地表辐照度



1.2 晴空辐照度到晴空功率映射方程建模

由于温度、辐照度等因素对转化效率的影响，地表辐照度和光伏系统输出功率之间的关系并不是一个简单的线性关系，晴空辐照度和晴空功率之间的区别主要体现在两个方面：幅值和形状。此外，辐照度与功率之间的转换关系会随太阳的日周期和年周期变化带来的气象条件的变化而周期变化。下面本文将对这些因素逐个分析并拟合。

对于某个固定位置的光伏系统来说，其最大经验功率输出为[15]



其中，是光伏系统的光电转换效率，是光伏阵列的面积，是辐射到光伏板上的辐照度，是光伏板温度。从上述经验公式可以得到温度对辐照度-功率转换过程的影响系数



通常，几乎所有的并网光伏逆变器都采用最大功率点跟踪控制[15]，但是多数光伏组件在低辐照度下性能会下降，导致光伏板效率下降。根据文献[16]，在温度恒定的情况下，效率随辐照度的变化可以表示为如下的公式



和一起可以在一定程度上描述晴空辐照度和晴空功率曲线形状上的差异。

除此之外，辐照度和功率之间还有幅值上的差异。通过分析实测功率数据出力曲线光滑的天气，本文将辐照度到功率之间的幅值上的映射关系近似为一个随一年中的天数变化的三角函数的形式：



式中：、、均为常数，为方程的待定参数，代表一年中的第几天。

经过以上分析，本文假设、、三个方面的影响构成了辐照度与功率之间的映射关系，描述辐照度与功率之间在幅值和形状上的不同，总的辐照度到功率的映射方程形式如下：



2 晴空功率模型参数估计及预测算法

2.1 晴空辐照度到晴空功率映射方程参数估计

由辐照度到功率的映射方程可以看出，在方程的参数已知的情况下，如果已知计算得到的晴空辐照度、温度，便可以对晴空功率做一个较为准确的估计。本节将综合数据获取的难易程度对参数的拟合流程进行分析。具体步骤如下

1）考虑对辐照度到功率转换关系的影响。温度对转换效率的影响是一个相对确定的关系，由于测量值的缺失，本文采用数值天气预报（NWP）中的温度进行近似替代，在拟合过程中首先利用NWP温度消除拟合方程中温度的影响，令



则原方程可以等价为



2）考虑辐照度与功率在幅值上的差异，由于并网光伏系统大多采用最大功率点跟踪控制，因此在正午光伏系统出力峰值时刻辐照度大小对辐照度和功率之间关系的影响为1，在正午时辐照度到功率的映射方程可以简化为



式中：为晴天正午时刻光伏电站当天理想出力的峰值。通过挑选实测数据中出力光滑的某些天的峰值出力和对应的晴空辐照度可以对幅值系数进行拟合，得到、、，三个参数的拟合值。

3）利用得到全年中的变化情况后消除方程中的影响，令，最终映射方程可以简化为



利用筛选出的小波动天气下的实测功率值和对应的晴空辐照度对的、、分别进行拟合。



考虑到光伏电站的特性并不是全年不变的，此处的拟合方程也并不是一个精确的理论方程。本文选择先采用历史数据中一年的数据拟合映射方程中的影响转换关系的三部分参数，得到初始参数和初始全年晴空功率曲线；然后计算未来具体某一日的晴空功率时，用距离目标日最近的一个近似晴空的数据对映射方程的参数进行迭代更新，对映射方程中描述曲线形状的部分参数重新拟合，得到更新后的附近日期的晴空功率曲线



图1 数据集1光伏电站全年峰值功率波动

**Fig.1 Annual peak power fluctuation of photovoltaic power station in dataset 1**



图2 数据集2光伏电站全年峰值功率波动

**Fig.2 Annual peak power fluctuation of photovoltaic power station in dataset 2**

2.2 基于晴空功率模型的在线更新预测算法

基于前文的晴空辐照度映射模型以及参数拟合中的全年参数，本文提出一个针对小波动天气的光伏超短期功率预测算法。在目标日功率出现前四小时开始滚动预测，直至日落，每隔15min预测当前时刻未来4h内16个点的出力。当天第时刻开始利用当天前个功率数据更新映射模型的参数，对第时间尺度的预测结果作出修正。其中代表对未来第个点预测时开始用当天的数据更新模型的序号。具体方法如下：

1）在开始预测内，未来第个点的预测结果用上一个近似晴天数据更新的晴空功率曲线作为当天出力的预测值

2）开始预测后，根据已经过去的个点中出现的功率数据，对映射方程描述曲线形状部分的参数中的、、进行修正，用修正后的晴空功率曲线对应时刻的拟合值作为预测值，之后每隔15min出现新的功率后，利用当天新出现的功率值对晴空功率曲线预测结果进行更新。

3 实例分析

本文所用实验数据为中国吉林两个光伏电站在2017至2018年间的实际运行数据，包括数值天气预报（NWP）和实测功率，数据的时间分辨率为15min，两个光伏电站2018年全年的每日峰值功率波动情况如图1-2，分别称作数据集1和数据集2，其中数据集1机组的额定功率为20MW，数据集2机组的额定功率为150MW。可以看出，数据集1的每日峰值功率较为稳定，多数情况下维持在额定功率20MW附近，说明电站运行状态稳定，在晴天环境下能够基本实现额定功率输出；数据集2的每日峰值功率则存在明显波动，说明电站运行状态（实际并网容量、光伏电池组件清洁情况等）可能发生多次改变，即使同样晴天环境下发电功率仍存在差异。2017年的数据用作训练和拟合晴空模型，2018年的数据用来验证本文所提模型的有效性。实例验证在python3.6环境下编程实现。

3.1 晴空功率模型实例分析

晴空功率模型的主要目的是得到一个便于计算，贴合电站实际，考虑积日等确定性因素影响的光伏电站晴空功率的计算值。它作为基准值去除光伏出力序列中的周期分量，在小波动天气下可以作为光伏电站目标日出力的估计值。

为证明算法的有效性，本研究分别选取(a)目标日相邻晴天的曲线和(b)文献[17]中的分位数回归拟合得到的晴空功率基准值作为对照模型。分别对比本文所提模型和对照模型在测试集上的表现，模型用数据集1作为的测试数据。

图3展示的是2018年4月24日本文所提晴空功率模型和a）、b）两种对照方案与实测功率之间的对比结果，距离此日最近的一个晴天是2018年4月8日。由图3可知，相邻晴天的结果由于积日的影响，相邻晴天的曲线与本日的实际出力在日出日落时刻上已经出现了差异；分位数回归方法得到的结果只是取了一定概率下大于实际出力的曲线作为基准值，与真实值并不是很贴合，也并没有解决积日的问题。而本文提出的晴空模型很好地匹配了当日电站的实际出力，说明本文所提模型在一定程度上可以描述电站的出力特性。



图3 2018年4月24日本文方法和其他方法的对比结果

**Fig.3 Result comparison of the proposed method and general method in 24 Feb 2018**

3.2 预测模型实例分析

测试算例所用样本同样来自于该电站2018年功率数据中出力光滑的全天数据，共76天。采用均方根误差作为模型的评价指标，如下：



其中，是电站容量, 和 分别是第k个预测时刻的真实值和预测值，k代表预测的时间尺度，n代表样本的总数。

为验证所提出预测算法对光伏超短期预测精度的效果，本节选择常用的SVR[18]模型和相似日方法预测的结果作为对照，本文此处相似日用于预测是把相似日代替晴空模型代入到本文的预测算法中进行迭代预测，但是不进行天内的更新。

首先是模型的参数的确定。根据2017年结果的后验分析，的规律比较稳定。在时间尺度一小时的预测中，取20至24即均可取得较好精度；在时间尺度一小时之后的预测中取28时精度最高。因此本算例在一小时内的预测中选取20，一小时至三小时的预测中选取28。这里需要注意的是，从开始预测的时刻开始计算，按四小时的预测时间尺度而言，模型从功率出现前开始迭

代预测，取20代表从功率出现后一小时开始更新模型。同理，取28代表着从功率出现后三小时开始更新模型。测试算例未来4小时16个点预测精度的变化结果如图4。

表1 相似日方法的误差大于5%的天的相似日方法结果和预测模型结果对比

**Table 1 statistical results comparison of the proposed method and similar day method for days with similar day method error greater than 5%**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 日期 | 相似日方法误差 | | 所提方法 | 所提方法 |
| 2018/2/4 | | 10.3566 | 3.011656 | 4.055076 |
| 2018/2/24 | | 10.36947 | 1.385518 | 2.484228 |
| 2018/2/27 | | 6.348836 | 1.777913 | 3.9033 |
| 2018/3/25 | | 5.492639 | 1.407702 | 3.604475 |
| 2018/4/8 | | 7.608928 | 0.956385 | 5.531165 |
| 2018/9/15 | | 9.083793 | 3.373944 | 5.255664 |
| 2018/9/16 | | 5.116408 | 1.660861 | 1.907537 |
| 2018/11/5 | | 6.078836 | 2.076787 | 4.721219 |
| 2018/11/12 | | 8.425262 | 2.354166 | 5.033133 |

从统计结果我们可以看出，与传统方法相比，本文所提预测方案在小波动天气下有较为明显的优势。值得注意的是，在较长时间尺度下，模型预测精度的提升比例要高于在较短时间尺度下的精度的提升，尤其是在第四个小时也就是图2第16个点，预测误差由SVR的10.31%降低到了本方法的3.78%，因为本文所提出的预测模型在预测过程中不断利用当天出现的新数据更新模型的参数，从而给出了一个更加准确的光伏电站出力的基准值，作为较长时间尺度下预测的参考，弥补了超短期预测对未来信息掌握不足的一部分缺陷。



图4 预测算法预测结果对比

**Fig.4 Result comparison of the proposed method and general method**

逐天观察测试集晴天的预测结果，统计相似日方法的误差，误差主要集中在1%～5%之间，但是有一部分天的误差超过5%甚至达到10%以上。这一部分误差超过5%的nRMSE统计结果如表1。

由表1可以看出，本文所提预测方法对相似日方法误差大的天都有了较大的提升，一方面因为预测方法基于的晴空功率模型可以很好地对电站的出力特性进行描述，另一方面在预测中，模型在当天会在不同的预测时间尺度下加入当天的新数据对模型进行修正，进一步提高了模型对当天的匹配程度，从而提高了预测精度。

对于相似日方法预测结果误差在5%以下的天，相似日方法的表现和本文所提预测方法表现相差不大，但是本文所提方法在两小时时间尺度内预测的表现仍要优于相似日方法，因为在较短时间尺度下本文模型预测使利用当天的新数据更新晴空模型得到的结果更贴近于当天真实的未来出力，在较长时间尺度下，由于未来数据距离更新模型所用的数据在时间上有一定距离，因此精度会比较短时间尺度的结果有所降低，但绝对精度仍要略好于相似日方法。



图5 相似日方法和本文所提方法15min时间尺度和4h时间尺度的日均预测误差分布

**Fig.5 Distribution of the daily mean values of RMSE for the similar day method and the proposed method over the**

图5展示了相似日方法和本文所提方法在15min时间尺度和4h时间尺度的日平均预测误差的分布。从均值上来看本文所提方法对小波动天气下光伏电站功率的预测有着较大提升，对15min时间尺度的预测而言，平均精度的提升达到了约52%，对4h时间尺度的预测，平均精度的提升也有接近17%。此外，对于相似日方法中出现的较大误差的天，本文所提方法也做出了很好的改善，在4h预测时间尺度下出现的最大的误差相比相似日方法减小接近了一半，避免了较大误差出现的情况下对电力系统的冲击。

为进一步证明预测算法参数更新的优势，本文选择全年峰值功率波动较大的数据集2作为对照，比较预测精度相对于参数没有更新的相似日方法的提升，结果如图6。可以看出，在全年峰值功率波动较大的数据集2中，本文所提方法由于存在日内修正环节，能够有效减少因电站运行状态改变导致的建模误差，预测精度相对于相似日方法有着更大的提升。

4 总结

本文提出了一个可以反映辐照度到光伏映射关系的参数方程模型，并在此基础上提出了针对小波动天气的在线更新参数的光伏超短期预测算法，通过算例测试可以得到以下结论：

1）本文提出的晴空功率模型与小波动情况下的实测功率数据十分相似，可以比较好地描述光伏系统功率输出的特性。

2）预测算法在提出的晴空功率模型的基础上，在预测天内根据当天新出现的数据对模型进行迭代修正，用于当前时刻未来四小时电站出力的预测，预测结果相比其他预测模型均有所提升，其中对较长时间尺度下的预测精度的提升比例要比短时间尺度下要大，这对实际系统的运行调度有着重要的意义。



图6参数更新算法相对于相似日方法精度的提升在数据集1和数据集2中的对比

**Fig.6 RMSE improvement of proposed model compared to the reference model for dataset1 and dataset2**

3）预测模型的结果相比相似日方法而言，不仅在预测误差的均值上有所降低，并且改善了相似日方法中出现的较大误差的情况；在全年峰值功率波动较大的数据集中，本文所提方法的预测精度相对于相似日方法有着更大的提升。

考虑到一年中小波动天气占比颇多，本文所提方法在对小波动天气下光伏电站的出力有着较高的价值，对提高光伏电站整体预测精度也有较大的意义。下一步工作将结合卫星云图展开，对未来的天气状况作出更准确的判断，从而提前预判适用于此模型应用的场景。

参 考 文 献

1. International Renewable Energy Agency. Renewable Capacity Statistics 2020 [R]. International Renewable Energy Agency, 2020
2. Agoua X G , Girard R , Kariniotakis G . Short-Term Spatio-Temporal Forecasting of Photovoltaic Power Production[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017:1-1.
3. Chowdhury B H, Rahman S. Forecasting sub-hourly solar irradiance for prediction of photovoltaic output[C]//19th IEEE Photovoltaic Specialists Conference. 1987: 171-176.
4. Bacher P, Madsen H, Nielsen H A. Online short-term solar power forecasting[J]. Solar energy, 2009, 83(10): 1772-1783.
5. Ineichen P, Perez R. A new airmass independent formulation for the Linke turbidity coefficient[J]. Solar Energy, 2002, 73(3): 151-157.
6. Rigollier C, Bauer O, Wald L. On the clear sky model of the ESRA—European Solar Radiation Atlas—with respect to the Heliosat method[J]. Solar energy, 2000, 68(1): 33-48.
7. Gueymard C A. REST2: High-performance solar radiation model for cloudless-sky irradiance, illuminance, and photosynthetically active radiation–Validation with a benchmark dataset[J]. Solar Energy, 2008, 82(3): 272-285.
8. Yang K, Huang G W, Tamai N. A hybrid model for estimating global solar radiation[J]. Solar energy, 2001, 70(1): 13-22.
9. Engerer N A, Mills F P. KPV: A clear-sky index for photovoltaics[J]. Solar energy, 2014, 105: 679-693.
10. Pedro H T C, Coimbra C F M. Assessment of forecasting techniques for solar power production with no exogenous inputs[J]. Solar Energy, 2012, 86(7): 2017-2028.
11. Bessa R J, Trindade A, Miranda V. Spatial-temporal solar power forecasting for smart grids[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2014, 11(1): 232-241.
12. 叶林,陈政,赵永宁,朱倩雯.基于遗传算法—模糊径向基神经网络的光伏发电功率预测模型[J].电力系统自动化,2015,39(16):16-22.

YE Lin, CHEN Zheng, ZHAO Yongning, et al. Photovoltaic Power Forecasting Model Based on Genetic Algorithm and Fuzzy Radial Basis Function Neural Network, 2015,39(16):16-22.

1. Kreith F, Kreider J F. Principles of solar engineering[M]. Washington, DC, Hemisphere Publishing Corp., 1978. 790 p., 1978.
2. Engerer N A, Mills F P. Validating nine clear sky radiation models in Australia[J]. Solar Energy, 2015, 120: 9-24.
3. Yona, Atsushi, Tomonobu Senjyu, and Toshihisa Funabashi. "Application of recurrent neural network to short-term-ahead generating power forecasting for photovoltaic system [C]." IEEE Power Engineering Society General Meeting. 2007.
4. Randall J F, Jacot J. Is AM1. 5 applicable in practice? Modelling eight photovoltaic materials with respect to light intensity and two spectra[J]. Renewable Energy, 2003, 28(12): 1851-1864.
5. Persson C, Bacher P, Shiga T, et al. Multi-site solar power forecasting using gradient boosted regression trees[J]. Solar Energy, 2017, 150: 423-436.
6. Drucker H, Burges C J C, Kaufman L, et al. Support vector regression machines[C]//Advances in neural information processing systems. 1997: 155-161.



马原(1998—)，男，硕士研究生，主要研究方向：光伏功率预测。E-mail：ma-y18@mails.tsinghua.edu.cn

张雪敏(1979—)，女，博士，副教授，主要研究方向：电力系统分析与控制、新能源预测。E-mail：zhangxuemin@mail.tsinghua.edu.cn

甄钊（1989—），男，通信作者，博士，讲师，主要研究方向：新能源发电功率预测。E-mail：zhenzhao@mail.tsinghua.edu.cn

梅生伟(1964—)，男，博士，教授，主要研究方向：电力系统分析与控制。E-mail：meishengwei@mail.tsinghua.edu.cn

**Ultra short term photovoltaic power prediction technology based on a modified clear sky model**

MA Yuan1,2, ZHANG Xuemin1,2, ZHEN Zhao1,2, MEI Shengwei1,2

(1. Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China;

2.States Key Laboratory of control and simulation of Power System and Generation Equipments,

Tsinghua Unniversity, Beijing 100084, China)

**Abstract:**This paper aims to improve the accuracy of ultra short term prediction of photovoltaic power under the conditions of clear sky and small fluctuation. The PV output has periodic characteristics because of the daily and annual periodicity of solar radiation, but the detailed parameters of the power station and local weather change over time are difficult to obtain. To this end, this paper proposes a modified clear sky power calculation model that relies only on a small number of parameters. On this basis, a prediction algorithm updating parameters online is constructed to predict the power output of a photovoltaic power plant in the next four hours under the small fluctuation weather. The test was performed using data from a power station in Jilin Province. The results show that the power curve obtained by the proposed model can accurately fit the power station output under the small fluctuation weather, and the photovoltaic prediction results based on the prediction algorithm updating parameters online can reduce the prediction error over the 4-hour horizon under small fluctuation weather to about 3%, which makes up for the deficiency of the adjacent sunny method in some scenarios with an error of more than 5%. This method not only improves the accuracy of ultra short term prediction of photovoltaic power under small fluctuation weather but also provides a more accurate stabilization benchmark for complex weather conditions.

This work is supported by National Key R&D Program of China (Technology and application of wind power /photovoltaic power prediction for promoting renewable energy consumption, 2018YFB0904200) and eponymous Complement S&T Program of State Grid Corporation of China (SGLNDKOOKJJS1800266)..  
**Key words:** clear sky model; stabilization; photovoltaic power generation; ultra short term forecast

1. 收稿日期： yyyy-mm-dd；修回日期：yyyy-mm-dd。

   国家重点研发计划项目‘促进可再生能源消纳的风电/光伏发电

   功率预测技术及应用（2018YFB0904200）’及国家电网有限公司配套科技项目（同名，SGLNDKOOKJJS1800266）资助。 [↑](#footnote-ref-1)