

[光伏发电]

分布式光伏电站功率因数问题及解决方案探讨

文/茂盟（上海）工程技术股份有限公司 梁 明

对分布式光伏发电系统接入用户配电系统后，功率因数出现的几种问题进行分析，阐述了对应的解决方法，对处理有类似问题的分布式光伏电站具有实际指导意义。明确了增量无功补偿装置容量的计算方法，指出了电容器分组投切无功补偿方法的缺点并提出解决方案。

近年来，随着光伏组件成本的降低，屋面分布式光伏发电项目如雨后春笋般在我国广泛建设、投产运行。由于光伏组件可以在屋面铺设，只要能满足经济效益目标即可考虑立项。光伏发电系统电能输出主要在9:00~15:00这个时间段，和电价的尖、峰时段大面积重叠，有着可观的经济效益，且屋面光伏发电系统的配置为建筑绿色节能等级的申请增分添彩。

为便于表述，本文中的用户是指在没有光伏发电系统接入之前是电力使用者；发电状态是指用户在光伏发电系统接入后处于余电上网状态，属于电力供应企业；用电状态是指用户在光伏发电系统接入后仍从电网吸收电能的状态，属于电力使用者。

四象限无功的定义和光伏发电系统接入形式

对于接入用户0.4 kV母线段光伏发电项目，大多采用自发自用、余电上网的运营模式，需要在并网点设置并网电能表，用于发电量统计，为电价补偿提供数据。在关口点设置关口计量电能表，用于用户与电网间的上、下网电量的分别计量；关口计量电能表需要具有无功四象限测量功能。

1. 四象限无功的定义

根据DL/T 645—2007《多功能电能表通信协议》对电能测量四象限的定义，可做电能四象限示意图如图1所示。

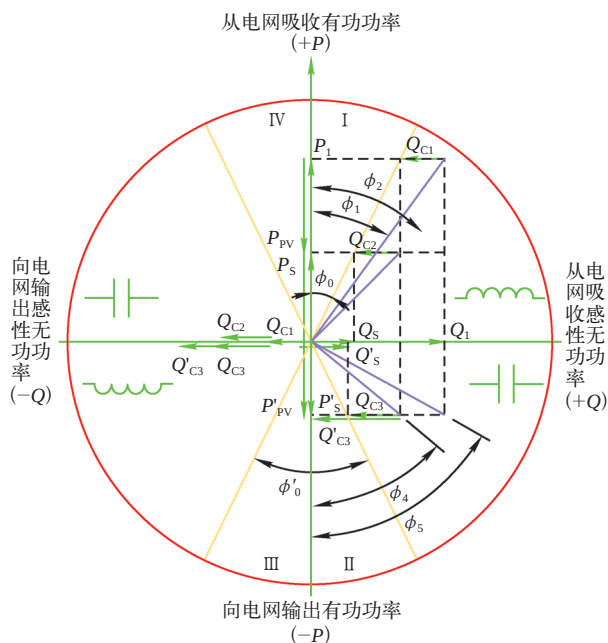


图1 电能四象限示意图

I 象限：从电网吸收有功功率（+P）、从电网吸收感性无功功率（+Q），呈现阻感性负荷。

II 象限：向电网输出有功功率（ $-P$ ）、从电网吸收感性无功功率（ $+Q$ ），相当于一台欠励磁发电机。III象限：向电网输出有功功率（ $-P$ ）、向电网输出感性无功功率（ $-Q$ ），相当于一台过励磁发电机。IV象限：从电网吸收有功功率（ $+P$ ）、向电网输出感性无功功率（ $-Q$ ），呈现阻容性负荷。

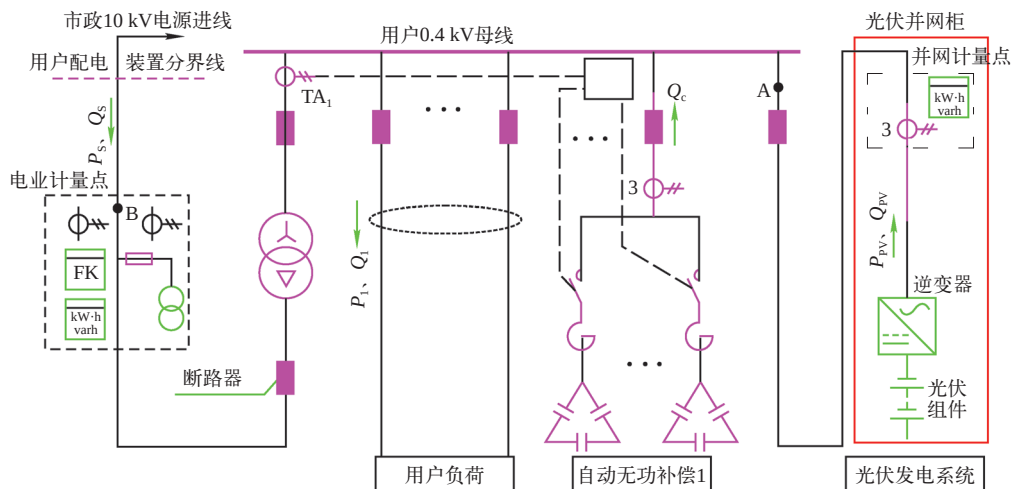


图2 光伏发电系统接入示意图

图1、图2中， P_s 、 Q_s 、 P_s' 和 Q_s' 是电网吸收的有功功率、感性无功功率； P_1 、 Q_1 是用户需要的有功功率、感性无功功率； P_{PV} 、 Q_{PV} 是光伏发电系统输出的有功功率、感性无功功率； Q_{CX} 是用户自动无功补偿装置提供的无功功率（ $X=1, 2, 3\cdots$ ）； ϕ_x 是功率因数角（ $X=1, 2, 3\cdots$ ），本文中只表示大小，正负区别； ϕ_0 是用电状态考核功率因数角，控制器设定的功率因数角应在此范围内； ϕ_0' 是发电状态考核功率因数角，控制器设定的功率因数角应在此范围内。

功率因数问题的主要类型及分析

1. 功率因数问题的主要类型

随着近年来建设光伏项目的投运，经常会接收到用户反馈关于功率因数的问题，除了关口电能计量表没有采用四象限无功计量的多功能电能表外，大致有以下几种：

- 1) 当光伏发电系统并网后，功率因数控制器显示异常。
- 2) 当光伏发电系统并网后功率因数显示低于用户考核指标。
- 3) 电费单上面的力率（即月度功率因数）调整项的奖励下降了，甚至有时还会出现力率调整

2. 光伏发电系统接入形式

分布式光伏发电系统有直接接入10 kV市电、经过用户10 kV母线段接入市电、有直接接入0.4 kV市电和经过用户0.4 kV母线段接入市电等多种类型。本文讨论的光伏发电系统采用自发自用、余电上网的模式，经过用户0.4 kV母线段并网接入的方式，如图2所示。

项不达标产生增收电费的现象。

2. 功率因数问题的分析

1) 对于出现的第一种问题，大多是由下列两种情况造成的。

情况一，用户没有光伏发电系统接入时，功率因数控制器能够正常工作；光伏发电系统接入后，出现功率因数控制器谐波报警；调高功率因数控制器中的谐波报警限值后报警消失，基本可以判定：光伏发电系统中的谐波源产生谐波偏高造成功率因数控制器谐波报警。对于此种情况，通过测量出光伏发电系统接入0.4 kV母线段的谐波量，然后接入适当容量的有源电力滤波器APF，功率因数控制器谐波报警便能消除。

情况二，用电状态采用的功率因数控制器能够识别功率因数的超前和滞后，但是却无法识别处在图1中的哪个象限。对于此种类型的功率因数控制器具有以下控制逻辑：当控制点处的功率因数滞后时，控制电容器组的投切，以满足设定的目标功率因数；当控制点处的功率因数超前时，判定为无功补偿装置过补偿，需要切除部分电容器组，以满足设定的目标功率因数。当用户处在用电状态时，即图1中第I象限和第IV象限，功率因数控制器按照上述控制逻辑是可以正常工作的。

通过图1发现,当光伏发电系统提供的有功功率为 P_{pv} '时, $P_{pv}' > P_1$, 用户继续从电网吸收感性无功,此时处在第II象限——为发电状态,若无功补偿装置补偿容量不变时,功率因数角为 ϕ_4 ,功率因数为超前,功率因数控制器会判定用户的电力系统无功补偿装置过补偿,执行切除部分电容器组的指令。随着电容器组陆续被切除,功率因数角会持续增大,当全部退出后(此过程假定负荷需要的 P_1 、 Q_1 不变)功率因数角为 ϕ_5 。由于电容器组的切除与功率因数控制器测得的功率因数变化逻辑不一致,最终功率因数控制器会发出故障报警。在发电状态下,功率因数控制器的正确动作逻辑为:至少投入无功补偿量 Q_{C3} ,使功率因数角在 ϕ_0 '的范围内。对于此种情况,需要用户更换功率因数控制器为能四象限工作的功率因数控制器,同时分别设定用户在用电和发电状态下功率因数的目标值。

2) 对于第二、三种问题,实质是无功补偿装置容量的配置不能满足对功率因数的调节造成的。

在图1中,先假定用户从电网吸收的有功功率和感性无功功率分别为 P_1 、 Q_1 数值不变。光伏发电系统发出有功功率为0时,功率因数角为 ϕ_1 , $\phi_1 > \phi_0$, 不满足考核指标要求,通过电容器组至少补偿 Q_{C1} 才能满足考核要求。当光伏发电系统发出的有功功率为 P_{pv} 时,电力系统提供的 $P_3 = P_1 - P_{pv}$, 功率因数角为 ϕ_2 , $\phi_2 > \phi_0$, 不满足考核指标要求,通过电容器组至少再补偿 Q_{C2} 才能满足考核要求,这时电容器组总共需要补偿容量为 $Q_{C1} + Q_{C2}$,显然 $Q_{C1} + Q_{C2} > Q_{C1}$ 。当满足式(1)时,功率因数会低于考核值。

$$Q_{Cmax} < Q_{C1} + Q_{C2} < Q_{Cmin} \quad (1)$$

式中, Q_{Cmax} 是用户无功补偿装置的最大补偿容量; Q_{Cmin} 是功率因数角满足考核指标; ϕ_0 是需要无功补偿的最小容量。

如果在功率因数显示数值低于考核值期间,用户从电网吸收的电能占当月用电量的比重较大,则会在当月电费账单上出现功率因数下降,甚至不满足考核指标的现象。

对于这种现象,有两种解决方法:方法一,采用与光伏电站使用逆变器配套的“光伏电站无功控制器(EMU)”,通过EMU采样关口计量点的功率因数,来自动调整逆变器中设定的功率因数,以达到控制要求。此种方法无须增加其他无功补偿装置,但是会损失组件发出的有功功率;并且不是所

有的逆变器厂家都有此类配套产品。方法二,增加适当的无功补偿装置来补偿光伏发电系统的并网给用户带来无功功率的缺额 Q_{C2} 。当然,这两种方法都需要采用具有四象限功能的功率因数控制器。

增量无功补偿装置的配置

1. 光伏发电系统需要增加的无功补偿容量的计算

现有接入用户配电系统的分布式光伏发电项目,一种是在已经正常营运的用户配电系统中接入光伏发电系统;另一种是在用户配电系统的设计时已经考虑了光伏发电系统的接入,光伏发电项目与用户配电系统基本上是同期建设。但是不管是前者还是后者,均未考虑由于光伏发电系统接入用户配电系统会造成无功功率补偿量增加的问题。在光伏发电系统并网后,当用户发现功率因数显示不正常后,往往会切断光伏发电系统的并网开关,违背了建设光伏发电系统的初衷,出现光伏发电系统的并网即改造开始的现象。因此,对在进行分布式光伏发电系统设计时,增加无功补偿容量是非常必要的。

对于电力用户来讲,无功补偿装置的主要目的是调节用户在关口计量点处的功率因数以满足电网的考核要求,一般按最大负荷来计算补偿容量,则,新增无功补偿容量

$$Q_Z \geq P_C (\tan \phi_m - \tan \phi_k) - Q_m \quad (2)$$

$$P_C = P_{1max} - P_{mppt} \quad (3)$$

式中, P_C 是计入光伏发电系统提供的有功功率 P_{mppt} 后,用户从电网吸收的最大负荷有功功率; P_{mppt} 是光伏发电系统输出有功功率; P_{1max} 是用户用电设备的最大负荷有功功率; ϕ_m 是对应 P_C 的功率因数角(不可取电费单中的平均功率因数角,通常情况下最大负荷时功率因数角大于平均功率因数角); ϕ_k 是市电单位考核功率因数角,用电状态为 ϕ_0 ,发电状态为 ϕ_m' ; ϕ_m 是光伏发电系统接入母线段已有的无功补偿装置;当光伏发电系统与用户配电系统同期建设时, $Q_m = 0$ kVar。

2. 增量无功补偿控制方式

(1) 新增无功补偿装置采用电容器组

如果无功补偿装置可以与原有无功补偿装置接入同一套功率因数控制器,应优先采用,这样便于维护管理,且能减少投入成本。当无法接入同一套功率因数控制器时,尚需增设功率因数控制器,其电流取样点和主接线图如图3所示。

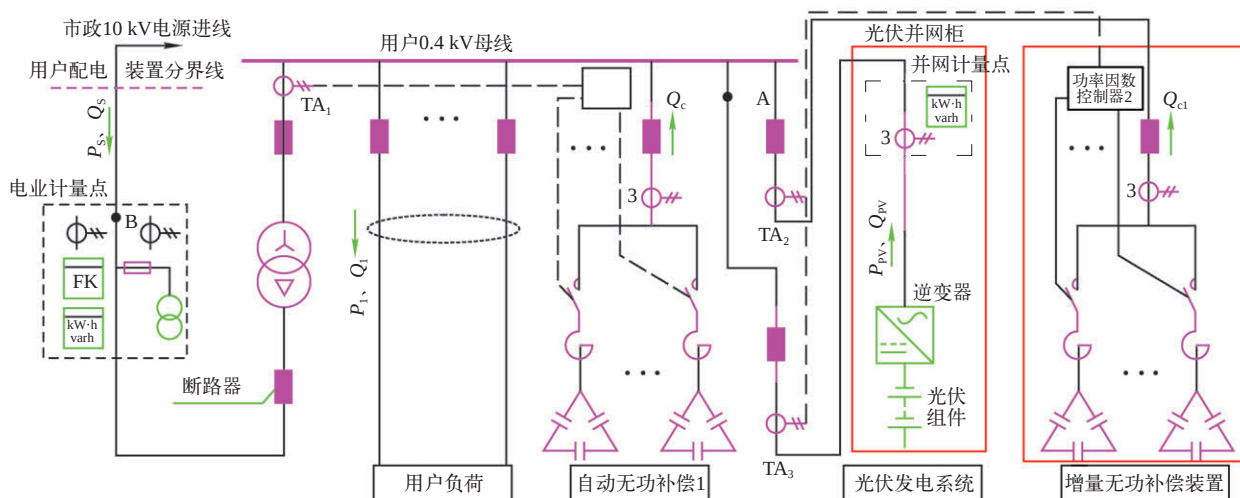


图3 增量无功补偿装置—电容器组接入示意图

电流取样点 TA_2 、 TA_3 采用两相电流和的接线方式，为了给自动无功补偿装置1预留较多的无功储备，可使功率因数控制器2的目标功率因数设置值较功率因数控制器1稍高。如：功率因数控制器1发电状态为0.97（超前），负荷状态为0.92（滞后）；功率因数控制器2发电状态为0.9（滞后），负荷状态为0.95（滞后）。如果把图3中的光伏发电系统和自动无功补偿装置2作为一个整体来考虑时，使其在发电状态向用户负荷提供感性无功功率，在负荷状态时尽可能少地从市电吸收感性无

功功率，能使在图3中B点——关口点的测量数据更容易满足电网考核指标的要求。

电容器组的无功补偿装置存在这样一种情况：当光伏发电系统发出的 P_{pv} 与用户需用的 P_1 接近时，由式（4）可知随着 Q_s/P_s 的增大， $\cos\phi$ 值接近于0，如下表所示。

$$\cos\phi = \frac{1}{\sqrt{1+(Q_s/P_s)^2}} \quad (4)$$

$$P_s = P_1 - P_{pv} \quad (5)$$

$$Q_s = Q_1 - Q_c \quad (6)$$

表 不同 Q_s/P_s 值对应的功率因数

序号	无功/有功 Q_s/P_s	功率因数 $\cos\phi$	序号	无功/有功 Q_s/P_s	功率因数 $\cos\phi$	序号	无功/有功 Q_s/P_s	功率因数 $\cos\phi$
1	0.500	0.894	5	1.428	0.574	9	4.079	0.238
2	0.650	0.838	6	1.856	0.474	10	5.302	0.185
3	0.845	0.764	7	2.413	0.383	11	6.893	0.144
4	1.099	0.673	8	3.137	0.304	12	8.961	0.111

为了避免出现表中的现象，则需要避免 P_s 数值过小出现的时间。但是，由于 P_1 、 P_{pv} 的数值很难人为控制，因此，这一点是无法避免的。

（2）新增无功补偿装置采用电容器组+SVG

为了改善无功补偿装置采用电容器分组投切的控制方式带来上表中的问题，可以选用电容器组和SVG组合的无功补偿装置，其中SVG的容量不应小于光伏系统接入用户母线段上单台最大电容器分组的容量。

SVG具有快速响应、连续无级调节的特性，可以实现当需要补偿容量低于电容器组的投切门限时，由SVG补偿所需的无功容量。在该控制方式下，用户自动无功补偿1并由增量无功补偿装置的SVG控制器来控制，可以实现采样点 TA_1 处的

功率因数紧跟目标设定值。此方式相比图3中的方式，设备成本稍高，但控制效果良好。

结束语

在实际工程中，功率因数问题往往是多种因素综合在一起导致的，在光伏电站设计阶段统筹兼顾，除了光伏系统的设计外，还要考虑用户现有无功补偿情况；在采购阶段选用口碑优良的产品，不仅考虑前期的采购成本，还需要估计后期维护成本；在运维阶段发现问题，深入分析问题，从根源上解决问题。EA

（收稿日期：2020.08.09）

（编辑：朱金凤）