

基于 ETAP 的光伏电站并网电能质量评估

陈丽

【摘要】 针对典型 50 MWp 光伏电站进行分析,通过 ETAP 电力系统仿真平台对区域电网及光伏电站进行建模,以对其电能质量进行评估,结果表明,该光伏电站接入电网后,其在 PCC 点产生的谐波电流,引起的电压波动及闪变、电压偏差、直流电流分量等关键电能质量参数均满足相关规程要求。

【期刊名称】 《河北电力技术》

【年(卷),期】 2017(036)004

【总页数】 4 页(P59-62)

【关键词】 光伏电站;电能质量;谐波;电压波动;电压闪变

【作者】 陈丽

【作者单位】 河北省电力勘测设计研究院,石家庄 050031

【正文语种】 中文

【中图分类】 TM615

随着光伏发电技术快速发展,越来越多的光伏电站并入电网,其电能输出特性成为影响电网电能质量的重要因素。以 50 MWp 光伏电站为例进行电能质量评估。

光伏电站场内建设一座 110 kV 升压站,主变规模 1×50 MVA,变比

$115 \pm 8 \times 1.25\% / 37$ kV。光伏电站由 50 个发电系统单元组成,每个单元容量为

1.0 MWp,经 2 台 500 kW 并网逆变器和 1 台 1 000 kVA 箱式升压变压器

(0.4/0.4/37 kV) 升压至 35 kV,而后经 5 回集电线路汇集至 35 kV 母线,再升压

至 110 kV，通过一回线路 T 接苑水-马村 110 kV 线路并网。

正常运行方式下，马村 110 kV 变电站由玉林-马村线路主供，苑水-马村线路断开做备用，因此光伏电站 T 接苑水-马村线路后，光伏电站并网点为苑水 220 kV 站 110 kV 侧，即苑水 220 kV 站 110 kV 侧为本项目与电网的公共连接点(简称“PCC 点”)，以下主要考察 PCC 点的电能质量是否满足要求。

1.1 ETAP 仿真系统简介

ETAP12.6.0 是当前广泛使用的电力系统分析计算工具，ETAP 用户可以通过可视化界面建立电网系统。它适用于从单座变电站、电厂到大型电网、电力系统的分析计算。该软件集合短路计算、潮流分析、谐波分析、暂态稳定分析、可靠性分析、继电保护配合、发电机/电动机起动分析等数十个模块于一身，能够较全面、准确的对各类型电厂、变电站进行建模。

ETAP 提供了一整套电力系统设备数据库，可以针对各个类型电气设备的属性进行设定，例如设备的额定值、电压、阻抗、谐波等属性。电网仿真系统建成后，用户可以通过理论分析、模拟电站运行等手段完成相关计算。

以下应用 ETAP 进行了谐波、潮流和短路计算，进而对仿真电网的电能质量进行评估。

1.2 光伏电站建模

在 ETAP 软件的设备库中选择 PV 阵列、变压器、断路器、母线、电缆等元件，对以上元件进行串联，并填写各参数。图 1 中以 4 个单元为例建立光伏电站模型(即 4 MWp 光伏发电系统)。

光伏电站模型中逆变器可作为谐波电流源参与谐波潮流计算分析，打开“PV 阵列”的属性页，在“逆变器编辑器”的“谐波设备库”中选择相应的设备，采用特变电工 500 kW 光伏逆变器，根据厂家提供的谐波检测报告，已将其谐波特性加入到了谐波设备库。光伏电站周边电网情况已在 ETAP 软件中建模，将光伏电站接入苑

原创力文档

max.book118.com

复制与原文档一致，下载高清无水印

水 220 kV 站模块。

2.1 谐波限值计算

2.1.1 计算依据

GB/T 1459-1993《电能质量：公用电网谐波》[1]规定了基准短路容量下的谐波电流允许值，而 PCC 点的实际短路容量与假定的基准短路容量会有所不同，需要利用公式 $I_h = (S_k/S_j)I_{hp}$ 进行转换。另外，PCC 点的单个用户向电网注入的谐波电流允许值应按此用户在该点的协议容量与其 PCC 点的供电设备容量之比进行分配。根据上述方法可以计算出光伏电站在 PCC 点的谐波电流限值，见表 1。

2.1.2 谐波电流限值

光伏电站并网点苑水 110 kV 侧最小短路容量 S_k 为 1 460 MVA，PCC 点的主变容量与用户的主变容量之和 S_t 为 1 030.5 MVA，光伏电站协议容量 50 MVA。根据上述方法进行折算后，PCC 点谐波电流限值和允许本项目注入 PCC 点的谐波电流值见表 1。

2.2 谐波仿真结果

基于 ETAP 软件平台，以系统正常运行小方式(即系统具有最大等值阻抗，在发生短路时产生的短路电流最小的一种运行方式)进行电气计算。

计算中，背景谐波采用电网已有的实测数据，并网点谐波畸变率 0.85%，奇次谐波电压含有率 0.76%，偶次谐波电压含有率 0.38%。

本光伏电站升压变联接组别为 Yn/D11，实际上 PV 阵列产生的 3 的倍数次谐波被升压变低压侧△形接线隔离，在 PCC 点不会有 PV 阵列注入的 3 的倍数次谐波，但为了显示出 3 的倍数次谐波情况，便于后续工程参考，该次计算中变压器均采用星形接线。

经计算，光伏电站注入 PCC 点谐波电流及 PCC 点谐波电压分别见表 1、表 2，结果均未超限值。

3.1 电压波动限值

任何一个波动负荷用户在电力系统 PCC 点产生的电压变动，其限值和电压变动频率、电压等级有关，由 GB/T 12326-2008《电能质量电压波动和闪变》[2]可知本光伏电站引起公共连接点电压波动的限值为 2.5%。

3.2 电压波动计算

3.2.1 电压波动计算依据[2]

在高压电网中，一般 $X_L \gg R_L$ (R_L 、 X_L 分别为电网阻抗的电阻、电抗分量)，电压波动 d 表达式为：

$$d \approx \frac{\Delta Q_i}{S_{sc}} \times 100\%$$

式中： ΔQ_i 为无功功率的变化量； S_{sc} 为 PCC 点在正常较小方式下的短路容量。

3.2.2 电压波动计算结果

正常运行情况下，光伏电站有功功率变化速率应不超过 10%装机容量/min，允许出现因太阳能辐照度降低而引起的电站有功功率变化速率超出限值的情况；并且，光伏电站安装的并网逆变器应满足额定有功出力下功率因数在超前 0.95 ~ 滞后 0.95 的范围内动态可调[3]。

运用公式(1)，按照正常 10%装机容量(取 5.0 MW)变动，无功出力按最大范围变动($P: 1 \text{ MW}$ ， $Q: \pm 0.31 \text{ MVar}$ ， Q 变动范围 0.62 MVar)进行计算，同时进行特殊情况下 50%出力变动计算；不考虑主变压器下动态无功补偿装置的无功出力；电站出力波动情况下 PCC 点电压波动计算结果如表 3 所示，可见电站出力波动造成的 PCC 点电压波动小于限值。

4.1 电压闪变限值计算

4.1.1 计算依据

根据用户的负荷大小、协议容量与总供电容量之比、电力系统 PCC 点的状况等，波动负荷单独引起的闪变值分别按三级作不同的规定和处理。其中，第二级规定符

合本光伏电站的情况。对于第二级规定，波动负荷单独引起的长时间闪变值须小于该负荷用户的闪变限值[2]。

单个用户的闪变限值按其协议用电容量 S_i ($S_i = P_i / \cos\psi_i$) 和总供电容量 S_t 之比，并考虑上一级对下一级闪变传递的影响等因素来确定。单个用户闪变限值的计算方法如下：

先求出接于 PCC 点的全部负荷产生闪变的总限值 G ：

$$G =$$

式中： L_P 为 PCC 点对应电压等级的长时间闪变值 Plt 限值； L_H 为上一电压等级的长时间闪变值 Plt 限值； T 为上一电压等级对下一电压等级的闪变传递函数，推荐为 0.8。

再求出单个用户闪变限值 E_i ：

$$E_i = G$$

式中： F 为波动负荷的同时系数，其典型值 $F = 0.2 \sim 0.3$ (但必须满足 $S_i/F \leq S_t$)。

4.1.2 电压闪变限值

苑水站 110 kV 侧为 PCC 点；由式(2)可计算出接于 PCC 点的全部负荷产生长时间闪变的总限值 G 为 0.90；由式(3)可计算出单个用户长时间闪变限值 E_i 为 0.52。

因此，光伏电站在 PCC 点引起的电压长时间闪变限值应为 0.52。

4.2 电压闪变计算

4.2.1 计算依据

采用特变电工 500 kW 光伏逆变器出口产生的电压闪变值见表 4。

N 个波动负荷各自引起的闪变在同一结点的叠加公式如下[2]：

$$Plt_{\Sigma} =$$

电力系统不同母线结点上闪变的传递。

其闪变传递可按下式简化计算[2]：

$$PltA = TBA \cdot PltB$$

式中： $TBA =$ ，为结点 B 长时间闪变值传递到 A 的传递系数； $PltA$ 为结点 B 闪变值传递到结点 A，在 A 引起的闪变值； $PltB$ 为结点 B 上的闪变值； $SscA$ 为结点 B 短路时结点 A 流向 B 的短路容量； $SscA$ 为结点 A 的短路容量； $SscB$ 为结点 A 短路时结点 B 流向 A 的短路容量；当而时， $PltA = PltB$ 。

4.2.2 计算结果

设结点 B 为逆变器出口，结点 A 为光伏电站 35 kV 母线，利用 ETAP 软件进行短路计算得从逆变器出口到光伏电站 35 kV 侧母线的传递系数 TBA 为 0.026 7，单台逆变器引起的闪变 Plt 在电站 35 kV 侧为 $0.55 \times 0.026 7 = 0.014 7$ 。利用式 4 将 50 个发电单元引起的闪变叠加，得到电站 35 kV 侧长时间闪变值为 0.068 2。

设结点 B 为电站 35 kV 母线，结点 A 为苑水站 110 kV 母线侧(即 PCC 点)，利用 ETAP 软件进行短路计算得从光伏电站 35 kV 侧至苑水站 110 kV 母线侧的传递系数 TBA 为 0.222 0，因此电站传递到 PCC 点的长时间闪变值 $Pltpcc = 0.015$ ，满足要求。

5.1 电压偏差限值

35 kV 及以上供电电压正、负偏差绝对值之和不超过额定电压的 10%[4]。

5.2 电压偏差仿真结果

电力系统正常运行的电压偏差计算公式：

$$\text{电压偏差}(\%) = \frac{\Delta U}{U_N} \times 100\%$$

利用 ETAP 软件进行潮流计算，光伏电站在满发、零发，系统大负荷、小负荷条件下，苑水 110 kV 侧实际电压在 114.9 ~ 115.5 kV 波动，苑水站最大电压偏差 5.0%，满足规程要求。

6.1 直流分量限值

电站并网运行时，向电网馈送的直流电流分量不应超过其交流电流额定值的