

光伏发电系统设计与简易计算方法

一、离网(独立)型光伏发电系统

(一) 前言:

光伏发电系统的设计与计算涉及的影响因素较多, 不仅与光伏电站所在地区的光照条件、地理位置、气候条件、空气质量有关, 也与电器负荷功率、用电时间有关, 还与需要确保供电的阴雨天数有关, 其它尚与光伏组件的朝向、倾角、表面清洁度、环境温度等等因素有关。而这些因素中, 例如光照条件、气候、电器用电状况等主要因素均极不稳定, 因此严格地讲, 离网光伏电站要十分严格地保持光伏发电量与用电量之间的始终平衡是不可能的。离网电站的设计计算只能按统计性数据进行设计计算, 而通过蓄电池电量的变化调节两者的不平衡使之在发电量与用电量之间达到统计性的平衡。

(二) 设计计算依据:

光伏电站所在地理位置(纬度)、年平均光辐射量 F 或年平均每日辐射量 $f(f=F/365)$ (详见表 1)

我国不同地区水平面上光辐射量与日照时间资料 表 1

地区类别	地区	年平均光辐射量 F		年平均光照时间 H(小时)	年平均每天辐射量 f(MJ/m ²)	年平均每天光照时间 h (小时)	年平均每天 1kw/m ² 光照时间 h ₁ (小时)
		MJ/m ² .	Kwh/m ²				
一	宁夏北部、甘肃北部、新疆南部、青海西部、西藏西部、(印度、巴基斯坦北部)	6680-8400	1855-2333	3200-3300	18.3-23.0	8.7-9.0	5.0-6.3
二	河北西北部、山西北部、内蒙南部、宁夏南部、甘肃中部、青海东部、西藏东南部、新疆西部	5852-6680	1625-1855	3000-3200	16.0-18.3	8.2-8.7	4.5-5.1
三	山东、河南、河北东南部、山西南部、新疆北部、吉林、辽宁、云南、陕西北部、甘肃东南部、江苏北部、安徽北部、台湾西南部	5016-5852	1393-1625	2200-3000	13.7-16.0	6.0-8.2	3.8-4.5
四	湖南、湖北、广西、江西、浙江、福建北部、广东北部、陕西南部、江苏南部、安徽南部、黑龙江、台湾东北部	4190-5016	1163-1393	1400-2200	11.5-13.7	3.8-6.0	3.2-3.8
五	四川、贵州	3344-4190	928-1163	1000-1400	9.16-11.5	2.7-3.8	2.5-3.2

注：1)1 kwh=3.6MJ; 1

2)f=F(MJ/m²)/365 天;

3)h=H/365 天;

4) h₁=F(KWh)/365(天)/1000(kw/m²) (小时) ;

5)表中所列为各地水平面上的辐射量，在倾斜光伏组件上的辐射量比水平面上辐射量多。

设 y=倾斜光伏组件上的辐射量/水平面上辐射量=1.05—1.15。故设计计算倾斜光伏组件面上辐射量时应乘以量量时应乘以 y。

2. 各种电器负荷电功率 w 及其每天用电时间 t;

3. 确保阴雨天供电天数 d;

4. 蓄电池放电深度 DOD(蓄电池放电量与总容量之比) ;

(三) 设计计算:

1. 每天电器用电总量 Q:

$$Q=(W_1 \times t_1 + W_2 \times t_2 + \dots) \quad (\text{kwh})$$

2. 光伏组件总功率 P_m:

$$P_m = a \times Q / F \times y \times \eta / 365 \times 3.6 \times 1$$

$$\text{或 } P_m = a \times Q / f \times y \times \eta / 3.6 \times 1$$

$$\text{或 } P_m = (a \times Q / h_1 \times y \times \eta) \quad (\text{kw}_p)$$

P_m----光伏组件峰值功率，单位：W_p 或 K W_p (标定条件：光照强度 1000W/m²，温度 25℃，大气质量 AM1.5)

a----全年平均每天光伏发电量与用电量之比

此值 $1 \leq a \leq d$

η ----发电系统综合影响系数(详见表 2)

光伏发电系统各种影响因素分析表 表 2

系数代号	系数名称	损失率	备注
------	------	-----	----

η_1	组件表面清洁度损失	约 3%	
η_2	温升损失	0.4%/°C	
η_3	方阵组合损失	约 3%	
η_4	最大功率点偏离损失	约 4%	
η_5	组件固定倾角损失	约 8%	
η_6	逆变器效率		85-93%
η_7	线 损	约 3%	
η_8	蓄电池过充保护损失	约 3%	
η_9	充电控制器损耗	约 8%	
η_{10}	蓄电池效率		80-90%
合计 η	1) 离网交流系统 2) 离网直流系统 3) 并网系统	$\eta_1 \dots \dots \dots \eta_{10}$ $\eta_1 \dots \eta_5^* \eta_7 \dots \eta_{10}$ $\eta_1 \dots \dots \eta_7$	$\eta=52-56\%$ $\eta=59-63\%$ $\eta=72-78\%$

3. 蓄电池容量 C:

$C=d \times Q/DOD \times \eta_6 \times \eta_9 \times \eta_{10}$ (kwh)-----(交流供电)

$C=d \times Q/DOD \times \eta_9 \times \eta_{10}$ (kwh)-----(直流供电)

4. 蓄电池电压 V、安时数 AH、串联数 N 与并联数 M 设计:

蓄电池总安时数 AH=蓄电池容量 C/蓄电池组电压 V

蓄电池电压根据负载需要确定，通常有如下几种:

1.2v; 2.4v; 3.6v; 4.8v; 6v; 12v; 24v; 48v; 60v; 110v; 220v

蓄电池串联数 N=蓄电池组电压 V/每只蓄电池端电压 v

蓄电池并联数 M=蓄电池总安时数 AH/每只蓄电池 AH 数

5. 光伏组件串联与并联设计:

光伏组件串联电压和组件串联数根据蓄电池串联电压确定: (见表 3、表 4、表 5)

(晶体硅)光伏组件串联电压和组件串联数 表 3

蓄电池组端电压(V)	12	24		48		220	
充电电压(V)	17	34		68		308	
光伏组件最大功率电压(V)	16.5-17.5	16.5-17.5	34	16.5-17.5	34	16.5-17.5	34
光伏组件串联数	1	2	1	4	2	18	9

(晶体硅)光伏组件端电压与电池片串联数 表 4

蓄电池电压(V)	1.2	2.4	3.6	4.8	6	9
光伏组件端电压(充电电压)(V)	1.68	3.36	5.04	6.72	8.4	12.6
串联电池片数	4	8	10	14	18	26

(CIS 薄膜)光伏组件端电压与电池片串联数 表 5

蓄电池电压(V)	1.2	2.4	3.6	4.8	6	9
光伏组件端电压(充电电压)(V)	1.68	3.36	5.04	6.72	8.4	12.6
串联电池片数	6	10	16	22	26	40

光伏组件并联数 $M = \text{光伏组件总功率 } P_m / \text{每块组件峰值功率} \times \text{组件串联数}$

6. 充电控制器选用

主要根据下列要求选用：

- 1) 最大输入电压 \geq 光伏方阵串联空载电压 1.2-1.5 倍；
- 2) 最大输入电流 \geq 光伏方阵并联短路电流 1.2-1.5 倍；
- 3) 输入并联支路数 \geq 光伏方阵并联数；
- 4) 额定功率 \geq 最大负载功率总和 1.2-1.5 倍；
- 5) 输出最大电流 \geq 最大负载电流 1.2 倍

充电控制器应具有过充、欠压保护；防反充和接反保护功能。

7. 逆变器选用

主要根据下列要求选用：

- 1) 最入电压 \geq 蓄电池串联电压；
- 2) 额定功率 \geq 负载最大功率 1.2-1.5 倍；(对于感性负载，需考虑启动电流)；
- 3) 输出电压=负载额定电压；
- 4) 输出电流波形根据负载要求可以为方波或准正弦波或正弦波；

逆变器应具有输出过电压和过电流保护。

(四) 离网电站实际发电举例

- 1) 西藏昌都地区一座总功率 $P_m = 30\text{kW}_p$ 离网光伏电站，经 910 天运行，累计发电 74332kwh。

平均每天发电量 $g = 74332\text{kwh} / 910 \text{天} = 81.68\text{kwh}$ 。

2) 理论计算：

昌都地处西藏东南部，查表 1，年平均辐射量为 $1625-1855\text{kwh}/\text{m}^2$ ，取 $F = 1700\text{kwh}/\text{m}^2$ 或 $h_1 = 4.6\text{h}$

a) 年发电量 $G = P_m \times F \times y \times \eta / 1\text{Kw} = 30\text{kW}_p \times 1700\text{kwh} \times 1.1 \times 0.54 / 1\text{kw} = 30294(\text{kwh})$

每天发电量 $g = G / 365 = 30294 / 365 = 83(\text{Kwh})$ ；或

b) 每天发电量 $g = P_m \times h_1 \times y \times \eta = 30\text{kW}_p \times 4.6\text{h} \times 1.1 \times 0.54 = 81.97(\text{kwh})$

理论计算发电量 81.97(kwh)与实际发电量 81.68kwh 十分接近，表明理论计算的正确性。

二、并网光伏发电系统设计计算

并网光伏发电系统的设计比离网光伏发电系统简单，这不仅是因为离网光伏发电系统不需要蓄电池和充电控制器，且其供电对象是较稳定的电网。故毋须考虑发电量与用电量之间的平衡，也不需要考虑负载的电阻、电感特性。通常只需根据光伏组件总功率计算其发电量。反之，根据需要的发电量设计并网发电系统设置。

(一) 设计依据：

- 1) 光伏发电系统所在地理位置(纬度)；
- 2) 当地年平均光辐射量；
- 3) 需要年发电量或光伏组件总功率或投资规模或占地面积等；
- 4) 并网电网电压，相数；

(二) 并网发电系统设计计算

1) 发电量或组件总功率计算:

年平均每天发电量 $g = P_m \times h_1 \times y \times \eta$ (kwh) 或

$$g = P_m \times F(\text{MJ/m}^2) \times y \times \eta / 3.6 \times 365 \times 1 \quad (\text{kwh}) \quad \text{或}$$

$$g = P_m \times F(\text{kwh/m}^2) \times y \times \eta / 365 \quad (\text{kwh})$$

平均年发电量 $G = g \times 365$ (kwh)

2) 并网逆变器选用:

并网逆变器的选用主要根据下列要求:

- a) 逆变器额定功率=0.85-1.2 P_m ;
- b) 逆变器最大输入直流电压>光伏方阵空载电压;
- c) 逆变器最输入直流电压范围>光伏方阵最小电压;
- d) 逆变器最大输入直流电流>光伏方阵短路电流;
- e) 逆变器额定输入直流电压=光伏方阵最大功率电压;
- f) 额定输出电压=电网额定电压;
- g) 额定频率=电网频率;
- h) 相数=电网相数;

并网逆变器的输出波形畸变、频率误差等应满足并网技术要求。此外，必须具有短路、过压、欠压保护和防孤岛效应等功能。

三、光伏组件方阵设计:

(一) 光伏组件水平倾角设计:

光伏组件水平倾角的设计主要取决于光伏发电系统所处纬度和对一年四季发电量分配的要求。

1) 对于一年四季发电量要求基本均衡的情况，可以按以下方式选择组件倾角:

光伏发电系统所处纬度	光伏组件水平倾角
纬度 0° --- 25°	倾角等于纬度
纬度 26° --- 40°	倾角等于纬度加 5° ~ 10°
纬度 41° --- 55°	倾角等于纬度加 10° ~ 15°
纬度 > 55°	倾角等于纬度加 15° ~ 20°

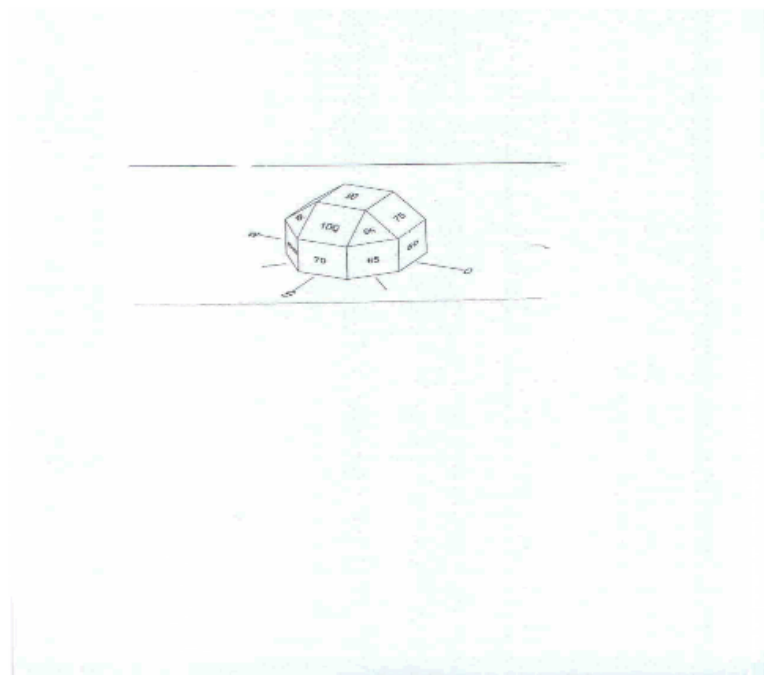
2) 在我国大部分地区通常可以采用所在纬度加 7° 的组件水平倾角。

对于要求冬季发电量较多情况，可以采用所在纬度加 11° 的组件水平倾角。

对于要求夏季发电量较多情况，可以采用所在纬度减 11° 的组件水平倾角。

(二) 光伏方阵倾角与朝向对发电量的影响:

光伏方阵倾角与朝向对发电量有很大影响，一般光伏方阵应面向正南方(北半球)，合理的倾角在前面已论述。但在有些场合，组件的倾角和朝向不一定理想。这就会对光伏方阵的对发电量的产生明显的影响。下图是光伏方阵倾角与朝向对发电量影响的大致关系图。



(三) 光伏方阵前后两排间距或与前方遮挡物之间的间距设计:

光伏方阵前后间距或与前方遮挡物之间的间距如果不合理设计, 则会影响光伏系统的发电量, 尤其在冬季。光伏方阵前后间距或与前方遮挡物之间的间距的设计与光伏系统所在纬度、前排方阵或遮挡物高度有关。

设 D -----为前后间距;

Φ -----为光伏系统所处纬度(北半球为正, 南半球为负);

H -----为后排光伏组件底边至前排遮挡物上边的垂直高度;

$$D=0.707H/\tan(\arcsin(0.648\cos\Phi-0.399\sin\Phi))$$

举例: 设 $\Phi=32^\circ$

$$D=0.707H/\tan(\arcsin(0.648\cos 32^\circ-0.399\sin 32^\circ))$$

$$=0.707H/\tan(\arcsin(0.648\times 0.848-0.399\times 0.529))$$

$$=0.707H/\tan(\arcsin(0.549-0.211))=0.707H/\tan(\arcsin 0.338)$$

$$=0.707H/\tan 18.6^\circ=0.707H/0.336=2.1H$$

(四) 光伏方阵总功率与占地面积的关系:

光伏方阵总功率与占地面积的关系取决于光伏组件的安装方式、光伏组件种类(晶体硅或薄膜电池)及其光伏组件光电转换效率。组件安装方式可分为两种:

- 1) 复盖型: 如复盖在坡屋面或平屋面或墙面上的安装方式。这种方式能安装的光伏方阵总功率较多。根据组件不同光电转换率, 大致如下:
 - a) 晶体硅组件(光电转换率 15-17%): $130-145W_p/m^2$;
 - b) 薄膜电池(光电转换率 5-7%): $43-60 W_p/m^2$
- 2) 锯齿型: 在平屋顶或平地上安装倾斜光伏组件方式。这种安装方式, 有利于提高光伏方阵的发电量。但从前面所述, 为防止前排遮挡后排, 前后排之间必须有一定间距。这种间距随着光伏发电系统所在纬度的增大而增加。对于我国大部分地区而言, 每平方米能安装的组件功率仅为复盖型的一半。即

- a) 晶体硅组件(光电转换率 15-17%): $65—72W_p/m^2$;
- b) 薄膜电池(光电转换率 5-7%): $22-30W_p/m^2$;

有了上列各项数据, 就可以计算不同组件安装方式情况下, 光伏组件总功率所需安装面积。反之, 已知面积, 可以计算能安装的最大光伏方阵总功率。