

XX中机国能电力小店1#光伏电站工程
20MWp1#光伏发电站接入系统
可行性研究报告

二〇一X年十二月

批 准：

审 核：

项目负责人：

编 制：

目 录

1 项目简介	1
2 系统一次部分	3
2.1 光伏电站概况	3
2.2 相关电网现况	5
2.4 电气计算	14
2.5 电能质量计算分析	20
2.6 功率控制和电压调节	24
2.8 其他技术参数要求	27
2.9 结论和建议	28
3 系统继电保护及安全自动装置	30
3.1 设计依据和范围	30
3.2 继电保护现状及电网发展概况	30
3.3 系统继电保护配置	31
3.4 对相关专业的要求	32
3.5 投资估算	32
4 调度自动化	34
4.1 调度管理方式	34
4.2 调度自动化现况	34
4.3 系统调度自动化配置方案	34
4.4 远动通道	36
4.5 对侧变电站设备配置	37
4.6 调度端设备配置	37
4.7 投资估算	37
5 通信	39
5.1 通信现状	39
5.2 系统通信方案	39
5.3 站内通信	41
5.4 其它	41
6、 电能计量	43
6.1 电能计量一般要求	43
6.2 电能量计量系统	44

附图：

附图 01：2014 南召县 35kV 及以上电网地理接线图

附图 02：2016 南召县 35kV 及以上电网地理接线图

附图 03：2020 南召县 35kV 及以上电网地理接线图

附图 04：南阳南召中机国能电力太山庙光伏电站位置图

附图 05：南阳南召中机国能电力 1#小店光伏电站电气接线图

附图 06：中机国能小店 1#光伏电站接入电网地理接线示意图

附图 07：110KV 云阳变电气主接线图

附图 08：110KV 云阳变电气平面布置图

附图 09：35KV 小店变电气主接线图

附图 10：2014 年南阳电力通信光缆地理接线图

附图 11：2014 年南召电力通信光缆地理接线图

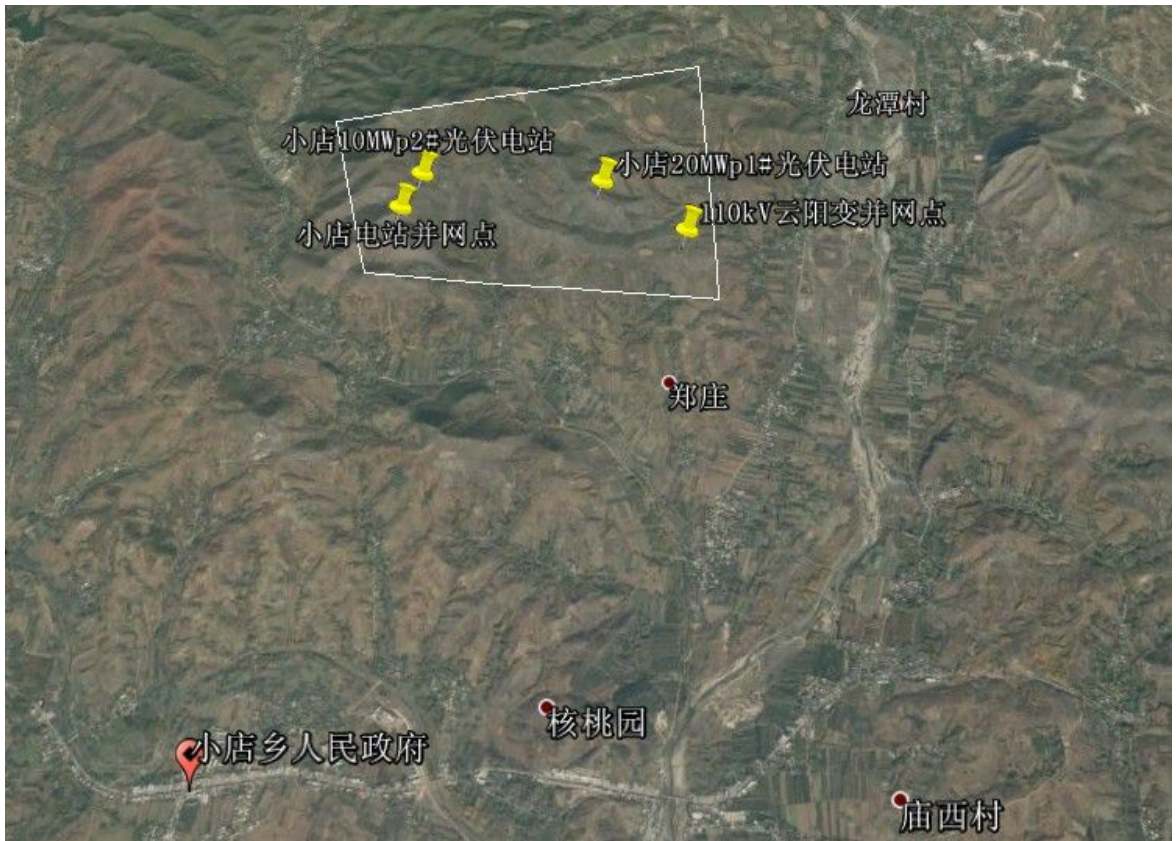
附图 12：南阳南召中机国能电力小店 1#光伏电站通信通道组织图

附图 13：南阳南召中机国能电力小店 1#光伏电站线路走径图

附件：发改委文件、委托书等

1 项目简介

南召中机国能电力小店20MWp1#光伏电站工程场址位于河南省南阳市南召县小店乡乡，场址中心位于东经112° 38′ 36.12 "、北纬33° 29′ 26.84 "，海拔高度267m~280m。



中机国能小店光伏发电总容量为 30 MWp，根据发改委相关文件要求，单处分布式光伏电站容量不超过 20 MWp，小店光伏电站分为 1#（20 MWp）、2#(10 MWp)两处发电站，并分别并网。

1#光伏电站规划总装机容量为 20MWp，推荐采用分块发电、就地分散并网方案。通过技术与经济综合比较，本工程电池组件选用 250Wp 多晶硅电池组件，总容量 20.0MWp。

采用多晶硅固定安装运行方式。太阳能电池阵列由 20 个 1MWp 多晶硅子方阵组成。每个 1MWp 太阳能电池子方阵由太阳能电池组串、汇流设备、逆变设备及升压设备构成。每个单元升压站布置在方阵场的中间位置。单元升压站容量均为 1MWp。每个单元内设置一间分站房和一台箱式变压器。

本工程总装机容量为 20MWp，综合效率取 80.0%，经计算，本工程运行期间 25 年总发电量为 53778 万千瓦时，年平均发电量为 2151.12 万千瓦时，年发电利用小时数为 1075.56 小时。

开发利用太阳能资源是符合能源产业的发展方向。河南省南召县太阳能资源丰富，具备建设中型并网光伏发电系统的条件。合理开发太阳能资源，可实现地区电力的可持续发展，也是当地电力能源结构调整的需要；项目的建设符合改善生态、保护环境的要求，而且还可以达到减排效果。另外，建设太阳能光伏发电项目，还可以促进当地旅游业的发展。因此本项目的建设是非常有必要的。

2 系统一次部分

2.1 光伏电站概况

2.1.1 拟建站址及太阳能资源

本工程拟建场址位于河南省南阳市南召县，项目所在地年平均日照时数 1542 小时左右，年光照辐射强度达 $4235\text{MJ}/\text{m}^2$ 以上，年等效可用小时大约在 1250 小时，属于太阳能资源很丰富地区。

南阳市南召县 1984 年～2005 年逐年太阳辐射量表

年份	总辐射 ($\text{MJ}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$)	年份	总 · a 辐射 ($\text{MJ}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$)
1984	4799.77	1995	5405.40
1985	4922.42	1996	4797.65
1986	5353.60	1997	5374.98
1987	5019.05	1998	4988.05
1988	4820.00	1999	5022.86
1989	4647.96	2000	4969.44
1990	5135.87	2001	5062.93
1991	4920.52	2002	4969.37
1992	5191.78	2003	4410.54
1993	4894.20	2004	5098.75
1994	5108.04	2005	4934.63
平均	4993.08		

本工程所在地区太阳能资源较丰富，其数值区间稳定在 $4410.54\text{MJ}/\text{m}^2 \sim 5405.40\text{MJ}/\text{m}^2$ 之间，水平面年均辐射量为 $4993.08\text{MJ}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$ ，在倾斜角度为 29° 时，倾斜面所接收到的年总辐射量为 $5462.23\text{MJ}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$ 。

根据太阳总辐射量的年际变化趋势可以看出，太阳总辐射量年际变化相对稳定，对未来一段时间具有可靠的预测性。从太阳能资源利

用的角度来说，在拟建站址建设光伏电站是可行的。

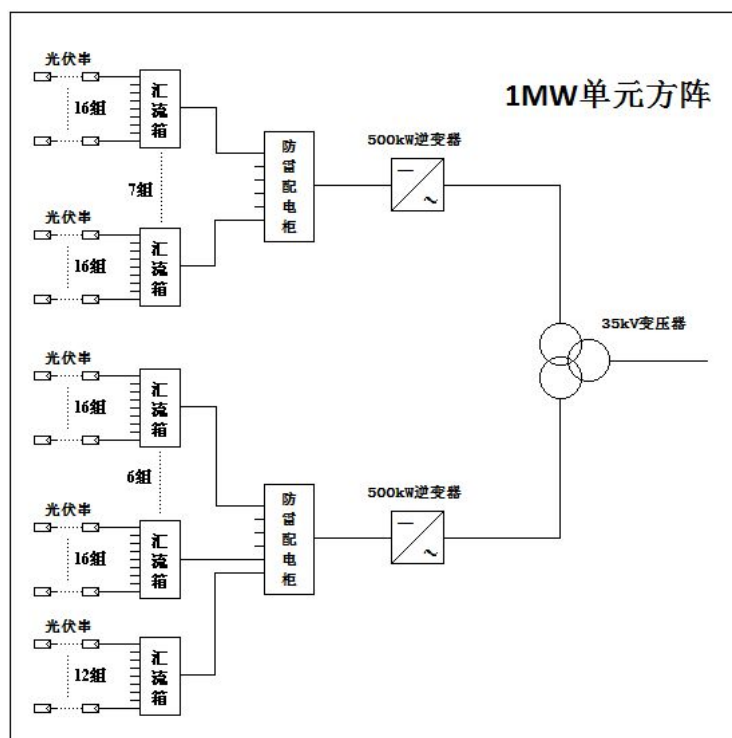
2.1.2 建设规模

本工程规划建设规模为 20MW_p。工程站址位于河南省南阳市南召县小店乡。工程主要任务为发电上网。20MW_p 光伏方阵由 20 个 1MW_p 光伏子方阵组成，每个子方阵均由若干路太阳能电池组串并联而成。每个 1MW_p 太阳能电池子方阵由光伏组件、汇流设备、逆变设备及升压设备构成。

2.1.3 电站布局

采用多晶硅固定式的方阵。工程共有 20 个独立的单元升压站。每个单元升压站布置在方阵场的中间位置。1#~20#单元升压站容量均为 1MW_p。每个单元内设置 1 间分站房和 1 台箱式变压器。每 5 个光伏单元分别并联形成 1 回电缆集电线路，光伏场区共采用 4 回电缆集电线路，接至场内新建 35kV 开关站母线上，再以 35kV 线路送出。

每个 1MW_p 单元功设置 14 台直流防雷汇线箱分别汇入 2 台 500kW 直流汇流柜；再分别接入 2 台 500kW 逆变器；2 台 500kW 逆变器最终接入 1 台 1000kVA、 $37 \pm 2 \times 2.5\% / 0.27 (0.315) / 0.27 (0.315)$ kV 箱式变压器。



光伏电站内新建 1 座 35kV 开关站，安装 8 面 35kV 高压开关柜（4 面 35kV 进线柜，1 面出线柜，1 面无功补偿柜，1 面接地变柜和 1 面 PT 柜）。

2.1.4 站用电源

光伏发电站内最大负荷约 200kW。站用电源采用双电源供电，主供电源引自附近 10kV 电网，备用电源引自本光伏电站 35kV 母线，并配置一套备自投装置进行电源切换。站用电电压等级采用 380V/220V，三相四线制，单母线接线。

根据估算站用电负荷量，选站用变容量为 315kVA，站用变电压比 $38.5 \pm 2 \times 2.5\text{kV}/400\text{V}$ ，接线组别 D, yn11, $U_d=4\%$ ；备用站用电变压器电压比 $38.5 \pm 2 \times 2.5\text{kV}/400\text{V}$ ，接线组别 D, yn11, $U_d=4\%$ 。

2.1.5 光伏发电量计算

并网光伏发电系统的能量损失主要由光伏阵列的能量损失、逆变器能量损失、交流并网的能量损失等三部分组成。

(1) 光伏阵列能量损失 η_1 : 光伏阵列在 $1000\text{W}/\text{m}^2$ 太阳辐射强度下, 实际的直流输出功率与标称功率之比。光伏阵列在能量转换过程中的损失包括: 组件的匹配损失、表面尘埃遮挡损失、不可利用的太阳辐射损失、温度影响、峰值功率点偏值及直流线路损失等, 取能量损失 15% 计算。

(2) 逆变器转换能量损失 η_2 : 逆变器输出的交流电功率与直流输入功率之比, 根据 500kW 逆变器厂家提供的欧洲效率, 考虑光伏发电大部分时间为非满载运行, 确定 η_2 为 98%。

(3) 交流并网能量损失 η_3 : 从逆变器输出至高压电网的传输效率。由于设计优化后将逆变器和升压变压器布置在一起, 使得低压交流电的损失大大降低, 而升压后的 10kV 交流电损失也很小, 使得这部分损失主要表现在升压变压器的效率损失, 目前所选用的变压器损失非常小, 因此, 取此部分效率损失为 3%。

(4) 多晶硅光伏发电系统, 采用 500kW 逆变器, 其系统转换总效率为: $\eta_{\text{总}} = \eta_1 \times \eta_2 \times \eta_3 = 85\% \times 98\% \times 97\% = 80.0\%$ 。

根据太阳辐射能量、系统组件总功率、系统总效率等数据, 可预测南阳市南召县 20 兆瓦并网光伏发电项目的年总发电量和各月的发电量。考虑不同的电池组件效率随着时间也存在着衰减, 经计算, 本工程运行期间 25 年总发电量为 53778 万千瓦时, 年平均发电量为

2151.12 万千瓦时，年发电利用小时数为 1075.56 小时。

2.2 相关电网现况

2.2.1 南阳供电区电网现况

南阳市地处豫、鄂、陕三省交界，西联陕西，南接湖北，东面和北面分别和我省信阳、驻马店、平顶山、洛阳及三门峡市相连。市辖范围 11 个县（市）及 3 个区：南召、方城、西峡、镇平、内乡、淅川、社旗、唐河、新野、桐柏、邓州市以及宛城区、卧龙区、高新区。南阳市面积 26600km²，2013 年底全市常住人口 1170 万人。

南阳供电区位于河南省西南部，是河南省电网的重要组成部分。同时南阳电网又是华中电网南北互供、水火交际的重要枢纽。南阳供电区电源主要来自省网，部分来自湖北丹江水电和区内地方电厂。南阳电网除承担着南阳十县一市两区的供电任务外，还是豫鄂两省电力交换的重要环节，在河南省电网中发挥较为重要的作用。

截至 2014 年 12 月底，南阳电网内有 500kV 白河变、群英变电站 2 座，主变总容量 4×750 MVA。220kV 变电站 21 座(含荆关)，主变 33 台，主变总容量 6110 MVA。截至 2014 年底，南阳供电区有 110kV 变电站 77 座，主变容量总计 5237MVA，其中公用变电站 61 座，主变容量总计 4443MVA；用户变电站 16 座，变电容量 794MVA，全区 110kV 输电线路 141 回，总长 2338km。

500kV 输电线路 10 条，线路总长 783.64km，220kV 输电线路 49 条，线路总长 1684.36km，110kV 输电线路 177 条，线路总长 2554.33 km。

南阳电网通过 500kV 白河变、群英变与主网相连。500kV 樊白 I

回、樊白 II 回与湖北省樊城变连接；500kV 南白 I、II 回线、湛白线、白香线分别与 1000 kV 特高压南阳变、500kV 湛河变、香山变连接。110kV 丹厚线、丹凤线、丹香线、徐香线、I、II 薛金线、香潘线与湖北电网连接；110kV 湘浙线与陕西电网连接；110kV 青泌线与驻马店电网连接。

南阳电网与河南电网 500kV/220kV 开环运行，220kV 计韶线、白铜线、辛鹿线充电运行，计韶 2、白铜 1、辛鹿 1 均解备。南阳电网有 500kV/220kV/110kV/35kV/10kV/0.4kV 六个电压等级，按区域分为五个供电区：中部供电区（宛北变、麒麟变、南阳变、友兰变）、西部供电区（酆城变、楚都变、山城变、渠首变、雪枫变及荆关变）、南部供电区（邓州变、惠民变、蜀祥变）、北部供电区（鹿鸣变、韶华变）及东部供电区（唐河变、青台变、贤能变、宗璞变）。南阳电网经过近年来的发展，逐步形成了以 500kV 白河变、群英变以及五座省调调度电厂为支撑，220kV 变电站为骨架，110kV 变电站为基础覆盖全境的供电网络。2014 年 220 千伏容载比为 1.72。

2014 年，南阳供电区全社会供电量 $207.64 \times 10^8 \text{kWh}$ ，最大负荷 3760MW，同比分别增长 7.37% 和 4.44%。

2.1.1.1 电源现状

截至 2014 年，南阳供电区共有发电厂 21 座，总装机容量 2931.8MW，近期均无关停计划。其中统调电厂 6 座，容量 2743MW；地方及企业自备电厂 15 座，容量 188.8MW。接入 500kV 电网 1 座，容量 1200MW；接入 220kV 电网 3 座，容量 1240MW；接入 110kV 电网 2 座，容量 303MW；接入 35kV 及以下电网 15 座，容量 188.8MW。大容量机组多位于中东部地区。

地方电厂具有多样性的特性，水电包括 12.8 MW 的鸭河口水电站

和地方小水电；厂矿余气发电、综合用热发电；垃圾发电；生物质能发电等。陕西商南湘河变、湖北丹江口市金家湾变、丹江口水电厂也是南阳西部供电区的电源。南阳供电区电源装机情况见表 2-2。

表 2-2 2013 年南阳供电区电源装机情况

单位：MW kV

序号	电厂名称	能源类型	装机容量	接入电压等级	类别
1	致远电厂	火电	2×210	220	统调
2	蒲山电厂	火电	2×125	110	统调
3	鸭河电厂二期	火电	2×600	500	统调
4	鸭河电厂	火电	2×350	220	统调
5	回龙抽水蓄能电站	水电	2×60	220	统调
6	风瑞风力发电厂	水电	53	110	统调
7	天冠乙醇电厂	沼气发电	40.5	35	地方
8	中联卧龙水泥自备电厂	火电	7.5	35	自备
9	天泰水泥自备电厂	火电	4.5	35	自备
10	百川垃圾电厂	火电	1	10	地方
11	安棚碱矿自备电厂	火电	12	35	自备
12	桐柏海晶自备电厂	火电	6	10	自备
13	浙川中联水泥自备电厂	火电	7.5	35	自备
14	镇平中联水泥自备电厂	火电	16	35	自备
15	邓州大唐生物质能电厂	生物质	30	35	地方
16	南召水泥自备电厂	火电	9	35	自备
17	镇平力源生物质能电厂	生物质	24	35	地方
18	方城县宛北水泥自备电厂	火电	4.5	35	自备
19	邓州中联水泥自备电厂	火电	7.5	35	自备
20	云阳钢厂自备电厂	火电	6	10	自备
21	鸭河水电厂	水电	12.8	35	地方
	总计		2931.8		

2.2.2 南召县电网现况

南召县位于河南省西南部，南阳盆地北缘，隶属南阳市，南召全县辖 16 个乡镇，338 个行政村，64.3 万人。总面积 2946 平方公里，其中山区和丘陵面积占 96.6%。

截止 2014 年底南召县年度 GDP 为 105.2 亿元同比增长 8.4%，人均 GDP 为 1.66 万元，城镇化率 37.5%，全社会固定资产投资完成 100.9 亿元，增长 23.8%；农民人均纯收入 6701 元，增长 11.7%；城镇居民人均可支配收入 18871 元，增长 10.6%；公共财政预算收入完成 4 亿元，增长 18.3%；社会消费品零售总额 65.3 亿元，增长 13.2%。

南召县供电区有 220 千伏变电站一座，站址位于南召县东部云阳镇南坪村。现运行 110 千伏变电站五座。110 千伏南召变电站主变两台容量共 81.5 兆伏安，110 千伏瑞祥变电站主变一台容量 50 兆伏安；另外 110 千伏杏花变电站主变一台容量 50 兆伏安，110 千伏云阳变电站主变两台容量共 71.5 兆伏安，110 千伏皇路店变电站主变两台容量共 80 兆伏安。110 千伏线路 3 条，均为架空线路，共计 77.22 千米。

南召县电网 2014 年最大负荷为 242MW，年供电量为 9.18 亿 kWh，同比分别增长 10.5%和 10.7%。

2.2.2.1 南召电网存在的主要问题

(1) 南召西部电网不能满足N-1 要求，供电安全难以保障

南召县中西部供电区110kV 电网（南召变和瑞祥变）与主网通过两回 110kV 线路一路瑞线（LGJ-240/31.1km）、鸣召线（LGJ-185/28.6km）受电，供电方式薄弱。110kV 线路N-1 方式下，无法保证供电安全。

(2)难以满足南召县负荷发展尤其是南召中西部负荷增长需要。

随着青山水泥厂二期的开工和南召县产业集聚区企业的陆续进驻，南召县中西部供电区负荷增长较快，110kV 电网无法满足南召县中西部供电区供电需要。

(3) 电源布点不足，南召西部电网缺少有效支撑。

南召县面积2946 平方公里，5 座110kV 变电站分别位于南召县城区、云阳镇、皇路店镇、白土岗镇、朱坪乡，目前110kV 电源支撑点少，平均1座110kV 变电站供电面积达600 平方公里，且基本上都集中在南召中东部地区，西部地区缺乏110kV 电网支撑，电网运行经济性较差。

2.2.3 南召县负荷现状及发展

南召县位于南阳市东北部，南阳盆地北缘，总面积2946平方公里，其中山区和丘陵面积占96.6%，南召全县辖16个乡镇，340个行政村，63万人。南召有优越的经济地理位置。南召距南阳机场仅70公里，焦枝铁路纵贯县境东部四个乡镇，设有6个火车站，国道G207、省道S331、S231、S333井字交织，贯穿全境。随着二广高速公路的贯通和南水北调中线工程的建设投运，将为南召各项事业的发展提供更加便利的条件。南召矿产资源十分丰富，现已探明的金属和非金属矿达46种372处。金属矿藏有铜、铁、铅、锌、铝、锰、金等，其中铅、锌总储量20万吨以上，铁、锰总储量240万吨，黄金已发现3个矿带，储量达60余吨。非金属矿藏主要有煤、金红石、大理石、花岗岩、石灰石、萤石、钾长石、石英、白云石、石墨等，其中煤矿总储量1.3~1.5亿吨，金红石矿储量达5000万吨以上，大理石地质储量20亿立方米，花岗岩

地质储量2.5亿立方米，水泥石灰岩地质储量44亿吨，石英总储量100万吨，石墨总储量100万吨，萤石总储量4万吨以上。丰富的资源为南召工业的发展奠定了雄厚的物质基础。

表2-3 南召供电区历史电量表

地区名称	负荷电量	2006 年	2007 年	2008 年	2009 年	2010 年	2011 年
南召县	供电量（亿千瓦时）	3.98	4.15	4.96	5.93	6.82	8.37
	最大负荷（MW）	93	100	112	138	168	200
	Tmax	4280	4150	4430	4300	4059	4185

南召县电网 2013 年最大负荷为 232MW，年供电量为 8.35 亿 kWh，同比分别增长 10.5%和 10.7%。

2.2.4 南召县负荷发展预测

十二五及十三五期间年均增长率分别为 10%、9 %。

表 2-4 2013-2020 年南召县供电区电量负荷预测表

单位： $1 \times 10^8 \text{kWh}$ 、MW

供电区	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年	十二五递增率	十三五递增率
电量	232	242	266	299	318	338	359	387	10%	9%
负荷	8.35	9.18	10.1	11.0	11.9	13.1	14.2	15.5	10%	9%

表 2-5 2013-2020 年南召县供电区电量负荷预测表

	指标	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年
负荷概况	全社会用电负荷	232	242	266	299	318	338	359	387
	110kV 及以上电网直供负荷	10	10	10	10	10	10	10	10
	220kV 变电站供电负荷	0	0	0	0	0	20	23	25
110kV 电力平衡	110kV 网供负荷	222	232	256	289	308	308	326	352
	已有 110kV 变电容量	333	333	383	383	433	483	533	583
	增容前 110kV 容载比	1.50	1.44	1.50	1.33	1.41	1.57	1.63	1.66

新、扩建或改造变电站名称及容量		瑞祥 扩 (1 ×50)		马市 坪新 (1 × 50)	城北 新 (1 × 50)	南河店 新 (1 ×50)	鸭河新 (1× 50)	留山新 (1× 50)
110kV 变电站净增容量	0	50	0	50	50	50	50	50
增容后 110kV 变电容量	333	383	383	433	483	533	583	633
增容后 110kV 容载比	1.50	1.65	1.50	1.50	1.57	1.73	1.79	1.79

由上表南召电力平衡结果可知，2015 年南召县供电区最大负荷将达 266MW。2015 年小店 1#光伏电站光伏发电 20MWp 投运后将在南召电网就地消纳。因此，光伏电站建成后，主要满足其所在南召县的负荷需求。

2.3 接入统方案拟定

2.3.1 接入电压等级分析

光伏电站接入电压等级应根据自身发电容量来确定，并结合所在地区的供电网络，综合考虑相关电压等级电网的输配电容量、电能质量等技术要求。

根据《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定》[国家电网发展（2012）747 号]，《国家电网公司“十二五”配电网规划（技术原则）指导意见》，综合考虑不同电压等级电网的输配电容量、电能质量等技术要求，不同容量的分布式电源并网的电压等级如下表所示。

表 5-2 分布式电源接入配电网的推荐电压等级

分布式电源总容量范围	并网电压等级
数 kW ~200kW	380V
200kW~8MW	10kV
5MW~30MW	35kV、66kV、110kV
30MW~50MW	110（66）kV

本项目装机容量为 20MWp，适合接入 35kV 电压等级电网，并且根据南召县电网现况可知南召县 35kV 电网具有较好的接入条件。因此，本报告推荐中机国能电力小店 1#光伏电站以 35kV 电压等级接入系统。

2.3.2 接入点分析

a) 110kV 云阳变

110kV 云阳变位于南阳南召县云阳镇境内，位于中机国能电力小店 1#光伏电站东方向，距 1#发电站并网点直线距离约 7.1km，目前已投运两台主变，容量为 31.5+40MVA。2014 年最大负荷为 41MW，年供电量为 4148 万 kWh。预计到 2016 年 110kV 云阳变最大负荷将达到 47MW。

110kV 云阳变现有 110kV 出线 2 回，为单母简易分段接线，2 回均至 220kV 鹿鸣变；现有 35kV 出线 10 回，原有 1 回 35kV 云钢出线间隔已废弃不用，可占用此间隔。

b) 35kV 小店变

35kV 小店变位于小店光伏电站西南方向，距 1#发电站并网点直线距离约 4.9km，目前已投运二台主变，容量为 10+5MVA。35kV 小店变 2014 年最大负荷为 11MW，年供电量为 2132 万 kWh。

小店变现有 35kV 出线 2 回，为单母分段接线，其中 1 回至 110kV

南召变，1 回至 35kV 云阳变；35kV 尚预留 2 个备用间隔。

2.3.3 接入系统方案拟定

根据小店 1#光伏电站的站址和发电容量，综合考虑附近供电网络的现状及电网建设规划，初步拟定电站接入系统方案如下：

方案一：以 35kV 电压等级接入 110kV 云阳变，新建 1 回 35kV 架空线路，导线截面暂选择 185mm^2 ，长度约 7.4km。方案一接线方式如图 2-2 所示。由于 110kV 云阳变 35kV 有预留间隔位置可用，因此本期可用 110kV 云阳变一个 35kV 出线间隔。



图 2-2 方案一接线方式

方案二：接入 35kV 小店变，新建 1 回 35kV 架空线路，导线截面暂选择 185mm^2 ，长度约 5.5km。方案二接线方式如图 2 -3 所示。



图 2-3 方案二接线方式

2.4 电气计算

小店 1#光伏电站工程容量为 20MWp，相关的 35kV 以上电网，采用河南省南阳市南召县 2015、2020 年电网规划。根据小店光伏电站工程容量为 20MWp，

《光伏电站接入电网技术规定》中相关功率控制与电压调节的要求：大型与中型光伏电站应具有有功功率调节能力，并能根据电网调度部门的指令限制其有功功率输出。为了实现对光伏电站的有功功率的控制，光伏电站需要安装有功功率控制系统，能够接收并自动执行电网调度部门远方发送的有功出力控制信号，根据电网频率值、电网调度部门指令等信号自动调节电站的有功功率输出，确保光伏电站最大输出功率及功率变化率不超过电网调度部门的给定值，以便在电网故障和特殊运行方式时保证电力系统稳定性。

大型和中性光伏电站应有限制输出功率变化率的能力，但可以

接受因为太阳光辐照度快速减少引起的光伏电站输出功率下降速度超过最大变化率的情况。

光伏电站有功功率变化包括10min 有功功率变化和1min 有功功率变化。光伏电站有功功率变化应满足电力系统安全稳定运行的要求。光伏电站有功功率变化最大限值参照表1，该要求也适用于光伏电站的正常启动和停机。

表 1 光伏电站有功功率变化最大限值		
电站类型	10min 有功功率变化最大限值 (MW)	1min 有功功率变化最大限值 (MW)
小型	装机容量	0.2
中型	装机容量	装机容量/5
大型	装机容量/3	装机容量/10
注：太阳光辐照度快速减少引起的光伏电站输出功率下降不受上述限制。		

方案 1:

小店 1#光伏电站满发 16MW 通过 35kV 向 110kV 云阳变供电。电压合格，潮流流向合理。

方案 2:

小店 1#光伏电站发 16MW 通过 35kV 向 35kV 小店变供电。电压合格，潮流流向合理。

注：根据 GB/T 12325-2008 《电能质量 供电电压偏差》 第 4.1 条规定 35kV 及以上供电电压正、负偏差绝对值之和不超过标称电压的 10%。

1) 技术分析比较

可行性

方案 1:

小店 1#光伏电站自建 35kV 汇流变电站接入 110kV 云阳变，

110kV 云阳变 35kV 有预留间隔位置可用。35kV 线路所经地区均为丘陵地区。

方案 2:

小店 1#光伏电站自建 35kV 汇流变电站接入 35kV 小店变，35kV 小店变 35kV 有一个预留间隔位置可用，35kV 线路所经地区均为丘陵地区。

相关型号导线的输电能力见表 B。

附录 B
(资料性附录)
输电线路持续极限输送容量

常用导线的输电线路持续极限输送容量见表 B.1。

表 B.1 输电线路持续极限输送容量

导线型号	持续容许 电流/A	输送容量/MVA					
		电压/kV					
		0.38	6	10	35	110	220
1J-16	105	0.069	1.09				
LGJ-25	135	0.089	1.40	2.32			
LGJ-35	170	0.112	1.76	2.94	10.3		
LGJ-50	220	0.144	2.28	3.80	13.3		
LGJ-70	275	0.181	2.85	4.76	16.6	52.4	
LGJ-95	335	0.219	3.45	5.75	20.3	63.7	
LGJ-120	380	0.250	3.94	6.57	23.0	72.3	
LGJ-150	445		4.62	7.70	27.0	84.7	
LGJ-185	515		5.34	8.91	31.2	98.0	196
LGJ-240	610				36.9	116	232
LGJQ-300	710					135	270
LGJQ-400	845					161	322
LGJQ-500	966						368
LGJQ-600	1090						415
LGJQ-700	1250						476

注：如果最热月份周围环境平均气温不是 25℃ 时，应乘以表 B.2 所列的修正系数。

表 B.2 温度修正系数

周围环境温度/℃	5	10	15	20	25	30	35	40
修正系数	1.2	1.15	1.11	1.05	1.0	0.94	0.88	0.81

2) 安全可靠性

根据小店光伏电站可研报告，光伏阵列效率、逆变器的转换效率、交流并网效率，本工程在三项效率 η_1 、 η_2 、 η_3 的范围内取值，分别为：86%、98.6%、95%。因此，含温度修正的光伏发电系统的总效率 $\eta_{总}$ 为：

$$\eta_{总} = \eta_1 \times \eta_2 \times \eta_3 = 86\% \times 98.6\% \times 95\% = 80\%$$

方案 1:

在方案 1 运行方式下。小店 1#光伏电站所发电力为 16MW，所发电力通过 110kV 云阳变就地消纳，光伏电站有功功率变化较大，但对云阳变影响较小。

方案 2:

小店 1#光伏电站满发 16MW，所发电力通过 35kV 小店变消纳，小店变目前最大负荷 11MW，且由于小店变将有 10MWp 中机国能光伏电站接入，因此小店变就地消纳光伏发电能力有限。

3) 运行经济性

方案 1:

南召中机国能小店 1#光伏电站满发 16MW 满负荷运行方式下，35kV 线路的功率损耗(按 LGJ-185mm², 7.4km 计算)为 12kW。按南召中机国能小店光伏电站提供的最大负荷利用小时数 1075 计算，整个线路部分年损失电量为 1.29 万 kWh。

方案 2:

南召中机国能小店光伏电站 16MW 满负荷运行方式下，35kV 线路的功率损耗(按 LGJ-185mm², 5km 计算)为 9kW。按小店 1#光伏电站提供的最大负荷利用小时数 1075 计算，整个线路部分年损失电量为 0.96 万 kWh。

综合比较见表 2-6

表 2-6 综合比较

序号		方案 1	方案 2
1	方案描述	南召中机国能小店光伏电站 35kV 接入 110kV 云阳变。	南召中机国能小店光伏电站 35kV 接入 35kV 小店变。
2	潮流分布	合理	合理
3	保护配置	简单	简单
4	基建投资	低	高
5	运行经济性	高	低
6	可靠性	高	高

综上所述：我们推荐采用方案 1 是合理的、现实的。

2.4.1 最大工作电流

根据南召中机国能小店 1#光伏电站实际布局，太阳能电池阵列输出的是直流电，经过汇流、逆变、汇流、升压等过程之后，再连接至公用电网。本工程总容量为 20MWp，若不考虑逆变过程中的电能损失。经过升压变压器升压至 35kV 后，不考虑升压过程中的电能损失，最大工作电流约为 329A。

2.4.2 短路电流

对于含有光伏电站的系统，发生短路故障时，故障点短路电流可以分为两部分，一部分是由交流系统提供，另一部分是由光伏发电系统提供。对于光伏发电系统提供的短路电流，其大小主要与光伏发电出力、逆变器参数等因素有关。根据光伏发电原理，光伏发电元件经日照产生直流电，再经过逆变器逆变为交流电输出，其发电出力值与日照等环境因素有关。由于日照等环境因素骤变的可能性很小，在短路故障发生瞬间，光伏系统发出的直流功率可以认为是恒定的，逆变后的交流功率也可以认为是恒定的。因此，发生短路后，由于母线电

压急剧下降,在功率恒定的情况下,逆变器输出的电流将会急剧增大,直至逆变器保护动作,关闭输出。

本工程采用 40 台逆变器相并联,每台逆变器的额定输出功率为 500kWp,根据生产厂家提供的测试报告,逆变器输出电流逐渐增加至过流保护动作,此时 A、B、C 三相电流为 916A。近似认为发生短路故障后,40 台逆变器过流保护同时动作,断开光伏发电系统与交流电网的连接,此时 A、B、C 三相电流均为 916A,光伏发电系统提供的短路电流如表 2 -7 所示。

表 2-7 光伏发电系统提供短路电流值 单位: A

	35kV 侧
短路电流值	16.5*40=660

交流系统所提供短路电流采用 PSASP6.29 程序进行计算,计算水平年选择 2015 年和 2020 年,电网运行方式分别计算大方式和小方式,南阳电网全开机。故障形式为三相接地短路故障。

注:光伏电站升压变参数暂按 $U_d\%=6\%$ 计算。

由各方案的短路电流计算结果可见,35kV 相关母线的短路电流最大值约为小店为 2.6kA,110kV 云阳 35kV 为 6.7kA,110kV 母线的短路电流最大值约为 10.5kA,相关电压等级断路器选型需要满足此要求。

2.5 电能质量计算分析

光伏系统向当地交流负载提供电能和向电网发送电能的质量应受控,在谐波、电压波动和闪变、电压不平衡度、直流分量等方面应符合相关标准。

一般情况下，应保证在并网光伏系统电网接口处（并网点或公共连接点）可测量到谐波、电压等所有电能质量参数。在出现电能质量偏离标准的越限状况时，系统应能检测到这些偏差并将光伏系统与电网安全断开，以免损害公用电网的供电质量。

2.5.1 谐波

光伏电站接入电网后，公共连接点的谐波电压及谐波电流应满足 GB/T 14549-2008 《电能质量 公用电网谐波》的规定。本工程的公共连接点电压等级为 35kV，根据标准规定，公共连接点的谐波电压限值及谐波电流允许值如表 2-8 和表 2-9 所示。

表 2-8 公共连接点谐波电压限值 单位：%

电网标称电压	电压总畸变率	各次谐波电压含有率	
		奇次	偶次
35kV	2.0	2.1	1.2

表 2-29 注入公共连接点的谐波电流允许值 单位：A

谐波次数	国标要求	折算后允许值
	(基准短路容量 250MVA)	
2	15	11.5
3	12	9.2
4	7.7	5.9
5	12	9.2
6	5.1	3.9
7	8.8	6.7
8	3.8	2.9
9	4.1	3.1
10	3.1	2.4
11	5.6	4.3
12	2.6	2.0

根据南召中机国能小店 1#光伏电站所提供资料，经计算，光伏发电系统在运行于额定输出功率的情况下，注入公共连接点的各次

谐波电流值及谐波电压含有率如表 2-10 所示。

表 2-10 光伏电站注入公共连接点的谐波值 单位：A，%

谐波次数	谐波电流值	谐波电压含有率
2	8.22	0.031
3	7.31	0.011
4	0.632	0.010
5	0.675	0.009
6	--	--
7	0.466	0.0019
8	0.062	0.004
9	--	--
10	0.095	0.006
11	0.578	0.035
12	--	--
13	0.241	0.021

由表 2-10，方案中光伏电站注入公共连接点的各次谐波电流均小于 GB/T 14549-1993 《电能质量 公用电网谐波》所规定的允许值，各次谐波电压含有率均小于 GB/T 14549-1993 《电能质量 公用电网谐波》所规定的谐波电压限值。另由各次谐波电压含有率可以计算得到电压总畸变率分别为 0.62%，满足 GB/T 14549-1993 《电能质量 公用电网谐波》的规定。

需要说明的是，本报告中计算所采用的数据均为南召中机国能小店 1#光伏电站提供的逆变器在额定交流输出功率下的数据资料。由于太阳能光伏发电系统的输出功率不稳定，实际注入公共连接点的谐波电流需要在光伏发电装置并网时按照规定测量方法进行测量。

因此，在光伏发电系统实际并网时需要对其谐波电流、谐波电压进行测量，检测其是否满足国家标准的相关规定，如不满足，需要采取加装滤波装置等相应措施。

2.5.2 电压波动和闪变

光伏电站接入电网后，在公共连接点处产生的电压波动和闪变应满足 GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》及《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定》的要求。由于天气、云层、环境等因素的影响，光伏电站可以看作一个具有一定随机性的波动负荷，电压波动限值为 2%；对于较少发生的电压波动情况，电压波动限值可参照频度小于 1 次/h 的标准为 3%。

根据南召中机国能小店 1#光伏电站所提供资料，单台逆变器稳态运行时，电压波动为 0.317%，小于电压波动限值为 2%；单台逆变器最大电压波动为 0.750%，小于电压波动限值为 3%，满足 GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》及《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定》的规定要求。

根据《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定》的要求，光伏电站接入电网后，公共连接点短时间闪变 P_{st} 限值为 1.0，长时间闪变 P_{lt} 限值为 0.8。光伏电站在公共连接点单独引起的电压闪变值应根据光伏电站安装容量占供电容量的比例以及系统电压，按照 GB/T 12326-2008《电能质量 电压波动和闪变》的规定分别按三级作不同的处理。

2.5.3 电压不平衡度

光伏电站接入电网后，在公共连接点处引起的电压不平衡度应满足 GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》的规定，即“接于公共连接点的每个用户引起该点负序电压不平衡度允许值一般为

1.3%，短时不超过 2.6%”。

根据南召中机国能小店 1#光伏电站所提供资料，逆变器运行于额定负载时，电压不平衡度为 0.09%，小于允许值 1.3%，满足 GB/T 15543-2008《电能质量 三相电压不平衡》的规定要求。

2.6 功率控制和电压调节

2.6.1 有功功率控制

根据《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定》的规定要求，大型和中型光伏电站应具有有功功率调节能力，并能根据电网调度部门指令控制其有功功率输出。为了实现对光伏电站有功功率的控制，建议中机国电小店光伏电站安装有功功率控制系统，能够接收并自动执行电网调度部门远方发送的有功出力控制信号，根据电网频率值、电网调度部门指令等信号自动调节电站的有功功率输出，确保光伏电站最大输出功率及功率变化率不超过电网调度部门的给定值，以便在电网故障和特殊运行方式时保证电力系统稳定性。

大型和中型光伏电站应有限制输出功率变化率的能力，但可以接受因太阳光辐照度快速减少引起的光伏电站输出功率下降速度超过最大变化率的情况。

2.6.2 电压/无功调节

根据《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定》的规定要求，大型和中型光伏电站的功率因数应能够在 0.95（超前）~0.95（滞后）范围内连续可调。根据系统专业计算，在开关站 35kV 母线侧设置 1 套

连续可调的4Mvar SVG型无功补偿装置，调节范围-4Mvar~+4Mvar。

该无功补偿装置能够实现动态的连续调节以控制并网点电压，并满足电网电压波动要求，同时具有滤波功能，以满足电网对供电质量的要求。

2.6.3 防孤岛效应

电网失压时，光伏电站仍保持对失压电网中的某一部分线路继续供电的状态称为孤岛现象。孤岛现象分为非计划性孤岛现象和计划性孤岛现象。非计划性孤岛现象的发生，可能危及线路维护人员和用户的生命安全，干扰电网的正常合闸，以及使得孤岛中的频率和电压失去控制。

根据《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定》的规定要求，光伏电站禁止非计划性孤岛现象的发生，光伏电站必须具备快速监测孤岛且立即断开与电网连接的能力，其防孤岛保护应与电网侧线路保护相配合。

光伏电站的防孤岛保护必须同时具备主动式和被动式两种，应设置至少各一种主动和被动防孤岛保护。

据了解，南召中机国能小店 1#光伏电站光伏电站拟采用的逆变器具备主动和被动防孤岛保护功能。

由于故障而导致公共连接点与地区电网断开连接后，若此时光伏电站出力与公共连接点所带负荷刚好匹配，即形成了非计划性孤岛现象，如图 2-4 所示。

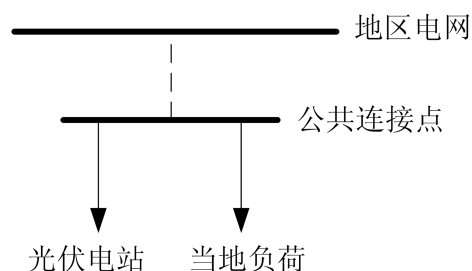


图 2-4 孤岛现象示意图

孤岛内电压、频率、相位等参数变化很小，受保护功能机理限制，此时逆变器很难即时检测出孤岛现象并断开连接。但由于光伏电站出力不稳定，且负荷也存在较大随机性，孤岛内出力与负荷之间平衡不会维持很长时间。根据 GB/T 19939-2005 《光伏系统并网技术要求》，当电网失压时，防孤岛效应保护应在 2s 内动作，将光伏系统与电网断开。根据南召中机国能小店 1#光伏电站所提供资料，光伏电站拟采用逆变器的防孤岛效应保护可以在 2s 内动作，断开光伏系统与电网的连接，满足相关国家标准要求。

2.7. 电网异常时的响应特性

光伏电站应具备一定的低电压穿越能力。光伏电站并网点电压跌至 20% 标称电压时，光伏电站能够保证不间断并网运行 1 秒；光伏电站并网点电压在发生跌落后 3 秒内能够恢复到标称电压的 90% 时，光伏电站能够保证不间断并网运行。

光伏电站应具备一定的耐受系统频率异常的能力，应能够在电网频率偏离下，满足国家电网公司《光伏电站接入电网技术规定》（Q/GDW617-2011）的相应要求。

4. 其他技术要求

过流能力：光伏电站应具备一定的过电流能力，在120%倍额定电流以下，光伏电站连续可靠工作时间应不小于1分钟。

恢复并网：电网发生扰动后，在电网电压和频率恢复正常范围之前光伏电站不允许并网，且在电网电压和频率恢复正常后，应按电力调度部门指令执行，不可自行并网。

光伏电站的其他技术要求均应满足国家电网公司《光伏电站接入电网技术规定》。

2.8 其他技术参数要求

2.8.1 升压变参数要求

电压等级选择 35kV/ 0.315kV。

调压方式及抽头电压：可采用有载调压，主抽头电压可选为 $38.5 \pm 3 \times 1.25\% / 0.315\text{kV}$ 。

建议升压变短路电压百分比不低于 4%，若实际小于此值，则应重新校验短路电流大小。

为有效阻隔 $3 \times n$ 次谐波分量流入电网，光伏电站升压变应采用 Dyn11 接线。

2.8.2 断路器参数要求

根据推荐方案中短路电流计算结果，建议光伏电站短路电流水平按 20kA 控制。

2.8.3 送出线路截面选择

根据工作电流大小、短路热稳定校验、工程造价等因素综合考虑，暂考虑采用架空导线，建议推荐方案导线截面不低于 185mm^2 。

2.8.4 运行要求

为满足光伏电站自身以及电网运行安全，光伏电站接入系统还应满足电网异常时的响应特性要求、安全与保护要求、通用技术要求、通信与信号要求等等。具体要求参见《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定》相应章节中关于中型光伏电站的部分。

2.9 结论和建议

根据本报告的计算分析，可得出以下主要结论和建议：

a) 推荐方案一为南召中机国能小店 1#光伏电站接入系统方案，即以 35kV 电压等级接入 110kV 云阳变电站 35kV 侧，110kV 云阳变新增 35kV 间隔一个，新建 35kV 架空线路 1 回，线路长度约 7.4km，建议导线截面不低于 185mm^2 。

b) 根据南召中机国能所提供关于拟采用逆变器的资料进行分析计算，南召中机国能小店 1#光伏电站接入系统所引起的谐波、电压波动和闪变、电压不平衡度、直流分量等电能质量影响均符合国家相关技术标准。根据规定，光伏电站应在并网点装设满足相关标准要求的电能质量在线监测装置。

c) 根据《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定》要求，南召中机国能小店 1#光伏电站的功率因数应能够在 0.95（超前）~0.95

（滞后）范围内连续可调。建议在南召中机国能小店 1#光伏电站装设少量无功补偿装置，以满足此要求，具体补偿容量宜结合光伏电站逆变器调节能力及当地供电公司运行要求确定。

d) 升压变可采用有载调压，主抽头电压可选为 $38.5 \pm 3 \times 1.25\% / 0.315\text{kV}$ 。升压变应采用 Dyn11 接线。

e) 根据推荐方案中短路电流计算结果，建议光伏电站短路电流水平按 20kA 控制。

f) 为满足光伏电站自身以及电网运行安全，光伏电站接入系统还应满足功率控制和电压调节要求、电网异常时的响应特性要求、安全与保护要求、通用技术要求、通信与信号要求等。

g) 建议加强对光伏电站的运行管理。由于太阳能光伏发电系统的输出功率不稳定，南召中机国能小店 1#光伏电站实际并网运行后，建议对其谐波电流、电压进行测量，检测其是否满足国家标准的相关规定，如不满足，应采取加装滤波装置等相应措施。

h) 根据河南省电力公司有接入系统的有关规定，机组并网点选在机端，解列点选在系统侧。南召中机国能小店 1#光伏电站项目机组并网点为，南召中机国能小店 1#光伏电站光伏逆变单元侧，人工解列点为，南召中机国能小店 1#光伏电站 35kV 变电站——云阳 35kV 并网线路云阳变侧断路器。

3 系统继电保护及安全自动装置

3.1 设计依据和范围

3.1.1 根据国家电网 Q/GDW[2011]617 号《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定》设计，GB/T 19939-2005《光伏系统并网技术要求》，GB/T 19964-2012《光伏发电站接入电力系统技术规定》，GB/T 14285-2006《继电保护和安全自动装置技术规定》。

3.1.2 根据南召中机国能小店1#光伏电站接入系统设计（一次部分）推荐方案，进行系统继电保护及安全自动装置的设计。

3.1.3 光伏电站通过35kV架空线路接入110kV云阳变35kV侧，长度7km。该电站容量为20MWp，为太阳能光伏发电。

3.1.4 设计范围

3.1.4.1 光伏电站 35kV 并网线路保护；

3.1.4.2 有关保护校验；

3.1.4.3 故障录波装置；

3.1.4.4 安全自动装置；

3.1.4.5 试验设备。

3.2 继电保护现状及电网发展概况

3.2.1 系统保护现状

与光伏电站接入系统有关的变电所为 110kV 云阳变。

110kV 云阳变位于南阳南召县云阳镇境内，目前已投运两台主变，容量为 31.5+40MVA。2014 年最大负荷为 41MW，年供电量为 4148 万 kWh。预计到 2016 年 110kV 云阳变最大负荷将达到 47MW。

110kV 云阳变现有 110kV 出线 2 回，为单母简易分段接线， 2 回

均至 220kV 鹿鸣变；现有 35kV 出线 10 回，原有 1 回 35kV 云钢出线间隔已废弃不用，可占用此间隔。

3.2.2 电网发展概况

南召中机国能小店光伏电站容量为 20MWp，通过 35kV 架空线路接入 110kV 云阳变 35kV 侧。

3.3 系统继电保护配置

3.3.1 35kV 线路保护配置方案

南召中机国能小店 1#光伏电站至云阳变的 1 回 35kV 线路是光伏电站送出联络电网的线路，本联络线为架空线路，长约 7.4km，随线路敷设有 OPPC 光缆。本线路配置一套光纤电流差动保护为主保护，以带时限的电流保护为后备保护，全线路重合闸停用。

110kV 云阳变主变间隙保护需重新校核，保证主变间隙保护动作时联跳机组并网线路。

光纤电流差动保护专用光伏电站至云阳变线路光缆纤芯。

3.3.2 系统故障录波器

根据《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/19964-2012，35kV 及以下光伏电站不需配置专用故障录波装置。

3.3.3 安全自动装置及其它要求

3.3.3.1 安全自动装置

根据光伏发电原理，其发电出力与日照等系统外部环境条件有关，考虑南召中机国能小店 1#光伏电站容量对电力系统的可能影响，在南召中机国能小店光伏电站 35kV 汇流站配置 1 套频率、电压紧急控制装置，该装置满足《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定》对光伏电站有功功率紧急控制的要求。

3.3.3.2 系统对光伏电站保护的要求

光伏电站逆变器应具备过流与短路保护、防孤岛保护、恢复并网功能等，装置异常时自动脱离系统。

光伏电站的防孤岛保护必须同时具备主动式、被动式两种。

光伏电站必须具备快速检测孤岛且立即断开与电网连接的能力，其防孤岛保护应与电网侧线路保护相配合。

光伏电站接入 35kV 及以上公用电网时，防孤岛保护应与系统侧备用电源自动投入装置等安全自动装置相互配合。

3.4 对相关专业的要求

3.4.1 电流互感器

35kV 线路两侧电流互感器应提供一组独立的次级绕组供线路保护使用。两侧电流互感器变比差异不超过 4 倍。

3.4.2 电压互感器

光伏电站侧线路保护所需的电压由线路电压互感器提供。

3.4.3 通信通道

本期需通信专业为 1 套 35kV 光纤电流差动保护各提供 1 路 OPPC 专用直达纤芯 2 芯，备用 2 芯。

3.5 投资估算

系统继电保护及安全自动装置投资估算见表 3-1，总投资约为 46 万元。其中光伏电站侧 30 万元，系统侧 8 万元。

表 3 -1

系统继电保护及安全自动装置投资估算表

序号	设 备 名 称	单 位	数 量	单 价 (万元)	合 价 (万元)
一	光伏电站侧				
1	35kV 线路光纤电流差动保护柜	面	1	10	10
2	频率、电压紧急控制装置	套	1	15	20
	小计				30
二	云阳 110kV 变电站				
1	35kV 线路光纤电流差动保护柜	面	1	8	8
	小计				8
	共计				46

注：该表仅列设备费用，不包括运输安装以及改造其它费用。

4 调度自动化

4.1 调度管理方式

南召中机国能小店1#光伏电站40台机组的出线经逆变、升压和汇流后，以一回35kV架空线接入云阳110kV变电站。根据接入的电压等级划分，该光伏电站属于中型光伏电站，本期工程光伏电站由河南省调和南阳地调调度管理。光伏电站应配置相应远动设备，将相关远动信息传送至河南省调和南阳地调。

4.2 调度自动化现状

河南省调度中心主站系统目前为北京科东CC2000A能量管理系统和南瑞科技OPEN5000系统并列运行，两者的SCADA系统主备运行，具有高度的可靠性。整个系统具备强大的电网监控管理功能和满足电网发展需要的系统处理容量。同时河南电网备调系统已经投运，系统具备基本的SCADA/AGC功能，满足本期远动信息的接入。

南阳地调的自动化主站系统为国电南瑞OPEN-5000电网调度自动化主站系统，该系统具备基本的监控和数据采集（SCADA）功能，并具有PAS功能，可以满足对本期工程远动接入处理的要求。

河南省调电能量自动计量系统采用国电南瑞科技股份有限公司的PBS-2000J电能量计量系统设备。该系统具有500个以上的终端、10000块电表的处理能力，目前具有足够的处理容量。

4.3 系统调度自动化配置方案

4.3.1 微机远动系统

南召中机国能小店光伏电站采用计算机监控系统配置，使用远动通信装置实现远动信息的传输。远动系统采用 1 台远动通信装置和 1 台线路测控装置，实现远动信息的采集处理和向调度端传送。根据国家电网发展 2011【617】号文《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定》，光伏电站监控信号包括光伏电站并网状态、辐照度、光伏电站有功和无功输出、发电量、功率因数、并网点电压和频率、注入电力系统的电流、出线断路器和刀闸位置、线路保护信号。上述信息量由微机远动系统采集获得，或由微机远动系统与电站内光伏监测系统通信获得，传送至河南省调、南阳地调。

微机远动系统组一面远动屏，布置在电站内二次设备间。

4.3.2 电能质量在线监测装置

根据国家电网公司光伏电站接入电网技术规定，中型光伏电站应该在并网点装设满足 IEC 61000-4-30《电磁兼容 第 4-30 部分 试验和测量技术——电能质量》标准要求的 A 类电能质量在线监测装置。电能质量数据应能够远程传送到电网企业，保证电网企业对电能质量的监控。

配置一套电能质量在线监测装置，实现电能质量信息的采集、计算、分析和显示。南召县调尚未配置电能质量在线监测主站系统，本期工程的电能量在线监测装置应预留到电能质量监测主站的通信接口。

4.3.3 有功功率控制系统

根据国家电网公司光伏电站接入电网技术规定，中型光伏电站应具有有功功率调节能力，并能根据电网调度部分指令控制其有功功率输出。为了实现对光伏电站有功功率的控制，光伏电站需要安装有功功率控制系统，能够接收并自动执行电网调度部门远方发送的有功出力控制信号，根据电网频率值、电网调度部门指令等信号自动调节电站的有功功率输出，确保光伏电站最大输出功率及功率变化率不超过电网调度部门的给定值，以便在电网故障和特殊运行方式时保证电力系统稳定性。

中型光伏电站应有限制输出功率变化率的能力，但可以接受因太阳光辐照度快速减少引起的光伏电站输出功率下降速度超过最大变化率的情况。

南阳地调尚未配置光伏电站有功功率控制系统模块，本期暂为光伏电站开列有功功率控制系统的费用。

4.3.4 时间同步系统

为满足光伏电站内微机远动、电能量计量、线路保护等设备的对时要求，为站内配置一台时间同步装置。时间同步装置可接收北斗和GPS时间信号作为基准时钟源，优先采用北斗信号作为时间基准，以GPS时间信号。时间同步装置可输出脉冲信号、IRIG-B码、串行口时间报文和网络时间报文，在失去外部时间基准信号时具备守时功能。

为节省屏位，时间同步装置布置在远动屏中。北斗及GPS天线布置在二次设备间屋顶。

4.3.5 调度数据网：

光伏电站配置1套调度数据网接入层设备，满足远动、计量、保护等信息接入河南调度数据网的要求。光伏电站配置1套调度管理与实时调度系统。光伏电站按河南电网二次系统安全防护要求配置相关安全防护设施。

4.3.6 功率预测：

光伏电站配置1套光伏发电功率预测系统，功能应满足《光伏电站接入电力系统技术规定》（GB/T 19964-2012）的要求。

4.4 远动通道

根据调度管理的需要，光伏电站至南阳供电公司调度通信中心之间应具备两条远动通道。至地调、省调的远动通道均采用数字通道，通信速率各为 9600bit/s，负责远动信息的传输。

至南阳供电公司电能计量主站的通道均采用数字通道，通信速率各为 9600bit/s，负责电能计量信息的传输。

远动通道由通信专业统一组织。

4.5 对侧变电站设备配置

1) 云阳变采用计算机监控系统实现信息采集和传输功能，本期工程需要为云阳变监控系统新增 35kV 线路保护测控装置。

4.6 调度端设备配置

本期工程应为南阳地调、河南省调的调度自动化主站系统开列工程配合费用，以满足光伏电站各套自动化系统接入地调调度主站的需

要。

4.7 投资估算

系统调度自动化装置投资估算表见表 4-1,总投资约为 223 万元。

其中光伏电站侧 168 万,系统侧 15 万。

表 4- 1 调度自动化设备投资估算表

序号	设备名称	单位	数量	单价(万元)	备注
一	光伏电站				
1	微机远动系统	套	1	10	
2	有功功率控制系统	套	1	10	
3	时间同步系统	套	1	8	
4	实时调度管理系统	套	1	60	
5	调度专用网络双平面接入系统	面	1	15	
6	网络安全防护设备	面	1	40	
	小计			168	
二	对侧变电站				
1	远动系统扩展费	套	1	5	
	小计			15	
三	调度端费用				
1	地调、省调端工程配合费			20	
	合计			193	

注：上述费用仅为设备费，不包括安装调试等附加费用。

5 通信

本期南召中机国能小店 1#光伏电站（以下简称“光伏电站”）通信系统暂按 35kV 出线设计，最终方案以接入系统方案批准为准。光伏电站本期通过 35kV 架空线路接入 110kV 云阳变 35kV 侧，长度约 7.4km。

根据运行管理部门要求，本光伏电站由河南省调、南阳地调二级调度。

5.1 通信现状

5.1.1 河南电力通信网

省光传输网网络现为两张独立的传输网络（简称“传输 I 网络”和“传输 II 网络”），共同构成省公司生产和管理业务双通道。

传输 I 网络采用 ECI XDM-1000 型设备，由 3 个 10G 核心环网、10 个 2.5G 骨干接入网和 8 个骨干节点（地调端）组成，全覆盖 10 个地区、框架覆盖 8 个地区。其中南阳地区为全覆盖 220 千伏及以上省网直调站点。

传输 II 网络采用华为 OSN7500/3500 型设备，由 2 个 10G 核心环网、8 个 2.5G 骨干接入网和 10 个骨干节点（地调端）组成。全覆盖 8 个地区、框架覆盖 10 个地区。其中南阳地区为在 500 千伏站点建立核心节点构成框架结构。

南阳地区是河南省较大的供电区之一，南阳地区老的光通信网络由 ATM、PDH、SDH 等设备组成，传输容量小，且多为链状电路，较为薄弱。

7

备，传输容量为以 622Mbit/s 和 2.5Gbit/s 为主。

5.1.2 云阳变通信现状

云阳变为已有 110kV 变电站，站内配置 1 台华为 OSN 2500 光传输设备，从 110kV 云阳变至 220kV 鹿鸣变接入南阳光纤传输网，接入速率 622Mbit/s。

5.2 系统通信方案

根据《光伏电站接入电力系统的技术规定》，光伏电站与电力系统调度部门之间通信方式和信息传输由双方协商一致后作出规定。本工程依据调度、远动、保护等专业的需求以及南阳地区通信网络现状来组织光伏电站至南阳地调、河南省调的通信、保护及自动化通道。

随光伏电站至云阳变新建线路敷设1根24芯OPPC光缆。在光伏电站新增1套STM-1/4光传输设备，接入云阳变电站地网设备, 传输速率 155Mbit/s，光口1+1配置。光伏电站至河南省调配置1对PCM、南阳地调OLT扩容。

由于光伏电站本期仅建设1根光缆至云阳方向，同时光伏电站也只新建1套光传输设备，为保证调度的可靠性，在光伏电站增加1部市话，作为备用调度通道。

具体通道组织如下：

a) 通信通道

至河南省调通道（PCM话路）

光伏电站 新建光缆 云阳110kV变 至原有OPGW光缆 220kV鹿鸣变 南阳光传输网络 河南省调。

至南阳地调通道（PCM话路）

光伏电站 新建光缆云阳110kV变至原有OPGW光缆220kV鹿鸣变阳光传输网络 南阳地调。

b) 远动通道

根据远动专业要求，本期分别组织光伏电站至南阳地调远动、计量信息用传输通道：

至南阳地调、河南省调远动通道采用数字专线通道，速率9600bit/s、占用 PCM 单独话路；

至南阳地调、河南省调计量通道采用数字专线通道，速率9600bit/s、占用 PCM 单独话路。

c) 保护通道

光伏电站至云阳变线路保护采用光纤电流差动保护，占用光伏电站至云阳变新建 OPPC 专用纤芯。

为安全稳定装置预留至地调 2M 通道一路。

5.3 站内通信

光伏电站内，平时仅有少量值班人员，因此不设调度机，通过 PCM 放小号的形式与调度端联系，另设 1 部市话作为备用。为便于光伏电站的运行巡检，配置 4 部对讲机，同时可作为施工期间通信手段。

本期光伏电站不单独设置通信机房以及通信直流电源系统，通信设备与其他二次设备统一布置在继电器室，由二次直流系统经 DC/DC 变换后供给-48V 电源。

5.4 其它

本期光伏电站至云阳 35kV 变线路两侧均不安装加工结合设备。

本工程最终的通信系统方案以审定的接入系统通信方案为准。

表 5-1 通信部分设备材料表

序号	设备名称	型号及规范	单位	数量			
				光伏电站	云阳变	南阳地调	河南省调
一	. 站内通信部分						
1	电话线	HPV2X0.5	米	200			
2	电话机		部	5			
3	数字对讲机		部	4			
4	PVC 线槽		米	100			
5	市话安装	主控室	部	1			
二	光通信部分						
1	管道光缆	24 芯	米	2000			
2	光传输设备	STM-1/4	套	1			
3	光接口板	STM-1	套		1		
4	PCM 话路复接设备		套	2		1	1
5	综合配线柜		套	1			
6	光配线模块	48 芯	块		1		
	光缆穿线管	PVC 及镀锌钢管	米	500			

6、 电能计量

6.1 电能计量一般要求

光伏电站接入电网前，应明确上网电量和用网电量计量点。计量点原则上设置在产权分界的光伏电站并网点。

每个计量点应装设电能计量装置，其设备配置和技术要求符合 DL/T448 《电能计量装置技术管理规程》，以及相关标准、规程要求。

电能表采用静止式多功能表，技术性能符合 GB/T 17883 《0.2S 和 0.5S 级静止式交流有功电度表》和 DL/T641 《多功能电能表》的要求。电能表至少应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T645 《多功能电能表通信协议》。采集信息应接入电网调度机构的电能信息采集系统。

中型光伏电站的同一计量点应安装同型号、同规格、准确度相同的主、副电能表各一套。主、副表应有明确标志。

电能计量装置有光伏电站产权归属方负责在并网前，按要求安装完毕，并结合电能信息采集终端与主站系统进行信道、协议和系统调试；由经双方认可，具有相应资质的电能计量检测机构对电能计量装置完成相关检测，出具完整检测报告，施加封条、封印或其他封固措施；电能计量装置投运前，应由电网企业和光伏电站产权归属方共同完成竣工验收。

6.2 电能量计量系统

南阳供电公司的电能计量主站系统采用的是广州科力的计量主站系统，实时采集厂站端电能计量信息，能够满足本期工程电能计量系统接入的要求。

本期工程应在光伏电站内配备电能量计量系统设备，以实现计量点电量信息的采集和远传。计量系统的设备包括多功能电能表、电能量远方终端、电能计量屏等设备。

1) 光伏电站的电能量计量采集点设在光伏电站 35kV 断路器出线侧。根据本期工程需要，光伏电站应配备 0.2S 级多功能电能表 2 块（按主副表设置），电能量远方终端 1 台，将光伏电站的电能量信息传送到地调的计量主站。电能量计量设备组一面电能计量屏，布置在电站内二次设备间。

2) 云阳变的电能量计量采集点设在 35kV 光伏电站进线线路。根据本期工程需要，云阳变应配备 0.2s 级多功能电能表 2 块，电能量远方终端一台，电能表屏 1 面，以实现电量信息的采集和传输。

表 6-1 电能计量系统设备投资估算表

序号	设备名称	单位	数量	单价(万元)	备注
一	光伏电站				
1	电能计量系统	套	1	25	
	小计			25	
二	对侧变电站				
1	电能计量系统	套	1	12	
	小计			12	
	合计			37	

注：上述费用仅为设备费，不包括安装调试等附加费用。

7、工程造价估算

方案 1

序号	项目	单位	总量	说明
1	南召中机国能小店 1#光伏电站	万元	263	仅自动化及通讯部分
	总计	万元	263	
2	对端云阳间隔工程	万元	30	新建一个 35kV 出线间隔
	新建 35kV 南召中机国能小店 1#光伏电站一小店变线路部分工程	万元	333	7.4km
	系统侧通讯设备及保护调度等	万元	50	
	总计	万元	413 万元	