

青龙建昊土门子 215MW 光伏发电项目
接入系统设计
(审后版)

秦皇岛福电电力工程设计有限公司

2022 年 9 月

批 准：杨光

审 核：高超 董志宏

校 核：母健 王婷 张晶怡

编 写：张磊 李宁 张丽丽

目录

1 总的部分	1
1.1 设计依据	1
1.2 工程概况	1
1.3 设计范围和设计水平年	3
1.4 主要设计内容	3
2 电力系统一次	4
2.1 电力系统现状	4
2.2 负荷预测	6
2.3 电网发展规划	6
2.4 青龙县新能源发展规划	8
2.5 本工程建设必要性	11
2.6 消纳能力分析	12
2.7 接入系统方案	13
2.7.1 接入电压等级	13
2.7.2 周边变电站概况	13
2.7.3 升压站情况	14
2.7.4 接入系统方案	15
2.7.5 并网输电线路导线截面选择	15
2.7.6 光伏系统	17
2.7.7 储能系统	19
2.8 电气计算	19
2.8.1 潮流计算	19
2.8.2 暂态稳定计算	33
2.8.3 短路电流计算	37
2.8.4 短路比计算	38
2.8.5 无功补偿计算	39
2.9 方案比选	40
2.10 系统对光伏升压站的要求	41

2.10.1	电能质量	41
2.10.2	功率和电压	42
2.10.3	低电压穿越	43
2.10.4	高电压穿越	45
2.11	电化学储能系统接入电网技术规定	45
2.11.1	功率控制	45
2.11.2	电网适应性	46
2.12	系统一次部分小结	47
3	系统继电保护及其安全自动装置	49
3.1	建设规模	49
3.1.1	工程概况	49
3.1.2	接入系统方案	49
3.1.3	土门子光伏电站升压站内部分	49
3.2	系统继电保护配置现状	50
3.3	220kV 系统继电保护配置原则	51
3.4	系统继电保护配置方案	51
3.4.1	建昊土门子升压站	51
3.4.2	平方站	52
3.5	光伏电站 35kV 汇集系统保护设计要求	52
3.6	通道要求	53
3.7	系统继电保护设备和设备投资估算	53
4	系统调度自动化	55
4.1	概况	55
4.1.1	工程概况	55
4.1.2	调度主站概况	55
4.2	调度关系	56
4.3	远动信息内容	56
4.4	光伏电站远动装置方案	57
4.4.1	远动信息采集装置	57

4.4.2 有功功率控制系统（AGC 系统）	57
4.4.3 无功电压控制系统（AVC 系统）	58
4.5 远方电能量计量系统	58
4.5.1 计量点确定	58
4.5.2 远方电量计量系统建设方案	58
4.5.3 电能量远方终端	58
4.6 功角测量系统	59
4.7 单机信息上传系统设备	59
4.8 电力系统数据网接入设备及电力监控系统安全防护设备	59
4.9 网厂信息交互平台专用终端	61
4.10 电源系统	61
4.11 光伏功率预测系统	61
4.12 时间同步装置及时钟监测	62
4.13 电能质量监测装置	62
4.14 自动化信息传输通道及通信规约	62
4.15 对端平方站	63
4.16 投资估算及设备清单	64
5 系统通信	66
5.1 工程概况	66
5.2 调度关系	66
5.3 通信现状	67
5.4 各专业通道要求	67
5.5 通信方案	69
5.5.1 光通信方案	69
5.5.2 其它系统通信方案	69
5.6 通道组织	70
5.7 主要设备材料清册	71
6 附件	72

1 总的部分

1.1 设计依据

- (1) 《电力系统设计技术规程》(DL/T 5429-2009);
- (2) 《电力系统安全稳定导则》(GB 38755-2019);
- (3) 《光伏电站接入电网技术规定》(Q/GDW 1617—2015);
- (4) 《光伏电站接入电力系统技术规定》(GB/T 19964-2012);
- (5) 《国家电网公司电力系统无功补偿配置技术原则》(Q/GDW 1212-2015);
- (6) 《电力系统调度自动化设计技术规程》(DL/T 5003-2017);
- (7) 《电能计量装置技术管理规程》(DL/T 448-2016);
- (8) 《继电保护和安全自动化装置技术规程》(GB/T 14285-2006);
- (9) 《电能质量 公用电网谐波》(GB/T14549-1993);
- (10) 《电能质量 公用电网间谐波》(GB/T 24337-2009);
- (11) 《电能质量电压波动与闪变》(GB/T 12326-2008)
- (12) 《电网运行准则》(GB/T 31464-2015);
- (13) 《电能计量装置技术管理规程》(DL/T448-2016);
- (14) 《多功能电能表通信规约》(DL/T 645-2007);
- (15) 《电压失压计时器技术条件》(DL/T 566-1995);
- (16) 《电力系统实时动态监测系统技术规范》(Q / GDW_131-2006);
- (17) 《国家电网公司输变电工程通用设计》；
- (18) 业主提供的该项目的相关资料；
- (19) 秦皇岛电网现状及实际负荷等相关资料。

1.2 工程概况

青龙建昊土门子 215MW 光伏发电项目由青龙满族自治县建昊光伏科技有限公司建设。项目位于河北省秦皇岛市青龙满族自治县土门子镇土门子村附近，拟选光伏区距离青龙县城直线距离约 21 公里。本项目位于青龙满族自治县土门子镇土门子村一带，项目场址中心经纬度为 N40.4890°、E119.1759°，海拔高度在

200m-650m 之间。

项目规划容量为 215MW_p，实际装机容量为 214.99452MW_p，光伏组件采用 540W_p 规格的单晶硅单面发电组件，数量共计 398138 块。由 3150kVA、2500kVA、2000kVA、1600kVA、1250kVA、800kVA 的光伏发电单元，共计 76 个。其中 3150 发电单元采用 11 台 225kW 组串逆变器以及一台 3150kVA 箱变，共计 50 个；2500 发电单元采用 10 台 225kW 组串逆变器以及一台 2500kVA 箱变，共计 18 个；2000 发电单元采用 8 台 225kW 组串逆变器以及一台 2000kVA 箱变，共计 3 个；1600 发电单元采用 6 台 225kW 组串逆变器以及一台 1600kVA 箱变，共计 2 个；1250 发电单元采用 5 台 225kW 组串逆变器以及一台 1250kVA 箱变，共计 2 个；800 发电单元采用 3 台 225kW 组串逆变器以及一台 800kVA 箱变，共计 1 个。逆变器容量共计 175.275MW。本光伏电站总占地面积约为 295.3717ha，分为 220kV 汇集站和光伏区两部分。220kV 汇集站占地面积为 2.0384ha，为征用土地；光伏区占地面积为 293.3333ha。本项目新建一座 220kV 汇集站，出线 1 回。

根据厂区总平面布置，厂区共采用 6 回 35kV 集电线路，集电线路采用直埋敷设及架空线路相结合的方式。本工程按项目规模配置储能装置，按照容量的 15% 配套储能。配置容量为 33MW/66MWh，采用磷酸铁锂电池储能系统，以 6 套 3.45MW/6.88MWh 和 4 套 3.150MW/6.19MWh 型式配置储能系统，共计 10 套储能单元；10 个储能单元汇流后以 1 回接入光伏电站 35kV 开关柜。

根据业主建设规划，青龙建昊土门子光伏本期规模为 215MW，接入本项目升压站。

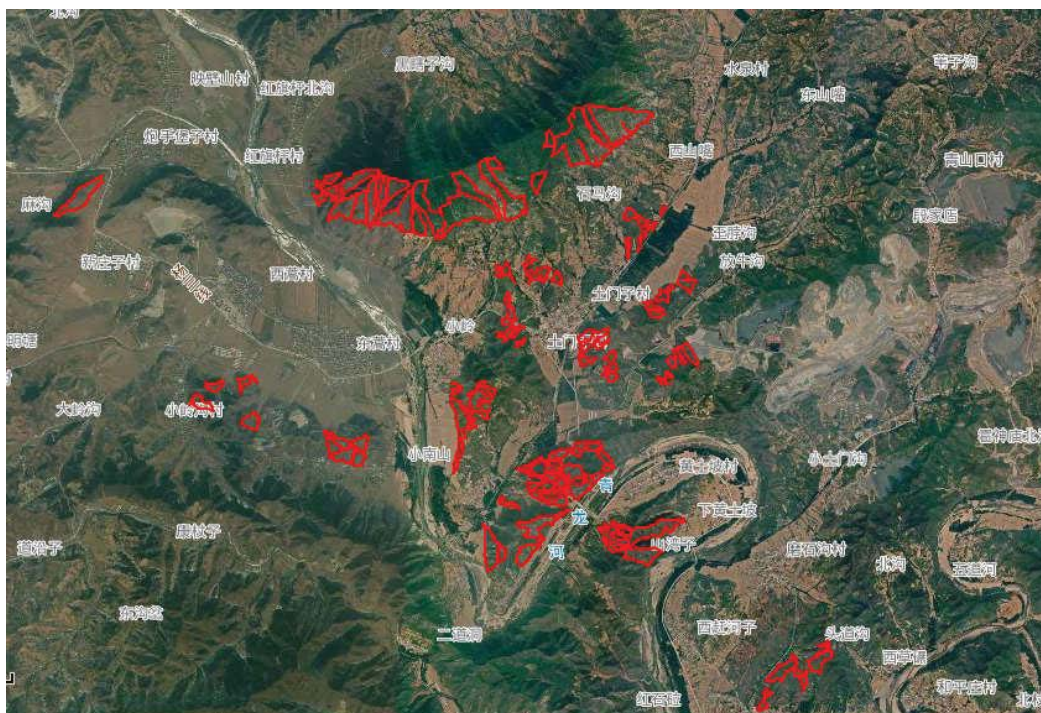


图 1-1 光伏选址示意图

1.3 设计范围和设计水平年

本报告中涉及电气计算的电网范围为秦皇岛地区电网。

本工程的设计水平年为 2022 年。

1.4 主要设计内容

本接入系统报告的主要设计内容和思路如下：

- (1) 根据电力系统现状及工程概况，论述变电站建设的必要性；
- (2) 变电站接入系统方案的可行性，及相应的电气计算和分析；
- (3) 系统继电保护及安全自动装置、调度自动化、系统通信方案；
- (4) 提出系统对本项目的相关要求。

2 电力系统一次

2.1 电力系统现状

秦皇岛电网位于冀北电网的东部末端，通过境内 500 千伏高天三回线与东北电网相连，属于典型的受端电网，供电范围为六区（海港区、开发区、北戴河区、北戴河新区、山海关区、抚宁区）、三县（卢龙县、昌黎县、青龙县）。地区主网架已基本形成“三点三线四环”结构（两个 500 千伏电源点和 220 千伏秦热电厂，三条 500 千伏电源通道，四个 220 千伏环网），500 千伏网络经高岭至天马三回线与东北电网联结，经天马至阳乐双回、昌黎至乐亭双回与唐山电网联结。

秦皇岛地区以 220 千伏电网为主干网架，110 千伏电网辐射运行，其中 220 千伏武山变电站武溯双回线和 220 千伏陈官屯变电站官姚双回线均与唐山电网断开状态，秦皇岛电网与唐山电网实现分区运行。截至 2021 年底，秦皇岛电网历史最大负荷 300.7 万千瓦。秦皇岛电网自 2008 年以来一直处于受电状态，主要通过 500 千伏天马、昌黎变电站、220 千伏秦皇岛热电厂三个电源点主要受电，至“十四五”末能够维持地区电力平衡。

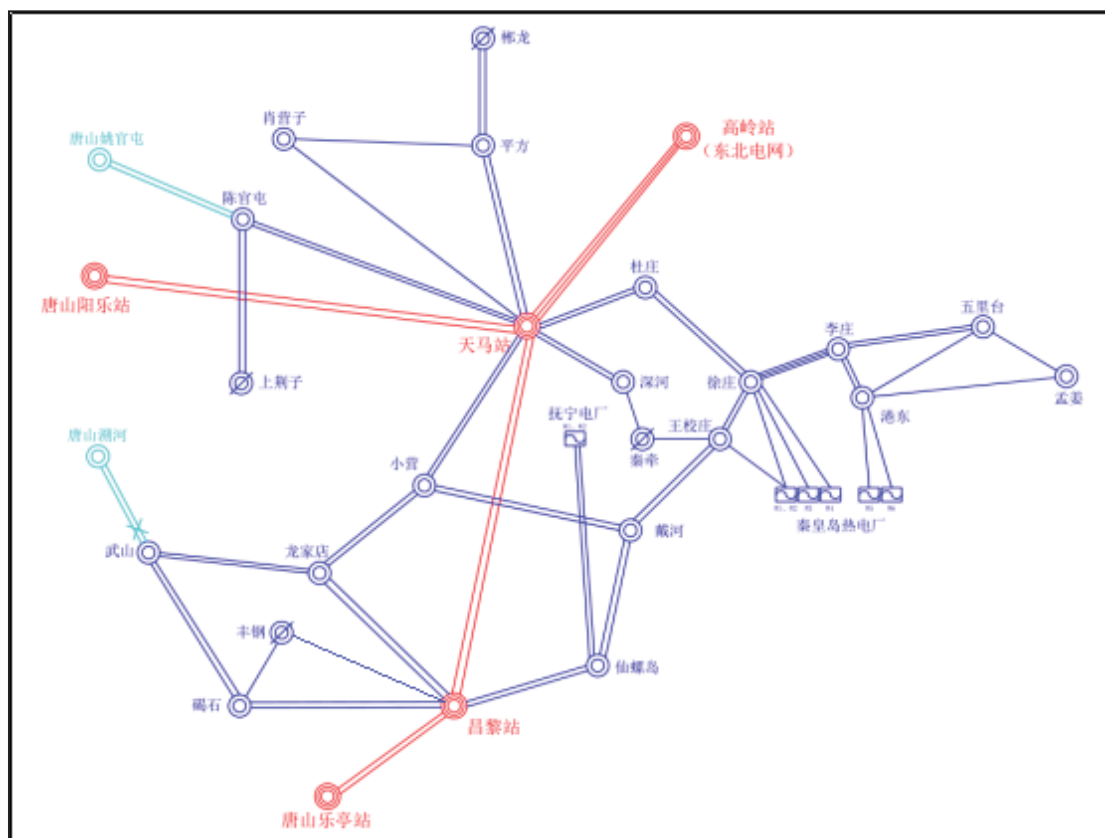


图 2-1 秦皇岛地区 220 千伏及以上电网示意图

地区 110 千伏~35 千伏配电网网络以链式、双辐射结构供电，网架结构坚强，供电方式较为灵活。10 千伏电网根据地理区域及产业结构、负荷类型等因素划分为 A、B、C、D 四类供电区。一是北戴河重要政治用户为核心的供电区域，因供电用户重要性高，划分为 A 类区域，区域面积 5.2 平方公里；二是海港区城市中心区，划分为 B 类供电区域，区域面积 77.1 平方公里；三是海港区非城市中心区、北戴河区、山海关区、抚宁区、北戴河新区、开发区城市区及昌黎、卢龙、青龙三县的县城区，划分为 C 类供电区域，供电面积 1529.9 平方公里；四是各区除城市区、各县除县城区以外的区域为 D 类供电区域，区域面积 6203.5 平方公里。

2021 年底，秦皇岛电网现有昌黎、天马 500 千伏变电站 2 座，主变 4 台，变电容量 3900 兆伏安；220 千伏变电站 17 座，变电容量 6600 兆伏安，220 千伏线路 60 条，线路总长度 1219.8 公里；110 千伏变电站 51 座，变电容量 5552 兆伏安，110 千伏线路 134 条，线路总长度 1897.17 公里；35 千伏变电站 49 座，变电容量 1600.75 兆伏安，35 千伏线路 108 条，线路总长度 1136.46 公里。

2021 年底，冀北统调新能源场站（14 座/65.28 万千瓦）风电 5 座：建投七里、华润兰若院、凯润少佛林、华能刘黄岭、华能秀水，装机容量 47.35 万千瓦；光伏 9 座：锦辉南新庄、建投胡石门、天辉陈杖子、恒基罗汉洞、两吉颠池子、两吉七道河、天辉焦杖子、英利庙岭沟、顺能沟兰庄，装机容量 17.93 万千瓦。

地方及企业自备发电厂 15 座，总容量 14.998 万千瓦，地方自备 7 座：石河水库、水胡同水库、洋河水库、桃林口水库、灵海电厂、佰能林昌电厂、国能昌黎生物质电厂，装机容量 10.348 万千瓦。企业自备 8 座：冀水、玉龙、信合、浅野、鹤凤翔、天马酒业、弘耀玻璃、北方玻璃余热，装机容量 4.65 万千瓦。

分布式光伏（8947 座/19.5983 万千瓦）10kV 接入（3 座）：雄新、晶能、银泽装机容量 1.18 万千瓦，220（380）伏接入 8944 个装机容量 18.4183 万千瓦。

2.2 负荷预测

秦皇岛地处冀北电网东北部，现辖 6 区 3 县，供电面积为 7815.7km²，供电人口约 313.43 万人。根据“十四五”规划纲要的精神，秦皇岛市“十四五”期间的发展目标为：GDP 年均增速 12%左右，人均生产总值达到 5.2 万元。城乡居民收入年均增速 12%左右。

主要发展任务包括：围绕“一中心三基地”产业定位，加大力度建设北戴河新区、开发区新区、山海关临港产业集聚区；加快推进昌黎、卢龙两县合作建设西部工业区。

秦皇岛电网 2021 年最大供电负荷为 3007MW，根据《冀北电力有限公司“十四五”主网架滚动规划报告》中关于秦皇岛市的电力负荷预测，预计 2020～2025 期间，秦皇岛地区国民经济仍保持稳定发展的趋势。预计 2025 年达到 4380.8MW。

2.3 电网发展规划

目前，秦皇岛电网最高运行电压为 500kV，其中天马 500kV 变电站分别通过双回 500kV 线路与东北电网高岭换流站和唐山电网阳乐变电站相联；同时昌黎 500kV 变电站通过双回 500kV 线路与唐山乐亭电网相联。秦皇岛电网已形成了中部 220kV 双回环网，并以此为中心，向东部、西部和北部链式辐射供电。

随着 220kV 及以上电网的规划与建设，截至 2025 年底，秦皇岛 220kV 电网将形成 5 片环网结构。

北部电网：形成依托天马 500kV 变电站的天马～平方～肖营子～陈官屯～天马 220kV 双环网结构。

东部电网：形成杜庄～孟姜～五里台～李庄～徐庄～杜庄环网结构。

中部电网：形成天马～杜庄～徐庄～王校庄～戴河～小营～天马双环网结构。

西南部电网：形成依托昌黎 500kV 变电站的昌黎～黄金海岸～戴河～小营～龙家店～昌黎双环网结构。

西部电网：形成昌黎～龙家店～武山～碣石～昌黎双环网结构。

“十四五”末秦皇岛电网接线图如图 2-2 所示。



图 2-2 “十四五”末秦皇岛电网接线图

2.4 青龙县新能源发展规划

秦皇岛市青龙县山场广阔，可用风力、光伏资源充沛，绝大多数乡镇均可建设风力、光伏发电项目。根据 2021 年 3 月 12 日中央出台的政府工作报告、国务院印发的《2030 年前碳达峰行动方案》、《关于加快建立健全绿色低碳循环发

展经济体系的指导意见》和省、市“十四五”新能源产业规划等有关文件要求，大力发展新能源产业势在必行，风光等新能源产业市场广阔。

青龙县域现仅有 220kV 变电站 2 座，平方站和肖营子站，并且近期暂无规划 220kV 站，220kV 间隔极其珍贵。根据十四五期间青龙县域新能源项目的批复和规划情况，结合站端分布，将项目分为三个项目群进行打捆送出。

一、青龙建昊土门子 215MW 光伏项目、意向性规划项目 200MW。合计 415MW，依托于建昊土门子 220kV 汇集站，拟定接入平方站 220kV 侧。本项目群中建昊光伏为保障性项目。

二、华能秀水 50MW 光伏+50MW 风电项目、中节能 70MW 风电项目、中电建 100MW 风电项目、龙源 100MW 风电项目、国电投 50MW 风电项目。合计 420MW，依托于中节能 220kV 汇集站，接入平方站 220kV 侧。本项目群中华能秀水 50MW 风电项目和中节能 70MW 风电项目接入系统已批复。其余项目根据《秦发改能源〔2021〕号》文件对省发改委的请示，结合项目前期的实质性进程，建议保留。

三、聚兴 200MW 光伏项目、盛通 100MW 光伏项目、青龙草碾 85MW 光伏项目。合计 385MW，依托于聚兴 220kV 汇集站，拟定接入肖营子 220kV 侧。本项目群中前两者为市场化并网平价光伏项目，后两者为保障性项目。

青龙新能源规划分布如图 2-3 所示。

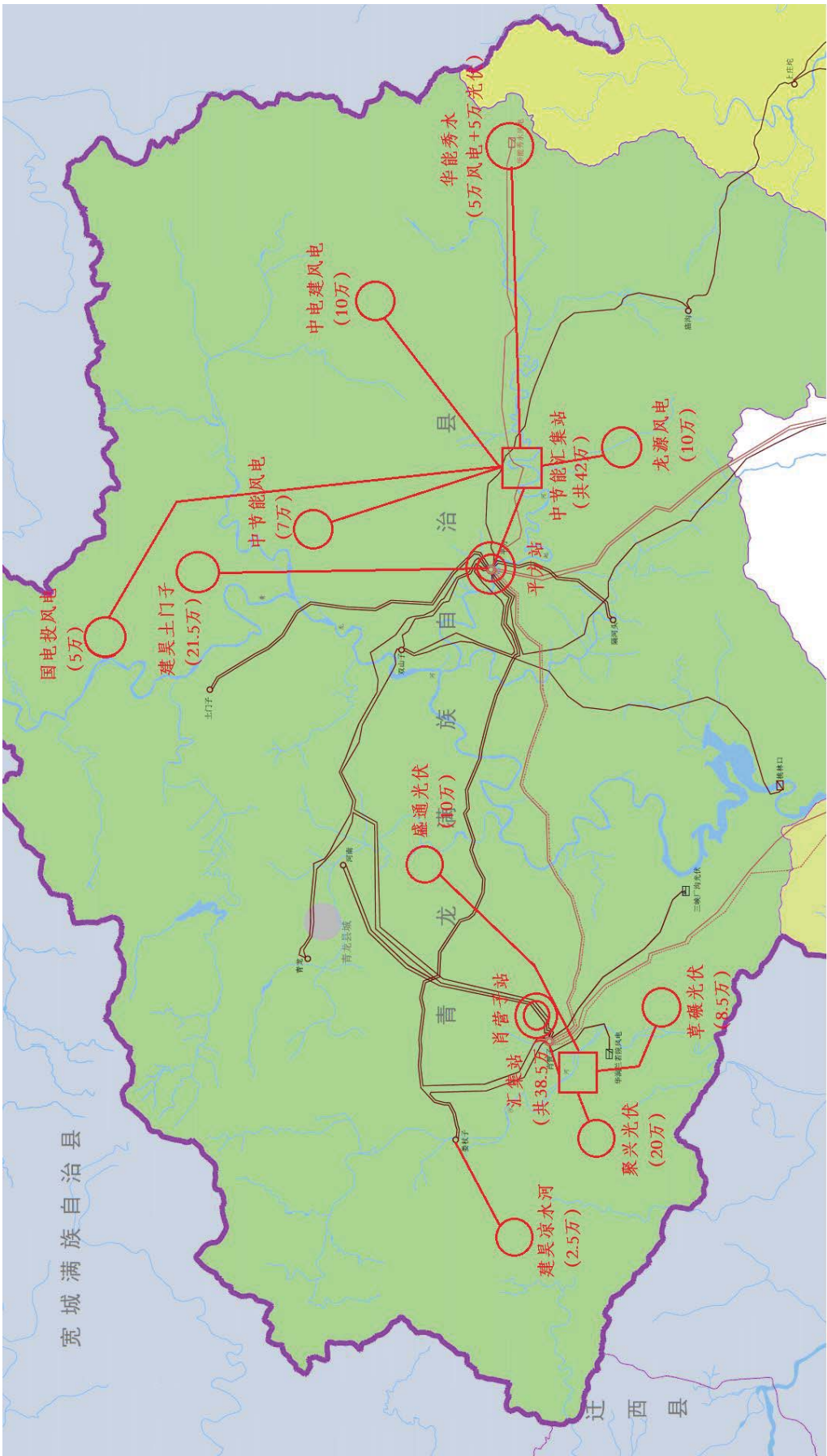


图 2-3 青龙新能源规划分布图

2.5 本工程建设必要性

（1）符合可再生能源发展规划和能源产业发展方向

本光伏电站选址在河北，河北省太阳能资源理论储量在全国列第 9 位，太阳能资源理论总储量 2.886GWh/年，是我国东部地区中太阳能资源较丰富区。从资源量以及太阳能产品的发展趋势来看，在河北开发光伏发电项目，有利于增加可再生能源的比例，优化系统电源结构，且没有任何污染，减轻环保压力。

（2）地区国民经济可持续发展的需要

河北省是我国的电力大省，必须着力调整能源结构，利用其太阳能资源等可再生能源的优势，大力发展可再生能源，以提升河北省在全国的能源地位和结构，实现地区电力可持续发展。开展太阳能光伏发电是一种有益的尝试和探索。电站在可持续开发当地丰富的太阳能资源后，电力可以支援当地工农业生产需求和电网的电力外送。

工程建设可节约能源、推动地区的经济建设，有着非常重要的意义。本项目既充分利用该地区清洁、丰富的太阳能资源，又可促进当地的植被恢复，改善生态环境，提高居民生活水平，项目建设具有良好的经济效益、社会效益和环境效益。

（3）促进能源电力结构调整的需要

国家要求每个省常规能源和再生能源必须保持一定的比例。本项目一期光伏电站建成后，即时每年可向当地电网输送电量供应 28923.10 万 kWh，将一定程度上促进能源结构的改善。

（4）改善生态、保护环境的需要

保护与改善人类赖以生存的环境，实现可持续发展，是世界各国人民的共同愿望。我国政府已把可持续发展作为经济社会发展的基本战略，并采取了一系列重大举措。合理开发和节约使用自然资源，改进资源利用方式，调整资源结构配置，提高资源利用率，都是改善生态、保护环境的有效途径。

本电站建成后预计每年可为电网提供电量 28923.10 万 kWh，与相同发电量的火电相比，相当于每年可节约标煤 89661.5 吨，相应每年可减少多种大气污染物的排放，其中减少二氧化硫（SO₂）排放量约 57.4 吨，二氧化碳（CO₂）约

24.2 万吨，氮氧化物（NO_x）约 54.7 吨。

可见光伏电站建设对于当地的环境保护、减少大气污染具有积极的作用，并有明显的节能、环境和社会效益。可达到充分利用可再生能源、节约不可再生化石资源的目的，将大大减少对环境的污染，同时还可节约大量淡水资源，对改善大气环境有积极的作用。

2.6 消纳能力分析

根据青龙地区新能源规划，青龙地区已建及规划新能源容量达到 1220MW。

按照新能源电源优先就近消纳的原则，建昊土门子 215MW 光伏发电项目一方面通过本地 220kV 电网下送为本地负荷供电。在新能源大发本地无法消纳时，将通过天马上送 500kV 网架，外送至昌黎、阳乐等 500kV 电网消纳。

冀北风、光伏电站的消纳市场首先考虑利用京津冀电网自身的消纳能力；京津冀电网内部无法消纳的部分，考虑利用华北地区整体的消纳能力，包括充分发挥京津冀与山东、山西、蒙西等省间调峰能力等；华北地区无法消纳的部分，再考虑结合受端地区新能源消纳能力，利用蒙西、山西向华东、华中地区送电通道打捆外送一定规模新能源，实现清洁能源在更大范围内消纳。

京津及冀北电网具有明显季节特征，冬季供热期电网调峰能力裕度小，影响风电、光伏等新能源发电消纳能力。冀北地区现有新能源装机规模已超出京津及冀北地区新能源消纳能力。“双碳”目标提出后，冀北地区新能源将再次迎来发展新高潮。截止 2022 年 5 月底，冀北地区还有已批复集中式新能源项目 4506 万千瓦尚未并网，全部并网后新能源规模将超过 8000 万千瓦。随着高比例新能源接入，电力系统调峰需求大幅增加，新能源消纳形势日趋严峻，对电力系统安全性和灵活性提出了更高要求。经测算，考虑北京、天津、冀北能源主管部门制定的新能源发展规划以及点对网机组配套新能源项目，2025 年京津唐电网新能源装机将超过 9000 万千瓦，即使河北省、天津市火电灵活性改造按计划实施情况下，京津唐电网新能源利用率也不足 86%，存在较高的弃电风险。

本项目接入秦皇岛电网系统，因此该项目优先考虑在受端的京津冀电网消纳。由于后续青龙地区及冀北规划建设新能源容量增长迅猛，本工程需要同其他项目一起竞争有限的电网消纳市场空间，存在较高的弃电风险。

2.7 接入系统方案

2.7.1 接入电压等级

根据线路送电容量,一般情况下送电容量在 150MW 及以下时,宜采用 110kV 电压等级,送电容量在 150MW 以上时,宜考虑采用 220kV 或者更高电压等级。

根据业主建设规划,青龙建昊土门子光伏本期规模为 215MW,后续规划容量 200MW,均接入本项目升压站。因此,接入电压等级宜采用 220kV。

2.7.2 周边变电站概况

本项目位于河北省秦皇岛市青龙满族自治县土门子镇土门子村附近,周边 220kV 场站情况如下。

(1) 郴龙 220kV 用户站

郴龙 220kV 用户站主变规模为 $2\times 63\text{MVA}$,2011 年投运。用户站不作为意向接入点。

(2) 平方 220kV 变电站

平方 220kV 变电站距离土门子 220kV 升压站距离约 28km。主变规模为 $1\times 180+2\times 120\text{MVA}$,电压等级 220/110/10kV,投运时间为 2006 年,扩建(180MVA 主变)时间为 2010 年。220kV 接线形式为双母线接线,出线 6 回,分别至天马 500kV 站 220kV 侧 2 回,郴龙用户站 2 回,肖营子 220kV 变电站 1 回,秀水风电场 1 回。已无 220kV 空余间隔,现场具备扩间隔可能,可考虑扩建间隔。近一年平方站的最大负载率为 49.1%,平均负载率为 27.9%。

(3) 肖营子 220kV 变电站

肖营子 220kV 变电站距离土门子 220kV 升压站距离约 43km。主变规模为 $2\times 180\text{MVA}$,电压等级 220/110/10kV,投运时间为 2016 年。220kV 接线形式为双母线接线,出线 6 回,220kV 出线 2 回,分别至天马 500kV 变电站 220kV 侧和平方 220kV 变电站,各新建 1 回出线至平方和陈官屯,计划 2022 年底投运。剩余 220kV 间隔两个。肖营子站 110kV 侧已接入 1 个 100MW 华润兰若院风电和 1 个 150MW 青龙三峡光伏项目。另根据规划,肖营子附近草碾片区还有已下达的两个市场化光伏项目,容量 300MW,2 个保障性并网光伏项目,容量 85MW,总计 385MW 规划打捆接入肖营子站 220 侧。近一年肖营子站的最大上送功率

140MW，虽大下送功率 68MW。

此外，秀水风电场目前容量 120MW。秀水风电场到平方变电站的线路型号为 2*JL/G1A-300，不满足秀水风电场和本项目远期的送出容量需求，因此本项目不考虑与秀水风电场打捆接入。

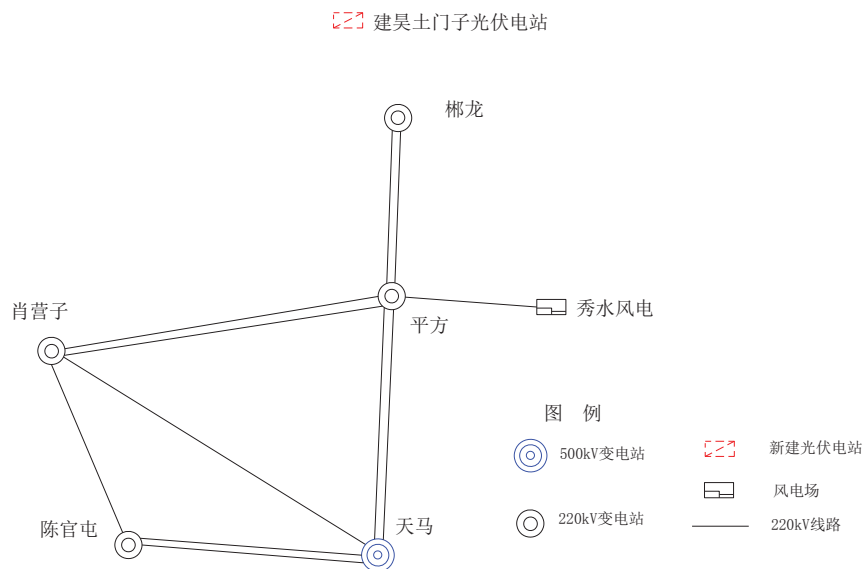


图 2-4 周边场站情况

2.7.3 升压站情况

青龙建昊土门子 215MW 光伏发电项目新建 1 座 220kV 升压站，升压站内建设 1 台 240MVA 双绕组有载调压变压器，电压比为 $230\pm 8\times 1.25\%/37\text{kV}$ ，220kV 采用单母线接线，一回出线；35kV 侧采用多段单母线接线，设置 2 段 35kV 母线，每段出 3 回集电线路，每条集电线路所带容量约为 35MW。35kV B 段母线配置 15% 配套储能，容量为 33MW/66MWh，储能单元汇流后以 1 回接入光伏电站 35kV 开关柜。

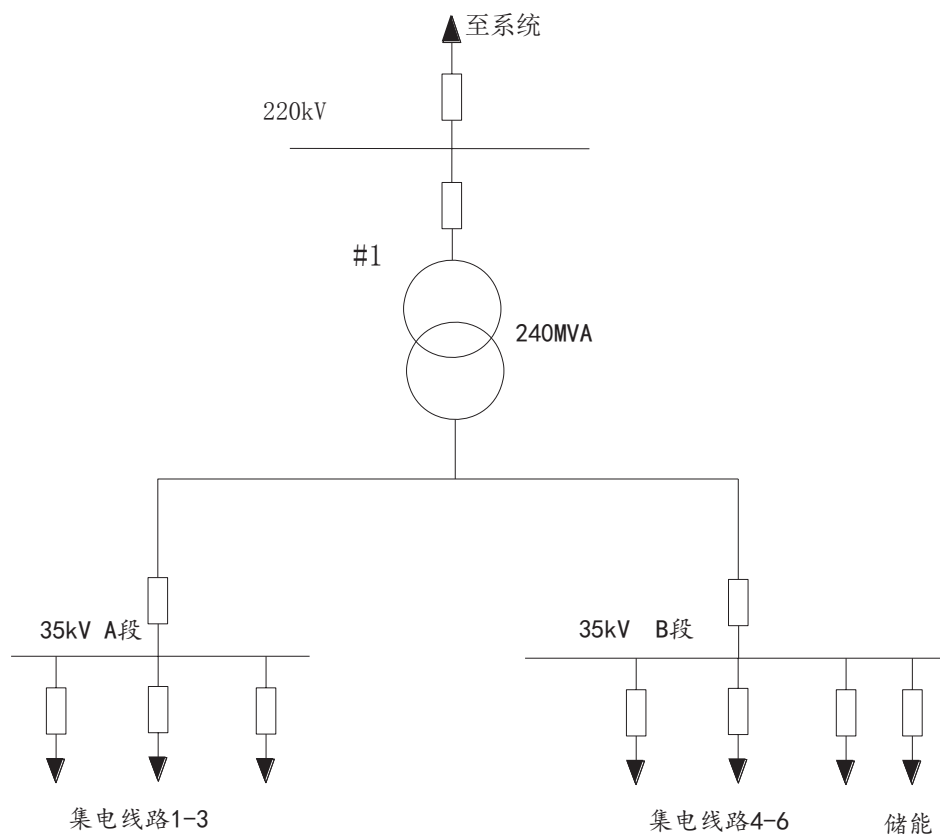


图 2-5 建昊土门子 220kV 升压站电气主接线示意图

2.7.4 接入系统方案

根据周边场站情况及系统潮流分布，郴龙 220kV 用户站不具备接入条件，平方 220kV 变电站和肖营子 220kV 变电站可作为意向接入点考虑。

2.7.4.1 方案一：接入平方 220kV 变电站

青龙建昊土门子 215MW 光伏发电项目接入平方 220kV 开关站，建昊土门子 220kV 升压站至平方 220kV 变电站距离约 28km。

2.7.4.2 方案二：接入肖营子 220kV 变电站

青龙建昊土门子 215MW 光伏发电项目接入肖营子 220kV 开关站，建昊土门子 220kV 升压站至肖营子 220kV 变电站距离约 43km。

2.7.5 并网输电线路导线截面选择

2.7.5.1 方案一：接入平方 220kV 变电站

考虑到本项目及后续建设规划，升压站站预期汇集容量不低于 415MW。鉴于周边 220kV 间隔资源有限，需为可能的新增新能源接入预留输送容量，送出

线路也要满足终期送出要求。 $2\times\text{JL/G1A-300}$ 25°C 时输送容量为 560MVA， 35°C 是输送容量为 498MVA。 $2\times\text{JL/G1A-300}$ 导线的输送容量为满足输送容量要求，同时为未来新能源接入预留了一定的空间，推荐选择此型号导线。

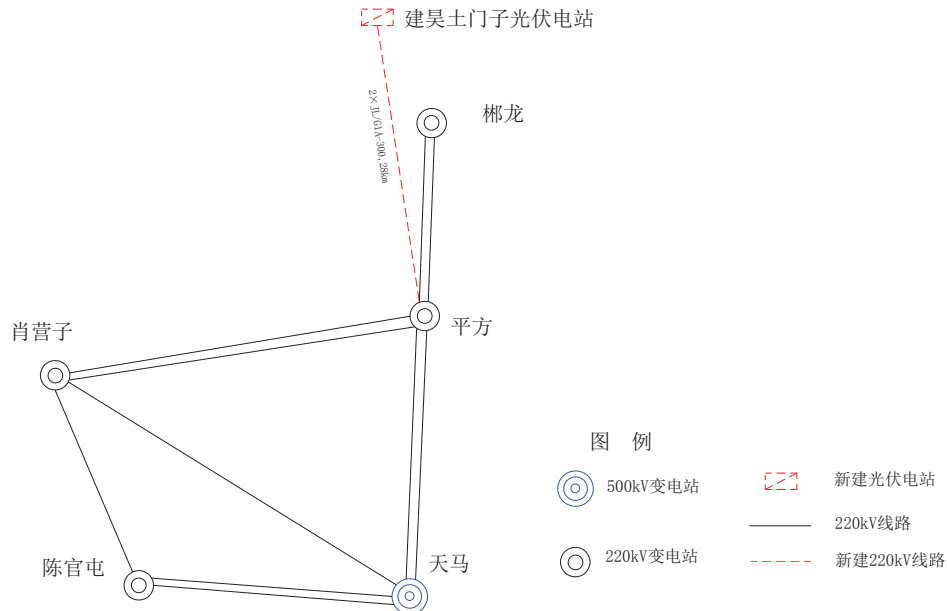


图 2-6 方案一接入系统方案图

2.7.5.2 方案二：接入肖营子 220kV 变电站

方案二导线选择同方案一，导线型号按照不小于 $2\times\text{JL/G1A-300}$ 考虑。

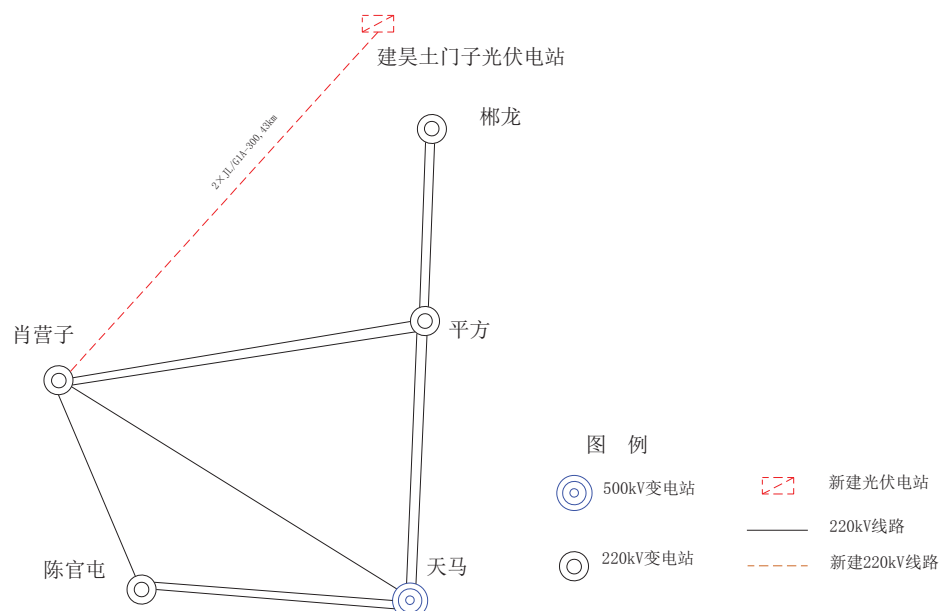


图 2-7 方案二接入系统方案图

2.7.6 光伏系统

本项目装机容量约为 215MW_p，采用模块化设计、集中并网的设计方案，由光伏组件采用 540W_p 规格的单晶硅发电组件，数量共计 398138 块，组件容量合计 214.99452MW_p。由 3150kVA、2500kVA、2000kVA、1600kVA、1250kVA、800kVA 的光伏发电单元，共计 76 个。其中 3150 发电单元采用 11 台 225kW 组串逆变器以及一台 3150kVA 箱变，共计 50 个；2500 发电单元采用 10 台 225kW 组串逆变器以及一台 2500kVA 箱变，共计 18 个；2000 发电单元采用 8 台 225kW 组串逆变器以及一台 2000kVA 箱变，共计 3 个；1600 发电单元采用 6 台 225kW 组串逆变器以及一台 1600kVA 箱变，共计 2 个；1250 发电单元采用 5 台 225kW 组串逆变器以及一台 1250kVA 箱变，共计 2 个；800 发电单元采用 3 台 225kW 组串逆变器以及一台 800kVA 箱变，共计 1 个。逆变器容量共计 175.275MW。发电单元参数如表 2-1 所示。

表 2-1 各发电单元参数

逆变器型号	225kW 组串式					
数量	11	10	8	6	5	3
箱变容量/kVA	3150	2500	2000	1600	1250	800
数量	50	18	3	2	2	1

采取 0.8kV→35kV→220kV 两级升压的方式。箱变输出的 35kV 交流电，经厂区集电线路送至新建 220kV 汇集站，以一回 220kV 送出接入到电网变电站。

光伏组件及逆变器参数如表 2-、错误！未找到引用源。所示。

表 2-2 光伏组件参数

最大输出功率 P _{max} (W)	540
开路电压 V _{oc} (V)	49.5
短路电流 I _{sc} (A)	13.85
工作电压 V _{mppt} (V)	41.65
工作电流 I _{mppt} (A)	12.97
组件转换效率 (%)	21.1
峰值功率温度系数 (%/℃)	-0.350
开路电压温度系数 (%/℃)	-0.284
短路电流温度系数 (%/℃)	+0.050
输出功率公差 (W)	0~+5
组件重量 (kg)	28.6
运行温度 (℃)	-40~+85
最大系统电压 (V)	DC1500

外形尺寸（长×宽×高）（mm）	2256×1133×30
-----------------	--------------

组串式子阵一：每个 3.15MWp 发电单元配置一台 3150kVA 升压箱变。每个发电单元接入 5824 片 540Wp 双面组件，最大接入容量 3144.96kWp。每 26 片组件组成一串，每 18 或 19 串接入一台组串式 225kW 逆变器。每个 3.15MWp 发电单元接入 12 台组串逆变器。具体接入数量根据地块容量及方阵划分调整。

组串式子阵二：每个 2.5MWp 发电单元配置一台 2500kVA 升压箱变。每个发电单元接入 4628 片 540Wp 双面组件，最大接入容量 2499.12kWp。每 26 片组件组成一串，每 19 或 20 串接入一台组串式 225kW 逆变器。每个 2.5MWp 发电单元接入 9 台组串逆变器。具体接入数量根据地块容量及方阵划分调整。

组串式子阵三：每个 2MWp 发电单元配置一台 2000kVA 升压箱变。每个发电单元接入 3692 片 540Wp 双面组件，最大接入容量 1993.68kWp。每 26 片组件组成一串，每 17 或 18 串接入一台组串式 225kW 逆变器。每个 2MWp 发电单元接入 8 台组串逆变器。具体接入数量根据地块容量及方阵划分调整。

组串式子阵四：每个 1.6MWp 发电单元配置一台 1600kVA 升压箱变。每个发电单元接入 2964 片 540Wp 双面组件，最大接入容量 1600.56kWp。每 26 片组件组成一串，每 19 串接入一台组串式 225kW 逆变器。每个 1.6MWp 发电单元接入 6 台组串逆变器。具体接入数量根据地块容量及方阵划分调整。

组串式子阵五：每个 1.25MWp 发电单元配置一台 1250kVA 升压箱变。每个发电单元接入 2314 片 540Wp 双面组件，最大接入容量 1249.56kWp。每 26 片组件组成一串，每 17 或 18 串接入一台组串式 225kW 逆变器。每个 1.25MWp 发电单元接入 5 台组串逆变器。具体接入数量根据地块容量及方阵划分调整。

组串式子阵六：每个 1MWp 发电单元配置一台 1000kVA 升压箱变。每个发电单元接入 1846 片 540Wp 双面组件，最大接入容量 996.84kWp。每 26 片组件组成一串，每 17 或 18 串接入一台组串式 225kW 逆变器。每个 1MWp 发电单元接入 4 台组串逆变器。具体接入数量根据地块容量及方阵划分调整。

组串式子阵七：每个 0.8MWp 发电单元配置一台 800kVA 升压箱变。每个发电单元接入 1482 片 540Wp 双面组件，最大接入容量 800.28kWp。每 26 片组件组成一串，每 19 串接入一台组串式 225kW 逆变器。每个 0.8MWp 发电单元接入 3 台组串逆变器。具体接入数量根据地块容量及方阵划分调整。

2.7.7 储能系统

按照项目容量的 15% 配套储能。配置容量为 33MW/66MWh，采用磷酸铁锂电池储能系统，以 6 套 3.45MW/6.88MWh 和 4 套 3.150MW/6.19MWh 型式配置储能系统，共计 10 套储能单元；

3.45MW/6.88MWh 单元分别配置 2 套 3440.64kWh 电池集装箱，储能电池系统总计额定容量 6880kWh，经过箱式储能变流器内的 2 台 1725kW 变流器接入 3450MVA 升压变的低压侧，之后经变压器升压至 35kV。

3.150MW/6.19MWh 单元分别配置 2 套 3153.92kWh 电池集装箱，储能电池系统总计额定容量 6307.84kWh，经过箱式储能变流器内的 2 台 1575kW 变流器接入 3150MVA 升压变的低压侧，之后经变压器升压至 35kV。

10 个储能单元汇流后以 1 回接入光伏电站 35kV 开关柜。满足电网公司的调频、削峰填谷、平滑出力特性曲线、能量搬移、缓解冀北网调峰压力等要求。电池系统满足 10 年（5000 次循环）以上工作寿命，其容量 10 年衰减率不超过 20%，与光伏发电项目同步投运。

储能配置满足调频、削峰填谷、平滑出力特性曲线、能量搬移、缓解冀北网调峰压力等要求，与光伏发电项目同步投运。

2.8 电气计算

本报告对本工程接入方案进行了潮流、稳定计算，结合系统发展规划，对远景年短路电流进行了计算，并对接入方案进行了无功补偿计算。计算水平年为 2022 年。

2.8.1 潮流计算

2.8.1.1 方案一：接入平方 220kV 变电站

潮流计算考虑接入方案满发、50% 出力及零发的潮流分布，并考虑平方～肖营子、平方～天马线路 N-1 时的潮流分布。

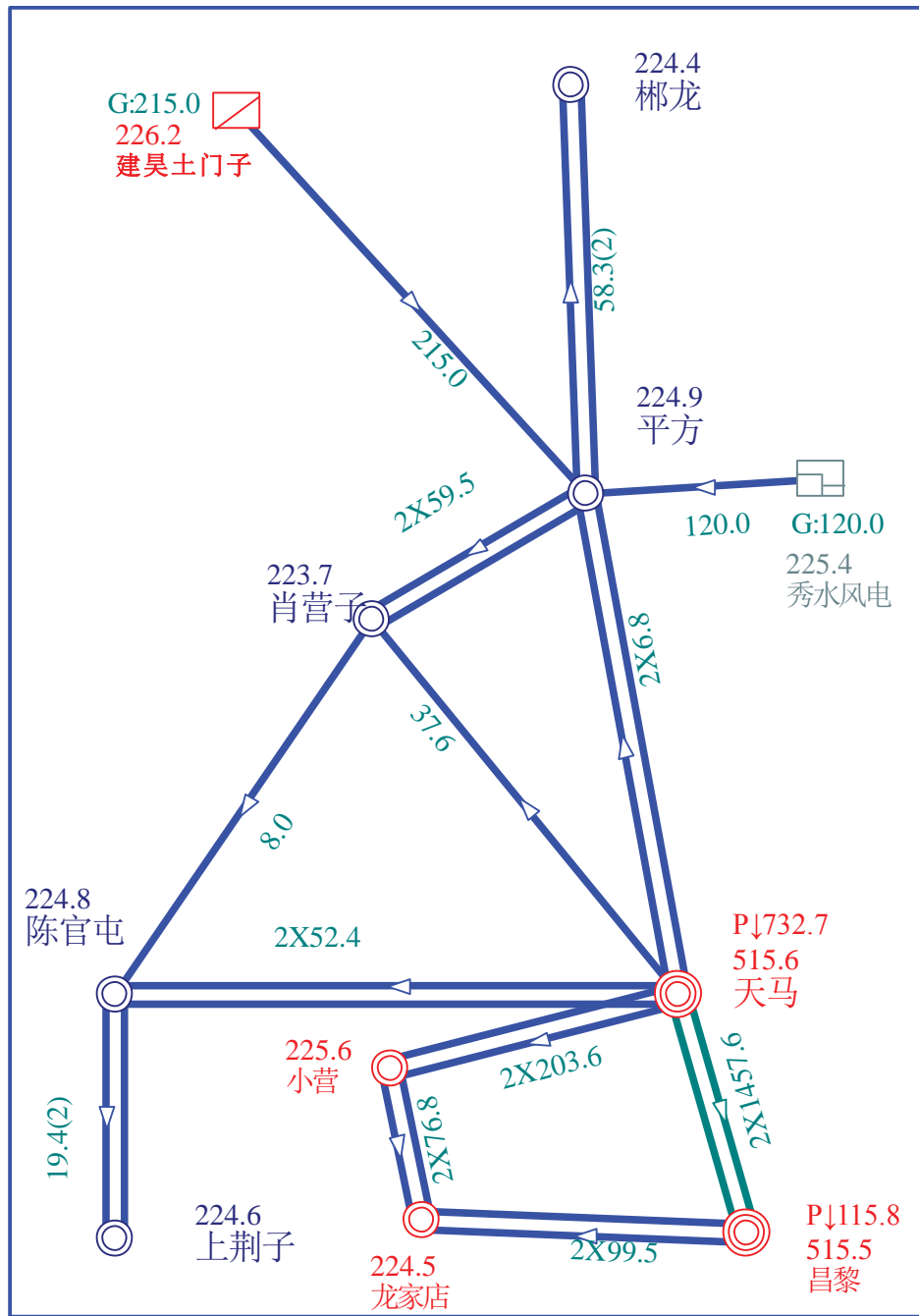


图 2-8 建昊土门子光伏电站满发时系统潮流图

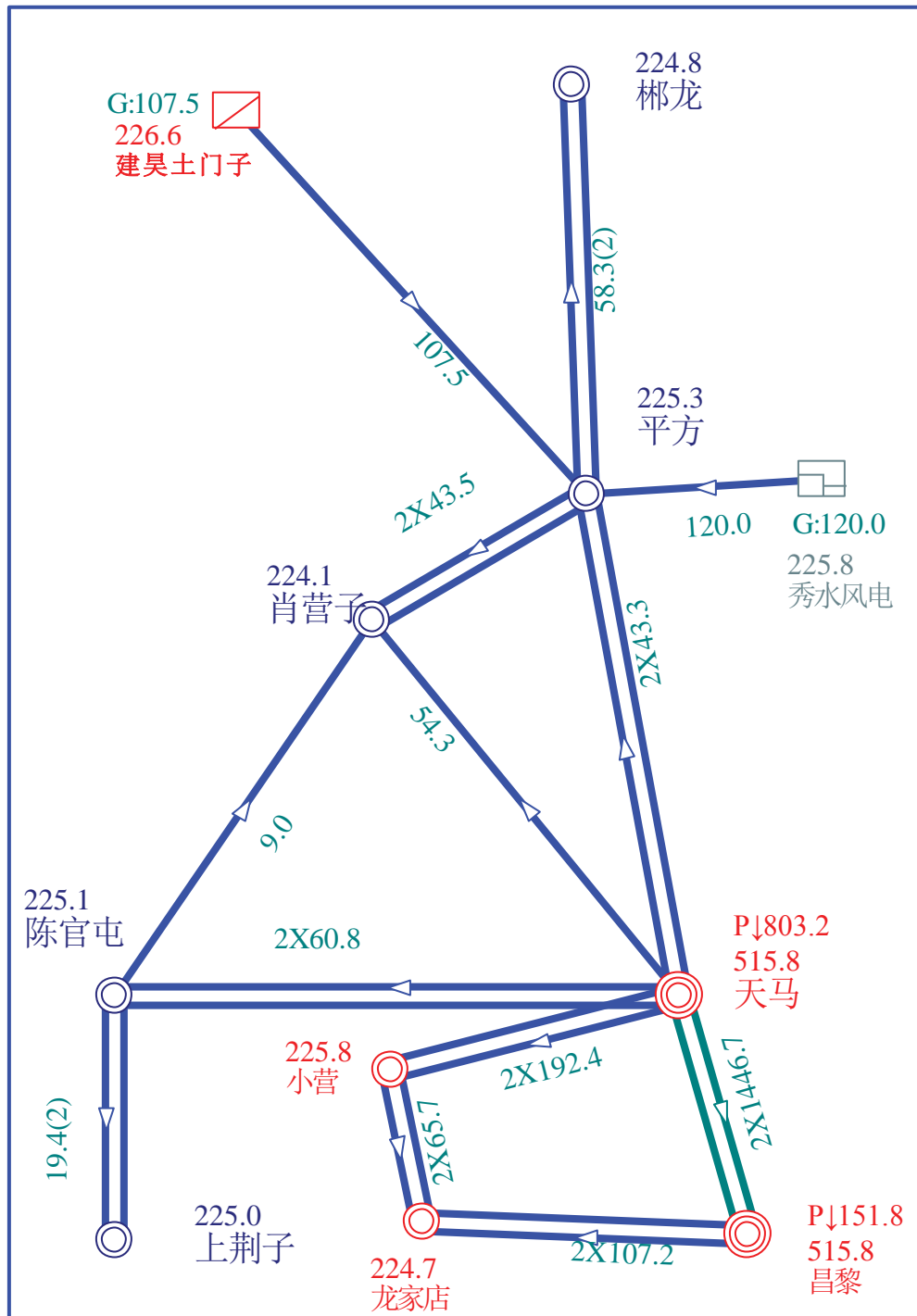


图 2-9 建昊土门子光伏电站 50%出力时系统潮流图

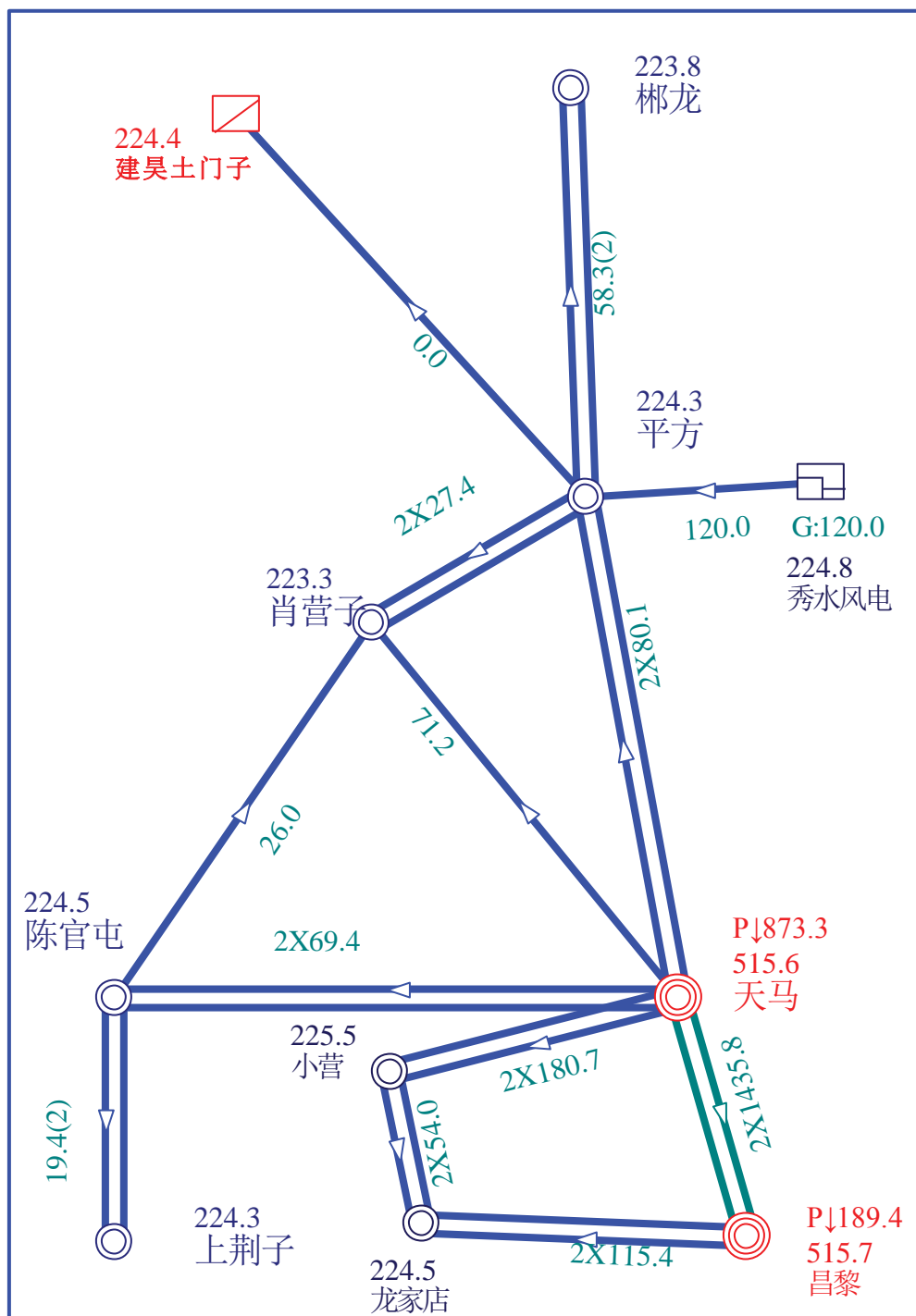


图 2-10 建昊土门子光伏电站 0 发时系统潮流图

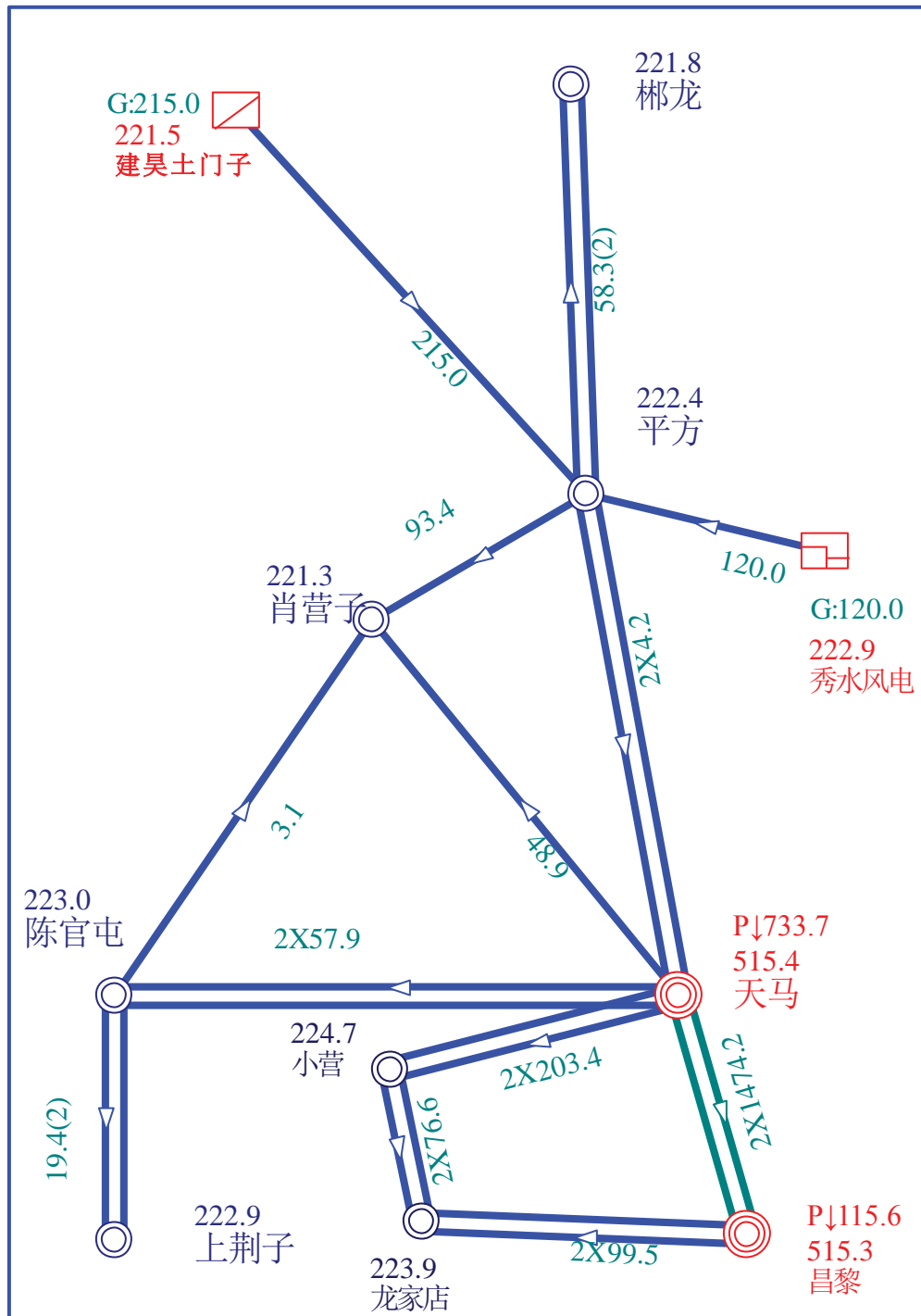


图 2-11 平方~肖营子线路 N-1 潮流图

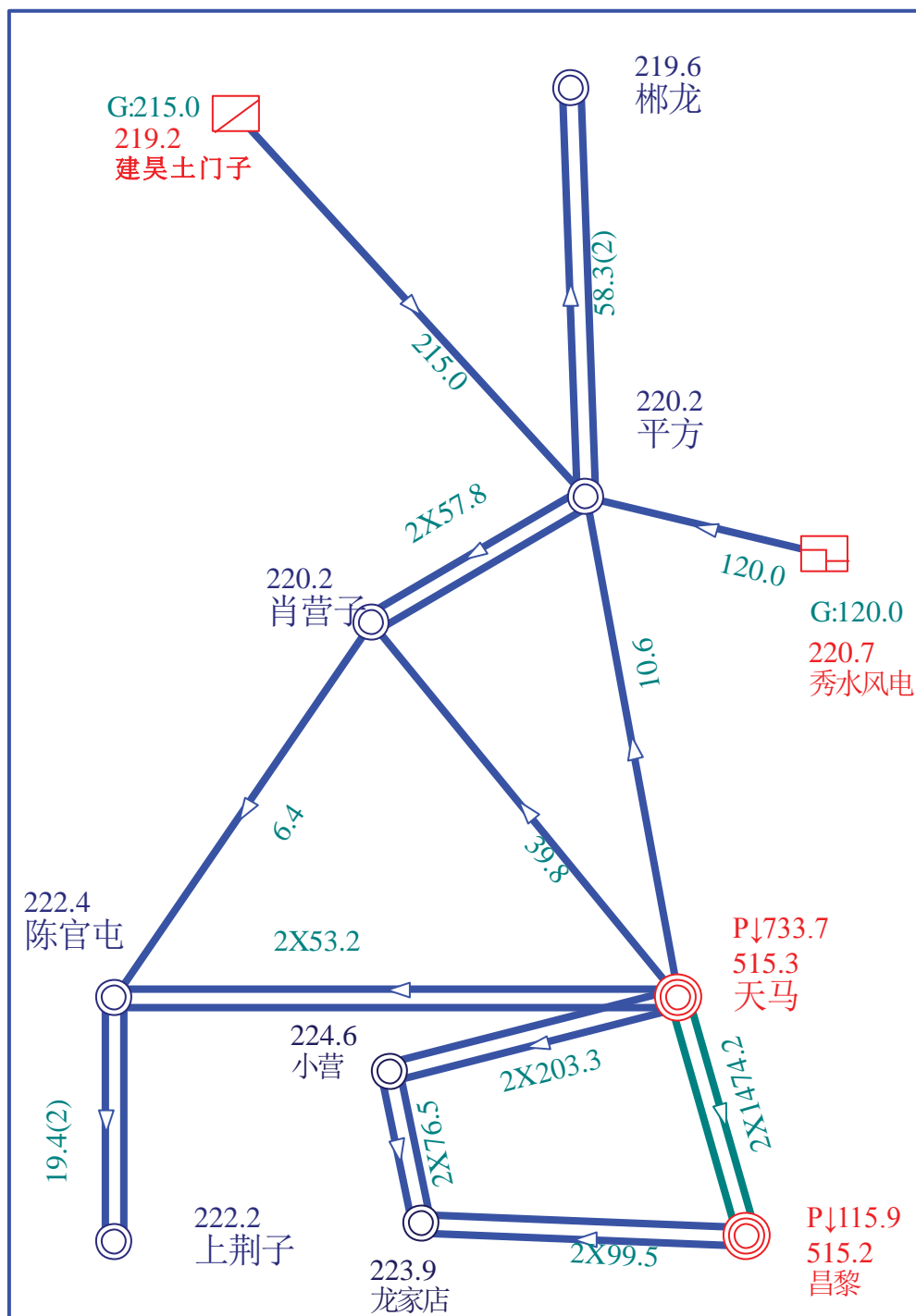


图 2-12 平方~天马线路 N-1 潮流图

经比较本工程零发和满发时潮流变化，本工程的投运导致龙家店-小营回线潮流增加 $2 \times 22.8\text{MW}$ ，导致天马下送潮流减轻 140.6MW 。

考虑到后续青龙地区新能源接入规划，青龙地区新能源满发时系统潮流图如下。

图 2-13 本项目及青龙地区规划新能源接入后系统潮流图

经方案潮流分析，光伏电站周边场站电压满足规定，各级母线及线路潮流均在规程允许范围内，相关线路场站无过负荷及电压越限问题。

2.8.1.2 方案二：接入肖营子 220kV 变电站

潮流计算考虑接入方案满发、50%出力及零发的潮流分布，并考虑肖营子～平方、肖营子～陈官屯、肖营子～天马线路 N-1 时的潮流分布。

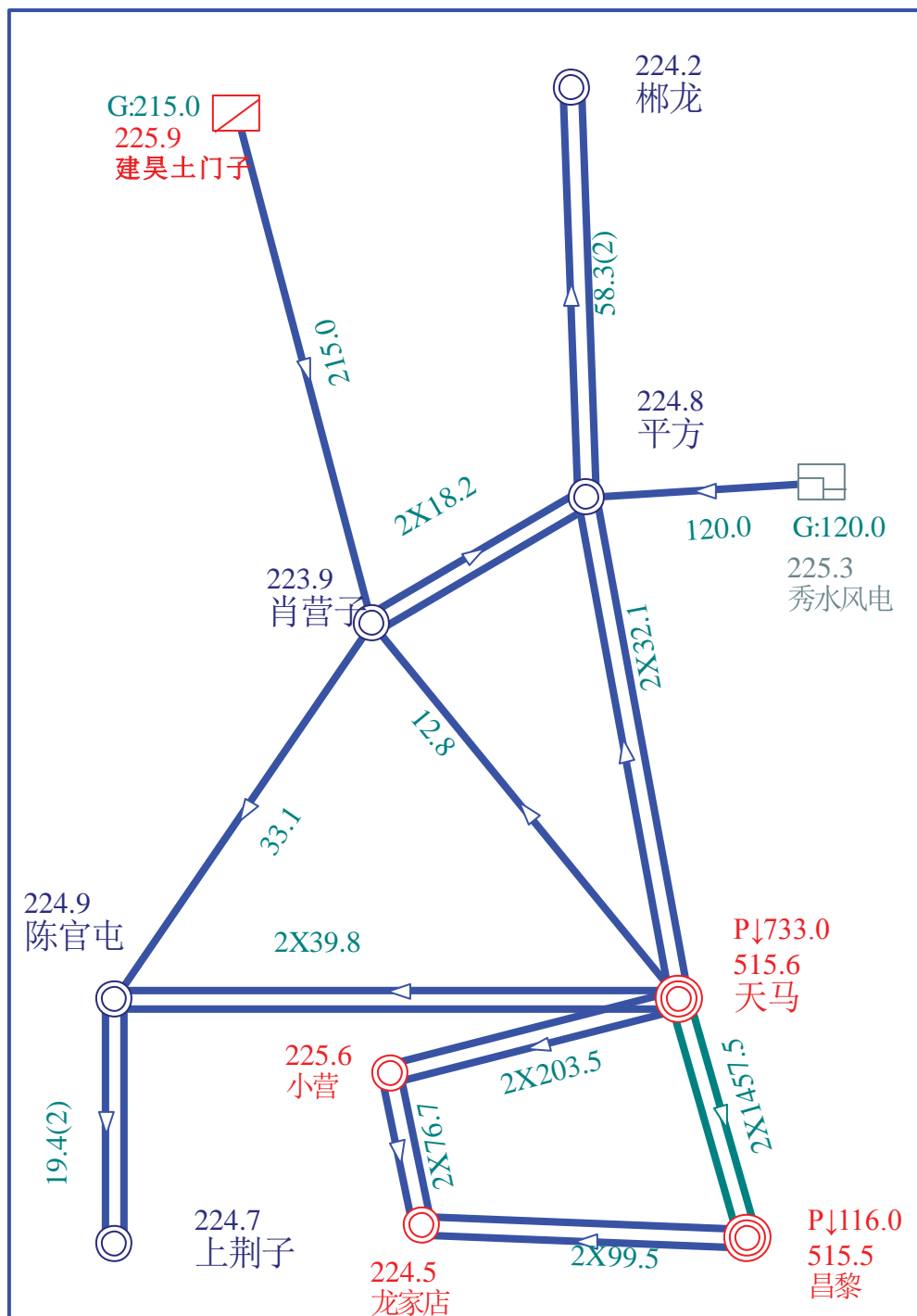


图 2-14 建昊土门子光伏电站满发时系统潮流图

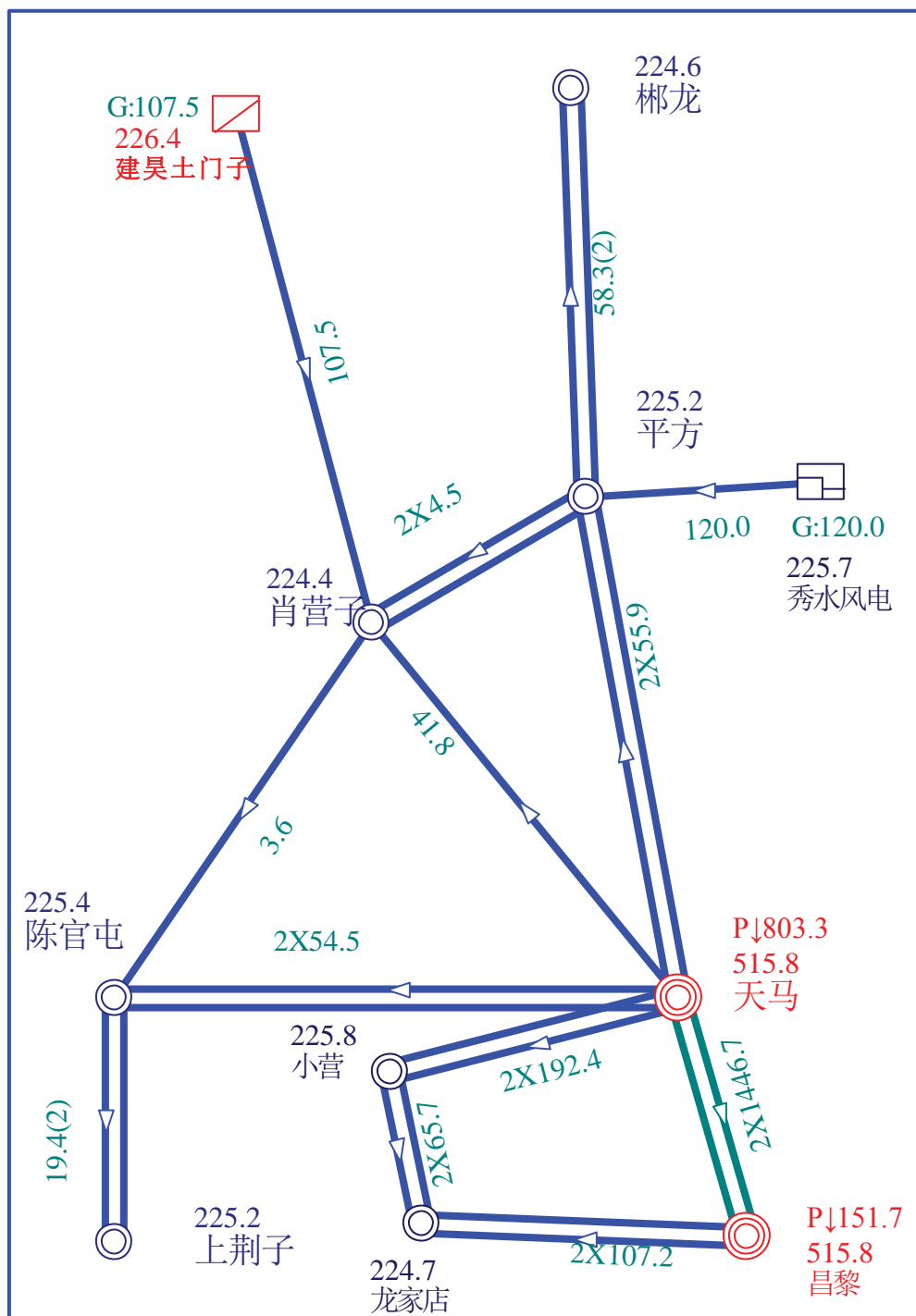


图 2-15 建昊土门子光伏电站 50%出力时系统潮流图

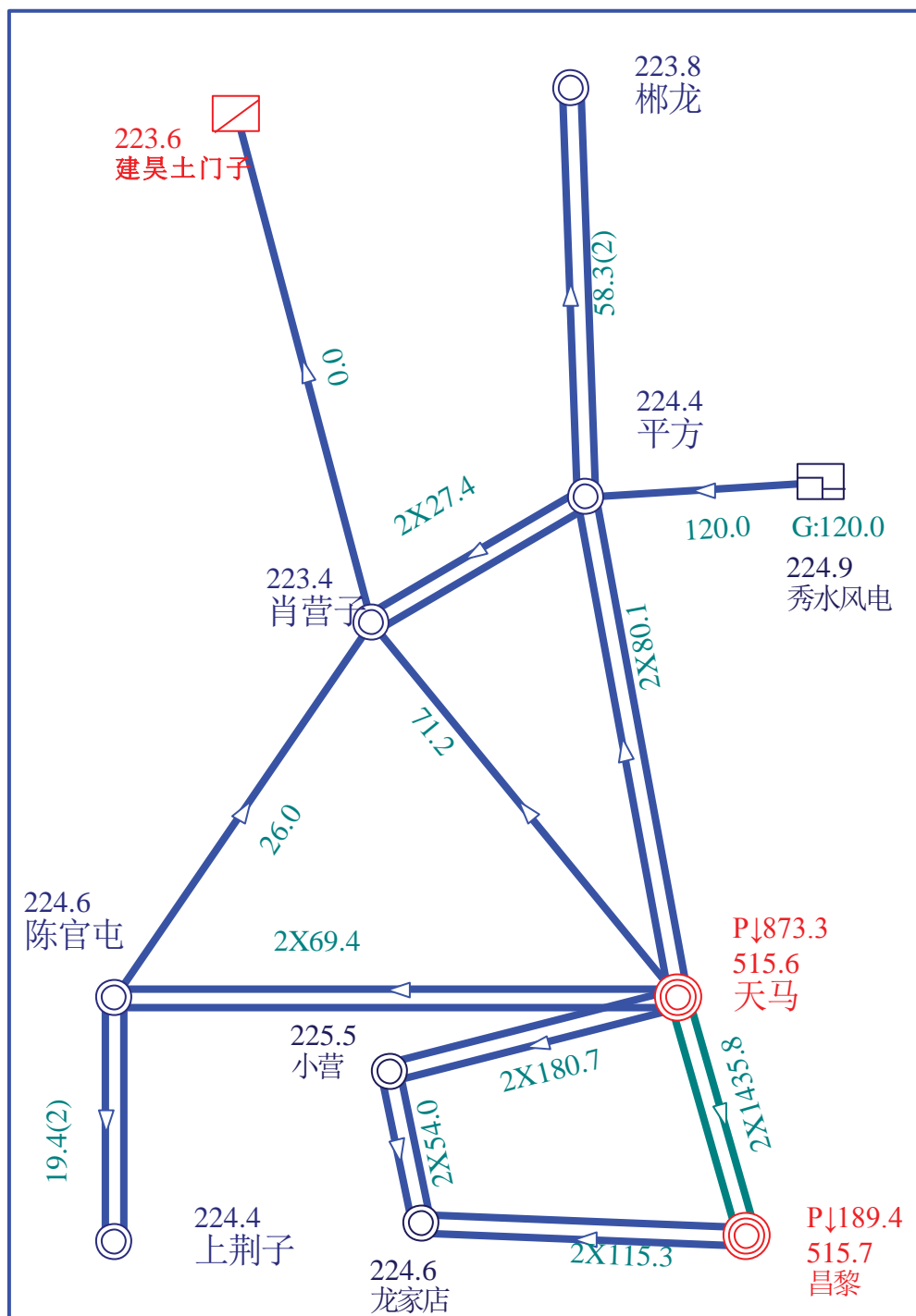


图 2-16 建昊土门子光伏电站零发时系统潮流图

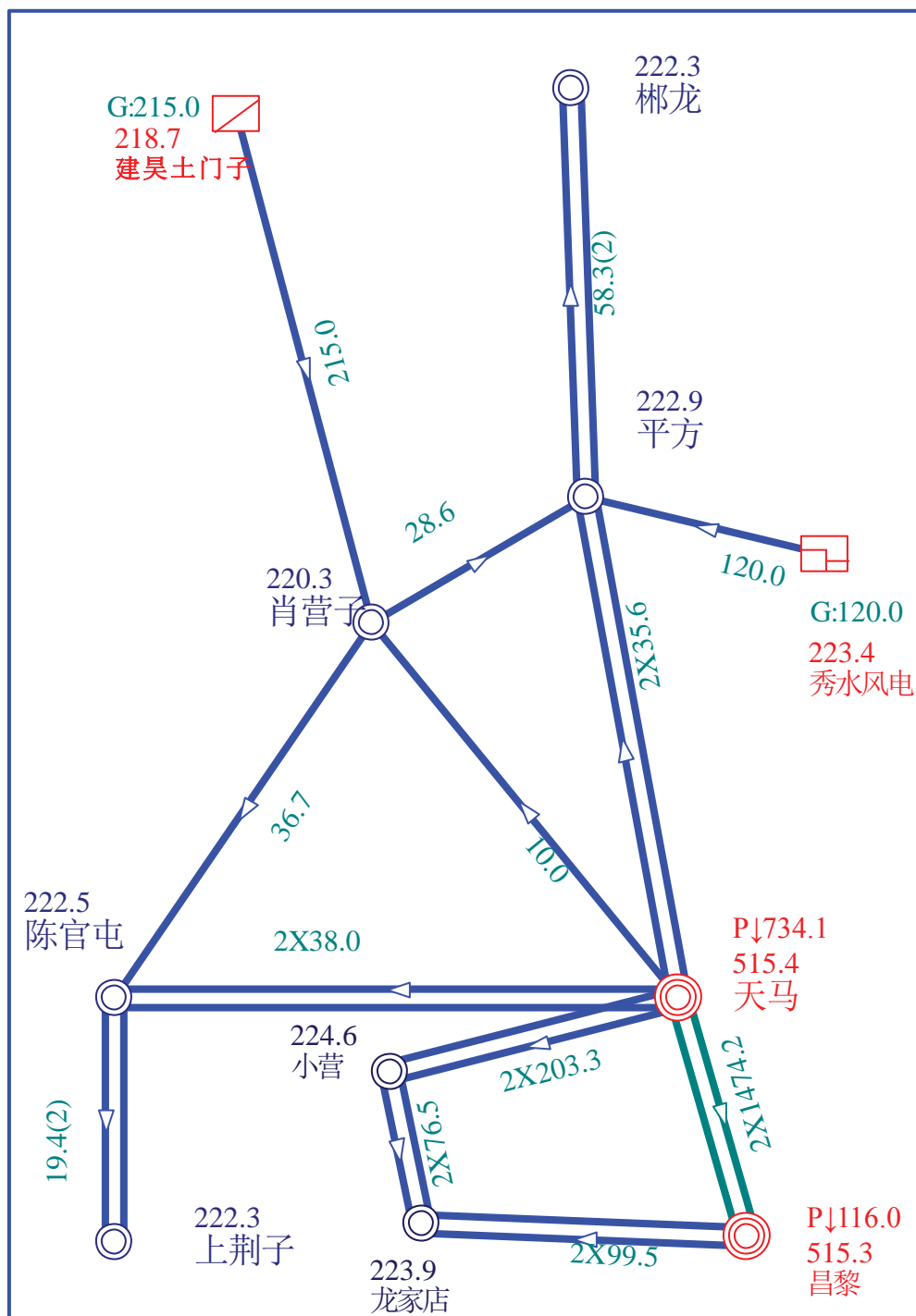


图 2-17 肖营子~平方线路 N-1 潮流分布

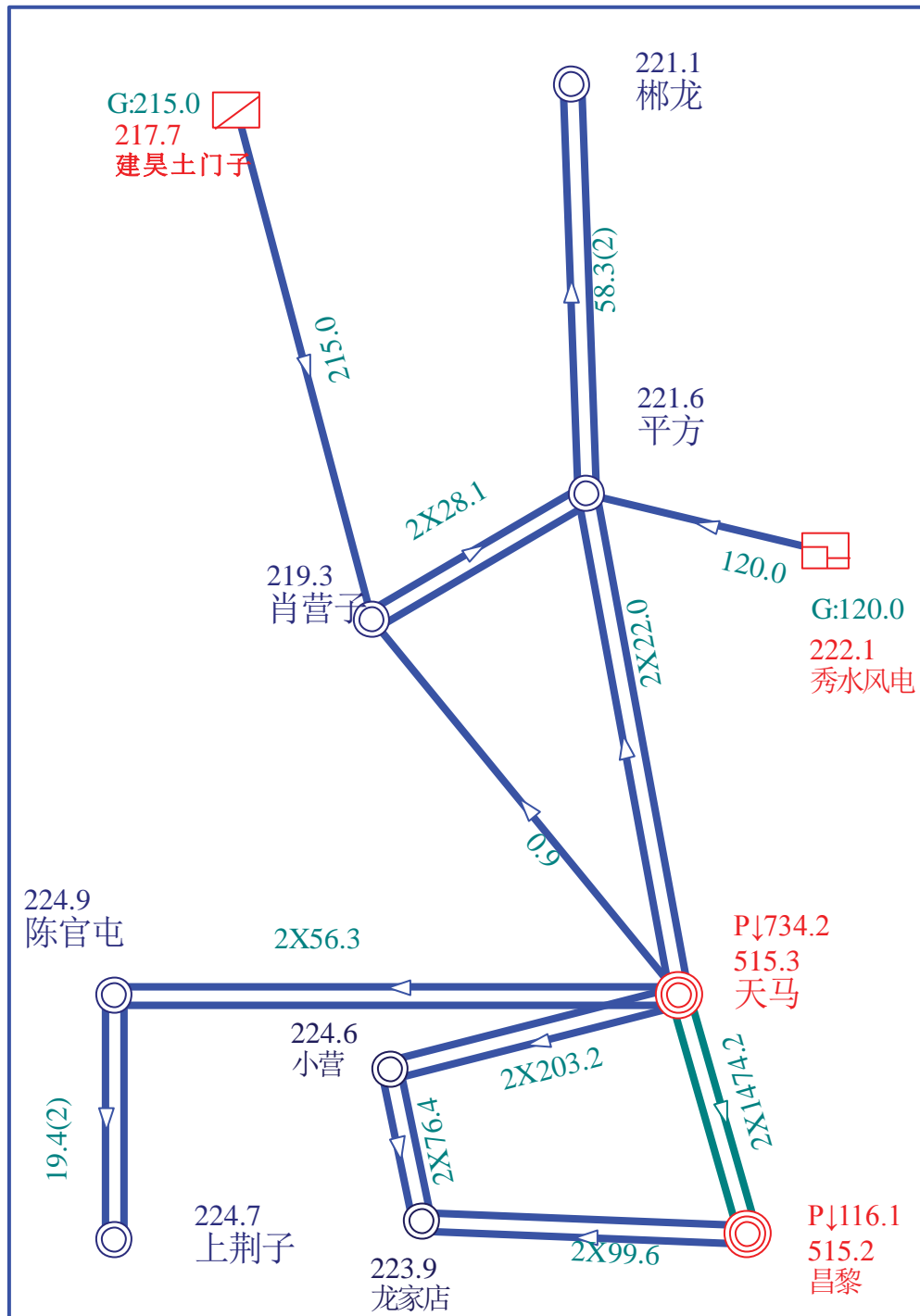


图 2-18 肖营子~陈官屯线路 N-1 潮流分布

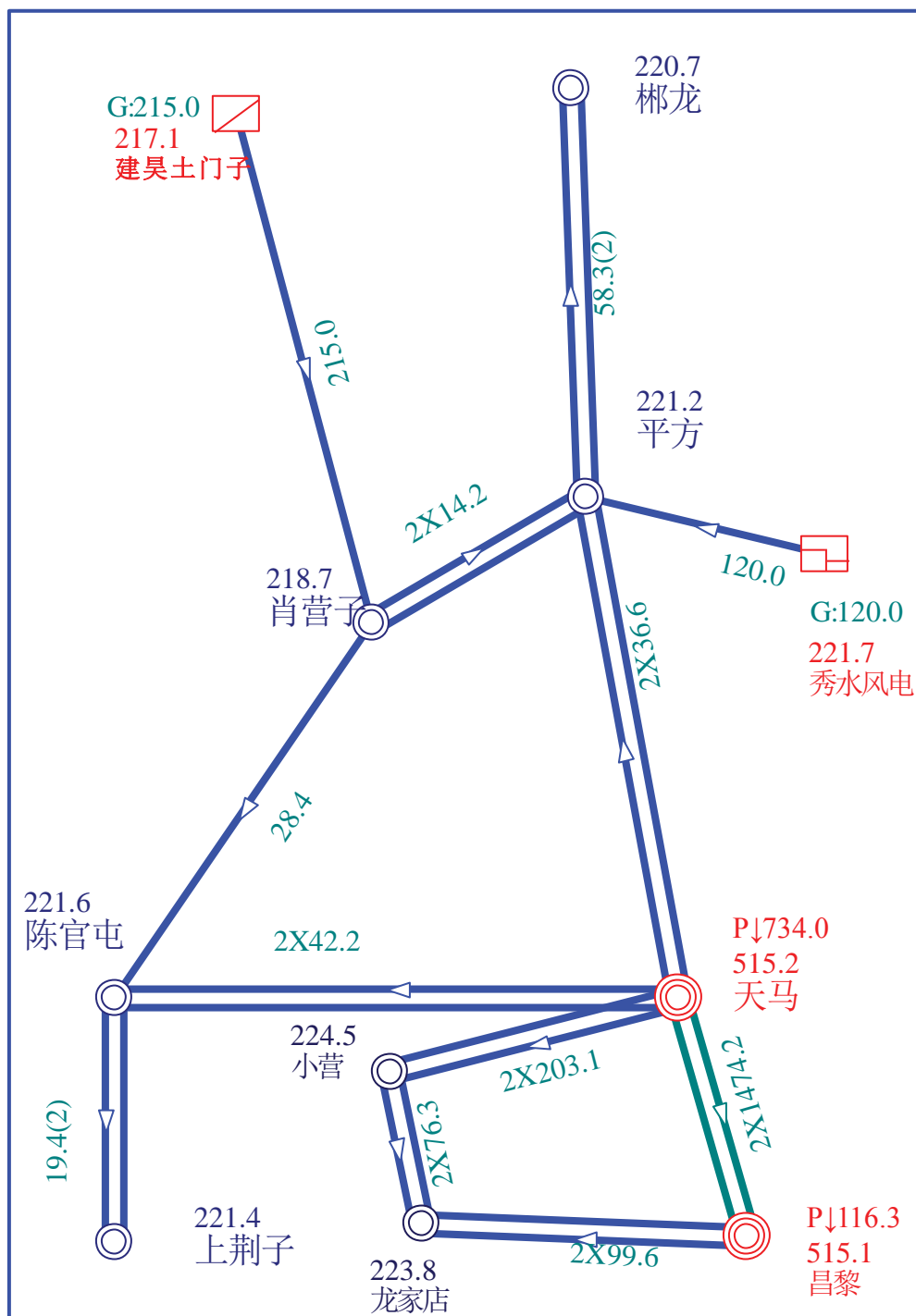


图 2-19 肖营子~天马线路 N-1 潮流分布

经比较本工程零发和满发时的潮流变化，本工程的投运导致龙家店-小营回路潮流增加 $2 \times 22.7\text{MW}$ ，导致天马下送潮流减轻 140.3MW 。

考虑到后续青龙地区新能源接入规划，青龙地区新能源满发时系统潮流图如下。

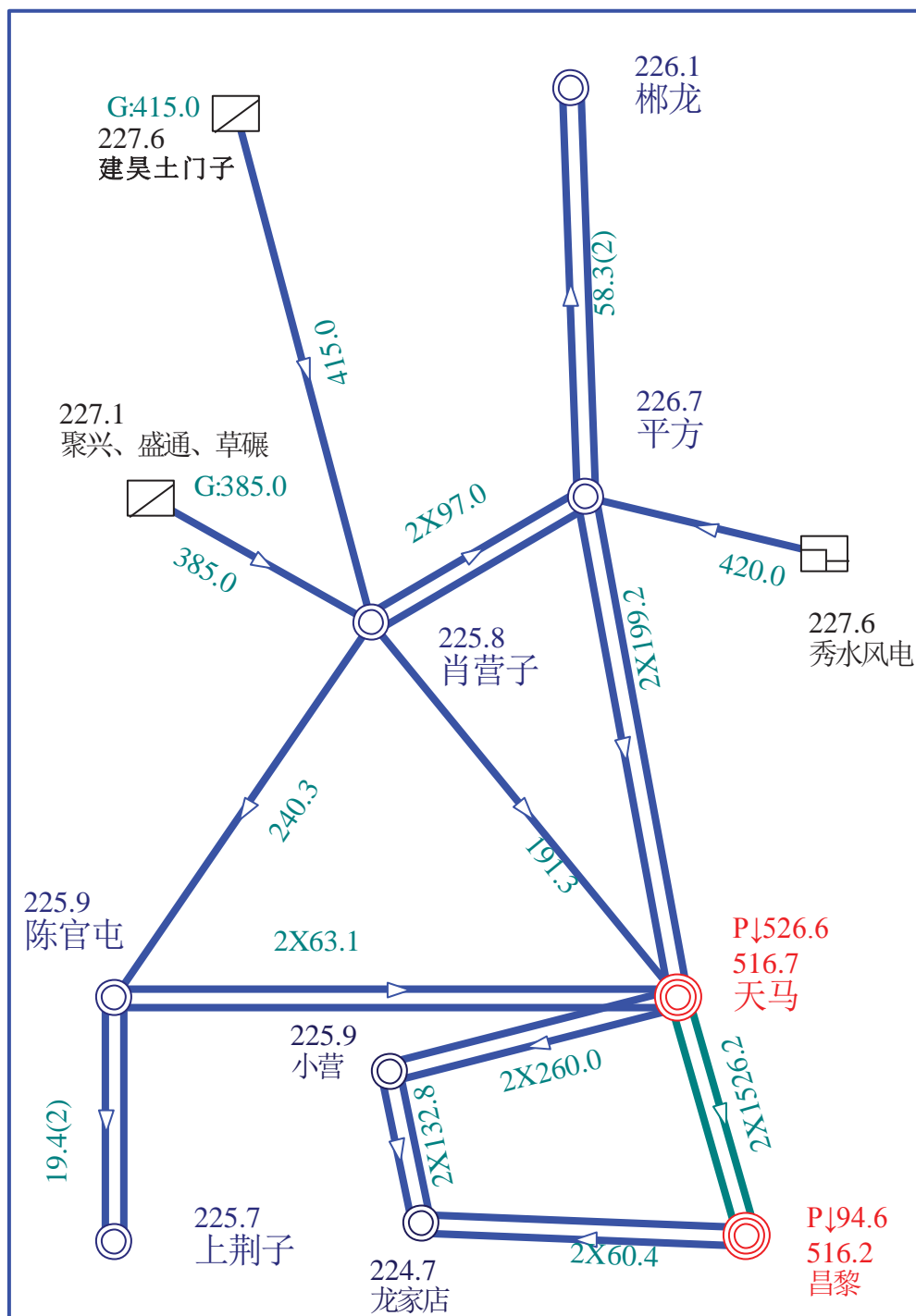


图 2-20 本项目及青龙地区规划新能源接入后系统潮流图

青龙地区规划新能源接入后，与本项目及其他未投运项目零发时潮流比较，导致龙家店-小营回路潮流增加 $2 \times 78.8\text{MW}$ ，天马下送潮流减少 346.7MW 。

经方案潮流分析，光伏电站周边场站电压满足规定，各级母线及线路潮流均在规程允许范围内，相关线路场站无过负荷及电压越限问题。

2.8.2 暂态稳定计算

本报告中对 220kV 线路进行稳定计算。计算时，发电机模型采用双轴模型，负荷模型采用 40% 恒定阻抗，60% 感应电动机模型，光伏采用光伏系统模型。

220kV 线路三永故障切除时间为两侧 0.12s 同时切除。

2.8.2.1 方案一

外送线路故障时稳定计算结果如图 2-21 所示：

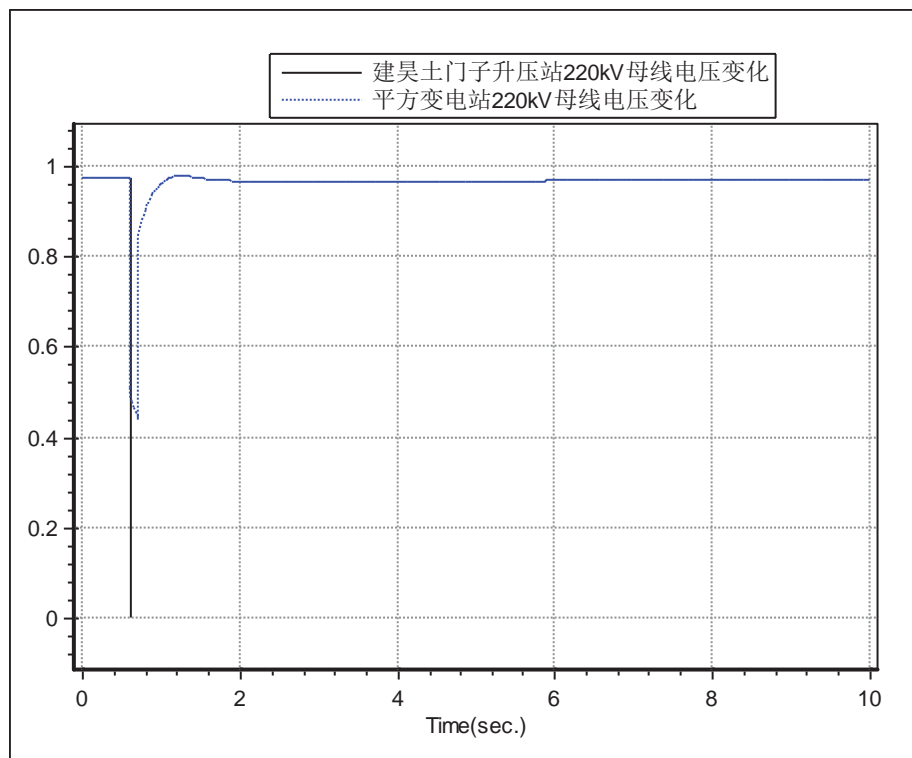


图 2-21 建昊土门子~平方线路三相永久故障相关场站电压波动

考虑到后续青龙地区新能源接入规划容量，分析最大出力时天马~平方~肖营子~陈官屯~天马环网 N-2 故障时的稳定问题。波形如下。

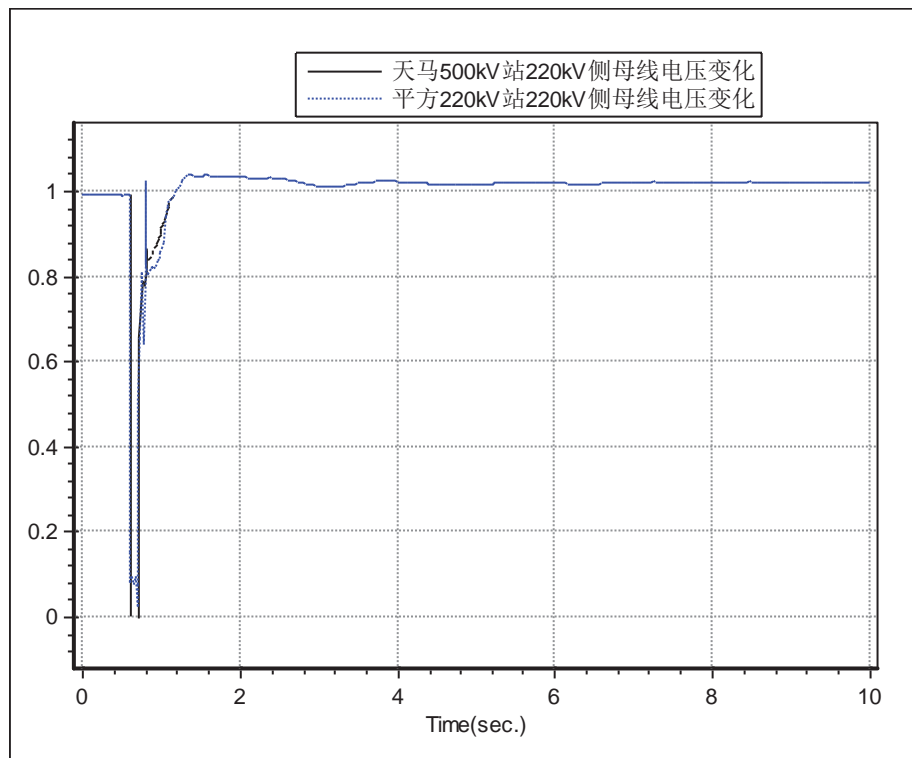


图 2-22 天马~平方线路 N-2 三相永久故障相关场站母线电压波动

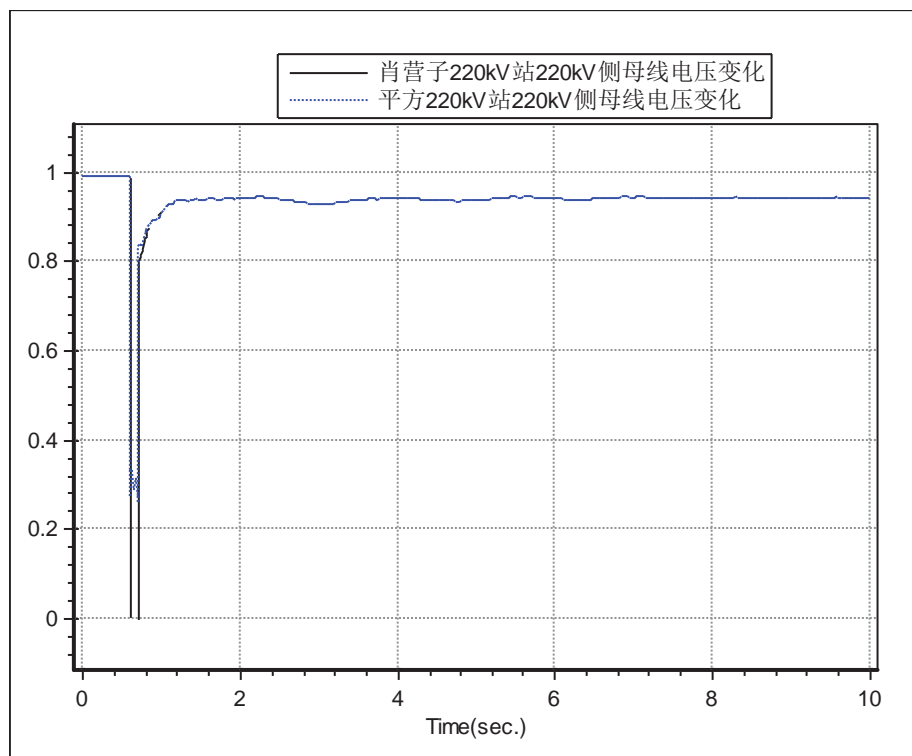


图 2-23 肖营子~平方线路 N-2 三相永久故障相关场站母线电压波动

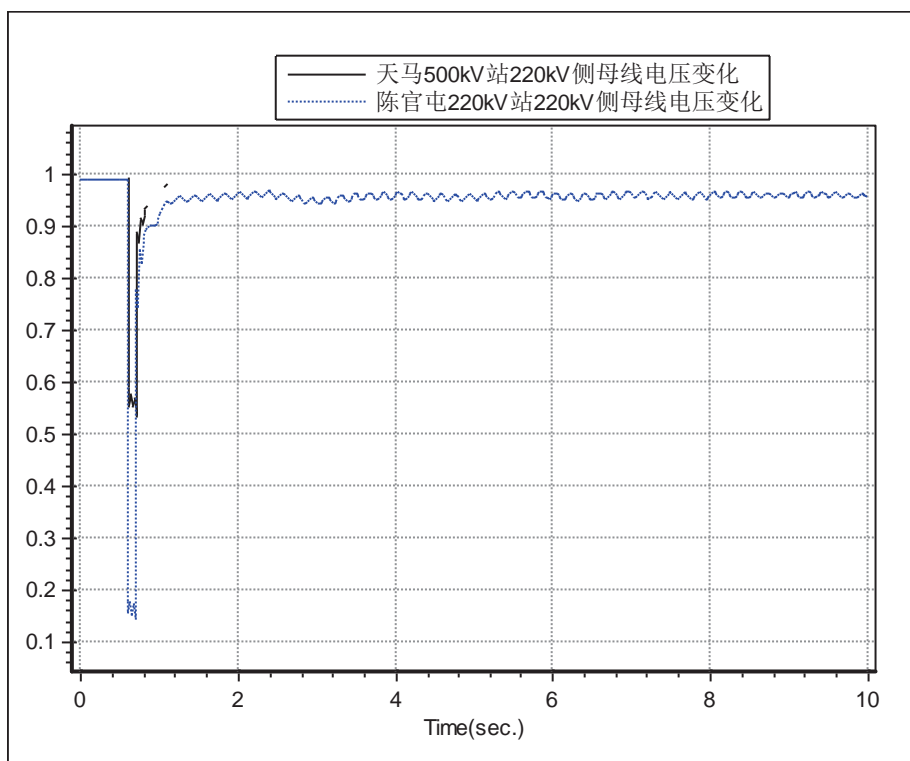


图 2-24 天马~陈官屯线路 N-2 三相永久故障相关场站母线电压波动

2.8.2.2 方案二

外送线路故障时稳定计算结果如图 2-25 所示：

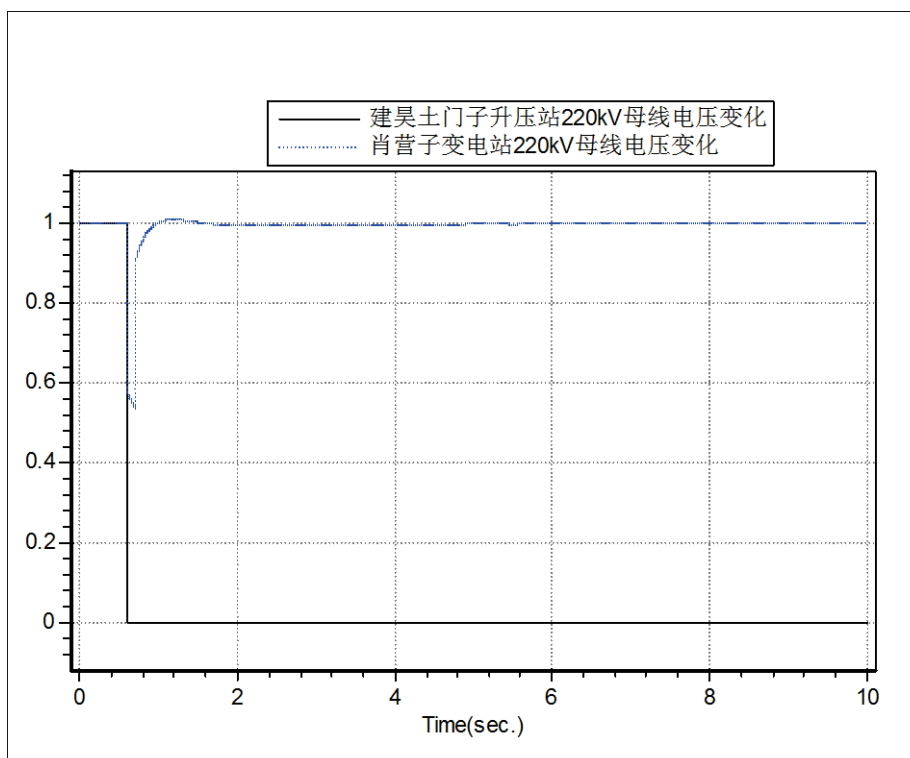


图 2-25 建昊土门子~肖营子线路三相永久故障相关场站电压波动

考虑到后续青龙地区新能源接入规划容量,分析最大出力时天马~平方~肖营子~陈官屯~天马环网 N-2 故障时的稳定问题。波形如下。

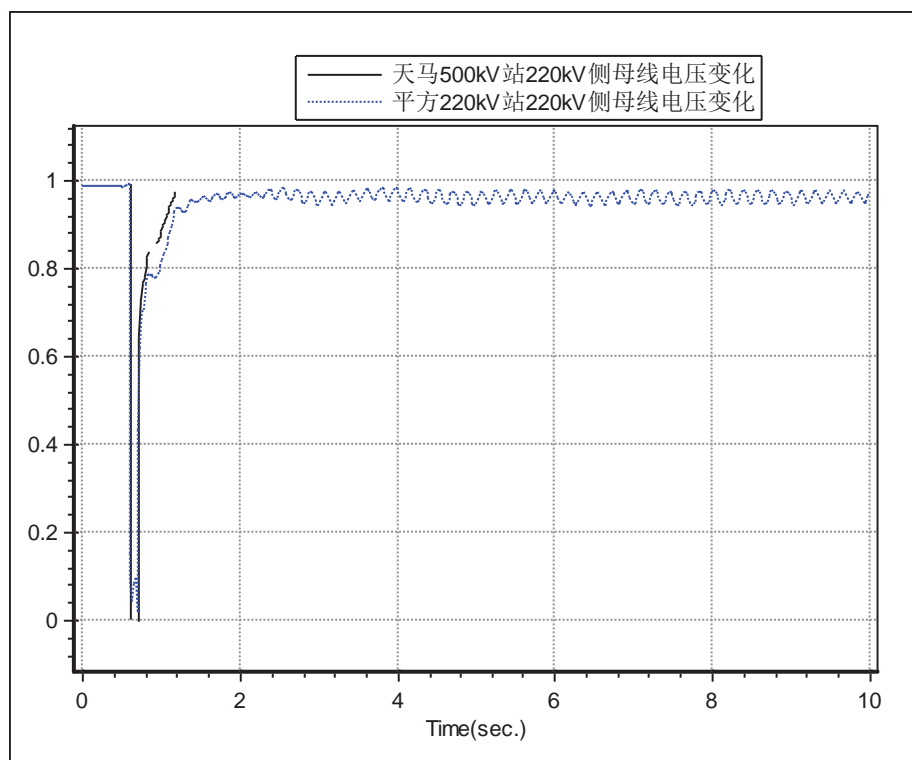


图 2-26 天马~平方线路 N-2 三相永久故障相关场站母线电压波动

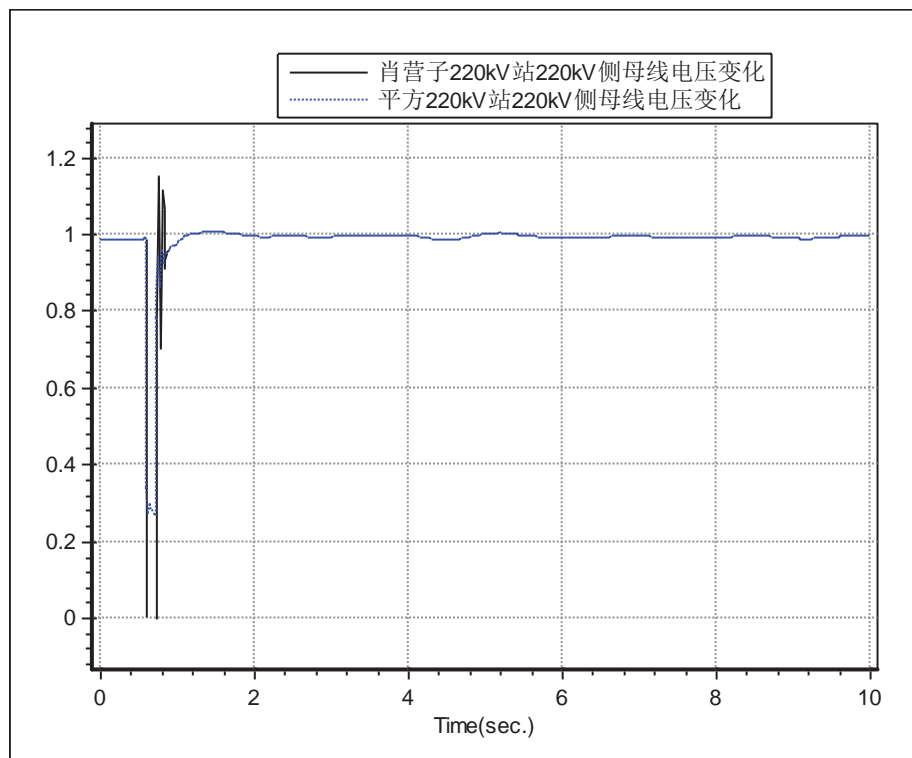


图 2-27 肖营子~平方线路 N-2 三相永久故障相关场站母线电压波动

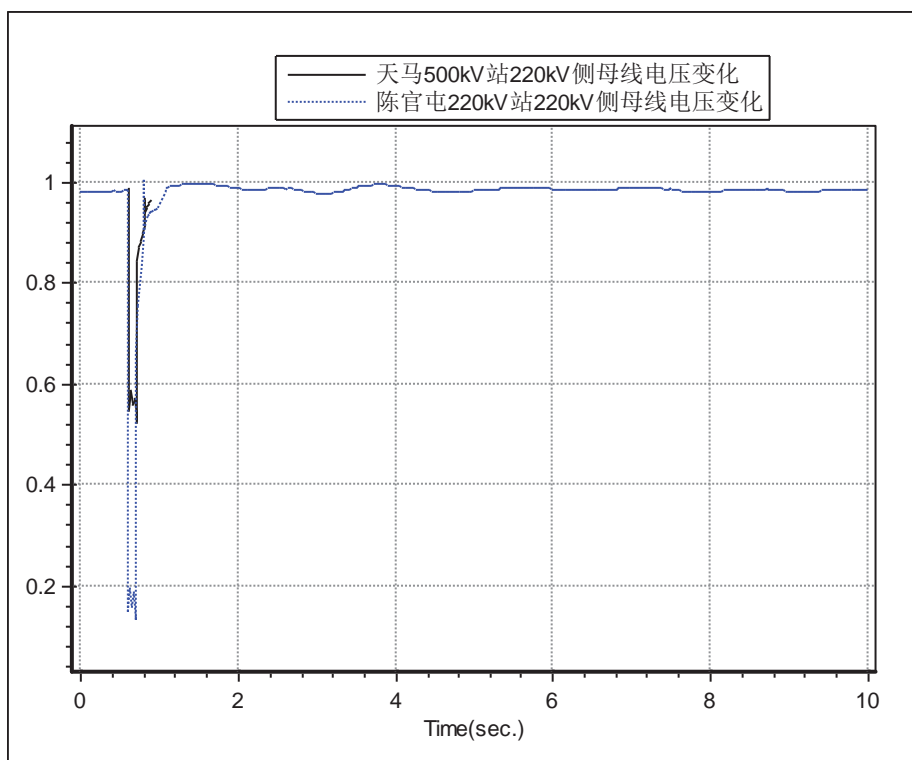


图 2-28 天马~陈官屯线路 N-2 三相永久故障相关场站母线电压波动

从暂态稳定计算情况看，方案中建昊土门子 220kV 送出线路发生三相永久故障时，0.12s 同时线路两侧同时切除，光伏场站解列，系统电压和频率经过波动后保持在正常范围内运行，系统能稳定运行。在天马~平方~肖营子~陈官屯~天马环网 N-2 故障时，系统保持稳定运行。

2.8.3 短路电流计算

按照《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定（试行）》中要求，“当检测到电网侧发生短路时，光伏电站向电网输出的短路电流应不大于额定电流的 150%。”故光伏按照逆变器输出电流为 150% 倍额定电流来计算提供的短路电流，则 35kV 侧提供的最大电流为 5.32kA。

为了确定本工程新增设备的短路水平，短路电流计算中远景年的系统侧短路电流水平按照上级变电站 220kV 侧三相短路电流达到 50kA 进行计算。

两方案短路电流计算结果见表 2-2、表 2-3 所示。

表 2-2 方案一接入系统方案短路电流计算结果

站名	电压等级 (kV)	短路电流 (kA)			
		投产年		远景年	
		三相	单相	三相	单相
平方变电站	220	17.0	13.2	50	22.4
建昊土门子升压站	220	9.9	6.9	11.5	7.8
	35	21.8	0	23.4	0

表 2-3 方案二接入系统方案短路电流计算结果

站名	电压等级 (kV)	短路电流 (kA)			
		投产年		远景年	
		三相	单相	三相	单相
肖营子变电站	220	15.3	13.0	50	20.2
建昊土门子升压站	220	7.4	5.4	9.6	5.4
	35	16.5	0	18.2	0

根据以上短路计算结果，考虑电网发展和设备遮断能力，本工程新建 220kV 升压站 220kV 和 35kV 相关设备的短路电流水平分别按不低于 50kA 和 31.5kA 设计选择。

2.8.4 短路比计算

GB 38755-2019《电力系统安全稳定导则》定义新能源厂站短路比可类比直流定义相应的指标，“3.1.8 送受端系统的直流短路比、多馈入直流短路比以及新能源场站短路比应达到合理的水平”。GB/T 40581-2021《电力系统安全稳定计算规范》中规定，对于新能源多场站接入交流系统情况，新能源发电单元升压变低压侧的多场站的路比不小于 1.5，新能源并网点的多场占短路比不小于 2.0，宜大于 3.0。

短路比计算中，考虑如下计算边界：

- (1) 青龙建昊土门子 215MW 光伏发电项目、华能秀水风电场项目满发；
- (2) 天马、昌黎 500kV 变电站周边厂站电压接近电压曲线下限。

经计算方案一低压侧短路比为 3.15，高压侧短路比为 4.21，计算结果满足电网要求。

方案二低压侧短路比为 2.93，高压侧短路比为 3.79，计算结果满足电网要求。

2.8.5 无功补偿计算

(1) 无功补偿容量需求

本光伏电站的无功损耗分为两个部分，即电站内的无功损耗（包括箱式变、35kV 汇集线路）和集中补偿部分（升压站及送出线路）。无功补偿参数如表 2-4 所示。

表 2-4 无功补偿容量计算参数表

1.线路参数	方案一	方案二
	建昊土门子~平方变电站：28km， 2×JL/G1A-300。	建昊土门子~肖营子变电站：43km， 2×JL/G1A-300。
2.主变参数	建昊土门子主变：240MVA，U _d =16%。	
3.箱变参数	3150 kVA /35kV，50 台，U _d =7%； 2500kVA/35kV，18 台，U _d =7%； 2000kVA/35kV，3 台，U _d =7%； 1600kVA/35kV，2 台，U _d =7%； 1250kVA/35kV，2 台，U _d =7%； 800kVA/35kV，1 台，U _d =7%。	
4.汇集线路	ZRC-YJLHY23-26/35-3×95，5km； ZRC-YJLHY23-26/35-3×150，8km； ZRC-YJLHY23-26/35-3×240，7km； ZRC-YJLHY23-26/35-3×300，5km； ZRC-YJLHY23-26/35-3×400，5km； JL/GIA-240/30，35km。	

表 2-5 为无功补偿容量计算结果，所述无功损耗均为感性损耗，若无功损耗为负值，则表示无功损耗成容性，需补偿感性无功。

表 2-5 方案一无功补偿容量计算结果

运行方式 分项损耗	光伏电场零发 (Mvar)	光伏电场满发 (Mvar)
1. 建昊土门子~平方变电站送出线路	-5.39	2.17
2.升压站主变	/	29.76
3.箱变	/	15.05
4.汇集线路	-2.81	-1.96
升压站总无功需求	-8.20	45.02

表 2-6 为无功补偿容量计算结果，所述无功损耗均为感性损耗，若无功损耗为负值，则表示无功损耗成容性，需补偿感性无功。

表 2-6 方案二无功补偿容量计算结果

运行方式 分项损耗	光伏电场零发 (Mvar)	光伏电场满发 (Mvar)
1. 建昊土门子~肖营子变电站送出线路	-8.28	3.33
2. 升压站主变	/	29.76
3. 箱变	/	15.05
4. 汇集线路	-2.81	-1.96
升压站总无功需求	-11.09	46.18

(2) 无功补偿配置方案

根据计算结果，对于方案一，在光伏电站满发情况下，总的无功损耗为 45.02Mvar；在零发情况下，总的充电功率为-8.20Mvar。建议建昊土门子升压站主变应配置不低于 46Mvar（容性）和不低于 9Mvar（感性）的无功补偿装置，其中动态可连续调节的无功补偿装置的响应时间不大于 30ms。

对于方案二，在光伏电站满发情况下，总的无功损耗为 46.18Mvar；在零发情况下，总的充电功率为-11.09Mvar。建议建昊土门子升压站主变应配置不低于 47Mvar（容性）和不低于 12Mvar（感性）的无功补偿装置，其中动态可连续调节的无功补偿装置的响应时间不大于 30ms。

本节计算的无功补偿配置方案并未考虑本工程接入系统后的电能质量问题，最终确定的无功补偿配置方案应能满足电能质量专题报告的结论要求。

2.9 方案比选

从技术角度，两个方案均满足潮流、稳定要求，短路水平也在同一水平。但考虑到肖营子站 110kV 侧已接入 1 个 100MW 华润兰若院风电和 1 个 150MW 青龙三峡光伏项目。根据规划，后续肖营子附近草碾片区还有已下达的两个市场化光伏项目，容量 300MW，2 个保障性并网光伏项目，容量 85MW，总计 385MW 规划打捆接入肖营子站 220 侧。考虑到肖营子负载率较低，最大上送功率已远大于最大下送功率，就地消纳能力较差。结合后续规划，本项目如接入肖营子站将加剧肖营子站外送线路潮流出线重载风险。

从经济角度分析，平方现状间隔已满，需要超规模扩建 220kV 间隔，技术

方案可行，系统一次费用预估为 490 万元；肖营子有空余间隔，需新上设备，系统一次费用预估为 440 万元。方案一线路单公里造价为 150 万元，费用预估为 4200 万元；方案二线路单公里造价为 160 万元，费用预估为 6880 万元。因此方案一本体造价合计为 4690 万元，方案二本体造价为 7320 万元，较方案一增加 2630 万元。

从实施难度分析，站内部分，方案一无空余间隔，涉及平方变电站超规模扩建间隔，但现场条件较为便利，实施难度较小。线路部分，方案二在肖营子站出线段，由于出线廊道受限，需从磨盘山金铁矿穿过，赔偿金额较大。后续线路路径上，仍涉及半金沟、梨树沟、康杖子等金、铁、石矿，躲避困难。方案二需大量穿越国家生态红线，调整难度太大。方案二路径全线海拔更高，地形起伏更大，建设难度更大。本工程与在建陈肖平 220kV 输电线路工程路径通道相近，根据工程的实施情况，线路施工协调难度较大。

综合考虑，选址方案一作为项目推荐方案。

2.10 系统对光伏升压站的要求

根据 GB/T 19964-2012《光伏发电站接入电力系统技术规定》，系统对光伏电站要求如下：

2.10.1 电能质量

(1) 谐波

光伏电站所接入的公共连接点的谐波注入电流应满足 GB/T14549 的要求，其中光伏电站向电网注入的谐波电流允许值按照光伏电站装机容量与其公共连接点上具有谐波源的发/供电设备总容量之比进行分配。

光伏电站所接入的公共连接点的各次间谐波电压含有率及单个光伏电站引起的各次间谐波电压含有率应满足 GB/T24337 的要求。

(2) 电压偏差

光伏电站接入后，所接入公共连接点的电压偏差应满足 GB/T12325 的要求。

(3) 电压波动和闪变

光伏电站所接入的公共连接点的电压波动和闪变应满足 GB/T12326 的要求，

其中光伏电站引起的闪变值按照光伏电站装机容量与公共连接点上的干扰源总容量之比进行分配。

(4) 直流分量

光伏电站并网运行时，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 0.5%。

光伏电站并网点应装设满足 IEC61000-4-30-2003 标准要求的 A 类电能质量在线监测装置。对于用户内部电网的电能质量监测点应放置在关口计量点。对于大中型光伏电站，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。对于小型光伏电站，电能质量数据应至少存储一年，必要时供电网企业调用。

光伏电站电能质量需要结合实际工程中逆变器性能参数进行分析，需另列电能质量评估专题报告进行研究。

2.10.2 功率和电压

(1) 有功功率

①基本要求

光伏电站应具备参与电力系统的调频和调峰能力，并符合《电网运行准则》的相关规定。光伏电站应配置有功功率控制系统，具备有功功率连续平滑调节的能力，并能够参与系统有功功率控制。光伏电站有功功率控制系统应能够接收并自动执行电网调度机构下达的有功功率及有功功率变化的控制指令。

②.正常运行情况下有功功率变化

在光伏电站并网、正常停机以及太阳能辐照度增长的过程中，光伏电站有功功率变化速率应满足电力系统安全稳定运行的要求，其限值应根据所接入电力系统的频率调节特性，由电网调度机构确定。

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光伏发电站有功功率变化速率超出限值的情况。

③紧急控制

在电力系统事故或紧急情况下，光伏电站应按下列要求运行：

电力系统事故或特殊运行方式下，按照电网调度机构的要求降低光伏电站有

功率；当电力系统频率高于 50.2Hz 时，按照电网调度机构指令降低光伏电站有功功率，严重情况下切除整个光伏电站；若光伏电站的运行危及电力系统安全稳定，电网调度机构按相关规定暂时将光伏电站切除。

事故处理完毕，电力系统恢复正常运行状态后，光伏电站应按调度指令并网运行。

（2）电压控制

①基本要求

通过 10kV~35kV 电压等级接入电网的光伏发电站在其无功输出范围内，应具备根据光伏电站并网点电压水平调节无功输出，参与电网电压调节的能力，其调节方式和参考电压、电压调差率等参数应由电网调度机构设定。

通过 110（66）kV 及以上电压等级接入电网的光伏发电站应配置无功电压控制系统，具备无功功率调节及电压控制能力。根据电网调度机构指令，光伏电站自动调节其发出（或吸收）的无功功率，实现对并网点电压的控制，其调节速度和控制精度应满足电力系统电压调节的要求。

②控制目标

当公共电网电压处于正常范围内时，通过 110（66）kV 电压等级接入电网的光伏电站应能够控制光伏电站并网点电压在标称电压的 97%~107% 范围内。

当公共电网电压处于正常范围内时，通过 220kV 及以上电压等级接入电网的光伏电站应能够控制光伏电站并网点电压在标称电压的 100%~110% 范围内。

2.10.3 低电压穿越

①基本要求

光伏电站应满足的低电压穿越要求：光伏电站并网点电压跌至 0 时，光伏电站应能不脱网连续运行 0.15s；光伏电站并网点电压跌至曲线 1 以下时，光伏电站可以从电网切出。

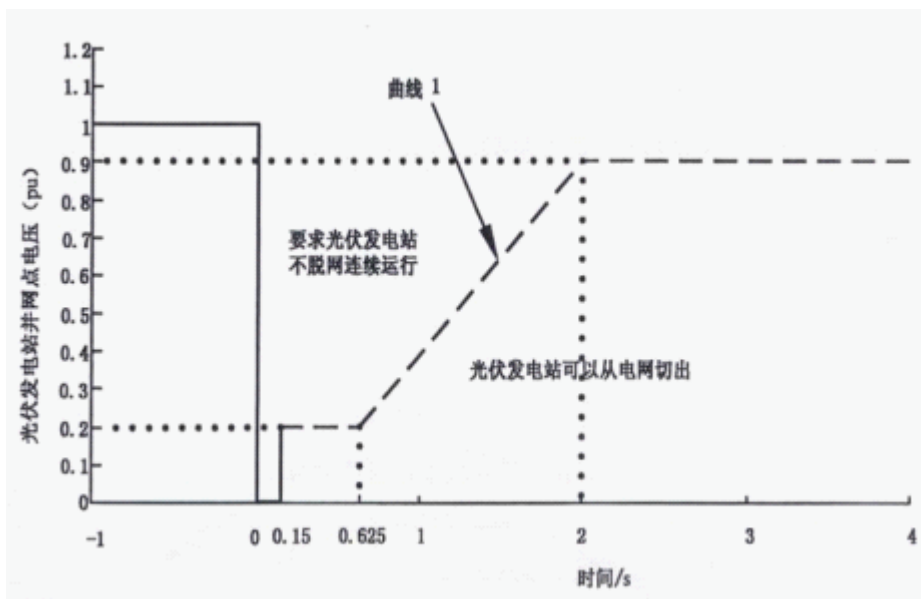


图 2-29 光伏电站低电压穿越能力要求

②有功功率恢复

对电力系统故障期间没有脱网的光伏电站，其有功功率在故障清除后应快速恢复，自故障清除时刻开始，以至少 30%额定功率/秒的功率变化率恢复至正常发电状态。

③动态无功支撑能力

对于通过 220kV（或 330kV）光伏发电汇集系统升压至 500kV（或 750kV）电压等级接入电网的光伏电站群中的光伏电站，当电力系统发生短路故障引起电压跌落时，光伏电站注入电网的动态无功电流应满足一下要求：

自并网点电压跌落时刻起，动态无功电流的响应时间不大于 30ms；

自动态无功电流响应起直到电压恢复至 0.9pu 期间，光伏发电站注入电力系统的动态无功电流 I_T 应实时跟踪并网点电压变化，并应满足：

$$I_T \geq 1.5 \times (0.9 - U_T) I_N \quad (0.2 \leq U_T \leq 0.9)$$

$$I_T \geq 1.05 \times I_N \quad (U_T < 0.2)$$

$$I_T = 0 \quad (U_T > 0.9)$$

式中， U_T 为光伏电站并网点电压标么值；

I_N 为光伏电站额定装机容量 / ($\sqrt{3} \times$ 并网点额定电压) 。

2.10.4 高电压穿越

光伏电站高压穿越的具体要求如表 2-7 所示。

表 2-7 光伏电站高压穿越运行时间要求

并网点工频电压值 p.u.	运行时间
$1.10 < UT \leq 1.20$	具有每次运行 10s
$1.20 < UT \leq 1.30$	具有每次运行 500ms 能力
$1.30 < UT$	允许退出运行

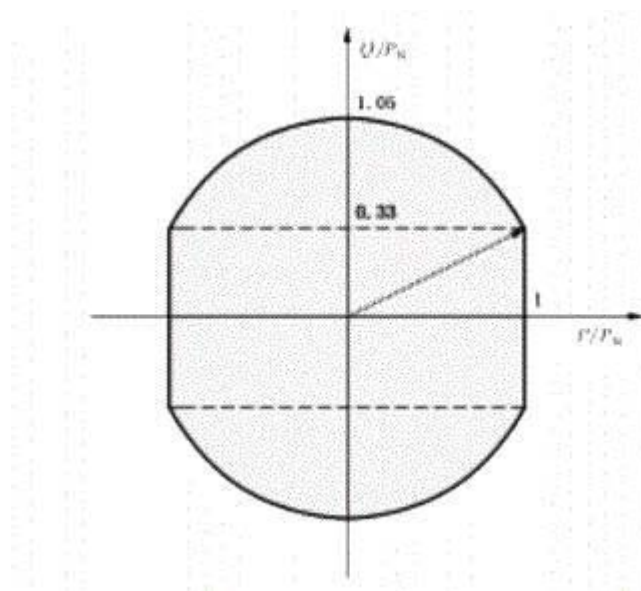
2.11 电化学储能系统接入电网技术规定

2.11.1 功率控制

2.11.1.1 一般规定

电化学储能系统应具备恒功率控制、恒功率因数控制和恒充电/放电电流控制功能，能够按照计划曲线和下发指令方式连续运行。

电化学储能系统在其变流器额定功率运行范围内应具备四象限功率控制功能，有功功率和无功功率应在图 2-30 所示的阴影区域内动态可调。



注： P_N 为电化学储能系统的额定功率， P 和 Q 分别为电化学储能系统当前的有功功率和无功功率。

图 2-30 电化学储能系统四象限功率控制调节范围示意图

2.11.1.2 有功功率控制

接入 10(6)kV 及以上电压等级公用电网的电化学储能系统应具备就地和远程充放电功率控制功能，且具备能够自动执行电网调度机构下达指令的功能。

接入 110(220)kV 及以上电压等级公用电网的电化学储能系统应具有参与一次调频的能力，并具备自动发电控制（AGC）功能。

接入 10(6)kV 及以上电压等级公用电网的电化学储能系统，动态响应特性应满足以下要求：

（1）储能系统功率控制的充/放电响应时间不大于 2s，充/放电调节时间不大于 3s，充电到放电转换时间、放电到充电转换时间不大于 2s；

（2）调节时间后，系统实际出力曲线与调度指令或计划曲线偏差不大于±2%额定功率。

2.11.1.3 无功功率控制

通过 10(6)kV 及以上电压等级接入公用电网的电化学储能系统应同时具备就地和远程无功功率控制和电压调节功能。

2.11.2 电网适应性

2.11.2.1 频率适应性

接入公用电网的电化学储能系统应满足表 2-8 的频率运行要求。

表 2-8 接入公用电网的电化学储能系统的频率运行要求

频率范围	运行要求
$f < 49.5\text{Hz}$	不应处于充电状态
$49.5\text{Hz} \leq f \leq 50.2\text{Hz}$	连续运行
$f > 50.2\text{Hz}$	不应处于充电状态
注：f 为电化学储能系统并网点电网频率。	

2.11.2.2 故障穿越

通过 10(6)kV 及以上电压等级接入公用电网的电化学储能系统应具备如图 2-31 所示的低电压穿越能力：

（1）并网点电压在图 2-31 中曲线 1 轮廓线及以上区域时，电化学储能系统

应不脱网连续运行；否则，允许电化学储能系统脱网。

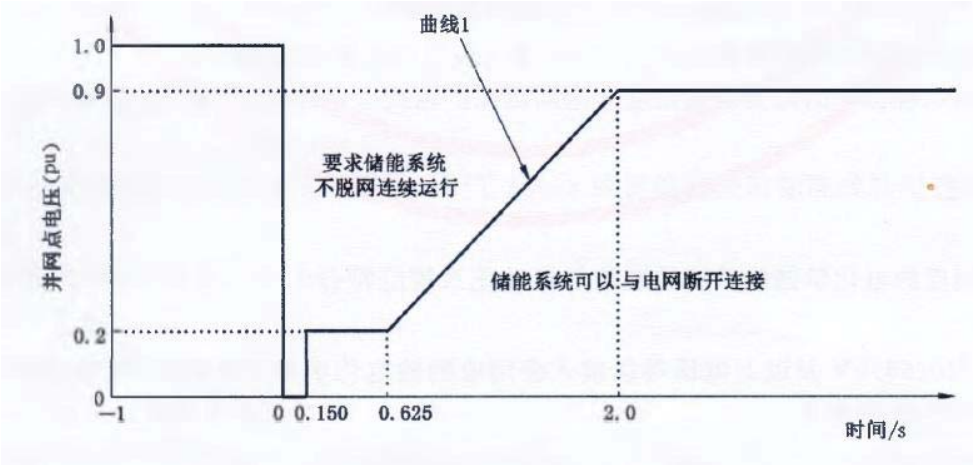


图 2-31 电化学储能系统低电压穿越要求

(2) 各种故障类型下的并网点考核电压如表 2-9 所示。

表 2-9 电化学储能系统低电压穿越考核电压

故障类型	考核电压
三相对称短路故障	并网点线/相电压
两相相间短路故障	并网点线电压
两相接地短路故障	并网点线/相电压
单相接地短路故障	并网点相电压

通过 10(6)kV 及以上电压等级的电化学储能系统应具备如表 2-9 所示的高电压穿越能力：并网点电压在图 2-31 中轮廓线及以下区域时，电化学储能系统应不脱网连续运行；并网点电压在图 2-31 中曲线 1 廓线以上区域时，允许电化学储能系统与电网断开连接。

2.12 系统一次部分小结

(1) 本项目装机容量约为 215MWp，采用模块化设计、集中并网的设计方案，由光伏组件采用 540Wp 规格的单晶硅发电组件，数量共计 398138 块，组件容量合计 214.99452MWp。由 3150kVA、2500kVA、2000kVA、1600kVA、1250kVA、800kVA 的光伏发电单元，共计 76 个。其中 3150 发电单元采用 11 台 225kW 组串逆变器以及一台 3150kVA 箱变，共计 50 个；2500 发电单元采用 10 台 225kW 组串逆变器以及一台 2500kVA 箱变，共计 18 个；2000 发电单元采用 8 台 225kW 组串逆变器以及一台 2000kVA 箱变，共计 3 个；1600 发电单元采用 6 台 225kW

组串逆变器以及一台 1600kVA 箱变，共计 2 个；1250 发电单元采用 5 台 225kW 组串逆变器以及一台 1250kVA 箱变，共计 2 个；800 发电单元采用 3 台 225kW 组串逆变器以及一台 800kVA 箱变，共计 1 个。逆变器容量共计 175.275MW。

项目按照项目容量的 15% 配套储能。配置容量为 33MW/66MWh，采用磷酸铁锂电池储能系统，以 6 套 3.45MW/6.88MWh 和 4 套 3.15MW/6.19MWh 型式配置储能系统，共计 10 套储能单元。

(2) 建昊土门子 215MW 光伏发电项目新建 1 座 220kV 升压站，升压站内建设 1 台 240MVA 双绕组有载调压变压器，电压比为 $230\pm 8\times 1.25\%/37\text{kV}$ ，220kV 采用单母线接线，一回出线；35kV 侧采用单母线接线，设置 1 段 35kV 母线，出 6 回集电线路，每条集电线路所带容量约为 30MW。配合 15% 配套储能，容量为 33MW/66MWh，储能单元汇流后以 1 回接入光伏电站 35kV 开关柜。

(3) 青龙建昊土门子 215MW 光伏发电项目接入平方 220kV 开关站，建昊土门子 220kV 升压站至平方 220kV 变电站距离约 28km，推荐采用不小于 $2\times \text{JL/G1A-300}$ 导线。

(4) 推荐方案系统潮流分布合理，无电压越界、线路过载情况。

(5) 推荐方案外送线路三相永久故障时光伏场站解列，系统电压和频率经过波动后保持在正常范围内运行，系统能稳定运行。

(6) 根据以上短路计算结果，考虑电网发展和设备价格比，本工程光伏升压站 220kV 和 35kV 相关设备的短路电流水平分别按不低于 50kA 和 31.5kA 设计选择。

(7) 建议建昊土门子升压站主变应配置不低于 46Mvar（容性）和不低于 9Mvar（感性）的无功补偿装置，其中动态可连续调节的无功补偿装置的响应时间不大于 30ms。

本节计算的无功补偿配置方案并未考虑本工程接入系统后的电能质量问题，最终确定的无功补偿配置方案应能满足电能质量专题报告的结论要求。

(8) 建议本工程依据光伏、储能的技术标准，满足系统对光伏电站的要求。

3 系统继电保护及其安全自动装置

3.1 建设规模

3.1.1 工程概况

建昊土门子 215MW 光伏发电项目位于河北省秦皇岛市青龙满族自治县土门子镇土门子村附近,项目规划容量为 215MW_p,实际装机容量为 214.99452MW_p,光伏组件采用 540W_p 规格的单晶硅单面发电组件,数量共计 398138 块。

本项目新建 1 座 220kV 升压站,升压站主变规模为 1×240MVA,电压等级 220/35kV。220kV 和 35kV 母线采用均单母线接线型式。

本项目预计 2022 年投产。

3.1.2 接入系统方案

青龙建昊土门子 215MW 光伏发电项目接入平方 220kV 变电站,建昊土门子 220kV 升压站至平方 220kV 变电站距离约 28km,推荐采用不小于 2×JL/G1A-240mm² 导线。接入系统方案如图 3-1 所示。

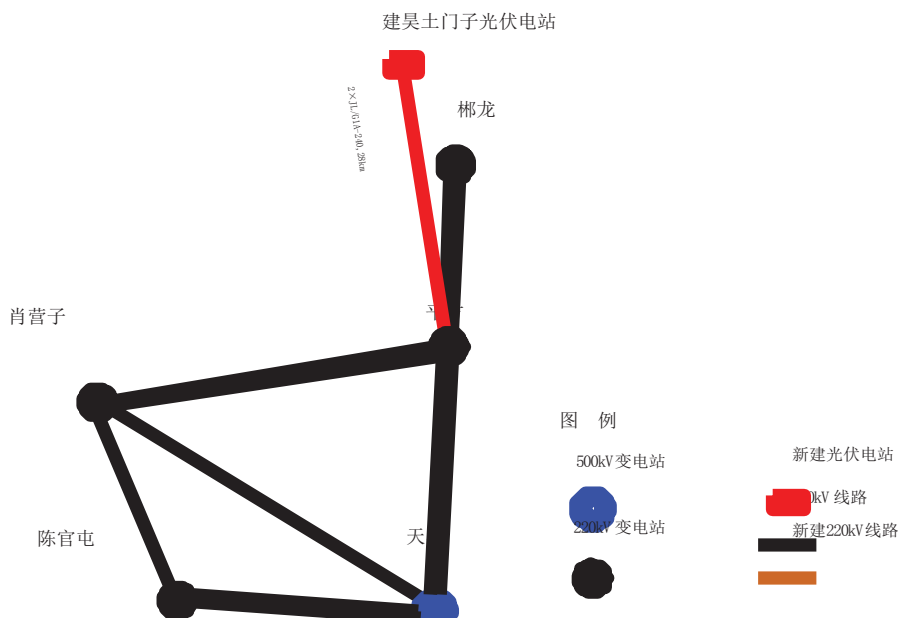


图 3-1 本项目接入系统方案图

3.1.3 土门子光伏电站升压站内部分

建昊土门子 215MW 光伏发电项目新建 1 座 220kV 升压站，升压站内建设 1 台 240MVA 双绕组有载调压变压器，电压比为 $230\pm 8\times 1.25\%/37\text{kV}$ ，220kV 采用单母线接线，一回出线；35kV 侧采用单母线接线，设置 1 段 35kV 母线，出 6 回集电线路，每条集电线路所带容量约为 30MW。配置 15% 配套储能，容量为 33MW/66MWh，储能单元汇流后以 1 回接入光伏电站 35kV 开关柜。

根据业主提供资料，220kV 升压汇集升压站可接入容量按照终期 415MW 设计并预留后续接入间隔位置。

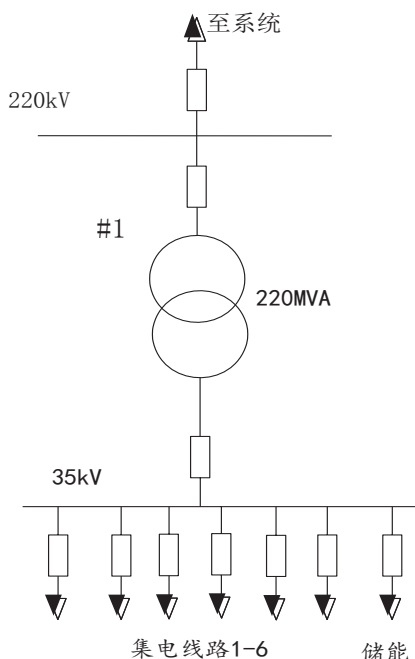


图 3-2 土门子 220kV 升压站电气主接线示意图

3.2 系统继电保护配置现状

平方站为常规站，主变规模为 $1\times 180+2\times 120\text{MVA}$ ，电压等级 220/110/10kV。平方站现有 6 回 220kV 出线，已无空余间隔，本次扩建一个间隔。

（1）本站每回 220kV 侧出线间隔均配置线路保护装置 2 套，第一套为南瑞继保 PCS-931，第二套保护为北京四方 CSC-103。每回 220kV 线路接近后备原则配置双套完整的、独立的分相电流差动保护，保护能反映各种类型故障、具有选相功能。两套保护分别采用一路光纤直通通道，一路 2M 复用通道。

（2）本站每两段 220kV 母线配置 2 套母线保护装置。第一套为南瑞继保 PCS-915SA-G、第二套母线保护为北京四方 CSC-150A-G，两套母线保护均含失

灵保护功能，每套母线保护动作于一组跳闸线圈，母差和失灵保护能分别停用。

(3) 本站 220kV 交流系统配置 2 台武汉中元故障录波器。

(4) 全站配置一套河南许继的一体化监控系统。

3.3 220kV 系统继电保护配置原则

根据国网冀北电力有限公司《新能源场站接入电网继电保护技术规范》要求，220KV 新能源升压站系统保护配置原则如下：

- (1) 新能源场站送出线路应配置纵联电流差动保护；
- (2) 220kV 母线应按双重化原则配置含失灵保护功能的母线差动保护；
- (3) 应配置专用的故障录波装置，并配备至相应调度机构的数据传输通道，满足二次系统安全防护要求。

3.4 系统继电保护配置方案

本工程继电保护设计范围建昊土门子升压站新建、平方站的相应扩建部分。

3.4.1 建昊土门子升压站

建昊土门子升压站至平方站一回 220kV 线路，线路每侧需双重化配置全线速动保护。根据通信专业提供的保护通道，配置双套纵联电流差动保护，每套线路保护采用双通道，一路为专用光纤通道，一路为复用 2M 光纤通道。每套线路保护含重合闸，可实现单相、三相、禁止和停用重合闸方式。每面主保护柜含一台单跳圈的操作箱。

220kV 单母线配置双套微机母差保护柜，均含失灵保护功能。各间隔接入母差保护的 CT 二次绕组应为专用绕组（不允许串接），母差接入各间隔 CT 变比相差不大于 4 倍。

升压站配置一面 220kV 线路故障录波器屏，用于 220kV 线路、母线等设备录波。故障录波装置中需增加按反措要求接入直流开关量；全站录波装置独立组网，录波信息分别上送至冀北和秦皇岛调度录波主站，并应满足接入调度双平面的要求，满足二次系统安全防护要求。

升压站配置一套保护信息管理子站，由子站系统柜及网络设备构成。变电站

内各保护装置及故障录波装置通过以太网口接入保护信息管理子站。子站接入调度数据网，将保护和故障录波信息传送至秦皇岛地调和冀北调控中心。

升压站需配置一套独立的防孤岛保护，动作时间应不大于 2s。

升压站另配置稳控切机子站 2 套，待秦皇岛安稳主站投运后纳入秦皇岛稳控系统。

3.4.2 平方站

平方站本期扩建至建昊土门子升压站一回 220kV 线路，线路每侧需双重化配置全线速动保护。根据通信专业提供的保护通道，配置双套纵联电流差动保护，每套线路保护采用双通道，一路为专用光纤通道，一路为复用 2M 光纤通道。每套线路保护含重合闸，可实现单相、三相、禁止和停用重合闸方式。每面主保护柜含一台单跳圈的操作箱。

平方站原有 220kV 母差保护满足本期扩建要求。

根据国网冀北电力有限公司《新能源场站接入电网继电保护技术规范》要求，平方站配置一套专用故障滤波器，接入电气量包括送出线路所在母线的三相级零序电压、频率、送出线路的三相电流、保护级断路器动作信息。

本期新增元件接入站内原有变电站一体化监控系统，由厂家相应修改接入软件。

3.5 光伏电站 35kV 汇集系统保护设计要求

根据国网冀北电力有限公司《新能源场站接入电网继电保护技术规范》要求：

(1) 新能源场站汇集线系统单相故障应快速切除，具体要求如下：

a) 通过升压变压器接入 110kV 及以上电压等级电网的新能源场站，汇集线系统应采用经小电阻接地形式，当汇集线系统发生单相接地故障时，应能通过零序保护快速切除。汇集线故障切除时间应不大于 0.3 秒。接地变零序保护动作时应联切主变低压侧，动作时间应满足风电、光伏低电压穿越能力要求。

b) 110kV 及以下电压等级母线应配置单套母线差动保护，采用单母线分段接线方式时，应按照母线段分别配置母线差动保护。

c) 接入母线差动保护的电流回路应使用独立电流互感器二次绕组，不得与

其他装置串接

d) 母线差动各支路电流互感器变比不宜大于 4 倍。

(2) 故障录波器应至少接入以下电气量：

a) 各条送出线路三相电流；

b) 高、低压各段母线的三相及零序电压、频率；

c) 各条汇集线升压站侧的三相电流；

d) 继电保护、安全自动装置及断路器动作信息；

e) 无功补偿装置的保护及断路器动作信息、三相电流；

f) 每段直流母线的正、负对地电压。

光伏升压站 35kV 汇集线路、储能线路需按间隔配置 35kV 线路保护；按母线配置 35kV 母差保护；35kV 系统需进行故障录波。具体配置方案在该项目可研初设阶段明确。

3.6 通道要求

建昊土门子升压站至平方站一回 220kV 线路，配置双套线路保护，每套线路保护需提供二路不同路径的通道，分别传送二套线路主保护的信号。通道方式安排需满足国网信通通信 2019[10]号文关于线路保护“双通道/双接口、三路由”的要求。

3.7 系统继电保护设备和设备投资估算

继电保护相关设备应选择经过国网公司检测的设备。

本工程系统继电保护设备表如表 3-1、表 3-2 所示，其设备投资估算如下：

本工程系统保护部分投资估算 220 万元。其中建昊土门子升压站 176 万元。平方站 44 万元。

表 3-1 建昊土门子升压站设备表

序号	名称	单位	数量	参考单价
1	220kV 纵联电流差动保护柜	面	2	15 万元
2	220kV 微机母差保护柜	套	2	20 万元
3	220kV 故障录波器柜	面	1	11 万元
4	保护及故障信息管理子站	套	1	25 万元

5	继电保护试验仪器仪表	套	1	15 万元
6	防孤岛保护柜	套	1	15 万元
7	稳控切机子站	套	2	10 万元
8	总价	156 万元		

表 3-2 平方站设备表

序号	名称	单位	数量	参考单价
1	220kV 纵联电流差动保护柜	面	2	15 万元
2	保护及故障信息管理子站扩容	项	1	3 万元
3	220kV 故障录波器柜	面	1	11 万元
4	总价	44 万元		

4 系统调度自动化

4.1 概况

4.1.1 工程概况

建昊土门子 215MW 光伏发电项目位于河北省秦皇岛市青龙满族自治县土门子镇土门子村附近，项目规划容量为 215MW_p，实际装机容量为 214.99452MW_p，光伏组件采用 540W_p 规格的单晶硅单面发电组件，数量共计 398138 块。

本项目新建 1 座 220kV 升压站，升压站主变规模为 1×240MVA，电压等级 220/35kV。220kV 和 35kV 母线采用均单母线接线型式。

本项目预计 2022 年投产。

4.1.2 调度主站概况

(1) 冀北电力调控中心和冀北备调

冀北电力调控中心已运行一套智能电网调度技术支持系统。智能电网调度技术支持系统共包括实时监控与预警、调度管理、调度计划、安全校核四大类应用。智能电网调度技术支持系统四类应用建立在统一的基础平台之上，平台为各类应用提供统一的模型、数据、CASE、网络通信、人机界面、系统管理等服务。应用之间的数据交换通过平台提供的数据服务进行，通过平台调用还能够提供分析计算服务。

智能电网调度技术支持系统除实现 SCADA、AGC、AVC、PAS、计算机通信等功能外，还具备 WAMS、故障录波、计量、保护应用、OMS 应用等功能。

系统与厂站间的远动信息传输采用调度数据网方式，支持 IEC60870-5-104 标准；与厂站间的图形信息传输采用调度数据网方式，支持 IEC60870-5-104 规约；与厂站间的计量信息传输采用调度数据网方式，支持 IEC60870-5-102 规约；与厂站间 WAMS、故障录波、保护信息通过调度数据网方式传输。

冀北备调系统采用智能调度技术支持系统（D5000），实现 SCADA、AGC、AVC、PAS、调度管理等功能。

系统与厂站间的远动、计量等自动化信息传输主要采用调度数据网方式。

（2）秦皇岛地调和秦皇岛备调

目前，秦皇岛地调现有调度自动化主站系统为南瑞科技 D5000 系统。该系统主要实现电网调度、网络分析、DTS、WEB 浏览等功能。系统与厂站间的远动信息传输主要采用调度数据网方式，支持 CDT、IEC60870-5-101、104 规约。

秦皇岛备调系统采用智能调度技术支持系统（D5000），主要实现 SCADA 等功能。系统与厂站间的自动化信息传输采用调度数据网方式。

（3）冀北调度测试系统

冀北电力调控中心现运行一套调度测试系统。系统具备 SCADA 等基本功能，与厂站间的自动化信息传输采用调度数据网方式。

4.2 调度关系

根据电网“统一调度、分级管理”的要求，光伏电站由冀北电力调控中心和秦皇岛地调调度，光伏电站远动信息分别向冀北电力调控中心、冀北备调、冀北测试主站系统、秦皇岛地调、秦皇岛备调传送。同时光伏电站接受冀北调度下发的自动发电控制（AGC）指令，接受秦皇岛地调下发的自动电压控制（AVC）指令。

4.3 远动信息内容

依据《电力系统调度自动化设计规程》并结合各调度端需要，本期工程远动信息内容如下：

（1）遥测内容

光伏辐照度、环境温度

光伏总有功功率、总无功功率、理论功率、可用功率

220kV 线路有功功率、无功功率、电流、电压

主变各侧有功功率、无功功率、电流

220kV 母线电压、频率

35kV 光伏线路有功功率、无功功率、电流

35kV 母线电压

35kV 动态无功补偿支路无功功率、电流

(2) 遥信内容

事故总信号

220kV 断路器位置信号 (含 A、B、C 相单相位置信号)

35kV 断路器位置信号

与运行方式有关的隔离开关和接地刀闸位置信号

(3) 遥调信号

AGC 调度指令

AVC 调度指令

4.4 光伏电站远动装置方案

4.4.1 远动信息采集装置

本工程在建昊土门子升压站配置一套计算机监控系统,设备应选用国家认证的安全可控的操作系统。

远动功能和监控功能统一考虑,远动信息量(含单元信息)配置应满足调度要求并直采直送,远动设备双重化配置(双主运行模式)。采集刀闸信号,全部位置信号实采,采集分相开关信息。事故总信号合成逻辑应满足相关要求。采用交流采样,为满足测量精度,按照调度要求各电压等级测量 PT 为 0.2 级、CT 为 0.2S 级。站控层设备采用双电源供电方式。

另外,根据《电力系统调度自动化设计技术规程》要求,本工程为光伏电站开列自动化仪器仪表一套。

4.4.2 有功功率控制系统 (AGC 系统)

根据《光伏电站接入电力系统技术规定》及冀北电力调控中心相关规定,本工程在光伏电站配置 1 套有功功率控制系统,具备有功功率连续平滑调节的能力,并能够参与系统有功功率控制。光伏电站有功功率控制系统、储能控制系统应能够独立接收并自动执行电网调度机构下达的有功功率及有功功率变化的控制指令。

4.4.3 无功电压控制系统（AVC 系统）

根据《光伏电站接入电力系统技术规定》及冀北电力调控中心相关规定，本工程在光伏电站配置 1 套无功电压控制系统，具备无功功率调节及电压控制能力。根据电网调度机构指令，光伏电站自动调节其发出（或吸收）的无功功率，实现对并网点电压的控制，其调节速度和控制精度应能满足电力系统电压调节的要求。

4.5 远方电能计量系统

4.5.1 计量点确定

按照《电能计量装置通用设计规范》和《电能计量装置技术管理规程》，贸易结算用电能计量点设置在购售电设施产权分界处。建昊土门子升压站至平方变电站的送出线路为业主自建，故建昊土门子升压站至平方变电站的送出线路的系统站侧、光伏电站外引电源所用变高压侧为计量关口点。

另外，建昊土门子升压站至平方变电站的土门子站侧、光伏电站主变高压侧、35kV 光伏集电线路为计量考核点。

4.5.2 远方电量计量系统建设方案

本工程建昊土门子升压站至平方变电站的土门子站侧、光伏电站外引电源所用变高压侧按照 1+1 原则配置多功能电能表，表计准确度为 0.2S 级。光伏电站主变高压侧、35kV 光伏集电线路、储能线路按照 1+0 原则配置多功能电能表，表计准确度为 0.2S 级。

需为电能表配置专用电压 0.2 级、电流 0.2S 级互感器或专用二次绕组。

根据国网公司通用设计要求，每台远方电量计量表还应配置相应的接线盒。

4.5.3 电能量远方终端

本工程在建昊土门子升压站配置 2 台（1+1）电能量远方终端，以 RS485 串口方式与电度表通信，采集光伏电站的电量信息。电能量远方终端以 IEC60870-5-102 规约向冀北电力调控中心传送。电能量远方终端除了能以拨号方式与调度端通信外，还应具备网络传输能力。

4.6 功角测量系统

根据冀北电力调控中心要求，本工程在建昊土门子升压站配置 PMU 功角测量系统一套，功角测量系统包括同步相量测量装置（PMU）和数据集中器（数据集中器采用双配双送冗余）等设备。通过装置采集光伏电站同步相量信息，并通过数据集中器向冀北电力调控中心主站端传送光伏电站的同步相量信息。建昊土门子升压站相量采集范围如下：

- 220kV 线路的三相电流、电压；
- 主变 220kV 侧三相电流、电压；
- 220kV 、35kV 母线的三相电压；
- 35kV 集电线路的三相电流；
- 35kV 无功补偿设备三相电流。

4.7 单机信息上传系统设备

本工程于建昊土门子升压站配置电站单机信息上传系统设备 1 套，采集光伏逆变器、环境气象、功率预测、储能功率等相关的单机遥测、遥信信息。为保证信息安全，户外就地采集终端（光伏发电单元测控终端等）的单机信息应通过微型纵向加密装置上送，再通过防火墙将实测数据发送至 II 区单机信息服务器，最后通过 II 区调度数据网将数据自动上报至冀北主站。

4.8 电力系统数据网接入设备及电力监控系统安全防护设备

为满足冀北电力调控中心和秦皇岛地调对光伏电站数据网络通信的需要，本工程在光伏电站升压站配置电力调度数据网接入设备 2 套，包括冀北电力调度数据接入网设备和秦皇岛电力调度数据接入网设备，每套均包括 2 台交换机、1 台路由器等。其具体配置原则应分别与冀北电力调度数据接入网和秦皇岛电力调度数据接入网建设保持一致。

电力监控系统安全防护工作应当落实国家信息安全等级保护制度，按照国家信息安全等级保护的有关要求，坚持“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的原则，保障电力监控系统的安全。符合《电力监控系统安全防护规定》（发

展改革委 2014 第 14 号令) 要求。

光伏电站电力监控系统安全防护设备配置原则如下：

在生产控制大区与管理信息大区之间必须设置经国家指定部门检测认证的电力专用横向单向安全隔离装置。

生产控制大区内部的安全区之间应当采用具有访问控制功能的设备、安全可靠的硬件防火墙或者相当功能的设施，实现逻辑隔离。

在生产控制大区与电力调度数据网的纵向联接处应当设置经过国家指定部门检测认证的电力专用纵向加密认证装置，实现双向身份认证、数据加密和访问控制。

电力监控系统在设备选型及配置时，应当禁止选用经国家相关管理部门检测认定并经国家能源局通报存在漏洞和风险的系统及设备；对于已经投入运行的系统及设备，应当按照国家能源局及其派出机构的要求及时进行整改，同时应当加强相关系统及设备的运行管理和安全防护。监控系统等关键应用系统的主服务器，应当使用安全加固的操作系统。

主要配置如下：

根据冀北电力调控中心要求，新能源场站单机信息、功率预测、测风测光气象预测相关业务终端应部署于安全 II 区。场站连接冀北综合数据网的业务主机与连接发电集团（集控中心）等外部网络的业务主机应各自独立组网，禁止交叉混用。生产控制大区与管理信息大区间的数据传输应经过正、反向隔离装置。安全 I/II 区与互联网、发电企业内网等外部网络间的数据传输应经过正、反向隔离装置。在安全 I、II 区各部署一台网络安全监测装置，将站控层全部计算机设备、网络设备、安防设备信息接入调控机构网络安全管理平台。不同安全区设备应分屏柜部署，各安全区设备布线应整齐规范，边界清晰。

新能源场站除按照上述要求配置相应的安防设备之外，不宜再配置入侵检测装置（IDS）等其他安防设备。

本工程 2 套电力调度数据网接入设备各配置 2 台电力专用纵向加密认证装置，合计 4 台；生产控制大区和信息管理大区之间部署电力专用正、反向隔离装置各 1 台；I/II 区边界与互联网、发电企业内网等外网之间配置电力专用正、

反向隔离装置各 1 台；横向安防在安全 I、II 区之间配置防火墙 1 台。上述设备均应选用国家认证的安全可控的电力专用装置，按双电源模块配置。

新能源场站站控系统与户外就地采集终端（光伏控制终端等）之间的网络通信应部署微型纵向加密设备，实现身份认证、数据加密、访问控制等安全措施。本期需开列一套微型纵向加密设备。

根据国网公司《电力监控系统网络安全监管系统建设实施方案》，本工程在新能源场站配置 1 套网络安全监测装置（I、II 区各 1 台），用于厂站 I、II 区所有主机、网络、安全防护设备的重要运行信息及安全告警信息的采集，并可通过数据网向调度端网络安全监管平台上传。

本工程开列等级保护测评、安全评估费和主机加固费。

4.9 网厂信息交互平台专用终端

根据冀北公司相关规定，调度日报、检修流程、两个细则等调度管理类业务迁移至互联网大区，通过互联网大区网厂信息交互平台访问。因此本工程早光伏电站配置一套网厂信息交互平台专用终端（建议该终端为台式机或者工作站），通过互联网访问厂信息交互平台，并在该终端部署安全接入网关 SDK 和 Ukey，实现身份认证和加传输。

4.10 电源系统

根据《电力系统调度自动化设计规程》要求，调度自动化专业设备应配备 2 路独立直流电源或者 UPS 电源。根据冀北公司要求，各类自动化设备应具备双电源模块并采用双路电源供电，交流不间断电源（UPS）按双机冗余配置，宜均衡带载。UPS 在站内交流电失电后，不间断供电维持时间应不小于 2 小时。

由于电厂具备全站公用的 UPS 电源和直流电源，因此调度自动化设备不再单独配置专用电源系统。

4.11 光伏功率预测系统

根据《光伏电站接入电力系统技术规定》及冀北力调控中心相关规定，本

工程在光伏电站配置 1 套光伏发电功率预测系统，系统具有 0~240h 中期光伏功率预测、0h~72h 短期光伏发电功率预测以及 15min~4h 超短期光伏发电功率预测功能。光伏电站的光伏功率预测系统应每日向电力系统调度机构上报两次中期、短期光伏功率预测结果，应每 15min 向电力系统调度机构上报一次超短期功率预测结果。系统通过远动工作站向调度端上送预测结果；系统通过 II 区调度数据网向冀北主站上送相关信息。

根据冀北电力调控中心要求，新能源场站单机信息、功率预测、测风测光气象预测相关业务应部署于安全 II 区，通过 102 规约统一上传至主站。功率预测、单机信息服务器通过防火墙与安全 I 区相关设备进行通信，功率预测服务器通过专用的反向隔离装置与气象服务器进行通信。

4.12 时间同步装置及时钟监测

本工程在建昊土门子升压站配置一套全站公用的时间同步装置，应同时支持北斗 II 代和 GPS 双系统授时功能，优先采用北斗 II 代及以上系统。全站采用统一的时间同步装置对各系统/设备对时。同时具有时钟监测功能，时钟设备各状态告警信息、时钟精度偏差及主要设备对时偏差等相关信息通过 DL/T 634.5104 或 DL/T860 规约接入厂站自动化系统及相应调度主站系统。

4.13 电能质量监测装置

本工程在建昊土门子升压站配置电能质量监测装置一套，用于对光伏电站电能质量监测。电能质量监测范围为 220kV 出线。本电能质量监测设备应具备标准通信接口：具有 RS232、RS485、以太网接口，能够通过以太网或电话交换网进行远距离数据传输及通信、设置、调试。实现监测数据的实时传输或定时提取，并能对通信口进行灵活配置与实时监视。远程实时监测可随时进行。光伏电站电能质量监测信息通过综合数据网向冀北电科院主站传送。

4.14 自动化信息传输通道及通信规约

光伏电站对冀北电力调控中心（含备调）、冀北测试主站系统、秦皇岛地调

（含备调）的远动通道均采用主备电力调度数据网通道。以 2×2M 方式分别接入电力调度数据网两个不同的接入网。传输规约为 IEC60870-5-104。

光伏电站对冀北电力调控中心电量计量主站的电量信息传输通道采用主备电力调度数据网通道。通道传输规约为 IEC 60870-5-102。

光伏电站对冀北电力调控中心 WAMS 主站系统的同步相量信息传输通道采用电力调度数据网通道。光伏电站对冀北电力调控中心主站系统的同步相量信息传输规约应以 IEEE C37.118 为基础，并符合国家电网公司发布的《电力系统实时动态监测系统技术规范》。

4.15 对端平方站

（1）调度关系

平方站由冀北电力调控中心、秦皇岛地调进行调度管理。远动信息向冀北电力调控中心、冀北备调、秦皇岛地调、秦皇岛备调、冀北调度测试中心传送。本期工程变电站扩建 1 回 220kV 出线，调度关系不变。

（2）本期远动化范围

依据《电力系统调度自动化设计规程》相关规定，并结合各调度端需要，本工程变电站新增远动信息内容如下：

a) 遥测内容

220kV 线路有功功率、无功功率、电流、电压

b) 遥信内容

220kV 断路器位置信号（含 A、B、C 相单相位置信号）

与运行方式有关的隔离开关和接地刀闸位置信号

（3）自动化设备及自动化信息传输通道

平方站已配置一套计算机监控系统，本期工程平方站扩建 220kV 出线间隔 1 个，监控系统应按扩容考虑，扩容后需满足冀北公司相关要求。新增的远动信息由远动工作站一并向调度端上传。

平方站已配置一套远方电量计量系统，本期工程平方站新增 1 回出线侧按 1+1 原则配置精度为 0.2S 级的远方电能量计量表。新增表计信息接入电能量远

方终端向各调度端计量主站传送。

为满足新能源场站的汇集需求，平方站本期配置电能质量监测装置一套，用于对变电站电能质量监测。电能质量监测范围为 220kV 出线。本电能质量监测设备应具备标准通信接口：具有 RS232、RS485、以太网接口，能够通过以太网或电话交换网进行远距离数据传输及通信、设置、调试。实现监测数据的实时传输或定时提取，并能对通信口进行灵活配置与实时监视。远程实时监测可随时进行。变电站电能质量监测信息通过综合数据网向冀北电科院主站传送。

为满足新能源场站的汇集需求，平方站本期需配置一套功角测量系统，功角测量系统包括同步相量测量装置（PMU）和数据集中器（数据集中器采用双配双送冗余）等设备。通过装置采集变电站同步相量信息，并通过数据集中器向冀北电力调控中心主站端传送变电站的同步相量信息。

平方站调度数据网接入设备及电力监控系统安全防护设备均已配置，本期工程无需新增设备。

平方站已开设对各调度端的远动、计量等自动化信息的传输通道。本期工程自动化信息传输通道和通信规约均无变化。

4.16 投资估算及设备清单

调度自动化相关设备（数据通信网关机、测控装置、PMU、时间同步装置等）应选用满足国网“四统一”要求的、经过国家认证安全可控的设备，且具备接入网络安全监测装置的能力。

本期工程调度自动化专业投资总估算为 767 万元，具体如下（详细清单见表 4-1）：

光伏电站侧投资：647 万元；对端平方站侧：120 万元；

表 4-1 光伏电站调度自动化专业主要设备和投资估算表

序号	名称	单位	数量	总价 (万元)
一	建昊土门子升压站侧			
1	计算机监控系统（含双远动工作站及 OMS 工作站）	套	1	100
2	有功功率控制系统扩容	套	1	50
3	无功电压控制系统扩容	套	1	50

青龙建昊土门子 215MW 光伏发电项目接入系统设计

4	远方电能量计量系统	套	1	80
5	电力调度数据接入网设备	套	2	40
6	电力监控系统安全防护设备	套	2	80
7	功角测量系统	套	1	50
8	电能质量监测装置	套	1	30
9	光伏功率预测系统	套	1	80
10	时间同步装置（含时钟监测）	套	1	30
11	厂站安全监测装置	套	1	40
12	网厂信息交互平台专用终端	套	1	2
13	单机上传系统	套	1	10
14	等保测评费		1	10
15	安全评估费		1	10
16	主机加固费		1	10
17	自动化仪器仪表	套	1	15
18	电缆	米	3000	10
二	对端平方站侧			
1	计算机监控系统扩容	套	1	20
2	远方电能量计量系统扩容	套	1	15
3	电能质量监测装置	套	1	30
4	功角测量系统	套	1	50
5	电缆	米	1500	5

5 系统通信

5.1 工程概况

建昊土门子 215MW 光伏发电项目位于河北省秦皇岛市青龙满族自治县土门子镇土门子村附近，本期规划容量为 215MW_p，实际装机容量为 214.99452MW_p，光伏组件采用 540W_p 规格的单晶硅单面发电组件，数量共计 398138 块。

本项目新建 1 座 220kV 升压站，升压站主变规模为 1×240MVA，电压等级 220/35kV。220kV 和 35kV 母线采用均单母线接线型式。

本项目预计 2022 年投产。

青龙建昊土门子 215MW 光伏发电项目接入平方 220kV 变电站，建昊土门子 220kV 升压站至平方 220kV 变电站距离约 28km，推荐采用不小于 2×JL/G1A-240mm² 导线。接入系统方案如图 5-1 所示。

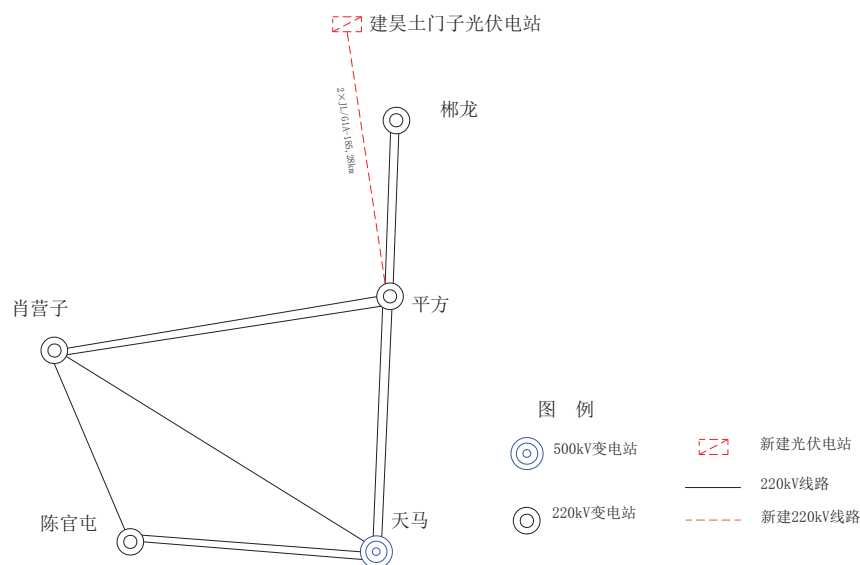


图 5-5-1 本项目接入系统方案图

5.2 调度关系

根据电网“统一调度、分级管理”的要求，光伏电站由冀北电力调控中心和秦皇岛地调调度，光伏电站远动信息分别向冀北电力调控中心、冀北备调、冀北测试主站系统、秦皇岛地调、秦皇岛备调传送。同时光伏电站接受冀北调度下发

的自动发电控制（AGC）指令，接受秦皇岛地调下发的自动电压控制（AVC）指令。

5.3 通信现状

对端站平方 220kV 变电站通信现状：

光缆现状：

平方 220kV 站-肖营子 220kV 线路架设了 1 根 24 芯 OPGW 光缆，光缆长约 38.1km，平方 220kV 站-天马 220kV 线路架设了 1 根 24 芯 OPGW 光缆，光缆长约 52.6km。

系统现状：

平方 220kV 站已有 2 套 10G 光传输设备，分别接入冀北省内一体化 SDH 平面阿尔卡特子平面和中兴-华为子平面。平方 220kV 站已有数据通信网设备 1 套，接入冀北调控中心及秦皇岛区调数据通信网。平方 220kV 变电站已有广哈调度交换机一套，用于冀北调控中心、秦皇岛区调调度电话主备用。

本工程调度电话接入位置按照小营站和平方站考虑，两地的调度交换机品牌均为广哈 CCS，均于 2015 年投产，现运行状态良好，具备扩容条件。数据通信网接入位置按照平方站、陈官屯站考虑，两地的数据通信网设备品牌为华为 NE20E-X6，现运行状态良好，具备扩容条件。

5.4 各专业通道要求

根据本工程情况各专业通道需求如下：

（1）调度电话通道要求

冀北调控中心、秦皇岛区调至光伏站的调度电话，按照主备用方式配置传输通道。

（2）调度自动化通道要求

远动通道：

至冀北电力调控中心、冀北备调、秦皇岛地调、秦皇岛备调；

主备用通道：采用调度数据网。

计量通道：

至冀北电力调控中心及秦皇岛供电公司电量计费主站。

主备用通道：采用调度数据网。

电能质量在线监测：

至冀北电科院：采用数据通信网通道。

保护及故障信息管理系统通道：

至冀北电力调控中心及秦皇岛地调；

主备通道：采用调度数据网。

故障录波通道：

至冀北调度录波主站及秦皇岛调度录波主站；

主备通道：采用调度数据网。

安稳通道：

至秦皇岛安稳主站：采用调度数据网。

时钟监测装置信息：

至冀北主站时钟监测系统：采用调度数据网通道。

同步相量测量信息：

至冀北电力调控中心主站端及秦皇岛地调。

主备通道：采用调度数据网。

功率预测系统：

调整后采用调度数据网通道。

调度管理类业务互联网专用终端，由升压站至冀北调度业务网厂信息交互平台互联网大区。

（3）保护通道要求

建昊土门子站—平方 220kV 变电站一回 220kV 线路，线路需配置双套不同品牌的纵联差动保护。两套保护分别采用一路光纤直通通道，一路 2M 复用通道。

（4）对端站通道要求

变电站调度关系不变，自动化信息通道均无变化。

5.5 通信方案

5.5.1 光通信方案

本项目新建 1 座 220kV 升压站，沿建昊土门子站至平方 220kV 站线路建设 2 条 24 芯 OPGW 光缆，线路路径长度 28km，光缆长度 $2 \times 30.8\text{km}$ 。导引光缆建昊土门子站按 $2 \times 0.7\text{km}$ 考虑，平方 220kV 站按 $2 \times 0.7\text{km}$ 考虑。

SDH 通信设备方案及配置：

(1) 建昊土门子站：

配置 2 套 2.5G 光传输设备，分别接入冀北省内一体化 SDH 平面阿尔卡特子平面和中兴-华为子平面。配置 4 个 L-4.1 光接口对平方 220kV 站方向，开通建昊土门子站至平方 220kV 站容量为 622M 的 1+1 光通路。

(2) 平方 220kV 站：

对站内阿尔卡特光传输设备扩容，配置 2 个 L-4.1 光接口对建昊土门子站；对站内中兴光传输设备扩容，配置 2 个 L-4.1 光接口对建昊土门子站。

5.5.2 其它系统通信方案

调度电话：

建昊土门子站配置 IAD 设备 2 台，分别用于冀北调控中心、秦皇岛区调度电话主用、备用，接入位置按照小营站和平方站考虑。两地各扩容 128 路 IP 板卡一块。两地的调度交换机品牌均为广哈 CCS，均于 2015 年投产，现运行状态良好，具备扩容条件。

数据通信网：

建昊土门子站配置数据通信网设备 1 套，采用 FE/GE 接口接入冀北调控中心、秦皇岛调数据通信网，接入位置按照平方站、陈官屯站考虑，其通道按照冀北调控中心下达的运行方式执行，两站分别扩容数据通信网接口。

调度数据网：

本工程的冀北调度数据网接入点为徐庄站、小营站。

本工程的秦皇岛调度数据网接入点为陈官屯站、肖营子站。

辅助通信设备配置：

(1) 建昊土门子站：ODF（24*4 芯）光纤配线柜 1 面，DDF（16*4 系统）数字配线柜 1 台，VDF（50 回线）音频配线柜 1 台。

(2) 平方 220kV 站：24*4 芯光配模块 1 个。

建昊土门子站通信设备供电电源及通信机房环境由本体设计考虑，需满足两路独立电源供电，建议采用一体化电源，双套配置。

5.6 通道组织

调度电话通道

建昊土门子站—秦皇岛地调的调度电话通道：

主用通道：建昊土门子站调度电话由小营站调度程控交换机进行 IP 放号，承载网暂定采用 MSTP。

备用通道：建昊土门子站调度电话由平方站调度程控交换机进行 IP 放号，承载网暂定采用 MSTP。

数据通信网通道

至平方站采用 FE/GE 接口，利用阿尔卡特 SDH 设备承载；

至陈官屯站采用 FE/GE 接口，利用中兴 SDH 设备承载；

调度数据网通道

冀北平面 1-1：建昊土门子站-平方站-天马站-小营站；

冀北平面 1-2：建昊土门子站-平方站-天马站-杜庄站-徐庄站；

秦皇岛平面 2-1：建昊土门子站-平方站-肖营子站；

秦皇岛平面 2-2：建昊土门子站-平方站-天马站-陈官屯站。

保护通道

建昊土门子站—平方站一回 220kV 线路，线路需配置双套不同品牌的纵联差动保护。

线路主保护一：

通道一：利用 OPGW 1 直达光缆分纤组织，2 芯主用；

通道二：利用直达光缆，复用冀北省地一体化阿尔卡特 SDH 通信设备 1*2M。

线路主保护二：

通道一：利用 OPGW 2 直达光缆分纤组织，2 芯主用；

通道二：利用直达光缆，复用冀北省地一体化中兴 SDH 通信设备 1*2M。

升压站电厂调度管理类业务，通过部署互联专用终端，采用电力专线或公用通信网方式接入网厂信息交互平台互联网大区。

5.7 主要设备材料清册

建昊土门子站通信设备配置和投资估算见表 5-1。

表 5-1 建昊土门子站通信设备配置和投资估算表

序号	规格与型号	单位	建昊土门子	平方	小营	陈官屯	单价	小计	总价(万元)
一	系统光纤通信								
1	SDH 2.5Gb/s	套	2				50	2	100
2	L-4.1 光接口板			4			10	4	40
3	IAD 设备	套	2				5	2	10
4	IP 板卡			1	1		5	2	10
5	ODF-24*4 线 (配线柜)	面	1				1	1	1
	ODF-24*4 线 (模块)	个		1			0.5	1	0.5
6	DDF-16*4 系统 (配线柜)	面	1				1	1	1
7	VDF-50 回 (配线柜)	面	1				1	1	1
二	光缆部分								
1	引入光缆	km	1.4	1.4			1	2.8	2.8
2	线路光缆	km					1	61.6	61.6
三	其它通信设备								
1	数据通信网汇聚 层设备 (含交换机)	台	1				25	1	25
2	通用机柜	面	10				1	10	10
3	数据通信网接口			1		1	5	2	10
	合计								272.9

6 附件

企业备案信息

备案编号：青审批投资备（2021）95 号

企业投资项目备案信息

青龙满族自治县建昊光伏科技有限公司关于青龙建昊土门子 215MW 光伏发电项目的备案信息变更如下：

项目名称：青龙建昊土门子 215MW 光伏发电项目。

项目建设单位：青龙满族自治县建昊光伏科技有限公司。

项目建设地点：土门子镇土门子村、水泉村、景杖子村、朱石岭村、黄土坡村、河东村、西蒿村、东蒿村、小岭沟村、朱石岭村、大石岭乡红旗杆村、大巫岚镇千河子村。

主要建设内容及规模：土门子 215MW 光伏项目，总占地占地 4407.82 亩，变电站占地 20 亩，将建设变电站，购置光伏组件。

项目总投资：120000 万元，其中项目资本金为 30000 万元，项目资本金占项目总投资的比例为 25%。

项目信息发生较大变更的，企业应当及时告知备案机关。

青审批投资备（2021）91 号的备案信息无效。

注：项目自备案后 2 年内未开工建设或者未办理任何其他手续的，项目单位如果决定继续实施该项目，应当通过河北省投资项目在线审批监管平台作出说明；如果不再继续实施，应当撤回已备案信息。

青龙满族自治县行政审批局

2021 年 10 月 22 日



固定资产投资项目

2110-130321-89-01-974482