



国网冀北电力有限公司经济技术研究院文件

冀北经研〔2022〕353号

签发人：周 毅

国网冀北电力有限公司经济技术研究院 关于青龙建昊土门子 215 兆瓦光伏发电项目 接入系统设计的初审会议纪要

国网冀北电力有限公司发展策划部：

根据国网冀北电力有限公司关于工程接入系统评审工作计划安排，国网冀北电力有限公司经济技术研究院于 2022 年 8 月 19 日在北京组织召开了青龙建昊土门子 215 兆瓦光伏发电项目接入系统设计报告初审会议，与会代表听取了设计单位对设计报告所做的汇报，并分专业进行了讨论，会后设计单位按照专家意见对设计报告进行了修改和完善，并于 2022 年 9 月 16 日提交了审后修改版报告。现印发初审会议纪要，请各有关单位按照国家相关规定和本次初审会议纪要要求完成各项工作。

附件：青龙建昊土门子 215 兆瓦光伏发电项目接入系统设计
初审会议纪要

国网冀北电力有限公司经济技术研究院

2022 年 9 月 29 日

(联系人：石少伟，联系电话：56585167)

抄送：国网冀北电力有限公司秦皇岛供电公司，青龙满族自治县建昊
光伏科技有限公司，秦皇岛福电电力工程设计有限公司。

国网冀北电力有限公司经济技术研究院综合管理部

2022 年 9 月 29 日印发

附件

青龙建昊土门子 215 兆瓦光伏发电项目接入系统设计初审会议纪要

受国网冀北电力有限公司发展策划部委托，国网冀北电力有限公司经济技术研究院于 2022 年 8 月 19 日在北京组织召开了青龙建昊土门子 215 兆瓦光伏发电项目接入系统设计初审会议。参加会议的有国网冀北电力有限公司发展策划部、调度控制中心、营销部、国网冀北电力有限公司经济技术研究院、国网冀北电力有限公司秦皇岛供电公司、青龙满族自治县建昊光伏科技有限公司和秦皇岛福电电力工程设计有限公司等单位（部门）的代表。与会代表听取了设计单位对设计报告所做的汇报，并分专业进行了讨论，会后设计单位按照专家意见对设计报告进行了修改和完善，并于 2022 年 9 月 15 日提交了审后修改版报告。现出具初审会议纪要：

一、工程概况

青龙建昊土门子 215 兆瓦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，由青龙满族自治县建昊光伏科技有限公司建设。本工程拟安装 540 瓦光伏组件 398138 块，装机容量 215 兆瓦；共建设 50 个 3.15 兆瓦、18 个 2.5 兆瓦、3 个 2 兆瓦、2 个 1.6 兆瓦、2 个 1.25 兆瓦、1 个 0.8 兆瓦光伏发电单元，配套建设 779 台 225 千瓦组串式逆变器。本工程配套建设 33 兆瓦/66 兆瓦时储能单元，本期一次建成

投产。本项目已列入《河北省发展和改革委员会关于下达河北省 2021 年风电、光伏发电保障性并网项目计划的通知》（冀发改能源〔2021〕1278 号），计划 2022 年投产。

二、电网现状

秦皇岛电网位于冀北电网的东北部，高天三线是东北电网电力外送华北电网的重要通道。秦皇岛地区有天马、昌黎两座 500 千伏变电站，经天乐双、黎亭双与唐山电网联接。目前，秦皇岛电网与唐山电网已分区运行，姚官双回线、武溯双回线与唐山电网断开备用。秦皇岛地区电网主网架形成双环网运行。

截止到 2021 年底，秦皇岛地区 500 千伏变电站 2 座，变电容量 390 万千伏安；220 千伏变电站 17 座，变电容量 660 万千伏安。2021 年底，秦皇岛电网最大负荷 301 万千瓦，同比增长 13.05%；全社会用电量 182 亿千瓦时，同比增长 20.95%。

三、工程建设必要性

大力开发可再生能源是我国国民经济可持续发展的需要。秦皇岛地区光能资源比较丰富，适合建设光伏电站开发利用太阳能。本光伏发电项目建设能充分利用当地的太阳能资源、土地资源，对于缓解气候变化、减少温室气体排放有促进作用，并且能在一定程度上促进当地经济发展和就业，具有较好的经济效益、环境效益和社会效益。

四、电力消纳市场情况

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电网的消纳能力，随着本工程的建设及秦皇岛地区其他风电、光伏项目的陆续投产，将增加秦皇岛地区新能源消纳的难度。本工程投产后将面临因消纳和外送困难而造成的弃光问题。

五、电力系统一次

（一）工程近区电网情况

平方 220 千伏变电站现有 2 台 120 兆伏安主变和 1 台 180 兆伏安主变，电压等级 220/110/10 千伏，220 千伏采用双母线接线，220 千伏出线 6 回，已无空余间隔。平方 220 千伏变电站具备 220 千伏间隔扩建条件，能够满足本项目接入需求。

（二）接入系统方案

根据地区发展规划和工程近区电网情况，经评审，同意设计单位推荐的接入系统方案：青龙建昊土门子215兆瓦光伏发电项目接入平方220千伏变电站并网运行，具体方案如下：

本工程新建土门子升压站1座，新建1台240兆伏安主变，电压等级220/35千伏。本工程215兆瓦光伏发电项目通过6回35千伏集电线接入土门子升压站主变低压侧，10个储能单元通过1回35千伏集电线路接入土门子升压站主变低压侧，升压后通过新建土门子升压站~平方220千伏变电站1回220千伏线路并网运行。本工程新建线路长度约28千米，导线型号不低于2×JL/G1A-300。接入系统示意图见附图。

六、系统对有关电气参数的要求

（一）电气主接线

土门子升压站 220 千伏电气主接线采用单母线接线；35 千伏电气主接线采用多段单母线接线。

（二）短路电流水平

本期土门子升压站新建的 220 千伏、35 千伏相关设备短路电流水平分别按不低于 50 千安、31.5 千安设计。

七、系统对光伏电站其他要求

（一）光伏电站应具备有功功率连续平滑调节能力，具体与《光伏电站接入电力系统技术规定》（GB/T19964-2012）要求一致。

（二）按照《光伏电站接入电力系统技术规定》（GB/T19964-2012）、《光伏电站功率预测系统技术要求》（NB/T32011-2013）、《华北区域并网发电厂“两个细则”（2019 年修订版）》（华北监能市场〔2019〕254 号），光伏电站应具备短期（次日 0 时至未来 168 小时）、超短期（自上报时刻起未来 15 分钟至 4 小时）光伏发电功率预测预报功能，具备辐照度等气象数据监测功能。

（三）光伏电站应具备无功功率调节及电压控制能力。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。光伏电站无功容量配置按照《光伏电站接入电力系统技术规定》（GB/T19964-2012）要求。经计算，本期需在土门子升压站主变低压侧配置不低于 -9 兆乏（感性）~46 兆乏（容性）的

动态可连续调节无功补偿装置，且动态调节的响应时间不大于30毫秒，该动态无功补偿装置的适应性应与《光伏电站接入电网技术规定》（Q/GDW1617-2015）要求一致，并为终期工程预留无功补偿装置位置。

（四）光伏电站应具备一定的低电压、高电压穿越能力，具体与《光伏电站接入电网技术规定》（Q/GDW1617-2015）要求一致。

（五）光伏电站并网点电压在标称电压的90%~110%之间时，光伏电站应能正常运行；光伏电站并网点的谐波值、三相电压不平衡度和间谐波值等电能质量指标满足国家标准要求时，光伏电站应能正常运行。

（六）光伏电站应在不同系统频率范围内按规定运行，具体与《光伏电站接入电力系统技术规定》（GB/T19964-2012）要求一致。

（七）光伏电站应按照《光伏电站接入电力系统技术规定》（GB/19964-2012）要求，在并网前3个月向调控机构提供可用于电力系统电磁暂态和机电暂态仿真计算的光伏发电单元、光伏电站汇集线路、光伏电站控制系统模型及参数。

（八）光伏电站应具备一次调频能力，具体与《电力系统网源协调技术规定》（DL/T1970-2018）要求一致。

（九）光伏电站无功补偿设备的低电压、高电压穿越能力应不低于光伏逆变器的穿越能力，支撑光伏逆变器满足低电压、高电压穿越要求，具体与《国家电网有限公司十八

项电网反事故措施》（国家电网设备〔2018〕979号）要求一致。

（十）光伏电站应按照《电力系统网源协调技术规范》（DL/T1870-2018）要求，在场站投运前开展次/超同步振荡风险研究，并向电网调度机构提交研究报告。若存在次/超同步振荡风险，应采取有效抑制措施，并加装次/超同步振荡监测及保护装置。

（十一）光伏电站的短路比应达到合理的水平，具体与《电力系统安全稳定导则》（GB 38755-2019）及其释义和《电力系统安全稳定计算规范》（GB/T 40581-2021）要求一致。

（十二）电化学储能应具备有功功率、无功功率控制能力，具体与《电化学储能系统接入电网技术规定》（GB/T36547-2018）要求保持一致。

（十三）电化学储能应在不同系统频率范围内按规定运行，具体与《电化学储能系统接入电网技术规定》（GB/T36547-2018）要求一致。

（十四）电化学储能应具备一定的低电压、高电压穿越能力，具体与《电化学储能系统接入电网技术规定》（GB/T36547-2018）要求一致。

（十五）本电站电能质量应满足国家标准，是否装设电能质量治理设备在专题研究中确定。

八、电力系统二次

（一）继电保护和安全自动装置

1.土门子升压站至平方 220 千伏变电站 1 回 220 千伏线路两侧各配置 2 套光纤电流纵联差动保护。

2.土门子升压站 35 千伏集电线路应配置微机线路保护，满足单相接地故障快速跳闸要求。

3.土门子升压站 35 千伏母线按母线段配置母差保护。

4.土门子升压站 220 千伏母线配置 2 套母差保护。

5.土门子升压站配置 1 套独立的防孤岛保护装置。

6.土门子升压站配置 1 套满足电力监控系统安全防护要求的故障录波装置及 1 套保护及故障信息管理子站。

7.土门子升压站预留安稳装置费用。

8.平方 220 千伏变电站本期扩建间隔二次回路接入站内原有 220 千伏母差保护、故障录波装置、保护及故障信息管理子站。

(二) 调度自动化

1.土门子升压站远动信息分别传送至冀北电力调控中心、秦皇岛地调、冀北备调、秦皇岛备调以及冀北调度测试系统。

2.土门子升压站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电压互感器绕组准确度等级宜为 0.2 级、电流互感器绕组准确度等级宜为 0.2S 级。

3.土门子升压站配置 1 套有功功率控制系统和 1 套无功电压控制系统,满足调度端频率和电压调节要求。

4.土门子升压站配置 1 套光伏功率预测系统,具备中期、短期、超短期光功率预测功能,信息传送至调度主站。

5.土门子升压站、平方 220 千伏变电站各配置 1 套同步相量测量系统(双数据集中器),信息采集满足调度相关要求,并通过调度数据网络上传至调度主站。

6.土门子升压站、平方 220 千伏变电站各配置 1 套电能质量在线监测装置。

7.土门子升压站配置 2 套调度数据网接入设备,各系统之间应满足“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的原则,并根据电力监控系统安全防护要求配置相应的安全防护设备,各系统采用自主可控的设备、操作系统及数据库,并按照《关于下发冀北地区新能源场站电力监控系统安全防护基本要求(2020 年 3 月版)的通知》(冀调传〔2020〕9 号)要求执行。

9.土门子升压站至平方 220 千伏变电站 1 回 220 千伏线路平方站侧为关口计量点,线路两侧均按 1+1 原则配置 0.2S 级电能表;土门子升压站主变高压侧、35 千伏集电线入口侧按 1+0 原则配置 0.2S 级电能表;所配置的电流、电压互感器应有计量专用二次绕组,电流互感器等级为 0.2S 级,电压互感器等级为 0.2 级;土门子升压站配置 2 套电能量远方终端,信息通过调度数据网传送至调度主站。

10.土门子升压站配置 1 套公用的时钟同步系统,时钟

源按北斗二代、GPS 冗余配置，时钟监测信息应能上传调度主站，满足《国调中心关于强化电力系统时间同步监测管理工作的通知》(调自〔2014〕53号)功能要求。

11.土门子升压站调度自动化相关设备应配置双电源模块并由2套独立电源供电，同时满足“四统一”要求，具备接入网络安全监测装置能力。

12.对平方220千伏变电站计算机监控、电能计量等系统进行扩容，以满足本期接入要求。

(三) 系统通信

1.随土门子升压站至平方220千伏变电站220千伏线路组织2根24芯OPGW光缆，线路路径长度 2×28 千米。

2.冀北省内传输网开通土门子升压站至平方220千伏变电站独立双622M(1+1)光通道，升压站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、中兴-华为子平面。

3.土门子升压站2套IAD设备，由小营、平方220千伏变电站调度交换机放IP电话号，组织冀北省调、秦皇岛地调的主、备调度电话通道。

4.土门子升压站1套数据通信网接入层设备，由平方、陈官屯220千伏变电站经安全装置双方向接入秦皇岛接入网，工程后续阶段根据电能质量无线通道方案推进情况调整。

5.土门子升压站电厂互联网专用终端通过电力专线或公用通信网方式接入互联网大区网厂信息交互平台。

6.土门子升压站通信设备供电电源及通信机房环境由场内设计考虑，需满足两路独立电源供电，建议采用一体化电源。

九、其他事项

1.如本项目涉及用电需求新增或变更，需在供电公司同步办理业扩报装手续。

2.考虑部分技术规定正在修编，新的要求在技术规定发布实施后另行通知。

附图

青龙建昊土门子 215 兆瓦光伏发电项目接入 系统设计方案示意图



