



电力工程设计乙级：A244013904
工咨乙：18ZYY18

110kV 源头送变电工程

可行性研究报告

X2019038K-A01

广东中网电力有限公司
2021 年 6 月 广州



营业执照

(副本)

编号 S0612015059250 (3-1)

统一社会信用代码 91440106693580756E

名称 广东中网电力有限公司
类型 有限责任公司(自然人投资或控股)
住所 广州市天河区元岗横路16号A座301-306房
法定代表人 敬伟
注册资本 伍仟捌佰万元整
成立日期 2009年08月27日
营业期限 2009年08月27日至 长期
经营范围 电力、热力生产和供应业(具体经营项目请登录广州市商事主体信息公示平台查询。依法须经批准的项目,经相关部门批准后方可开展经营活动。)



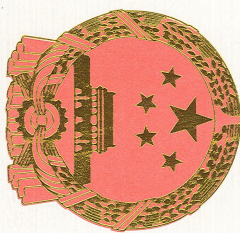
登记机关



2018年 06月 14日

企业信用信息公示系统网址: <http://cri.gz.gov.cn>

中华人民共和国国家工商行政管理总局监制



工 程 设 计 资 质 证 书

证书编号: A244013904

有效期: 至2023年09月12日

中华人民共和国住房和城乡建设部制

企业名称: 广东中网电力有限公司

经济性质: 有限责任公司(自然人投资或控股)

资质等级: 电力行业(新能源发电、变电工程、送电工程)专业乙级。
可从事资质证书许可范围内相应的建设工程总承包业务以及项目管理和相关的技术与管理服务。*****

发证机关:

2018 年 09 月 12 日

No.AZ 0144555

工程咨询单位乙级资信证书

资信类别： 专业资信

单位名称： 广东中网电力有限公司

住 所： 广州市天河区元岗横路16号A座301-306房

统一社会信用代码： 91440106693580756E

法定代表人： 敬伟

技术负责人： 孙超

证书编号： 91440106693580756E-18ZYY18 有效期至： 2021年09月24日

业 务： 电力（含火电、水电、核电、新能源）



发证单位：



广东省工程咨询协会

2018年09月25日

广东省发展和改革委员会监制

批 准：玉仁健

审 核：江德坤

校 核：覃郁培

编 写：石 宇 杨道国 关华昌
刘元旦 黄明国 蓝永倬

目 录

1 概述	1
1.1 工程设计主要依据	1
1.2 站址及现场勘查情况	2
1.3 设计水平年	5
1.4 设计范围	5
1.5 工程概况	5
1.6 主要采用设计原则	7
1.7 本项目与规划关系	10
2 电力系统一次部分	10
2.1 钟山县简况	10
2.2 电力系统现状	12
2.3 钟山县电力需求预测及电力电量平衡	18
2.4 110kV 源头站供电片区电力需求预测及电力电量平衡	32
2.5 工程建设的必要性、建设时机以及项目在电力系统中的作用 ..	35
2.6 变电站系统选址范围及推荐	37
2.7 接入系统方案	38
2.8 潮流计算	44
2.9 方案技术经济比较及推荐意见	54
2.10 建设规模	56
2.11 系统对变电站电气主接线及有关设备参数的要求	58
2.12 导线截面选择及校验	60
2.13 变电站间隔工程	61
3 电力系统二次及通信	61
3.1 概述	61
3.2 系统继电保护	62
3.3 安全自动装置	63
3.4 调度自动化	64
3.5 系统通信	69

4 变电站工程设想	75
4.1 电气一次部分	75
4.2 电气二次部分	86
4.3 变电站站址及工程设想	100
4.4 土建部分（推荐站址）	109
4.5 对侧间隔工程	124
4.6 施工电源及外来电源	124
4.7 转供电方案	125
5 架空线路路径选择及工程设想	125
5.1 工程概况	125
5.2 不同站址方案对应线路方案技术经济比较分析及结论	126
5.3 线路路径方案	129
5.4 气象条件选择	140
5.5 导线、地线选型及其防振措施	144
5.6 杆塔规划及类型选择	156
5.7 基础地质情况	159
6 环境保护	161
6.1 变电站环境影响及污染防治措施	161
6.2 送电线路环境影响及污染防治措施	163
7 节能降耗分析	167
7.1 节能概述	167
7.2 系统节能设计分析	168
7.3 变电站节能措施	169
7.4 送电线路节能分析	173
7.5 绿色 3C 电网建设指南执行情况	175
7.6 “四节一环保”措施分析	202
8 抗灾能力分析	204
8.1 变电站抗灾能力分析	204

8.2 送电线路抗灾减灾设计分析	206
9 工程投资估算	208
9.1 编制依据及取费标准	208
9.2 工程量	208
9.3 定额	208
9.4 费用标准	208
9.5 社会保障费	208
9.6 住房公积金	208
9.7 定额人材机调整	209
9.8 项目前期工作费	209
9.9 勘察设计费	209
9.10 价差预备费	209
9.11 建设期贷款利息	209
9.12 设备及材料价格	209
9.13 工程主要经济指标	210
10 停电施工风险评估及方案	210
10.1 变电站部分	210
10.2 线路部分	210
11 四新一精	215
11.1 新技术、新设备、新材料、设计新手段	215
11.2 精益化设计	215
12 标准设计与典型造价应用差异指标分析	216
12.1 观岭~源头 110kV 线路工程	216
13 结论及建议	221

110kV 源头送变电工程

可行性研究报告

卷册目录

110kV 源头送变电工程可行性研究报告卷册目录		
册 名		编 号
第一册	110kV 源头送变电工程可行性研究总报告	A01
第二册	报告附图	A02
第三册	设备材料清册	A03
第四册	估算书	A04

1 概述

1.1 工程设计主要依据

- (1) 本工程中标通知书;
- (2) 《中国南方电网有限责任公司 110kV 及以下配电网规划技术指导原则》
- (3) 贺州市钟山县新一轮农村电网改造升级“十四五”规划报告
- (4) 《中国南方电网公司标准设计和典型造价 V2.1》
- (5) 《110kV~750kV 架空输电线路设计规范》GB 50545-2010
- (6) 《架空送电线路杆塔结构设计技术规定》DL/T5154-2012
- (7) 《中国南方电网有限责任公司 35~110kV 配电网项目可行性研究内容深度规定》(Q/CSG115003-2011)
- (8) 南方电网公司反事故措施(2018 年版)
- (9) 《电力系统同步数字系列(SDH)光缆通信工程设计技术规定》DL/T 5404-2007
- (10) 《电力系统通信设计技术规定》DL/T 5391-2007
- (11) 《电力工程电缆设计规范》(GB 50217-2018);
- (12) 《城市电力电缆线路设计技术规定》(DL/T 5221-2005);
- (13) 《电缆载流量计算》(JB/T10181.1~10181.6-2000);
- (14) 《高压电缆选用导则》(DL/T 401-2002);
- (15) 《交流电气装置过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T50064-2014;
- (16) 《高压架空线路和发电厂、变电所环境污区分级及外绝缘选择标准》(GB/T16434-1996);
- (17) 《南方电网污区分布图-2018》;

- (18) 《电信线路遭受强电线路危险影响的容许值》(GB 6830-86)；
- (19) 《输电线路对电信线路危险和干扰影响及验收规范》(DL/T 5033-2006)；
- (20) 《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》(GB 50168-2006)；
- (21) 《电缆防火措施设计和施工验收标准》(DLGJ 154-2000)；
- (22) 《架空输电线路基础设计技术规程》(DL/T 5219-2014)；
- (23) 《钢结构设计规范》(GB 50017-2017)；
- (24) 《建筑结构荷载规范》(GB 50009-2012)；
- (25) 《电力设施抗震设计规范》(GB 50260-2013)；
- (26) 《建筑地基基础设计规范》(GB50007—2011)；
- (27) 《混凝土结构设计规范》(GB50010—2010)。
- (28) 南方电网 35kV~500kV 变电站装备技术导则(变电一次分册)(QCSG 1107001-2018 版)；
- (29) 35kV ~ 500kV 交流输电线路装备技术导则 (QCSG 1107003-2019 版)。
- (30) 国家和电力行业相关的技术标准规程、规范。
- (31) 贺州市十四五电网规划。

1.2 站址及现场勘查情况

110kV 源头送变电工程为贺州市十四五电网规划项目，为了满足钟山县新电力辖区负荷增长需求，满足南部区域线路N-1 供电需求，为南部 35kV 变电站提供可靠的电源支撑点，优化钟山县 110kV 网架结构以及提高供电可靠性，建设 110kV 源头送变电工程是必要的。

根据广西电网公司的设计任务通知，我公司组织力量对 110kV 源头送变电工程进行了选址。设计组多次赴贺州市钟山县进行调研、收

集资料，汇同新电力集团钟山县公司及贺州供电局工作人员、进行现场踏勘工作。

拟建 110kV 源头变电站供电范围主要为石龙镇及周边区域，选址人员会同县供电公司参照《变电所所址选择与总布置》进行现场踏勘，在钟山县石龙镇及凤翔镇进行选址，踏勘了多个位置。

由于钟山县南部区域农保地分布范围广泛且非常密集，站址选择非常困难，设计单位和新电力集团钟山县公司以及贺州供电局相关人员多次到现场实勘，大多数站址位于农保地范围内，设计单位和新电力集团钟山县公司以及贺州供电局商议后最终选择了站址一、站址二为变电站的站址方案。

110kV 源头站站址一位于石龙镇北面约 1.65km 处, 北距岭脚洞村 0.75km，西南距 35kV 石龙变电站约 1.3km。站址东侧约 24m 为乡道，进站道路可以直接从乡道接引，交通较为便利。该地块用地性质为建设用地，目前为木材加工厂租用的生产用地。



站址一地形地貌图（主推站址）

110kV 源头站站址二位于石龙镇东北面约 2.7km 处, 南距十二洞村 0.7km, 站址西侧约 40m 为乡道, 进站道路可以直接从乡道接引, 交通较为便利。该地块不是基本农田, 目前为桉树、果树及荒地。



站址二地形地貌图（备选站址）

1.3 设计水平年

本工程设计基准年为 2020 年，设计水平年为 2023 年，远景年为 2025 年，展望至 2030 年。

1.4 设计范围

本报告的设计范围包括：工程建设必要性论证、接入系统方案、建设规模、继电保护、自动化及通信方案、变电站站址和线路路径选择、工程设想、投资估算和经济评价等。

1.5 工程概况

110kV 源头送变电工程为新建工程，主要是为满足钟山县南部供电区域负荷快速增长需求，优化电网结构，解决钟山县南部供电区域

35kV 线路供电距离较长和南部区域无 110kV 变电站布点的问题,提高钟山电网供电能力和供电可靠性,工程站址位于钟山县石龙镇,交通及进出线方便。

1.5.1 变电站工程规模

- 1) 主变压器: 终期 $3\times 50\text{MVA}$, 本期 $1\times 50\text{MVA}$ 。
- 2) 电压等级采用三个等级: 110kV、35kV 、10kV。
- 3) 各电压等级出线规模
110kV 出线: 终期 4 回, 本期 1 回, 即观岭~源头 110kV 线路。
35kV 出线: 终期 9 回, 本期 6 回, 其中含 1 回备用(电缆出线)。
10kV 出线: 终期 36 回, 本期 12 回(电缆出线)。
- 4) 无功补偿: 终期 $3\times 2\times 5\text{Mvar}$, 本期装设 $1\times 2\times 5\text{Mvar}$ 。
- 5) 35kV 消弧线圈(具有自动跟踪补偿功能): 终期装设 2 台, 本期装设 1 台 630kVA。
- 6) 站用变: 终期 $2\times 200\text{kVA}$, 本期 $2\times 200\text{kVA}$ 。
- 7) 10kV 中性点接地: 小电阻并消弧线圈接地, 终期装设 2 台, 本期装设 1 台 630kVA。

1.5.2 线路工程规模

110kV 源头送变电工程包含: 观岭~源头 110kV 线路。
观岭~源头 110kV 线路:
新建观岭~源头 110kV 线路, 路径长度约 25.3km, 全线均按架空线路架设, 其中单回路长度约 20.8km, 双回路长度约 4.5km。架空线路导线截面采用 400mm²。

沿 220kV 观岭站~110kV 源头站线路架设 1 根 48 芯光纤复合架空地线(OPGW), 路径长约 25.3km, 站内采用 48 芯导引光缆(GYFTY)。

(2) 拆除改造 35kV 线路工程

本工程 35kV 石龙站原有 35kV 线路需改造接入 110kV 源头站（新建站），改造部分另外立项，不在本工程考虑。

1.5.3 通信工程规模

(1) 沿 220kV 观岭站~110kV 源头站架设 1 根 48 芯光纤复合架空地线(OPGW)，路径长约 25.3km，站内采用 48 芯导引光缆(GYFTY)。

(3) 本工程在源头站配置 1 套 STM-16 光传输设备接入到贺州地区传输 A 网、配置 1 套 STM-4 光传输设备接入到贺州地区传输 B 网。

1.5.4 主要技术经济指标

工程可研投资估算：

本工程动态总投资：7723 万元，静态总投资：7114 万元。

其中变电工程动态投资 4056 万元，线路工程动态投资 2959 万元，

通信工程动态投资 208 万元。

1.6 主要采用设计原则

1.6.1 设计指导原则

(1) 遵守国家的技术、产业政策，执行相关的设计规程和规定，符合国情、技术先进，并合理控制工程造价。

(2) 项目建设以电网规划为指导，且符合钟山电网发展规划，对电力系统进行论证，确定建设规模；对建设方案进行技术经济综合比较，择优确定设计方案。

(3) 贯彻南方电网公司“一体化”管理理念，追求变电站的基本功能和核心功能，以节能和环保为中心，优化设备配置，实现变电站功能的集成整合。

(4)变电站设计方案采用《南方电网变电站标准设计》V2.1，并结合工程实际的具体情况进行适当调整。

(5)线路设计采用中国南方电网公司《110kV~500kV 输电线路杆塔标准设计 V2.0》。

1.6.2 主要技术方案

(1)变电部分

本工程设想电气主接线图、电气总平面布置图方案设计参考《南方电网公司 110kV~500kV 变电站标准设计 V2.1》，整体采用 G1 模块 110kV 变电站第四册 110B-P2b 方案，110kV 配电装置采用 G1 模块 110kV 变电站第四册第一篇 G1-1AIS8 模块，主变及 35kV、10kV 配电装置，配电装置楼采用 G1 模块 110kV 变电站第四册第四篇 G1-3ZBM4 模块。

详见表 1.6-1。

表 1.6-1 110kV 源头变采用标准设计 V2.1 模块一览表

模块类别	模块编号	模块检索条件
G1 层基本模块	110B-G1-1AIS8	110kV 配电装置
	110B-G1-3ZBM4	主变及 35kV、10kV 配电装置，配电装置楼
	110B-G1-4DRQ4	户外电容器组
	110B-G1-0ZYD1	站用电系统
	110B-G1-0TXM1	通信部分
	110B-G1-0EGY4	公用模块

本工程设想方案与标准设计差异如下表 1.6-2 所示：

表 1.6-2

工程设想方案与标设的差异表

110kV 源头送变电工程标准设计和典型造价应用差异表								
序号	模块类别	模块名称及编号		模块应用差异及原因			差异类型	模块应用情况
				变电电气	变电二次	变电土建		
1	G1 层基本模块	110kV 配电装置、主变	110B-P2b	差异： ①典设 110kV 出线：标设终期 4 回，本期 2 回。本工程终期 4 回，本期 1 回。差异原因为根据工程实际需要调整。 ②主变：标设终期 3x40MVA，本期 2x40MVA 回。本工程终期 3x50MVA，本期 1x50MVA。差异原因为根据工程实际需要调整。 ③典设 35kV 出线：终期 6 回，本期 4 回。本工程终期 9 回，本期 6 回。差异原因为根据工程实际需要调整。	差异：配合电气一次相应调整设备配置。差异原因：根据工程实际需要调整。	差异：配合电气一次相应调整土建工程量。差异原因：根据工程实际需要调整。增加 110kV 配电装置区域环形道路，配电楼加长。	电网规划及使用要求	基本应用
		站用电系统	110B-G1-0ZYD1	无差异	无差异			完全应用
		通信部分	110B-G1-0TXM1	无差异	无差异			完全应用
		公用模块	110B-G1-0EGY4	无差异	无差异			完全应用

(2) 线路部分

本工程架空线路拟采用自立式角钢塔设计,本工程气象条件取 23.5m/s 风速, 10mm 覆冰, 对应的南方电网典型设计模块为 1D1W2 及 1D2W2 模块, 共计 11 种塔型, 穿越 220kV 及以上线路时, 采用导线水平排列的 BJ3 非标塔, 工程使用杆塔总数量 92 基。其中, 非标塔使用数量 5 基。标准设计铁塔数量利用率为 94%。

1.7 本项目与规划关系

本工程已列入《贺州市“十四五”配电网规划报告》项目, 规划首期建设 1 台 50MVA 主变, 110kV 接入系统方案为: 首期源头站通过新建观岭~源头 1 回 110kV 线路接入系统, 计划投产时间 2022 年。

本工程接入系统方案、主变规模与规划一致, 投产时间根据项目实际情况调整为 2023 年。

经贺州供电局征求广西电力调度控制中心(以下简称广西中调)同意, 本变电站正式命名为 110kV 源头变电站(以下简称源头站)。

2 电力系统一次部分

2.1 钟山县简况

【地理位置、土地面积、行政区域】钟山县位于中国广西壮族自治区贺州市, 位于广西东北部。东邻贺州市平桂管理区, 西与平乐县、恭城瑶族自治县交界, 北与富川瑶族自治县及湖南省江华瑶族自治县相连。钟山县东邻贺州市, 南接昭平县, 西接平乐、恭城两县、北靠富川县。现辖钟山镇、凤翔镇、公安镇、红花镇、回龙镇、两安瑶族乡、清塘镇、石龙镇、同古镇、望高镇、羊头镇、燕塘镇 12 个乡镇,

全县总面积 1862km²。2019 年钟山县常住人口 46.08 万人，常住人口密度 247.48 人/km²。

钟山县距贺州市区 128 公里、距首府南宁 525 公里，距梧州市 209 公里、桂林市 178 公里。地处萌渚岭、都庞岭余脉西南，富江下游流域，是联结广西东北部与湘、粤两省及我国西南诸省区的重要节点，其所属的贺州市是自治区确定的东部扩大开放的战略通道之一。

【交通条件】国道 323 线、桂梧高速公路、贵广铁路、永贺高速公路横贯县境，是西南地区东进粤港澳最便捷的出海通道，水路交通便利，桂江自北向南纵贯全境，桂江上连漓江、下接西江，建有钟山、马江等港口。全境均在北回归线以北，自古有“两粤要冲，三湘入桂门户”之称。随着交通基础设施日益完善，钟山县已融入贺州市“五高三铁两江一机场”交通网络、即“五高”：桂梧、永贺、广贺、贺巴、贺韶 5 条高速公路；“三铁”：贵广、洛湛、柳韶三条铁路；“两江”：贺江和桂江；“一机场”：拟选址在钟山回龙的贺州机场。钟山由此拥有由机场、铁路、高速路、国道组成的南北东西贯通、水陆空立体化的交通网络，成为湘桂及西南诸省通往粤港澳多条经济大动脉上的交汇点和桂东交通枢纽之一，全面融入广西北部湾 3 小时经济圈和珠三角地区 2 小时经济圈。钟山将迎来其有史以来最大的发展机遇。

【气候特点】钟山县属亚热带季风气候，气候温和，雨量充沛，为广西多雨、暴雨中心地带之一。年平均日照 1628.8 小时，平均气温 19.6℃，无霜期平均在 310 天以上。丰富的光热、充沛的雨量和温和的气候，为发展农业经济提供了良好的条件。

【资源特色】县内矿产资源丰富，已探明有大理石、花岗岩、锡、钨、煤等 20 多种资源，其中大理石储量 14.1 亿吨，花岗岩储量 31.2

亿吨，砂锡矿储量 8 万吨，煤储量 1916 万吨，县内有一个自治区级 A 类产业园区一个。其次，森林资源也比较丰富，拥有森林面积 9.68 万公顷，林木蓄积量 250 万吨，森林覆盖率为 52%。

【国民经济】2020 年全县地区生产总值 122.6 亿元，同比增长 7%；规模以上工业总产值增长 8.9%，规模以上工业增加值增长 13.6%；固定资产投资增长 14.2%；财政收入 7.15 亿元，增长 15.4%；城镇居民人均可支配收入 32601 元，增长 2.7%；农村居民人均可支配收入 13403 元，增长 9.2%。

2015-2020 年，钟山县经济保持持续快速发展，三次产业结构由 2016 年 19.0:42.1:38.9 调整为 2020 年 16.3 : 32.2 : 51.5。全县地区生产总值从 89.1 亿元增加到 122.6 亿元，年均增长 7.9%，产业结构得到了进一步优化。

《钟山县国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要（草案）》，“十四五”时期钟山县地区生产总值、财政收入年均增长高于全市水平，固定资产投资年均增长 10%以上，规模以上工业总产值年均增长 8%，规模以上工业增加值年均增长 10%。

2.2 电力系统现状

2.2.1 钟山县电网现状

截止 2020 年底，钟山县最高电压等级为 110kV，钟山县新电力辖区通过新元～望高、新元～城北共两回 110kV 线路与广西主网相连；通过牛庙～源头 35kV 线路与平乐县电网相连；通过城北 T 接江口～西湾 110kV 线路与桂东电力供电区域电网相连。

截止 2020 年底，新电力集团钟山县公司共管辖 110kV 变电站 3 座（钟山县 2 座，平桂区 1 座），主变 5 台，容量 191.5MVA，110kV

线路 6 条，长度 45 公里；共有 35kV 变电站 14 座，主变 24 台，容量 182.55 MVA，35kV 线路 30 条，长度 326 公里；10kV 线路 105 条，长度 1511 公里。变电站具体情况如下表所示：

钟山县 35kV 及以上变电站基本情况

序号	变电站名称	所属县	电压等级	已建规模（MVA）		2019 最大负荷(MW)	负载率（%）	2020 最大负荷(MW)	负载率（%）
				容量（MVA）	构成（MVA）				
1	新元站	平桂区	220kV	300	2×150	226	75.3%		
2	钟山站	钟山县	110kV	81.5	31.5+50	90	110.4%	94.3	115.7%
3	望高站	平桂区	110kV	60	20+40	41	68.3%	45.7	76.2%
4	城北站	钟山县	110kV	50	50	39	78.0%	50	100.0%
5	回龙站	钟山县	35kV	26.3	6.3+20	9.8	37.3%	10.2	38.8%
6	同古站	钟山县	35kV	10	10	3.4	34.0%	5.5	55.0%
7	石龙站	钟山县	35kV	9.45	3.15+6.3	6.1	64.6%	8.7	92.1%
8	凤翔站	钟山县	35kV	6.3	6.3	7.4	117.5%	7.5	119.0%
9	莲花站	钟山县	35kV	9.45	3.15+6.3	3.1	32.8%	6.1	64.6%
10	红花站	钟山县	35kV	6.3	6.3	5.8	92.1%	5.1	81.0%
11	牛庙站	钟山县	35kV	12.6	6.3+6.3	8.3	65.9%	12	95.2%
12	燕塘站	钟山县	35kV	12.6	6.3+6.3	14.5	115.1%	14.1	111.9%
13	清塘站	钟山县	35kV	9.45	3.15+6.3	8.8	93.1%	11.1	117.5%
14	清池站	钟山县	35kV	2.5	2.5	3.1	124.0%	3.2	128.0%
15	羊头站	钟山县	35kV	9.45	3.15+6.3	6.9	73.0%	9.8	103.7%
16	公安站	钟山县	35kV	8.15	3.15+5	6.5	79.8%	10.6	130.1%
17	新联站	钟山县	35kV	30	10+20	14.8	49.3%	18.7	62.3%
18	钟山二站	钟山县	35kV	30	10+20	13.7	45.7%	16.7	55.7%

至 2020 年底，钟山县新电力辖区 110kV 及以下电压等级接入电网的电源装机总容量 131.8MW。按电源性质划分水电装机 32.8MW（均为 35kV 及以下接入），风电机组 99MW（均为 110kV 电压接入）。

钟山县新电力辖区 2020 年全社会用电量 770.6GWh，同比增长 9.3%，全社会最大负荷 203.6MW。

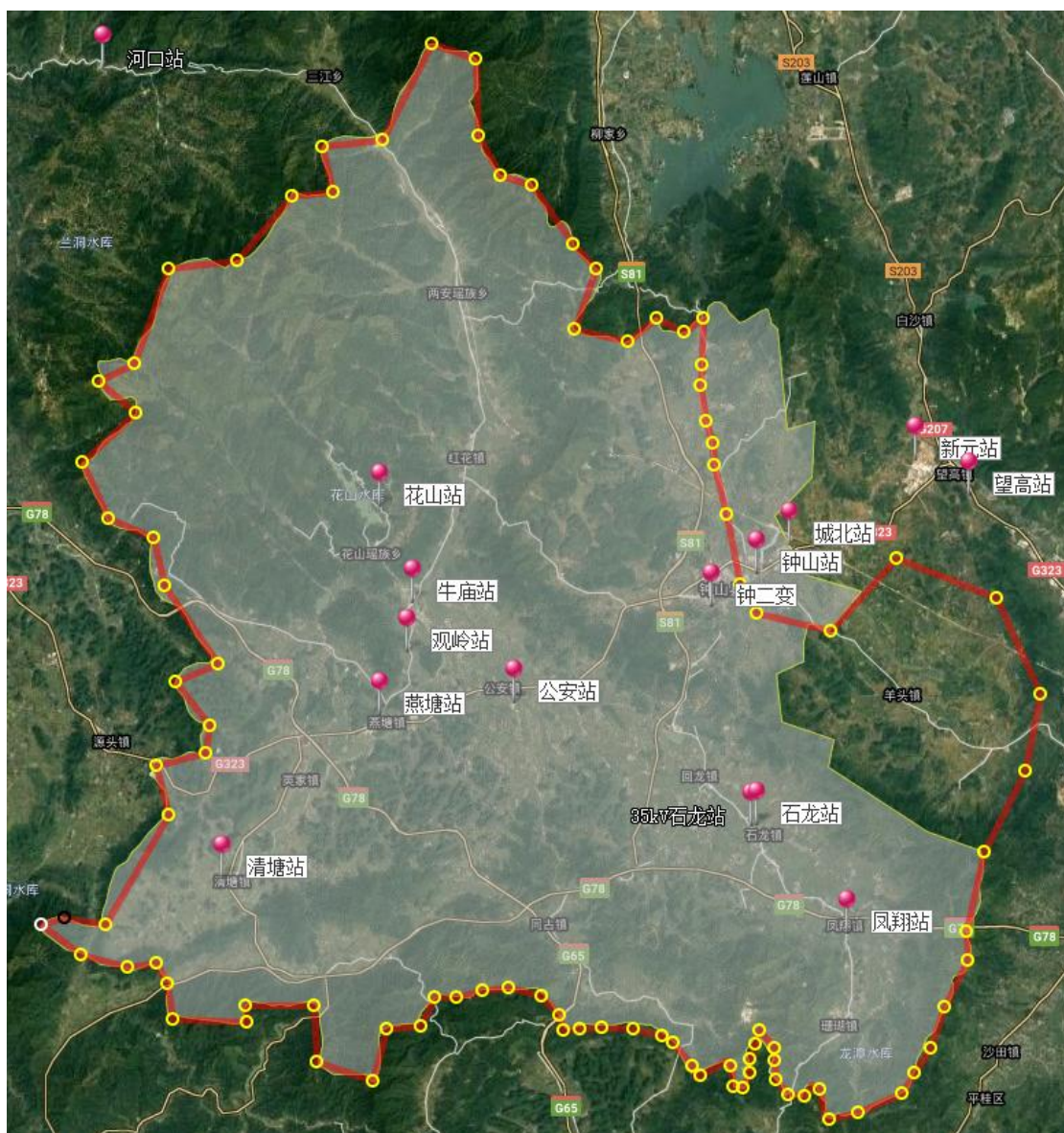
2.2.2 110kV 变电站供电现状

目前新电力集团钟山县公司共管辖 110kV 变电站 3 座。

110kV 望高变电站位于贺州市平桂区，主要供电范围是望高镇及附近旺高工业园。所供 35kV 变电站 1 座（即 35kV 新联站）。主变规模 2 台，现状主变规模（20+40）MVA，2019 年、2020 年最大负荷分别为 41MW、45.7MW，负载率分别为 68.3%、76.2%。110kV 终期 4 回，已建成出线 2 回；35kV 出线终期 7 回，已建成 3 回。

110kV 城北变电站主要供电范围是城北工业园及望高镇西部。所供 35kV 变电站 1 座（即 35kV 清池站）。主变规模 2 台，现状 1×50MVA，2019 年、2020 年最大负荷分别为 39MW、50MW，负载率分别为 78%、100%。主变满载运行。110kV 终期 4 回，已出线 2 回；35kV 出线终期 8 回，已出线 5 回。

110kV 钟山变电站主要供电范围是钟山县城大部分区域，含钟山工业园部分大用户、钟山县大部分乡镇，平桂区羊头站。所供 35kV 变电站 12 座（即 35kV 回龙站、同古站、石龙站、凤翔站、莲花站、红花站、牛庙站、燕塘站、清塘站、羊头站、公安站、钟山二站），主变终期规模 2 台，现状主变规模（31.5+50）MVA，2019 年、2020 年最大负荷分别为 90MW、94.3MW，负载率分别为 100.4%、115.7%。主变已过载运行。110kV 终期 3 回，已出线 2 回；35kV 出线终期 13 回，已出线 11 回；10kV 终期出线 12 回，已出线 11 回。110kV 钟山变电站现状供电范围如下图所示。



110kV 钟山变电站供电范围（为红色线条范围，灰底色为钟山县域）

2.2.3 钟山县现有项目建设情况说明

钟山县相关目前已取得可研批复或已进入实施阶段的项目具体入下表所示：

序号	项 目 名 称	项目建设内容	项目状态	建成后解决问题
1	220kV 观岭送变电工程	新建 220kV 变电站 1 座，电压等级 220/110/35kV，主变 1×150MVA	施工图阶段，预计 2022 年投产	解决钟山县无 220kV 变电站问题，分担 220kV 新元站供电压力，为钟山县西部网架优化提供电源点，分担钟山站负荷。
2	110kV 城北扩	新增 63MVA 主变 1 台及三侧间	可研已批复，已下	解决城北站满载问题

	建工程	隔, 新增 110kV 分段间隔, 110kV 单母线改为单母线分段。	投资, 预计 2021 年投产	
3	110kV 钟山站增容改造工程	将 1 台 31.5 主变更换为 63MVA 主变, 新增 110kV 分段间隔, II 段母线 PT 间隔, 将 110kV 单母线改为单母线分段。	可研已批复, 已下投资, 预计 2021 年投产	解决钟山站过载问题
4	110kV 望高站增容改造工程	将 1 台 20 主变更换为 63MVA 主变,	可研已批复, 预计 2022 年投产	解决中资等大用户接入需求
5	220kV 观岭 110kV 配套送出线路工程	按双回同杆架设, 目前先出一回观岭~钟山 110kV 线路, 长 22km	可研已批复, 已下投资, 预计 2021 年投产	解决新元~城北 110kV 线路过载问题
6	新元~望高 110kV 线路新建工程	规划新建一回新元~望高 110kV 线路, 长度为 4.4km。	可研批复, 未下投资计划, 预计 2022 年投产	解决新元~望高 110kV 线路过载问题
7	观岭~燕塘 35kV 线路新建工程	建设观岭~燕塘 35kV 线路	可研已批复, 已下投资计划, 预计 2022 年投产	解决燕塘站远距离供电问题
8	观岭~清塘 35kV 线路新建工程	新建 35kV 线路 11km, 观岭~清塘段线路挂利用观岭~燕塘双回线预留挂线, 新增清塘侧间隔 1 个	可研已批复, 未下投资计划,	计划 2021 年建成投运

2.2.4 存在的主要问题

1) 110kV 变电站及线路过载, 无法满足供电需求

钟山、城北 110kV 变电站存在重过载情况, 新元~望高、新元~城北 110kV 线路存在过载情况, 上述问题待目前已可研批复或实施阶段的项目投产后, 钟山县目前 110kV 变电站及线路的重过载问题将基本得到缓解。但按照目前负荷水平, 扩建后也仅能满足现有负荷供电需求, 随着负荷增长, 仍需新增 110kV 及以上变电容量。

2) 变电站布点不均, 钟山南部片区网络结构薄弱, 缺少 110kV 及以上电源支撑点

钟山县域辽阔, 变电站布点不均。县城位于县域中东部边缘区域, 现有 2 座 110kV 变电站均集中布置在县城区内, 随着 220kV 观岭站建成可作为北部、西部电源支撑点, 但南部区域仍缺少 110kV 及以上电源支撑点, 加之钟山县东部与贺州市区平桂区紧邻, 乡镇众多, 发展

位置优越，依靠钟山站远距离供电可靠性较差，且供电损耗大。

南部区域目前 35kV 同古站、凤翔变电站均为单电源供电。供电距离均在 30km 以上。随着规划钟山县最南部珊瑚镇 35kV 珊瑚站建成，供电距离还需增加，另外若不考虑建设 110kV 源头站，南部区域缺少电源接入点，周边变电站无法满足 35kV 珊瑚站等 3 座变电站双电源接入需求，供电可靠性较差。

南部区域 4 座变电站 35kV 凤翔变电站（6.3MVA）、石龙（3.15+6.3MVA）、回龙（20+6.3MVA）、羊头（3.15+6.3MVA），总变电容量 51.5MVA，2020 年最大负荷约为 40MW，共通过 2 回截面 185mm²、1 回 240mm² 架空导线供电，一旦 240mm² 导线检修或故障，剩余两回线路将重载运行。加之石龙站、羊头站及凤翔站目前均为重过载变电站，随着规划对羊头站增容 10MVA、凤翔 8MVA 及珊瑚站新建 2×10MVA。现有线路很快将无法满足负荷增长需求。

3）钟山站无法满足主变 N-1 需求

目前钟山县全县大部分区域均通过 110kV 钟山站供电，一旦主变 N-1，将会造成大范围停电。观岭站建成后转移了西、北部地区负荷，中部区域县城及南部区域仍需钟山站供电。随着县城负荷增长且要求可靠性较高，逐渐无法兼顾南部负荷。南部区域 4 座变电站 2020 年最大负荷约为 40MW，随着负荷增长羊头站、凤翔增容及珊瑚站新建，即使考虑二变站 16.7MW 负荷由城北站供电，仅对羊头（2020 年负荷 9.8MW，2021 年 35kV 羊头站计划接入农场大用户负荷 6MW）及钟山 10kV 出线（2020 年负荷 21.6MW）供电，钟山站一旦主变 N-1，剩余的 50MVA 主变无法满足供电需求。

4）钟山站 35kV 间隔不足，且位于县城区内，出线困难，无法新出线满足南部供电需求

钟山站终期 35kV 出线 13 回，已建 11 回，仅剩余 2 回备用线路，且位于县城区内，随着县城区域往南发展，目前变电站周边已被建筑包围，出线困难，无法满足往南出线需求。

2.3 钟山县电力需求预测及电力电量平衡

2.3.1 贺州市钟山工业园简介

贺州市钟山工业园区以“一区多园”的模式，按照自治区 A 类工业园区的要求进行规划建设。贺州市钟山工业园区总体规划范围由四个产业区组成，规划城市建设用地总面积为 1787.21 公顷。总体定位为国家级小型微型企业示范基地、农民工创业示范基地、新型建材生产加工基地、中东部产业转移示范基地、农村电商物流示范基地、产城融合示范基地。各产业区具体情况如下：

(1) 钟山核心区位于钟山县城，由城北、城西和城南三个工业组团组成，规划城市建设用地 925.56 公顷。城北工业组团位于县城以北，永贺高速、贵广快速铁路交汇处；城西工业组团为原金易工业组团，位于县城西侧，永贺高速和 323 国道交汇处；城南工业组团位于县城南面，迎宾大道东侧。钟山核心区产业定位为出口矿山机械研产示范基地、产城融合示范基地、新材料产业基地。重点发展：碳酸钙新材料产业、工程机械和农业机械主导的机械装备制造业、汽车零部件制造、电子原件制造和电子器械组装产业、循环经济和节能环保高技术产业、新材料产业、轻纺加工和服装制造业、首饰品加工产业。兼容发展：生物与新医药技术、玩具制造、民族特需品制造、立体化客货运输、商贸市场集散、公共仓储物流、农林产品加工等。目前主要由 110kV 城北站、钟山站供电。预测最大负荷约 165MW。

(2) 燕塘产业区位于燕塘镇，分为城西、城北两个工业组团，规划城市建设用地 195.8 公顷。城西工业组团位于燕塘镇西侧入口

处，323 国道从用地中间穿过；城北工业组团位于燕塘镇北侧。燕塘产业区产业定位为石材加工制造基地、湘粤桂高新节能建材基地。重点发展：石材建材产业；兼容发展：家装手工艺品制造、装饰建材产业、印刷、包装、物流等。目前主要由 35kV 牛庙、燕塘站供电。预测园区最大负荷约 40.6MW。

（3）回龙产业区位于回龙镇区东北部，桂梧高速连线东侧，距回龙镇区约 2 公里，规划城市建设用地 538.95 公顷。回龙产业区产业定位为新材料产业基地。重点发展：以碳酸钙造纸、涂料、橡胶、塑料、医药填充剂、钙塑板材、人造石等为主的碳酸钙新材料产业。兼容发展：木材加工产业、印刷、包装、物流等。目前主要由 35kV 回龙站供电。预测园区最大负荷约 82.7MW。

（4）珊瑚产业区位于珊瑚镇镇区，规划用地面积为 126.9 公顷，全部为城市建设用地。珊瑚产业区产业定位为矿产资源有序开采绿色示范基地。重点发展：有色金属深加工产业；兼容发展：矿产资源采掘、运输、包装、金属冲压件制造、尾矿回收循环利用产业、矿产采掘和加工机械维护业等。目前主要由 35kV 凤翔站供电。预测最大负荷约 25.8MW。

钟山工业园区分布及功能定位如下图所示：



钟山工业园区分布及功能定位图

(5) 广西贺州旺高工业园（碳酸钙千亿产业示范基地）位于贺州市平桂区北部，钟山县县城东部，园区重点发展石材碳酸钙和稀土钨锡钛新材料两大主导产业，以及商贸会展物流也。园区大力实施“12366”产业发展思路（一基地、两园区、三大板块、六大产业、六百亿产值），即打造一个千亿元产业示范基地，建设望高和西湾两个园区，围绕转型升级、提质增效、创新驱动三条主线，发展天然石材、新型粉体、人造岗石、复合材料、商贸会展六大产业。旺高工业基地规划面积为6平方公里。已入住企业主要由贺州市粤桂粉砂有限公司、广西力丰实业有限公司等企业，主要有新元站及望高站供电。

旺高工业基地目前大型在建项目有广西中资控股集团股份有限公司

公司贺州碳酸钙新材料产业园项目，该项目计划投资 61.8 亿元，项目规划占地 1680 亩，分期建设：年产 4800 万吨石灰石、600 万吨大理石加工项目；年产 440 万吨低碳活性氧化钙、120 万吨高比表面积改性氢氧化钙、120 万吨普通氢氧化钙、240 万吨石灰石重质碳酸钙、120 万吨大理石重质碳酸钙项目；年产 60 万立方米加气混凝土砌块及板材项目。中资钙业项目计划 2021 年投产，最大负荷约为 37MW，计划通过望高站 3 回 10kV 线路进行供电。

2.3.2 钟山县新电力辖区电力历史数据

钟山县新电力辖区 2020 年全社会用电量 770.6GWh，同比增长 9.3%，全社会最大负荷 203.6MW。

钟山县 2016 年～2020 年全社会用电量年均增长率达 14.7%，全社会最大负荷年均增长率达 16.47%。具体如下表所示：

2016～2020 年钟山县历史电量负荷表

年份	全社会用电量 (GWh)	同比增长%	全社会最大负荷 (MW)	同比增长%
2016	479	-	117.79	-
2017	547	14.33%	139.9	18.77%
2018	642	17.38%	170.6	21.94%
2019	705	9.70%	186.1	9.08%
2020	770.6	9.3%	203.6	9.4%
年均增长率	12.6%		14.7%	

2.3.3 钟山县电力需求预测

根据《钟山县“十四五”智能配电网规划研究》，推荐负荷预测

方案钟山县 2022 年、2025 年全社会用电量达到 1324GW.h，全社会最高负荷达到 271MW、324MW。年均电量及负荷增长率分别为 11.08%、9.68%。

根据目前钟山县新电力管辖区域大用户报装情况，除中资钙业项目报装容量较大外，其余报装负荷均为小于 3MW 负荷，除中资钙业外，主要集中在各园区用户，因此，负荷预测中以园区为单位进行大用户统计，另外，园区外平桂区 2021 年 35kV 羊头站计划接入养殖农场大用户报装容量 12.6MVA，负荷约 6MW。

本工程采用自然增长率+大用户法对钟山县新电力管辖区域进行负荷预测。2020~2030 年年均电量增长率取 5%。预计 2021 年~2025 年及 2030 年钟山县新电力管辖区域的最大负荷分别达 244.8MW、2275.2MW、293.5MW、315.1MW、332.1MW 和 418.9MW。2020-2025 年年均电量及负荷增长率分别为 11.2%、10.1%，负荷预测结果与十四五规划基本一致。负荷电量预测详见下表：

钟山县负荷预测表 （单位：MW、GWh）

序号	项目	2019 年（实际）		2020 年（实际）		2021 年		2022 年		2023 年		2024 年		2025 年		“十四五”增长率	2030 年		“十五五”增长率
		电量	负荷	电量	负荷	电量	负荷	电量	负荷	电量	负荷	电量	负荷	电量	负荷		电量	负荷	
一	常规负荷	532.6	145.2	536.4	151.7	563	159.2	591	167.2	621	175.6	652	184.3	685	193.5	5%	873.7	247.0	5%
二	大用户																		
1	钟山工业园核心区	60	15	76	19	120	30	140	35	160	40	180	45	192	48		220	55	
2	钟山工业园燕塘产业区	24	6	32	8	72	18	112	28	116	29	120	30	128	32		140	35	
3	钟山工业园回龙产业区	8	2.1	12	3	16	4	20	5	24	6	28	7	32	8		80	20	
4	钟山工业园珊瑚产业区					4	1	8	2	16	4	24	6	32	8		60	15	
5	旺高工业园	80	20	114	25	155	34	201	44	210	46	219	48	238	52		240	60	
6	羊头养殖农场					12	6	24	6	24	6	24	6	24	6		24	6	
	同时率		0.95		0.95		0.92		0.9		0.9		0.9		0.9			0.9	
	小计	172.4	40.9	234.3	52.3	379.4	85.6	505.1	108.0	550.2	117.9	595.4	127.8	645.6	138.6		764.0	171.9	
三	合计	705	186.1	771	203.9	943	244.8	1096	275.2	1171	293.5	1247	312.1	1330	332.1	11.2%	1638	418.9	4.2%

2.3.4 电力电量平衡

(1) 地方电源现状及发展规划

至 2020 年底，钟山县新电力辖区 110kV 及以下电压等级接入电网的电源装机总容量 131.8MW。按电源性质划分水电装机 32.8MW（均为 35kV 及以下接入），风电机组 99MW（均为 110kV 电压接入）。

根据规划，十四五期间钟山县新电力辖区范围内无 35kW 及以下电源新增。2020 年钟山县新电力辖区 35kV 及以下电源装机如下表所示：

2020 年钟山县新电力辖区 35kV 及以下电源装机表

序号	电厂名称	电源类型	装机容量 kW
1	大爽电站	水电	2500
2	龙坪电站	水电	1260
3	花山电站	水电	2000
4	虎跳电站	水电	640
5	大桥头电站	水电	640
6	古龙电站	水电	1000
7	龙潭电站	水电	520
8	大江边电站	水电	1200
9	十里河电站	水电	225
10	大桶山电站	水电	200
11	三门滩电站	水电	480
12	丹竹冲电站	水电	820
13	鑫山电站	水电	850
14	竹梅电站	水电	820
15	两安乡密溪口电站	水电	800
16	大桶密溪口电站	水电	520
17	六角电站	水电	960
18	里太电站	水电	200
19	石船电站	水电	400
20	大岷电站	水电	800
21	保安河电站	水电	500
22	银瓶电站	水电	480
23	周家脑电站	水电	1500
24	里北槽电站	水电	570
25	白面田电站	水电	1200
26	大桶一级站电站	水电	1320
27	坪江电站	水电	960

28	大和一级电站	水电	570
29	大和二级电站	水电	960
30	车田坪电站	水电	480
31	大坪电站	水电	900
32	白石脚一级电站	水电	740
33	白石脚二级电站	水电	1000
34	六月六电站	水电	820
35	野狸冲电站	水电	125
36	槽碓源电站	水电	480
37	大坪二级电站	水电	820
38	佳能电站	水电	1260
39	山口水电站	水电	580
40	澳华一级水电站	水电	700
	合计	水电	32800

（2） 平衡原则

1) 平衡范围包含钟山县新电力辖区。计算 110kV 层电力电量缺额。

2) 平衡计算水平年选 2020 年~2025 年，计算方式为丰大和枯大，并以枯水期最大负荷为全年最大负荷，丰大方式负荷为最大负荷的 95%。

3) 小水电参考近年来的运行情况，小水电丰大和枯大方式出力分别按装机容量的 75%和 25%考虑，发电量参考历年利用小时数综合考虑。

4) 结合十四五规划及用户报装情况，中资钙业按照采用 10kV 电压等级供电考虑。

5) 珊瑚站建成后考虑由平桂站供电，列入外网供入电力。

（3） 平衡结果

由电力电量平衡的结果可见，2021 年~2025 年及 2030 年钟山县新电力辖区 110kV 层最大缺电力约为 212MW、241MW、258MW、275MW、284MW 和 364MW，按照现有 110kV 变电容量 191.5MVA，并考虑 2021 年钟山站增容 63MVA、城北增容 63MVA 及望高增容 63MVA，并考虑 220kV 观岭站转供负荷，按容载比 1.8~2.1 计算，钟山县新电力辖区 2021

年~2025 年需要新增 110kV 变电容量分别为 52~115MVA、104~177MVA、135~212MVA、166~248MVA、181~266MVA 和 326~435MVA。

钟山县在建设了钟山站增容 63MVA、城北增容 63MVA 及望高增容 63MVA 后，仍需新增较多变电容量主要原因为：钟山县目前的容载比低，钟山及城北均为重过载变电站，望高站也达到预重载，三个站的主变的增容仅能解决现有负荷的变电容量需求，钟山县电力管辖区域包括了钟山县及贺州市平桂区旺高工业园，紧靠八步区地理位置优越，2016 年~2020 年全县全社会用电量年均增长率达 14.7%，增速较快，预计未来仍有较大发展空间，本报告及规划取增长率均为 11.2%，较为合理，观岭站建成后根据其功能定位规划直接接入的 35kV 线路也较少。因此，根据电力平衡结果，2021 年开始，仍需考虑新增 110kV 变电容量。钟山县新电力管辖区域电力电量平衡结果见下表。

钟山县电力电量平衡表 单位：MW、GW.h

序号	年 度	2020 年		2021 年		2022 年		2023 年		2024 年		2025 年		2030 年	
		丰大	枯大	丰大	枯大	丰大	枯大	丰大	枯大	丰大	枯大	丰大	枯大	丰大	枯大
一	电力平衡														
1	地区总负荷	194	204	233	245	261	275	279	293	297	312	316	332	398	419
2	110kV 及以上直供大用户	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	35kV 及以下地方电源出力	24.6	8.2	24.6	8.2	24.6	8.2	24.6	8.2	24.6	8.2	24.6	8.2	24.6	8.2
4	220kV 观岭站 35kV 供电负荷			24	25	25	26	26	28	27	29	29	30	30	32
5	外网供入电力（珊瑚站）											10	10	14	15
5	110kV 层电力盈(+)亏(-)	-169	-196	-184	-212	-212	-241	-229	-258	-244	-275	-254	-284	-329	-364
7	现有 110kV 变电容量	191.5		191.5		191.5		191.5		191.5		191.5		191.5	
8	已批复可研 110kV 变电容量	2021 年钟山站增容 63-31.5MVA、城北增容 63MW、2022 年望高增容 63-20MW，共 137.5MVA													
9	需新增 110kV 变电容量缺额（按容载比 2.1）	200		115		177		212		248		266		435	
10	需新增 110kV 变电容量（按容载比 1.8）	161		52		104		135		166		181		326	
二	电量平衡														
1	地区总需电量	771		943		1096		1171		1247		1330		1638	
2	110kV 及以上供电电量	0		0		0		0		0		0		0	
3	220kV 观岭站 35kV 供电量			100		105		110		116		122		128	
4	地方电源发电量(小水电)	74		74		74		74		74		74		74	
5	外网供入电量											40		60	
6	110kV 层电量盈(+)亏(-)	-697		-769		-918		-987		-1058		-1095		-1376	

4) 农村及城区电力平衡结果分析

城区区域：含县城区、工业园核心区、旺高工业园。2020 年最大负荷：含钟山站 10kV 负荷 24.6MW+钟山站 35kV 直供大用户 9.1MW+二变站 16.7MW+城北站 10kV 负荷 9.6MW+望高站 45.7MW-新联站 18.7MW=87MW。

农村区域：农村 13 座 35kV 变电站（14 座 35kV 变电站不考虑二变）最大负荷 92%左右。2020 年最大负荷约为 117MW。

由电力电量平衡的结果可见，2021 年~2025 年及 2030 年城区 110kV 层最大缺电力约为 122MW、146MW、158MW、170MW、183MW 和 262MW，按照现有 110kV 变电容量 191.5MVA，并考虑 2021 年钟山站增容 63MVA、城北增容 63MVA 及望高增容 63MVA，并考虑 220kV 观岭站转供负荷，按容载比 2.0 计算，城区 2021 年~2025 年及 2030 年需要新增 110kV 变电容量分别为 0MVA、0MVA、0MVA、11MVA、37MVA 和 195MVA。

2021 年~2025 年及 2030 年农村 110kV 层最大缺电力约为 90MW、95MW、100MW、105MW、101MW 和 101MW，目前农村区域尚无 110kV 变电站，考虑 2021 年 220kV 观岭站转供负荷，按容载比 2.0 计算，农村 2021 年~2025 年及 2030 年需要新增 110kV 变电容量分别为 180MVA、189MVA、200MVA、210MVA、202MVA 和 307MVA。

现状钟山县新电力管辖区域内，共有 35kV 变电站 14 座，农村 13 座（除二变站）35kV 变电站主变总容量 180.9 MVA，经统计现状农村供电的 35kV 负荷总负荷大于城市，农民的生活水平提升，空调、冰箱、洗衣机及电视等用电设备普及，带动了农村负荷的稳定增长，而目前钟山供电范围 110kV 变电站均集中在城区，城区外大面积范围内没有变电站布点，观岭站建成后根据其功能定位接入的 35kV 线路也较少，造成农村所缺的 110kV 变电容量较多。

钟山县电力平衡（区分城区、农村）结果见下表。

钟山县电力平衡表（区分城区、农村） 单位：MW、GW.h

序号	年 度	2020 年		2021 年		2022 年		2023 年		2024 年		2025 年		2030 年	
		丰大	枯大	丰大	枯大	丰大	枯大	丰大	枯大	丰大	枯大	丰大	枯大	丰大	枯大
1	地区总负荷	194	204	233	245	261	275	279	293	297	312	316	332	398	419
1.1	城区（总负荷-农村负荷）	83	87	116	122	139	146	150	158	162	170	174	183	249	262
1.2	农村负荷（增长率取 5%）	111	117	117	123	122	129	129	135	135	142	142	149	149	157
2	110kV 及以上直供大用户	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	35kV 及以下地方电源出力	24.6	8.2	24.6	8.2	24.6	8.2	24.6	8.2	24.6	8.2	24.6	8.2	24.6	8.2
3.1	35kV 及以下地方电源出力（城市）	0.9	0.3	0.9	0.3	0.9	0.3	0.9	0.3	0.9	0.3	0.9	0.3	0.9	0.3
3.2	35kV 及以下地方电源出力（农村）	23.7	7.9	23.7	7.9	23.7	7.9	23.7	7.9	23.7	7.9	23.7	7.9	23.7	7.9
4	220kV 观岭站 35kV 供电负荷（转农村负荷）			24	25	25	26	26	28	27	29	29	30	30	32
5	外网供入电力（珊瑚站）											10	10	14	15
6	110kV 层电力盈(+)亏(-)	-169	-196	-184	-212	-212	-241	-228	-258	-244	-275	-253	-284	-329	-364
6.1	城区电力盈(+)亏(-)	-82	-87	-115	-122	-138	-146	-149	-158	-161	-170	-173	-183	-248	-262
6.2	农村电力盈(+)亏(-)	-87	-109	-69	-90	-74	-95	-79	-100	-84	-105	-80	-101	-81	-102
7	现有 110kV 变电容量（均为城区）	191.5		191.5		191.5		191.5		191.5		191.5		191.5	
8	已批复可研 110kV 变电容量（均为城区）														
9	城区需新增 110kV 变电容	-155		-85		-36		-13		11		37		195	

	量缺额（按容载比 2.0）							
10	农村需新增 110kV 变电容量缺额（按容载比 2.0）	218	180	189	200	210	202	204

2.4 110kV 源头站供电片区电力需求预测及电力电量平衡

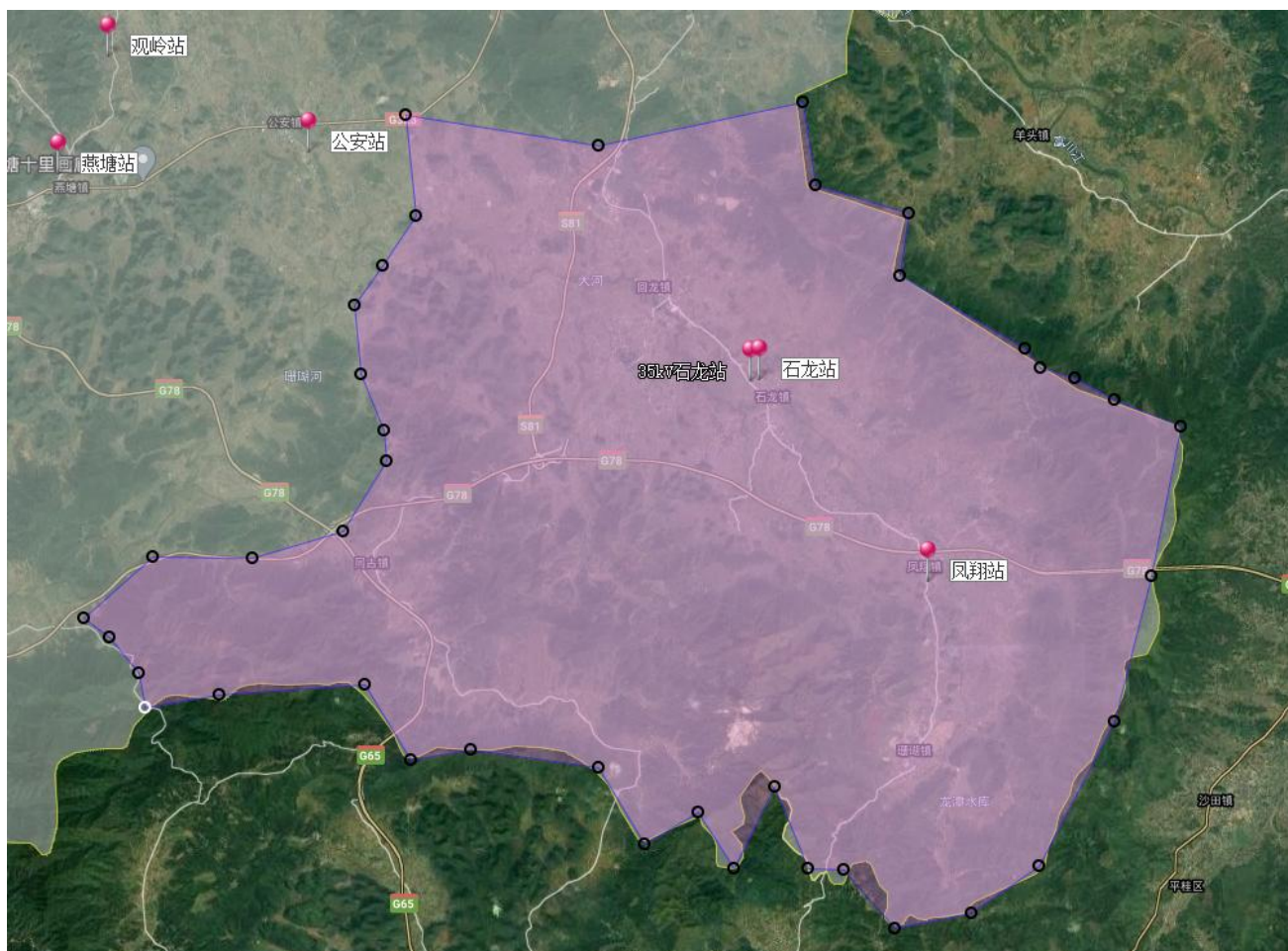
2.4.1 110kV 源头站供电范围及供电现状

根据规划发展情况，110kV 城北站及望高站主要满足钟山县钟山核心区及旺高工业园供电。

现状 110kV 钟山变电站主要供电范围是钟山县城大部分区域，含钟山工业园部分大用户、钟山县大部分乡镇，平桂区羊头站。待 220kV 观岭站、110kV 牛庙站及其 35kV 配套线路建成后，将转供钟山站供电的清塘、燕塘、牛庙、红花、莲花变电站等钟山县西部及北部区域，钟山站供电区域剩余县城、钟山核心区部分用户、钟山县南部区域，平桂区羊头站。随着县城负荷增长且要求可靠性较高，将逐渐无法兼顾南部供电，钟山站主变无法满足主变 N-1 需求，南部区域线路同样无法满足线路 N-1 供电需求，另外钟山县南部区供电距离远，缺少电源支撑点，网架薄弱，需在南部新增电源布点。

因此，建议 110kV 源头变电站主要供电范围为钟山县南部区域（简称源头片区，下同），具体包括同古镇、回龙镇、石龙镇、珊瑚镇。该区域目前由钟山站供电，目前源头片区域通过 35kV 回龙站（6.3+20MVA）、同古站（1×10MVA）、石龙站（3.15+6.3MVA）、凤翔站（1×6.3MVA）供电。2019 年、2020 年源头片区全社会最大负荷约为 24MW、31.5MW，该片区无地方电源接入，所缺电力均有主网共给。

110kV 源头变电站主要供电范围如下图所示：



110kV 源头变电站主要供电范围图

2.4.2 110kV 源头站负荷预测结果

采用自然增长率+大用户法对源头片区进行负荷预测，2020～2025 年年均电量增长率取 5%。预计 2021 年～2025 年及 2030 年源头片区的最大负荷分别达 32.7MW、34.5MW、36.3MW、38.1MW 、40.0MW 及 56.0MW。源头片区无电源接入，负荷预测结果即为电力电量平衡结果。

负荷电量预测详见下表：

110kV 源头片区负荷预测 单位：MW、GW.h

序号	项目	2019 年(实际)		2020 年(实际)		2021 年		2022 年		2023 年		2024 年		2025 年		“十四 五”增长 率	2030 年		“十五 五”增 长率
		电量	负荷	电量	负荷	电量	负荷	电量	负荷	电量	负荷	电量	负荷	电量	负荷		电量	负荷	
一	常规负荷																		
1	回龙站（回龙产业园负荷列入大用户）	24.6	7.7	23.0	7.2	23.7	7.4	24.4	7.6	25.2	7.9	25.9	8.1	26.7	8.3	3%	31.0	9.7	3%
2	同古站	10.9	3.4	17.6	5.5	18.1	5.7	18.7	5.8	19.2	6.0	19.8	6.2	20.4	6.4	3%	23.7	7.4	3%
3	石龙站	19.5	6.1	35.8	11.2	36.9	11.5	38.0	11.9	39.2	12.2	40.3	12.6	41.5	13.0	3%	48.2	15.1	3%
4	凤翔站	23.7	7.4	24.0	7.5	24.7	7.7	25.5	8.0	26.2	8.2	27.0	8.4	27.8	8.7	3%	32.3	10.1	3%
5	回龙产业区	8.4	2.1	12	3	16	4	20	5	24	6	28	7	32	8		80	20	
二	合计（取同时率0.9）	87.1	24.0	112.5	31.0	119.5	32.7	126.6	34.5	133.8	36.3	141.1	38.1	148.5	40.0	9.3%	215.0	56.0	7.7%

2.5 工程建设的必要性、建设时机以及项目在电力系统中的作用

2.5.1 建设必要性

1) 新增 110kV 变电容量，满足钟山县负荷发展需求

2021 年~2025 年及 2030 年钟山县新电力辖区 110kV 层最大缺电力约为 212MW、241MW、258MW、275MW、284MW 和 364MW，按照现有 110kV 变电容量 191.5MVA，并考虑 2021 年钟山站增容 63MVA、城北增容 63MVA 及望高增容 63MVA，并考虑 220kV 观岭站转供负荷，按容载比 1.8~2.1 计算，钟山县新电力辖区 2021 年~2025 年、2030 年需要新增 110kV 变电容量分别为 52~115MVA、104~177MVA、135~212MVA、166~248MVA、181~266MVA 和 326~435MVA。2021 年相关项目新增变电容量后，仅能解决目前 110kV 变电站重过载问题，随着负荷增长，仍需考虑新增 110kV 及以上变电容量。

现状钟山县新电力管辖区域内，共有 35kV 变电站 14 座，农村 13 座 35kV 变电站主变总容量 **180.9 MVA**，经统计现状农村供电的 35kV 负荷总负荷大于城市，农民的生活水平提升，空调、冰箱、洗衣机及电视等用电设备普及，带动了农村负荷的稳定增长，加之城区外钟山工业园燕塘产业区回龙产业区及珊瑚产业区大力开发建设，负荷增长较快。经电力平衡结果 2021 年~2025 年及 2030 年农村 110kV 层最大缺电力约为 90MW、95MW、100MW、105MW、101MW 和 101MW，目前农村区域尚无 110kV 变电站，考虑 2021 年 220kV 观岭站转供负荷，按容载比 2.0 计算，农村 2021 年~2025 年及 2030 年需要新增 110kV 变电容量分别为 180MVA、189MVA、200MVA、210MVA、202MVA 和 307MVA。因此有必要在农村区域新增 110kV 变电容量。而目前钟山供电范围 110kV 变电站均集中在城区，城区外大面积范围内没有变电站布点，观岭站建成后根据其功能定位接入的 35kV 线路也较少，造成农村所

缺的 110kV 变电容量较多。

2) 减少钟山站主变 N-1 负荷损失，提升县城区域供电可靠性

待 220kV 观岭站、110kV 牛庙站及其 35kV 配套线路建成后，将转供钟山站供电的清塘、燕塘、牛庙、红花、莲花变电站等钟山县西部及北部区域，钟山站供电区域剩余钟山县城、钟山核心区部分用户、钟山县南部区域，平桂区羊头镇。预计 2021 年~2025 年及 2030 年**源头**片区的最大负荷分别达 32.7MW、34.5MW、36.3MW、38.1MW、40.0MW 及 56.0MW，该片区域目前由 110kV 钟山站供电，即使不考虑对二变供电，仅对羊头（2020 年负荷 9.8MW）及钟山 10kV 出线（2020 年负荷 21.6MW）供电，钟山站一旦主变 N-1，剩余的 50MVA 主变也无法满足南部供电需求，更无法满足县城区域要求较高的供电可靠性需求。

3) 满足南部区域线路 N-1 供电需求

南部区域 4 座变电站 35kV 凤翔变电站（6.3MVA）、石龙（3.15+6.3MVA）、回龙（20+6.3MVA）、羊头（3.15+6.3MVA），总变电容量 51.5MVA，2020 年最大负荷约为 40MW，共通过 2 回 185mm²、1 回 240mm² 导线供电，一旦 240mm² 导线检修或故障，剩余两回线路将重载运行。加之石龙站、羊头站及凤翔站目前均为重过载变电站，随着规划对羊头站增容 10MVA、凤翔 8MVA 及珊瑚站新建 2×10MVA。现有线路很快将无法满足负荷增长需求。

4) 优化网架结构，提高供电可靠性

钟山县域辽阔，110kV 变电站布点不均，南部缺少 110kV 及以上电源支撑点。南部区域目前 35kV 同古站、凤翔变电站均为单电源供电，供电距离均在 30km 以上，随着规划钟山县最南部珊瑚镇 35kV 珊瑚站建成，供电距离还需增加，另外若不考虑建设 110kV **源头**站，南部区域缺少电源接入点，周边变电站无法满足 35kV 珊瑚站等 3 座变

电站双电源接入需求，供电可靠性较低。

钟山站终期 35kV 出线 13 回，已建 11 回，仅剩余 2 回备用线路，位于县城区内，随着县城区域往南发展，目前变电站周边已被建筑包围，出线困难，且远距离出线投资较大。有必要在南部新建 110kV 电源布点，优化南部 35kV 电网网架结构。

综上所述，为满足钟山县负荷发展需求，优化电网网架结构，减少钟山站主变 N-1 负荷损失，提升电网供电可靠性，满足南部区域线路 N-1 供电需求，为南部 35kV 变电站提供电源支撑点。建设 110kV **源头**送变电工程是十分有必要的。

2.5.2 建设时机

钟山县新电力辖区 2021 年开始需考虑新增 110kV 及以上变电容量。2020 年 35kV 石龙站目前最大负荷为 9.7MW，负载率达 92.1%，预计 2021 年将满载运行，建议加快本项目建设分担 35kV 石龙站负荷。结合工程建设周期，建议本工程 2022 年开工建设，2023 年建成投产。

2.5.3 项目在电力系统中的作用

110kV **源头**变电站建成后，满足了钟山县新电力辖区负荷增长需求，分担了目前 35kV 石龙站供电压力并节省了 35kV 石龙站扩建投资，减少钟山站主变 N-1 负荷损失，满足了南部区域线路 N-1 供电需求，为南部 35kV 变电站提供了可靠的电源支撑点，为优化 35kV 及 10kV 网架提供条件，有效提高了提升了钟山县新电力辖区电网供电可靠性。

2.6 变电站系统选址范围及推荐

110kV **源头**变电站主要供电范围为钟山县南部区域，具体包括同古镇、回龙镇、石龙镇、凤翔镇、珊瑚镇。若考虑凤翔镇及珊瑚镇区域，电源取自西北观岭站供电，向西北方向同古镇、回龙镇及石龙镇

供电存在迂回；同古镇位于供电区域西北部边缘，存在同样问题，**源头**供电片区负荷主要集中在回龙镇及石龙镇区域，石龙镇中心距离北部回龙镇中心约 4.5km，回龙站位于回龙镇中心附近，变电容量为 20+6.3MVA，目前负载率 38.8%，变电容量较大，近期可满足供电需求，无需扩建，35kV 石龙站位于石龙镇中心附近，**源头**片区域中心附近，目前已重载运行，需考虑增容扩建。若考虑利用该变电站升压，场地狭窄，经过布置，仅能满足终期 2 台主变及 2 回出线需求，远期发展适应性较差，目前石龙站 10kV 线路 7 回仅 2 回线路为联络线路，且由于周边变电站无法满足石龙站 10kV 线路转供需求，停电方案较为复杂，停电时间长，安全风险较高。因此考虑新建 110kV **源头**变电站 35kV 石龙站附近 110kV **源头**站选址，转供其 10kV 负荷更优，节省了 35kV 石龙站扩容的投资，降低了原站改造的风险及减少了停电时间，保留了 35kV 变电站资产。

因此，系统推荐 110kV **源头**站站址位置为石龙镇 35kV 石龙站附近，位于负荷中心，位于供电片区中部位置，并且可以通过近距离改接 35kV 线路及 35kV 石龙站 10kV 线路，节省了 35kV 石龙站因重载扩建主变的投资，经济性较优。

2.7 接入系统方案

2.7.1 近区变电站及线路

1) 110kV 望高变电站

位于贺州市平桂区，现状主变规模（20+40）MVA，110kV 终期 4 回，已建成出线 2 回，终期采用单母线分段接线，已建成单母线接线，规划的新元～望高 110kV 线路新建工程占用望高站备用间隔 1 个；西南距离拟建的 110kV **源头**站 19.8km（直线，下同）。

2) 110kV 城北变电站

位于钟山县城东北部，主变规模 2 台，现状 $1 \times 50\text{MVA}$ ，110kV 终期 4 回，已出线 2 回，终期采用单母线分段接线，已建成单母线分段接线；南距离拟建的 110kV 源头站 14.3km。

3) 110kV 钟山变电站

位于钟山县城中部，110kV 终期 3 回，已出线 2 回，终期采用单母线分段接线，已建成单母线接线，规划建设观岭~钟山 110kV 线路利用现有间隔改接，不占用备用间隔，南距离拟建的 110kV 源头站 12.7km。

4) 江口~西湾（T 城北，钟山）110kV 线路

该线路 T 接点~城北站属于新电力产权，江口~西湾属于桂东电力产权，T 接点~城北站 110kV 线路导线截面为 120mm^2 ，线路长度为 4.2km。该线路建设标准较低，全线采用的是低矮水泥电杆架设。

根据规划，观岭~钟山 110kV 新建线路利用了 T 接点~城北站段部分线路，届时，江口~西湾 110kV 线路将断开。

5) 城北 T 接钟山~望高 110kV 线路

属于新电力产权，线路全线长 13.8km，导线截面为 185mm^2 ，该线路建设标准较低，采用的是低矮水泥电杆架设，穿越望高产业园区，与规划不符。规划“十四五”期间，将退出 T 接点~望高段 110kV 线路。

6) 35kV 石龙变电站

位于石龙镇中心附近，主变规模 2 台，现状 $2 \times 6.3\text{MVA}$ ，2019、2020 年最大负荷分别为 6.1MW、11.2MW，2020 年开始主变重载运行，35kV 终期 6 回，已出线 3 回，终期采用单母线分段接线，已建成单母线分段接线；10kV 终期 8 回，已出线 7 回，1 回备用，终期采用单母分段单母线，已建成单母线分段接线，距离拟建的 110kV 源头站

1.65km。

7) 220kV 道石变电站

位于贺州市区八步区，现状主变容量 $2 \times 150\text{MVA}$ ，距离源头站直线距离 18.3km，距离较远且需跨两个县区，建设复杂，距离与至 220kV 观岭站相当，因此考虑接入该站方案。

2.7.2 近区电网发展规划

根据《贺州市“十四五”智能配电网规划》，近区相关电网规划情况如下：

1) 220kV 观岭送变电工程

终期主变规模 3 台，首期主变容量 $1 \times 150\text{MVA}$ ；110kV 首期出线 5 回，目前处于施工阶段，预计 2022 年投产。

2) 110kV 源头送变电工程

终期主变规模 3 台，首期主变容量 $1 \times 50\text{MVA}$ ；110kV 终期出线 4 回，首期出线 2 回，即新建 1 回观岭~源头线路，计划 2022 年投产。

3) 110kV 望高站、钟山站、城北站扩建工程

均扩建 $1 \times 63\text{MVA}$ 主变。均已可研批复，钟山站、城北站预计 2021 年投产，望高预计 2022 年投产。

4) 110kV 大坪送变电工程

位于平桂区，终期主变规模 3 台，首期主变容量 $1 \times 40\text{MVA}$ ；110kV 最终出线 2 回，首期出线 2 回，接入 220kV 新元站至 220kV 道石站 110kV 新道线，预计 2023 年投产。

5) 110kV 源头站 35kV 配套送出线路工程

新建出线 3 回，分别为：接入源头~羊头 35kV 线路、将原 35kV 源头~羊头 35kV 线路 35kV 石龙侧改接入 110kV 源头站，计划 2023 年投产。

6) 35kV 珊瑚送变电工程：新建 35kV 变电站 1 座，新建两台 10MW 主变 2 台，通过新建凤翔～珊瑚、凤翔～平桂 35kV 线路接入系统，计划 2025 年投产。

7) 35kV 回龙站增容改造工程（（2021 年）：将 1 台 6.3MVA 主变更换为 10MVA 主变。

8) 35kV 凤翔站扩建工程（2021 年）：增 1 台 8MVA 主变。

9) 源头～同古 35kV 线路工程（2021 年）

2.7.3 接入系统方案

结合电网规划及目前正在实施的项目情况，本报告对源头站提出 3 个 110kV 接入系统方案，具体如下：

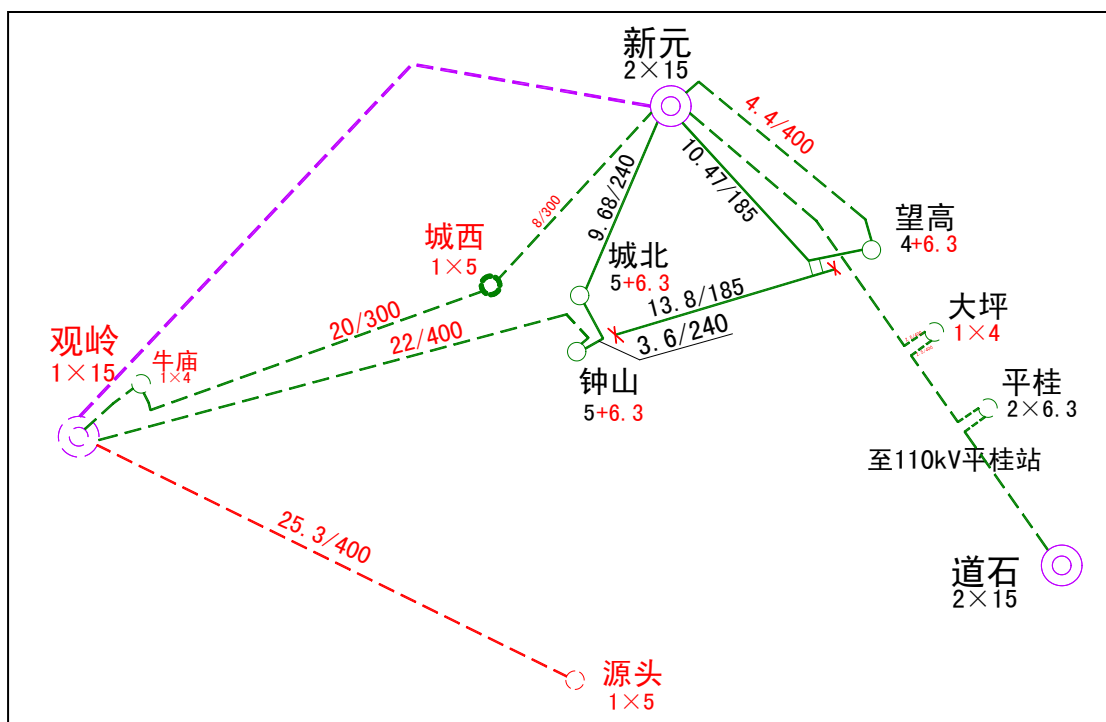
方案一（推荐方案，规划方案）：

110kV 线路：源头站终期出线 4 回，本期出线 1 回，预留 3 回。本期源头站通过新建观岭～源头 110kV 线路接入系统。远期预留往北、西、东各 1 回。

35kV 出线：终期出线 9 回，本期出线 6 回（至同古、石龙、凤翔、羊头各 1 回，开发区 1 回，备用 1 回）。

10kV 出线：终期出线 36 回，本期出线 12 回。

方案一 110kV 接入系统方案示意具体如下图所示：



方案一 110kV 接入系统方案示意图（推荐方案）

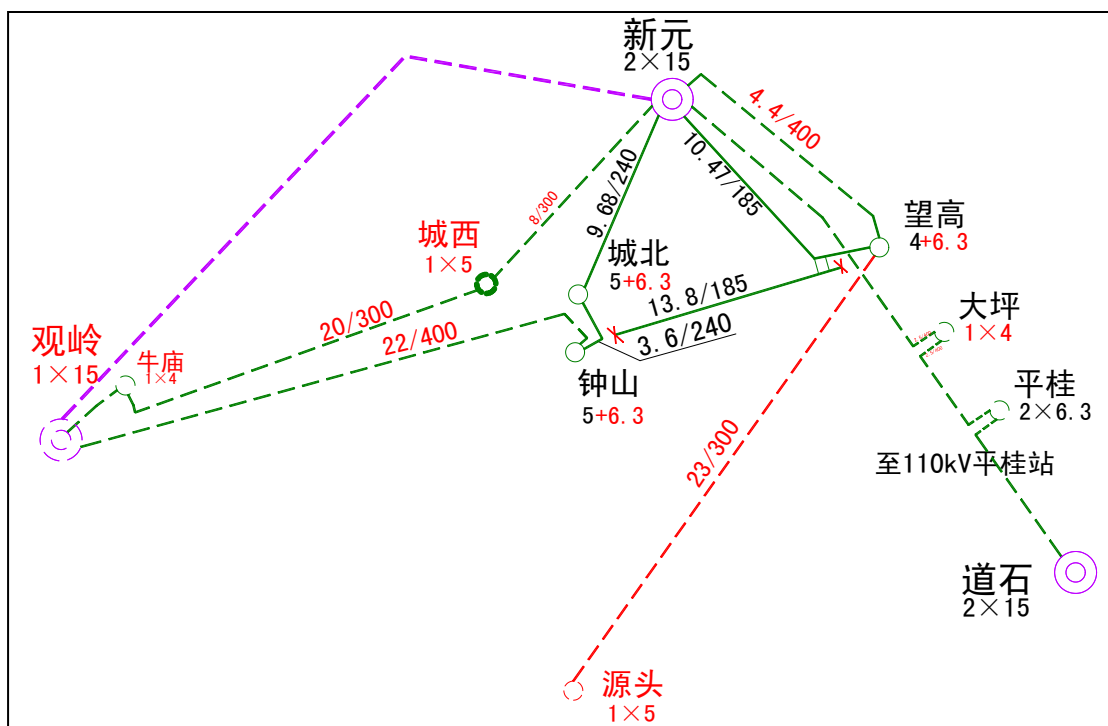
方案二（备选方案）：

110kV 线路：源头站终期出线 4 回，本期出线 1 回，预留 3 回。

本期源头站通过新建源头～望高 110kV 线路接入系统。

35kV 及 10kV 出线同方案一。

方案二 110kV 接入系统方案示意具体如下图所示：



方案二 110kV 接入系统方案示意图（备选方案）

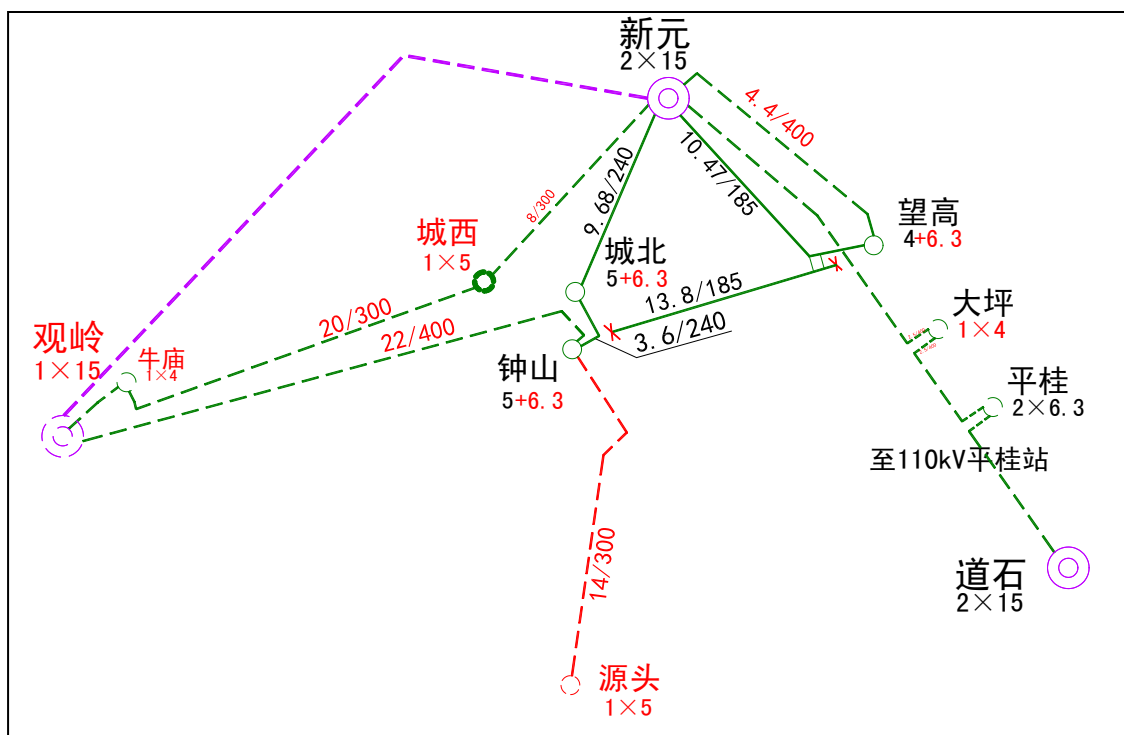
方案三（备选方案）：

110kV 线路：源头站终期出线 4 回，本期出线 1 回，预留 3 回。

本期源头站通过新建源头～钟山 110kV 线路接入系统。

35kV 及 10kV 出线同方案一。

方案二 110kV 接入系统方案示意具体如下图所示：



方案三 110kV 接入系统方案示意图（备选方案）

2.8 潮流计算

2.8.1 潮流计算条件

- a) 本计算采用 BPA 潮流计算程序；
- b) 本报告对项目各方案近区电网 2023 年、2025 年丰大、枯大方式进行潮流计算。
- c) 计算网络均在广西主网基础上进行，并考虑相关电网。
- d) 110kV 变电站一般按终端变电站运行考虑。

2023 年、2025 年钟山县新电力辖区 110kV 及以上负荷见下表。

潮流计算负荷表 单位：MW

序号	变电站	2023 年				2025 年			
		丰大		枯大		丰大		枯大	
		有功	无功	有功	无功	有功	无功	有功	无功
1	观岭站 35kV 负荷	24.9	8.0	26.3	8.4	28.9	9.2	30.4	9.7
2	110kV 钟山站	40.0	12.8	42.1	13.5	39.9	12.8	42.0	13.4
3	110kV 望高站	77.6	24.8	81.7	26.1	78.9	25.2	83	26.6
4	110kV 城北站	43.1	13.8	45.4	14.5	33.7	10.8	35.5	11.4
5	110kV 源头站	32.8	10.5	34.5	11.0	38.0	12.1	40.0	12.8

6	110kV 牛庙站	-0.8	-0.2	16.9	5.4	4.3	1.4	20.7	6.6
7	110kV 钟北站					14.3	4.6	15.0	4.8
8	110kV 城西站	10.9	3.5	11.5	3.7	16.2	5.2	17.0	5.4
合计		229	73	258	83	254	81	284	91

2.8.2 潮流计算结果分析

2023 年三个方案接入系统正常潮流分布详见图 2.8-1~2.8-6。

1) 方案一

丰大正常运行方式下，110kV 源头站通过观岭~源头 110kV 线路供电，线路潮流为 $(32.9+j10.8)$ MVA，线路负载率 28.3%；观岭站主变负载率为 66.3%。周边线路及变电站无过载情况，电网电压水平良好，110kV 网络电压为 114.5~116.0kV 之间，在规范允许范围内。

枯大正常运行方式下，110kV 源头站通过观岭~源头 110kV 线路供电，线路潮流为 $(34.7+j7.5)$ MVA，线路负载率 29.0%；观岭站主变负载率为 81.2%。周边线路及变电站无过载情况，电网电压水平良好，110kV 网络电压为 115.0~116.2kV 之间，在规范允许范围内。

2) 方案二

丰大正常运行方式下，110kV 源头站通过望高~源头 110kV 线路供电，线路潮流为 $(33.0+j11.0)$ MVA，线路负载率 32.5%；新元~望高 110kV 线路供电，线路潮流为 $(80.5+j26.0)$ MVA，线路负载率 69.2%。周边线路及变电站无过载情况，电网电压水平良好，110kV 网络电压为 113.4~117.9kV 之间，在规范允许范围内。

枯大正常运行方式下，110kV 源头站通过望高~源头 110kV 线路供电，线路潮流为 $(34.7+j7.9)$ MVA，线路负载率 35.6%；新元~望高 110kV 线路供电，线路潮流为 $(84.8+j24.4)$ MVA，线路负载率 72.1%。周边线路及变电站无过载情况，电网电压水平良好，110kV 网络电压为 113.7~117.8kV 之间，在规范允许范围内。

3) 方案三

丰大正常运行方式下, 110kV 源头站通过钟山~源头 110kV 线路供电, 线路潮流为 $(32.9+j11.1)$ MVA, 线路负载率 32.4%; 观岭~钟山 110kV 线路供电, 线路潮流为 $(74.0+j26.4)$ MVA, 线路负载率 60.7%。周边线路及变电站无过载情况, 电网电压水平良好, 110kV 网络电压为 112.5~117.4kV 之间, 在规范允许范围内。

枯大正常运行方式下, 110kV 源头站通过钟山~源头 110kV 线路供电, 线路潮流为 $(34.7+j8.5)$ MVA, 线路负载率 33.3%; 观岭~钟山 110kV 线路供电, 线路潮流为 $(77.9+j21.0)$ MVA, 线路负载率 65.9%。周边线路及变电站无过载情况, 电网电压水平良好, 110kV 网络电压为 111.5~115.9kV 之间, 在规范允许范围内。

2025 年三个方案接入系统正常潮流分布详见图 2.8-7~2.8-12。

1) 方案一

丰大正常运行方式下, 110kV 源头站通过观岭~源头 110kV 线路供电, 线路潮流为 $(38.2+j10.3)$ MVA, 线路负载率 32.4%; 观岭站主变负载率为 75% $(110.1+23.4)$ 。周边线路及变电站无过载情况, 电网电压水平良好, 110kV 网络电压为 114.1~115.8kV 之间, 在规范允许范围内。

枯大正常运行方式下, 110kV 源头站通过观岭~源头 110kV 线路供电, 线路潮流为 $(40.2+j12.3)$ MVA, 线路负载率 34.3%; 观岭站主变负载率为 91.2% $(133.7+28.9)$ 。周边线路及变电站无过载情况, 电网电压水平良好, 110kV 网络电压为 113.4~115.1kV 之间, 在规范允许范围内。

2) 方案二

丰大正常运行方式下，110kV 源头站通过望高～源头 110kV 线路供电，线路潮流为 $(38.3+j10.2)$ MVA，线路负载率 37.0%；新元～望高 110kV 线路供电，线路潮流为 $(85.8+j28.2)$ MVA，线路负载率 73.8%。周边线路及变电站无过载情况，电网电压水平良好，110kV 网络电压为 114.3～117.6kV 之间，在规范允许范围内。

枯大正常运行方式下，110kV 源头站通过望高～源头 110kV 线路供电，线路潮流为 $(40.3+j11.9)$ MVA，线路负载率 39.2%；新元～望高 110kV 线路供电，线路潮流为 $(90.3+j32.7)$ MVA，线路负载率 78.5%。周边线路及变电站无过载情况，电网电压水平良好，110kV 网络电压为 113.5～116.8kV 之间，在规范允许范围内。

3) 方案三

丰大正常运行方式下，110kV 源头站通过钟山～源头 110kV 线路供电，线路潮流为 $(32.8+j11.0)$ MVA，线路负载率 32.3%；观岭～钟山 110kV 线路供电，线路潮流为 $(79.2+j27.3)$ MVA，线路负载率 68.5%；观岭站主变负载率为 75.4%。周边线路及变电站无过载情况，电网电压水平良好，110kV 网络电压为 111.4～117.1kV 之间，在规范允许范围内。

枯大正常运行方式下，110kV 源头站通过钟山～源头 110kV 线路供电，线路潮流为 $(40.2+j12.8)$ MVA，线路负载率 39.4%；观岭～钟山 110kV 线路供电，线路潮流为 $(83.4+j31.0)$ MVA，线路负载率 72.7%；观岭站主变负载率为 91.7%。周边线路及变电站无过载情况，电网电压水平良好，110kV 网络电压为 111.3～116.5kV 之间，在规范允许范围内。

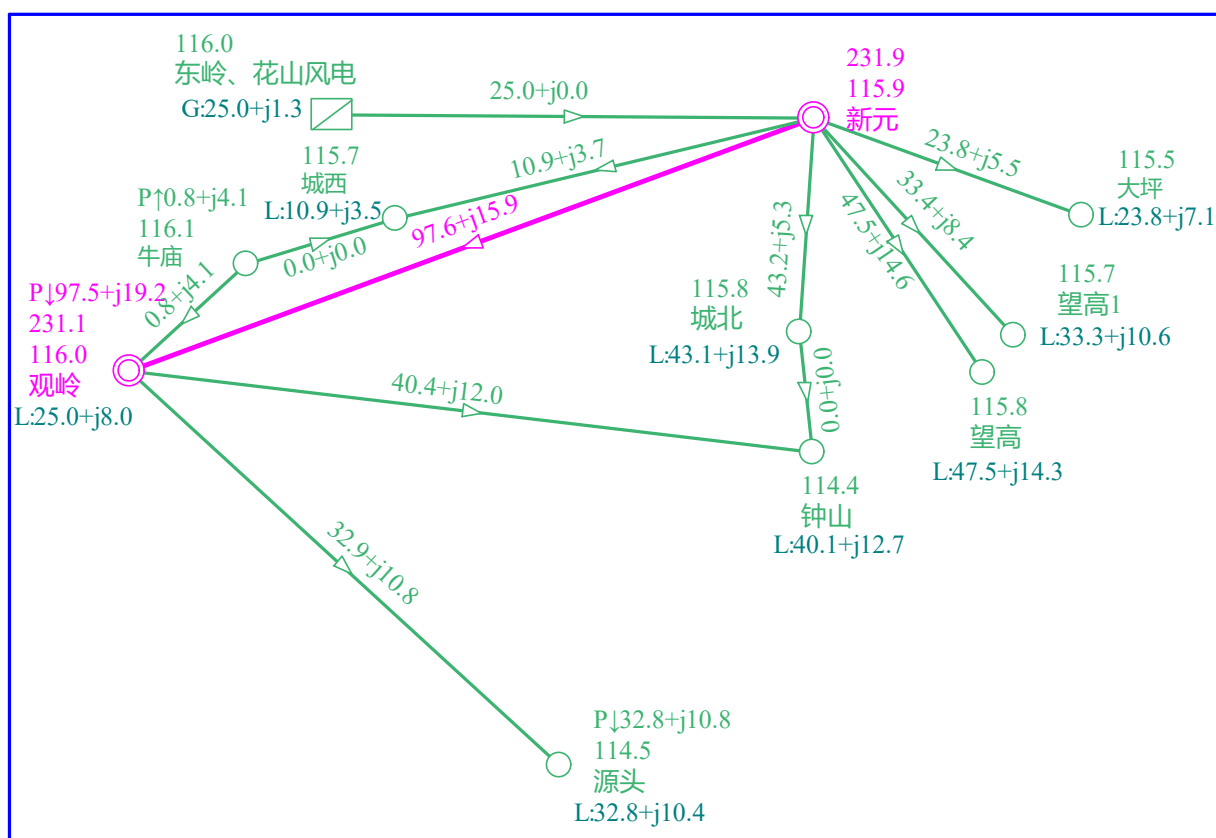


图 2.8-1 2023 年丰大正常方式潮流图（方案一）

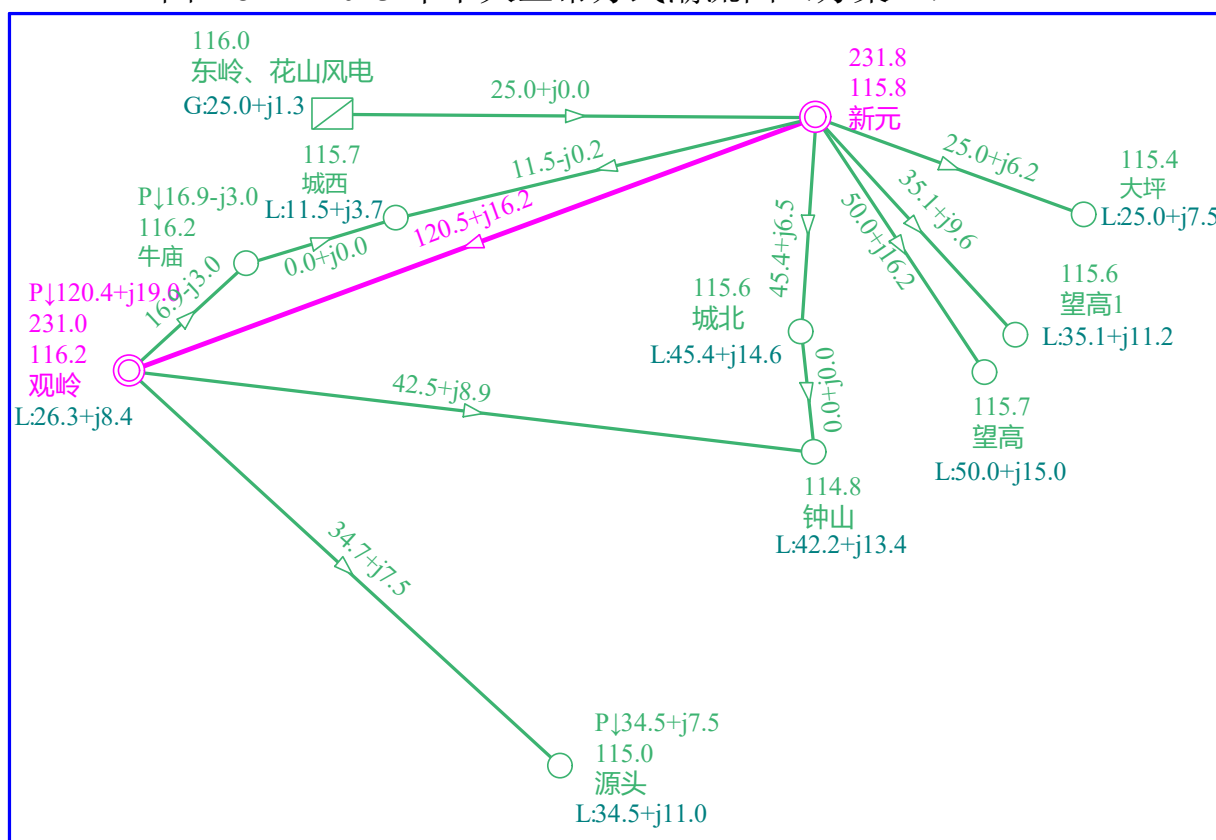


图 2.8-2 2023 年枯大正常方式潮流图（方案一）

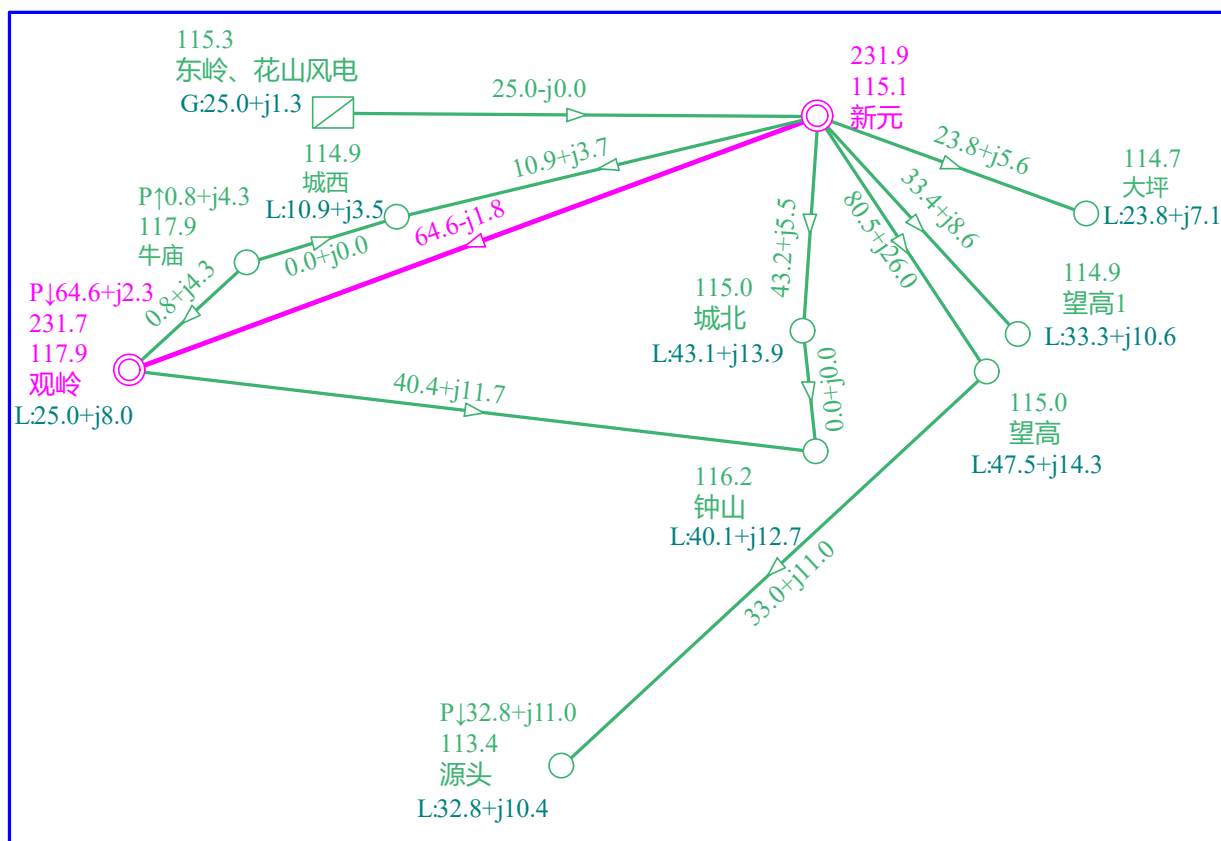


图 2.8-3 2023 年丰大正常方式潮流图（方案二）

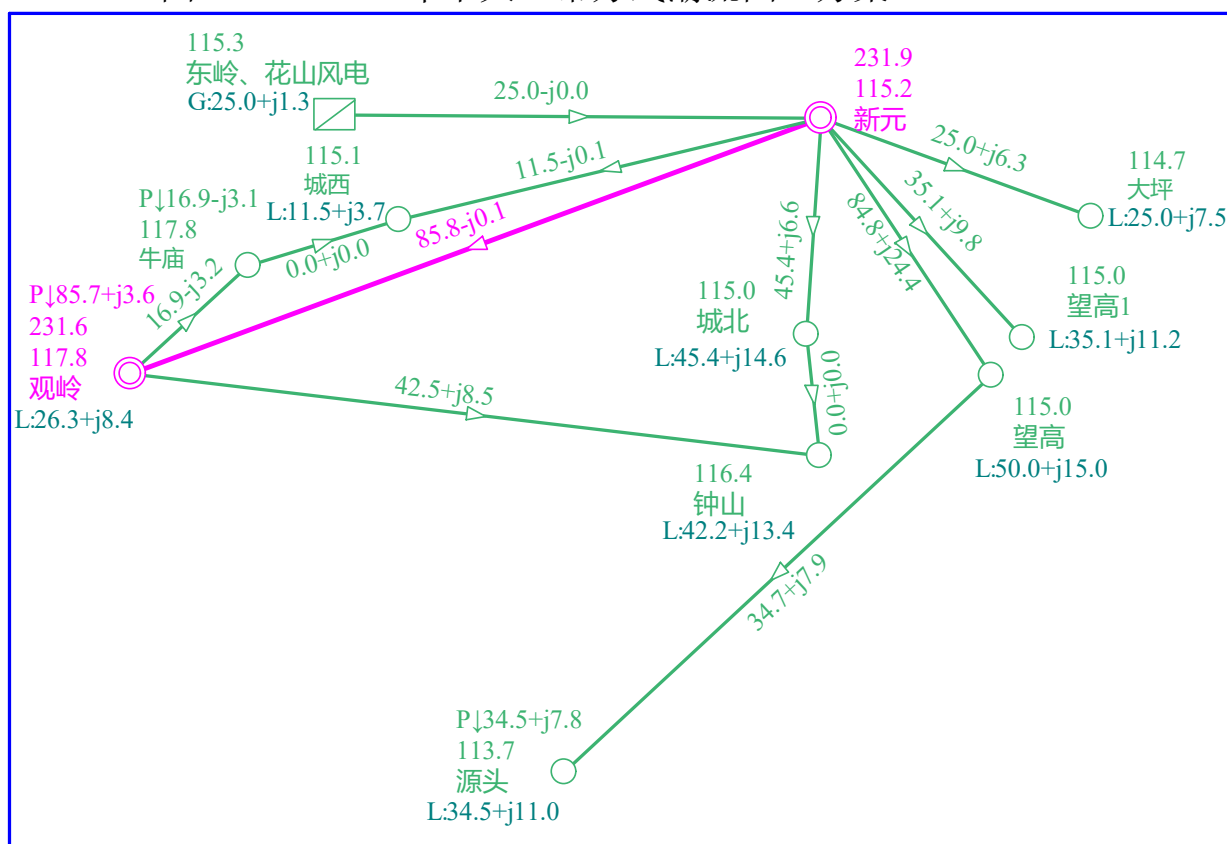


图 2.8-4 2023 年枯大正常方式潮流图（方案二）

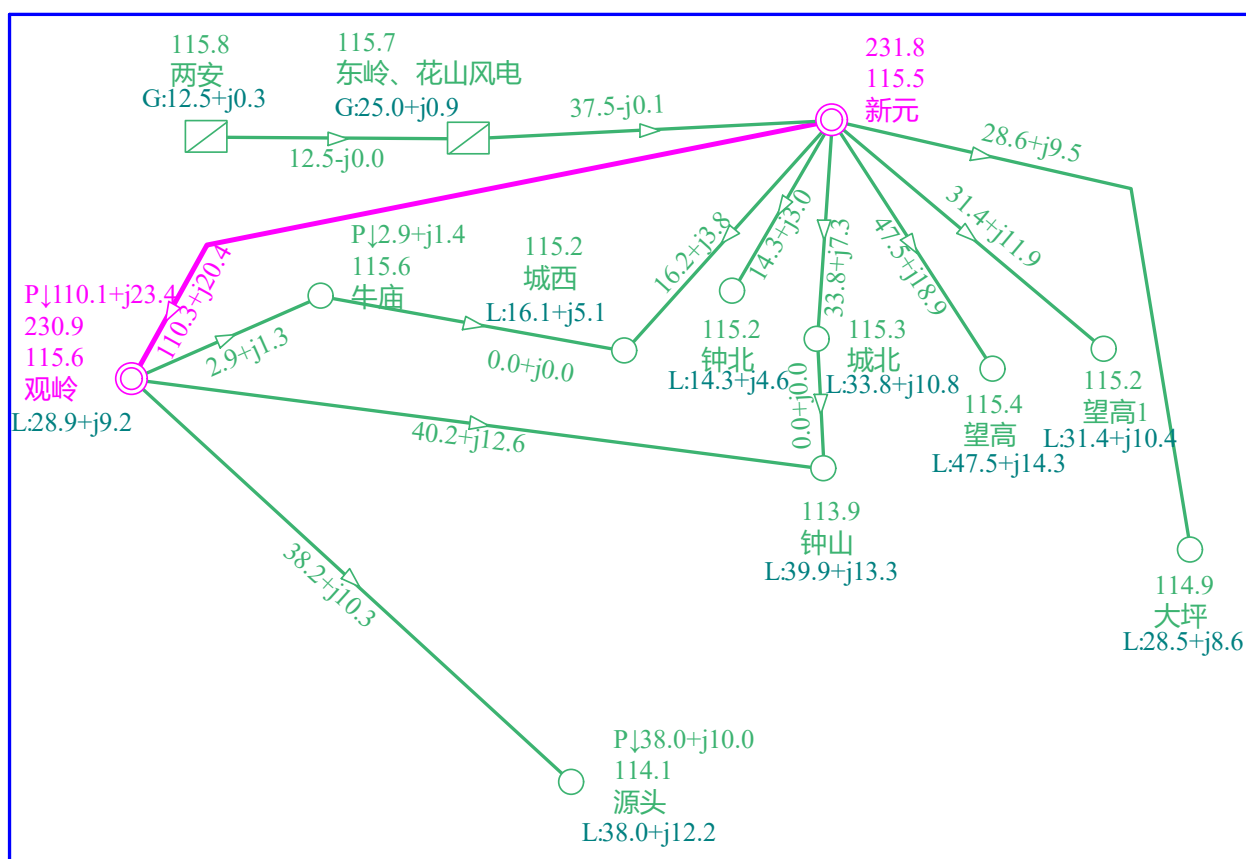


图 2.8-7 2025 年丰大正常方式潮流图（方案一）

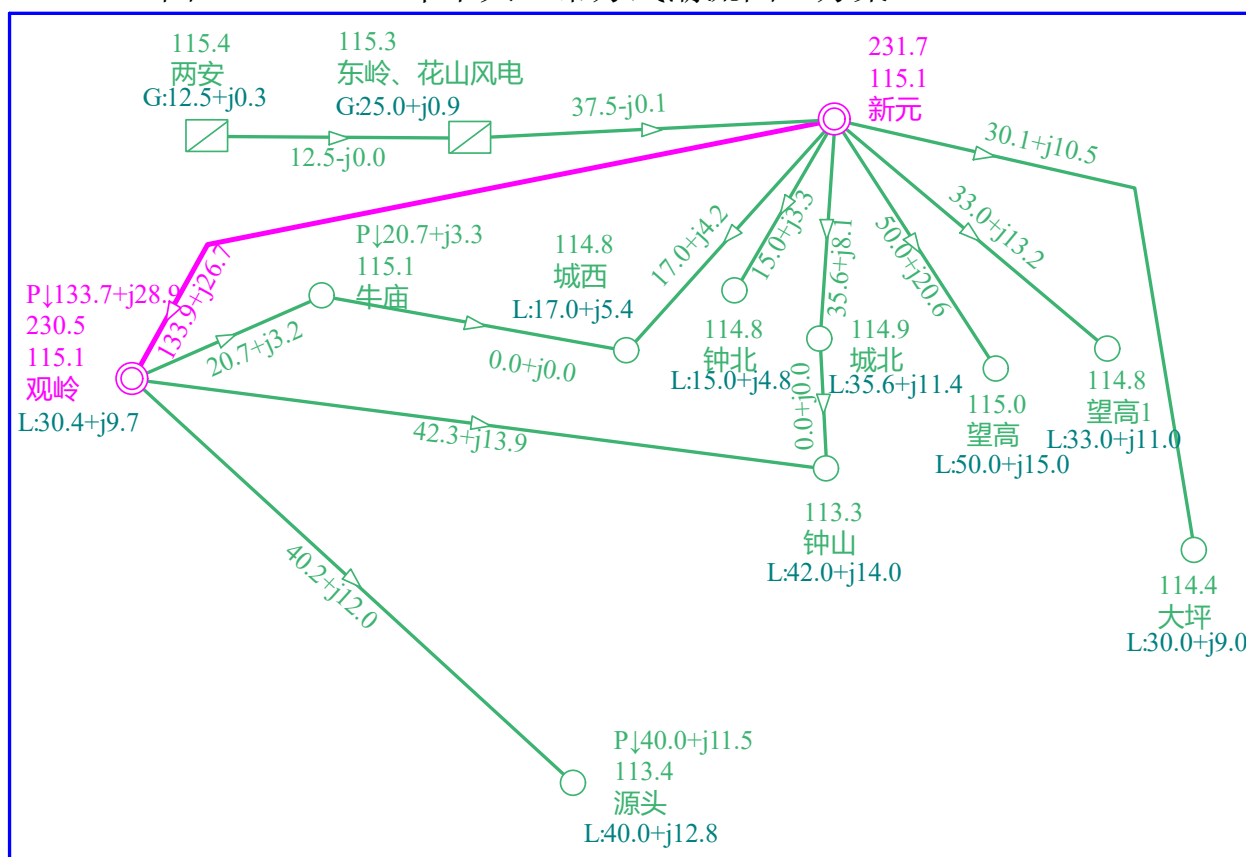


图 2.8-8 2025 年枯大正常方式潮流图（方案一）

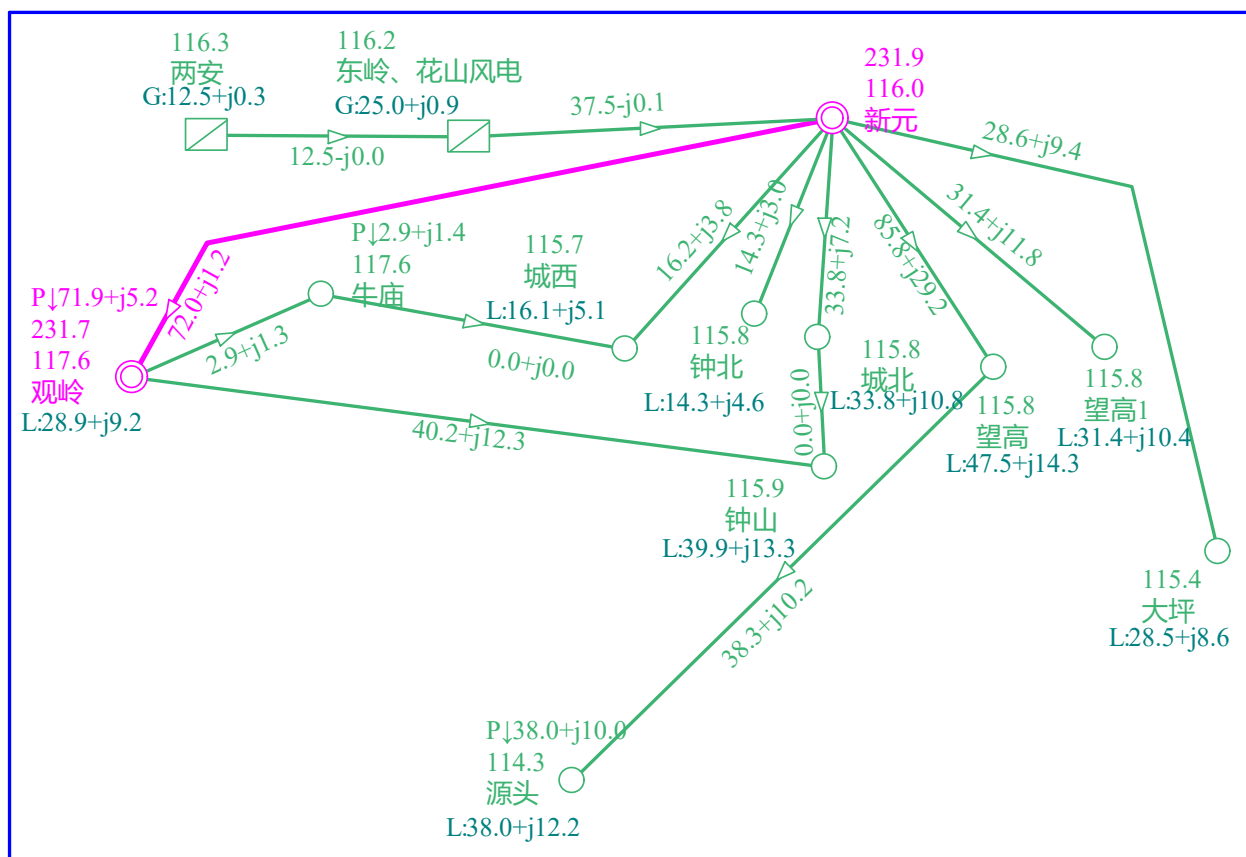


图 2.8-9 2025 年丰大正常方式潮流图 (方案二)

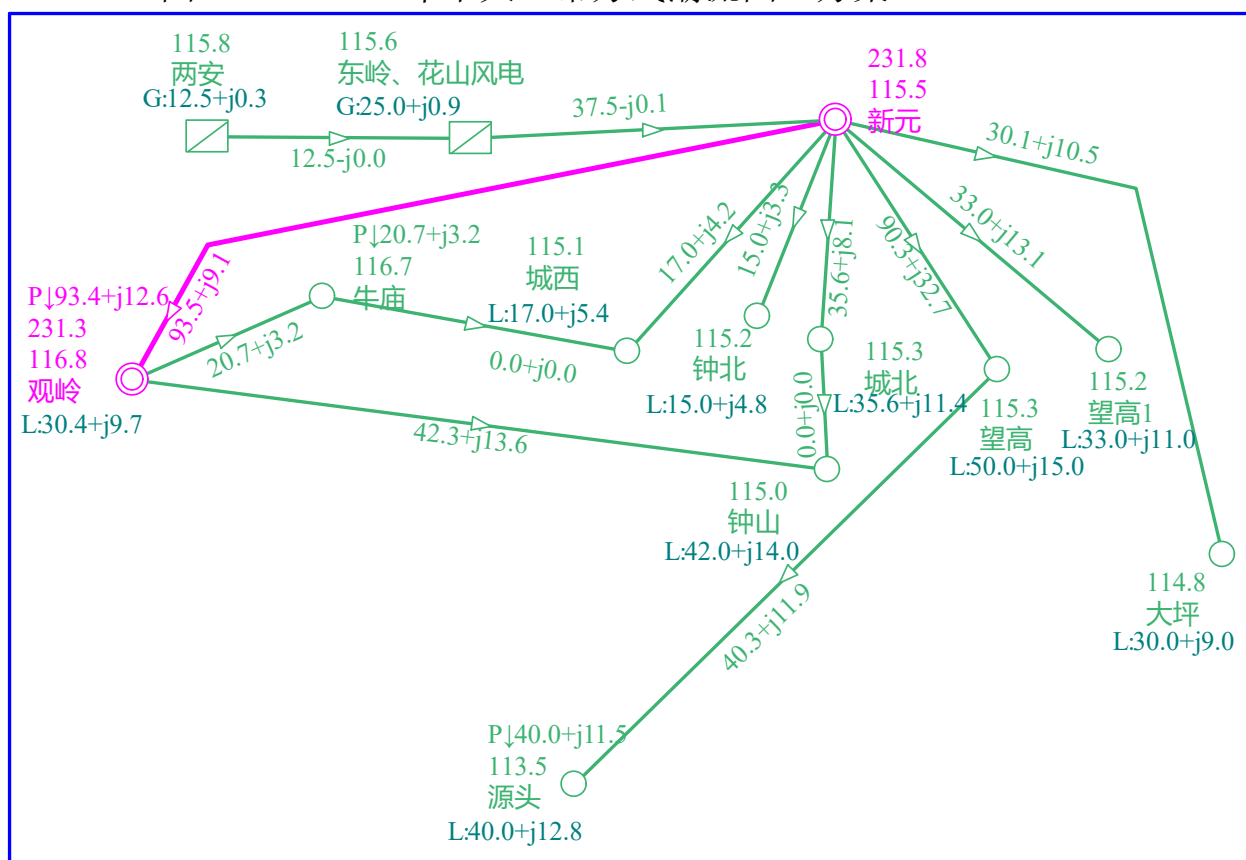


图 2.8-10 2025 年枯大正常方式潮流图 (方案二)

2.9 方案技术经济比较及推荐意见

2.9.1 经济比较

经济比较采用年费用比较法，仅对三个方案近期不同部分进行比较。单位造价按照《广西电网有限公司 220 千伏及以下电网工程可研投资控制指标》，并结合项目所在地区近年项目投资情况，投资指标具体如下：

新建单回 110kV 架空线路（1×400mm ² ）	95 万元/km
新建单回 110kV 架空线路（1×300mm ² ）	80 万元/km
110kV 出线间隔	100 万元/个
电网综合电价	0.46 元/kW·h
有功损耗小时数	3750 小时

接入系统方案经济比较情况详见下表。

接入系统方案经济比较表 单位：mm²，km, 万元

序号	项 目	方案一		方案二		方案三	
		规模	投资	规模	投资	规模	投资
一	线路投资		2403.5		1840.0		1040.0
1	观岭～ 源头 110kV 线路	单回架空 400/25.3	2403.5				
2	望高～ 源头 110kV 线路			单回架空 300/23	1840		
3	钟山～ 源头 110kV 线路					单回架空 300/13	1040
二	变电投资		100		100		100
1	扩建 110kV 间隔	1	100	1	100	1	100
三	总投资		2503.5		1940		1140
四	年运行费用		64.3		97.1		108.4
1	变电运行费（4.2%）		4.2		4.2		4.2
2	线路运行费（2.5%）		60.1		46.0		26.0
3	电能损耗费用			0.03	46.9	0.05	78.2
五	年费用		298.8		278.9		215.2
六	总投资差额（较方案一）		0		-563.5		-1363.5

七	年运行费差值（较方案一）		0		32.8		44.1
八	年费用差值（较方案一）		0		-20.0		-83.6

由上表可见，经综合比较，本期方案一经济性略差，其次方案三、方案二。

2.9.2 技术比较

以下分别从潮流合理性、供电可靠性、实施性、运行管理、发展适应性等方面对三个方案进行综合技术比较，具体如下：

1) 潮流合理性：三个方案潮流合理，电压良好。方案一、方案三源站正常均由观岭站供电，方案二由新元站供电。方案一导线截面大，观岭站负载率较轻，供电损耗低，方案二供电线路截面较方案一小，且新元至望高站段线路需对望高站 1 台主变供电，新元站负载率也较重，供电损耗较大，方案三同样存在导线截面小、观岭至钟山站段线路需对钟山站 2 台主变及源站供电，线路负荷最重，供电损耗较大，供电距离最长，供电存在迂回。结论：方案一最优，其次方案二、方案三。

2) 供电可靠性：正常供电情况下，三个方案本期均通过单电源供电，其中方案二为 220kV 变电站直接供电的专线，可靠性较高，远期能够满足源站 3 台主变供电需求。方案二、三均需通过其他 110kV 变电站转供电，接入变电站主供电源故障情况下，随着负荷增长，均需切除源站负荷方能满足近期供电需求，供电可靠性较差，方案三正常需对 3 台主变供电，随着负荷增长，观岭至钟山线路存在重过载运行，可靠性较差。结论：方案一最优，其次方案二、方案三。

3) 运行管理：方案一 220kV 变电站专线供电，运维清晰便利；方案二、三均需经过其他变电站转供，主供线路故障情况下需采用备投跳开源站，保护配置复杂。结论：方案一最优，其次方案二、三相当。

4) 发展适应性：间隔方面，三个方案间隔占用一致；接线方式方案一形成了单回辐射型接线方式，方案二三均为非典型接线方式。远期适应性方面，方案一线路可以满足源头站3台主变正常供电需求，方案二、三仅能满足1台主变供电需求。结论：方案一最优，其次方案二、三相当。

2.9.3 推荐方案

经济比较结果：本期方案一经济性略差。但方案一导线截面较方案二、三大，损耗更低，能够满足源头站3台主变供电需求。

技术比较结果：方案一潮流合理性、供电可靠性、实施性、运行管理、发展适应性等方面均优于其他方案，特别是源头站本期仅通过单回电源供电，由220kV变电站直接出线供电，能够更好的保证源头站的供电可靠性。

综上所述，推荐110kV源头站通过方案一接入系统，即本期源头站通过新建观岭～源头1回110kV线路接入系统。

2.10 建设规模

2.10.1 主变压器容量

预测源头片区预计2021年～2025年及2030年源头片区的最大负荷分别达32.7MW、34.5MW、36.3MW、38.1MW、40.0MW及56.0MW。若考虑按照规划首期建设主变1×40MVA，投运后即将重载运行，因此，建议源头站终期主变规模按照3×50MVA，本期1×50MVA，“十五五”期间，根据实际负荷情况适时启动第二台主变扩建。

2.10.2 电压等级及出线规模

1) 电压等级：

变电站电压等级采用110/35/10kV三级。

2) 出线规模：

110kV 出线：终期出线 4 回，本期出线 1 回（至观岭 1 回）。

35kV 出线：终期出线 9 回，本期出线 6 回（至同古、石龙、凤翔、羊头各 1 回，开发区 1 回，备用 1 回）。

10kV 出线：终期出线 36 回，本期出线 12 回。

2.10.3 无功补偿容量

根据《电力系统技术导则》、《中国南方电网公司电力系统电压质量和无功电力管理标准》及广西电网公司《无功补偿装置技术研讨会纪要》，110kV 变电站应根据需要配置无功补偿设备，以补偿主变无功损耗为主，并适当兼顾负荷侧无功补偿，补偿容量可按主变容量的 10%~30%确定，在主变压器最大负荷时，其高压侧功率因数不低于 0.95。110kV 变电站最大单组无功补偿装置所在母线电压波动不宜超过电压额定值的 2.5%。

最大负荷按主变容量的 75%，主变高、中、低压侧功率因数分别按 0.95、0.9、0.9 计算，则 110kV 源头站 50MVA 单台主变无功损耗约为 3.6Mvar，中低压侧负载需要补偿的容性无功量为 5.9Mvar，需要无功补偿总容量为 9.5Mvar。考虑一定裕度，源头站终期装设补偿电容器 $3 \times (2 \times 5)$ Mvar，本期在 10kV 母线上装设 2×5 Mvar 无功补偿装置，电抗率取 5%。

经校验，小方式下 35kV 电压波动为 1.8%，10kV 电压波动为 2.35%，满足不大于 2.5%要求。

电容器组中电抗器电抗率选择 12%，无论何种运行方式下都能抑制 3 次及以上谐波放大。若电抗率选择 5%，无论何种运行方式下都能抑制 5 次及以上谐波放大，对电抗率 5%进行 3 次谐振容量校验，具体如下：

谐振容量校验表

短路点	运行方式	稳态短路 电流有效 值(kA)	电抗器电 抗率	谐振容量区 (Mvar) 0.8Qcx~ 1.2Qcx	母线所接 电容器容 量(Mvar)	备注
10kV 母 线	35kV、10kV 侧均分列运 行	11.7	5%	10.4~15.6	0~5~10	在谐振区 外,满足要 求。

根据上表短路电流值 2025 年最小运行方式的计算值, 电容投入不会落入谐振放大区域。因此, 本期电抗率选择 5%。

2.10.4 线路工程

本期新建观岭~**源头** 110kV 线路, 架空线路导线截面采用 400mm²;

2.11 系统对变电站电气主接线及有关设备参数的要求

2.11.1 电气主接线

根据变电站建设规模、在系统中的地位, 提出如下电气主接线型式:

110kV 电气主接线终期采用单母线分段接线;

35kV 及 10kV 电气主接线终期均为单母线双分段三段接线。

2.11.2 主变压器参数选择

为适应电网多种运行方式的需要, 提高电网供电质量, 110kV **源头**变电站应采用有载调压变压器。结合潮流计算及品类优化结果, 主变压器主要技术参数如下:

容量: 50MVA

容量比: 50/50/50MVA

额定电压: 110±8×1.25%/37±2×2.5%/10.5kV (110kV 侧有载调压, 35kV 侧无载调压)

阻抗电压: Uk1-2%=10.5, Uk1-3%=18, Uk2-3%=6.5

连接组标号：YNyn0d11

2.11.3 中性点接地方式

(1) 变压器中性点接地方式

本变电站 110kV 侧中性点采用直接接地方式；35kV、10kV 中性点采用中性点不直接接地系统。

(2) 35kV 及 10kV 中性点接地设备

35kV 消弧线圈：终期 2 台，本期 1 台，容量 630kVA。具体计算如下：110kV 源头变电站终期 35kV 出线 9 回，本期出线 7 回，每回线路长度按架空线路 15km 计算，电缆线路按照 0.17km 计算，则本期 35kV 电容电流估算值约为 16.4A，根据相关规范需装设消弧线圈，经计算，所需消弧线圈容量为 447kVA，为电网发展留有一定裕度，结合品类优化结果，本期选择 35kV 弧线圈容量为 $1 \times 630\text{kVA}$ 。满足源头站 35kV I、II 段母线要求。

10kV 中性点接地装置：终期 10kV 侧配置 3 套消弧线圈并小电阻装置，本期 1 套。110kV 源头变电站每台主变终期 10kV 出线 12 回，本期出线 4 回，每回线路长度按架空线路 10km 和电缆 0.2km 计算，每台主变 10kV 电容电流估算值约为 9.65A。根据《南方电网公司 10kV（20kV）配电系统中性点接地方式选取指导意见》，源头变 10kV 线路大部分为架空单辐射线路，所供居民的生活及生产用电对每回 10kV 线路的供电可靠性和持续性要求较高。因此，本期 10kV 母线配置 1 套消弧线圈并小电阻装置，小电阻按 16Ω ，额定电流 400A 配置，计算消弧线圈容量需要 80kVA，结合品类优化结果，同时留有一定裕度，消弧线圈容量选 630kVA。

2.11.4 短路电流计算结果

变电站短路电流计算是根据 2025 年水平年进行的，计算基准值

$S_j=100\text{MVA}$ ， U_j =各级平均电压。短路电流及短路容量计算结果如下表：

短路电流计算结果表

计算短路点	三相短路电流 (kA)	单相短路电流 (kA)
110kV 母线	4.1	3.9
35kV 母线 (主变分列运行)	4.6	-
35kV 母线 (2 台主变并列运行)	6.8	-
10kV 母线 (主变分列运行)	11.7	-
10kV 母线 (2 台主变 35kV、10kV 并列运行)	18.7	-

根据短路电流计算结果，为留有一定发展裕度，建议**源头站** 110kV、35kV、10kV 侧电气设备分别按 40kA、31.5kA、31.5kA 的短路水平进行选择。

2.12 导线截面选择及校验

1) 观岭～**源头** 110kV 线路

源头站远期主变容量为 $3 \times 50\text{MVA}$ ，大坪站远期主变容量为 $3 \times 40\text{MVA}$ ，正常运行方式下该线路对**源头站** 2 台主变供电，最大负荷约为 75MVA (**源头站** 2 台主变总容量 75%)。远期**源头站** 3 台主变供电，最大负荷约为 112.5MVA (**源头站** 3 台主变总容量 75%) 或 122.3MVA (**源头站** 2 台 50MVA 主变及望高 1 台 63MVA 主变)，经济电流密度取 1.15A/mm^2 ($3000\text{h} < T_{\max} \leq 5000\text{h}$) 计算，则线路导线截面为：

$$S = \frac{W \times 10^3}{\sqrt{3} U J} = \frac{75 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 110 \times 1.15} = 342\text{mm}^2$$

式中：W——线路输送功率 (MVA)；

U——线路额定电压 (kV)；

J——经济电流密度 (A/mm^2)。

根据上述计算结果，该段线路架空导线截面大于 342mm^2 。若考虑采用 300mm^2 截面导线，夏季极限输送容量为 107MVA (环境温度 35°)

C)，仅能满足 2 台主变供电需求，加之该段线路为 220kV 变电站电源出线，后期若按照远期电网规划建成源头～望高 110kV 线路，在新元～望高 400mm² 导线 N-1 情况下，随着负荷增长新元～望高 185mm² 导线无法满足望高站两台主变转供需求，需由观岭～源头 110kV 需对源头站 2 台 50MVA 主变及望高 1 台 63MVA 主变供电，按照主变总容量负载率 75%计算观岭～源头线路最大潮流为 122.3MVA，为留有一定发展裕度，本工程新建线路截面按照 400mm² 考虑，该导线经济输送容量为 87.6MVA，夏季极限输送容量为 124.4MVA（环境温度 35° C）。能满足正常及各种运行方式下的用电需求。

2.13 变电站间隔工程

2.13.1 220kV 观岭站

对侧 220kV 观岭站目前正在施工阶段，110kV 出线终期 12 回；施工图设计阶段建设 5 回，已经预留源头出线间隔，本期工程不再新增 110kV 出线间隔，直接接入建好间隔即可，该间隔的电流互感器额定电流为 2×600/1A，断路器额定电流 2000A，隔离开关额定电流 2500A，经校验，间隔参数满足本期工程接入需要，本期无建设内容。

3 电力系统二次及通信

3.1 概述

3.1.1 系统概况

源头变电站本期规模：主变压器 1×50MVA，本期 110kV 建成单母接线方式，包括建设 110kV 线路出线间隔 1 个，110kV 分段间隔 1 个（不含断路器和电流互感器），主变进线间隔 1 个；35kV I 母出线共

3 回，35kV II 母出线共 3 回，35kV 分段间隔 1 个，主变间隔 2 个，PT 间隔 2 个，35kV 站用变 1 台；10kV II 母出线共 12 回，PT 间隔 1 个，主变间隔 1 个，10kV 站用变 1 台，10kV 电容器 2 套，接地变 1 套。

远期规模：主变压器 $3 \times 50\text{MVA}$ ，110kV 出线共 4 回，110kV 单母分段接线，35kV 出线共 9 回，35kV 站用变 1 台，10kV 出线共 36 回，10kV 站用变 1 台，10kV 电容器 6 套，接地变 3 套。

接入系统：本期新建 1 回 110kV 线路，即观岭～源头 110kV 线路在系统一次方案基础上，根据《继电保护和安全自动装置技术规程》、《35kV～110kV 无人值班变电站设计规程》的要求，结合广西电网运行情况进行系统继电保护和安全稳定控制装置的配置。

3.2 系统继电保护

3.2.1 系统继电保护配置方案

根据《中国南方电网有限责任公司 35kV 及以上电网二次系统规划技术原则》（南方电网计〔2015〕10 号）中继电保护配置原则，

“5.3.2.1.3 110kV 线路保护：a) 每回 110kV 线路应配置一套含重合闸功能的主后一体的光纤电流差动保护”条款。本期源头站新建 110kV 观源线在每条线路两侧均配置一套光纤差动保护，复用通道。110kV 源头站 110kV 观源线线路光纤差动保护需与对侧 220kV 观岭站同一生产厂家。

对侧 220kV 观岭站目前正在施工图设计阶段，110kV 出线终期 12 回；施工图设计阶段建设 5 回，已经预留源头出线间隔，本期工程不

再新增 110kV 出线间隔，220kV 观岭变侧 110kV 观源线保护利旧。

110kV 配电装置采用单母分段接线（110kV 单电源），本期暂不配置 110kV 母线保护，配置独立的 110kV 分段保护。

3.2.2 保护及故障信息管理子站系统

由于本变电站配置的智能远动设备已经集成保信子站功能，因此本变电站不再配置独立的保信子站。

3.3 安全自动装置

3.3.1 110kV 故障录波

根据源头变电站本期实际建设规模，本期建设只有 1 回 110kV 出线-源头~观岭 110kV 线路。为了分析电力系统故障，及时分析判定线路故障点位置，因此本期全站配置 1 套智能录波器管理单元和 2 套采集单元，管理单元和采集单元分开组屏。智能录波器应具备变电站配置文件管控、二次设备状态在线监视、二次虚回路在线监视、二次过程层光纤回路在线监视、二次检修辅助安措、二次回路故障诊断定位、保护定值管理、保护故障信息管理和综合分析、网络报文分析、故障录波、主子站远程交互等功能。

3.3.2 备自投装置

由于本期源头变建成后有 1 回 110kV 进线，根据地理接线，源头站单电源，本期暂不配置 110kV 备自投。

3.3.3 电能质量监测

110kV 源头变电站为终端变电站，根据系统接入方案，本站无大量非线性和冲击性负荷接入电网，并根据本站已考虑配置有电压监测

仪，因此本期不配置电能质量监测装置。

3.3.4 低频低压自动减载装置

根据 110kV 源头变电站系统接入方案，源头变电站在全站失压或出现低频低压情况无法正常供电时，装置动作分散切除部分次要负荷，以保证对重要负荷的不间断供电，因此本期源头站配置一套低频低压减载装置。

3.3.5 小电流接地选线

全站配置一套小电流接地选线装置，用于 35kV、10kV 出线接地时选线报警、跳闸。

3.3.6 电压监测

根据南方电网安生[2005]7 号文《电力系统电压质量和无功电力管理方法》中电压质量监测点设置原则，本期配置 2 套电压监测装置，分别监测 35kV I 段母线、10kV I 段母线电压质量。

3.3.7 地方电源解列装置

源头变周边无规划接入的地方电源，因此不需配置地方电源解列装置。

3.3.8 母线保护

本期 110kV 源头变电站暂不配置 110kV 母线保护。

3.4 调度自动化

3.4.1 自动化系统现状

贺州地调现调度自动化系统为东方公司的 8003S 系统，该主站与厂站端 RTU 通信采用 CDT、SC1801 和 IEC60870-5-101、104 等规约。

贺州地调计划于 2021 年更换调度系统为南瑞科技的 D5000 系统。

钟山县调现调度自动化系统为新世纪 P8000 系统，与厂站端通信采用 IEC90870-5-104 规约，能提供数字、模拟和网络三种通信接口方式。

3.4.2 调度管理关系

110kV 源头站建成后由贺州供电局地调调度管理，远动信息采用“直采直送”的方式发往贺州供电局地调。为实现远方控制端监控无人值班变电站，站内应装设远动终端设备，因此本期在源头站配置远动通信柜一面，向调度传送远动信息。

3.4.3 远动系统

本变电站采用微机监控系统，远动信息由监控系统统一采集和处理，信息通过远动工作站与贺州地调通信。配置两台互为冗余的智能远动机装置，按照《南方电网一体化电网运行智能系统技术规范第 6-6 部分：厂站应用智能远动机功能规范》的技术标准，智能远动机集成远动、在线监测、保信子站、电能采集处理等业务功能，智能远动机作为全站统一的出口系统，负责厂站与各级主站之间的通讯和协调。智能远动机按 I、II 分区上传远动、保护及故障录波信息。

远动装置信息采集内容应根据《电力系统调度自动化设计规程》、调度管理和本变电所监控的需要，确立远动装置采集的信息内容：

（一）遥测信息

- 1) 主变 110kV 侧 P、Q、I、档位
- 2) 主变 35kV 侧、10kV 侧 P、Q、I

- 3) 110kV 主变中性点 I
- 4) 110kV 母线 V
- 5) 110kV 线路 P、Q、I
- 6) 110kV 内桥 I
- 7) 35kV、10kV 母线 V
- 8) 35kV、10kV 线路 P、Q、I
- 9) 10kV 无功补偿电容器 Q
- 10) 10kV 站变 P、Q、I
- 11) 10kV 接地变 P、Q、I
- 12) 直流系统：蓄电池正反向电流、蓄电池电压、充电机电流和电压、直流母线电压、直流系统正对地电压、直流系统负对地电压

（二）遥信量

- 1) 变电站事故总信号
- 2) 主变 110kV 侧断路器、刀闸、接地刀闸
- 3) 110kV 线路断路器、刀闸、接地刀闸
- 4) 110kV 内桥断路器、刀闸、接地刀闸
- 5) 主变 35kV 侧、10kV 侧断路器、手车
- 6) 35kV 母线、10kV 母线接地车、PT 手车
- 7) 35kV 线路、10kV 线路断路器、手车
- 8) 10kV 接地变断路器、手车
- 9) 10kV 站变断路器、手车

10) 10kV 电容器断路器、手车

(三) 遥控量

1) 全站断路器的分合

2) 主变有载调压器抽头位置调整

3) 电容器组的投切

3.4.4 电能量计量系统

根据《电能计量装置技术管理规程》(DL/T448-2000)及广西电网公司企业标准《电能计量装置配置及验收技术标准》

(Q/GXD116.01-2007), 结算用的计量关口点原则上应设在供用电设施产权分界处, 且在发电企业上网线路、电网经营企业间的联络线路和专线供电线路的另一端设置考核用电能计量装置。

本站 110kV 侧装设有功 0.5S 级的电子式电能表; 35kV 侧、10kV 侧均装设有功 0.5S 级的电子式电能表; 站用变低压侧装设有功 0.5S 级的电子式电能表。计量点 CT、PT 采用计量专用二次绕组, CT 精度要求采用 0.2S 级, PT 精度采用 0.2 级。

本工程应设置一套电能量采集装置, 采集本变电站内各计量点电能量信息, 并将采集的电表信息送往本变电站监控系统及广西电网计量中心再转贺州地调。要求电能量远方终端应能以“广西电网公司电力需求侧管理系统数据传输规约”(IEC60870-5-102)与广西电网计量中心和变电站内系统进行可靠通信。

3.4.5 调度自动化对通道的要求

(1) 远动通道的要求

本变电站至贺州地调需 2 路远动通道, 应具备以下技术要求:

主备双通道，要求信息通过不同的通道传送，互为备用。提供一路调度数据网通道、一路 2M 网络专线通道。

(2) 电能计费通道的要求

电能计费信息主通道需 1 路数据网通道，备用通道需 1 路 2M 专线通道传至广西电网计量中心再转贺州供电局调度。

(3) 图像监视通道的要求

图像监控系统需一路综合数据网到贺州供电局图像监视主站。

3.4.6 调度端配置

在调度端不用另配置远动信息接收设备和软件，只需要补充相应的点表。

3.4.7 二次系统安全防护

变电站监控系统应具有高度的安全保障特性，自动化系统与其它各信息系统之间是相对独立的关系，各系统之间可通过 Web 服务器实现互联或通信接口，禁止外部系统对自动化系统数据的直接调用，系统应构筑坚固有效的防火墙，最大限度地阻止从外部对系统的非法侵。变电站二次系统的网络安全防护及具体配置按《电力监控系统安全防护规定》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令 2014 第 14 号，2014 年 8 月）和《南方电网电力二次系统安全防护技术规范》的要求执行。

本期在源头变电站设置二次安全防护设备一套，包括安全分区硬件防火墙 2 台，纵向认证加密装置 3 台（含变电站安全 I 区 1 台、远动专线 1 台、计量专线 1 台）。

3.2.8 网络安全态势感知终端

为了加强对各类网络安装风险事件的全面感知，强化电力监控系统网络安全的闭环管控，全面提高电力监控系统网络安全防护的整体水平，本期配置 1 套网络安全态势感知终端。电力监控系统网络安全态势感知终端（用于生产控制大区 I 和管理信息 III 区各 1 台），用于采集及感知站端网络安全状况，对厂站电力监控系统网络安全数据进行采集、分析处理并与主站系统通信。

3.5 系统通信

110kV 源头站采用光纤通信方式，纳入贺州地区光纤通信系统中。通信方式采用光纤 SDH 方式，传输容量拟为 622Mbit/s。

3.5.1 概述

本工程 110kV 源头站相关的接入系统方案如下：

- 1、110kV 源头站变电站，新建 50MVA 主变 1 台及三侧间隔，新建 110kV 间隔 1 个，35kV 间隔 6 个，10kV 间隔 12 个；
- 2、新建观岭～源头 110kV 线路，长度约为 25.3km；

3.5.2 调度组织关系

根据电力系统的分级调度管理体制，110kV 源头变电站属于贺州地调调度、管理。远动信息发往贺州地调，电能计费信息发往广西电网计量中心再转贺州地调。

3.5.3 通道需求分析

与本工程相关的通道需求初步预测如下：

- （1）系统继电保护对通道的需求

观岭～源头 110kV 线路保护：观岭～源头需占用 2 芯纤芯。

(2) 调度自动化信息对通道的要求

110kV 源头站～贺州地调：需配置 1 路调度数据网通道和 1 路 2M 专线通道传输远动信息；

(3) 电能计费信息对通道的需求

110kV 源头站～广西中调：需配置 1 路调度数据网通道和 1 路 2M 专线通道传输电能计费信息。

(4) 调度电话对通道的需求

110kV 源头站～贺州地调 IP 电话 1：配置 1 路调度数据网通道。

110kV 源头站～贺州地调 IP 电话 2：配置 1 路 2M 专线通道。

(5) 视频及环境监控系统对通道的需求

110kV 源头站～贺州供电局：需 1 路综合数据网通道。

(6) 电能质量监测对通道的需求

110kV 源头站～贺州供电局：需 1 路综合数据网通道。

(7) 调度数据网对通道的需求

110kV 源头站～贺州地调：需 1 路 2M 通道，带宽为 $1 \times 2M$ 。

110kV 源头站～道石站：需 1 路 FE 通道，带宽为 $1 \times 2M$ 。

(8) 综合数据网对通道的需求

110kV 源头站～贺州地调：需 1 路 FE 通道，带宽为 100M。

110kV 源头站～道石站：需 1 路 FE 通道，带宽为 100M。

3.5.4 相关通信系统现状

1、光缆网络现状

目前 110kV 源头站周边暂无光缆覆盖，但 220kV 观岭（钟山）送变电工程已在施工图设计阶段，该工程中拟建的光缆为：观岭～新元 I 回 48 芯 OPGW 光缆长度约 39km、观岭～新元 II 回 48 芯 OPGW 光缆长度约 49km、观岭～江口 1 条 48 芯 OPGW 光缆长度约 68.5km、观岭～两安牵 1 条 48 芯 OPGW 光缆长度约 21.5km，光缆纤芯均为 G.652D。

本工程中，与 110kV 源头站相关的线路及光缆现状为：

（1）石龙站～凤翔站原有 1 条 35kV 线路，线路长度约为 10.23km，线路上已经架设有 1 根 48 芯光缆，本期工程不改造原有光缆。

（2）石龙站～钟山站原有 1 条 35kV 线路，线路长度约为 14.93km，线路上已经架设有 1 根 48 芯光缆（钟山站侧出站有 1 段 1000 米没有架设光缆），本期工程不改造原有光缆。

（3）35kV 石龙站～羊头站原有 1 条 35kV 线路，线路长度约为 13.5km，线路上目前没有架设光缆，但在钟山县 A 类光缆建设工程中规划有沿 35kV 羊头站～35kV 石龙站 35kV 线路架设一根 ADSS 光缆，光缆纤芯为 48 芯 G.652D。后期 110kV 源头站建设之后，羊头站改接进 110kV 源头站，相应光缆要改接进 110kV 源头站。

（4）35kV 羊头站～钟山站原有 1 条 35kV 线路，线路长度约为 10.7km，线路上目前没有架设光缆，但在钟山县 A 类光缆建设工程中规划有沿 35kV 羊头站～110kV 钟山站 35kV 线路架设一根 ADSS 光缆，光缆纤芯为 48 芯 G.652D。

（5）220kV 观岭变电站 110kV 配套线路送出工程建设有 1 回 110kV 钟山站～观岭站线路，线路上架设一根 OPGW 光缆，光缆纤芯为 48

芯 G.652D，长度 25.1km。

2、地区 A 网现状

目前 110kV 源头站周边暂无地区 A 网覆盖，但 220kV 观岭（钟山）送变电工程已在施工图设计阶段，该工程中拟建的地区 A 网光路为：江口～观岭～楚越～新元的 2.5Gbit/s 光纤通信链路、观岭～两安牵～楚越的 155Mbit/s 光纤通信链路。

目前 110kV 钟山站、35kV 凤翔站、羊头站、回龙站均无光缆覆盖，也无传输网络覆盖。

3、地区 B 网现状

目前 110kV 源头站周边暂无地区 B 网覆盖，但 220kV 观岭（钟山）送变电工程已在施工图设计阶段，该工程中拟建的地区 B 网光路为：江口～观岭～楚越～新元的 2.5Gbit/s 光纤通信链路。

目前 110kV 钟山站、35kV 凤翔站、羊头站、回龙站均无光缆覆盖，也无传输网络覆盖。

以上光缆现状及相关地区 A、B 网现状详见附图《相关通信系统组织图》。

3.5.5 本期系统通信方案

1、光缆建设方案

220kV 观岭（钟山）送变电工程已在施工图设计阶段，该工程中拟建的光缆为：观岭～新元 I 回 48 芯 OPGW 光缆长度约 39km、观岭～新元 II 回 48 芯 OPGW 光缆长度约 49km、观岭～江口 1 条 48 芯 OPGW 光缆长度约 68.5km、观岭～两安牵 1 条 48 芯 OPGW 光缆长度约 21.5km，

光缆纤芯均为 G. 652D。

本期光缆方案为：

(1) 本期沿观岭～源头 110kV 线路架设 OPGW 光缆，其中双回路架设 2 根 48 芯 OPGW 光缆，光缆长度 $2 \times 4.5\text{km}$ ，单回路架设 1 根 48 芯 OPGW 光缆，光缆长度为 20.8km，形成源头站～观岭站(25.3km) 的 48 芯光缆路由。光缆纤芯采用 G. 652D。

(2) 第二光缆路由由后期 35kV 配套工程考虑。

2、地区 A 网

本期暂不考虑地区 A 网光传输设备配置，由后期工程统一考虑。

3、地区 B 网

本工程地区 B 网方案如下：

在源头站新增 1 台 STM-4/16 MSTP 光传输设备，基本单元按“1+1”配置，配置 2 块 STM-4 光接口板均为对观岭站方向，并在观岭站原有地区 B 网设备上新增 2 块 STM-4 光接口板对源头站方向，建设“观岭～源头”的“1+1”光纤通信链路，传输速率为 622Mbit/s。

以上光缆建设方案及相关地区 A、B 网建设方案详见附图《本期通信系统组织图》。

3.5.6 调度数据网

贺州地区电力调度数据网是基于 IP+SDH/MSTP+OPTICAL 技术的数据网络，采用层次化设计，网络分为三层：核心层、汇聚层和接入层。

源头站属接入层，拟配置 1 台接入层路由器，带交换功能，分别通过 FE 接口与道石站、E1 接口与贺州地调汇聚节点路由器相连，接

入带宽均为 $1 \times 2\text{M}$ ，源头站的调度自动化、电能计费、调度电话等接入该路由器，通过 TCP/IP 方式连接至贺州地调。

3.5.7 综合数据网

贺州地区电力综合数据网是基于 IP+SDH/MSTP+OPTICAL 技术的数据网络，采用层次化设计，网络分为三层：核心层、汇聚层和接入层。

源头站属接入层，拟配置 1 台接入层路由器，带交换功能，分别通过 FE 接口与道石站、贺州地调汇聚节点路由器相连，接入带宽均为 100M，源头站的视频及环境监控、电能质量监测等信息接入该路由器，通过 TCP/IP 方式上传至贺州地调。

3.5.8 调度交换及对外通信

源头站不单独设调度交换机，为了适应广西电网规划要求，在源头站配置 IP 电话机 2 门，IP 电话带录音功能，由贺州地调 VoIP 设备放置小号。

在源头站设置 1 部公网市话，永临结合，方便对外联络，同时可作为调度电话、电能计费的备用通道。

3.5.9 机房、电源及配线

本工程在 110kV 源头站不设置独立的通信机房，本期新增通信设备均安装于二次设备机房通信设备区域内。

根据《南方电网公司 110kV~500kV 变电站标准设计(V2.1)》要求，通信供电系统配置如下：

1) 110kV 变电站应采用一体化电源，在两套站用直流电源系统分别配置 DC/DC 电源模块，控制两路来自不同母线回路并经 DC/DC 电源

模块转换成-48V 直流电源，DC/DC 模块满足 N+1 要求；DC/DC 电源模块及组屏安装由电气二次专业完成。

2) 每组母线供通信设备使用的空气开关数量不少于 12 个，其中 63A 空开不少于 2 个，32A 空开不少于 4 个，20A 空开不少于 6 个。

为便于设备间线缆的接续，在源头站配置 1 面综合配线柜（含 DDF：4×16 系统，西门子头；BDF：4×24 口；ODF：2×48 芯，96 根 G.652（D）尾纤），并在观岭站配置 1 套 48 芯 ODF 配线模块。

4 变电站工程设想

4.1 电气一次部分

4.1.1 规模概述

1) 主变压器：终期 3×50MVA，本期 1×50MVA。

2) 电压等级采用三个等级：110kV、35kV、10kV。

3) 各电压等级出线规模

110kV 出线：终期 4 回，本期 1 回，即观岭～源头 110kV 线路。

35kV 出线：终期 9 回，本期 6 回，含 1 回备用（电缆出线）。

10kV 出线：终期 36 回，本期 12 回（电缆出线）。

4) 无功补偿：终期 3×2×5Mvar，本期装设 1×2×5Mvar。

5) 35kV 消弧线圈（具有自动跟踪补偿功能）：终期装设 2 台，本期装设 1 台 630kVA。

6) 站用变：终期 2×200kVA，本期 2×200kVA。

7) 10kV 中性点接地：小电阻并消弧线圈接地，终期装设 3 台，本期装设 1 台 630kVA。

4.1.2 电气主接线

本工程考虑到目前供电现状及将来的网络格局以及本站在系统中的地位和作用，本站 110kV 参照《南方电网变电站标准设计 V2.1 版》110B-P2b 方案，并根据工程实际情况进行优化设计。

电气主接线设想为：

(1) 110kV 接线

方案一：110kV 终期 4 回架空出线，3 回主变进线，采用单母分段接线方式；本期新建 1 个出线间隔，1 个主变进线间隔。本期采用单母线接线。

方案二：110kV 终期 3 回架空出线，3 回主变进线，采用扩大内桥接线方式；本期 1 回出线，1 回主变进线，1 个内桥间隔，采用扩大内桥接线方式，其他同方案一。

(2) 35kV 接线

方案一与方案二相同，35kV 终期 9 回出线，3 回主变进线，35kV 采用单母线双分段接线，本期建设 35kV I 段和 II 段母线，包括 6 回出线间隔，2 回主变进线间隔，2 个母线设备间隔，1 个分段间隔，2 个隔离间隔，1 个站用变间隔。

(2) 10kV 接线

方案一与方案二相同，10kV 终期 36 回出线，3 回主变进线，10kV 采用单母线双分段接线，1 台站用变压器接入 III 段母线（本期接入外来电源）。本期建设 10kV II 段母线，包括 12 个出线间隔，1 个主变进线间隔，2 个电容器间隔，1 个母线设备间隔，1 个接地变间隔，2 个隔离间隔。

(3) 中性点接地方式

方案一与方案二相同，110kV 系统为有效接地系统，主变压器

110kV 中性点采用隔离开关接地方式，变压器中性点接地方式可以选择不接地或直接接地，可满足系统不同的运行方式；35kV 中性点本期采用经消弧线圈接地方式，10kV 中性点本期采用经小电阻并消弧线圈接地方式，在 10kV 侧装设接地变；380/220V 站用电系统采用中性点直接接地方式。

(4) 380/220V 接线

方案一与方案二相同，本工程 380/220V 接线采用单母线分段接线方式，正常情况下单独运行，每台站变各带 1 段母线，两段母线采用 ATS 智能开关实现互投。

工程设想详见“电气主接线图”。

4.1.3 电气总平面布置

电气总平面布置设想：

方案一与方案二相同，110kV 配电装置采用户外式中型配电装置，断路器双列布置，向东北方向架空出线，布置在变电站的东北面，间隔宽为 8m，出线构架导线悬挂点高度为 10m。

35kV、10kV 配电装置布置于配电装置楼内。配电装置楼两层布置：一层为 10kV 配电室，10kV 配电装置采用户内成套金属封闭开关柜，单列布置，进线采用管母进线，出线均为电缆出线；二层为 35kV 配电室，35kV 配电装置采用户内成套金属固定式封闭开关柜，单列布置，进线、出线均为电缆引接。一层和二层之间为电缆夹层。

主变位于变电站中部，10kV 无功补偿装置选用户外并联电容器成套装置布置于变电站西侧；进站大门设在变电站的西北侧。

站内道路：全站消防主通道和主变设有 4m 宽的主干道。

方案一在方案二的基础上，在 110kV 配电装置靠近围墙部分增加了环形道路，变电站围墙的长度增加了 2 米，便于 110kV 设备的吊装

和检修。

工程设想详见“电气总平面布置见图”。

4.1.4 短路电流计算结果、主要电气设备及导体选择校验

5.1.4.1 短路电流计算结果

变电站短路电流计算是根据 2025 年水平年进行的，计算基准值 $S_j=100\text{MVA}$ ， U_j =各级平均电压。短路电流及短路容量计算结果如下表：

短路电流计算结果表

计算短路点	三相短路电流 (kA)	单相短路电流 (kA)
110kV 母线	4.1	3.9
35kV 母线 (主变分列运行)	4.6	-
35kV 母线 (2 台主变并列运行)	6.8	-
10kV 母线 (主变分列运行)	11.7	-
10kV 母线 (2 台主变 35kV、10kV 并列运行)	18.7	-

根据短路电流计算结果，为理由一定发展裕度，建议源头站 110kV、35kV、10kV 侧电气设备分别按 40kA、31.5kA、31.5kA 的短路水平进行选择。

4.1.4.2 主要电气设备选择

本工程主要电气设备选择根据《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T 5222-2005) 及《中国南方电网 35kV~500kV 变电站装备技术导则 (变电一次分册)》进行。根据广西污区分布图 2014 版，本工程位于 b 级污秽区，本工程 110kV 设备按 III 级污秽等级考虑，其他电压等级户外设备按 IV 级污秽等级考虑，其他电压等级户内设备按 II 级污秽等级考虑，泄漏比距取 31mm/kV。具体选择如下：

(1) 根据系统设计及电网运行情况，为保证供电电压质量，满足各种运行方式需要，减少噪音污染，主变压器采用三相三卷油浸式自冷有载调压变压器，型号为 SSZ11-50000/110，额定电压：

110±8x1.25%/37±2x2.5%/10.5kV，冷却方式 ONAN, 联结组别 YN/d11, YNyn0d11, 阻抗电压: Uk1-2%=10.5, Uk1-3%=18, Uk2-3%=6.5。

110kV 中性点选用中性点组合设备，成套设备包括：隔离开关、避雷器、电流互感器及支架等。

(2) 110kV 配电装置部分：

110kV 配电装置：断路器采用六氟化硫单断口瓷柱式；隔离开关采用双柱水平开启式；电流互感器应选用的六氟化硫气体绝缘型产品；电压互感器选用的电容式瓷套管电压互感器；避雷器选用氧化锌避雷器；支柱绝缘子选用防污型高强度的瓷质产品。

(3) 35kV 主要设备选择

35kV 配电装置：拟选择金属铠装**固定式**开关柜, 内配优质真空断路器。

35kV 站用变压器：S11 型，户外油式、无载调压变压器，200kVA，S11-50/35，Ud =6.5%。

(4) 10kV 主要设备选择

10kV 配电装置：拟选择金属铠装中置式开关柜, 内配国内优质真空断路器。

10kV 无功补偿设备：选用户内框架式并联电容器成套装置，单组容量为 5Mvar（详细计算见本报告系统部分），串联电抗器选用干式铁芯电抗器，电抗率为 5%。放电线圈、隔离开关、避雷器等均由电容器制造厂商成套供货。

10kV 站用变压器：S11 型，户外油式、无载调压变压器，200kVA，10.5±2×2.5%/0.4kV。

5.1.4.3 导体选择

1) 10kV 主母线工作电流按单台主变输出容量（1×50000kVA）考

虑，选取 $2 \times (TMY-125 \times 10)$ 铜母排，其最大允许载流量为 3360A。

1) 35kV 主母线工作电流按单台主变输出容量 ($1 \times 50000\text{kVA}$) 考虑，选取 $TMY-100 \times 10$ 铜母排，其最大允许载流量为 1852A。

2) 110kV、35kV、10kV 主变进线工作电流按 1.05 倍变压器额定容量计算选择。

3) 10kV 电容器回路的导体按电容器额定电流的 1.35 倍计算选择。

4) 10kV 站用变回路的导体按回路持续工作电流选择。

各电压等级导体选择结果参见下表：

导体选择结果表

电 压 (kV)	回路名称	经济/截面工作 电流 (A)	导体型号，截面/载流量 (A)	备 注
110kV	主变进线	275	LGJ-400/35, 747A	主变容量及经济电流密度
	出线	551	LGJ-400/35, 747A	最大通流容量 150.5 MVA
35kV	主变进线	866	$2 \times ZRA-YJV22-26/35\text{kV}-3 \times 300$ 1160A	主变容量及载流量
	母线	866	TMY-100x10, 1870A	1.05 倍主变容量
	站变	3.3A	ZRA-YJV22-26/35kV-3×50 182A	
10kV	主变进线	2886	半绝缘铜管母线，12kV, 4000A	1.05 倍主变容量及载流量
	母线	2886	$2(TMY-125 \times 10)$, 3360A	长期允许电流，分列
	电容器	371	YJV22-8.7/15kV-3×240， 453A	1.35 倍额定电流

	站变	11.54A	YJV ₂₂ -8.7/15k-3×120, 238 A	载流量及减少 电缆种类
0.4kV	站变低 压侧	288.6	YJV22-0.6/1kV-3×240+1×120 555A	载流量

4.1.5 绝缘配合及过电压保护

(1) 污秽区等级划分

根据广西污区分布图 2014 版，本工程位于 b 级污秽区，本工程 110kV 设备按Ⅲ级污秽等级考虑，其他电压等级户外设备按Ⅳ级污秽等级考虑，其他电压等级户内设备按Ⅱ级污秽等级考虑，泄漏比距取 31mm/kV。

(2) 避雷器的配置

为防止线路侵入的雷电波过电压，主变两侧，110kV 和 35kV 以及 10kV 出线，110kV 和 35kV 以及 10kV 母线，主变压器 110kV 及 35kV 侧中性点及电容器组均安装氧化锌避雷器。110kV 中性点避雷器选用 YH1.5W-72/186，35kV 避雷器选用 YH5WZ-51/125，35kV 中性点避雷器选用 YH1.5W-42/102，10kV 避雷器选用 YH5WZ-17/45。

(3) 电气设备的绝缘配合

1) 避雷器参数选择

110kV 和 35kV、10kV 避雷器均选择无间隙氧化锌避雷器。

2) 电气设备绝缘配合

a、110kV 电气设备绝缘配合

110kV 设备的绝缘水平由雷电冲击耐压确定，以避雷器雷电冲击 10kA 残压为基准，配合系数取不小于 1.4，110kV 电气设备的绝缘水

平及保护水平配合系数参见下表：

110kV 设备电气设备的绝缘水平及保护水平配合系数						
设备名称	设备的耐受电压值					雷电冲击保护水平配合系数
	雷电冲击耐压（ kV, 峰值）			1min 工频耐压（kV, 有效值）		
	全波		截波			
	内绝缘	外绝缘		内绝缘	外绝缘	
主变压器	480	450	530	200	185	实际配合系数 450/281 =1.60 截波配合系数 550/315 =1.75
其他电器	550	550	550*	230	230	
断路器断口间	550+100	550+100		230+70	230+70	
隔离开关断口间		550+100			230+70	

*其他电器设备中仅电流互感器承受截波耐压试验。

b、主变中性点的绝缘配合参见下表。

主变压器中性点的绝缘水平					
设备名称	设备的耐受电压值				
	雷电冲击耐压 (kV, 峰值)			1min 工频耐压 (kV, 有效值)	
	全波		截波		
	内绝缘	外绝缘		内绝缘	外绝缘
主变中性点 (110kV 侧)	325	325	360	140	140

c、35kV 电气设备的绝缘水平

(1) 避雷器选择

35kV 氧化锌避雷器按通用设备选型，其主要技术参数见下表。

名称	参数
额定电压 (kV, 有效值)	51
持续运行电压 (kV, 有效值)	40.8
操作冲击 500kA 残压 (kV, 峰值)	114
雷电冲击 10kA 残压 (kV, 峰值)	125
陡波冲击 10kA 残压 (kV, 峰值)	154

(2) 35kV 电气设备的绝缘水平

35kV 电气设备的绝缘水平由雷电冲击耐压确定，以避雷器雷电冲击 5kA 残压为基准，配合系数取不小于 1.4，35kV 电气设备的绝缘水平及保护水平配合系数见下表。

设备名称	设备耐受电压值				
	雷电冲击耐压（kV，峰值）			1min 工频耐压（kV，有效值）	
	全波		截波		
	内绝缘	外绝缘		内绝缘	外绝缘
主变压器	200	200	200	85	80
断路器断口间	185	185	/	95	95
隔离开关断口间	/	215	/	/	95
其他电器	185	185	/	95	95

d、10kV 电气设备的绝缘配合。10kV 电气设备的绝缘水平按 DL/T620-1997《交流配电装置的过电压和绝缘配合》选取。10kV 电气设备的绝缘水平参见下表。

10kV 设备电气设备的绝缘水平					
设备名称	设备的耐受电压值				
	雷电冲击耐压（kV，峰值）			1min 工频耐压（kV，有效值）	
	全波		截波		
	内绝缘	外绝缘		内绝缘	外绝缘
主变压器	75	75	85	35	35
其他电器	75	75		42	42
断路器断口间	75	75		42	42
隔离开关断口间	75	85			49

e、外绝缘和绝缘子片数的选择

设备的外绝缘按 IV 及防护等级选取，按最高运行电压选择设备的爬电距离和绝缘子的片数，110kV 泄露比距取 31mm/kV，10 kV 泄露

比距取 31mm/ kV（户外）、25mm/ kV（户内），单片绝缘子的爬电距离取 450mm。

4.1.6 站用电及照明

站用变压器共 2 台，宜采用 D, yn11 接线，正常情况下单独运行，每台站变各带 1 段母线，采用单母线接线，选用由 5 面智能模块式低压配电屏，进线装设 ATS 智能切换装置，双电源自动切换供电，布置于主控室，采用 380V 三相四线制。

站用电负荷计算表

序号	名称	容量（kW）	利用系数	计算负荷
动力负荷 P1				
1	UPS 电源	6	1	6
2	电气二次设备电源	20	1	20
3	电气设备操作、控制电源	15	1	15
4	通风机	3	1	3
5	主变风冷电源	5	1	5
	合计	56	/	56
电热负荷 P2				
1	二次设备加热照明电源	22	1	22
2	电热水器	3	0.5	1.5
3	空调	110	0.7	77
4	生活用电	5	0.5	2.5
5	合计	136	/	103
照明负荷 P3				
1	室内照明	8	0.8	6.4
2	室外照明	6	0.7	4.2
3	合计	14	/	10.6

$$S=0.85P1+P2+P3=169.6\text{kW}$$

根据计算结果，站用变压器容量选择为 200kVA。

为保证站用电的供电可靠性，本期装设两台站用变压器，其中 1 台接入 35kV I 段母线上，另 1 台接入 10kV 外来电源（终期接于 10kV II 段母线上），110kV 源头变外来电源采用站址附近约 200 米的 10kV

镇直线岭脚洞支线 18 号杆电源引接。

站用变容量按最终规模计算，参考已建的同类型变电站并考虑一定裕度，选择站用变压器容量单台容量为 200kVA。

380/220V 配电屏选用智能开关柜，主开关采用 ATS 智能开关，出线开关采用塑壳断路器。

380/220V 低压柜布置在配电装置楼的继电器及通信室内，与二次设备屏同室布置。

照明及检修全部由 380/220 伏站用电供电。供电主干线路采用三相四线制，供电网络的接地类型采用 TN-C-S 系统。

应急照明采用普通应急照明灯和自带蓄电池的应急照明灯相结合的供电方式，普通应急照明灯由直流系统通过交/直流逆变切换装置转换为 AC220V 供电，自带蓄电池的应急照明灯正常时由工作照明网络供电，事故时由自带蓄电池供电，应急时间不小于 2 小时。

4.1.7 防雷和接地

(1) 直击雷保护

本期在进站门南侧和站区西侧配置 30m 独立避雷针各 1 支，在 110kV 出线构架上新建 2 支 30m 构架避雷针，做为防直击雷保护，满足本期和终期的保护需要。

(2) 接地

本站接地方式拟采用以水平接地体为主，辅以垂直接地极的混合接地网，水平接地体间距为 5 米的方孔接地网。接地材料选用热镀锌扁钢，接地线的导体截面必须满足热稳定的要求和寿命的要求。热镀锌扁钢的腐蚀速度取 0.065mm/年，接地线的寿命按 30 年考虑，综合考虑热稳定和抗土壤的腐蚀性要求，主接地网水平接地体选用用一 60×6mm 的热镀锌扁钢（埋深 0.8m），垂直接地体选用 ∠60×60×6mm

热镀锌角钢，长度为 2.5m。

按南网反措要求，新建变电站的户内地下部分接地网和接地线应采用紫铜材料；水平接地体选用 $40 \times 4\text{mm}$ 的紫铜排，垂直接地体选用直径 16mm， $L=2500\text{mm}$ 的紫铜棒。

4.1.8 电缆敷设及防火

户内采用电缆沟、电缆竖井、活动地板及穿管等敷设方式，户外采用电缆沟敷设方式。

为防止变电站内电缆在电缆沟内着火延燃，采用阻燃电缆，同时在屋外电缆沟与屋内电缆沟的接口处设置防火墙予以封堵；在电缆进入电缆孔、开关柜、屏、盘的孔洞用耐火材料进行封堵。

电缆防火延燃措施按国标 GB50217-2007《电力工程电缆设计规范》中电缆防火和阻止延燃措施设计。电力电缆全部选用阻燃 A 类铜芯电缆。二次控制电缆选用阻燃 A 类铜芯双屏蔽铠装控制电缆。屏蔽层接地措施按国标 GB50217-2007《电力工程电缆设计规范》要及南方电网公司反措要求设计。

4.1.9 闲置物资再利用情况

经询贺州供电局，本站本期工程无闲置物资可以利用。

4.2 电气二次部分

4.2.1 变电站综合自动化系统

4.2.1.1 系统结构

计算机监控系统由站控层、间隔层和过程层组成，站控层网络应采用双星型冗余网络结构，过程层网络应为每套保护、测控冗余配置双网。模块含间隔层设备和过程层设备，间隔层按间隔配置，实现各个间隔过程层实时数据信息的汇总；完成各种保护、自动控制、逻辑

控制功能的运算、判别、发令；完成各个间隔及全站操作联闭锁以及同期功能的判别；执行数据的承上启下通信传输功能，同时完成与过程层及站控层的网络通信功能。过程层设备按间隔配置，实现设备运行状态的监测、控制命令的执行等。站控层和间隔层设备均布置于主控通信楼的继电器及通信室内。

（1）站控层设备配置

站控层配置监控主机 2 台，视频及环境监控工作站、生产管理终端、调度发令终端各 1 台。布置录音电话，不再独立部署独立录音计算机。其中#1 监控主机整合操作员工作站、维护工作站功能，#2 监控主机整合五防工作站功能。监控主机在监控台就地布置，监控台具备散热排气口，并保持畅通，以满足散热要求。#1、#2 监控主机分别配置单显示器，#2 监控主机日常宜运行在五防界面；视频及环境监控工作站配置单显示器，生产管理终端、调度发令终端通过 KVM 共用视频及环境监控工作站显示器，日常宜运行在调度发令终端或生产管理终端界面。

（2）间隔层设备配置

间隔层主要设备包括各种保护装置、测控装置、智能录波器、安全自动装置、电能表等。测控装置按间隔单套配置，配置一体化测控，集成 PMU、计量等功能；110kV 及以上电压等级测控装置独立配置；主变各侧及本体测控装置独立配置；全站配置 3 台公用测控装置。

（3）过程层设备配置

过程层设备主要包含智能终端，具体配置原则如下：

1) 主变各侧智能终端按双套配置；主变本体智能终端按双套配置；

2) 110kV 及以下电压等级的线路智能终端按单套配置；

3) 各电压等级母线 PT 智能终端按单套配置。

4) 智能控制柜按断路器进行配置；每台断路器配置 1 面智能控制柜，双套配置的智能终端共组 1 面智能控制柜。智能控制柜应满足《电力系统继电保护及安全自动装置户外柜通用技术条件》（GT/T34125-2017）等技术规范的相关要求。

（4）网络设备配置

1) 110kV 电压等级过程层网络应为每套保护、测控冗余配置双网；

2) 110kV 电压等级按多间隔共用配置过程层交换机；

3) 35kV 及以下电压等级过程层冗余配置双网，过程层可不独立组网；

4) 主变保护、主变智能录波器跨不同电压等级的过程层网络。

（5）时间同步系统

全站设置一套时间同步系统，配两台标准同步钟本体，采用时间同步扩展装置，满足站内监控系统、保护装置及其他智能设备的对时要求，同时考虑二次防雷措施。标准同步时钟本体应能接收 GPS 卫星和中国北斗卫星发送的信息，作为主时钟的时间基准，还应能接收另外一台标准同步时钟发出的带有年月日时分秒全时间信息且符合 IEEE1344-1995 标准的 IRIG-B(DC) 时（RS-422），作为主时钟的备用外部时间基准。时间同步系统独立于监控系统组屏设计。

（6）其他

变电站按本期规模设置 110kV PT、35kV PT、10kV PT 并列装置各一套，各组屏一面。35kV、10kV 采用电磁式电压互感器时其二次回路装设一套微机消谐装置，并安装于相应高压开关柜。

4.2.2 测量和计量

全站配置一套电能采集装置，在各计量点装设单只多功能电子式电度表，电度表根据系统接地方式选择三相四线制，精度为有功不低于 0.5S 级、无功不低于 2.0 级。电度表一律采用带双 RS-485 通信口的多功能电子表，其余表计的功能则由站内监控系统实现。

本期新增电能表通信协议均按《多功能电能表通讯规约》（DL/T 645—2007）通信规约要求配置。电能表规约应包括 DL/T645-1997、DL/T645-2007、IEC1107、DLMS、ABB、EDMI、ION、ANSI 等国内外主流电表厂商以及南方电网范围内已使用的电表规约中的一种，支持电表规约库升级。

4.2.3 控制、操作、防误闭锁

（1）监控范围

- 110kV 主变压器
- 110kV 线路
- 110kV 所有断路器、隔离开关及接地刀闸
- 35kV 线路
- 35kV 所有断路器、隔离开关及接地刀闸
- 10kV 线路
- 10kV 补偿电容器
- 10kV 接地变
- 10kV/380V 站用变
- 10kV 所有断路器及隔离开关
- 380V 断路器
- 直流系统
- 交流不间断电源
- 视频及环境监测系统

- 公用设备（如消防及火灾自动报警系统等）

（2）控制方式

断路器控制分成以下四种情况：

- 远方（集控中心/调度中心）操作
- 站控层当地（计算机监控系统后台）操作
- 间隔层应急（继电器室测控屏）操作
- 设备层就地（配电装置）操作

电动隔离开关、主变有载调压开关控制分成以下三种情况：

- 远方（集控站/调度中心）操作
- 站控层当地（计算机监控系统后台）操作
- 设备层就地（配电装置）操作
- 电压一无功自动调节控制分成以下两种情况：
 - 远方（集控站/调度中心）AVC系统直控
 - 站控层当地（计算机监控系统后台）VQC控制

（3）操作

为使计算机监控系统能安全可靠地运行，计算机监控系统须具有相应的安全、保护措施。

- 设置操作权限：依据操作员权限的大小，规定操作员对系统及各种业务活动的使用范围；

- 操作的唯一性：在多种操作方式下，如确定一种操作方式，就必须闭锁其它操作方式；

- 对运行人员的任何操作，计算机都将做命令合法性检查和闭锁条件检查；

- 操作应按选择、返验、五防闭锁、执行的步骤进行；
- 系统应具备顺序化操作功能。

各级控制均实现五防操作，全站计算机监控系统统一考虑微机五防功能，计算机监控系统和现场布线式电气闭锁共同完成变电站防误闭锁。各级控制操作遵守唯一性原则，一级操作闭锁其它级操作，各级操作切换通过软件和转换开关实现。

（4）防误闭锁

五防功能按照与计算机监控系统一体化配置。变电站五防子系统应由站控层防误和间隔层防误两层构成，站控层防误包括防误闭锁软件系统、电脑钥匙及锁具，间隔层防误是由测控装置的软件逻辑闭锁来完成。

现场布线式单元电气闭锁也作为整个变电站五防的组成部分，实现本间隔内电动隔离开关（接地开关）、断路器之间的电气闭锁，以及为完成线路倒闸操作所必需的母线接地开关与线路隔离开关之间跨间隔的电气闭锁。

现场布线式单元电气闭锁与计算机监控系统五防子系统相互配合，共同完成刀闸闭锁，正常操作时，二者之间逻辑为“与”的关系。

高压开关柜配置完善的微机五防装置实现五防功能。

高压开关柜及间隔式配电装置（间隔）有网门、柜门、机械闭锁装置（如电容器组、电抗器、消弧线圈等）时，应安装微机防误装置的机械编码锁，宜在网门上安装带电显示装置。

4.2.4 同期

变电站同期点为全站 110kV 断路器，同期功能由计算机监控系统各间隔的测控单元完成，站控层能对同期操作过程进行监测和控制。不同断路器的同期指令间应相互闭锁，以满足一次只允许一个断路器同期合闸，同期功能应能进行状态自检和设定，同期成功与失败均应有信息输出，同期操作过程应有发令、参数计算、显示及确认等交互

形式。操作过程及结果应予以记录。

同期具有远方控制检无压/同期功能。

4.2.5 元件保护

1) 主变压器保护

配置双重化的主、后一体化变压器电气量保护和一套本体非电量保护，非电量保护与本体智能终端采用一体化装置，非电量保护采用就地直接电缆跳闸，信息通过本体智能终端上送过程层 GOOSE 网。

主保护配置差动速断保护、比率差动保护，可配置不需整定的零序分量、负序分量或变化量等反映轻微故障的故障分量差动保护。

后备保护配置复合电压闭锁过电流保护、零序过流保护、间隙保护。

2) 35kV、10kV 线路保护

采用保护测控一体化装置，配置微机型电流速断保护、过流及零序电流保护，并具有重合闸与低周减载功能。

3) 35kV 分段保护

配置两段过电流保护，每段电流和时间定值可分别整定。作为母线充电保护，并兼作新线路投运时的辅助保护。分段保护应具备同期检测功能。

4) 10kV 电容器保护

采用保护测控一体化装置，配置微机型过流保护、过电压保护、低压保护、差压保护或不平衡电流保护。

5) 站用变保护

采用保护测控一体化装置，配置微机型速断保护、过流保护、零序过流保护及自身的非电量保护，并具有过负荷告警功能。380V 站用变不设备自投装置，由站用电系统本身完成备自投功能。

6) 接地变保护

采用保护测控一体化装置，配置电流速断保护、过电流保护、非电量保护、零序过流保护、过负荷告警功能。10kV 系统中性点经接地变—消弧线圈接地，配套自动跟踪控制系统。

4.2.6 直流系统

根据《电力工程直流系统设计技术规程》DL/T5044-2004，本站设一套 220V 直流电源系统，用于继电保护、变电站综合自动化系统、事故照明等的供电。蓄电池容量按全站事故停电 2 小时考虑，结合南方电网物【2013】7 号文要求采用优化后推荐的规格型号，本站蓄电池容量选用 300Ah，高频开关电源模块选用 20A，4+1 配置。

直流系统按双充双蓄设置，采用两段母线接线，设联络开关，每段母线各带一套充电装置和一组蓄电池。充电装置采用高频开关电源，蓄电池采用阀控式密封铅酸电池，组架安装在专用蓄电池室内，直流系统组 2 面直流充电柜、2 面直流馈线柜，均置于主控室。直流系统配置通信电源 DC/DC 48V 模块。单独配置通信直流馈电屏 1 面，和其余直流屏柜一并集中组屏。

直流系统配有电池监测装置、系统监控单元，并能通过以太网口与站内变电站综合自动化系统通信，达到远方监控的目的。并应具有自动恢复、交流电源自动切换、过流过压保护、定期恒流补充充电、

绝缘在线监测、防雷等功能。

直流系统采用混合型供电方式；监控系统站控层、网络设备、集中组屏的测控装置、110kV 及主变部分保护所需直流电源采用辐射型供电方式，每一安装单位均直接从直流馈电柜获取电源。10kV 部分按每台变压器对应的低压侧母线，分别采用双回路环形供电方式。

4.2.7 交流不间断电源

本站设置一套交流不停电电源系统，为站内自动化系统计算机及交换机设备、远动设备、火灾报警系统主机、调度数据网交换机、二次安全防护设备、五防工作站及视频监控系统主机等不能中断供电电源的重要生产设备提供交流电源。交流不停电电源系统选用两套 3kVA 逆变电源，采用双机双母线带母联运行接线方式，整套交流不停电电源具有两路交流输入，每组不停电电源具有一路直流输入。交流不间断电源系统不配单独的蓄电池，直流电源由站内的直流系统提供。设 1 面独立的 UPS 屏置于主控室。

4.2.8 变电站视频及环境监控系统

为了配合变电站实现无人值守，本期装设图像监视系统一套，实现对变电站的主变压器、110kV 配电装置、35kV 配电设备、10kV 配电设备、主控室、电容器、站大门、整个变电站外场关键区及进出线路等图像监控，能看到主要设备的关键部位，告警发生时能自动切换到相应的图像并启动录像机记录相关联的画面，并能对站大门等利用红外线光束对射及报警主机等进行防盗、防非法闯入监测。远程图像信息通过 2M 接口通道传到地调。

源头变电站设一套图像监视系统，并与站内的监控系统和消防报警装置相连，这样可确保远方操作的可靠性，适时监视站内的环境，更好地实现无人运行。

根据系统〔2014〕84号（印发《变电站视频及环境监控系统摄像机布点优化方案》）要求，具体配置原则如下：

- （1）主控楼顶配置2台高清摄像机，实现变电站全景监视。
- （2）110kV户外配电区配置1台高速球型摄像机。现场要求因地制宜灵活布点，完整监视110kV配电区。
- （3）室外变压器配置1台云台球型摄像机，监视2号主变压器。
- （4）35kV、10kV高压开关室根据每段母线配置1台摄像机，本期35kV、10kV高压开关室共配置3台摄像机。
- （5）每个蓄电池室配置1台固定防爆摄像机，本期配置2台。
- （6）每个接地变室配置1台固定摄像机，本期配置1台。
- （7）室外10kV1号、2号电容器组设备配置1台球型摄像机。
- （8）消防水泵房配置1台球型摄像机。
- （9）室外站用变设备由全景摄像机兼顾。
- （10）通信及继电器室每个出入口配置1台球型摄像机，用于监视通信及继电器室出入情况；本期配置3台。
- （11）变电站大门监视配置1台固定摄像机。
- （12）变电站周界每个直线围墙布置1台固定摄像机，本期共4台。
- （13）配置1套高频脉冲电子围栏，布置于变电站围墙，防止非法进入变电站。
- （14）电缆夹层布置2台固定摄像机。

视频及环境监测系统主机应由站内交流不间断电源系统提供专

用回路供电。

4.2.9 消防及火灾自动报警系统

全站配置一套火灾自动报警系统。设 1 套火灾报警控制器及消防联动扩展柜，布置于警传室，消防火灾报警信号接入变电站综合自动化系统。火灾报警控制器配备控制和显示主机，设有手动和自动选择器，联动控制可对其联动设备直接控制，并可以显示启动、停止、故障信号。火灾自动报警系统具有与变电站综合自动化系统连接的通讯接口，远方控制中心可以对火灾自动化报警系统进行监控。其它火灾探测器，如感烟探测器、感温探测器以及红外光束感烟探测器，选用及布置应满足《火灾自动报警系统设计规范》(GB50116-2013)。

在站内电缆竖井、电缆夹层、电缆桥架以及主变压器等处敷设 1 套光纤线型感温火灾探测器。包含光纤线型感温电缆、调制器和输入输出模块、主机等。

4.2.10 二次系统防雷

全站设一套二次防雷系统，按《广西电网公司二次系统防雷技术规范》（桂电生【2007】7 号）要求配置防雷设备，用于变电站二次系统防雷电电磁脉冲及过电压的防护，避免雷电波侵入造成二次设备损坏。

（1）电源系统防雷

①在站用变低压侧至交流配电屏的三根相线，应安装第一级（开关型）和第二级（限压型）组合型交流电源防雷保护 SPD。

②在主要的交流设备电源输入柜分别加装第三级电源防雷保护。

③在直流屏的直流母线输出端须安装具有正极对地、负极对地保护模式的标称放电电流不小于 10kA(8/20 μ s)的直流电源 SPD。

④在直流分屏直流馈线至 110kV 高压场站、35kV 高压配电室、

10kV 高压配电室的直流馈线两端安装直流电流 SPD。

⑤监控后台排插具备防雷功能。

(2) 信号系统防雷

①对变电站电能量采集系统的通信线加装信号防雷保护。

②控制室远动屏至通信屏的语音线或 RS485 等信号线，应在远动屏侧安装标称放电电流不小于 2kA (8/20 μ s) 的信号 SPD。

③在时间同步主时钟的天线接口处安装最大放电电流不小于 15kA (8/20 μ s) 的天馈线防雷保护。

④从 110kV 高压场站、35kV 高压配电室、10kV 高压配电室到主控室的通信线路（如 RS232、RS485、CAN 总线等）应在控制室相应屏处安装标称放电电流不小于 5kA (8/20 μ s) 的防雷器。

⑤在计算机监控系统与其他系统的通信线路（如 RS232、RS485、CAN 总线等）两端安装标称放电电流不小于 2kA (8/20 μ s) 的信号防雷器。

⑥在变电站的电话通信线路安装防雷器。

⑦其余网络线、屏蔽双绞线，若长度超过 30m 时，在以太网交换机柜上加装信号 SPD。

4.2.11 二次设备的布置

110kV 变电站按无人值班设计，二次设备采用主控、通信楼集中布置方式。共设 1 个继保控制及通信室、2 个蓄电池室。

继保控制及通信室：用于放置测控、保护、计量、直流屏、远动工作站、保信子站屏、视频及环境监控系统、同步时钟对时系统屏、交流不间断电源屏、二次安全防护屏、电能采集系统和通信设备等二次屏柜及变电站自动化系统监控主站、操作员工作站、微机五防工作站、视频及环境监测系统后台。

蓄电池室：设置 2 个专用蓄电池室，用于放置 2 组二次蓄电池和

2 组通信蓄电池。

35kV、10kV 保护测控装置及电能表布置于高压开关柜，同时在各高压配电室分别布置一面计算机监控系统网络接口柜及一面同步时钟扩展柜。

放置于继保控制及通信室的及 35kV 、10kV 配电装置室的二次屏柜均采用尺寸为 2260mm(高)×800mm(宽)×600mm(深)的前后开门形式柜体，单列布置。

4.2.12 光缆、网线、电缆选择及敷设

(1) 光缆选择要求

过程层信息传输采用光纤，双重化保护的 GOOSE 跳闸控制回路等采用各自独立的光缆。主控通信楼计算机房与各小室之间的网络连接应采用光缆。起点、终点为同一对象（断路器/间隔）的缆芯可合用同一根光缆（过程层网络 A1、A2 或 B1、B2 可合用一根光缆），整合后光缆芯数不超过 24 芯。本站采用缓变型多模光纤，室内光缆可采用尾缆连接。室外光缆可根据敷设方式采用非金属加强芯阻燃光缆或铠装非金属加强芯阻燃光缆，缆芯一般采用紧套光纤。光缆芯数宜选取 4 芯、8 芯、12 芯和 24 芯。每根光缆或尾缆应预留 20%的备用芯，最少 2 芯。

(2) 光缆敷设

a) 光缆的敷设采用槽盒或桥架敷设方式并辅以穿管敷设方式过渡。尾缆及非金属加强芯阻燃光缆采用槽盒保护。

b) 光缆在任何敷设方式及其全部路径条件的上下左右改变部位，均应满足光缆允许弯曲半径要求；光缆布放的过程中应无扭转，严禁打小圈等现象出现；光缆经由走线架、拐弯点（前、后）应予绑扎。

c) 光缆、电缆分开敷设。

(3) 网线选择要求

继电器室内通信联系宜采用超五类屏蔽双绞线。

(4) 电缆选择与敷设

电缆的选择与敷设同常规变电站要求，应符合 GB/T 50217《电力工程电缆设计规范》的规定。

4.2.13 抗干扰措施及二次电缆的选择

全站所有保护均为微机保护，监控系统亦是由计算机和微型测控装置组成，除要求这些设备本身具有一定的抗干扰能力外，还须采取下列抗干扰措施：

1、网络介质可采用超五类以上屏蔽双绞线、光纤。通往户外的通信介质采用铠装光纤。

2、不同电平的回路，不合用同一根电缆。

3、CT 的二次回路接地：由几组 CT 二次组合的电流回路，例如 3/2 断路器接线的保护/测量电流回路，应在第一级合电流保护/测量装置处一点接地；其余独立的、与其它 CT 二次回路没有电的联系的 CT 二次回路，在就地端子箱(汇控屏)处一点接地。

4、经继保控制及通信室零相小母线(N600)连通的几组电压互感器二次回路，只应在继电器及通信室将 N600 一点接地，各电压互感器二次中性点在开关场地接地点应断开；为保证接地可靠，各电压互感器地中性线不得接有可能断开的断路器或接触器等。

5、站内敷设独立的二次接地网，该接地网全网由截面 120mm^2 的铜排构成，由户内和户外二次接地网组成。

在继保控制及通信室活动地板下的电缆层中，按屏屏布置方向敷设首末端相连的专用接地铜排网，形成户内二次接地网。该接地网按终期屏位上齐来敷设。并以一点通过截面 120mm^2 的绝缘阻燃铜导线

与变电站主地网引下线可靠连接接地。用截面 50mm^2 的阻燃绝缘软铜导线将二次屏内底部的铜排与户内二次接地网可靠连接。

在二次电缆沟上层敷设专用铜排，贯穿继保控制及通信室至开关场地的就地端子箱、机构箱及保护用结合滤波器等地的所有二次电缆沟。该接地网在电缆沟中的各末梢处分别用截面 50mm^2 的铜导线与变电站主地网可靠连接。户外二次接地铜排进入室内时，以截面 120mm^2 的铜导线与户内二次接地网可靠连接。开关场端子箱内接地铜排用截面 50mm^2 的铜导线与户外二次接地网可靠连接。户外二次接地网不可以首尾相连。

6、继保控制及通信室内的屏外壳与主接地网可靠连接。

除以上措施外，最有效的方法是选用屏蔽性能优越的电缆，根据电力系统反措要点，本模块选用阻燃 A 类铜芯单屏蔽铠装控制电缆，屏蔽层两端接地。

4.3 变电站站址及工程设想

4.3.1 站址选择过程

拟建 110kV 源头变电站供电范围主要为石龙镇及周边区域，选址人员会同县供电公司参照《变电所所址选择与总布置》进行现场多次踏勘，在钟山县石龙镇片区及凤翔镇片区进行选址踏勘。踏勘了多个位置，并进行对比分析，最终选择了站址一、站址二为变电站的站址方案，站址一、站址二分别为相距石龙镇约 1650m、2700m。

4.3.2 站址概况

4.3.2.1 站址一（推选站址）

110kV 源头站站址一位于钟山县石龙镇北面约 1.65km 处，北距岭脚洞村 0.75km，南距源头 0.7km，西南距原 35kV 石龙变电站约 1.3km。

站址东侧约 24m 为乡道, 进站道路可以直接从乡道接引, 乡道路宽满足大件运输要求, 交通较为便利。

(1) 站址地理状况

站址原有木材材料棚, 岩溶地貌, 地面高程约为 183.93m~187.79m, 最大高差 3.86m, 站址西面为水沟, 北面及东面为木材棚, 目前为晒木及租用木材厂用地, 大部分地方已进行平整, 站址区域主要植被为杂树、荒草等, 站址离负荷中心较近, 站址东南面靠近一家菌业公司, 如下图 4.3-1 图所示。



图 4.3-1 站址一地形地貌图（主推站址）

(2) 站址土地使用状况

站址土地使用权属石龙镇源头村所有, 不是基本农田, 土地性质为建设用地, 临时租用为木材加工厂, 初步变电站总征地面积 0.7484hm² (11.23 亩), 其中围墙内用地面积 0.6143hm² (9.22 亩),

进站道路面积 0.049hm²（0.73 亩），其他用地面积 0.0851hm²（1.28 亩），变电站用地符合变电所建设用地指标规定。

（3）站址交通情况

拟建场区交通较为方便，东侧为通往岭脚洞村乡道，基本满足大件运输需要。进站路可直接引接，引接长度约 24 米。

（4）站址与城镇规划的关系

项目用地符合的规划，已获得县政府书面同意。变电站离周边村庄较近，变电站投运后职工的生活及交通较为方便。

（5）矿产资源及历史文物

根据地表调查及搜集国土部门的资料表明，该场区及附近周边无煤矿及其它金属、非金属矿产，所址范围内无有价值的文物古迹分布。

（6）临近设施

站址在施工及运行期间均不会对附近村庄、城镇和设施的环境造成影响。

（7）站址出线

站址地势平缓，四面比较开阔，进出线条件良好。

（8）站址的拆迁补偿情况

站址内无民房及其它重要构筑物，有 1 条 10kV 线路需要搬迁（约 100m），面积为 984 m²木材厂棚需要拆除及赔偿。

4.3.2.2 站址二（备选）

110kV 源头站站址二位于石龙镇东北面约 2.7km 处，南距十二洞村 0.7km，站址西侧约 40m 为乡道，进站道路可以直接从乡道接引，交通较为便利。

（1）站址地理状况

110kV 源头站站址二站址场地区域地貌为岩溶地貌，地面高程为

198.61m~202.76m，最大高差约 4.15m，主要为旱地，站址区植被主要为桉树、果树、荒草，站址离负荷中心约 2.1km，如下图 4.3-2 图所示。

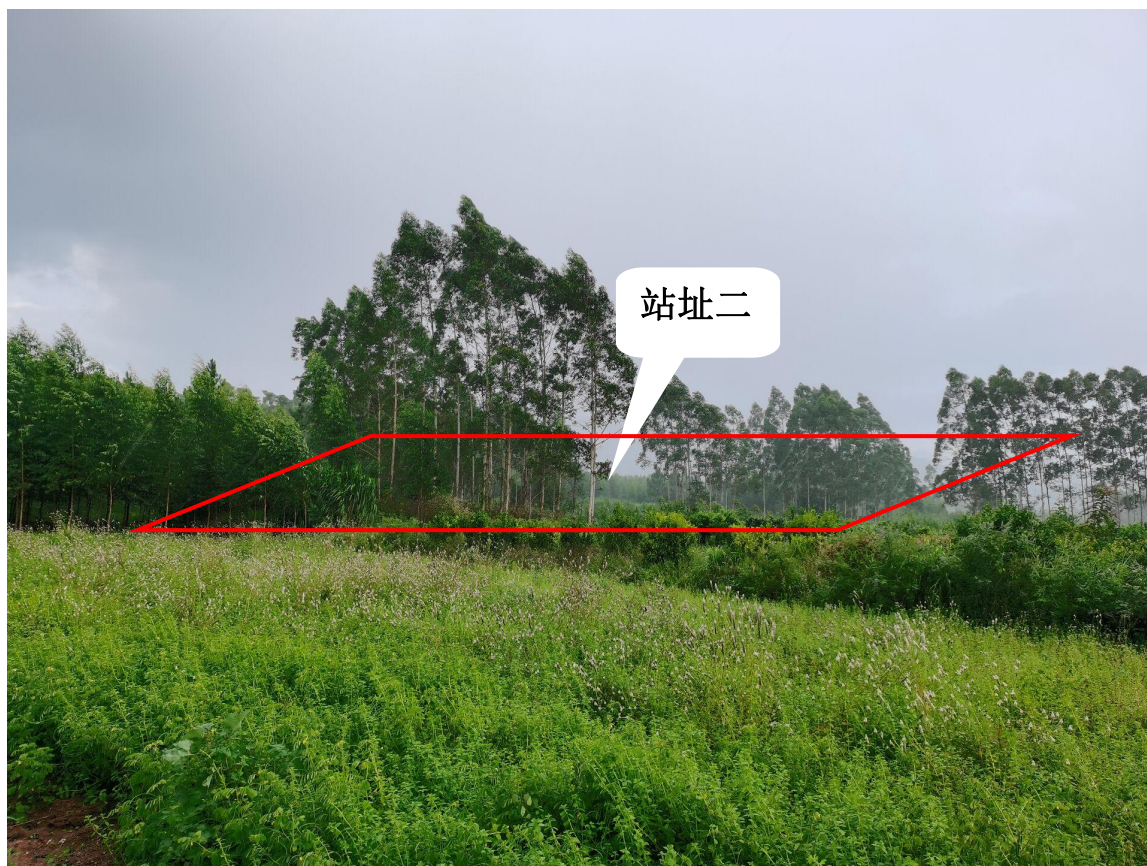


图 4.3-2 站址二地形地貌图（备选站址）

（2）站址土地使用状况

站址土地使用权属石龙镇所有，不是基本农田，初步变电站总征占地面积 0.7433hm²（11.15 亩），其中围墙内用地面积 0.6143hm²（9.22 亩），进站道路面积 0.0468hm²（0.70 亩），其他用地面积 0.0822hm²（1.23 亩），变电站用地符合变电所建设用地指标规定。

（3）站址交通情况

拟建场区交通较为方便，西侧为通往十二洞村乡道，乡道部分道路转弯半径运主变时需要修改，站外有约 20 米结石路面需硬化，大件运输较为方便。进站路可直接引接，引接长度约 40 米。

(4) 站址与城镇规划的关系

项目用地符合的规划，需获得县政府同意。变电站投运后职工的生活及交通较为方便，但相对站址一离镇上较远。

(5) 矿产资源及历史文物

根据地表调查及搜集国土部门的资料表明，该场区及附近周边无煤矿及其它金属、非金属矿产，所址范围内无有价值的文物古迹分布。

(6) 临近设施

站址在施工及运行期间不会对附近村庄、城镇和设施的环境造成影响。

(7) 站址出线

站址地势平缓，北面地势较高，南面、西面及东面地势平缓，进出线条件良好。

(8) 站址的拆迁赔偿情况

站址内无民房及其它重要构筑物，有桉树、果树需要赔偿。

4.3.3 站址水文地质条件及水源条件

(1) 拟建变电站工程位于广西东北部，地处北回归线以北，属亚热带季风气候，光照充足，雨量充沛，四季区分明显。多年平均气温 18.5℃，多年平均降雨量 1530mm，全年日照 1628.8 小时，无霜期 322 天。详见以下气象表 4.3-3：

4.4-3 综合气象要素表

项目	数目
多年平均气温 (°C)	18.5
多年平均最高气温 (°C)	40
多年平均最低气温 (°C)	-2
多年最大风速 (m/s)	23
多年平均雷暴雨日数 (d)	75
年平均相对湿度 (%)	76

(2) 石龙镇位于钟山县南部，本工程站址区域内主要地表水体为石龙河，石龙河 50 年一遇洪水位为 175m。拟选站址内无地表水体分布，地表水排泄条件良好。场地主要地下水类型为孔隙水和岩溶水，地下水埋深较浅，对基础有不利影响。地下水对混凝土结构有微腐蚀，对混凝土结构中的钢筋具微腐蚀性。

(3) 竖向布置设计采用平坡式，场地地面排水坡度取 0.5%。本工程根据现有地形及方便排水的需要，站址一场地排水由东南至西北找坡；站址二排水由北至南找坡，建筑物的室内地坪比室外场地标高 0.30m。站区道路中心标高比场地高出 0.1m。高于石龙河 50 年一遇洪水位 175m，洪水对拟选站址无影响。

(4) 变电站站址一附近水塔为私人私用水塔，附近 1.6km 内无自来水管网，西面约 1.3km 的原 35kV 石龙站亦采用打井取水方式，水量满足供电所生活需求，考虑方便及实际情况，生活及施工用水考虑打井取水；变电站站址二附近无自来水管网生活及施工用水考虑打井取水。

4.3.3.1 站址工程地质

1、据《广西通志·地震志》记载，区域附近曾发生过 3 级~3.9 级地震 3 次，1 级~1.9 级地震 2 次，都属于低震级的地震，灾害性很小。反映本区区域构造相对稳定。根据《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)，场地地震动峰值加速度为 0.05g，相对应的地震基本烈度为 6 度，场地地震动反应特征周期为 0.35s。

2、根据 1/20 万地质矿产图(贺县幅)及现场查勘，拟选站址场地及其附近均无具开采价值的矿产资源分布。另据现场调查，拟选站

址区内均无具有保护价值的文物古迹分布，不存在压埋文物古迹问题。

3、拟选站址区抗震场地类别均属Ⅱ类，属建筑抗震有利地段。

4、拟选站址区未发现滑坡、崩塌等不良地质作用，场地稳定。

5、场地填土厚度较小，以硬塑状粉质粘土为天然地基持力层。

综上所述，**勘察区区域稳定性为基本稳定**，场地水文地质条件简单，**工程地质条件较好**，场地和地基稳定，适宜变电站工程建设。

4.3.4 土石方情况

(1) 站址一

站址所选区域自然标高为 183.93m~187.79m，地势成缓坡状，满足 50 年一遇洪水水位要求，站内场地考虑自东南向西北按 0.5%找坡，结合引接道路坡度及挖填放量，将站址设计标高定为 186.03m~186.4m，站址土石方开挖土石方开挖 4384.6m³，土方回填 2566.54m³，弃土 1818.06m³（包括表土）。站址南面围墙及道路设有挡墙，挡土墙工程量约为 200m³。

(2) 站址二

站址二地面高程为 198.61m~202.76m，最大高差约 4.15m，站址与站外道路高差不大，为了方便站区排水，结合站址自然高程及引接道路标高，将站址抬高，设计标高定为 201.70~201.33m，满足 50 年一遇洪水水位要求，场地经平整后，站址土方开挖 4370.97m³，回填 6970.56m³，弃表土 1775.7m³，购土 4375.29m³，除东北角，站址围墙四周及道路均设有挡墙，挡土墙工程量为 780m³。

(3) 回填区基础如遇超深，考虑超深部分采用 C15 毛石混凝土换填至基底。

4.3.5 站址环境

站址附近均无化工、水泥、冶金等厂矿，周边环境对站址无污染。

站址在施工及运行期间不会对附近村庄、城镇和设施的环境造成影响。

施工及运行期间不会对附近的通信设施产生干扰。

4.3.6 施工条件

4.3.6.1 进站道路及交通运输

(1) 进站道路

进站道路从现有乡道引接。

(2) 大件设备运输

大件设备运输主要考虑主变压器的运输，参照相同规模变电站，本工程主变运输尺寸暂按 $6496 \times 4926 \times 3458\text{mm}$ 考虑，运输重量约为 86t。

大件运输采用公路运输方案，用大型平板车运至汕昆高速钟山收费站，再沿迎宾大道→X706 县道→石龙镇→乡道（站址二往十二洞向乡道）→进站道路到达变电站。站址一从收费站至站区行驶约 10.6km（站址二 12km），沿途道路满足大件运输要求，无需加固措施（站址二乡道部分地段转弯半径不足，道路修复行车或考虑二次行车）。

4.3.6.2 施工电源

站址一施工电源从站址附近约 150 米的 10kV 镇直线岭脚洞支线 18 号杆电源引接。

站址二施工电源从十二洞附近 10kV 电源引接，接引距离较站址一远。

4.3.6.3 施工条件

(1) 建筑材料及施工现场

a) 站址位于钟山县南面约 20km，变电站施工时所需主要建筑材料

（水泥、砂、石、石灰、砖等）（如水泥、砂、石、石灰、砖等）均可从钟山县建筑市场购买。

b) 在施工阶段，建材堆放场等其他施工用地及施工人员的住宿尽量利用站址用地解决，不足部分可在站址附近石龙镇临时租用。

（2）施工道路：施工道路采用进站道路，不用另行设置。

（3）施工水源：施工水源考虑永临结合，打井取水。

（4）施工队伍的生活条件

站址处交通较为便利，附近生活配套设施完善，施工队伍的生活物资和日用品均可在石龙镇购买。

4.3.7 站址方案技术经济比较

土石方及其它项目单价参照以往类似工程的指标。具体技术经济比较参见下表。表中仅列出可比项投资。

序号	方案 内容 项目	站址一（推荐站址）	站址二（备选站址）
1	地理位置	站址位于钟山县石龙镇北面约 1.65km 处, 北距岭脚洞村 0.75km, 西南距原 35kV 石龙变电站约 1.3km。站址位于负荷中心。	站址位于石龙镇北面约 2.4km 处, 南距十二洞村 0.7km, 西南距原 35kV 石龙变电站 2.7km。站址离负荷中心比较远。
2	出线条件	出线方便	出线方便
3	地形、地貌	站址原有木材材料棚, 岩溶地貌, 地面高程 183.93m~187.79m, 最大高差 3.86m , 大部分地段原位木材厂, 大部分地方已进行平整, 站址区植被相对较发育, 主要植被为杂树、荒草等	站址站址二站址场地区域地貌为 岩溶地貌, 198.61m~202.76m, 最大高差约 4.15m , 主要为旱地, 站址区植被相对较发育, 种植桉树、果树。
4	水文	站址大部分已初步场地平整。西面及南面地势较低, 西面有水沟排水。	站址地势平缓, 北面地势较高, 西面南面及动面较低, 为了防止内涝及排水, 需抬高站址, 需变电站四周需做排水沟。

5	地质及地基处理	场地整平后，需对耕植土挖除后再进行回填，同时应对回填土进行分层碾压，并以分层碾压加固处理后的填土层作为轻型建（构）筑物基础的持力层。而对于主要或重型建（构）筑物，持力层应置于持力层之上，填方地段的构筑物基础必须作超深基础处理，用 C15 毛石混凝土换填。	场地整平后，场地填方区需设置挡土墙。需对耕植土挖除后再进行回填，同时应对回填土进行分层碾压，并以分层碾压加固处理后的填土层作为轻型建（构）筑物基础的持力层。而对于主要或重型建（构）筑物，持力层应置于持力层之上，填方地段的构筑物基础必须作超深基础处理，用 C15 毛石混凝土换填。
6	拆迁	有 1 条 100m10kV 线路需要搬迁，拆除约 984 m ² 木材厂房	需清赔农作物
7	交通运输	变电站在乡道附近，交通便利	变电站在乡道附近，交通便利，部分路段转弯半径不足，大件运输需铺路或二次运输
8	进站道路	新建一条长约 24 米进站道路	新建一条长约 40 米进站道路
9	生产、生活管理	生产、生活较方便	生产、生活较方便
10	防洪、排水	站址比周围地势较高，满足高于当地 50 年一遇洪水位要求，站内设排水管、沟，站区排水方便。	站址地势平缓，满足高于当地 50 年一遇洪水位要求，为了排水需抬高站址，站内设排水管、沟，站区排水较为便利。
11	供水	永久用水考虑打井并设置一体化给水机组。	永久用水考虑打井取水，并设置一体化给水机组。
12	周围环境	无污染源	无污染源
13	站址土石方	站址土方开挖 4384.6m ³ ，土方回填 2566.54m ³ ，弃土 1818.06m ³ （包括表土）。站址南面围墙及道路设有挡墙，挡土墙工程量约为 200m ³ 。	站址土方开挖 4370.97m ³ ，回填 6970.56m ³ ，弃表土 1775.7m ³ ，购土 4375.29m ³ ，站址除东北角围墙，其他四周及道路均设有挡墙，挡土墙工程量为 760m ³ 。

4.3.7.1 结论

通过现场踏勘，调查、必要的分析计算、出线条件、技术经济比较。站址一离负荷中心较近，土方量比较小，挡墙较少，离镇中心较近；站址二离负荷中心较远，挡墙较多，买土多，大件运输较站址一难，施工电源较远，综合考虑推荐站址一为 110kV 源头站站址。

4.4 土建部分（推荐站址）

4.4.1 总体规划

全站的总体规划除满足工艺要求外，结合自然条件合理布置，以

满足城镇规划、生活、文教、卫生、交通等要求。站区按最终规模进行布置，一次征地，分期建设。

为合理利用地形，减少土石方量及减少边坡开挖量，总平面布置时，尽量减少占地面积；同时总体位置布置时，变电站位置尽量利用中央较平整的场地。

站址所选区域自然标高程 183.93m~187.79m，地势平缓，满足石龙河 50 年一遇洪水水位 175m 要求，站内排水考虑排往西面排水沟系统，综合考虑排水及站外道路坡度，将站址设计标高定为 186.4m~186.03m，场地整平时，南面及西面为填方，最北角及东面为挖方区域为。

进站大门根据场地情况设置于变电站的东南侧，进站道路引接东面乡道，引接长度约为 24 米，根据站址的平整标高，进站路与乡道交接处路中心点点高程为 184.8m；进站大门接口设计标高 186.5m，道路坡度 7.1%。

4.4.2 站区总平面布置及竖向布置

（1）总平面布置设计原则

1）结合生产工艺流程,突出技术先进、运行可靠、经济指标优的特点,做到节约用地。同时，要考虑相关部门对用地范围等要求。

2）对复杂地形做到扬长避短，因地制宜，合理确定场地标高，减少站区土石方工程量，少取土，少弃土，尽量降低站区的挖填边坡的高度，减少站区的地基处理工程量。

3）进站道路引接方便、顺畅、站区出入口处尽量顺直，合理确定道路的标高，尽量减少站外道路工程量。

4）站区朝向应尽量适应各电压等级线路走廊要求，减少线路的迂回交叉。

（2）总平面布置方案

根据系统规划、线路进出线和进站道路引接情况，站区方位（以 110kV 出线方向为准）为自东向西。整个站区呈矩形，平面布置长 82.9m，宽 74.1m。110kV 向西。变电站进站道路从站址东侧的乡道接入，长度约为 24m，采用 4.0m 宽混凝土路面，两侧路肩各 0.5m。

本站 110kV 配电装置及主变、站用变、电容器等设备采用户外布置，其余设备采用户内布置方式。110kV 户外配电装置区、主变区、配电装置楼依次由西北向东南布置；110kV 户外配电装置布置在站内主道路的西侧；主变布置在站内主道路的东侧；配电装置楼布置于主变东侧；电容器布置在站区的西南角；进站大门布置在站区东南角；事故油池布置于站区西南面。

站内屋外配电装置场地的空地考虑铺设草皮，站区总平面布置及主要技术经济指标详见站区总平面及竖向布置图。

（3）竖向布置

站址自然高层 183.93m~187.79m，地势成缓坡状，满足 50 年一遇洪水水位 175m 要求，站内排水考虑自东南向西北按 0.5%排水，站址设计标高定为 186.4m~186.03m，站址土方开挖 4384.6m³，土方回填 2566.54m³，弃土 1818.06m³（包括表土）。站址南面围墙及道路设有挡墙，挡土墙工程量约为 200m³。变电站总征地面积 0.7484hm²（11.23 亩），其中围墙内用地面积 0.6143hm²（9.22 亩），进站道路面积 0.049hm²（0.73 亩），其他用地面积 0.0851hm²（1.28 亩）。配电装置楼室内地面比室外场地高 0.30m，主变油坑高出硬化地面 0.10m，电缆沟、道路高出场地 0.10m。

（4）管沟布置

1) 站区内电缆沟、上下水管、油管布置时按沿道路、见构筑物

平行布置的原则，从整体出发，统筹规划，在平面与竖向上相互协调，远近结合，同时考虑便于维护和扩建。

2) 站区电缆沟高度 $<800\text{mm}$ 电缆沟采用砖砌沟壁，混凝土压顶形式；高度 $\geq 800\text{mm}$ 电缆沟采用 C25 混凝土沟壁；电缆沟盖板采用轻型复合材料盖板，盖板顶标高与道路设计标高统一，使电缆沟与道路无高差，便于巡视。沟底采用现浇混凝土底板，横坡 2%，纵坡 0.2%，回填土地基底板配筋 $\Phi 8@150$ （砖砌电缆沟单层双向，现浇混凝土电缆沟双层双向），挖方区每 15m、填方区每 10m 设伸缩缝（沉降）一道；过路段电缆沟钢筋混凝土盖板与道路一起整浇，做成隧道式电缆沟。

（5）道路

1) 进站道路从站址东侧的乡道接入，总长约 24m，采用公路型道路，宽 4m，两侧路肩各宽 0.5m。

2) 站内道路设置环形道路，采用公路型道路，站内主干道（即主变运输道路）宽度为 4.0m，次干道宽度为 3.0m，主要道路转弯半径为 9m 或 7m，能满足生产运行、检修、施工安全、消防安全的需要。站内道路路面高出场地 100mm。电缆沟横过道路时与路面平齐，避免在此处出现缺口，影响美观。

路面结构： 150mm 厚水泥稳定碎石下基层，200mm 厚水泥稳定碎石上基层，100mm 厚水泥混凝土面层（施工道路层，弯拉强度 4.0MPa），200mm 厚水泥混凝土面层（弯拉强度 4.5MPa 混凝土面层）。

（6）围墙及大门

围墙长度为 309m。墙体均采用 2.5m 高、240mm 厚实体砖墙，墙顶设宽 370 钢筋砼压顶，每隔 4m 设一砼柱，每隔 10m~15m 设置一道伸缩缝。内外墙面均采用外墙弹性涂料，大门采用不锈钢实体大门。

（7）配电装置场地处理

配电装置场地根据需要布置巡视小道。巡视小道路宽为 1.0m，采用混凝土路面，部分场地可利用电缆沟作为巡视小道。凡需进行巡视、操作和检修的设备，在设备支架中心处 1.0m 范围内铺设绝缘地面。屋外配电装置场地地面考虑以铺设草皮，对配电综合楼、生活辅助间等周边空地进行绿化，以改善运行环境。

（8）总平面布置主要经济技术指标表：

表 4.4-1 主要经济技术指标表

序号	项 目		单 位	数 量	备 注
1	站址总用地		hm ²	0.7484	
1.1	站区围墙内用地面积			0.6143	
1.2	站区道路用地面积			0.0490	
1.3	站区挡墙边坡等用地面积			0.0851	
2	进站道路长度		m	24	公路型砼路面宽 4.0m，两 侧路肩各宽 0.5m
3	站内户外主电缆沟长度		m	535	600mmX600mm 以上
4	站址土石方量	挖方	m ³	4384.6	实方，含表土
		填方		2566.54	实方
4.1	站址土方综合平衡后	弃土	m ³	1818.06	
		购土		0	
5	站内道路面积		m ²	1275	
6	总建筑面积		m ²	2181.32	
7	站区围墙长度		m	309	
8	站区绿化面积		m ²	2400	
9	站外排水管长度		m	40	

4.4.3 建筑及结构

4.4.3.1 建筑设计

建筑物应整体协调、体现现代工业厂房的风格，能充分反映南方电网的企业文化特征。本方案建筑物：配电装置楼（包含继电器及通信室、警传室）其中：继保集中布置，通信机房与继电器室一体化布置，通信电源室与蓄电池室一体化布置。

表 4.4-2 建筑物一览表

序号	模块名称	建筑物名称	占地面积 (m ²)	建筑面积 (m ²)	建筑体积 (m ³)
1	3ZBM4	配电装置楼	757.29	2181.32	8111.64

(1) 配电装置楼

配电装置楼共二层，各层布置情况详见表 4.4-3

表 5.2-2 配电装置楼房间分布

	功能房间
一层	10kV 配电室、接地变室、蓄电池室、常用工具间、绝缘工具间、卫生间、电缆井、水泵房与地下消防池、楼梯间、警传室、休息室、厨房。
夹层	电缆夹层、楼梯间
二层	继电器及通信室、35kV 配电室、备品资料室、工具间、休息室、吊装平台、走道、楼梯间

建筑装饰：

天花板：主控室及卫生间设吊顶，其他房间不设吊顶，均为乳胶漆顶棚。

地面：35kV、10kV 配电室、电缆井、接地变室、电缆夹层及泵房采用自流平砂浆地面，继电器及通信室采用瓷砖地面，蓄电池耐酸地砖，卫生间及厨房采用防滑地砖，其他房间采用抛光砖地面。

墙面：外墙采用 45mmX45mm 的全瓷质墙面砖（俗称通体砖），颜色以白色为主局部灰色。外墙砖颜色在国家标准图集 02J503-1 里

选用，灰色编号 14-5-7 (COM0Y0K40)；白色参考编号 14-5-10 (原编号 COM0Y0K10 改为 COM0Y0K3)；卫生间及厨房内墙采用瓷砖满贴，蓄电池室内墙采用防酸漆，其他房间所有内墙面均为乳胶漆。

踢脚：内墙踢脚贴 150mm 高深色抛光砖。

门：一般设备房的外墙门、室内门根据实际需要采用镀锌钢板门或钢质防火门；警传室采用防盗门或钢质防火门，警传休息室为钢质防火门，卫生间为塑钢门。

窗：一般窗采用铝合金窗；空调房间窗采用断桥节能铝合金窗（中空玻璃）；通风窗采用铝合金百叶窗或避雨式钢百页窗。

屋面：防水等级为 I 级，隔热材料必须为挤塑聚苯乙烯泡沫塑料板；采用倒置式屋面做法。

防蚁防鼠防腐工程：

外墙应在回填土平整夯实后，在做散水或明沟的垫层铺设前用防白蚁药物处理。室内地坪在回填土平整夯实后，在做垫层前用防白蚁药物处理。

所有室内装修所用的木质材料均应在加工成型后安装前用防白蚁药物涂刷或浸渍处理。所有木质门框凡是贴墙着地部位均要施防白蚁药物处理。门窗安装时如采用木质板垫铺，该木质板亦应经过防白蚁药物处理。

对于有防鼠要求的设备房间门口外侧，应设置 0.6m 高钢质防鼠挡板。

预埋的木砖及贴邻墙体的木质面均要做防腐处理，露明铁件均要做防锈处理。

4.4.3.2 结构设计

(1) 基本设计数据

根据《中国地震动峰值加速度区划图》（GB18306-2015 图 A1），站址区的抗震设防烈度为 6 度，设计基本地震加速度值为 0.05g，设计地震分组属第一组；建筑场地类别为 II 类。

设计荷载：场地 50 年一遇基本风压为 0.30 kN/m²；地面粗糙度为 B 类。建构筑物各种活载按 GB50009—2012《建筑结构荷载规范》及 GB50059-2011《35~110kV 变电所设计规范》采用。

建筑结构安全等级为二级，耐火等级为二级。构支架设计使用年限为 25 年。其他建筑设计使用年限为 50 年。建筑抗震设防类别为丙类；混凝土结构环境类别为二 a 类；结构混凝土最大水灰比为 0.60；最大氯离子含量为 0.3%；基础设计等级为丙级。

（2）配电装置楼

配电装置楼采用框架结构，框架抗震等级为四级，楼（屋）面均为现浇钢筋混凝土梁、板，240mm 厚砖墙填充，混凝土等级采用 C30，钢筋采用 HPB300、HRB400 级钢筋。基础形式采用柱下独立基础。

（3）设备构支架

110kV 出线构架高出地面 10 米，母线构架高出地面 7.3 米，构架采用工厂预制钢筋混凝土环形杆支柱和混凝土杯口基础，支架采用采用独立式的等径钢筋混凝土环形杆或钢支架，支架基础采用独杯口基础或立基础；构架横梁均采用主材为角钢，辅材为圆钢的格构式三角形钢梁；支架采用型钢横梁。钢结构构件均要求采用热镀锌防腐。

（4）主变压器基础

主变基础采用钢筋混凝土板式基础，并设事故排油坑。事故发生时，废油可以从油坑经排油管排至事故集油池。

（5）其他构筑物

电容器基础：采用现浇钢筋混凝土基础；

独立避雷针：采用三角支架结构, 钢筋砼独立基础；

化粪池：采用砖砌，防水等级 P6。

事故油池：采用钢筋混凝土，防水等级 P6，, 容积为 25m³ 以上。

（6）基础处理

1、基础保护

由于地下水及土对混凝土结构及混凝土结构中的钢筋为微腐蚀，需对基础采取以下措施进行保护：（1）选择适合环境要求的水泥品种（如普通硅酸盐水泥）；（2）控制最低混凝土强度等级、最小水泥用量、最大水灰比、最大氯离子含量；（3）保证钢筋的混凝土保护层的最小厚度等。

2、基础超深处理

站区场地平整后超深部分，采用 C15 毛石混凝土换填至基底标高。

（7）主要建筑材料

钢筋： HPB300 级、HRB400 级。

钢材： Q235-B 级。

水泥： 强度等级大于或等于 42.5MPa。

焊条： E43XX。

砖： 强度等级大于或等于 MU10 蒸压灰砂砖。

砌块： 强度等级大于或等于 MU5 加气混凝土砌块。

块石： 大于或等于 MU30 不风化块石。

砂： 洁净粗、中、细河砂。

工厂预制非预应力环形钢筋混凝土杆（C40 混凝土）。

本工程地方性建筑材料均可从所址附近的建筑市场购买。

4.4.4 给、排水系统

4.4.4.1 站区给水

临时用水按永久用水要求统一考虑，给水系统主要包括供水水源引入系统、生活给水系统及消防给水系统。消防给水系统详见消防部分。

(1) 水源

变电站采用永久用水，附近 1.6km 内无自来水管网，西面约 1.3km 的原 35kV 石龙站采用打井取水方式，水量满足供电所生活需求，为了方便，本站考虑直接打井取水，并配置一体化供水设施。

(2) 用水量

由于本变电站为无人值守站，因此站内生活用水较少，主要为日常生活用水及绿化用水，用水量按 3 立方米/日。日常生活用水和绿化用水直接由井水供水。

4.4.4.2 站区排水

场地内排水系统主要包括雨水排水系统、生活污水排水系统及含油废水排水系统。排水系统分流和合流相结合的排放制度。

雨水量采用贺州的暴雨强度公式 $q = \frac{2504.332}{(t + 6.681)^{0.693}} (L/s \cdot ha)$ 计算，重现期采用 3 年。

建筑物屋面雨水采用雨水斗收集，通过落水管引至散水处采取暗排的方式，接至附近雨水井排至雨水口或雨水检查井。室外地面雨水采用雨水口收集，通过室外埋地雨水管道及检查井采用重力自流方式排至站外西面排水沟排水系统。

生活污水排水系统采用粪便污水和生活废水合流排放系统。不设污水处理装置，生活污水排入化粪池进行处理后可接入附近市政污水管网系统，如附近无市政污水管网则应考虑人工定期处理，不得擅自外排。

主变含油废水经过事故油池隔油处理后排入站内雨水管道。事故油池按最大一台主变压器的 100%油量设计。

管材选择：生活给水管道采用 PP-R 给水管道，管道、管件及阀门公称压力为 1.0MPa；室内排水管道采用 PVC-U 排水管道；室外埋地排水管道采用 PE 双壁波纹管排水管；各类阀门井及检查井均采用砖砌检查井和铸铁井盖及盖座。

4.4.4.3 站区外排水沟设计

站址北面地势较高，设水沟截面为 0.4m x0.4m，排往西面排水沟排水系统，道路北面地势低，设水沟（截面为 0.4m x0.4m）排往站外道路。

4.4.5 采暖、通风和空气调节系统

（1）暖通空调

根据 DL/T5035-《火力发电厂采暖通风与空气调节设计规程》有关规定，本站按非采暖区考虑，10kV 配电室、35kV 配电室、主控制室采用分体空调机，以维持室内温、湿度要求，警传室、休息室采用挂壁式分体空调机；蓄电池室采用防爆挂壁式分体空调机；高压室设置轴流风机，卫生间、厨房设置家用换气扇。

室内冷媒管采用槽盒走线。空调排水管要有组织的排入落水管或设单独管道排入地面。

（2）主要房间暖通布置方式

1) 主控室

主控室采用冷暖型抽湿空调，配置 4 台 5 匹。空调要求采用具有记忆功能和带来电自启动功能的空调。

2) 10kV 配电室

因电气设备分散布置，10kV 配电装置室需设置空调设施。配置 5

台 5 匹。空调要求采用具有记忆功能和带来电自启动功能的空调。

3) 35kV 配电室

因电气设备分散布置，配置 5 台 5 匹。空调要求采用具有记忆功能和带来电自启动功能的空调。

4) 其他房间的空调系统

其他房间包括常用工具间、蓄电池室、接地变室、绝缘工具间、警卫室、休息室等均设置空调。本工程需设计空调的房间要求见下表：

房号	房间名称	设计温度 (℃)		相对湿度 (%)		备注
		夏季	冬季	夏季	冬季	
	35kV 、10kV 配电室	≤30	18~22	≤70	/	
	继电器及通信室	26~28	18~22	≤70	≤70	
	蓄电池室 (通信电源室)	≤30	≥15	/	/	设备防爆防腐
	绝缘工具间	26~28	18~22	≤70	/	
	备品资料室	26~28	16~18	≤70	/	
	接地变室	26~28	16~18	≤70	/	
	警卫室、休息室	26~28	16~18	≤70	/	

(3) 通风防火排烟

a. 配电装置室

设置轴流排风机的机械排风系统，排风量不小于 10 次/小时，利用外窗进行自然补风。

b. 蓄电池室通风

免维护式蓄电池室及通信电源室可能存在氢气或氯气等有害气体排放，需要设置事故排风装置，事故排风装置兼作平时通风用，排风口应尽量贴近顶棚。蓄电池室通风系统采用防爆型低噪音轴流风

机。

C. 其他房间

其他房间包括配电室、接地变室等，其通风设计以保证换气量，排除余热和有害气体为设计依据，当房间具有良好自然通风条件时，采用自然通风。

(4) 所有房间利用可开启门窗进行自然排烟。

所有房间利用可开启门窗进行自然排烟。本工程需设计通风的房间要求见下表：

序号	主要功能房间	参数	数量	备注
1	10kV 配电装置室	T35-11 型 N04.0，风量 4676m ³ /h	4	轴流风机
2	35kV 配电室	T35-11 型 N04.0，风量 4676m ³ /h	4	轴流风机
3	接地变室	T35-11 型 N02.8，风量 1211m ³ /h	3	轴流风机
4	水泵房	T35-11 型 N02.8，风量 1211m ³ /h	1	轴流风机
5	蓄电池室	T35-11 型 N02.8，风量 1211m ³ /h	2	轴流风机
6	电缆夹层	T35-11 型 N04.0，风量 4676m ³ /h	4	轴流风机
7	卫生间、厨房	400m ³ /h；电源： 0.044kW/220V	3	排气扇

4.4.6 消防部分

消防灭火系统主要包括：消防给水系统和气体灭火系统、室内、室外移动式化学灭火器的配置、自动报警系统。

1) 消火栓给火系统

a. 由于配电楼的火灾危险性为戊类，耐火等级为二级，建筑体积

8111.64m³>3000m³，根据《火力发电厂与变电站设计防火标准》第 11.5.9 条的规定，需设室内消火栓，用水量为 10L/S。

b. 室外消火栓用水量：根据《火力发电厂与变电站设计防火标准》表 11.5.3 规定，用水量标准为 15L/S，延续时间按 2h 考虑，因此，总用水量为 180 立方米。

c. 管网布置：室外消防栓给水管布置成环状，采用临时高压系统，消防泵房设置两条出水管向环管供水，室外消防栓布置间距不大于 60 米，每个消防栓旁边均设置不锈钢消防栓箱，箱内配置水枪和水带；最不利消防栓水枪充实水柱不小于 13 米；消火栓给水管道 DN≤100 采用镀锌钢管，DN>100 采用焊接钢管；管道、管件及阀门公称压力为 1.6MPa；阀门井均采用砖砌筑，采用铸铁井盖及盖座。

d. 由于主变压器置于户外，且容量小于 125kVA，主变压器无需设置水喷雾灭火系统，采用常规化学灭火方式。

e. 消防水池及泵房

站内同一时间火灾次数按一次考虑，消防贮水量按火灾时最大一次消防用水量考虑。无主变水喷雾用水量，站内最大一次消防用水量为配电装置楼室内外消防栓消防用水量，即 180 立方米，因此配电装置楼内设一座有效容积为 180 立方米的全地下消防水池。

消防泵房内主要设有以下消防给水设备：消防给水泵 2 台（一用一备），性能为 XBD4/15-80G/2-L (Q=15L/S, H=0.4MPa, N=11.0KW)；稳压及加压设备一套，FQL-II-2-80 型。

2) 气体灭火系统

由于电容器室布置在户外，无需设置气体灭火系统。

3) 室内、室外移动式化学灭火器的配置

建筑物内按照严重危险级配置手提式 ABC 干粉灭火器，主变压器

附近配置推车式 ABC 干粉灭火器、消防砂池或消防铲。

4) 其他灭火措施

主变压器设置事故油池,当发生火灾时,将变压器油排入事故油池安全存放,切断变压器火灾的燃烧源。

5) 电缆消防措施

(1) 室内通往室外的电缆出口处采用防火隔板、耐火角形条、速固堵料和柔性堵料做成堵隔火墙,且阻火墙靠室内外二端至电缆支架之间电缆喷涂防火涂料,涂料厚度不小于 0.9mm。并在其两端及电力电缆接头处各 2m 范围内的电缆涂 PF 膨胀型电缆防火涂料。

(2) 户外电缆沟、沟内引接分支通道等处,沟内每相距 60m 左右在沟内设阻火区段,阻火区段用 2m 长防火槽盒和柔性防火堵料、耐火包进行密封填充,并在盖板面标注阻火区段标志。

(3) 户外所有端子箱、操作机构箱底部电缆入口处采用防火隔板以及柔性防火堵料封堵。

(4) 主控制室各种盘柜底部电缆贯穿孔采用防火隔板、速固堵料和柔性防火堵料封堵。

(5) 若采用阻燃电缆,电缆层电缆无需再做其它防火措施,仅需采用耐火材料封堵电缆进出口孔洞。本工程所采用的防火材料即防火涂料、堵料及防火槽盒、隔板等产品必须有公安部消防产品合格评定中心认可并允许采用的消防认可标志。

(6) 火灾自动报警系统

全站集中设置一套火灾自动报警系统,采用编码传输总线制火灾报警系统,一般包括自动报警控制器、各类火灾探测器、手动报警按钮、隔离模块、信号模块、联动控制模块等设备。自动报警控制器容量应满足变电站终期建设规模要求,并应具有通信串行口或网口与站

内监控系统或图像监视系统连接，以实现火灾报警部位信号和联动控制状态信号的实时监视。

火灾探测报警范围应包括电气主控室、10kV 配电装置室、35kV 配电装置室等处，并根据安装位置的特点和电气设备的特性选用不同的智能火灾探测器。火灾自动报警系统应由站内交流不间断电源系统提供专用回路供电。

4.5 对侧间隔工程

4.5.1 观岭站

电气一次：

根据 220kV 观岭站可研批复，220kV 观岭站 2020 年建成投产，并建成 5 个 110kV 出线间隔，其中 1 个间隔用于 110kV 源头变电站。本期线路工程直接接入建好间隔即可，该间隔的电流互感器额定电流为 2x600/1A，断路器额定电流 2000A，隔离开关额定电流 2500A，经校验，间隔参数满足本期工程接入需要，本期无建设内容。

电气二次

110kV 源头间隔由 220kV 观岭（钟山）送变电工程考虑。220kV 观岭站现在是初设阶段，计划 2022 年投运。观岭站已经考虑了 110kV 源头间隔，配置 1 套光纤电流差动保护，本期保护利旧不作改动。

4.5.3 变电土建

本期利用 220kV 观岭站已有的 110kV 间隔，不需要新增基础及构支架等土建设施。

4.6 施工电源及外来电源

施工电源从站址附近约 200 米的 10kV 镇直线岭脚洞支线 18 号杆

电源引接。

4.7 转供电方案

本工程为新建站，不涉及转供电事宜。

5 架空线路路径选择及工程设想

5.1 工程概况

5.1.1 工程规模

110kV 源头送变电工程包含：观岭～源头 110kV 线路。

(1) 观岭～源头 110kV 线路

新建观岭～源头 110kV 线路，路径长度约 25.3km，全线均按架空线路架设，其中单回路长度约 20.8km，双回路长度约 4.5km（**双回路****段北侧挂本期线路，南侧为预留挂线**）。架空线路导线截面采用 400mm²。

全线按双地线架设，其中：**双回路段架设 2 根 48 芯光纤复合架空地线(OPGW)，一根用于本期线路，另一根为预留挂线；单回路段架设 2 根地线，一根 48 芯光纤复合架空地线(OPGW)，一根 JLB20-80 铝包钢绞线。**

(2) 拆除改造 35kV 线路工程

本工程 35kV 石龙站（旧站）原有 35kV 线路需改造接入 110kV 源头站（新建站），**改造部分另外立项，不在本工程考虑。**

5.1.2 闲置物资利用情况

本工程暂无闲置物质再利用计划。

5.2 不同站址方案对应线路方案技术经济比较分析及结论

本工程源头变电站拟定两个站址方案，站址一（推荐站址）与站址二（备选站址），对应线路路径方案规模如下：

技术经济指标对比表

序号	方案 内容 项目	站址一（推荐站址）	站址二（备选站址）
1	地理位置	站址位于钟山县石龙镇北面约 1.65km 处，北距岭脚洞村 0.75km，西南距原 35kV 石龙变电站约 1.3km。站址位于负荷中心。	站址位于石龙镇北面约 2.4km 处，南距十二洞村 0.7km，西南距原 35kV 石龙变电站 2.7km。站址离负荷中心比较远。
2	观岭～源头 110kV 线路（新建）	本方案线路总长：25.3km	本方案线路总长：27.3km
3	工程投资	较少	较多

分析及结论

从上表比较得出：

1. 站址方案一：站址方案一比站址方案二本期新建 110kV 线路线路路径均稍短，投资较少。

2. 站址方案二：站址方案二比站址方案一新建 110kV 线路线路路径均较长，投资较多。

因此，经综合技术经济比较，推荐站址方案一，并以此进行工程概算等相关工作。

5.2.1 变电站进出线情况

5.2.1.1 110kV 源头站（推荐站址）出线情况

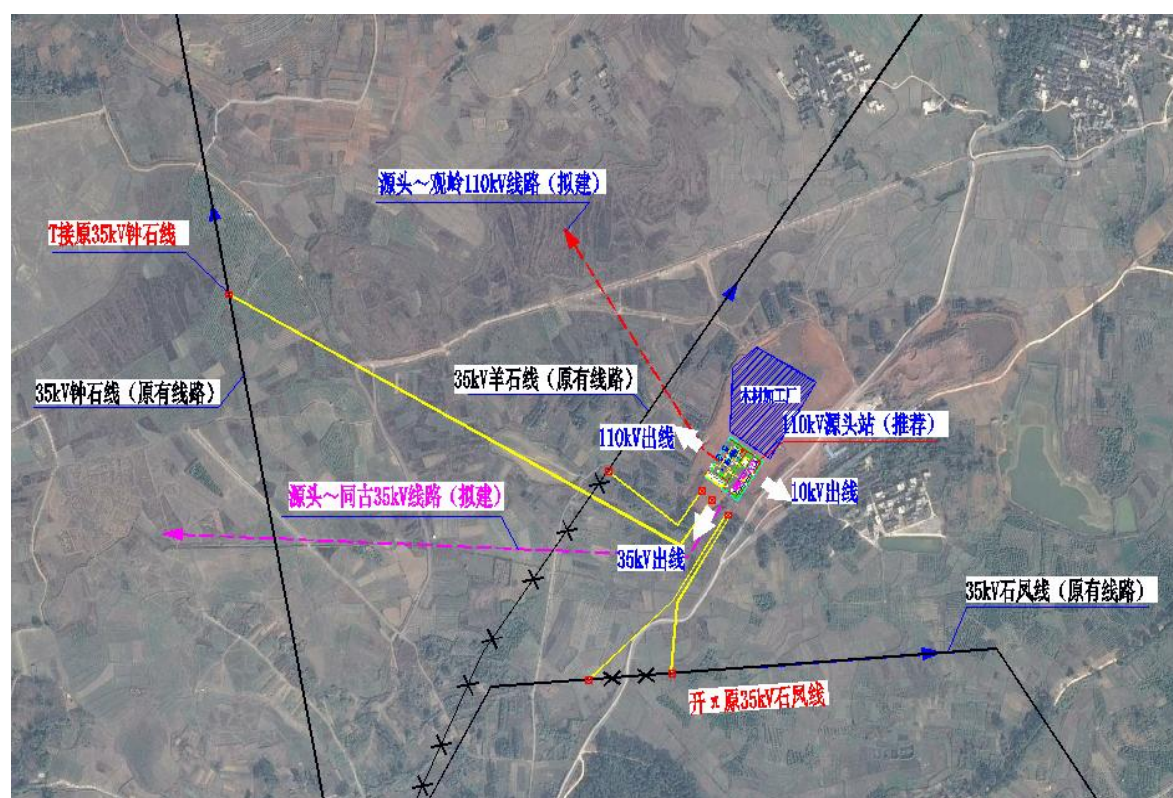
110kV 源头站为旧站迁改站，各电压等级出线规模如下：

110kV 出线：终期 4 回，本期 1 回，即观岭～源头 110kV 线路，考虑远期出线，本期终端塔采用双回路预留单边挂线。线路出线通道能满足终期要求。

35kV 出线：终期 9 回，本期 6 回，其中含 1 回备用（电缆出线），线路出线通道能满足终期要求。

10kV 出线：终期 36 回，本期 12 回（电缆出线），线路出线通道能满足终期要求。

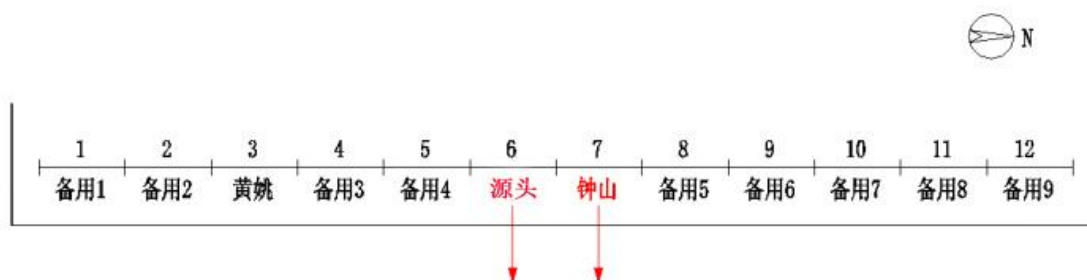
本期出线情况如下图 1 所示：



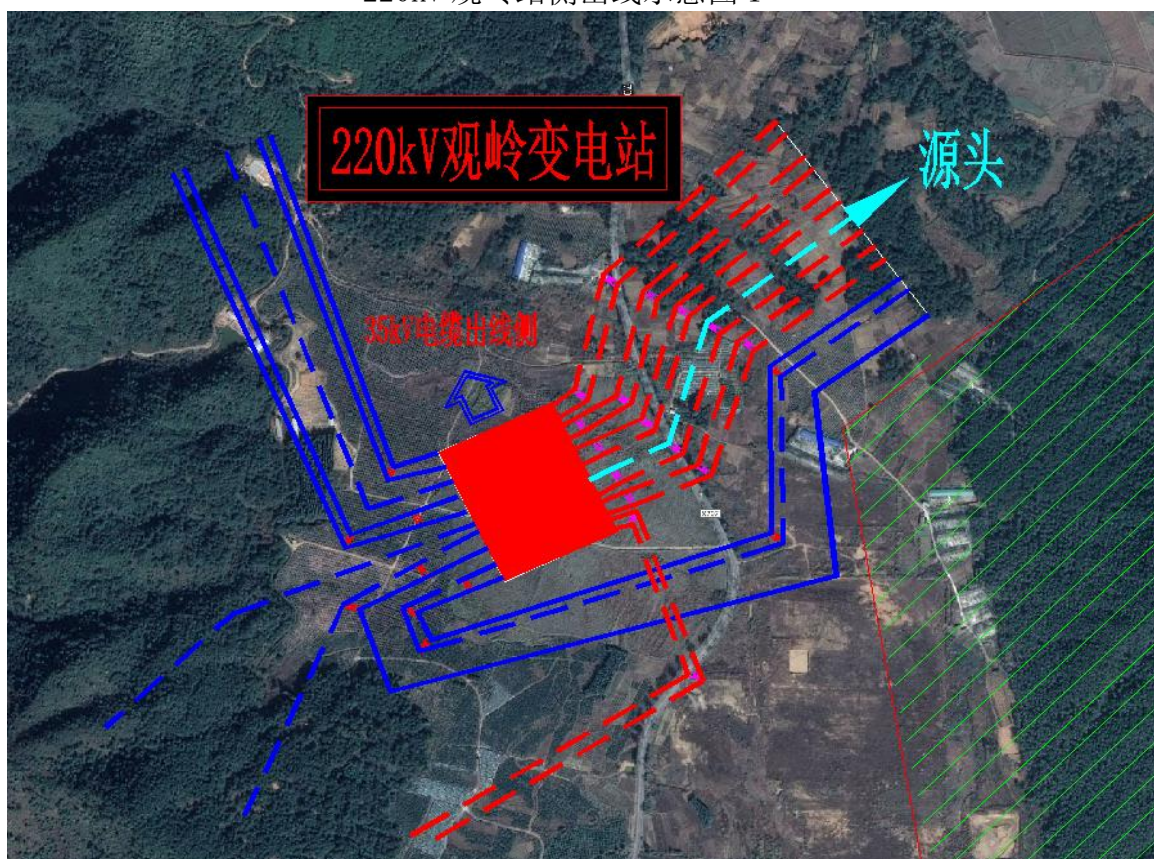
110kV 源头站出线示意图（推荐站址）

5.2.1.2 220kV 观岭站侧出线情况

220kV 观岭站为新建站（待建），终期 110kV 出线 12 回，本期出线 2 回。本工程在观岭站内利用已有间隔出线，由于 110kV 出线规划多，通道狭窄，出线段采用双回路建设，单边挂线，另一侧预留挂线。新建双回路段长约 4.5 km。具体出线情况如下图 1、2 所示：



220kV 观岭站侧出线示意图 1



220kV 观岭站侧出线示意图 2

5.3 线路路径方案

5.3.1 路径选择的基本原则

(1) 线路路径尽量选取特殊跨越少，水文和地质条件较好，投资少，所用材料省，施工运行方便可靠的方案。

(2) 线路选择应尽量避免拆迁房屋及其他建筑。

(3) 线路路径尽量沿规划道路走线。

(4) 选线时要考虑各种杆塔的使用条件，以充分利用杆塔强度，放大档距，避免需特殊设计的特大档距。

(5) 现场选线选择转角点时应考虑前后两档杆塔位置安排的合理性，以免造成相邻两档过大、过小，因而造成不必要的升高杆塔或增加杆塔数量等不合理现象。充分考虑现场实际情况，方案可行，便于施工及运行。

5.3.2 路径方案

(1) 路径方案一（北方案）及沿线情况：

1) 路径方案

线路自拟建的 220kV 观岭变电站向东北方向出线，考虑避让钟山百里水墨画廊景区规划区，线路走廊较为紧张，考虑远期规划出线，线路出线约 4.5km 采用双回路走线（其中一侧挂本期线路，另一侧预留远期挂线），之后线路改为单回路平行新建 220kV 观岭站 π 江新线（江口侧）继续往东南方向走线，至莲花地西北侧附近先后钻越 220kV 观岭站 π 江新线（江口侧）、跨越 G323 国道后继续向东南走线，至军冲水库西北侧附近，先后跨越道贺高速、110kV 江西 II 线后，折向南钻越 500kV 柳贺甲线、500kV 柳贺乙线，后经老村尾、龙福村后，

在星子洞东北侧跨越 110kV 江西 II 线，最终接入拟建 110kV 源头变电站。

路径长度约 25.3km，其中单回路长度约 20.8km，双回路长度约 4.5km(观岭站出线段)。曲折系数 1.32。

线路路径已取得钟山县人民政府的书面同意意见。

2) 沿线情况

①地形地貌和地质条件

沿线所经地形、地质分类如表 5.2-1、5.2-2 所示：

表 5.2-1 地形分类

项目	地形	平地	丘陵	高山大岭	山地	全长
长度 (km)		14.04	5.98	5.98	\	25.3
占全段比例 (%)		54	23	23	\	100

表 5.2-2 地质分类

项目	地质	普通	坚土	松砂石	岩石 (人凿)	岩石 (爆破)	泥水
占比例 (%)		15	15	30	40	\	\

②沿线交通情况

本工程线路位于钟山县石龙镇与燕塘镇之间，部分塔位离村道及机耕路较近，汽车运输条件较好。汽车平均运距约 20km, 人力平均运距 0.7km。

③交叉跨越

项 目	交叉次数 (次)
500kV 线路(穿越)	2
220kV 线路(穿越)	1
110kV 线路(跨越)	2
35kV 线路(跨越)	4

10kV 线路(跨越)		15
380V 及以下电力线（跨越）		10
通信线（跨越）		15
铁路（跨越）		/
河流（跨越）		1（50 米内）
公路(跨越)	高速公路	1
	国道	2
	县道	2

重要交叉跨越说明及措施如下：

1. 穿越 500kV 柳贺甲线

线路在军冲水库附近穿越 500kV 柳贺甲线#368～#369 段,该档导线中间无接头，导线悬垂串为单联串，导线对地距离约 28.5m，在最大弧垂下，新建线路对原线路导线的净空距离为 10m，满足电气安全距离要求。

2. 穿越 500kV 柳贺乙线

线路在军冲水库附近穿越 500kV 柳贺乙线#378～#379 段,该档导线中间无接头，导线悬垂串为单联串，导线对地距离约 28.5m，在最大弧垂下，新建线路对原线路导线的净空距离为 10m，满足电气安全距离要求。



3. 跨越道贺高速

线路在军冲水库附近跨越道贺高速(里程: S9+200), 跨越点两侧为丘陵地貌, 在最大弧垂下, 新建线路导线对路面的净空距离为 20m, 满足电气安全距离要求。



④对电信线路及无线电台的影响分析

根据有关规程规定，要对本工程线路邻近或交叉的通信设施进行干扰影响及危险影响校验。本线路附近没有平行接近的 I、II 级通信线路，对交叉跨越的通信线满足交叉角和间距的要求，对临近通信线不存在干扰和危险影响。

⑤沿线砍伐、拆迁情况

路径所经地段为平地，除在五龙村背面跨越少量林木外，其他地方均不需砍伐树木。本工程树木砍伐的原则拟遵照以下要求进行：对竹林、成片树林、风景林、防护林、经济林等按高跨进行设计，对稀疏的个别林木（非古树和特殊保护的林木）在过分加高杆不经济的情况下，予以砍伐。

树木砍伐标准如下：

1) 松树和柳树：考虑自然生长高度 20 米，导线与树木之间的垂直距离大于 4 米。

2) 桉树：考虑自然生长高度 25 米，导线与树木之间的垂直距离大于 4 米。

3) 柑桔果树：考虑自然生长高度 12 米，导线与树木之间的垂直距离大于 4 米。

本方案路径，不需要民房、养殖场的拆迁。

⑥路径协议情况

路径已取得政府批复意见。

(2) 路径方案二（南方案）及沿线情况：

1) 路径方案：

线路自拟建的 220kV 观岭变电站向东北方向出线，考虑避让钟山百里水墨画廊景区规划区，线路走廊较为紧张，考虑远期规划出线，线路出线约 4.5km 采用双回路走线（其中一侧挂本期线路，另一侧预留远期挂线），之后线路采用单回路折向南钻越新建 220kV 观岭站 π 江新线（江口侧），之后在江塘村西北侧钻越 500kV 柳贺甲线、紧接着继续往南跨越 G323 国道后，折向东南钻越 500kV 柳贺甲乙线，之后线路折向东经横洞、大莲塘、车轮岭、大宅山、大田村、刘家村、塘福村、至鲤鱼塘北侧跨越 110kV 江西 II 线，之后继续走线至老尾村后，折向东南继续走线至星子洞东北侧跨越 110kV 江西 II 线，最终接入拟建 110kV 源头变电站。

路径长度约 28.0km，其中单回路长度约 23.5km，双回路长度约 4.5km(观岭站出线段)。曲折系数 1.37。

2) 沿线情况

①地形地貌和地质条件

沿线所经地形、地质分类如表 5.2-3、5.2-4 所示：

表 5.2-3 地形分类

地形	平地	丘陵	山地	泥沼	全长
----	----	----	----	----	----

项目					
长度 (km)	20.09	2.87	\	5.74	28.0
占全段比例 (%)	70	10	\	20	100

表 5.2-4 地质分类

地质 项目	普通	坚土	松砂石	岩石 (人凿)	岩石 (爆破)	泥水
占比例 (%)	20	25	25	30	\	\

②沿线交通情况

本工程线路位于钟山县石龙镇，部分塔位离迎宾大道、村道及机耕路较近，汽车运输条件较好。汽车平均运距约 20km, 人力平均运距 0.5km。

③交叉跨越

项 目		交叉次数 (次)
500kV 线路(穿越)		2
110kV 线路(跨越)		2
35kV 线路(跨越)		3
10kV 线路(跨越)		16
380V 及以下电力线 (跨越)		19
通信线 (跨越)		10
铁路 (跨越)		/
河流 (跨越)		1 (50 米内)
公路(跨 越)	高速公路	1
	国道	2
	县道	2

重要交叉跨越说明及措施如下：

1. 穿越 500kV 柳贺甲线

线路在江塘村附近穿越 500kV 柳贺甲线#344~#345 段, 该档导地

线中间无接头，导线悬垂串为单联串，导线对地距离约 25m，在最大弧垂下，新建线路对原线路导线的净空距离为 10m，满足电气安全距离要求。

2. 穿越 500kV 柳贺乙线

线路在仁里附近穿越 500kV 柳贺乙线#350～#351 段，该档导地线中间无接头，导线悬垂串为单联串，导线对地距离约 26.5m，在最大弧垂下，新建线路对原线路导线的净空距离为 10m，满足电气安全距离要求。



3. 跨越道贺高速

线路在唐福村附近跨越道贺高速(里程: S5+200)，跨越点两侧为平地，在最大弧垂下，新建线路导线对路面的净空距离为 20m，满足电气安全距离要求。



④对电信线路及无线电台的影响分析

根据有关规程规定，要对本工程线路邻近或交叉的通信设施进行干扰影响及危险影响校验。本线路附近没有平行接近的 I、II 级通信线路，对交叉跨越的通信线满足交叉角和间距的要求，对临近通信线不存在干扰和危险影响。

⑤沿线砍伐、拆迁情况

路径所经地段为平地，除在五龙村背面跨越少量林木外，其他地方均不需砍伐树木。本工程树木砍伐的原则拟遵照以下要求进行：对竹林、成片树林、风景林、防护林、经济林等按高跨进行设计，对稀疏的个别林木（非古树和特殊保护的林木）在过分加高杆不经济的情况下，予以砍伐。

树木砍伐标准如下：

1) 松树和柳树：考虑自然生长高度 20 米，导线与树木之间的垂直距离大于 4 米。

2) 桉树：考虑自然生长高度 25 米，导线与树木之间的垂直距离

大于 4 米。

3) 柑桔果树：考虑自然生长高度 12 米，导线与树木之间的垂直距离大于 4 米。

本方案路径，不需要民房、养殖场的拆迁。

⑥路径协议情况

政府未批复该路径。

综合比较，方案一（北方案）为拟建方案，详见线路路径走向图。

(3) 线路路径方案比较

本工程两个路径方案具体路径走向见附图《线路路径图》，其经济指标见表 5.2-5。

表 5.2-5 线路方案经济指标表

项目		工程名称	方案一（北方案）	方案二（南方案）
1	线路长度（km）		本方案线路总长：25.3km； 其中，单回架空总长：20.8km，双回路长 4.5km	本方案线路总长：28.0km； 其中，单回架空总长：23.5km，双回路长 4.5km
2	曲折系数		1.32	1.37
3	海拔高度（m）		160-350	160-250
4	运距（km）	人力运距	0.7	0.5
		汽车运距	20	20
5	杆塔数量（基）		本方案共用杆塔：83 基； （其中：单回耐张塔 31 基； 双回耐张塔 10 基，单回直线塔 37 基，双回直线塔 5 基）	本方案共用杆塔：107 基； （其中：单回耐张塔 32 基； 双回耐张塔 7 基，单回直线塔 60 基，双回直线塔 8 基）
6	地形比例	平地	54%	70%
		丘陵	23%	10%
		高山大岭	23%	/
		泥水	/	20%
7	地质比例	普通	15	20
		坚土	15	25
		松砂石	30	25

		岩石 (人凿)	40	30
8	交通运输		较好	较好
9	水文地质		一般	一般
10	主要交叉跨越 (穿越)	500kV 线路(穿越)	2	2
		220kV 线路(穿越)	1	1
		110kV 线路(跨越)	2	2
		35kV 线路(跨越)	4	3
		10kV 线路(跨越)	15	16
		380V 及以下电力线(跨越)	10	19
		通信线(跨越)	15	10
		铁路(跨越)	/	/
		公路 (跨越)	高速公路	1
			国道	2
			县道	2
		河流(跨越)	1(50米内)	1(50米内)
		水塘(跨越)	/	1
		变电站围墙(跨越)	/	/
11	拆迁\改造		/	/
12	青苗赔偿		桉树: 6.0km; 松树: 6.0km; 旱地: 7.0km; 水田: 6.3km;	桉树: 0.1km; 松树: 0.0km; 旱地: 14.0km; 水田: 14.7km;
13	路径协议情况		已取得钟山政府批复意见	政府未批复

从上表比较得出:

方案一(北方案)比方案二(南方案)稍短,线路基本与观岭变 π 接 220kV 江新线(新元侧)([该工程处于施工阶段](#))平行走线,线路较方案二(南方案)短,投资较方案二(南方案)少,缺点是,沿线经过高山大岭段较长,线路运行维护较难。其他选项相当。

方案二(南方案)优点为,全线经过高山大岭段较少,平地较多,

基本靠近国道、县道走线，线路运行维护较方便，同时与观岭变 π 接220kV江新线（江口侧）（[该工程处于施工阶段](#)）平行走线；缺点是线路经过村庄较多，线路较方案一（北方案）较长，投资较方案一（北方案）大。

因此，经综合技术经济比较，推荐方案一（北方案），并以此进行编制工程概算等相关工作。

5.4 气象条件选择

5.4.1 资料来源

本线路所经区域主要有钟山气象站，观测项目有气温、降雨、风速、湿度等，累计观测气象资料达五十年以上，气象资料观测按有关规范要求进行，并经广西气象局审查整编，资料全面、精度较高、系列较长，可作为本工程气象要素分析计算的依据站。根据钟山气象站气象资料分析统计得出气象特征值成果，具体见下表。

钟山县气象站气象特征值表

测 站	钟 山	
位 置	北 纬	24° 33′
	东 经	111° 19′
	观测场海拔高度(m)	138.8
	建站日期	1956
气 压	多年平均气压 (hpa)	997.9
气 温	多年平均 (℃)	19.8
	极端最高 (℃)	39.8
	日 期 (年月日)	1989 年 8 月 17 日
	极端最低 (℃)	-3.7
	日 期 (年月日)	1969 年 1 月 31 日
湿 度	多年平均相对湿度 (%)	77
蒸 发	多年平均蒸发量 (mm)	1601.3
降 水 量	历年年平均 (mm)	1562.4
	一日最大 (mm)	225
风	多年平均风速(m/s)	1.9
	最大风速(m/s)	16
	日 期 (年月日)	1980 年 5 月 26 日
	极大风速(m/s)	28
	日 期 (年月日)	共 5 次
天 气 日 数	多年平均大风日数	0.8
	多年平均降水日数(d)	167
	多年平均雾天(d)	3.4
	多年平均雷暴日数(d)	73
	多年最多雷暴日数(d)	101
	多年平均雪天(d)	1.4
	多年最多雪天(d)	6
	多年平均日照时数(全年) (h)	1621.7

5.4.2 设计风速

根据钟山气象站自建站以来至今（风速系列均达 40 年以上）实测风速资料，并对其代表性、可靠性、一致性审查后，再经过高度订正、时次换算，将该气象站的实测风速，换算成离地 10m 高 30 年一遇 10min 平均最大风速，采用耿贝尔方法进行频率计算，平均最大风速理论值为 19.8m/s。考虑到气象站设于城区内，而本线路长期处在野外山坡，故设计风速值应考虑山地调整系数 1.2-1.5，修正后设计风速分别为 21.8~24.2。

本工程所经区域已建有 220kV 新黄牵线、110kV 江西 I 线、110kV

江西 II 线设计风速为 23.5 m/s（10m 高 30 年一遇 10min 最大设计风速），未发生大风事故。

按照《110kV~750kV 架空输电线路设计规范》（GB 50545-2010）规定，110kV~330kV 送电线路的基本风速不应低于 23.5m/s，因此本线路的最大设计风速值采用 23.5m/s。

5.4.3 设计气温

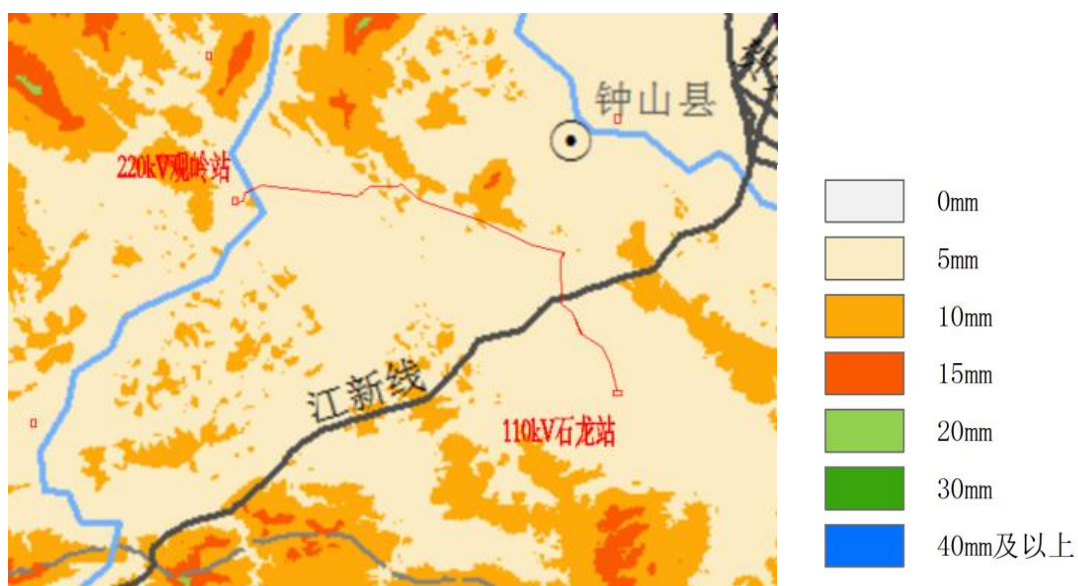
根据钟山县气象局多年平均气温值和历年极端最高气温，同时参考《110kV~750kV 架空输电线路设计规范》GB 50545-2010, 本线路设计气温取值见下表 5.3-1

表 5.2-1 设计气温

项目	最高气温	最低气温	年平均气温
设计气温(℃)	40	-10	20

5.4.4 设计覆冰

根据广西电网《广西冰区分布图 2018 版》及当地运行部门记录，本工程设计路径所经区域覆冰厚度为 5/10mm。



本线路地处位于广西东部，地处北回归线以北，属亚热带气候，

从气候区分区上属弱冰弱风气象区。通过对沿线附近已有的 220kV 新黄牵线、110kV 江西 I 线、110kV 江西 II 线运行情况，线路所经区域取 10mm 覆冰。

5.4.5 设计雷暴日

本地区雷暴主要集中在 3 至 9 月份，其中 6、7、8 月雷暴日数量最多，雷暴常伴随暴雨、冰雹等强对流天气，因而具有一定的突发性和危害性，雷击是送电线路发生停电事故重要因素，根据钟山县气象站资料及有关规定，本线路设计雷暴日取 100 日/年。

5.4.6 气象条件组合

根据上述对气温等设计气象要素分析，结合广西省 35kV~500kV 输电线路设计和运行经验，按照设计规程有关规定，本工程采用气象条件组合见下表 5.3-2：

表 5.2-2 气象条件组合表

气象项目	气象要素	温度 (°C)	风速 (m/s)	冰厚 (mm)
最高气温		40	0	0
最低气温		-10	0	0
设计覆冰		-5	10	10
基本风速		-5	23.5	0
雷电过电压（有风）		15	10	0
雷电过电压（无风）		15	0	0
操作过电压		15	15	0
安装情况		5	10	0
年平均气温		15	0	0
事故情况		5	0	0
雷电日（日/年）		100		

5.5 导线、地线选型及其防振措施

5.5.1 导线选型

(1) 导线截面选择

根据系统规划要求及相关计算，本工程观岭～源头 110kV 线路架空导线按 400mm^2 考虑。

(2) 导线型号选择

根据论证的导线截面要求，结合本工程的实际情况及以往工程中导线选型的设计经验，本工程观岭～源头 110kV 线路导线选用 JL/LB20A-400/35 mm^2 铝包钢芯铝绞线。导线参数见下表。

表 5.3-1 导线的结构和物理参数表

序号	名 称		标准参数值
1	产品型号		JL/LB20A-400/35
2	结构（根数/直径）	铝	48/3.22
	（mm）	铝包钢	7/2.50
3	计算截面积（ mm^2 ）	总计	425.24
		铝	390.88
		钢	34.36
4	外径（mm）		26.82
5	单位长度质量（kg/km）		1307.5
6	20℃时直流电阻（ Ω/km ）		≤ 0.07177
7	额定拉断力（kN）		≥ 105.7
8	弹性模量（GPa）		66
9	线膨胀系数（ $1/^\circ\text{C}$ ）		21.2×10^{-6}
10	节径比	铝包钢芯 6 根层	16~26
		铝线内层	10~16
		铝线邻外层	10~16
		铝线外层	10~14
		对于有多层的绞线	

11	绞向	外层	右向	
		其他层	相邻层绞向应相反	
12	每盘线长 (m)		2500	
13	线长偏差 (%)	正	1.5	
		负	0	
14	每盘绞线净重 (kg)		/	
15	每盘绞线毛重 (kg)		/	
16	蠕变特性	试验张力	25%RTS	40%RTS
		10 年蠕变量 (%)	/	/
		20 年蠕变量 (%)	/	/

备注：设计采用拉断力=额定拉断力×95%。

根据《110kV～750kV 架空输电线路设计规范》（GB 50545-2010）的要求，覆冰区线路地线采用镀锌钢绞线与导线 LGJ-185/45～LGJ-400/35 配合时，地线最小标称截面积应分别不小于 80mm²，本工程观岭～源头 110kV 线路地线拟采用一根 JLB20A-80 的铝包钢绞线和一根 48 芯的 OPGW。

（1）地线热稳定计算原则及参数

本工程地线拟采用一根 JLB20A-80 的铝包钢绞线和一根 48 芯的 OPGW。为避免电力系统发生单相接地短路时的故障电流通过而产生过高的温升导致普通地线熔断或 OPGW 光纤过热损坏，须考虑地线的电流情况，通过热稳定计算来选择地线的型号，相关计算原则及计算参数取值如下。

（1）地线热稳定计算原则及参数

本工程地线采用 JLB20-80 铝包钢绞线及 48 芯 OPGW-48B1-80[101.00；74.9]光缆。为避免电力系统发生单相接地短路时的故障电流通过而产生过高的温升导致普通地线熔断或 OPGW 光纤过热损坏，须考虑地线的电流情况，通过热稳定计算来选择地线的型号，相关计算原则及计算参数取值如下。

（2）系统短路电流

根据本项目的推荐接入系统方案，经计算，2025 年 220kV 观岭站、110kV 源头站主要节点短路电流大小如表所示。

2025 年 220kV 观岭及 110kV 源头站 110kV 母线三相短路电流计算结果 单位：kA

短 路 点	三相短路电流有效值（kA）
220kV 观岭站 110kV 母线	11.17
110kV 源头站 110kV 母线	4.1

由上表可以看出，110kV 母线短路电流分别为 11.17kA、4.1kA，以 220kV 观岭站短路电流是 11.17kA 为准，校验热稳定：

①普通地线热稳定计算：

地线截面积按以下公式校验热稳定：

$$S_d \geq I_d \sqrt{t_d} / c$$

式中 S_d ——为同时满足热稳定和机械强度的最小截面积， mm^2

I_d ——短路电流有效值，A

t_d ——为短路的等效持续时间，按主保护动作时间并考虑自动重合闸不成功或断路器拒动等因素，一般取 0.3~0.5s

c ——架空地线材料的热稳定系数，铝包钢绞线约 95

由上式得 $S_d \geq 64.4 \text{mm}^2$

根据《110kV~750kV 架空输电线路设计规范》（GB 50545-2010）的要求，覆冰区线路地线采用镀锌钢绞线与导线 LGJ-185/45~LGJ-400/35 配合时，地线最小标称截面积应分别不小于 80mm²，本工程地线选用 80mm² 截面，满足规范及热稳定截面要求。

在最严重的情况下，短路时间按 0.5s 计算，流过 OPGW 的短路电

流最大，为 7.64kA，相应的短路电流容量为 $17.49\text{kA}^2\cdot\text{s}$ （考虑 0.5s 持续时间）

OPGW-48B1-80[65.00;21.4] 光缆的短路电流容量为 $74.9\text{kA}^2\cdot\text{s}$ ，满足 OPGW 热稳定的要求。

本工程地线结构和物理参数见下表 4.5-3。

表 4.5-3 地线的结构和物理参数表

名称	项目	光纤架空复合地线	地线
型 号		OPGW-48B1-80[65.00;21.4]	JLB20A-80
铝截面积(mm^2)		/	20.83
钢截面积(mm^2)		/	35.47
总截面 (mm^2)		79.22	79.39
总外径 (mm)		12.3	11.4
弹性模量 (N/mm^2)		140000	147200
线膨胀系数 ($1/^\circ\text{C}$)		13.4×10^{-6}	13.0×10^{-6}
额定拉断力(N)		87000	89310
单位质量 (kg/km)		356	528.4

5.5.2 导、地线防振

在均匀微风作用下，架空线路上的电线会发生微风振动，其振动的频率较高，可高达 120Hz，振幅不大。振动持续时间较长，一般为数小时，有时可达几天，有资料统计，一年中微风振动的时间长达全年时间的 30%~50%，微风振动使电线在悬挂点处反复弯折，引起材料疲劳，导致电线断股断线，金具磨损和杆塔部件破坏等事故。

防振锤已广泛应用在架空送电线路上，有良好的消减导、地线微风振动的作用，故本工程导、地线均选用防振锤作防振措施，防振锤

安装数量由档距大小确定。个别档距、高差较大的杆塔位，还可另加预绞丝护线条。同时对导线、地线平均运行张力加以限制，按线路设计规程规定，导、地线平均运行张力的上限不应超过其拉断力的 25%。对“铝钢截面比”较小的线型宜尽量降低铝部年平均运行张力；档距和高差较大或在覆冰区时，可另加预绞丝护线条。

铝钢截面比不小于 4.29 的钢芯铝绞线或镀锌钢绞线，其平均运行张力的上限和相应的防振措施应符合表 5.4-4 的要求。除此以外的导、地线，其允许平均运行张力上限及相应的防振措施，应根据当地的运行经验确定。

表 5.3-4 导线或地线平均运行张力上限及防振措施

情况	平均运行张力的上限 (拉断力的百分数) (%)		防振措施
	钢芯铝绞线	镀锌钢绞线	
档距不超过 500m 的开阔地区	16	12	不需要
档距不超过 500m 的非开阔地区	18	18	不需要
档距不超过 120m	18	18	不需要
不论档距大小	22	—	护线条
不论档距大小	25	25	防振锤（阻尼线）或 另加护线条

(1) 导线防振

根据线路设计规程，年平均运行张力=25%的保证计算拉断力时，任何档距都需要防振锤防振。本工程导线年平均应力采用 25%，全线导线需考虑防振措施。

复合节能型 FDZ 组合防振锤，其线夹采用铝合金材料，能有效降低涡流损耗。本工程选用 FDZ-5 型防振锤。

安装个数的确定：

当档距 $\leq 350\text{m}$ 时，在档距每端每根导线装设 1 只防振锤，当档距超过 $> 350\text{m} \sim 700\text{m}$ 时，在档距每端每根导线装设 2 只防振锤。当档距

超过 $>700\text{m}\sim 1000\text{m}$ 时，在档距每端每根子导线装设 3 只防振锤。

(2) 地线防振

根据规程规定年平均运行张力=25%的保证计算拉断力时，全线任何档距都需要防振锤防振。本工程 OPGW 光缆拟采用防振锤进行防振，个别高差大档距可配合预绞丝护线条进行防护。OPGW 光缆防振锤的型号以中标厂家提供的型号为准。

良导体地线采用复合节能型 FDZ 组合防振锤，本工程选用 FDZ-2 型防振锤。

安装个数的确定：

当档距 $\leq 300\text{m}$ 时，在档距每端每根子地线装设 1 只防振锤，当档距 $300\text{m}\sim 600\text{m}$ 时，在档距每端每根子地线装设 2 只防振锤。当档距超过 $>600\text{m}\sim 900\text{m}$ 时，在档距每端每根子导线装设 3 只防振锤。

OPGW 光缆的防振措施可在施工图阶段待光缆厂家确定后再行完善。

5.5.3 输电线路绝缘配合及防雷接地

根据《南方电网污区图-2018》，该线路处于钟山县范围内，本工程线路途经的污秽区域有 b、c 二个等级，考虑城镇远期规划，线路途经的污秽区域提高一个污秽等级设计，即全线统一按 d 级考虑设计。途径污秽区域如下图：



5.5.4 爬电比距的确定

按照《110kV~750kV 架空输电线路设计规范》GB 50545-2010 附录 b 污秽分级标准，以及《高压架空线路和发电厂、变电所环境污区分级及外绝缘选择标准》（GB/T 16434-1996）的有关规定，按《广西电网污秽区域分布图》的要求，本工程污区等级按 c~e 级考虑，爬电比距配置如下：

表5.3-5 爬电比距配置表

污秽等级	a	b	c	d	e
要求的爬电比距	1.39 (1.60)	1.39-1.74 (1.6-2.0)	1.74-2.17 (2.0-2.5)	2.17-2.78 (2.5-3.2)	2.78-3.3 (3.2-3.8)
备 注	注：爬电比距计算时取系统最高工作电压。括号内数字为按标称电压计算的值				

5.5.5 绝缘子型式

国内高压线路一般采用的绝缘子有悬式瓷绝缘子、钢化玻璃绝缘子和合成绝缘子三种类型。瓷质绝缘子的历史最长，绝缘性能和耐热性能较好，但在长期运行条件下，其机械性能和电气性能会降低，当

雷击或污闪发生在混有老化的绝缘子串时，严重者可能会使老化的绝缘子头部因骤热而爆炸，造成断串掉线事故；钢化玻璃绝缘子具有优良的长期稳定的机电性能，其耐电击穿、耐电弧烧伤、耐冷热冲击均优于瓷绝缘子，尤其是钢化玻璃绝缘子零值自破自我淘汰的能力，受到运行维护部门的青睐；复合绝缘子具有强度高、重量轻、无零值、污闪电压高等优点，属不击穿型绝缘子，无需对其进行零值检测。结合广西电网物资品类优化选型，本工程推荐采用玻璃绝缘子。

表 5.3-6 璃绝缘子主要参数

型号主要尺寸及机电特性	(U100BLP-2)
最小机械破坏负荷 (kN)	100
IEC 级别	U100BLP-2
公称直径 (mm)	250
结构高度 (mm)	146
泄漏距离 (mm)	450
连接标记	16
工频干耐压 (kV)	80
工频湿耐压 (kV)	45
冲击耐受电压 (kV)	120
最小击穿电压 (kV)	130
绝缘子净重 (kg)	5.2

5.5.6 绝缘子联数

根据国家电力公司《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》的规定：对重要跨越处，如铁路、高等级公路和高速公路、通航河道以及人口密集地区应采用独立挂点的双悬垂串绝缘子结构。同时参考广西电网公司《关于明确架空电力线路交叉跨越技术要求的通知》，线路跨越 10kV 及以上电力线路时，上方线路在跨越点两端杆塔的绝缘子采用双联绝缘子串结构的要求。

根据广西电网公司桂电设备函〔2013〕46 号《关于明确架空电力

线路交叉跨越要求的通知》的要求，本工程在跨越 10kV 及以上电力线路时，绝缘子均串采用双挂点双联绝缘子串结构。

5.5.7 绝缘配置

根据中国南方电网生【2012】71 号文件(关于发布《中国南方电网公司发事故措施》的通知)中的要求执行。由于本工程为新建线路，根据反措防止线路事故附件中第 3 条的要求执行如下：

设计推荐：导线悬垂串、耐张串和跳线串均采用钢化玻璃绝缘子。

本工程绝缘设计满足《35kV～500kV 交流输电线路装备技术导则》中 “ c、d 级污秽区绝缘子应按照污区的统一爬电比距上限来配置、e 级污秽区绝缘子应按照污区的统一爬电比距中限或上限来配置。” 的要求。本工程绝缘配置如下：

表 5.3-7 绝缘配置表

名 称	联数	d 级污秽区 (2.5-3.2)
悬垂	单串	每单联 1×8 片，爬电比距为 3.27cm/kV
	双串	每单联 1×8 片，爬电比距为 3.65cm/kV
跳线	单串	每单联 1×8 片，爬电比距为 3.65cm/kV
耐张	双串	每单联 1×9 片，爬电比距为 3.68cm/kV

5.5.8 绝缘子安全系数及联数

根据《110kV～750kV 架空输电线路设计规范》(GB50545-2010)规定，绝缘子机械强度的安全系数不应小于表 5.2-3 所列数值。双联绝缘子串应验算断一联后的机械强度，其荷载及安全系数按断联情况

考虑。

表 5.2-3 绝缘子机械强度安全系数

情 况	最大使用荷载	断 线	断 联
安全系数	2.7	1.8	1.5

悬垂绝缘子串承受的机械荷载，大风工况时除考虑自重引起的垂直分量外，还应考虑风荷载引起的水平分量，计算公式如式 5-1：

$$G = \sqrt{(2G_4l_h + P_J)^2 + (2G_1l_v + G_J)^2} \quad (\text{式 6-1})$$

覆冰工况时除考虑自重引起的垂直分量外，还应考虑风荷载引起的水平分量和覆冰引起的垂直分量，计算公式如式 5-2：

$$G = \sqrt{(2G_5l_h + P_J)^2 + (2G_1l_v + G_J)^2} \quad (\text{式 6-2})$$

以上两式中：

G ——绝缘子串综合荷载，N；

G_1 ——导线自重荷载，N/m；

G_4 ——导线风荷载，N/m；

G_5 ——导线覆冰时的风荷载，N/m；

l_h ——水平档距，m；

l_v ——垂直档距，m；

P_J ——绝缘子串风荷载，N；

G_J ——绝缘子串重量，N。

根据公式计算出绝缘子串的最大使用荷载，再分别检查串中各零件的安全系数。

当绝缘子安全系数为 2.7，采用 JL/LB20A-400/35 导线时，假设水平档距为 400m，大风工况时，采用 100kN 级玻璃绝缘子的单联悬垂串最大允许垂直档距为 2763m；覆冰工况时，采用 100kN 级玻璃绝缘子的单联悬垂串最大允许垂直档距分别为 2078m。从本程地形情

况看，采用 100kN 级玻璃绝缘子的单联悬垂串已能满足大部分使用要求；对于垂直档距超过单联悬垂串限值的直线杆塔，则采用双联悬垂绝缘子串。根据设计规范规定，断线工况下悬垂杆塔断线张力取一相导线最大使用张力的 50%，因此断线工况下，100kN 级玻璃绝缘子的单联悬垂串安全系数为 7.24，满足规范要求。

耐张绝缘子串采用 100kN 级双联绝缘子串，按导线最大使用张力 40166N 计算，绝缘子串安全系数为 4.98，断线时，绝缘子串安全系数均为 3.49，断联时，绝缘子串安全系数均为 2.49，均满足规程要求。耐张绝缘子串采用 100kN 级玻璃绝缘子时，玻璃绝缘子机械强度安全系数均满足规范要求。

综合上述，导线最大使用张力为 40166N，耐张绝缘子串采用 100kN 级玻璃绝缘子，悬垂串采用 100kN 级玻璃绝缘子。

5.5.9 各种电压情况下的塔头空气间隙

根据本工程的额定电压和沿线海拔高度，按《110kV~750kV 架空输电线路设计规范》中规定的方法进行修正后，确定本工程的空气间隙如下表 5.4-8：

表 5.3-8 空气间隙数值表

计算工况	带电部分与杆塔构件间的最小间隙（m）
	110kV
工频电压	0.25
操作过电压	0.70
雷电过电压	1.00

海拔 1000 米及以上的地区，海拔高度每增高 100 米，内过电压和运行电压的最小间隙应比上表所列数值增加 1%。另对操作人员需停留部位应增加 0.5m。

5.5.10 防雷与接地

由于本工程所在地区雷电日(日/年)为 100,属于多雷区,考虑本工程沿线架设一根 OPGW 光缆,故架空线路架设双地线作防雷保护之用。

雷电过电压时在档距中央导线对地线的净空距离应满足 $0.012 \times L + 1$ (米)的要求(L 为实际档距),地线对边导线保护角不宜大于 15° 。

根据架空线路设计规程和《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065-2011)标准,本工程杆塔逐基接地,本工程在雷季干燥时,每基杆塔不连地线的工频接地电阻采用于下表 5.3-9 所列数值。

表 5.3-9 有地线的线路杆塔的工频接地电阻

土壤电阻率 ($\Omega \cdot m$)	100 及以下	100~500	500~1000	1000~2000	2000 以上
工频接地电阻 (Ω)	10	15	20	25	30*

注: *如土壤电阻率超过 $2000 \Omega \cdot m$,接地电阻很难降到 30Ω 时,可采用 6 根~8 根总长不超过 500m 的放射形接地体或连续伸长接地体,其接地电阻不受限制。

居民区和水田中的接地装置,宜围绕杆塔基础敷设成闭合环形。利用自然接地极和外引接地装置时,应采用不少于两根导体在不同地点与杆塔接地网相连接。水平接地体的间距不宜小于 5m。

接地体的埋深:在非耕地粘土、松砂石为 0.6m;岩石地区开挖困难时可适当减小埋深,但不得小于 0.3m。

5.5.11 输电线路三跨视频在线监测系统

本工程线路在钟山县兴联村梅岭口东北侧跨越道贺高速公路，跨越点在高速公路里程：S9+200 米至 S9+300 米里程之间，本工程线路严格执行相关规定，将采取如下的加强措施：

- 1、跨越塔导线绝缘子串采用双联串；
- 2、跨越档导线不允许有接头；
- 3、跨越点对高速公路路面最小垂直距离不小于 8.0m；
- 4、杆塔塔腿主柱边缘至高速路路基边缘最小水平距离不小于 30m；
- 5、高压线与高速公路交叉角 $\geq 60^\circ$ 。

线路跨越处地形为丘陵及平地，无不良地质作用，适宜立塔，跨越塔离路边铁丝网距离大于 50m，跨越点导线对高速公路路面大于 15m，线路与高速公路的交叉角大于 79° ，满足有关规程规范要求。

本工程在跨越高速路两侧铁塔安装视频在线监测装置。

5.6 杆塔规划及类型选择

本工程架空线路采用自立式角钢塔设计，拟采用《南方电网公司 110kV~500kV 输电线路标准设计 V2.0》中的 1D1W2、1D2W2 模块。

1D1W2 模块为海拔 0~1000m、基本风速 23.5m/s（离地面 10m）、覆冰厚度 10mm、导线 1×JL/G1A-400/35、地线 JLB27AC-100 的单回

路铁塔，按山地进行规划设计。直线塔为猫头塔，耐张塔为干字型铁塔，按全方位长短腿设计。该子模块共计 7 种塔型。

1D2W2 模块为海拔 1000m 以下、基本风速 23.5m/s（离地面 10m）、覆冰厚度 10mm、导线 1XJL/G1A-400/35、地线 JLB27AC-100 的双回路铁塔，按山地进行规划设计。直线塔、耐张塔都为鼓型铁塔，按全方位长短腿设计。该子模块 3 种直线塔，4 种耐张塔，共计 7 种塔型。

表 5.5-2 观岭～源头 110kV 线路杆塔划分及使用条件

序号	名称	呼高	单位	数量	铁塔根开 (mm)	水平档距 (m)	垂直档距 (m)	转角范围 (°)	备注
1	1D1W2-ZM2	27	基	3	5208	504	600		
2	1D1W2-ZM2	33	基	3	6038	467	600		
3	1D1W2-ZM3	27	基	3	5242	641	800		
4	1D1W2-ZM3	30	基	7	5652	612	800		
5	1D1W2-ZM3	33	基	8	6072	590	800		
6	1D1W2-ZM3	39	基	9	6902	525	800		
7	1D1W2-ZM3	42	基	4	7322	525	800		
8	1D2W2-Z3	27	基	5	5420	612	800		
9	1D1W2-J1	27	基	7	6700	270/80	±450/150	0-20	
10	1D1W2-J2	27	基	7	6900	270/80	±450/150	20-40	
11	1D1W2-J3	27	基	8	7590	270/80	±450/150	40-60	
12	1D1W2-J4	27	基	4	7690	270/80	±450/150	60-90	
13	1D2W2-J2	27	基	4	7200	270/80	±450/±150	20-40	
14	1D2W2-J3	27	基	3	7300	270/80	±450/±150	40-60	
15	1D2W2-J4	27	基	3	8000	270/80	±450/±150	60-90	
16	BJ3	9	基	5	3170	300	600	60-90	
	合计			83					

本工程拟采用铁塔的外型、尺寸、重量、根开等数据详见附图《杆塔一览表》。

5.6.1 杆塔防盗

铁塔从底脚板以上 9m 范围内采用防盗螺栓，其余螺栓采用防松罩。

5.6.2 杆塔防腐

所有杆塔塔材、螺栓（含防盗螺栓）、垫片、垫圈均需热浸镀锌防腐。对运输过程中擦伤部位按验收规定处理。

5.6.3 材料标准

1) 本工程设计选用塔材为：Q345 钢和 Q235 钢，其质量标准应分别符合现行《碳素结构钢》（GB/T700-2006），《低合金高强度结构钢》（GB/T1591-2018）的要求，铁塔及铁塔附件均必须热浸镀锌防腐，并要求达到国家有关规定的质量标准。

2) 连接螺栓（含脚钉、防盗螺栓）M16 采用 4.8 级，M20、M24 采用 6.8 级的普通粗制螺栓，其质量标准应符合《紧固件机械性能》（GB3098.2-2015）。

3) 铁塔地脚螺栓采用 Q235 钢，其质量标准应符合《碳素结构钢》（GB/T700-2006）的要求。

4) 杆塔使用的角钢、钢板及其它材料规格、材质均按设计图纸要求使用，如有代用或发生改变节点形式需征得设计同意。

5.7 基础地质情况

5.7.1 基础地质情况

线路经过地段山体稳定，基础多为残坡积和中等风化土质基础，少部分为岩石地质，土质较密实，基础稳定，基础承载力在 150～300kpa 之间，满足杆塔承载力要求、地质情况良好。

根据《建筑抗震设计规范》GB50011-2010，拟建线路沿线所经区域的设计基本地震加速度值为 0.30g，抗震设防烈度为 8 度，设计地震分组为第三组。地震动反应谱特征周期 0.45s。沿线地基土层多为岩层，不存在饱和砂土及粉土液化及软土震陷等问题。线路沿线多为山地，处于抗震不利地段，应按相关规定设防。

5.7.2 基础型式

本阶段 110kV 线路铁塔基础，考虑本阶段设计深度、地质、施工难易度、工程量等综合情况，采用现场浇制的钢筋混凝土基础，其混凝土标号为 C25。基础钢材为 HPB300、HRB400。全线基础型式拟采用直柱板式基础及掏挖基础。

1) 掏挖式基础

掏挖式基础近年来在 35kV、110kV、220kV 线路工程中得到了广泛应用，且运行情况良好、安全可靠。它的特点是基坑基本采用人工掏挖成型，可辅以分层定向松动小爆破；基坑开挖难度不大，不用模板，不用回填土，柱子与底板做成圆形，柱子配筋。基脚做成蒜头形，

按刚性设计。按剪切法进行抗拔稳定计算，充分利用原状土承载力高的优点，所以混凝土用量较省，钢材用量较少，土石方量最少，施工工艺简单。本工程丘陵地带地质主要为硬塑粘性土、无地下水、土夹石及风化岩石，对于基础作用力不大的塔型在这类土壤地区采用掏挖式基础比较合适。该基础型式为本工程拟采用的主要基础型式。

2) 板式基础

板式基础使用时间长，施工经验丰富，适用性广，在一般土质均可施工，其特点是，混凝土量少，钢筋量大，该基础是一种柔性底板基础，是考虑到山区运输条件困难，意在减少砂、石、水泥运输的工程量。该基础其开挖量较原状土基础略大，但能有效地节约技术指标，对基础外负荷较大、使用原状土基础明显不经济的塔位，或有地下水、基坑难以成型的塔位等，采用该类型的基础型式。

详见《基础型式一览图》。

5.7.3 基础材料

1) 基础用钢筋为基础钢材为 HPB300、HRB400。其质量标准应分别符合《碳素结构钢》（GB/T700-2006），《低合金结构钢技术条件》（GB/T1591-2018）的要求。

2) 混凝土强度等级为 C25（垫层和塔脚保护帽）和 C25（现浇基础和塔脚保护帽），其质量标准应符合《混凝土结构设计规范》（GB50010-2010）中有关混凝土强度等级的要求。

6 环境保护

6.1 变电站环境影响及污染防治措施

6.1.1 生产废水排放量及防治措施

变电站的变压器为了绝缘和冷却的需要，其外壳内装有大量变压器油，一般只有发生事故时才会排油，根据国内相同规模的已建 110kV 变电站运行情况，事故排油约 20t/次。变电站内设有事故油池，变压器渗透的油可通过事故油池内的油水分离器装置分离水和油。其中油可全部回收利用，剩余的废油渣和含油废水由国家许可的危险废物收集部门进行处理。由于变电站含油废水并非持续性排放，经回收处理后不外排，因此，对站区周边的水环境无影响。

6.1.2 生活污水排放量及防治措施

变电站按无人值守设计，平时运行维护人员极少，估算每天需处理的生活污水约为 1m³。生活污水经三级化粪池处理。化粪池的定期清理制度应纳入变电站日常运行管理规程。

6.1.3 噪声影响及防治措施

变电站运行时的噪声源主要是 110kV 断路器、变压器、配电设备、火花及电晕放电等。根据区内其他已建的相同容量的 110kV 变电站的实际监测结果类比分析，通过在主变室墙壁安装吸音墙及围墙的隔音降噪效果，站区围墙处噪声值可达到 45~50dB(A) 之间，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。变电站运行后，通过在主变室墙壁安装吸音墙及围墙的隔音降噪效果，电气设

备产生的噪声衰减快，且传播距离短。站址周边范围内无居民点，故变电站运行期间产生的噪声对其影响很小。

噪声的防治首先从声源控制，在设备订购时，要求电气设备的噪声水平达到国家规定允许的范围内，必要时可对一些噪声大的设备采取隔声措施；其次，利用站区围墙和周围树木衰减噪声；第三，主控制楼内的门窗作隔声设计，降低室内噪声水平。采取以上防治措施后，可最大限度地降低变电站运行期的噪声水平。

6.1.4 电磁场影响及防治措施

根据国内同类变电站类比监测分析，110kV 变电站运行期间站区围墙外的工频电场值大多为 $1\sim 2\text{kV/m}$ 、磁感应强度最大值为 0.002mT ，远小于国家规定的 4kV/m 、 0.1mT 的环境标准限值； 0.5MHz 的无线电干扰场强满足国家规定的限值。因此本工程工频电磁场和无线电干扰对周边环境基本无影响。

为了改善变电站及周围的电磁环境，可通过减少平行跨导线的同相序排列，尽量减少同相母线交叉及相同转角布置；提高设备和导线的高度；在设备的高压导电部件上设置不同形状和数量的均压环（或罩），以控制导体、瓷件表面的电场分布和强弱，避免或减少电晕放电，从而有效降低无线电干扰水平。

6.1.5 施工期环境影响及防治措施

建设期的生产废水和生活污水排放量很小，生产废水中悬浮颗粒物浓度较大，经过澄清处理后可用于场地喷洒、车辆清洗等；生活污水经化粪池处理后用于旱地灌溉。

施工时需对临时堆放的弃土弃渣和建筑砂石料进行防护，并采取

施工场地洒水，临时堆放场加盖篷布等措施，尽量减小地面扬尘对周围环境的影响。

施工过程中车辆运输、各类施工机械等产生的噪声将对沿途的周围居民点产生影响。但这类噪声均是间断性的、暂时性的。在站区施工过程中应严格执行《建筑施工场界噪声限值》（GB12523—90）的规定，合理安排施工时序，以降低对站址附近居民日常生活的影响。

6.1.6 水土保持措施

在主体工程设计中，变电站站区设置护坡、排水沟、挡土墙等，具有较好的水土保持功能。为防止施工期产生水土流失，应采取一些临时防护和管理措施，如：在堆土区四周修建临时排水沟及时排出地表水，并用装土麻袋进行拦护；容易流失的建筑材料(水泥)、砂石料要集中堆放，同时在其表面加盖篷布并周边用装土麻袋进行拦护，预防被雨水冲走，减少水土流失；本工程站区挖方与填方相近，开挖出的表土运至指定的低洼地或施工空地上临时堆放，采取临时防护措施，留作站区绿化或施工场地植被恢复的覆土；施工结束后及时对裸露地表进行治理。

通过采取以上的施工管理及临时防护措施，可有效防止水土流失，较好的保护水土资源，确保工程的安全运行。

6.2 送电线路环境影响及污染防治措施

6.2.1 工程施工期间的环境影响

(1) 施工活动中产生的扬尘对周围环境的影响。

(2) 施工前期土石方开挖爆破作业、施工期间各种机械产生的噪声对环境的影响。

(3) 施工人员的生活污水以及施工过程中的排水对地表水的影响。

6.2.2 环境影响初步分析及处理措施

工程项目在建设过程中，对周边环境的影响主要集中在以下三个方面：

(1) 对周边环境敏感点的危害

工程在施工过程中将破坏地表形态，使地表径流形式和运动状态发生改变。遇强降雨天气，雨水强烈侵蚀裸露地表和松散堆积物后，地表径流迅速汇集到低洼地段，最终汇入沟道并顺流而下，可能对沟道下游的林地和农田造成一定影响。

(2) 对土地资源的影响

工程建设过程中占用、扰动土地，形成较大面积的裸露地面，施工扰动区若不进行治理，这些区域地表植被破坏后，并在没有进行防护的情况下遇雨易产生径流冲刷，从而使土壤不断遭受侵蚀，导致土层变薄，养分流失，土壤肥力下降，影响农作物及自然植被的生长，可能加剧土地退化和沙化。

(3) 对生态环境的影响

工程建设扰动了地表，破坏原有的自然景观和植被，从而降低了土地的蓄水保土能力，被雨水冲刷的弃土弃石影响附近交通的安全，影响林地植被生长。不但会使当地的生态环境遭受一定的破坏，而且会造成新的水土流失。在线路路径选择时已尽量选择远离居民区，路径所经地区相对开阔，居住人员不多，部分地区为荒地。因此，本工程线路的建设和运行，对周围环境的影响很小。

6.2.3 水土保持

6.2.3.1 水土保持方案的指导思想

全面贯彻《中华人民共和国水土保持法》、《开发建设项目水土保持方案管理办法》、《广西壮族自治区实施水土保持法办法》和《广西壮族自治区水土保持总体规划》等有关法规文件精神，坚持“预防为主、全面规划、综合防治、因地制宜、加强管理、注重效益”的方针，解决好开发建设项目与环境保护之间的关系，防止新建项目引起的水土流失。同时也是为了更好地发挥工程项目的经济效益和社会效益，保障线路的安全运行。

6.2.3.2 水土保持方案

遵照国家有关规定，本工程实施时，要防治因工程建设引发的新增水土流失。

本工程输电线路工程运行期间开挖等建设活动，可能造成水土流失主要集中在工程建设期，如塔基开挖产生的临时堆放土方等，若无防护措施，将产生较剧烈的水土流失。同时，XX市位于广西中北部地区，降雨较充沛，兼有水力风力混合侵蚀，因此对于临时堆土的防护建议采用编织袋装土压角，既防水蚀，又防风蚀。

6.2.3.3 线路路径优化

本工程线路水土保持设计的重点是通过优化路径及塔位、改进基础型式、优先采用原状土基础和调节基础主柱高度、进行基面的综合治理和提出合理的施工方案等诸多措施，力求基面挖土方降低到最少，以达到水土保持的目的。具体包含以下内容：

1) 优化路径及塔位

在平地、泥沼地区选定塔位时尽量避开低洼、河岸及水流易冲刷

的地形。某些塔位考虑将基础主柱加高，以便余土就地堆放在塔基基面上，避免或减少余土外运。

2) 基础型式改进

在平地地段，优先采用掏挖基础。这类基础避免了基坑大开挖，充分利用土体的摩阻力、侧压力，提高了基础承载力，减少了土石方开挖量。更为重要的是塔位原状土未遭破坏，有利于塔基稳定，并减少对环境的不利影响，环境效益显著。

3) 基面的综合治理

基面综合治理是针对线路铁塔按传统的方法大量平基所带来的问题，采取相应的预防和治理措施。这些措施除合理选定塔位、选择适宜的基础型式外，还包括要求施工时尽量不开挖或少开挖施工基面，弃渣处理等，还可以因地制宜采用一些有效的治理措施，如个别特殊塔位出现较多的余土堆填时，需作砌挡土墙或余土外运处理等。

当线路塔基产生弃渣时，应选定弃渣外运点，直接将弃渣外运至指定地点。

4) 结论

本工程通过优化路径及塔位、改进塔型及基础型式、进行基面的综合治理等措施，使送电线路水土流失现象得到有效的控制。通过以上措施，不仅为环保型送电线路设计积累经验，也将提高综合社会效益。

7 节能降耗分析

7.1 节能概述

7.1.1 节能设计依据

- (1) 国家和地方相关的法律、法规文件。
- (2) 国家和电力行业相关的技术标准规程和规范文本。
- (3) 《中国节能技术政策大纲（2006 年）》。

7.1.2 节能设计原则

国家发改委发改投资（2006）2787 号文要求，110kV 输变电工程项目在可行性研究阶段进行节能设计和评估。本项工程设计主要节能降耗设计原则如下：

(1) 在工程中，严格贯彻执行我公司质量管理体系文件的规定，针对本工程项目的特点，积极采用无害低耗能的新技术、新工艺、新设备、新布置、新材料，大力降低原材料和能源的消耗。确保输变电工程设计成品质量满足国家设计规程、规范、标准及顾客的要求。

(2) 输变电工程在选址选线阶段时，对系统规划地区进行充分的区域调查及收资工作，站址和线路路径选择进行多方案综合技术经济分析比较，尽量节约土地资源，保护生态环境。

(3) 在工程设计中，采用标准化设计，注重变电站各系统的节能措施，合理规划系统和选择设备。采用绿色环保的原材料；采用低损耗高效能主变压器；选用合适的电缆材质和截面，降低电缆线路的

能耗；选用长寿型节能光源及附件；选用高效节能型电动机，降低站用电率等。并注重变电站的节约用地措施，减少土地的占用面积，保护宝贵的土地资源。

7.2 系统节能设计分析

7.2.1 接入系统方案技术合理、经济最优

根据源头变电站地理位置及电网规划情况，本期接入系统方案符合规划，可以满足电网安全运行的要求，在技术上都是可行的。

7.2.2 考虑经济电流密度、合理选择导线截面

根据广西电网规划技术原则，110kV 线路宜采用架空型式，110kV 线路导线截面要求满足电网远期规划发展，一般采用普通导线，导线截面宜采用 300mm^2 、 400mm^2 。本期新建 110kV 线路截面建议选取 400mm^2 ，基本满足近区系统各种运行方式的需要。

7.2.3 无功补充配置合理、优化全网电能损耗、改善电能质量

本期工程建设 1 台 50MVA 主变，综合考虑主变无功需求及线路负荷，远期 110kV 源头站的无功补偿每台主变按装设 2 组电容器考虑，本期装设 $2 \times 5\text{Mvar}$ 并联电容器组，设自动投切装置，满足要求。

可见，本期工程无功补偿配置基本合理，可以满足各运行工况下 110kV 电网无功的平衡，优化了全网损耗，也改善了钟山电网的电能质量。

7.3 变电站节能措施

7.3.1 电气节能措施

1) 选择高效节能主变压器

110kV 源头变电站本期安装 50MVA 主变压器 1 台, 远期安装 50MVA 主变压器 3 台, 按照变电站的站址位置和运输条件, 本工程主变压器采用三相双绕组油浸式、低损耗节能、有载调压变压器。

为减少能源浪费, 在满足将各电压侧短路水平限制在规定值的前提下, 尽量不使用阻抗较高的变压器, 降低主变压器的空载损耗(铁损)及负载损耗(铜损)。

2) 降低站用电的容量、选择低损耗站用变压器

在站用变的选择上, 设计严格按照变电站的实际用电负荷并考虑同时率计算站用变的负荷。根据《220kV-500kV 变电站所用电设计技术规程》(DL/T5155-2002)的规定, 本工程设 2 台站用变压器, 1 号站用变压器电源取自 1 号主变压器低压侧; 2 号站用变压器电源取自 2 段母线(本期暂时接自外来电源)。经负荷统计计算, 站用变压器容量选用 200kVA。

鉴于 110kV 变电站对站用变压器供电的可靠性要求较高, 站用变压器容量是按 1 台站用变压器能带全部站用电负荷考虑, 所以正常运行状态站用变压器大多工况条件下不能满载运行。为减少能源浪费, 选择空载损耗及负载损耗低的高效节能的站用变压器。

3) 合理设计站区照明

在全站照明设计中, 对户外配电装置的照明采取集中照明与分散

照明相结合的方式，即正常运行时采用分散照明方式，以保证巡视的需要；在检修时，用集中照明的方式以保证检修的照度。投光灯采用发光效率高、节能显著、照射范围大的泛光灯，集控、通信机房等室内照明灯具采用节能型 LED 灯。在满足全站照明要求的条件下最大限度地减小照明负荷。

7.3.2 变电站总布置节能措施

1) 建筑物采用联合建筑

把继电器室、通信机房、蓄电池室、通信蓄电池室、备品间、工具间、主控制室、资料室、值班休息室及卫生间等设施采用联合建筑的方式化零为整，集中布置在主控通信楼内，减少条块分割造成的占地增加，达到节约土地的目的。

2) 利用挡土墙、护坡处理地形对建设用地的影响

站址地形平坦平缓，有挖、填方区，填方区考虑本站采用挡土墙、挡土墙+方格网骨架种草护坡的形式防护，挡土墙选用浆砌块石重力式挡土墙，挖方区采用方格网骨架种草石护坡，以上措施可达到节约用地，减少水土流失，保护环境的目的。

7.3.3 站内建筑物节能设计

加强节能工作是深入贯彻科学发展观,落实节约资源基本国策,建设节约型和谐社会的一项重要措施,也是国民经济和社会发展的一项长远战略方针和紧迫任务。在本次 110kV 源头送变电工程可行性研究过程中,各相关专业在设计过程中侧重节约能源、改善生态环境,

从提高供电可靠性，满足经济发展及人民生活用电需要出发，在工程各方面采取了节约资源措施。

1) 变电站建筑节能设想

进入 21 世纪, 环境保护成为世界性主题, 节能能够保证人与自然的和谐发展, 是一项从源头上保护环境、节约资源的有效措施。近几年, 随着经济的快速发展, 电力需求增长很快, 作为变电站工程, 在设计中更应考虑建筑节能, 在配电装置楼建筑设计中充分考虑了建筑节能并采取了降耗措施。

2) 平面及体形设计

结合本工程的实际情况, 本着“科学、严谨、求实、创新”的态度和“以人为本”、“人工环境学”的设计理念, 总结以往工程的实践经验, 对站区建筑进行了认真、细致的设计优化。主控通信楼各房间布置力求做到功能分区合理、平面布置紧凑、交通组织流畅: 在满足使用要求的前提下优化布置减少占地, 有效降低建筑面积能耗, 杜绝土地资源的浪费。

严格控制体形系数, 而体形系数是与建筑造型、平面布局、采光通风等相关的。我们在总平面布置和建筑设计中还考虑利用冬季日照、夏季自然通风, 避开冬季主导风向; 建筑物的平、立面尽量不出现过多的凹凸, 控制建筑高度等措施, 优化设计, 节约“三材”, 节省工程造价。

3) 外墙及门窗设计

本工程围护结构均采用节能性能良好的蒸压加气混凝土砌块取代

传统粘土砖，节约了土地资源。在建筑结构中，门窗被称为建筑的“眼睛”，担负着采光、通风的功能。窗户面积对空调负荷的影响很大，空调负荷随窗户面积的增长而呈直线增长。在本工程门窗设计中我们既不能认为有空调、排风扇，外墙无需设置窗户，也没有片面考虑美观，加大门窗面积。而是在设门窗时充分考虑门窗的朝向、面积和遮阳状况，控制窗墙面积比，避免东西向开大窗，保证南北空气对流。主控通信楼外墙窗采用遮阳性和气密性良好的节能铝合金窗，所有空调房间采用中空玻璃；外墙门采用满足进柜要求的不锈钢钢板门，既满足防火、防盗要求，又美观、保温。降低了能耗。

4) 屋面设计

屋面做法为倒置式保温隔热屋面；现浇钢筋混凝土屋面板表面清理干净，20 厚 1：2.5 水泥砂浆找平，4 厚 APP 防水卷材二层，配套粘结剂粘结基层处理剂一遍，40 厚挤塑型聚苯乙烯保温隔热板，点粘一层 350 号石油沥青油毡，40 厚 C30UEA 补偿收缩混凝土防水层（ $\phi 4$ 钢筋双向中距 150），表面压光，25 厚 1：4 干硬性水泥砂浆面撒素水泥，8~10 厚地砖铺平拍实，缝宽 5~8mm，1：1 水泥砂浆填缝。该做法既减少了屋面漏雨的机率且施工方便，又有效降低了屋面引起建筑内部温度的波动，降低了能耗。减少了维护的成本。

7.3.4 水工部分节能措施

1) 给水设备尽量采用功率小、品质好的设备，以减少电力消耗，延长机组寿命。

2) 主要建筑中的卫生洁具采用节能和节水型，减少电能和水资

源的消耗，同时减少污水的排放。

3) 对各种污水进行处理达标后才排放，减少污水对环境的影响。

7.3.5 暖通部分节能措施

1) 空调系统采用分体式空调机空调系统，通风、排烟系统采用轴流风机，做到系统合理、调节方便，减少电力消耗。

2) 通风空调设备采用低噪音、环保型设备，减少对周围环境的影响小。

7.4 送电线路节能分析

7.4.1 送电线路节能措施

1、导线材质选择

本工程线路导线采用高导电率钢芯铝绞线，可以降低线损。与铝包钢绞线和铝合金绞线相比，钢芯铝绞线铝线导电率最高，可以达到同等截面铜导线的 61%~63%，线损最小，能源利用率最高。

2、采用双回路铁塔

线路拥挤地段，为节省线路走廊，减少杆塔占地面积，采用同塔双回路。双回路杆塔导线采用鼓型垂直排列方式。本工程大部分采用双回路铁塔。一条双回路线路与两条单回路线路相比，可以减少线路走廊宽度，减少永久占地，投资也较省（约减少 20~30%）。

3、采用节能金具

采用铸铁和螺栓组合成的耐张线夹和悬垂线夹（包括防振锤），用这种材料制成的金具在导线中通过交变电流时形成一个闭合的磁回路，铁磁物质在交变磁场作用下反复磁化的过程中，其磁感应强度的变化总是滞后于磁场强度的变化，这就是所谓磁滞现象。在反复磁

化的过程中，由于磁通的反复转向，铁磁物质内部的分子摩擦发热而造成能量损耗。构成闭合回路的电力金具在反复磁化过程中，因为磁通反复转向导致的这种功率损耗，就是所谓的磁滞损耗。这一交变磁场在金具内部也会产生感应电动势和感应电流，即涡流，由于钢铁材料电阻的存在，必然产生有功率损耗，即涡流损耗。当电流增大时，磁滞损耗随磁通密度的 1.6~2.0 次方上升，涡流损耗随磁通密度的 2.0 次方上升。涡流和磁滞损耗产生的热量使金具内的导线温度升高，使该处导线的机械强度下降，加之线路振动，导线就会在线夹处断股，缩短了线路的运行年限。据有关资料介绍，导线中通过 400A 电流时，铁磁线夹比铝合金线夹温度高 17℃，损耗多 30W。

为了防止电晕和涡流损失，导线悬垂线夹、耐张线夹采用铝合金材料制造的防晕线夹。

4、节约林木资源，减少对植被的破坏，部分采用高塔跨树设计

本工程线路经过区域地形主要以山地、水田为主，沿线林木多为杂树，为节约林木资源，减少对植被的破坏，部分采用跨树设计，跨树高度按树木自然生长高度确定。由于耐张塔高度较低，因此，为减少其周围树木砍伐量，在林木密集地区尽量不设置耐张塔，尽可能的借助山势跨越树木。另外，树林中塔位周围也尽可能少的砍伐施工位置，充分利用树木之间的空地。

5、铁塔采用全方位高低腿

本工程铁塔采用紧凑型铁塔，减少线路走廊宽度。山地线路全部采用全方位高低腿设计。全方位高低腿可以减少基面铲方量，有利于环境保护。

6、基础设计

全方位高低腿铁塔中，各腿之间高差一般为 1 米或 1.5 米，还不

能完全满足 0 基面的要求，采用高低柱基础设计，配合全方位高低腿铁塔，最大限度减少基面，少铲或不铲基面，减少水土流失，保护环境。

采用特殊基础形式，如掏挖基础和岩石基础，可以减少基坑土方量，有利于环保，减少水土流失。

7.4.2 结论

通过上述节能降耗措施，来达到依靠科学技术、降低消耗，合理利用资源，提高资源利用效率，切实保护生态环境。推广采用节能、降耗、节水、环保的先进技术设备和产品，强制淘汰消耗高、污染大、质量差的落后生产能力、工艺和产品，有利于资源节约和综合利用，从源头杜绝能源的浪费。

7.5 绿色 3C 电网建设指南执行情况

7.5.1 变电站绿色电网建设指南执行情况

7.5.1.1 绿色评价等级目标

贯彻中国南方电网公司构建“3C 绿色电网”理念，结合建设和运行需求，以 3C 绿色电网建设意见为指导，本站设计统筹考虑节地、节能、节水、节材和环境保护等方面的因素，通过优化设计方案及设备材料选型，积极应用节能降耗等措施，以实现节省资源和创造良好环境的目标。

本工程执行南方电网公司《3C 绿色电网建设指南（变电站绿色部分）》中的要求，并根据《关于下达广西电网有限责任公司 2015 年第一批电网基建项目绿色电网建设计划的通知》桂电计[2015]45 号的要求，按照绿色三级变电站设计、建设。

《3C 绿色电网建设指南（变电站绿色部分）》3C 绿色评价指标控制项、一般项、优选项的总项数分别为 56 项、53 项、41 项，本工程分别有 5 项、14 项、9 项不参评，有 51 项、28 项、13 项符合要求，达到绿色二级。详情见下表：

结论

等 级		控制项 数 (共 56 项)	一般项数 (共 53 项)					优选项数 (共 41 项)	合计 (共 150 项)
			节地与土 地利用 (共 7 项)	节能与能 源利用 (共 18 项)	节水与水 资源利用 (共 6 项)	节材与材 料利用 (共 7 项)	站内外环境质量与环 境保护 (共 15 项)		
不参评项		5	3	5	0	0	6	9	28
按比例核 减不适用 条文数量 后要求	一 级	51 (56)	2 (3)	7 (9)	3 (3)	3 (3)	5 (7)	10 (12)	76 (93)
	二 级	51 (56)	3 (4)	8 (11)	4 (4)	4 (4)	6 (9)	13 (16)	85 (104)
	三 级	51 (56)	3 (5)	10 (13)	4 (4)	5 (5)	7 (11)	16 (20)	93 (114)
本工程达标项		51	3	8	4	5	8	13	92
分项评价结论		三级	三级	二级	三级	三级	三级	二级	二级
综合评价结论		本工程可以达到南方电网公司《3C 绿色电网建设评价标准》（变电站绿色部分）二级标准的要求。							

注：括号外的数字为核减不参评项后，相应等级的项数要求按原比例调整的确定数。

7.5.1.2 评价指标执行情况及等级划分

1、变电站工程部分

序号	项 目	条 款	本项目对应指标的技术措施	是否达标
	4.1 节地与土地利用	4.1.1.1 变电站配电装置布置在满足安全可靠、技术先进、运行维护方便的前提下紧凑、合理。同等规模下各电压等级区域的占地面积不超过《南方电网公司 110kV~500kV 变电站标准设计（V2.1）》、《南方电网公司 10kV 和 35kV 标准设计（V2.1）》相应模块的占地面积。	本工程参照《南方电网公司 110kV~500kV 变电站标准设计（V2.1）》第三卷相关模块拼接、修改、优化而成，不超过相应模块占地面积。	√
		4.1.1.2 110kV~500kV 配电装置采用户外常规设备敞开式布置时，优先选用母线隔离开关布置在母线下方的分相中型布置，其母线型式选用支持（或悬吊）式管形母线。35kV 户外配电装置选用真空或者 SF6 气体绝缘的无油设备。	本工程为 110kV 等级户外变电站。	√
		4.1.1.3 站址及进站道路新建段不占用基本农田。	本工程不占用基本农田。	√
		4.1.1.4 变电站总体规划与当地城镇规划、工业区规划、自然保护区规划或旅游规划区规划相协调。	本工程与各规划区规划相协调。	√
		4.1.1.5 变电站总体规划按最终规模统筹规划，预留发展用地按最终规模一次性征地，分期建设。	本工程满足条款要求。	√
		4.1.1.6 变电站站址不在以下区域：1）国家及地区的重要历史文物古迹保护区；2）国家和地区规定的风景区和重要的供水水源卫生保护区；3）具有开采价值的矿产资源地、湿地、森林、自然生态保护区。	本工程满足条款要求。	√
		4.1.1.7 新建进站道路宽度满足以下要求：35kV 变电站、110kV 变电站不超过 4.0m，220kV 变电站不超过 4.5m，500kV 变电站不超过 6.0m。	本工程进站道路宽 4m。	√
		4.1.2.1 500kV 开关站选用带抽能线圈的并联铁芯电抗器。	本工程为 110kV 等级变电站。	不参与评价
		4.1.2.2 站址及进站道路新建段未占用耕地。	本工程满足条款要求。	√
		4.1.2.3 进站道路利用已有的道路或路基，并做到与沿线企业，商业或居民共同应	本工程满足条款要求。	√

序号	项 目	条 款	本项目对应指标的技术措施	是否达标
	4.1 站址选择		用，兼顾地方交通运输的要求。	
		4.1.2.4 站区土(石)方量达到挖、填方总量基本平衡。	本工程满足条款要求。	√
		4.1.2.5 500kV 变电站新建进站道路宽度采用 4.5m，并按规范要求设置错车道。	本工程为 110kV 等级变电站。	不 参 与 评 价
		4.1.2.6 利用市政道路作为城市户内变电站的消防通道。	本工程不满足条款要求。	×
		4.1.2.7 利用山地、荒地作为取、弃土场的用地，不占用耕地。	站址附近无该用地。	不 参 与 评 价
		4.1.3.1 合理选用废弃场地作为变电站站址，对已被污染的废弃地，进行处理并达到国家标准。	本工程不满足该要求。	×
		4.1.3.2 山区、丘陵地区变电站的竖向布置，在满足工艺要求的前提下采用阶梯式布置。	本工程站址较平缓。	不 参 与 评 价
		4.1.3.3 根据工程条件，合理采用加筋土挡墙等措施节省边坡占地面积。	本工程采用无边坡。	不 参 与 评 价
		4.1.3.4 不设置单独的通信机房，电气二次设备、通信、远动设备整体布置考虑。	本工程参考按标准设计，不设置独立的通信机房。	√
		4.1.3.5 110kV~500kV 配电装置采用户外常规设备敞开式布置，且采用电子式互感器时，应采用电流电压式组合型设备并与隔离开关组合安装。	本工程 110kV 配电装置未采用电子式互感器。	不 参 与 评 价
		4.1.3.6 110kV~500kV 配电装置采用户外组合电器，且采用电子式电压互感器时，应将电子式电压互感器布置在组合电器内部。	本工程未采用电子式电压互感器	不 参 与 评 价
		4.1.3.7 35kV 配电装置采用紧凑型布置，保护测控装置采用就地安装。	本工程满足条款要求。	√
	4.2 节能与能源	4.2.1.1 变电站主变压器损耗值不高于表 4.2.1-1 的限值。	本工程主变压器空载耗值不高于表 4.2.1-1 的限值。	√
		4.2.1.2 变电站并联电抗器的损耗值不高于表 4.2.1-2 的限值。	本工程不设置并联电抗器。	不 参 与 评 价
		4.2.1.3 站用变压器应选用 11 型及以上低损耗、节能型产品。户内布置的站用变压器采用带金属箱体的干式变压器。	本工程站用变选用 11 型。	√

序号	项 目	条 款	本项目对应指标的技术措施	是否达标
	利用	4.2.1.4 变电站各房间或场所的正常照明功率密度值不高于规范 DL/T 5390《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》中的现行值，详见表 4.2.1-3。	本工程变电站各房间或场所正常照明功率密度值满足条款要求。	√
		4.2.1.5 围护结构热工性能指标符合 GB 50189《公共建筑节能设计标准》的要求。建筑每个朝向的窗墙面积比均不大于 0.70；除蓄电池室外，房间窗墙面积比小于 0.40 时，玻璃的可见光透射比不小于 0.4。围护结构传热系数和综合遮阳系数限值详见表 4.2.1-4 及表 4.2.1-5。	本工程建筑每个朝向的窗墙面积比均不大于 0.70。	√
		4.2.1.6 办公室、休息室等运行人员集中房间外窗的可开启面积不小于窗面积的 30%。	本工程休息室可开启面积不小于窗面积的 30%。	√
		4.2.1.7 名义制冷量大于 7100W、采用电机驱动压缩机的单元式空气调节机、风管送风式和屋顶式空调机组时，在名义制冷工况和规定条件下，空调机的能效等级不低于 2 级。	本工程选用名义制冷量大于 7100W 的单元式空调机能效不低于 2 级。	√
		4.2.1.8 采用房间空调器时，在名义制冷工况和规定条件下，空调器的能效等级不低于 2 级。	本工程采用的房间空调器能效不低于 2 级。	√
		4.2.1.9 电气设备房间根据设备发热量和对温度的要求，合理组织室内气流，使气流从温度要求高到温度要求低的方向或发热量低的设备到发热量高的设备流动。	本工程满足条款要求。	√
		4.2.1.10 通风机的能效等级不低于 2 级。能源效率等级指标详见《通风机能效限定值及能效等级》（GB19761-2009）。	本工程满足条款要求。	√
		4.2.1.11 使用空调器的房间，设置有闭门锁。	本工程使用空调器的房间，设置有闭门锁	√
		4.2.1.12 施工现场搅拌站、仓库、加工厂、作业棚、材料堆场等布置靠近已有交通线路或即将修建的正式或临时交通线路，考虑最大限度地缩短运输距离。	施工时要求施工单位满足相关条款要求。	√
		4.2.1.13 高压电气设备安装后导电元件接触良好，金具表面光滑，无毛刺。	严格要求施工单位在设备验收及施工过程中对导电原件细致检查，不满足相关要求应立即更换。	√

序号	项 目	条 款	本项目对应指标的技术措施	是否达标
	一般项	4.2.2.1 变电站主变压器损耗值不高于表 4.2.2-1 的限值。	本工程主变压器损耗值不高于表 4.2.2-1 的限值。	√
		4.2.2.2 在运输等条件受到限制时，选用分解运输式三相变压器或三相组合式电力变压器，其损耗值不高于表 5.2.2-2 的限值。	本工程不采用组合变压器。	不参与评价
		4.2.2.3 220kV 变压器采用自冷的冷却方式。	本工程 110kV 等级户内变电站。	不参与评价
		4.2.2.4 变电站并联电抗器的损耗值不高于表 4.2.2-3 的限值。	本工程不设置并联电抗器。	不参与评价
		4.2.2.5 并联电容器装置的串联电抗器电抗率选择根据电网条件与电容器参数经相关计算分析确定。仅用于限制涌流时，电抗率取 0.1%~1%；用于抑制谐波，当并联电容器装置接入电网处的背景谐波为 5 次及以上时，取 4.5%~5%，当背景谐波为 3 次及以上时，采用 4.5%~5%与 12%两种电抗率混装。	本期电容器组的串联电抗器的电抗率按 5%选择。	√
		4.2.2.6 电力变压器、500kV 并联电抗器的冷却器采用“可编程控制器”智能控制方式，根据负荷大小、油温高低进行最优化判断，自动投入或退出冷却器运行。	本工程主变为 110kV 自冷变压器。	不参与评价
		4.2.2.7 除配电装置的汇流母线外，较长导体的截面按经济电流密度选择。	本工程满足条款要求。	√
		4.2.2.8 选用高效节能灯具，如 T5 型荧光灯、LED 灯等。各房间或场所的正常照明功率密度值不高于规范 DL/T 5390《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》中的目标值。	本工程满足条款要求。	√
		4.2.2.9 照明方式采用直接照明方式。在满足灯具最低允许安装高度及美观要求的前提下，降低灯具安装高度。	本工程满足条款要求。	√
		4.2.2.10 户外照明采用自动节能控制，道路照明分组布置。对经常无人使用的场所、通道、出入口处的照明，设单独开关分散控制。户内建筑的通道照明设感应控制。	本工程不满足条款要求。	×
		4.2.2.11 气体放电灯附加与光源相匹配的高效节能电器附件，包括无功补偿器、镇流器等。	本工程满足条款要求。	√

序号	项 目	条 款	本项目对应指标的技术措施	是否达标
	优选项	4.2.2.12 局部采用太阳能灯照明。	本工程无太阳能灯照明	×
		4.2.2.13 主控通信楼等运行人员集中的建筑物朝向迎向当地夏季主导风向，偏转角度大于 45°。	本工程不满足条款要求。	×
		4.2.2.14 制冷负荷大的建筑，外窗设置外遮阳，外遮阳的遮阳系数按 6.1.5 条确定，外遮阳系数计算方法按 GB 50189《公共建筑节能设计标准》附录 A 确定。	本工程不满足条款要求。	×
		4.2.2.15 在冬季，夏热冬冷地区的外墙与屋面热桥部位的内表面温度不低于室内空气的露点温度。低于露点温度时，在热桥部位有相应的保温措施。	本工程不满足条款要求。	×
		4.2.2.16 建筑外门窗的气密性不低于 GB/T 7106《建筑外门窗气密、水密、抗风压性能分级及检测方法》规定的 6 级标准。即在 10Pa 压差下，每小时每米缝隙的空气渗透量在 1.0~1.5m³之间以及每小时每平方米面积的空气渗透量在 3.0~4.5m³之间。	本工程满足条款要求。	√
		4.2.2.17 生活热水采用太阳能热水器供应。	本工程按照无人值守设计，无需生活热水供应设施。	不参与评价
		4.2.2.18 施工现场公共区域照明，采用节能照明灯具的比率大于 80%。	本工程满足条款要求。	√
		4.2.3.1 变电站主变压器损耗值不高于表 4.2.3-1 的限值。	本工程主变压器损耗值不高于表 4.2.3-1 的限值。	√
		4.2.3.2 变电站并联电抗器的损耗值不高于表 4.2.3-2 的限值。	本工程不设置并联电抗器。	不参与评价
		4.2.3.3 采用光伏发电、风能接入站用电系统，为照明等生产辅助性负荷提供电能。	本工程不满足该要求。	×
		4.2.3.4 在有人值守变电站，站前区的照明采用风光储一体的照明灯具。	本工程按照无人值守设计。	不参与评价
		4.2.3.5 主控通信楼、巡检楼等运行人员集中的建筑物采用可调节外遮阳。	本工程不满足条款要求。	×
		4.2.3.6 名义制冷量大于 7100W、采用电机驱动压缩机的单元式空气调节机、风管	本工程不满足该要求。	×

序号	项 目		条 款	本项目对应指标的技术措施	是否达标
			送风式和屋顶式空调机组时，在名义制冷工况和规定条件下，空调机的能效等级不低于 1 级。		
			4.2.3.7 采用房间空调器时，在名义制冷工况和规定条件下，空调器的能效等级不低于 1 级。	本工程满足条款要求。	√
			4.2.3.8 配电装置室排风系统设置温度自动控制装置，根据配电装置室温度自动启停风机。	本工程不满足条款要求。	×
			4.2.3.9 经过经济技术比较后，10kV 及 20kV 大电流回路选用绝缘铜管母线。	本工程满足条款要求。	√
			4.2.3.10 站用变压器采用非晶合金型变压器。	本工程不满足条款要求。	×
			4.2.3.11 有人值班变电站的长期使用场所及频繁启动场所的正常照明采用 LED 灯，如主控室、高压设备室、走廊、楼梯间、卫生间等。	本工程为无人值守变电站。	不 参 与 评价
			4.2.3.12 施工现场根据当地气候和自然资源条件，利用太阳能等可再生能源。	本工程不满足条款要求。	×
	4.3 节 水 与 水 资 源 利 用	控制 项	4.3.1.1 理选用用水定额，按 GB 50015《建筑给水排水设计规范》及 DL/T 5143《变电所给水排水设计规程》选用给水用水定额，不超过最高值，缺水地区采用低值。	本工程满足条款要求。	√
			4.3.1.2 生活给水系统设置合理，充分利用市政供水压力，加压供水压力不大于 0.35MPa。	无市政供水	不 参 与 评价
			4.3.1.3 生活给水设备采用变频、叠压等节能型给水设备。	本工程满足条款要求。	√
			4.3.1.4 采取有效措施避免管网漏损。	本工程满足条款要求。	√
			4.3.1.5 卫生器具选用《当前国家鼓励发展的节水设备》(产品)目录中公布的设备、器材和器具，所有器具满足 CJ 164《节水型生活用水器具》及 GB / T 18870《节水型产品技术条件与管理通则》的要求。	本工程满足条款要求。	√
			4.3.1.6 生活污水及含油废水处理达标后排放。	本工程满足条款要求。	√
		一 般 项	4.3.2.1 绿化灌溉采用喷灌、微灌等高效节水灌溉方式。	本工程不满足条款要求。	×
			4.3.2.2 生活污水处理达标后用于站内绿化用水。	本工程不满足条款要求。	×
			4.3.2.3 设置雨水绿地入渗系统，绿地下垫层土壤渗透系数为 10-6~10-3m/s。	本工程满足条款要求。	√
			4.3.2.4 非传统水源利用率不低于 10%。	本工程满足条款要求。	√
			4.3.2.5 施工现场采取水资源回收利用措施，混凝土养护采用中水。	本工程满足条款要求。	√

序号	项 目		条 款	本项目对应指标的技术措施	是否达标	
			4.3.2.6 施工现场办公区、生活区的生活用水采用节水系统和节水器具，节水器具配置比率达到 50%以上。	本工程满足条款要求。	√	
		优选项	4.3.3.1 设置雨水收集回用系统，雨水储存设施容量不小于 3 天绿化用水量。	自然排放	×	
			4.3.3.2 非传统水源利用率不低于 20%。	本工程满足条款要求。	√	
			4.3.3.3 主变消防采用合成泡沫喷雾等节水型灭火系统。	本工程不满足条款要求。	×	
			4.3.3.4 施工中非传统水源和循环水的再利用量大于 30%。	本工程满足条款要求。	√	
			4.3.3.5 施工场地的生活用水做到污水、废水分流，建立可再利用水收集池，使废水得到梯级利用。	本工程满足条款要求。	√	
			4.3.3.6 施工现场办公区、生活区的生活用水采用节水系统和节水器具，节水器具配置比率达到 100%。	本工程不满足条款要求。	×	
	4.4 节 材 与 材 料 利 用		控制项	4.4.1.1 合理安排电缆敷设的路径，符合路径短、转弯少、交叉少，便于扩建的要求。	本工程对电缆沟走向进行了优化。	√
				4.4.1.2 在土壤电阻率不大于 1000 Ω•m 的地区，110kV 及以上配电装置的避雷针装设于配电装置构架上。	本工程满足条款要求。	√
				4.4.1.3 建筑材料中有害物质含量符合 GB 18580~GB 18588 以及 GB 6566《建筑材料放射性核素限量》的要求。	本工程满足条款要求。	√
				4.4.1.4 建筑外观简洁大方，体现工业化特征，建筑造型元素简约，无大量装饰性构件。	本工程满足条款要求。	√
				4.4.1.5 按照永久道路和临时道路相结合的原则布置施工现场道路。	本工程满足条款要求。	√
				4.4.1.6 施工主干道路采取硬底化措施。	本工程满足条款要求。	√
				4.4.1.7 施工现场新建临时办公和生活用房采用多层轻钢活动板房等可重复利用的结构。	本工程满足条款要求。	√
				4.4.1.8 按南方电网物资品类优化成果选用设备和材料	本工程满足条款要求。	√
				4.4.1.9 施工材料堆放须按照施工总平面图规划的位置按品种、分规格堆放整齐，并设置标识牌。	本工程满足条款要求。	√
			一	4.4.2.1 在保证性能的前提下，使用以废弃物为原料生产的建筑材料，其用量占同	本工程满足条款要求。	√

序号	项 目		条 款	本项目对应指标的技术措施	是否达标
		般项	类建筑材料的比例不低于 30%。		
			4.4.2.2 土建与装修工程一体化设计施工，不破坏和拆除已有的建筑构件及设施，避免重复装修。	本工程满足条款要求。	√
			4.4.2.3 施工现场 500km 以内生产的建筑材料重量占建筑材料总重量的 80%以上。	本工程不满足条款要求。	×
			4.4.2.4 户外变电站可再循环材料使用重量占所用建筑材料总重量的 3%以上。	本工程不满足条款要求。	×
			4.4.2.5 生活给水及低压消防给水管道，雨水及生活污水排水管道采用塑料类环保型管材。	本工程满足条款要求。	√
			4.4.2.6 使用专业加工与配送的成型钢筋。	本工程满足条款要求。	√
			4.4.2.7 现浇混凝土采用预拌混凝土。	本工程满足条款要求。	√
		优选项	4.4.3.1 占地面积较小的敞开式变电站接地网材料选用镀铜扁钢或镀铜圆钢。	本工程不满足条款要求。	×
			4.4.3.2 建筑物的可再利用建筑材料的使用率大于 5%。	本工程不满足条款要求。	×
			4.4.3.3 围墙、主变防火墙等采用工厂加工、现场装配的结构型式。	本工程不满足该要求。	×
			4.4.3.4 主要建筑物的结构型式采用工厂加工、现场装配的装配式结构。	本工程不满足该要求。	×
			4.4.3.5 主要建筑物的围护材料采用现场装配的轻质材料，不需进行大面积抹灰。	本工程不满足该要求。	×
			4.4.3.6 结构材料采用高性能混凝土、高强度钢，并采取提高耐久性的措施。	本工程不满足条款要求。	×
			4.4.3.7 施工期间积极利用目前还没有回收渠道的产出量大的建筑垃圾，且利用量大于相应产出量的 50%。	本工程不满足条款要求。	×
			4.4.3.8 设备安装采用无焊接安装，降低现场安装工作量。	本工程满足条款要求。	√
	4.5 站内外环境质	控制项	4.5.1.1 变电站的接地方案不使用含有重金属或其他有毒成分的化学降阻剂。	本工程满足条款要求。	√
			4.5.1.2 变电站站界（非架空出线侧）的工频电场强度不超过标准 HJ/T 24《500kV 超高压送变电工程电磁辐射环境影响评价技术规范》中规定的评价限值，即 4kV/m。	本工程满足条款要求。	√
			4.5.1.3 变电站站界（非架空出线侧）的工频磁感应强度不超过标准 HJ/T 24《500kV 超高压送变电工程电磁辐射环境影响评价技术规范》中规定的限值，即 0.1mT。	本工程满足条款要求。	√
			4.5.1.4 主变压器的噪声值不高于表 4.5.1-1 限值。	本工程主变压器的噪声值不高于表 4.5.1-1 限值。	√

序号	项 目	条 款	本项目对应指标的技术措施	是否达标
	量与环境保护	4.5.1.5 并联电抗器的噪声值不高于表 4.5.1-2 限值。	本工程不设置并联电抗器。	不 参 与 评价
		4.5.1.6 防火封堵采用无毒、不对电缆产生腐蚀和损害的防火封堵材料。	本工程满足条款要求。	√
		4.5.1.7 10kV 并联电抗器户内布置时，带有效的减震和隔震措施。	本工程不设置并联电抗器。	不 参 与 评价
		4.5.1.8 地下变电站的电力电缆采用无卤低烟阻燃型。	本工程为户外变电站。	不 参 与 评价
		4.5.1.9 变电站不对周边建筑物带来光污染，不影响周围居住建筑的日照要求。	本工程满足条款要求。	√
		4.5.1.10 变电站站界环境噪声排放值不超过 GB12348《工业企业厂界环境噪声排放标准》和 GB3096《声环境质量标准》的规定，详见表 4.5.1-3。。	本工程满足条款要求。	√
		4.5.1.11 站前区广场、操作小道、露天停车场等铺设渗水材质。	本工程满足条款要求。	√
		4.5.1.12 绿化物种选择适宜当地气候和土壤条件的植物，以草坪和灌木为主。	本工程满足条款要求。	√
		4.5.1.13 建筑围护结构内部和表面无结露、发霉现象。	本工程满足条款要求。	√
		4.5.1.14 站内裸露场地按下列要求覆盖保护： 1) 水资源充沛地区，植草绿化； 2) 水资源缺乏地区，采用碎石、卵石等覆盖； 3) 湿陷性黄土地区和盐渍土地区，采用灰土封闭处理。	本工程满足条款要求。	√
		4.5.1.15 站外挖、填方边坡根据周围环境及边坡土质状况采取植草、浆砌片石等方式护面，防止水土流失。	本工程满足条款要求。	√
		4.5.1.16 站内主控室、会议室、卫生间等房间设置通风换气装置。	本工程满足条款要求。	√
		4.5.1.17 运送土方、建筑垃圾、建筑材料、机具设备等车辆出场时冲洗干净，不污损场外道路。	本工程满足条款要求。	√
		4.5.1.18 施工现场噪声排放、污水排放、建材放射性、光污染，室内环境污染控制等均满足国家标准要求，不发生因环境污染引起的合理投诉。	本工程满足条款要求。	√
		4.5.1.19 土方施工作业阶段，作业区目测扬尘高度不大于 1.5m，不扩散到场区外；结构、安装、装饰阶段，作业区目测扬尘高度不大于 0.5m。非施工作业区目测无扬	本工程满足条款要求。	√

序号	项 目	条 款	本项目对应指标的技术措施	是否达标
		尘。		
		4.5.1.20 征地范围外的临时施工用地按工程水土保持方案进行处理。	本工程满足条款要求。	√
		4.5.1.21 场地平整和边坡施工时对于裸露地表采取临时覆盖措施，防止尘土飞扬及水土流失。	本工程满足条款要求。	√
	一般项	4.5.2.1 变电站站界（非架空出线侧）的工频电场强度分别不超过：500kV 变电站 2.5kV/m、220kV 变电站 1.5kV/m、110kV 变电站 0.5kV/m。	本工程满足条款要求。	√
		4.5.2.2 变电站站界（非架空出线侧）的工频磁感应强度限值分别不超过：500kV 变电站 4.0μT、220kV 变电站 1.6μT、110kV 变电站 1.2μT。	本工程满足条款要求。	√
		4.5.2.3 变电站的接地方案不使用降阻剂。	本工程根据计算结果，需采用降阻剂。	×
		4.5.2.4 主变压器的噪声值不高于表 5.5.2-1 限值。在变压器安装地点采取有效的减振、隔声、吸声措施。	本工程满足条款要求。	√
		4.5.2.5 变压器户内布置时，采用散热器和本体分离布置，将变压器本体布置在屋内，墙壁用吸音材质，将散热器布置在屋外。	本工程不涉及。	不参与评价
		4.5.2.6 并联电抗器的噪声值不高于表 4.5.2-2 限值。	本工程不涉及。	不参与评价
		4.5.2.7 10kV 并联电抗器户内布置时，并联电抗器基础独立设置，不与建筑物结构相连，以减少震动和噪声的影响。	本工程不涉及。	不参与评价
		4.5.2.8 建筑设计和构造设计有促进自然通风的措施。	本工程满足条款要求。	√
		4.5.2.9 建筑平面布局 and 空间功能安排合理，减少相邻空间的噪声干扰以及外界噪声对室内的影响。	本工程满足条款要求。	√
		4.5.2.10 建筑物室内采用内走廊布局时，走廊端头设置可开启外窗。	本工程不涉及。	不参与评价
		4.5.2.11 雨水充沛地区，合理利用站前区、配电装置场地等区域的空地进行绿化。	本工程不涉及。	不参与评价
		4.5.2.12 城市户内变电站合理采用屋顶绿化、垂直绿化等方式。	本工程不涉及。	不参与评价

序号	项 目	条 款	本项目对应指标的技术措施	是否达标
	优选项	4.5.2.13 建设在声环境功能区为 2 类的变电站，其站界环境噪声排放值不超过表 4.5.2-3 的规定。	本工程满足条款要求。	√
		4.5.2.14 通风设备采用低噪声风机，使噪声治理从声源上得到控制。	本工程满足条款要求。	√
		4.5.2.15 空调设备采用环保冷媒，满足绿色环保的要求。	本工程满足条款要求。	√
		4.5.3.1 变电站站界（非架空出线侧）的工频电场强度分别不超过：500kV 变电站 2.1kV/m、220kV 变电站 1.2kV/m、110kV 变电站 0.4kV/m。	本工程满足条款要求。	√
		4.5.3.2 变电站站界（非架空出线侧）的工频磁感应强度限值分别不超过：500kV 变电站 3.8μT、220kV 变电站 1.3μT、110kV 变电站 1.0μT。	本工程满足条款要求。	√
		4.5.3.3 主变压器的噪声值不高于表 4.5.3-1 限值。	本工程满足条款要求。	√
		4.5.3.4 并联电抗器的噪声值不高于表 4.5.3-2 限值。	本工程不设置并联电抗器。	不 参 与 评价
		4.5.3.5 建设在声环境功能区为 2 类的变电站，其站界环境噪声排放值不超过表 4.5.3-3 的规定。	本工程满足条款要求。	√
		4.5.3.6 钢管柱构(支)架、房屋钢结构采用冷喷锌防腐。	本工程不满足该要求。	×
		4.5.3.7 与换流站、可再生能源、非线性负荷连接的变电站，设置电能质量监测装置。	本工程不与换流站、可再生能源、非线性负荷的变电站连接。	不 参 与 评价
		4.5.3.8 施工现场建筑垃圾进行分类处理，并收集到现场封闭式垃圾站，不能利用的及时运出。施工现场生活垃圾设置封闭式垃圾容器，实行袋装化，并及时清运。回收有毒有害废弃物，且交有资质的单位处理。	本工程不满足该要求。	×

7.5.2 线路绿色电网建设指南执行情况

7.5.2.1 方案评价指标比较

按要求，为建设一条绿色输电线路，本工程依据南方电网《3C 绿色电网建设评价标准（输电线路绿色部分）》（以下简称《标准》），对土地利用、能源利用、水资源利用、材料利用和环境保护等五类指标，提出相应的设计方案，使各类指标的控制项、一般项和优选项满足 3C 绿色电网一级评价标准的要求。

根据《标准》3.2.3 节，“当本标准中某条文不适应输电线路所在地区、气候与工程类型等条件时，该条文可不参与评价，参评的总项数相应减少，等级划分时对项数的要求按原比例调整确定”，因此：

本工程的控制项、一般项及优选项，分别有 7 项、1 项和 4 项可不参与评价，控制项、一般项及优选项参与评价项目数为：控制项 39、一般项 25、优选项 18，参与评价项共计 82 项，有 39 项、21 项、12 项符合要求，达到绿色二级。详见下表 2 所示。

本工程绿色建设指标与南方电网公司《3C 绿色电网建设评价标准（输电线路绿色部分）》比较见下表所示。

架空线路 3C 绿色电网建设评价指标对照表

序号	项目	标准总项数 (项)	等级划分标准			备注
			一级	二级	三级	
			项数要求	项数要求	项数要求	
一	控制项	46	46	46	46	
二	一般项					
1	节地	5	2	3	4	
2	节能	5	2	3	4	
3	节水	1	0	1	1	
4	节材	4	1	2	3	

5	环保	11	4	6	8	
三	优选项	22	8	12	17	
小计		94	63	73	83	
等级百分比			63/94=67%	73/94=77.7%	83/94=88.3%	

本工程线路指标表

项目	控制项	一般项					优选项	小计
		节地	节能	节水	节材	环保		
参评项	39	5	4	1	4	11	18	82
本工程符合指标	39	5	3	1	1	11	12	72
等级百分比	72/82=87.8%							二级

本工程指标应与调整后的二级评价标准进行对比。由上表可知，本工程 3C 绿色方案已达到《3C 绿色电网建设评价标准》中绿色二级的要求。

本工程 3C 绿色方案参评的各类及各项评价指标，详见《3C 绿色方案控制项评价表》、《3C 绿色方案一般项评价表》、《3C 绿色方案优选项评价表》。

架空线路 3C 绿色方案控制项评价统计表

注：表中评价结果一览有“○”，表示本工程未参与此项评价

指标类	序号	评价指标	设计内容	评价结果	差异说明
节地与土地利用	1	线路路径选择与地方城镇规划、工业区规划、矿产资源区等相协调。	线路路径选择与地方城镇规划、工业区规划、矿产资源区等相协调。	符合	
	2	大型发电厂和枢纽变电站的进出线、两回或多回路相邻线路统一规划,在走廊拥挤地段采用同塔架设。	变电站的进出线、两回或多回路相邻线路统一规划,在走廊拥挤地段采用同塔架设。	符合	
	3	导线选型结合电网规划、考虑负荷增长等因素,提高单位走廊宽度的输送容量,提高土地资源的利用率。	本工程结合电网规划、考虑负荷增长等因素,提高单位走廊宽度的输送容量,提高土地资源的利用率,本工程采用 240mm ² 截面的导线。	符合	
	4	杆塔设计根据综合技术经济比较和工程需求,减少占地面积。	根据线路区地形地貌的特点,综合考虑杆塔技术要求,通过合理地选择立塔位置,降低铁塔使用数量;根据地形,采用升高主柱方式,降低工程整体占用土地的面积。	符合	
	5	通过耕地的输电线路,其接地体埋设深度在耕作深度以下。	按有关设计规范要求,本工程通过耕地的输电线路,其接地体应埋设在耕作深度以下。	符合	
节能与能源利用	6	综合考虑规划要求、电气及机械性能、建设和运行维护费用等因素进行导、地线选型,实现全寿命周期内的总体费用最低。	本工程导线考虑工程结合沿线气象条件,结合线路运行可靠性要求,选择 JL/LB20A-240/30 铝包钢芯铝绞线作为导线,该导线可有效降低线路运行时发生的物理性和化学性腐蚀,延长导线安全运行周期;配合系统通信需求,并结合六等分短路电流及地线运行安全要求,本期所选 OPGW 光缆型号已满线路运行需求。	符合	
	7	导线选型时,对于硬铝线,导电率不小于 61%;对于耐热铝合金线,导电率不小于 60%;对于普通铝合金线,导电率不小于 52.5%;对于软铝线,导电率不	本工程导线中采用硬铝绞线,导电率为 61%。	符合	

指标类	序号	评价指标	设计内容	评价结果	差异说明
		小于 63%。			
	8	导线表面电场强度最大值与起晕电场强度之比小于 85%（粗糙系数取为 0.85）。	经计算，本工程线路满足此项指标。	符合	
	9	年平均电晕损失不大于线路电阻有功损失的 20%。	经计算，本工程线路满足此项指标。	符合	
	10	同塔双回及多回线路的已挂线但尚未投运回路未两端直接接地。	同塔双回及多回线路的已挂线但尚未投运回路未两端直接接地。	符合	
节水与水资源利用	11	混凝土施工养护采用节水养护膜。	本工程混凝土施工养护，可根据实际情况采用节水养护膜。	符合	
节材与材料利用	12	采用卫片、航片、海拉瓦、遥感影像、数字地面模型（DEM）全数字摄影测量系统和 GPS 等技术优化线路路径选择，缩短线路长度。	本工程采用工程建设常用的地理图选择线路路径，结合现场调查，合理选择塔位，优化线路路径。	符合	
	13	根据沿线气象资料的数理统计结果，参考附近已有线路的运行经验，合理确定设计气象条件。	本工程通过气象调查资料，合理确定设计气象条件。	符合	
	14	按照污区分布图，并考虑走廊地区污秽发展情况，合理配置绝缘子。	参考《广西污区分布图》，并考虑该县工业发展对线路防污设计的影响，本工程采用 C 级污秽等级设计。	符合	
	15	综合考虑路径情况、地形地貌、气象条件、交叉跨越等因素，合理进行杆塔选型和规划，优先应用标准设计杆塔。	本工程角钢塔采用《中国南方电网公司标准设计和典型造价 V2.0》杆塔模块	符合	
	16	对于同塔双回或多回输电线路，采用标识牌进行回路识别，不刷回路漆。	同塔双回或多回输电线路，采用标识牌进行回路识别，不刷回路漆	符合	

指标类	序号	评价指标	设计内容	评价结果	差异说明
	17	位于水塘、河流中的杆塔，靠近塘堤或河堤立塔，减少围堰量。	本工程线路不在水塘、河流中设置杆塔。	符合	
	18	杆塔采用 M24 及以上规格螺栓连接时采用 8.8 级，M20 螺栓连接时采用 6.8 级，M16 螺栓连接时采用 6.8 级或 4.8 级，减少螺栓数量以缩小节点板尺寸。	本工程杆塔设计时，杆塔采用 M24 及以上规格螺栓连接时采用 8.8 级，M20 螺栓连接时采用 6.8 级，M16 螺栓连接时采用 6.8 级或 4.8 级，减少螺栓数量以缩小节点板尺寸。	符合	
	19	塔身或塔腿主材采用单角钢无法满足受力要求时，采用单角钢变换双角钢主材连接。	根据实际情况，可采用单角钢变换双角钢主材连接。	符合	本工程杆塔均采用单角钢
	20	按南方电网物资品类优化成果选用设备和材料。	本工程按南方电网物资品类优化成果选用设备和材料。	符合	
环境质量与环境保护	21	输电线路未进入自然保护区的核心区及缓冲区。	根据现场调查，本工程线路未经过自然保护区的核心区及缓冲区。	符合	
	22	输电线路未在饮用水水源一级保护区内立塔。	根据现场调查，输电线路未在饮用水水源一级保护区内立塔。	符合	
	23	500kV 线路经过农业耕作区时，线路下方离地 1.5m 高处最大未畸变工频电场强度不大于 10kV/m。	/	○	
	24	500kV 线路经过居民区时，线路下方离地 1.5m 高处最大未畸变工频电场强度不大于 7kV/m。	/	○	
	25	500kV 输电线路跨越非长期住人的建筑物时，房屋位置离地 1.5m 高处的最大未畸变工频电场强度不超过《500kV 超高压送变电工程电磁辐射环境影响评价技术规范》中规定的限值，即 4kV/m。	/	○	

指标类	序号	评价指标	设计内容	评价结果	差异说明
环境质量与环境保护	26	500kV 输电线路跨越非长期住人的建筑物或邻近民房时，房屋所在位置离地 1.5m 高处的磁场强度不超过 HJ/T 24《500kV 超高压送变电工程电磁辐射环境影响评价技术规范》中规定的评价限值，即 0.1mT。	/	○	
	27	输电线路环境噪声不超过 GB 3096《声环境质量标准》的规定，同时不大于 GB 50545《110kV~750kV 架空输电线路设计规范》的限值要求，即 55dB(A)。	本工程线路远离居民居住区、人流密集区，且周围无杂散民房，不产生环境噪声影响。	符合	
	28	110~500kV 输电线路边相导线投影外 20m 处，频率为 0.5MHz 的无线电干扰限值执行 GB 15707《高压交流架空送电线无线电干扰限值》的规定。	110~500kV 输电线路边相导线投影外 20m 处，频率为 0.5MHz 的无线电干扰限值执行 GB 15707《高压交流架空送电线无线电干扰限值》的规定。	符合	
	29	满足对短波无线电测向（收信）台、中波导航台、对空情报（空管）雷达站、电视差转（转播）台、调幅广播收音（监测）台等各类无线电台和弱电线路等设施的电磁影响要求。	/	○	
	30	在林木密集区、经济作物区采用高跨设计。	在林木密集区、经济作物区采用高跨设计。	符合	
	31	位于居民区和水田的接地体敷设成环形或采用垂直接地体装置。	/	○	
	32	不使用含有重金属或其他有毒成分的化学降阻剂。	为保护环境，本工程不使用含有重金属或其他有毒成分的化学降阻剂。	符合	

指标类	序号	评价指标	设计内容	评价结果	差异说明
环境质量与环境保护	33	位于山地的塔位，按照地形情况设置排水沟、护坡、挡土墙等。	经过林区的大部分线路位于山地，按照地形情况设置排水沟、护坡、挡土墙。	符合	
	34	弃土不得引起水土流失，不得损坏塔位周边植被。	施工中极力避免因施工造成的水土流失，并做好相应的保护措施，并保护好塔位周围的植被。	符合	
	35	山区、丘陵地区塔位采用全方位长短腿布置，并与不等高基础配合使用，减少杆塔降基面。	根据现场调查，位于山区、丘陵地区塔位应采用全方位长短腿布置，并与不等高基础配合使用，减少杆塔降基面。	符合	
	36	施工现场噪声排放、污水排放、环境污染控制等均满足国家相关标准要求，施工期间不发生因环境污染引起的合理投诉。	施工期间，噪声排放、污水排放、环境污染控制等均满足国家相关标准要求，不应给周围环境造成永久性破坏及影响周边居民的正常生产和生活。	符合	
	37	施工材料站场运送土方、建筑垃圾、建筑材料、机具设备等车辆出场时冲洗干净，不污损场外道路。	施工后，各种施工设备因冲洗干净后才能带出施工现场。	符合	
	38	征地范围外的临时施工用地按工程水土保持方案进行处理。	征地范围外的临时施工用地按工程水土保持方案进行处理。	符合	
	39	施工现场建筑垃圾进行分类处理，并收集到现场封闭式垃圾站，不能利用的及时运出；施工现场生活垃圾设置封闭式垃圾容器，实行袋装化，并及时清运；有毒有害废弃物及时回收，且交有资质的单位处理；施工现场附近无公共厕所可供使用时，需设置临时厕所。	施工垃圾应及时分类堆放并处理，处理过程应规范化，避免给周边环境或居民生产、生活带来影响。	符合	
	40	土方施工作业阶段，作业区目测扬尘高度不大于 1.5m，不扩散到场区外；结构安装阶段，作业区目测扬尘高度不大于	土方施工阶段，施工中可适当喷散水，降低扬尘，保证施工人员施工中视线可视性好，降低施工存在风险。	符合	

指标类	序号	评价指标	设计内容	评价结果	差异说明
		0.5m。非施工作业区目测无扬尘。			
环境质量与环境保护	41	场地平整和边坡施工时对于裸露地表采取临时覆盖措施，防止尘土飞扬及水土流失。	施工中，对有可能容易造成尘土飞扬的地面区域，可采用临时覆盖的措施，以降低因尘土飞扬而造成的施工困难；对于边坡，应采取临时平整措施，防止水土流失。	符合	
	42	沿途因施工需要对树木进行砍伐或修剪时，应及时与相关管理部门协商，取得协议后方可进行施工，减少植被破坏。	本工程按国家相关法规，办理占用林地手续。	符合	
	43	220kV 及以上线路工程采用张力放线方式展放导地线。	/	○	
	44	采用人工放线时，严格控制放线通道砍伐宽度，减少林木砍伐量。	采用人工放线时，严格控制放线通道砍伐宽度，减少林木砍伐量。	符合	
	45	放线施工牵引场充分利用空闲地等未利用的土地，减少植被破坏。	放线施工牵引场充分利用空闲地等未利用的土地，减少植被破坏。	符合	
	46	放线施工牵引场等临时设施及工程材料不堆放在一级水源保护区范围内	本工程各种施工场地选择荒地建场，远离一级水源保护区	符合	

架空线路 3C 绿色方案一般项评价指标表

注：表中评价结果一览有“○”，表示本工程未参与此项评价

指标类	序号	评价指标	设计内容	评价结果	差异说明
-----	----	------	------	------	------

指标类	序号	评价指标	设计内容	评价结果	差异说明
节地与土地利用	47	杆塔采用导线三角形或垂直排列的型式。	本工程采用三角挂线形式。	符合	
	48	同一个通道内的输电线路（同电压等级或不同电压等级），采用同塔双回路或同塔多回路架设。	本工程出线段，考虑了采用多回同塔架设，其余地段采用单回路架设	符合	
	49	部分相导线绝缘子串采用 V 型、Y 型或 L 型布置，减小线路走廊宽度。	部分相导线绝缘子串采用 V 型、Y 型或 L 型布置，减小线路走廊宽度。	符合	
	50	施工道路尽量利用已有的道路或路基，新建段道路不占用耕地。	根据本工程线路沿线交通状况，本工程线路建设时应充分利用村村通公路、机耕路和桉树林区的木材运输道路，以减少占用耕地而建施工建设道路。	符合	
	51	利用山地、荒地作为取或弃土场的用地，不占用耕地。	本工程线路经过地区有山地或荒地作为取或弃土场的用地，不占用耕地。	符合	
节能与能源利用措施	52	导线选型时，对于硬铝线，导电率不小于 62%；对于普通铝合金线，导电率不小于 53%。	本工程采用的硬铝线的导电率是 61%。	不符合	与高导电率导线相比，采用导电率为 61%的硬铝线有较好的经济性。
	53	对于同塔双回及多回输电线路，验算其相序排列方式对电阻损失和电晕损失的影响，在满足防雷和电磁环境要求的前提下，选择有利于降低电阻损失和电晕损失的相序排列方式。	本工程采用单回路水平排列方式，有利于降低电阻损失和电晕损失。	符合	
	54	在满足热稳定校核时，500kV 线路普通地线采用绝缘运行方式。	/	○	
	55	导线悬垂线夹和防振锤采用非铁磁材料制作。	本工程所拟定采用的悬垂线夹和防震锤的制造材料主要为铝合金，可有效较小磁滞损耗。	符合	
	56	施工现场公共区域照明，采用节能照明灯具的比率大于 80%。	工程可以结合施工现场实际情况，采用节能灯具。	符合	

指标类	序号	评价指标	设计内容	评价结果	差异说明
节水	57	施工驻地办公区、生活区的生活用水采用节水系统和节水器具，节水器具配置比率达到 50% 以上。	根据工程建设实际情况，工程建设过程中，施工驻地办公区、生活区用水应采用节水系统和节水器具，节水器具配置比率达到 50% 以上。	符合	
节材与材料利用措施	58	直线塔的规划设计采用“塔高每降低一定高度，杆塔水平档距相应增大一定百分比”的方法，提高杆塔利用系数。	直线塔的规划设计采用“塔高每降低一定高度，杆塔水平档距相应增大一定百分比”的方法，提高杆塔利用系数。	符合	
	59	工程的杆塔利用系数（实际总水平档距/所有杆塔理论水平档距之和，下同）不小于 82%。	杆塔利用系数（实际总水平档距/所有杆塔理论水平档距之和，下同）大于 82%	不符合	
	60	应用 Q420 及以上高强钢，减少杆塔钢材用量。	本工程主要钢材为 Q235。	不符合	结合实际，从铁塔整体性设计考虑，Q235 钢已满足需求。
	61	铁塔的板柱式基础采用斜柱或偏心基础，减少基础材料用量。	本工程因地制宜，基础形式选择直柱板式基础、桩基础。	不符合	
环境质量与环境保护措施	62	输电线路未进入《建设项目环境影响评价分类管理名录》中的以下环境敏感区域：自然保护区的实验区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、饮用水水源一级保护区、国家级森林公园、国家地质公园、重要湿地、文物保护单位的保护范围、具有特殊历史、文化、科学、民族意义的保护地等。	经调查，本工程线路未经入以下环境敏感区域：自然保护区的实验区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、饮用水水源一级保护区、国家级森林公园、国家地质公园、重要湿地、文物保护单位的保护范围、具有特殊历史、文化、科学、民族意义的保护地等。	符合	
环境质量与环境保护措施	63	与山岳型风景资源背景之间景观相融性评价分级达到协调。	线路与山岳型风景资源背景之间景观相融性评价分级达到协调。	符合	
	64	35~220kV 线路不跨越长期住人的建筑。	线路不跨越长期住人的建筑	符合	
	65	线路路径选择及杆塔排位时，避免大面积房屋拆迁。	选择线路路径时，已综合考虑线路对沿线村庄发展的影响，绕开村民居住区、民宅，避免房	符合	

指标类	序号	评价指标	设计内容	评价结果	差异说明
			屋拆迁。		
	66	不同期投运的同塔双回或同塔多回线路，同期架线。	不同期投运的同塔双回或同塔多回线路，同期架线。	符合	
	67	在已有线路附近平行新建线路时，对多回线路的相序布置进行优化以改善工频电磁环境。	在已有线路附近平行新建线路时，对多回线路的相序布置进行优化以改善工频电磁环境。	符合	
	68	输电线路邻近已有学校、医院、养老院、疗养所等环境敏感区域时，采取改善线下电磁环境的措施。	输电线路邻近已有学校、医院、养老院、疗养所等环境敏感区域时，采取改善线下电磁环境的措施。	符合	
	69	采用原状土基础，因地制宜选用掏挖基础、岩石基础、岩石锚杆基础、人工挖孔桩、螺旋锚等基础类型，减少材料用量及开挖土方量。	本工程因地制宜，基础形式选择板式基础、掏挖基础。	符合	
	70	塔位采取有效的植被恢复措施。	施工时避免不必要的破坏以及施工后重新种植植被，保护塔位附近的环境，避免水土流失。	符合	
	71	导线、金具等设备在安装时，采取保护措施，避免划伤，防止投运后尖端放电。	导线、金具等设备在安装时，采取积极地保护措施，避免划伤，防止投运后尖端放电。	符合	
	72	110kV 线路采用张力放线。	110kV 线路采用张力放线。	符合	

架空线路 3C 绿色方案优选项评价统计表

注：表中评价结果一览有“○”，表示本工程未参与此项评价

指标类	序号	评价指标	设计内容	评价结果	差异说明
节地与土地利用	1	在已有线路附近新建线路且条件允许时，靠近原有线路平行走线，避免分割土地。		符合	
	2	城区或市郊线路采用钢管杆、窄基塔等占地面积少的杆塔。	/	○	
	3	导线绝缘子串采用 V 型、Y 型或 L 型，在满足安全性和经济性的基础上减小线路走廊宽度。	/	○	
节能与能源利用措施	1	采用钢芯高导电率铝绞线（硬铝线导电率不小于 62.5%）、铝合金芯铝绞线、中强度全铝合金绞线等节能导线。	本工程线路导线导电率低于 62.5%	不符合	未采用钢芯高导电率铝绞线
	2	在满足热稳定校核时，OPGW 采用绝缘运行方式。	本工程 OPGW 光缆采用直接接地运行方式	不符合	参考附近已有 35kV 线路，采用接地运行方式，已满足线路安全运行要求
	3	在满足热稳定校核时，110~220kV 线路普通地线采用绝缘运行方式。	/	不符合	
	4	悬垂线夹、间隔棒、防振锤、地线及小截面导线耐张线夹采用预绞式金具。	本工程导、地线悬垂线夹采用预交式金具。	符合	
节水	1.	施工驻地办公区、生活区的生活用水采用节水系统和节水器具，节水器具配置比率达到 100%	由于施工现场远离水源，施工驻地、生活区应全面配置节水器具。	符合	
节材与材料利用措施	1	工程的杆塔利用系数不小于 85%。	杆塔利用系数不小于 85%	符合	
	2	经过充分评估、论证并在保证施工安全的前提下，减少安装工况引起的塔重增加。	施工前，应充分论证及评估，安装工程引起的塔重增加	符合	
	3	对于 220kV 及以上线路，Q420 及以上高强钢用量比例不低于线路角钢塔钢材用量的 25%。	/	○	
	4	岩石地基采用锚杆基础。	本工程根据实际情况采用板式基础、掏挖基础	不符合	

指标类	序号	评价指标	设计内容	评价结果	差异说明
施	5	经过充分评估、论证，采用预应力混凝土杆。	本工程采用角钢塔	不符合	
	6	经过充分评估、论证，采用装配式基础。	本工程根据实际情况采用板式基础、掏挖基础	不符合	
	7	现浇混凝土采用预拌混凝土。	采用现浇混凝土和预拌混凝土	符合	
	8	施工驻地新建临时办公和生活用房采用多层轻钢活动板房等可重复利用的结构。	为灵活变更施工驻地及生活区，可采用多层轻钢活动板房。	符合	
环境质量与环境保护措施	1	避让林木密集区、经济作物区。	线路对经济作物区进行避让	符合	
	2	在有景观要求的区域走线时开展输电线路三维景观设计，路径走向和塔位布置考虑当地的自然景观与地形地貌，做到与环境协调。		符合	
	3	110~500kV 输电线路邻近已有学校、医院、养老院、疗养所等环境敏感区域时，房屋所在地离地 1.5m 高处最大未畸变工频电场强度不超过 3.5kV/m。	110~500kV 输电线路邻近已有学校、医院、养老院、疗养所等环境敏感区域时，房屋所在地离地 1.5m 高处最大未畸变工频电场强度不超过 3.5kV/m。	符合	
	4	110~500kV 输电线路邻近已有学校、医院、养老院、疗养所等环境敏感区域时，房屋所在地离地 1.5m 高处的磁场强度不超过 0.05mT。	110~500kV 输电线路邻近已有学校、医院、养老院、疗养所等环境敏感区域时，房屋所在地离地 1.5m 高处的磁场强度不超过 0.05mT。	符合	
	5	张力放线的引导绳采用动力伞、遥控飞艇、遥控飞机、直升飞机等悬空展放。	张力方线采用遥控飞机展放牵引绳	符合	
	6	35kV 线路采用张力放线。	本工程采用张力放线	○	

7.6 “四节一环保”措施分析

7.6.1 节地

变电站总布置符合国家土地使用政策，总体规划与当地城镇规划相协调，总平面布置紧凑、合理。本工程站址方案占地约0.4309hm²，架空线路通过合理选择路径，合理确定杆塔回路数，选用合理的导线及杆塔型式，达到节地目的；电缆线路通过合理选择路径，合理布置电缆，达到节地目的。

7.6.2 节能

系统节能分析：接入系统方案技术合理，经济性优良。合理选择主变容量与导线截面，满足负荷与电力输送要求。合理配置无功补偿，优化全网电能损耗。

变电站节能措施：本工程选用低损耗的主变压器和站用变压器，采用高效、节能型灯具；站内建筑物节能。

送电节能措施：架空线路通过合理选择路径，从导线选型、绝缘等级及绝缘子选择、金具选择、杆塔与基础等各方面优化设计，达到节能目的。电缆线路通过合理选择路径，合理选择电缆型号、敷设方式等各方面优化设计，达到节能目的。

7.6.3 节水

变电站合理选用用水定额，采用节能节水设备。输电线路杆塔

基础以沿线不同地质条件，设计相应基础型式，减少浇注基础用水量。

7.6.4 节材

变电站合理安排电缆敷设路径；采用工业化建筑。架空送电线路通过合理的塔型规划设计、采用合理的结构型式和材质、合理的杆塔布置、合理的导地线选择及绝缘子串设计，达到节材目的。电缆线路通过合理的选择电缆截面及型式，合理的控制盘长及接头数量，达到节材目的。

7.6.5 环保

变电站采用低噪声设备；采取有效措施降低噪声及电磁辐射；建筑材料绿色环保，无光污染。架空线路通过合理避让敏感点，合理改善线路附近的电磁环境，采用合理的基础型式，在山区、丘陵地段采用全方位长短腿并与不等高基础配合使用，达到环保目的。电缆线路通过采用无毒、无腐蚀的封堵材料，杜绝绝缘与护套中含有对人体有害物质，达到环保目的。

7.6.6 结论

本工程通过采取上述“四节一环保”措施，依靠科学技术降低消耗，合理利用资源，提高资源利用效率，切实保护生态环境。推广采用节地、节能、节水、节材、环保、降耗的先进技术和产品，有利于资源节约和综合利用，达到南方电网一级绿色电网项目标准。符合国家的产业政策，满足节能评估要求。

8 抗灾能力分析

8.1 变电站抗灾能力分析

8.1.1 站址稳定性分析

拟建站址区属于桂中低强震构造区。主要受 XX—南宁断裂带的影响，该断裂带在新生代以来有缓慢的活动。1970 年有仪器记录以来，有少量小震活动。站址一带发生的地震震级小，频度低。受强震地震破坏的风险较小。

站址区地震动峰值加速度 $<0.05g$ ，相应地震基本烈度为 6 度，场地内无饱和砂土、粉土分布，不存在地震液化灾害风险。场地地势平缓，不存在大的人工边坡，地震不会引起崩塌、滑坡等地质灾害。

8.1.2 防排洪分析

站址设计标高（155~160m 之间）高于五十年一遇洪水位（147.43m）。站址整平后会略高于西侧的规划道路，无河流、沟渠分布，故不存在内涝危险。

8.1.3 抗风灾分析

站址所属区域平均风速 2.5m/s，最多风向 N，频率 20。其中最大风速 31.9 m/s。本工程基本风压采用 0.30kN/m^2 。风灾损失的主要形式是工程结构的损坏和倒塌，抗风设计计算的合理和全面与否，是工程安全的主要关键。本变电站所有建(构)筑物结构均按满

足上述基本风压的要求进行抗风设计，保证结构在施工阶段和建成后的使用阶段能够安全承受可能发生的最大风荷载和风振引起的动力作用。

8.1.4 建（构）筑物抗震措施

（1）抗震设防

根据本工程《岩土工程勘察报告》，工程区基本地震动峰值加速度为 0.05g，相应的地震基本烈度为 6 度，设计地震分组为第一组，地震动反应谱特征周期值为 0.35s。依据《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010 版）、《建筑工程抗震设防分类标准》（GB50223-2008）、《变电站建筑设计技术规程》（DL/T 5457-2012）的相关规定，本工程配电装置楼为丙类建筑，地震作用按抗震设防烈度为 6 度进行计算并采取抗震构造措施。

（2）抗震设计

在设计方面我们首先从抗震设计概念入手，建筑物平、立面布置尽量规则对称，选择合适的结构形式，使结构受力体系明确，尽量减小和避免地震作用下结构不均匀受力；合理设置维护墙、隔墙墙体，严格按抗震设计规范做好墙体与框架柱、梁的钢筋拉结构造，避免地震时墙体倒塌引起二次损伤；不采用易脱落、崩塌的外挂贴构件。对主控通信楼等重要建筑物优先选择具有优良抗震耗能性能、结构布置规则的建筑形式，如规则的整体性好的钢筋砼现浇框架结构，以降低地震影响。所有屋外构支架同样也采用抗震性能较好的结构；对组合电气设备和有硬连接的设备基础采用钢筋砼整体

基础或设相应拉结联系梁，以减少地震对设备的损坏。

（3）抗震措施

配电装置楼按 6 度抗震构造措施设防，采用钢筋混凝土框架结构，框架抗震等级为四级。楼梯采用现浇钢筋混凝土结构。按《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010 版）中“框架结构抗震构造措施”要求控制框架柱、梁截面以及受力钢筋配置大小。

8.1.5 抗冰灾措施

本变电站为全户内变电站，不存在设备、跨线构架等设施受结冰影响不能正常运行的问题，由于本站所有出线为新建线路均已按具备抗冰能力进行设计，变电站内不考虑设线路融冰装置。

8.2 送电线路抗灾减灾设计分析

8.2.1 提高线路抗灾能力的原则

- 1) 充分考虑自然灾害的影响。
- 2) 线路路径要尽量避开自然灾害易发区和运行维护困难地区。
- 3) 位于洪水灾害易发地区的输电线路，要对杆塔基础采取防护加固措施。必须穿越地质环境不安全地区的输电线路，要对杆塔及其基础采取防护措施。
- 4) 提高设防标准。对位于自然灾害易发区、气候条件恶劣地区和运行维护困难地区的局部线路，要适当提高设防标准。

8.2.2 提高线路抗灾能力的措施

- 1) 提高抗震能力的措施

本工程线路所经区域，线路杆塔设立要离开断裂带，尽量设在构造相对稳定地方。

2) 提高防风灾能力的措施

本工程采用设计气象条件的最大风速为 23.5m/s，大于历史出现的最大风速 21.5m/s，严格按设计规程控制线路档距和耐张段长度，并加强完善铁塔基础设计。

3) 提高防雷能力的措施

本工程线路所经过地段是雷电活动较强烈的地区。首先，架设避雷线是输电线路防雷保护的最基本和最有效的措施。通过架设避雷线以减小流经杆塔的雷电流，从而降低塔顶电位；通过对导线的耦合作用可以减小线路绝缘子的电压；其对导线的屏蔽作用还可以降低导线上的感应过电压。其次，采用良好的接地装置，可以把雷击电流有效地泄入大地，如果有些地区土壤电阻较高，可采用人工办法来降低接地土壤的电阻率，即用换土法或化学处理法。

4) 提高防冰能力的措施

本工程线路路径选择时尽量避免经过线路易覆冰区，铁塔按照该地区历史最大覆冰设计。

9 工程投资估算

9.1 编制依据及取费标准

9.2 工程量

根据本工程可研报告、图纸和有关资料进行计算。

9.3 定额

1、定额执行《2018 年版电力建设工程概预算定额 建筑工程》、《2018 年版电力建设工程概预算定额 电气设备安装工程》、《2018 年版电力建设工程预算定额 架空输电线路工程、电缆输电线路工程》、《2018 年版电力建设工程预算定额 调试工程》、《2018 年版电力建设工程预算定额 通信工程》。

9.4 费用标准

项目划分和费用标准执行 2019 年 11 月由中华人民共和国国家能源局颁布的《国家能源局关于颁布 2018 版电力建设工程建设定额和费用计算规定的通知》（国能电力〔2019〕81 号）。

9.5 社会保障费

社会保障：执行电网定额〔2019〕3 号《关于调整广西电网工程规费费率的通知》，缴费费率为 25.88%。

9.6 住房公积金

住房公积金：执行电网定额〔2019〕3 号《关于调整广西电网工程规费费率的通知》，缴费费率为 12%。

9.7 定额人材机调整

执行执行电力工程造价与定额管理总站文件《关于发布 2018 版电力建设工程概预算定额价格水平调整的通知》（定额〔2020〕14 号）。

9.8 项目前期工作费

执行中电联定额〔2015〕162 号《关于落实国家发展改革委关于进一步放开建设项目专业服务价格的通知》。

9.9 勘察设计费

执行中电联定额〔2015〕162 号《关于落实国家发展改革委关于进一步放开建设项目专业服务价格的通知》、执行南方电网定额〔2020〕6 号《关于印发〈南方电网公司电网工程设计费等费用标准（试行）〉的通知》。

9.10 价差预备费

根据国家计委计投资〔1999〕1340 号文，不计列价差预备费。

9.11 建设期贷款利息

按静态投资的 $80\% \times \text{施工期}(0.5) \text{年} \times 0.5 \times \text{建贷利率}$ 计算, 建贷利率为: 4.9% 计算。

9.12 设备及材料价格

设备价格

执行南方电网定额〔20120〕108 号《关于印发〈南方电网公司 2020 年第三季度电网工程主要设备材料信息价〉的通知》。

设备运杂费：运杂费按 1.06%。

材料价格

参照中国电力企业联合会发布的《变电工程装置性材料综合预算价格》（2018 年版）及 2020 年 12 月贺州市信息价计列。

9.13 工程主要经济指标

本工程动态总投资为：7223 万元；静态总投资为：7114 万元，详细投资见投资估算表。

10 停电施工风险评估及方案

10.1 变电站部分

10.1.1 风险分析

本工程择址新建，不涉及停电问题。

10.2 线路部分

10.2.1 概述

本工程线路包含：观岭～源头 110kV 线路

本工程线路起自 220kV 观岭站 110kV 进线构架，止于 110kV 源头站 110kV 侧出线构架。

10.2.2 停电设备及时间

（一）新建观岭～源头 110kV 线路，对 110kV 线路及以下线路停电如下：

序号	施工内容	配合停电线路	停电时间 (天)	变电站失压情况	备注
1	停电跨越施工	35kV 牛燕线（35kV 牛庙站—35kV 燕塘站）	2	无	
2	停电跨越施工	35kV 钟安线（35kV 钟山二变站—35kV 公安站）	2	无	
3	停电跨越施工	35kV 牛二线（35kV 牛庙站—35kV 钟山二变站）	2	无	
4	停电跨越施工	110kV 江西 I 线	2	无	网区外产权线路
5	停电跨越施工	110kV 江西 II 线	2	无	网区外产权线路
6	停电跨越施工	新建线路跨越 35kV 二回线与回龙 T 接 35kV 钟石线共塔段	2	无	35kV 二回线与回龙 T 接 35kV 钟石线需同时停电

10.2.3 风险评估及控制措施

新建观岭～源头 110kV 线路工程风险评估及控制措施

序号	地区	电压等级	停电元件	故障元件	停电元件与故障元件互换是否造成同样后果	减供负荷比列（考虑备自投成功）	导致失压的 35kV 及以上变电站	停电工作风险等级	构成事故（事件）等级	采取措施	事故处理方式
1	钟山县	35kV	35kV 牛燕线	无			无		无	提前做好停电计划及电网风险评估，必要时发布电网风险预警通知书进行风险管控	
2	钟山县	35kV	35kV 钟安线	无			无		无	提前做好停电计划及电网风险评估，必要时发布电网风险预警通知书进行风险管控	
3	钟山县	35kV	35kV 牛二线	无			无		无	提前做好停电计划及电网风险评估，必要时发布电网风险预警通知书进行风险管控	
4	钟山县	110kV	110kV 江西 I 线	无			无		无	提前做好停电计划及电网风	

										险评估，必要时发布电网风险预警通知书进行风险管控	
5	钟山县	110kV	110kV 江西 II 线	无			无		无	提前做好停电计划及电网风险评估，必要时发布电网风险预警通知书进行风险管控	
6	钟山县	35kV	35kV 二回线	无			无		无	提前做好停电计划及电网风险评估，必要时发布电网风险预警通知书进行风险管控	
7	钟山县	35kV	回龙 T 接 35kV 钟石线	无			无		无	提前做好停电计划及电网风险评估，必要时发布电网风险预警通知书进行风险管控	

作业风险分析：存在线路停电后，未挂接地线就上塔作业，造成感应电伤人的风险；在立塔组塔或在塔上作业时，存在未

采取安全措施从高空坠落的风险。可通过严格操作票制度、执行送电线路工作许可制度、按经审批的施工方案施工、加强现场安全监督等方式控制风险。

11 四新一精

11.1 新技术、新设备、新材料、设计新手段

无。

11.2 精益化设计

11.2.1 管理方面

（1）实行设总负责制，提高项目管理的责任心及积极性

我公司发布了设计总负责人管理制度，明确了设总的工作职责和各阶段的工作任务，及相关考核、奖惩办法，提高项目主管人员的责任心及积极性。设总制度的实施，改变了我公司以往项目由各部门或各专业自行控制进度、自行负责外联事务等情况，有效促进各部门及各专业间信息及时传递，确保工作任务及工作安排得到及时、有效推进。

（2）采用信息化手段管控项目进度

全面推行项目全过程生产管理系统，工程项目管理趋于规范化、制度化、流程化，打破了通过例会了解项目进度的原始管理办法。不仅减少人为因素对项目管理工作干扰，并通过规范化、流程化的管理模式，有效提高项目管理人员、设计项目人员的工作效率。

（3）加强质量管控，提高报告质量

项目设计过程中，无论资料互提、专业内容汇总或报告、图纸出版，均严格执行南网公司、广西电网公司要求的四级校审制度，

无四级校审签字，不能送出版。

（4）与业主、主审单位沟通常态化，避免后期反复

改变原有被动、甚至“埋头苦干”不沟通的工作模式，在项目开展的各阶段，若发现方案不可行、投资变化大、有更优化方案等造成项目调整量大的，或需业主单位决策的问题，及时与业主单位、主审单位沟通，避免项目反复。

（5）坚持“以顾客为中心”的服务理念，为业主提供零距离的优质服务坚持“以顾客为中心”的理念，在项目各阶段实现为业主提供“零”距离的优质服务，为业主着想，急业主所急，全天候、全方位为业主提供周到的服务。在服务中，实现制度化的“首问负责制”，无论在何时、何地、以何种方式，我公司的任何一位员工对业主所提的问题、都有负责落实、解决的义务，决不推脱、转移，直到业主认为问题满意解决为止。

11.2.2 技术方面

工程设计的技术要求主要从以下方面管理：

（1）编制质量控制计划，对工程项目进行三级校审后才能提交设计成果，严格执行设计规范及行业标准要求。

（2）对工程进行优化设计，严格控制工程造价。

12 标准设计与典型造价应用差异指标分析

12.1 观岭～源头 110kV 线路工程

12.1.1 实际工程情况简介

起自 220kV 观岭变电站（新建站）新建出线间隔（间隔在其他工程建设），终至钟山县 110kV 源头变电站出线间隔，全线导线采用架空架设，架空线路全长 25.3km。其中单回路段长 20.8km，双回路段长 4.5km。由于新建双回路段路径较短，转角多，此次分析将双回路段删减，因此本次仅对单回路段进行技术经济指标分析。

工程地形比例：平地占 54%，丘陵占 23%，高山占 23%。

铁塔 73 基，其中：耐张转角塔 34 基，占 45%；直线塔 37 基，占 51%。

材料工地运输：汽车平均运距 20km，人抬平均运距 0.7km。

12.1.2 选取典型模块

根据气象条件导线型号等，本工程对应的模块应为 1D1W2，本次采用该模块进行分析。CSG-1D1W2 模块造价指标见表 12.2-1，主要材料单位路径长度指标见表 12.2-2。

表 12.2-1 CSG-1D1W2 模块造价 单位：万元/km

项目名称	（单回路）导线规格 1×JL/G1A-400/35（23.5m/s, 10mm）				
	平地	丘陵	山地	高山	泥沼
本体工程	31.83	32.86	37.53	43.46	38.96
其中：材料	19.96	19.82	19.82	20.06	20.64

表 12.2-2 CSG-1D1W2 模块 主要材料单位路径长度指标

序号	材料名称	单位	（单回路）导线规格 1×JL/G1A-400/35（23.5m/s, 10mm）				
			平地	丘陵	山地	高山	泥沼
1	导线	t/km	4.04	4.04	4.04	4.04	4.04

2	地线	t/km	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
3	杆塔钢材	t/km	11.97	11.92	12.35	12.60	12.09
	其中：高强钢	t/km					
4	基础钢材	t/km	2.76	2.38	1.91	2.05	3.81
5	接地钢材	t/km	0.27	0.37	0.57	0.64	0.22
6	地脚螺栓	t/km	0.47	0.47	0.36	0.34	0.47
7	挂线金具	t/km	0.15	0.15	0.13	0.12	0.15
8	间隔棒	组/km					
9	防振锤（导线）	只/km	21	21	21	21	21
10	防振锤（地线）	只/km	20	20	20	20	20
11	绝缘子（导线）	片/km	146	146	122	119	146
12	现浇混凝土	m ³ /km	29.89	29.68	30.27	31.03	40.11
	其中：灌注桩	m ³ /km					8.47
13	水泥	t/km	10.28	10.21	10.41	10.67	13.80
14	土石方量	m ³ /km	317	230	266	302	336
	其中：基面	m ³ /km			25	23	
	基坑	m ³ /km	239	138	91	103	270
	接地	m ³ /km	78	92	150	176	66

12.1.3 典型模块造价组合

根据实际工程的地形比例，拼接典型造价。按本工程地形比例拼接的典型造价本体投资指标为：

$$31.83 \times 0.54 + 32.86 \times 0.23 + 43.46 \times 0.23 = 34.74 \text{ 万元/km}$$

12.1.4 典型造价应用分析

（一）工程技术指标分析：

典型造价按本工程地形比例加权后的技术经济指标表 12.4-1：

序号	项 目	单位指标	典设指标	本工程实际指标	与限额指标的差额	差值原因
			A	B	A-B	

1	铁塔钢材	t/km	12.1	27.9	-15.26	由于转角塔数量占比大,单公路塔基数量多,导致铁塔钢材指标偏大
2	基础混凝土	m ³ /km	30.1	65.01	-34.91	由于转角塔数量占比大,单公路塔基数量多,沿线表层附有岩石,初步采用大开挖方式,以上原因导致基础混凝土指标偏大
3	基础钢筋	t/km	2.51	4.18	-1.67	于转角塔数量占比大,单公路塔基数量多,沿线表层附有岩石,初步采用大开挖方式,以上原因导致基础钢筋指标偏大

根据实际工程与典型造价设计边界条件的不同进行主要技术经济指标的修正,选取对工程造价影响较大的杆塔钢材、基础混凝土及基础钢材指标进行修正,过程如下:

1. 铁塔钢材:

a) 根据本工程地形比例折算的 1D1W2 模块杆塔用量应为 3.2 基/km,耐张塔比例为 17%,本工程的杆塔用量为 3.86 基/km,耐张塔使用的比例为 45%。根据对 1D1W2 典造模块所使用的铁塔进行测算,耐张塔重量约为直线塔重量的 2 倍,因此典型造价杆塔钢材指标需做如下修正: $3.86 \times (55\% \times 1 + 45\% \times 2) / (3.2 \times (83\% \times 1 + 17\% \times 2)) = 1.49$,即每公里钢材指标修正如下: $12.1 \times 1.49 = 18.03 \text{ t/km}$

b) 模块指标仅考虑对地距离 7m,平均塔高约 20m,本工程部分地段考虑跨越树林和各种管线,跨越县道等,塔高比模块平均高约 10m,按每增 1m 塔高(包含塔型变换)增加 0.28t,则典型造价指标增加 $3 \times 10 \times 0.28 = 8.4 \text{ t/km}$

即 $18.03 + 8.4 = 26.43 \text{ t/km}$

即每公里塔材指标修正为：26.43t/km。

2. 基础混凝土：

a) 根据本工程地形比例折算的 1D1W2 模块杆塔用量应为 3.2 基/km，耐张塔比例为 17%，本工程的杆塔用量为 3.86 基/km，耐张塔使用的比例为 45%。根据对 1D1W2 典造模块所使用的基础进行测算，耐张塔混凝土量约为直线塔的 2.1 倍，因此典型造价基础混凝土指标需做如下修正： $3.86 \times (55\% \times 1 + 45\% \times 2.1) / (3.2 \times (83\% \times 1 + 17\% \times 2.1)) = 1.52$ ，即每公里基础混凝土指标修正如下： $30.1 \times 1.52 = 45.75 \text{ m}^3 / \text{km}$

b) 经测算，本工程重要交叉跨越及林区高塔跨越因素对基础混凝土的综合影响为 25%，即每公里基础混凝土指标修正为： $45.75 \times 1.25 = 57.19 \text{ m}^3 / \text{km}$

c) 因本工程路径周边有岩石覆盖，基础类型选用大开挖基础，占总基础量约一半，每公里基础混凝土约增加 15%，即每公里基础混凝土修正如下： $57.19 \times 1.15 = 65.76 \text{ m}^3 / \text{km}$

即每公里基础混凝土指标修正为：65.76m³ /km。

3. 基础钢筋：

a) 根据本工程地形比例折算的 1D1W2 模块杆塔用量应为 3.2 基/km，耐张塔比例为 17%，本工程的杆塔用量为 3.86 基/km，耐张塔使用的比例为 45%。根据对 1D1W2 典造模块所使用的基础进行测算，耐张塔基础钢筋量约为直线塔的 2.0 倍，因此典型造价基础钢

筋指标需做如下修正： $3.86 \times (55\% \times 1 + 45\% \times 2) / (3.2 \times (83\% \times 1 + 17\% \times 2)) = 1.49$, 即每公里基础钢筋指标修正如下： $2.51 \times 1.49 = 3.74\text{t/km}$

b) 经测算，本工程重要交叉跨越及林区高塔跨越因素对基础钢筋的综合影响为 10%，即每公里基础钢筋指标修正为： $3.74 \times 1.1 = 4.1\text{t/km}$

c) 因本工程路径周边有岩石覆盖，基础类型选用大开挖基础，占总基础量约一半，每公里基础混凝土约增加 15%，即每公里基础钢指标筋修正如下： $4.1 \times 1.15 = 4.71\text{m}^3/\text{km}$

即每公里基础钢筋指标修正为：4.71t/km。

修正后的技术经济指标表 13.4-2:

序号	项 目	单位指标	典设指标	本工程实际指标	与限额指标的差额
			A	B	A-B
1	铁塔钢材	t/km	26.43	27.63	-1.2
2	基础混凝土	m3/km	65.76	64.85	0.91
3	基础钢筋	t/km	4.71	4.16	0.55

从以上对比分析结果说明，典型造价技术经济指标总体上与本工程相当，说明本工程主要技术经济指标是可行的。

13 结论及建议

1、为适应钟山县及其周边地区国民经济发展和人民生活用电增长的需要，提高电网供电可靠性和供电质量，确保钟山县“十

四五”规划的实施，建设 110kV 源头送变电工程是非常必要的。

2、本工程建设投产时间为 2023 年，该工程投产后，可大大提高钟山县南部供电片区的供电能力，提高电网供电可靠性，具有很好的经济效益和社会效益。建议有关部门尽早审批立项，并抓紧组织实施，争取本工程早日完成改造发挥效益，为钟山县的发展创造有利条件。