

110千伏湖石输变电工程（电气分册）可行性 研究报告评审意见

2025年7月7日，广州供电局组织召开了110千伏湖石输变电工程（电气分册）可行性研究报告评审会议，我中心主持审查工作。本工程为C类电网基建项目，项目规划于2026年底建成投产。

评审会议对设计单位提交的工程可行性研究报告进行了充分讨论，形成评审意见如下：

一、工程建设的必要性

（一）电网概况

广州市2024年最高供电负荷24552MW，增速7.8%，110kV主变容载比为2.02。

白云区位于广州市北部，供电面积540km²，现有110kV公用变电站44座，110kV平均供电半径2.0km。2024年最高供电负荷为3921MW，增速14.7%，110kV主变容载比为1.73。

拟建的110kV湖石站位于广州市白云区大源街道，属于A类供电区。该站拟供电范围主要为石湖供应链创新产业园，供电面积约4.8km²。目前近区电网主要由110kV龙归（2×40MW）、龙保（3×63MW）、太和（2×63+40MW）等站供电。2024年高峰期间，110kV龙归站、龙保站、太和站负载率分别为88%、71%、79%，其中110kV龙归站、龙保站、太和站不满足主变N-1且龙归站重载运行。

（二）存在的主要问题

1. 负荷增长导致供电能力不足

湖石站供电片区近期用户报装容量122MVA，主要为石湖供应链创新产业园新增用电项目，预计2026年、2031年湖石站片区的供

电负荷分别为 250MW、279MW。湖石站供电范围现状主要由 110kV 龙归站、龙保站、太和站供电。龙归站、龙保站、太和站不满足主变 N-1 且龙归站重载运行，周边供电能力不足，无法支撑新增报装。

2. 近区 10kV 供电馈线不足，网架薄弱

目前，110kV 龙归站 10kV 出线 24 回，剩余 2 回，其中 1 回已预留满足本站馈线负荷增长使用；龙保站 10kV 出线 45 回，剩余 3 回，已预留满足本站馈线负荷增长和负荷报装使用；太和站 10kV 出线 48 回，剩余 11 回，其中 5 回已预留满足本站馈线负荷增长和负荷报装使用。近区可有效利用的 10kV 馈线资源不足，网架结构薄弱，无法适应该片区负荷的进一步发展。

（三）本工程建设必要性

1. 满足区域内负荷增长的需要，促进地区经济发展

根据电力平衡结果，即使考虑规划的清湖站及松园站转供负荷后，湖石站近区电网 110kV 变电容量缺额 2026 年 89MVA，2031 年扩大至 149MVA。因此，有必要在该区域新建 110kV 站点，满足近区电网负荷增长需求。

2. 缓解近区站点供电压力，提升电网供电能力

湖石站投产后，可分担龙归站、龙保站部分负荷，缓解近区站点供电压力。结合已立项由清湖站和松园站调整龙归站、龙保站负荷，龙归站、龙保站负荷可分别降至 49%、52%，不满足 N-1 问题得到解决。

3. 改善近区中压电网结构，提高电网供电可靠性

目前湖石站供电范围主要由 110kV 龙归站、龙保站、太和站的 10kV 馈线供电，供电路径较长。湖石站可以调整片区各变电站的供电范围，优化片区电网结构，同时加强区域变电站之间的 10kV 联络，增强故障及检修情况下的互相电力支援能力，提高供电可靠性，从

而使该区域的电网供电更安全可靠、运行更加灵活、潮流分配更加合理。

（四）结论

110kV湖石站建成投产后，可满足石湖供应链创新产业园新增用电项目的可靠供电需求，解决龙归站、龙保站不满足N-1问题，缩短10kV线路的供电半径，优化片区电网结构，提高近区电网供电可靠性，因此“十五五”初期建设110kV湖石站是必要的。

参照《广州供电局管制业务投资管控策略（2024年版）》（广供电资〔2024〕56号），本工程属于“优化完善网架-解决C类以上地区高压配电网不满足N-1-解决C类以上地区高压配电网不满足N-1-解决C类及以上地区高压配电网主变或线路不满足N-1问题（考虑下级电网转供后），且在N-1情况下造成区域性供电受限的项目”策略。

二、工程接入系统方案

本工程推荐接入系统方案为：新建2回出线，1回直接接入220kV界观站110kV母线侧，形成110kV界观~湖石线路；1回T接110kV茶汉甲线，形成110kV茶山~太和~湖石~民营~汉田线路。

三、建设规模

序号	项 目 \ 规 模	本期规模	最终规模
1	主变压器台数及容量	2 × 63MVA	3 × 63MVA
2	110kV出线	2回出线：1回直接接入220kV界观站110kV母线侧；1回T接110kV茶汉	3-5回

序号	项 目 \ 规 模	本期规模	最终规模
		甲线。	
3	10kV出线	2 × 16 回	3 × 16 回
4	10kV无功补偿	并联电容器组： $2 \times 2 \times 6\text{Mvar}$ 并联电抗器组： 无	并联电容器组： $3 \times 2 \times 6\text{Mvar}$ 并联电抗器组： $3 \times 1 \times 6\text{Mvar}$
5	对侧及配套工程	(1) 对侧 220kV 界观站扩建 1 个 110kV 出线间隔； (2) 配套对 110kV 茶汉甲线和茶观乙线部分线路增容改造。	
6	征地面积	同本项目土建分册可研批复。	

四、变电站工程

本站参照《南方电网标准设计与典型造价V3.0（35kV-500kV智能变电站）》中 110kV 户内 GIS 变电站进行设计。主接线采用 CSG-110B-F-G2a (C) 方案进行设计，配电楼布置方案采用 CSG-110B-F-G2a (B) 模块，并按广州局全标准站设计进行优化。

（一）110kV 湖石变电站工程

1. 总平面布置

110kV 湖石变电站按全户内设计，变电站主入口设置在站区南侧，站内设有环形道路。主变位于变电站配电装置楼的南侧（朝向站外现有道路）。配电装置楼-4.000m 层布置消防水池；-1.500m 层布置水泵房和电缆；0.00m 层布置警传室、主变室，警传室布置在南侧靠近进站大门位置；+1.500m 层布置 10kV 高压室、电容器室、并联电抗器室、接地变室、站用变室、绝缘工具室、安全工具间、

消防气瓶间等；+6.500m层布置 110kV GIS室、主控室、电容器室、蓄电池室、材料室、资料室、备用室、工具间、二次电缆室等。

110kV侧采用电缆出线，从变电站西侧出配电装置楼后沿站内电缆沟敷设，最后从变电站西侧出站。10kV侧采用电缆出线，分别从变电站南侧、西侧敷设出配电装置楼后沿站内电缆沟敷设，最后从变电站南侧、西侧出站。

2. 电气主接线

(1) 110kV 配电装置：110kV 采用线路—变压器组单元接线，最终接线型式同本期。

(2) 10kV 配电装置：10kV 终期接线采用单母线六分段环形的接线形式。本期建设#1～#2 主变，采用单母线四分段环形接线，本期先上 1Ma、2Mb、2Ma、2Mb 四段母线，#1 主变经 1Ma、1Mb，#2 主变经 2Ma、2Mb 双臂进线，2Ma 和 1Mb (1Ma 和 2Mb) 进线侧采用封闭联络母线桥联通。#3 主变投运时，解开 1Ma 和 2Mb 的连接，#3 主变通过新母线桥连接 3Ma 与 2Mb (1Ma 与 3Mb)，最终形成 10kV 侧单母线六分段环形的接线形式。

3. 主要设备选型

(1) 变压器采用 63MVA 三相双绕组油浸式、自冷加风扇、低损耗、有载调压变压器。

(2) 110kV 采用户内 GIS 设备，2000A，40kA/3s，100kA。

(3) 10kV 开关柜采用户内金属铠装移开式，配真空断路器。

(4) 110kV 侧设备短路电流水平按 40kA 选择；10kV 侧设备短路电流水平按 31.5kA 选择。

(5) 设备防污等级按 e(IV)级考虑，设备爬电比距 $\geq 53.7\text{mm/kV}$ (电压按 $U_m/\sqrt{3}$ 计算， U_m 为系统最高运行电压)。

4. 配电装置

(1) 110kV 配电装置采用 GIS 户内布置于配电装置楼+6.500m 层。

(2) 10kV 配电装置采用开关柜户内双列布置于配电装置楼 +1.500m 层。10kV 并联电容器组户内布置于配电装置楼+6.500m 层，10kV 并联电抗器组户内布置于配电装置楼 ± 0.000 m 层。

5. 防雷接地及照明

防直击雷保护：在装置楼顶装设热镀锌圆钢避雷带作为直击雷保护。

接地方案：本站主接地网接地电阻按 $\leq 0.5\Omega$ 设计，水平接地体采用 -40×4 紫铜排，垂直接地体采用 $\Phi 16$ 紫铜棒，接地引下线采用 $\Phi 18$ 热镀锌圆钢。

照明：站内所有灯具均采用高效、节能的 LED 灯具。其中，蓄电池室采用防爆灯具。

6. 系统及电气二次

(1) 调度自动化

① 本站由广州调度中心调度，远动信息送广州调度系统主站并对系统主站进行扩容。

② 远动信息至广州主调系统 1 采用一路专线两路调度数据网络通道，至广州主调系统 2 采用一路专线两路调度数据网络通道，至广州备调系统采用两路调度数据网络通道。

③ 双重化配置智能远动工作站，信息直采直送，采集范围满足各调度端系统的要求。

④ 保信信息通过智能录波装置上传，采用两路调度数据网络通道上传至广州调度保信主站。

⑤ 故障录波信息通过一路调度数据网通道上传至广州调度故障录波主站。

⑥ 配置 4 台母线电压监测装置,通过一路调度数据网通道接入主站。

⑦ 配置一套电能质量监测系统,至少满足 4 个监测点需求,通过一路调度数据网通道接入主站。

⑧ 配置一套变电站二次安全防护系统,配置安全态势感知装置,满足接入调度数据网双平面的要求。

(2) 计量自动化

计量信息送广州电能计量自动化系统主站、广东电网电能计量自动化系统主站。计量信息传送至上述计量系统主站均采用两路调度数据网络通道。本期工程没有关口点,各计量点设置有功 0.5S 级电能表。配置一套电能量采集装置。

(3) 监控系统

① 本站按无人值班智能变电站设计,设综合自动化监控系统一套,独立五防系统一套。

② 本站自动化系统采用分层、分布、开放式网络系统,全站按三层双网架构,由站控层、间隔层、过程层三层设备组成。全站按 DL/T860 标准统一组网,其中站控层 MMS 网络采用冗余星形以太网结构,设置独立的保信 C 网,保护信息和录波信息分别通过 C1 网和 C2 网上传至调度。110kV 过程层网络构建 GOOSE 独立双网,采用双星形结构网络,双网双工运行方式。10kV 过程层暂不独立组 GOOSE 网。本站过程层不设 SV 网,通过电缆采集电流、电压模拟量信息。

③ 配置一套时间同步系统。

(4) 电源系统

① 配置双充双蓄直流系统,直流电压 110V,蓄电池容量为 500Ah。配置一套蓄电池远程核容装置,并接入蓄电池远程核容平

台。

② 配置一套交流不间断电源系统，容量为 $2 \times 5\text{kVA}$ 。

(5) 安全自动装置

配置 10kV 备自投装置 2 台、低频低压减载装置一台。

(6) 二次保护

① 本站 110kV 为线变组接线，新建 110kV 线路其中一回形成界观~湖石#1 线路，配置三端 T 接线路差动保护装置，保护采用复用光纤通道，光口直连，本侧保护需与对侧保护匹配。

② 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。电气量保护采用常规交流采样，GOOSE 跳合闸。主变非电量保护与第一套本体智能终端采用一体化装置，安装在主变本体智能终端柜内，常规交流采样，电缆跳闸。主变各侧及本体智能终端双重化配置。

③ 10kV 线路、电容器、站用变采用保护测控智能终端一体化装置，单套配置。10kV 分段采用保护测控智能终端一体化装置，双套配置，第二套仅使用智能终端功能。10kV 保护采用常规交流采样，电缆跳闸。

④ 配置两套智能录波器管理单元，两套采集单元。

1) 配置一套智能辅助综合监控系统，实现智能巡视、智能操作、智能安全、视频及环境监控等功能。

2) 110kV GIS 配置一套 SF₆ 气体浓度监测系统。

3) 配置一套火灾自动报警系统。

7. 土建

① 建站场地

同本项目土建分册可研批复。

② 建筑结构及地基基础

本期新建主变基础、油坑及设备钢管杆支架和基础。10kV 高压室、主控室、电容器室、GIS 室、接地变室、站用变室等配合电气安装完成地面埋件及铺装。

其余同本项目土建分册可研批复。

③ 给水及消防

供水水源由市政供水管网接入，补给水管径 DN150mm, 管道总长约 300m。

全站设置消防给水系统，设置消防水池 1 个，其有效容积为 486m³。

主变压器设置高压细水喷雾灭火系统，线型感电缆和推车式 ABC 干粉灭火器。

④ 交通运输

进站道路从站址南面的市政道路引接。主变运输采用铁路、公路联运方案，主变压器由铁路运输至广州火车站货运站场后，转用大型平板车运至站址。设备运输车辆所经过的道路桥涵均满足设备运输要求。

⑤ 占地及建筑面积

同本项目土建分册可研批复。

（二）对侧变电站工程

1. 220kV 界观站

电气一次：扩建一个 110kV GIS 电缆出线间隔。

土建：本期配合电气，改造扩建间隔内埋件和开孔。

系统及电气二次：本站维持原有调度关系。新增 1 回 110kV 界观 ~ 湖石 #1 线路配置三端 T 接线路差动保护装置，保护采用复用光纤通道，光口直连，本侧保护需与对侧保护匹配。配有功 0.5S 级电能表。原有综合自动化监控系统扩容，五防子系统扩容，智能运维

辅助监控系统扩容。母线保护、安自、录波、直流接入前期预留位置。

2. 220kV 茶山站

电气一次：110kV茶汉甲线和茶汉乙线间隔出线构架至电缆终端引下线的导线更换为LGJX-630/45。

五、系统通信

（一）光缆建设

1. 沿新建湖石-界观 110kV电缆线路敷设 1 条 48 芯管道光缆，形成湖石-界观 1 条 48 芯直达光缆路由，光缆长度约 6.13km。

2. 沿新建湖石-茶汉甲线/茶观乙线新建电缆T接塔的 110kV电缆线路敷设 2 条 48 芯管道光缆，解口民营-太和现有 24 芯OPGW光缆，形成湖石-民营、湖石-太和 48/24 芯光缆路由，光缆路径长度约 $2 \times 3.25\text{km}$ 。

（二）设备配置

	本期规模 项 目	配置站点	设备类型、容量	设备数量 (套)
1	传输网设备（地区网）	湖石站	（STM-16）ASON	1
		湖石站	（STM-64）ASON	1
2	调度数据网设备（地区网）	湖石站	（接入层）路由器	2
3	生产综合业务网设备（地区网）	湖石站	SPN设备	1
4	配电数据网设备（地区网）	湖石站	（接入层）交换机	2
5	通信电源	湖石站	与站用直流电源一体化配置	2

六、送电线路

新建电缆线路无标准设计执行。架空线路更换增容导线未更换杆塔，不涉及标准设计。

根据本工程接入系统方案，1回直接接入220kV界观站；1回T接110kV茶汉甲线。

配套对110kV茶汉甲线和茶观乙线部分线路增容改造。

（一）110kV 线路

1. 线路规模

（1）新建湖石110kV单回电缆线路至220kV界观站，路径长约5.91km；1回110kV电缆线路T接110kV茶汉甲线，路径长约3.18km。

具体路径：新建双回电缆线路从湖石站西侧电缆出线后，沿现场湖石站地块西侧的规划路向西走线，新建电缆顶管过现状水渠后，敷设至广从公路。后线路右转，拟在广从公路东侧绿化带向北方向走线。线路穿过北二环高架，经北太路后，一回电缆在现状110kV茶汉甲线#29塔大号侧新建双回路电缆终端场T接茶汉甲线转为架空。另一回电缆继续向北沿广从公路敷设至永和大道交叉路口，后部分借助永和大道预留电缆沟和新建单回电缆路由向东走线至界观变电站。

新建电缆线路铜导体截面采用 1200mm^2 （设计输送容量176.62MVA，基本满足系统要求输送容量178.52MVA）。

（2）增容改造110kV茶汉甲线茶观乙线（同塔）进行增容改造（更换导线）。更换110kV茶汉甲线、茶观乙线茶山站构架-#13塔段，#18-#21塔段，#23-#33塔段三段导线为增容导线，更换导线总路径长6.692km。

增容导线型号为JNRLH3/LBY10-200/45，（工作温度 155°C ，设计输送容量178.5MVA，基本满足系统要求输送容量178.52MVA）

2. 导地线及电缆选型

新建电缆线路采用交联聚乙烯绝缘皱纹铝套或焊接皱纹铝套聚乙烯护套纵向阻水电力电缆，型号为YJLW03-Z 64/110 1×1200 GB/T 11017.2-2014。

增容导线为JNRLH3/LBY10-200/45铝包钢芯耐热铝合金绞线。

3. 架空、电缆线路土建

(1) 主要利用其它工程预留的管廊敷设，局部新建管沟。

(2) 新建电缆终端塔采用自行设计的1F2Wa-JL1G塔型。铁塔基础采用灌注桩带连梁基础型式。

4. 通信保护

本线路对邻近电信线路的电磁感应影响不超过容许值，无需采取特别防护措施。

5. 气象和绝缘配置特性表

序号	电压等级		110kV
	项目		
1	气象条件	最大风速	29m/s 10m高
		覆冰	无冰
		最高环境温度	40℃
		校验温度	JNRLH3/LBY10-200/45: 155℃
		最低环境温度	0℃
		最高地温	30℃
		平均地温	25℃
		最大相对湿度	100%
		土壤热阻系数	1.2K.m/W
2	绝缘配置	污区	e级
		悬垂串	玻璃绝缘子
		跳线串	玻璃绝缘子

		耐张串	玻璃绝缘子
--	--	-----	-------

七、“四节一环保”措施分析

（一）节地

变电站总平面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。电缆线路通过合理选择路径，合理布置电缆，达到节地目的。

（二）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：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。

（三）节水

变电站合理选用用水定额，采用节能节水设备。

（四）节材

变电站合理安排电缆敷设路径；采用工业化建筑。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。

（五）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，合理地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。

（六）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，本变电站工程绿色低碳电网建设标准达到二星级评价标准。本电缆线路工程绿色低碳电网建设标准达到三星级评价标准。符合国家的产业政策，满足节能评估要求。

八、应用标准设计和典型造价情况说明

110kV湖石变电站工程静态投资7408.56万元，与标准设计对应的典型造价模块投资合计5816.05万元，相比增加1592.51万元。投资差异主要原因为：1、本工程根据站址实际情况计列地基处理费用，典型造价仅考虑基坑支护费用；2、本工程设备价格执行南方电网公司2025年第一季度电网工程主要设备材料信息价，与典型造价有差异；3、本工程建设场地征用及清理费根据广州地区征地标准计取，与典型造价有差异。所以以上差异是合理的。

110kV湖石变电站工程（电气分册）无对应的典型造价，故不作对比分析。

220kV界观站扩建出线间隔工程无对应的典型造价，故不作对比分析。

220kV茶山站间隔改造工程无对应的典型造价，故不作对比分析。

110kV湖石接入界观站电缆线路工程无对应的典型造价，故不作对比分析。

110kV湖石T接茶汉乙线电缆线路工程无对应的典型造价，故不作对比分析。

110kV茶汉甲线茶观乙线同塔线路增容改造工程因南方电网

《35kV～500kV输电线路杆塔标准设计》V3.0版模块中无符合要求的塔型，无对应的典型造价，故不作对比分析。

九、投资估算部分

本工程核定静态投资估算为11970.47万元(基本预备费234.7万元，场地征用及清理费1453.01万元)，具体各项工程投资估算如下：

(一) 变电工程静态投资3604.38万元，其中场地征用及清理费2.99万元；

(二) 线路工程静态投资8031.18万元，其中场地征用及清理费1450.02万元。

(三) 通信工程静态投资334.91万元，其中场地征用及清理费0.00万元。

本项目动态投资12179.53万元。设计院送审静态投资估算为13607.6万元，动态投资估算为13845.27万元，经评审共核减动态投资1665.74万元，核减幅度12.03%。

投资估算汇总表、单项工程汇总表及投资对比表见附表一～附表三：