



广州供电局设备技术规范书

10kV SF6 环网柜

通用部分

技术规范书版本：2018 年 V1.0

广州供电局有限公司

2018 年 11 月

本规范对应的专用技术规范目录

序号	名称	编号
1	10kV SF6 环网柜技术规范书（专用部分）	2018 版 V1.0

10kV SF6 环网柜技术规范书使用说明

1. 本技术规范书分为通用部分、专用部分。

2. 项目单位根据需求选择所需设备的技术规范，技术规范通用部分条款及专用部分固化的参数原则上不能更改。

3. 项目单位应按实际要求填写“项目需求部分”。如确实需要改动以下部分，项目单位应填写专用部分“表 2.7 项目单位技术差异表”并加盖本单位公章，提交物资招标组织部门。物资招标组织部门及时将“表 2.7 项目单位技术差异表”移交给技术标书审查会。技术标书审查会确认“表 2.7 项目单位技术差异表”内容的可行性并书面答复：

1) 改动通用部分条款及专用部分固化的参数；

2) 项目单位要求值超出标准技术参数值；

3) 需要修正污秽、温度、海拔等条件。

当发生需求变化时，需由技术规范组织编写部门组织的标书审查会审核通过后，对专用部分的修改形成“项目单位技术差异表”，放入专用部分中，随招标文件同时发出并视为有效，否则将视为无差异。

4. 对扩建工程，项目单位应在专用部分提出与原工程相适应的一次、二次及土建的接口要求。

5. 技术规范的页面、标题、标准参数值等均为统一格式，不得随意更改。

6. 投标人逐项响应技术规范专用部分中“1 标准技术参数”、“2 项目需求部分”和“3 投标人响应部分”三部分相应内容。填写“2 项目需求部分”时，应严格按“项目单位要求值”一栏填写相应的招标文件投标人响应部分的表格。投标人填写技术参数和性能要求时，如有偏差除填写“表 3.2 投标人技术偏差表”外，必要时应提供相应试验报告。

目 录

目 录.....	I
1. 总则.....	1
2. 工作范围.....	1
2.1 工程概况.....	1
2.2 范围和界限.....	1
2.3 服务范围.....	1
3. 应遵循的主要标准.....	2
4. 使用条件.....	3
4.1 正常使用条件.....	3
4.2 特殊使用条件.....	3
4.3 系统条件要求.....	4
5. 技术要求.....	4
5.1 基本参数.....	4
5.2 设计和结构要求.....	7
6. 试验.....	19
6.1 型式试验.....	19
6.2 出厂试验.....	20
6.3 现场交接试验.....	20
7. 产品对环境的影响.....	21
8. 企业 VI 标识.....	21
9. 技术文件要求.....	22
9.1 一般要求.....	22
9.2 资料文件.....	23
9.3 设计联络.....	24
10. 监造、包装、运输、安装及质量保证.....	25
10.1 监造.....	25
10.2 包装.....	25
10.3 运输.....	25
10.4 储存.....	26
10.5 开箱检查.....	26
10.6 安装指导.....	26
10.7 质量保证.....	26
11. 一次、二次及土建接口要求.....	27
11.1 电气一次接口.....	27
11.2 电气二次接口.....	27
附表.....	29

1. 总则

1.1 本招标技术文件适用于广州供电局有限公司电网建设工程项目采购的 10kV SF6 环网柜（用于户内），它提出了该设备本体及附属设备的功能设计、结构、性能、安装和试验等方面的技术要求。

1.2 本设备招标技术文件提出的是最低限度的技术要求。凡本招标技术文件中未规定，但在相关设备的行业标准、国家标准或 IEC 标准中有规定的规范条文，投标方应按相应标准的条文进行设备设计、制造、试验和安装。对国家有关安全、环保等强制性标准，必须满足其要求。

1.3 如果投标方没有以书面形式对本招标技术文件的条文提出异议，则意味着投标方提供的设备完全符合本招标技术文件的要求。如有异议，不管是多么微小，都应在报价书中以“对招标技术文件的意见和同招标技术文件的差异”为标题的专门章节中加以详细描述。

1.4 本招标技术文件所使用的标准如遇与投标方所执行的标准不一致时，按较高标准执行。

1.5 本招标技术文件经买、卖双方确认后作为订货合同的技术附件，与合同正文具有同等的法律效力。

1.6 本招标技术文件未尽事宜，由买、卖双方协商确定。

1.7 投标方在应标技术文件中应如实反映应标产品与本招标技术文件的技术差异。如果投标方没有提出技术差异，而在执行合同的过程中，招标方发现投标方提供的产品与其应标招标技术文件的条文存在差异，招标方有权利要求退货，并将对下一年度的评标工作有不同程度的影响。

1.8 投标方应在应标技术部分按本招标技术文件的要求如实详细的填写应标设备的标准配置表，并在应标商务部分按此标准配置进行报价，如发现二者有矛盾之处，将对评标工作有不同程度的影响。

1.9 投标方应充分理解本招标技术文件并按本招标技术文件的具体条款、格式要求填写应标的技术文件，如发现应标的技术文件条款、格式不符合本招标技术文件的要求，则认为应标不严肃，在评标时将有不同程度的扣分。

2. 工作范围

2.1 工程概况

本技术规范书采购的设备适用的工程概况详见专用部分。

2.2 范围和界限

- 1) 本标书适应于所供 10kV SF6 环网柜及其附属设备的设计、制造、装配、工厂试验、交付、现场安装和试验的指导、监督以及试运行工作。
- 2) 现场安装和试验在投标方的技术指导和监督下由招标方完成。
- 3) 本标书未说明，但又与设计、制造、装配、试验、运输、包装、保管、安装和运行维护有关的技术要求，按条款 3 所规定的有关标准执行。

2.3 服务范围

- 1) 投标方应按本标书的要求提供全新的、合格的 10kV SF6 环网柜及其附属设备、备品备件、专用工具和仪器。

投标方所提供的组件或附件如需向第三方外购时，投标方应对质量向招标方负责，并提供相应出厂和验收证明。

2) 供货范围一览表

投标方提供的 10kV SF6 环网柜的供货范围及设备技术规格一览表详见专用部分。投标方应如实填写“投标方保证”栏。

- 3) 工厂试验由投标方在生产厂家内完成，但应有招标方代表参加，参加工厂验收的人数及天数等规定详见标书商务部分。

4) 现场安装和试验在投标方的技术指导下由招标方完成，投标方协助招标方按标准检查安装质量，处理调试投运过程中出现的问题，并提供备品、备件，做好销售服务工作。投标方应选派有经验的技术人员，对安装和运行人员免费培训。安装督导的工作范围及人数和天数等规定详见标书商务部分。

- 5) 投标方应协助招标方解决设备运行中出现的问题。

- 6) 设计联络会议的地点及招标方参加人员的人数和天数等规定详见标书商务部分。

7) 设备安装、调试和性能试验合格后方可投运。设备投运并稳定运行后，投标方和招标方（业主）双方应根据相关法律、法规和公司管理制度签署合同设备的验收证明书。该证明书共两份，双方各执一份。

8) 如果安装、调试、性能试验、试运行及质保期内技术指标一项或多项不能满足合同技术部分要求, 买卖双方共同分析原因, 分清责任, 如属制造方面的原因, 或涉及索赔部分, 按商务部分有关条款执行。

3. 应遵循的主要标准

除本标书特殊规定外, 投标方所提供的设备均按规定的标准和规程的最新版本进行设计、制造、试验和安装。如果这些标准内容有矛盾时, 应按最高标准的条款执行或按双方商定的标准执行。如果投标方选用本标书规定以外的标准时, 则需提交这种替换标准供审查和分析。仅在投标方已证明替换标准相当或优于标书规定的标准, 并从招标方处获得书面的认可才能使用。提交供审查的标准应为中文或英文版本。

下列文件对于本技术规范书的应用是必不可少, 凡是注日期的引用文件, 仅注日期的版本适用于本技术规范书。凡是不注日期的引用文件, 其最新版本(包括所有的修改单)适用于本技术规范书:

IEC 62271-001	高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求
GB 1985	交流高压隔离开关和接地刀闸
GB 3804	3.6kV~40.5kV 高压交流负荷开关
GB 3906	3.6kV~40.5kV 交流金属封闭开关设备和控制设备
GB/T 11022	高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求
GB/T 16926	交流高压负荷开关—熔断器组合电器
GB/T 26164.1	电业安全工作规程 第1部分: 热力和机械
GB/T 4728	电气简图用图形符号
DL/T 404	3.6kV~40.5kV 交流金属封闭开关设备和控制设备
DL/T 593	高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求
DL/T 621	交流电气装置的接地
Q/CSG 10007	电力设备预防性试验规程
Q/CSG 10012	中国南方电网城市配电网技术导则
Q/CSG 10703	110kV 及以下配电网装备技术导则
Q/CSG 1203004.3-2017	20kV 及以下电网装备技术导则
南方电网公司 10kV 负荷开关柜及组合电器技术规范	

4. 使用条件

本设备标书要采购的 10kV SF6 环网柜（用于户内），投标方应保证对所提供的设备不仅满足本标书要求的技术条款要求，而且还应对在实际安装地点的外部条件（包括正常使用条件和特殊使用条件）下的绝缘水平、温升等相关性能参数进行校验、核对，使所供设备满足实际外部条件要求及全工况运行要求。

4.1 正常使用条件

周围空气温度

最高温度： +40℃

最低气温： “-5 户内” 级 为-5℃

“-15 户内” 级为-15℃

“-25 户内” 级为-25℃

海拔高度： ≤1000m

环境相对湿度（在 25℃时）

日平均值： 95%

月平均值： 90%

地震烈度： VIII 度

安装地点： 户内

4.2 特殊使用条件

投标方应对正常使用条件之外的特殊使用条件涉及的相关事项，在询价和订货时特别说明。

4.2.1 对周围环境空气温度高于 40℃处的设备，其外绝缘在干燥状态下的试验电压应取本标准的额定耐受电压值乘以温度校正因数 K_t

$$K_t = 1 + 0.0033(T - 40)$$

式中： T ——环境空气温度，℃

4.2.2 对用于海拔高于 1000m，但不超过 4000m 处的设备的外绝缘，海拔每升高 100m，绝缘强度约降低 1%，在海拔不高于 1000m 的地点试验时，其试验电压应按本标准规定的额定耐受电压乘以海拔校正因数 K_a 。

$$K_a = \frac{1}{1.1 - H \times 10^{-4}}$$

式中： H ——设备安装地点的海拔高度（单位 m）。

4.3 系统条件要求

本招标书技术文件规定的设备，应适用于下列电力系统：

系统额定频率：50Hz

系统标称电压：10kV

系统最高运行电压：12kV

系统中性点接地方式：小电阻接地。

5. 技术要求

5.1 基本参数

10kV SF6 负荷开关柜及熔断器组合电器柜技术参数除应满足国家和行业相关标准外，还应满足表 5.1 要求。

表 5.1 主要参数（负荷开关柜或负荷开关—熔断器组合电器柜）

序号	名称		单位	技术要求	
				负荷开关柜	熔断器组合电器柜
1	额定电压		kV	12	
2	额定电流		A	630	125
3	额定负荷开断电流		A	630	125
4	额定短时耐受电流（有效值）		kA	20	
5	额定短路持续时间		s	4	
6	额定峰值耐受电流		kA	50	
7	闭环开断电流		A	630	
8	最大转移电流		A	/	1500
9	熔断器预期短路开断电流（有效值）		kA	/	31.5
10	接地刀闸 2s 短时耐受电流		kA	20	
11	额定负荷电流开断次数		次	≥ 200	
12	机械寿命	SF6 负荷开关	次	≥ 5000	
		接地刀闸	次	≥ 3000	
13	电寿命	接地刀闸	次	5（具有 5 次关合操作的短路关合能力）	
14	SF6 气体年泄漏率		%	≤ 0.1	

序号	名称		单位	技术要求	
				负荷开关柜	熔断器组合电器柜
15	绝缘水平		单位	技术参数	
	额定短时工频耐受电压 (有效值)	隔离断口间	kV	48	
		开关断口	kV	42	
		相间、相对地	kV	42	
	额定雷电冲击耐受电压 (峰值)	隔离断口间	kV	85	
		开关断口	kV	75	
		相间、相对地	kV	75	
16	温升限值		K	按 GB/T 11022 规定	
17	操作机构		—	手动、电动 弹簧操作机构	
18	电动操作机构额定功率		W	≤120	
19	电动操作机构启动电流及持续时间		A、ms	≤10、≤200	
20	电动操作瞬时最大功率		W	≤480	
21	操作电压		V	DC48V	
22	柜内绝缘件爬电比距		mm/kV	≥20 (按 12kV 计算)	
23	柜体防护等级			IP4X	
24	气箱防护等级			IP67	

注：组合电器的额定电流用于负荷开关和所选的熔断器的完整组合电器。

10kV 断路器柜技术参数除应满足国家和行业相关标准外，还应满足表 5.2 要求。

表 5.2 设备主要参数（断路器柜）

序号	名称	单位	技术要求
1	额定电压	kV	12
2	额定频率	Hz	50
3	额定电流	A	630
4	额定短路开断电流	kA	20
5	额定短路关合电流	kA	50
6	额定峰值耐受电流	kA	50
7	额定短时耐受电流(有效值)（时间）	kA	20（4）
8	额定操作顺序		分-0.3s-合分-180s-合分
9	断路器三相分、合闸不同期性	ms	<2
10	断路器额定短路开断电流次数	次	≥30
11	断路器电气寿命（开断额定电流次数）	次	≥10000

序号	名称		单位	技术要求
12	断路器机械寿命		次	≥ 10000
13	隔离开关机械寿命		次	≥ 5000
14	接地刀闸机械寿命		次	≥ 3000
15	接地刀闸电寿命		次	5(具有 5 次关合操作的短路关合能力)
16	接地开关 2s 短时耐受电流		kA	20
17	额定绝缘水平		单位	技术参数（海拔大于 1000m 时应按第一部分 4.1.2 进行修正）
	1min 工频耐受电压 (有效值)	断口间	kV	48
		开关断口	kV	42
		相间、相对地	kV	42
	雷电冲击耐受电压 (峰值)	隔离断口间	kV	85
		开关断口	kV	75
		相间、相对地	kV	75
18	操作机构		—	手动 或 电动 弹簧操作机构
19	电动操作机构额定功率		W	≤ 120
20	电动操作机构启动电流及持续时间		A、ms	≤ 10 、 ≤ 200
21	电动操作瞬时最大功率		W	≤ 480
22	操作电压		V	DC48V
23	自动化分闸线圈额定脱扣能量			$\leq 5J$
24	继电保护分闸线圈额定脱扣能量			$\leq 0.2J$ ；无法安装低功耗线圈时 $\leq 5J$
25	柜内绝缘件爬电比距		mm/kV	≥ 20 （按 12kV 计算）
26	气箱及带电部分防护等级			IP67
27	柜体防护等级			IP4X

10kV 站用变的技术参数除应满足国家和行业相关标准外，还应满足表 5.3 要求。

表 5.3 站用变柜主要参数

序号	名称	单位	分离式站用变柜
1	额定电压	kV	12
2	变压器额定容量	kVA	30.5 / 30 / 0.5
3	变压器额定电压组合	kV	10 / 0.4 / 0.1
4	变压器联结组别		Dyn11
5	变压器绝缘介质		环氧树脂

序号	名称	单位		分离式站用变柜
6	变压器性能指标	空载损耗	W	≤220
		负载损耗	W	F 级: ≤710 H 级: ≤800
		空载电流	%	2.3 (1+30%)
		阻抗电压	%	4.0(1±10%)
7	绝缘水平			同环网柜技术标准要求
8	温升			同环网柜技术标准要求
10	外壳及柜体防护等级			IP34D
11	外形尺寸	长*宽*高		不大于 1000 mm×900 mm×2000 mm

5.2 设计和结构要求

5.2.1 结构和设计

5.2.1.1 全绝缘开关柜结构型式为全金属全绝缘封闭式，应符合 GB 3906 规定要求，结构设计应使得其能安全地进行运行、检查、维护、操作，并能安全地进行核相、连接电缆的接地检查、电缆故障的定位、连接电缆或其它装置的电压试验。

5.2.1.2 母线系统应采用铜质母线，接合处应有防止电场集中和局部放电的措施。

5.2.1.3 开关柜气箱采用不锈钢 304 材料，厚度不小于 2mm，气箱宜采用激光焊接工艺焊制。柜体采用覆铝锌板材料，厚度不小于 2mm，柜体颜色采用工业灰（RAL 7035）。

5.2.1.4 全绝缘开关柜连接母线应位于 SF6 气室内，采用专用的母线连接装置进行扩展连接，且其孔口密封的型式应使用专用密封绝缘件，完全包裹，无工具无法拆卸，满足开关柜绝缘要求；扩展方式分为顶部扩展、侧面扩展。

5.2.1.5 电缆室内套管应采用螺栓式套管，套管中铜管端面外径应不小于 32mm，导体有效接触面积不小于 400mm²，铜管内孔螺纹为 M16，并配套相应的固定螺栓；柜内套管及其支持绝缘件采用阻燃材料，套管呈水平排列，安装环境下垂直方向承受 3000N 应力强度条件时，套管不开裂。接线端子应配置绝缘帽，确保开关柜在未安装电缆终端头、带电运行的情况下保持相间、相对地绝缘，并防尘、防潮。

5.2.1.6 电缆引入处应采用固定箍的结构，减少电缆终端头所受应力。为确保三芯电缆在电缆室内的良好制作及运行，电缆接线端子至电缆引入处（孔或固定箍）距离应不少于 600mm，组合电器单元应不少于 550mm、断路器单元应不少于 590mm，保证所配的电流互感器可分相安装在电缆芯线上。在电缆接线端子至电缆引入处（孔或固定箍）的距离无法满足要求的情况下，需由供应商另外配置单元密封型开关柜支架，电缆室底部隔板拆下后可以安装到支架的底面。

5.2.1.7 电力电缆隔室与电缆沟连接处应设置防止小动物进入的措施。

5.2.1.8 在电缆不能与开关设备断开时，那些与电缆连接的部件应能按照电缆标准要求，耐受规定的电缆试验电压。

5.2.1.9 断路器柜操作的隔离开关和接地刀闸采用三工位开关，采用下装式结构，位于断路器的下方，确保断路器柜内的电缆可经接地刀闸直接接地。

5.2.1.10 站用变主体结构要求

(1) 站用变柜应采用分离式结构，站用变柜本身不带负荷开关或熔丝，由负荷开关-熔断器组合电器柜对其进行保护，熔丝规格与站用变容量匹配，熔丝熔断特性应满足励磁涌流的要求，出厂时由供应商根据工程现场组合电器柜柜型，配置一套熔丝现场使用，配置两套熔丝作为备用。

(2) 站用变采用三绕组设计，输出电压分别为 400V（低压用，容量 30kVA）及 100V（电压检测用，容量 500VA）。

(3) 站用变柜内需配置变压器温控装置，柜体需有排风设备，风机能分别根据预设定的变压器室温度值自动启动和停止。

(4) 站用变柜 400V 侧应配置 32A/3P 空气开关 1 个、6A/2P 空气开关 1 个、32A/2P 空气开关 1 个。站用变柜 100V 侧应配置 6A/3P 空气开关 1 个。站用变至 400V 侧低压开关线缆截面需在 6mm² 及以上。

(5) 站用变柜应采用专用接地汇流母线，母线采用铜质，其电流密度、截面面积在规定的接地故障时能承受接地回路的额定峰值和短时耐受电流值；

(6) 变压器 A/B/C 三相由外向里或由左向右依次排列，打开柜门及绝缘隔板后可直接见到变压器高压和低压侧接线，方便巡查和检修；

(7) 站用变的铭牌正面应正对柜门，打开柜门及绝缘隔板后可直接看到铭牌。

5.2.2 开关及机构

5.2.2.1 开关设备可配断路器、负荷开关及负荷开关—组合电器，应与型式试验报告相吻合。

5.2.2.2 开关为三工位合、分、接地 SF6 负荷开关。

5.2.2.3 SF6 开关(含断路器)配置带刻度值的 SF6 气体密度表（兼做充气孔），SF6 其他应符合 GB 12022 相关规定。

5.2.2.4 开关柜配置断路器时，断路器保护应为无源微机保护，具备速断、过流、接地保护功能，并能按需投切相应保护，开关分合闸、保护动作信息应能上传至配网自动化主站。

5.2.2.5 配电动操动机构时，可配置弹簧动操机构，电机额定工作电压为 DC48V，电动操作机构满足以下要求：

(1) 电机额定功率应不大于 120W，启动电流不大于 10A，瞬时最大功率不大于 480W，启

动时间不大于 0.2s，启动结束后电机功率不大于 300W，额定转矩不小于 1.5N·m。开关柜应在 85~110%额定操作电压范围内能可靠分合闸；并联分闸脱扣器在 65%（直流）~120%额定操作电压的范围内可靠分闸；电压低于 30%额定操作电压不应分闸。开关柜电动分合闸的时间不大于 10s。

（2）电动操作机构的抗腐蚀能力满足：盐雾试验 100h 后，腐蚀评级不低于 6 级（缺陷面积不大于 1%）。

（3）电动操作机构由控制模块、传动模块、限位模块构成，相同功能的模块可互相替换，所有模块均可独立更换。

（4）电机为全密封、防腐蚀设计，防止湿气进入电机内部，造成线圈匝间短路。

（5）手动操作开关、熔断器熔断、接地刀闸在合位或开关柜气压低于阈值时，电动操作机构应启动闭锁功能。

（6）操作机构的控制、信号电路及元件应能承受 2kV 工频试验电压 1min。

5.2.2.6 负荷开关、接地开关必须分别配置不同的操作孔。

5.2.2.7 负荷开关、接地开关的操作孔和操作手柄有闭锁，确保手动操作时只有负荷开关或接地开关在操作完全到位的情况下，才能拔出操作手柄。

5.2.2.8 组合电器熔断器熔丝额定电流应与负荷进行匹配，熔断器参数为：额定电压 12kV，额定开断电流（有效值）31.5kA，额定电流要考虑与配变的配合。

5.2.2.9 熔断器撞击器与负荷开关脱扣器之间的联动装置

熔断器撞击器与负荷开关脱扣器之间的联动装置应在三相和单相两种条件下，在给定的撞击器型号的最大和最小能量下及相应撞击器的动作方式（弹簧式）下，应使负荷开关良好地操作。

5.2.3 接地

负荷开关柜整个长度延伸方向应有专用接地汇流母线，配置于电缆室底部。母线采用铜质，其电流密度、截面面积在规定的接地故障时间内能承受接地回路的额定峰值电流和短时耐受电流值。

5.2.4 联锁装置

5.2.4.1 10kV SF6 环网应具备完善的五防机械联锁功能，10kV 负荷开关柜应装设防止电缆侧带电误合接地刀装置（无源装置），在电缆侧带电时应能闭锁接地刀闸操作孔。

5.2.4.2 断路器、负荷开关、接地刀闸操作孔应有挂锁装置，挂锁孔直径 8mm，挂上锁后可阻止操作把手插入操作孔，且不应遮挡柜面板上的接线图和标识。

5.2.4.3 站用变柜需有高压带电显示，高压带电闭锁站用变柜门，防止在高压有电的情况下打开柜门；站用变柜应提供验收时可测试柜门带电闭锁功能的插孔或触点；变压器室至柜门间需设防护隔板，须使用专用工具才能开启，防止打开柜门后直接触碰导电体以防止带电误

闯入；站用变柜的柜门应增加挂锁孔；负荷开关-熔断器组合电器柜的熔断器下端须设置带电显示装置，准确显示站用变进线电缆头的带电状况。

5.2.5 铭牌

5.2.5.1 铭牌采用金属材质，采用螺丝或铆钉固定，内容应满足 DL/T 593 条款 5.10 的相关规定，并应标识清晰。

5.2.5.2 内部安装的高压电器组件，如：互感器、避雷器、熔断器等，均应具有耐用而清晰的铭牌，铭牌应安装在运行或检修时易于观察的位置。

表 5.4 铭牌主要参数

序号	设备	参数内容
1	环网柜	厂家、型号
		出厂编号
		生产日期
		电气参数（额定电压、额定频率、额定雷电冲击耐受电压、额定短时工频耐受电压、额定电流、额定短时耐受电流、额定峰值耐受电流、额定短路持续时间）
		额定充气压力、防护等级
2	CT	厂家、型号
		出厂编号
		生产日期
		执行标准
		电气参数（额定电压、额定频率、变比、准确级、容量）
3	PT	厂家、型号
		出厂编号
		生产日期
		电气参数（额定绝缘水平、额定电压比、额定频率、准确度等级、额定输出、极限输出）
4	熔断器	厂家、型号
		出厂编号
		生产日期
		电气参数（额定电压、额定电流、最大开断电流）
5	电机（操作机构）	厂家、型号
		出厂编号
		生产日期
		电气参数（额定电压、额定电流、额定功率等）

6	站用变	厂家、型号
		出厂编号
		生产日期
		电气参数（额定绝缘水平、额定电压、额定电流、额定容量、额定电压组合、联结组别、阻抗电压）

5.2.6 继保及自动化要求

5.2.6.1 继电保护装置要求

（1）断路器柜配置无源保护装置，采用 CT 取能，另应留有一路辅助电源结构，可供接入 AC220V（DC48V）电源。装置正常工作功耗 $<5\text{W}$ ，跳闸功耗 $<10\text{W}$ ；电流回路单相功耗 $<0.75\text{VA}$ （ $I_n=5\text{A}$ ）、 $<0.5\text{VA}$ （ $I_n=1\text{A}$ ）。2 倍额定电流，装置能连续工作；10 倍额定电流，装置可工作 10s，20 倍额定电流，装置可工作 1s。竖型装置尺寸不大于：80×170×140mm（宽×高×深），横型装置尺寸不大于：170×80×140 mm。保护装置至少具备两段相过流保护和一段零序过流保护，保护电流门槛和延时可整定；出口采用有源节点，电压脉冲能量能使断路器可靠分闸。断路器柜保护装置需提供装置闭锁节点（监视装置是否掉电，是否处于正常工作状态）、保护动作节点。保护装置应具备通讯功能，支持 IEC 60870-5-103、modbus 等多种通信协议，通讯接口支持 RS485 串口、RJ45 以太网口可选。

（2）断路器柜应配置两套独立的跳闸线圈，一套用于配电自动化装置分闸操作，一套用于保护装置跳闸，两套线圈之间无电气联系。当断路器柜电操失电时，保护装置仍能确保断路器可靠分闸。脱扣线圈优先采用低功耗线圈，脱扣能量不大于 0.2J；条件不具备时可安装普通脱扣线圈，普通脱扣线圈脱扣能量不大于 5J。断路器柜机构应配置防跳回路，防止开关出现跳跃事故。

（3）断路器柜与无源保护装置、取能 CT 作为一个整体进行联调实验，整体需达到以下要求：最小一次单相启动电流小于 20A；故障电流在 20A 到 20 倍额定范围内变化时，无源保护装置能正常工作，并能使断路器可靠跳闸。在 20A 到 20 倍额定范围内，保护 CT 与保护装置整体的电流测量相对误差均不高于 5%，相对误差由电流一次值的绝对误差与当前施加的一次值电流值相除获得。确保空载、轻载线路发生故障，或手合于线路故障时无源保护装置能迅速跳闸断开开关，不致引起上级开关越级跳闸。采用低功耗脱扣线圈的断路器柜在故障单相故障电流大于 40A 时，系统整组动作时间应小于 400ms；单相故障电流达到 600A 时，系统整组动作时间应小于 90ms。无源保护装置内置储能器件时，系统整组动作时间应小于 90ms；应考虑内置储能器件寿命应不低于无源保护装置。

5.2.6.2 负荷开关柜应配有面板型短路故障指示器，满足相间短路、单相故障接地指示要求，并能识别重合闸间隔最小时间（0.2-1s），在判定线路进行送电合闸（或重合闸）时，故障指示器应能躲过冲击电流且不误动作。故障指示器具有通信输出功能。

5.2.6.3 开关应配置电动操作机构，提供的辅助触点数量要求：K 柜主回路触头位置辅助触点 3NO+3NC，接地回路辅助触点 2NO+2NC；R 柜主回路触头位置辅助触点 3NO+3NC，接地回路辅助触点 2NO+2NC，熔断器熔断辅助触点 1NO+1NC；D 柜主回路触头位置辅助触点 4NO+2NC，接地回路辅助触点 2NO+2NC，隔离开关辅助触点 2NO+2NC。气压表提供的辅助触点数量：1NO+1NC，常开触点用于气压告警遥信功能，常闭触点通过继电器接至遥控回路实现低气压闭锁遥控功能。

5.2.6.4 所选用开关具有手动和电动操作功能。具备遥控、遥信接口，以适应远方监控需要。

5.2.6.5 开关柜所配操作机构具有与其配套的二次回路。供方应提供开关柜中相应的二次设备。柜内电器元件配线均由厂家在制造厂完成，其中 CT 端子出厂默认为短接状态。

5.2.6.6 开关柜遥信、遥测、遥控、闭锁、二次回路、电源等技术接口须与自动化终端匹配。

5.2.6.7 CT 技术要求：

（1）对于主干线路及用户产权分界点的环网柜，相 CT 变比 600/5，容量不小于 5VA，准确级不低于 10P10 级。

（2）对于熔断器组合电器环网柜，相 CT 变比 100/5，容量不小于 5VA，准确级 0.5。

（3）零序 CT 技术要求：单绕组，变比 100/5，容量不小于 5VA，准确级不低于 10P10 级；或变比 100/1，容量不小于 2.5VA，准确级不低于 10P10。

（4）电流互感器宜采用穿心式。安装条件不允许时，可选用分裂式。

5.2.7 泄压通道

柜内部应有泄压通道并在柜体做好明确标示，保证在发生开关柜内部故障时向电缆沟有效释放短路能量和电弧，保护柜前操作人员安全。

5.2.8 标志

5.2.8.1 柜体正面应有清晰、完善的标志、标识。操作面板固定采用金属防锈材质直径 8mm 的内六角 M6 型螺钉。

5.2.8.2 柜体正面靠上部分应有设备运行名称（编号）标志或预留相应位置。

5.2.8.3 柜体的操作面板应有清晰、完善、与柜内元件接线相对应的接线图，以及开关操作步骤说明。负荷开关、断路器、熔断器、刀闸及接地等符号应符合 GB/T4728 规定，结线图元件，若与主回路相连（开关处于合闸运行状态时与主回路相连）的用红色表示，接地回路（开关处于合闸运行状态时与地电位相连）用黑色表示。主母线线宽 8mm，母线至电缆头接线宽 6mm。

5.2.8.4 上述标志应由生产厂家在出厂前统一按要求设置，交付安装使用。

5.2.8.5 柜内负荷开关、隔离开关、接地刀闸的操作孔、操作手柄应有清晰、准确、完整的中文标志和颜色标志。

5.2.9 二次回路

为规范二次室元件布置、二次接线要求，统一配电自动化终端与开关柜接口定义，应在每个单元柜上设置单独的二次室，二次室应满足以下要求。

5.2.9.1 结构要求

- (1) 二次室高度 $\geq 400\text{mm}$ ，深度 $\geq 300\text{mm}$ ，宽度以开关柜尺寸为准。
- (2) 二次室顶部或背部应设有二次电缆接线孔，方便二次电缆进入二次室内进行接线。
- (3) 二次室应采用与开关柜分体设计，拼装型式，便于现场安装及更换。
- (4) 二次室需有足够的空间，各电器元件应能单独拆装更换而不影响其它电器及导线束的固定。每件设备的装配和接线均应考虑在不中断相邻设备正常运行的条件下无障碍地接触各机构器件并能完成拆卸、更换工作。
- (5) 二次室面板应设有开关分、合闸位置、地刀合闸位置指示灯；分、合闸按钮，就地远方转换开关。
- (6) 继电器、仪表、指示灯及操作开关、按钮的安装位置应便于观察及操作。
- (7) 二次室应有二次专用接地汇流母线，母线采用铜质，并可靠地与开关柜一次接地母线连接。
- (8) 二次室颜色与原柜颜色一致。

5.2.9.2 二次端子

- (1) 二次端子使用大爬距、防尘阻燃型产品。
- (2) 电流互感器、电压互感器等的接线盒均有标牌，简明地标示其接线方式和主要数据，柜内电流互感器、电压互感器要求带试验接线用的接线端子，试验端子的活动开口向下。电流互感器在其二次端子处应有在运行中不许开路的警告标志；电压互感器在其二次端子处应有在运行中不许短路的警告标志。所有具有极性配合关系的元件（例如电流互感器、电压互感器、继电器等），在其标示牌和结线图上，相应的端子处均有极性标记。
- (3) 二次端子排应按照附图中二次端子排定义来设计。



5.2.9.3 二次线要求

- (1) 柜内所有的二次线均用阻燃型软管或金属软管或线槽进行全密封。
- (2) 电流回路截面为 2.5mm^2 , 控制信号回路截面 1.5mm^2 , 电压回路截面 2.5mm^2 ; 电压、电流回路导线均应加装与图纸相符的端子编号, 导线排列顺序应按正相序 (即黄、绿、红色线为自左向右或自上向下) 排列。
- (3) 二次接线端子号应清晰可见, 二次回路及端子的编号均使用拉丁字母、阿拉伯数字, 此编号均与所提供的文件、图纸相一致, 接地端子均特别标示明确; 电缆两端有标示牌、标明电缆规格型号、电缆启端与终端; 二次接线芯回路编号应用标签机打印, 不得用油性笔编写, 标识应齐全、统一, 字迹清晰、不易脱落。
- (4) 二次接线应整齐、美观。

5.2.9.4 防凝露要求

为防止开关柜内产生凝露，应在二次室内安装自动冷凝除湿装置，应满足以下要求：

- （1）自动冷凝除湿装置采用半导体制冷技术，利用“温差大时易凝露”的特点，使环网柜内部潮湿空气中的水分不断地在除湿装置的冷凝板表面凝结成水后排出柜外，迅速地降低柜内湿度。
- （2）自动冷凝除湿装置工作电源为 AC220V 或 DC48V，电源取自房内环境控制箱，由房内环境控制箱内敷设 2*4mm² 电缆至开关柜内二次室，每套装置电源需设熔断器或微型继电器保护装置。
- （3）自动冷凝除湿装置产生的冷凝水经 PVC 管引出至柜底，收集后排出电房外。
- （4）自动冷凝除湿装置带 RS485 通信接口，配置故障报警功能，故障报警信号应引至端子排。
- （5）自动冷凝除湿装置带温度、湿度智能启动功能，启动阈值可通过面板进行设置。

5.2.10 电缆附件（屏蔽不带电插拔可分离连接器）

10kV 电缆屏蔽不带电插拔可分离连接器（用于户内）及其原材料和附件技术参数除满足国家和行业相关标准外，还应满足下述要求，应配置与电缆附件截面相匹配的接线端子，接线端子严格按《电线电缆导体用压接型铜、铝接线端子和连接管》（GB 14315）标准配置。

5.2.10.1 外观要求

- （1）电缆附件主体有明显的制造商标识和冷缩管预扩张日期的标识，模制于硅橡胶主体上。
- （2）电缆附件的所有橡胶件内外表面光滑，无肉眼可见的因材质和工艺不善引起的斑痕、凹坑、裂纹和杂质，结构尺寸符合图纸要求。

5.2.10.2 主材及结构

- （1）终端为全冷缩式结构，即所有的应力控制管或应力锥、外绝缘、三叉手套及密封直管都是全冷缩结构。
- （2）终端的应力控制管或应力锥与外绝缘提前预制为一个整体，一次收缩即可完成其安装，无需单独恢复应力控制管或应力锥。采用应力锥结构时需采用整体模压工艺。采用电应力控制结构时，在终端的至少 1/2 界面范围内应有电场控制措施；内置的高介电常数应力控制管的介电常数不小于 20，介电强度、绝缘电阻和介电损耗因数应保持长期稳定并满足要求。
- （3）终端的出线杆与电缆导体之间应采用压接方法连接，终端各部分的机械强度应能耐受因电缆的负荷变化而产生的末端推力而不致损坏。

(4) 终端的外绝缘必须采用高温硫化硅橡胶材料（性能参数见下表），以实现较好的抗爬电、耐污、抗紫外线等大气老化、耐漏电起痕、耐电蚀、明火离开后有自熄灭等性能。

序号	项目		单位	绝缘料	半导体料
1	老化前机械性能	抗张强度	N/mm ²	≥5.0	≥5.5
		断裂伸长率	%	≥450	≥300
		硬度	邵氏 A	≤30	≤55
2	老化后机械性能	老化条件: 135℃±3℃, 7d			
		抗张强度变化率	%	≤±30	≤±30
3	电气性能(室温下)	体积电阻率 (23℃)	Ω·cm	≥1.0×10 ¹⁵	≤1.0×10 ³
		tg δ	—	≤4.0×10 ⁻³	—
		介电常数	—	2.8~3.5	—

(5) 终端内的绝缘填充剂及密封剂，应与电缆及终端内的其它绝缘材料相容。

(6) 三叉手套内部要求采取必要的填充、密封措施，以达到良好的密封效果。

(7) 为方便检测电缆内、外护套电气性能，电缆铜屏蔽层与铠装层应用两条镀锡编织铜线分开接地，接地线单条截面积不小于 25mm²。

(8) 在正常的室温环境温度储存条件下，冷缩电缆附件在预扩张状态下的储存时间不应小于 18 个月。在储存期内，不得有开裂、松垮等现象，且存放永久变形率小于 15%。

(9) 供应商应随产品提供冷缩附件的原始内径、冷缩扩张率、电缆主绝缘上的扩张率等参数，冷缩附件整体在自然通风老化试验箱的 100℃ 下 3 小时老化后与原始内径比较的永久变形率小于 5%。

(10) 冷缩扩张率：1) 冷缩扩张率是指芯绳的外直径与电缆附件在室温下自然收缩 24 小时后的内直径之比。2) 为方便安装过程中抽取芯绳，且安装后冷缩本体有效压紧电缆本体，要求冷缩电缆接头的扩张率大于 150%，电缆主绝缘上的扩张率大于 120%，从而保证安装在电缆上时有足够的界面压力和电气性能。

(11) 厂家工艺图纸应有对外护套、钢铠、内护套、铜屏蔽打磨的要求，并应要求半导体断口倒角且平滑过渡。

5.2.10.3 辅材

(1) 清洁剂：应无毒、易挥发、易溶解油垢、水分含量≤0.5%，且不与绝缘屏蔽、电缆主绝缘、硅橡胶件相溶。

(2) 恒力弹簧：终端接地线采用恒力弹簧固定，不采用焊锡固定或铜丝捆扎。恒力弹簧应采用优质无磁或微磁材料，运行过程中不得锈蚀，可提供长久的抱紧力，正常运行下无涡流和电位悬浮，并有模制的电缆附件制造企业标识。恒力弹簧在自然状态下不少于 5 层，宽度

不少于 20mm。恒力弹簧按实际接头安装 10 天后，取出复原不应有明显的变形。

（3）支撑芯绳：电缆附件宜采用聚乙烯等芯绳支撑方式，冷缩支撑芯绳从一端能够完整抽出，不宜采用抽管式。芯绳宜采用搭扣式，每圈芯绳都具有连续均匀的焊接点，以保证其足够的机械强度和安装时能均匀抽取。安装在芯绳上的电缆终端在自然通风老化试验箱的 60℃ 下 72 小时的老化试验后，不出现松垮、塌陷等现象，且芯绳在抽出过程中不会出现明显的移位现象。

（4）绝缘混合剂：终端接头内部和电缆主绝缘界面表面须采用不会被橡胶接头主体吸收或者干涸的绝缘混合剂以增强电气性能，绝缘混合剂必须长时间呈液态膏状，以填充气隙，不干涸或被硅橡胶接头主体吸收，且降低局部放电水平。其性能应至少下表的要求。

序号	项目		单位	性能指标
1	外观			无杂质
2	运动粘度（25℃）	低粘度硅油	mm ² /s	40~1000
		高粘度硅油		7000~13000
3	粘度最大变化率		%	±5
4	闪点		℃	>300
5	折光指数（25℃）			1.42~1.47
6	击穿电压（电极间距 2.5 mm）		kV	>35
7	体积电阻率（25℃）		Ω·m	>8×10 ¹²
8	挥发度（150℃，3h）		%	<0.5
9	介电系数（50Hz）			2.8~3.2
10	介质损耗角正切		%	<0.5
11	锥入度		1/10mm	200~300

（5）绝缘自粘胶带：绝缘自粘胶带为乙丙橡胶带基的自融胶带，管芯上应印有清晰的生产厂家标志。正常运行温度不低于 90℃，介电强度不低于 31kV/mm。

（6）半导体胶带：半导体胶带为从形性良好的乙丙橡胶带，易于拉伸，拉伸时也保持电导率，正常运行温度不低于 90℃。

（7）连接金具：导体连接金具应符合 GB/T 14315 中的相应规定，铜铝过渡接线端子的直流电阻应不大于相同长度、相同截面铝导体直流电阻的 1.2 倍。

（8）砂纸：每套产品至少应配置 2 卷 400 目砂纸。

5.2.10.4 安装

（1）屏蔽不带电插拔可分离连接器可多次拆卸安装使用，并应满足动热稳定要求。

(2) 开关设备的套管接线端子和可分离连接器应满足安装强度和要求，防止接线柱受电缆头应力而发生密封损坏。

(3) 10kV 电缆接线端子与开关柜连接处采用螺栓固定形式，电缆附件图纸中应注明其力矩大小。

(4) 电缆附件安装后，应达到与开关柜相同的防护等级。

5.2.11 其它要求

5.2.11.1 应采用插拔式、具有验电和二次对相功能的强制闭锁型带电指示器，采用红色 LED 显示元件，寿命不少于 100000 小时。在高压设备带电运行时，指示器元件应为常亮或者闪烁（闪烁的频率不小于 1Hz），显示单元采用插拔式设计，其他部件采用全密封或整体浇铸结构，安装位置应便于观察，带电指示器的强制闭锁功能需保证电缆带电时无法合上接地刀闸。

5.2.11.2 零配件选配件、备品备件、专用工具与仪器仪表要求

主要零配件（负荷开关、隔离开关、接地刀闸、熔断器、带电指示器、避雷器、PT、CT、发热管、故障指示器、柜壳体材质厚度）的生产厂家、型号等，应有详细的清单，标明型号、生产厂家，并具有相应的出厂或验收证明。

5.2.12 主要元器件

12kV 环网柜及组合电器的主要元器件见表 5.4。

表 5.4 主要元器件

	负荷开关柜	组合电器柜	断路器柜	站用变柜
SF6 负荷开关	√	√		
断路器			√	
隔离开关			√	
熔断器		√		√
电压互感器				*
电流互感器	√	√	√	
接地开关	√	√	√	
高压带电显示装置	√	√	√	√
电动操作机构	√	√	√	
智能冷凝除湿装置	√	√	√	
避雷器	*	*	*	
故障指示器	*	*	*	
柜体	√	√	√	√
接地开关闭锁装置	√	√	√	
继电保护装置(无源)			√	

变压器				√
-----	--	--	--	---

备注：“√”表示标配，“*”表示选配。

6. 试验

应按照 GB 16926、GB 3804、GB 3906、GB/T 11022、DL/T404 等有关国家标准和行业标准规定的项目、方法进行试验，并且各项试验结果应符合本技术规范条款要求。

6.1 型式试验

6.1.1 绝缘试验，包括雷电冲击试验，1min 工频耐压试验，控制回路的 1min 工频耐压试验；

6.1.2 机械试验，机械操作试验；常温下机械特性试验；

6.1.3 主回路电阻测量；

6.1.4 温升试验，按 1.1 倍额定电流进行，负荷开关-熔断器组合柜按熔断器额定电流进行；

6.1.5 短时耐受电流和峰值耐受电流试验；

6.1.6 关合与开断能力试验；

6.1.7 容性电流开合试验，包括空载架空线路；空载、电缆的开合试验；（必要时）

6.1.8 对 SF6 负荷开关柜进行灭弧室气体密封试验和气体含水量检测；

6.1.9 内部电弧故障试验；

6.1.10 局部放电测量；

6.1.11 防护等级检验。

6.1.12 电缆附件（屏蔽不带电插拔可分离连接器）所要求的全套型式试验

6.1.13 断路器柜需要进行配套保护装置性能试验

（1）绝缘电阻试验；

（2）绝缘强度试验；

（3）交流工频输入量基本误差试验；

（4）状态量（遥信）输入试验；

（5）时间顺序记录站内分辨率试验；

（6）影响量测试（频率变化、波形畸变、功率因数变化、不平衡电流、超量限等）；

（7）高温、高湿试验；

（8）电磁干扰试验；

（9）交流工频输入量通用要求试验；

（10）信息响应时间试验；

（11）断路器柜与保护装置进行整组保护精度联调实验；

（12）断路器柜与保护装置进行最小启动电流联调实验；

（13）断路器柜与保护装置进行 2 倍额定电流，10 倍额定电流，20 倍额定电流联调试验。

(14) 断路器柜与保护装置进行手合于故障、轻载和空载线路故障联调试验。

6.2 出厂试验

6.2.1 主回路的工频耐压试验；

6.2.2 辅助回路和控制回路的工频耐压试验；

6.2.3 主回路电阻的测量；

6.2.4 机械性能、机械操作及机械防止误操作装置或电气连锁装置功能的试验；

6.2.5 SF6 负荷开关柜进行灭弧室气体密封试验和气体含水量检测；

6.2.6 仪表、继电器元件校验及接线正确性检定；

6.2.7 CT、PT 变比检测及绝缘耐压试验；

6.2.8 局部放电测量（必要时）；

6.2.9 电动装置试验；

6.2.10 “五防”试验；

6.2.11 防护等级检验；

6.2.12 设计与外观检查。

6.2.13 断路器柜需要进行配套保护装置性能试验

(1) 绝缘电阻试验；

(2) 绝缘强度试验；

(3) 交流工频输入量基本误差试验；

(4) 状态量（遥信）输入试验；

(5) 时间顺序记录站内分辨率试验；

(6) 影响量测试（频率变化、波形畸变、功率因数变化、不平衡电流、超量限等）；

(7) 高温、高湿试验；

(8) 电磁干扰试验；

(9) 交流工频输入量通用要求试验；

(10) 信息响应时间试验；

(11) 断路器柜与保护装置进行整组保护精度联调实验；

(12) 断路器柜与保护装置进行最小启动电流联调实验；

(13) 断路器柜与保护装置进行 2 倍额定电流，10 倍额定电流，20 倍额定电流联调试验。

(14) 断路器柜与保护装置进行手合于故障、轻载和空载线路故障联调试验。

6.3 现场交接试验

6.3.1 机械性能、机械操作及机械防止误操作装置或电气连锁装置功能的试验；

6.3.2 主回路绝缘试验；

6.3.3 测量主回路电阻；

6.3.4 测量保护和检测装置的校验；

6.3.5 分合闸试验；

6.3.6 辅助回路绝缘试验；

6.3.7 相位检查；

6.3.8 防护等级的检定；

6.3.9 “五防”试验；

6.3.10 设计与外观检查。

7. 产品对环境的影响

- 1) 应满足 GB/T 11022-2011 第 12 章的要求。
- 2) 坚持以资源节约型和环境友好型的原则，同时应考虑降低投资成本和提高运行经济性。
- 3) 应对噪声、工频电场和磁场、高频电磁波、通信干扰等方面采取必要的防治措施，并满足国家相关标准的要求。
- 4) 推广采用高可靠性、小型化和节能型设备。
- 5) 优先选用损耗低的产品。
- 6) 制造厂应该提供设备对环境影响所需要的材料。任何已知的化学危险和环境危害应在设备手册或使用说明中明确。
- 7) 制造厂应该对有关设备的不同材料的使用寿命和拆除的程序给予必要的指导，对再循环使用的可能性给予简要说明。

8. 企业 VI 标识

- 1) 设备外立面上应有统一的南方电网公司企业 VI 标识，并符合《中国南方电网视觉识别系统管理手册》的要求；
- 2) 标识的内容构成：中国南方电网标志、“中国南方电网”中英文名称；
- 3) 颜色：标识采用企业标准色 C100 M69 Y0 K38，背景采用白色；
- 4) 材质选用厚度为 3mm 的拉丝不锈钢板，工艺为表面文字蚀刻、烤漆入色；
- 5) 企业标识安装在设备外立面正面醒目位置；
- 6) 10kV 电缆附件应有供应商名称、产品型号、主体扩张日期。

基础要素系统
Basic Element System



A09-1 标准组合与子公司
各级单位名称应用规范(一)

基础系统 BASIC SYSTEM

标准组合与子公司各级别单位名称组合是企业形象识别系统中常用的组合规范。请严格遵守标准组合与子公司各级别单位名称组合之间的位置与比例关系，不得随意更改。使用时，请从本手册所附光盘选取。色彩应用上，在深色底上反白处理。
其组合规则是：蓝色线条上方是标志与“中国南方电网”中英文模式组合，下方为省级公司全称或省级公司简称+最后一级单位名称，字体为黑体，文字采用左对齐方式。



中国南方电网
CHINA SOUTHERN POWER GRID

省级公司全称



中国南方电网
CHINA SOUTHERN POWER GRID

省级公司简称+具体单位名称



中国南方电网
CHINA SOUTHERN POWER GRID

广东电网公司



中国南方电网
CHINA SOUTHERN POWER GRID

广东电网广州供电局



中国南方电网
CHINA SOUTHERN POWER GRID

广东电网花都供电局



中国南方电网
CHINA SOUTHERN POWER GRID

广东电网神山供电所

实际应用时，请替换正确的名称

A09-1 中国南方电网公司视觉识别系统管理手册2006年修订版 CHINA SOUTHERN POWER GRID CO LTD VIS

9. 技术文件要求

9.1 一般要求

- 9.1.1 投标方提供的图纸、资料、文件应使用国家法定单位制即国际单位制，语言为中文。
- 9.1.2 资料的组织结构清晰、逻辑性强。资料内容要正确、准确、一致、清晰、完整，满足工程要求。

9.1.3 投标方及时提交完整的资料，满足工程进度要求。自收到中标通知书日起，投标方应按照专用部分规定的时间提交全部的技术资料，经招标方确认后不得更改。

9.1.4 对于未列入合同的技术资料清单，且是工程所必需的文件、资料，投标方应及时免费提供。项目工程采购的设备如有后续（全部或部分）改进时，投标方应及时免费提供新的技术资料。

9.1.5 “工厂图纸”包括制造、装配、安装和布置图、接线图、控制图、材料和设备的清单或表格、标准图、设计计算书、说明书、样本、小册子、特性图表、试验报告，以及与材料、设备和管道系统设计有关的图纸和说明等。

9.1.6 投标方应在设备生产前将“工厂图纸”提交给招标方审查认可，未经审查认可，不得进行备料和生产。

9.1.7 投标方提供的设备及附件规格、重量或接线有变化时，应及时书面通知招标方。

9.1.8 现场安装和试验应在投标方的技术指导和监督下由招标方完成，在安装过程中，如发现质量问题，投标方应及时解决，并提供备品、备件，做好销售服务工作。

9.1.9 投标方协助招标方按标准检查安装质量，及时处理调试、投运过程中出现的问题。当发现设备质量问题，投标方应及时采取措施解决。

9.1.10 投标方应选派有经验的技术人员，对安装和运行人员免费培训，具体培训人次及时间等要求遵循技术规范书专用部分条款。

9.1.11 投标方应协助招标方解决设备运行过程中出现的问题。

9.1.12 投标方应在 25 年使用寿命期限内，提供设备所需的备品备件。

9.2 资料文件

9.2.1 随同投标文件一起提供的一般性资料，见表 9-1、表 9-2：

表 9-1 环网柜随同投标文件需提供的资料

序号	需提供的资料
1	符合 6.1 节对应应标 SF6 环网柜设备型号型式试验报告
2	对应应标 SF6 环网柜设备型号的鉴定证书
3	对应应标 SF6 环网柜设备型号的安装使用说明书
4	按南网规定模版编制的对应应标 SF6 环网柜设备型号的维护检修手册
5	SF6 环网柜外壳的盐雾试验报告
6	内部故障电弧效应试验报告（如果没有防爆装置）
7	厂家易损件清单

表 9-2 电缆附件随同投标文件需提供的资料

序号	需提供的资料
1	10kV 冷缩型电缆附件型式试验报告
2	对应应标设备型号的安装使用说明书
3	按南网规定模版编制的对应应标 10kV 冷缩型电缆附件型号的维护检修手册
4	确保质量控制的检测设备清单

5	厂家易损件清单
---	---------

9.2.2 在技术协议签订 10 天内，投标方向招标方提供下列图纸资料及其 AutoCAD 格式的电子文档光盘 2 份。

- 1) 总装图：应表示设备总的装配情况，包括外形尺寸、设备的总质量、运输尺寸和质量，控制柜位置，电缆入口位置，一次接线端子尺寸及其它附件；
- 2) 基础图：应标明设备及其控制柜的尺寸、基础螺栓的位置和尺寸；
- 3) 电气原理图：应包括设备控制柜的内部接线和远方操作的控制、信号、照明等交流及直流回路。如有多张电气原理图，还应标明各图之间的有关线圈与触点相互对应编号，必要时，应提供所有特殊装置或程序的概要操作说明；
- 4) 额定铭牌图：应包括制造厂家、制造年月、产品型号、出厂编号、主要额定参数等；
- 5) 回路电阻出厂测试区间图（含技术条件规定值和出厂测量值）及运维测试区间图（含技术条件规定值）；
- 6) 累计开断电流与开断容量关系曲线图；
- 7) 回路电阻出厂测试区间图（含技术条件规定值和出厂测量值）及运维测试区间图（含技术条件规定值）。

电缆附件亦需提供图纸资料及其 AutoCAD 格式的电子文档光盘 2 份，具体如下：

- 1) 图纸资料
- 2) 电场强度计算书。
- 3) 绝缘填充剂技术参数
- 4) 电缆附件安装所需专用工具的类型及生产厂家。
- 5) 电缆附件安装所需的其他技术文件。
- 6) 生产厂家出厂试验报告、合格证。

投标方所有图纸和文件资料必须经过有关程序审批并加盖公章。

9.2.3 SF6 环网柜供货时，开箱资料除了 9.2.2 条所规定的图纸资料外，还应提供下列资料，均为一式 8 份：

- 1) SF6 环网柜安装、运行、维护、修理说明书(中文或中英文对照，并提供电子版)，安装作业指导书，包括 SF6 环网柜一次本体装配作业指导书、SF6 环网柜二次安装调试作业指导、SF6 环网柜电气一次设备调试、二次设备调试设备调试大纲、关键质量控制点、质量管理措施和相关工艺的指导性文件；
- 2) 部件、易损件、备品备件及专用工器具清单；
- 3) 出厂试验报告、产品合格证等。

9.3 设计联络

1) 投标方应在技术协议签订后的在专用部分要求的时间内向招标方提供正式版的用于设计、设备监造和检验、现场安装和调试以及运行维护方面的图纸、说明书和有关技术资料，同时向招标方设计代表提供拷贝磁盘 2 份（图纸为 AutoCAD R2000 版、文字资料为 Word07 版）；

2) 投标方应按设计需要随时开展设计联络工作，提供设计所需的相关资料，以保证招标方工期要求；

3) 投标方提供的图纸必须经招标方代表确认。

10. 监造、包装、运输、安装及质量保证

10.1 监造

1) 投标方必须在签订合同后 10 天之内以书面形式提供所供设备的制造进度表。根据需要招标方可随时进厂监造。监造和检验人员有权了解生产过程、查询质量记录和参加各种试验；

2) 监造范围包括设备的设计、加工、制造、储运、材料采购、组装和试验等重要过程，关键部件的质量控制，进行见证、检验和审核；

3) 运行单位的工厂监造和检验工作，不减少投标方对产品的质量责任，监造和检验人员不签署任何质量证明；

4) 投标方应在出厂前提前至少 5 个工作日书面通知招标方进行出厂试验监督。

10.2 包装

1) 要严格按照制造厂给出的说明书对 SF6 环网柜进行包装、运输和储存。制造厂应在交货前的适当时间提供 SF6 环网柜的运输和储存说明书；

2) SF6 环网柜制造完成并通过试验后应及时包装，否则应得到切实的保护。其包装也应符合铁路、公路和海运部门的有关规定；

3) 包装箱上应有运输及起吊标志：“向上”、“防潮”、“小心轻放”、“由此吊起”等字样明显的包装储运图示标志，并应标明设备的订货号和发货号；

4) SF6 环网柜及其操动机构的包装应能保证断路器各零部件在运输过程中不致遭到脏污、损坏、变形、丢失及受潮。对于其中的绝缘部件及由有机绝缘材料制成的绝缘件应特别加以保护，以免损坏和受潮。对于外露的接触表面，应有预防腐蚀的措施。所有运输措施均应经过验证。凡有运输损坏，应由制造厂负责赔偿。

10.3 运输

- 1) 整体运输时，SF6 环网柜内部元件应不得移位、损坏和受潮，不得影响安装；
- 2) 单独运输的零部件应有标志，便于用户安装装配；
- 3) 整体产品或分别运输的部件，都要适合于运输及装卸的要求；
- 4) 随同运输的产品应附有装箱清单，产品所需提供的技术资料应完整无缺；
- 5) 设备在运输和装卸时，应按照 DL/T 1071《电力大件运输规范》在要求进行。

10.4 储存

10.4.1 电缆附件的绝缘材料都应采用防潮包装，并存放在正常环境温度、干燥的室内保管，以防止储存过程中密封破坏而受潮。

10.4.2 电缆附件在安装前的保管，其保管期限不少于 2 年。

10.5 开箱检查

开箱检查时应有投标方代表在现场确认。

10.6 安装指导

制造厂在安装和启动时应安排技术人员提供现场安装指导服务，提出技术建议，并有对运行人员提供相关培训的义务。

设备在现场搬运、吊装就位和安装时，应按照 GB 26164.1-2010《电业安全工作规程 第 1 部分：热力和机械》的要求进行。

10.7 质量保证

1) 投标方应按使用说明书进行安装和维护，确保设备在规定的使用条件下安全运行，保证开关本体的使用寿命应不少于 25 年；断路器柜继电保护和外置电源模块使用寿命不小于 10 年，质保期为现场验收合格后连续试运行 3 个月结束起算，质保期为 3 年，相关费用包含在系统总报价中；

2) 投标方应对成套设备提供自到货日起不少于十年的“三包”质量保证。质保期后，设备生命周期内，投标方应保证备品备件的供应满足投标服务响应要求。如发生产品损坏，投标方应及时为设备提供维修部件，并按最近的投标价提供；

3) 在现场安装时如需要对货物进行开盖处理的，质量保证期应延长二年。在货物质量保证期内，现场开盖处理的间隔的质量保证期重新计算，并延长二年；

4) 投标方保证其提供的产品是全新的、未使用过的，所有合同货物本体、附件及螺栓、螺帽、阀门等部件必须防腐防锈，质保期内不得出现锈蚀、开裂，否则应无条件更换；质保期后但在投运 25 年内，出现喷漆脱落、锈蚀等任何影响合同货物外观的损坏，投标方应免

费处理。投标方保证其产品在正确安装、正常操作情况下，运行安全、可靠。在合同货物质量保证期内，如发现投标方提供的合同货物有缺陷，不符合合同约定时，招标方可向投标方提出索赔；

5) 订购的新型产品除应满足本标准外，投标方还应提供该产品的鉴定证书；

6) 投标方应保证制造过程中的所有工艺、材料试验等（包括投标方的外购件在内）均应符合本标准的规定。若招标方根据运行经验指定投标方提供某种外购零部件，投标方应积极配合；

7) 附属及配套设备必须满足有关行业标准的要求，并提供试验报告和产品合格证；

8) 投标方应有遵守本标准中各条款和工作项目的 ISO9000-GB/T19000 质量保证体系，该质量保证体系已经通过国家认证并在正常运转。

11. 一次、二次及土建接口要求

11.1 电气一次接口

11.1.1 电缆接线端子

10kV 电缆接线端子至电缆引入孔处，线路单元距离为不少于 600mm，组合电器单元不少于 550mm、断路器单元为不少于 590mm，与电缆连接处采用螺栓固定形式。

供应商配套提供 SF6 环网柜底座。

11.2 电气二次接口

11.2.1 柜的侧面安装二次控制电缆走线电缆槽盒，电缆槽盒与二次端子箱相连。

11.2.2 柜上的各电器元件应能单独拆装更换而不影响其它电器及导线束的固定。每件设备的装配和接线均应考虑在不中断相邻设备正常运行的条件下无障碍地接触各机构器件并能完成拆卸、更换工作。接线端子号应清晰可见。

11.2.3 继电器、仪表、指示灯及操作开关、按钮的安装位置应便于观察及操作。

11.2.4 柜内所有的二次线均用阻燃型软管或金属软管或线槽进行全密封。

11.2.5 开关柜、二次回路及端子的编号均使用拉丁字母、阿拉伯数字，此编号均与所提供的文件、图纸相一致，接地端子均特别标示明确。电缆两端有标示牌、标明电缆编号及对端连接单元名称。二次接线芯线号头编号应用标签机打印，不得用油性笔编写。标识应齐全、统一，字迹清晰、不易脱落。

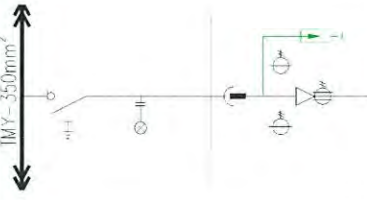
11.2.6 电压、电流回路导线均应加装与图纸相符的端子编号，导线排列顺序应按正相序（即

黄、绿、红色线为自左向右或自上向下）排列。

11.2.7 电流互感器、电压互感器等的接线盒均有标牌，简明地标示其接线方式和主要数据，柜内电流互感器、电压互感器要求带试验接线用的接线端子，试验端子的活动开口向下。电流互感器在其二次端子处应有在运行中不许开路的警告标志；电压互感器在其二次端子处应有在运行中不许短路的警告标志。所有具有极性配合关系的元件（例如电流互感器、电压互感器、继电器等），在其标示牌和结线图上，相应的端子处均有极性标记。

11.2.8 互感器、电动操作机构等均应具有耐久而清晰的铭牌，铭牌应便于观察，优选金属铭牌，绝缘件互感器优选激光雕刻的铭牌。除此以外，柜内互感器的参数应采用过塑纸片可靠粘贴于仪表门内侧，便于观察。

附表

						站用变
	10kV 一次接线简图					
	K（负荷开关柜）	R（组合电器柜）	D（断路器柜）			
				数量		
1	设备名称	型号规格要求	单位			
2	SF6 负荷开关	与接地刀闸构成三工位开关	套	1	1	
3	断路器		套			1
4	隔离开关	与接地刀闸构成三工位开关	套			1
5	熔断器	站用变柜需根据现场配置与其配套使用的熔丝柜所匹配的熔断器	只		3	9
6	电压互感器		套			选配
7	相电流互感器	K 柜：穿心式，5VA，600/5，10P10 级 R 柜：穿心式，5VA，100/5，0.5 级	只	2	2	
8	零序电流互感器	穿心式，100/5，5VA，10P10 级	只	1	1	
9	接地刀闸	与负荷开关或隔离开关构成三工位开关	套	1	1	
10	高压带电显示装置	具有二次核相功能	套	1	1	1
11	电动操作机构	48V DC	套	1	1	

				K（负荷开关柜）	R（组合电器柜）	D（断路器柜）	站用变
序号	10kV 一次接线简图						
12	智能冷凝除湿装置		套	1	1	1	
13	避雷器	YH5WZ-17/45	套	选配	选配	选配	
14	故障指示器		只	选配	选配	选配	
15	柜体		只	1	1	1	1
16	防止电缆侧带电误合接地刀 闭锁装置（无源）	检测到电缆侧带电时，应能闭锁接地 刀闸操作孔	只	1		1	
17	继电保护装置（无源）		只			1	
18	变压器		只				1
19	电缆附件		套	1	1	1	1



广州供电局设备技术规范书

10kV SF6 环网柜

专用部分

技术规范书版本：2017 年 V2.0



目 录

一、工程概述.....	1
1.1 工程概况.....	1
1.2 使用条件.....	1
二、设备详细技术要求.....	1
2.1 关键技术特性参数表.....	1
2.2 投标人资料提交时间及培训要求.....	4
2.3 主要元器件来源.....	4
2.4 备品备件、专用工具和仪器仪表供货表.....	5
三、投标方技术偏差.....	5
3.1 投标方技术偏差.....	5
3.2 投标方需说明的其他问题.....	5
四、设计图纸提交要求.....	6
4.1 图纸资料提交单位.....	6
4.2 一次、二次及土建接口要求（适用于扩建工程）.....	6
4.3 设备图纸及资料.....	6
五、其他.....	7
5.1 LCC 数据文件.....	7

一、工程概述

1.1 工程概况

本技术规范书采购的设备适用的工程概况如下：

表 1.1 工程概况一览表（项目单位填写）

序号	名 称	项目单位填写
1	工程名称	2019 年配网框架
2	系统标称电压	10kV
3	系统最高电压	12kV
4	系统额定频率	50Hz
5	系统中性点接地方式	小电阻接地

1.2 使用条件

本技术规范书采购的设备适用的外部条件应满足技术规范书通用部分的要求。

二、设备详细技术要求

2.1 关键技术特性参数表

投标人应认真逐项填写技术参数表中投标人响应值，不能空格，也不能以“响应”两字代替，不允许改动项目单位要求值。并将差异部分在投标方技术偏差表填写。

表 2.1 关键技术特性参数表（投标方填写-必填）

序号	参数类型			标准参数值	投标人响应值 (投标人填写)
一	10kV SF6 环网柜基本参数				
1	系统标称电压（kV）			10	
2	额定电压（kV）			12	
3	额定频率（Hz）			50	
4	绝缘类型			SF6	
5	SF6 气体年泄漏率			≤0.1%	
6	额定电流（A）			630(负荷开关-熔断器组合柜为 125A)	
7	绝 缘 水 平	额定雷电冲击耐受电压(kV)（1.2/50μs） （峰值）	相间及相对地	75	
8			开关断口	75	
9			隔离断口	85	
10		额定工频短时耐受电压（kV）（1min）	相间及相对地	42	
11			开关断口	42	
12			隔离断口	48	
13	额定短时耐受电流（kA）			20	
14	额定峰值耐受电流（kA）			50	
15	额定短路持续时间（s）			4	
16	使用寿命（年）			≥25	

序号	参数类型		标准参数值	投标人响应值 (投标人填写)
17	柜内绝缘件爬电比距 (mm/kV)		≥20 (按 12kV 计算)	
18	柜体防护等级		IP4X	
19	气箱防护等级		IP67	
20	广州供电局有限公司 10kV SF6 环网柜技术规范书 (通用部分) (2018 年 V1.0) 第 5.2.2.6 条款		必须满足	
二	断路器基本参数			
1	灭弧方式		真空	
2	额定电压 (kV)		12	
3	额定频率 (Hz)		50	
4	额定短路开断电流 (kA)		20	
5	额定短时耐受电流 (kA)		20	
6	额定短路关合电流 (kA)		50	
7	额定峰值耐受电流 (kA)		50	
8	额定短路持续时间 (s)		4	
9	三相分、合闸不同期性 (ms)		<2	
10	额定短路开断电流次数 (次)		≥30	
11	电气寿命 (开断额定电流次数) (次)		≥10000	
12	机械寿命 (次)		≥10000	
13	额定操作顺序 (对于额定操作循环不应降低额定值)		O-0.3s-CO-180s-CO	
14	操作机构工作及储能电压	弹簧机构(V)	DC48	
15	电动操作机构额定功率 (W)		≤120	
16	电动操作机构启动电流及持续时间 (A、ms)		≤10、≤200	
17	电动操作瞬时最大功率 (W)		≤480	
18	自动化分闸线圈额定脱扣能量 (J)		≤5	
19	继电保护分闸线圈额定脱扣能量 (J)		≤0.2; 无法安装低功耗线圈时≤5	
三	负荷开关基本参数			
1	额定电压 (kV)		12	
2	额定频率 (Hz)		50	
3	额定电流 (A)		630	
4	额定短时耐受电流及持续时间 (kA/s)		20/4	
5	额定短路关合电流 (kA)		20	
6	额定峰值耐受电流 (kA)		50	
7	机械寿命 (次)		≥5000	
8	负荷开关额定电流开断次数		≥200	
9	操作机构		手动、电动 弹簧操作机构	
10	电动操作机构额定功率 (W)		≤120	

序号	参数类型	标准参数值	投标人响应值 (投标人填写)
11	电动操作机构启动电流及持续时间 (A、ms)	≤ 10 、 ≤ 200	
12	电动操作瞬时最大功率 (W)	≤ 480	
13	操作电压 (V)	DC48V	
四	负荷开关-熔断器组合电器基本参数		
1	额定电压 (kV)	12	
2	额定频率 (Hz)	50	
3	额定电流 (A)	125	
4	熔断器额定短路开断电流 (kA)	20	
5	最大转移电流 (A)	1500	
6	熔断器预期短路开断电流 (有效值, kA)	31.5	
五	隔离开关基本参数		
1	额定电压 (kV)	12	
2	额定频率 (Hz)	50	
3	额定电流 (A)	630	
4	额定短时耐受电流及持续时间 (kA/s)	20/4	
5	额定峰值耐受电流 (kA)	50	
6	机械寿命 (次)	≥ 5000	
六	接地刀闸基本参数		
1	额定短时耐受电流及持续时间 (kA/s)	20/4	
2	额定峰值耐受电流 (kA)	50	
3	额定短路关合电流 (kA)	50	
	接地刀闸 2s 短时耐受电流 (kA)	20	
5	机械寿命 (次)	≥ 3000	
	电寿命 (额定短路关合能力, 次)	5	
七	母线		
1	额定电流 (A)	630	
2	额定短时耐受电流及持续时间 (kA/s)	20/4	
3	额定动稳定电流 (kA)	50	
4	导体截面 (mm ²)	与环网柜型式试验报告中 产品的导体截面、材质一 致	
八	避雷器		
1	型式 (站用) 标称放电电流 5kA 等级	复合绝缘金属氧化物避雷 器	
2	额定电压 (kV)	17	
3	持续运行电压 (kV)	13.6	

序号	参数类型	标准参数值	投标人响应值 (投标人填写)
4	直流 1mA 参考电压 (kV)	≥ 24	
5	75% 直流 1mA 参考电压下的泄漏电流 (A)	≤ 50	
6	陡波冲击电流残压 (5kA, 1/3 μ s) (kV)	≤ 51.8	
7	雷电冲击电流残压峰值 (5kA, 8/20ms) (kV)	≤ 45	
8	操作冲击电流残压峰值 (250A, 30/60 μ s) (kV)	≤ 38.3	
9	标称放电电流 (kA)	5	
10	工频参考电压 (有效值) (kV)	≥ 16	
11	长持续时间冲击耐受电流(A)	400 (峰值)	
12	4/10ms 大冲击耐受电流(kA)	65 (峰值)	
13	动作负载残压测量在 In 8/20 下 (kV)	≤ 47.25	
14	内部局部放电 1.05Ue (pC)	≤ 10	

2.2 投标人资料提交时间及培训要求

(1) 投标方资料的提交及时充分，满足工程进度要求。在合同谈判日或收到中标通知书后（以先到为准）15 天内（项目单位填写）给出全部最终技术资料，经招标方确认后不能更改。

(2) 培训要求：理论培训1 天（项目单位填写）实操培训1 天（项目单位填写）。

(3) 投标方应向招标方提供正式版的用于设计、设备监造和检验、现场安装和调试以及运行维护方面的图纸、说明书和有关技术资料，同时向招标方设计代表提供拷贝磁盘 2 份（图纸为 AutoCAD R2000 版、文字资料为 Word07 版）。

2.3 主要元器件来源

表 2.3 主要元器件来源一览表 （投标方填写-必填）

序号	名称	单位	投标方响应型式、规格	投标方响应生产厂家	投标方响应数量
1	负荷开关				
2	断路器				
3	负荷开关--熔断器组合电器				
4	隔离开关				
5	接地开关				
6	电压互感器				
7	电流互感器				
8	避雷器				

序号	名称	单位	投标方响应型式、规格	投标方响应生产厂家	投标方响应数量
9	带电指示器				
10	故障指示器		—		
11	电动操作机构				
12	智能冷凝除湿装置				
13	熔断器				
14	气压表及触点				
15	接地开关闭锁装置				
16	继电保护装置				
17	电缆附件		—		

2.4 备品备件、专用工具和仪器仪表供货表

投标方应向需方提供必备的备品备件、专用工具和仪器仪表，包括电缆附件、操作手柄、插拔带电显示器、断路器继保装置电源灯，要求提供的备品备件、专用工具和仪器仪表应是新品，与设备同型号、同工艺。

三、投标方技术偏差

3.1 投标方技术偏差

投标方应将所供设备与本招标书技术文件（含通用部分）有差异之处，无论优于或劣于本招标书要求，均汇集成此表。

表 3.1 投标单位技术差异表

序号	招标文件条目	招标文件简要内容	投标文件条目	投标文件简要内容
1				
2				
3				
4				
5				
6				

投标方：_____ 盖章：_____

3.2 投标方需说明的其他问题

如有需说明的其他问题，投标方应通过书面形式提交，并加盖公章。

四、设计图纸提交要求

4.1 图纸资料提交单位

表 4.1 提交的图纸资料及其接收单位

提交图纸资料名称	接收图纸单位名称、地址、邮编、电话	提交份数	提交时间
图纸类	(设计单位)	(项目单位填写)	(项目单位填写)
安装使用说明书			
试验报告			
其它资料			
图纸类	(项目单位)	(项目单位填写)	(项目单位填写)
安装使用说明书			
试验报告			
其它资料			

4.2 一次、二次及土建接口要求（适用于扩建工程）

4.3 设备图纸及资料

招标文件中项目单位应提供以下图纸

- 1) 电气主接线图
- 2) 平面布置图

五、其他

5.1 LCC 数据文件

根据设备全生命周期成本（LCC）管理要求，投标方应如实填写表 5.1：设备投资成本费用表。同时投标方还应提供专用工具、备品备件、在线监测装置的详细清单。

表 5.1 设备投资成本费用表（投标方填写）

序号	设备型号	数量	单价	专用工具费	备品备件费	在线监测装置费	现场服务费	供货方运输费	合计

