

CES

团 体 标 准

T/CES XXX-XXXX

风力发电用 35kV 紧凑型预装式变电站
技术规范

Technical specification for 35kV compact preinstalled substation for
wind power generation

20XX-XX-XX 发布

20XX-XX-XX 实施

中国电工技术学会 发布

目 次

1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	2
4 使用条件	3
5 性能参数	5
6 技术要求	15
7 变电站的试验	31
8 标志和出厂文件	34
9、包装、起吊、运输和安装	35
 附 录 A	37
附 录 B	38
附 录 C	39
附 录 D	40
 表 1 绝缘水平 (kV)	4
表 2 变电站性能参数	6
表 3 负荷开关技术参数	7
表 4 高压隔离开关/高压接地开关技术参数	8
表 5 断路器技术参数	8
表 6 高压避雷器技术参数	10
表 7 高压过电压保护器技术参数	11
表 8 低压框架断路器技术参数	11
表 9 框架断路器框架电流及额定电流选取	12
表 10 低压避雷器技术参数	13
表 11 低压浪涌保护器技术参数	13
表 12 低压侧辅助干式变压器技术参数	14
表 13 高压侧电流互感器技术参数	14

表 14 高压侧电压互感器技术参数	14
表 15 低压侧电流、电压互感器技术参数	15

前 言

本文件按照 GB/T 1.1-2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

本文件由中国电工技术学会提出。

本文件由中国电工技术学会标准工作委员会变压器与互感器工作组归口。

本文件起草单位：沈阳变压器研究院有限公司、西安高压电器研究院股份有限公司、龙源（北京）新能源工程设计研究院有限公司、国家能源集团国华能源投资有限公司、中国华电集团物资有限公司工程师、中国水利电力物资集团有限公司、中国大唐集团技术经济研究院有限责任公司、中国华能集团清洁能源技术研究院有限公司、电能（北京）认证中心有限公司、大唐万宁天然气发电有限责任公司、国网吉林省电力有限公司电力科学研究院、湖南大学、广东明阳电气股份有限公司、青岛特锐德电气股份有限公司、宁波奥克斯智能科技股份有限公司、江苏华鹏变压器有限公司、济南西电特种变压器有限公司、特变电工京津冀智能科技有限公司、保定天威顺达变压器有限公司、正泰电气股份有限公司、河南森源电气股份有限公司、明珠电气股份有限公司、云南变压器电气股份有限公司、山东泰莱电气股份有限公司、江苏华辰变压器股份有限公司、山东华尚电气有限公司、成泰电气科技有限公司、广东中鹏电气有限公司、山东电工电气集团智能电气有限公司、山东泰山电工电器有限公司、德力西电气有限公司等。

本文件主要起草人： 祁颖矢、隋新、关庆罡、田恩文、党原、沈石水、李林、陈志鹏、李庆鑫、方廷、吕贝、田治文、赵森、赵春明、刘君、赵春明、郭献清、李广智、郭园、陈琪、刘东伟、张谊诚、邹长宏、刘跃国、崔晓科、唐金权、杨树标、鹿浩、苏久锋、周锦之、郑国培、李鹏波、高卫国、陈明彦、崔三军

本文件为首次发布。

风力发电用 35kV 紧凑型预装式变电站技术规范

1 范围

本文件规定了风力发电用 35kV 紧凑型预装式变电站的术语和定义、使用条件、基本参数、技术要求、试验方法、检验规则、标志和出厂文件等。

紧凑型预装式变电站，也称华式箱变，以下简称“变电站”，是连接风力机组到风电场电力汇集线路的发电机升压用的预装式变电站，通常由变压器本体（外置冷却液浸式电力变压器）、高端电器部分（通常由高压断路器、隔离开关、接地开关、电流互感器、电压互感器、避雷器、带电显示器等组成）、低压电器部分（通常由低压框架断路器（空气断路器、真空断路器）、自用电系统（自用变压器、馈线开关、UPS 等）、电流互感器、电压互感器、塑壳开关、浪涌保护器等组成）组成。

本文件适用于高压侧交流额定电压为 35kV 电压等级，低压侧为交流额定电压 1.5kV 及以下，变压器运行频率为 50Hz 的，户外安装的风力发电用紧凑型预装式变电站。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

GB/T 311.1 绝缘配合第 1 部分：定义、原则和规则

GB/T 311.2 绝缘配合 第 2 部分：使用导则

GB/T 1094.1 电力变压器第 1 部分：总则

GB/T 1094.2 电力变压器第 2 部分：液浸式变压器的温升

GB/T 1094.3 电力变压器第 3 部分：绝缘水平、绝缘试验和外绝缘空气间隙

GB/T 1094.5 电力变压器第 5 部分：承受短路的能力

GB/T 1094.7 电力变压器第 7 部分：油浸式电力变压器负载导则

GB/T 1094.10 电力变压器第 10 部分：声级测定

GB/T 1094.11 电力变压器第 11 部分：干式变压器

GB/T 1094.16 电力变压器第 16 部分：风力发电用变压器

GB/T 2536 电工流体变压器和开关用的未使用过的矿物绝缘油

GB/T 2900.1 电工术语 基本术语

- GB/T 2900.20 电工术语 高压开关设备和控制设备
- GB/T 2900.52 电工术语发电、输电及配电
- GB/T 2900.53 电工术语风力发电机组
- GB/T 2900.94 电工术语 互感器
- GB/T 2900.95 电工术语变压器、调压器和电抗器
- GB/T 3804 3.6kV~40.5kV 高压交流负荷开关
- GB/T 3906 3.6~40.5kV 交流金属封闭开关设备和控制设备
- GB/T 4109 交流电压高于 1000V 的绝缘套管
- GB/T 6451 油浸式电力变压器技术参数和要求
- GB/T 7251.1 低压成套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 14048.1 低压开关设备和控制设备 第 1 部分：总则
- GB/T 15166.2 高压交流熔断器第 2 部分：限流熔断器
- GB/T 16926 交流高压负荷开关-熔断器组合电器
- GB/T 17467 高压/低压预装式变电站
- GB/T 18494.1 变流变压器 第 1 部分：工业用变流变压器
- GB/T 19963 风电场接入电力系统技术规定 第 1 部分：陆上风电
- GB/T 20840.1 互感器 第 1 部分：通用技术要求
- GB 20052 电力变压器能效限定值及能效等级
- GB 31089 风电场设计防火规范
- GB/T 40823 配电变电站用紧凑型成套设备(CEADS)
- GB/T 50065 交流电气装置的接地设计规范
- GB/T 50150 电气设备交接试验
- JB/T 501 电力变压器试验导则
- JB/T 10217 组合式变压器
- NB/T 10199 电工流体变压器及类似电气设备用未使用过的天然酯
- DL/T 722 变压器油中溶解气体分析和判断导则
- DL/T 2217 变压器用天然酯和合成酯油溶解气体分析导则
- ISO 12944 (所有部分) 色漆和清漆防护漆体系对钢结构的腐蚀防护

3 术语和定义

GB/T 1094. 1、GB/T 1094. 16、GB/T 2900. 1、GB/T 2900. 94、GB/T 2900. 52、GB/T 2900. 95、GB/T 2900. 53 和 GB/T 17467、GB/T 2900. 20 中界定的术语和定义适用于本文件。

4 使用条件

4.1 正常使用条件

4.1.1 海拔

不超过 1000 米海拔高度。

4.1.2 环境温度

环境温度不超过：

——最高气温: 40°C；

——最低气温: -25°C；

——最大日温差: 25°C；

——最高月平均温度: 30°C；

4.1.3 相对湿度

在 25°C 时, 最高空气相对湿度不超过 95%, 月平均空气相对湿度不超过 90%。

4.1.4 风速

最大风速不超过 35m/s。

4.1.5 安装环境

安装环境应无明显污秽, 无爆炸性、腐蚀性气体和粉尘, 安装场所无剧烈振动冲击。

地震引发的地表加速度: 水平方向应低于 3m/s^2 ; 垂直方向应低于 1.5m/s^2 (特殊情况在需要在技术条件中予以要求)。

4.1.6 电能质量

电源的电压、电流波形按 GB/T 19963 的有关规定, 在具体实际项目的技术条件中应予以要求。注入变压器的谐波电流含量, 负载电流谐波含量不应超过额定电流的 5%, 变电站在此电流谐波含量的情况下运行不应损失正常使用寿命。

注: 总谐波含量原则上不应超过负载额定电流的 5%, 若超过 5%的变电站应进行说明。用户应提供所有谐波电流的大小和频率给制造方, 制造方应根据 GB/T 18494. 1 或双方约定的方法, 计算谐波电流在额定容量下产生的附加损耗。

4.1.7 三相电源对称性

三相电源电压应近似对称。近似对称意味着连续的最高相电压比最低相电压不应高于 1%或在异常的短期 (30min) 情况下不应高于 2%。

4.2 特殊使用条件

4.2.1 海拔

海拔超过 1000m, 按 GB/T 1094.2、GB/T 17467、进行温升修正; 按 GB/T 1094.3、GB/T 17467、GB/T 11022、GB/T 7251.1 进行绝缘距离修正。

4.2.2 环境温度

环境温度超过 4.1.2 的规定, 应在具体实际项目的技术条件中予以要求。

4.2.3 相对湿度

相对湿度超过 4.1.3 的规定, 应在具体实际项目的技术条件中予以要求。

4.2.4 风速

风速超过 4.1.4 的规定, 应在具体实际项目的技术条件中予以要求。

4.2.5 污秽

对于处于污秽空气中的变电站, 其污秽等级应按变电站(包括各电器元件)相关标准的规定。

4.2.6 防腐保护

应按照安装环境的种类, 选择一种 ISO 12944 中定义的保护等级。应关注安装环境中的湿度、盐度和霉菌的影响。

必要时, 对安装环境中风沙的影响也应进行适度评估。

4.2.7 承受的瞬变过电压和欠电压

使变电站运行故障的风险更高的原因是变压器每一侧的重复性瞬变过电压和欠电压。为防止这些快速瞬变的影响, 可采用以下几种方法来提高变压器的可靠性:

1、评估变压器的绝缘水平, 如有必要, 可采用建模或高频谐振分析测量系统中的一种或多种方法。

2、可安装标准保护设备: 如避雷器(高压和低压)、RC 回路或者浪涌电容。

特定的绝缘配合, 符合 GB/T 311.1 和 GB/T 311.2 的规定进行风险评估来, 对表 1(按照修改意见改正)中组 I 或者组 II 进行选择。

组 II 所示的变压器具有更强的重复性瞬变过电压承受能力和更高的可靠性。

表 1 绝缘水平 (kV)

设备最高电压 U_m (方均根值)	额定短时外施工频耐受电压(方均根值)	额定雷电冲击耐受电压(峰值)	
	液浸式	组 I	组 II

≤1.1	3	-	-
3.6	18	40	50
7.2	25	60	75
12	35	75	95
17.5	45	95	125
24	55	125	150
40.5	85	170	200
注：如用户另有要求，绝缘水平可参照相关标准规定选取。			

4.3 其它使用条件

其它使用条件按 GB/T 1094.1、GB/T 1094.16、GB/T 17467 和实际工程决定。

5 性能参数

5.1 高压侧系统

- 1) 标称电压 35kV
- 2) 高压侧设备最高电压为：40.5kV
- 3) 额定工作电压 项目的技术条件规定
- 4) 最高电压 40.5kV
- 5) 额定频率 50Hz
- 6) 短路耐受能力 25 或 31.5kA/4s
63 或 80kA（峰值耐受）（与终端用户确定系统容量）
- 7) 系统中性点接地方式 按需求选择

5.2 电流

应按 GB/T 1094.1、JB/T 10217、GB/T 17467 的相关规定。

5.2.1 高压电器元件额定电流为：

16A、20A、25A、31.5A、40A、50A、63A、80A、100A、125A、160A、200A、250A、315A、400A、500A、630A、1250A 等。

5.2.2 高压熔断器额定短路开断电流为：

25 kA、31.5 kA、40 kA、50 kA。

5.2.3 高压开关设备额定短时耐受电流

高压开关设备额定短时（4s）热稳定电流（方均根值）为： 25kA、31.5kA。

5.2.4 高压开关设备额定峰值耐受电流

63kA、80kA。

5.3 频率

变电站的额定频率应为 50Hz。

5.4 绝缘水平

按 GB/T 1094.16、JB/T 10217 和 GB/T 17467 的相关规定。

5.5 箱体防护等级

其箱体的防护等级应不低于 IP54。

5.6 温升限值

5.6.1 变压器的温升限值:

按 GB/T 1094.2 的规定。

5.6.2 高压侧开关设备温升

按 GB/T 11022 的规定。

5.6.3 低压侧开关设备温升

按 GB/T 7251.1 规定。

5.7 机械性能

变电站所采用的电器元件的机械特性应符合 GB/T 15166.2、GB/T 3906、GB/T 3804、GB/T 7251.1 和 GB/T 14048.1 等标准和技术条件的规定。

5.8 性能参数

变电站的额定容量、电压组合、分接范围、联结组标号、空载电流、声功率级及短路阻抗应符合表 2 的规定，其中负载损耗（75℃）、空载损耗应满足 GB 20052 的要求值。

表 2 变电站性能参数

额定容量 kVA	电压组合及分接范围			联结组标号	空载电流 %	声功率级 dB(A)	短路阻抗 %
	高压 kV	高压分接 范围%	低压 kV				
500	35~38.5	±2×2.5	0.4~1.5kv	Dyn11	0.85	58	6.0~14.0

630	Dyn5		0.65	58	
800			0.65	60	
1000			0.65	60	
1250			0.60	63	
1600			0.60	63	
2000			0.55	63	
2200			0.55	65	
2500			0.55	65	
2700			0.55	66	
3000			0.55	66	
3150			0.45	66	
3300			0.45	67	
3500			0.45	67	
4000			0.45	67	
4500			0.45	68	
5000			0.45	68	
6000			0.45	70	
6300			0.45	70	
6800			0.45	71	
7400			0.45	71	
8000			0.35	71	
8600			0.35	72	
10000			0.35	72	
12500			0.3	73	

5.9 负荷开关技术参数：

表 3 负荷开关技术参数

序号	名称	单位	参数
1	额定电压	kV	40.5
2	额定电流	A	630

3	额定频率	Hz	50
4	额定短路耐受电流	kA/S	25/4S
5	额定峰值耐受电流	kA	63
6	机械寿命	次	3000
7	额定转移电流（撞击器操作）	A	≥1800
8	额定交接电流（脱扣器操作）	A	≥1800
9	额定有功负载开断电流	A	630
10	额定短时 1min 工频耐受电压（辅助和控制回路）	kV	2
11	1min 工频耐压	kV	相间及对地 95 隔离断口 118
12	雷电冲击水平（峰值）	kV	相间及对地 185 隔离断口 215

5.10 高压隔离开关/高压接地开关技术参数

表 4 高压隔离开关/高压接地开关技术参数

序号	名称	单位	参数
1	运行电压	kV	项目技术条件予以要求
2	最高电压	kV	40.5
3	额定电流	A	630
4	额定工频 1min 耐受电压（有效值，断口/对地）	kV	118 / 95
5	额定雷电冲击耐受电压峰值（1.2/50μs，断口/对地）	kV	215 / 185
6	额定短时耐受电流/持续时间	kA/s	31.5 / 3
7	额定峰值耐受电流	kA	80
8	机械寿命（次）	次	≥3000
9	操作方式	/	手动

5.11 断路器技术参数

表 5 断路器技术参数

序号	名称	单位	参数
1	型号		项目技术条件予以要求

2	灭弧室类型			真空
3	系统标称电压		kV	项目技术条件予以要求
4	最高电压 (均方根值)		kV	40.5
5	额定频率		Hz	50
6	额定电流		A	630
7	额定短路开断电流 (有效值)		kA	31.5
8	额定短路关合电流 (峰值)		kA	80
9	额定短时耐受电流/持续时间		kA/s	31.5/3
10	额定峰值耐受电流		kA	80
11	开断时间		ms	≤60
12	合分时间		ms	≤60
13	分闸时间		ms	≤50
14	合闸时间		ms	≤70
15	重合闸无电流间隙时间		ms	≥300
16	分、合闸平均速度	分闸速度	m / s	按需求选择
		合闸速度		按需求选择
17	分闸不同期性		ms	≤2
18	合闸不同期性		ms	≤2
19	机械稳定性		次	≥10000
20	操动机构型式或型号			弹簧
21	操作方式			三相机械联动
22	电动机电压		V	AC220
23	合闸操作电源	额定操作电压	V	AC220

		操作电压允许范围		85%~110%，30%不得动作
		每相线圈数量	只	1
		每只线圈涌流	A	按需求选择
		每只线圈稳态电流	A	AC220V、2.5A
24	分闸操作电源	额定操作电压	V	AC220
		操作电压允许范围		85%~110%，30%不得动作
		每相线圈数量	只	1
		每只线圈涌电流	A	按需求选择
		每只线圈稳态电流	A	AC220V、2.5A
25	保护类线圈数量		只	1
26	备用辅助触点	数量	对	6 常开，6 常闭
		开断能力		AC220V、10A
27	使用寿命	年	≥20	按需求选择
28	弹簧机构储能时间	s	≤20	按需求选择
29	额定操作顺序			0-0.3s-CO-180s-CO
30	额定短路电流开断次数			不小于 30 次
31	机械寿命 (次)			大于等于 10000 次

5.12 高压避雷器或过电压保护器

5.12.1 高压避雷器技术参数（带放电计数器）：

表 6 高压避雷器技术参数

参数	35kV 避雷器
型号：	项目技术条件中予以要求
系统额定电压 (kV)	35

避雷器额定电压 (kV)	51
持续运行电压 (kV)	40.8
雷电冲击电流下残压	≤134kV (峰值)
2ms 方波通流容量 (A) “额定重复转移电荷值 Qrs”	800
直流 1mA 参考电压 (kV)	≥73kV
标称放电电流	5kA (峰值)
操作冲击电流下残压	≤114kV (峰值)

5.12.2 高压过电压保护器技术参数 (带在线监测仪) :

表 7 高压过电压保护器技术参数

参数	35kV 组合式过电压保护器
型号:	项目技术条件中予以要求
系统额定电压 (kV)	35
保护器额定电压 (kV)	51
持续运行电压 (kV)	40.8
8/20 μ s 残压 (峰值)	134
2ms 方波通流容量 (A)	800
直流 1mA 参考电压 (kV)	相-相: 73; 相-地: 134

5.13 低压框架断路器技术参数及选取

5.13.1 低压框架断路器技术参数:

表 8 低压框架断路器技术参数

型号	单位	有智能保护的框架式断路器 (项目技术条件中予以要求)
额定电流	A	2000~6300A (具体应根据风机输出电压和变电站容量计算确定, 但需考虑降容系数以满足工程实际运行需要)
额定工作电压	V	300~1140V
额定冲击耐受电压	kV	12
额定绝缘电压	V	1000V (300≤额定工作电压≤690V)、1250V (690V<额定工作电压≤950V)、1400V (950<额定工作电压≤1140V);

极数		3p
1min 工频耐受电压 (有效值)	V	3500
控制和辅助回路工频耐受电压 (有效值)	V	2500
额定短时耐受电流/耐受时间	A/s	$\geq 50\text{kA}/1\text{s}$
额定峰值耐受电流	kA	≥ 110
额定运行短路分断能力	kA	≥ 50
额定极限短路分断能力	kA	≥ 50
分闸时间	ms	25
合闸时间	ms	$<70\text{ms}$
机械寿命	次	≥ 10000
电气寿命	次	≥ 1000
脱扣器选型		具备电子脱扣器
低压安装方式		固定式/抽屉式
操动方式		手动/电动
保护功能		电流脱扣器

5.13.2 框架断路器框架电流及额定电流选取:

表 9 框架断路器框架电流及额定电流选取

低压电流 (A)	断路器框架电流	断路器额定电流
电流 ≤ 950	≥ 2000	1250
$950 < \text{电流} \leq 1200$	≥ 2000	1600
$1200 < \text{电流} \leq 1500$	≥ 2500	2000
$1500 < \text{电流} \leq 1900$	≥ 2500	2500
$1900 < \text{电流} \leq 2450$	≥ 3200	3200
$2450 < \text{电流} \leq 3050$	≥ 4000	4000

5.14 低压避雷器或低压浪涌保护器参数：

5.14.1 低压避雷器技术参数：

表 10 低压避雷器技术参数

参数	低压避雷器			
型号：	/	/	/	/
系统额定电压 (kV)	0.69	0.69	0.38	0.38
持续运行电压 (kV)	0.90	0.80	0.55	0.42
2ms 方波通流容量 (A)	75	75	50	50

5.14.2 低压浪涌保护器技术参数：

表 11 低压浪涌保护器技术参数

序号		单位	风电专用浪涌保护器				
1	额定电压	V		1140	950	690	400
2	最高持续运行电压	V		1140 (1+10%)	950 (1+10%)	690 (1+10%)	400 (1+10%)
3	标称放电电流 (8/20us)	kA	100				30、40、50
4	最大放电电流 (8/20us)	kA	200				60、80、100
5	泄放电流保护水平 (8/20us)	kV	2.5				≤2.5
6	雷电冲击电流 (10/350us)	kA	50				
7	等级		B+C				
8	温度范围	°C	−40°C ~ +70°C				

注：具备可将浪涌保护器故障信号接点上传功能（选配）。

5.15 低压侧辅助干式变压器：

表 12 低压侧辅助干式变压器技术参数

1	型号		SG 或 SC 干式变压器 (干式变压器, 材质根据用户要求)
2	额定容量	kVA	5~15 kVA (根据用户要求配置)
3	额定电压	V	变电站低压侧额定电压 400V;
4	高压分接范围		±5% (根据用户要求)
	相数		3 相
5	联接组别		Dyn11 或 Yyn0
6	绝缘等级		F 级

注：辅助变压器应能承受风机或逆变器输出的直流和谐波分量，不影响其额定容量输出。

5.16 高压侧电流互感器技术参数

表 13 高压侧电流互感器技术参数

1	系统标称电压	kV	/
2	最高电压 (均方根值)	kV	40.5
3	额定电流比 (保护)	A	根据用户要求选定
4	额定电流比 (测量/计量)	A	根据用户要求选定
5	保护及指示用 CT 准确级	级	5P30
6	精度 (测量/计量)	级	0.5/0.2s
7	容量	VA	根据用户要求选定

5.17 高压侧电压互感器技术参数

表 14 高压侧电压互感器技术参数

1	最高电压 (均方根值)	kV	40.5
2	额定电压	kV	(系统额定电压/ $\sqrt{3}$) / (0.1/ $\sqrt{3}$) / 0.1/3
3	准确级		0.5/3P

4	容量	VA	15/15
5	绝缘型式		全绝缘
6	绝缘耐热等级		不低于 F 级

5.18 低压侧电流、电压互感器技术参数

表 15 低压侧电流、电压互感器技术参数

低压侧电流互感器					
2	额定电压	V	690	950	1140
3	额定电流	A	根据用户需求选取		
4	二次侧额定电流	A	根据用户需求选取		
5	保护及指示用 CT 准确级		0.5/5P30	0.5/5P30	0.5/5P30
6	容量	VA	10/10	10/10	10/10
低压侧电压互感器					
1	型式		浇注式	浇注式	浇注式
2	额定电压 kV	kV	(0.69/ $\sqrt{3}$) / (0.1/ $\sqrt{3}$)	(0.96/ $\sqrt{3}$) / (0.1/ $\sqrt{3}$)	(1.14/ $\sqrt{3}$) / (0.1/ $\sqrt{3}$)
3	准确级		0.5/3P	0.5/3P	0.5/3P
4	容量	VA	15/15	15/15	15/15

6 技术要求

6.1 通用要求

(1) 应符合 GB/T 1094.1、GB/T 1094.2、GB/T 1094.3、GB/T 1094.5、GB/T 1094.7、GB/T 1094.10、GB/T 1094.16、GB/T 40823 和 GB/T 17467 的规定。

(2) 应能够保证安全地进行正常的起吊、运输、安装、使用、检查和维护，并应能最大程度地保证未经授权的人员在触及变压器时的人身安全。此外，还应注意铰链、通风口的盖板、联锁机构的设计和制造。

(3) 所选用的组、部件的设计、制造及检验等应符合相关标准及法规的要求。

用于制造设备的所有材料应根据使用条件考虑强度、刚度、弹性变形、耐用性和其他化学、物理性能，应选用最适用的、新的、优质的、无损伤和缺陷的材料。用于设备和部件的材料都应经过试验并附有材料试验报告。

(4) 变电站进出线为电缆，进出线宜位于变电站底部。在变电站底座上设有电缆孔，进出箱体的电缆有防护和固定措施。高、低压室门应安装防护密封条。

(5) 变电站内应配置自用电干式变压器，容量应满足变电站自用电要求。

(6) 变电站应能承受因内部故障电弧而引起的冲击力，以防对电气设备和人员造成伤害。

(7) 变电站所有用于导电的母排均应采用铜质母排，裸露于空气中的导电母排宜采用热缩绝缘材料进行全绝缘防护。

(8) 变压器高压侧或低压侧发生出口短路时，应能保持动、热稳定而无损伤，部件无变形。生产企业或第三方提供短路时绕组动热稳定的计算结果，热稳定的短路持续时间应不少于 2s。

(9) 高、低压开关至少应提供 2 常开、2 常闭辅助接点供外部用。

(10) 变电站油温温度应提供 PT100 信号传至变电站保护测控装置。

(11) 保证设备在技术招标文件环境温度范围内安全运行。

6.2 允许偏差

变电站性能参数中空载损耗、负载损耗不允许正偏差，其他性能参数允许偏差应符合 GB/T 1094.1、GB/T 17467、GB 20052 的规定。

注：如特殊情况，应在项目技术条件中予以要求。

6.3 变压器

6.3.1 型式

变压器为液浸式电力变压器。

6.3.2 铁心和绕组

(1) 铁心宜采用优质、低损耗的晶粒取向冷轧硅钢片，变压器铁心应不致因运输和运行中的振动而松动。

(2) 绕组采用纯铜线材，铜线、铜箔等，也可按项目技术条件中要求选取铝导线、铝箔。股线间应有合理的换位，使附加损耗降至最低，换位导线应采用自粘性换位导线。绕组应有良好的冲击电压波分布，变压器内部不应采用加装非线性电阻方式限制过电压；使用场

强应严格控制，确保绕组内不发生局部放电和绝缘击穿；应对绕组漏磁通进行控制，避免在绕组、引线、油箱壁和其他金属构件中产生局部过热。

变压器若为绕组铝质、母排铜质应设置可靠的铜铝过度。

(3) 绕组绕制、套装、压紧应有严格的紧固工艺措施，引线应有足够的支撑，使器身形成紧固的整体，具有足够的抗短路能力。在运输时和在运行中不发生相对位移。

(4) 器身内部应有较均匀的油流分布，需要时铁心级间迭片宜留有适当的冷却油道，并使油路通畅，避免绕组和铁心产生局部过热。

(5) 对受直流偏磁影响的变压器，应考虑其产生的振动所导致的结构件松动和异常噪声等问题。

6.3.3 储油柜及测温装置

(1) 变压器宜装有储油柜，其结构应便于清理其内部。储油柜的布置位置应根据布置条件合理地选择；

(2) 鉴于变电站容量较大，储油柜宜配置胶囊或不锈钢波纹将储油柜中的油与大气完全隔离，储油柜与变压器油箱之间的联管应畅通。储油柜中的气室通过吸湿器与大气相通。

(3) 储油柜一端应装有带高、低油位并提供报警和跳闸的密封接点的油位计。储油柜的容积应保证在环境温度+40℃过载状态下油不溢出，在未投入运行时，观察油位计应有油位指示。储油柜应有注油、放油、放气和排污油及吊攀等装置。

(4) 当变压器配备油温度计，可根据油温的变化输出报警或跳闸常开无源接点信号，以上信号均引至低压侧接线端子排上。所有温度、油位指示装置应安装在便于运行人员检查的位置。

(5) 当变压器配备油测温装置，并带有独立的报警接触点，测点应单独向用户提供模拟信号或4~20mA信号的测温远传信号，温度计感温元件应安装在绝缘液可能出线最高温度处，油测温装置外壳应为抗干扰能力强的金属外壳。（放入在线监控中）

6.3.4 绝缘液

(1) 绝缘液（矿物质、天然酯、合成酯）应符合 GB/T 2536、NB/T 10199 规定

(2) 绝缘液气体含量应满足 DL/T 722、DL/T 2217 等相关国家标准的规定。

6.3.5 其它

(1) 变压器应装设放油阀和取油样装置。变压器油箱法兰的密封面应平整，密封垫应有合适的限位，防止密封垫渗漏。变压器铁心和金属结构零件均应通过油箱可靠接地。

(2) 变压器应配备上层油温测量装置（可与环境管理系统合并），该装置应具备就地显示温度及温度远传功能，并带有报警和跳闸触点。

(3) 配有储油柜的变压器应装设瓦斯保护, 轻瓦斯动作于信号, 重瓦斯动作高压断路器跳闸, 重瓦斯不应因为气体的积累而误动, 气体继电器在变电站箱体外布置时外壳应加装防雨罩。

(4) 变压器应装带报警或跳闸触点的压力释放装置, 变电站箱体外布置时外壳应加装防雨罩。

(5) 套管的试验和其他的性能要求应符合 GB/T 4109 规定。

(6) 分接开关的分接范围是 $\pm 2 \times 2.5\%$, 分接开关必须有明显分接位置标识, 应可靠的定位防止在未到位投运, 有手扣和锁扣保证到位闭锁。

(7) 变压器宜装设压力释放阀, 维持油箱正常压力; 当压力超过开启压力时, 释放阀应可靠开启同时可通过自身接点给出报警信号。

(8) 在额定频率及变压器额定分接下, 变压器应能在 105% 的额定电压连续正常运行。变压器空载时在 110% 的额定电压下应能连续运行。

(9) 变压器设计时应考虑变压器低压侧直流分量、谐波影响。

(10) 变压器抗短路能力: 按 GB/T 1094.5 执行。

6.4 高压配电装置

6.4.1 概述

6.4.1.1 变压器容量 $\leq 3150\text{kVA}$ 的变电站, 高压侧宜采用高压负荷开关-熔断器组合电器+隔离接地开关一体式设备, 容量 $> 3150\text{kVA}$ 的变电站, 高压侧宜采用 35kV 真空断路器+隔离接地开关一体式设备, 也可选用充气柜, 其技术条件(包括柜面板、操作手柄标志配置要求)应满足相关国标及电力行业标准的规定。

6.4.1.2 高压母线连线应有相别标记。使用导线连接部位应用线夹固定, 三相导线应各自单独固定。

6.4.1.3 高压室门的内侧应标出主回路的线路图, 同时应注明操作程序和注意事项; 高压配电间隔的门面上应标出主回路图; 开关状态位置应有中文标识; 接地开关应设置防误操作的外挂锁; 信号灯及仪表应装设在易于观察和方便、安全地更换的地方; 电缆接线套管的高度应满足安装、试验、检修的要求。

6.4.2 高压侧断路器、隔离开关等配电设备

对于高海拔地区宜选用充气柜, 产品结构紧凑体积小、安装方便、性能可靠、少维护, 应具有完备的“五防”连锁功能(即: 1、防止误分、合断路器。2、防止带负荷分、合隔离开关。3、防止带电挂(合)接地线(接地开关)。4、防止带接地线(接地刀闸)合断路器

(隔离开关)。5、防止误入带电间隔,连锁装置强度满足操作的要求。)柜内套管、隔板、活门、绝缘件等所有附件应为耐火阻燃材料。

6.4.2.1 高压侧断路器

- (1) 高压断路器宜选用真空断路器,其操动机构与本体一体化的结构
 - (2) 断路器应符合国标和电力行业及 IEC 有关标准。
 - (3) 真空灭弧室应与型式试验中采用的一致。
 - (4) 应提供断路器开断次数以及响应开断电流曲线,供运行参考。
 - (5) 真空断路器接地金属外壳上应有防锈的、导电性能良好的、直径为 12mm 的接地螺钉。接地点附近应标有接地符号。
 - (6) 真空灭弧室应采用陶瓷外壳。
 - (7) 真空灭弧室允许储存期应不少于 20 年,灭弧室内绝对压力不应大于 1.33×10^{-3} Pa。在允许储存期内,其真空间度应满足运行要求。
 - (8) 真空灭弧室在出厂时应做“老化”试验,并附有报告。
 - (9) 除断路器自身控制回路(如分合闸、储能等)所用辅助接点外,至少应提供 6 常开、6 常闭辅助接点供外部联锁用。这些辅助接点必须引至变电站内的接线端子,辅助接点的允许载流量不小于 AC 10A。
 - (10) 断路器的操作方式应为远方/就地,应装有就地与远方操作选择开关,并预留远方操作接口,具备远方操作功能。
 - (11) 应安装能显示断路器操作次数的计数器。该计数器与操作回路应无电气联系,且不影响断路器的合分闸操作。
 - (12) 断路器可配备智能组件,满足断路器机械特性在线监测,包括断路器合/分闸行程曲线、断路器合/分闸速度等,并能在线检测分合闸线圈电流、储能电机电流及机械和电气寿命显示等。
- 1) 监测量:
- ① 断路器合、分闸线圈电流;
 - ② 断路器动作行程;
 - ③ 断路器储能电机电流;
- 2) 诊断分析与预警、报警
- ① 断路器动作过程特征参数计算(分合闸行程、总行程、分合闸速度等);
 - ② 断路器动作记录及统计;
 - ③ 断路器动作过程特征参数越限预警;

- ④ 断路器动作故障报警。
- 3) 监测和诊断断路器触头电寿命
 - ① 监测量: 断路器开断电流、开断次数;
 - ② 断路器电寿命计算(电磨损);
 - ③ 断路器电寿命参数越限报警。

6.4.2.2 操动机构要求

- (1) 操动机构应采用弹簧操动机构, 应保证断路器能三相分、合闸以及三相跳闸。
- (2) 操动机构自身应具备防误动的性能。应配备断路器分合闸指示, 操动机构的计数器, 储能状态指示应明显清晰, 便于观察, 且均用中文表示。弹簧操动机构应能电动机储能并可手动储能, 可紧急跳闸。
- (3) 断路器处于断开或闭合位置, 都应能对合闸弹簧储能。机械动作应灵活, 储能及手动或电气分、合闸等各项操作过程中不应出现卡死, 阻滞等异常现象, 应设有防止“误操作”装置。
- (4) 断路器操作机构电源和控制电源电压应为 AC 220V, 包括跳合闸控制回路。断路器就地装有分/合闸按钮, 也可接收远方分/合闸指令并能准确动作。
- (5) 操动机构的额定电源电压(U_a)应为 AC 220V, 并联脱扣器应能满足 85%~110% U_a 时可靠合闸, 85%~110% U_a 时可靠分闸, 30% U_a 及以下时不动作。
- (6) 弹簧储能系统: 由储能弹簧进行分、合闸操作的弹簧操动机构应能满足“分—0.3s—合分—180s—合分”的操作顺序。弹簧操动机构应能可靠防止发生空合操作。
- (7) 断路器处于断开或闭合位置, 都应能对合闸弹簧储能。
- (8) 在正常情况下, 合闸弹簧完成合闸操作后要立即自动开始再储能。
- (9) 应满足在弹簧储能进行过程中不能合闸, 并且弹簧在储能全部完成前不能释放。
- (10) 合闸操作的机械联锁应保证机构处于合闸时, 不能再进行合闸动作。
- (11) 应有机械装置指示合闸弹簧的储能状态, 并能实现远方监控。
- (12) 应提供用于断路器分闸和合闸所有必需的中间继电器、闭锁继电器。
- (13) 操作机构金属构件应使用防腐、防锈材料或有防腐、防锈措施。

6.4.3 高压隔离开关及接地开关

- (1) 隔离开关应按电压等级、最大稳态电流和故障暂态电流选择。
- (2) 隔离开关的设置用于保证变电站主要部件维修时和系统带电(或可能带电)部分有明显断开点, 应配置专用三相联动隔离开关、单侧接地开关。
- (3) 隔离开关及接地开关手动操作, 并各自提供辅助触点(2对), 满足“五防”要

求。

6.4.4 电流互感器（选配）

- (1) 电流互感器应采用环氧树脂型，产品应符合标准 GB/T 20840.1 等有关标准。
- (2) 高压进线应设置 3 只电流互感器，电流互感器至少有 2 个二次绕组（保护 5P30 级、测量 0.5 级、计量 0.2S 级（若需要））。
- (3) 电流互感器热稳定电流、动稳定电流应满足实际项目要求。
- (4) 电流互感器应有直径不小于 8mm 的接地螺栓，也可其它供接地线连接用的零件（例如面积足够且有连接孔的接地板），螺栓连接处或接地处应有平坦的金属表面，并且在其旁应标有明显的接地符号。这些接地零件皆应有可靠的防锈镀层，或采用不锈钢材料。
- (5) 出线端子应具有一次绕组的电流互感器，一次绕组应采用平板型出线端子并附有供连接线用的全套紧固零件。一次出线端子及紧固零件应有可靠的防锈镀层。电流互感器的二次出线端子螺杆直径应不小于 6mm。二次出线端子（包括螺栓、螺母、垫圈等）应用铜或铜合金制成，并有可靠的防锈镀层。二次出线端子板防潮性能应良好。一、二次接线端子应有防松防转动措施。

6.4.5 电压互感器（选配）

- (1) 电压互感器应采用环氧浇注全绝缘型，产品应符合标准 GB/T 20840.1 等有关标准。
- (2) 高压进线应设置 3 只单相电压互感器，电压互感器应以实际需求为准。
- (3) 电压互感器应通过限流型熔断器与系统连接，其容许截断电流不小于断路器的容许开断电流。
- (4) 接地螺栓直径应不小于 8mm，接地处金属表面平整，连接孔的接地板面积足够，并在接地处旁标有明显的接地符号。这些接地零件皆应有可靠的防锈镀层，或采用不锈钢材料。
- (5) 二次出线端子螺杆直径不应小于 6mm，应用铜或铜合金制成，二次出线端子板防湿性能良好。同时，二次出线端子应有防转动措施。

6.4.6 测量、计量（选配）

变电站高压侧应根据实际需要配置指针表或电子式三相电流表计、三相电压表计、三相电能计量表计（专用电能计量表计），电流、电压表计准确度不应低于 0.5 级，电能计量表计有功电能准确度不应低于 0.5s 级、无功电能准确度不应低于 2.0 级，电流、电压表计宜采用大屏幕液晶显示，上述表计应能满足项目所在地环境温度、湿度要求，且均需配置 RS485 接口，可将变电站高压侧电流、电压、电能量信息上传。

6.4.7 高压负荷开关-熔断器组合电器

该条款适用于容量≤3150kVA 华式箱变，高压设备可选用负荷开关-熔断器组合电器，也可选用充气柜，产品结构紧凑体积小、安装方便、性能可靠、少维护，具有完备的“五防”连锁功能，连锁装置强度满足操作的要求。柜内套管、隔板、绝缘件等所有附件应为耐火阻燃材料。负荷开关-熔断器组合电器的选择应符合 GB/T 16926 的要求。

6.4.7.1 高压负荷开关选用真空负荷开关，并按变压器容量配熔断器。负荷开关-熔断器组合电器应安全可靠，便于运行、维护、检查、监视、检修和试验。负荷开关的位置指示装置明显，应能正确指示出它的分、合闸状态。

6.4.7.2 组合电器真空负荷开关和隔离刀闸、接地刀闸之间应具有可靠的机械联锁，只有在真空灭弧室处于分闸状态下时，才能够操作隔离刀闸和接地刀闸，隔离刀闸与接地刀闸应联锁。

6.4.7.3 熔断器的脱扣装置应为三极联动，所配用的熔断器应为撞针式熔断器，撞击器应可以直接分断负荷开关，当熔断器任一相动作时，均能联动 35kV 侧真空负荷开关。熔断器应具有良好的机械稳定性。

6.4.7.4 组合电器应分为两个独立的单元，即负荷开关熔断器和电缆室两部分，安装在变电站内能把高压室分成电缆室和负荷开关熔断器室，并使隔离断口与熔断器在不同的间隔内，当打开隔离时，可以确保安全的进行熔断器更换。当组合电器更换熔断器时，应付保证不能影响其它变电站运行。

6.4.7.5 高压负荷开关操作机构电源和控制电源电压应为 AC220V，包括分、合闸控制回路。负荷开关应具有电动和手动分、合闸功能，且装有就地与远方操作选择开关、就地分/合闸按钮，应可接收远方分/合闸指令并能准确动作。高压负荷开关应可上传分/合闸位置信号。

6.4.7.6 保护熔断器

应采用带撞击器的高压熔断器（全范围）

撞击器应可以直接分断负荷开关，并能提供熔断信号接点。变压器突然投入时的励磁涌流应不损伤熔断器，变压器的励磁涌流通过熔断器产生的热效可按 10~20 倍的变压器满载电流持续 0.1s 计算。

保护熔断器主要技术参数见 5.11。

6.4.7.7 熔断件额定电流的选择

熔断件的额定电流宜高于正常使用电流，选择熔断件的额定电流时，应考虑下列参数：

- a) 回路的正常电流和可能的过载电流（包括持续的谐波在内）；
- b) 与投切变压器、电动机或电容器这类设备有关的回路中的瞬态现象；

c) 应与其他保护装置相配合（如果有）。

6.4.8 过电压保护器（选配）

过电压保护器应满足相关的国家标准，同时应满足以下要求：

- (1) 保证在运行环境中过电压保护器应能稳定工作。
- (2) 应配有自脱离过电压保护功能，内置高压熔断器，应具有内部短路故障自脱离功能，具有防爆功能。
- (3) 应配有微电流传感技术，能准确记载过电压保护器相间、相对地的动作次数。应具有泄漏电流检测功能或配有过电压动作计数器，能准确记载过电压保护器的动作次数。

6.4.9 避雷器

- (1) 应采用复合外套无间隙金属氧化物避雷器，应配置在线监测装置或放电计数器。
- (2) 避雷器主要技术参数见 5.12.1 或 5.12.2。
- (3) 避雷器在线监测装置或放电计数器安装位置应易于观察，易于完成后期运行电压下的全电流检测试验。

6.5 低压配电装置

6.5.1 概述

6.5.1.1 低压配电装置所选用的电器产品，其技术性能应满足有关的国家标准，并且是通过国家 3C 认证的定型产品。

6.5.1.2 固定面板式结构的低压配电装置应有金属板制成的门，其位置设置应便于电器元件的安装、试验、操作、检修或更换。

6.5.1.3 箱式变压器低压侧进线应配置框架断路器、干式辅助变压器、浪涌保护器、电流互感器、电压互感器（如测控装置可直采，可不配置）、微型断路器（带漏电保护器）、刀熔开关等电器部件。

6.5.1.4 低压配电装置的连线均应有明显的相别标记。低压主开关应选择能可靠开、断安装点系统短路电流。

6.5.1.5 箱式变压器检修用电和变电站自用电应由低压干式变压器提供。

6.5.1.6 箱式变压器内 0.4/0.22kV 电源取自干式低压变，应配置若干个额定电流为 5A~16A 的微型断路器供变电站使用，回路数量根据实际需要确定，并预留备用。

6.5.1.7 变电站内部应配置照明、加热、检修、除湿加热及通风散热装置。

6.5.2 低压框架断路器

- (1) 低压出线位置应有绝缘隔离挡板。

- (2) 低压断路器应具备远控功能。
- (3) 应实现高精度保护及合理上下级保护配合要求。
- (4) 根据项目可采用耐低温开关断路器。断路器应带单相接地保护的智能框架式 3P 断路器，其技术特性符合国标要求
- (5) 若开关采取抽出单元式，则应具有试验、工作、断开三个位置，每一个位置在开关本体上都要有直观的区分线。其中工作位置应为断路器工作时主电路、控制回路接通时的状态；试验位置应为断路器试验时主电路断开、控制回路接通时的状态；隔离位置应为断路器退出运行时主电路、控制回路均断开时的状态。三个位置均可锁定。
- (6) 框架空气断路器应采用智能型（微处理器）脱扣器，脱扣器应具有瞬时保护、短延时保护、过载保护、接地保护和缺相保护等保护功能且整定值可调节。可在断路器正面方便地进行定值整定或功能调整。保护电流采样应由断路器内置 CT 完成。缺相保护应在变压器缺相运行时跳开断路器。为了保证系统的选则性，减小短路故障影响的范围，断路器应具有区域选择性联锁，框架式断路器长延时曲线斜率可调。
- (7) 框架断路器应采用电动操作，具有弹簧储能机构。操作机构电源和控制电源电压应为 AC220V（取自变电站交流电源），包括分、合闸控制回路。断路器应具有电动、手动分、合闸功能，且装有就地与远方操作选择开关、就地分/合闸按钮，可接收远方分/合闸指令并能准确动作。
- (8) 智能脱扣器应具有电流和故障跳闸类别等显示功能和记忆查询功能。
- (9) 框架断路器应提供 4 常开、4 常闭辅助接点供用户使用，辅助接点应引至开关柜端子排上，辅助接点容量不应小于 AC220V 10A。
- (11) 低压侧断路器与风机出口断路器之间宜考虑保护级差配合，满足风机高电压、低电压穿越等并网相关技术要求。
- (12) 低压侧可通过电流脱扣器实现风机出口至变压器低压侧的短路保护。其分合闸位置状态和故障状态应信息上传。

6.5.3 低压侧测量、计量（计量选配）

变电站低压侧可配置电子式三相电流表（或指针式电流表）、三相电压表（或指针式电压表）、三相电能计量表（或专用电能计量表），电流、电压表准确度应不低于 0.5 级，电能计量表有功电能准确度应不低于 0.5s 级、无功电能准确度应不低于 2.0 级，电流、电压表采用大屏幕液晶显示，上述表计应能满足项目所在地环境温度、湿度要求，且均需配置 RS485 接口，可将变电站低压侧电流、电压、电能量信息上传。

6.5.4 变电站自用电系统

(1) 变电站自用电系统宜由微型断路器熔断器组、电流互感器（选配）、辅助变压器、自用电配电箱等组成，通过辅助变压器可从变电站低电压侧取电变换为0.4kV三相四线制输出，给变电站本体及其它电气设备提供检修、照明、控制等供电电源。

(2) 自用电配电单元

自用电配电单元宜由进线微型断路器、浪涌保护器、微型断路器、插座等组成，采用三相四线制接线。内部照明、通风、加热、操作控制等自用电供电回路设计，所需的微型断路器自行配置，此外应预留三相、单相16A微型断路器回路，预留16A的模数化插座（两孔、三孔、四孔圆形、四孔扁形各一）。微型断路器均应配置辅助报警接点用于信号信息上传，插座回路带漏电保护功能。

6.5.5 不间断电源（UPS）

每台变电站应配置一套UPS，采用电力专用在线式UPS电源应为变电站测控、保护设备及操控回路提供交流不间断电源。

UPS电源容量可应1kVA或2kVA，自带蓄电池，蓄电池容量应能满足1kVA 2h或2kVA 2h停电需求，可根据实际需求配置，整套UPS应满足宽温-25℃～+70℃。蓄电池的选择应能充分考虑环境因素的影响，高寒地区整套UPS应满足宽温-40℃～+70℃条件下装置可保证正常工作的要求，或按照客户要求配置以满足风电场电站的特殊环境。

UPS主机及其蓄电池应由可靠的箱体进行保护，其在变电站内的布置应可靠、安全，不会对变电站内其他设备造成影响。

当整流-逆变单元故障，应能自动切换至经稳压的交流旁路电源，切换时间小于5ms。

UPS应具有宽电压输入承受能力，确保在风机停运时，变电站由升压变转为降压变运行，此时变电站自用电系统电压的降低应不会对UPS的正常运行造成影响。

UPS输出应为变电站保护测控通信单元和高、低压侧控制回路供电。此外，还应至少预留两个备用输出回路。

6.6 箱体

6.6.1 高压设备应选用终端式开关设备；根据客户需求选定产品结构紧凑体积小、安装方便、性能可靠、少维护。具有完备的“五防”连锁功能，连锁装置强度满足操作的要求。变电站内部采用钢板及阻燃绝缘隔板分割成高压室、变压器、低压室。

6.6.2 变电站通常采用自然冷却方式，油箱的密封应可靠，无渗漏油现象。

6.6.3 高、低压室的门均应向外开，门上应有把手、锁。门的开启角度不应小于90°，并设有定位装置，在风电场出现35m/s的大风时应保证门、门钩、铰链等有足够的机械强度。门

的设计尺寸与所装的设备尺寸相配合，并装有把手、暗闩和能防雨、防堵、防锈和不易被破坏、侵害的专用锁。门应采取密封措施，装有密封条，具有缓冲功能。

6.6.4 对于沙化、台风、冰雪等环境条件，门的设计应考虑防沙、防雨、防冰雪、防有害生物，采用胶条辅助密封时，胶条应适应相应环境条件的要求。

6.6.5 必要时，箱体内应设有驱潮、除水、除冰装置及合适的排水通道，避免内部元件发生凝露、结冰。（见附录 B 凝露危害及控制设备）

6.6.6 所有焊接与组装应牢固，焊缝应光洁均匀，无焊穿、裂纹、溅渣、气孔等现象。箱体墙壁内外应光滑平整，柜内不应有型钢凸出，外不见铆接、焊接等情况。

6.6.7 箱体采用的金属材料可选用但不限于①冷轧钢板厚度不小于 2.0mm，②覆铝锌钢板厚度不小于 2.0mm，立柱采用钢板厚度不下于 2.5mm。

6.6.8 箱体应有足够的机械强度应满足 GB/T 17467 规定的负荷和撞击。箱体在起吊、运输和安装时不应变形或损伤。基座是变电站箱体的一部分，是开关设备和变压器的安装基础，应采用金属制成，应有足够的机械强度，以确保变电站在吊装、运输和使用过程中不发生变形和损坏。

6.6.9 箱体内外表面平整、光洁，无锈蚀、涂层脱落和磕碰损伤现象，涂料层牢固均匀，无明显色差反光，可以保证 25 年不褪色，不脱落。应根据不同的地域和气候条件制定相关的喷涂方案，沿海地区应按 ISO 12944 中 C5-M 的要求进行表面喷涂，其余应根据用户技术要求执行。箱体基座和所有外露金属件均应进行防锈处理，并喷涂耐久的防护层。金属构件也应进行防锈处理和喷涂有防护层。

6.6.10 高、低压室防护等级应为 IP54 及以上，变压器油箱防护等级应为 IP68 及以上，高、低压室门打开后应为 IP3X。高压和低压的进出线电缆孔应采用敲落孔或安装电缆封帽，并方便于密封，保证变压器散热。其余所有带电间隔均应密封在隔室内，以保证在周围空气温度下运行时，所有的电器设备的温度不应超过其最大允许温度。低压室在门打开时导电体不应裸露，应加装防护板。

6.6.11 箱体应有起吊装置，起吊时应保证整个变电站在垂直方向受力均衡。

6.6.12 变压器油箱的机械强度应满足在正常起吊和运输状态下不出现损伤及不允许的永久变形，并应符合 GB/T 1094.1 的规定。油箱、散热器、元器件固定等应考虑适应长途运输的需要。

6.6.13 高压室门应加装电磁锁和带电显示器，变电站外门应加装机械锁。高压室内应配带电显示器，以指示高压室内是否带电，并控制高压室内门上的电磁锁，应确保高压室带电时内门无法打开。

6.6.14 散热器应考虑动物、风沙的撞击。

6.6.15 箱体设计的外壳形状应不易积尘、积水，箱体顶盖的倾斜度大于 3° ，并装设有防雨的密封盖板和防雨檐。箱体顶部承受不小于 $2500\text{N}/\text{m}^2$ 负荷。根据实际工况，顶板应能够防护风机坠冰的破坏。

6.6.16 事故放油阀位置应便于维护操作。

6.6.17 高压室及低压室，应为全密封结构。高压室内应留有足够的空间，方便连接，低压室母排应采用绝缘套保护，并应考虑能方便人进入变电站基础电缆沟。

6.6.18 变压器油箱材料应选择厚度 $\geq 4.0\text{mm}$ ，散热片材料应选择厚度 $\geq 1.0\text{mm}$ ，散热器加防护罩材料应选择厚度 $\geq 1.5\text{mm}$ 。

6.6.19 高、低压室等隔室内应设自动开关的照明设施。

6.6.20 箱体内设自动控制防凝露装置，以避免箱体内部发生凝露，设加热元件，保证设备在低温环境下运行。

6.6.21 变电站的设计应满足 GB 31089 的要求。

6.6.22 箱内附件：应具备普通电流、电压表、油位表、油温表、压力释放阀、加油阀、放油阀、接地螺栓、吊装钩等。

6.6.23 箱体设计应充分考虑设备检修距离。

6.6.24 最小空气间隙的要求：

1) 单纯以空气作为绝缘介质的开关柜， 35kV 对最小空气间隙应满足要求（实际海拔按照此基准进行海拔修正）：

导体至接地间净距	300mm
不同相的导体之间净距	300mm
导体至无孔遮栏间净距	330mm
导体至网状遮栏间净距	400mm

2) 开关柜内部导体采用的热缩绝缘材料老化寿命应大于 30 年。

6.7 变电站接地

(1) 变电站接地系统应符合 GB/T 50065 的要求。外壳、开关设备外壳等可能触及的金属部件均应可靠接地，接地导体和接地连接应能承受接地回路的额定短时和峰值耐受电流，接地导体的电流密度应满足 GB/T 17467 的要求。

(2) 箱体金属框架均应有良好的接地，应至少在两对角处各有 1 个接地端子，并标有接地符号。变电站的箱体应设专用接地体，该接地导体上应设有与接地网相连的固定连接端

子，其数量应不少于 3 个，其中高压间隔应至少有 1 个，低压间隔应至少有 1 个，变压器室应至少有 1 个，并应有明显的接地标志，需要接地的高低压电器元件及金属部件等均应有效接地，接地端子直径应不小于 12mm 的铜质螺栓。接地导体应采用铜排，其电流密度应不大于 $200A/mm^2$ ，截面应大于 $120 mm^2$ ，保证流过最大短路电流时应不会发生过热或影响周围物体的安全。

(3) 变电站的金属骨架、高、低压配电装置及变压器部分的金属支架均应有接地端子，并与专用接地导体可靠地连接在一起。

(4) 变电站高、低压配电装置及变压器部分的专用接地导体应相互联接，否则应通过专用的端子可靠地连接在一起，变电站的所有高、低压设备的非带电金属裸露部分(包括门、隔板等)均应可靠接地，门及在正常运行条件下应保证在打开或隔离位置时仍可靠接地。

(5) 35kV 过电压保护器、低压浪涌保护装置、变压器中性点及变电站外壳应采用一点接地方式，变电站外部应预留两个接地端子与接地网相连。

6.8 进出线方式

6.8.1 高压侧宜采用底部出线方式。

6.8.2 低压侧进线宜采用底部下进线。低压侧为断路器+避雷器(浪涌保护器)+母线铜排，低压侧母线铜排应考虑能接多根电缆。母线铜排高度应预留足够空间，满足电缆的连接及安装。预留空间应考虑电缆头摆放位置对空间的要求。

6.8.3 具体进线电缆规格、数量等应由设计院确定。

6.9 接线

变电站室内所有用于导电的母排均应采用优质铜镀锡母线。应确保当变压器输出端发生出口短路时，能承受动、热稳定而无损坏。

(1) 变电站按照其结构型式的要求制造，进出箱体的电缆应有防护和固定措施，箱体内电缆应有电缆支架敷设。所有电缆进出口都应采取密封措施，需保证雨、雪、灰尘不会从大门及电缆孔处进入变电站内部。

(2) 变电站高压侧接线端子(适用于电缆进出线方案)应按照能安装多回电缆的接入考虑，接线端子至箱体底部距离不应小于 800mm，同相电缆头之间净距、不同相电缆接线端子之间的相间净距均应满足标准要求。变电站底部应安装电缆绝缘紧固件。

(3) 设备应配备接线端子，其尺寸应以满足回路的额定电流及联接要求。接线端子的接触面应镀锡，设备的接地端子应是螺栓式。接地连接线应为铜质，其截面应与可能流过的电流密度相适应。

6.10 变电站光纤温度在线监测系统（选配）

变电站光纤温度在线监测系统可直接监测变电站低压侧断路器触头、电缆接头处等部位温度，利用光纤测温探头，测量变电站低压侧断路器触头处、电缆接头处温度，可以直观地监测和评估变电站的运行情况。

变电站光纤温度在线监测系统可由荧光光纤测温传感器、光纤测温仪（显示模块）、光缆等组成，每台变电站的测温点数宜不少于6个，其中低压侧断路器触头温度（3点）、电缆接头温度（3点）。可实时在线监测和故障报警，除可就地显示报警信息外，应还能通过RS485口传至监控后台，并能实现远程监控。

变电站光纤温度在线监测系统主要技术参数如下：

- (1) 温度测量范围：-40/-20~+150℃；
- (2) 测温精度：±1℃；
- (3) 接触式测量方式，应不影响变电站绝缘性能；
- (4) 系统不应受变电站内电磁环境影响并通过电磁兼容试验；
- (5) 应能够保存温度数据和报警温度时间等参数；
- (6) 探头寿命应不小于30年。

6.11 变电站测控保护装置

变电站应配置保护测控装置，包含实现保护、监控的完整系统所需的软件和硬件、保护监控装置、光纤环网接口设备及附件、线缆、配件、备件（光缆除外）等。变电站保护测控装置应具有完整的测量、控制功能和单独的信号回路，实现变电站及高、低压侧设备等的遥信、遥测、遥控；应提供直观的人机接口界面，采用液晶显示屏；支持以太网协议，并具备光纤环网数据交换功能，应满足光纤环网的通信要求，通信介质应采用单模光纤；应具备通讯管理机功能，以便其它智能装置通讯接入。

变电站保护测控装置采集到的信号应上传至升压站主控室内升压站/场区监控系统，由升压站/场区计算机监控系统实现变电站高、低压侧开关的远方控制应方便地与各升压站/场区监控系统通信。

变电站高压侧宜采用断路器，变电站保护测控装置应具备变压器差动保护、方向过流保护、零序过流保护、低电压保护、过电压保护、非电量保护及操作箱等功能。若变电站高压侧采用负荷开关时，变电站保护测控装置应具备低压侧速断过流保护、非电量保护功能。

变电站厂家配套提供的变电站保护测控装置（集成测控保护、自愈式环网交换机和通讯管理机功能）和光纤网络通信等设备安装于变电站内。

变电站应具有缺相保护功能：即高压侧发生缺相运行故障时，低压侧断路器应能自动跳开，使变压器得到保护。变电站油浸变压器根据工况宜配有气体继电器、压力释放阀、油温计、油位计等非电量保护装置，均应配备报警触点。变电站油浸变压器保护功能可通过软/硬压板进行投退，保护报告和信息应可以就地查询，也可上传监控系统。

变电站高、低压侧应装设电流互感器，并配置电流表。（高压侧采用负荷开关时，高压侧不需配置电流互感器）。变电站应具有状态指示、温湿度控制等功能，保证二次设备的正常运行。变电站内所有电气设备应实现“五防”要求。变电站高压室内门应设置电磁防误闭锁装置。

变电站测控装置宜采用可直接接入变电站低压侧一次电压的产品，此时变电站无需配置一次电压互感器；当变电站低压侧一次电压值较高，不具备直接接入测控装置的时，变电站应装设独立的电压互感器。

6.12 智能机柜环境管理系统（选配）

变电站内的高压室和低压室宜设置防凝露、温度监测和烟雾报警等功能，实现湿度监控、温度监测及早发现箱内过温和火灾隐患。同时宜具有在监测到烟雾浓度达到阀值时应自动报警的功能。在自然环境较恶劣不能保证设备正常运行时，环境管理系统宜由控制器和安装在箱内的感应执行模块组成，可监测高低压室内的温度、湿度，通过露点控制、触点控制箱内加热器除湿和防止气温过低。变电站宜配备智能环境管理系统，实现变压器油面温度监测、高/低压室环境温湿度在线监测和除湿治理、高/低压室火灾烟雾报警、高/低压室顶板露点在线监测和凝露治理。系统通过温湿度传感器和露点采集器可分别监测高/低压室内的空气温湿度，内顶板露点温度，自动启动高/低压室内智能除湿机和贴敷于顶板的加热膜加热，从而降低高/低压室内的空气湿度，可消除内顶板温差凝露或湿气过大引起的凝露；该系统可以监测变压器油面温度，当变压器油温过高时，可以输出超温报警和超温跳闸触电信号，完成变压器超温预警和跳闸功能；该系统通过烟雾传感器可进行高/低压室火灾预警；该系统应具有与上位机通信功能，将系统相关数据和带时间戳报警信息上传。

为满足变电站环境温度和电压要求，系统运行温度应满足-40/-20～+70℃，主机采用宽电源设计（工作电源：交流 85～500V，45～60HZ）。显示屏应能就地显示各项监测数据和设置系统参数。

智能除湿机宜通过压缩机制冷方式除湿，将高/低压室内潮湿空气不断吸入冷凝，将凝结水排出室外，快速有效地降低高/低压室内空气湿度。智能除湿机可测量箱体外部环境温度，应防止排水管冬季结冰；应具有自动除霜和故障报警功能；应具有通讯接口功能；并且

可以有效防止小动物进入除湿机排水口。

6.13 故障预警与诊断系统（选配）

故障预警与诊断系统可对变压器的绝缘油温度、绝缘油压力及绝缘油中所产生的气体等进行实时监测，可将实时在线监测数据上送智能运营平台，通过智能运营平台故障预警与诊断系统，实现对设备状态预警，根据预警结果制定检修方案，为状态检修提供依据。通过早期故障诊断，可及时对变电站进行维护，避免发生运行事故和发展成更严重的破坏，延长部件使用寿命，降低变电站运行维修成本。

故障诊断系统在设备投运前应具备故障诊断策略库。除了能够计算机械寿命，还应有电气寿命的计算功能，可以记录完整合分闸线圈电流和时间曲线。可提供软件诊断数据及模型，无条件配合智能预警系统的调试及接入工作。

7 变电站的试验

7.1 概述

对变电站进行试验的目的是验证变电站作为完整装置(变压器及其他功能单元)的特性。原则上，应在典型的、完整的变电站上，根据变电站中包含的变压器及其他功能单元和内部连接线的各相关标准对其进行试验。由于变电站的运行环境特殊，变压器需要特殊设计，所以变压器应在完整的变电站上验证。如果变电站中的其他功能单元(变压器除外)和内部连接线已按其各自的产品标准进行过型式试验，且与本文件中规定施加的试验条件一致，则不要求重复这些试验。由于设备的设计，实际中可能同时试验多个功能单元，在这种情况下，如果其各自产品标准规定施加的试验条件一致，则不要求重复这些试验。

7.2 型式试验

型式试验报告应该包括变压器试验报告和变电站整机试验报告。

7.2.1 变压器型式试验的项目应包含以下项目，但不限于此：

- 1) 绕组电阻测量
- 2) 电压比测量和联结组标号检定
- 3) 短路阻抗和负载损耗测量
- 4) 空载损耗和空载电流测量
- 5) 绕组对地及绕组间直流绝缘电阻测量
- 6) 绝缘例行试验
- 7) 绝缘液试验
- 8) 绝缘型式试验

- 9) 温升试验(安装箱体)
- 10) 在 90%和 110%额定电压下的空载损耗和空载电流测量
- 11) 声级试验 (整机测量)；
- 12) 短路承受能力试验；
- 13) 变压器绝缘油中溶解气体测量；

7.2.2 变电站整机型式试验的项目应包含以下项目，但不限于此：

- 1) 绝缘试验；
- 2) 回路电阻测量；
- 3) 温升试验 (整机测量)；
- 4) 检验主回路和接地回路承受额定峰值耐受电流和额定短时耐受电流能力的试验；
- 5) 验证防护等级的试验；
- 6) 辅助和控制回路的附加试验；
- 7) 机械操作试验；
- 8) 密封试验； (适用时)
- 9) 非金属外壳泄露电流的测量； (适用时)
- 10) EMC 试验；
- 11) 气候防护试验；

7.3 出厂试验

应在制造厂内、根据变电站中包含的变压器及其他功能单元和内部连接线的各相关标准、对变电站整机进行出厂试验，以保证产品与已进行过型式试验的设备是一致的。

- 1) 变压器例行试验
- 2) 机械操作试验；
- 3) 压力密封试验 (适用时)；
- 4) 低压成套开关设备和控制设备的例行试验
- 5) 闭锁试验
- 6) 低压空开保护动作试验
- 7) 压力释放动作试验
- 8) 超温跳闸及报警试验
- 9) 远传信号测试
- 10) 主回路电阻测量：

- 11) 设计和外观检查;
- 12) 充气隔室的压力试验(适用时);

7.4 现场试验

根据 GB/T 50150、GB/T 1094.1 进行变压器现场试验，并同时执行下列要求：

- 1) 测量绕组连同套管的直流电阻;
- 2) 检查所有分接电压比;
- 3) 检查变压器的联结组标号应与设计要求、铭牌及标记相符;
- 4) 绕组连同套管的绝缘电阻测量、吸收比的测量;
- 5) 测量绕组连同套管的 $\tan \delta$ 和电容量;
- 6) 低电压下的短路阻抗;
- 7) 外施交流耐压试验;
- 8) 连接组别检查;
- 9) 辅助装置的检查;
- 10) 变压器空载损耗测量(选做)
- 11) 变压器负载损耗测量(选做)

7.5 变压器试验项目及方法

变压器技术要求需要满足 GB/T 1094.1、GB/T 1094.16、JB/T 501 的相关要求。

7.5.1 变压器绝缘试验

应按照 GB/T 1094.3 进行变压器绝缘试验。变压器绝缘试验时，只针对变压器主体进行试验，试验时去除其他部件单元。

7.5.2 变压器整体温升试验

试验方法参考 GB/T 40823-2021 7.5 条款。

变压器温升试验包括变压器主体及箱体以及其他功能单元。本试验的目的是校验变电站整体设计的操作正确性，且不损害功能单元及其内部连接线的预期寿命。如果没有超过热效应造成绝缘劣化的接受限值，则不会影响其预期寿命。构成变电站的功能单元应至少符合其各自标准的要求。为了确保这点，可对每个功能单元(单独或装在变电站上)进行相关型式试验，另外，有必要对装置间潜在的相互作用进行评估。

当总谐波含量小于额定电流的 5%时，不需要提供额外信息。当总谐波含量大于额定电流的 5%时，在询价阶段，用户应指明注入变压器的谐波电流的大小和频率。且做温升试验时的运行条件应客户询价阶段保持一致。制造方在变压器设计时应考虑谐波电流的损耗，以避

免绕组和液体的温升超出限值。

变压器设计时应考虑由谐波电流引起的增容要求，当总谐波含量大于额定电流的 5%时，应根据 GB/T 18494.1 或用户与制造厂约定的方法计算谐波电流在额定容量下产生的附加损耗。在温升试验室，应向变压器施加额外的电流，以等效附加的谐波损耗。其试验结果应满足变压器绝缘材料的绝缘耐热等级对变压器温升保证值的要求。

试验应在装配完整的变电站上进行。门及电缆入口处应按使用条件予以封闭。试验回路只包括变压器。如果含有谐波含量的温升等效电流大于谐波电流温升；测完变压器温升后，使变压器恢复到温升稳定值，然后立即进行回路温升试验。

7.5.3 变压器短路承受能力试验

应在完整的变电站进行短路承受能力试验，满足 GB/T 1094.5 的要求。

7.6 变电站试验项目及方法

变电站试验项目及方法参照 GB/T 40823 执行。

8 标志和出厂文件

8.1 铭牌

变电站应设有铭牌(包括：整机铭牌和变压器铭牌)，铭牌的材料应选用不锈钢材质，并应固定在明显可见位置。铭牌上所标志的项目内容应清晰且牢固。出厂前需填写的内容，应是去不掉的刻印。

1) 整机铭牌上应标注下列内容：

- 产品名称及产品型号；
- 标准代号；
- 制造单位名称；
- 出厂序号及制造年月；
- 整机额定容量(kVA)；
- 额定频率(Hz)；
- 防护等级。

2) 变压器铭牌上应标注下列内容：

- 产品名称及产品型号；
- 标准代号；
- 制造单位名称；
- 出厂序号及制造年月；

- 变压器额定容量 (kVA)；
- 额定频率 (Hz)；
- 各绕组额定电压 (V 或 kV) 及分接范围；
- 各绕组额定电流 (A)；
- 联结组标号；
- 以百分数表示的短路阻抗实测值；
- 绝缘油质量 (kg)、器身质量、总质量；
- 防护等级。
- 冷却方式

变电站除装设标有以上项目的主铭牌外，还应装设标有高、低压电器元件性能的铭牌，按 GB/T 7251.1 和 GB/T 11022 的规定列出。

8.2 其他标志

变电站应在箱体的明显位置设置安全标志及起吊图示等。

8.3 出厂文件

应提供详细供货清单，清单中依次说明型号、数量、产地、生产厂家等内容；

应提供一、二次系统图纸，总装图纸、端子排图、元器件布置图等；

应提供产品试验报告、产品合格证、安装使用说明书、技术手册等。

9、包装、起吊、运输和安装

9.1 包装

(1) 设备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。其包装应符合铁路、公路及海运部门的有关规定。

(2) 包装箱上应有明显的包装储运图示标志，并应标明订货号和发货号。

(3) 各种包装应确保各零部件在运输过程中不丢失、不损坏、不受潮及不腐蚀。

9.2 起吊

变电站应具有承受其总重的起吊装置，并标明吊点位置。

9.3 运输

(1) 所有设备在运输时应符合铁路、公路及海运部门的有关规定。

(2) 设备的运输应保证其外壳不受任何损伤，内部元件不能发生位移且应保证内部元

件性能完好。

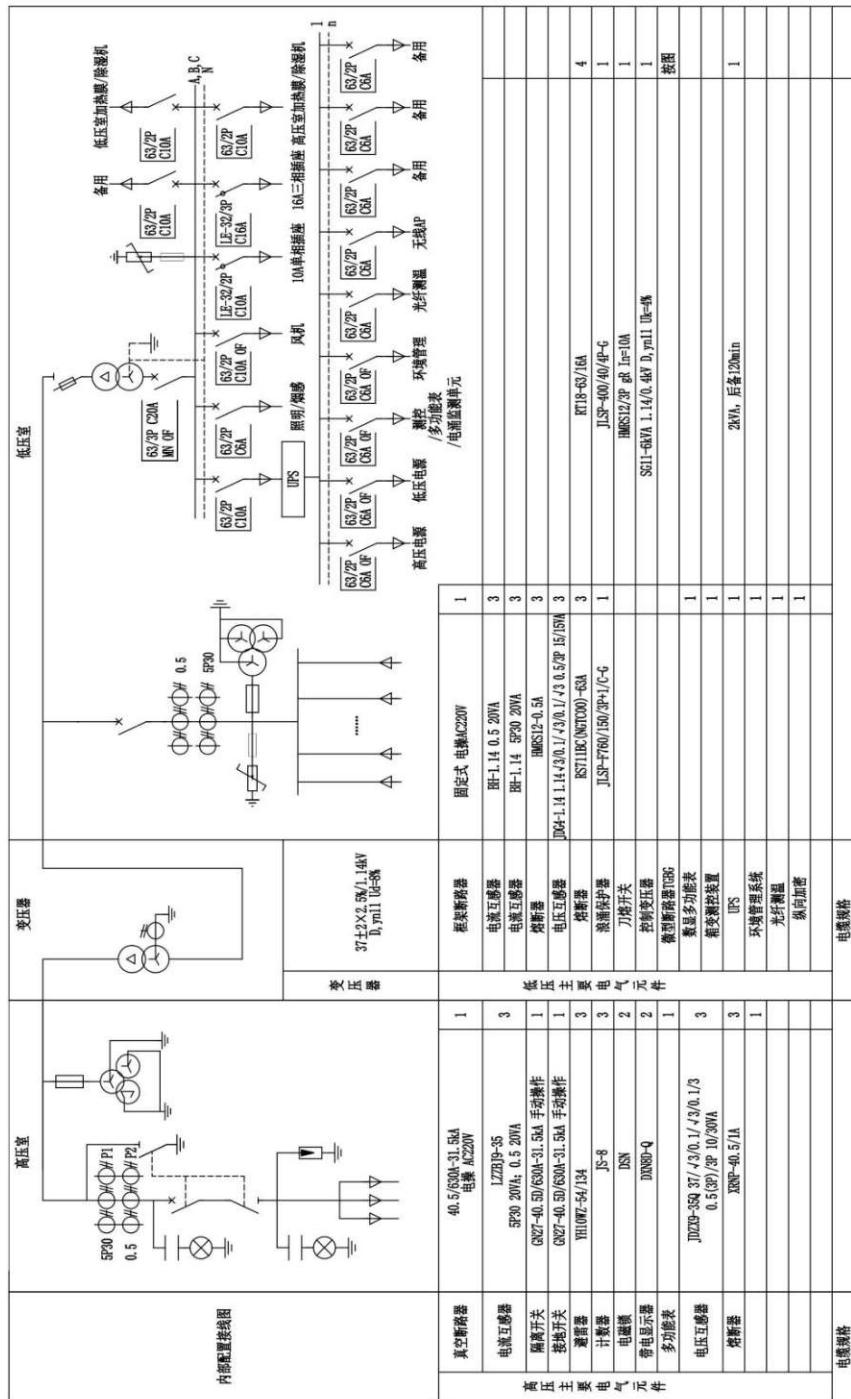
(3) 所有部件经妥善包装或装箱后，在运输过程中尚应采取其它防护措施，以免散失损坏或被盗。

(4) 随产品提供的技术资料应完整无缺。

附录 A

(资料性附录)

风力发电用紧凑型预装式变电站电气示意图：



附录 B

(资料性附录)

附录 B 凝露危害及控制设备

因变电站属于户外设备，运行环境十分恶劣（早晚温差大、基础返潮大、空气相对湿度大、夏季温度过高高等等问题），导致大量现有运行的变电站内部出现凝露或结冰。凝露产生的水珠滴落在变电站内部元器件、接线端子、母排等上，轻则导致设备短路烧毁停止发电；重则导致变电站爆炸，危及人身生命安全。

建议增加专业的凝露治理设备，通过科学、有效的控制箱体内部湿度、箱体表皮温度，破坏凝露产生条件，杜绝凝露产生。

该控制装置应满足以下条件及功能：

- (1) 控制装置工作电压：(85~500) V/AC, (45~60) HZ; (100~700) V/DC; (测试仪器电源必须高于变电站输入的电源电压)
- (2) 工作环境：-40℃~70℃, ≤95%RH; 防止高寒、高热、高湿、高原气候及有害生物产生的影响；
- (3) 传感器测量回路：四组箱体表面温度、四组箱体顶层温湿度、两组箱内环境温湿度；
- (4) 柔性控制功能：自动控制加热膜、微型抽湿机启动功率，设备总功耗不大于 500W；
- (5) 温度保护功能：箱体内部温度超过 50℃时，加热膜自动断电，无条件退出加热；
- (6) 故障报警输出：根据变电站体积等参数，配备微型抽湿机、加热膜，当配备的功率不足时，自动提醒报警。具有温湿度传感器、加热膜、微型抽湿机故障报警输出；
- (7) 通讯输出功能：具有 RS-485 通讯输出，Modbus-RTU 通讯协议；
- (8) 后台远程监控：具有后台监控系统软件，可远程监控所有变电站内部的温湿度。

附录 C
(资料性附录)
设计图纸、说明书和试验报告的要求

1. 图纸要求

- (1) 所有图纸和说明文件，包括变压器的外形图、剖面图、布置图、组装图、基础图、电气原理图、运输尺寸、运输质量、重心、总质量及二次线布置图等。
- (2) 图纸的格式：所有图纸均应有标题栏、相应编号、全部符号和部件标志，文字均用中文，并使用 SI 国际单位制。
- (3) 提供全部最终版的图纸、资料及说明书，并且应保证可按最终版的图纸资料对所供设备进行维护。

2. 说明书要求

- (1) 变电站的使用条件和技术参数。
- (2) 变压器及主要元件的结构、安装、调试、运行、维护、检修和全部附件的完整说明和技术数据。
- (3) 开箱和起吊：运输单元的质量，起吊和开箱的注意事项及专用的起吊用具等。
- (4) 组装：运输单元应有清楚的标志和代号，注有运输单元号的组装示意图。
- (5) 安装准备：基础施工的要求，外部接线端子的尺寸，电缆进入地点位置，接地以及各种管道的连接方式、尺寸和布置等资料。
- (6) 最终的安装验收：现场交接试验项目及试验方法。
- (7) 维护：主要元件的维护说明以及维修工作的分类、程序和范围。
- (8) 运行检修：运行中应注意的事项及控制指标，主要元件的检修周期和检修方案。
- (9) 变电站各个元件和所有附件的技术数据。
- (10) 表示变电站的结构图及对基础的技术要求的说明。
- (11) 结构特征、设备及其元件的更详细的说明。
- (12) 其他特征的说明。
- (13) 备品备件、专用工具和专用仪器仪表的使用说明。

附录 D
(资料性附录)
变电站抽检试验项目

为提升变电站质量,监督和督促供应商严格按用户的质量要求提供产品。便于用户开展变电站抽检工作,抽检检测项目可分为A、B、C三类,抽检模式A+B+C、B+C、C。

A类检测应包含但不限于以下项目:

- (1) 变压器-短路承受能力试验
- (2) 声级测定
- (3) 油浸式变压器局部放电试验(用户要求)

B类检测应包含但不限于以下项目:

- (1) 温升试验(壳体内温升附加油变绕组温升)
- (2) 绝缘试验-雷电冲击电压试验(高压连接线)
- (3) 防护等级的验证(IK代码)
- (4) 防护等级验证(IP代码)
- (5) 雷电冲击试验(全波和截波)(油浸式变压器适用)
- (6) 压力密封试验(油浸式变压器适用)

C类检测应包含但不限于以下项目:

- (1) 接线正确性检查
- (2) 绝缘试验-工频电压耐受试验(低压连接线)
- (3) 绝缘试验-工频电压耐受试验(高压连接线)
- (4) 绝缘试验-辅助和控制回路的绝缘试验
- (5) 绝缘试验-爬电距离的验证(低压连接线)
- (6) 检验能满意操作的功能试验
- (7) 辅助和控制回路的附加试验-接地金属部件的电气连续性试验
- (8) 高压开关柜-工频电压耐受试验
- (9) 低压开关柜-雷电冲击试验(低压连接线)
- (10) 绕组电阻测量
- (11) 电压比测量和联接组标号检定

- (12) 空载损耗和空载电流测量
- (13) 短路阻抗和负载损耗测量
- (14) 外施耐压试验
- (15) 感应耐压试验
- (16) 绝缘液试验（油浸式变压器适用）
- (17) 绕组对地及绕组间直流绝缘电阻测量