

ICS 71.120.10

CCS G 93

CAPID

团 体 标 准

T/CAPID 015—2025

新能源水电解制氢工程设计规范

Specification for Engineering Design of Hydrogen Production by Water
Electrolysis in New Energy Projects

2025 - 11 - 12 发布

2026 - 01 - 01 实施

中国产业发展促进会 发布

目 次

前言	III
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	2
4 总则	2
5 新能源发电与制氢容量匹配	3
5.1 边界条件	3
5.2 容量配置方法	3
6 工艺系统	4
6.1 制氢工艺系统	4
6.2 氢（氧）气储存系统	4
6.3 氢气压缩系统	5
6.4 辅助设施	5
6.5 氢气管道	5
6.6 气体检测系统	5
7 工艺布置与管道安装	6
7.1 工艺布置	6
7.2 氢气管道安装	6
8 总平面布置	6
8.1 一般要求	6
8.2 防火间距	6
9 建筑结构	6
9.1 建筑设计	6
9.2 地基与基础	7
9.3 建（构）筑物结构	7
10 电气系统	7
10.1 一般规定	7
10.2 主要设备选择	7
10.3 过电压保护及防雷接地	8
10.4 交直流电源	8
10.5 电气控制及保护	9
11 供暖通风与空气调节	9
11.1 供暖	9
11.2 通风	10

11.3	空调	10
12	仪表与控制系统	10
12.1	一般规定	10
12.2	控制方式及控制室	10
12.3	检测与仪表	11
12.4	控制系统	11
13	给水排水及消防	12
13.1	生产用水	12
13.2	设备冷却水	12
13.3	生产废水	12
13.4	消防	12

前 言

本文件按照 GB/T1.1—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。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由中国产业发展促进会氢能分会提出。

本文件由中国产业发展促进会归口。

本标准主要起草单位：山东电力工程咨询院有限公司、大唐环境产业集团股份有限公司大唐新能源设计院、中国长江三峡集团有限公司、中国电建集团河南省电力勘测设计院有限公司、国核电力规划设计研究院有限公司、上海氢器时代科技有限公司、普顿（北京）制氢科技有限公司、上海勘测设计研究院有限公司。

本标准主要起草人：王爱玲、胡亦工、李金星、丁业、金和平、杜逸云、韩坤坤、李东锴、宋志强、陈学谦、于光远、史本宁、卢静、常延朝、张力、刘玉昌、王坤朋、李旭、宫现辉、秦伟、李靖逸、张晓萌、顾伶俐、王金龙、彭伟、张华、余伟、丁晓强、冯卫青、翟俊义、王昌、郑亚锋、王勇、张良辰。

本规范为首次发布。

新能源水电解制氢工程设计规范

1 范围

本文件规定了新能源水电解制氢工程设计的新能源发电与制氢容量匹配、工艺系统、工艺布置与管道安装、总平面布置、建筑结构、电气系统、供暖通风与空气调节、仪表与控制系统和给排水及消防。

本文件适用于以风力发电、太阳能发电等新能源电力为能源，包含新能源与制氢衔接的新建、改建及扩建水电解制氢工程设计。

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 1094 电力变压器
- GB 4962 氢气使用安全技术规程
- GB/T 6451 油浸式电力变压器技术参数和要求
- GB/T 12358 作业场所环境气体检测报警仪通用技术要求
- GB/T 14285 继电保护和安全自动装置技术规程
- GB 16808 可燃气体报警控制器
- GB 20052 电力变压器能效限定值及能效等级
- GB/T 20801 压力管道规范工业管道
- GB/T 20720 企业控制系统集成
- GB/T 22239 信息安全技术网络安全等级保护基本要求
- GB/T 24499 氢气、氢能与氢能系统术语
- GB/T 32900 电力系统安全稳定控制技术导则
- GB/T 34542 氢气储存输送系统
- GB/T 34584 加氢站安全技术规范
- GB/T 37562 压力型水电解制氢系统技术条件
- GB/T 37563 压力型水电解制氢系统安全要求
- GB/T 3906 3.6kV~40.5kV 交流金属封闭开关设备和控制设备
- GB/T 40060 液氢贮存和运输技术要求
- GB/T 40061 液氢生产系统技术规范
- GB 50007 建筑地基基础设计规范
- GB 50016 建筑设计防火规范
- GB 50019 工业建筑供暖通风与空气调节设计规范
- GB 50030 氧气站设计规范
- GB 50050 工业循环冷却水处理设计规范
- GB 50052 供配电系统设计规范
- GB 50054 低压配电设计规范
- GB 50057 建筑物防雷设计规范
- GB 50058 爆炸危险环境电力装置设计规范
- GB 50059 35-110kV 变电站设计规范
- GB 50060 110KV 高压配电装置设计规范
- GB/T 50064 交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范
- GB/T 50065 交流电气装置的接地设计规范
- GB 50160 石油化工企业设计防火规范
- GB 50177 氢气站设计规范

GB 50217 电力工程电缆设计标准
GB 50222 建筑内部装修设计防火规范
GB 50348 安全防范工程技术标准
GB/T 50493 石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准
GB 50516 加氢站技术规范
GB/T 50703 电力系统安全自动装置设计规范
GB/T 50770 石油化工安全仪表系统设计规范
GB 55036 消防设施通用规范
GB/T 6451 油浸式电力变压器技术参数和要求
GB/T 6451 油浸式电力变压器技术参数和要求
GB 8978 污水综合排放标准
DL/T 5044 电力工程直流电源系统设计技术规程
DL 5068 火力发电厂化学设计规范
DL/T 5218 220kV~500kV 变电所设计技术规程
DL/T 5352 高压配电装置设计规范
DL/T 5352 高压配电装置设计规范
DL/T 5491 电力工程交流不间断电源系统设计技术规程
SH/T 3006 石油化工控制室设计规范
TSG D0001 压力管道安全技术监察规程

3 术语和定义

GB/T 24499 界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

3.1

新能源水电解制氢系统 System of Hydrogen production by water electrolysis in new energy

由水电解制氢装置、纯化、储存等单元设备组成，使用风力发电、太阳能发电等新能源电力接入电解槽以水电解工艺制取氢气的系统。

3.2

固态储氢 Solid-state hydrogen storage

利用金属合金、化学氢化物、配位氢化物、多孔材料等固态材料，通过物理吸附或化学反应实现氢气储存的技术。

3.3

氢气管束式集装箱 Hydrogen tube bundle container

由高压气瓶束、框架结构、阀门管路系统、安全保护装置及计量监测设备组成，集成多根高压气瓶束于标准集装箱框架内的压力容器。

4 总则

4.1 新能源制氢工程设计前应收集厂址资料、交通运输、气象、地质、水文、电力、供水等有关基础资料。

4.2 新能源制氢工程设计应执行国家的基本建设方针，体现国家的经济政策和技术政策，结合工程特点合理选用主体工艺，节约资源，保护环境，改善劳动条件，提高经济效益，并便于安装、操作和维修，做到技术先进，工艺合理，安全可靠。

4.3 新能源制氢工程工艺的选择应根据新能源及电力系统接入条件，供氢负荷可靠性及稳定性要求、项目投资及制氢成本和环保要求等因素，经技术经济比较确定，并遵循以下原则：

a) 应根据新能源电力容量、接入系统、外部条件、氢气负荷及品质要求等因素确定制氢工艺及参数；

b) 可以采用不同制氢工艺的组合，以提高灵活性、降低能耗和成本，方便运行管理和检修维护，适应新能源的波动性。

4.4 新能源水电解系统的运行波动性范围、装置单机容量等主要设计参数应根据工程具体情况，经技术经济比较确定。

4.5 新能源水电解制氢工程布置应根据风向、新能源电力接入点、用氢负荷点的方位等因素确定，并满足项目所在地总体规划要求。当新能源水电解制氢工程分期建设时，设计中应预留扩建条件。

4.6 新能源水电解制氢工程的扩建或改建设计，应合理利用原有的建构筑物 and 设施。

5 新能源发电与制氢容量匹配

5.1 边界条件

新能源水电解制氢工程设计系统容量时应确认下列边界条件：

- a) 工程年制氢量、用户对氢气的需求特性；
- b) 工程的上下网电力、电量要求；
- c) 风力发电、太阳能发电的发电小时数及最大可开发容量；

5.2 容量配置方法

5.2.1 新能源水电解制氢系统容量配置宜采用生产模拟的方法，基于风力发电和太阳能发电的出力数据、系统运行策略模拟制氢系统的运行，计算系统运行指标。

5.2.2 生产模拟中风力发电出力数据宜采用当地测风塔数据测算，太阳能发电出力数据宜采用当地测光站太阳能总辐射量进行测算。若因条件限制无法获取实测数据，可参考周边场站的运行数据或利用相关气象、卫星等数据进行估算。

5.2.3 风力发电、太阳能发电、储能、制氢、储氢容量配置宜根据模拟运行结果，结合当地建设条件，进行多方案技术经济比选，比选指标宜包含下列内容：

- a) 风力发电、太阳能发电、储能、储氢建设投资；
- b) 项目网购电费用、上网收益及电价；
- c) 制氢设备利用小时数、项目单位制氢成本；
- d) 新能源利用率、新能源电量占总用电量的比例；
- e) 系统调峰能力、储能年循环次数。

5.2.4 新能源水电解制氢系统运行时应以经济性最优为目标，结合风力发电、太阳能发电的出力预测、电力市场变化、储能和储氢设备容量，开展电力电量平衡、制氢供氢平衡分析，制定供氢负荷曲线。

5.2.5 新能源水电解制氢系统规模配置时应满足电量平衡要求，电量平衡应按式（1）计算：

$$P_w + P_{pv} + P_{ee} + P_{ch} = P_h + P_{re} + P_{grid} \dots \dots \dots (1)$$

式中：

P_w —风力发电电量 (kW·h)；

P_{pv} —太阳能发电量 (kW·h)；

P_{ee} —其他新能源发电量 (kW·h)；

P_{ch} -储能充放电电量 (kW.h), 放电为正值, 充电为负值。

P_b -制氢负荷电量 (kW.h);

P_{fe} -弃电电量 (kW.h);

P_{grid} -上下网电量 (kW.h), 正值为上网电量, 负值时为下网电量。

5.2.6 新能源水电解制氢系统规模配置时应满足氢气平衡要求, 氢气平衡应按式 (2) 计算:

$$H_{gen}+H_{st}=f(E_h) \times t+H_{st}=H_{load} \dots \dots \dots (2)$$

式中:

H_{gen} -制氢设备产氢量 Nm^3 ;

$f(E_h)$ -用电量函数标识的制氢设备出力 Nm^3/h ;

t : 制氢时间, h;

H_{st} -储氢设备存储的氢气量, 负值为存储的氢气量, 正值为释放的氢气量 Nm^3 ;

H_{load} -用氢负荷的用氢量 Nm^3 。

6 工艺系统

6.1 制氢工艺系统

制氢工艺系统宜包括水电解制氢电解槽、气液处理装置、纯化装置及其辅助放空、阀门仪表等设施。

6.1.1 新能源水电解制氢及储氢系统应具备日自动启停条件, 氢气放空、气液处理器以及氢气纯化装置氢气出口、氧气放空、氢中氧以及氧中氢仪表阀、氧气进水箱平衡阀均应采用自动阀门。

6.1.2 水电解制氢装置生产负荷应适应新能源电力特性, 可靠应对新能源的波动性和间歇性, 对于碱液制氢单机可调范围宜为 30%~100%, 对于 PEM 单机可调范围宜为 5%~100%。

6.1.3 对于碱液水电解系统, 设计低负荷工况时, 应确保氧中氢含量与氢气纯度均处于安全范围内。

6.1.4 制氢系统宜采用集中控制策略对多台电解槽的运行状态进行统筹协调匹配可再生能源出力曲线。

6.1.5 碱液水电解槽原料水水质应符合 GB/T 37562 的规定, 质子交换膜水电解槽原料水水质应符合表 1 的规定。

表 1 质子交换膜水电解槽原料水水质

名称	单位	指标
电导率 (@25℃)	$\mu s/cm$	≤ 1
可溶性硅 (以 SiO_2 计)	$\mu g/L$	≤ 20

6.1.6 工艺冷却系统材质应按循环冷却水系统水质确定, 工业循环冷却水水质标准可参照 GB 50050 执行。

6.1.7 制氢电解槽、气液处理装置以及纯化装置应符合 GB/T 37562、GB/T 37563 的规定。

6.2 氢(氧)气储存系统

6.2.1 氢气储存应符合下列规定:

6.2.1.1 氢气储存系统应安装系统独立的安全系统, 当出现异常工况、设备故障或系统失灵等情况时, 该系统应自动报警并触发应急响应机制。

6.2.1.2 采用不同设计压力的储氢容器储氢时, 应采用压力控制措施, 并应防止设计压力较低的储氢容器超压。

6.2.1.3 氢气储存系统形式应根据储存容量、厂内条件、运输方式、用氢负荷特性等确定。

6.2.1.4 氢气储存系统的设置应符合下列规定:

a) 气态储氢系统应根据氢气使用特点和用户对氢气的要求设置, 储存容器的形式宜按 GB50177 的规定执行;

b) 液氢生产和储存应符合 GB/T40060、GB/T40061 的规定, 液氢容器容量应按氢液化装置液化能力、连续生产要求和使用特性等确定, 液氢生产和储存系统应配备绝热系统;

c) 固态储氢系统容量应根据制氢速率、连续生产供氢速率、储氢时限要求和使用特性确定；固态储氢系统应设置冷热管理辅助系统；

d) 有机液态储氢系统容量应根据制氢速率、连续生产供氢速率、储氢时限以及储氢品质要求和使用特性确定；机液态储氢系统应设置冷热管理辅助系统；

e) 氢气储存系统应设置仪表控制系统及安全泄放系统，并应符合 GB50177、GB4962 等的规定；

f) 氢气储存应设置氮气吹扫置换系统，与安全阀排放相连接的氮气接口宜设置自动阀，安全阀启动后氮气系统自动启动置换。

g) 氢气储存系统的设置应符合 AQ 3035 的规定。

6.2.2 氧气储存应符合下列规定：

a) 当氧气回收利用时，应对回收利用的氧气按要求设置氧气罐，并应符合 GB 50177、GB 50030 的规定；

b) 氧气罐储存容量和储存形式应根据用氧特点、氧气产量、氧气压力等参数确定。

6.2.3 氢（氧）气储存罐（容器）阀门设置应符合以下规定：

氢（氧）气储存罐（容器）进出口以及进出口母管应设置自动阀。

6.3 氢气压缩系统

6.3.1 与氢气球罐相连接的氢气压缩机应至少一台进口压力设置为 0.2~0.4MPa。

6.3.2 输送氢气用压缩机的选型、技术参数，应符合下列规定：

a) 压缩机的排气量，应根据最大小时氢气输送量、供气特性和运行方式等确定；

b) 应按输送的氢气纯度要求，合理选择压缩机类型；

c) 氢气压缩机台数不宜少于 2 台。连续运行的活塞式氢气压缩机宜 设置备用机。

6.3.3 充装用氢气压缩机的选型、技术规格、台数，应根据需充装的容器、气瓶或气瓶组的规格、数量，充装时间和充装压力、气源压力等确定。

6.3.4 输送或者充装高纯氢气宜采用隔膜式压缩机、无油润滑压缩机等。

6.4 辅助设施

6.4.1 纯水制备装置容量应满足工艺系统补水需求，并应设置检修备用设备或不小于 50% 的备用容量；原料水储水箱容积不应小于 4h 原料水耗量；原料水泵供水压力，应大于制氢装置工作压力。

6.4.2 碱性水电解制氢装置的碱液箱容积，应大于全厂最大一套水电解制氢装置及碱液管道的全部容积之和；碱液泵流量，宜按每套水电解制氢装置需碱液量和注入时间确定。

6.5 氢气管道

6.5.1 氢气管道连接宜采用焊接连接。公称直径不大于 DN25，且设计压力不小于 10MPa 的高压氢气管道可采用卡套连接。

6.5.2 氢气管道管材应采用无缝金属钢管，且应符合下列规定：

a) 氢气管道工作压力不大于 10MPa 时，应采用具有良好氢相容性的不锈钢或碳钢；

b) 氢气管道工作压力的大于 10MPa 时，宜采用 S31603 奥氏体不锈钢。

6.5.3 氢气管道流速宜采用较低流速，实际速度不应超过工作条件下的峰值冲蚀速度的 50%，冲蚀流速 V_e 应按式（3）计算：

$$V_e = \frac{7.8436}{\sqrt{\frac{p}{ZT}}} \dots \dots \dots (3)$$

式中：

V_e —氢气工作条件下的冲蚀速度，m/s；

p —氢气管道最低工作压力，MPa（绝压）；

T —氢气温度的，K；

Z —给定压力、温度条件下氢气的压缩系数，无量纲。

6.5.4 氢气管道选择还应符合 TSG D0001、GB/T 20801、GB 50177、GB/T 34542 的规定。

6.6 气体检测系统

气体检测系统应符合下列规定：

- a) 涉氢封闭空间最高处或易积聚氢气处应设置氢气检测报警仪，并与事故排风机连锁，当空气中氢气浓度达到 0.4% (v) 时，事故排风机应自动开启。
- b) 对于易对人员造成缺氧窒息の場合，应设置氧气检测器。过氧环境报警值宜为 23.5% (VOL)，欠氧环境报警值宜为 19.5% (VOL)。
- c) 应配备便携式氢气探测报警仪。

7 工艺布置与管道安装

7.1 工艺布置

- 7.1.1 制氢工程工艺设施布置应符合 GB 50177、GB 50516 的规定。
- 7.1.2 有爆炸危险房间或区域的爆炸危险等级应划分为 1 区或 2 区，并应符合 GB 50177 的规定。
- 7.1.3 严寒地区水电解制氢设备宜室内布置，非严寒地区水电解制氢设备可室外布置，但应控制制氢设施的热备用时长设置保温或伴热设施。
- 7.1.4 气态储罐、储氢瓶组、有机液态储氢装置宜露天布置，液态、固态储氢以及有机液态储氢系统布置应符合 GB 50160 的规定。
- 7.1.5 氢气压缩机、液氢灌装区宜露天布置或布置通风良好的罩棚下方。

7.2 氢气管道安装

- 7.2.1 电解槽出口气液两相流管道和氢气压缩机出口管段应按 GB20801.3 的规定进行柔性设计和计算。
- 7.2.2 焊接连接的氢气管道宜采用架空敷设，不具备架空敷设条件的，可采用埋地敷设。
- 7.2.3 采用卡套连接的高压氢气宜采用架空敷设，不具备架空敷设条件的，可采用明沟敷设。明沟若在道路上，明沟两侧半径 4.5m 内宜采用不发火路面。
- 7.2.4 氢气管道施工及验收还应符合 GB 50177 的规定。

8 总平面布置

8.1 一般要求

- 8.1.1 制氢/用氢厂房、氢气压缩及装卸区、氢气罐区布置，应符合下列规定：
 - a) 宜布置在工厂常年最小频率风向的上风侧，并应远离有明火或散发火花的地点；
 - b) 宜布置为独立建（构）筑物；
 - c) 不得布置在人员密集地段和主要交通要道邻近处；
 - d) 宜留有扩建余地。
- 8.1.2 设备建构物宜布置在同一地平面上，当受地形限制采用阶梯式布置时，办公室、控制室、化验室、总变电所、机柜间等重要设施宜布置在高阶梯上，制氢、压缩及装卸设备、储罐宜布置在较低的阶梯上。

8.2 防火间距

氢气长管拖车、氢气管束式集装箱当作储氢容器使用时，固定停放车位与站内设施之间的防火间距应按 GB 50516 中储氢容器的防火间距确定。

9 建筑结构

9.1 建筑设计

9.1.1 有爆炸危险的房间，宜采用钢筋混凝土框架或排架结构承重。采用钢结构承重时，钢梁、钢柱及钢支撑应采取防火保护措施并满足耐火等级要求。

9.1.2 有爆炸危险房间应设置泄压设施，并应符合下列规定：

a) 泄压面积不得小于屋顶面积或最长一面墙面积的 1.2 倍，并应符合 GB 50177 的泄压面积要求；

b) 泄压设施宜采用非燃烧体轻质屋面板、轻质墙体和易于泄压的门、窗等，泄压设施质量不宜大于 $60\text{kg}/\text{m}^2$ ；

c) 泄压设施设置应避开人员密集场所和主要交通道路，并宜靠近有爆炸危险的部位。

9.1.3 爆炸危险区域地面应采用不发火地面。

9.2 地基与基础

9.2.1 地基基础形式应根据岩土工程勘察成果、制氢站建（构）筑物使用要求，按结构类型、材料情况及施工条件等因素确定。

9.2.2 地基基础设计等级应根据地基更杂程度、建筑物规模和功能特征以及由于地基问题可能造成的影响程度分级，地基基础设计等级见表 2。

表 2 地基基础设计等级

设计等级	建构筑物名称
甲级	氢气储罐
乙级	除甲、丙级的其他生产建筑、辅助和附属建筑物
丙级	检修间、材料库、警卫传达室、围墙及临时建筑

9.2.3 地基设计除完成承载力计算外，还应按 GB 50007 的规定验算地基变形与稳定性；若承载力、变形或稳定性不满足设计要求，应采取地基处理措施。

9.2.4 同一结构单元的地基设计宜采用同类型地基。

9.2.5 建构筑物总沉降量和差异沉降应满足结构设计和使用功能要求。

9.3 建（构）筑物结构

9.3.1 中心控制室宜采用现浇钢筋混凝土框架-抗爆墙结构型式，柱、梁、板、抗爆墙均采用钢筋混凝土现浇。

9.3.2 有爆炸危险房间与无爆炸危险房间之间应采用耐火极限不低于 3.0h 的不燃烧体防爆防护墙隔开，墙体宜采用钢筋混凝土结构。

10 电气系统

10.1 一般规定

10.1.1 新能源制氢工程与新能源场站应有直接电气连接，通过输电线路互联。条件允许时制氢站可与新能源场站共建变电站。

10.1.2 变电站设计应符合 GB 50059、DL/T 5218 的规定。

10.1.3 新能源制氢工程设计应符合 GB 50177 的规定。

10.1.4 新能源制氢负荷电压等级、单回线路容量、整流变压器容量应根据制氢负荷总规模、单套电解槽额定功率、制氢站负荷协调控制策略、变电站主接线方案等确定。

10.2 主要设备选择

10.2.1 主变压器选择宜符合 GB/T 6451、GB 20052 的规定，参数选择应符合 GB 1094.1 的规定。宜采用有载调压变压器。

10.2.2 整流变压器选择宜符合 GB/T 10228、GB 20052 的规定，参数选择应符合 GB 1094.1 的规定。

应考虑抑制电力变压器空载合闸时励磁涌流的措施。

10.2.3 集中无功补偿装置宜装设在主变压器低压侧或变电站母线上,宜选用直挂式 SVG 型或 SVC 型等动态无功功率补偿成套装置,采用封闭水冷散热方式。

10.2.4 配电装置设计应符合 DL/T 5352、GB 50060 及 GB 50054 的规定。

10.2.5 高压配电装置型式选择,应按环境条件、变电站布置、进出线方式等因素,经技术经济比较后确定。

10.2.6 110kV (66kV) 及以上电压等级配电装置宜采用 GIS 设备或户外中型配电装置,沿海、工业污染严重地区、高烈度的地震区、海拔 2000m 以上的高海拔地区以及场地受限制地区时宜选用气体绝缘金属封闭开关设备 (GIS),沿海、工业污染严重地区宜采用户内布置。

10.2.7 10kV~35kV 配电装置宜采用户内成套式高压开关柜,并应符合 GB/T 3906 的规定。海拔超过 3000m 时,35kV 配电装置宜采用 SF₆ 充气式开关柜。

10.2.8 场地受限制时,经技术经济比较,可采用预装式变电站。

10.3 过电压保护及防雷接地

10.3.1 变电站过电压保护设计应符合 GB/T 50064 的规定。

10.3.2 变电站交流电气装置接地设计应符合 GB/T 50065 的规定。

10.3.3 制氢站防雷和接地设计应符合 GB 50177 的规定。

10.3.4 制氢站防雷分类不应低于第二类防雷建筑。防雷设施应防直击雷、防雷电感应和防雷电波侵入。防直击雷的防雷接闪器,应使氢气站建(构)筑物、通风风帽、氢气放空管等突出屋面的物体均处于保护范围内。

10.3.5 制氢站内设备、管道、构架、电缆金属外皮、钢屋架和突出屋面的放空管、风管等应接到防雷电感应接地装置上。管道法兰、阀门等连接处,应采用金属线跨接。

10.3.6 室外架空敷设氢气管道应与防雷电感应的接地装置相连。距建筑 100m 内管道,宜每隔 25m 接地一次,冲击接地电阻不应大于 20Ω。埋地氢气管道,在进出建筑物处亦应与防雷电感应的接地装置相连。

10.3.7 有爆炸危险环境内可能产生静电危险的物体应采取防静电措施。在进出氢气站和供氢站处、不同爆炸危险环境边界、管道分岔处及长距离无分支管道每隔 50~80m 处均应设防静电接地,接地电阻不应大于 10Ω。

10.3.8 氢气罐等有爆炸危险的露天钢质封闭容器,当壁厚大于 4mm 时可不装设接闪器,但应有可靠接地,接地点不应小于 2 处;两接地点间距不宜大于 30m,冲击接地电阻不应大于 10Ω。氢气放散管的保护应符合 GB 50057 的规定。

10.4 交直流电源

10.4.1 新能源制氢工程交直流电源系统设计应符合 GB 50052、DL/T 5044、DL/T 5491 的规定。当新能源制氢工程与新能源场站共建变电站时,交直流电源系统可统筹确定。

10.4.2 新能源水电解制氢可按三级负荷供电。

10.4.3 直流电源系统设计应符合下列规定:

a) 直流电源系统额定电压宜采用 220 V;

b) 蓄电池宜采用阀控式密封铅酸蓄电池,事故放电持续时间宜取 2h;

c) 充电/浮充电装置宜选用高频开关电源,高频开关电源模块选择配置应符合 DL/T 5044 的规定;

d) 接入系统电压为 35 kV 及以下的变电站,宜设置 1 组蓄电池,1 套充电装置;接入系统电压为 66 kV~110 kV 的变电站,宜设置 1 组蓄电池和 1 套充电装置,也可设置 2 套充电装置;接入系统电压为 220 kV 及以上的变电站,宜设置 2 组蓄电池和 2 套充电装置,也可配置 3 套充电装置;

e) 每套蓄电池、充电装置及直流母线宜配置 1 套直流电源系统微机监控装置,微机监控装置应具有智能告警、信息综合分析、自诊断和远程维护等功能。

10.4.4 交流不停电电源 (UPS) 设计应符合下列规定:

a) UPS 正常运行时,宜由站用电源供电,站用电源故障消失时,由直流电源供电;

b) UPS 的直流电源应由电站直流电源系统供电。UPS 采用自带蓄电池方式时,蓄电池宜按持续带电时间不小于 4 h 确定;

c) 应采用辐射式供电。

10.5 电气控制及保护

10.5.1 变电站应装设下列保护及自动装置：

- a) 按出线配置线路保护；
- b) 按母线接线形式配置母线失灵保护；
- c) 按 GB 38755 的规定装设安全自动控制装置；
- d) 变压器保护；
- e) 无功装置保护、站用变压器保护；
- f) 制氢负荷馈线保护；
- g) 故障录波装置。

10.5.2 继电保护和安全自动装置设计，应符合 GB/T 14285、GB/T 32900 和 GB/T 50703 的规定。

10.5.3 主控制室、继电器室等二次设备室应根据工程运行管理模式、新能源场站、制氢工程厂区地理位置及布置特点确定。

10.5.4 新能源制氢工程控制室宜统一设置，主控制室宜按规划建设规模一次建成。

10.5.5 新能源制氢工程应设置综合能源管理控制系统见图 1，并应符合下列规定：

- a) 应具备全站设备运行监控、生产调度、AGC/AVC 及能源优化调度功能，可与新能源场站计算机监控系统以及制氢工程的 DCS 通讯；
- b) 监测设备运行状态，控制全站设备开/断、起/停、功率调节，优化全站可再生能源出力与制氢负荷用电策略，并与电网实现调度通信；
- c) 接受调度指令，分解优化调度指令，控制全站设备按调度要求运行。

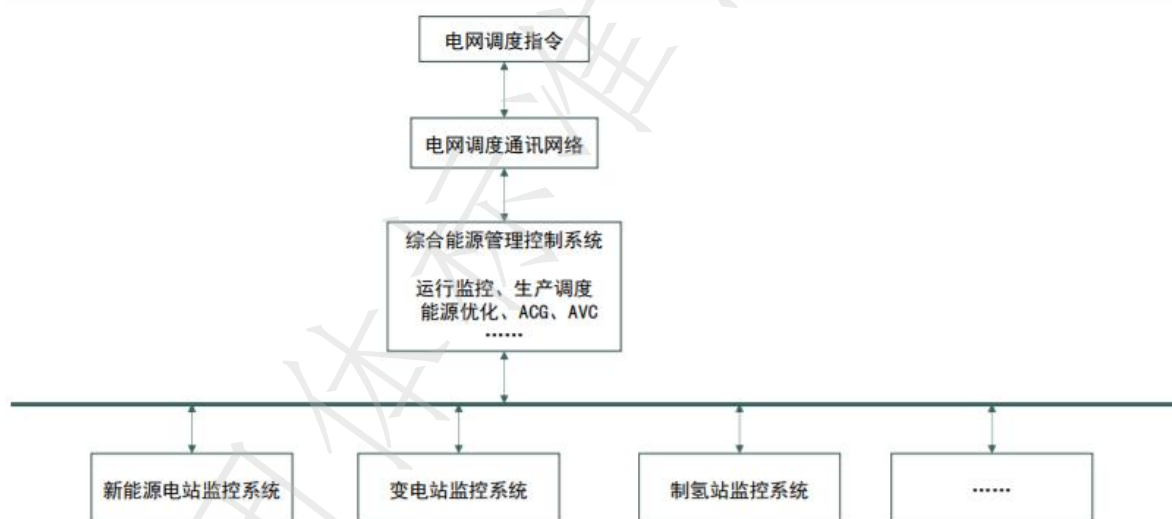


图 1 综合能源管理控制系统

10.5.6 综合能源管理控制系统架构应符合电网网络安全要求。

11 供暖通风与空气调节

11.1 供暖

11.1.1 在满足技术经济合理前提下，当制氢装置的可利用废热量大于 1MW 时，宜采用制氢设备的废热作为主热源，同时应设置常规热源作为备用热源。

11.1.2 厂区内的供暖管道，宜采用直埋敷设。采用地沟敷设时，进出有爆炸危险区域处应采取隔断措施，建筑物内的管道地沟应充沙填实。

11.1.3 制氢站内输送、贮存或生产过程中可能产生易燃、易爆气体或物料的建筑物严禁使用明火、电热散热器和燃气红外线辐射供暖。

11.1.4 集中供暖时，室内空气设计参数、热负荷计算及散热器选择应符合 GB 50177 及 GB 50019 的规定。

11.2 通风

11.2.1 有爆炸危险房间的通风应设自然通风和机械通风，并应符合下列规定：

a) 自然通风换气次数不得少于 3 次/h；事故通风可由经常使用的通风系统和事故通风系统共同保证；

b) 设有集中供暖且有机械排风的生产厂房，应采用自然补风，当自然补风不满足要求或技术经济不合理时，宜设置机械送风，并进行风量平衡和热平衡计算；

c) 机械通风全面排风系统室内吸风口上缘至顶棚平面或屋顶的距离不应大于 0.1m；因建筑构造形成的气体排出死角处应设置导流设施；

d) 自然通风的排风口应采取避免与事故通风排风口形成短路的措施，排风设备排风口应朝向安全区域。

11.2.2 自然通风帽应设有风量调节装置和防止凝结水滴落的措施。

11.2.3 事故排风换气次数不得少于 12 次/h，并应与空气中氢气浓度报警装置联锁。房间计算体积应符合下列规定：

a) 当房间高度不大于 6m 时，应按房间实际体积计算；

b) 当房间高度大于 6m 时，应按高度 6m 的空间体积计算。

11.2.4 设置有事故通风的场所不具备自然进风条件时，应同时设置补风系统，补风量宜为排风量的 80%，补风机应与事故排风机联锁。

11.2.5 排气中含有可燃气体时，事故排风系统排风口距可能火花溅落地点应大于 20m。

11.2.6 爆炸性气体环境内的车间应采用连续通风，当每平方米地板面积每分钟至少提供 0.3m³ 的空气或换气次数至少 6 次/h，不能形成爆炸性气体环境时，可定为通风良好场所。

11.2.7 有爆炸危险房间事故风机选型，应符合 GB 50058 的规定，并不应低于氢气爆炸混合物的级别、组别（IICT1）。

11.3 空调

11.3.1 当制氢生产装置与电气设备设在同一区域内，区域内的控制室、电子设备机房等有防尘、防腐蚀要求的房间，新风及回风应经过滤净化处理，处理措施应包括颗粒物过滤及有害气体的吸附/吸收等。

11.3.2 抗爆建筑物内的空调设计，应符合 GB/T 50779 的规定。

12 仪表与控制系统

12.1 一般规定

12.1.1 新能源电力制氢，与存储系统仪表与控制系统设计应满足系统安全、经济、环保运行和启停的要求。还应符合 GB 50177 和 GB 50058 的规定。

12.1.2 自动化水平应满足下列要求：

a) 新能源电力制氢与存储系统应能在就地人员的巡回检查和少量操作的配合下，在集中控制室内实现系统启停、运行工况监视和调整、事故处理等；

b) 辅助车间的自动化水平宜与主系统自动化水平相协调，辅助车间运行人员应能在就地人员的巡回检查和少量操作的配合下，在集中控制室内，通过操作员站实现辅助车间工艺系统的启停、运行工况监视和调整、事故处理等。

12.2 控制方式及控制室

12.2.1 控制方式

12.2.1.1 制氢控制系统应采取不低于以下要求的控制措施：

a) 电解槽电压控制；

- b) 电解槽电流控制;
- c) 电解槽槽内温度控制;
- d) 电解槽内液位控制;
- e) 分离器液位控制;
- f) 碱液循环体积流量控制;
- g) 补水流量控制;
- h) 氧气和氢气侧流量控制;
- i) 氢压缩机进出口压力控制;
- j) 制氢系统排空控制;
- k) 制氢系统保压控制;
- l) 紧急停车 ESD 控制。

12.2.1.2 工控网络架构、网络安全、数据备份应符合下列规定:

a) 制氢控制系统网络架构设计应明确功能划分与定义,宜符合 GB/T 20720《企业控制系统集成》的规定;

b) 制氢控制系统应系统性开展网络安全评估,其网络安全防范措施应符合 GB/T 22239 中对应等级的工业控制系统安全要求。

12.2.2 控制室设计应符合下列规定:

- a) 制氢控制室应位于爆炸危险区域外;
- b) 制氢控制室宜位于联合装置区内全年最小频率风向的上风侧;
- c) 制氢控制室不宜靠近运输物料的主干道布置;
- d) 制氢控制室应远离高噪音源、振动源和存在较大电磁干扰的场所;
- e) 制氢控制室不应与危险化学品库相邻布置;
- f) 制氢控制室不宜与总变电所、区域变配电所相邻,受条件限制相邻布置时,不应共用同一建筑;
- g) 制氢控制室防火应符合 GB 50160 的规定;
- h) 制氢控制室内消防设施设计应按 GB55036 的规定执行;
- i) 制氢控制室应采取防雷措施,应按 GB50057 的规定执行;
- j) 制氢控制室内布置宜按 SH/T 3006 的规定执行。

12.3 检测与仪表

12.3.1 水电解制氢系统应设置两路独立的超压联锁保护装置。

12.3.2 储氢容器应按压力等级设置超压报警和低压报警装置。

12.3.3 可燃有毒气体检测系统(GDS),应根据现场需求设置,并应符合 GB/T 50493、GB 16808 和 GB 12358 的规定。可燃有毒气体检测仪应定期检验。对于易对人员造成缺氧窒息的情况,应设置氧气检测器。过氧环境报警值宜为 23.5% (VOL),欠氧环境报警值宜为 19.5% (VOL)。

12.3.4 涉氢封闭空间最高处或易积聚氢气处应设置氢气检测报警仪,并应有相应的事事故排风机联锁,当空气中氢气浓度达到 0.4% (v) 时,事故排风机应自动开启。

12.3.5 制氢储氢系统应配备便携式氢气探测报警仪。

12.3.6 除盐水系统工艺仪表宜按 DL 5068 设置,除盐水箱液位及补水水质监测、报警信号应在控制室中控屏幕显示。

12.3.7 冷却水及冷冻水系统应设置冷源温度控制系统及温度报警,且在控制室中控屏幕显示报警。

12.3.8 仪表风氮气系统应设置压力、温度仪表,满足在线监控和自动运行需求。

12.4 控制系统

12.4.1 新能源电力制氢设计应设置自动控制系统,可按无人值守要求配置。

12.4.2 控制系统应按集中控制设计。

12.4.3 控制系统控制器宜冗余配置,系统响应时间、联锁报警值等,应按风险分析确定。

12.4.4 制氢控制系统中安全系统设计应分析系统失效及故障,并确保安全系统的失效及故障能够将制氢系统带入预定的安全模式,安全系统输出信号宜采用开关量,宜避免模拟量。安全仪表系统设计应符合 GB/T 50770 的规定。

13 给水排水及消防

13.1 生产用水

除中断供气可能造成巨大损失外，新能源制氢工程生产用水可采用一路供水。

13.2 设备冷却水

新能源制氢工程设备冷却水系统应符合下列规定：

- a) 压缩机、变压器、整流柜等冷却水系统宜采用闭式循环水系统，水压宜为 0.15MPa~0.50MPa；
- b) 制氢工艺系统冷却水系统宜采用开式循环水或直流冷却水。

13.3 生产废水

新能源制氢工程生产废水用应经处理合格后回用或外排，外排废水应符合 GB 8978 的规定。

13.4 消防

13.4.1 新能源制氢工程室内外消防设计应符合 GB 50016 的规定。

13.4.2 新能源制氢工程灭火器配置应符合 GB 50160 的规定。

13.4.3 新能源制氢工程消防集中控制盘，宜设置在中心控制室内。
