

# ZJSEE

浙江省电力学会标准

[状态]

## 新能源汇聚站接入系统设计规范

Code for design of connecting smart hub new energy collection  
station to power

(与国际标准一致性程度的标识)

(征求意见稿)

2022-12-11 发布

2023-01-01 实施

浙江省电力学会 发布



## 目 次

前 言 .....	II
引 言 .....	III
1 范围 .....	1
2 规范性引用文件 .....	1
3 术语和定义 .....	1
4 符号、代号和缩略语 .....	2
5 新能源发展潜力评估 .....	3
5.1 新能源发展现状 .....	3
5.2 新能源可开发种类和容量 .....	3
5.3 新能源开发建设计划 .....	3
6 系统一次 .....	3
6.1 消纳能力分析 .....	3
6.2 工程建设必要性 .....	4
6.3 接入系统方案研究 .....	4
6.4 电气计算 .....	5
6.5 主要设备选择及电气参数 .....	7
7 二次系统设计 .....	8
7.1 继电保护和安全自动装置 .....	8
7.2 调度自动化 .....	8
7.3 电能计量 .....	9
7.4 系统通信 .....	9
8 功率控制功能 .....	10
8.1 基本规定 .....	10
8.2 惯量支撑 .....	10
8.3 一次调频 .....	10
8.4 有功功率控制 .....	11
8.5 无功功率控制 .....	11
8.6 功率因数调节 .....	11
9 电能质量 .....	11
9.1 电网质量分析与评估 .....	11
9.2 监测及治理要求 .....	11

[状态]

## 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。

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。

本文件由浙江省电力学会标准工作委员会提出并解释。

本文件起草单位：

本文件主要起草人：

本文件为首次发布。

## 引 言

为全面指导 220~110（66）kV 新能源汇聚站接入系统设计工作，促进新能源科学、有序接入电网，保障新能源并网消纳。依据相关国家行业标准、技术规范要求，特制定本文件。

# 新能源汇聚站接入系统设计规范

## 1 范围

本文件规定了新能源汇聚站接入系统设计的内容深度要求。

本文件适用于国家电网经营区域内 220~110（66）kV 新能源汇聚站接入系统设计。110（66）kV 以下电力系统的新能源汇聚站接入系统设计工作可参照执行。

## 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。

- DL/T 5429-200 电力系统设计技术规程
- GB 38755 电力系统安全稳定导则
- GB/T 12325 电能质量 供电电压偏差
- GB/T 12326 电能质量 电压波动和闪变
- GB/T 14549 电能质量 公用电网谐波
- GB/T 15543 电能质量 三相不平衡度
- GB/T 15945 电能质量 电力系统频率偏差
- Q/GDW 11618-2017 光伏电站接入系统设计内容深度规定
- Q/GDW 12051-2020 储能系统接入电力系统技术规定
- Q/GDW 10738-2020 配电网规划设计技术导则
- DL/T 1773-2017 电力系统电压和无功电力技术导则
- DL/T 860 变电站通信网络和系统
- DL/T 448 电能计量装置技术管理规程
- DL/T 2246.7-2021 电化学储能电站并网运行与控制技术规范 第7部分：惯量支撑与阻尼控制

## 3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

### 3.1

**新能源汇聚站** new energy gathering station

汇集接入各类新能源并与电网相连的变电设施场所。

### 3.2

**储能系统** electrochemical energy storage system

以电化学电池为储能载体，通过储能变流器进行可循环电能存储、释放的系统。

### 3.3

**电磁暂态模型** electromagnetic transients model

考虑输电线路分布参数特性和参数的频率特性、发电机的电磁和机电暂态过程以及一系列元件（避雷器、变压器、电抗器等）的非线性特性，可以对电力系统中从数微秒至数秒之间的电磁暂态过程进行仿真模拟的计算模型。

### 3.4

**低电压穿越** low voltage ride through

当电力系统事故或扰动引起并网点电压跌落时，在一定的电压跌落范围和时间间隔内，能够保证不脱网连续运行。

## 3.5

**高电压穿越 high voltage ride through**

当电力系统事故或扰动引起并网点电压升高时，在一定的电压跌落范围和时间间隔内，能够保证不脱网连续运行。

## 3.6

**新能源有效容量 effective capacity of new energy**

根据新能源的出力概率分布，综合考虑系统调峰和送出工程，使系统达到技术经济最优的新能源最大出力。

## 3.7

**新能源可信容量 capacity credit of new energy**

根据新能源的出力概率分布，在一定的可接受概率下，新能源可以某一容量等价地替代常规可调度电源参与电力平衡，这一能够参与电力平衡的容量为新能源可信容量。

## 3.8

**新能源有效容量系数 effective capacity coefficient of new energy**

新能源有效容量与新能源装机容量的比值。

## 3.9

**新能源可信容量系数 capacity credit coefficient of new energy**

新能源可信容量与新能源装机容量的比值。

## 3.10

**惯量支撑 inertia support**

借鉴传统同步机转子运动方程，使输出的有功功率响应系统频率变化率，从而减缓频率变化的控制功能。

## 3.11

**惯量 inertia**

模拟传统同步发电机转子转动惯量的特征参数，单位为千克二次方米 ( $\text{kg} \cdot \text{m}^2$ )。

## 4 符号、代号和缩略语

下列符号、代号和缩略语适用于本文件。

$f$ : 频率

$f_N$ : 系统额定频率

$t$ : 允许运行时间

$T_j$ : 储能系统惯性时间常数

$P_M$ : 储能系统额定容量

$\Delta P_I$ : 储能系统有功功率变化量

SVC: 静止无功补偿器 (Static Var Compensator)

STATCOM: 静止同步补偿器 (STATIC Synchronous COMPensator)

## 5 新能源发展潜力评估

## 5.1 新能源发展现状

应介绍本工程所在电力系统覆盖区域范围的新能源发展规模、新能源发展结构等相关信息。

## 5.2 新能源可开发种类和容量

## 5.2.1 资源禀赋情况

应介绍本工程所在电力系统覆盖区域范围的新能源资源禀赋情况，涵盖风能、太阳能、生物质能、海洋能、地热能等能源品种，其中风能包括平均风速、风功率密度等基本信息；太阳能包括年辐射总量、峰值日照时数、年日照时数、年晴天日数等基本信息。

### 5.2.2 建设条件情况

应介绍本工程所在电力系统覆盖区域范围的可用于新能源开发建设的场景条件，包括具备开发风能资源的山顶、山脊、滩涂和海上等区域，具备开发太阳能资源的屋顶、滩涂、低丘缓坡、荒山荒地、鱼塘、水库等区域，具备开发地热能的地下区域，具备开发海洋能的海域等。

### 5.2.3 地方政策情况

应介绍本工程所在地的新能源发展相关政策，包括地区新能源规划发展目标、重点发展任务等。

### 5.2.4 开发规模综合评估

根据本工程所在地的资源禀赋情况，可用于新能源开发建设的场景条件、地方新能源发展相关政策等因素综合评估新能源的可开发种类和规模。

## 5.3 新能源开发建设计划

应介绍与本工程相关的电网设计水平年和工程投产后5~10年规划期内的新能源建设安排，包括装机类型、装机规模和装机进度等信息。

## 6 系统一次

### 6.1 消纳能力分析

#### 6.1.1 新能源出力特性分析

- a) 应分析本工程所在地区新能源出力的概率特性，包括新能源不同出力下的概率分布情况和一定出力下的持续时间。
- b) 应分析本工程所在地区新能源出力的季节特性，包括月平均出力情况、月最大出力情况和月最小出力情况。
- c) 应分析本工程所在地区新能源出力的日特性，选取春、夏、秋、冬典型日的平均出力情况、最大出力情况和最小出力情况。
- d) 应分析本工程所在地区新能源出力的容量效益，提出地区新能源出力的有效容量系数和可信容量系数。
- e) 应分析本工程所在地区不同新能源出力的耦合情况，分析风电、光伏互相出力的最大情况。

#### 6.1.2 负荷特性分析

- a) 应分析本工程所在地区的年负荷特性，包括近5~10年最大负荷、峰谷差、最大负荷利用小时数、尖峰负荷持续时间等信息。
- b) 应分析本工程所在地区的月负荷特性，包括近5年每月最大负荷、峰谷差等信息。
- c) 应分析本工程所在地区的日负荷特性，包括近5年春、夏、秋、冬典型日的整点负荷等信息。

#### 6.1.3 源荷平衡分析

应根据本工程所在地区新能源出力特性和负荷特性开展电力电量及调峰平衡分析，评估区域电网消纳能力能否满足该地区新能源通过汇聚站接入系统后的发展需求。

### 6.2 工程建设必要性

- a) 新能源汇聚站接入系统工程的必要性应以电力系统发展规划为基础，从新能源接入及送出需求、满足受电地区电力负荷发展、电网结构优化、优化区域新能源整体出力波动、控制短路电流水平、提高电网输电及供电能力、节能降耗需要等方面论证；
- b) 应结合电网规划发展和电力平衡计算分析结果，关键断面输电能力分析，论述工程建设必要性、及其在电力系统中的地位和作用，提出工程近、远期建设规模和投产时机要求。

### 6.3 接入系统方案研究

#### 6.3.1 接入系统方案拟定

- a) 新能源汇聚站工程接入系统方案研究应明确新能源汇聚站接入交流电网的电压等级、出线方向及回路数，确定无功补偿设备的型式、容量及安装地点、站内电气主接线及主要电气设备技术参数要求等；
- b) 新能源汇聚站接入系统方案拟定，应根据新能源汇聚站在系统中的作用和地位，综合考虑电网特点、电网发展规划、新能源发展规划、电力负荷分布、近远期新能源的接入及送出需要、分层分区平衡、进出线走廊及站址条件等情况，提出能够满足新能源汇聚站总体要求的两个及以上可比方案，所列接入系统方案应全面、可行、易于过渡，并对远景方案进行展望；
- c) 新能源汇聚站接入的新能源电压等级应根据各新能源场站容量、机组特性等选择：装机容量 30MW 以下的新能源场站宜采用 110kV 以下电压等级接入，装机容量 30MW—100MW 的新能源场站宜采用 110kV 电压等级接入，装机容量 100MW—200MW 的新能源场站，可根据需要，经技术经济论证，采用 110—220kV 电压等级接入，装机容量 200MW—600MW 的新能源场站，宜采用 220kV 电压等级接入。

### 6.3.2 接入系统方案比较

- a) 对拟定的接入系统方案应进行技术经济比较，宜从潮流分布、输电损耗、系统稳定水平、短路电流水平、电网结构、近远期电网发展适应性、工程实施难易程度、经济性等方面进行综合比较，权衡利弊后予以推荐；
- b) 进行潮流计算分析比较时，应选择正常方式、“N-1”、检修方式下“N-1”等方式，充分考虑汇聚站接入各类新能源大发时段的运行方式进行计算，必要时可进行特殊检修方式校核计算；
- c) 进行稳定水平分析比较时，应选择稳定问题严重的典型运行方式，重点计算比较近区电网“N-1”或、检修方式下“N-1”的稳定水平，并依据汇聚站接入新能源的实际情况，可采用详细或等值模型形成新能源发电系统的仿真模型，仿真模型应能充分反映其暂态响应特性，必要时采用电磁暂态模型计算；
- d) 进行短路电流水平比较时，拟定方案短路电流水平应在合理范围内，最大短路电流水平必须满足现有设备制造能力，并充分考虑所接新能源的短路电流贡献；
- e) 进行方案经济比较时，内容应包括本体建设投资、电能损失和运营费，并考虑新能源接入所需投资，宜采用年费用比较法。

## 6.4 电气计算

### 6.4.1 计算主要边界条件

- a) 应说明电气计算的主要原则，明确电气计算的各水平年、网架边界条件及需考虑的各种运行方式等。

### 6.4.2 潮流计算

- a) 潮流计算的目的是校核推荐接入系统方案下电网潮流的合理性，确定运行电压水平，为选择设备主要参数及线路导线截面等提供依据，并可为其他计算提供基础；
- b) 潮流计算应根据工程投运对原有电网结构的影响程度选择电网校核范围；计算方式应包括设计水平年各种典型工况下正常运行方式、“N-1”和检修方式下“N-1”方式，必要时应对过渡年和严重故障方式进行潮流校核计算；
- c) 潮流计算应充分考虑所接不同类型新能源大发、小发时的运行方式。
- d) 对于水电比重小的电流系统，可只计算电网的最大、最小两种运行方式；对于水电比重达的电力系统，宜计算丰大、丰小、枯大、枯小四种运行方式；若调峰引起电网潮流变化较大时，还应计算相应的调峰运行方式；
- e) 应根据各种典型运行方式下的电压水平确定新能源汇聚站交流母线的正常运行电压水平，同时考虑所接新能源出力变化引起的电压波动影响。
- f) 合理的电网潮流应符合下列规定：
  - 1) 开机方式合理；
  - 2) 潮流分布均匀、流向合理，各元件均满足正常方式“N-1”或检修方式“N-1”事故过负荷能力；

- 3) 电压水平应符合现行行业标准《电力系统电压和无功电力技术导则》DL/T 1773 的规定；
- 4) 电能损耗小。

#### 6.4.3 短路计算

- a) 新能源汇聚站接入系统工程中应进行最大短路电流计算，最大短路电流水平计算主要用以选择新增电气设备短路电流水平，校验现有设备的适应性；
- b) 最大短路电流计算应符合下列规定：
  - 1) 应选择全开机和全接线的运行方式；
  - 2) 计算水平年宜按设备投运后 5 年-15 年的系统发展规划考虑；
  - 3) 应计算与本工程有关的各主要枢纽点最大三相和单相短路电流；
  - 4) 当本工程投运对相关地区短路电流水平影响较大时，应对工程投运年进行短路电流计算，校验现有设备是否需要更换；
  - 5) 当短路电流水平过大而需要大量更换现有断路器或无法选择断路器时，应研究限制短路电流的措施，对电网运行方式、新能源汇聚站主接线型式、相关地区变压器短路阻抗等方面提出要求，必要时提出开展限制短路电流措施专题研究的要求。
- c) 短路电流计算时应充分考虑汇聚站所接新能源的短路电流贡献。

#### 6.4.4 稳定计算

- d) 稳定计算的目的是校核推荐接入系统方案是否满足电力系统安全稳定运行的要求，分析是否需要改进电网结构或提出其他提高稳定的措施，并可为工程相关性能要求提供依据；
- e) 当稳定水平较低时，应分析原因，研究提高电网稳定水平的措施；
- f) 应进行暂态稳定计算，必要时进行动态稳定计算；
- g) 暂态稳定计算应以现行行业标准《电力系统安全稳定导则》DL 755 中第一道防线的故障形式为主，必要时可对第二道、第三道防线的故障形式进行校核；
- h) 稳定计算应符合现行行业标准《电力系统安全稳定计算技术规范》DL/T 1234 的规定。
- i) 稳定计算时，应依据汇聚站接入新能源的实际情况，可采用详细或等值模型形成新能源发电系统的仿真模型，仿真模型应能充分反映其暂态响应特性，必要时采用电磁暂态模型计算

#### 6.4.5 工频过电压和操作过电压

- j) 对推荐接入方案，必要时进行工频过电压、操作过电压计算。当存在问题时，提出限制措施。

#### 6.4.6 无功补偿及系统电压计算

##### 6.4.6.1 无功补偿原则

- a) 在新能源汇聚站工程接入系统方案研究中，应针对高峰和低谷负荷方式下的无功需求，对新能源汇聚站分别进行容性和感性无功电力平衡计算，提出合理的无功补偿需求，以满足系统调压运行的要求。
- b) 新能源汇聚站的容性无功缺额宜采用低压并联电容器进行补偿，感性无功缺额应优先采用低压并联电抗器进行补偿。
- c) 无功补偿设备分组的选择应考虑设备标准化的因素。
- d) 无功补偿装置可根据无功负荷和电网结构的变化分期装设。
- e) 在电网局部站点容性或感性无功缺额较大，且本地不具备条件装设补偿设备的情况下，可将无功电力平衡计算范围适当扩展至周边站点，根据需要在周边站点装设补偿设备。
- f) 当电网局部动态无功储备不足或受端系统短路容量不够时，为提高输送容量和系统稳定水平，经技术经济比较论证后可选用 SVC、STATCOM 或调相机等动态无功补偿设备。

##### 6.4.6.2 无功补偿方案

- a) 新能源汇聚站容性无功补偿的主要作用是补偿主变压器的无功损耗、补偿接至系统站点输电线路的无功缺额、补偿接至新能源场站输电线路的一半无功缺额、补偿周边电网的无功缺额和为周边主要设备事故与检修提供无功备用，容性无功补偿总容量应通过平衡计算确定，不宜超过主变压器容量的 30%。

- b) 新能源汇聚站感性无功补偿的主要作用是补偿接至系统站点输电线路的充电功率、补偿接至新能源场站输电线路的一半充电功率，感性无功补偿总容量应通过平衡计算确定。
- c) 新能源汇聚站可供选择的无功补偿设备主要包括并联电容器、并联电抗器、静止无功补偿器（SVC）、静止同步补偿器（STATCOM）以及调相机等。

#### 6.4.6.3 系统电压计算要求

- a) 系统电压计算的目的是校验系统不同典型运行方式下的电压是否符合现行行业标准《电力系统电压和无功电力技术导则》DL/T 1773 的规定，校核无功补偿设备配置的合理性，确定变压器主抽头；
- b) 系统电压计算应考虑设计水平年各种典型工况下的正常运行方式、“N-1”和检修方式下“N-1”方式；
- c) 系统电压计算应考虑汇聚站所接新能源不同出力方式的影响；
- d) 宜通过大负荷下不同季节或不同发电工况下的运行方式计算校核容性无功补偿设备配置是否合理，通过小负荷下不同季节或不同发电工况下的运行方式校核感性无功补偿设备配置是否合理；
- e) 经系统电压计算，当新能源汇聚站母线运行电压不符合电压质量标准时，应研究增加无功补偿设备以满足电压质量标准；在增加无功补偿设备无效果或不经济时，可建议选用有载调压变压器。

### 6.5 主要设备选择及电气参数

#### 6.5.1 主变压器

- a) 新能源汇聚站近、远期主变压器台数和容量的选择，应综合考虑地区新能源发展和接入需求，兼顾汇聚站供电需要和可靠性要求等因素；结合系统潮流和变电站建成后 5 年-10 年的负荷和新能源发展情况，合理确定本期变压器容量及组（台）数；考虑远期 10 年-20 年的负荷和新能源发展情况，提出新能源汇聚站的终期规模及变压器组（台）数；应从全网出发，推行系列化、标准化；新能源可开发规模大、站址紧张的地区宜选用大容量变压器；
- b) 新能源汇聚站同一电压网络内任一台变压器事故时，其他元件不应超过事故过负荷的规定；
- c) 变压器额定电压应结合系统结构、变压器所处位置、系统运行电压水平、无功电源分布等情况进行优化选择；变压器高压侧额定电压宜与所处系统运行电压相适应，宜选用 1 倍-1.05 倍系统标称电压，低压侧额定电压宜选用 1.0 倍-1.05 倍系统标称电压；
- d) 变压器各侧短路阻抗应根据电力系统稳定、无功平衡、电压调整、短路电流、变压器间并联运行方式等因素进行综合考虑；
- e) 变压器选型应满足汇聚站因不同电压等级所接新能源出力波动造成的变压器功率下送或上送变化。

#### 6.5.2 储能设备

为抑制新能源汇聚站所接如新能源出力波动以及电能质量等影响，应配置一定容量的电化学储能系统，其电网适应性应满足如下要求：

- a) 新能源汇聚站内的电化学储能系统低频减载的配置和整定应保证电力系统频率动态特性的低频持续时间小于表 1 所规定的每次允许时间，并有一定裕度，高频保护定值高于 51.5Hz 时动作时限不应低于 15s。电化学储能系统的频率运行要求见表 1。

表 1 电化学储能系统的频率运行要求

频率范围 Hz	每次允许时间 s
$51.5 < f$	不应处于放电状态
$51.0 < f \leq 51.5$	>30
$50.5 < f \leq 51.0$	>180
$48.5 < f \leq 50.5$	连续运行
$48.0 < f \leq 48.5$	>300

$47.5 < f \leq 48.0$	$> 60$
$47.0 < f \leq 47.5$	$> 20$
$46.5 < f \leq 47.0$	$> 5$
$f \leq 46.5$	不应处于充电状态

- b) 新能源汇聚站内的电化学储能系统的故障穿越能力应满足《电化学储能系统接入电网技术规定》GB/T 36547—2018 的相关规定。

### 6.5.3 其他设备

- a) 应结合远景年高压是否需要更换；
- b) 应依据运行方式、潮流分析等，确、中压侧短路电流计算，确定新增断路器遮断容量要求；结合工程投运年计短路电流计算，校验现有断路器定母线通流容量和电气设备额定电流水平；
- c) 应根据限制工频过电压、潜供电流，防止自励磁、无功补偿等要求，确定高压并联电抗器型式（固定或可控）、容量、台数、额定电压及装设地点（包括中性点小电抗参数）；根据分层分区无功平衡结果，结合调相调压计算，确定远期和本期低压无功补偿装置型式、分组数量、分组容量。
- d) 若新能源汇聚站所处地区电网存在直流偏磁问题，可考虑在变压器中性点加装限流或隔直装置。

### 6.5.4 电气主接线

- a) 系统对新能源汇聚站电气主接线的要求应结合变电站在电力系统中的地位和作用、建设规模、接入系统方案及分期建设情况等提出，应能满足供电可靠、运行灵活、操作检修方便、投资节约和便于扩建等要求；
- b) 应根据系统运行可靠性及地区新能源发展和接入需要，提出新能源汇聚站出线排序要求。

## 7 二次系统设计

### 7.1 继电保护和安全自动装置

#### 7.1.1 系统继电保护

- a) 新能源汇聚站接入系统保护应符合国家现行标准《继电保护及安全自动装置规程》GB/T 14285、《3kV~110kV 电网继电保护装置运行整定规程》DL/T 584 和《220kV~750kV 电网继电保护装置运行整定规程》DL/T 559 的规定，且应满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。
- b) 新能源汇聚站专用送出线路应按双侧电源线路配置保护。
- c) 新能源汇聚站送出线路相邻线路现有保护应进行校验，当不满足要求时，应重新配置保护。
- d) 新能源汇聚站需结合周边电网情况校验安全稳定问题。

#### 7.1.2 安全自动装置

- a) 新能源汇聚站应配置独立的防孤岛保护，防孤岛保护应与线路保护、重合闸、低电压穿越能力相配合。
- b) 新能源汇聚站应具备频率电压异常紧急控制功能，可按照整定值跳开并网点开关。
- c) 新能源汇聚站应考虑多个新能源接入后的协调控制。

### 7.2 调度自动化

- a) 新能源汇聚站的调度方式应根据新能源汇聚站所处地区、按照容量和接入电网电压等级等条件确定。
- b) 新能源汇聚站的远动设备和调度数据网设备配置方案，应根据调度自动化系统的要求和新能源汇聚站的接入方式确定。
- c) 远动系统和调度通信端通信应根据调度自动化系统的要求和通信传输网络条件明确通信规约、通信通道、通信速率、或带宽、远动信息采集和控制信息传输要求，并应符合现行行业标准《电力系统调度自动化设计规程》DL/T 5003 的有关规定。

- d) 通过 110kV~500kV 电压等级并网的新能源汇聚站与电网调度机构之间，应有可靠的调度通道。通信规约应遵循现行国家标准《电力监控系统网络安全防护导则》GB/T 36572 的有关要求，满足现行行业标准《电力自动化通信网络和系统》DL/T 860 的有关规定。
- e) 通过 110kV~500kV 电压等级并网的新能源汇聚站，在正常运行情况下，新能源汇聚站向电网调度机构提供的信号至少应包括下列内容：
  - 1 新能源汇聚站并网点电压、电流；
  - 2 新能源汇聚站与电网之间交换的有功功率、无功功率、电量等；
  - 3 新能源汇聚站并网开关状态。
- f) 通过 220kV 及以上电压等级接入的新能源汇聚站应配置同步相量测量装置，同时具备宽频测量功能。
- g) 根据电力系统二次安全防护的总体要求，应进行二次系统安全防护设备配置。

### 7.3 电能计量

- a) 新能源汇聚站接入电网前，应明确关口计量点，关口计量点宜设置在新能源汇聚站与外部电网的产权分界处。
- b) 关口计量点应装设双向电能计量装置，其设备配置和技术要求应符合现行行业标准《电能计量装置技术管理规程》DL/T 448、《电能量计量系统设计规程》DL/T 5202 的有关规定；电能表应具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议应符合现行行业标准《多功能电能表通信协议》DL/T 645 的有关规定。

### 7.4 系统通信

#### 7.4.1 系统概述

着重介绍新能源汇聚站一次接入系统方案中的接入线路起讫点、新建线路与相关原有线路的关系、相关线路长度等与通信方案密切相关的情况。

#### 7.4.2 信息需求

明确调度关系，根据调度组织关系、运行管理模式和电力系统接线，提出线路保护、安全自动装置、调度自动化等相关信息系统对通道的要求，以及新能源汇聚站至调度、集控中心、运行维护等单位的各类信息通道要求。

#### 7.4.3 通信现状

简述与新能源汇聚站相关的电力系统通信现状，包括传输型式、电路制式、电路容量、组网路由、设备配置、相关光缆情况等。

#### 7.4.4 通信方案

根据国网技术规定，为满足新能源汇聚站的信息传输需求，结合接入条件，因地制宜地确定新能源汇聚站的通信方案。应满足DL/T 5564规定的要求。

结合各地电网整体通信网络规划，采用SDH/MSTP技术等多种光纤通信方式。

##### a) 光缆建设方案

根据新能源汇聚站新建送出线路的不同，光缆可以采用OPGW光缆、ADSS光缆、普通光缆，光缆芯数24芯~72芯，光缆纤芯均采用ITU-T G. 652光纤。

随一次线路路径新建光缆到变电站。引入光缆宜选择非金属阻燃光缆。

##### b) 通信电路建设方案

光缆通信系统建议采用SDH传输系统方案。

SDH光纤通信传输干线电路速率宜为2.5Gb/s~10Gb/s，支线电路速率宜为622Mb/s~2.5Gb/s。并在对侧变电站现有设备上增加相应速率光板，利用上述光缆，建设新能源汇聚站至接入变电站的1+1通信电路，将能源汇聚站的通信、自动化等信息接入系统，形成能源汇聚站至系统的通信通道。

#### 7.4.5 业务组织

根据新能源汇聚站信息传输需求和通信方案，对新能源汇聚站各业务信息通道组织。

#### 7.4.6 通信设备供电

采用站用直流或交流系统通过DC/DC或AC/DC变换为-48V为设备供电。

### 8 功率控制功能

新能源汇聚站应通过配置的储能系统具备一定的功率控制功能，具体要求如下：

#### 8.1 基本规定

- a) 新能源汇聚站的储能系统应具备调峰、调频、调压等多种功率控制模式，应满足 GB/T 36547 规定的要求；
- b) 新能源汇聚站的储能系统在其变流器额定功率运行范围内应具备四象限功率控制功能，有功功率和无功功率调节范围应满足 GB/T 36547 的要求；
- c) 新能源汇聚站的储能系统应具有一次调频、有功功率控制和无功功率控制的能力，并参照 GB/T 31464 的要求；
- d) 新能源汇聚站的储能系统应具备惯量支撑、阻尼控制和自主参与电力系统快速调频的能力，动态响应过程应满足 DL/T 2246.7—2021；新能源汇聚站的储能系统应具有热备用的功能；
- e) 新能源汇聚站的储能系统宜具有支撑电网黑启动的功能。

#### 8.2 惯量支撑

当系统频率偏差值超过 $\pm 0.05\text{Hz}$ 时，新能源汇聚站储能系统应满足式（1）条件下提供惯量支撑，根据频率的变化率，改变其有功功率输出。

惯量支撑时，新能源汇聚站储能系统有功功率变化量应满足式（2）， $\Delta P_I$ 最大值不应低于 $10\%P_N$ ，响应时间不应大于 $0.5\text{s}$ ，实际发出有功与有功指令之间的误差不应超过 $\pm 2\%P_N$ ， $T_J$ 应为 $4\text{s}-12\text{s}$ 。

$$\Delta f \frac{df}{dt} > 0 \quad \dots\dots\dots (1)$$

$$\Delta P_I = -\frac{T_J}{f_N} \frac{df}{dt} P_N \quad \dots\dots\dots (2)$$

#### 8.3 一次调频

新能源汇聚站的储能系统一次调频基本性能指标的要求包括：

- a) 新能源汇聚站的储能系统死区控制在 $\pm 0.033\text{Hz}-0.1\text{Hz}$ 内；
- b) 新能源汇聚站的储能系统投用范围为系统核定的出力范围；
- c) 当电网频率变化超过系统一次调频死区时，系统一次调频到达目标值的响应实践应小于 $400\text{ms}$ 。

#### 8.4 有功功率控制

- a) 新能源汇聚站的储能系统应具备就地和远程充放电功率控制功能，且能够自动执行电网调度机构下达的指令；
- b) 新能源汇聚站的储能系统，有功功率控制偏差不大于 $1\%$ ；
- c) 新能源汇聚站的储能系统，充电响应时间、放电响应时间不大于 $2\text{s}$ ；
- d) 新能源汇聚站的储能系统，充电调节时间、放电调节时间不大于 $3\text{s}$ ；
- e) 新能源汇聚站的储能系统，充电到放电转换时间、放电到充电转换时间不大于 $2\text{s}$ ；
- f) 新能源汇聚站的储能系统，启停和充放电切换不应引起公共连接点处的电能质量超出规定范围。

#### 8.5 无功功率控制

新能源汇聚站的储能系统应同时具备就地和远程无功功率控制和电压调节功能，且能够自动执行电网调度机构下达的指令。

## 8.6 功率因数调节

新能源汇聚站的储能系统，功率因数应能在0.9（超前）-0.9（滞后）范围内连续可调。

## 9 电能质量

### 9.1 电网质量分析与评估

#### 9.1.1 谐波

- a) 新能源汇聚站接入后，公共连接点的谐波电压应满足 GB/T 14549 的要求。
- b) 新能源汇聚站接入后，公共连接点的间谐波电压应满足 GB/T 24337 的要求。

#### 9.1.2 电压偏差

新能源汇聚站接入后，公共连接点的电压偏差应满足GB/T 12325的要求。

#### 9.1.3 电压波动和闪变

新能源汇聚站接入后，公共连接点的电压波动和闪变值应满足GB/T 12326的要求。

#### 9.1.4 电压不平衡度

新能源汇聚站接入后，公共连接点的电压不平衡度应满足GB/T 15543的要求。

#### 9.1.5 直流分量

新能源汇聚站接入后，公共连接点的直流电流分量不应超过其交流额定值的0.5%。

### 9.2 监测及治理要求

新能源汇聚站宜装设满足GB/T 19862要求的电能质量监测装置；当新能源汇聚站的电能质量指标不满足要求时，应安装电能质量治理设备。