

光伏电站储能系统配置技术规范

Technical specification for energy storage system configuration of photovoltaic power station

2023 - XX - XX 发布

2023 - XX - XX 实施

目 次

前言	II
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 总则	4
5 基本规定	4
6 储能系统技术要求	5
7 接入电网测试	10
8 储能单元技术要求	10
9 其他设备技术要求	11
10 接地与安全标识	15
附 录 A（资料性） 并网点与公共连接点的说明	16
附 录 B（资料性） 储能系统接入电网电压等级推荐	17
附 录 C（资料性） 储能容量配置	18

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。

本文件由国网新疆电力有限公司电力科学研究院提出。

本文件由国网新疆电力有限公司归口并组织实施。

本文件起草单位：国网新疆电力有限公司、新疆大学、国网新疆电力有限公司吐鲁番供电公司、新疆维吾尔自治区特种设备检验研究院。

本文件主要起草人：王维庆、王开科、谢永胜、常喜强、马磊、李青、程志江、王衡、焦春雷、孙帆、刘大贵、印欣、马天骄、刘国营、张正、李明、李小沛、赵立斌、张海玉、马玮、艾红、张龙、李长福、肖永俊、宋伟。

本文件实施应用中的疑问，请咨询国网新疆电力有限公司电力科学研究院。

对本文件的修改意见和建议，请反馈至国网新疆电力有限公司（乌鲁木齐市南湖东路68号）、国网新疆电力有限公司电力科学研究院（乌鲁木齐市长春中路恒达街200号）、新疆维吾尔自治区市场监督管理局（乌鲁木齐市新华南路167号）。

国网新疆电力有限公司 联系电话：0991-2926664；传真：0991-2926664；邮编：830002

国网新疆电力有限公司电力科学研究院 联系电话：0991-2918141；传真：0991-2918141；邮编：830011

新疆大学 联系电话：0991-8592297；传真：0991-8582297；邮编：830047

新疆维吾尔自治区市场监督管理局 联系电话：0991-2818750；传真：0991-2311250；邮编：830004

光伏电站储能系统配置技术规范

1 范围

本文件规定了新疆电网光伏电站配置储能系统的总则、基本规定、储能系统技术要求、接入电网测试、储能单元技术要求、其他设备技术要求、接地与安全标识要求。

本文件适用于额定功率100 kW及以上且储能时间不低于15 min的储能系统或20 MW及以上集中式光伏并网发电站储能系统配置,其他功率等级光伏电站储能系统的配置和其他储能时间的储能系统可参照执行。

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。

- GB 2894 安全标志及其使用导则
- 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 14050 系统接地的型式及安全技术要求
- GB/T 14285 继电保护和安全自动装置技术规程
- GB/T 14549 电能质量 公用电网谐波
- GB/T 14598.26 量度继电器和保护装置 第26部分:电磁兼容要求
- GB/T 15543 电能质量 三相电压不平衡
- GB/T 19862 电能质量监测设备通用要求
- GB/T 24337 电能质量 公用电网间谐波
- GB/T 31464 电网运行准则
- GB/T 32509 全钒液流电池通用技术条件
- GB/T 34120 电化学储能系统储能变流器技术规范
- GB/T 34131 电化学储能电站用锂离子电池管理系统技术规范
- GB/T 34133 储能变流器检测技术规程
- GB/T 36276—2018 电力储能用锂离子电池
- GB/T 36280 电力储能用铅炭电池
- GB/T 36548—2018 电化学储能系统接入电网测试规范
- GB/T 36558—2018 电力系统电化学储能系统通用技术条件
- GB 50057 建筑物防雷设计规范
- GB/T 50065 交流电气装置的接地设计规范
- GB 50140 建筑灭火器配置设计规范
- DL/T 448 电能计量装置技术管理规程
- DL/T 584 3kV~110kV 电网继电保护装置运行整定规程
- DL/T 634.5101 运动设备及系统 第5-101部分:传输规约 基本运动任务配套标准
- DL/T 634.5104 远动设备及系统 第5-104部分:传输规约 采用标准传输协议集的 IEC

60870-5-101 网络访问

DL/T 645 多功能电能表通信协议

DL/T 860（所有部分） 电力自动化通信网络和系统

DL 5027 电力设备典型消防规程 附条文说明中华人民共和国电力行业标准电力设备典型消防规程

DL/T 5149 变电站监控系统设计规程 附条文说明本标准适用于 110(66) kV~1000kV 新建、扩建或改建的变电站 (开关站)的监控系统设计

电网与电厂计算机监控系统及调度数据网络安全防护规定 国家经济贸易委员会 2002

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

储能系统 energy storage system

包括能量和物质的输入和输出、能量的转换和储存设备。涉及多种能量、多种设备、多种物质、多个过程，是随时间变化的复杂能量系统，需要多项指标来描述它的性能。

3.2

电池管理系统 battery management system

检测电池的电压、电流、温度、剩余容量等参数信息，并对电池的状态进行管理和控制的装置。

[来源：GB/T 36276—2018, 3.1.6]

3.3

自给时间 self-supporting time

在没有外界电源补充能量的情况下，储能设备能够维持正常运行并保证供电性能要求的持续时间。

3.4

单一事件最大储能需求 single event maximum energy storage requirements

在不同的分布式发电系统中，单一的电力系统扰动就需要储能单元释放大部分能量来进行支撑。如果要求储能单元参与对电压暂降的处理，就需要储能单元能在瞬间释放大容量电能提供支持。这样的单一事件需要的能量才能得到很好的处理，也是确定储能设备容量的重要依据。

3.5

最大放电深度 maximum discharge depth

储能系统放电量和储能量之比。

注：如果电能释放过多，则有损于储能系统的使用寿命。

3.6

储能变流器 power conversion system

连接电池系统与光伏阵列、电网（和/或负荷），实现功率双向变换的装置。

[来源：GB/T 36547—2018, 3.2]

3.7

并网点 point of interconnection

对于有升压变压器的储能系统，指升压变压器高压侧母线或节点。对于无升压变压器的储能系统，指储能系统的输出汇总点。

注：公共连接点的图例说明参考附录A。

3.8

公共连接点 point of common coupling

储能系统接入公用电网的连接处。

注：公共连接点的图例说明参考附录A。

3.9

热备用状态 hot standby state

储能系统已具备运行条件，设备保护及自动装置处于正常运行状态，向储能系统下达控制指令即可与电网进行能量交换的状态。

[来源：GB/T 36547—2018, 3.5]

3.10

充电响应时间 response time for charging

热备用状态下，储能系统自收到控制信号起，从热备用状态转成充电，直到充电功率首次达到额定功率 P_N 的90%的时间。

[来源：GB/T 36547—2018, 3.6]

3.11

充电调节时间 regulation time for charging

热备用状态下，储能系统自收到控制信号起，从热备用状态转成充电，直到充电功率达到额定功率 P_N 且功率偏差始终控制在额定功率 P_N 的±2%以内的起始时刻的时间。

[来源：GB/T 36547—2018, 3.7]

3.12

放电响应时间 response time for discharging

热备用状态下，储能系统自收到控制信号起，从热备用状态转成放电，直到放电功率首次达到额定功率 P_N 的90%的时间。

[来源：GB/T 36547—2018, 3.8]

3.13

放电调节时间 regulation time for discharging

热备用状态下，储能系统自收到控制信号起，从热备用状态转成放电，直到放电功率达到额定功率 P_N 且功率偏差始终控制在额定功率 P_N 的±2%以内的起始时刻的时间。

[来源：GB/T 36547—2018, 3.9]

3.14

充电到放电转换时间 transfer time from charging to discharging

稳定运行状态下，储能系统从90%额定功率 P_N 充电状态转换到90%额定功率 P_N 放电状态的时间。

[来源：GB/T 36547—2018, 3.10]

3.15

放电到充电转换时间 transfer time from discharging to charging

稳定运行状态下，储能系统从90%额定功率 P_N 放电状态转换到90%额定功率 P_N 充电状态的时间。

[来源：GB/T 36547—2018, 3.11]

3.16

电池荷电状态 state of charge

也被称为剩余电量，即电池在实际工况中，工作一段时间后剩余最小放电量与完全充电后初始电量的比值，需根据不同的环境温度进行修正。

[来源：DL/T 1989—2019, 3.7]

4 总则

4.1 储能系统内容

应用于电力系统中的储能系统宜具备但不限于平滑发电功率输出、跟踪计划发电、系统调频、削峰填谷、紧急功率支撑等应用功能。

4.2 储能设备选择

储能设备在满足应用功能的情况下，应选择经济、环保、高效、安全、可靠、少维护型设备。

4.3 储能系统并网点开断设备

按照 GB/T 36558—2018 的规定，储能系统并网点应安装可闭锁、具有明显开断点、可实现可靠接地功能的开断设备，可就地或远程操作。

4.4 储能设备电磁兼容要求

应按照 GB/T 14598.26 的规定。

4.5 储能系统的安全防护

应具有安全防护功能。

5 基本规定

5.1 环境条件

储能系统在以下环境条件应能正常使用：

- a) 环境温度：-40℃~40℃；
- b) 空气相对湿度：≤90%；
- c) 海拔高度：当海拔≤2000 m，选用通用设备；当海拔>2000 m，应选用适用于高海拔地区的设备。

储能系统接入电网的电压等级应按照储能系统额定功率、接入点电网网架结构等条件确定，接入电压等级选取详见附录B。

5.2 接地方式

储能系统中性点接地方式应与其所接入电网的接地方式相适应。应按照 GB 14050 的相关规定。

5.3 短路容量校核

储能系统接入电网应进行短路容量校核。

5.4 储能容量配置

储能系统具体容量配置方式见附录C。

5.5 并网点保护配置

储能系统并网点处的保护配置应与所接入电网的保护协调配合。

5.6 并网点电气设备

储能系统并网点处的电气设备应满足相应电压等级的电气设备绝缘耐压要求。

5.7 并网点断开装置

储能系统应在并网点设置易于操作、可闭锁、具有明显断开指示的并网断开装置。

5.8 调频和调峰

参与电力系统调频和调峰的储能系统应按照GB/T 31464的相关规定。

5.9 启动和停机时间

储能系统启动和停机时间应满足并网调度协议（和/或用户）的要求，且通过10（6）kV及以上电压等级接入公用电网的储能系统应能执行电网调度机构的启动和停机指令。

5.10 电池 SOC 安全范围

储能系统电池组SOC安全范围为 $15\% < SOC < 95\%$ ，在该范围内系统正常运行。

5.11 电池 SOH 安全范围

电池SOH低于电池初始SOH的80%时作为电池的终止使用条件。

6 储能系统技术要求

6.1 额定功率能量转换效率

试验方法应按照GB/T 36548—2018中7.12条的规定，锂离子电池储能系统能量转换效率不应低于92%，铅炭电池储能系统能量转换效率不应低于86%，液流电池储能系统能量转换效率不应低于65%。

6.2 功率控制能力

试验方法应按照GB/T 36548—2018中7.2的规定，电池储能系统应具备有功功率控制、无功功率调节以及功率因数调节能力并满足系统功能要求。

6.3 电能质量

6.3.1 谐波

储能系统接入公共连接点的谐波电压应满足GB/T 14549的要求，储能系统接入公共连接点的间谐波电压应满足GB/T 24337的要求。

6.3.2 电压偏差

储能系统接入公共连接点的电压偏差应满足GB/T 12325的要求。

6.3.3 电压波动和闪变

储能系统接入公共连接点的电压波动和闪变值应满足GB/T 12326的要求。

6.3.4 电压不平衡度

储能系统接入公共连接点的电压不平衡度应满足GB/T 15543的要求。

6.3.5 直流分量

储能系统接入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%。

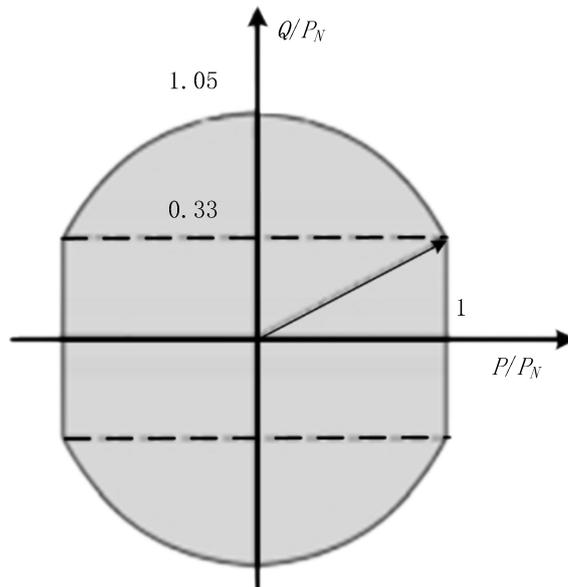
6.3.6 监测及治理要求

通过10（6）kV及以上电压等级接入公用电网的储能系统宜安装满足GB/T 19862要求的电能质量监测装置；当储能系统的电能质量指标不满足要求时，应安装电能质量治理设备。

6.4 功率控制

6.4.1 一般要求

储能系统应具备恒功率因数控制和恒充电/放电电流控制功能，能够按照计划曲线和下发指令方式连续运行。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应在图1所示的阴影区域内动态可调。



注： P_N 为储能系统的额定功率， P 和 Q 分别为储能系统当前运行的有功功率和无功功率。

图1 储能系统四象限功率控制调节范围示意图

6.4.2 有功功率控制

6.4.2.1 充放电功能

接入10（6）kV及以上电压等级公用电网的储能系统应具备就地 and 远程充放电功率控制功能，且具备能够自动执行电网调度机构下达指令的功能。

6.4.2.2 调频功能

接入110（220）kV及以上电压等级公用电网的储能系统应具有参与一次调频的能力，并具备自动发电控制（AGC）功能。

6.4.2.3 动态响应特性

接入10（6）kV及以上电压等级公用电网的储能系统，动态响应特性应满足以下要求：

- a) 储能系统功率控制的充/放电响应时间不大于2 s，充/放电调节时间不大于3 s，充电到放电转换时间、放电到充电转换时间不大于2 s；
- b) 调节时间后，系统实际出力曲线与调度指令或计划曲线偏差不大于±2%额定功率。

6.4.3 无功功率控制

通过10（6）kV及以上电压等级接入公用电网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。

6.5 电网适应性

6.5.1 频率适应性

接入公用电网的储能系统的频率运行应满足表1的要求。

表1 接入公用电网的储能系统的频率运行要求

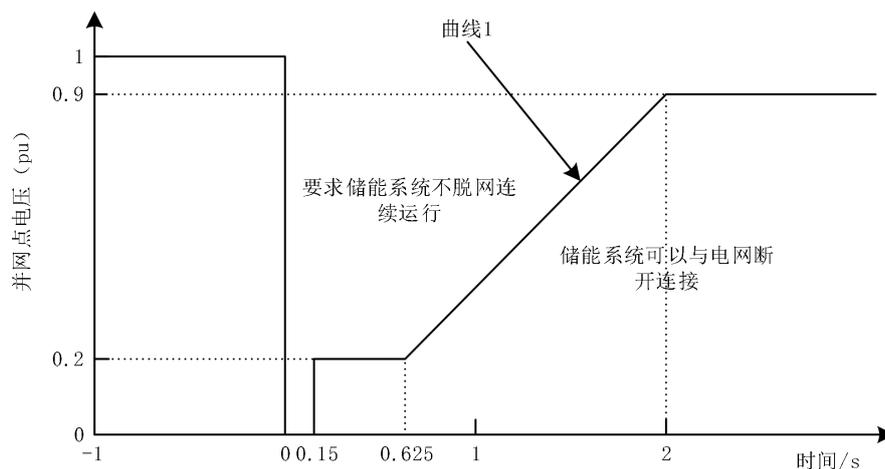
频率范围	运行要求
$f < 49.5 \text{ Hz}$	不应处于充电状态
$49.5 \text{ Hz} \leq f \leq 50.2 \text{ Hz}$	连续运行
$f > 50.2 \text{ Hz}$	不应处于放电状态

注： f 为储能系统并网点的电网频率。

6.5.2 故障穿越

6.5.2.1 低压穿越

通过10（6）kV及以上电压等级接入公用电网的储能系统应具备图2所示的低压穿越能力。



注：并网点电压在曲线1轮廓线及以上区域时允许储能系统不脱网连续运行；否则，允许储能系统脱网。

图2 储能系统低电压穿越要求

6.5.2.2 考核电压

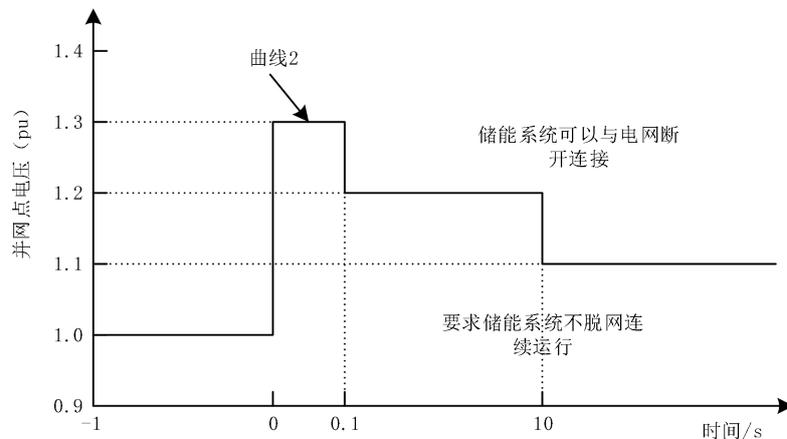
常见故障类型下的并网点考核电压见表2。

表 2 常见故障类型并网点考核电压

故障类型	考核电压
三相对称短路故障	并网点线/相电压
两相相间短路故障	并网点线电压
两相接地短路故障	并网点线/相电压
单相接地短路故障	并网点相电压

6.5.2.3 高压穿越

通过10（6）kV及以上电压等级接入公用电网的储能系统应具备如图3所示的高电压穿越能力：



注：并网点电压在曲线2轮廓线及以下区域时，储能系统应不脱网连续运行；并网点电压在曲线2轮廓线以上区域时，允许储能系统与电网断开连接。

图 3 储能系统高电压穿越要求

6.6 电能质量采集终端

6.6.1 电网谐波计算方法

电能质量采集终端可以实时动态地检测电网中的谐波，分析基波和各次谐波的具体情况，明确电力系统是否存在危险。其谐波计算方法包括模拟滤波法、快速傅里叶变换法、小波变换法、瞬时无功功率法及神经网络法等。

6.6.2 电力系统公共连接点的电能质量评估指标限值

常用电能质量评估指标的条件和限值详见表3。

表 3 电能质量评估指标条件和限值

电能质量评估指标	条件	限值
电压偏差	UN ≤ 35 kV (UN ≠ 220 V)	±7%
	UN > 35 kV	±10%
	UN = 220 V	(-10%, +7%)
电压波动	UN ≤ 35 kV	4%

表 3 电能质量评估指标条件和限值（续）

电能质量评估指标	条件	限值
电压长时间闪变	UN>35 kV	3%
	UN≤110 kV	1.0
	UN>110 kV	0.8
谐波电压含量	UN=0.38 kV	5%
	UN=6 kV	4%
	UN=10 kV	4%
	UN=20 kV	4%
	UN=35 kV	3%
	UN=66 kV	3%
	UN≥110 kV	2%
电压三相不平衡	长时	2%
	短时	4%
频率偏差	系统容量较小	±0.5 Hz
	系统容量较大	±0.2 Hz

6.6.3 电能质量监测装置分类

根据需求可选用适用于不同场合的手持式、便携式、在线式电能质量监测装置。

6.6.4 检测作用

电能质量检测的作用主要有：

- a) 判定电网及用户的谐波含有率是否处于国家规定的范围；
- b) 谐波故障诊断；
- c) 给 APF 等补偿设备提供有效的补偿数据；
- d) 测量正在调试或已经投入运行的电气设备，确保电力系统的安全稳定运行；
- e) 为谐波的状态估计提供基础和依据。

6.7 电力调度数据网及安全防护

6.7.1 一般规定

电力调度数据网安全防护体系应满足《电网与电厂计算机监控系统及调度数据网络安全防护规定》的相关要求。

6.7.2 防护原则和目标

电力调度数据网安全防护工作应坚持安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证、综合防护的原则。安全防护的重点是保障电力调度数据网络的安全，总体目标包括：

- a) 防止电力调度数据网业务中断，影响电力生产；
- b) 防止电力调度数据网设备遭遇病毒、黑客攻击；
- c) 防止从业务端发起对整个电力调度数据网络的恶意破坏和攻击。

6.7.3 电力调度数据网安全防护方案

6.7.3.1 安全区划分

按照安全区的划分原则以及各相关业务系统的重要程度，将数据网划分为实时子网和非实时子网。实时子网业务安全等级高，是安全防护的重点。

6.7.3.2 网络专用

接入此网业务应采取严格的安全防护措施，并且将方案进行报批，还应严格按照国家和国家电网公司信息安全保密管理的有关规定执行。

6.7.3.3 横向隔离

电力调度数据网应为内部专用网，不与其他数据网相连。

6.7.3.4 纵向加密认证

纵向加密装置应取得网局入网合格证。纵向加密认证设备需设置严格的安全策略，具有重要或敏感信息防泄密或篡改功能。

6.7.3.5 身份认证技术

身份认证技术用于网络设备和远程用户的身份认证，确保授权后才能使用网络资源。

7 接入电网测试

7.1 基本要求

储能系统在接入电网测试时的基本要求包括但不限于以下内容：

- a) 接入电网前，储能系统的储能载体、储能变流器等主要部件性能测试应按照 GB/T 36558—2018 第 7 章的规定，测试由具备相应资质的单位或者部门进行；
- b) 接入 10（6）kV 及以上电压等级的储能系统应在并网运行 6 个月内向电网调度机构或相关管理部门提供有资质单位出具的并网测试报告；
- c) 储能系统接入电网的测试点应为储能系统并网点或公共连接点；
- d) 当储能系统的储能载体、储能变流器等主要部件改变时按照 GB/T 34120 的规定执行，储能系统应重新进行接入电网测试。

7.2 测试内容

储能系统接入电网的测试应按照 GB/T 36548—2018 的规定或其他相关的标准或规定执行，应包括但不限于以下内容：

- a) 电能质量测试；
- b) 功率控制测试；
- c) 电网适应性测试；
- d) 保护与安全自动装置测试；
- e) 通信与自动化测试。

8 储能单元技术要求

8.1 铅炭电池

铅炭电池应按照GB/T 36280的规定执行。

8.2 锂离子电池

锂离子电池应按照GB/T 36276—2018和GB/T 34131的规定执行。

8.3 全钒液流电池

全钒液流电池应按照GB/T 32509的规定执行。

9 其他设备技术要求

9.1 电池管理系统

9.1.1 一般要求

包括以下内容：

- a) 电池管理系统的拓扑配置应与储能变流器的拓扑、电池的组成方式相匹配与协调，并对电池运行状态进行优化控制及全面管理；
- b) 电池管理系统各功能具体实现层级由电池管理系统的拓扑配置情况决定，宜分层就地实现；
- c) 电池管理系统除上述功能外，还应具备时间记录、存储、故障录波、显示等功能。

9.1.2 功能要求

9.1.2.1 测量功能

电池管理系统应能实时测量电池的电和热相关的数据，应包括电池电压、电池温度、串联回路电流、绝缘电阻等参数。各状态参数测量精度符合下列规定：

- a) 电流采样分辨率宜结合电池能量和充放电电流确定，测量误差应不大于 $\pm 0.2\%$ ，采样周期应不大于 50 ms；
- b) 电池电压测量误差应不大于 $\pm 0.3\%$ ，采样周期应不大于 200 ms；
- c) 温度采样分辨率应不大于 1 °C，测量误差不大于 ± 2 °C，采样周期不大于 5 s。

9.1.2.2 计算功能

电池管理系统应能够计算充放电能量(W·h)，估算电池的能量状态。能量计算误差不应大于3%，计算更新周期不应大于3 s。

9.1.2.3 信息交互功能

电池管理系统应具备内部信息收集和交互功能，能将电池信息上传监控系统和储能变流器。

9.1.2.4 故障诊断功能

电池管理系统应能够监测电池的运行状态，诊断电池或电池管理系统本体的异常运行状态，上送相关告警信号至监控系统和储能变流器。

9.1.2.5 电池的保护功能

电池管理系统应能就地和远程对电池运行参数、报警、保护定值进行设置，并应具备电池的保护功能，能发出告警信号或跳闸指令，实施就地故障隔离。

9.2 储能变流器

9.2.1 储能变流器分类

9.2.1.1 单极式

单极式电池储能变流器具有双向DC-AC变换器的功能，变换器工作时应具有整流状态，为储能电池组充电，逆变状态时，为储能电池放电。

9.2.1.2 双极式

双极式电池储能变流器主要包含双向DC-AC变换器和双向DC-DC变换器两部分，双向DC-DC变换器对电压进行升降压转换满足电压等级的要求，双向DC-AC变换器与电网相连，实现电能的转换。

9.2.1.3 模块化多电平

模块化多电平储能变流器是一种新型的拓扑结构，将电池储能技术与多电平技术相结合，具有更好的谐波性能、故障容错能力。

9.2.2 功能要求

储能变流器应具有充放电功能、有功功率控制功能、无功功率调节功能和并网/离网切换功能。

注：并网/离网切换功能只针对具备并网和离网两种运行模式的储能变流器。

9.2.3 性能要求

应按照GB/T 34133的规定执行。

9.3 监控系统

9.3.1 一般要求

包括但不限于以下内容：

- a) 监控系统应具备对储能系统内各种设备进行监视和控制的能力，远方调度的能力，且应符合电力系统二次系统安全防护规定；
- b) 监控系统应根据储能系统的规模和应用需求等情况选择和配置软硬件，具备可靠性、可用性、扩展性、开放性和安全性；
- c) 监控系统应能接收并显示电池管理系统上传的电压、电流、荷电状态(SOC)、功率、温度及异常告警等信息；
- d) 监控系统应能接收并显示变流器上传的交直流侧电压、交直流侧电流、有功功率、无功功率、异常告警及故障等信息。

9.3.2 功能要求

9.3.2.1 基本功能

监控系统应具备对储能系统并网点的模拟量、状态量及相关数据进行采集、处理、显示、储存等功能，并且满足DL/T 5149的要求。

9.3.2.2 操作控制功能

监控系统应具备对储能系统并网点、各单元储能系统连接点处开关以及对储能变流器的工作状态进行控制的功能，支持选择控制和直接控制两种模式，并且满足DL/T 634.5104的要求。

9.3.2.3 数据统计分析功能

监控系统宜具备对储能系统内的关键部件(如电池单体、电池组、变流器等)的运行数据进行统计分析功能。

9.3.2.4 与外部系统互联功能

监控系统宜具备与配电管理系统、调度自动化系统、营销自动化系统等互联功能，储能系统充放电功率、电量、运行状态等数据与信息交互的功能。

9.3.2.5 能量管理功能

监控系统应具备削峰填谷、调频、调压等能量管理功能。

9.4 保护与安全自动装置

9.4.1 基本要求

储能系统的保护装置及配置主要包括以下内容：

- a) 储能系统的继电保护、电力变压器保护应满足 GB/T 14285 和 DL/T 584 的要求；
- b) 系统保护的配置及整定应与电网侧保护相适应，与电网侧重合闸策略相配合。继电保护及安全自动装置功能应满足可靠性、选择性、灵敏性、速动性的要求；
- c) 继电保护及安全自动装置功能应满足电力网络结构、储能系统电气主接线的要求，并考虑电力系统和储能系统运行方式的灵活性；
- d) 继电保护和安全自动装置功能，应按照 GB/T 14285 的规定；
- e) 蓄电池存储间温度控制装置应尽可能使电池温度保持在 20 ℃~25 ℃，满足安全、高效、长期稳定运行的要求；
- f) 消防控制系统应满足 DL 5027 的要求，包含消防控制箱、声光报警铃/灯、温度及盐雾传感器、气体灭火装置，其中气体装置系统应包括：灭火瓶组、高压软管、灭火剂单向阀、启动瓶组、安全泄压阀、选择阀、压力信号器、喷头、高压管道、高压管件等；
- g) 储能系统室内安装时应满足 GB 50140 的要求，消防控制箱应安装在室内，室内顶部均匀分布设置至少 3 个烟雾探测传感器和 3 个温度传感器。声光报警铃、灯应安装在室外侧的安全门上方醒目位置。消防罐体柜应安装于电池仓靠安全门侧的专用区域，直接式消防罐体就近安装在设备柜体外侧；
- h) 消防管道应均匀分布于电池集中堆放室内顶部和底部，消防喷头安装在两仓的中间位置，顶部为消防传感器的线缆管道，底部应为消防气体高压管道；
- i) 消防系统供电应采用直流供电或电网标准，从 AC 配电柜、DC 汇流柜专用开关控制并供电。消防供电线缆应走消防专用线槽或线管。消防线缆槽盖外表面每隔 100 mm 应喷涂红色圆环标记；
- j) 消防管道应铺设在防静电地板下，顶部喷头安装在电池仓中间位置，底部喷头露出地板表面。喷头高度与地板水平面一致；
- k) 在带电状态下，电器火灾和电池火灾属于 E 类火灾，灭火器的配置应选用七氟丙烷等清洁气体作为灭火剂。

9.4.2 电池管理系统保护

储能电池管理系统的保护设计规范应考虑：

- a) 应具备过充电/过放电保护、短路保护、过流保护、温度保护、满电保护；
- b) 宜配置软/硬出口节点，当出现保护动作时，发出报警和/或跳闸信号。

9.4.3 储能变流器保护

在直/交流不同场合下，储能变流器的保护措施主要包括：

- a) 直流侧保护应包括过/欠压保护、过流保护、输入反接保护、短路保护、接地保护等；
- b) 交流侧保护应包括过/欠压保护、过/欠频保护、交流相序反接保护、过流保护、过载保护、过温保护、相位保护、直流分量超标保护、三相不平衡保护等；
- c) 变流器应具备防孤岛保护功能，孤岛检测时间应不超过 2 s。

9.4.4 涉网保护

储能系统接入公用电网时，应具备以下涉网保护能力：

- a) 储能系统涉网保护的配置及整定应用与电网侧保护相适应，与电网侧重合策略相协调；
- b) 通过 380 V 电压等级接入且功率小于 500 kW 的储能系统，应具备低电压和过电流保护功能；
- c) 通过 10（6） kV~35 kV 电压等级专线方式接入的储能系统宜配置光纤电流差动保护或方向保护作为主保护，配置电流电压保护作为后备保护；
- d) 通过 10（6） kV~35 kV 电压等级采用线变组方式接入的储能系统，应按照电压等级配置相应的变压器保护装置；
- e) 储能系统应配置防孤岛保护，非计划孤岛情况下，应在 2 s 内动作，将储能系统与电网断开。

9.4.5 故障录波

接入10（6） kV及以上电压等级且功率为500 kW及以上的储能系统，应配备故障录波设备，且应记录故障前10 s到故障后60 s的情况。

9.5 通信自动化

9.5.1 防护要求及设计规程

通信与自动化防护要求及设计规程如下：

- a) 储能系统监控系统应具备与电网调度机构之间数据通信的能力。能够采集储能系统的运行数据并实时上传至电网调度机构，同时具备接收电网调度机构控制调节指令的能力，且符合电力二次系统安全防护规定；
- b) 储能系统内部通信可采用以太网、串行口等接口，通信规约可采用基于 CAN2.0、Modbus-TCP 的总线协议。按照 DL/T 634.5101、DL/T 634.5104 或 DL/T 860（所有部分）的规定执行；
- c) 储能系统与电网调度自动化系统的通信规约宜采用基于 DL/T 634.5104 通信协议；
- d) 储能变流器宜具备 CAN/RS485、以太网通讯接口。其中，储能变流器与监控站级通信宜采用以太网通讯接口，支持 MODBUS-TCP、DL/T 860、PROFIBUS-DP 通信协议；与电池管理系统通信宜采用 CAN/RS485，宜支持 CAN2.0B、MODBUS-TCP 通信协议。

9.5.2 通信通道

对于通过110(66) kV及以上电压等级接入公用电网的储能系统，至调度端应具备两路通信通道，其中一路为光缆通道。

9.5.3 通信设备

接受电网调度的接入10(6) kV及以上电压等级公用电网的储能系统，与电网调度系统直接连接的通信设备应具有与系统接入端设备一致的接口与协议。

9.5.4 信息要求

接受电网调度的接入10(6) kV及以上电压等级公用电网的储能系统向电网调度机构提供的信息包括但不限于以下信息：

- a) 电气模拟量：并网点的频率、电压、注入电网电流、注入有功功率和无功功率、功率因数、电能质量数据等；
- b) 电能量及荷电状态：可充/可放电量、充电电量、放电电量、荷电状态等；
- c) 状态量：并网点开断设备状态、充放电状态、故障信息、远动终端状态、通信状态、AGC状态等；
- d) 其他信息：并网调度协议要求的其他信息。

9.6 电能计量

9.6.1 电量计量点

储能系统接入电网前，应明确电量计量点。电量计量点设置应遵循以下规定：

- a) 储能系统采用专线接入公用电网，电量计量点设在公共连接点；
- b) 储能系统采用T接方式接入公用线路，电量计量点设在储能系统出线侧；
- c) 储能系统接入用户内部电网，电量计量点设在并网点。

9.6.2 电能计量装置

储能系统可设置电能计量装置，且设备配置和技术要求应满足DL/T 448以及相关标准、规程的要求。

9.6.3 电能计量装置功能

储能系统的电能计量装置应具备双向有功和无功计量、事件记录、本地及远程通信的功能，其通信协议应按照DL/T 645的规定。

9.7 电池SOC估计

可采用安时积分法、开路电压法及扩展卡尔曼等方法，电池SOC估计误差应小于5%。

9.8 电池SOH估计

可采用SOH 剩余容量定义法、内阻定义法等方法，电池SOH估计误差不应小于5%。

10 接地与安全标识

10.1 防雷与接地

储能系统的防雷与接地应满足GB 14050、GB 50057和GB/T 50065的要求。

10.2 标识

储能系统应有安全警示标识，标识的形状、颜色、尺寸和高度应满足GB 2894的要求。

附录 A

(资料性)

并网点与公共连接点的说明

A.1 储能系统的并网点

储能系统与电网的连接点，而该电网可能是公用电网，也可能是用户内部电网。对于有升压变压器的储能系统，并网点指升压变压器高压侧母线或节点。对于无升压变压器的储能系统，并网点指储能系统的输出汇总点。

A.2 并网点的图例说明

见图A.1，虚线框为用户内部电网，该用户电网通过公共连接点C与公用电网相连。在用户内部电网，有两个储能系统，分别通过A点和B点与用户电网相连，A点和B点均为并网点，但不是公共连接点。在D点有储能系统直接与公用电网相连，D点是并网点也是公共连接点。

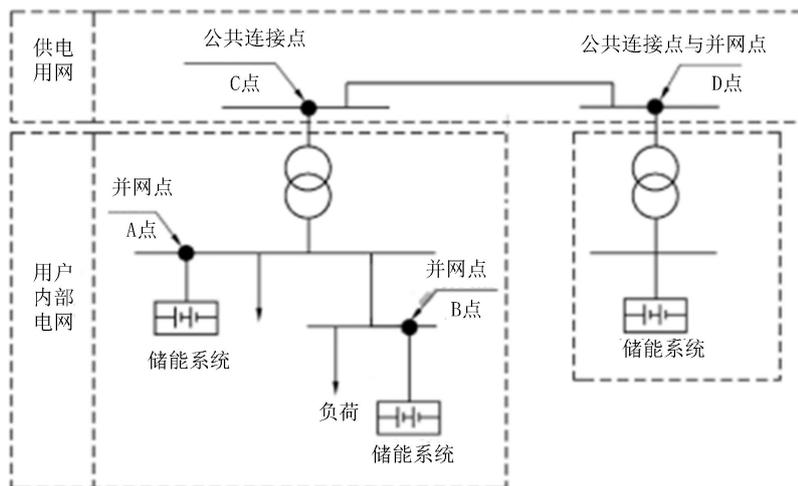


图 A.1 并网点与公共连接点图例说明

附录 B

(资料性)

储能系统接入电网电压等级推荐

储能系统接入电网的电压等级应按照储能系统额定功率、接入点电网网架结构等条件确定，不同额定功率储能系统的接入电网电压推荐等级见表B.1。

表 B.1 储能系统接入电网电压推荐等级表

储能系统额定功率	接入电压等级	接入方式
8 kW及以下	220 V/380 V	单相或三相
8 kW~1000 kW	380 V	三相
500 kW~5000 kW	6 kV~20 kV	三相
5000 kW~100000 kW	35 kV~110 kV	三相
100000 kW以上	220 kV及以上	三相

附录 C (规范性) 储能容量配置

C.1 降低运行成本

C.1.1 储能削峰降低运行成本

C.1.1.1 电池能量存储系统参与减少运行成本过程

包括两个阶段：调峰（即在负载达到峰值时放电）和谷底填充（即在负载低时充电）。当负载达到峰值（作为有功电源）时，释放电能以减轻电网“卡脖子”现象，当负荷低谷时（作为有功负荷）吸收电能，以提高电力设备的利用效率，提高进行效益。根据负载曲线的峰谷过程选择电池储能系统的位置和容量，并结合相应的调峰指标，采用运行策略实现调峰过程并进行容量选定，见图C.1。

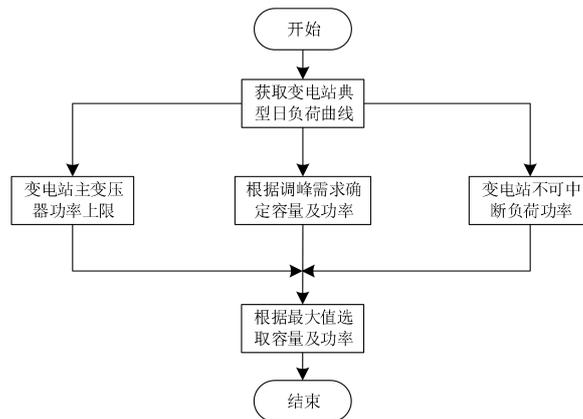


图 C.1 参与配电网调峰的选址定容流程

C.1.1.2 性能指标

具体需要了解到的性能指标包括以下内容：

- a) 获得变电站低压侧的典型日负荷曲线和该变电站的基本参数（变电站功率上限，不间断重要负载的功率值）；
- b) 根据变电站的日负荷曲线，提取日连续负荷曲线，并结合调峰指标，对各变电站的“调峰适宜性”指标进行分类；
- c) 采用运行策略，控制电池储能系统参与配网调峰，获得电池储能系统的功率和容量要求；
- d) 对比上述步骤得到的功率及容量，选取最大的功率及容量作为电池储能系统额定功率及额定容量。

C.1.2 储能容量配置

根据大量的数据调查，一些电网的负荷率比较低，高峰时段很短，但电价高，峰谷差异大，需求容量收费和电费高。如果加入适当的储能系统，使用储能来减少高峰和低电价，合理控制储能充放电可以降低容量和电费。在此目标下，可以降低电网的运营成本。其中，电网的运行成本组成为电费、护费、容量费，见图C.2。

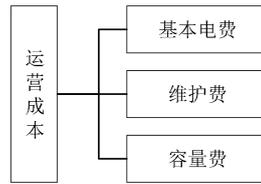


图 C.2 运行成本图

由于各个电网的负荷曲线会有所不同,不便于快速计算电费的变化,并且削峰常以平谷段进行充电,因此电费变化很小,维护费用较少。暂时不考虑这两个因素影响,只考虑容量成本和储能成本。是否能够通过储能来降低运营成本,可由式(C.1)确定:

$$P_{max} < P_{\theta}, P_{\theta} < P_x \quad \text{..... (C.1)}$$

式中:

P_{max} ——最大运营成本;

P_{θ} ——削峰的目标值;

P_x ——是否要交容量费界限。

注:可得配置储能容量范围 $[E_{min}, E_{max}]$ 。

C.1.3 经济性判断指标

C.1.3.1 年容量费用

以降低的年容量费为目标,其计算公式如式(C.2)所示:

$$y_p = 12M\Delta P \quad \text{..... (C.2)}$$

式中:

y_p ——年储蓄能力费,单位为元每年(元/年);

M ——月容量费,单位为元每月千瓦(元/kW·月);

ΔP ——削峰的容量,单位为千瓦(kW)。

C.1.3.2 储能年成本

储能年成本的计算方法如式(C.3)所示:

$$\Delta P = P_{max}(1-z) \quad \text{..... (C.3)}$$

式中:

ΔP ——削峰的容量,单位为千瓦(kW);

P_{max} ——最大运营成本;

z ——峰值负载比例。

C.1.3.3 降低的容量费与储能成本对比

当降低的容量费相比于储能成本较大时,可以配置储能,其计算方法如式(C.4)所示:

$$y_p > y_b \quad \text{..... (C.4)}$$

式中:

y_p ——年储蓄能力费,单位为元每年(元/年);

y_b ——年储能成本费,单位为元每年(元/年)。

可以得到 E_b 与 ΔP 的关系式如式 (C.5) 所示:

$$2M\Delta P > C_{r_0}(r_0, n_b)(C_b + C_p)E_b \dots\dots\dots (C.5)$$

将式 (C.5) 变形可得式 (C.6):

$$\frac{E_b}{\Delta P} < \frac{2M}{C_{r_0}(r_0, n_b)(C_b + C_p)} \dots\dots\dots (C.6)$$

式中:

- M ——月容量费, 单位为元每月千瓦 (元/kW·月);
- ΔP ——削峰的容量, 单位为千瓦 (kW);
- $C_{r_0}(r_0, n_b)$ ——资本回收系数;
- r_0 ——年利率;
- n_b ——储能的寿命, 单位为年;
- C_b ——储能容量及安装成本, 单位为元每月千瓦 (元/kW·月);
- C_p ——储能变流器等设备安装成本, 单位为元每月千瓦 (元/kW·月);
- E_b ——储能容量, 单位为千瓦 (kW)。

将 m_{b1} 代入不等式右边参与计算, 可得的 a_2 如式 (C.7) 所示:

$$a_2 = \frac{111M}{(C_b + C_p)} \dots\dots\dots (C.7)$$

式中:

- a_2 ——经济判断值;
- M ——月容量费, 单位为元每月千瓦 (元/kW·月);
- C_b ——储能容量及安装成本, 单位为元每月千瓦 (元/kW·月);
- C_p ——储能变流器等设备安装成本, 单位为元每月千瓦 (元/kW·月)。

当 $\frac{E_b}{\Delta P}$ 小于 a_2 时, 利用储能不仅可以降低峰值负荷, 而且可以达到降低运行成本的目的。

C.2 电压治理

C.2.1 储能参与电压治理

双圆圈代表电源点, 单圆圈代表负载节点, 正方形代表充电站。充电站的建设受选址和容量的影响, 而储能装置的安装位置会影响其安装容量。为了降低投入成本, 合理规划两者的安装地点。此处不考虑充电站的位置和容量, 见图C.3。

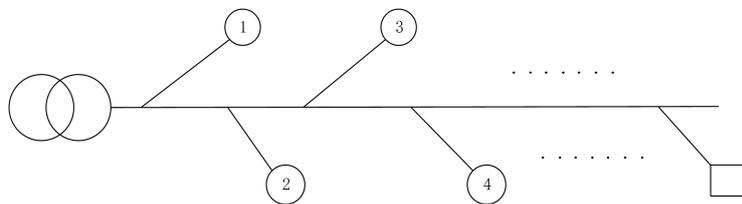


图 C.3 配电网结构图

在知道每个节点的功率和电源的电压之后, 可计算节点电压, 其结构见图C.4, 计算步骤如式(C.8)、式(C.9)、式(C.10)所示:

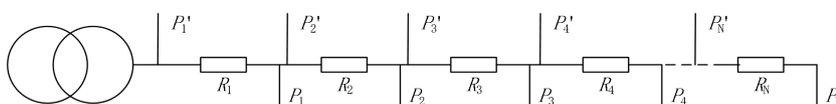


图 C.4 简化结构

$$P'_n = \begin{cases} P_n + \left(\frac{P_n}{U_n}\right)^2 R_n, n=N & \dots\dots\dots (C. 8) \\ P'_{n+1} + P_n + \left(\frac{P_n + P'_{n+1}}{U_n}\right)^2 R_n, n < N \end{cases}$$

$$U_n = U_{n-1} - \frac{P'_n}{U_{n-1}} R_n = U_0 - \frac{P'_1}{U_0} R_1 - \frac{P'_2}{U_1} R_2 - \dots - \frac{P'_n}{U_{n-1}} R_n \dots\dots\dots (C. 9)$$

$$P_s = P'_1 - \sum_{i=1}^k P_n \dots\dots\dots (C. 10)$$

式中：

P_n ——每个节点的负载功率，单位为千瓦（kW）；

P'_n ——从当前节点到配电网末端的总负载功率，单位为千瓦（kW）；

R_n ——节点之间的线路电阻，单位为欧姆（R）；

U_n ——每个节点的节点电压，单位为伏特（V）；

P_s ——每个时刻配电网线路的总损耗，单位为千瓦（kW）。

C. 2.2 储能容量配置

当配电网的电压不满足式（C. 11）时需配置储能，需改善线路损耗引起的电压下降问题。

$$0.9U_N < U_n < 1.07U_N \dots\dots\dots (C. 11)$$

式中：

U_N ——标准电压值，单位为伏特（V）；

U_n ——节点电压值，单位为伏特（V）。

此处的储能配置将参与配电网的电压调节，而充电和放电功率只是一个中间变量。可直接求的是每个节点的电压变化。在获得充电站所处的配电网的每个节点的电压数据之后，可以判断是否有必要配置储能设备参与改善低压问题。但是配电网更为复杂，储能装置的安装容量受安装位置的影响，因此无法确定储能装置的范围。需要与特定的配电网结构和每个节点的负载相结合。

C. 3 削峰填谷

C. 3.1 储能用于削峰填谷

在这种策略下，储能系统以谷底价格充电，以高峰价格释放能量。峰谷价差带来的收入仅仅是电费的变化，储能容量很大程度上决定了赚取电费的多少。因此，可以根据实际需求分配储能容量，但必须将其限制在峰值电价段内。其容量计算相对简单不单独计算。只需分析每千瓦时节省的电费和每千瓦时输入的储能成本。并且增加储能后的负载功率不得超过原负载的峰值。

C. 3.2 储能容量配置

C. 3.2.1 每度电节省成本

每度电节省成本公式如式（C. 12）所示：

$$e_l = \max(C) - \min(C) \dots\dots\dots (C. 12)$$

式中：

C ——储能容量；

e_l ——每度电节省的成本。

C.3.2.2 储能成本

计算吞吐1 kWh电量所需要的储能成本，其具体计算如式（C.13）和（C.14）所示：

$$e_l = \frac{y_b}{365N_l} \dots\dots\dots (C.13)$$

$$N_b = \frac{Z_z}{365N_l} \dots\dots\dots (C.14)$$

式中：

- e ——每度电节省的成本；
- y_b ——年储能成本费，单位为元每年（元/年）；
- N_l ——每天储能充满和放电的次数；
- N_b ——储能的寿命，单位为年；
- Z_z ——储能设备的总循环数。

C.3.2.3 储能成本与总循环次数的关系

总循环次数按照5000次计算。假设储能成本及安装费用按2500元/kWh计算，储能每千瓦时的成本 e_2 与每天储能充满和放电的次数 N_l 之间的关系见图C.5。

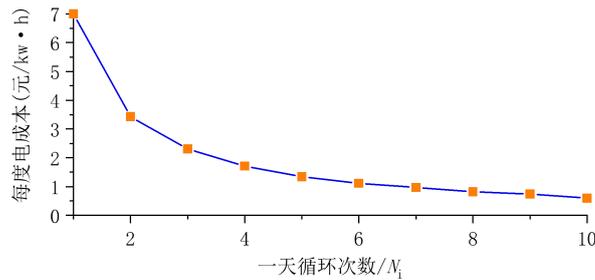


图 C.5 每度电成本与循环次数之间的关系

随着每天充放电次数的增加，相当于电能的储能成本逐渐降低，下降趋势显示出先加速后减速的过程，最终逐渐逼近 0.5 元/kWh。由于大多数城市的电价谷期仅在夜间，因此高峰和谷底之间每天只能循环 1 次。

以每天只充放电1次为例，储能成本的降低，折合每度电成本却呈下降趋势。这意味着随着成本的下降，利用储能来获得高峰和谷底电价将越来越适用。

C.4 新能源消纳

C.4.1 储能参与新能源消纳

与新能源结合的储能配置与其运行模式密切相关，不同功能要求下的储能配置会有不同，与其新能源出力特点密切相关。

风能和光伏等新能源发电的输出功率具有波动性。为了减少功率波动对电网的影响，使用储能来稳定输出功率。储能系统的功率和容量配置直接影响补偿功率波动的准确性和经济指标。

为了满足新能源并网波动的技术指标，将频谱分析与滤波器相结合，并对典型的新能源输出功率数据进行频谱分析。根据数据频谱及滤波器频谱，在频率波动范围内选择一个最好的一阶低通滤波器的截止频率，并考虑充放电损耗和连续运行以获得优化后的并网控制功率及储能需求的功率及容量。

C.4.2 储能容量配置

使用低通滤波来确定截止频率，对采样的数据进行一阶低通滤波计算。将通过低通滤波后的数据来计算联络线输出的功率波动率，检查波动约束条件，确定满足波动要求的截止频率，使储能容量尽可能小，从而获取相应的联络线功率和储能参考输出功率。在整个循环中，储能所需的补偿功率的绝对值的最大值为储能器对应的最大充放电功率，即储能系统的额定输出功率，其低通滤波过程见图C.6。

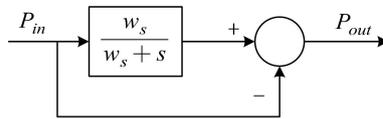


图 C.6 联络线低通滤波过程

根据储能系统的参考功率值获得储能系统的最大输出能量波动值，在给定SOC的区间之后，可计算得到最小的储能额定容量，并可获得储能的初始SOC状态。只要将储能系统调节到初始状态，就可以满足储能整个循环周期的充放电要求。

以光伏发电为例，光伏发电技术以其清洁，灵活和可再生的优势受到广泛关注。但它们的发电时间和功率受天气影响较大，与负载不完全匹配。见图C.7，从中可以看出，光伏和负载的变化趋势并不完全一致，并且具有反调峰特性。可以看出，两条曲线是负相关的。当光伏功率大时，负载需求功率小，并且光伏发电不能及时被消纳。通常，它被选择上网或放弃光储能设备可用于存储的剩余电量，并在高电段中释放能量，以实现赚取电价差的目标。同时，根据《国家发改委和国家能源局关于积极推进风电和光伏发电无补贴平价有关工作的通知》，该政策将促进风电和光伏发电的无补贴平价上网。因此，这里只考虑储能成本和电价差，不考虑国家补贴问题。

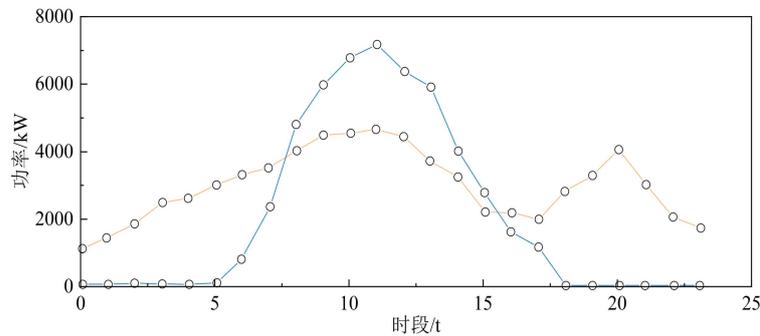


图 C.7 负荷曲线与光伏发电曲线

光伏剩余电量累计公式如式 (C.15) 所示：

$$E_{pve} = -\sum_{i=1}^{24} \min(0, P_{load}(t) - P_{pv}) dt \dots\dots\dots (C.15)$$

式中：

- E_{pve} ——需求电量，单位为千瓦时 (kWh) ；
- P_{load} ——负载侧功率，单位为千瓦 (kW) ；
- P_{pv} ——光伏输出功率，单位为千瓦 (kW) 。

需求变量 E_{pve} 大于 0 表示光伏电池在本地未完全消耗，可以配置最大能量存储容量 $E_{max} = E_{pve}$ 。

参 考 文 献

- [1] GB/T 36547—2018 电化学储能系统接入电网技术规定
 - [2] DL/T 1989—2019 电化学储能电站监控系统与电池管理系统通信协议
-