



中华人民共和国国家标准

GB/T 19963-2

风电场接入电力系统技术规定 第二部分：海上风电

(征求意见稿)

Technical specification for connecting wind farm to power system
Part 2: Offshore wind power

20 - - 发布

20 - - 实施

中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局
中国国家标准化管理委员会 发布

目 次

目 次	I
前 言	II
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 有功功率	2
5 惯量响应和一次调频	3
6 无功容量	4
7 无功电压控制	5
8 交流故障穿越	5
9 直流输电线路故障响应	9
10 黑启动	10
11 运行适应性	10
12 功率预测	11
13 电能质量	11
14 仿真模型和参数	11
15 二次系统	11
16 测试和评价	13
附录 A	15
附录 B	16
附录 C	17

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。

本文件由中国电力企业联合会提出并归口。

本文件主要起草单位：

本文件参加编写单位：

本文件主要起草人：

风电场接入电力系统技术规定

第二部分：海上风电

1 范围

本文件规定了海上风电场接入电力系统的技术要求。

本文件适用于通过柔性直流输电与电力系统连接的新建或改（扩）建海上风电场。

对于通过交流输电与电力系统连接的海上风电场应符合 GB/T 19963.1 的规定。

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 12326 电能质量 电压波动和闪变
- 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 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 19963.1 风电场接入电力系统技术规定 第 1 部分：陆上风电
- GB/T 22239 信息安全技术 网络安全等级保护基本要求
- 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 36572 电力监控系统网络安全防护导则
- GB 38755 电力系统安全稳定导则
- GB/T 50063 电力装置电测量仪表装置设计规范
- DL/T 448 电能计量装置技术管理规程
- DL/T 1870 电力系统网源协调技术规范
- DL/T 5003 电力系统调度自动化设计技术规程
- NB/T 31046 风电功率预测系统功能规范
- NB/T 31055 风电场理论发电量与弃风电量评估导则

3 术语和定义

GB/T 19963.1-2021 界定的以及下列术语和定义适用于本标准。

3.1

海上风电场 offshore wind farm; offshore wind power plant

由一批海上风电机组或风电机组群（包括机组单元变压器）、汇集线路、主升压变压器（如有）及其他设备组成的发电站。

[GB/T 19963.1 风电场接入电力系统技术规定 第 1 部分：陆上风电，定义 3.1，有修改]

3.2

柔性直流输电 modular multilevel converter based high-voltage direct current (MMC-HVDC) transmission

基于模块化多电平换流器的直流输电。

3.3

海上风电场并网点 point of connection of offshore wind farm

海上风电场升压站高压侧母线或节点，或者海上风电场集电线路汇集母线或节点。

[GB/T 19963.1 风电场接入电力系统技术规定 第1部分：陆上风电，定义 3.2，有修改]

3.4

陆上换流站并网点 point of connection of onshore converter station

海上风电场的陆上换流站联接变压器网侧母线或节点。

4 有功功率

4.1 基本要求

4.1.1 风电场应符合 GB/T 31464、GB 38755、DL/T 1870 的规定，具备参与电力系统调频、调峰和备用的能力。

4.1.2 风电场应配置有功功率控制系统，具备有功功率调节能力，推荐的有功功率控制模式见附录 B。

4.1.3 当风电场有功功率在总额定功率的 20% 以上时，风电场应能够实现有功功率的连续平滑调节，并能够参与电力系统有功功率控制。

4.1.4 风电场应能接收电力系统调度机构下达的有功功率及有功功率变化的控制指令，风电场有功功率及有功功率变化应满足电力系统调度控制要求。

4.1.5 风电场应能够自动计算风电场理论可发功率及备用容量，具备降低总有功功率、增加总有功功率、改变有功功率变化率等自动发电控制功能。

4.2 正常运行情况下有功功率变化

4.2.1 风电场有功功率变化包括 1min 有功功率变化和 10min 有功功率变化。在风电场并网以及风速增长过程中，风电场有功功率变化应当满足电力系统安全稳定运行的要求，其限值应根据所接入电力系统的频率调节特性，由电力系统调度机构确定。

4.2.2 风电场 1min 有功功率变化最大限值宜为额定容量的 1/10，10min 有功功率变化最大限值宜为额定容量的 1/3，该要求也适用于风电场的正常停机。允许出现因风速降低或风速超出切出风速而引起风电场有功功率变化超出有功功率变化最大限值的情况。

4.3 紧急控制

4.3.1 在以下电力系统事故或紧急情况下，风电场应根据电力系统调度机构的指令快速控制其输出的有功功率，必要时可通过风电场安全自动装置快速自动降低风电场有功功率或切除风电场，也可通过卸能装置吸收风电场馈入柔性直流的部分或全部有功功率，此时风电场有功功率变化可超出电力系统调度机构规定的有功功率变化最大限值。

a) 电力系统事故或特殊运行方式下要求降低风电场有功功率，以防止输电设备过载，确保电

力系统稳定运行。

- b) 当电力系统频率高于 50.5Hz 时, 按照电力系统调度机构指令降低风电场有功功率, 严重情况下切除整个海上风电场。
- c) 在电力系统事故或紧急情况下, 若风电场的运行危及电力系统安全稳定, 电力系统调度机构应按规定暂时将风电场切除。

4.3.2 事故处理完毕, 电力系统恢复正常运行状态后, 风电场应按调度指令并网运行。

5 惯量响应和一次调频

5.1 基本要求

5.1.1 风电场应具备快速控制自身有功功率, 基于陆上换流站并网点频率和频率变化率, 向电力系统提供惯量响应和一次调频的功能, 可根据电力系统运行实际需要启用与停用惯量响应和一次调频功能, 启用与停用功能可远程/本地切换。

5.1.2 风电场惯量响应和一次调频功能应配合使用, 参与电力系统惯量响应和一次调频时应能实现有功功率的连续平滑调节。

5.1.3 风电场应设置惯量响应和一次调频启用状态信号、动作状态信号, 并将信号上传至调度监控系统。

5.1.4 风电场惯量响应和一次调频应与风电场有功功率控制系统及 AGC 指令相协调。

5.2 惯量响应

5.2.1 惯量响应的死区可根据电力系统实际情况确定, 宜设定为 $\pm(0.03\sim 0.1)$ Hz。当电力系统频率偏差大于死区范围, 且风电场有功功率在 20%额定功率以上时, 风电场应在满足公式(1)条件下提供惯量响应, 并且风电场有功功率变化量 ΔP_t 应满足公式(2)。

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

$$\Delta P_t = -\frac{T_J}{f_N} \times \frac{df}{dt} \times P_t \quad (2)$$

式中:

Δf —— 电力系统频率偏差, 单位为赫兹 (Hz);

f —— 陆上换流站并网点频率, 单位为赫兹 (Hz);

t —— 时间, 单位为秒 (s);

ΔP_t —— 风电场有功功率变化量, 单位为兆瓦 (MW);

T_J —— 等效惯性时间常数, 单位为秒 (s);

f_N —— 电力系统额定频率, 单位为赫兹 (Hz);

P_t —— 风电场有功功率, 单位为兆瓦 (MW)。

5.2.2 等效惯性时间常数 T_J 一般设置为 8~12s (该值可根据电力系统实际情况确定)。

5.2.3 计算陆上换流站并网点频率变化率 df/dt 的时间窗口宜不大于 200ms, 不小于 100ms。

5.2.4 风电场有功功率变化量上升时间不大于 1s, 允许偏差不大于 $\pm 1\% P_N$ 。

5.3 一次调频

5.3.1 一次调频的死区可根据电力系统实际情况确定, 宜设定为 $\pm(0.03\sim 0.1)$ Hz。当电力系统频率偏差大于死区范围, 且风电场有功功率在 20%额定功率时, 风电场应具备参与电力系统一次调频能力, 并且风电场有功功率变化量 ΔP_t 应满足公式(3), 风电场一次调频示例曲线如附录 C 所示。

$$\Delta P_t = -K_f \times \frac{\Delta f}{f_N} \times P_t \quad (3)$$

式中：

ΔP_t —— 风电场有功功率变化量，单位为兆瓦（MW）；

K_f —— 有功调频系数；

Δf —— 电力系统频率偏差，单位为赫兹（Hz）；

f_N —— 电力系统额定频率，单位为赫兹（Hz）；

P_t —— 风电场有功功率，单位为兆瓦（MW）。

5.3.2 有功调频系数 K_f 一般设置为 10~50（该值可根据电力系统实际情况确定）。

5.3.3 当电力系统频率大于 50Hz 时，风电场应根据一次调频曲线减少有功输出，减少功率的限幅可根据实际电力系统要求确定，宜为 10% P_t 。

5.3.4 当电力系统频率小于 50Hz 时，风电场应根据一次调频曲线增加有功输出，增加功率的限幅可根据实际电力系统要求确定，宜为 6% P_t 。

5.3.5 一次调频响应滞后时间应不大于 2s，一次调频上升时间应不大于 9s，一次调频调节时间应不大于 15s，有功功率调节允许偏差应不超过 $\pm 1\%P_N$ 。

6 无功容量

6.1 无功电源

6.1.1 风电场的无功电源包括陆上柔性直流换流器、海上柔性直流换流器、海上风电场中的风电机组、并联电容器、并联电抗器、静止无功补偿器、静止无功发生器等。

6.1.2 风电场要充分利用陆上换流站、海上换流站和海上风电场的无功容量及其调节能力。

6.2 无功容量配置

6.2.1 风电场安装的风电机组应满足功率因数在超前 0.95~滞后 0.95 的范围内动态可调。当场内所有风电机组的无功容量不能满足风电场无功容量配置要求时，应在风电场集中加装适当容量的无功补偿装置，必要时加装动态无功补偿装置。

6.2.2 风电场的陆上换流站应具备 STATCOM 运行模式，无功容量应按不小于 40% 额定容量设计。

6.2.3 风电场的海上换流站容性无功容量应能补偿海上换流站联接变压器、海上换流站交流母线至海上风电场并网点交流电缆感性无功一半之和，其感性无功容量应能补偿海上换流站交流母线至海上风电场并网点交流电缆的充电无功功率的一半。

6.2.4 风电场的海上风电场配置的容性无功容量应能补偿海上风电场满发时场内汇集线路、主变压器的感性无功及海上风电场并网点至海上换流站交流母线交流电缆的一半感性无功之和，其配置的感性无功容量能够补偿风电场自身的容性充电无功功率及海上风电场并网点至海上换流站交流母线高压交流电缆的一半充电无功功率。

6.2.5 风电场配置的无功补偿装置类型及其容量范围应结合风电场实际接入情况通过专题研究确定。

6.3 无功补偿装置适应性

6.3.1 在柔性直流不闭锁运行情况下，海上风电场无功补偿装置应适应各种运行方式变化和运行控制策略的要求。

6.3.2 海上风电场内动态无功补偿装置应按照表 1 中的要求运行。

表 1 不同电压水平下动态无功补偿装置运行时间要求

并网点电压标幺值 U_t (标称电压为基准)	运行时间
$0 \leq U_t < 0.9$	不少于风电场低电压穿越连续运行时间
$0.9 \leq U_t \leq 1.1$	连续运行
$1.1 < U_t \leq 1.3$	不少于风电场高电压穿越连续运行时间

7 无功电压控制

7.1 陆上换流站无功电压控制

7.1.1 风电场的陆上换流站应符合 GB/T 31464、DL/T 1870 的规定，应配置无功电压控制系统，具备无功功率调节及电压控制能力。

7.1.2 风电场的陆上换流站应根据电力系统调度机构指令，自动调节其发出（或吸收）的无功功率，实现对并网点无功/电压的控制，其调节速度和控制精度应能满足电网电压调节的要求。

7.1.3 当电力系统电压处于正常范围内时，风电场的陆上换流站应能控制其并网点电压在标称电压的 100%~110% 范围内。

7.1.4 风电场的陆上换流站应有多种无功控制模式，包括电压控制、功率因数控制和无功功率控制等，具备根据运行需要在线切换控制模式的能力。

7.2 海上换流站和海上风电场无功电压控制

7.2.1 风电场的海上换流站和海上风电场的无功功率控制要求，应结合工程实际情况通过专题研究确定。

7.2.2 风电场的海上风电场应配置无功功率/电压控制系统，具备海上风电场的无功功率调节及电压控制能力。

8 交流故障穿越

8.1 基本要求

陆上换流站、海上换流站、海上风电场应具备故障穿越能力，包括低电压穿越能力、高电压穿越能力。在电压和时间间隔考核范围内，陆上换流站、海上换流站、海上风电场内的风电机组应保证不脱网连续运行，海上风电场内无功补偿等其他设备在故障期间不恶化故障水平。

8.2 陆上换流站故障穿越

8.2.1 基本要求

风电场的陆上换流站故障穿越能力应满足以下要求：

- a) 对于电力系统故障引起的陆上换流站并网点电压跌落，陆上换流站应满足图 1 所示低电压穿越要求。当陆上换流站并网点电压在图 1 电压轮廓线上方时，应能不脱网连续运行；当陆上换流站并网点电压在图 1 电压轮廓线下方时，可停止运行；
- b) 对于电力系统扰动引起的陆上换流站并网点电压升高，陆上换流站应满足图 2 所示高电压穿越要求。当陆上换流站并网点电压在图 2 电压轮廓线下方时，应能不脱网连续运行；当陆上换流站并网点电压在图 2 电压轮廓线上方时，可停止运行。

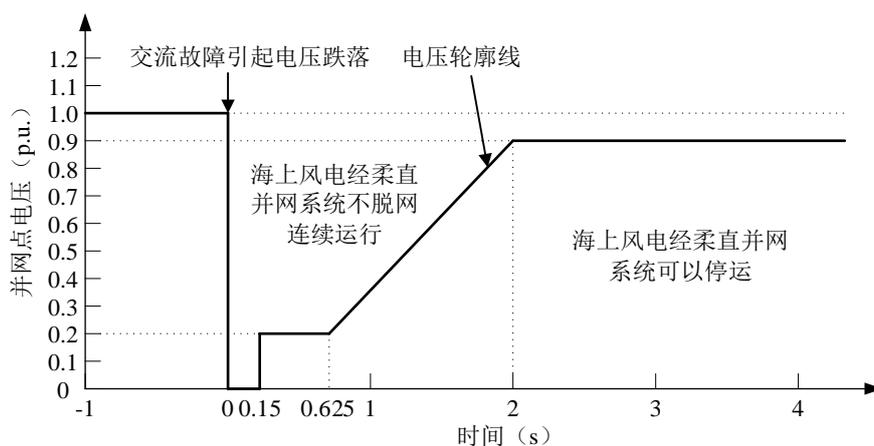


图 1 陆上换流站低电压穿越要求

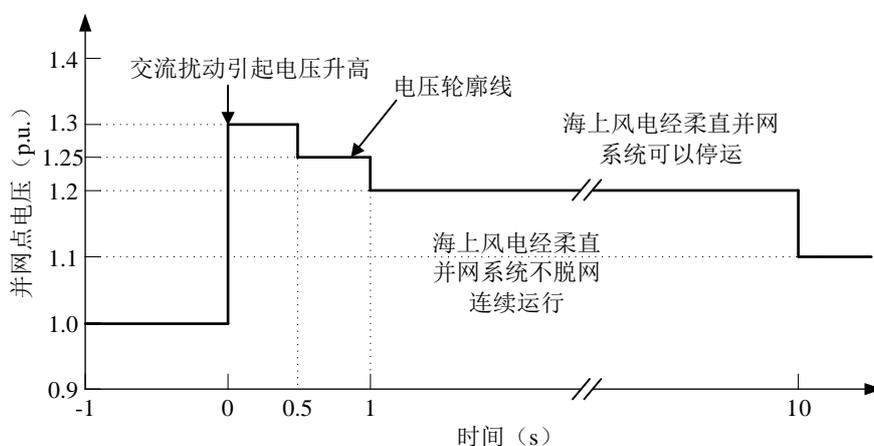


图 2 陆上换流站高电压穿越要求

8.2.2 故障类型及考核电压

针对不同故障类型陆上换流站低电压穿越的考核电压如表 2 所示：

表 2 陆上换流站低电压穿越考核电压

故障类型	考核电压
三相短路故障	陆上换流站并网点线电压
两相短路故障	陆上换流站并网点线电压
单相接地短路故障	陆上换流站并网点相电压

8.2.3 低电压穿越动态无功支撑能力

当电力系统发生三相短路故障引起陆上换流站并网点电压跌落时，风电场的陆上换流站在低电压穿越过程中应具有以下动态无功支撑能力：

- a) 当陆上换流站并网点电压正序分量低于标称电压的 90% 时，陆上换流站应能向电力系统注入动态无功电流支撑电压恢复，动态无功电流增量响应陆上换流站并网点电压变化，并应满足公式 (4)：

$$\Delta I_t = K_1 \times (0.9 - U_t) \times I_N, (0 \leq U_t \leq 0.9) \quad (4)$$

式中：

ΔI_t ——陆上换流站注入的动态无功电流增量，单位为安培 (A)；

K_1 ——陆上换流站动态无功电流比例系数；

U_t ——陆上换流站并网点电压标幺值；

I_N ——陆上换流站额定电流，单位为安培（A）；

- b) 陆上换流站并网点电压跌落期间，陆上换流站向电力系统输出无功电流应为电压跌落前正常运行时的输出无功电流 I_0 与动态无功电流增量 ΔI_t 之和；
- c) 陆上换流站并网点电压跌落期间，陆上换流站无功电流的最大输出能力应不低于陆上换流站额定电流的 1.05 倍；
- d) 陆上换流站动态无功电流比例系数 K_1 可根据电力系统实际情况确定，取值范围宜为 1.5~3；
- e) 自陆上换流站并网点电压跌落出现的时刻起，陆上换流站动态无功电流上升时间不大于 30ms；
- f) 自陆上换流站并网点电压恢复至标称电压 90% 以上的时刻起，陆上换流站应在 30ms 内退出动态无功电流增量。

当电力系统发生不对称短路故障引起陆上换流站并网点电压跌落时，风电场的陆上换流站在低电压穿越过程中应具有以下动态无功支撑能力：

- a) 当陆上换流站并网点电压正序分量在标称电压的 60%~90% 之间时，陆上换流站应向电力系统注入动态无功电流支撑正序电压恢复，从电力系统吸收负序无功电流抑制负序电压升高。陆上换流站动态无功电流增量响应陆上换流站并网点电压变化，并应满足公式（5）：

$$\begin{cases} \Delta I_t^+ = K_2^+ \times (0.9 - U_t^+) \times I_N, & (0.6 \leq U_t \leq 0.9) \\ \Delta I_t^- = K_2^- \times U_t^- \times I_N \end{cases} \quad (5)$$

式中：

ΔI_t^+ ——陆上换流站注入的正序动态无功电流增量，单位为安培（A）；

ΔI_t^- ——陆上换流站注入的负序动态无功电流增量，单位为安培（A）；

K_2^+ ——陆上换流站动态正序无功电流比例系数；

K_2^- ——陆上换流站动态负序无功电流比例系数；

U_t^+ ——陆上换流站并网点正序电压分量标幺值；

U_t^- ——陆上换流站并网点负序电压分量标幺值；

I_N ——陆上换流站额定电流，单位为安培（A）；

- b) 陆上换流站并网点电压跌落期间，陆上换流站向电力系统输出正序无功电流应为电压跌落前正常运行时的输出无功电流 I_0 与正序动态无功电流增量 ΔI_t^+ 之和；
- c) 陆上换流站并网点电压跌落期间，陆上换流站无功电流的最大输出能力应不低于陆上换流站额定电流的 1.05 倍，宜通过减少 ΔI_t^+ 和 ΔI_t^- 来满足无功电流最大输出能力的限制；
- d) 陆上换流站动态正、负序无功电流比例系数 K_2^+ 、 K_2^- 可根据电力系统实际情况确定，宜不小于 1.0；
- e) 自陆上换流站并网点电压跌落出现的时刻起，陆上换流站正、负序动态无功电流上升时间不大于 30ms；
- f) 自陆上换流站并网点电压恢复至标称电压 90% 以上的时刻起，陆上换流站应在 30ms 内退出动态无功电流增量；
- g) 当陆上换流站并网点电压正序分量小于标称电压的 60% 时，陆上换流站应根据实际控制能力以及接入电力系统的实际条件，在不助增陆上换流站并网点电压不平衡度的前提下，向电力系统注入合适的正序动态无功电流以及从电力系统吸收合适的负序动态无功电流。

8.2.4 高电压穿越动态无功支撑能力

当电力系统发生扰动引起陆上换流站并网点电压升高时，风电场的陆上换流站在高电压穿越过程中应具有以下动态无功支撑能力：

- a) 当陆上换流站并网点电压正序分量在标称电压的 110%~130%之间时,陆上换流站应能向电力系统吸收动态无功电流支撑电压恢复,动态无功电流增量响应陆上换流站并网点电压变化,并应满足公式(6):

$$\Delta I_t = K_3 \times (U_t - 1.1) \times I_N, (1.1 \leq U_t \leq 1.3) \quad (6)$$

式中:

ΔI_t ——陆上换流站吸收的动态无功电流增量,单位为安培(A);

K_3 ——陆上换流站动态无功电流比例系数;

U_t ——陆上换流站并网点电压标幺值;

I_N ——陆上换流站额定电流,单位为安培(A);

- b) 陆上换流站并网点电压跌落期间,陆上换流站向电力系统输出无功电流应为电压升高前正常运行时的输出无功电流 I_0 与动态无功电流增量 ΔI_t 之和;
- c) 陆上换流站并网点电压升高期间,陆上换流站无功电流的最大输出能力应不低于陆上换流站额定电流的 1.05 倍;
- d) 陆上换流站动态无功电流比例系数 K_3 可根据电力系统实际情况确定,宜不小于 1.5;
- e) 自陆上换流站并网点电压升高出现的时刻起,陆上换流站动态无功电流上升时间不大于 30ms;
- f) 自陆上换流站并网点电压恢复至标称电压 110% 以下的时刻起,陆上换流站应在 30ms 内退出动态无功电流增量。

8.2.5 故障穿越有功控制能力

陆上换流站并网点电压跌落期间,柔性直流可通过卸能装置吸收海上风电场馈入柔性直流系统的有功功率,或降低海上风电场有功功率。对于电力系统故障期间陆上换流站不脱网连续运行情况下,风电场有功功率在故障清除后应快速恢复,自故障清除时刻开始,以至少 20% P_N/s 的功率变化率恢复至故障前的值。

陆上换流站并网点电压升高期间,在满足动态无功电流支撑的前提下,风电场应具备有功功率控制能力,应结合当前风速情况执行故障前的电力系统调度机构指令,若无调度指令,输出实际风况对应的有功功率。风电场在陆上并网点的最大输出电流能力应不低于额定电流的 1.05 倍。

在风电场允许停运时,应保证停运前海上风电场内所有相连风电机组已退出运行。

8.3 海上换流站和海上风电场故障穿越

8.3.1 基本要求

海上换流站、海上风电场应满足故障穿越要求,海上换流站故障穿越考核电压为海上换流站交流母线电压,海上风电场故障穿越考核电压为海上风电场并网点电压,具体要求如下:

- a) 对于海上交流系统故障引起的并网点电压跌落,海上换流站/海上风电场应满足图 3 所示低电压穿越要求。当并网点电压在图 3 电压轮廓线上方时,风电场应能不脱网连续运行;当并网点电压在图 3 电压轮廓线下方时,海上换流站/海上风电场可停止运行;
- b) 对于海上交流系统扰动引起的并网点电压升高,海上换流站/海上风电场应满足图 4 所示高电压穿越要求。当并网点电压在图 4 电压轮廓线下方时,风电场应能不脱网连续运行;当并网点电压在图 4 电压轮廓线上方时,海上换流站/海上风电场可停止运行。

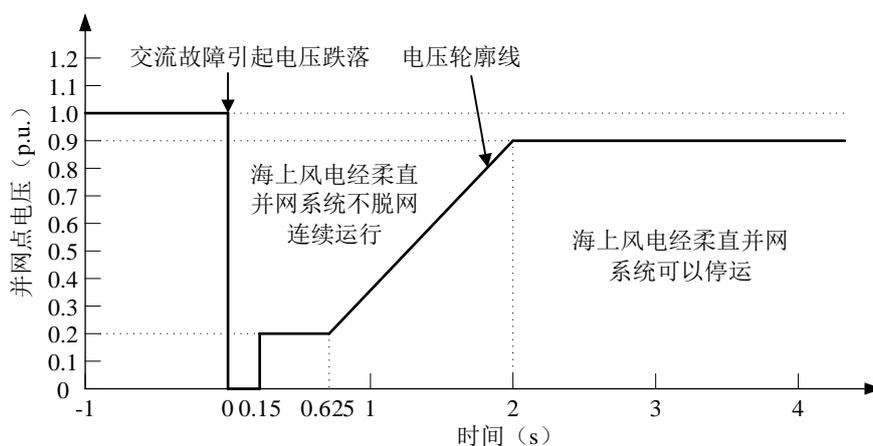


图3 海上换流站/海上风电场低电压穿越要求

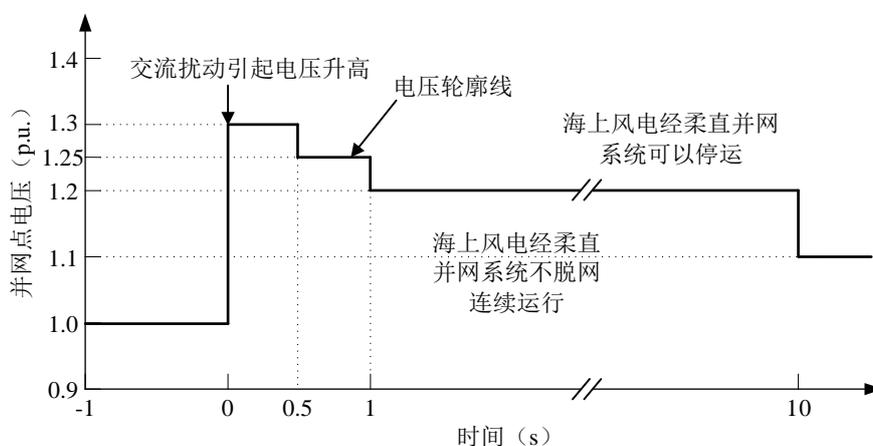


图4 海上换流站/海上风电场高电压穿越要求

8.3.2 故障类型及考核电压

针对不同故障类型海上换流站/海上风电场低电压穿越的考核电压如表3所示：

表3 海上换流站/海上风电场低电压穿越考核电压

故障类型	考核电压
三相短路故障	海上换流站/海上风电场并网点线电压
两相短路故障	海上换流站/海上风电场并网点线电压
单相接地短路故障	海上换流站/海上风电场并网点相电压

8.3.3 无功支撑控制

在海上换流站或海上风电场允许停运时，陆上换流站应切换至 STATCOM 运行模式，控制陆上换流站并网点电压在标称电压的 100%~110% 范围内。

9 直流输电线路故障响应

风电场在发生直流线路故障的响应应满足 GB/T 30553 的要求。对于全电缆直流输电线路故障，风电场按永久性故障处理，处理策略根据直流接线方式不同而采用不同方式：

- 1) 若柔性直流是端对端直流接线方式，宜采用闭锁柔性直流换流站并跳开交流开关实现直流输电线路故障隔离；
- 2) 若柔性直流是多端或者网络状直流接线方式，柔性直流换流站宜采用具备直流输电线路故障隔离与重启能力的换流器拓扑或者配置直流断路器实现故障隔离，并快速恢复剩余系统运行。

10 黑启动

风电场应具备黑启动的能力，通过陆上侧实现风电场黑启动。当风电场需要启动和传输功率时，陆上换流站应能通过直流线路对海上换流站充电。充电完成后，海上换流站应进入交流电压控制模式，采取电压斜坡上升策略，并采取控制措施避免电压建立过程中的振荡。电压建立后，海上风电机组按计划逐步启动和并网。

11 运行适应性

11.1 电压范围

11.1.1 当陆上换流站并网点电压在标称电压的 90%~110%之间时，陆上换流站应能正常运行；当陆上换流站并网点电压低于标称电压的 90%或超过标称电压的 110%时，陆上换流站应能按本文件规定的交流故障穿越的要求运行。当陆上换流站并网点的闪变值满足 GB/T 12326、谐波值满足 GB/T 14549、三相电压不平衡度满足 GB/T 15543 的规定时，陆上换流站应能正常运行。

11.1.2 当海上换流站交流母线电压在标称电压的 90%~110%之间时，海上换流站应能正常运行；当海上换流站交流母线电压低于标称电压的 90%或超过标称电压的 110%时，海上换流站应能按本文件规定的交流故障穿越的要求运行。

11.1.3 当海上换流站交流母线电压在标称电压的 90%~110%之间时，风电机组应能正常运行；当海上换流站交流母线电压低于标称电压的 90%或超过标称电压的 110%时，风电机组应能按 GB/T 19963 规定的风电场故障穿越的要求运行。

11.2 频率范围

11.2.1 风电机组应在表 4 所示频率范围内按规定运行：

表 4 风电机组在不同频率范围内的运行规定

海上换流站交流母线 频率范围	要 求
$f < 49\text{Hz}$	根据风电机组允许运行的最低频率而定。
$49\text{Hz} \leq f < 49.5\text{Hz}$	至少运行 10min 的能力。
$49.5\text{Hz} \leq f \leq 50.5\text{Hz}$	连续运行。
$50.5\text{Hz} < f \leq 51\text{Hz}$	至少运行 10min 的能力。
$f > 51\text{Hz}$	根据风电机组允许运行的最高频率而定。

11.2.2 海上换流站的频率适应性要求应不低于海上风电场，避免海上换流站先于海上风电场退出运行。

11.3 宽频振荡

11.3.1 风电场宽频振荡分析及防控措施应开展专题研究确定。

11.3.2 陆上换流站与电力系统间、海上风电场与海上换流站间、海上换流站与陆上换流站直流系统间均应避免发生宽频振荡。

12 功率预测

风电场功率预测应满足 GB/T 19963.1 的相关要求。

13 电能质量

13.1 电压偏差

风电场陆上换流站并网点、海上风电场并网点的电压偏差均应满足 GB/T 12325 的要求。

13.2 闪变

风电场陆上换流站并网点、海上风电场并网点的闪变干扰值均应满足 GB/T 12326 的要求。

13.3 谐波

13.3.1 风电场陆上换流站并网点、海上风电场并网点的谐波注入电流均应满足 GB/T 14549 的要求。

13.3.2 风电场陆上换流站并网点、海上风电场并网点的间谐波均应满足 GB/T 24337 的要求。

13.4 电压不平衡度

风电场陆上换流站并网点、海上风电场并网点的电压不平衡度均应满足 GB/T 15543 的要求。

13.5 监测与治理

风电场应配置满足 GB/T 19862 要求的电能质量监测设备，以实时监测陆上换流站并网点、海上风电场并网点的电能质量指标是否满足要求，并具备信息上传功能；若不满足要求，陆上换流站、海上风电场需安装电能质量治理设备，以确保并网点电能质量合格。

14 仿真模型和参数

14.1 仿真模型

14.1.1 柔性直流及海上风电场应提供可用于电力系统仿真计算的柔性直流各换流站主回路及控制保护系统、直流输电线路、风电机组、风电场集电系统、风电场无功补偿装置及风电场控制系统的机电暂态和电磁暂态仿真模型及参数，用于风电场接入电力系统的规划设计及调度运行。

14.1.2 柔性直流及风电场应提供陆上换流站、海上换流站、海上风电场短路电流计算模型，用于电力系统继电保护整定。

14.1.3 风电场仿真模型应通过校核，验证和评价模型准确性。

14.2 参数变化

风电场应根据电力系统调度机构的要求配合开展性能和参数优化工作，并跟踪其各个元件模型和参数的变化情况，随时将变更情况反馈给电力系统调度机构。

15 二次系统

15.1 基本要求

15.1.1 风电场的二次设备及系统应符合电力二次系统技术规范及相关技术规程。

15.1.2 陆上换流站按有人值班设计，海上换流站按无人值班设计。

15.1.3 陆上换流站建设范围内建设统一平台的监控系统，监控系统网络通过专用通信通道与海上换流站网络互连，实现各端换流站、海上升压站（如有）及海上风电场所有系统和设备的数据采集和处理、监视和控制、记录等功能。

15.1.4 风电场可与换流站的监控系统统一建设，布置在陆上换流站。远动信息除送电力系统调度机构外，还应考虑相应的风电运行管理部门。

15.1.5 风电场与电力系统调度机构之间的通信方式、传输通道和信息传输内容由电力系统调度机构作出规定，包括提供远动信息、系统继电保护及安全自动装置信息、提供信息的方式和实时性要求等。

15.1.6 海上风电场网络安全防护应满足 GB/T 22239、GB/T 36572 以及电力监控系统安全防护规定及配套防护方案的要求。

15.2 继电保护及安全自动装置

15.2.1 风电场的继电保护、安全自动装置以及二次回路的设计、安装应满足电力系统有关规定和反事故措施的要求。

15.2.2 风电场的陆上交流送出线路继电保护应根据所接入电网的结构和规模确定。

15.2.3 风电场的直流保护应采取三取二的冗余配置方案，各重保护之间应完全独立。每重直流保护或三取二装置应满足每个断路器两路跳闸出口的要求。

15.2.4 风电场的联接变压器保护可配置双重化的主、后备保护一体的电气量保护，也可按三取二配置，非电量保护可根据工程情况，配置单套或按三取二配置。

15.2.5 风电场的柔性直流各换流站应配置故障录波系统，包括直流暂态故障录波系统和交流故障录波系统。故障录波装置宜采用分散布置。直流暂态故障录波系统应按极或阀组配置，记录直流场电压、电流及换流变阀侧电压、电流等。

15.2.6 风电场的海上风电场继电保护应按照 GB/T 14285 进行配置。继电保护应适应风电场安全稳定运行需要，满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。

15.2.7 风电场的海上风电场集电系统故障应能快速切除，汇集线路保护快速段定值应对线路末端故障有灵敏度。集电系统母线应配置母线差动保护。

15.2.8 风电场的海上风电场应配置故障录波设备，该设备接入的模拟量及开关量应满足调度机构的要求，并应具有足够的记录通道，能够记录故障前 10s 到故障后 60s 的情况；应配置继电保护在线监视与智能诊断设备，汇集风电场保护及故障录波信息，通过电力调度数据网与电力系统调度机构通信。

15.2.9 风电场应根据电网安全稳定要求配置相应的安全自动装置。对于安全稳定控制系统配置方案涉及多方协调配合或接入系统存在安全稳定问题的，应开展安全稳定控制专题研究，明确安全稳定控制系统配置方案和基本策略功能。

15.3 系统调度自动化

15.3.1 风电场陆上换流站应配置计算机监控系统和调度数据网络接入设备，应满足 DL/T 5003 要求及电力二次系统调度管理规范要求。

15.3.2 风电场海上风电场应配置有功功率控制系统、无功电压控制系统、电能量采集系统、风功率预测系统、二次系统安全防护设备、调度数据网络接入设备等。

15.3.3 风电场远动信息采集范围按电力系统调度自动化能量管理系统（EMS）远动信息接入规定的要求接入信息量。海上风电场向电力调度机构提供的信号应满足 GB/T 19963 的规定，柔性直流系统向电力调度机构提供的信号应满足 GB/T 35745 的要求。

15.3.4 风电场关口计量点（贸易结算）应设在发输电设施产权分界处，可根据情况设置在陆上换流站并网点、海上换流站交流母线、不同海上风电场企业的产权分界处，计量装置配置应符合 GB/T 50063 的要求。

15.3.5 风电场陆上换流站、海上换流站、海上风电场应配置统一的时钟同步系统，对换流站和风电场内各二次系统和设备的时钟进行统一授时。

15.3.6 海上风电场应配置相角测量系统（PMU），必要时应根据电力系统实际需求在风电汇集站加装宽频测量系统。

15.3.7 海上风电场应满足“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”要求，各自动化系统通过安全加固满足本体安全要求，宜采用安全可控的自动化设备。应部署网络安全信息采集设备，并将信息接入电力系统调控机构。

15.3.8 海上风电场网络安全防护应满足 GB/T 22239、GB/T 36572 以及电力监控系统安全防护规定的要求，防护方案应通过由具备相应资质的机构进行网络安全等级测评和安全评估。

15.4 系统通信

15.4.1 风电场调度自动化、电能量信息传输宜采用主/备信道通信方式，直送电力系统调度机构。

15.4.2 直流线路保护、稳控装置、调度自动化、调度电话等关键生产业务通道应具备两种通信方式或两条独立的通信路由。

15.4.3 风电场通信接入电力系统应具备两条独立的光缆通信通道。

15.4.4 风电场的陆上换流站与电力系统直接连接的通信设备（如光纤传输设备、脉码调制终端设备（PCM）、调度程控交换机、数据通信网、通信监测等）需具有与系统接入端设备一致的接口与协议。

15.4.5 风电场陆上换流站、海上换流站和海上风电场间的通信设备配置按相关的设计规程执行。

16 测试和评价

16.1 基本要求

16.1.1 风电场在接入电力系统前，应向电力系统调度机构提供测试与评价报告。当柔性直流和海上风电场改（扩）建后，应重新提交测试与评价报告。

16.1.2 风电场在申请接入电力系统测试前需向电力系统调度机构提供柔性直流的模型、参数和控制系统特性等资料。

16.1.3 海上风电场在申请经柔性直流接入电力系统测试前需向电力系统调度机构提供风电机组及风电场的模型、参数和控制系统特性等资料。

16.1.4 风电场接入电力系统测试由具备相应资质的机构进行，并在测试前 30 日将测试方案报所接入地区的电力系统调度机构备案。

16.1.5 柔性直流输电控制保护系统的联调试验应满足 DL/T 1794 的要求。

16.1.6 柔性直流系统的站系统和系统试验应满足 GB/T 38878 的要求。

16.1.7 风电场应当在柔性直流和全部海上风电机组投运调试运行后 6 个月内向电力系统调度机构提供有关柔性直流和海上风电场运行特性的测试和评价报告。

16.2 测试和评价内容

测试和评价内容如下：

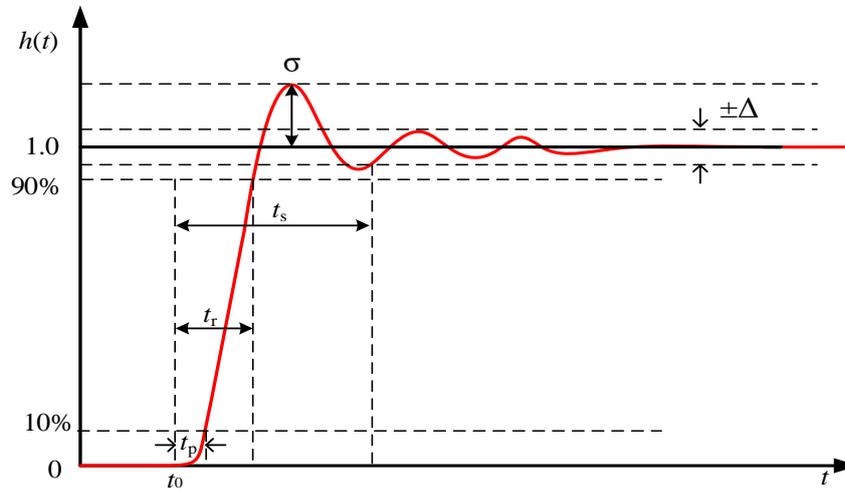
- a) 风电场电能质量测试；
- b) 风电场有功功率控制能力测试；
- c) 风电场无功/电压控制能力测试；
- d) 风电场惯量响应和一次调频测试/评价；
- e) 风电场无功电源能力测试；
- f) 海上风电场无功补偿装置适应性能测试；
- g) 风电场黑启动能力测试；
- h) 风电场电气仿真模型评价；
- i) 风电场故障穿越能力仿真评价；
- j) 风电场电压、频率适应能力评价。

附录 A

(资料性)

控制系统响应性能指标说明

控制系统响应性能指标见图 A.1:



符号:

 t_0 —— 阶跃起始时间; t_p —— 响应滞后时间; t_r —— 上升时间; t_s —— 调节时间; σ —— 超调量; $\pm\Delta$ —— 允许偏差;

图 A.1 控制系统响应性能指标说明

附录 B

(资料性)

海上风电场有功功率推荐控制模式

海上风电场有功功率推荐控制模式见表 B.1。

表 B.1 有功功率控制系统控制模式及功能

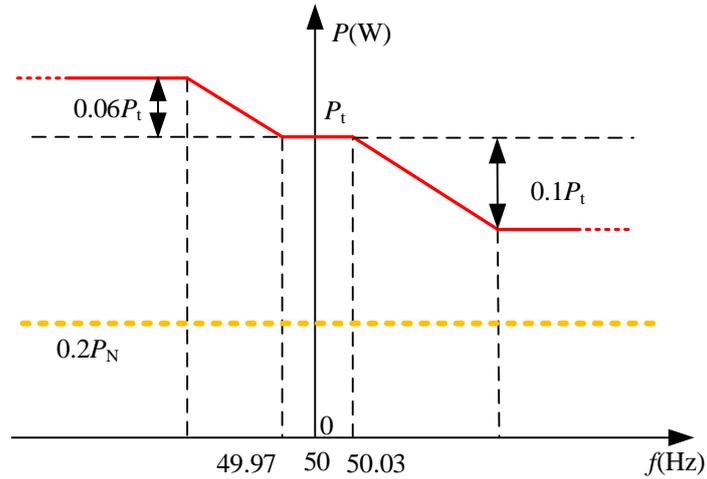
模式	功能
限值模式	海上风电场有功控制系统将全场功率控制在预先设定的或调度机构下达的限值之下,限值可分时间段给出。
差值模式	海上风电场有功控制系统以低于最大可发功率 ΔP 的功率运行,差值 ΔP 为预先设定值或调度机构下发值。
调频模式	海上风电场根据电力系统频率或调度机构下发的调频指令调整全场功率。

附录 C

(资料性)

风电场一次调频示例曲线

例如，当有功调频系数 K_f 为 20，死区为 $\pm 0.03\text{Hz}$ ，增加有功功率输出时最大有功调节量设定值为 $6\%P_t$ ，减少有功功率输出时最大有功调节量设定值为 $10\%P_t$ 时，风电场一次调频示例曲线见图 C.1:



符号:

P_t ——风电场有功功率。

图 C.1 风电场一次调频示例曲线