

ICS 国际标准分类号
CCS 中国标准文献分类号

团 体 标 准

T/CES XXX-XXXX

火电新能源耦合发电系统设备用电磁暂态 模型验证规程 (征求意见稿)

Validation for electromagnetic transient modeling of equipment in
thermal-new energy power generation system

(草案)

20XX-XX-XX 发布

20XX-XX-XX 实施

中国电工技术学会 发布

目 次

前 言	II
引 言	III
1 范围	4
2 规范性引用文件	4
3 术语和定义	4
4 同步发电机组模型验证	4
5 风力发电机组模型验证	7
6 光伏发电单元模型验证	16
7 电化学储能模型验证	17
8 动态无功补偿装置模型验证	21
9 耦合发电系统模型验证	22
附录 A (资料性) 电磁暂态模型测试验证报告模板	27

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。

本文件由中国电工技术学会提出。

本文件由中国电工技术学会归口。

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

随着我国“双碳”目标的深入推进，构建以新能源为主体，以传统能源为安全保障的新型电力系统已成为能源转型的核心方向。在这一背景下，火电机组与风、光等新能源的耦合发电作为现阶段兼顾电力保供与低碳转型的重要技术路径，其装机规模持续快速增长。此类系统中，火电机组、风电、光伏、储能等多类型电源深度耦合形成复杂电子化网络，其动态性能与传统纯火电、纯新能源系统存在显著差异。

电磁暂态模型是分析火电新能源耦合发电系统暂态稳定、故障穿越、控制保护协调等关键问题的基础工具，广泛应用于系统规划设计、设备选型、继电保护整定等环节。然而，由于系统中涉及的设备类型繁多、运行工况多变，其电磁暂态模型的准确性直接影响仿真结果的可靠性。对耦合发电系统的全面验证，需对电磁暂态模型的仿真数据与接入实际控制器的半实物测试数据进行比对，以实现对模型精度与控制策略有效性的综合评估。当前，行业内只针对部分单一类型设备的电磁暂态模型验证有成熟的标准或技术规范，且不同类型设备模型验证要求各异，缺少针对火电新能源耦合发电系统设备用电磁暂态模型的统一的技术要求。

为规范火电新能源耦合发电系统设备用电磁暂态模型的验证流程与技术要求，提升模型的准确性、一致性与工程适用性，特制定本文件，为今后开展火电新能源耦合发电系统用设备电磁暂态模型验证提供相应技术支持。

火电新能源耦合发电系统设备用电磁暂态模型验证规程

1 范围

本文件规定了火电新能源耦合发电系统内同步发电机、风力发电机、光伏发电单元、静止无功发生器、电化学储能变流器等设备的电磁暂态模型验证的方法、步骤和评价指标，包括故障穿越、功率控制、阻抗特性等。

本文件适用于对火电新能源耦合发电系统内上述设备源代码封装电磁暂态模型的验证工作，其他模型也可参考本标准进行验证。耦合发电系统内各发电设备的电磁暂态模型，应在统一的仿真平台上搭建并进行联合仿真。仿真平台应按照所辖电网的相关要求，采用 PSCAD、ADPSS 等。

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 19963.1 风电场接入电力系统技术规定 第一部分：陆上风电
GB/T 20320 风能发电系统风力发电机组电气特性测量和评估方法
GB/T 32892 光伏发电系统模型及参数测试规程
GB/T 40589 同步发电机励磁系统建模导则
GB/T 40593 同步发电机调速系统参数实测及建模导则
GB/T 42716 电化学储能电站建模导则
NB/T 10651 风电场阻抗特性评估技术规范
NB/T 31066 风电机组电气仿真模型建模导则
NB/T 31075 风电场电气仿真模型建模及验证规程

3 术语和定义

3.1 耦合发电系统 *integrated hybrid power generation system*

风光火水储中的部分要素通过汇集，并作为一个统一的整体以点对网方式接入电网的发电系统。

3.2 电磁暂态模型 *electromagnetic transient model*

电磁暂态模型是用于描述电力系统中微秒至毫秒级别内，由电场和磁场能量快速交换所引起的电压、电流瞬时变化的数学模型。

4 同步发电机组模型验证

4.1 通则

4.1.1 同步发电机组模型以参数验证为主，若存在设备制造商引入的其他限制环节或控制逻辑，应对其实行单独验证以确保模型准确性。

4.1.2 同步发电机组模型验证项目包括励磁系统和调速系统的仿真验证。励磁系统的仿真验证包括发电机空载给定阶跃验证、发电机负载给定阶跃验证和大电网扰动验证。调速系统的仿真验证主要包括频率扰动特性验证。

4.1.3 必要时，发电机负载下的励磁系统、电力系统稳定器模型参数校核由所辖电网调度部门根据电网运行和仿真分析需要确定。

4.1.4 用于模型验证的测试数据要求：

- a) 宜优先采用同步发电机试验数据；
- b) 同步发电机现场运行数据可作为补充数据用于电气仿真模型验证；
- c) 验证数据宜采用同步发电机出口数据或主变低压侧数据；
- d) 无法获取的数据宜以厂家提供的数据为主。

4.1.5 仿真模型建立要求：

- a) 同步发电机模型的建立应满足标准 GB/T 40589 和 GB/T 40593 的要求；
- b) 同步发电机仿真模型应使用与试验时相同的控制模式和参考值。

4.2 发电机空载给定阶跃验证

4.2.1 通过同步发电机制造商提供的出厂设备资料或现场试验报告获得发电机空载特性曲线、直轴暂态开路时间常数等发电机参数。

4.2.2 在所使用的电力系统分析程序上设置发电机参数、建立励磁系统模型，进行发电机空载电压给定阶跃仿真计算。阶跃量应与现场发电机空载电压给定阶跃量保持一致，不应使调节器进入限幅区域，一般为1%~5%。进行发电机空载电压给定阶跃验证时，可采用以下两种方法之一进行仿真。

- a) 建立一个单机无穷大系统，调整潮流使发电机运行于与试验工况相同的空载状态，对所建立的励磁系统模型和参数进行一次阶跃响应仿真计算，阶跃量与现场试验时相同。
- b) 建立单机带一交流线路的系统——交流线电抗为最小非零值，有功功率和无功功率为0，对所建立的励磁系统模型和参数进行一次阶跃响应仿真计算，阶跃量与现场试验时相同。

4.2.3 计算发电机空载电压给定阶跃响应实测和仿真的品质参数偏差值，品质参数包括上升时间、峰值时间、超调量、调整时间和振荡次数。

4.2.4 实测和仿真的品质参数偏差值较大时宜调整实际可能导致偏差过大的数据，如励磁机时间常数、励磁系统总的静态增益、励磁机励磁绕组电阻值、由纯延时特性推出的等效惯性环节时间常数等。

4.3 发电机负载给定阶跃验证

4.3.1 发电机负载仿真应采用所辖电网调度部门当年度或上年度实际电网潮流和稳定计算数据文件。

4.3.2 发电机负载电压小阶跃试验的步骤如下：

- a) 试验应在发电机有功功率大于60% P_n ，无功功率在5% Q_n ~20% Q_n 之间，机端电压在97%~103%之间进行；
- b) 在PSS退出情况下进行1%~3%负载电压阶跃，阶跃量选择应使得机端电压和无功功率阶跃后不超限，且不应使调节器进入限幅区域；
- c) 在PSS投入情况下进行1%~3%负载电压阶跃，阶跃量选择应使得机端电压和无功功率阶跃后不超限，且不应使调节器进入限幅区域，试验应在PSS完成参数整定试验且功能正常后进行。

4.3.3 发电机负载电压小阶跃仿真的步骤如下：

- a) 调整电网运行方式和潮流使得发电厂高压母线电压、发电机机端电压、发电机有功功率、发电机无功功率、各回出线功率与负载阶跃试验现场记录工况相近；
- b) 分别在PSS退出和PSS投入情况下进行1%~3%负载阶跃仿真，阶跃量选择应与现场试验阶跃量一致；

c) PSS 投入时负载阶跃仿真的阻尼比相对于 PSS 退出时应有明显提升，且应大于 0.1。

4.3.4 计算发电机负载给定阶跃响应实测和仿真的品质参数偏差值。实测和仿真的品质参数偏差值较大时宜调整实际可能导致偏差过大的数据。

4.4 发电机空载大扰动验证

4.4.1 在发电机空载运行时，可进行大阶跃试验和仿真。空载电压阶跃量取 10%~40%。阶跃量的大小应使扰动达到可控整流器最小和最大控制角，并应保证发电机安全。

4.4.2 计算发电机空载电压大阶跃响应实测和仿真的品质参数偏差值。实测和仿真的品质参数偏差值较大时宜调整实际可能导致偏差过大的数据。

4.5 轴系扭振验证

根据厂家提供的参数，在仿真软件中设置发电机、汽轮机高低压缸等质量块的转动惯量及轴段刚度参数，再对其固有频率、阻尼参数、振型进行验证。

4.5.1 固有频率验证

固有频率验证的步骤如下：

- 采用该发电机历史扭振数据作为轴系扭振验证的测试数据；
- 记录轴系在扭振下的响应并计算实际固有频率；
- 仿真计算模型的各阶固有扭振频率；
- 对比计算频率与实测频率的偏差，若各阶频率偏差超过允许范围，则应修正模型转动惯量及刚度参数，直至偏差满足要求。

4.5.2 阻尼参数验证

阻尼参数验证的步骤如下：

- 采用该发电机历史扭振数据作为轴系扭振验证的测试数据；
- 记录扭振信号的衰减波形并计算实际阻尼比；
- 将实测阻尼参数填入仿真模型，并对仿真模型施加与试验时相同的扰动；
- 对比仿真曲线与实测波形的一致性。

4.5.3 振型一致性验证

同步发电机振型一致性验证的步骤如下：

- 采用该发电机历史扭振数据作为轴系扭振验证的测试数据；
- 记录各阶段振型中质量块的相对振幅和相位关系；
- 记录仿真模型在相同扭振下的相对振幅与相位分布；
- 将实测振型与模型仿真结果进行比对。

4.6 模型适应性验证

4.6.1 电磁暂态模型适应性测试验证包含多实例运行验证及多环境适应性验证，分别验证电磁暂态模型的并列运行稳定性和不同计算机操作系统环境中的准确性。

4.6.2 多实例运行测试时，电磁暂态模型在同一个仿真算例中被实例化 2 次及以上时应能正常运行，每个复制的实例均能通过各自的控制参数独立下发控制指令，相互不影响，且每个实例的响应与单实例情况下的响应一致。多实例运行测试具体方法如下：

- 构建一个包括两个实例的双机仿真算例，两个实例模型之间没有任何联系；

- b) 在仿真实例中，分别设置不同的功率指令，两个实例模型应能分别跟踪各自指令运行；
- c) 一机设置故障，一机无故障，分别运行两个单机实例和双机实例，观察仿真结果；
- d) 双机仿真中每一机的仿真结果应与相应单机算例单独运行的仿真结果完全一致。

4.6.3 多环境运行测试时，视所用仿真软件与各操作系统的兼容情况，宜分别提供在 Windows 32 位和 64 位操作系统、Linux 32 位和 64 位操作系统下运行的电磁暂态模型并进行比对测试。

4.7 验证结果评价

4.7.1 如果所用软件中无法得到与实测模型等同的计算模型，应选择与实测模型有相同的励磁系统类型且最为接近的模型作为近似计算模型。通过计算校核确定近似计算模型参数。

4.7.2 实测和仿真的品质参数偏差允许值见表 1。

表 1 同步发电机的电磁暂态仿真模型偏差允许值

品质参数		偏差允许值
项目	参数范围	
上升时间	≤ 0.2 s	±0.5×实测值
	> 0.2 s	±0.1 s
峰值时间	0 s~0.5 s	±0.1 s
	> 0.5 s	±0.2 s
超调量	≤ 2%	不考核
	0 ~10%	±5%
	>10%	±0.5×实测值
调整时间	全部	±2 s
振荡次数	全部	≤ 2%

5 风力发电机组模型验证

5.1 通则

5.1.1 风力发电机组模型验证项目包括故障穿越性能、功率控制特性、频率响应特性、阻抗特性的仿真验证。故障穿越性能包括风力发电机组模型在三相对称故障和两相不对称故障下的高电压穿越和低电压穿越响应特性。控制特性包括有功功率控制、无功功率控制、频率控制、惯量控制。

5.1.2 用于模型验证的测试数据要求：

- a) 宜优先采用风电机组试验数据；
- b) 若试验数据无法获取的情况下，可采用风电机组半实物测试数据；
- c) 风电机组现场运行数据、传动链平台测试数据可作为补充数据用于风电机组电气仿真模型验证；
- d) 验证数据宜采用风力发电机组变压器中压侧数据；
- e) 无法获取的数据宜以厂家提供的数据为主。

5.1.3 仿真模型建立要求：

- a) 风电机组模型的建立应满足标准 NB/T 31066 的要求。
- b) 风力发电机组仿真模型应使用与试验时相同的控制模式和参考值。仿真模型初始化时应使用与试验时相同的运行参数，包括电压、有功功率、无功功率等。
- c) 仿真模型应能够接收有功功率和无功功率的指令，功率变化率及控制精度应满足电力系统调度控制要求，当有功功率在额定功率的 20%以上时，应能够实现有功功率的连续平滑调节。

- d) 仿真模型应具备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求启用或关闭惯量响应和一次调频功能。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。

5.2 故障穿越特性验证

5.2.1 低电压穿越

风电机组的低电压穿越验证应按照以下步骤进行:

- 设置风电机组有功功率为小功率输出状态,即 $0.1P_n \leq P \leq 0.3P_n$;
- 调节电压故障发生装置模型,依次模拟线路三相对称故障和两相不对称故障;
- 依次模拟表 2 中规定的电压跌落工况,其中 $0+0.05$ 电压跌落工况可根据当地电网要求选做;
- 记录故障穿越特性验证过程中的线电压、有功功率、无功功率、有功电流和无功电流的基波正序分量;
- 调节风电机组有功功率为大功率输出状态,即 $0.9P_n < P \leq P_n$, 重复步骤 b、步骤 c 和步骤 d;

表 2 风力发电机组故障穿越特性验证电压跌落规格

序号	电压跌落幅值 p.u.	电压跌落持续时间 ms
1	0.9-0.05	2000±20
2	0.75±0.05	1705±20
3	0.50±0.05	1214±20
4	0.35±0.05	920±20
5	0.20±0.05	625±20
6	0+0.05	150±20

5.2.2 高电压穿越

风电机组的高电压穿越验证应按照以下步骤进行:

- 设置风电机组有功功率为小功率输出状态,即 $0.1P_n \leq P \leq 0.3P_n$;
- 调节电压故障发生装置模型,依次模拟线路三相对称故障和两相不对称故障;
- 依次模拟表 3 中规定的电压升高工况;
- 记录故障穿越特性验证过程中的线电压、有功功率、无功功率、有功电流和无功电流的基波正序分量;
- 调节风电机组有功功率为大功率输出状态,即 $0.9P_n < P \leq P_n$, 重复步骤 b、步骤 c 和步骤 d;

表 3 风力发电机组故障穿越特性验证电压升高规格

序号	电压升高幅值 p.u.	电压升高持续时间 ms
1	1.20±0.03	10000±20
2	1.25±0.03	1000±20
3	1.30±0.03	500±20

5.2.3 其他工况

根据风电机组模型准确性验证和仿真功能验证的实际需求,除 5.2.1 和 5.2.2 中规定的验证工况外,可根据传动链平台测试确定其他验证工况,如有功功率在 $0.2P_n \sim 1.0P_n$ 之间以 $0.2P_n$ 为功率变化步长的功率范围。

5.3 功率控制特性验证

5.3.1 验证内容

5.3.1.1 有功功率控制验证内容

通过风电机组模型的有功功率指令接口输入有功功率指令，计算有功功率 0.2 s 平均值，记录有功功率响应动态过程性能指标及稳态跟踪误差指标。有功功率参考值从 1.00p.u. 开始以 0.20p.u. 为步长逐步下降至 0.20p.u.，每个步长至少应持续 2 min。测试时应进行连续测量，即不应拼接不连贯的测量数据。

5.3.1.2 无功功率控制验证内容

通过风电机组模型的无功功率指令接口输入 GB/T 20320 规定的无功功率参考值指令，计算无功功率 0.2 s 平均值，记录无功功率响应动态过程性能指标及稳态跟踪误差指标。

5.3.2 数据要求

风力发电机组模型进行功率控制特性验证时，应满足如下数据要求：

- 在整个控制测试过程中，风力发电机组有功功率应维持在使无功功率可达到其最大值的范围。
- 有功功率的采样数据为单个基波周期平均值。
- 风力发电机组达到稳态后，给出以 1 min 平均值表示的参考值、实际值、实际值与参考值差值，作为测试结果。
- 记录响应时间信息（阶跃起始时间、上升时间、调节时间、超调量）以及每个步长的参考值指令变化时刻。

5.4 频率响应特性验证

5.4.1 惯量控制

风电机组有功出力分别在 $0.2P_n \leq P \leq 0.5P_n$ 和 $P > 0.9P_n$ 范围内时，设置如表 4 所示的模型验证工况进行仿真计算，得到电压、电流、频率和功率仿真结果，并记录有功功率响应动态过程性能指标及稳态跟踪误差指标。

表 4 风力发电机组惯量响应特性验证工况

序号	频率设定值 Hz	频率变化率 Hz/s	频率变化波形
1	48	0.1	
2		0.5	
3	51.5	0.1	
4		0.5	

5.4.2 频率控制

风电机组运行在限功率调频工况且有功出力大于 $20\%P_n$ 时，有功调频系数宜在 5~20 范围内，设置如表 5 所示的调频特性验证工况，记录有功功率响应动态过程性能指标及稳态跟踪误差指标。

表 5 风力发电机组频率控制特性验证工况

序号	频率设定值 Hz	持续时间 s
1	48.0	30
2	48.5	30
3	49.5	30
4	49.9	30

5	50.1	30
6	50.5	30
7	51.5	30

5.5 阻抗特性验证

5.5.1 阻抗扫描接线方式

- a) 电压源设置为理想电压源;
- b) 扫描点为风电机组升压变压器低压侧;
- c) 被测对象现场阻抗测量接线如图 1 所示, 阻抗测量装置串联接入被测对象与电网之间。



图 1 被测对象现场阻抗测量接线

5.5.2 阻抗扫描工况

- a) 在对跟网型发电设备进行阻抗特性验证时, 应建立其导纳模型并计算对应的导纳参数; 对于构网型设备, 则应直接分析其阻抗特性并计算阻抗参数。
- b) 模型验证考核量应包括 2.5 Hz~1000 Hz 范围内的正序阻抗和负序阻抗, 按照表 6 设置风电机组运行工况, 并记录每个运行工况下的风电机组的阻抗特性。其中, 有功出力 20%、40%、60% 和 80% 为选做工况, 宜根据实际需要与测试条件进行扫描。扫描时分别采集各工况的扫描点电压、电流, 规定电流正方向为从电网流向被测对象。

表 6 风力发电机组阻抗扫描仿真工况

有功出力	无功出力
10%、20%、30%、40%、50%、60%、70%、80%、90%、 100%	对应有功出力下的最大容性无功出力
	功率因数 1.0
	对应有功出力下的最大感性无功出力

- c) 通过阻抗测量装置注入电压扰动。扰动电压信号分为正序信号和负序信号, 扰动电压幅值为额定电压幅值的 1%~3%。
- d) 采样频率不低于 5 kHz, 阻抗频率间隔为:
 - (1) 2.5 Hz~10 Hz, 步长为 0.1 Hz;
 - (2) 10 Hz~100 Hz, 步长为 1 Hz;
 - (3) 100 Hz~1000 Hz, 步长为 10 Hz。

5.5.3 阻抗扫描步骤

基于风电机组的硬件在环仿真和数字仿真模型进行阻抗扫描。以跟网型风电机组为例, 具体扫描方法如下:

- a) 在被测对象端口串联注入频率为 f_p 的正序电压扰动。
- b) 利用快速傅里叶变换算法提取正序电压扰动分量 $\Delta u_p(f_p)$ 。
- c) 提取正序电流响应分量 $\Delta i_p(f_p)$, 利用公式 (1) 计算导纳矩阵元素 $Y_{11}(f_p)$ 。

$$Y_{11}(f_p) = \frac{\Delta i_p(f_p)}{\Delta u_p(f_p)} \quad (1)$$

d) 当 $f_p < 2f_1$ 时, 提取正序电流响应分量 $\Delta i_p(2f_1 - f_p)$, 利用公式 (2) 计算导纳矩阵元素

$Y_{21}(f_p)$:

$$Y_{21}(f_p) = \frac{\Delta i_p^*(2f_1 - f_p)}{\Delta u_p(f_p)} \quad (2)$$

其中, “*”表示共轭复数。

e) 当 $f_p \geq 2f_1$ 时, 提取负序电流响应分量 $\Delta i_n(f_p - 2f_1)$, 利用公式 (3) 计算导纳矩阵元素

$Y_{21}(f_p)$:

$$Y_{21}(f_p) = \frac{\Delta i_n(f_p - 2f_1)}{\Delta u_p(f_p)} \quad (3)$$

f) 按照规定的频率间隔重复上述步骤。

g) 在被测对象端口串联注入频率为 $f_p - 2f_1$ 的负序电压扰动。

h) 当 $f_p < 2f_1$ 时, 提取正序电压扰动分量 $\Delta u_p(2f_1 - f_p)$ 、正序电流响应分量 $\Delta i_p(2f_1 - f_p)$ 、正序电流响应分量 $\Delta i_p(f_p)$, 利用公式 (4) 和公式 (5) 计算导纳矩阵元素 $Y_{22}(f_p)$ 和 $Y_{12}(f_p)$:

$$Y_{22}(f_p) = \frac{\Delta i_p^*(2f_1 - f_p)}{\Delta u_p^*(2f_1 - f_p)} \quad (4)$$

$$Y_{12}(f_p) = \frac{\Delta i_p(f_p)}{\Delta u_p^*(2f_1 - f_p)} \quad (5)$$

i) 当 $f_p \geq 2f_1$ 时, 提取负序电压扰动分量 $\Delta u_n(f_p - 2f_1)$ 、负序电流响应分量 $\Delta i_n(f_p - 2f_1)$ 、正序电流响应分量 $\Delta i_p(f_p)$, 利用公式 (6) 和公式 (7) 计算导纳矩阵元素 $Y_{22}(f_p)$ 和 $Y_{12}(f_p)$:

$$Y_{22}(f_p) = \frac{\Delta i_n(f_p - 2f_1)}{\Delta u_n(f_p - 2f_1)} \quad (6)$$

$$Y_{12}(f_p) = \frac{\Delta i_p(f_p)}{\Delta u_n(f_p - 2f_1)} \quad (7)$$

j) 按照 5.5.2 规定的频率间隔重复步骤 g~步骤 i。

k) 以控制硬件在环阻抗扫描结果为依据, 对数字模型阻抗特性准确性进行校核, 幅值的极限偏差为 ± 10 dB, 相位的极限偏差为 $\pm 10^\circ$ 。 (工频附近不进行校核)

5.6 模型适应性验证

风电机组电磁暂态模型适应性验证内容应与 4.6 同步发电机组模型适应性验证内容一致。

5.7 结果评价及报告

5.7.1 数据处理

进行风电机组模型验证时, 测试数据与仿真数据应采用相同的量纲、时标和分辨率格式, 仿真数据与测试数据的时间序列应同步。其中, 正序基波分量(负序基波分量)的分辨率不应低于1 kHz。

5.7.2 扰动过程区段划分

如图2所示为低电压穿越过程分区示意图, 高电压穿越过程分区方法与此相同。

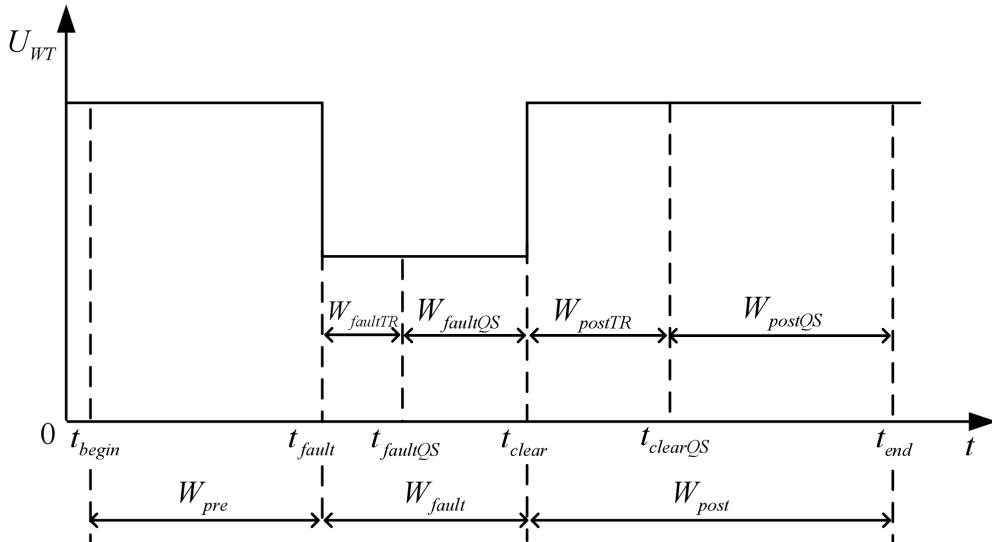


图2 风力发电机组低电压穿越过程分区示意图

说明:

U_{WT} ——风电机组机端电压基波正序值;

t_{begin} ——故障穿越过程进行模型验证的开始时刻;

t_{fault} ——故障开始时刻;

$t_{faultQS}$ ——故障后的稳态开始时刻;

t_{clear} ——故障结束时刻;

$t_{clearQS}$ ——故障清除后的稳态开始时刻;

t_{end} ——模型验证结束时刻。

具体分区方法如下:

根据测试电压数据, 将测试与仿真的数据序列分为三个时段:

- W_{pre} 是故障前时段, 时间范围为 t_{begin} 到 t_{fault} , t_{begin} 一般为电压跌落或升高前1 s, 且在限流阻抗投入后;
- W_{fault} 是故障期间时段, 时间范围为故障发生时刻 t_{fault} 到故障结束时刻 t_{clear} ;
- W_{post} 是故障后时段, 时间范围为 t_{clear} 到 t_{end} , t_{end} 一般为故障清除后, 风电机组有功功率开始稳定输出后的1 s。

将 W_{fault} 和 W_{post} 两时段划分为电压骤变的暂态区间和稳定运行的稳态区间:

- $W_{faultTR}$ 为故障发生时电压骤升或骤降的暂态区间, 通常为140 ms, 若暂态过程在140 ms后未结束, 则分别以有功电流、无功电流的波动开始进入±10%额定电流范围内时刻的后20 ms为故障期间有功功率、有功电流暂态区间的结束和无功功率、无功电流、电压暂态区间的结束;
- $W_{faultQS}$ 为故障期间的稳态区间;
- W_{postTR} 为故障恢复时电压骤升或骤降的暂态区间, 通常为500 ms;

d) W_{postQS} 为故障恢复后的稳态区间。

5.7.3 偏差计算

5.7.3.1 偏差类型包括平均偏差、平均绝对偏差、最大偏差以及加权平均绝对偏差。采用电磁暂态仿真的模型验证偏差计算窗口见表 7。

表 7 风力发电机组电磁暂态仿真模型偏差计算窗口

时段	最大偏差	平均偏差	平均绝对偏差
故障前	稳态区间	稳态区间	稳态区间
故障期间	稳态区间	暂态区间	暂态区间
		稳态区间	稳态区间
故障后	稳态区间	暂态区间	暂态区间
		稳态区间	稳态区间

5.7.3.2 用 x_{sim} 和 x_{mea} 分别表示模型验证电气量的仿真数据和测试数据基波正序分量的标幺值。

第 n 个仿真数据与测试数据的偏差为:

$$\sigma(n) = x_{sim}(n) - x_{mea}(n) \quad (8)$$

a) 平均偏差。在包含 N 个时间步长的稳态和暂态区间内, 计算测试数据与仿真数据基波正序分量差值的算术平均, 并取其绝对值, 用 σ_{ME} 表示。

$$\sigma_{ME} = \left| \frac{\sum_{n=1}^N \sigma(n)}{N} \right| \quad (9)$$

b) 平均绝对偏差。在包含 N 个时间步长的稳态和暂态区间内, 计算测试数据与仿真数据基波正序分量差值的绝对值的算术平均, 用 σ_{MAE} 表示。

$$\sigma_{MAE} = \frac{\sum_{n=1}^N |\sigma(n)|}{N} \quad (10)$$

c) 最大偏差。在包含 N 个时间步长的稳态区间内, 计算测试数据与仿真数据基波正序分量差值的绝对值的最大值, 用 σ_{MXE} 表示。

$$\sigma_{MXE} = \max(|\sigma(1)|, |\sigma(2)|, \dots, |\sigma(N)|) \quad (11)$$

d) 加权平均绝对偏差。分别计算有功功率、无功功率、有功电流、无功电流在故障前、故障期间和故障后时段的平均绝对偏差, 以故障期间的有功功率平均绝对偏差为例, 在包含 N 个时间步长的故障期间时段内, 计算平均绝对偏差:

$$\sigma_{MAEP_fault} = \frac{\sum_{n=1}^N |x_{sim}(n) - x_{mea}(n)|}{N} \quad (12)$$

将各时段的平均绝对偏差进行加权平均, 得到整个故障过程的加权平均绝对偏差。三个区间的权值分别是:

—— W_{pre} (故障前) : 10%;

—— W_{fault} (故障期间) : 60%;

—— W_{post} (故障后) : 30%;

以有功功率为例计算加权平均绝对偏差如下:

$$\sigma_{G_P} = 0.1\sigma_{MAEP_pre} + 0.6\sigma_{MAEP_fault} + 0.3\sigma_{MAEP_post} \quad (13)$$

5.7.3.3 记录每个验证工况的偏差计算结果, 格式见附录 A。

5.7.3.4 功率控制模型验证的偏差包括有功功率和无功功率的测试与仿真偏差以及功率控制响应特性指标偏差。其中, 响应特性指标包括响应时间、调节时间和超调量:

- a) 响应时间: 功率指令变化时刻至实际功率值第一次达到指令变化值的 90%的持续时间。
- b) 调节时间: 功率指令值变化时刻至实际功率值维持在公差带内开始时刻的持续时间, 该公差带根据风电机组功率控制特性确定。
- c) 超调量: 功率控制过程中响应功率最大值与功率指令值的差值。

5.7.3.5 用 x_{sim} 和 x_{mea} 分别表示有功功率和无功功率的仿真数据和测试数据标幺值, 计算功率平均绝对偏差、响应时间和超调量偏差值, 其中功率平均绝对偏差以测试结果的调节时间划分为调节时间和调节控制指令发生 (或稳定运行 120 s) 的两个时段分别计算。

- a) 功率平均绝对偏差。在包含 N 个时间步长的一次功率指令变化的响应全过程中, 计算测试数据与仿真数据偏差绝对值的算术平均, 用 σ_{MAE} 表示。

$$\sigma_{MAE} = \frac{\sum_{n=1}^N |x_{sim}(n) - x_{mea}(n)|}{N} \quad (14)$$

- b) 响应时间偏差值。响应时间偏差值根据响应时间不同采用两个计算方式。当功率控制测试的响应时间在 10 s 以内时, 响应时间偏差为响应时间仿真与测试数据偏差绝对值, 用 Δt_{resp} 表示; 当功率控制测试的响应时间大于或等于 10 s 时, 响应时间偏差为响应时间仿真与测试值的绝对偏差与测试响应时间的比值, 用 σ_{tresp} 表示。

$$\sigma_{tresp} = \begin{cases} \Delta t_{resp} = |t_{resp_s} - t_{resp_m}| & (t_{resp_m} < 10 \text{ s}) \\ \sigma_{tresp} = \frac{|t_{resp_s} - t_{resp_m}|}{t_{resp_m}} & (t_{resp_m} \geq 10 \text{ s}) \end{cases} \quad (15)$$

式中:

t_{resp_s} ——功率控制响应时间仿真值;

t_{resp_m} ——功率控制响应时间测试值。

- c) 超调量偏差值。

$$\Delta\sigma = |\sigma_s - \sigma_m| \quad (16)$$

式中:

σ_s ——功率控制超调量仿真值;

σ_m ——功率控制超调量测试值。

5.7.3.6 频率响应特性模型验证的偏差包括响应频率变化的有功功率测试与仿真偏差以及功率控制响应特性指标偏差。其中, 响应特性指标包括:

- a) 响应时间: 自频率阶跃变化超出调频死区开始, 至风电机组有功功率调节量第一次达到调频目标值与初始功率之差的 90%的持续时间。
- b) 调节时间: 自频率阶跃变化超出调频死区开始, 至风电机组有功功率与控制目标值的偏差维持在公差带内开始时刻的持续时间, 该公差带根据风电机组频率响应特性确定。
- c) 超调量: 频率响应过程中有功功率最大值超出控制目标值的差值。

5.7.3.7 根据现场测试的频率变化曲线、有功功率的仿真数据和测试数据标幺值,计算有功功率平均绝对偏差、响应时间和超调量偏差值。其中平均绝对偏差以测试结果的调节时间划分为调节时间内和调节时间结束后稳定运行至下一频率变化时刻(至少5 s)的两个时段分别计算。

5.7.4 验证结果评价

5.7.4.1 风力发电机组故障穿越特性偏差计算结果应满足以下条件:

- a) 风电机组电气仿真模型的稳态区间电压平均绝对偏差不超过0.05。
- b) 风电机组电磁暂态仿真模型的有功功率、无功功率、有功电流和无功电流平均偏差、平均绝对偏差、最大偏差和加权平均绝对偏差不应大于表8中的偏差最大允许值。

表8 风力发电机组故障穿越特性电磁暂态模型验证偏差最大允许值

电气参数	X_{ME1} p.u.	X_{ME2} p.u.	X_{MAE1} p.u.	X_{MAE2} p.u.	X_{MXE1} p.u.	X_G p.u.
有功功率	0.07	0.20	0.10	0.25	0.15	0.10
无功功率	0.07	0.20	0.10	0.25	0.15	0.10
有功电流	0.10	0.20	0.15	0.30	0.15	0.10
无功电流	0.07	0.20	0.10	0.30	0.15	0.10

注:

X_{ME1} 为稳态区间平均偏差最大允许值 X_{ME2} 为暂态区间平均偏差最大允许值
 X_{MAE1} 为稳态区间平均绝对偏差最大允许值 X_{MAE2} 为暂态区间平均绝对偏差最大允许值
 X_{MXE1} 为稳态区间最大偏差最大允许值 X_G 为加权平均绝对偏差最大允许值

5.7.4.2 风电机组功率控制特性验证工况的偏差不应大于表9中的偏差最大允许值。

表9 风力发电机组功率控制特性验证偏差最大允许值

X_{MAE3} p.u.	X_{MAE4} p.u.	ΔT_{resp1} s	X_{tresp1} s	$\Delta \sigma_1$ %
0.10	0.05	2.0	0.2	0.05

注:

X_{MAE3} ——有功功率或无功功率控制调节时间内的平均绝对偏差最大允许值;
 X_{MAE4} ——有功功率或无功功率控制调节时间结束后稳定运行至下一控制指令发生前(或稳定运行120 s)的时间内平均绝对偏差最大允许值;
 ΔT_{resp1} ——功率控制响应时间绝对偏差最大允许值($t_{resp_m} < 10$ s);
 X_{tresp1} ——功率控制响应时间相对偏差最大允许值($t_{resp_m} \geq 10$ s);
 $\Delta \sigma_1$ ——超调量偏差最大允许值。

5.7.4.3 风电机组频率响应特性验证工况的偏差不应大于表10中的偏差最大允许值。

表10 风力发电机组功率控制特性验证偏差最大允许值

X_{MAE5} p.u.	X_{MAE6} p.u.	ΔT_{resp2} s	X_{tresp2} s	$\Delta \sigma_2$ %
0.10	0.05	2.0	0.2	0.05

注:

- X_{MAE5} ——频率响应过程中调节时间内的平均绝对偏差最大允许值；
 X_{MAE6} ——频率响应过程中调节时间结束后稳态运行时段内平均绝对偏差最大允许值；
 ΔT_{resp2} ——频率响应过程中响应时间绝对偏差最大允许值（ $t_{resp_m} < 10$ s）；
 X_{tresp2} ——频率响应过程中响应时间相对偏差最大允许值（ $t_{resp_m} \geq 10$ s）；
 $\Delta\sigma_2$ ——频率响应过程中超调量偏差最大允许值。

5.7.5 模型验证报告

模型验证报告的主要内容参照附录 A。

6 光伏发电单元模型验证

6.1 通则

6.1.1 光伏逆变器电磁暂态验证项目应包含故障穿越、功率控制、阻抗特性等内容。

6.1.2 用于模型验证的测试数据要求:

- a) 宜优先采用光伏逆变器试验数据；
- b) 若试验数据无法获取的情况下，可采用半实物测试数据；
- c) 光伏逆变器现场运行数据可作为补充数据；
- d) 验证数据宜采用光伏逆变器变压器低压侧数据；
- e) 无法获取的数据宜以厂家提供的数据为主。

6.1.3 仿真模型建立要求:

- a) 光伏逆变器模型的建立应满足标准 GB/T 32892 的要求。
- b) 光伏逆变器仿真模型应使用与试验时相同的控制模式和参考值。仿真模型初始化时应使用与试验时相同的运行参数，包括电压、有功功率、无功功率、有功电流、无功电流。

6.2 故障穿越特性验证

光伏发电单元的故障穿越验证步骤与工况应与风电机组保持一致。

6.3 功率控制特性验证

光伏发电单元的功率控制验证步骤与工况应与风电机组保持一致。

6.4 频率响应特性验证

光伏发电单元的频率响应特性验证步骤与工况应与风电机组保持一致。

6.5 阻抗特性验证

光伏发电单元进行阻抗扫描时，接线方式参照 5.5.1 风电机组的阻抗扫描接线方式，扫描点为光伏发电单元输出端口。光伏发电单元的阻抗扫描仿真工况及步骤与风电机组一致。

6.6 模型适应性验证

光伏发电单元电磁暂态模型适应性验证内容应与 4.6 同步发电机组模型适应性验证内容一致。

6.7 结果评价及报告

6.7.1 验证数据处理及计算

光伏发电单元的数据处理、扰动过程分区、偏差计算内容应参照 5.7 风电机组的结果评价内容。

6.7.2 验证结果评价

电磁暂态仿真数据与半实物数据偏差应满足以下条件：

- a) 所有工况稳态和暂态区间的电压、有功电流、无功电流、有功功率和无功功率的平均偏差、稳态区间最大偏差以及加权平均绝对偏差应不大于表 11 中的允许最大偏差值。
- b) 对于不对称扰动工况下的仿真模型参数校准，基波正序分量的最大允许偏差值为表 11 数值的 1.5 倍。

表 11 光伏发电单元模型验证最大允许偏差值

电气参数	稳态区间平均偏差 p.u.	暂态区间平均偏差 p.u.	稳态区间最大偏差 p.u.	加权平均绝对偏差 p.u.
电压	0.02	0.05	0.05	0.05
有功电流	0.05	0.10	0.08	0.08
无功电流	0.05	0.10	0.08	0.08
有功功率	0.05	0.10	0.08	0.08
无功功率	0.05	0.10	0.08	0.08

6.7.3 模型验证报告

模型验证报告的主要内容参照附录 A。

7 电化学储能模型验证

7.1 通则

7.1.1 储能系统模型验证应包括故障穿越特性验证、功率控制特性验证、短路比适应性验证和阻抗特性验证等内容。

7.1.2 用于模型验证的测试数据要求：

- a) 宜优先采用电化学储能试验数据；
- b) 若试验数据无法获取的情况下，可采用半实物测试数据；
- c) 电化学储能现场运行数据可作为补充数据用于电化学储能电气仿真模型验证；
- d) 验证数据宜采用电化学储能变压器低压侧数据；
- e) 无法获取的数据宜采用厂家提供的数据为主。

7.1.3 仿真模型建立要求：

- a) 电化学储能模型的建立应满足标准 GB/T 42716 的要求；
- b) 对于储能电站内同一规格型号、相同拓扑结构的储能电池和变流器构成的储能系统应至少完成一个系统的模型验证；
- c) 储能系统发生设备改造、软件升级、参数修改或控制逻辑变更等影响涉网性能应重新进行模型验证；
- d) 电化学储能仿真模型应使用与试验时相同的控制模式和参考值。仿真模型初始化时应使用与测试时相同的运行参数，包括电压、有功功率、无功功率、有功电流、无功电流；

- e) 仿真模型应具备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求启用或关闭惯量响应和一次调频功能。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。

7.2 故障穿越特性验证

7.2.1 低电压穿越

电化学储能的的低电压穿越验证步骤与工况应与风电机组保持一致。

7.2.2 高电压穿越

电化学储能的的高电压穿越验证步骤与工况应与风电机组保持一致。

7.2.3 连续低电压穿越

连续低电压穿越验证按照以下步骤进行:

- 设置储能系统箱变高压侧电压为 $1.0U_n$;
- 按照图 3 进行储能系统箱变高压侧电压两次连续低电压穿越测试, 低压阶段储能系统箱变高压侧电压降至 0, 持续时间 Δt_1 宜为 150 ms、过渡阶段时间 Δt_2 宜不大于 100 ms;
- 记录过程中故障电压跌落幅度、故障持续时间、储能变流器交流端口三相交流电压和三相交流电流。

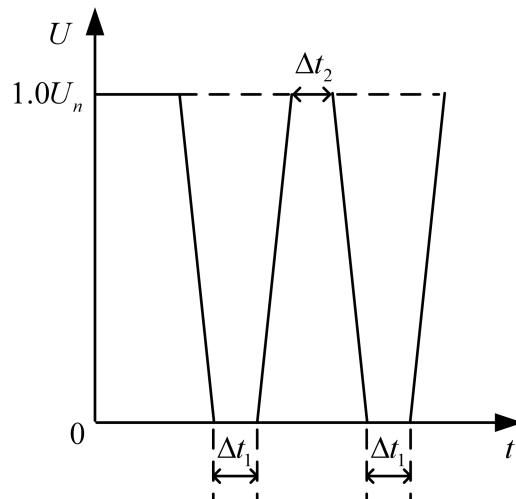


图 3 电化学储能连续低电压穿越故障点电压曲线

7.2.4 连续故障穿越验证

电化学储能的连续故障穿越能力验证项目不做强制性考核要求。连续故障穿越验证按照以下步骤进行:

- 设置储能系统箱变高压侧电压为 $1.0U_n$;
- 按照图 4 进行储能系统并网点电压跌落再升高 3 次连续故障穿越, 低压阶段储能系统箱变高压侧电压降至 0, 持续时间 Δt_1 宜为 150 ms, 过渡阶段时间 Δt_2 宜不大于 100 ms, 高压阶段储能系统箱变高压侧电压升至 $1.3U_n$, 持续时间 Δt_3 宜为 500 ms;
- 记录过程中故障电压跌落/升高幅度、故障持续时间、储能变流器交流端口三相交流电压和三相交流电流。

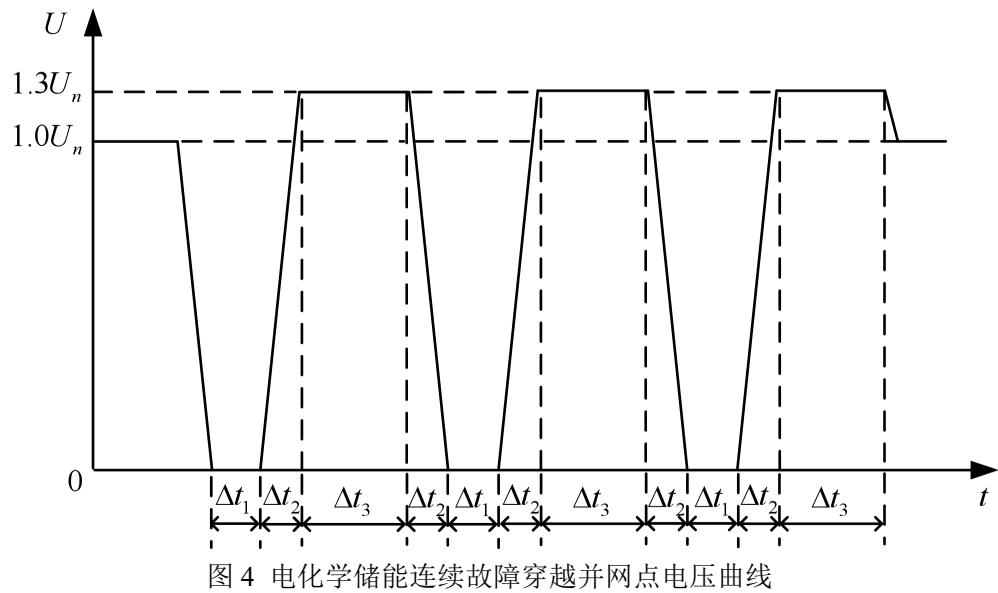


图 4 电化学储能连续故障穿越并网点电压曲线

7.3 功率控制特性验证

7.3.1 有功功率控制

有功功率控制验证按照以下步骤进行：

- 设置储能变流器有功功率为 $0.7 P_n /-0.7 P_n$ ；
- 改变储能变流器有功功率给定值从 $0.7 P_n /-0.7 P_n$ 分别阶跃至 $0.65 P_n /-0.65 P_n$ 、 $0.75 P_n /-0.75 P_n$ 、 $0.5 P_n /-0.5 P_n$ 和 $0.9 P_n /-0.9 P_n$ ，阶跃持续时间 1 s~1.5 s 后恢复到 $0.7 P_n /-0.7 P_n$ ，记录过程中储能变流器交流端口三相交流电压、三相交流电流；
- 设置储能变流器有功功率为 $P_n /-P_n$ ；
- 改变储能变流器有功功率给定值从 $P_n /-P_n$ 分别阶跃至 $0.95 P_n /-0.95 P_n$ 、 $1.05 P_n /-1.05 P_n$ 、 $0.9 P_n /-0.9 P_n$ 和 $1.1 P_n /-1.1 P_n$ ，阶跃持续时间 1 s~1.5 s 后恢复到 $P_n /-P_n$ ，记录过程中储能变流器交流端口三相交流电压、三相交流电流；
- 改变储能变流器有功功率给定值从 $-P_n$ 阶跃至 P_n 、阶跃持续时间 1 s~1.5 s 后从 P_n 阶跃至 $-P_n$ ，阶跃持续时间 1 s~1.5 s，记录过程中储能变流器交流端口三相交流电压、三相交流电流。

注：储能变流器放电功率为正，充电功率为负。

7.3.2 无功功率控制

无功功率控制验证按照以下步骤进行：

- 设置储能变流器有功功率为 0，无功功率给定值为 0；
- 改变储能变流器无功功率给定值从 0 分别阶跃至 $0.1 Q_n /-0.1 Q_n$ 、 $0.2 Q_n$ 和 $-0.2 Q_n$ 的阶跃试验，阶跃持续时间 1 s~1.5 s 后恢复到 0，记录试验过程中储能变流器交流端口三相交流电压、三相交流电流。

注：储能变流器输出容性无功为正，输出感性无功为负。

7.4 短路比适应性验证

通过改变等效电源阻抗（计及变压器阻抗和系统阻抗）进行储能变流器短路比适应性测试验证，测定电磁暂态仿真模型失稳的临界值，确定电磁暂态仿真模型短路比适用范围。短路比适应性验证按照以下步骤进行：

- a) 设置储能变流器有功功率为 P_n ;
- b) 设置储能变流器交流端口短路比为 3.0, 按照步长 0.1 递减短路比, 在每个短路比工况下进行扰动仿真, 仿真系统在扰动后出现失稳(周期振荡或失去同步)状态, 记录当前短路比数值为短路比临界值;
- c) 设置储能变流器有功功率为 $-P_n$, 重复步骤 b。

7.5 阻抗特性验证

电化学储能进行阻抗扫描时, 接线方式、阻抗扫描工况和阻抗扫描步骤可参考风电机组的阻抗扫描内容。

7.6 模型适应性验证

电化学储能电磁暂态模型适应性验证内容应与 4.6 同步发电机组模型适应性验证内容一致。

7.7 结果评价及报告

7.7.1 验证数据处理及计算

7.7.1.1 电化学储能的数据处理、扰动过程分区内容应参照 5.7 风电机组的结果评价内容。

7.7.1.2 通过计算模型仿真数据与试验数据之间的偏差, 考核模型的准确程度。仿真与试验偏差计算的电气量包括: 电压 U_s 、电流 I 、无功电流 I_Q 、有功功率 P 、无功功率 Q 。

7.7.1.3 数据区段划分后, 应分别计算每个时段暂态和稳态区间的偏差; 各时段暂态区间仅计算平均偏差, 稳态区间分别计算平均偏差和最大偏差; 计算模型仿真与试验数据的加权平均总偏差。

7.7.1.4 平均偏差与最大偏差计算方法与风电机组的偏差计算方法相同。

7.7.1.5 将各时段的平均偏差进行加权平均计算:

a) 故障穿越验证各时段权值:

—A (扰动前) : 10%;

—B (扰动期间) : 60%;

—C (扰动后) : 30%;

b) 有功、无功控制验证各时段权值:

—A (指令阶跃前) : 30%;

—B (指令阶跃后) : 70%。

7.7.2 验证结果评价

7.7.2.1 故障穿越特性偏差计算结果应满足以下要求:

- a) 电化学储能电磁暂态仿真模型的电压、有功功率、无功功率、有功电流和无功电流平均偏差、最大偏差和加权平均绝对偏差不应大于表 13 中的偏差最大允许值;
- b) 对于两相不对称扰动工况下的模型仿真验证, 基波正序分量的最大允许偏差值为表 20 数值的 1.5 倍。

表 13 电化学储能网侧扰动允许最大偏差值

电气参数	稳态区间平均偏差允许值 ($F_{1\max}$) p.u.	暂态区间平均偏差允许值 ($F_{2\max}$) p.u.	稳态区间最大偏差允许值 ($F_{3\max}$) p.u.	所有区间加权平均偏差允许值 ($F_{G\max}$) p.u.
电压	0.02	0.05	0.05	0.05
有功电流	0.10	0.20	0.15	0.15
无功电流	0.10	0.20	0.15	0.15

有功功率	0.10	0.20	0.15	0.15
无功功率	0.10	0.20	0.15	0.15

7.7.2.2 有功控制试验的有功功率和电流各项偏差应不大于表 13 中的最大允许偏差。无功控制试验的无功功率和电流各项偏差应不大于表 13 中的最大允许偏差。

7.7.3 模型验证报告

模型验证报告的主要内容参照附录 A。

8 动态无功补偿装置模型验证

8.1 通则

8.1.1 动态无功补偿装置的电磁暂态模型验证包含控制功能验证、故障穿越性能验证、保护功能验证、短路比适应性验证、阻抗特性比对验证以及模型适应性等。

8.1.2 用于模型验证的测试数据要求:

- a) 宜优先采用动态无功补偿装置试验数据;
- b) 若试验数据无法获取的情况下, 可采用半实物测试数据;
- c) 动态无功补偿装置现场运行数据可作为补充数据用于动态无功补偿装置仿真模型验证;
- d) 验证数据宜采用动态无功补偿装置并网点数据;
- e) 无法获取的数据宜采用厂家提供的数据为主。

8.1.3 仿真模型建立要求:

- a) 动态无功补偿装置模型的建立应满足标准 NB/T 31075 的要求。
- b) 采用专用接入变压器的动态无功补偿装置应保留专用接入变压器。
- c) 动态无功补偿装置仿真模型应使用与试验时相同的控制模式和参考值。仿真模型初始化时应使用与测试时相同的运行参数, 包括电压、无功功率、无功电流。

8.2 故障穿越特性验证

动态无功补偿装置的故障穿越特性验证应至少在 20% 额定感性无功、100% 额定感性无功、20% 额定容性无功、100% 额定容性无功等四种出力状态下进行, 验证步骤和验证工况应与风电机组保持一致。

8.3 控制功能验证

控制功能验证内容包括启动和停机、无功功率控制、长时间稳态运行、仿真步长适应性等。测试工况应至少包括实际接入系统最大和最小短路比工况。

启动和停机测试: 电磁暂态模型应能正常启动和停机, 启动过程电压、电流及功率都应在合理范围内。

无功功率控制测试: 无功功率指令分别由最小功率阶跃到最大功率, 再由最大功率指令阶跃到最小功率指令时, 电磁暂态模型输出功率值能按照设定的变化速率跟踪指令值, 稳态误差不大于 5%。

长时间稳态运行: 在无扰动情况下, 电磁暂态模型应能保持连续稳定运行至少 5 min。

仿真步长适应性: 电磁暂态模型应能根据不同场景需求适应不同的仿真步长 (不超过 100 us), 保持稳定运行。

8.4 短路比适应性验证

动态无功补偿装置的短路比适应性验证步骤应与电化学储能的短路比适应性验证步骤保持一致。

8.5 阻抗特性验证

8.5.1 阻抗扫描接线方式

无功补偿装置进行阻抗扫描时，接线方式参照 5.5.1 风电机组的阻抗扫描接线方式，扫描点为装置输出端口。

8.5.2 阻抗扫描工况

动态无功补偿装置的电磁暂态模型与半实物仿真测试结果在频率 2.5~1000 Hz 范围的阻抗幅值误差应在±10 dB 内，相位误差在±10 度内；45~55 Hz 范围内的阻抗幅值误差应在满足其他频率范围的误差要求条件下尽可能小。按照表 14 设置静止无功发生器运行工况，并记录每个运行工况下的阻抗特性。

表 14 静止无功发生器阻抗扫描仿真工况

控制模式	无功功率	
定无功功率	感性	10%、30%、50%、70%、90%
	容性	
定电压	无功功率不大于 90% 额定容量	

8.5.3 阻抗扫描步骤

无功补偿装置进行阻抗扫描时，步骤与风电机组的阻抗扫描步骤一致。

8.6 模型适应性验证

动态无功补偿装置电磁暂态模型适应性验证内容应与 4.6 同步发电机组模型适应性验证内容一致。

8.7 结果评价及报告

8.7.1 数据处理

动态无功补偿装置模型的数据处理方法、扰动过程分区、偏差计算、验证结果评价内容应参照 5.7 风电机组的结果评价内容。

8.7.2 模型验证报告

模型验证报告的主要内容参见附录 A。

9 耦合发电系统模型验证

9.1 通则

9.1.1 耦合发电系统应按照新能源控制器型号划分为若干个新能源集群并根据新能源场站实际设备参数建立等值模型。如图 5 所示简图，可划分为火电部分 E，新能源部分 F、G、H、I，送出线路 A-B，其中，新能源集群中的发电单元宜采用倍乘方式进行功率等值，集电网（通常为 35 kV 集电线和箱变）宜基于等功率损耗原则进行等值。

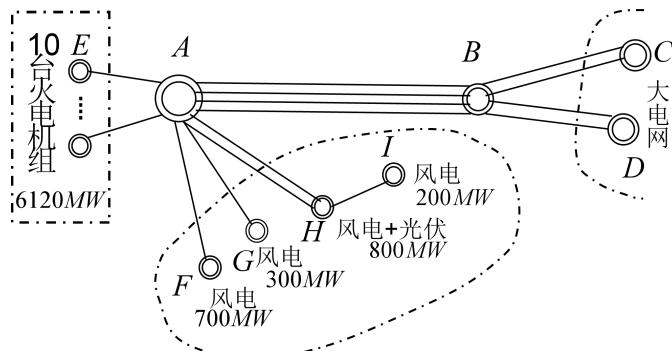


图 5 火电新能源耦合发电系统简图

9.1.2 对于耦合发电系统中已通过校验的分区模型，应根据耦合系统实际拓扑结构和电压分布对其整合，并构建完整的耦合发电系统电磁暂态模型。

9.1.3 用于模型验证的测试数据应采用基于硬件在环平台试验得到的半实物仿真数据或半实物与链接库仿真数据。

9.1.4 耦合发电系统模型验证所用的短路比应包含实际耦合系统接入电网的最大、最小短路比 2 种工况。其中，短路比的分母为耦合发电系统整站的容量。短路比数据应以电网调度部门提供的数据为准。

9.1.5 在搭建耦合发电系统后，应对外送线路 A-B 进行三相故障、两相故障测试，进行 9.2 中的故障穿越特性验证。

9.1.6 在搭建耦合发电系统后，应对外送线路 A-B 进行“N-1”故障测试，进行 9.3 中的火电机组功角摇摆及各电压等级暂态过电压的验证。

9.1.7 耦合发电系统模型验证校核的电气量应包含并网点的正序电压、有功功率、无功功率等电气量。

9.2 故障穿越特性验证

9.2.1 低电压穿越

耦合发电系统的低电压穿越验证按照以下步骤进行：

- 火电机组开机方式应包含最低、最高开机个数两种组合；
- 设置新能源及储能不同发电单元的有功功率为 $0.3 P_n$ ；
- 按照表 15 依次进行 B 点电压跌落至 $0 \sim 0.9 U_n$ 之间的三相故障、两相故障测试，其中至少包括电压跌落至 0 、 $0.2 U_n$ 、 $0.35 U_n$ 、 $0.5 U_n$ 、 $0.75 U_n$ 和 $0.9 U_n$ 6 个点的故障工况，故障穿越时间不应大于 100 ms ，记录测试过程中的故障电压跌落幅度、故障持续时间、并网点三相交流电压和三相交流电流；
- 调增新能源及储能有功功率为 P_n ，步长为 $0.1 P_n$ ，在每个工况点重复步骤 c。

9.2.2 高电压穿越

耦合发电系统的高电压穿越验证按照以下步骤进行：

- 火电机组开机方式应包含最低和最高开机个数两种组合。
- 设置新能源及储能不同发电单元的有功功率为 $0.3 P_n$ ；
- 按照表 15 规定的故障工况进行 B 点电压跌落升高至 $1.1 U_n \sim 1.3 U_n$ 之间的三相故障测试，其中至少包括电压升高至 $1.2 U_n$ 、 $1.25 U_n$ 和 $1.3 U_n$ 3 个点的故障工况，记录测试过程中的故障电压升高幅度、故障持续时间、并网点三相交流电压和三相交流电流；
- 调增新能源及储能有功功率为 P_n ，步长为 $0.1 P_n$ ，在每个工况点重复步骤 c；

表 15 耦合发电系统故障穿越特性验证电压升高规格

序号	电压升高幅值 p.u.	电压升高持续时间 ms
1	0	100
2	0.2	100
3	0.35	100
4	0.5	100
5	0.75	100
6	0.9	100
7	1.1	10000
8	1.15	10000
9	1.2	10000
10	1.25	1000
11	1.3	500

9.3 “N-1” 故障验证

耦合发电系统的“N-1”故障核验按照以下步骤进行：

- 火电机组开机方式应包含最低和最高开机个数两种组合；
- 设置新能源及储能不同发电单元的有功功率为 $0.3 P_n$ ；
- 在外送线路 A-B 的一回路上设置三相永久故障，100 ms 后 A-B 线路两侧断路器跳闸，记录火电机组功角摇摆幅度、各电压等级在故障切除时的暂态过电压最大值；
- 对比电磁暂态模型及半实物模型的功角摇摆幅度、暂态过电压最大值，其误差应低于 5%；
- 调增新能源及储能有功功率为 P_n ，步长为 $0.1 P_n$ ，在每个工况点重复步骤 c、d。

9.4 阻抗特性验证

9.4.1 阻抗扫描接线方式

耦合发电系统进行阻抗扫描时，接线方式参照 5.5.1 风电机组的阻抗扫描接线方式，扫描点为并网点。

9.4.2 阻抗扫描工况

耦合发电系统阻抗分析应包含正序阻抗分析和负序阻抗分析，频率范围应包括 2 Hz~1000 Hz，其中 200 Hz 以下频率步长不应大于 1 Hz，200 Hz~400 Hz 频率步长不应大于 5 Hz，400 Hz 以上频率步长不应大于 10 Hz。耦合发电系统的阻抗扫描工况如表 16 所示。其中，有功出力 30% 和 70% 为选做工况。耦合发电系统阻抗的评估点应设置为耦合发电系统并网点。

表 16 耦合发电系统阻抗扫描仿真工况

有功功率	无功功率	
	发电设备	无功补偿装置
10%、30%、50%、70%、90%	对应有功功率下的最大容性无功功率	最大容性无功功率
	功率因数为 1.0	
	对应有功功率下的最大感性无功功率	
	最大容性无功功率	
	最大感性无功功率	

9.4.3 阻抗扫描步骤

耦合发电系统的阻抗扫描验证按照以下步骤进行：

- a) 在被测对象端口串联注入频率为 f_p 的正序电压扰动。
- b) 利用快速傅里叶变换算法提取正序电压扰动分量 $\Delta u_p(f_p)$ 。
- c) 提取正序电流响应分量 $\Delta i_p(f_p)$ ，利用公式 (17) 计算电网导纳矩阵元素 $Y_{g11}(f_p)$ 。

$$Y_{g11}(f_p) = \frac{\Delta i_p(f_p)}{\Delta u_p(f_p)} \quad (17)$$

- d) 当 $f_p < 2f_1$ 时，提取正序电流响应分量 $\Delta i_p(2f_1 - f_p)$ ，利用公式 (18) 计算电网导纳矩阵元素 $Y_{g21}(f_p)$ ：

$$Y_{g21}(f_p) = \frac{\Delta i_p^*(2f_1 - f_p)}{\Delta u_p(f_p)} \quad (18)$$

其中，“*”表示共轭复数。

- e) 当 $f_p \geq 2f_1$ 时，提取负序电流响应分量 $\Delta i_n(f_p - 2f_1)$ ，利用公式 (19) 计算电网导纳矩阵元素 $Y_{g21}(f_p)$ ：

$$Y_{g21}(f_p) = \frac{\Delta i_n(f_p - 2f_1)}{\Delta u_p(f_p)} \quad (19)$$

- f) 按照规定的频率间隔重复上述步骤。

- g) 在被测对象端口串联注入频率为 $f_p - 2f_1$ 的负序电压扰动。

- h) 当 $f_p < 2f_1$ 时，提取正序电压扰动分量 $\Delta u_p(2f_1 - f_p)$ 、正序电流响应分量 $\Delta i_p(2f_1 - f_p)$ 、正序电流响应分量 $\Delta i_p(f_p)$ ，利用公式 (20) 和公式 (21) 计算电网导纳矩阵元素 $Y_{g22}(f_p)$ 和 $Y_{g12}(f_p)$ ：

$$Y_{g22}(f_p) = \frac{\Delta i_p^*(2f_1 - f_p)}{\Delta u_p^*(2f_1 - f_p)} \quad (20)$$

$$Y_{g12}(f_p) = \frac{\Delta i_p(f_p)}{\Delta u_p^*(2f_1 - f_p)} \quad (21)$$

- i) 当 $f_p \geq 2f_1$ 时，提取负序电压扰动分量 $\Delta u_n(f_p - 2f_1)$ 、负序电流响应分量 $\Delta i_n(f_p - 2f_1)$ 、正序电流响应分量 $\Delta i_p(f_p)$ ，利用公式 (22) 和公式 (23) 计算电网导纳矩阵元素 $Y_{g22}(f_p)$ 和 $Y_{g12}(f_p)$ ：

$$Y_{g22}(f_p) = \frac{\Delta i_n(f_p - 2f_1)}{\Delta u_n(f_p - 2f_1)} \quad (22)$$

$$Y_{g12}(f_p) = \frac{\Delta i_p(f_p)}{\Delta u_n(f_p - 2f_1)} \quad (23)$$

- j) 按照规定的频率间隔重复步骤 g~步骤 i。
- k) 利用公式 (24) 计算考虑与电网交互作用的耦合发电系统阻抗特性。

$$Z_s(f_p) = \frac{1}{Y_{11}(f_p) - \frac{Y_{12}(f_p)Y_{21}(f_p)}{Y_{22}(f_p) + Y_{g22}(f_p)}} \quad (24)$$

1) 耦合发电系统阻抗特性验证的评估方法应满足标准 NB/T 10651 的要求。

9.5 结果评价及报告

9.5.1 数据处理

耦合发电系统模型的数据处理方法、扰动过程分区、偏差计算、验证结果评价内容应参照 5.6 风电机组的结果评价内容。

9.5.2 模型验证报告

模型验证报告的主要内容参照附录 A。

附录 A

(资料性)

电磁暂态模型测试验证报告模板

A.1 模型概况

A.1.1 基本信息

包括仿真分析系统各模型对应的设备基本信息、生产厂商、设备型号、设备结构、主要组成以及并网方式、对应的控制器软件版本号（与半实物仿真对应）。

A.1.2 故障穿越控制与保护策略说明

A.2 模型说明

A.2.1 链接库模型接口通道说明

A.2.2 链接库模型控制保护功能说明

A.2.3 链接库模型控制参数与半实物模型参数映射表

A.2.4 模型使用说明（包括操作说明、运行故障信息含义）

A.2.5 模型运行工况

A.3 模型验证结果

A.3.1 控制功能验证

【每个工况放置电压基波正序值、有功功率、有功电流、无功功率、无功电流，均为标幺值】

A.3.2 故障穿越性能验证

【每个工况放置电压基波正序值、有功功率、有功电流、无功功率、无功电流，均为标幺值】并按照相应误差标准给出误差计算表格

电磁暂态仿真模型故障穿越特性验证结果记录表

时段	区间	区间平均偏差				区间平均绝对偏差				加权平均绝对偏差				稳态区间最大偏差				
故障前	稳态区间	P	Q	I_P	I_Q	U	P	Q	I_P	I_Q	P	Q	I_P	I_Q	P	Q	I_P	I_Q
故障期间	暂态					/									/	/	/	/

	区间													
	稳态区间													
故障后	暂态区间				/							/	/	/
	稳态区间													

A.3.3 保护功能验证

给出保护电气量的瞬时值、保护动作信号。

A.3.4 短路比适应性验证

给出失稳的临界值和短路比适应范围。

A.3.5 阻抗特性比对验证

给出阻抗幅频和相频对比测试结果，并给出各频段误差统计情况。

A.3.6 模型适应性验证

给出多实例和单实例的对比结果，并给出 Windows 和 Linux 操作系统下的对比结果。

A.4 结论