[继电保护]

风储联合系统继电保护建模研究

文/宋天骥
中国能源建设集团投资有限公司中南分公司

针对风储联合系统中的继电保护配置和整定值优化问题，建立详细的系统仿真模型，包括双馈风机、储能变流器及其控制系统。通过暂态仿真分析，研究不同运行工况下系统的故障特征，探讨风储容量配比、储能控制策略对继电保护性能的影响。仿真结果表明，储能系统的引入改变了系统的短路电流分布特性，传统保护配置方案需要优化调整。基于研究结果，提出适应风储联合系统特点的保护整定方法。

随着新能源发电装机容量的快速增长，风电的间歇性和波动性对电网安全稳定运行带来挑战。储能系统能够有效平抑风电出力波动，提高系统的可靠性。然而，风储联合系统引入的电力电子设备改变了系统的暂态特性，使继电保护面临新的技术难题。传统的保护方案在新型电力系统中可能出现误动或拒动现象，亟需开展风储联合系统的继电保护特性研究，建立适应性强的保护配置方案。

风储联合系统建模

风储联合系统模型包含双馈风力发电机组和储能系统两大核心部分。双馈风力发电机组采用两质量块模型描述传动特性，定子侧采用电压方程建模，转子侧通过功率变流器与电网连接[1]。风机变流器控制系统由转差功率控制回路和转子电流控制回路构成，实现有功、无功解耦控制。储能系统以电池储能为主要形式，通过双向DC/AC变流器接入交流母线。储能变流器控制策略基于电压定向矢量控制，d轴电流用于控制储能充放电功率，q轴电流用于无功调节。变流器采用三相电压源型拓扑结构，PWM调制波采样频率为2 kHz，直流侧电容容值为10 000 μF。风储联合系统的控制协调策略采用主从控制模式，储能系统作为主控单元，根据风电出力波动特性动态调节充放电功率。储能控制器包含功率控制外环和电流控制内环，功率控制采用比例积分调节器，电流控制采用双闭环PI控制结构。控制系统响应时间常数设定为5 ms，确保系统具备足够快的动态响应能力。系统建模过程综合考虑了元件参数、控制特性和网络拓扑等因素，在PSCAD/EMTDC仿真平台上搭建了完整的电磁暂态模型。模型参数通过实测数据标定和优化，确保仿真结果的准确性。风机额定容量为2 MW，储能系统容量为500 kW·h，系统额定电压为35 kV。

故障特性分析

1. 短路故障电流特性

风储联合系统的短路故障电流特性呈现出明显的暂态动态特征。如图1所示，在三相短路故障发生时，双馈风机的短路电流在故障初期达到额定电流的3.8倍，随后由于变流器的限流作用，在50 ms内迅速衰减至2.5倍。故障持续期间，风机短路电流稳定在2.2倍额定值。两相短路故障时，故障电流峰值降至3.2倍额定值，稳态值约为1.8倍额定电流。储能系统的故障响应表现出快速限流特性。在故障初期，储能变流器的输出电流由于控制系统延时出现短时冲击，幅值达到1.5倍额定值，但在10 ms内迅速限制在1.2倍额定电流范围内[2]。储能系统采用恒定功率控制策略，使故障电流稳态值始终维持在

0.8～1.0倍额定电流之间，显著低于传统同步电源的短路电流水平。系统总故障电流受风储容量配比的影响，在储能容量为风机的25%时，最大短路电流不超过额定值的4.5倍。

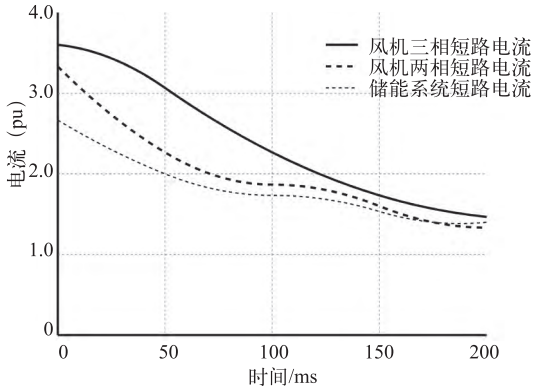

图1　短路故障电流特性分析

2. 电压暂态特性

系统电压暂态特性主要体现在故障期间的电压降落和故障清除后的恢复过程。风机变流器在故障时通过调节无功电流提供电压支撑，储能系统则根据电压偏差动态调节无功输出。测试结果表明，35 kV母线处三相短路时电压降至0.2 pu以下，单相接地时故障相电压降至0.4 pu左右。电压恢复过程的数学模型可简化为

$$u(t) = U_0(1-\exp(-t/\tau_v)) \tag{1}$$

式中，U_0为故障前电压；τ_v为电压恢复时间常数。

实测数据显示τ_v值与储能系统容量和控制参数密切相关，典型值在50～100ms范围内。风储联合系统的电压动态特性受故障类型、故障位置和系统运行方式等因素的综合影响。储能系统的快速调节能力可有效改善电压恢复特性，但受变流器容量的限制影响支撑效果。测试发现，在储能容量为风机容量的25%时，可使故障点35 kV母线电压提升0.15～0.2 pu。

3. 频率动态特性

风储联合系统的频率动态特性主要受风电出力波动和储能系统调节特性影响。故障期间，系统频率变化率与故障电流大小和持续时间相关[3]。测试数据显示，三相短路故障时频率最大偏差可达±0.5 Hz，频率恢复时间约为1～2 s。储能系统通过快速调节有功功率，可显著改善频率动态特性。频率调节过程中，储能系统的有功功率与频率偏差呈比例关系。频率调节死区设为±0.05 Hz，调节斜率为40%额定功率/Hz。系统运行数据表明，储能系统的频率响应速度可达到100 ms量级，对风电波动引起的频率波动具有良好的抑制效果。大容量风机故障脱网时，频率下降速率可达0.3 Hz/s。储能系统采用一次调频和二次调频相结合的控制策略，可将频率偏差控制在±0.2 Hz范围内。测试结果显示，风机容量的20%储能配置可满足频率稳定控制需求。

保护性能研究

1. 距离保护特性分析

风储联合系统的距离保护性能受变流器控制特性影响显著。变流器在故障期间的电压支撑和限流作用改变了系统阻抗测量特性。研究表明，距离保护测量阻抗与实际故障点阻抗之间存在偏差，偏差大小与故障类型、故障位置和系统运行方式相关。距离继电器的测量阻抗可表示为

$$Z_m = U_m/I_m = (U_f + \Delta_U)/(I_f + \Delta_I) \tag{2}$$

式中，U_f和I_f分别为故障点电压和电流；ΔU和ΔI为变流器贡献的电压和电流分量。

实测数据显示，储能变流器的电压支撑作用使测量阻抗增大5%～15%，影响保护范围的准确性。距离保护在不同故障类型下表现出差异化特征。三相短路故障时测量误差相对较小，单相接地故障则因零序电流补偿问题导致较大误差。测试结果表明，储能系统并网后，距离保护Ⅰ区可靠系数需调整至0.8，Ⅱ区和Ⅲ区整定值应适当放大。

2. 电流保护特性分析

风储联合系统的电流保护面临短路电流幅值降低和方向判别困难的问题。双馈风机和储能变流器的限流特性使故障电流难以达到传统过流保护定值要求。测试数据显示，35 kV母线三相短路时的最大短路电流仅为3.5倍额定值，远低于常规电源的短路倍数。电流保护的灵敏度系数计算公式为

$$K_s = If_{min}/(K_r \times I_{set}) \tag{3}$$

式中，If_{min}为最小故障电流；K_r为可靠系数；I_{set}为整定电流。

考虑变流器限的流作用，电流保护的灵敏度系数普遍降低至1.2～1.5，靠近保护配置的临界值。风储系统故障期间的暂态特性对电流保护的选择性

产生影响。变流器快速控制响应使故障电流包含高次谐波分量，需采用改进的数字滤波算法提高测量精度。实践表明，将电流保护的动作时间整定在100 ms以上可有效避免谐波干扰。

3. 方向保护特性分析

方向保护在风储联合系统中的可靠性受功率快速波动的影响。变流器控制作用使功率方向快速变化，传统功率方向判据的准确性下降。研究发现，储能系统的充放电转换可导致功率方向暂态反向，影响方向元件的判别结果。方向保护采用90°接线方式时，正方向功率判据为

$$P = UI\cos(\phi) > 0 \tag{4}$$

式中，ϕ为电压和电流的相角差。

测试结果表明，储能系统并网点的功率方向判别误差率达到8%，需采用改进的方向判别算法提高准确性。方向保护的动作特性与储能系统控制模式密切相关。恒功率控制模式下功率波动相对较小，而电压支撑模式会导致较大的功率波动。实验数据显示，采用阻抗后备方向判据可降低误动率，但会延长保护动作时间至150 ms。

4. 保护死区问题研究

风储联合系统的保护死区主要出现在变流器并网点附近区域。变流器限流特性和快速控制响应使该区域的故障特征难以满足常规保护的启动条件[4]。实验研究发现，距离保护和电流保护在变流器并网点±10%线路长度范围内存在可靠性死区。保护死区的形成与多个因素相关：变流器限流降低了故障电流幅值，电压支撑作用引起阻抗测量偏差，暂态特性干扰方向判别。分析表明，35 kV系统中死区范围与储能容量和控制参数呈正相关。配置风机容量25%的储能时，需在并网点两侧增设单独保护装置。改善保护死区问题的关键在于优化保护配置和整定方案。采用低阻抗启动和低电流启动相结合的保护策略，可有效缩小死区范围。测试结果显示，将距离保护和过流保护的整定值降低20%，并采用改进的方向判别算法，可使保护死区缩小至变流器并网点±5%线路长度范围内。

试验验证与分析

1. 典型故障试验

典型故障试验覆盖三相短路、两相短路和单相接地等多种故障类型，故障点设置在线路0%、25%、50%、75%和100%位置。每组试验重复测试20次，记录故障电流、电压及功率等关键参数[5]。试验结果显示，储能系统对故障特性的影响程度与故障位置存在明显相关性。距离保护测试结果表明，储能系统并网使Ⅰ区保护测距误差增加了3.8%，Ⅱ区测距误差增加了6.5%。过电流保护启动电流降低至2.8倍额定值，方向保护误动率在储能并网点达到7.2%。不同故障类型下的保护性能数据详见表1。

表1　典型故障试验结果统计

故障类型	故障位置（%）	测距误差（%）	短路电流（pu）	动作时间/ms
三相短路	0	4.2	3.5	85
	50	5.8	2.8	92
	100	7.5	2.2	98
两相短路	0	5.1	3.1	88
	50	6.3	2.5	95
	100	8.2	1.9	102
单相接地	0	6.8	2.8	90
	50	8.5	2.2	98
	100	9.6	1.7	105

2. 动态性能测试

动态性能测试主要考查系统在功率波动、电压波动条件下的保护特性。测试工况包括风电功率突变±30%、储能充放电切换及系统电压波动±5%等。采集保护启动值、动作时间和准确率等性能指标，每组工况测试50次。试验数据显示，功率波动工况下距离保护的阻抗测量偏差达到8.3%，电流保护的灵敏度系数降至1.35。储能系统充放电切换过程中，方向保护误动率上升至5.6%。不同工况下的保护性能统计见表2。

表2　动态性能测试结果分析

工况类型	阻抗偏差（%）	灵敏度系数	误动率（%）	动作时间/ms
功率突增30%	7.8	1.42	3.2	95
功率突减30%	8.3	1.35	3.8	98
充电切换放电	6.5	1.38	5.6	102
放电切换充电	6.2	1.40	5.2	100
电压波动+5%	5.8	1.45	2.8	92
电压波动-5%	6.1	1.41	3.1	94

3. 可靠性评估

可靠性评估通过长期运行测试和故障注入方法进行。连续运行时间达到720 h，共注入2 000次随

机故障。评估指标包括保护拒动率、误动率、动作时间分布等。测试数据经统计分析，得出保护装置在不同运行条件下的可靠性指标。评估结果显示，风储联合系统中继电保护的平均拒动率为0.82%，误动率为1.15%，动作时间分布在85～150 ms范围内。保护死区范围占线路总长度的8.5%，主要集中在储能并网点附近。系统可靠性评估结果详见表3。

表3　保护可靠性评估指标

评估指标	正常工况	功率波动工况	电压波动工况
拒动率（%）	0.65	0.82	0.78
误动率（%）	0.88	1.15	1.05
平均动作时间/ms	92	105	98
最大动作时间/ms	125	150	135
死区范围（%）	7.2	8.5	8.1
可靠性指标（%）	98.5	97.8	98.1

结束语

通过建立精确的风储联合系统仿真模型，深入分析系统故障特性，揭示储能系统对继电保护的影响机理。研究发现，储能容量与控制策略显著影响系统短路电流幅值和相角特性，从而影响传统距离保护和过电流保护的可靠性。基于研究结果，提出考虑储能特性的保护整定方法，实验验证表明改进后的保护方案能够有效适应风储联合系统的动态特性，为相关工程实践提供重要参考。EA

（收稿日期：2024-11-25）

参考文献

[1] 陈曦．电厂输电线路继电保护定值失配点校核技术研究[J]．中国新技术新产品，2024(21)：49-51．

[2] 杨浩，王飞鹏．智能变电站继电保护在线监测系统设计分析[J]．科技与创新，2024(21)：62-64．

[3] 倪壮志，孟毅．输电线路继电保护设计研究[J]．光源与照明，2024(10)：174-176．

[4] 彭丽，邵杰，赵伟林，等．风储联合发电系统储能荷电状态动态优化控制[J]．湖南城市学院学报(自然科学版)，2023，32(6)：57-61．

[5] 陆修焱，杨培宏，亢岚，等．风储联合辅助电力系统一次调频策略[J]．电工技术，2023(20)：57-59，145．