

新型电力系统中新能源并网稳定控制研究

冯国华

公诚管理咨询有限公司第六分公司 广东 佛山 528211

【摘要】：新能源发电单元通过电力电子装置大规模并入电网之后，对传统的电力系统产生很大影响，例如降低了系统的惯量、减少了短路容量并且削弱了系统的动态无功支撑能力等，而这些都会造成频率稳定、电压以及暂态之间的相互影响问题，在此基础上提出一种基于“风险辨识—分层管控—动态监测”的思路，提出了一种分层次协调控制方法，包括场站级快速响应子模块、区域级协同优化子模块以及调度端综合防护单元，在此之中着重介绍了构网型储能系统、动态无功补偿设备以及自适应限流装置的应用并给出了基于协同作用下联合优化建议，在此基础上建立了1000MW规模的仿真平台，选取常见的几种故障情况进行仿真计算比较了传统的跟随式控制方式和提出的新的协调控制的方式的效果，发现该协调控制的方法可以在一定程度上缓解系统频率的变化并且加快恢复的速度，但是具体的使用效果还需要根据实际情况来进行判断。对于新能源发电接入系统的设计具有一定的参考价值。

【关键词】：新型电力系统；新能源并网；构网型控制；频率稳定；暂态稳定

DOI:10.12417/2811-0528.26.19.060

引言

风电、光伏由补充电源转向主体电源，电网运行机理由同步机主导逐步转为同步机与变流器共同主导。常规机组开机方式减少时，故障后的惯量响应、一次调频和短路电流均会削弱；锁相环、直流电压环、无功电压环及线路阻抗之间的交互又可能形成新的振荡通道。新能源并网稳定控制因而不能只依赖单一场站限功率或事后切机，而应覆盖扰动前风险预判、扰动中快速支撑和扰动后有序恢复。

现有研究已从构网型变流器的限流、功率环和多机并联等角度揭示暂态同步机理。文献^[1]指出，电流限幅会改变构网型变流器的同步机制，需协调限流与功角稳定；多机系统还存在电压动态和控制器交互造成的稳定域收缩^[2]。这说明控制对象已由单设备扩展为“电源—变流器—网络—保护”整体。本文据此分析稳定风险，提出分层协同控制方案，并以公开机理为依据设计说明性算例。算例数据由本文模型计算生成，不属于公诚管理咨询有限公司第六分公司的运行实测。

1 新能源并网稳定问题的形成机理

1.1 频率响应由集中转向分散

传统的同步电机在常规发电单元停运之后，自身的转动惯量逐渐消耗，因此当系统发生大负荷或者事故时，频率会迅速降低并且有可能过快地降到危险水平。网侧变流器一般使用锁相环算法来监测电网的基波频率，如果它的储能不足以支撑，则无法很好的适应这种变化带来的要求，在大量可再生能源接入情况下，各个地方有不同的频率特性，只依靠一个点的数据去表示全网的状态就会造成局部最优解与全局最优解的区别。因此设计控制器时应当考虑到频率的变化范围、变化幅度、不

同地区之间交换功率的方式还有储能装置充电和放电的情况等因素的影响，而不能仅仅用静态误差来进行简化处理。

1.2 弱电网下的电压与振荡风险

新能源汇集区送出线路长、等值短路比低。故障期间，无功电流指令、锁相环和电流限幅相互竞争；故障切除后若有功恢复过快，直流侧能量和交流侧电压尚未稳定，容易出现二次跌落。控制参数按单机强电网条件整定时，多场站并联后可能在次同步至中频范围产生负阻尼。对此应开展阻抗扫描和小扰动特征值分析，将短路比、主导振荡模态阻尼比和动态无功裕度纳入并网验收。

1.3 大扰动下的暂态同步约束

构网型变流器通过虚拟同步或功率同步机制形成电压源特性，可主动支撑频率和电压，但其半导体器件过流能力有限。故障使传输功率突降时，功率指令与电磁输出失衡，虚拟转子持续加速；直接硬限流还会改变功率角曲线。功率环结构差异会显著影响故障后的加速面积和减速面积^[3]。因此，“采用构网型”并不等于天然稳定，必须同时设计故障限流、暂态阻尼与恢复斜率。

2 分层协同稳定控制方法

2.1 扰动前：稳定裕度在线评估

调度层以运行方式、短路容量、预测误差和关键断面潮流为输入，滚动计算频率安全裕度、电压稳定裕度及振荡阻尼。对风险工况执行资格判定：短路比、热稳极限、保护配合或储能可用能量任一不满足即列为“不通过”；数据尚未闭合时列为“待核”，不得用综合评分抵消安全底线。在通过资格门的

方案中，再按弃能、调节成本和设备损耗排序。该方法可避免把新能源利用率最大化等同于系统安全最优。

2.2 扰动中：构网型储能与动态无功协调

场站级控制采用“快频支撑+电压支撑+自适应限流”。频率支路按频差和变化率形成有功指令，储能在毫秒至百毫秒尺度释放功率；电压支路按并网点电压偏差提供无功电流。故障电流接近上限时，控制器不宜简单截断全部指令，而应根据电压跌落程度动态分配有功、正序无功和负序抑制份额。文献^[4]提出自适应虚拟阻抗可兼顾限流与同步稳定，说明限流参数应随故障状态调整，而非采用固定阈值。

2.3 控制方程与约束

设频率偏差为 Δf ，频率变化率为 $d\Delta f/dt$ ，构网型储能有功指令可写为 $P_{cmd} = -K_d \cdot d\Delta f/dt - K_p \cdot \Delta f$ ，其中 K_d 表征虚拟惯量， K_p 表征下垂增益。执行环节满足 $T_b \cdot dP_b/dt + P_b = P_{cmd}$ ，并受 $|P_b| \leq P_{max}$ 、荷电状态上下限及变流器视在功率约束。电压支撑采用 $Q_{cmd} = K_q(U_{ref} - U)$ ，故障期间再按电流圆限值 $I_d^2 + I_q^2 \leq I_{max}^2$ 分配有功与无功电流。该结构把频率支撑需求转化为可执行功率，同时显式保留设备边界。

参数整定需兼顾速度与阻尼。 $K \cdot d$ 过小无法抑制初始变化率，过大则推高瞬时功率并放大测频噪声； $K \cdot p$ 决定准稳态支撑，但其与常规调速器下垂叠加后可能改变区域间功率分配。工程上可先由最严重功率缺额确定 P^*_{max} 与可用能量，再通过特征值轨迹选择 $K \cdot d$ 、 $K \cdot p$ ，使主导模式阻尼比保持正值且留有裕度。限流触发后应冻结或重构积分状态，防止解除限流时出现指令突跳。

2.4 扰动后：有序恢复与参数自校正

故障切除后，有功恢复斜率应受电压、直流电压和频率状态共同约束。若电压尚未恢复，继续维持无功优先；若储能荷电状态接近下限，则由常规调节资源接替后再缓慢回充。多机并联系统的稳定域受电压动态影响^[2]，故恢复阶段还需限制相邻场站控制模式同时切换。运行记录应回传至参数库，通过事件回放修正等效惯量、负荷频率特性和阻抗模型，实现离线设计与在线运行闭环。

3 案例分析

3.1 算例设置

建立 1000 MW、50 Hz 等值受端系统，新能源出力占比设为 60%，在 $t=1$ s 施加 0.10 p.u. 功率缺额。基准方案采用跟网型控制，不设置快速储能支撑；协同方案配置额定功率 0.18 p.u. 的构网型储能，采用虚拟惯量、频率下垂和一阶功率响应，并设置功率限幅。等效惯量常数取 2.6 s，负荷阻尼系数取 1.0 p.u.

调速器时间常数取 0.7 s。参数用于比较控制机理，并非特定省级电网或企业项目数据。仿真求解聚合频率响应方程，评价频率最低值、最大变化率和进入终值 ± 0.01 Hz 带的时间。

3.2 结果与讨论

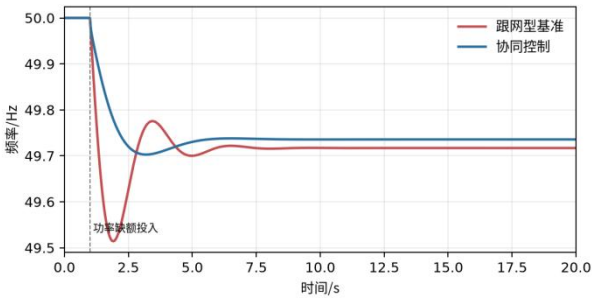


图 1 两种控制方案的频率响应对比

表 1 频率稳定指标对比

方案	最低频率/Hz	最大下降变化率/(Hz·s ⁻¹)	恢复时间/s
跟网型基准	49.514	0.959	4.47
协同控制	49.703	0.734	3.68

如图 1 所示，在系统受到外界影响情况下，传统工作方式下频率变化有较大衰减趋势。而加入联合优化控制以后，储能设备能够及时做出反应并且很好地补充功率不足，其次通过下垂控制可以很好地控制频率以及其波动大小如表一所示，在相同条件下相比于传统方案，本研究提出的方法可以使系统的最低运行频率提高到 49.703Hz，最大频率变化减小约 38.8%，而且最大瞬时变化也从 0.959Hz/s 降到 0.734Hz/s。由此可见这种方法对于短时间内的扰动具有良好的鲁棒性；但是当储能消耗殆尽之后还需要采用传统的第一级频率调整手段以保证长期稳定运行。

结果也表明，单纯增大虚拟惯量并非越大越好。增益过高会增加储能瞬时功率需求，并可能与调速器形成低频摆动；有功恢复过快则可能引起二次频率跌落。工程应用应通过电磁暂态仿真、控制器硬件在环和现场小扰动试验逐级校核。构网型储能在充放电模式下的暂态裕度并不完全相同，相关研究采用自适应虚拟阻抗改善两种模式下的同步稳定^[5]，因此现场整定还应覆盖荷电状态、充放电方向和故障类型组合。

3.3 敏感性与适用边界

为辨识结论的适用范围，保持其余参数不变，将功率缺额分别设为 0.05、0.10 和 0.15 p.u. 进行补充分析。扰动较小时，储能未触及功率限值，虚拟惯量与下垂支路均可按设定增益工

作；扰动增大后，储能进入限幅，最低频率改善幅度不再与缺额成比例。这说明控制增益只决定未饱和区的动态特性，不能替代容量配置。若新能源出力继续提高并使等值惯量下降，还需增加快速备用或降低关键断面输送，否则同一套参数难以维持原有频率裕度。

本算例采用单区域聚合模型，未显式描述输电网络、电压动态、锁相环及场站间振荡，因而只用于验证频率控制链路。实际工程应先在机电暂态模型中筛选严重运行方式，再以电磁暂态模型复核弱电网、故障穿越和限流切换。只有两类模型对频率最低点、过电流和恢复过程的判断一致，方可进入控制器硬件在环测试。

4 工程实施要点

首先，模型管理应覆盖新能源机组、场站控制器、储能、无功装置、保护和通信链路，实测辨识后再形成并网计算模型，避免以厂家典型参数替代现场值。其次，参数整定应遵循设备级、场站级、区域级逐层放大原则，重点检查限流切换、锁相环退出与重投、低电压穿越及有功恢复之间的时序。再次，稳定控制策略应具备通信异常降级逻辑：广域信号丢失时，场站依靠本地频率和电压保持基本支撑，通信恢复后采用无扰切

换。

保护整定需与变流器控制同步复核。构网型设备故障电流受控且持续时间短，传统过流判据可能灵敏度不足；控制模式切换又会改变正、负序分量。应利用故障录波验证保护启动量、动作时限与低电压穿越曲线，明确控制限流优先级、保护后备区间和解列条件。

最后，验收指标除稳态功率精度外，还应包含频率变化率耐受、动态无功响应时间、故障电流上限、阻尼比和二次跌落风险。只有将控制性能、设备边界和保护配合统一校核，才能把算法优势转化为可用的系统稳定裕度。

5 结论

新能源并网稳定风险源于低惯量、弱电网和多控制环耦合，频率、电压、振荡与暂态同步不能分割处理。本文提出扰动前在线评估、扰动中构网型储能与动态无功协调、扰动后有序恢复的分层控制方案。说明性算例表明，在给定参数与功率缺额下，协同控制改善了频率最低点和变化率。该结果用于验证方法逻辑，不代表实际工程绩效。后续应取得场站阻抗、控制参数、故障录波和储能状态数据，完成电磁暂态、硬件在环及现场试验三级验证。

参考文献：

- [1] 何宏亮,肖晃庆,张利东.考虑电流限幅的构网型变流器暂态稳定分析与自适应限幅方法[J].电力系统自动化,2025,49(2):30-40.
- [2] 罗聪,陈燕东,谢志为,等.计及电压动态的构网型变流器多机并联系统暂态建模与稳定域估计[J].电工技术学报,2025,40(9):2752-2765.
- [3] 丁然,邵尹池,李咏凯,等.功率同步型构网型变流器功率环建模及其差异性对暂态稳定的影响[J].电力工程技术,2025,44(2):111-122.
- [4] 黄炳政,陈俊儒,刘牧阳,等.基于自适应虚拟阻抗的构网型变流器暂态稳定性提升策略研究[J].电力系统保护与控制,2025,53(12):57-68.
- [5] 韩鹏,徐式蕴,汪乐天,等.考虑充放电模式的构网型储能变流器暂态同步稳定研究[J].中国电机工程学报,2025(24):9680-9692.