

风电场AGC-AVC协同控制策略优化及工程应用研究

黄秋凤

国投电力(广西)有限公司 广西 南宁 530200

摘要: 风电场自动发电控制(AGC)与自动电压控制(AVC)是保障风力发电安全、优质、经济运行的两大核心控制系统,二者分别调节有功功率与无功电压,但在实际运行中共享同一物理载体——风力发电机组,其调节能力和响应特性相互制约。当前多数风电场AGC与AVC采取独立分层控制架构,协调不足导致的功率响应滞后、电压越限及机组疲劳载荷不均等问题日益突出。本文深入分析了AGC与AVC耦合运行的物理机理与控制逻辑冲突,在此基础上提出以模型预测控制为框架的多目标协同优化策略,通过建立精细化风机功率可行域模型、设计协调切换机制与动态权重自适应算法,实现有功调度与电压支撑的在线协同决策。同时,从通信架构、控制时序、性能评价及工程适配等方面探讨了协同控制策略的工程应用架构与实施要点,旨在为风电场高渗透率接入电网条件下的协调控制提供理论指导与技术参考。

关键词: 风电场; AGC; AVC; 协同控制; 模型预测控制; 多目标优化

引言

随着风电渗透率提升,风电场已成为电力系统频率调节和电压支撑的关键参与者。自动发电控制(AGC)通过调节有功功率参与频率控制,自动电压控制(AVC)则通过无功调节维持并网点电压合格。两者共同决定风电场的并网性能与经济性。然而,AGC与AVC共享风电机组和SVG等执行主体,受变流器容量限制,有功与无功输出相互制约:额定视在功率下,有功增加则无功裕度减小。若缺乏协调,独立运行将导致调节指令超出单机能力而无法执行,或造成任务分配不均,致使部分机组过度调节加速损耗,其他机组调节不足。因此,打破传统独立设计模式,实现AGC与AVC深度协同优化,是解决物理耦合矛盾、提升风电场整体运行效率及并网性能的关键所在。

1 AGC与AVC独立控制的局限性分析

1.1 控制目标的时间尺度差异

AGC关注的是秒级至分钟级的有功功率动态响应,要求风电场在数秒至数十秒内跟踪调度下发的功率设定值;AVC的调节时间尺度相对较宽,通常为数十秒至数分钟,但其对电压偏差的响应要求具有连续性和稳态精度。二者在时间响应上的差异,若缺乏时序协同,可能造成AVC调节过程中的无功变化干扰有功控制的精度,或AGC频繁动作引起电压波动。

1.2 执行机构的容量耦合竞争

风电机组的变流器容量限制了其有功和无功的联合输出能力,该约束可以用视在功率圆来描述: $P^2 + Q^2 \leq S^2$ (S 为变流器额定容量)。在满发状态下,机组无功调节

裕度几乎为零,若此时AVC下发增发无功指令,则必须以降功率运行为代价。独立控制模式下,AGC与AVC各自按照自己的目标计算调节量,不考虑对方对同一机组容量的占用情况,其结果要么是某一项指令无法执行,要么是两套指令交替优先导致机组频繁切换工作点,造成功率振荡和机械疲劳。

1.3 控制信息的隔离与决策冲突

目前多数风电场的AGC与AVC由不同的功能模块或不同的供应商提供,各自拥有独立的测量、通信和决策逻辑。AGC依据调度端的有功指令和场内实时功率信息进行计算,AVC依据并网点电压偏差和全场无功分布进行优化^[1]。二者之间缺乏信息互通和协调机制,调度中心下发的有功指令与电压设定值可能对风电场提出相互矛盾的要求——例如,系统频率偏低需要风电场增加有功出力(需减小无功或增加转速),而电压偏低需要风电场增加无功支撑(需降低有功或增加无功投入),二者同时下达时,独立控制模块无法做出全局最优的折中决策。

1.4 动态调节能力的非一致性约束

风电机组的可调节能力随风速变化而剧烈波动——低风速段机组有功受限,但无功调节范围相对较宽;高风速段有功充足,但无功裕度减小。独立控制策略往往以固定容量比例或固定优先级分配调节任务,无法根据实时的机组可行域进行动态适配,导致部分机组频繁处于满发或满无功状态,加速变流器与齿轮箱老化,而其他机组调节任务不足。

2 协同控制的物理基础与理论框架

2.1 风机功率可行域的实时表征

实现AGC与AVC协同控制的首要条件是精确刻画每台机组的实时有功-无功可行域。该可行域受变流器容量、发电机额定功率、风速条件及并网技术要求共同约束。实际工程中可采用简化模型：以变流器容量圆为主约束，结合当前风速下的最大有功功率追踪曲线，截取容量圆与有功限制的交集区域，得到随风速变化的动态可行域。该可行域是协同优化分配调节任务的数学基础，需在每一控制周期内根据风速和机组状态进行更新。

2.2 协同控制的优化目标函数

协同控制的核心是在同一优化框架内同时处理有功调节和电压调节两个目标，其典型目标函数可表达为加权和形式： $J = \alpha \cdot JP + \beta \cdot JV + \gamma \cdot JE$ ，其中JP表征有功跟踪偏差的代价，JV表征电压偏差及无功分布的代价，JE表征机组调节代价（如尽量减少动作次数和调节幅度）。权重系数 α 、 β 、 γ 可根据电网需求动态调整——当系统频率偏差较大时增大 α ，当电压越限风险较高时增大 β 。优化变量为各机组的有功设定值和无功设定值，约束条件包括单机可行域约束、全场总有功/无功限值约束及调节速率约束。

2.3 模型预测控制引入协同框架

模型预测控制（MPC）因其显式处理约束、具备前瞻能力和滚动优化特性，成为AGC-AVC协同控制的理想框架。在每一控制时刻，MPC控制器依据当前状态和未来预测信息，求解一个有限时域的优化问题，给出未来数个时刻的最优控制序列，但仅执行第一步结果，下一时刻重新滚动优化^[2]。MPC的前向预测能力使其能够提前预判由于风速变化引起的有功调节需求和无功裕度变化，从而在协调分配时兼顾当前与未来的调节需求，避免短视决策带来的后续调节冲突。

2.4 协调切换与多模式运行机制

风电场并网运行工况多样，协同控制需具备多模式自适应能力。在正常并网工况下，采用多目标加权优化模式，AGC与AVC同时在线协调运行。在电网频率紧急工况下（系统频率偏差超过死区），协同控制应主动增大幅度，实施有功优先模式，在此基础上尽可能维持电压。在电网电压崩溃风险工况下，则切换为电压优先模式，优先保障并网点电压稳定，有功跟踪精度暂居次要位置。多模式切换应设置滞环和延时逻辑，防止控制模式频繁跳变。

3 协同控制策略的优化设计

3.1 分层协调的架构设计

协同控制架构采用“系统级协调+机组级分配”两层结构。系统级协调层接收调度下发的有功设定值和电压

设定值，基于全场运行状态和预测信息，求解多目标优化问题，确定全场总有功增量和总无功增量，以及各机组的调节量分配比例。机组级执行层根据分配结果，完成单机设定值的下发和闭环跟踪。系统级协调层的计算周期为秒级（如5~10秒），机组级执行层的响应周期为毫秒级，二者时间尺度解耦，既保证协同优化效果，又不牺牲响应快速性。

3.2 动态权重自适应调整策略

权重系数的自适应调节是协同控制适应工况变化的关键。本文提出基于“偏差程度”的自适应权重调整方法：定义有功偏差标幺值 $\Delta P^* = (P_{\text{cmd}} - P_{\text{actual}}) / P_{\text{rated}}$ ，定义电压偏差标幺值 $\Delta U^* = (U_{\text{ref}} - U_{\text{actual}}) / U_{\text{rated}}$ 。当某一偏差的绝对值超过设定阈值时，对应权重按非线性函数增大，使得控制重心向偏离较大的目标倾斜。同时为防止权重剧烈波动，引入滤波环节对权重进行平滑处理。自适应权重策略实现了“谁偏差大、谁优先”的柔性协调逻辑，避免了固定权重在极端工况下的适应性不足。

3.3 调节容量预测与前瞻分配

利用超短期风速预测信息，对未来数分钟内的机组有功能力进行滚动预测。若预见到未来一段时间风速下降导致有功出力受限，则在当前时刻即适当削减该机组的无功调节任务，预留有功调节容量；反之，若风速上升可增加有功出力，则可在当前适当加大无功支撑力度，利用未来的容量裕度补偿当前的无功需求。这种“预看一步”的前瞻性分配策略，是MPC框架赋予协同控制的核心优势，可显著降低因风速波动引起的AGC/AVC交替受限问题。

3.4 快速响应与动态调节策略

在电网发生较大扰动后的暂态过程中，协同控制的响应速度要求极高（百毫秒级）。在此阶段，算法切换至快速响应模式：简化优化计算，采用基于规则表的快速决策，利用SVG的快速无功响应能力优先支撑电压，同时根据频率变化率快速调整有功输出。快速模式持续数秒至数十秒后，待系统进入稳态或准稳态，算法再切回常规MPC优化模式^[3]。快速响应模式与常规优化模式的平滑切换是保证全场暂态-稳态全工况协同控制效果的关键。

4 协同控制策略的工程应用架构

4.1 系统通信与数据采集的基础条件

协同控制的工程实现对通信系统和数据质量有较高要求。风电场级协同控制器需实时获取每台机组的运行状态（有功、无功、电流、转速）、风速、变流器温度及并网点电气量。通信网络宜采用冗余环形以太网结构，确保通信延时不超过100ms，数据刷新率不低于

1Hz。为保证可靠性,协同控制器应独立于原有AGC和AVC控制器,并保留手动切换至独立控制模式的冗余通道,避免因协同控制器故障导致全场失控。

4.2 协同控制器的主要功能模块

协同控制器的工程部署需包含以下核心模块。状态估计与可行域计算模块负责接收各机组实时数据,结合风速信息计算每台机组当前的P-Q可行域,评估全场可调容量和调节裕度。多目标优化求解模块基于MPC算法,在每一控制周期内求解优化问题,生成各机组的有功/无功设定值,该模块的计算负载应通过代码优化控制在200ms以内。协调切换逻辑模块负责监测系统频率和电压偏差,判断当前工况类型,选择相应的控制模式和权重组合,执行模式切换^[4]。安全校验与限值保护模块在优化结果下发前进行单机限值校验、全场总量校验和调节速率校验,防止因数据异常或算法异常导致的危险指令下发。

4.3 工程部署中的关键问题处理

在实际工程部署中,需重点解决以下问题。一是原有AGC/AVC系统改造的兼容性——协同控制器宜采用“外挂”方式部署,通过标准通信协议与原有控制器交换数据,非必要不改造底层控制逻辑,以降低实施难度和风险。二是调节死区的协调设置——AGC与AVC分别有调节死区,协同控制需统一死区设定,避免因死区不一致导致的稳态小幅度振荡。三是测量噪声的处理——风电机组的功率和电压信号存在噪声,直接用于优化求解可能导致机组频繁调节,需在数据输入端采用适当的滤波处理,并在优化目标中加入对调节动作量的惩罚项以抑制抖动。

4.4 性能评价与效果验证

协同控制策略的工程应用效果应从多个维度综合评价。在有功响应方面,关注AGC指令的跟踪精度和调节

时间;在电压控制方面,关注并网点电压偏差的统计分布及无功设备的动作次数;在机组疲劳方面,关注各机组调节任务的不均匀度、变流器温度波动幅值等指标;在综合经济性方面,统计因协同优化减少的弃风电量、降低的变压器分接头动作次数等。评价体系还应包含不同风速区段、不同电网工况下的细分指标,以全面反映协同策略在全工况范围内的适用性和鲁棒性。

5 结语

针对风电场AGC与AVC独立控制的缺陷,本文提出以模型预测控制为核心、动态可行域为约束、自适应权重协调多目标的多层级协同优化策略。该策略通过系统级协调与机组级执行的分层架构、基于预测的前瞻分配及多工况柔性切换,实现有功调度与电压支撑的统筹决策。在工程层面,明确了通信架构、控制器模块规划及兼容性改造路径。需指出,策略效果高度依赖机组状态感知精度、通信可靠性及算法效率。随着算力提升和物联网技术成熟,AGC与AVC深度协同将更实时、精准、智能,有力支撑高比例风电电力系统的安全稳定运行。

参考文献

- [1]孙华东,汤涌,郭强.高比例电力电子电力系统频率稳定的基本问题研究[J].中国电机工程学报,2023,43(4):1272-1281.
- [2]王伟胜,刘纯,黄越辉.风电场并网有功/无功协调控制技术综述[J].电力系统自动化,2022,46(12):155-168.
- [3]何国毅,姚骏,徐浩.基于模型预测控制的风电场AVC与AGC协调策略[J].电工技术学报,2023,38(9):2356-2368.
- [4]胡家兵,贺敬,迟永宁.风电机组功率可行域分析与在线评估方法研究[J].电力系统保护与控制,2022,50(17):101-109.