

智能变电站的集成控制系统设计与实现

李育锋 廖红兵 陈晶 郝海博

国网新疆电力有限公司昌吉供电公司 新疆 昌吉 831100

【摘要】：智能变电站是智能电网的核心节点，其集成控制系统的水平直接关系到电网运行的可靠性与智能化程度。传统变电站系统存在信息孤岛、功能分散、互操作性差等问题。本文旨在设计并实现一种基于 IEC61850 标准、采用“站控层-间隔层-过程层”三层架构的智能变电站集成控制系统。系统以一体化信息平台为核心，整合了监控、操作、保护、故障录波、状态监测等子系统，实现了数据的统一采集、标准化建模和全景共享。实验结果表明，所设计的集成控制系统有效消除了信息壁垒，站内保护动作时间较传统系统缩短约 30%，智能告警准确率达 95% 以上，显著提升了变电站的综合自动化水平和运行效率。

【关键词】：智能变电站；集成控制系统；IEC61850；GOOSE；SV；一体化平台；实验分析

DOI:10.12417/2811-0536.26.01.029

1 引言

变电站作为电能传输与分配的关键枢纽，其自动化水平是电网现代化的重要标志。传统变电站自动化系统通常采用“烟囱式”建设模式，即监控、保护、测量、录波等子系统由不同厂商提供，采用私有通信协议和独立数据库，导致系统间信息交互困难，形成“信息孤岛”。这给运行维护、故障分析和高级应用带来了巨大挑战^[1]。智能变电站以“全站信息数字化、通信平台网络化、信息共享标准化”为基本特征，是解决上述问题的根本途径。其核心在于构建一个高度集成的控制系统，能够无缝集成站内所有智能电子设备，实现信息的高度共享和业务的深度融合。国际标准 IEC61850 为变电站自动化系统提供了完整的信息建模和通信体系，为实现真正的互操作性和系统集成奠定了理论基础。本文基于 IEC61850 标准，设计了一套智能变电站集成控制系统的整体架构，详细阐述了其功能模块、通信方案和关键实现技术，并通过构建半实物仿真实验平台，对系统的综合性能进行了定量化测试与分析，以验证其设计的合理性与先进性^[2]。

2 智能变电站集成控制系统总体设计

2.1 设计原则

在构建现代化的电力监控系统时，标准化、集成化、开放性和可靠性是确保系统高效运行的关键要素。严格遵循 IEC61850 国际标准，可以实现对设备模型的统一和对通信接口的规范化，从而提高不同设备间的互操作性。同时，通过打破子系统的界限，构建统

一的数据中心和应用平台，能够实现数据、应用和功能的深度集成，提升系统的整体效率。采用面向服务的架构设计，确保了系统的开放性，使其能够灵活地扩展和接入新功能。此外，通过冗余配置如双网络、双服务器以及网络风暴抑制等措施，系统的高可用性得到了保证，从而确保了监控系统的连续稳定运行，为电力系统的安全高效提供了坚实基础^[3]。

2.2 系统架构

系统采用经典的“站控层-间隔层-过程层”三层架构。

过程层：主要由电子式互感器、智能单元等构成。负责电气量的采集和断路器、隔离开关等一次设备状态的采集与控制命令的执行。MU 将采集量转换为符合 IEC61850-9-2 标准的采样值报文并组播上网；IT 负责接收来自间隔层的 GOOSE 命令，驱动一次设备动作。

间隔层：由保护装置、测控装置、故障录波器等 IED 组成。负责本间隔设备的保护、测量和控制功能。装置通过订阅 SV 报文获取实时电流电压，通过订阅和发布 GOOSE 报文实现间隔内和间隔间的快速逻辑交互^[4]。

站控层：是集成控制系统的“大脑”，包括：

一体化信息平台：核心组件，集成实时数据库、历史数据库、图形界面和人机交互功能。它通过制造报文规范服务与间隔层所有 IED 进行双向通信，采集全站数据，下发控制命令。

作者简介：李育锋（1993.06--），男，汉族，陕西富平人，本科，职称：工程师，研究方向：变电运维，国网昌吉供电公司变电运维值班员，负责变电站内设备运维工作。

高级应用服务器：部署智能告警、顺序控制、故障分析、状态监测等高级应用功能。

运动通信网关：负责与调度主站进行数据交换。

该架构的核心优势在于，通过 SV 和 GOOSE 网络，实现了过程层与间隔层数据的实时、可靠共享；通过站控层的一体化平台，实现了全站信息的集中管理和应用的协同运作。

3 关键技术与实现

3.1 基于 IEC61850 的一体化信息建模

为实现真正的互操作性，系统要求所有 IED 必须采用标准的 IEC61850 数据模型进行自我描述。系统配置阶段，使用系统配置器文件作为全站唯一的配置源，该文件包含了所有 IED 的模型和通信配置。这种“一次配置，全程共享”的模式，从根本上解决了传统系统因协议转换导致的信息不一致和配置复杂问题。

3.2 实时通信网络技术

SV 网络与 GOOSE 网络：为保证实时性，通常采用高速工业以太网，并推荐 SV 与 GOOSE 共网传输。SV 报文流量大，要求网络具有高带宽和低抖动；GOOSE 报文要求极低的传输延时和高可靠性，以实现保护跳闸等关键功能。

对时同步：全站设备必须基于同一时间基准。采用 IEEE1588 精密时钟同步协议，为 MU 的采样和 SOE 提供微秒级的时间同步，确保故障分析的准确性。

3.3 智能告警与故障诊断专家系统

传统监控系统告警信息泛滥，发生故障时大量信号同时上送，不利于运行人员快速判断。本系统在站控层部署智能告警专家系统，其实现流程如下：①告警信息过滤与分类：基于逻辑节点模型对原始告警信号进行归类。②推理机制：建立变电站的专家知识库，包含设备关联关系、故障征兆与原因的映射规则。当收到多条告警信息时，系统基于规则进行推理。③故障诊断与信息浓缩：将关联的多条告警信号浓缩为一条明确的故障诊断结论，并给出处理建议，极大减轻了运行人员的认知负担。

3.4 顺序控制

将复杂的倒闸操作流程化、程式化。操作员只需选择操作任务，系统即可自动、按顺序向相关 IED 下发一系列控制命令，并自动校验每一步的执行结果，大大提高了操作效率和安全性，杜绝了误操作风险。

4 实验系统搭建与性能测试分析

为验证所设计集成控制系统的性能，搭建了一个

110kV 智能变电站半实物仿真实验平台。

4.1 实验平台构成

实物部分：包括真实的保护装置、测控装置、合并单元、智能终端。

仿真部分：采用 RTDS 或类似软件构建变电站一次系统的实时电磁暂态模型。

网络部分：组建符合 IEC61850 标准的交换式以太网，配置 PTP 时钟同步。

站控层系统：部署自主研发的一体化监控系统软件。

4.2 实验方案与测试内容

设计四组实验，对比传统分立系统与本文设计的集成控制系统的性能差异。

实验一：系统集成度与数据一致性测试

方法：在两种系统下，修改某个 IED 的一个数据点，观察站控层监控系统、故障录波器、保信子站等是否同步、一致地更新。

评价指标：数据更新同步时间、配置工作量。

实验二：保护动作实时性测试

方法：在 RTDS 模型中设置相同的线路瞬时性短路故障，通过录波分析从故障发生到保护装置发出跳闸 GOOSE 报文的时间（保护动作时间），以及从智能终端收到 GOOSE 报文到驱动仿真的断路器跳开的时间（断路器动作时间）。

评价指标：全故障切除时间。

实验三：智能告警功能有效性测试

方法：模拟变压器轻瓦斯告警、重瓦斯告警、油温过高、断路器跳闸等多个关联事件同时发生。记录系统产生原始告警条数，以及智能告警专家系统进行信息浓缩后输出的诊断结论条数和准确性。

评价指标：告警压缩比、诊断准确率。

实验四：顺序控制功能测试

方法：执行“110kV 某线路由运行转检修”的顺控操作票，记录传统人工逐步操作与系统一键顺控所需的总时间，并检查操作过程中的防误闭锁逻辑是否正确执行。

评价指标：操作完成时间、闭锁正确率。

4.3 实验结果与分析

实验一结果：

传统系统：需要分别在监控、录波、保信系统进行配置点表维护，数据更新不同步，耗时约 15 分钟，

且易出错。

集成系统: 仅需在 SCD 文件中修改并下装, 所有系统通过 MMS 服务自动获取更新, 数据瞬间一致, 配置工作量减少 80%以上。

分析: IEC61850 的标准化建模和 SCD 机制从根本上解决了信息孤岛问题, 实现了“源端维护, 全局共享”。

实验二结果: 对同一故障进行 20 次测试, 取平均值:

系统类型	保护动作时间(ms)	断路器动作时间(ms)	全故障切除时间(ms)
传统系统(点对点电缆)	25	45	70
集成系统(GOOSE 网络)	18	40	58

分析: 基于 GOOSE 网络的跳闸方式, 省去了大量的二次电缆, 减少了中间环节, 通信延时更短、更确定。全故障切除时间缩短约 17%, 显著提升了系统暂态稳定性。

实验三结果: 在模拟的复杂故障场景下:

传统系统: 上送 28 条原始告警信息, 运行人员需凭经验进行关联分析。

集成系统: 智能告警模块在 3 秒内将 28 条信息浓缩为 1 条诊断结论: “1 主变压器内部故障, 重瓦斯保护动作, 101 断路器跳闸”, 诊断准确率经多次测试平均为 96%。

分析: 智能告警专家系统极大地减轻了运行人员的心理压力, 辅助其快速定位故障根源, 缩短事故处理时间。

实验四结果:

传统人工操作: 需执行 15 个单步操作, 耗时约 8 分钟, 存在误操作风险。

一键顺控: 系统自动执行, 耗时约 45 秒, 且每一步均进行软硬件闭锁校验, 安全性极高。

分析: 顺序控制将运行人员从繁琐、高风险的操作中解放出来, 实现了倒闸操作的标准化和自动化。

参考文献:

- [1] IEC61850-1:Communication networks and systems for power utility automation-Part 1:Introduction and overview.
- [2] 高翔, 张沛超. 智能变电站技术导论 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2012.
- [3] 李永亮, 林昌年, 王德树. 智能变电站集成自动化系统方案研究 [J]. 电力系统自动化, 2010, 34(20): 76-80.
- [4] 阮前途, 谢伟, 董杰, 等. 智能变电站顺序控制技术研究与应用 [J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(15): 128-133.
- [5] 曹一家, 王阳光, 刘东, 等. 基于 IEC61850 的智能变电站信息模型及集成应用 [J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(S1): 1-7.

5 挑战与展望

在系统设计与实现过程中, 我们面临着多项挑战。首先, 网络可靠性问题尤为突出, 因为系统的运行高度依赖于网络, 这就需要我们深入研究在网络故障情况下系统的恢复能力和韧性。同时, 开放的通信架构虽然带来了便利, 但也引入了新的网络安全风险, 因此我们必须建立一套完善的纵深防御体系以保障系统安全。此外, 运维模式的转变也对运维人员的技能提出了更高的要求, 他们需要掌握网络、建模等新的知识技能。

展望未来, 智能变电站集成控制系统将与大数据、人工智能、数字孪生技术等进行深度融合, 以实现更高效的运行管理。设备状态预测性维护将成为可能, 系统将能够基于全景数据, 运用人工智能算法来预测设备的寿命, 从而实现更主动的运维策略。站域协同控制技术也将得到应用, 通过分析全站信息, 系统将能够实现备用电源自投、电压无功优化等站域级别的智能控制。此外, 构建电网数字孪生是未来的发展方向, 变电站作为电网的关键数字节点, 将为构建精确、实时的电网数字孪生体提供数据支撑, 这将为电网的智能化管理和优化提供强大的数据基础和技术支持。

6 结论

本文设计并实现了一套基于 IEC61850 标准的智能变电站集成控制系统。该系统通过标准化的三层架构和一体化信息平台, 有效整合了站内各类自动化资源, 实现了数据、功能和应用的深度集成。半实物仿真实验结果表明, 该系统在集成度、实时性、智能化和操作效率方面均显著优于传统分立式系统。特别是基于 GOOSE/SV 的通信机制将故障切除时间缩短了约 17%, 智能告警功能将海量信息浓缩为精准的诊断结论。尽管面临网络依赖和安全等挑战, 但智能变电站集成控制系统代表着未来变电站的发展方向。其成功实施将为构建安全、高效、自愈、互动的智能电网提供坚实的基础支撑。