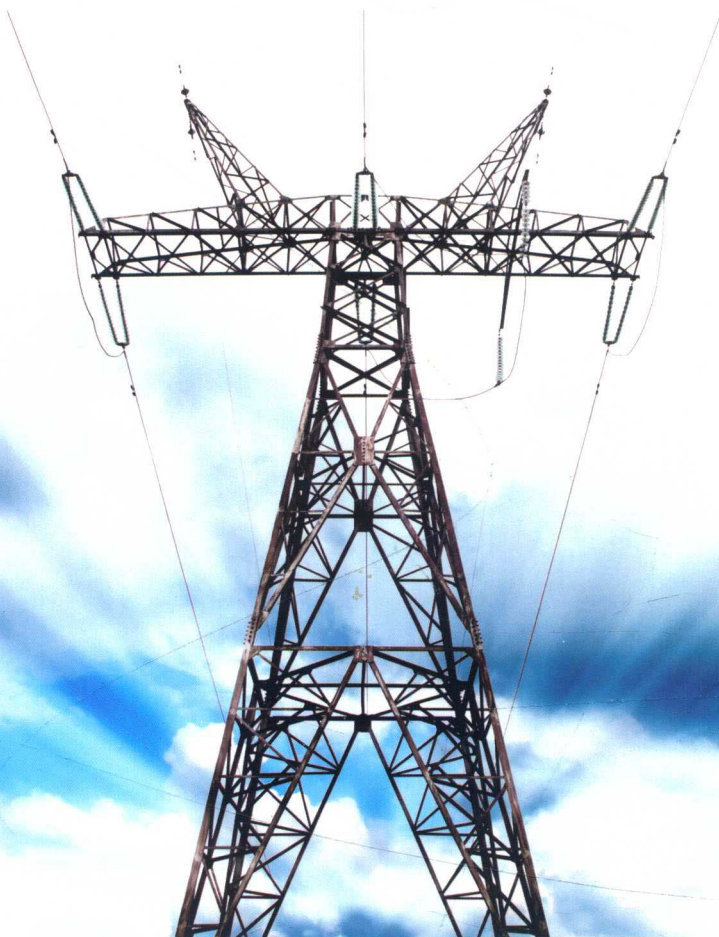


智能化变电站技术问答

● 贵州电网有限责任公司 组编



责任公司科技创新系列丛书

智能化变电站技术问答

贵州电网有限责任公司 组编

中国标准出版社

北 京

图书在版编目 (CIP) 数据

智能化变电站技术问答/贵州电网有限责任公司组编.

—北京: 中国标准出版社, 2018. 11

ISBN 978-7-5066-9108-6

I. ①智… II. ①贵… III. ①智能系统—变电所—
问题解答 IV. ①TM63-39

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2018) 第 263150 号

中国标准出版社出版发行

北京市朝阳区和平里西街甲 2 号 (100029)

北京市西城区三里河北街 16 号 (100045)

网址: www.spc.net.cn

总编室: (010) 68533533 发行中心: (010) 51780238

读者服务部: (010) 68523946

中国标准出版社秦皇岛印刷厂印刷

各地新华书店经销

*

开本 787×1092 1/16 印张 6.75 字数 129 千字

2018 年 11 月第一版 2018 年 11 月第一次印刷

*

定价: 29.00 元



如有印装差错 由本社发行中心调换

版权专有 侵权必究

举报电话: (010)68510107

编 委 会

主 编 杨 华 李 菲 王 拓

副主编 詹乐贵 林 虎 李辛巍 莫开平

编 委 周小康 周淑云 潘雄峰 晏 鹏

唐 畅 陈潇瑞 杨 皓 黄旭波

林先堪

21 世纪初，世界电网逐渐进入智能化发展阶段。随着新能源技术、人工智能技术等新兴技术的快速发展，以智能化电网为载体的第三次工业革命正不断临近。为了促进电网更加安全、可靠、绿色、高效地发展，未来的电网必将是由一个个智能化变电站串联起来的新型电网。因此，加强智能化变电站技术管理和技术支撑服务，加强对新技术、新装备的学习，对保障电网安全稳定运行及可持续发展有着重要意义。

自 2006 年我国建成首座智能化变电站以来，截至 2017 年年底，全国已经建成的智能化变电站有 3339 座。经过现场大规模的应用、总结经验，智能化变电站已经发展到了第三代。智能化变电站相关新技术的应用颠覆了传统变电站的信息交互模式，以光缆与逻辑程序代替了传统的二次回路，使得智能化变电站的二次回路更加抽象、难以理解，对运维、调试与管理工作有了更高的要求。而现有的智能化变电站技术相关书籍大多是按第一、第二代智能化变电站编写的，已经难以指导现场应用。

贵州省作为南方电网五省区中智能化变电站建设最多的省份，对智能化变电站的研究走在了南方电网的前列，在多年的智能化变电站建设过程中积累了大量宝贵的经验。为使现场运维、调试与管理人员能快速掌握智能化变电站的基础知识，提高智能化变电站的设备管理水平与运维能力，贵州电网有限责任公司组织编写了《智能化变电站技术问答》。本书编委会立足于 2018 年南方电网新编智能化变电站技术标准，针对新形势下对变电站现场维护人员要求，以大量现场运维经验及实际案例为基础，特别是针对新型直采网跳、冗余双网形势的变电站进行了问答解析。

本书以智能化变电站现场设备与现场应用技术为脉络，结合现场调试、运维、管理经验，力求简单易懂、概念清晰、贴近现场，注重知识的全面性及实用性，采用问答形式介绍了智能化变电站基本原理、规程反措、调试技术。望本书的出版能有助于业界专业技术人员掌握智能化变电站技术，提高电网运维水平。

贵州电网有限责任公司铜仁供电局承担了本书的编写工作。贵州电力调度控制中心及贵州电力科学研究院的多位专家在本书的编写过程中提出了宝贵的意见，在此表示衷心感谢。

由于编者的水平有限，书中难免存在疏漏之处，恳请读者们指正。

编者

2018 年 11 月



第一章 智能化变电站基础知识 1

1. 什么是智能化变电站? 1

2. 智能化变电站与常规变电站区别是什么? 2

3. 智能化变电站有哪些优缺点? 4

4. 智能化变电站模型文件层次结构是如何分层的? 5

5. 什么是 SCD、SSD、ICD、CID、CCD? 6

6. IEC 61850 包含哪些标准, 其各自内容分别是什么? 7

7. 什么是 GOOSE? 8

8. GOOSE 报文结构形式是什么? 9

9. GOOSE 报文收发机制是什么? 13

10. GOOSE 报文告警及检修机制是什么? 14

11. 什么是 SV 报文? 16

12. SV 报文结构形式是什么? 16

13. SV 报文收发机制是什么? 20

14. SV 报文告警及检修机制是什么? 20

15. 为什么 GOOSE 报文与 SV 报文可以一发多收, 不能多发一收? 21

16. 三层两网是什么? 22

17. 什么是 IED 设备? 23

18. 智能化变电站一般有哪些 IED 设备, 分别起什么作用? 24

19. 什么叫虚端子? 25

20. 智能化变电站配置文件设计原则及流程是什么? 26

第二章 智能化变电站网络	27
1. 什么是 OSI 模型, OSI 在智能化变电站怎么应用?	27
2. 什么是 TCP/IP 模型, TCP/IP 在智能化变电站怎么应用?	27
3. 以太网 MAC 帧结构是什么?	27
4. 什么是交换机, 工作机制及其在智能化变电站应用?	27
5. 什么是站控层, 作用是什么?	28
6. 什么是间隔层, 作用是什么?	28
7. 什么是过程层, 作用是什么?	28
8. 站控层网的常用组网方式是什么?	28
9. 过程层网的常用组网方式是什么?	28
10. 不同过程层网的组网优缺点及不同时期规范对组网方式的要求是什么?	29
11. A、B 双网互备组网原则有哪些?	29
12. 什么是冗余双网配置?	29
13. 智能化变电站对过程层网交换机的要求是什么?	30
14. 如何测试交换机?	30
15. 交换机现场运维注意事项是什么?	30
第三章 电子式电流互感器与电压互感器	31
1. 电子式互感器与常规互感器的区别是什么?	31
2. 有源电子式互感器与无源电子式互感器的区别是什么?	31
3. 什么是法拉第磁光效应?	32
4. 罗氏线圈的原理是什么?	32
5. 什么是泡克耳斯效应?	32
6. 电子式电流互感器电流比值误差怎么计算?	32
7. 什么是电子式电流互感器的唤醒时间与唤醒电流?	33
8. 怎么测试电子式互感器的极性?	33
9. 怎么测试电子式互感器的延时?	33
10. 常见的采集模块结构及其基本原理是什么?	33

第四章 智能站保护装置.....	34
1. 数字化保护装置与常规保护装置区别是什么?	34
2. 数字化保护装置有什么优缺点?	35
3. 什么叫保护装置双 AD 采样?	35
4. 两侧所使用采样方式不同对差动保护有什么影响?	36
5. 数字化保护装置有哪些软压板?	36
6. 数字化保护装置对各种检修报文的处理方式有何不同?	37
7. 中断路器电流互感器极性问题与内、外桥接线下电流互感器极性 问题是什么?	38
8. 什么是保护装置就地化, 优缺点是什么?	39
9. 如何实现电压切换与并列?	39
10. 主变非电量保护跳闸、失灵联跳实现方式是什么?	42
11. 主变差动保护如何保证三侧采样的同步性?	42
12. 母线失灵保护实现方式及主变失灵解复压是什么?	42
13. 组网模式下母线保护如何实现各间隔电流同步?	42
14. 保护装置对 GOOSE、SV 断链的处理方式是什么?	43
15. 数字化保护装置的现场检验内容有哪些?	44
16. 各种保护装置单套退出/双套退出所需安全措施及推荐执行、 恢复顺序是什么?	44
17. 新增一个间隔全站相关保护装置需要进行哪些改动?	45
18. 如何进行数字化保护装置整组试验?	45
19. 数字化保护装置如何根据运行方式调整保护软压板?	45
第五章 智能站录波装置及网络分析仪.....	46
1. 数字化录波装置的数据采集方式有哪些?	46
2. 智能化变电站对数字化录波装置应具备哪些功能?	46
3. 数字化录波装置如何实现多个合并单元数据同步?	46
4. 数字化录波装置测试项目有哪些, 如何进行测试?	47
5. 录波装置的 ABCD 段分别指的是什么?	47

6. 智能化变电站的录波文件有什么要求？	48
7. 什么是网络分析仪，有什么功能？	48
8. 网络分析仪如何实现设备故障预警？	50
9. 如何测试网络分析仪？	50
10. 如何利用网络分析仪进行设备故障查找？	53
11. 数字化录波装置与网络分析仪现场维护要求有哪些？	54
12. 什么是智能录波器？	54
第六章 智能站测控装置及监控、五防系统	56
1. 数字化测控装置与常规测控装置的区别是什么？	56
2. 什么是间隔层五防系统，如何实现？	57
3. 什么是顺控操作，如何实现？	58
4. 什么是智能运动系统？	58
5. 如何处理设备智能化带来的监控信号大量增加问题？	59
6. 智能化变电站的 AVC 功能怎么实现？	62
第七章 智能站合并单元及智能终端	63
1. 什么是合并单元，智能化变电站对合并单元的要求有哪些？	63
2. 合并单元的工作原理及其采集精度是什么？	65
3. 常规采样的合并单元与电子式采样合并单元区别是什么？	66
4. 合并单元如何确定发送的 SV 报文品质？	66
5. 合并单元现场需要做哪些试验？	66
6. 如何确定合并单元极性？	66
7. 合并单元的检修压板处理方式是什么？	66
8. 什么是智能终端，智能化变电站对智能终端的要求有哪些？	66
9. 智能终端的工作原理是什么？	68
10. 为什么需要智能终端来实现两套重合闸装置相互闭锁？	68
11. 智能终端闭重逻辑有哪些？	69
12. 智能终端需要哪些硬压板？	69
13. 智能终端的检修压板有哪些处理方式？	69

14. 为什么智能终端发送的 GOOSE 报文需要带时标?	69
15. 智能终端现场需要做哪些试验?	70
16. 如何测试智能终端动作时间?	70
17. 什么是有源开入, 什么是无源开入?	70
18. 为什么智能终端与合并单元不设置软压板?	70
第八章 智能化变电站时钟同步系统	71
1. 为什么要进行时钟同步?	71
2. 智能化变电站对时钟同步系统的要求有哪些?	71
3. 常见的时钟同步系统组成方式有哪几种?	72
4. 时间同步信号有哪些类型?	75
5. 同步系统如何处理闰秒?	75
6. 什么是脉冲对时?	75
7. 什么是 IRIG-B 码对时?	76
第九章 二次回路	78
1. 什么是光纤, 什么是光缆, 什么是尾缆?	78
2. 光信号数据传输原理是什么?	79
3. 法兰、法兰盘与光纤熔接盒分别是什么?	80
4. 各种型号光纤接头区别是什么?	80
5. 光纤、光缆设计规范有哪些?	81
6. 光纤、光缆施工质量要求有哪些?	81
7. 如何对光纤进行标识?	82
8. 如何进行光纤测试?	82
9. 如何熔接光纤?	83
10. 如何检查二次虚端子连线?	83
11. 如何通过 SCD 中的二次虚端子连线快速定位光纤链路?	85
12. 典型的线路保护二次虚端子连线是什么?	85
13. 典型的主变保护二次虚端子连线是什么?	85
14. 典型的母线保护二次虚端子连线是什么?	86

15. 光纤的现场维护要求是什么?	86
第十章 智能站典型故障	88
1. 电子式互感器问题是什么?	88
2. 合并单元常常存在什么问题?	91
3. 其他设备问题是什么?	94

第一章 智能化变电站基础知识

智能化变电站基础知识，包含智能化变电站的介绍、组成方式、优缺点、对二次设备的要求及光纤通信基本原理；IEC 61850 技术规范及 SCD、CCD、CID、ICD 等文件的使用方法。

1. 什么是智能化变电站？

智能化变电站是以 IEC 61850 标准和通信规范为基础，使用统一标准化的建模语言，以实现变电站内不同厂家、型号的智能电气设备间的信息共享以及互操作，从而实现操作自动化、信息共享化、设备运行状态实时监控、设备故障快速定位等高级功能。

智能化变电站采用了先进、可靠、集成和环保的智能设备，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要求，自动完成信息采集、测量、控制、保护、计量和检测等基本功能。

同时，电网实时自动控制、智能调节、在线分析决策和区域保护等高级功能，是随着智能电网概念产生而一并提出的，是智能电网最重要、最关键的“终端”，是未来智能化变电站的发展方向。

为了实现数据的互联互通，高效利用，就要求各类数据从源头实现数字化，真正实现信息集成、网络通信、数据共享。

电流、电压的采集环节目前采用两种方式实现采样数字化：

(1) 模拟采样，再通过合并单元转化为标准化的 SV 采样报文。

(2) 光电、电子式互感器采样，再通过合并单元转化为标准化的 SV 采样报文。

注：由于技术还不成熟，大量现场运行经验表明，电流、电压的采集环节数字化后运行可靠性并不如传统采样模式，目前行业新规范仍然要求使用传统采样模式。待技术成熟，可靠后数字化的 SV 报文仍然是智能站采样模式的发展方向。

电气量数据采集的智能化应用，就是使用智能终端将传统信号、控制等回路传递的信息数字化，转化为统一标准的 GOOSE 报文，以实现信息的网络化。大量节省了二次电缆，使得信息的传递更加可靠、环保。

同时使得信息的传递可监视，实现智能分析设备运行状态，及时发现和排除设备故障。这使得变电站设备实现了广泛在线监测，使得设备状态检修更加科学可行。

在智能化变电站中，可以有效地获取电网运行状态数据、各种智能电子装置



IED (intelligent electronic device) 的故障和动作信息及信号回路状态。智能化变电站中将几乎不再存在未被监视的功能单元，在设备状态特征量的采集上没有盲区。设备检修策略可以从常规变电站设备的“定期检修”变成“状态检修”，这将大大提高运行维护效率，节省人工成本。

未来的智能化变电站将打破常规变电站的监视、故障录波、网络分析与保信等功能单一、相互独立的装置模式，利用信息的互联互通，避免硬件重复配置、信息不共享、投资成本大的困局，由原来分散的二次系统装置，转变成为信息集成和功能合理优化、整合的智能化设备。

2. 智能化变电站与常规变电站区别是什么？

(1) 通信标准不同

使用新的 IEC 61850 规约替代了 IEC 60870-5-103 和 IEC 60870-5-104 协议。

常规站中的 IEC 60870-5-103、IEC 60870-5-104 规约由于年代久远，协议中允许存在的自由度较高，使得不同厂家对 IEC 60870-5-103、IEC 60870-5-104 规约有不同的理解。导致不同厂家的装置就算均使用了 IEC 60870-5-103、IEC 60870-5-104 规约，也无法完全互联互通，更无法进行进一步的互相操作。

现场应用时为了互联互通，必须使用规约转换器。当原系统集成商对一个已经接入过的厂家设备进行接入时，可以使用现场的规约转换器。如果需要对一个未曾经接入过的厂家设备进行接入时，就必须重新生产调试新的规约转换器，而且无法保证完全互联互通。

总之，由于不同厂家在 IEC 60870-5-103、IEC 60870-5-104 规约中的私有协议问题，导致了设备之间通信的困难，仅能满足低级应用要求，无法满足智能化变电站的要求。

而 IEC 61850 是目前电力系统自动化领域唯一的全球通用标准。它使用更加复杂、严谨、规范的 XML 语言，实现了智能化变电站的工程建模的标准化。使得智能化变电站的工程实施变得规范、统一和透明。不论是哪个系统集成商建立的智能化变电站工程都可以通过 SCD (系统配置) 文件了解整个变电站的结构和布局，对于智能化变电站发展具有不可替代的作用。

(2) 信息传输介质的不同

使用了光纤代替了电缆。

常规变电站中采用大量电缆和继电器传递、产生信号。传统二次电缆传递的电信号，是使用高电平与低电平来表示 0、1 的信号。这种传递信号的方式对传输介质的利用率太低，难以实现信息共享。

例如，A 装置需要提供 1 个信号给 B 装置，将需要至少 2 根电缆芯，如果还需

要提供 1 个信号给 $B_1 \sim B_{10}$ 等 10 个装置，而 $B_1 \sim B_{10}$ 等 10 个装置每个装置需提供 4 个信号给 A 装置，则将需要至少 $2 \times 10 + 5 \times 10 = 70$ 根电缆芯。当需新增一个装置 B_{11} 时不仅需要要在 B_{11} 装置侧接入 7 根电缆芯，还需要在 A 装置侧同时接入 7 根电缆芯。这样施工既复杂又不安全，存在误碰运行装置二次回路风险。变电站结构见图 1-1。

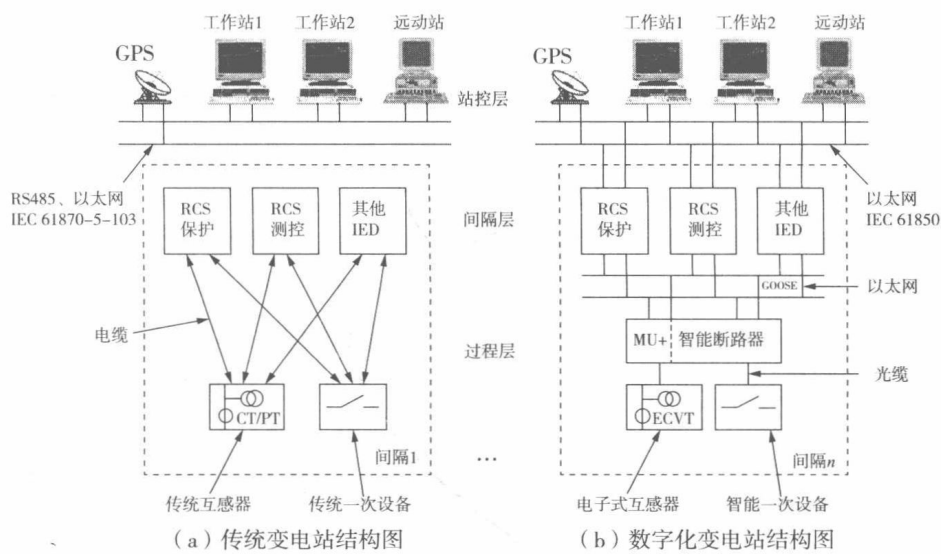


图 1-1 变电站结构

智能站中采用光纤传递数字化信号，如上所述的过程层的智能断路器装置提供与间隔层的保护、测控、录波、安稳等其他 6 个 IED 装置之间的信号交互仅需至少 1 收 1 发 2 根光缆芯，接在以太网络（即过程层网络）上即可，各装置从网络中获取所需信息。大大减少了施工量与二次回路数量。而新增一个装置 B_{11} 时，A 装置仅需更改开入配置，增加 B_{11} 装置部分，不需要二次回路上有所增加，更加安全可靠。而如果要对 A 装置发送的信息进行检测，仅需在网络中对 A 装置发送的信息进行读取，大大提高了信息共享度。

(3) 端子连接方式不同

虚端子代替物理端子，逻辑连接代替物理连接。

传统的二次回路功能的实现需要大量的端子、电缆。而且其中每一根电缆芯以及端子都可能出现故障，而这种信号的传递方式如果需要监视传输介质本身的状态，那么每个回路都需要一个额外的监视回路。

所以通常仅在非常重要的跳合闸回路中设计监视回路。其余回路出现问题只有做模拟实验，或发生故障时才能发现。

智能站中使用光纤连接，二次端子也就不需要了，大大节省了屏柜空间。而且当光纤回路出现断链时由于接收方完全收不到数字报文信号，而信号未发送时是存在数字报文信号的。这样就能实时监测信息传输介质的状态，及时发出告警。从而

实现设备的状态检修。

3. 智能化变电站有哪些优缺点？

(1) 简化了二次接线

使用少量光纤代替大量电缆，使得原来复杂的二次回路简单化。同时利用 SCD 文件来描述虚拟二次回路连接方式，统一进行了管理。只要确认现场装置 CCD 文件 CRC 校验码与 SCD 中生成的 CRC 校验码一致，则可以确保虚拟二次回路连接的正确性，管理方便高效。很好地避免了设备多次改造、消缺后二次回路图纸资料与现场实际存在部分不符的情况。

(2) 采用电子式互感器与 SV 采样报文，提升测量精度

电子式互感器在原理上避免了电流互感器饱和，电流二次回路开路、两点接地，电压二次回路短路、两点接地，铁磁谐振等传统采样常常出现的问题。而且电子式互感器由于与一次设备无电磁的联系，所以绝缘结构简单，采用干式绝缘，维护简单。

传统模拟采样的电磁式电流互感器只是近似于电流源，二次负载及二次电缆的接入会产生微小的测量误差。电压互感器近似于电压源，与电流互感器同理。而智能化变电站的 SV 采样报文属于数字信号，在传输和处理过程中无附加误差。

当互感器内部出现故障时，由于与二次设备无电磁联系，即无传输过电压的问题；而且不存在由于绕组物理位置的差别形成的保护范围的死区。

(3) 提高信息传输的可靠性

利用数字化报文的特点，进行通信自检，实时监测通信状态。当通信链路出现故障时，接收方由于接收不到心跳报文，及时发出告警，及时处理，减少由于通信传输通道故障导致装置无法正确实现应有功能的情况。

同时，由于使用光纤通信，无电磁兼容问题，可避免由于电磁干扰导致信息传输错误的情况。

一次设备电磁干扰不会传输到集控室。

(4) 实现设备优化集成

一体化测控。信号的数字化，使得测控装置不再需要物理开出继电器用以遥控、遥调，也不再需要电流电压采样小 CT 用以遥测，不需要开入光隔用以遥信。这使得装置板件的开入、开出接点数将不受限于物理空间，仅受限与 CPU 的处理性能。使用性能更强大的 CPU，可以将常规站的多个测控的功能集中在一个测控装置上，实现一体化测控。

各设备厂家使用了更加先进的 IEC 61850 规范，解决了不同厂商设备难以协同工作的问题。实现了同一个世界、同一个技术、同一个标准。

(5) 标准化提高安装调试效率和质量

新型“九统一”后的设备实现了功能配置统一、组屏配置统一、回路设计统一、

端子排布置统一、规约统一、接口标准统一、屏柜压板统一、报告格式统一、检修运维手册统一，可标准化安装。同时智能站的逻辑配置采用标准文件格式，同类型设备在调试基地工厂化调试后，只要保证相应的 CRC 校验码正确就可保证配置的一致性。提高了调试效率和施工质量。

(6) 综合成本有效降低

二次设备的在线监视可及时发现并修复缺陷设备，提高设备可靠性。运行中的功能迁移更可以提高设备的冗余可靠性。

智能站的数据信息将支撑电网运行的需要，远方操作将更好地协同每一个厂站，从而优化电网运行。

减少值班员到站内的巡视时间和次数，减少运行、维护成本。

采用网络传输后，设备间没有物理约束，只要接入网络即可完成逻辑功能。随着即插即用技术的成熟，设备的安装、调试、大修、改造将大幅简化，极大地降低建设成本。

工程标准化后，可解决旧站改造施工困难、调试风险大、电缆难以敷设、设备选型受限制等问题。

4. 智能化变电站模型文件层次结构是如何分层的？

IEC 61850 规范中 SCD 模型中以 SCL 为母层级，下设 Private 层级、Header 层级、Communication 层级、IED 层级、DataTypeTemplates 层级。

Private 层级用于描述 SCD 的 CRC 校验码。

Header 层级用于描述变电站名称，使用的配置工具、版本以及改动历史等基础信息。

Communication 层级用于描述变电站网络结构，一般包含多个 SubNetwork 网络，如 MMSA 网、MMSB 网、GOOSEA 网、GOOSEB 网等。每个网络中描述每个装置或 GOOSE 控制块的地址信息。

IED 层级用于描述每个 IED 装置的模型文件以及虚端子连线。

IED 模型采样树状层次，一个物理设备（Physical Device）下可存在一个或多个逻辑设备（Logical Device），下设一个或多个逻辑节点（Logical Nodes），下级为 DO，最后为 DA（见图 1-2）。

以保护装置为例，可做如图 1-3 所示分解：

DataTypeTemplates 层级用于描述数据类型模版，包含每个 IED 装置的各种层级的模版文件。