

智能电网中网络自愈性探讨

郝永晶¹, 付莹²

(1. 运城供电分公司, 山西 运城 044000; 2. 运城康杰中学, 山西 运城 044000)

摘要: 针对电力系统在新世纪面临的智能电网建设, 分析其中的自愈性问题。比较网络自愈性同目前稳定控制系统的特点, 利用稳定控制系统的运行经验, 指出智能电网网络自愈性在实施过程中应注意的问题和应采取的措施。

关键词: 智能电网; 自愈性; 稳定控制系统

中图分类号: TM726, TM76 **文献标识码:** A **文章编号:** 1671-0320(2011)01-0013-04

0 引言

20世纪初, 代表电网未来发展方向的智能电网理念逐渐形成。随着欧美主要发达国家对能源供应安全、应对气候变化等重大问题的关注度的不断提升, 尤其是在金融危机下对新技术产业带动作用的期待, 智能电网成为世界范围关注和研究的热点, 电网智能化成为世界电网发展的新趋势。

认真分析我国基本国情, 结合特高压工程实践, 国家电网公司提出了“建设以特高压电网为骨干网架, 各级电网协调发展, 以信息化、自动化、互动化为特征的坚强智能电网”的战略目标, 突出强调的是坚强网架与智能化的有机统一。我国正逐步成为世界智能电网理论与实践的引领者。

1 智能电网的概念

到目前为止, 智能电网并没有统一的定义。它是指一个完全自动化的供电网络, 其中的每一个用户和节点都得到了实时监控, 并保证了从发电厂到用户端电器之间的每一点上的电流和信息的双向流动。通过广泛应用的分布式智能和宽带通讯及自动控制系统的集成, 它能保证市场交易的实时进行和电网上各成员之间的无缝连接及实时互动。

根据 IBM 中国公司高级电力专家 Martin Hauske 的解释, 智能电网有三个层面的含义, 首

先是利用传感器对发电、输电、配电、供电等关键设备的运行状况进行实时监控; 然后把获得的数据通过网络系统进行收集、整合; 最后通过对数据的分析、挖掘, 达到对整个电力系统运行的优化管理。埃森哲认为, 智能电网利用传感、嵌入式处理、数字化通信和 IT 技术, 将电网信息集成到电力公司的流程和系统, 使电网可观测(能够监测电网所有元件的状态)、可控制(能够控制电网所有元件的状态)和自动化(可自适应并实现自愈), 从而打造更加清洁、高效、安全、可靠的电力系统。总之, 智能电网就是通过传感器把各种设备资产连接到一起, 形成一个客户服务总线, 从而对信息进行整合分析, 以此来降低成本, 提高效率, 提高整个电网的可靠性, 使运行和管理达到最优化。

1.1 智能电网的特点和目标

- a) 自愈, 不论发生什么事故, 智能电网都能自身解决以保证电力系统的安全性^[1]。
- b) 鼓励和包括末端电力用户, 使之与电网自适应交互。
- c) 防范网络攻击和抵御自然灾害。
- d) 提供 21 世纪所需要的电能质量。
- e) 优化, 以使资产和设备得到最好的应用。
- f) 协调发电和储能选择。
- g) 使电力市场化可以进一步实现。

1.2 智能电网结构基本要求

未来智能电网的结构必须能支持现在配电系统的结构所不能支持的两个基本要求。

- a) 综合考虑终端用户(分布式电源、电力调节设备、无功补偿设备和用户能量管理系统)控制和总体配电系统控制, 以达到系统性能的优化, 取得期望的稳定性和电能质量。

收稿日期: 2010-09-22, 修回日期: 2010-12-06

作者简介: 郝永晶(1972-)男, 山西运城人, 1995年毕业于太原理工大学电力系统及其自动化专业, 高级工程师, 从事继电保护相关工作;

付莹(1974-)女, 山西运城人, 1996年毕业于山西大学电子学与信息技术专业, 中教一级, 从事计算机相关工作。

b) 支持高比重的分布式电源, 以提高系统的整体性、效率和灵活性。如, 通过协同的、分布式的控制, 可以利用分布式电源来优化系统性能; 而在发生重大系统故障时可利用它们进行局部供电(微型电网)。

目前电网和智能电网的一般比较见表 1。

表 1 传统电网和智能电网的比较

比较项目	目前电网	智能电网
与用户交互	很少	很多
运行与管理	人工的设备校核	远方监视
潮流控制	有限的	普遍的
可靠性	倾向于故障和电力中断	自适应保护和孤岛化
供电恢复	人工的	自愈的
网络拓扑	辐射状的	网状的

2 智能电网中的网络自愈性同目前稳定控制系统的比较

目前, 电网一般考虑满足 $N-1$ 的运行方式, 所以当电网出现复杂故障保护切除多个电器元件后, 电网可能运行在不稳定的状态之下, 此时如果靠人工收集信息并进行分析判断、制定方案, 之后下令操作恢复电网的稳定性, 时间至少需数小时, 而且因个人水平的差异, 所制定的恢复方案会不尽相同, 也不一定合理。如果智能电网在遇到以上问题时就可以在预定程序的操作下, 在数分钟内逐步恢复电网的稳定。

2.1 智能电网中的网络自愈性

根据余贻鑫院士的描述, 自愈是指不论发生什么事故, 智能电网都能自身解决以保证电力系统的安全性。自愈和自适应需要实时掌控电网运行状态, 及时发现、快速诊断和消除故障隐患; 在尽量少的人工干预下, 快速隔离故障、自我恢复, 避免大面积停电的发生^[2]。

智能电网中的自适应性和自愈性就是利用快速的、可靠的监控网络, 实时收集电网的运行状态, 对电网运行的安全性、稳定性、可靠性进行实时综合评估、判断, 并在评估判断的基础上, 进行自动操作。如投入备用线路、主变, 切除影响稳定的线路、负荷, 增强系统的稳定性和可靠性。

由此可见, 智能电网中的自适应性和自愈性系统同目前电网中的稳定控制系统有一定的相似之处, 山西南部稳定控制系统在 2004 年投入运行, 之后又经历了电网变化、程序升级等过程, 积累了一定的运行经验, 对稳定控制系统的运行经验进行研究总结, 并同智能电网中的相关功能进行比较, 一定可以促进智能电网相关功能的完善。

2.2 山西南部稳定控制系统

2.2.1 山西南部稳定控制系统投入背景

2004 年, 山西电网的大容量机组主要集中在电网的北、中部, 而南部电网大机组较少。由于南部电网用电发展强劲, 使大量的电力由中北部向南输送。山西省 500 kV 主网架处于发展初期, 电网存在的薄弱环节和不完善, 难以适应以网对网方式进一步扩大向外送电规模。临运 500 kV 线路的投运, 虽可改善运城电网的电压水平, 但 500 kV 电网仍较薄弱, 省内北电南送容量有限, 南部地区经常限电。因此, 临运 500 kV 线路退出运行对山西南部电网特别是运城电网影响很大。在太原南送断而解环运行的方式下, 虽然可以提高晋中 500 kV 变电站的稳定运行水平, 但由于南部电网只有临汾、运城 2 台 5—2 联变, 若要满足电网供电需求, 南部电网机组必须全开, 导致运行方式不够灵活。

因此, 在当时山西缺电源装机的情况下, 只有充分发掘电网潜力, 通过配置山西南部安全稳定控制装置等技术手段, 缓解山西南部地区拉闸限电的局面, 安全稳定控制装置选用北京四方继保自动化股份有限公司的 CSS-100BE 数字式安全稳定控制装置。

2007 年 500 kV 晋霍 II 回投运、霍州主变的落地和中南部电磁环网的开环, 以及晋临 II 回、南送东通道第二回的建成投产, 南部电网 500 kV 系统元件故障掉闸后带来的过载情况已主要转移到霍州主变; 另外, 随着运城风陵渡电厂 2×600 MW、关铝电厂 2×200 MW 机组的陆续投产, 南部电网 500 kV 潮流分布将发生较多变数。南部稳定控制系统的控制策略为满足电网结构的变化进行了改造和策略调整。

2.2.2 山西南部稳定控制系统的组成

山西南部电网系统安全稳定控制系统由临汾变主站, 运城变主站, 闻喜变、郑庄变、桃园变、临晋变切负荷执行站构成, 总体配置及通道见图 1。

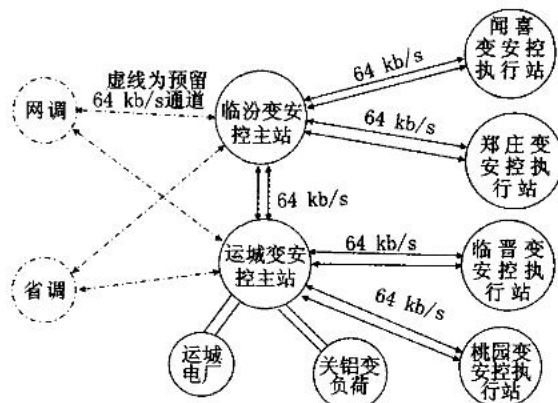


图 1 安全稳定控制系统总体配置及通道图

临汾主站控制策略主要以 500 kV 线路(霍临双、晋临线、晋霍线和南送东通道)和临汾 1 号、2

号变的方式为主,切除郑庄、闻喜或通过运城主站切除桃园、临晋执行站和关铝负荷。

运城主站控制策略主要以临城 I 回、II 回线和运城 1 号、2 号变的方式为主,切除桃园、临晋执行站和关铝负荷。

2.2.3 山西南部稳定控制系统动模试验

2007年8月14日,北京四方继保自动化股份有限公司产品检测试验部数模实验室 CSS-100BE 进行了电网数字实时仿真动模 DDRTS(Digital Dynamic Real-Time Simulator)试验。

DDRTS 模型为包括晋中、霍州、晋城、临汾和运城等厂站构成的局域网络,模拟 500 kV 晋霍临通道和东通道的不同运行方式和故障情况;待测装置为临汾主站、运城主站、郑庄执行子站和临晋执行子站;分别将电压、电流模拟量和线路合闸位置继电器开关量接入待测装置,测试中临汾和运城主站应有执行策略、动作指令及相应报文,并将运城主站、临晋和郑庄执行子站出口动作接点接入 DDRTS 模型中切除相应模拟负荷线路,形成闭环测试。

临汾主站装置模拟量接线方式是将 DDRTS 模型中临汾 500 kV 母线电压互感器二次电压通过 1 号功放输出至临汾装置所有线路和主变电压接点;将 DDRTS 模型中临汾 1 号主变电流互感器二次电流通过 1 号功放输出至临汾装置 1 号主变电流回路;将 DDRTS 模型中临汾 2 号主变电流互感器二次电流通过 2 号功放输出至临汾装置 2 号主变电流回路;将 DDRTS 模型中临城 I 回线路电流互感器二次电流通过 3 号功放输出至临汾装置临城 I、II 回电流串联回路;将 DDRTS 模型中霍临 I 回线路电流互感器二次电流通过 4 号功放输出至临汾装置霍临 I、II 回电流串联回路;将 DDRTS 模型中晋临 I 回线路电流互感器二次电流通过 5 号功放输出至

临汾装置晋临 I、II 回电流串联回路。

临汾主站装置开关量接线方式是将 DDRTS 模型中临汾站各线路和主变断路器状态作为合闸位置继电器接点输出至临汾装置相应线路和主变合闸位置继电器开入接点。

运城主站装置模拟量接线方式是将 DDRTS 模型中运城 500 kV 母线电压互感器二次电压通过 2 号功放输出至运城装置所有线路和主变电压接点;将 DDRTS 模型中运城 1 号主变电流互感器二次电流通过 1 号功放输出至运城装置 1 号主变电流回路;将 DDRTS 模型中运城 2 号主变电流互感器二次电流通过 2 号功放输出至运城装置 2 号主变电流回路;将 DDRTS 模型中临城 I 回线路电流互感器二次电流通过 3 号功放输出至运城装置临城 I、II 回电流串联回路;将 DDRTS 模型中风运 1 回线路电流互感器二次电流通过 4 号功放输出至运城装置风运 I、II 回电流串联回路。

运城主站装置开关量接线方式是将 DDRTS 模型中运城站各线路和主变断路器状态作为合闸位置继电器接点输出至临汾装置相应线路和主变合闸位置继电器开入接点。

其他装置线路模拟量接线方式为临晋和郑庄执行子站待切负荷线路以及运城站关铝 I、II 回线路由测试仪提供独立电压和电流模拟量,通过改变变比定值调整负荷。

装置动作反馈开关量接线方式是将运城装置切关铝 I 回、切关铝 II 回以及临晋和郑庄的切负荷出口接点引入 DDRTS,驱动相应负荷线路断路器三相跳闸,模拟负荷线路切除情况。

正常运行方式(运方 0)下,500 kV 霍临双回同时跳闸、晋临双回带方向突变量负启动($\Delta P < -\Delta P$ 定值 < 0)(功率由临汾流向晋城),部分试验数据及结果见表 2。

表 2 DDRTS 试验数据

霍临双故障前潮流	报 文				结 论	
临汾	0 ms	晋临 2 突变量启动	2007-08-14 T14: 52; 10.279	246	CPU2	
临汾	15 ms	临城 2 突变量启动	2007-08-14 T14: 52; 10.295	246	CPU2	
临汾	0 ms	系统运行工况	2007-08-14 14: 52; 10.279	207	CPU1	
临汾		运行方式号	0	207	CPU1	
临汾		霍临 1 线功率	$P = 440.000$	207	CPU1	
临汾		临城 I 线功率	$P = 222.000$	207	CPU1	
临汾		临汾 1 号主变功率	$P = 204.000$	207	CPU1	
临汾		晋临线功率	$P = 8.000$	207	CPU1	切除闻喜、郑庄、桃园、临晋及关铝站预设的全部负荷
临汾		临汾 2 号主变功率	$P = 204.000$	207	CPU1	
临汾		霍临 2 线功率	$P = 438.000$	207	CPU1	
临汾		临城 2 线功率	$P = 217.000$	207	CPU1	
临汾		晋临 2 线功率	$P = 9.000$	207	CPU1	
临汾	0 ms	霍临 1 突变量启动	2007-08-14 T14: 52; 10.280	207	CPU1	
临汾	0 ms	晋临线突变量启动	2007-08-14 T14: 52; 10.280	207	CPU1	
临汾	0 ms	霍临 2 突变量启动	2007-08-14 T14: 52; 10.280	207	CPU1	
临汾	18 ms	临城 1 突变量启动	2007-08-14 T14: 52; 10.296	207	CPU1	

对 CSS-100BE 进行所有策略的 DDRTS 实时数字仿真动模试验, 试验结果显示 CSS-100BE 数字式安全稳定控制装置山西南网稳控 07 改造工程定制软件符合设计要求。

2.3 智能电网中的网络自愈性同稳定控制系统的比较

根据对智能电网中的网络自愈性的描述和稳定控制系统介绍, 对两套系统的特点进行比较, 结果见表 3。

表 3 智能电网中的网络自愈性的描述与稳定控制系统比较

比较项目	稳控系统	智能电网中的网络自愈性
数据采集方式	通过网络通讯采集实时数据和系统运行状态	通过网络通讯采集实时数据和系统运行状态
决策机制	主站程序控制	主站程序控制
硬件设备	专用设备和网络	监控设备和网络

由表 3 特点比较, 两套系统存在硬件、网络等方面的不同, 但都是在主站通过通讯网络进行实时数据的采集, 并利用程序进行判别, 在电网出现问题之前, 执行预定操作使电网恢复安全、稳定的状态。两套系统有一定的可比性, 稳定控制系统的运行经验对智能电网中的网络自愈系统有借鉴意义。

2.4 山西南部稳定控制系统运行经验

在施工调试过程中发现 CSS-100BE 装置程序不成熟, 经常出现通道中断的现象, 经厂家确认程序有问题, 后厂家进行了程序升级, 在升级后厂家又发现程序存在问题, 如此反复, 程序经 4 次升级。

因 CSS-100BE 为两套完全相同的装置独立运行互为备份, 由于测量误差的存在, 可能造成两套装置在切除负荷的决策上存在差异。当出现这种情况时, 因两套装置都可以独立切除负荷, 将造成过多的切负荷。这一缺陷为小概率事件, 同系统的稳定性相比, 保证系统的稳定更为重要, 故未采取措施。

2006 年 9 月 22 日 CSS-100BE 动作切除负荷, 后厂家查明为程序缺陷, 经程序升级后投入运行。电网结构变化后 CSS-100BE 进行了程序升级, 2007

年 8 月 14 日完成动模试验, 2007 年 11 月 2 日 CSS-100BE 再次动作切除负荷, 后厂家查明仍为程序缺陷。

两套系统独立进行决策判断, 有可能出现两套系统判断不一致现象, 并且增加了误动的可能。决策程序虽经动模试验但仍不完善, 在运行一段时间后出现了误动现象。电网在扩建之后, 决策程序就需要更改, 更改之后的程序需重新进行动模试验。

3 智能电网中的网络自愈性同山西南部稳定控制系统运行中的借鉴

智能电网通过采用传感器和智能仪器仪表, 使用双向通道, 建立具有分布式智能特征的高级分析和控制自动化体系, 通过分析实时数据, 自动监控电网, 优化电网性能, 防止断电, 更快地恢复供电。最终目标是实现电网的经济、高效、可靠、安全运行。在智能电网建设过程中作为复杂的大系统, 也不是一蹴而就, 在建设的过程中只能依据经验不断发展乃至试错的过程。

系统最关键的核心部分是主站的程序, 程序的适应性、可靠性对安全运行有重要的作用, 程序安全性、可靠性的验证不能完全依靠动模试验, 动模试验只能验证程序在逻辑上的正确性, 程序安全性、可靠性还需要程序员的经验和运行时间的检验。

因电力系统网络的差异性, 每套稳控的程序和逻辑都是独特的, 这导致了每套稳控在新投时程序都是未经检验的新程序。在智能电网中可以采用模块化设计, 在运行中不断检验, 当电网结构发生变化时, 只需增加或减少程序模块, 保证程序的成熟可靠。

参考文献:

- [1] 余贻鑫. 面向 21 世纪的智能配电网[J]. 南方电网技术研究, 2006, 2(6): 14-16.
- [2] 陈树勇, 宋书芳, 李兰欣, 等. 智能电网综述[J]. 电网技术, 2009, 33(8): 1-6.

Discussion on Power Grid Self-healing of the Smart Grid

HAO Yong-jing¹, FU Ying²

(1. Yuncheng Power Supply Company, Yuncheng, Shanxi 044000, China;

2. Kangjie Middle School, Yuncheng, Shanxi 044000, China)

Abstract: Based on the smart grid construction which is faced by power system in the new century, this paper analyzes the self-healing capability of the smart grid. Besides, by comparing the grid self-healing capability with the features of current stability control system, the paper points out the problems to be paid attention to in the process of the grid self-healing by drawing on the operating experience of stability control system.

Key words: smart grid; self-healing; stability control system