

# 时刻监控电网运行

应对世界电力挑战

Vladimir Brandwajn, Magnus Johansson, Marina Öhrn

现代电网与电网初期设计的要求很不相同。传统电网主要建在大型集中发电厂附近，按照可预计的方式向电网供电。由于能对电网的每个部分进行精心管理，即使需求方面时常有变化，这些电网也都保持了单向输送电力的能力。

今天，现代电网必须适应电能交易的需要，允许邻近电网之间进行电力交换。对可再生能源来说，就其本质而言缺乏稳定性。

由于电网不可预测性增加，为探测和报告电网中的扰动情况，对电网的高质量监控提出了前所未有的高要求。

2003年发生在加拿大、美国和欧洲的停电事故中，由于电网可观性差，使电网调度人员受到很大的束缚。由于调度人员有时无法获知事故的规模大小，致使这些扰动很快蔓延到更大的范围，并持续更长的时间。

这些停电事故所造成的经济和社会影响清楚地表明，必须提高监测系统的水平，以便使调度人员知道何时并如何采取措施以避免系统故障。ABB的Network Manager™ 监视控制与数据采集(SCADA)/能量管理系统(EMS)久经考验，有助于管理当今需求不断变化的电网。

SCADA/EMS 是现代电网控制系统中最重要的组成模块(见图1)。SCADA由测量装置、通信和控制系统组成，而EMS具有各种电力系统分析功能。通过SCADA和EMS的协同工作，为电网调度人员提供一个可观性很高的输电系统，使他们可以收集、储存和分析来自国家或地区电网成千上万个节点的数据，并可进行网络建模、电网运行仿真、故障准确定位、抢先采取措施以防止停电事故的发生以及参与电能交易市场。

EMS由一系列进程所组成，这些进程必须按照预定的顺序执行。实时序列的一个例子如图2所示，对于输电系统调度人员来说，这些进程



## 研发重点

中有两个最为重要的部分，即状态评估 (SE) 和预想事故分析 (CA)。

SE 能提供有关电力系统在某一给定时刻的状态信息，它利用 SCADA 的输入和当前电网模型确定可能出现的输入错误 (来自遥测和拓扑结构以及不精确的电网参数)，以及计算最佳的评估状态供整个电力系统模型使用，其中包括支路电流和母线电压 (甚至在没有遥测的地方)。

**ABB 的 SCADA 和 EMS 系统为电力系统调度人员提供了一个可观测性很高的输电系统，使他们能够进行电网建模、电力运行仿真、故障准确定位、抢先采取措施以防止停电事故的发生以及参与电能交易市场。**

SE 是 EMS 应用中的重要部件，因为它能提醒调度人员注意潜在的问题并能指出改善系统运行的方法，它为预想事故分析 (CA) 软件提供了电力系统当前状态的评估。然后 CA 软件可以计算出电网安全运行潜在的风险。CA 针对一大组预想事故 (大部分是设备停机) 进行一系列“假设-试探”情景模拟操作，每次模拟可以找出未来可能出现安全问题的地方，

有助于防止系统发生重大解列。

过去对有限的一组系统运行情景进行离线计划研究，就能很好地获得系统安全方面的概况。但这种分析方法对今天的电网已经不适用了，因为现在的潮流比过去更具不可预测性。解除对电力工业的管制意味着：在新的环境下电力买卖合同与电力管制下的合同有着重大区别。另外，一些可再生能源缺乏规律性，天气变化对电力生产影响很大，诸如高压直流和相角调节器 (PARs) 的可控电力系统设备分布扩大，这些都会造成更大的不可预测性。

由于电网可靠性中存在这些不确定因素，因此电力研究所 (EPRI) 几年前就发表了预想事故分析软件的目标，20 秒内在 2 万个母线模型中处理 1 万个预想事故。

经过几年的努力，ABB 已率先开发出许多先进技术和算法，可以满足这些要求，达到很高的处理能力。如完整边界技术 [1] 和稀疏矢量方法 [2]，这些算法已成为目前现代 CA 软件包的基础。但对于广域事故分析，仅仅靠这些算法还是不够的。对于这些分析，还必须利用现代计算机的并行处理能力。

起初在没有对软件进行重大修改的情况下，ABB 利用并行处理能力完成了整套预想事故分析软件包。软件的扩展性非常好，利用 Intel 和 AMD CPUx86 服务器可在相当大的网络模型上使软件的性能提高三倍 (见图 3)。这说明 ABB CA 软件所使用的算法具有通用性，能够支持单处理器及并行处理器。

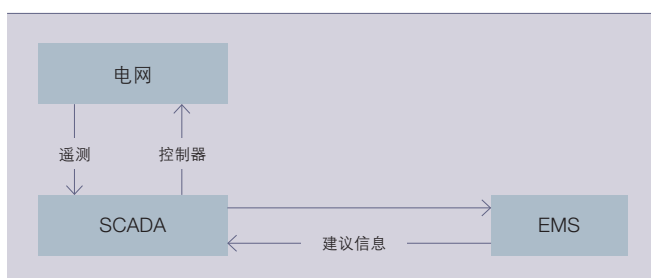
使用未经修改的 ABB CA 软件，其处理速度已经能够满足 EPRI 提出的要求。将来，如果采用性能更高的计算机以及并行处理的调优算法，则可以进一步提高扩展性。

**ABB 已率先开发出许多先进技术和算法，可以快速处理成千上万个预想事故。**

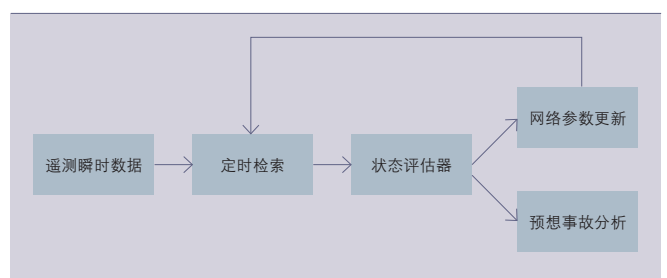
### 评估电力系统

输入 SE 的数据 (主要是遥测和电力模型参数) 总会含有某种程度的错误和偏差。其中某些偏差使 SE 精确评估电力系统当前状态变得更加困难。但是，如果 SE 本身的可用性也不太可靠，那么电力系统的评估状态和实际状态之间的差别就没什么作用了 [3]。SE 的精度最重要，其次是可用性。2003 年在美国发生的重大停电事件中，SE 无法提供结果，原本糟糕的情况变得更坏了 [4]。

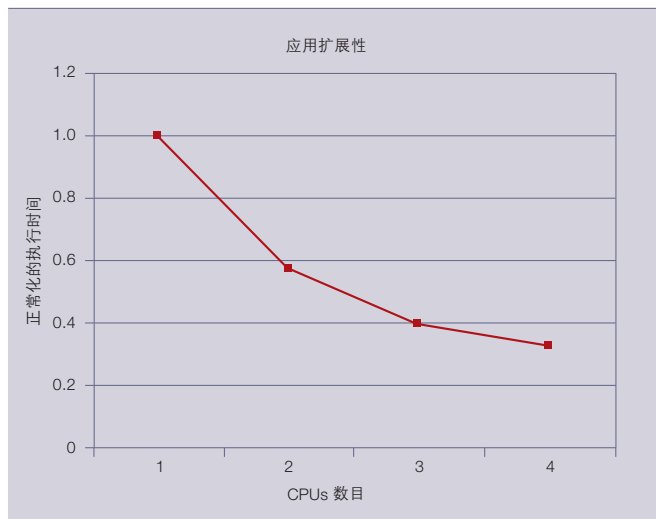
1 电网 SCADA/EMS 概况



2 EMS 实时序列



3 预想事故分析的初始并行扩展性



这也意味着用于评估电网状态所使用的数学算法必须更可靠，并能有效执行。

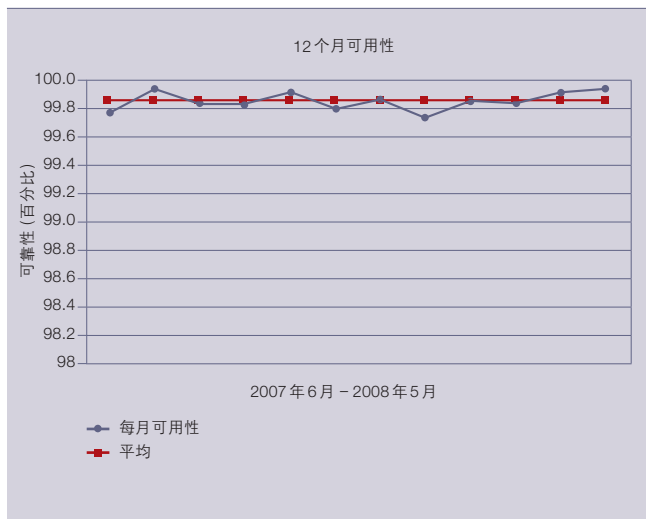
电网评估状态的高可靠性意味着它足以追踪电网里发生的任何重大变化。SE 软件的可靠性不仅是 SE 软件的性能，也是 SCADA 遥测的一种性能，同时也是其他支持软件的性能，如网络参数更新 (NPU) 软件。NPU 用来维护产生数据的样本组，例如负荷或发电数据样本。SE 解决方案可用作 NPU 的输入，反过来 NPU 的输出也可用作对 SE 的输入，用于补充没有遥测点的数据。因此，把他们看成是分开的、互相独立的功能部件显然不合适，因为他们已经形成一个互相依赖的系统。

整个系统的可靠性取决于系统中各个组件及其协同工作的能力。可靠性与可定制的操作人员界面对输电网进行高水平监控非常重要，因为只有这样才能使调度人员及时作出适当决策以防止电网事故的发生。

**满足客户要求**

几年前，ABB 赢得加拿大安大略的一笔大单：一套 SCADA/EMS 和供

4 近期 SE 解决方法的可靠性 (数据由 IESO 提供)

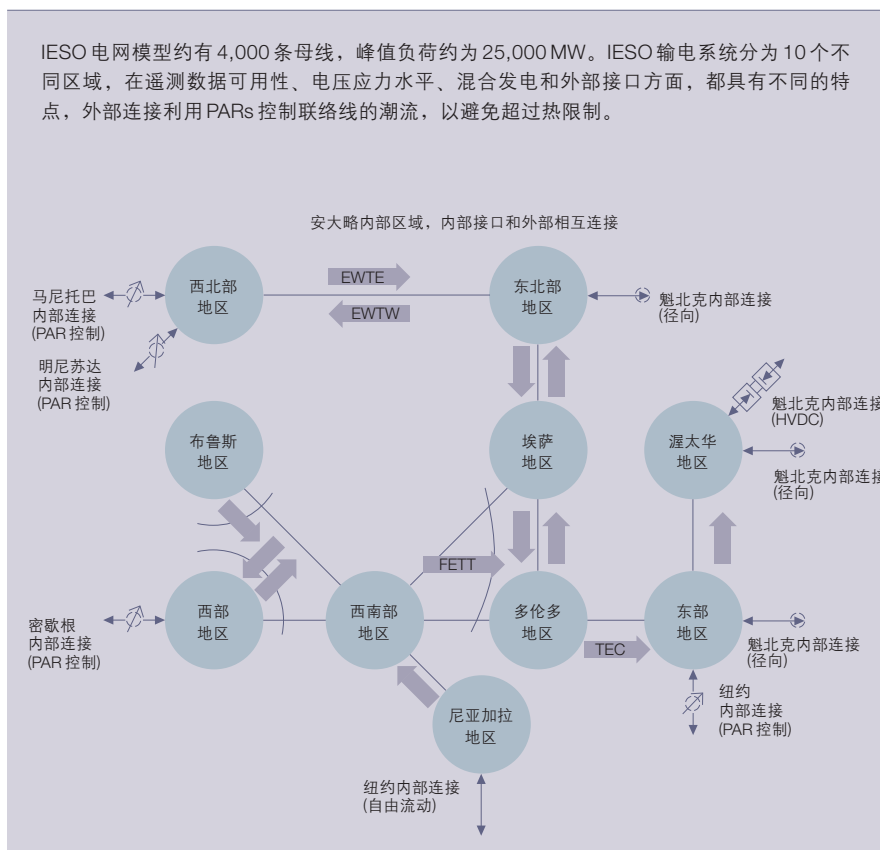


独立电力系统运营局 (IESO) 使用的市场应用系统 (见资料库 1)。

由于 SE 不仅要支持 EMS 应用，同时还要支持财务交易的市场运行系统 [5]，因此 IESO 对可靠性要求特别

高，另外对 CA 的功能要求也非常高，这其中包括 1999 年购买的计算机，它具备每分钟处理约 3000 个“假设—试探”情景的能力。

资料库 1 IESO 输电系统特征



## 研发重点

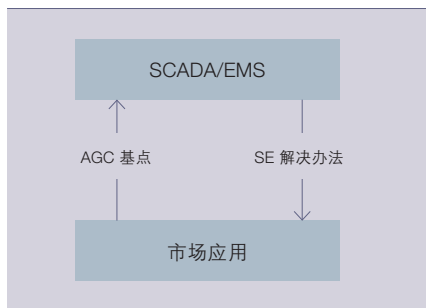
IESO对SE提出了以下四个主要要求:

- 1.要求 SCADA/EMS 能够正确监测市场调度(发电和电力交换计划);
- 2.每5分钟对市场调度计划进行100%的调整(重新制定计划);
- 3.将状态评估结果传送到市场应用系统之前,要及时发现错误的SE结果,以保证电网安全;
- 4.提供用于系统实时安全检测和预想事故分析所需的初始条件(基本情况)。

### ABB的预想事故分析软件具有通用性,能够支持单处理器和并行处理器。

为满足客户要求,ABB已经大大提高了产品性能,改进了SE解决方案的可用性、质量和相关CA的速度和精度,以及全部的支持功能。

图5 SCADA/EMS – BMS 互动  
(AGC自动发电控制)



资料库2 SE 可靠性要求

根据参考文献[7],美国工业界状态评估器的平均可靠性为95%。在[8]中,北美电力公司提供了很特殊的数据:

- 2001年为93.2%
- 2005年为97.3%

按规定,中西部独立系统运营局(MISO)对SE可靠性的要求是97%,德克萨斯州的电力可靠性委员会(ERCOT)也倾向于这种可靠性水平。

实施项目过程中,ABB同客户紧密合作,相互讨论,评估客户要求,并提供最好的解决方案。这要求IESO提高电力系统数据质量,也要求ABB提高软件性能,从而达到高可靠性的电网监控系统(见图4),SE可用性的提高便是这次共同合作的一项直接成果。

ABB已经把这些专门知识应用在电网解决方案和研发工作中,这些专门知识来自IESO与ABB的共同研究分析,它可以找出偏差的出处或者不收敛的原因。SE可用性最近获得的重大突破,也应直接归功于最新的NPU和SE软件性能的改善[6]。

应当指出,IESO系统达到的状态评估可用性次数远高于其它系统(见资料库2)。SE分析作为实时序列的一部分,每分钟执行一次(见图2)。可靠性从99.7%提高到99.8%,意味着每月可以减少40多次的不可用SE结果。

### SCED能鉴别出所需的最经济的发电和用电管理资源,以满足地区电力的要求,同时还考虑到输电系统的整体安全性。

迭代式SE解决办法可以提供所需的很高精度以支持CA及市场应用。这是通过业务管理系统(BMS)的安全约束经济调度(SCED)软件得以实现的,SCED在EMS和BMS(市场应用)之间的互动概况如图5所示。SCADA/EMS先把电力系统的当前状态发送到BMS市场应用软件,然后再由该软件根据预测进行有效的调度。新生成的基点返回到SCADA/EMS只需5分钟。

由于采用了ABB基于EMS性能改善基础之上的升级版监控系统,安大略电网的调度人员深信他们已经采取的重要措施将能有效降低将来发生停电事故的风险。

#### Vladimir Brandwajn

ABB网络管理业务  
美国圣克拉拉  
vladimir.brandwajn@us.abb.com

#### Magnus Johansson

ABB网络管理业务  
瑞典维斯特拉  
magnus.l.johansson@se.abb.com

#### Marina Öhrn

ABB网络管理业务  
德国曼海姆  
marina.ohrn@de.abb.com

#### 参考文献:

- [1] Brandwajn, V., Lauby, M. G. (1989). Complete bounding method for AC contingency screening. *IEEE Trans. Power Syst.*, 4(2), 724–729.
- [2] Tinney, W. F., Brandwajn, V., Chan, S. M. (1985). Sparse vector methods. *IEEE Trans. Power App. Syst.*, PAS-104(2), 295–301.
- [3] Wollenberg, B. (2004). Power system state estimators: Designed for reliability or accuracy? *8th International conference on probabilistic methods applied to power systems.*
- [4] <http://www.iwar.org.uk/cip/resources/blackout-03/index.htm> (April 2004). Chapter 4 of Final report on the August 14, 2003 blackout in the United States and Canada: Causes and recommendations. *US-Canada power system outage task force.*
- [5] Danai, B., Kim, J., Cohen, A. I., Brandwajn, V., Chang, S. K. (2001). Scheduling energy and ancillary service in the new Ontario electricity market. *Proc. Institute of Electrical and Electronics Engineers Power Industry Computer Application Conference.*
- [6] Brandwajn, V., Jiang, X., Liu, G., Johansson, M. L., Fahmy, G. G. (2006). State Estimation for Ontario Market System. *IEEE PES General Meeting*
- [7] [http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/Distribution\\_State\\_Estimation\\_Meliopoulos.pdf](http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/Distribution_State_Estimation_Meliopoulos.pdf) (June, 2008) Distributed state estimation. Georgia Institute of Technology.
- [8] Lefebvre, S., Prévost, J., Crainic, E., St-Arnaud, R., Horisberger, H., Lambert, B. (2006). Practical experience with state estimation. *RTE Workshop on robust state estimation and load forecasting.*