

新英格兰电力市场的能量市场和实现技术分析

胡朝阳¹, 甘德强¹, 沈 沉²

(1. 浙江大学电气工程学院, 浙江省杭州市 310027; 2. 清华大学电机系, 北京市 100084)

摘要: 根据笔者经历, 介绍了美国新英格兰地区电力市场中能量市场的有关法规、市场规则和实现技术, 以及美国电力市场发展的动态、运行经验和有待解决的问题。重点描述和分析了未公开发表的市场实现原理和技术, 特别是针对事后节点电价原理介绍了起因、计算模型和使用效果。文中也对日前市场和财务输电权市场进行了简单介绍。旨在对新英格兰市场和标准市场设计进行较为全面的描述。

关键词: 电力市场; 优化; 边际定价

中图分类号: TM73; F123. 9

0 引言

新英格兰地区电力市场于 1999 年 5 月开始以联营体方式运营。这个电力市场包括 AGC 市场、10 min 旋转备用市场、10 min 非旋转备用市场、30 min 运行备用市场和装机容量市场。该市场的市场规则经历了多次修改, 其中最大的一次于 2000 年初开始酝酿, 预计 2003 年完成。新的规则系统称为“标准市场设计”^[1]。这个所谓的“标准市场设计”包含如下市场微观结构^[2]: 主辅市场联合优化, 事后节点电价方法, 多结算系统, 固定输电权。其中主辅市场联合优化的基本思想后来成为美国联邦能源管制委员会(FERC)所提出的“标准市场设计”的 4 个基石之一^[1]。

本文将重点介绍正在实现的所谓“标准市场设计”中的 3 个基本原理, 即事后节点电价、多结算系统和固定输电权, 并同其姊妹篇文献[3]一起旨在对新英格兰市场进行较为全面的描述。

1 事后节点定价方法

1.1 事后节点定价方法的提出

新英格兰现有市场受到英国电力市场的影响, 采用全网统一电价。以图 1 所示两机系统为例, 因为受线路输电能力限制, 报价低的发电机 G1 “窝电”。这时, 系统清除价为 5 美元/MW, 发电机 G2 得到其报价为 30 美元/MW, 因而获得拥塞上台费用 (congestion uplift)。该拥塞上台费用按负荷大小比例分摊, 这显然是不合理的^[2,4]。为此, 在标准市场设计中建议采用节点边际电价方法。该定价方法的优

点为: ①能够自然地运用(线性)最优潮流技术调度发电机并处理网络拥塞; ②节点电价合理地反映了节点用电负荷的发电边际成本。以图 1 系统为例, 节点 1 的边际电价为 5 美元/MW, 节点 2 的边际电价为 30 美元/MW。显然, 这个电价系统比全网统一电价系统更加合理。

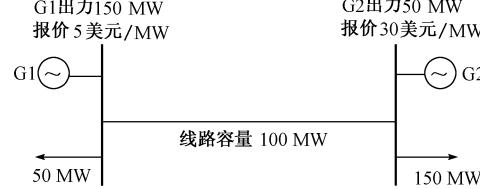


图 1 一个两机系统的调度和结算
Fig. 1 Dispatch and settlement of a two-generator system

目前, 新西兰、澳大利亚、加拿大和美国各区域市场都采用了这个原理, 但实现方法有所差别。新英格兰电力市场所采用的节点边际电价原理与 Scheweppe 早年提出的实时电价原理^[5]没有实质区别。假定按边际电价原理制定的电价被称为“事前电价”, 相应的调度被称为“事前调度”。然而在实际系统运行中, 该定价方法是不合适的。在一个没有拥塞的时段, 系统只有一个边际发电机, 假设边际发电机有两个阶段, 即低价段和高价段, 如图 2 所示。假设根据“事前调度”要求这台发电机的高价段出力, 所以高价段是边际阶段, 系统清除价是 30 美元/MW。而在实际运行时, 该发电机没有将出力调度到高价段。这时, 系统清除价显然不应等于 30 美元/MW。所以, “事前电价”与实际系统运行并不相符。事后电价的基本思想就是根据系统实际运行情况计算节点边际电价。

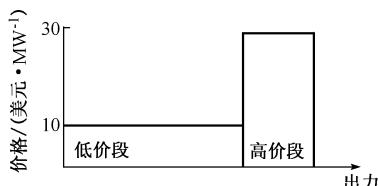


图 2 一台发电机的两个阶段
Fig. 2 Two bid blocks of a generator

1.2 事后节点边际电价原理和实现技术

本文将要介绍的节点电价技术有两个新颖之处,即所谓“事后定价”^[6]和“人工选择起作用约束”方法。这种电价原理在一个调度时段的基本运作流程如下(假设一个调度时段从12:00开始,12:05结束):①12:00时,估计12:05负荷,进行事故分析并运用调度员经验确定“起作用输电线路约束”,计算12:05预想出力和调度电价,自动发出调度电价;②12:05时,计算12:05状态估计,确定不可调度机组,计算12:05事后电价,将电价公布在Internet上。

下面介绍电价计算的数学模型。众所周知,如果调度中心有机组报价,它可进行下一个调度时段的有安全约束的经济调度。假定每台发电机只申报一个阶段,这个线性最优潮流数学模型如下:

$$\min_p p^T P \quad (1)$$

$$\text{s. t. } e^T (P - D) = 0 \quad (2)$$

$$T(P - D) \leq F \quad (3)$$

$$P \leq L \leq \bar{P} \quad (4)$$

式中: P 为发电机出力; p 为报价; L 和 \bar{P} 分别为发电机出力下限、上限; e 为向量,其所有元素为1; D 为节点负荷向量; T 为发电机功率和支路潮流灵敏度矩阵; F 为输电线路约束。

在实际模型中,一台发电机可以申报多个阶段。为说明问题,假设已经找到了“起作用阶段”,这样上述模型中 p 包含“起作用阶段”的报价。

式(3)包含了输电线路送电能力约束,稳定约束也包含在其中。注意,式(3)只包括起作用约束,而起作用约束是调度员人工选择的。如果按照常规取如下拉格朗日函数:

$$\Gamma = p^T P + \lambda e^T (P - D) + \gamma^T [T(P - D) - F] + \alpha^T (P - \bar{P}) + \beta^T (P - L) \quad (5)$$

式中: λ, γ, α 和 β 为与约束相对应的拉格朗日乘子。

第 j 节点的节点电价是:

$$\rho_j = -\lambda - \sum_{i=1}^m \gamma_i T_{ij} \quad (6)$$

这个节点电价是预想意义上的,其基本假设是负荷预测完全准确,机组完全听从调度命令。如前述,这个电价被称为“事前电价”。

按照“事后定价”的思想,“事前电价”不是用于财务结算的。调度员得到预想电价后,通过通信网或者电话将预想电价告诉系统每一台机组,但并不指定机组出力大小。正常运行的机组收到调度命令后,会有如下3种反应:

a. 调度机组使实际出力等于预想出力,这说明这台机组的报价是实际运行费用,如图3所示。

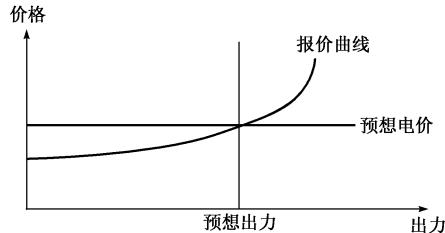


图 3 机组预想出力和预想电价
Fig. 3 Ex ante output and price of a unit

b. 调度机组使实际出力高于预想出力,这说明这台机组的报价低于实际运行费用,所以它愿意多出力并且有可能抬高事后电价。另外一种情况是,这台机组的实际爬坡率高于它申报给独立调度公司的爬坡率。

c. 调度机组使实际出力低于预想出力,这说明这台机组的报价高于实际运行费用,所以它愿意少出力,但它不会因此受到任何惩罚。另外一种情况是,这台机组的实际爬坡率低于它申报给独立调度公司的爬坡率。

事后电价的计算在一个调度时段结束的时刻开始。这时,这个时段的状态估计结果已经具备,令 \hat{P} 代表根据状态估计得到的实际调度出力向量, ϵ 代表一个包含很小的数(如1MW)的向量。首先求解下述问题:

$$\min_p p^T P \quad (7)$$

$$\text{s. t. } e^T (P - \hat{P}) = 0 \quad (8)$$

$$TP \leq T\hat{P} \quad (9)$$

$$P \leq \hat{P} + \epsilon \quad (10)$$

因为状态估计的结果已经具备,所以我们知道发电机实际出力处于哪个阶段。这样,在上述模型中, p 包含实际出力所在阶段的报价。

求解上述问题后,根据与方程(6)相同的原理可得事后节点电价。在建立和求解上述问题时,必须考虑如下重要市场规则:

a. 不可调度的机组^[8](inflexible units)不能直接进入上述优化问题,因而不能设定电价。对于这样的机组,其相应的出力变量 P 在线性规划(7)中被设为等于实际出力值的常数,并在式(8)、式(9)两端被消去。

b. 如果机组出力高于预想出力的 10%，它不能够参与设定事后电价。这条规则的意图是明显的，即防止机组过多的出力(over-performance)。

c. 事后电价低于事前电价。这是个软的规则，当出现事后电价高于事前电价时，调度公司一般需要对电价计算进行分析，并且在 Internet 上说明公布的电价需要进一步确认。

d. 出于电网安全性的考虑，调度中心可要求个别机组按照规定兆瓦出力。如果这些机组不遵守调度命令，将会受到惩罚。

注意到功率平衡方程(8)与方程(2)有区别，这是因为事后节点电价计算希望在运行点附近进行，而采用方程(2)则不能达到这个目的。在第 1.3 节我们将用一个例子介绍为什么要采用方程(9)而不是潮流约束不等式(3)。采用出力约束不等式(10)的原因是很明显的，因为线性规划(7)只包含可调度机组。这些机组总是可以设定电价的，所以不应当有出力下限约束。

1.3 事后节点电价的应用效果

下面通过例子来说明“事后定价”原理的应用效果。图 4 描述的是预想出力和电价，图 5 描述的是实际出力和电价。注意，图 5 显示实际潮流是 97 MW，而线路极限是 100 MW，但根据“人工选择起作用约束”的原则，在事后电价计算过程中，仍然认为线路是拥塞的。这就是为什么在计算事后电价时要用不等式(9)，而非原线路潮流约束式(3)。



图 4 事后定价的预想出力、电价计算

Fig. 4 Computation of ex ante output and price

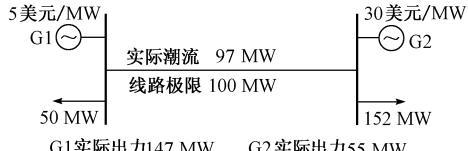


图 5 事后定价的实际出力、电价计算

Fig. 5 Computation of ex post output and price

可以看到，事后定价方式对机组数据要求不灵敏，例如，不需要很准确的爬坡率和机组可用容量数据。另外，一般机组也不必要严格跟随调度命令。这样，免去了在传统调度方式中机组不跟随调度命令而进行的惩罚机制。如果较多机组的实际出力都比预想出力少，这时，电价会上扬，激励机组多出力，反

之亦然。这个过程是动态平衡的。我们认为，如果系统容量足够大，个别机组即使不跟随调度命令，其带来的问题也很小，因此事后电价可能是较好的电价体系。

新英格兰电力市场使用线性网损模型，遇到两个困难：①在实时市场，参考节点不好选择，因为参考节点的选择会影响电价；②在日前市场，网损很难模拟。我们建议使用按比例分摊的网损模型，这个模型简单明了。目前，PJM 正是使用这种简化模型。

不管是事前还是事后实时节点电价理论都存在一个根本问题，即系统运行中具有整数性质的决策（如机组开停机）可能会严重干扰节点电价的“边际影响”。例如，在一个系统中有一台发电机，其最小运行时间是 10 h，在系统高峰负荷的 1 h，这台机组必须出力，不然就不能满足负荷。这台机组一旦开机，有 9 h 是运行在最小技术出力，因而不能设定电价。它将得到高额上台费用(uplift)。显然，这个上台费用没有在节点边际电价中显示出来。克服这类问题的方法之一或许是采用新的定价原理例如“分段竞价”^[9]等来解决。

再如，大的抽水蓄能机组在投入的一段时间也会带来电价波动。这个问题不容忽视，因为抽水蓄能机组总是在夜间低负荷期间抽水。调度人员缓解这个问题的方法之一是在容许范围内运用频率偏差来消除短期电价尖峰。系统之间的能量交换（例如浙江与福建系统）也会带来电价波动，因为能量交换是每 1 h 进行的，而系统调度是每 5 min 进行的。这样，能量交换的决策就具有整数性质。

事后节点电价体系远比统一电价体系复杂，各个市场和过程之间的协调非常繁琐，例如能量市场与辅助服务市场^[10]、事前与事后电价计算、实时与日前市场、能量市场与输电权市场之间都存在很强的联系。软件开发成本高，市场维护困难，市场运作不够透明。为节省开发费用和时间，实时调度软件运用了通用优化软件包 CPLEX。这一点在市场开发早期尤为重要，因为在这个期间市场规则变化比较频繁。

2 日前市场和多结算系统

日前市场在财务上是有效的，而实时市场的电价只是对日前市场和实时市场的出力差有财务意义。这样的结算方法称为“多结算系统”。例如，某机组日前市场出力 100 MW，实时市场出力 80 MW，这样该机组在日前市场得到 100 MW 的收入，结算价格为日前市场价格，另外，它还必须退还 20 MW 的收入，结算价格为实时市场价格。这个结算系统和国内“差价合约”系统^[11]是相似的，区别在于“差价

合约”系统中的合约电量和电价是每年由调度中心确定的,而在多结算系统中日前市场的机组中标电量和市场电价就起到合约电量和电价的财务作用。

通常认为在多结算系统下,发电侧会认真对待日前市场,市场运行比较稳定^[12]。理由如下例所示。假设某一台发电机在日前市场中标 100 MW,如果它在实时市场少出力 10 MW,它将不得不从实时市场购买 10 MW。因为它少出力,所以实时市场电价一般会高于日前市场,因而这台发电机会有经济损失。因此,这台发电机将会尽力提高可用率,以便在实时市场同时中标 100 MW。

多结算系统的另一个显著特点是负荷可以报消费兆瓦数,带来的好处是负荷可以锁定日前电价。另外,如果日前电价很高,负荷还可以在实时市场减少需求,进而保护自己免受价格尖峰的冲击。引入负荷侧响应是多结算系统的显著优点。

在日前市场,机组启停和电价计算与传统方法类似^[13],区别在于使用报价曲线而非费用曲线。根据“标准市场设计”,机组除可以对电量进行报价外,还可要求开机费用和空载费用。这就是所谓三部报价(three-part bidding)。文献[4]对这个问题有更多的讨论。

在实现日前市场遇到的技术困难有以下几点:
①网损难以准确计算,因为网损与系统网络拓扑和发电机运行状态有关。②网络约束很难处理,这是因为机组启停的计算量极大。③当需要有交流潮流校核电网安全时,交流潮流可能不会收敛。例如在PJM,一般只有 70% 的负荷在日前市场投标,这样,系统模型处于轻载状态。④日前市场使用的网络模型与其他市场使用的网络模型协调困难。这一点前面已经谈到。

3 财务输电权

在图 1 中,如果采用节点电价原则,市场收支是不平衡的,因为销售收入为 4 750 美元($150 \times 30 + 50 \times 5$),支付发电机费用为 2 250 美元($50 \times 30 + 150 \times 5$)。

可以证明^[14],在有网络拥塞的时候,收入总是大于支出。这部分差额称为拥塞赢利(congestion surplus)。分摊这部分拥塞赢利是市场设计的任务之一。在北美,现在流行的分摊拥塞赢利的方法就是固定输电权系统。假设在节点 2 的负荷拥有财务输电权(financial transmission rights),那么它就能得到这部分拥塞赢利。换句话说,它有输电权购买节点 1 的电能,或者对冲节点电价风险。

新英格兰电力市场每月都将举行财务输电权投、招标,拍卖下个月的为期 1 个月的财务输电权。

输电权的定义是点对点的,这符合电力系统特性。投、招标模型实际上是一个有安全约束的经济调度模型,其中的变量为输电权。市场成员可以通过拍卖来购买或出售财务输电权,也可以在二手市场自由交易。

拥塞赢利也可以采用例如按负荷大小比例分摊的方法。财务输电权系统的好处是市场哪一方最需要,它就会得到输电权。当然,它必须付出最高的代价来购买输电权。

我们看到,输电权市场的实现存在一些问题:
①怎样合理地分摊投、招标的赢余。对于这个问题人们还没有找到一个较好的答案。②投、招标的电网模型难以准确建立。例如,发电事故不能模拟,因为投、招标模型中根本就没有发电机模型;再如,因为电网模型是未来 1 个月的“典型”模型,难以准确选择。③难以准确模拟电压或暂态稳定性约束。因为这些约束与系统网络拓扑及发电机出力有关。更多的有关输电权投、招标的情况可在文献[14]中找到。

4 结论

新英格兰电力市场已经运营了 3 年,下面将其间获得的经验教训尽我们所知补充小结,以期对我国电力市场的形成和完善有所帮助。

a. 市场监管——适当的市场监管是有价值的。市场监管措施主要有 3 条:①建立严格的报价上限。目前发电机报价上限是 1 000 美元/MW。在局部负荷中心(例如波士顿区域),报价还受到更为严格的管制,以限制局部市场力的影响。②对每一台发电机严格限制报价变化大小。③在日前市场分析机组对电价和上台费用的影响(price impact study)。为完成这些任务,监管部门还专门编写了规模不小的计算机程序。详细情况可参阅文献[4]。

b. 市场结构——市场各方(例如发电商)会对市场结构提出各种要求,调度公司和软件公司不一定也不可能全部满足。过多的市场微观结构会降低市场透明度,影响合理的价格体制。实际上,理想的市场结构可能根本就不存在。例如,市场允许发电机自调度(self schedule)。作者认为,发电机自调度大大降低了系统调度灵活性,很容易使得调度和定价数学问题无解,最后市场失败,只好依赖行政手段挽救。因此,自调度其实是应当取消的。

c. 输电费——目前输电线路的投资和扩建缺乏有效的财务和定价体系,输电系统的可变费用也没有一个良好的方法来回收,我们也没有发现一个比较严格的无功管理体系。文献[1]指出,这些课题都还需要深入研究。联邦能源管制委员会目前正在尽力促成形成单个电网公司(RTO—regional

transmission owner), 以方便电网管理和计费。

d. 市场经济分析——美国在运营市场经济方面拥有非常丰富的经验, 并培养了大量的经济学人才。因此, 无论是在建立电力市场还是在评估市场运营的时候, 经济学家们都积极参与并对重要决策和市场运营评估起到举足轻重的作用。作者认为, 我们也应当加强对电力市场进行经济分析。

参 考 文 献

- 1 Federal Energy Regulation Council (FERC). Working Paper on Standardized Transmission Service and Wholesale Electricity Market Design. <http://www. ferc. fed. gov>, 2002-03-16
- 2 Gan D, Chen Q. Locational Marginal Pricing: New England Perspective, Presentation Summary for Panel Session “Flow-gate and Location Based Pricing Approaches and Their Impacts”. In: Proceedings of IEEE PES Winter Meeting. Columbus(USA): 2001
- 3 甘德强, 胡朝阳, 沈沉 (Gan Deqiang, Hu Zhaoyang, Shen Chen). 美国新英格兰辅助服务电力市场设计和优化新模型 (The Design and Optimization Model of New England Ancillary Service Market). 电力系统自动化(Automation of Electric Power Systems), 2003, 27(2)
- 4 Gan D, Bourcier D V. Locational Market Power Screen and Congestion Management: Experience and Suggestions. *IEEE Trans on Power Systems*, 2002, 17(1): 180~185
- 5 Schweppes F C, Caramanis M C, Tabors R D, et al. Spot Pricing for Electricity. Boston (USA): Kluwer Academic Publishers, 1988
- 6 Hogan W W, Read E G, Ring B J. Using Mathematical Programming for Electricity Spot Pricing. International Transactions in Operations Research, 1996, 3(3); 1996, 3(4)
- 7 张伯明, 陈寿孙 (Zhang Boming, Chen Shousun). 高等电力网络分析 (Analysis of Superior Power Grid). 北京: 清华大学出版社 (Beijing: Tsinghua University Press), 1996
- 8 Ott A. Locational Marginal Pricing (FERC Presentation). <http://www. pjm. com>, 1998-07-30
- 9 王锡凡 (Wang Xifan). 分段竞价的电力市场 (Block Bidding Model Based Power Market). 中国电机工程学报 (Proceedings of the CSEE), 2001, 21(12): 1~6
- 10 Rau N S. Optimal Dispatch of a System Based on Offers and Bids — A Mixed Integer LP Formulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1999, 17(1): 274~279
- 11 浙江省电力公司 (Zhejiang Provincial Power Company). 浙江发电市场运营规则 (Zhejiang Provincial Power Market Management Rules). 2002
- 12 Cramton P, Wilson R. A Review of ISO New England’s Proposed Market Rules. <http://www. cramton. umd. edu/auction-papers. htm>
- 13 Shahidehpour M, Yamin H, Li Z. Market Operations in Electric Power Systems. New York: John Wiley & Sons, 2002
- 14 Hogan W W. Financial Transmission Rights Formulations. <http://www. ksg. harvard. edu/people/Whogan>

胡朝阳(1973—), 男, 博士研究生, 主要研究方向为电力市场。E-mail: huzy@cee.zju.edu.cn

甘德强(1966—), 男, 博士, 教授, IEEE 高级会员, 1998 年 4 月至 2002 年 4 月任美国新英格兰独立调度公司高级市场分析员, 主要研究方向为电力市场。

沈沉(1971—), 男, 博士, 副教授, 主要研究方向为电力市场和柔性输电及控制。

USA NEW ENGLAND ENERGY MARKET: DESIGN AND IMPLEMENTATION

Hu Zhaoyang¹, Gan Deqiang¹, Shen Chen²

(1. Zhejiang University, Hangzhou 310027, China)

(2. Tsinghua University, Beijing 100084, China)

Abstract: The structure of USA New England energy market is described. In particular, the concept, implementation and advantages of ex post pricing, plausibly unfamiliar to many, are illustrated in detail. This paper also describes day-ahead energy market and financial transmission rights market. Lessons, observations and perspective of the New England market are presented. This paper intends to provide a fairly detailed description of the USA New England electricity market and the so-called Standard Market Design.

Key words: electricity market; optimization; marginal pricing