

12 b2-67

边际成本理论在输电网络电价中的应用

孙洪波¹

卢盛和²

TM711

(¹) 重庆大学电气工程系, 重庆, 400044; (²) 重庆市沙坪坝供电局; 第一作者 31岁, 男, 副教授, 博士)

摘要 应用边际成本理论提出了一种新的输电网络电价方法。该方法将电价分成电力电价及电量电价两部分, 并通过一个统一的运行模拟模型进行求解。该法不仅能为电网有效运行及良性发展提供正确的经济激励信号, 而且具有计算及实施方便的优点。文中通过一个简单算例说明了所提方法的可行性。

关键词 输电网络; 边际成本; 综合电价

中国图书资料分类法分类号 TM711

0 引 言

随着电力市场的逐步建立, 电力输送网络正逐渐突破传统的垂直垄断管理格局, 向采用基于市场竞争经营机制的管理方向发展。实时电价制度作为电力商品市场的一种有效调控手段, 正引起人们广泛的兴趣和深入的研究。

实时电价是一种以瞬时电力供需平衡条件为依据, 应用短期边际成本进行电价计算的理论^[1]。目前世界上许多电力系统正逐步参考该理论进行相应的电价设计^[2]。但人们在研究及实践中发现, 采用实时电价进行电力市场管理时, 该电价对发电环节的有效运行和规划决策可提供正确的经济激励信号, 但用于输电网络环节时结果却不尽人意^[3]。存在的突出问题在于: 采用实时电价只能部分回收输电网络投资成本, 不利于输电网络的正常发展。为此, 人们开始探讨如何对实时电价进行适当修正, 来抑制输电网络采用完全实时电价所存在的缺陷。目前, 在这方面已有一些研究成果发表, 但所提方法无论是在理论上, 还是在实用上, 均存在一些不完善之处, 需要进行进一步的深入研究。

有鉴于此, 本文提出了一种计算输电网络综合电价的新方法。该方法基于边际成本的统计分析, 将电价分成电力电价及电量电价两部分, 并通过一个统一的运行模拟模型进行求解。电量电价部分根据短期边际成本来确定, 主要用于输电网运行及维护成本的回收及投资成本的部分回收, 它取决于电网瞬时运行状态。电力电价部分则根据网络利用程度及用户供电可靠水平来确定, 用于回收应用电量电价尚未收回的输电网投资成本, 它取决于对预计未来运行状态的统计分析。由此形成的综合电价, 不仅能为电网有效运行及扩展提供正确的经济激励信号, 而且具有计算及实施方便的优点。文中通过一个简单算例说明了所提方法的可行性。

1 边际成本分析

输电网络电价的制定,无论从电量角度,还是从电力角度来讲,都离不开网络运行行为的模拟。寻找一个既有较高精度,又有较快计算速度和稳定收敛性能的数学模型,对电价的实施是至关重要的。

对于系统每一运行状态下的运行行为,我们通过求解下面的计入缺电惩罚的最小运行费用模型来模拟。通过该模型的求解,既可得到系统的运行状态指标,又可得到一些对偶变量即边际成本指标。这些对偶变量指标反映出系统运行状态边际成本的大小,可用于电价的制定。

计及缺电惩罚的最小运行费用模型表达为:

$$\min C_G P_G + C_C P_C \quad (1)$$

s. t. 约束条件

对偶变量

$$P_G + P_C - B\theta - \frac{1}{2} |A| P_L = P_D \quad \pi_D \quad (2)$$

$$|P| \leq P \quad \pi_P \quad (3)$$

$$P_G \leq P_G \leq P_G \quad \pi_G \quad (4)$$

$$0 \leq P_C \leq P_D \quad \pi_C \quad (5)$$

其中, P_G, P_C 为节点发电出力及切负荷; C_G, C_C 为单位发电费用及单位缺电费用; B, θ 为节点电纳矩阵及节点电压相位角; A 为节点—支路关联矩阵; P_L 为线路有功损耗; P_D 为节点负荷; P 及 P 为支路传输功率及其极限; P_G, P_G 为节点发电出力上下限。 $\pi_D, \pi_P, \pi_G, \pi_C$ 分别为对应于约束(2)~(5)的对偶变量,又称Lagrange乘子。对偶变量 π_D 表示最优解时节点负荷增加所引起运行费用的增量即边际成本,我们在下面定义电价时即主要用到该变量。

上面模型中,式(2)为计及网损的直流潮流方程。由于存在网损项,该模型是一个非线性规划模型,当然可采用非线性规划技术求解。但考虑到非线性规划方法大多存在求解时间较长及收敛性较差的缺点,这里我们通过将网损项近似表达成线路功率的线性函数形式的方法,将模型转换成线性规划模型来求解,再通过迭代协调来提高精度^[4]。

2 电价及电费计算

为实现输电网络收入与支出平衡,我们将输电网电价分成电量电价及电力电价两部分,并假定所有电费均由负荷用户承担。这里,忽略了为保证社会利益分配公平合理,应包括的收支调节部分电价。

2.1 电量电价及电费

电量电价部分根据运行模拟模型求出的对偶变量 π_D 来确定。

输电网络的电量电费是所有线路电量电费的总和。对于任一线路 ij ,它的电费收入取决

于所传输潮流的大小及单位功率的电量电价。

由于线路 ij 潮流的单位增量可等价地用节点 i 负荷增加一个单位, 而 j 负荷减少一个单位来表达, 所以该线路的电量电价 ρ_{ij} 可表达为:

$$\rho_{ij} = \pi_{i\lambda} - \pi_{j\lambda} \quad (6)$$

其中, $\pi_{i\lambda}, \pi_{j\lambda}$ 分别为由运行模拟模型求出的节点 i 及节点 j 的边际成本。线路 ij 的电量电费收入 α_{ij} 为:

$$\alpha_{ij} = \rho_{ij} P_{ij} \quad (7)$$

其中, P_{ij} 为线路 ij 上传输的潮流大小。

该线路的电费要由使用该线路的用户根据所传输的功率大小来分担。为此, 需要计算每个节点 k 负荷对线路 ij 潮流的贡献。这里, 我们采用电力系统安全分析中常用的广义负荷分布常数^[4]来计算, 公式为:

$$P_{ij} = \sum_{k \in N} P_{ij-k} \quad (8)$$

$$P_{ij-k} = E_{ij-k} P_{Dk} \quad k \in N \quad (9)$$

$$E_{i,-k} = -F_{i,-k} + E_{i,-s} \quad k \neq s, k \in N \quad (10)$$

$$E_{i,-s} = (P_{ij} + \sum_{t \neq s} F_{ij-t} P_{Dt}) / \sum_k P_{Dk} \quad (11)$$

$$F_{ij-k} = \frac{X_{ik} - X_{jk}}{x_{ij}} \quad (12)$$

其中, N 为系统节点集; s 为平衡节点; P_{ij-k} 为负荷节点 k 需要的线路 ij 上传输的功率; E_{ij-k} 为表征节点 k 负荷 P_{Dk} 与 P_{ij-k} 比例的广义负荷分布系数; $E_{ij-k} = P_{ij-k} / P_{Dk}$, P_{Dk} 为节点 k 负荷; X_{ik}, x_{ij} 分别为节点电抗矩阵 B^{-1} 的元素及线路 ij 的电抗。

因此, 负荷节点 k 应负担的线路 ij 电量电费收入部分 α_{ij-k} 为:

$$\alpha_{ij-k} = \rho_{ij} P_{ij-k} \quad (13)$$

电量电价反映系统瞬间的电力供需情况。当负荷水平及网络状态发生变化时, 它也相应发生变化。一般以一个小时、半个小时或十五分钟作为一个计费步长, 一个计费步长内按恒定电价计费。

2.2 电力电价及电费

电力电价主要用于回收电量电费收入未收回的部分网络投资成本。这部分投资可通过对一个较长周期(比如一年)预计系统运行状态的模拟来计算。通过运行模拟求出该周期内电量电费收入的期望值, 从网络年运行及投资成本中减去期望电量电费收入, 剩余部分即为应由电力电价实现的电费收入。

电力电价的制定实际上就是寻找合理分摊网络建设费用的策略方法。一般说来, 各用户

电力电价的大小取决于它对网络的需要程度。用户对网络需要及利用程度越高,它分摊的投资费用也应越多。

各负荷节点对网络的需要,可从两方面考虑,一是从正常运行角度考虑,它要求网络满足它的最大功率传输要求,此时电价可根据最大负荷时网络传输功率大小来计算;二是从安全运行角度考虑,它要求系统在故障状态时也能尽量保证其正常电力供应,此时电价可根据可靠性大小来计算,可靠性越大,它应分摊的费用比例也越大。

由电力电价实现的输电网络电费收入也可由各线路依次计算来得到。设线路 ij 电力电价应回收的投资为 C_{ij} ,各节点应分担的电力电费收入可按最大负荷时广义负荷分布系数及可靠性指标来求出。计算公式为:

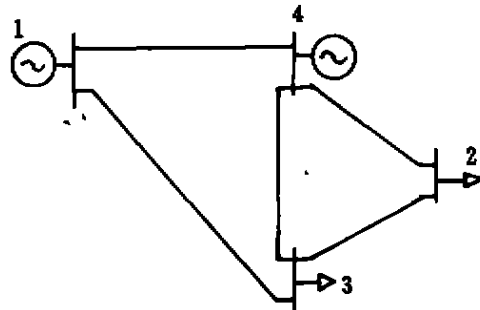
$$\beta_{j-k} = C_{ij} \frac{|E_{j-k}| (P_{Dk} - EDNS_k)}{\sum_{k \in N} |E_{j-k}| (P_{Dk} - EDNS_k)} \quad (14)$$

其中, β_{j-k} 为由负荷节点 k 支付给线路 ij 的电力电费; $EDNS_k$ 为最大负荷时求出的负荷节点 k 的缺负荷期望值,它是通过对不同系统状态进行模拟而得到的。

由此,电量电费与电力电费的总和,即构成输电网总的电费。

3 算 例

利用本文所提方法对如图所示的 4 节点 500 kV 输电系统进行了电费评估。该系统节点及支路数据分别如表 1 和表 2 所示。这里负荷水平只考虑了峰荷一种状态。计算时,不考虑发电机故障事件,对支路故障枚举到 1 阶事件。



附图 4 节点系统图

表 3 给出了最大负荷时系统处于正常状态下各节点的边际成本。应用这些边际成本,我们可求出网络中各线路的电量电费收入以及各负荷点应分摊电费的大小,结果如表 4 所示。

表 5 中列出了为收回输电网投资,各负荷节点利用电力电价部分应分摊的成本。

表 1 节点数据

节点	最小发电出力 (MW)	最大发电出力 (MW)	发电费用 (元/MW·h)	负荷 (MW)	缺电费用 (元/MW·h)
1	0	500	100	0	0
2	0	0	0	600	1 000
3	0	0	0	1 900	1 000
4	0	2 500	250	0	0

表2 支路数据

支路	R/Ω	X/Ω	长度 (km)	最大容量 (MW)	年回收投资 (万元/km·a)	故障概率
1-3	4	40	100	1 000	10	0.010
1-4	6	60	150	1 000	10	0.015
2-3	6	60	150	1 000	10	0.015
2-4	4	40	100	1 000	10	0.010
3-4	8	80	200	1 000	10	0.020

表3 用于计算电量电价的边际成本

节点	边际成本 (元/MW·h)
1	252.3
2	253.8
3	255.8
4	250.0

表4 各线路电量电费及分配

线路	潮流 (MW)	电费(万元/h)	节点2分担的		节点3分担的	
			电量	电费	电量	电费
1-3	868.76	0.306 76	0.046 23	0.260 54		
1-4	-376.50	0.085 43	0.004 53	0.080 90		
2-3	330.06	0.066 62	-0.092 36	0.158 98		
2-4	-938.41	0.354 90	0.134 16	0.220 74		
3-4	-716.75	0.415 74	0.045 70	0.370 03		

表5 各线路年回收投资及在负荷点间的分配

线路	年回收投资 (万元)	节点2分担成本部分		节点3分担成本部分	
		电量	成本	电量	成本
1-3	1 000	149	851		
1-4	1 500	79	1 421		
2-3	1 500	546	954		
2-4	1 000	375	625		
3-4	2 000	217	1 783		
合计	7 000	1 366	5 634		

综合表 4、表 5, 我们即可规定出输电网络的综合实时电价。

4 结 论

随着电力市场的建立及输电网络的开放, 制定合理的输电网电价制度是一项十分迫切的任务。电价的制定既要公平合理, 又要有利于输电网络的良性发展。

笔者所提出的计算输电网络电价的方法, 利用边际成本的统计分析, 将电价分成电量及电力电价两个部分, 并采用一个简单的线性规划模型进行求解。该方法具有计算及实施方便的优点, 据此制定输电网电价时, 可有利于网络高效运行和协调发展。

参 考 文 献

- 1 Schweppe F C, Caraminis M C, Tabors R D, et al. Spot pricing of electricity. Boston: Kluwer Academic Publishers, 1988. 1~427
- 2 Tabors R D. Transmission system management and pricing: new paradigms and international comparisons. IEEE Trans. 1994, PWRS-9(1): 206~215
- 3 Rudnik H, Palma R, Fernandez J E. Marginal pricing and supplement cost allocation in transmission open access. IEEE Trans. 1995, PWRS-10(2): 1125~1142
- 4 孙洪波. 电力网络规划. 重庆: 重庆大学出版社, 1996. 119~160

Application of Marginal Cost Theory to Transmission System Pricing

Sun Hongbo *Lu Shenghe*

(Department of Electrical Engineering, Chongqing University)

ABSTRACT A novel comprehensive price method for transmission system is presented. The proposed price is composed of two parts: power price and energy price, both are solved with a unified operation simulation model. This method can not only offer the correct economical incentives for transmission system operation and expansion, but also has advantages in computation and completing convenience. A simple example is given to demonstrate the validity of proposed method.

KEYWORDS transmission system; marginal cost; comprehensive price