

考虑短期运行成本的输电网过网费定价策略

李振杰¹, 李芙蓉², 袁 越¹

(1. 河海大学 能源与电气学院, 江苏 南京 210098; 2. 巴斯大学 电子与电气工程学院, 英国 巴斯 BA2 2BG)

摘要: 基于长期增量成本法提出一种新的计算输电网过网费的定价模型, 考虑了电网的短期运行成本对定价决策的影响。新的定价模型主要反映输电网短期运行成本对输电网元件投资时间的影响以及输电网的短期运行成本对输电网过网费的影响。为便于分析, 所考虑的短期运行成本主要为电网阻塞成本。所提新的长期增量成本定价模型分别采用 2 母线和 IEEE 30 母线测试系统为例, 通过与传统定价模型对比验证了所提模型的有效性。

关键词: 长期增量成本模型; 短期运行成本; 输电; 费用; 模型; 阻塞

中图分类号: TM 71; TM 727

文献标识码: A

DOI: 10.3969/j.issn.1006-6047.2013.08.004

0 引言

电力系统过网费是针对发电商、大电力用户以及配电商等电网使用者的接入而收取的费用。过网费的定价目标是期望回收电网建设投资、运行和维护的成本, 同时对电网使用者提供前瞻性、经济有效的信息, 从而更好地引导新用户接入系统^[14]。随着电力市场逐步完善, 电网定价体系需要体现对市场参与者的公平性、合理性和有效性, 从而提高电力能源提供的经济性和电网运行的高效性。

输电网是电力系统电能传送的重要环节, 在目前英国输电网过网费 TNUoS (Transmission Network Use of System charges) 的定价机制上, 以投资成本相关定价法 (ICRP) 为主导方法^[5-8]。长期增量成本法 (LRIC) 和长期边际成本法 (LRMC) 作为更优越的过网费定价方法已经在英国实际配电系统中得到了广泛的应用^[9-12]。然而, 在输电网的应用中, 长期增量/边际成本法面临着以下 3 个方面的新问题。

a. 触发投资条件不同。之前所有基于 LRIC/LRMC 的定价方法中都假设当电网元件的潮流达到最大可利用容量值时触发投资。这个假设条件对于配电网是有效的, 但对于输电网却不再适用。因为除了投资建设线路外, 输电系统运营商通常有更加经济的手段来降低线路的潮流, 例如阻塞管理。在输电网中, 随着发电容量、负荷逐年增长, 由于电网线路的容量不足, 电网将会在某一天的某段时间内发生阻塞, 从而不能完成预期的输电计划。为了消除阻塞, 电网运营商可通过短期阻塞管理或长期的电网投资规划来避免线路过载。通常的方法是通过发电调度来进行阻塞管理, 不仅能提高输电网络的经济利用效率, 同时还能延缓网络的投资。因此, 阻塞管理的频率和成本将毋庸置疑地影响输电网的长期投

资策略。输电系统运营商通过比较每年度的阻塞成本和投资成本曲线来决定最佳的投资时间。这种包含短期运行成本对长期投资成本影响的因素并未在任何 LRIC、LRMC 以及 ICRP 等过网费模型中体现。

b. 负荷增长速率不同。在传统的配电网 LRIC/LRMC 定价方法中, 假设负荷每年增长速率 LGR (Load Growth Rate) 为一定值, 由于配电网的拓扑运行结构以辐射状为主, 并且忽略发电调度的影响, 因此电网元件的年度潮流增长速率也为恒定值。这个假设对于配电网而言同样也是有效的。但是在输电网中, 由于输电网环状的运行拓扑结构和最优发电调度, 不仅会影响每年线路潮流增速的幅值, 还会影响部分线路潮流的流向。因此, 传统的假设条件不再适用于输电网络。

c. 发电单元容量限制。在传统配电网定价模型中, 由于配电网不直接与发电侧相连, 并且每个节点的单位注入功率可通过平衡节点补偿, 因此并未考虑发电单元的容量限制。而输电网直接与发电系统相连, 当负荷在未来某一年份增长到足够高的水平时, 如果发电侧容量不足, 最优发电调度有可能不再满足节点功率平衡。此外, 每个节点的注入功率不仅会加重或减轻电网的阻塞程度, 还会影响节点功率平衡, 因此在新的输电网 LRIC 定价模型中必须考虑发电单元的容量限制。

本文基于 LRIC 提出了一种新的输电网过网费定价模型, 简称 T-LRIC (Transmission LRIC) 模型。新的定价模型主要反映: 输电网短期运行成本对输电网元件投资时间的影响; 输电网的短期运行成本对输电网过网费的影响。这里短期运行成本主要考虑阻塞成本。文章首先给出了阻塞成本计算模型和阻塞成本分摊至各线路的方法, 然后建立了新的长期增量成本定价模型, 提出了模型中元件投资时间的求解策略, 并分别以 2 母线和 IEEE 30 母线测试系统

为例,通过和传统长期增量成本定价模型进行比较,验证了所提模型的有效性。

1 输电网过网费定价分析

1.1 阻塞管理模型

本文定义阻塞成本为考虑输电网元件容量后的最优发电成本的增加值^[13-15]。以发电机煤耗最小为目标函数,基于直流最优潮流的发电调度模型如下:

$$\min \sum_i C_i(P_{Gi}) = \sum_i (a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i) \quad (1)$$

$$\text{s.t.} \quad \sum_j P_{ij} + P_{Di} = P_{Gi} \quad \text{对所有母线 } i \quad (2)$$

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max} \quad \text{对所有发电机 } G_i \quad (3)$$

$$|P_{ij}| \leq P_{ij}^{\max} \quad \text{对所有输电线路 } i-j \quad (4)$$

其中, C_i 为发电机 i 的成本函数(单位: $\text{£}/(\text{MW} \cdot \text{h})$); a_i , b_i 和 c_i 分别为母线 i 上发电机成本参数的二次项、一次项和常数项系数。式(2)代表母线 i 的节点平衡方程(第一基尔霍夫定律);式(3)代表发电机的出力上、下限;式(4)代表输电线路的容量限制。

阻塞成本(单位: $\text{£}/\text{h}$)表示为基于以下 2 种调度策略下的发电机成本差值:不考虑输电元件的容量限制;考虑输电元件的容量限制。

$$C_C = \{\min C | 1-4\} - \{\min C | 1-3\} \quad (5)$$

其中, C 表示发电机的成本函数; $\{\min C | 1-4\}$ 表示发电机成本函数 C 在式(1)~(4)约束下的最小值,同理 $\{\min C | 1-3\}$ 表示发电机成本函数 C 在式(1)~(3)约束下的最小值; C_C 为输电网每小时总的阻塞成本,式(5)表示阻塞成本 C_C 是上述 2 种约束下发电成本最小值的差值。

为了衡量每个元件的阻塞程度,需要把全网的阻塞成本分配到每个阻塞元件。阻塞成本分配方法在诸多文献中已有研究,本文采用文献[16]所提出的方法,具体可划分为 3 步。

a. 边际成本。设系统存在 L 个阻塞元件,对于每个阻塞元件 $l(l=1, 2, \dots, L)$,计算只考虑元件 l 约束的边际阻塞成本 $C_{C,l}^{\text{m}}$ 。

b. 增量成本。计及除 l 之外的 $L-1$ 个元件的约束,计算此时电网的阻塞成本 $C_{C,l}^{\text{ex}}$,元件 l 的增量阻塞成本为:

$$C_{C,l}^{\text{in}} = C_C - C_{C,l}^{\text{ex}} \quad (6)$$

c. 分摊成本。分摊到元件 l 的阻塞成本为:

$$C_{C,l} = \frac{1}{2} (C_{C,l}^{\text{m}} + C_{C,l}^{\text{in}}) \quad (7)$$

1.2 T-LRIC 模型

1.2.1 节点注入功率前元件投资时间的确定

如图 1 所示,在传统 LRIC 定价模型 D-LRIC(Distribution LRIC)中,假设网络元件的投资时间 n_l 是元件 l 的潮流达到它的最大可利用容量限度的年份。 n_l

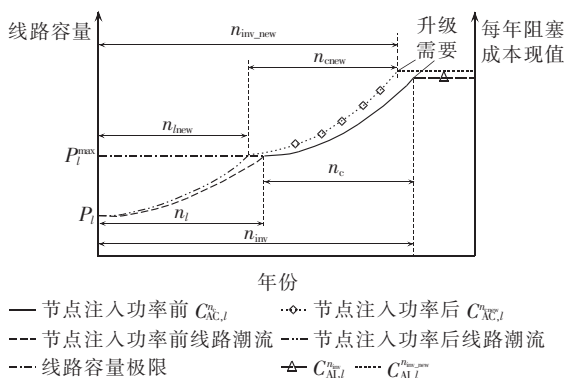


图 1 输电网阻塞元件 l 投资时间

Fig.1 Investment time of transmission network congesting component

可以通过式(8)和式(9)得到:

$$P_l^{\max} = P_l(1 + \beta_l)^{n_l} \quad (8)$$

$$n_l = \frac{\log P_l^{\max} - \log P_l}{\log(1 + \beta_l)} \quad (9)$$

其中, P_l 为元件 l 在初始年份最大负荷下通过的潮流; $P_l^{\max}$ 为元件 l 的最大可允许通过潮流; β_l 为元件 l 的潮流增长速率,其值可以通过给定的负荷增长率 r 计算得到。

但是在输电网中,当出现元件潮流过载时,阻塞管理可能是一个更加经济的选择来降低过载程度,直到每年的阻塞元件阻塞管理成本大于每年元件投资成本。因此,元件 l 的实际投资时间 n_{inv} 应该是当每年阻塞成本现值 ACC(present value of Annual Congestion Cost) $C_{AC,l}^{\text{nc}}$ 等于每年投资成本现值 APV(Present Value of Annual future investment cost) $C_{AI,l}^{\text{nm}}$ 的时间, n_{inv} 可由式(10)得到:

$$n_{\text{inv}} = n_l + n_c \quad \text{当 } C_{AC,l}^{\text{nc}} = C_{AI,l}^{\text{nm}} \quad (10)$$

其中, n_c 是由于阻塞管理而延迟投资的时间段。

1.2.2 成本现值的确定

在 n_{inv} 年份内,对于给定的贴现率 d ,阻塞元件 l 的未来投资成本的现值 $C_{FI,l}$ 和每年投资成本现值 $C_{AI,l}^{\text{nm}}$ 表示为:

$$C_{FI,l} = \frac{C_{E,l}}{(1+d)^{n_{\text{inv}}}} \quad (11)$$

$$C_{AI,l}^{\text{nm}} = C_{FI,l} \lambda_{AF} \quad (12)$$

每年阻塞成本现值 $C_{AC,l}^{\text{nc}}$ 为:

$$C_{AC,l}^{\text{nc}} = \frac{C_{C,l}^{\text{nc}}}{(1+d)^{n_{\text{inv}}}} = \frac{\sum C_{C,l}^{\text{nc}} \cdot T_m(h)}{(1+d)^{n_{\text{inv}}}} \quad (13)$$

其中, $C_{E,l}$ 为元件投资等值成本(Modern Equivalent Value of the Cost); $C_{C,l}^{\text{nc}}$ (单位: $\text{£}/\text{a}$)为阻塞元件 l 的第 n_c 年度的阻塞成本; $C_{C,l}^{\text{m}}$ (单位: $\text{£}/\text{h}$)为阻塞元件 l 在第 m 个负荷水平下每小时的阻塞成本,其值可由式(1)~(7)得到; $T_m(h)$ 为每年度内第 m 个负荷水平所持续的小时数; λ_{AF} 称为年金因子,是关于元件寿命周期 T_{life} 和贴现率 d 的函数,可通过式(14)计算。

$$\lambda_{AF} = \left[\frac{1}{d} - \frac{1}{d(1+d)^{T_{\text{life}}}} \right]^{-1} \quad (14)$$

1.2.3 节点注入功率后年度增量成本的确定

如果在节点 N 注入功率 ΔP_{In} , 元件 l 会出现 ΔP_l 的功率变化, 会加快或减慢潮流达到最大容量的时间 n_{lnew} , 因此会增加或减少由于阻塞管理而延迟投资的年份 n_{cnew} :

$$n_{\text{inv,new}} = n_{\text{lnew}} + n_{\text{cnew}} \quad \text{当 } C_{AC,l}^{n_{\text{new}}} \geq C_{AI,l}^{n_{\text{new}}} \quad (15)$$

新的投资年份会得到新的每年投资成本现值 $C_{AI,l}^{n_{\text{new}}}$ 和每年阻塞成本现值 $C_{AC,l}^{n_{\text{new}}}$:

$$C_{FI,l,\text{new}} = \frac{C_{E,l}}{(1+d)^{n_{\text{inv,new}}}} \quad (16)$$

$$C_{AI,l}^{n_{\text{new}}} = C_{FI,l,\text{new}} \lambda_{AF} \quad (17)$$

$$C_{AC,l}^{n_{\text{new}}} = \frac{C_{C,l}^{n_{\text{new}}}}{(1+d)^{n_{\text{inv,new}}}} = \frac{\sum C_{C,l}^m \cdot T_m(h)}{(1+d)^{n_{\text{inv,new}}}} \quad (18)$$

投资成本差值为:

$$\Delta C_{FI,l} = C_{FI,l,\text{new}} - C_{FI,l} = C_{E,l} \left[\frac{1}{(1+d)^{n_{\text{inv,new}}}} - \frac{1}{(1+d)^{n_{\text{inv}}}} \right] \quad (19)$$

阻塞元件 l 的年度增量成本是未来投资成本现值的差值与年金因子的乘积, 即节点注入功率后每年投资成本现值与节点注入功率前每年投资成本现值的差值:

$$\text{AIC}_l = \Delta C_{FI,l} \lambda_{AF} = C_{AI,l}^{n_{\text{new}}} - C_{AI,l}^{n_{\text{inv}}} \quad (20)$$

1.2.4 输电网过网费的确定

节点 N 的长期增量成本(过网费)是所有阻塞元件 l 的年度增量成本的总和与节点注入功率的比值:

$$\text{LRIC}_N = \frac{\sum_l \text{AIC}_l}{\Delta P_{\text{In}}} \quad (21)$$

在规划周期内新电网用户在不同节点的接入会加重或减轻每条阻塞线路的阻塞程度, 对于电网运营商而言, 预测和掌握每个节点对每条线路阻塞的裕度非常重要。在所提的 T-LRIC 模型中, 为了给出各个节点的注入功率对各阻塞线路的影响信号, 可通过节点注入前后线路投资时间的差值来体现:

$$n_{\text{dif}} = n_{\text{inv,new}} - n_{\text{inv}} \quad (22)$$

n_{dif} 代表延缓或提前的年份差值。 n_{dif} 的正值(+)越大, 代表延缓年份越多, 因此越减轻线路的阻塞程度; 相同地, n_{dif} 的负值(-)越大, 代表提前年份越多, 因此越加重线路的阻塞程度。

1.3 元件投资时间求解策略

在电网投资规划中, 电力系统运营商往往给出一定的规划周期, 如 10~30 a。太长的规划周期对于模型求解相对复杂且无必要, 因为由式(11)可见, 成本现值是关于投资时间的单调下降幂函数, 且随着投资时间越长, 成本现值下降越快。当投资时间足够大时, 成本现值的值因为太小几乎可以忽略不计。因此, 在本文规划周期的确定时, 统一选取 30 a。

另外, 在输电网中, 形成阻塞的线路一般有限, 且往往集中在主干线路。在本文所提定价模型中的阻塞线路, 是指在规划周期内, 由于年度阻塞管理的成本大于或等于年度投资成本时的线路, 对于某些未能在规划周期内达到此平衡要求的阻塞线路不计入模型求解中。

根据式(1)~(7)和式(10), 节点功率注入前的元件投资时间 n_{inv} 计算流程如图 2 所示。

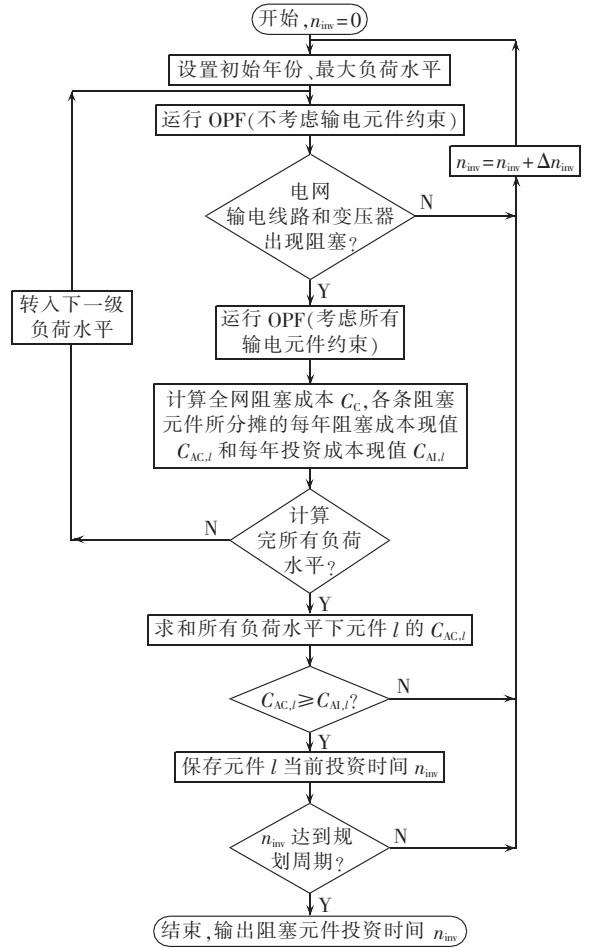


图 2 输电网阻塞元件投资时间计算流程图

Fig.2 Flowchart of investment time calculation for transmission network congesting component

为了反映发电调度对电网潮流变化的影响和精确得到元件投资时间, n_{inv} 的求解采用多年度直流最优潮流, 通过给定年份步长 Δn_{inv} 逐年搜索投资时间。为了提高算法的效率和速度, Δn_{inv} 采用变步长策略, 根据每年阻塞成本现值和每年投资成本现值的比值 ε 来设定阈值条件:

$$\varepsilon = \frac{C_{AC,l}^{n_{\text{new}}}}{C_{AI,l}^{n_{\text{new}}}} \quad (23)$$

$$\Delta n_{\text{inv}} = \begin{cases} \eta_1 & \varepsilon > \lambda \\ \eta_2 & \lambda \leq \varepsilon \leq 1 \end{cases} \quad (24)$$

其中, η_1 和 η_2 为步长值; λ 为选取的阈值。

1.4 D-LRIC、T-LRIC 与 ICRP 关系论证

为清楚说明 D-LRIC、T-LRIC 和 ICRP 模型的定价差异,图 3 给出了三者模型之间的关系示意图。

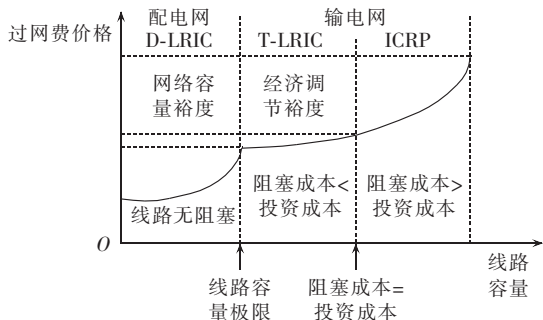


图 3 D-LRIC、T-LRIC 与 ICRP 关系论证图

Fig.3 Relationship among D-LRIC、T-LRIC and ICRP

从阻塞成本与投资成本之间关系的角度,对于 LRIC 模型而言,D-LRIC 与 T-LRIC 之间的区别在于触发投资的判据不同,D-LRIC 从线路利用率(潮流)的角度触发,而 T-LRIC 从经济成本的角度触发;与 LRIC 相比,ICRP 的触发投资判据则是假设电网元件处于立即升级状态,即任何大小的节点注入功率即触发投资,因此从经济成本的角度而言,ICRP 处于阻塞成本一直大于投资成本的阶段。

从触发投资对象关系的角度,在第一阶段,D-LRIC 模型的对象是电网元件容量裕度;第二阶段,T-LRIC 模型的对象是经济成本的裕度,此时通过经济运行调节措施要优于网络投资措施;第三阶段,ICRP 模型的对象同样是经济成本裕度,但此时网络投资措施要优于经济运行调节措施。3 个模型是触发投资过程中的 3 个不同阶段,彼此可相辅相成,三者共同组成定价体系的一体化。

2 算例 1:2 母线系统

为了验证所提模型方法的思想,首先以简单的 2 母线系统为例,如图 4 所示。线路 L_f 的最大可利用容量为 45 MW,投资等值成本 $C_{E,Lf}$ 为 £3 193 400。表 1 是发电机成本参数。假设贴现率 $d=6.9\%$,负荷增长速率为 1.6%,元件寿命周期为 40 a,线路阻抗为 0.2 p.u., $\eta_1=1,\eta_2=0.1,\lambda=0.9$ 。

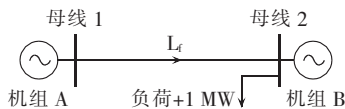


图 4 2 母线系统

Fig.4 Dual-bus network

表 1 发电机成本参数

Tab.1 Parameters of generator cost

机组编号	$a/$ [£·(MW ² ·h) ⁻¹]	$b/$ [£·(MW·h) ⁻¹]	$P_C^{\min}/MW$	$P_C^{\max}/MW$
A	0.02	20	0	50
B	0.01	50	0	50

2.1 固定最大负荷下的过网费计算

设接在母线 2 上的初始年份最大负荷值为 20 MW,负荷曲线采用离散全年负荷持续小时数曲线计算,如图 5 所示。在不考虑线路 L_f 容量限制的情况下,由于发电机 A 的发电成本较低,负荷全部由发电机 A 提供。随着年份的增加,线路 L_f 的潮流逐渐增大,当线路 L_f 发生阻塞时,调度成本较高的发电机 B 来满足剩余负荷需求。

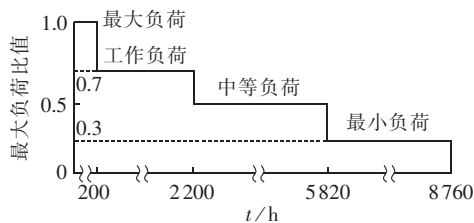


图 5 全年负荷持续小时曲线

Fig.5 Load duration curve

表 2 给出了 2 种定价模型下节点注入功率前线路 L_f 的投资时间和每年投资成本现值的对比。可以看出,在传统 D-LRIC 模型下,线路 L_f 在 51.1 a 的时候达到容量限制 45 MW,因此投资时间为 51.1 a。而在所提 T-LRIC 模型中,线路 L_f 在 51.1 a 的时候出现阻塞,因此进行阻塞管理;当时间达到 78.4 a 的时候,每年阻塞成本现值开始大于每年投资成本现值,因此实际投资时间为 78.4 a,与传统模型相比,投资时间延缓了约 27.3 a。

表 2 节点注入功率前线路投资时间和每年投资成本现值对比

Tab.2 Comparison of line investment time and APV before nodal power injection between two methods

最大负荷/MW	T-LRIC 模型			D-LRIC 模型	
	n_{inv}/a	$C_M/(\text{£} \cdot a^{-1})$	$C_{AC}/(\text{£} \cdot a^{-1})$	n_i/a	$C_M/(\text{£} \cdot a^{-1})$
20	78.4	1 273	1 275	51.1	7 826

在节点 B 注入单位功率 +1 MW,此时线路潮流的变化量将反映在不同模型下的过网费结果。表 3 给出了 2 种定价模型下的过网费对比。由表可见,节点功率注入前后 D-LRIC 模型的每年投资成本现值变化量要大于 T-LRIC 模型,因此 D-LRIC 模型的年度增量成本要比 T-LRIC 大很多,T-LRIC 模型的过网费价格 290 £/(MW·a)要明显低于传统 LRIC 模型的过网费价格 1 783 £/(MW·a)。

表 3 2 种方法下的过网费对比

Tab.3 Comparison of wheeling cost between two methods

模型	$C_M/(\text{£} \cdot a^{-1})$		年度增量成本/(£·a ⁻¹)	过网费/[£·(MW·a) ⁻¹]
	功率注入前	功率注入后		
D-LRIC	7 826	9 609	1 783	1 783
T-LRIC	1 273	1 563	290	290

2.2 不同最大负荷下的过网费计算

上一节以节点 2 最大负荷 20 MW 为例分析了 2

种模型下 L_r 的投资时间和负荷节点 2 的过网费用,为了反映线路 L_r 和负荷节点的投资时间和费用在不同线路利用率下的影响,将节点 2 的初始年份最大负荷从 5 MW 变化至 69 MW,即线路 L_r 的利用率从 11% 变化至 153%。

图 6 给出了线路 L_r 在 2 种定价模型下节点注入功率前投资时间的对比。从图中可以看出,线路 L_r 在不同利用率下,阻塞管理都明显延缓线路的投资时间。对于传统 LRIC 模型而言,线路 L_r 的利用率在 22 %、44 %、67 %、89 % 时的投资时间分别为 122.0 a、51.1 a、25.5 a 和 7.4 a。当线路初始年份潮流达到 45 MW 时,即线路利用率达到 100 % 时,立即触发投资,投资时间为 0 a。这些结果对于配电网是有效的,但是在输电网中,由于阻塞管理能力,线路 L_r 的实际投资时间在以上利用率(22 %、44 %、67 %、89 %、100 %)下分别是 94.8 a、78.4 a、52.8 a、34.6 a 和 27.2 a,同等利用率下延缓约为 27 a。同时,所提新的 LRIC 模型可以反映线路过载情况下的影响。对于线路 L_r 的利用率在 111 %、122 %、133 % 和 144 %,投资时间分别为 20.6 a、14.6 a、9.1 a 和 4.1 a。当线路初始年份利用率达到 153 % 时,新模型下的投资时间为 0.0 a。

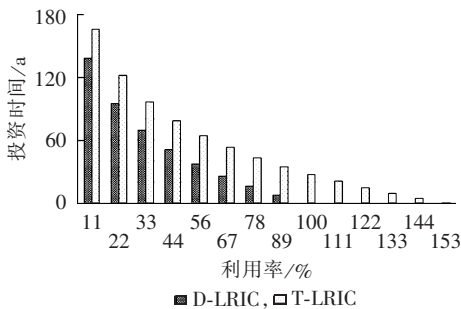


图 6 2 种模型下节点功率注入前线路投资时间对比

Fig.6 Comparison of line investment time before nodal power injection between two models

图 7 给出了线路 L_r 在 2 种定价模型下节点注入功率前每年投资成本现值的对比。从图中可以看出, D-LRIC 的每年投资成本现值在线路利用率饱和之

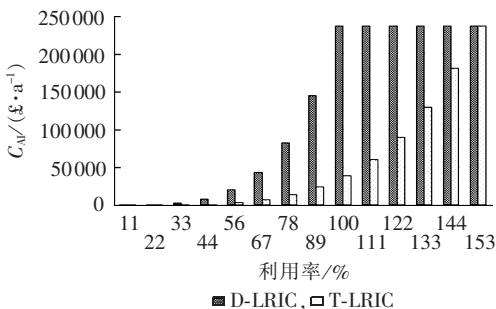


图 7 2 种模型下每年投资成本现值对比

Fig.7 Comparison of APV between two models

前以几何速率递增。当线路出现阻塞后,由于立即触发投资,因此过载后的各个利用率成本现值相等。而在 T-LRIC 模型下,由于阻塞管理延缓了投资时间,因此在同一利用率下每年投资成本现值低于 D-LRIC 的 C_{AI} 。随着线路利用率增大,T-LRIC 的 C_{AI} 递增,直到投资时间为 0 a 时与 D-LRIC 模型的 C_{AI} 相等。

图 8 给出了节点 2 的过网费用分别在 D-LRIC、T-LRIC 和 ICRP 3 种模型下的对比。节点 2 的注入功率采用 +1 MW。如图所示,当线路 L_r 的利用率从 11 % 变化到 100 % 时,D-LRIC 模型的费用递增。当利用率大于 100 % 时,费用保持不变。而在 T-LRIC 模型下,当线路利用率大于 100 % 时,费用逐步增加。此外,T-LRIC 的过网费用均小于 D-LRIC 模型的费用。同时,由于 ICRP 模型的费用不随线路利用率的变化而变化,因此 ICRP 的价格是一条水平直线。当线路利用率达到 67 % 时,D-LRIC 的费用大于 ICRP,而 T-LRIC 的费用要在线路利用率达到 111 % 时,才大于 ICRP。

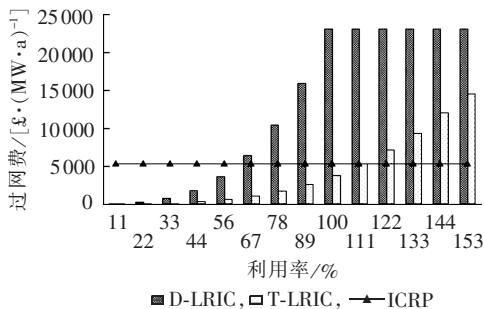


图 8 3 种模型下过网费对比

Fig.8 Comparison of wheeling cost among three models

图 6—8 的结论说明了所提的 T-LRIC 模型的定价方法能更好地反映线路过载时的投资策略。

2.3 节点注入功率对所提模型的影响

影响长期增量成本定价模型的一个重要因素是节点注入功率的大小。为了量化这种影响,图 9 和图 10 分别从过网费用和线路投资时间来分析说明。从图 9 中可见,过网费整体趋势是随着节点注入量的增大而升高,这是因为线路的投资时间的延缓或提

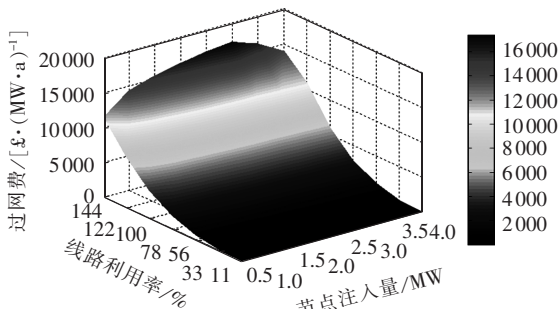


图 9 过网费用随线路利用率和节点注入量变化图

Fig.9 Variation of wheeling cost along with nodal injection and line utilization

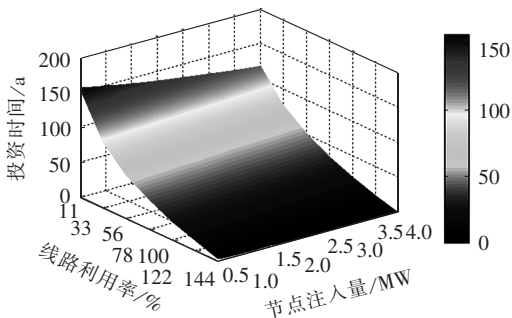


图 10 投资时间随线路利用率和节点注入量变化图

Fig.10 Variation of investment time along with nodal injection and line utilization

前量随着节点注入功率增加而增加,如图 10 中所示。

但是在线路严重阻塞的情况下,图 9 中线路利用率在 144% 时,过网费反而在注入功率大于+3 MW 后下降。这是因为在线路利用率很高时,足够小量的注入功率即可触发投资,当节点注入功率大于这个足够小量时,无法精确体现出线路的投资延缓或提前时间,当节点注入功率继续增大时,节点的增量成本的变化无法正确得到体现,反而因为线路投资或提前的时间减小而减小,因此过网费反而随着节点注入功率的增加而降低。

上述结果说明在选择节点注入功率时,应合理选择功率范围,对于此例而言,选择范围在 0.5~3 MW 之间。

3 算例 2:IEEE 30 母线系统

为进一步论证所提方法,采用 IEEE 30 母线系统。系统由 6 台发电机、37 条线路和 4 台变压器组成,参数可见文献[17]。负荷持续小时数如图 5 所示。假设负荷增长率为 2.0%,贴现率 6.9%, $\eta_1=1$, $\eta_2=0.01$, $\lambda=0.95$ 。

3.1 投资时间评估

通过计算规划目标年内阻塞管理前系统各条线路和变压器利用率水平,得到线路 1 和线路 14 利用率将会发生阻塞。在传统方法下,线路 1 由于在初始年份即阻塞,因此立即触发投资。而线路 14 投资时间为 22.38 a。在所提模型下,由于阻塞管理的影响,线路 1 和线路 14 的实际投资时间分别为 11.07 a 和 26.67 a。各条线路的每年投资成本现值和每年阻塞成本现值见表 4。

表 4 2 种模型下节点功率注入前投资时间对比
Tab.4 Comparison of investment time before nodal power injection between two models

线路 编号	T-LRIC			D-LRIC	
	n_{inv}/a	$C_{AI}/(\text{£}\cdot\text{a}^{-1})$	$C_{AC}/(\text{£}\cdot\text{a}^{-1})$	n_i/a	$C_{AI}/(\text{£}\cdot\text{a}^{-1})$
1	11.07	326778	326831	0.00	683970
2	26.67	5917	5937	22.38	7870

图 11 给出了在各节点注入功率后线路 1 和线路 14 投资时间差值分布图。如图所示,对于线路 1,节点 2 有最大的负值(-0.57 a),在此节点新接入用户将会最大提前线路 1 的升级时间,因此对线路 1 的阻塞加重最大。节点 3 有最大的正值(+0.39 a),在此节点新接入用户将最大化延缓线路 1 的投资时间,因此对减轻线路 1 的阻塞贡献最大。对线路 14,节点 15 有最大的负值(-0.71 a),意味着在此节点接入负荷将会最大化加速线路 14 投资时间,因此加重线路阻塞程度最大。在节点 9 和节点 11 新接入负荷将会最大限度减轻线路 14 的阻塞。

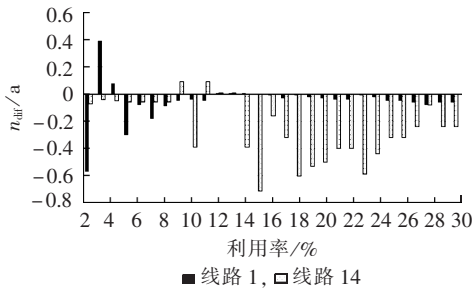


图 11 线路 1 和线路 14 的 n_{diff} 对比

Fig.11 Comparison of n_{diff} between line 1 and line 14

此 30 节点系统被分为 2 个电压等级。从图 11 还可看出,在高压区域(节点 2 到节点 8)注入功率对线路 1 的阻塞加重或减轻程度影响更大;而对于低压区域(节点 10 到节点 30),节点注入功率对线路 14 的阻塞加重或减轻程度影响更大。

3.2 过网费用评估

为辅助分析,图 12 和 13 给出了各节点注入功率对线路 1 和线路 14 年度增量成本的分布情况。由此可见,对线路 1,在节点 2 注入功率产生的年度增量成本(12668 £/a)远远大于其他节点,这是因为节点 2 的注入功率会最大化加重线路 1 阻塞的程度。相同地,由于最大限度减轻线路 1 的阻塞,节点 3 的增量成本有最大的负值(-8394 £/a),因此对电网提供最大的效益。对于线路 14,增量成本的较大值主要集中在低压侧,如图 13 所示。另外从这个图中还可见,线路 1 的年度增量成本的值要远大于线路 4

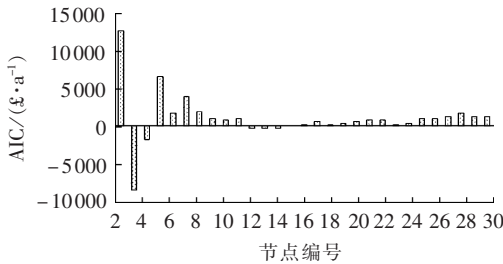


图 12 各节点注入功率对线路 1 年度节点增量成本分布情况

Fig.12 Distribution of annual incremental cost vs. nodal power injection for line 1

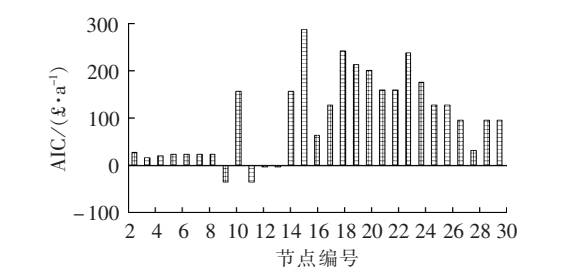


图 13 各节点注入功率对线路 14 年度节点增量成本分布情况

Fig.13 Distribution of annual incremental cost vs. nodal power injection for line 14

的值。这是因为线路 1 的投资时间较线路 4 早很多,因此有更大的每年成本现值。

表 5 给出了 2 种模型下的过网费对比。可见,除节点 2 外,其余节点在新模型下的费用要明显低于基于配网的定价模型,这是因为新模型的定价规则只考虑阻塞线路的年度增量成本,而传统模型由于不考虑发电调度的影响,需要考虑所有线路的年度增量成本,因此费用很高。此外,从费用分布来看,新模型更能体现输电网的网络结构状况。在 T-LRIC 模型下,节点 2 的费用要明显高于其余节点,这是因为线路 1 已经处于严重阻塞状态,如果在节点 2 新接入用户,则会更加重线路 1 的阻塞状态,使得线路 1 投资时间提前最多。然而对于其余节点,新接入用户对线路 1 的投资时间影响相对较小,尤其是在低压区域,因此费用较低。同样,节点 3 的费用为负值最大,说明在此节点新接入负荷最有助于改善线路 1 的阻塞状况,延缓线路 1 的投资时间。对于节点 2,由于线路 1 已经处于严重过载情况,在 D-LRIC 模型下的费用等于线路 1 的利用率刚达到 100% 时候的值,而 T-LRIC 模型下的费用是随着利用率的升高而急剧增加,因此其费用有可能大于 D-LRIC 下的费用。

表 5 2 种模型下过网费对比

Tab.5 Comparison of wheeling cost between two models

节点 编号	过网费/[£·(MW·a) ⁻¹]		节点 编号	过网费/[£·(MW·a) ⁻¹]	
	T-LRIC	D-LRIC		T-LRIC	D-LRIC
2	12695	11561	17	782	14100
3	-8378	5892	18	460	14302
4	-1720	11827	19	649	14311
5	6631	15942	20	856	14232
6	1773	13591	21	1033	14504
7	3972	15040	22	1033	14451
8	1992	15559	23	456	14350
9	1057	13621	24	613	14617
10	1029	14170	25	1220	14743
11	1057	13706	26	1220	14864
12	-222	16719	27	1406	14573
13	-222	13708	28	1781	14646
14	-62	14529	29	1406	14944
15	287	14624	30	1406	15064
16	282	13779			

4 结论

本文基于配电网长期增量成本法提出了一种新的计算输电网过网费的定价模型 T-LRIC。新的定价模型首次考虑了系统的阻塞管理成本,即短期运行成本对定价决策的影响。所提的模型通过将节点的注入功率反映到电网元件的年度增量成本,而年度增量成本同时考虑了电网投资成本现值和电网阻塞管理成本现值的平衡。新的定价模型主要反映输电网短期运行成本对输电网元件投资时间和过网费的影响。经过算例分析,所得结论如下。

a. 对电网投资时间的影响。新的定价模型由于考虑了阻塞管理,与传统配电网定价模型相比,延缓了电网元件的投资时间,同时能更好反映电网元件在潮流过载时的投资策略。

b. 对节点过网费的影响。新的定价模型由于只考虑了阻塞线路的年度增量成本,而传统模型需要考虑所有线路的年度增量成本,因此新的定价模型下的节点费用比传统模型要更低。在少数电网元件严重阻塞情况下,新的定价模型有可能高于原有传统定价模型。同时,与传统模型的性质一样,节点的过网费用随着元件的阻塞程度增加而显著上升,因此新的模型同样能够反映电网元件利用率和节点费用的关系。

c. 节点注入功率的影响。新的定价模型中,部分靠近阻塞严重线路的节点的过网费用,会随着节点注入功率的增大而先增大后减小,因此应合理选择节点注入功率的范围。

d. 新的定价模型还能反映出新用户在各个节点的接入对电网阻塞元件加重或减轻的程度分布,便于从侧面辅助电网运行商更好地规划和利用电网。

综上所述,本文的研究工作对长期增量成本定价方法从配电网扩展到输电网奠定了理论基础,从而为电网的规划者和使用者提供了一个更为全面的投资决策。

参考文献:

[1] SHIRMOHAMMADI D,FILHO X V,GORENSTIN B,et al. Some fundamental,technical concepts about cost based transmission pricing[J]. IEEE Trans Power Syst,1996,11(2):1002-1008.

[2] JING Z,DUAN X,WEN F,et al. Review of transmission fixed costs allocation methods[C]//Proc IEEE Power Eng Soc General Meeting. Toronto,Canada:[s.n.],2003:2585-2592.

[3] MARANGON L J W,de OLIVERIRA E J. The long-term impact of transmission pricing[J]. IEEE Trans Power Syst,1998,13(4): 1514-1520.

[4] SHIRMOHAMMADI D,RAJAGOPALAN C,ALWARD E R,et al. Cost of transmission transactions:an introduction[J]. IEEE Trans Power Syst,1991,6(3):1006-1016.

[5] TOLLEY D,PRASHAD F,VEITCH M. Charging transmission[J].

- Inst Elect Eng, Power Eng, 2003, 17(2): 22-27.
- [6] LI F. The benefit of a long-run incremental pricing methodology to future network development[C]//Proc IEEE Power Eng Soc General Meeting. Tampa, Florida, USA; [s.n.], 2007: 1-2.
- [7] The statement of the use of system charging methodology[EB/OL]. [2012-01-20]. <http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/E1DA72C8-5CB7-4251-ACB8-F10482858E27/40797/TheStatement-oftheUseofSystemChargingMethodologyIss.pdf>.
- [8] AULT G W, ELDERS I M, GREEN R J. Transmission use of system charges under future GB power system scenarios[J]. IEEE Trans Power Syst, 2007, 22(4): 1523-1531.
- [9] LI F, TOLLEY D L. Long-run incremental cost pricing based on unused capacity[J]. IEEE Trans Power Syst, 2007, 22(4): 1683-1689.
- [10] HENG H Y, LI F, WANG X. Charging for network security based on long-run incremental cost pricing[J]. IEEE Trans Power Syst, 2009, 24(4): 1686-1693.
- [11] LI F. Long-run marginal cost pricing based on network spare capacity[J]. IEEE Trans Power Syst, 2007, 22(2): 885-886.
- [12] GU C, LI F. Long-run marginal cost pricing based on analytical method for revenue reconciliation[J]. IEEE Trans Power Syst, 2011, 26(1): 103-110.
- [13] MALLADI B, VENKATESH B, HILL E F. Line impact cost concept to calculate congestion costs in deregulated electricity market[C]//Proc IEEE Power Eng Soc General Meeting. Montreal, Canada; [s.n.], 2006: 222-227.
- [14] HSIEH S C, CHU C C, WANG H M. Congestion cost allocation and congestion indices for a competitive electricity market[C]//Proc IEEE International Conference on Industrial Technology. Bangkok, Thailand; [s.n.], 2002: 854-859.
- [15] JUNG H S, HUR D, PARK J K. Congestion cost allocation method in a pool model[J]. Gener Transm Distrib, 2003, 150(5): 604-610.
- [16] BARAN M E, BAYANAN V, GARREN K E. Equitable allocation of congestion relief cost to transactions[J]. IEEE Trans Power Syst, 2000, 15(2): 579-585.
- [17] Power system test case archive Univ Washington[EB/OL]. [2012-01-20]. <http://www.ee.washington.edu/research/pstca>.

作者简介:

李振杰(1984-), 男, 河南郑州人, 博士, 主要研究方向为电力系统经济、新能源发电与微网技术(**E-mail**: lzj3690hust@163.com);

李芙蓉(1968-), 女, 陕西绥德人, 教授, 博士研究生导师, 博士, 主要研究方向为电力系统经济、规划和分析(**E-mail**: eesfl@bath.ac.uk);

袁 越(1966-), 男, 陕西西安人, 教授, 博士研究生导师, 博士, 主要研究方向为电力系统优化运行、电力系统稳定性分析与控制、分布式发电与节能新技术(**E-mail**: yyuan@hhu.edu.cn)。

Pricing strategy of transmission network wheeling cost considering short-term operational cost

LI Zhenjie¹, LI Furong², YUAN Yue¹

(1. School of Energy and Electrical Engineering, Hohai University, Nanjing 210098, China;

2. Department of Electronic & Electrical Engineering, University of Bath, Bath BA2 2BG, UK)

Abstract: A pricing model based on the long-term incremental cost method is proposed for calculating the wheeling cost of transmission network, which considers the influence of short-term operational cost on the investment time of transmission network components and the wheeling cost of transmission network. To simplify the analysis, the short-term operational cost considered is mainly the congestion management cost. The proposed model is applied respectively to the dual-bus test system and IEEE 30-bus test system, and compared with the traditional pricing model, which verifies its effectiveness.

Key words: long-term incremental cost model; short-term operational cost; electric power transmission; cost; models; congestion