



基于分布因子法的主动配电网成本分摊方法

张伊¹, 陈启鑫¹, 夏清¹, 施磊², 喻乐², 谢旭², 张晶²

(1. 清华大学 电力系统及发电设备控制和仿真国家重点实验室, 北京 100084;

2. 国家电网公司华北分部, 北京 100053)

摘要: 考虑主动配电网拓扑结构灵活和潮流方式多变的特点, 传统的电网成本分摊方法已不再适用。为此, 提出一种基于广义负荷分布因子法 (GLDF) 的主动配电网成本分摊方法, 通过计算节点与拓扑的分布因子, 可动态适应主动配电网多变的运行方式, 通过网损修正和全负荷水平使用程度, 分析完善分布因子法的直流潮流模型内核。该方法不仅对主动配电网具有良好的适应性, 还能够客观衡量不同负荷节点在不同运行方式下对于线路的使用程度, 有利于引导市场用户调整自身用电行为。通过算例分析验证了该方法的可行性与合理性。

关键词: 主动配电网; 配电成本分摊; 分布因子法; 网损修正; 全负荷水平

DOI: 10.11930/j.issn.1004-9649.201906010

0 引言

为了减少环境污染、避免过度使用化石能源, 清洁的分布式可再生能源发电技术逐渐成为人们关注的焦点, 为人们实现清洁用能提供了更多可能。随着可再生能源渗透率不断提高, 传统配电网将逐步被适于消纳可再生能源、网架结构坚强、自动化水平高的主动配电网代替^[1]。因此, 如何设计一种适用于主动配电网的网络成本分摊及定价方法具有迫切的现实需要。

主动配电网的配电成本分摊与定价方法主要面临 3 个问题: (1) 由于分布式电源的波动性, 需要经常调整、控制配网内的能量流向与路径, 要求网络拓扑结构灵活多变, 重构频繁, 其不再是简单的辐射性结构; (2) 储能、可控负荷等用户可以主动参与电网的能量平衡与频率、电压的控制调节, 使得主动配电网中的潮流多变或出现双向潮流^[2]; (3) 分布式能源和用户处在网络中的不同节点位置, 对各支路容量的利用程度不同, 因此需要一种能够反映主动配电网的网络结构变化、适应多变潮流的配电成本分摊与定价计

算方法, 并要求该方法能够在一定程度上起到促进提高网络资产利用率, 引导用户合理高效用电的作用。

传统的电网成本分摊方法, 大多将输配电网作为一个整体考虑, 很少单独面向配网开展研究, 主要是考虑到传统配网简单的辐射性网架架构。目前已有的较为成熟的输配电定价方法包括邮票法、兆瓦公里法、分布因子法、潮流追踪法等。其中邮票法^[3-4]计算简便, 容易被大众接受, 但无法反映输配电资产的利用效率, 不能提供有利于输配电网发展的经济信号; 兆瓦公里法^[5-6]通过计算系统潮流变化进行定价, 可以在一定程度上反映输配电资产利用效率, 但这种方法以每笔交易为计算单位, 更适用于大用户直接交易的场景, 考虑到接入配网的多为中小用户, 其适用性较差; 相比而言, 以用户或节点为计算单位的分布因子法和潮流追踪法更适合中小用户的输配电价计算, 同时, 这 2 种方法能够反映网络中的各支路潮流受节点功率变化的影响, 明确用户对网络中各支路容量的使用程度^[7-11]。潮流追踪法基于比例共享原则进行计算, 为保证回收全部成本, 要求各节点的分摊系数均为正, 这就意味着当网络中由某节点功率变化引起潮流方向出现变化时, 该方法的准确性会受到较大影响, 这个局限性在主动配电网中尤其明显。目前, 对于电网

收稿日期: 2019-02-21; **修回日期:** 2019-10-09。

基金项目: 国家电网公司科技项目 (SGNC0000BGWT 1900057)。

中源流分析方面的研究也有很多进展,例如文献[12]利用电网拓扑结构及其潮流状态送端节点-送电支路邻接表,生成源流路径树,获得全网源流路径链集,用于确定供电路径或负荷流受电路径,很有启发性。文献[13]提出了一种用于输电固定成本分摊的基于社会综合效益及社会剩余最大的源流分析方法,综合考虑了输电成本、发电成本和用电效益,在物理性较强的源流分析中结合了经济性,提高了方法的实用性。文献[14]采用了“同步容量电价”的思想,提出了一种新的成本分摊方法,将配电侧综合成本电价分解为配电成本分量以及可靠性成本分量,但是没有考虑网损因素。

上述方法均有其优越性和适用场景,本文选择通过分布因子法进行分析,其主要优点如下。

分布因子法^[7]在计算过程中主要考虑的是节点间的电气距离,因此当网络结构发生变化时能够有所体现,能够满足主动配电网中反映网络拓扑结构灵活多变的要求。分布因子法又包括发电转移分布因子(GSDF)、广义发电分布因子(GGDF)和广义负荷分布因子(GLDF)3种。其中, GLDF方法假设各节点的发电机出力按当前出力大小等比例变化,因此计算结果与系统当前的运行状态相关,可以反映不同系统运行状态下配电成本分摊程度的区别,满足主动配电网配电价中适应多变潮流的要求;该方法在潮流分配时认为潮流改变主要是由负荷变化引起,适于分析不同负荷节点对电网潮流的影响和对线路的使用情况,方便后续成本分摊时将线路成本按使用情况分配到负荷侧,符合配电费分摊到用户的收费原则。

此前, GLDF分布因子法多用于输电线路的潮流分析和成本分摊中^[15-18],其内核为直流潮流模型,忽略网损、电压偏差及无功影响,采用灵敏度的方式对线路使用程度进行分析。在主动配电网中,分摊配网成本一般考虑的都是正常运行方式,即认为电压偏差在可接受范围内,电压偏差及无功的影响可忽略,因而成本分摊还是以有功潮流和用电量为基础。然而,一方面,由于配网的阻抗比(R/X)较大,直接采用直流潮流方法进行计算会产生较大的网损误差,需要重点考虑网损的等值修正;另一方面,传统的GLDF分布

因子法主要采用基于灵敏度计算线路使用程度的方法,其本质是计算在某一特定状态下负荷节点增加单位负荷所引起的线路潮流微增量,从而反映该节点对线路资产的使用程度,这种计算方式要求系统具有较强的线性特性,在输电网络中具有一定的适用性,而配网的非线性特性较强,通过一个运行点的灵敏度分析难以真实反映节点全负荷水平对于线路资产的利用程度。

针对上述所提出的网损误差及灵敏度计算的问题,本文提出一种适用于主动配电网的成本分摊与定价方法,其以GLDF分布因子法为基础,考虑了动态网损修正以及全负荷水平的积累过程,精确计算线路的使用程度。首先,对于网损的误差,利用网损等值法将网损反映到分布因子矩阵中,并在计算过程中进行动态修正;其次,对于线路使用程度的计算,在原有灵敏度分析的基础上考虑负荷增长过渡过程中的累积效应,即在保持其他负荷节点的负荷值不变的情况下,计算某节点处负荷从零逐渐增至目标值,在不同负荷水平下负荷微增量引起的线路潮流微增量,通过遍历累加后计算全负荷水平的线路使用程度。本方法能够在考虑不同节点间相互影响的情况下区分出单个节点对线路的使用情况,具有一定的创新性。

1 方法理念与框架

为更加合理地体现用户负荷引起的潮流对分摊结果的影响,将总成本分为潮流相关成本、潮流无关成本和其他成本3个部分,其中潮流相关的部分主要用于回收配电网一次系统中由线路潮流引起的成本;潮流无关的部分用于回收一次系统其余成本;其他成本则包括二次系统成本,网损及其他变动成本,以及运行维护费用、配电商合理利润等。其中,网损的分摊本身即是一个具有很高的研究价值的课题,暂不作为本文的研究重点。又考虑到网损属于运行成本,且在总成本中所占比例较少,对分摊结果的影响较小,所以为简化本文方法的复杂度,提高可行性,选择将其并入其他成本。

按上述定义,潮流相关成本与实际线路的潮流相关,因此,当系统处于不同的运行状态时,



由于线路上流经的潮流不同，分摊的潮流相关成本也不同。通过对总成本先按潮流水平进行分类再结合对线路使用程度和用电量分摊，进一步提高了本方法对主动配电网运行方式和状态多变的适应性。

首先，确定配网的典型运行方式。结合本方法基于 GLDF 分布因子法和按潮流水平进行成本分类的特点，本方法的分摊结果与运行方式相关性较强，如电网拓扑结构的改变会引起分部因子矩阵的变化，即使在同样的电网拓扑结构下，电源以及负荷水平的不同，也会影响各线路上的潮流以及网损修正矩阵。因此，对于典型运行方式的确定和选择对于分摊结果的合理性有较大的影响。典型运行方式应包括所有因线路的开断引起的可能出现的网络拓扑结构；在每种可能出现的网络拓扑结构下结合分布式能源的出力波动性对各线路上的潮流方向和大小进行分析，得到系统的典型的运行方式。

其次，在考虑网损等值修正的基础上计算特定的运行方式的 GLDF 分布因子。在每一个特定的运行方式下，通过交流潮流分析得到线路潮流和网损情况，利用网损等值法将网损反映到分布因子矩阵中，通过修正后的分布因子矩阵计算发电机节点和负荷节点间的功率分配关系的矩阵，功率分配矩阵可为负荷变化时发电机出力的变化提供参考。当负荷节点的负荷需求微增时，各发电机节点按功率分配矩阵中对该负荷节点的出力值的比例提高出力，得到负荷微增后新的运行状态。通过对新的运行状态进行交流潮流分析得到新的线路潮流和网损情况，计算线路潮流的微增量并重新修正分布因子矩阵。基于以上基本计算过程，计算全负荷水平线路使用程度。以某节点为例，在某一确定的运行状态下，保持其他负荷节点的负荷值不变，计算该节点处负荷值从零增至最终值时，在各负荷水平下负荷变化引起的线路潮流微增量，期间不断利用交流潮流分析的结果对分布因子矩阵进行动态修正，最终累加各负荷水平下的线路潮流微增量，即可得到该负荷节点对于所有线路的全负荷水平线路使用程度。

最后，按负荷节点对线路的成本进行分摊。对所有负荷节点进行全负荷水平线路使用程度分析，其中对应同一条线路的使用程度结果即为该

条线路潮流相关成本的分摊基础。在本方法中，潮流相关成本按各负荷对线路的使用程度进行分摊，潮流无关和其他成本采用邮票法分摊。若某节点对线路的使用程度为负，即该节点上负荷需求增加可以使得线路上的潮流减小，这种情况下该节点不需承担线路的潮流相关成本，只需要承担潮流无关成本和其他成本。

按各负荷节点对线路的使用程度计算得到负荷节点应承担的所有线路的潮流相关总成本后，再加上邮票法分摊的潮流无关和其他成本即为各负荷节点在该运行方式下应承担的配网总成本。该方法的实施流程如图 1 所示。

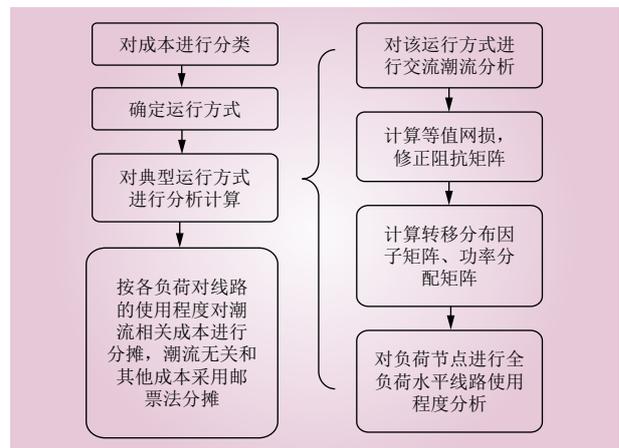


图 1 方法流程

Fig. 1 The flowchart of the proposed method

2 考虑网损修正与全负荷水平累加的 GLDF 方法

2.1 网损等值负荷模型

文献 [19] 中网损等值的方法，默认网络中各节点电压无明显偏差时，计及网损，可认为是在支路两端并入对地电阻 $r_{\text{equ},ij}$ ，建立如图 2 所示的网损等值负荷模型，其中 P_i' 、 P_j' 分别为支路电抗

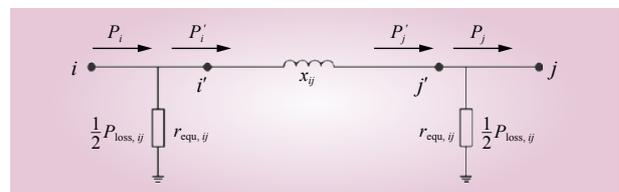


图 2 网损等值负荷模型

Fig. 2 The network loss equivalent load model

x_{ij} 两侧虚拟节点 i' 和 j' 的有功功率。

$r_{\text{equ},ij} = 2/P_{\text{loss},ij}$ 时, 每个对地电阻消耗的有功功率均为 $P_{\text{loss},ij}/2$, 因此支路网损就可以通过对地等值负荷的形式进行等效。

通过计算该网络在某一运行状态下的交流潮流解, 可以得到支路有功损耗 $P_{\text{loss},ij}$, 那么 i 节点的网损等值负荷 $P_{\text{equ},i}$ 为

$$P_{\text{equ},i} = \sum_{j \in i, j \neq i} \frac{P_{\text{loss},ij}}{2} \quad (1)$$

等值对地电阻为

$$r_{\text{equ},i} = \frac{1}{P_{\text{equ},i}} \quad (2)$$

利用网损等值得到的对地电阻对系统原有节点阻抗矩阵进行修正。

2.2 分布因子矩阵的计算

2.2.1 计算转移阻抗

该方法基于直流潮流的电气距离方法, 参考文献 [20] 中的计算过程, 认为发电机发出的电力, 更多地供给与其电气距离近的负荷, 其中电气距离采用短路计算中用的等值阻抗的概念。在复杂系统中, 发电机和负荷之间的等值阻抗用电力系统中这两个点之间的转移阻抗计算。得到转移阻抗矩阵为

$$\mathbf{Z} = (z_{i,j})_{n \times m} \quad (3)$$

式中: n 为负荷节点数; m 为发电机节点数; $z_{i,j}$ 为节点 i, j 间的转移阻抗。

2.2.2 计算转移分布因子矩阵

定义负荷转移分布因子矩阵 $\mathbf{L} = (l_{i,j})_{n \times m}$ 和发电转移分布因子矩阵 $\mathbf{G} = (g_{j,i})_{m \times n}$, 具体可表示为

$$l_{i,j} = \frac{\prod_{p=1, p \neq j}^n z_{i,p}}{\sum_{j=1}^n \prod_{p=1, p \neq j}^n z_{i,p}} \quad (4)$$

$$g_{j,i} = \frac{\prod_{q=1, q \neq i}^m z_{q,j}}{\sum_{i=1}^n \prod_{q=1, q \neq i}^m z_{q,j}} \quad (5)$$

式中: $l_{i,j}$ 为在负荷节点 i 增加单位功率后, 分配到发电节点 j 的功率; $g_{j,i}$ 为在发电节点 j 增加单位

功率后, 分配到负荷节点 i 的功率。

2.3 功率分配矩阵的计算

2.3.1 计算发电-负荷功率分配矩阵

发电机的实际出力与直接按电气距离分摊的计算结果可能存在差异, 需要通过迭代的方法对分摊计算结果进行调整。

记在某一特定运行条件下的发电节点对负荷节点的功率分配矩阵为 P_{GL} , 该矩阵中各元素的值通过迭代的方法计算, 记第 k 次迭代后的值为

$$P_{\text{GL}}^{(k)} = (p_{\text{GL},j-i}^{(k)})_{m,n} \quad (6)$$

$$p_{\text{GL},j-i}^{(0)} = l_{j,i} \times l_{p_i}^{(0)} \quad (7)$$

式中: $p_{\text{GL},j-i}^{(k)}$ 为第 k 次迭代中节点 j 的发电机发出的功率中节点 i 处负荷所占的大小; $l_{p_i}^{(0)}$ 为节点 i 处的负荷大小。

2.3.2 第 k 次迭代进行功率分配

第 $k-1$ 次迭代后节点 j 的发电机总出力为 $g_{P_j}^{(k-1)}$, 与实际出力 $g_{P_j}^{(0)}$ 的差额为 $\Delta g_{P_j}^{(k-1)}$, 即

$$g_{P_j}^{(k-1)} = \sum_{i \in N} p_{\text{GL},j-i}^{(k-1)} \quad (8)$$

$$\Delta g_{P_j}^{(k-1)} = g_{P_j}^{(0)} - g_{P_j}^{(k-1)} \quad (9)$$

然后将差额 $\Delta g_{P_j}^{(k-1)}$ 经发电转移分布因子分配到各个负荷节点, 负荷节点的实际值不发生变化, 因此, 计算时差额 $\Delta l_{P_i}^{(k-1)}$ 完全由发电机出力差额产生, 即

$$\Delta l_{P_i}^{(k-1)} = - \sum_{j \in M} \Delta g_{P_j}^{(k-1)} \times g_{j,i} \quad (10)$$

最后将 $\Delta l_{P_i}^{(k-1)}$ 回馈给发电节点, 得到第 k 次发电节点的出力与其实际出力的差额, 并更新功率分配矩阵 $P_{\text{GL}}^{(k)}$ 中各元素, 即

$$p_{\text{GL},j-i}^{(k)} = p_{\text{GL},j-i}^{(k-1)} + \Delta g_{P_j}^{(k-1)} \times g_{j,i} + \Delta l_{P_i}^{(k-1)} \times l_{i,j} \quad (11)$$

2.3.3 收敛条件判断

如果 $\Delta g_{P_j}^{(k-1)}$ 小于事先设定的一个数值 ε , 那么迭代结束, 否则重复上述步骤。

$$\Delta g_{P_j}^{(k-1)} = g_{P_j}^{(0)} - g_{P_j}^{(k-1)} \leq \varepsilon \quad (12)$$

2.4 考虑全负荷水平的配电成本分摊方法

对典型运行场景进行潮流分析后, 得到每条线路上的有功潮流值, 该值与线路有效容量的比例既为有效负荷率, 则线路一次系统成本中的潮



流相关成本为

$$C_{LNF} = C_{LNtotal} \times \frac{P_{flow, LN}}{P_{EC, LN}} \quad (13)$$

式中： C_{LNF} 为线路 LN 中潮流相关的成本； $C_{LNtotal}$ 为线路 LN 的一次系统总成本； $P_{flow, LN}$ 为线路 LN 上的有功潮流； $P_{EC, LN}$ 为线路 LN 的有效容量。

则线路一次系统成本中的潮流无关成本为

$$C_{LNN} = C_{LNtotal} - C_{LNF} \quad (14)$$

式中： C_{LNN} 为线路 LN 中潮流无关的成本。

与潮流无关成本按邮票法分摊，根据所有纳入考虑的运行方式中用户负荷峰值的最大值，按照邮票法分摊给各个用户，即

$$C_{LNN, i} = C_{LNN} \times \frac{P_{max, i}}{\sum_{i \in M} P_{max, i}} \quad (15)$$

式中： $C_{LNN, i}$ 为负荷节点 i 分摊的与潮流无关成本； $P_{max, i}$ 为根据所有纳入考虑的运行方式中用户负荷峰值的最大值； M 是所有负荷用户的集合。

对于某一负荷节点 i ，在该典型运行场景下，分别计算其对于不同线路的全负荷水平线路使用程度，得到该负荷对应在各条线路中应承担的成本，求和即为负荷节点 i 的潮流相关总成本。本文考虑按每日收集 96 个数据即每 15 min 采样一次的尺度进行分摊和计算，每次的采样结果均可对应一种典型运行方式。其中对分布式能源出力的采样也以 15 min 为尺度，即保证计算精度也能够与分摊尺度匹配。

2.4.1 全负荷水平线路使用程度计算方法

首先，计算负荷节点增加单位负荷时，新的发电机出力。通过前面源流分析得到的发电-负荷功率分配矩阵计算该微增负荷在发电节点之间的分配，得到新的发电机出力、负荷值。认为功率微增时，引起的网损变化既对阻抗矩阵的影响可以不计。

接着，计算该微增负荷引起的线路潮流变化。对与配网中的线路 LN，计算每个负荷节点增加单位负荷时线路 LN 上增加的潮流 $dF_{i-j, LN}$ ，记为负荷节点 i 在负荷水平为 j 时对线路 LN 的单位使用程度，考虑到不同节点用户功率变化可能引起潮流变化方向不同，因此 $dF_{i-j, LN}$ 值可以为负值。

在此基础上，计算负荷 i 对线路的全负荷水平线路使用程度。保持其他负荷节点的负荷值不

变，计算节点 i 处负荷从零增至典型值时，在各负荷水平下对线路的单位使用程度，累加得到该节点对线路的全负荷水平线路使用程度，计算过程中需要根据负荷变化情况不断调整发电-负荷功率分配矩阵。负荷节点 i 对线路 LN 的全负荷水平线路使用程度为

$$F_{i, LN} = \sum_{j=1}^{l_i} dF_{i-j, LN} \quad (16)$$

式中： l_i 为节点 i 的负荷功率； $F_{i, LN}$ 的值可以为负数。

2.4.2 成本分摊方法

(1) 计算线路 LN 的潮流相关成本。认为每个节点应分摊的线路 LN 的成本 $C_{i, LN}$ 按对线路 LN 的相对使用程度比例分摊，即

$$C_{i, LNF} = \frac{\max\{F_{i, LN}, 0\}}{\sum_{i \in M} \max\{F_{i, LN}, 0\}} \times C_{LNF} \quad (17)$$

式中： M 为所有负荷用户的集合；当负荷节点 i 对线路 LN 的全负荷水平线路使用程度 $F_{i, LN}$ 为负时，既在此场景中该节点处负荷增加可以促进线路的负载降低，无须承担此线路潮流相关的成本，既分摊时按零处理，能够有效激励用户帮助缓解线路压力。

(2) 计算负荷节点 i 潮流相关的总成本。按上述方式计算得到负荷节点 i 应分摊的所有线路中潮流相关的成本，求和得到负荷节点 i 潮流相关的总成本，即

$$C_{i, \Omega} = \sum_{LN \in \Omega} C_{i, LNF} \quad (18)$$

式中： Ω 为该场景下所有参与运行线路的集合； $C_{i, \Omega}$ 为负荷节点 i 在该场景下应承担的潮流相关的总成本。

3 算例分析

以 IEEE 14 节点为例进行算例分析，IEEE 14 节点系统的连接方式如图 3 所示。IEEE 14 节点系统的网络拓扑含有闭环结构和分布式电源，与主动配电网的结构和组成相似。

该系统是一个环形的系统，电压等级属于高压配电网。考虑到对于主动配电网来讲，成环运

行的可能性较大,因此,本文采用了环形系统进行算例分析。对于中低压配电网,仅在网损等值时,可能因为电压无明显偏差的假设造成一定误差,但考虑到分布式电源对于节点电压具有一定的支撑作用,该误差对实际计算结果的精度影响不大。采用 IEEE 14 节点系统作为算例具有很强的代表性。

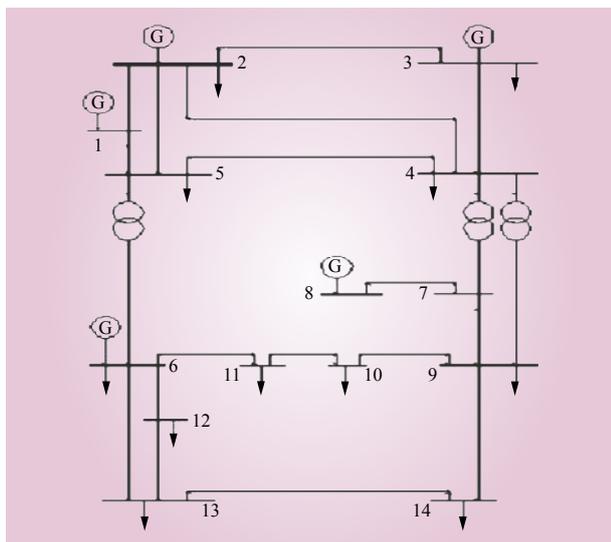


图 3 IEEE 14 节点系统接线

Fig. 3 The wiring diagram of the IEEE 14 bus system

IEEE 14 节点系统中有 5 个分布式发电机节点、11 个负荷节点以及 20 条线路。算例中除机组出力 and 负荷需求以外的基本数据均为 IEEE 14 节点算例中的原始数据,平衡节点 1 即为与主网的连接点,机组出力和负荷需求的数据如表 1 和表 2 所示。

表 1 发电机出力

Table 1 Outputs of generators

发电机节点	1	2	3	6	8
发电机出力/MW	50	25	120	60	40

表 2 负荷需求

Table 2 Load demand

负荷节点	2	3	4	5	6	9	10	11	12	13	14
负荷需求/MW	30	100	50	25	10	30	10	5	5	10	20

3.1 运行状态设置

设置系统运行的典型方式,将其记为基本状态,分别对发电机出力和负荷需求进行赋值,见表 1 和表 2,此时,所有线路处于闭合工作状

态。其中,基本状态在文中仅指这一运行状态,用于与后续两个运行状态进行对比,起到对照组的作用,不是配网成本的分摊依据。成本分摊的最终结果由多种运行方式下的分摊结果综合得到。

为比较主动配电网在不同运行方式下配电成本分摊的差异性,设置一个新的运行状态(记为潮流改变状态),以表示分布式能源出力波动引起潮流方向变化的状态,同时能够体现出间歇式电源出力的波动性。此时发电机节点 2 接一个储能单元,从原有放电状态出力 25 MW 转变为充电状态负荷 75 MW,发电机节点 6 分布式能源出力波动,出力值由 60 MW 提高至 160 MW,如表 3 和表 4 所示。

表 3 改变后的发电机出力

Table 3 Changed outputs of generators

发电机节点	1	3	6	8
发电机出力/MW	50	120	160	40

表 4 改变后的负荷需求

Table 4 Changed load demand

负荷节点	2	3	4	5	6	9	10	11	12	13	14
负荷需求/MW	105	100	50	25	10	30	10	5	5	10	20

主动配电网的不同运行方式除了由分布式能源出力波动引起外,还可能由网络拓扑改变引起,因此设置第 3 个运行状态(记为潮流拓扑改变状态),以表示在网络拓扑结构改变的情况下潮流发生变化的状态。此时线路 2-5、线路 3-4 断开,其余线路工作状态不变。发电出力和负荷需求和基本状态时相同。

3.2 计算结果

3.2.1 基本状态下不同计算方法的分摊结果

基本状态下,以线路 2-4 为例,记线路 2-4 的有效容量为 50 MW,当前系统运行状态下线路 2-4 上的有功潮流为 16.92 MW。分别采用本文提出的方法、传统的 GLDF 方法和考虑网损修正的 GLDF 方法对线路 2-4 的成本进行分摊计算,结果如表 5 所示。

3.2.2 不同运行状态下的分摊结果

潮流改变状态下线路 2-4 上的有功潮流为负 12.89 MW,意味着潮流方向为从节点 4 流向节点 2,为避免表述不清,认为节点对线路的全负



表5 基本状态下线路2-4总成本的分摊结果

Table 5 Allocation results of total cost of line 2-4 under basic conditions

节点编号	负荷节点分摊占比/%		
	本文改进方法	传统GLDF方法	传统GLDF方法考虑网损修正
2	0	0	0
3	0	0.14	1.29
4	19.27	13.98	14.39
5	1.16	2.82	2.75
6	0	1.27	1.01
9	8.52	7.14	7.16
10	0.53	1.90	1.70
11	0	0.51	0.28
12	0	0.38	0.26
13	0	1.42	1.25
14	4.36	4.27	4.34
与潮流无关的	66.16	66.16	66.16

荷水平线路使用程度以线路中潮流的实际流向为正。网络拓扑变化后的系统运行状态下线路2-4上的有功潮流为35.28 MW。线路2-4总成本的分摊结果如表6所示。

3.3 比较分析

3.3.1 基本状态下不同计算方法结果的比较分析

在基本状态下通过不同计算方法得到的分摊结果存在较大差异。对比本文方法和传统方法分摊结果可以看出，由于传统的GLDF方法忽视了配电网的网损修正，个别无须分摊线路成本的节点在此结果中也承担了线路成本。而对传统GLDF方法考虑网损后，与本文提出方法的结果会“契合”一些，但由于没有考虑配电网的非线性问题，计算结果仍有较大的误差。因此，表5的结果表明在对主动配电网的成本进行分摊时，考虑网损修正和全负荷水平线路使用程度分析是非常有必要的，可以有效提高分摊结果的准确性。

3.3.2 不同状态下计算结果的比较分析

对3种状态下线路总成本的分摊结果进行比较和分析。在如基本状态的运行状态下，由负荷节点4的功率增加引起的线路2-4潮流变化为正，同时负荷节点4与节点2相连的发电机电气距离较近，分得的线路2-4上的有功潮流比例也较高，因此，对线路2-4的使用程度也较高，应

表6 不同运行状态下线路2-4总成本的分摊结果

Table 6 Allocation results of total cost of line 2-4 under different conditions

节点编号	负荷节点分摊占比/%		
	基本状态	潮流改变状态	拓扑改变状态
2	0	10.16	0
3	0	3.06	0
4	19.27	0	20.22
5	1.16	2.38	9.38
6	0	2.16	4.74
9	8.52	0.99	12.52
10	0.53	1.62	5.03
11	0	1.51	2.83
12	0	1.18	2.57
13	0	1.75	4.71
14	4.36	0.96	8.58
与潮流无关的	66.16	74.22	29.44

分摊的线路潮流相关成本比例也较高，但此时线路的有效负荷率较低，在结合线路使用程度和线路有效负荷率后，得到的负荷节点4需要承担的线路2-4的潮流相关成本和线路2-4总成本的比例为0.1927，这一结果具有较强的合理性。

当储能或分布式能源的出力波动导致出现双向潮流时，如潮流改变状态的运行状态下，线路2-4上有功潮流方向改变。此时，若负荷节点4的功率增加，则促进与节点2相连的发电机出力升高，使得线路2-4上的潮流减小，缓解线路的负载压力，因此，节点4对线路2-4的使用程度为负，无须承担线路2-4的潮流相关成本。这一结果能够体现出其对主动配电网潮流多变的适应性，同时，对用户做出的电网友好行为有一定的激励作用。

在拓扑改变状态中，网络拓扑结构变化。线路2-5、3-4断开后，由于系统中发电出力与负荷需求都不变，原本这两条线路上的潮流转移到线路1-5和线路2-4上，使得线路2-4的有效负荷率明显提高，表6中潮流无关部分所占总成本的比例也响应减小。由于线路2-5、3-4断开，负荷节点4到负荷节点14对线路2-4的使用程度与基本状态时相比均明显增加，这一计算结果与系统的实际运行基本状态相符。



通过基本状态和潮流改变状态的对比可以发现, 本文所提出的分摊方法能够较好适应主动配电网潮流多变的情况, 并对用户友好的用电行为起到一定的激励作用。

4 结语

本文提出了一种适用于主动配电网的基于 GLDF 分布因子法和全负荷水平使用程度的配电价分摊方法, 该方法能够较好地适应主动配电网潮流及网络拓扑多变的特性, 并充分体现负荷节点对线路的使用程度, 可以为引导市场用户的用电行为提供经济信号, 为未来配电网的发展提供参考。同时, 由于是对每条线路成本分摊分别进行计算, 本方法能够促使配电商对配电资产按线路进行独立评估, 促进配电资产的有效管理。

利用这一分摊方法得到的配电价与传统的配电价分摊结果相比更加准确、合理, 有利于促进用户用电行为向配网友好的方向发展。如何通过配电价分摊进一步引导用户参与需求侧响应将成为未来的研究内容。

参考文献:

[1] 钟清, 余南华, 孙闻, 等. 主动配电网分布式电源规划及经济性分析 [J]. *电力系统及其自动化学报*, 2014, 26(11): 82-86.
ZHONG Qing, YU Nanhua, SUN Wen, *et al.* Distribution generation programming and economical analysis of active distribution network[J]. *Proceedings of the CSU-EPSA*, 2014, 26(11): 82-86.

[2] 钟清, 余南华, 尤毅, 等. 主动配电网技术特性及评估指标体系 [J]. *电力建设*, 2015, 36(1): 122-127.
ZHONG Qing, YU Nanhua, YOU Yi, *et al.* Technical characteristics and evaluation index system of active distribution network[J]. *Electric Power Construction*, 2015, 36(1): 122-127.

[3] HAPP H H. Cost of wheeling methodologies[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1994, 9(1): 147-156.

[4] 曾鸣. 电力市场理论及应用 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2000.

[5] LIMA J W M, PEREIRA M V F, PEREIRA J L R. An integrated framework for cost allocation in a multi-owned transmission system[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1995, 10(2): 971-977.

[6] SHIRMOHAMMADI D, GRIBIK P R, LAW E T K, *et al.*

Evaluation of transmission network capacity use for wheeling transactions[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1989, 4(4): 1405-1413.

[7] 荆朝霞, 刘瑗瑗, 曾丽. 4 种电网源流分析方法比较 [J]. *电力系统自动化*, 2010, 34(23): 42-51.
JING Zhaoxia, LIU Yuanyuan, ZENG Li. Comparison between four commonly used power flow composition analytic methods[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2010, 34(23): 42-51.

[8] 荆朝霞, 段献忠, 文福拴, 等. 输电系统固定成本分摊问题 [J]. *电力系统自动化*, 2003, 27(16): 94-100.
JING Zhaoxia, DUAN Xianzhong, WEN Fushuan, *et al.* A literature survey on allocations of transmission fixed costs[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2003, 27(16): 94-100.

[9] PEREIRA F, SOARES J, FARIA P, *et al.* Allocation of fixed costs considering distributed generation and distinct approaches of demand response remuneration in distribution networks[C]//2016 Clemson University Power Systems Conference (PSC), March 8-11, 2016. Clemson, SC. IEEE, 2016: 1-8.

[10] ABDELMOTTELEB I, ROMAN T G S, RENESES J. Distribution network cost allocation using a locational and temporal cost reflective methodology[C]//2016 Power Systems Computation Conference (PSCC), June 20-24, 2016. Genoa, Italy. IEEE, 2016: 1-7.

[11] NG W Y. Generalized generation distribution factors for power system security evaluations[J]. *IEEE Power Engineering Review*, 1981, PER-1(3): 18-19.

[12] 陈彬, 于继来. 电力网络拓扑分析与源流路径链生成算法 [J]. *电力系统及其自动化学报*, 2012, 24(1): 25-31.
CHEN Bin, YU Jilai. Algorithm of power network topology analysis and path chains generation[J]. *Proceedings of the CSU-EPSA*, 2012, 24(1): 25-31.

[13] 荆朝霞, 廖名洋, 聂更生, 等. 输电固定成本分摊中最大化综合效益的源流分析方法 [J]. *电力系统自动化*, 2013, 37(23): 71-77.
JING Zhaoxia, LIAO Mingyang, NIE Gengsheng, *et al.* A source-sink analysis method for maximizing social surplus in transmission fixed cost allocation[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2013, 37(23): 71-77.

[14] 夏妍. 考虑输配电成本分摊的主动配电网日前交易模式研究 [D]. 北京: 华北电力大学 (北京), 2017.
XIA Yan. Day-ahead transaction mode in active distribution network considering transmission and distribution cost allocation[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2017.

[15] 蔡晓波, 吴政球, 匡文凯, 等. 基于直流分布因子的可用输电能力灵



- 敏度分析[J]. *电网技术*, 2006, 30(18): 45-48.
- CAI Xiaobo, WU Zhengqiu, KUANG Wenkai, *et al.* Study on sensitivity of available transfer capability based on DC distribution factors[J]. *Power System Technology*, 2006, 30(18): 45-48.
- [16] GALETOVIC A, MUNOZMONTECINOS C. The new Chilean transmission charge scheme as compared with current allocation methods[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2006, 21(1): 99-107.
- [17] SAXENA A, PANDEY S N, SRIVASTAVA L. DC-OPF based allocation of wheeling prices for varying contribution of producers and customers[C]//2016 IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES), July 4-6, 2016. Delhi, India. IEEE, 2016: 1-5.
- [18] RADZI N H, DONG Z Y, HASSAN M Y. A new transmission charging methodology for Australian National Electricity Market[C]//2011 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, November 13-16, 2011. Perth, WA. IEEE, 2011: 1-8.
- [19] 何天雨, 卫志农, 孙国强, 等. 基于网损等值负荷模型的改进直流最优潮流算法[J]. *电力系统自动化*, 2016, 40(6): 58-64.
- HE Tianyu, WEI Zhinong, SUN Guoqiang, *et al.* Modified direct current optimal power flow algorithm based on net loss equivalent load model[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2016, 40(6): 58-64.
- [20] 谭玉东, 李欣然, 蔡晔, 等. 基于电气距离的复杂电网关键节点识别[J]. *中国电机工程学报*, 2014, 34(1): 146-152.
- TAN Yudong, LI Xinran, CAI Ye, *et al.* Critical node identification for complex power grid based on electrical distance[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2014, 34(1): 146-152.

作者简介:

张伊(1993—), 女, 硕士研究生, 从事电力市场、电力规划研究, E-mail: zhangyi.0844@yahoo.com;

陈启鑫(1982—), 男, 通信作者, 博士, 副教授, IEEE 高级会员, 从事低碳电力、电力市场、电力规划研究, E-mail: qxchen@tsinghua.edu.cn;

夏清(1957—), 男, 教授, IEEE 高级会员, 从事电力市场、电力规划、负荷预测研究, E-mail: qingxia@mail.tsinghua.edu.cn。

(责任编辑 张重实)

Active Distribution Network Cost Allocation Method Based on Distribution Factor Method

ZHANG Yi¹, CHEN Qixin¹, XIA Qing¹, SHI Lei², YU Le², XIE Xu², ZHANG Jing²

(1. State Key Lab of Control and Simulation of Power System and Generation Equipments, Tsinghua University, Beijing 100084, China;
2. North China Branch of State Grid Corporation of China, Beijing 100053, China)

Abstract: Considering the characteristics of active distribution network's flexible topology and variable power flow, the traditional method of cost allocation is no longer applicable. Therefore, this paper proposes a new cost allocation method for the active distribution network based on the generalized load distribution factor (GLDF). By calculating the distribution factor of nodes and topology, the proposed method can dynamically adapt to the changing operation mode of active distribution network. Through network loss modification and analysis of the full load level utilization, the DC power flow model kernel of the distribution factor method is improved. This method not only has good adaptability to active distribution network, but also can be used to objectively measure the usage of different load nodes in different operation modes. Moreover, this method is helpful to guide the market users to adjust their electricity consumption behavior. The feasibility and rationality of the method is verified by an example.

This work is supported by the Science and Technology Project of SGCC (No.SGNC0000BGWT1900057).

Keywords: active distribution network; distribution cost allocation; distribution factor method; network loss modification; full load level