

基于负荷监测系统的配电网区间潮流计算

傅晓飞¹, 刘自超², 廖天明¹, 陆如²

(1. 国网上海电力公司, 上海 200122; 2. 上海电力学院电气工程学院, 上海 200090)

摘要: 负荷监测系统和电能量采集系统是上海地区各供电公司近年来新装的用于监视和分析地区配电设备和配电设备负荷情况的重要监视系统。在负荷监测系统所采集配变负荷数据的基础上, 计及系统所采集数据的误差, 基于区间数理论对负荷进行不确定性建模并进行区间潮流计算, 提出基于蒙特卡洛模拟法的配电网区间潮流计算方法。使用该方法能求得区间不确定信息下的网络状态和关键指标的区间分布, 为配电网的运行和管理提供重要参考。以上海某地区某条实际 10 kV 馈线为例进行计算, 计算结果验证了该方法的正确性和有效性。

关键词: 负荷监测系统; 区间数; 潮流计算; 配电网

Interval Power Flow Calculation of Distribution Network based on Load Monitoring System

FU Xiaofei¹, LIU Zichao², LIAO Tianming¹, LU Ru²

(1. State Grid Shanghai Electric Power Company, Shanghai 200122, China;

2. College of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China)

Abstract: Load monitoring system and electric energy collection are important monitoring systems installed in power supply companies in Shanghai in recent years for monitoring and analyzing the load situation of distribution equipment. Based on the load data of distribution transformer collected by the load monitoring system and in consideration of error of the data collected by the system, load uncertainty is modeled and interval power flow is calculated by interval number theory. In addition, an interval power flow calculation method of distribution network based on Monte Carlo Simulation is proposed. The method can obtain the interval distribution of the network state and the key index of the uncertain interval information, providing important reference to the operation and management of the distribution network. The correctness and effectiveness of this method is verified by the example of a 10 kV feeder in Shanghai.

Key words: load monitoring system; interval number; power flow calculation; distribution network

0 引言

配电网潮流计算主要是基于确定的负荷参数信息前提下的潮流计算模型^[1]。然而, 由于配电网分支多且接线复杂, 网络上的负荷数量和种类也较多, 因此, 即使装备了负荷监测系统和TMRS (电能量采集和管理系统), 配电馈线上负荷参数信息也很难全部采集, 主要原因如下^[2-3]:

(1) 负荷监测系统的安装是近些年开展的工作。对于多年前的老旧杆架式变压器和箱式变

器, 在投运时并未安装负荷监测仪, 在改造过程中, 考虑到工程进度和停电方面的因素, 仍有部分老旧配电变压器未安装负荷监测仪。

(2) TMRS 系统虽然能够获取配电网大用户的信息, 但大用户中只有部分安装有负荷控制装置, 因此并不是所有用户信息均可以通过 TMRS 系统掌握, 部分用户信息需要现场抄录。比如, 装有负荷控制装置的大用户, 通过 TMRS 系统能够获取该用户 1 天 96 点的负荷信息, 而未装设负荷控制装置的用户, 通过 TMRS 系统仅能获取其中 24 点的电量信息, 因此通过电量信息转化到负荷信息也会存在误差。

(3) 已安装负荷监测仪的配电变压器和已安

装集抄负控终端的大用户,由于设备自身的不确定性因素,可能存在由于设备故障、通信故障等原因造成无法远程获取数据或仅能获取部分时段数据等情况。

综上所述,指定馈线上负荷数据的获取存在着很大的不确定性,因此在潮流计算时,需要考虑这些不确定因素并进行适当的数学建模,进行所谓不确定性潮流计算,进而得到不确定负荷下馈线上所有节点电压、相角和网络线损等指标的变化范围。

不确定性因素的建模主要包括概率模型^[4-5]、模糊模型^[6-8]和区间模型^[9-13]3种。相比其它不确定性负荷模型,区间模型具有参数获取简单的优点。考虑到松江电网配电负荷自身的特性,采用区间模型对不确定性负荷进行数据建模,将不确定性负荷等效为区间数。

在不确定性潮流模型的求解上,主要有不确定性数学理论计算方法和蒙特卡洛模拟方法2种,考虑到不确定性数学理论计算方法的计算复杂且非线性计算理论依据不足的缺点,采用基于蒙特卡洛模拟仿真的方法进行区间不确定性负荷下的区间潮流计算。使用蒙特卡洛模拟法对不确定性负荷进行大量的数据抽样,可将不确定的区间潮流计算问题转化为多个确定的潮流计算问题,在此基础上对多个确定性潮流计算所得结果进行统计分析,得到区间不确定性负荷下的配电网运行状态和网损指标的变化区间。

1 区间数的基本理论和计算

为了自动核对计算结果,摩尔于20世纪50年代末提出了区间数算法的概念,之后区间数运算很快成了计算数学一个活跃的分支。区间数作为实数的集合在经典数学中已有明确的含意,近年来随着模糊数学的兴起,在其理论完善的诸多方面都用到了有关区间数的四则运算。

设 R 表示实数集。对任意的 $\alpha_1, \alpha_2 \in R$,如果 $\alpha_1 \leq \alpha_2$,则称闭区间数 $A = [\alpha_1, \alpha_2] = \{x | x \in R, \alpha_1 \leq x \leq \alpha_2\}$ 为一个区间数。全体区间数组成的集合记为 $I(R)$ 。显然,对任意的 $A \in I(R)$,如果 $\alpha_1 = \alpha_2$ 则 $A = \{\alpha\}$ 即为普通的实数,因而 $R \subset I(R)$ 。所以区间数是实数的推广。

对任意的 $A, B \in I(R)$,称 A 与 B 相等,记

为 $A=B$,如果 $\alpha_1=b_1$ 且 $\alpha_2=b_2$ 。设 $*$ 是 R 上的一个二元运算,利用经典的扩展原理可在 $I(R)$ 上定义相应的标准运算如下:

对任意的 $A, B \in I(R)$,定义 $A * B = \{Z | Z = x * y, \forall x \in A, y \in B\}$ 。易知:

$$A+B=[a_1+b_1, a_2+b_2] \quad (1)$$

$$A-B=[a_1-b_1, a_2-b_2] \quad (2)$$

$$AB=[\min(a_1b_1, a_2b_2, a_1b_2, a_2b_1), \max(a_1b_1, a_2b_2, a_1b_2, a_2b_1)] \quad (3)$$

$$A/B=[\min(a_1/b_1, a_2/b_2, a_1/b_2, a_2/b_1), \max(a_1/b_1, a_2/b_2, a_1/b_2, a_2/b_1)] \quad (0 \notin B) \quad (4)$$

特别的,如果 $a_1, b_1 > 0, k \geq 0$ 则:

$$kA=[ka_1, ka_2] \quad (5)$$

$$A/B=[a_1/b_1, a_2/b_2] \quad (6)$$

$$kA=[ka_1, ka_2] \quad (7)$$

从上述区间数的基本计算公式可以看出,区间数的计算相比实数的计算较为复杂,上述公式为线性计算方法。对于区间数的非线性计算,计算步骤将更加复杂,对于非线性方程中区间变量的求解,在数学理论上也尚未完善,因此基于区间数学方法的区间潮流计算缺少理论依据,无法直接求解。

2 基于负荷监测系统的配电网区间潮流计算方法

2.1 区间不确定负荷的建模方法

区间不确定性负荷的区间数模型为:

$$\bar{P}_L = [P_{L\min}, P_{L\max}], \bar{Q}_L = [Q_{L\min}, Q_{L\max}] \quad (8)$$

式中: $P_{L\min}$ 为不确定负荷有功功率的区间下限值; $P_{L\max}$ 为不确定负荷有功功率的区间上限值; $Q_{L\min}$ 为不确定负荷无功功率的区间下限值; $Q_{L\max}$ 为不确定负荷无功功率的区间上限值。

可见,只要给出不确定性负荷可能取到的负荷上下限值,即可得到区间负荷的区间分布。

对区间不确定负荷的建模方法如下:

(1)对于有功电量和无功电量已知,有功功率和无功功率未知的负荷。将有功、无功电量数值直接作为有功、无功功率区间分布的平均值,有功功率和无功功率的上下限分别取值为平均值一定正负百分比的数值。

(2)对于有功电量已知,无功电量、有功功率和无功功率未知的负荷。将有功电量数值作为

有功功率区间分布的平均值, 无功电量取值为设定功率因数的有功电量, 后面关于有功功率和无功功率的取值处理同第1条方法。

(3)对于有功电量、无功电量、有功功率和无功功率均未知的负荷。既可以通过查询TCM系统获取用户的月电量信息, 再转化成每小时的电量信息, 也可以将有功功率和无功功率取值为用户额定容量的一定正负百分比的数值, 然后处理方法同第1条方法。

通过上述处理, 可将不确定负荷转化成区间模型, 供区间潮流计算使用。

2.2 蒙特卡洛模拟法求解区间潮流

使用蒙特卡洛模拟法计算区间潮流, 首先需要对区间不确定性负荷进行随机抽样模拟。设某负荷点处不确定有功、无功功率的区间分布为 $\bar{P}_L = [P_{Lmin}, P_{Lmax}]$, $\bar{Q}_L = [Q_{Lmin}, Q_{Lmax}]$ 。针对该负荷点的随机抽样的步骤如下:

- (1) 设取样次数为 N , $i=0$;
- (2) $i++$, 若 $i < N$, 转(3); 否则, 终止程序;
- (3) 产生2个随机数 $r_1 \in [0, 1]$, $r_2 \in [0, 1]$;
- (4) 令 $P_{Li} = P_{Lmin} + (P_{Lmax} - P_{Lmin})r_1$, $Q_{Li} = Q_{Lmin} + (Q_{Lmax} - Q_{Lmin})r_2$;
- (5) 转(2)。

通过上述抽样步骤可以看出: 区间负荷的抽样基于负荷的不确定性分布对有功功率和无功功率分别抽样, 这样虽然在抽样次数上增多, 但是可以保证有功、无功功率抽样数值的弱相关性, 使抽样负荷更加符合实际情况。

通过上述区间负荷的抽样过程, 可以得到 N

个确定的负荷有功、无功功率数值, 然后对于抽样得到的所有有功、无功功率数值使用前推回代潮流计算方法进行确定性的配电网潮流计算, 即可得到所有确定性抽样负荷下的确定性潮流计算结果, 最后将所有计算结果按照大小进行排序, 即可得到指定计算结果的区间分布数值。

3 算例分析

采用上海某地区35 kV香泾变电站的10 kV出线香10夏泾线为例对该算法进行验证。该馈线的电系接线如图1所示, 假定所有负荷服从区间分布 $[0.95P_L, 1.05P_L]$, 其中 P_L 为确定性的负荷数值, 当然, 本算例所假定的区间数仅为一个参考, 节点1为平衡节点, 实际计算过程中, 可针对实际负荷情况, 只对不确定信息进行区间建模, 对已知的确定性信息不用建模; 或根据负荷的不确定性程度设定不同的区间范围。

区间负荷下, 对香10夏泾线进行区间潮流计算, 部分节点电压、相角的计算结果如表1所示。

从表1的计算结果可以看出, 区间不确定性负荷下, 通过区间潮流计算得到的节点电压、相角数值也都为区间数的形式。根据这些区间数, 可以判定系统部分负荷信息未知情况下, 网络节点电压和节点相角的大致区间分布及其可能取值的上下限值。

表2给出了区间负荷下, 电网各种指标计算结果的区间数形式。通过该表可得到区间负荷下, 电网各种计算指标的上下限值, 供运行人员参考。

为说明区间取值范围对计算结果的影响, 在

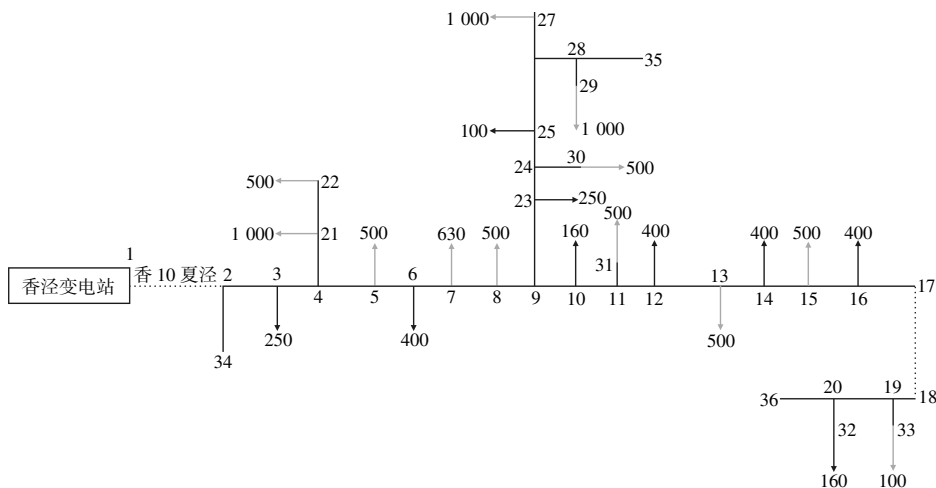


图1 香10夏泾线电系接线

表1 香10夏泾线所有节点区间电压相角计算结果

节点号	电压区间下限 (有名值/kV)	电压区间上限 (有名值/kV)	相角区间 下限/(°)	相角区间 上限/(°)
1	10.500	10.500	0.000	0.000
2	10.497	10.497	-0.016	-0.015
3	10.482	10.483	-0.054	-0.050
4	10.467	10.468	-0.091	-0.086
5	10.453	10.455	-0.126	-0.118
30	10.394	10.399	-0.283	-0.265
31	10.394	10.399	-0.278	-0.259
32	10.376	10.382	-0.322	-0.300
33	10.377	10.383	-0.320	-0.298

表2 香10夏泾线关键性能评价指标区间数值

指标	区间下限值	区间上限值
总输出有功功率/kW	4 048.517	4 268.093
总输出无功功率/kvar	1 049.750	1 089.634
总有功负荷/kW	4 009.336	4 225.079
总无功负荷/kvar	949.342	987.200
总有功损耗/kW	39.181	43.163
总无功损耗/kvar	98.620	103.762
总线路有功损耗/kW	31.410	34.738
总线路无功损耗/kvar	25.686	28.612
总变压器有功损耗/kW	7.725	8.476
总变压器无功损耗/kvar	72.729	75.344
总有功线损率/%	0.968	1.021
总无功线损率/%	9.221	9.737
纯线路有功损耗比例/%	79.415	81.287
纯线路无功损耗比例/%	25.751	27.966
杆上变压器有功损耗比例/%	18.713	20.585
杆上变压器无功损耗比例/%	72.034	74.249
最大电压偏移/V	118	124
最大相角偏移/(°)	-0.322	-0.300

前面算例的基础上,进一步假定负荷不确定性程度较大,设所有负荷服从区间分布 $[0.9P_L, 1.1P_L]$,其中 P_L 为确定性负荷数值。设蒙特卡洛模拟的次数为1 000次,对香10夏泾线进行区间潮流计算,计算结果如表3所示。

表3给出了区间负荷下,电网各种指标计算结果的区间数形式。同前面算例所给定的区间负荷下的潮流计算结果相对比可以看出,上一算例中各指标的区间数值均包含在本算例所得指标的区间上下限值之内,因此从另一个方面说明本节的计算结果是准确的。也说明区间负荷的区间范围越大,系统的不确定性程度越高,所得各种电

表3 香10夏泾线关键性能评价指标区间数值

指标	区间下限值	区间上限值
总输出有功功率/kW	3 934.444	4 373.597
总输出无功功率/kvar	1 028.203	1 110.282
总有功负荷/kW	3 897.073	4 328.558
总无功负荷/kvar	928.296	1 006.953
总有功损耗/kW	37.371	45.038
总无功损耗/kvar	96.480	105.713
总线路有功损耗/kW	29.646	36.377
总线路无功损耗/kvar	24.379	30.004
总变压器有功损耗/kW	7.346	8.841
总变压器无功损耗/kvar	71.405	76.645
总有功线损率/%	0.950	1.043
总无功线损率/%	9.003	9.988
纯线路有功损耗比例/%	78.249	82.032
纯线路无功损耗比例/%	24.934	28.647
杆上变压器有功损耗比例/%	17.968	21.751
杆上变压器无功损耗比例/%	71.353	75.066
最大电压偏移/V	114	126
最大相角偏移/(°)	-0.322	-0.300

网性能评价指标的变化区间范围也越大。

4 结语

针对准确获取配电网所有负荷数据所存在的难度,主要研究了区间不确定负荷下,基于负荷监测系统的配电网区间潮流计算方法。首先,针对配电网中负荷来源存在不确定性的特点,建立了适合配电网负荷的区间不确定性负荷模型,然后,给出基于蒙特卡洛模拟法和前推回代配电网潮流计算方法的区间潮流计算方法,求解该区间潮流模型可以得到配电网所有节点电压、相角的区间数形式,以及网损等重要网络性能评价指标的变化区间。根据所有性能指标计算结果的区间范围,可以判定不确定性负荷下各种运行状态和性能指标的上下限值和变化范围,为电网运行管理人员提供参考。最后,以上海电网某实际配电网出线为例,给出了详细的区间潮流建模和区间潮流计算的过程,将区间不确定负荷下的区间潮流计算结果和确定性负荷下的潮流计算结果,以及不同区间负荷范围下的区间潮流计算结果进行对比,得出了有意义的结论,同时验证了该方法的正确性和有效性。

(下转第30页)

(上接第 8 页)

参考文献:

- [1] 颜伟,刘方,王官洁,等.辐射型网络潮流的分层前推回代算法[J].中国电机工程学报,2003,23(8):77-81.
- [2] 姚雷.配电网负荷监测系统的设计及在低压电网中的应用[J].工业控制计算机,2009,22(8):21-22.
- [3] 张弛.新型杆上变压器负荷监测系统及其应用[J].供电,2010,27(3):30-35.
- [4] 胡泽春,王锡凡,张显,等.考虑线路故障的随机潮流[J].中国电机工程学报,2005,25(24):26-33.
- [5] 高赐威,程浩忠,王旭.考虑场景发生概率的柔性约束电网规划模型[J].中国电机工程学报,2004,24(11):34-38.
- [6] 张焰.电网规划中的模糊可靠性评估方法[J].中国电机工程学报,2000,20(11):77-80.
- [7] 张焰,陈章潮.电网规划中的模糊潮流计算[J].电力系统自动化,1998,22(3):20-22.
- [8] 张焰,陈章潮.计及不确定性的模糊交流潮流计算方法研究[J].电网技术,1998,22(2):20-25.
- [9] WANG ZIAN, ALVARADO F L.Interval arithmetic in power flow analysis.IEEE Transactions on Power Systems[J]. 1992,7(3):1341-1349.
- [10] 王守相,武志峰,王成山.计及不确定性的电力系统直流潮流的区间算法[J].电力系统自动化,2007,31(5):18-23.
- [11] 张永伍,余贻鑫,严雪飞.基于区间算法和范例学习的配电网网架规划[J].电力系统自动化,2005,29(17):40-44.
- [12] 董建达.一种管理友好型配电网相量量测单元优化配置模型[J].浙江电力,2016,35(7):8-11.
- [13] 陈耀君,朱群,姚建华,等.基于配电网设备信息系统的 Web GIS 技术改进研究[J].浙江电力,2016,35(3):57-60.

收稿日期: 2016-10-24

作者简介: 傅晓飞(1980), 男, 高级工程师, 长期从事配电网技术管理工作。

(本文编辑: 赵晓明)