

贵州电网 10 kV 线路理论线损率标杆值研究

张裕¹, 章珂², 王丰元¹

(1. 贵州电网有限责任公司电网规划研究中心, 贵州 贵阳 550002; 2. 贵州电网有限责任公司, 贵州 贵阳 550002)

摘要:在分析导线和配变损耗特性以及 10 kV 线路理论线损率影响因素的基础上, 结合贵州电网 10 kV 线路网架结构特点, 从线损率大小角度, 提出了贵州电网 10 kV 线路分类方法和标准, 将贵州电网所有 10 kV 线路划分为 18 种类型, 并选取特征参数值对每种类型 10 kV 线路建立了理论线损率计算模型。利用等值电阻法, 计算得到贵州电网 18 种类型的 10 kV 线路理论线损率标杆值。该标杆值为贵州电网所有 10 kV 线路制定线损管理目标和电网规划设计建设与改造线损控制目标提供理论依据和参考值。

关键词:10 kV 线路; 线损率; 计算模型; 标杆值

文章编号:2096-4633(2018)01-0057-09 **中图分类号:**TM75 **文献标志码:**B

10 kV 线路线损占贵州电网总损耗的 1/4 以上, 是贵州电网有限责任公司“十三五”节能环保工作重点, 是线损“四分”管理中 10 kV 分线管理工作的重要一环。10 kV 线路线损率, 即 10 kV 单线线损率, 指 10 kV 公用线路变电站出线计量关口到配变低压侧计量装置(含公变损耗)之间的损耗电量与该线路变电站关口电量之比。由于 10 kV 线路结构的复杂、运行数据多变、互倒互供、缺乏实时监控设备等因素, 准确计算 10 kV 线路理论线损比较困难, 一直是个难题^[1]。如何给 10 kV 分线线损管理提供线损管理目标和中压配电网的规划与设计、建设与改造提供线损率控制目标, 对指导 10 kV 线路线损管理和降损具有重要的意义。因此, 本文引入标杆管理理念, 对线损率标杆值进行研究。

国内外学者对配电网线损进行了大量的研究。文献[2-9]提出配电网线损计算的多种计算方法。文献[10-16]从三相负荷不平衡、网络结构、分布式电源接入等方面深入分析配电网损耗原因和线损率的影响机理。文献[17-20]对配电网线损基准值、标杆值、极限值等方面进行了研究。基于上述文献对配电网线损研究现状, 本文从线损率影响因素、分类方法、典型模型、标杆值等方面对贵州电网 10 kV 线路进行理论线损率标杆值研究, 并给出贵州电网 10 kV 线路理论线损率标杆值。文中的 10 kV 线路理论线损率标杆值是指依据 10 kV 线路现有的设备参数、网架结构、运行数据及负荷大小等情况, 10 kV 线路理论线损率出现的上限值, 也是供电企业对

10 kV 线路理论线损率的控制值。

分析贵州电网 10 kV 线路网架结构特点和理论线损率影响规律, 从线损率大小角度, 提出贵州电网 10 kV 线路分类方法和标准, 将贵州电网所有 10 kV 线路划分为 18 种类型, 并为各种类型线路建立了贵州电网典型 10 kV 线路理论线损率计算模型。利用等值电阻法^[21]对各种类型的典型 10 kV 线路进行理论线损计算, 得到贵州电网 10 kV 线路理论线损率标杆值。贵州电网 10 kV 线路理论线损率标杆值为合理制定每条 10 kV 线路线损管理目标和加强 10 kV 线路的线损管理工作提供理论依据和参考标准, 同时, 可以用于指导贵州电网中压配电网的规划与设计、建设与改造以及运行。对 10 kV 线路进行标杆值分析与管理可以提高 10 kV 线路线损精细化管理水平。

1 10 kV 线路导线和配变损耗特性分析

1.1 10 kV 线路的导线类型及阻抗值

10 kV 线路导线主要有架空线路、电缆线路。架空线路的主要导线型号有裸导线、架空绝缘线, 裸导线最常用的有钢芯铝绞线(LGJ)、铝绞线(LJ), 架空绝缘线最常用的有绝缘铝绞线(JKLYJ)。电缆线路最常用的有交联聚乙烯绝缘三芯电力电缆(YJV)。

文献[22,23]给出了 10 kV 架空线路、电力电缆的阻抗值, 详见表 1 和表 2。导线单位电阻 R_1 与导线截面成反比; 导线单位阻抗 X_1 随导线截面面积的增大下降, 下降幅度不大, 但受架空和电缆方式影响大。

表 1 10 kV 架空线路阻抗值

Tab. 1 10 kV overhead line impedance value

导线截面	R1 (Ω/km) t = 60℃		X1 (Ω/km) (几何均距 1 m)	X1 (Ω/km) (几何均距 1.25 m)
	铝	铜		
16	2.16	1.32	0.39	0.41
25	1.38	0.84	0.38	0.39
35	0.99	0.6	0.37	0.38
50	0.69	0.42	0.36	0.37
70	0.49	0.3	0.35	0.36
95	0.36	0.22	0.34	0.35
120	0.29	0.18	0.33	0.34
150	0.23	0.14	0.32	0.34
185	0.19	0.11	0.31	0.33
240	0.14	0.09	0.31	0.32]

表 2 10 kV 交联聚乙烯绝缘三芯电力电缆阻抗

Tab. 2 10 kV cross-linked polyethylene insulated three-core power cable impedance

导线截面	R1 (Ω/km) t = 90℃		X1 (Ω/km)
	铝	铜	
16	2.301	1.404	0.133
25	1.473	0.898	0.12
35	1.052	0.642	0.113
50	0.736	0.449	0.107
70	0.526	0.321	0.101
95	0.388	0.236	0.096
120	0.307	0.187	0.095
150	0.245	0.15	0.093
185	0.199	0.121	0.09
240	0.153	0.094	0.087

1.2 10 kV 线路导线在经济电流负荷下损耗特性

如表 3 所示,10 kV 线路 LGJ 型导线在经济电流密度 1.15 A/mm²、平均电压 10 kV、平均功率因

素 0.9、k 系数 1.15 条件下,输送距离 1 km,线损率为 1% 左右,电压降低 0.73% ~ 1.25%。

表 3 10 kV 线路 LGJ 型导线单位供电长度理论线损率

Tab. 3 LGJ type wire unit power supply length theoretical line loss rate in 10 kV line

导线型号	每相电阻 (Ω/km)	每相电抗 (Ω/km)	电流密度 (1.15 A/mm ²)	平均电压 (kV)	平均功率因素	功率 (kW)	日供电量 (kWh)	k 系数	供电半径 (km)	导线电阻 R	功率损耗 (kW)	线损率	电压损失
LGJ-35	0.99	0.37	40.25	10	0.9	627	15 058	1.15	1	0.99	6	1.01%	0.73%
LGJ-50	0.69	0.36	57.5	10	0.9	896	21 512	1.15	1	0.69	9	1.01%	0.77%
LGJ-70	0.49	0.35	80.5	10	0.9	1 255	30 117	1.15	1	0.49	13	1.00%	0.83%
LGJ-95	0.36	0.34	109.25	10	0.9	1 703	40 873	1.15	1	0.36	17	1.00%	0.89%
LGJ-120	0.29	0.33	138	10	0.9	2 151	51 629	1.15	1	0.29	22	1.02%	0.97%
LGJ-150	0.23	0.32	172.5	10	0.9	2 689	64 536	1.15	1	0.23	27	1.01%	1.04%
LGJ-185	0.19	0.31	212.75	10	0.9	3 316	79 595	1.15	1	0.19	34	1.03%	1.13%
LGJ-240	0.14	0.31	276	10	0.9	4 302	103 258	1.15	1	0.14	42	0.98%	1.25%

1.3 常用配变空载损耗和负载损耗

非晶合金等类型配变,其空载损耗和负载损耗参数 10 kV 线路接入的常用配变有 S7、S9、S11、S13、 如表 4 所示。

表 4 主要配变型号的空载损耗和负载损耗

Tab. 4 Main transformer open-circuit loss and load loss

容量 (kVA)	S7		S9		S11		S13		非晶合金	
	空载损耗 (W)	负载损耗 (W)	空载损耗 (W)	负载损耗 (W)	空载损耗 (W)	负载损耗 (W)	空载损耗 (W)	负载损耗 (W)	空载损耗 (W)	负载损耗 (W)
30	149	792	130	600	90	600	65	600	33	600
50	187	1 152	170	870	130	870	85	870	43	870
63	220	1 398	200	1 040	150	1 040	100	1 040	50	1 040
80	266	1 614	250	1 250	175	1 250	125	1 250	60	1 250
100	302	1 925	290	1 500	200	1 500	145	1 500	75	1 500
125	346	2 438	340	1 800	235	1 800	170	1 800	85	1 800
160	443	2 771	400	2 200	270	2 200	200	2 200	100	2 200
200	538	3 431	480	2 600	325	2 600	240	2 600	120	2 600
250	605	3 935	560	3 050	395	3 050	280	3 050	140	3 050
315	766	4 795	670	3 650	475	3 650	335	3 650	170	3 650
400	875	5 800	800	4 300	565	4 300	400	4 300	200	4 300
500	1 030	6 686	960	5 100	675	5 100	480	5 100	240	5 150
630	1 290	8 169	1 200	6 200	805	6 200	600	6 200	320	6 200
800	1 476	9 680	1 400	7 500	980	7 500	700	7 500	380	7 500

1.4 配变损耗特性

配变 S7 型、S11 型不同负载率情况下的损耗及线损率如表 5 和表 6 所示。从表中可知,同一配变容量、同一负载率条件下,S11 型配变线损率比

S7 型配变线损率低 1% ~ 2%;同一配变型号、同一负载率条件下,配变容量越大线损率越低。配变容量是否与负荷匹配是影响配变线损率大小的重要因素。

表 5 10 kV 线路 S7 型配变理论线损率

Tab. 5 S7 type distribution transformer theoretical line loss rate in 10 kV line

容量 (kVA)	S7		负载率 30% (功率因数取 0.9)			负载率 50% (功率因数取 0.9)			负载率 80% (功率因数取 0.9)		
	空载损耗 (W)	负载损耗 (W)	铜损	铁损	总损耗	铜损	铁损	总损耗	铜损	铁损	总损耗
30	149	792	0.88%	1.84%	2.72%	1.47%	1.10%	2.57%	2.35%	0.69%	3.04%
50	187	1 152	0.77%	1.39%	2.15%	1.28%	0.83%	2.11%	2.05%	0.52%	2.57%
63	220	1 398	0.74%	1.29%	2.03%	1.23%	0.78%	2.01%	1.97%	0.49%	2.46%
80	266	1 614	0.67%	1.23%	1.90%	1.12%	0.74%	1.86%	1.79%	0.46%	2.26%
100	302	1 925	0.64%	1.12%	1.76%	1.07%	0.67%	1.74%	1.71%	0.42%	2.13%
125	346	2 438	0.65%	1.03%	1.68%	1.08%	0.62%	1.70%	1.73%	0.38%	2.12%
160	443	2 771	0.58%	1.03%	1.60%	0.96%	0.62%	1.58%	1.54%	0.38%	1.92%
200	538	3 431	0.57%	1.00%	1.57%	0.95%	0.60%	1.55%	1.52%	0.37%	1.90%
250	605	3 935	0.52%	0.90%	1.42%	0.87%	0.54%	1.41%	1.40%	0.34%	1.74%
315	766	4 795	0.51%	0.90%	1.41%	0.85%	0.54%	1.39%	1.35%	0.34%	1.69%
400	875	5 800	0.48%	0.81%	1.29%	0.81%	0.49%	1.29%	1.29%	0.30%	1.59%
500	1 030	6 686	0.45%	0.76%	1.21%	0.74%	0.46%	1.20%	1.19%	0.29%	1.47%
630	1 290	8 169	0.43%	0.76%	1.19%	0.72%	0.46%	1.18%	1.15%	0.28%	1.44%
800	1 476	9 680	0.40%	0.68%	1.09%	0.67%	0.41%	1.08%	1.08%	0.26%	1.33%

表 6 10 kV 线路 S11 型配变理论线损率

Tab. 6 S11 type distribution transformer theory line loss rate in 10 kV line

容量 (kVA)	S11		负载率 30% (功率因数取 0.9)			负载率 50% (功率因数取 0.9)			负载率 80% (功率因数取 0.9)		
	空载损耗 (W)	负载损耗 (W)	铜损	铁损	总损耗	铜损	铁损	总损耗	铜损	铁损	总损耗
30	90	600	0.67%	1.11%	1.78%	1.11%	0.67%	1.78%	1.78%	0.42%	2.19%
50	130	870	0.58%	0.96%	1.54%	0.97%	0.58%	1.54%	1.55%	0.36%	1.91%
63	150	1 040	0.55%	0.88%	1.43%	0.92%	0.53%	1.45%	1.47%	0.33%	1.80%
80	175	1 250	0.52%	0.81%	1.33%	0.87%	0.49%	1.35%	1.39%	0.30%	1.69%
100	200	1 500	0.50%	0.74%	1.24%	0.83%	0.44%	1.28%	1.33%	0.28%	1.61%
125	235	1 800	0.48%	0.70%	1.18%	0.80%	0.42%	1.22%	1.28%	0.26%	1.54%
160	270	2 200	0.46%	0.63%	1.08%	0.76%	0.38%	1.14%	1.22%	0.23%	1.46%
200	325	2 600	0.43%	0.60%	1.04%	0.72%	0.36%	1.08%	1.16%	0.23%	1.38%
250	395	3 050	0.41%	0.59%	0.99%	0.68%	0.35%	1.03%	1.08%	0.22%	1.30%
315	475	3 650	0.39%	0.56%	0.94%	0.64%	0.34%	0.98%	1.03%	0.21%	1.24%
400	565	4 300	0.36%	0.52%	0.88%	0.60%	0.31%	0.91%	0.96%	0.20%	1.15%
500	675	5 100	0.34%	0.50%	0.84%	0.57%	0.30%	0.87%	0.91%	0.19%	1.09%
630	805	6 200	0.33%	0.47%	0.80%	0.55%	0.28%	0.83%	0.87%	0.18%	1.05%
800	980	7 500	0.31%	0.45%	0.77%	0.52%	0.27%	0.79%	0.83%	0.17%	1.00%

2 10 kV 线路理论线损率的影响因素分析

10 kV 线路的理论线损以及线损率主要与导线电阻、配变负载损耗、配变空载损耗、负荷电流大小与分布等有关。将影响 10 kV 线路理论线损率的影响因素分为两类,一类是与实际运行相关的参数,主要有 10 kV 线路年平均日供电量、日负荷曲线和年负荷曲线、配变负荷大小、运行电压和功率因素、环境温度等,一类是与网架结构和设备相关的参数,主要有主干线与分支线导线型号、主干线导线长度和线径大小、分支线条数和长度、配变分布、配变容量、配变型号、配变数量、公变与专变占比等。各影响因素与线损率关系如下表 7。

10 kV 线路线损率的主要影响因素中,权重大因素有:线路长度和导线截面、负荷大小、公用配变占线路所有配变的比重。这些权重大因素与区域有强相关性,因此将供电区域、线路长度和供电量大小做为 10 kV 线路分类依据。

3 10 kV 线路分类方法和分类标准研究

3.1 10 kV 线路分类方法研究

通过“十一五”、“十二五”配电网规划建设,配电网网络结构以配电网规划原则的供电区域标准逐

步规范化和标准化。因此,将供电区域差异作为 10 kV 线路分类依据。

表 7 10 kV 线路理论线损率影响因子与线损率关系

Tab. 7 Relationship between line loss rate and impact factor of 10 kV line theory loss rate

影响因子	与线损率关系	影响权重
年平均日供电量	正比	大
日负荷曲线系数	正比	中
年负荷曲线系数	正比	中
导线的电阻率	铜芯导线线损率低、铝芯导线线损率高,同等条件下铝芯导线是铜芯导线损耗的 1.64 倍。	中
主干线长度	正关系	大
主干线截面	反关系	大
分支线长度	正关系	中
分支线截面	反关系	中
运行电压	反比	低
功率因素	反比	低
配变分布	配变分布集中线损率低、配变分布分散线损率高	低
配变容量与负荷是否匹配	配变容量与负荷越匹配,线损率越低	中
公用配变类型	反关系	中
公用配变占总配变容量比例	正关系	中

线损管理过程中,计量装备、人员配置存在供电区域差异,线损管理指标和要求也存在供电区域差异。因此,基于供电区域网络结构划分方法,可以为线损管理提供理论参考。

影响10 kV线路线损率的主要因素有供电量、线路主干线长度等。因此,权重大的影响因素可以作为10 kV线路分类依据。

综上所述,从线损率大小的角度,10 kV线路分类方法采取区域特征法,即根据供电区域网络结构差异,以网络特征为基础,如线路长度、负荷大小等特征,对贵州电网所有10 kV线路进行分类,相同类别的线路线损率控制在同一范围。

3.2 10 kV线路分类标准研究

参考配电网规划设计技术导则(DL-T 5729-2016)供电区域划分标准,供电区域分类标准为:中心城区、县城、农村,分别对应最新贵州电网供电区域划分表的A与B、C、D区域。

通过统计2015年10 kV线路供电量,对中心城区、县城、农村供电量划分,建立分类标准:中心城区10 kV线路日平均供电量以50 MWh、25 MWh为高、中、低负荷的分界点,县城10 kV线路日平均供电量以25 MWh、15 MWh为高、中、低负荷的分界点,农村10 kV线路日平均供电量以15 MWh、6 MWh为高、中、低负荷的分界点。

根据《110千伏及以下配电网规划技术指导原则》的中压配电线路的供电距离应满足末端电压质量的要求,A类供电区的线路主干长度应控制在3 km,B、C类供电区的线路主干长度应控制在6 km,D类供电区的线路主干长度应控制在15 km。因此,在线路主干长度分类标准中,中心城区以5 km,县城以8 km,农村以15 km为分界点。

综上所述,建立贵州电网10 kV线路分类标准,将贵州电网所有10 kV线路划分为18种类型,详见表8所示。

表8 10 kV线路分类标准
Tab.8 10 kV line classification standard

类别代码	类别名称	分类标准		
		供电区域	10 kV线路年平均日供电量(MWh)	线路主干线长度(km)
a	中心城区重负荷短距离	中心城区 或市中心	大于50	小于5
b	中心城区重负荷长距离			大于5
c	中心城区中负荷短距离		小于50,大于25	小于5
d	中心城区中负荷长距离			大于5
e	中心城区轻负荷短距离		小于25	小于5
f	中心城区轻负荷长距离			大于5
g	县城重负荷短距离	县城	大于25	小于8
h	县城重负荷长距离			大于8
i	县城中负荷短距离		小于25,大于15	小于8
j	县城中负荷长距离			大于8
k	县城轻负荷短距离		小于15	小于8
l	县城轻负荷长距离			大于8
m	农村重负荷短距离	农村	大于15	小于15
n	农村重负荷长距离			大于15
o	农村中负荷短距离		小于15,大于6	小于15
p	农村中负荷长距离			大于15
q	农村轻负荷短距离		小于6	小于15
r	农村轻负荷长距离			大于15

4 贵州电网典型 10 kV 线路理论线损计算模型和线损率标杆值

4.1 贵州电网典型 10 kV 线路理论线损计算模型特征参数分析^[24-25]

根据 10 kV 线路分类标准和对贵州电网玉屏供

电局、播州供电局等县供电局的调研情况,结合“十三五”配电网规划报告、全网线损理论计算报告、计量自动化系统等相关数据,对 18 种类型的每一种类型的 10 kV 线路建立典型 10 kV 线路线损率计算模型。典型 10 kV 线路线损率计算模型特征参数选取如表 9 所示。

表 9 典型 10 kV 线路线损率计算模型特征参数

Tab. 9 Characteristic parameter of typical 10 kV line line-loss rate calculation model

类别名称	所在区域	特征参数值									
		线路平均日供电量 (MWh)	线路主干线长度 (km)	线路全长 (km)	主干线截面 (mm ²)	k 系数	功率因素	公用配变平均容量 (kVA)	公用配变个数	专变平均容量 (kVA)	专变个数
中心城区重负荷短距离	中心城区或市中心	60	4	12	240	1.08	0.95	315	15	400	15
中心城区重负荷长距离	中心城区或市中心	60	6	16	240	1.08	0.95	315	15	400	15
中心城区中负荷短距离	中心城区或市中心	35	4	12	180	1.08	0.95	250	15	315	15
中心城区中负荷长距离	中心城区或市中心	35	6	16	180	1.08	0.95	250	15	315	15
中心城区轻负荷短距离	中心城区或市中心	15	4	12	150	1.08	0.95	200	15	200	15
中心城区轻负荷长距离	中心城区或市中心	15	6	16	150	1.08	0.95	200	15	200	15
县城重负荷短距离	县城	35	6	16	150	1.12	0.9	250	22	200	12
县城重负荷长距离	县城	35	10	22	150	1.12	0.9	250	22	200	12
县城中负荷短距离	县城	20	6	16	120	1.12	0.9	200	22	160	12
县城中负荷长距离	县城	20	10	22	120	1.12	0.9	200	22	160	12
县城轻负荷短距离	县城	10	6	16	95	1.12	0.9	125	22	100	12
县城轻负荷长距离	县城	10	10	22	95	1.12	0.9	125	22	100	12
农村重负荷短距离	农村	20	10	25	120	1.16	0.85	100	30	80	10
农村重负荷长距离	农村	20	20	50	120	1.16	0.85	100	30	80	10
农村中负荷短距离	农村	10	10	25	95	1.16	0.85	80	30	63	10
农村中负荷长距离	农村	10	20	50	95	1.16	0.85	80	30	63	10
农村轻负荷短距离	农村	5	10	25	70	1.16	0.85	63	30	50	10
农村轻负荷长距离	农村	5	20	50	70	1.16	0.85	63	30	50	10

4.2 贵州电网10 kV线路理论线损率标杆值

根据典型10 kV线路理论线损率计算模型特征参数,采用等值电阻法计算得到10 kV线路理论线损

率标杆值。18种类型的10 kV线路理论线损率标杆值如表10所示。

表10 贵州电网10 kV线路理论线损率标杆值

Tab. 10 Guizhou Power Grid 10 kV line theoretical line loss rate benchmarking value

类别名称	日有功电量 (kWh)	日导线损耗 (kWh)	日变压器损耗 (kWh)	日其它损耗 (kWh)	日总损耗 (kWh)	标杆线损率 (%)
中心城区重负荷短距离	60 000	775.24	490.82	6	1 272.06	2.12
中心城区重负荷长距离	60 000	1 457.22	490.82	6	1 954.04	3.26
中心城区中负荷短距离	35 000	369.4	359.59	6	734.99	2.1
中心城区中负荷长距离	35 000	587.12	359.59	6	952.71	2.72
中心城区轻负荷短距离	15 000	96.94	258.75	6	361.69	2.41
中心城区轻负荷长距离	15 000	154.98	258.75	6	419.73	2.8
县城重负荷短距离	35 000	718.09	469.55	6.8	1 194.44	3.41
县城重负荷长距离	35 000	1 258.64	466.08	6.8	1 731.52	4.95
县城中负荷短距离	20 000	266.82	356.2	6.8	629.81	3.15
县城中负荷长距离	20 000	450.28	356.2	6.8	813.27	4.07
县城轻负荷短距离	10 000	67.25	237.7	6.8	311.75	3.12
县城轻负荷长距离	10 000	121.14	238.62	6.8	366.57	3.67
农村重负荷短距离	20 000	522.62	347.77	8	878.38	4.39
农村重负荷长距离	20 000	996.24	347.77	8	1 352.01	6.76
农村中负荷短距离	10 000	184.54	235.29	8	427.83	4.28
农村中负荷长距离	10 000	351.56	235.29	8	594.85	5.95
农村轻负荷短距离	5 000	63.15	190.87	8	262.03	5.24
农村轻负荷长距离	5 000	120.29	190.87	8	319.16	6.38

4.3 贵州电网10 kV线路理论线损率标杆值适用范围

建立的典型10 kV线路理论线损率计算模型和贵州电网10 kV线路理论线损率标杆值可适用于现阶段已满足电网规划要求的贵州电网10 kV线路。中心城区、县城部分10 kV线路与供电区域发展水平不一致,可以暂不考虑供电区域依据,根据10 kV线路的特征参数值,将该部分10 kV线路划为其他供电区域的相关类型。

对于网架结构不满足电网规划要求需要改造或新建、负荷水平过低或过载等10 kV线路可通过修正系数得到对应的理论线损率值。因此,中心城区、县城、农村电网部分与一般情况不同(与特征参数值相差大)的10 kV线路,引进修正系数 k 。如中心

城区的某条10 kV线路存在功率因数 k_1 、运行电压 k_2 、分支线复杂程度 k_3 、配变损耗水平 k_4 、负荷曲线 k_5 、主干线长度 k_6 、主干线截面 k_7 、电流形状曲线 k_8 等因素低于或高于中心城区10 kV线路一般情况,可引进修正系数 $k = k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \times k_5 \times k_6 \times k_7 \times k_8$ 进行修正。

5 结论

10 kV线路理论线损率的主要影响因素有供电量、主干线长度、主干线截面、线路全长、负荷曲线、功率因数、运行电压、分支线复杂程度、配变损耗水平等,其中影响权重大的因素有:主干线和重要分支线的长度、主干线和重要分支线的导线截面与负荷大小匹配程度、配变型号、配变容量与负

荷大小匹配程度。利用本文提出的贵州电网 10 kV 线路理论线损率标杆值可以对所有 10 kV 线路制定线损管理目标和为 10 kV 线路的电网规划设计、建设改造制定线损控制目标,不断提高 10 kV 线路线损精细化管理水平。根据现有网架结构和负荷水平,贵州电网 10 kV 线路理论线损率范围在 2% ~ 7% 之间。在电网规划设计、建设改造过程中详细对主干线、分支线、配变、下户线的负荷大小进行测算,做到每段导线和每个配变选型的科学性和合理性。另外,标杆值分析方法与管理理念可以应用到其他工作中,例如综合线损率指标、可靠性指标等重要指标管理。

参考文献:

- [1] 袁慧梅,郭喜庆,于海波. 中压配电网线损计算新方法[J]. 电力系统自动化,2002,26(11):50-53.
YUAN Huimei, GUO Xiqin, YU Haibo. New method for calculating energy losses in medium-voltage distribution system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2002, 26(11): 50-53 (in Chinese).
- [2] 付学谦,陈皓勇. 平均电流损耗时间法在配网线损计算中的应用[J]. 电工技术学报,2015,30(12):377-382.
FU Xueqian, CHEN Haoyong. Energy losses estimation using equivalent time of average current loss method[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(12): 377-382.
- [3] 李健,黄俊铭,朱建全,等. 基于过程状态特征化的配电网线损计算[J]. 电力系统保护与控制,2017,45(10):55-61.
LI Jian, HUANG Junming, ZHU Jianquan, et al. Line loss calculation for distribution network based on state characterization [J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(10): 55-61.
- [4] 李滨,杜孟远,韦维,等. 基于准实时数据的智能配电网理论线损计算[J]. 电力自动化设备,2014,34(11):122-128,148.
LI Bin, DU Mengyuan, WEI Wei, et al. Calculation of theoretical line loss based on quasi real-time data of smart distribution network [J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(11): 122-128, 148.
- [5] 张恺凯,杨秀媛,卜从容,等. 基于负荷实测的配电网理论线损分析及降损对策[J]. 中国电机工程学报,2013,33(S1):92-97.
ZHANG Kaikai, YANG Xiuyuan, BU Congrong, et al. Theoretical analysis on distribution network loss based on load measurement and countermeasures to reduce the loss [J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(S1): 92-97.
- [6] 张宗伟,张鸿. 基于负荷实测的配电网线损理论计算[J]. 电力系统保护与控制,2010,38(14):115-118.
ZHANG Zongwei, ZHANG Hong. Theoretical calculation on distribution network line loss based on measurement-based load [J]. Power System Protection and Control, 2010, 38(14): 115-118.
- [7] 徐荔枝,王宇飞. 粒子群优化的支持向量回归机计算配电网理论线损方法[J]. 电力自动化设备,2012,32(5):86-89,93.
XU Ruzhi, WANG Yufei. Theoretical line loss calculation based on SVR and PSO for distribution system [J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(5): 86-89, 93.
- [8] 李秀卿,汪海,许传伟,等. 基于免疫遗传算法优化的神经网络配电网线损计算[J]. 电力系统保护与控制,2009,37(11):36-39,49.
LI Xiuqing, WANG Hai, Xu Chuanwei, et al. Calculation of line losses in distribution systems using artificial neural network aided by immune genetic algorithm [J]. Power System Protection and Control, 2009, 37(11): 36-39, 49.
- [9] 彭宇文,刘克文. 基于改进核心向量机的配电网理论线损计算方法[J]. 中国电机工程学报,2011,31(34):120-126.
PENG Yuwen, LIU Kewen. A distribution network theoretical line loss calculation method based on improved core vector machine [J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(34): 120-126.
- [10] YANG Fan, LIU Jun, LU Bingbing. Design and application of integrated distribution network line loss analysis system [C]//2016 China International Conference on Electricity Distribution (CICED), 2016:1-4.
- [11] Shouxiang Wang, Qi Liu, Xingquan Ji. A Fast Sensitivity Method for Determining Line Loss and Node Voltages in Active Distribution Network [J]. IEEE Transactions on Power Systems. 2018, 33(1): 1148-1150.
- [12] Huang Shaojun, Wu Qiuwei, Lin Cheng, et al. Optimal Reconfiguration-Based Dynamic Tariff for Congestion Management and Line Loss Reduction in Distribution Network [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(3): 1295-1303.
- [13] G. J. Peponis, M. P. Papadopoulos, N. D. Hatzigrygiou. Distribution network reconfiguration to minimize resistive line losses [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1995, 10(3): 1338-1342.
- [14] Yahya Kabiri Renani, H. Askarian Abyaneh, S. H. H. Sadeghi, et al. Effect of the PV/FC hybrid power generation system on total line loss in distribution network [C]//2010 IEEE International Conference on Power and Energy, 2010:89-94.
- [15] 曾惜,肖敏. 三相负荷不平衡对线损的影响[J]. 贵州电力技术,2016,19(3):82-84.
ZENG Xi, XIAO Min. The influence of three-phase unbalanced load on line loss [J]. Guizhou Electric Power Technology, 2016, 19(3): 82-84.
- [16] 雷晓,欧家祥. 电网损耗原因分析及降损研究[J]. 贵州电力技术,2016,19(6):36-37,29.
LEI Xiao, OU Jiayang. Research of power loss analysis and loss reduction [J]. Guizhou Electric Power Technology, 2016, 19(6): 36-37, 29.
- [17] W. Z. Wang, F. C. Liu, J. J. Zheng, et al. Researching on the line

- loss benchmarking model of the distribution network [C]//2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON), 2016: 1-5.
- [18] 刘健,段璟靓. 配电网极限线损分析及降损措施优化[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(12): 27-35.
LIU Jian, DUAN Jingliang. Line loss limitation analysis and optimal planning of loss reduction for distribution grid[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(12): 27-35.
- [19] 安晓华, 欧阳森, 冯天瑞, 等. 中压馈线理论线损率标杆值的优化设计方法及应用[J]. 电网技术, 2016, 40(1): 199-206.
AN Xiaohua, OUYANG Sen, FENG Tianrui, et al. An optimal design method of theoretical line loss rate benchmark value for medium voltage feeders and its application [J]. Power System Technology, 2016, 40(1): 199-206.
- [20] 王帅, 辛洁晴, 陆斌, 等. 基于线损率标杆值的居民台区窃电严重程度分级方法[J]. 华东电力, 2013, 41(4): 816-821.
WANG Shuai, XIN Jieqing, LU Bin, et al. Grading method of electricity theft severity based on line loss benchmarking values [J]. East China Electric Power, 2013, 41(4): 816-821.
- [21] DL/T 686-1999, 电力网电能损耗计算导则[S]. 北京: 中国标准出版社, 2000.
- [22] 刘介才. 实用供配电技术手册[M]. 北京: 中国水利水电出版社, 2001: 320-321.
- [23] 任元会, 卡铠生, 姚家炜. 工业与民用配电设计手册[M]. 北京: 中国电力出版社, 2005: 544-553.
- [24] 彭向阳, 王锐, 毛先胤, 等. 输电线路架空地线电能损耗特性测量及仿真[J]. 广东电力, 2016, 29(3): 120-126.
PENG Xiangyang, WANG Rui, MAO Xianyin, et al. Measurement and simulation on electric power loss characteristic of overhead ground wires of power transmission lines [J]. Guangdong Electric Power, 2016, 29(3): 120-126.
- [25] 邢华栋, 张爱军, 孟庆天, 等. 多端风电汇集电网输电线路的功率极限研[J]. 内蒙古电力技术, 2017, 35(2): 7-9+14.
XING Huadong, ZHANG Aijun, MENG Qingtian, et al. Research on transmission power limitation in multiple-converging wind power system [J]. Inner Mongolia Electric Power, 2017, 35(02): 7-9+14.

收稿日期: 2017-11-13

作者简介:



张裕(1983),男,硕士研究生,工程师,主要从事电力系统新技术应用研究、电网规划设计和线损理论计算等方面的工作。

(本文责任编辑:王燕)

Study on benchmarking theoretical line loss rate of 10 kV line in Guizhou Power Grid

ZHANG Yu¹, ZHANG Ke², WANG Fengyuan¹

(1. Power Grid Planning and Research Center of Guizhou Power Grid Co., Ltd., Guiyang 550002 Guizhou, China

2. Guizhou Power Grid Co., Ltd., Guiyang 550002 Guizhou, China)

Abstract: The influence factors of wire and distribution transformer loss characteristics and 10 kV line theoretical line loss rate are analyzed in this paper. Based on the structure characteristics of 10 kV line of Guizhou Power Grid, the classification method and standard of Guizhou Power Grid 10 kV line are put forward from the perspective of the size of the line loss rate. All 10 kV lines of Guizhou Power Grid are divided into 18 types, and the theoretical line loss rate calculation model is established for each type of 10 kV line by selecting the characteristic parameter value. Using the equivalent resistance method, the theoretical line loss rate benchmarking value of 18 types 10 kV line of Guizhou Power Grid is calculated. For all 10 kV line of Guizhou Power Grid to develop line loss management objectives and line loss control objectives of power grid planning, design, construction and transformation, the benchmarking value provides the theoretical basis and reference value.

Key words: 10 kV line; line loss rate; calculation model; benchmarking value