

地区电网运行方式评估方法

田洪¹, 张焰¹, 张益波²

(1. 上海交通大学电气工程系, 上海 200240; 2. 上海市电力公司, 上海 200122)

摘要: 针对地区电网运行方式编制工作需要, 在考虑电网运行安全性、可靠性、电能质量, 以及运行经济性基础上, 建立了一套用于评估地区电网运行方式的多层次指标体系。提出了等值概率评估算法, 通过对单一设备负载率裕度等运行属性的统计和概率分析, 量化电网在该属性上的整体水平, 并采用理想点逼近技术对各分项指标进行归一化处理。在指标计算过程中, 为计及电网预想事故下负荷转移方案对电网运行方式评估的影响, 通过变电站层和网络层的两层拓扑集搜索算法实现对负荷转移路径和操作复杂度的评估。最后, 通过对上海某地区电网的算例分析, 说明所提出的评估方法的有效性。

关键词: 地区电网; 运行方式; 评估; 指标体系; 等值概率评估算法

The evaluation method of regional power grid operation mode

TIAN Hong¹, ZHANG Yan¹, ZHANG Yi-bo²

(1. Department of Electrical Engineering, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China;

2. Shanghai Municipal Electric Power Company, Shanghai 200240, China)

Abstract: A set of index framework for evaluating the operation mode of regional power grid is established to meet the demand of operation mode scheduling. The index framework consists of several levels and takes security, reliability, power quality and operation efficiency into consideration. A so called 'probabilistic evaluation algorithm' is developed to quantify the overall level of the power grid on a certain aspect, such as the margin of load rate, etc, through statistic and probabilistic analysis towards each single equipment. The TOPSIS method is also brought in to normalize different indexes. During the calculation, a topology searching method is brought in to evaluate the load transfer schedule. In the end, this evaluation method is proved effective through the practical application in a regional power grid of Shanghai.

Key words: regional power grid; operation mode; evaluation; index framework; probabilistic evaluation algorithm

中图分类号: TM715 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2009)20-0093-06

0 引言

电网运行方式的编制对电网安全、经济、优质运行起着重要作用。电网运行方式的编制包括正常方式和检修方式编制。编制的过程是在预测的负荷分布条件下, 对设备检修计划和工作计划反复调整、反复计算的过程^[1]。在传统的运行方式编制工作中, 通常是由电力调度机构的专职人员借助经验知识初步制定出一个电网运行方式计划, 然后通过电网潮流验算判断该运行方式是否可行, 缺少全面系统的量化评价手段。随着地区电网规模的不断扩大, 运行方式及其编制工作的复杂程度大大增加, 往往会

有多种可能的运行方式待选, 迫切需要建立一整套能够科学评价地区电网运行方式的指标体系和计算方法。

目前, 对电网运行方面的评估处于起步阶段, 文献[2~4]从运行风险评估的角度做了一些工作, 文献[5,6]则从运行可靠性评估方面入手, 但都不够全面, 将运行方式作为一个整体进行系统化评估的研究工作还较少见。本文在考虑电网安全性、可靠性、电能质量和经济性的基础上, 建立了地区电网运行方式的评估指标体系, 并提出了具体计算方法。

1 运行方式评估指标体系

1.1 基本原则

根据《电网调度管理条例》, 调度机构对电网运行的组织、指挥和协调是以保障电网安全、优质、

经济运行为目的。电网运行方式的编制是以保持尽可能高的电网安全性和供电可靠性、向用户提供最优质的电能，同时产生尽可能小的电能损耗为基本原则。因此，对于电网运行方式的评估也应从这几方面进行。

1.2 指标体系

基于上述考虑，本文建立的指标体系包括电网安全性、供电可靠性、电能质量、经济性、操作复杂度以及检修方式合理性等六个方面，每个方面具体包含 1~4 个成分指标。通过对这六个方面的评价指标的综合可以得到电网运行方式综合评价指标。由此构建的包含三个层次的指标体系如图 1 所示。

第三层为成分指标，如系统平均停电频率指标 (SAIFI) 等；第二层为分类指标，如可靠性综合指标 (RI) 等；第一层为运行方式综合指标 (OMCI)。

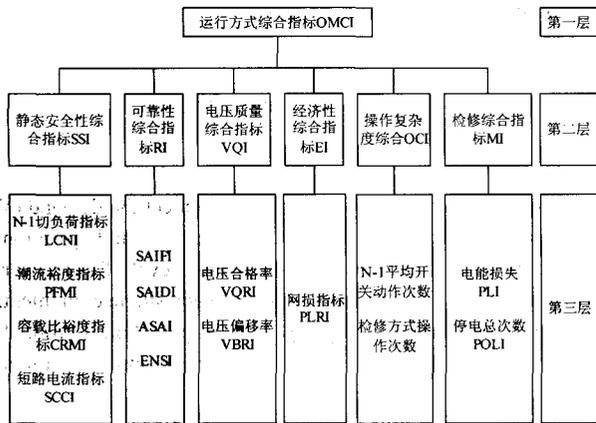


图 1 运行方式评估的指标体系

Fig.1 Indexes framework for operation mode evaluation

在计算过程中，按照自底向上的顺序，首先计算底层的成分指标，通过对成分指标的归一化和加权平均得到上层的分类指标，再通过对分类指标的归一化和加权平均得出顶层的运行方式综合指标。这样得出的综合指标全面地反映了预定时间区间内电网运行中涉及到的各种影响因素，综合评价指标的大小直接对应着调度方案的优劣，指标最大值所对应的运行方式就是最优的运行方式。

底层成分指标的计算方法将在第 3 节详细给出。

2 主要算法

在评估指标的计算过程中，除了常规的电网潮流分析、短路电流计算，以及可靠性评估等方法外，本文还提出了等值概率评估算法，用以对单一设备的运行属性值（如线路负载率裕度、主变容载比、母线电压偏移率等）进行统计和概率分析，进而量

化全网的属性值；采用理想点逼近技术对各成分指标进行归一化处理；应用层次分析法自底向上地逐层求得上层综合指标；利用拓扑变换算法求取不同接线方式下的负荷转移路径，将其影响计入到各成分指标的计算中。

2.1 等值概率评估算法

电网的整体运行属性是单一设备运行属性的综合。这些运行属性包括线路负载率裕度、主变容载比、母线电压偏移率等。以线路负载率裕度为例，对电网负载率裕度水平的评价应综合考虑所有线路负载率裕度的平均值 μ 和标准差 σ 两个统计学特征。前者反映了线路平均负载率裕度，后者反映了各线路负载率裕度的不均匀程度。为了将这两个统计学特征综合起来，本文提出了等值概率评估算法，其基本思想是用服从正态分布 $N(\mu, \sigma)$ 的随机数 x 大于（或小于）某阈值 x_0 的概率（如图 2 所示）与 μ 的乘积来表征同样具有 (μ, σ) 这两个统计学特征的电网整体属性。仍以线路负载率裕度为例，负载率裕度小于零表示线路过载，因此以服从正态分布 $N(\mu, \sigma)$ 的随机数 x 大于 0 的概率与 μ 的乘积来表征电网负载率裕度水平。

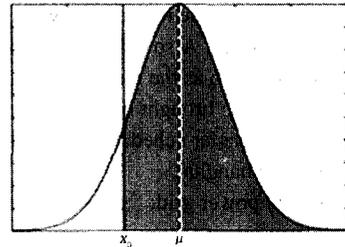


图 2 $N(\mu, \sigma)$ 的正态概率分布

Fig.2 Probability curve for normal school of $N(\mu, \sigma)$

根据正态分布的概率计算公式

$$P(x > x_0) = \int_{x_0}^{\infty} \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} dx = 1 - P(x < x_0) \quad (1)$$

可以导出本算法的具体计算公式为：

$$\text{Index}P(\mu, \sigma) = (\mu - x_0) P(x > x_0) \quad (2)$$

2.2 理想点逼近技术 (TOPSIS)

在图 1 所示的第三层中的每个成分指标的取值区间不相同，因此其评价标准也不相同，这导致在求取综合指标时不能简单地将每个成分指标加权平均。本文采用理想点逼近技术^[7]将各成分指标归一化，使其取值区间统一为 [0,1]，满足综合计算的需要。

理想点逼近技术的基本思想是，首先求取某个指标的理想解 A^+ 和负理想解 A^- （往往 A^+ 和 A^- 都是

不可行解), 然后用某个可行解 A 与 A^+ 和 A^- 的相对距离作为评价该可行解的标准, 即:

$$\text{Index}T(A) = \frac{A - A^-}{A^+ - A^-} \quad (3)$$

2.3 层次分析法 AHP

根据指标体系的三层次结构, 采用层次分析法^[8]自底向上地逐层求得上层综合指标, 其步骤如下:

1) 建立层次矩阵

$$A_j = \begin{bmatrix} 1 & a_{12} & a_{13} & a_{14} & a_{15} \\ 1/a_{12} & 1 & a_{23} & a_{24} & a_{25} \\ 1/a_{13} & 1/a_{32} & 1 & a_{34} & a_{35} \\ 1/a_{14} & 1/a_{42} & 1/a_{43} & 1 & a_{45} \\ 1/a_{15} & 1/a_{52} & 1/a_{53} & 1/a_{54} & 1 \end{bmatrix}$$

本层属性 A_i 相对于 A_j 的重要程度为 a_{ij} 。在实际应用中, 综合电力系统专家和电力部门调度人员对各项指标相对重要性程度的判断意见, 在 $\{1, 2, 3, \dots, 9\}$ 的整数集内选取 a_{ij} 的值, a_{ij} 取值越大表明 A_i 的重要程度比 A_j 越大。

2) 计算本层各属性权重

$$w_i = \sqrt[n]{\prod_j a_{ij}} / \sum_i \sqrt[n]{\prod_j a_{ij}} \quad (4)$$

3) 计算上层指标

$$A_i = \sum_j w_j A_j = \text{AHP}(A_i) \quad (5)$$

以此类推, 直到求出顶层综合指标。

2.4 网络拓扑变换算法

地区电网具有闭环设计、开环运行的特点, 存在常开的联络开关, 网络具有鲜明的变结构特性。当网络发生故障或需要检修时, 可以通过对联络开关的有效操作来改变供电路径, 最大限度地保证对负荷点的正常供电。本文通过网络拓扑变换算法来反映这一影响, 并计入指标计算中。

拓扑变换算法由网络层拓扑分析和变电站层拓扑变换两个层次构成。网络层拓扑变换分析以变电站为最小单元, 用以确定故障影响范围; 变电站层拓扑变换通过对设备状态进行 0-1 编码 (用 0 表示停运状态, 用 1 表示投用状态) 形成站内拓扑结构的数学表示, 将传统的连通性搜索过程用二进制的运算过程代替, 简化了可行拓扑集的表达方式, 大大减少了链表遍历算法的运算量。其具体流程如图 3 所示。

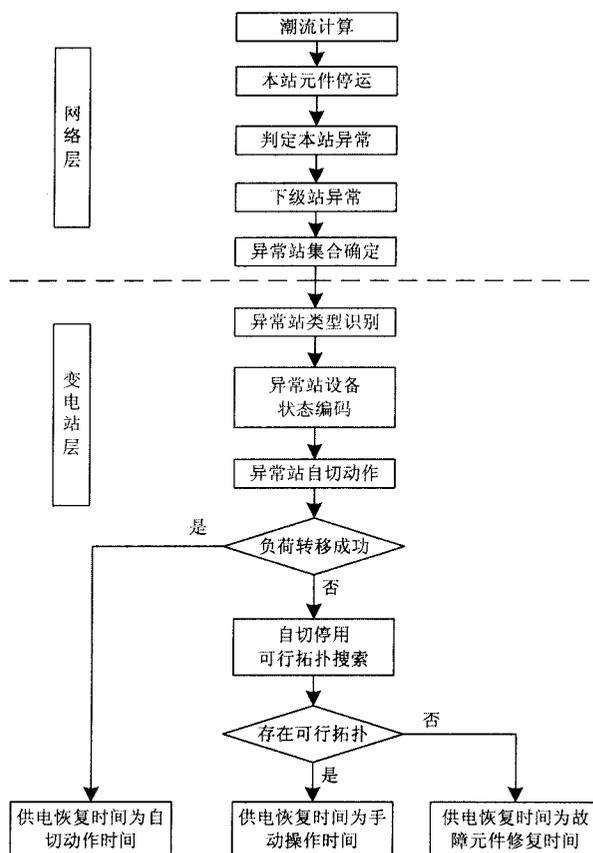


图 3 拓扑变换算法流程图

Fig.3 Flowchart for topology search

3 评估指标的计算方法

3.1 静态安全综合指标 SSI (Static Security Index)

地区电网安全性评估主要侧重于静态安全方面。

3.1.1 $N-1$ 切负荷指标 LCNI (Load Cut for $N-1$ Index)

地区电网的 $N-1$ 校验中, 在支路模拟开断后, 应充分考虑自动装置 (如备自投) 动作或调度操作对非故障失电负荷点的恢复供电作用。以所有供电恢复方案中最小的负荷切除量作为 $N-1$ 切负荷指标。

$$LCNI = \max_j (S_{\text{cut}_j}) = \max_j \left(\sum_{i \in \text{CUT}_j} S_i / \sum S_{\text{load}} \right) \quad (6)$$

其中: 集合 CUT_j 表示对设备 j 做 $N-1$ 校验时所需要切负荷的节点集, S_i 表示第 i 个节点所切除的负荷量, S_{cut_j} 则表示切负荷量占全网总负荷的比例。显然, 该指标越大, 对应的运行方式越差。

3.1.2 负载率裕度指标 PFMI (Power Flow Margin Index)

电网的负载率裕度水平由每条线路的负载率裕度共同决定。可以用支路负载率裕度的平均值 μ_s 反映全网负载率裕度的平均水平,用标准差 σ_s 反映各支路负载率裕度差异,然后采用等值概率评估算法和理想点逼近技术计算出负载率裕度指标 PFMI:

$$\max(P(\mu_s > 0))=1, \min(P(\mu_s > 0))=0 \quad (7)$$

$$\max(\mu_s)=1, \min(\mu_s)=0 \quad (8)$$

$$PFMI = \text{Index}P(\mu_s, \sigma_s) \times \text{Index}T(\mu_s) \quad (9)$$

3.1.3 主变容载比裕度指标 CRMI (Capacity-load Ratio Margin Index)

根据《上海电网若干技术原则的规定》,220 kV 主变容载比不低于 1.8,35 kV 和 110 kV 主变容载比不低于 1.9,低于导则要求的主变运行方式是不合格的,即 CRMI = 0。对于合格的运行方式,采用等值概率评估算法和理想点逼近技术计算电网主变平均容载比裕度指标 CRMI。

若以 $T_{CL_ratio_ave}$ 表示主变平均容载比, $T_{CL_ratio_std}$ 表示容载比标准差,则

$$CRMI = \begin{cases} 0 \\ \text{Index}P(T_{CL_ratio_ave}, T_{CL_ratio_std}) \end{cases} \quad (10)$$

3.1.4 短路电流指标 SCCI (Short Circuit Current Index)

220 kV、110 kV 和 35 kV 线路的短路电流限值分别为 50 kA、25 kA 和 25 kA。当电网发生短路故障时,如果断路器无法切断电流以隔离故障,则会给电网带来巨大的危害,因此,本指标只考虑两种取值,合格为 1,否则为 0:

$$SCCI = \begin{cases} 1 & (I_{short} < I_{max}) \\ 0 & (I_{short} > I_{max}) \end{cases} \quad (11)$$

式中: I_{short} 表示短路电流, I_{max} 表示短路电流限额。

3.2 供电可靠性综合指标 RI (Reliability Index)

本文采用如下的可靠性指标^[9]来评估地区电网供电可靠性:

系统平均停电时间:

$$SAIDI = \sum N_s U_s / \sum N_s \quad (12)$$

系统平均停电频率:

$$SAIFI = \sum N_s \lambda_s / \sum N_s \quad (13)$$

平均供电可用率:

$$ASAI = (\sum 8760 N_s - \sum N_s U_s) / \sum 8760 N_s \quad (14)$$

系统总电量不足:

$$ENSI = \sum L_s U_s \quad (15)$$

式中: N_s 表示负荷点用户数, U_s 表示用户停电时间, λ_s 表示负荷点停电率, L_s 表示用户负荷。

在考虑负荷转移时由单一故障引起的负荷点停运时间计算方法需作如下修改,如表 1 所示。

表 1 负荷点停运时间计算表

Tab.1 Data table for load point outage calculation

故障停运		检修停运		
转移可行		转移不可行		转移不可行
自切	手动	转移可行	转移不可行	转移不可行
r	4 s	10 min	修复时间	0
			修复时间	修复时间

3.3 电能质量综合指标 PQI (Power Quality Index)

电能质量综合指标由电压合格率指标 VQRI (Voltage Qualified Rate Index) 和电压偏移率指标 VBRI (Voltage Bias Rate Index) 综合计算而得。电压合格率指标采用传统的定义和计算方法,本文不再赘述;电压偏移率指标采用本文提出的等值概率评估算法和理想点逼近技术计算,如式(16)所示:

$$VBRI = \text{Index}P(V_{bias_ave}, V_{bias_std}) \quad (16)$$

式中: V_{bias_ave} 表示平均电压偏移率, V_{bias_std} 表示电压偏移率标准差。

3.4 经济性综合指标 EI (Economy Index)

地区电网的经济性主要考虑网损,因此第二层的经济性综合指标等于第三层的网损指标。以网损与负荷总和之比作为网损指标 PLRI (Power Loss Rate Index),用来反映地区电网运行的经济性:

$$PLRI = P_{loss} / P_{load} \quad (17)$$

式中: P_{loss} 表示全网总网损, P_{load} 表示全网总负荷。

3.5 操作复杂度综合指标 OCI (Operation Complexity Index)

在地区电网调度过程中,设备投切操作的复杂程度直接关系到停电损失大小乃至网络安全性,有些运行方式可能因为涉及的操作次数过多而变得不可行,因此在运行方式的评估中应充分考虑这个问题。

对于正常方式,以 N-1 校验时的设备平均投切次数作为操作的复杂度,最佳情况(理想解)是不操作,最坏情况(负理想解)是每台设备都操作,即:

$$N_{best} = 0, N_{worst} = N_{line} \quad (18)$$

对于检修方式,以整个检修方式下的总操作次数作为其复杂度。最佳情况(理想解)为只有检修设备操作,最坏情况(负理想解)为每个设备检修时其余所有设备都需要操作且在下一设备检修前全部恢复到正常方式的状态。

$$N_{best} = N_{repair}, N_{worst} = 2N_{repair} N_{line} \quad (19)$$

根据理想点逼近技术可得:

$$OCI = IndexT(N_{total}) \quad (20)$$

式中: N_{line} 表示线路总数; N_{ave} 表示平均动作次数; N_{repair} 表示检修设备个数。

3.6 检修综合指标 MI (Maintenance Index)

对于检修方式的评价还应包括总停电次数 POTI (Power Off Times Index) 和总电能损失 PLI (Power Loss Index) 两部分。

对于 POTI, 最佳情况 (理想解) 是不发生停电, 最坏状况 (负理想解) 是每一次检修都造成所有负荷停电; 对于 PLI, 最佳情况 (理想解) 是不产生损失, 最坏状况 (负理想解) 是每一次检修都造成所有负荷都损失且直到检修结束才恢复, 因此有:

$$N_{best} = 0, N_{worst} = N_{repair} N_{total_user} \quad (21)$$

$$POTI = IndexT(\sum N_i) \quad (22)$$

式中: N_i 表示第 i 次检修造成的停电用户数; N_{total_user} 表示网络总用户数; N_{repair} 表示检修次数。

$$P_{best} = 0, P_{worst} = T_{total} P_{total_load} \quad (23)$$

$$PLI = IndexT(\sum P_{lose_i} T_i) \quad (24)$$

式中: T_i 表示第 i 次检修时间, T_{total} 表示总检修时间, P_{total_load} 表示总负荷

3.7 分类指标 GI (Group Index) 和运行方式综合指标 OMCI (Operation Mode Comprehensive Index) 由层次分析法不难得到:

$$GI = AHP(SEI_i) \quad (25)$$

$$OMCI = AHP(GI_i) \quad (26)$$

由上述算法可知, 综合指标取值范围是[0,1]。

4 算例分析

采用本文提出的评估算法, 对上海某地区 35 kV 地区电网正常运行方式和有 4 条支路待检修的检修方式进行评估。该地区电网包括 2 个 220 kV 站 (电源站), 8 个 35 kV 变电站, 63 条 35 kV 线路, 总负荷为 136.87 MW。在二次设备方面, 本算例充分考

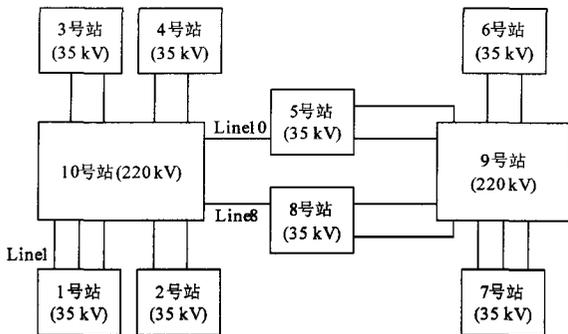


图 4 网络层拓扑图

Fig.4 Topology chart at network level

虑了 21 套自备投设备, 但忽略继电保护装置、重合闸装置等的影响。因篇幅有限, 只列出算例的网络层拓扑图和其中某相关站的变电站层拓扑图, 如图 4 和图 5 所示。

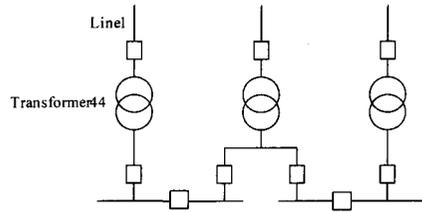


图 5 1 号站接线图

Fig.5 Connection chart of No.1 station

4.1 正常运行方式评估结果

对算例电网采用本文提出的指标体系和算法进行计算。首先计算指标体系中第三层的成分指标, 如表 2 所示。

表 2 正常运行方式成分指标计算结果

Tab.2 SEI calculation results for normal mode

指标	值	指标	值	指标	值
LCNI	0	SAIFI	0.745 0	VQRI	0.953 9
PFMI	0.812	SAIDI	0.522 8	VBRI	0.046 0
CRMI	1	ASAI	0.999 9	PLRI	0.063 4
SCCI	1	ENSI	0.708 3	OCI	0.942 8

根据上述结果采用层次分析法计算指标体系中第二层的分类指标, 如表 3 所示。

表 3 正常运行方式分类指标计算结果

Tab.3 GI calculation results for normal mode

指标	SSI	RI	VQI	EI	OCI
得分	0.906	0.994 8	0.953 9	0.936 6	0.751 5

最后用层次分析法在分类指标的基础上计算运行方式综合指标, 计算结果为 0.922 7, 说明该正常方式下的电网运行良好。

4.2 检修方式评估结果

该电网在某时间段内有 4 台设备需检修, 如表 4。

表 4 算例检修需求

Tab.4 Maintenance demand

类型	编号	首端节点	末端节点
Transformer	44	10	11
Line	1	3	10
Line	8	1	30
Line	10	6	20

该地区电力部门的运行方式编制人员编制出

如表 5 所示的两种可行的检修方式。

表 5 算例检修方式

Tab.5 Maintenance mode

检修方式 1			检修方式 2		
起止时间	类型	编号	起止时间	类型	编号
0~8	Transformer	44	0~8	Transformer	44
3~7	Line	1	5~9	Line	8
5~9	Line	8	10~14	Line	10
10~14	Line	10	15~19	Line	1

结合图 4 和图 5 不难看出,当 44 号变压器检修时,1 号线路需要陪停,因此上述两种方式相比,后者前者对 1 号线路的检修充分利用了 44 号变压器检修的时间,减少了断路器投切次数,应优于后者。

采用本文提出的方法计算检修方式下的指标体系。检修方式 1 的操作复杂度指标计算结果为 0.751 5,运行方式综合指标计算结果为 0.914 9,检修方式 2 的操作复杂度指标计算结果为 0.624 2,运行方式综合指标计算结果为 0.905 5。对比上述结果说明本文提出的方法正确地反映了运行方式的优劣。

5 结论

本文建立了地区电网运行方式的评估方法,包括指标体系和具体计算方法,并介绍了评估方法实施中所采用的关键技术。应用该方法评价了上海某地区电网的正常运行方式,比较了两种检修方式,计算结果表明本文提出的评估方法可以正确地评价地区电网运行方式的优劣,为电力调度部门的运行方式编制工作提供科学依据。

参考文献

- [1] 谢君. 电网运行方式及设备检修的可靠性评估(硕士学位论文)[D]. 合肥: 合肥工业大学, 2006.
XIE Jun. Research on Reliability of Operation and Maintenance of Power Network, Thesis[D]. Hefei: Hefei University of Technology, 2006.
- [2] Ni Ming, McCalley J D, Vittal V. Online Risk-based Security Assessment[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2003, 18(1):258-265.
- [3] Singh C, Chander T P, Jun Feng. Convergence Characteristics of Two Monte Carlo Models for Reliability Evaluation of Interconnected Power Systems[J]. Electric Power Systems Research, 1993,

28(1): 1-9.

- [4] 冯永青, 张伯明, 吴文传, 等. 基于可信理论的电力系统运行风险评估(一、二、三)[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(1-3).
FENG Yong-qing, ZHANG Bo-ming, WU Wen-chuan, et al. Power System Operation Risk Assessment Based on Credibility Theory (Part One to Three)[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(1-3): 17-23.
- [5] 孙元章, 刘海涛, 程林, 等. 运行可靠性在线短期评估方案[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(3): 4-8.
SUN Yuan-zhang, LIU Hai-tao, CHENG Lin, et al. A Scheme for Online Short-term Operational Reliability Evaluation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(3): 4-8.
- [6] Augugliaro A, Dusonchet L, Mangione S, et al. Fast Solution of radial Distribution Networks with Automated Compensation and Reconfiguration[J]. Electric Power System Research, 2000, 56: 159-165.
- [7] 罗党, 刘思峰. 一种灰色模糊决策问题的熵权分析方法[J]. 中国工程科学, 2004, 6(10): 48-51.
LUO Dang, LIU Si-feng. Analytic Method to a Kind of Grey Fuzzy Decision Making Based on Entropy[J]. Engineering Science, 2004, 6(10): 48-51.
- [8] 肖峻, 王成山, 周敏. 基于区间层次分析法的城市电网规划综合评判决策[J]. 中国电机工程学报, 2004, 24(4): 50-57.
XIAO Jun, WANG Cheng-shan, ZHOU Min. An IAHP-Based MADM Method in Urban Power System Planning[J]. Proceedings of the CSEE, 2004, 24(4): 50-57.
- [9] 刘伟, 郭志忠. 配电网安全性指标的研究[J]. 中国电机工程学报, 2003, 23(8): 85-90.
LIU Wei, GUO Zhi-zhong. Research on Security Indices of Distribution Networks[J]. Proceedings of the CSEE, 2003, 23(8): 85-90.

收稿日期: 2008-11-09; 修回日期: 2008-11-19

作者简介:

田洪(1983-), 男, 硕士研究生, 主要从事电力系统分析、配电可靠性等方面的研究; E-mail: robertbest64@163.com

张焰(1958-), 女, 教授, 博士, 主要从事电力系统规划及电力系统可靠性等方面的研究工作;

张益波(1980-), 男, 硕士, 工程师, 主要从事电力系统分析研究工作。