

考虑复杂天气风险源的电力系统可用输电能力评估

谢敏,尹一江,杜余昕,程培军,刘明波

(华南理工大学 电力学院,广东 广州 510640)

摘要:引入越限惩罚型变权熵理论,建立能够综合考虑雷电、降雨、风、气温、相对湿度等多种天气因素的复杂天气风险源模型,利用该模型计算相应的综合气象因子;基于电气设备的健康指数模型,提出天气风险源修正架空线路故障率的方法;采用非序贯蒙特卡罗仿真,对考虑复杂天气风险源的电力系统可用输电能力进行评估。采集我国南方沿海地区实际气象数据,并在 IEEE 118 节点系统进行仿真,结果表明所提方法是有效的。

关键词:电力系统;可用输电能力;变权熵理论;复杂天气风险源;健康指数模型;非序贯蒙特卡罗仿真;最优潮流

中图分类号:TM 761

文献标识码:A

DOI:10.16081/j.issn.1006-6047.2018.04.003

0 引言

2015 年电改 9 号文的颁布大力推进了我国电力市场的改革,全国各地陆续建立了电力交易中心和售电公司^[1-2]。电力市场环境下,电网的可用输电能力 ATC (Available Transfer Capability) 能够为系统运行人员和电力市场参与者提供电网使用的详细信息,以确保电力系统运行的安全与稳定裕度。

本文对电力系统 ATC 的评估模型和方法进行研究。电网实际运行过程中存在着大量的不确定性因素,如发电机、线路、变压器等元件的故障以及负荷的波动、天气的变化等^[3-7]。随着信息化、网络通信技术的发展,数值天气监测与预报系统在电力系统中得到广泛应用,为更为精细化地评估天气变化这一复杂风险源对电网 ATC 的影响提供了基础数据平台和实现的必要条件。

在以往的研究中,天气因素大多用于电网可靠性评估方面,通常是基于历史天气数据,将天气分为 2~3 种典型类别,分别建立每一种类别下的设备停运概率模型,进而计算系统的可靠性指标^[8]。这种天气因素的建模方式较为粗略,气象状态分类简单,无法实时分析天气因素对设备的影响,因此,适用于电力系统规划领域。对于电网实时调度而言,则要求更为精细和准确地考虑气象因素。如文献^[9]选取了不同的气象评判因素,并建立不同评判等级来综合评估多气象因素组合下的输电线路故障率。文献^[10]考虑了在线监测数据和气象因素两部分,并参照故障概率统计表和当前天气记录得出实时线路

故障率。文献^[11]将天气分为正常天气、坏天气和恶劣天气,分别计算 3 类天气场景下的设备故障率,并基于蒙特卡罗仿真对所在区域的天气和设备状态进行抽样,从而分析其对 ATC 的影响。可见,现阶段对天气因素的实时综合评估仍较为定性,难以满足电网调度运行及电力市场中对 ATC 实时性及准确性的要求。

综上所述,本文基于数值天气监测与预报系统提供的实时天气数据,精细化地考虑雷电、降雨、风、气温、相对湿度等多种气象因素,建立了基于越限惩罚型变权熵理论的复杂天气风险源模型;并结合非序贯蒙特卡罗仿真和最优潮流计算,对电网 ATC 进行计算。结合我国南方沿海地区实际天气数据和 IEEE 118 节点系统算例对本文所提模型和方法进行了校验。

1 电网的可用输电容量

ATC 是指在现有的输电合同基础上,实际物理输电网络中剩余的、可用于商业的输电能力。电力市场环境下,ATC 具体计算为在保证系统安全可靠运行的条件下,区域间或点对点间可能增加的最大输送功率。

本文重点研究考虑复杂天气风险源的电网 ATC 计算方法,总体思路为:首先采用非序贯蒙特卡罗仿真法模拟系统的各种不确定性因素,考虑的不确定性因素包括天气风险源不确定性因素和传统的不确定性因素(具体可见第 3.1 节);然后在每一个确定场景中采用最优潮流求解系统中供电区域到受电区域间可以增加的传输容量;最后统计 ATC 概率评估指标。

1.1 基于最优潮流的 ATC 计算模型

本文采用交流最优潮流对 ATC 进行求解:在给定基本潮流的基础上,使供电区域所有负荷节点、受电区域所有发电节点、其他区域发电机和负荷节点均保持基本潮流不变,同时增加受电区域的节点负

收稿日期:2017-05-16;修回日期:2018-01-02

基金项目:国家重点基础研究发展计划(973 计划)项目(2013CB228205);国家自然科学基金青年基金资助项目(50907023)

Project supported by the National Basic Research Program of China(973 Program)(2013CB228205) and the Young Scientists Fund of the National Natural Science Foundation of China(50907023)

荷,并相应增加供电区域的发电机出力,直到系统出现任何越限为止,求出此时受电区域负荷和供电区域发电机出力累计的最大值^[12]。

1.1.1 目标函数

ATC求解的目标函数为供电区域发电节点有功出力和受电区域负荷节点有功出力的累加值:

$$J = \max \left\{ \frac{1}{2} (1-k) \left[\sum_{i \in A} (P_{Gi} - P_{Gi}^0) + \sum_{j \in B} (P_{Lj} - P_{Lj}^0) \right] \right\} \quad (1)$$

其中, $i \in A$ 表示 i 为供电区域 A 节点; $j \in B$ 表示 j 为受电区域 B 节点; P_G 为供电区域发电机出力; P_L 为受电区域负荷节点有功出力; 上标“0”表示基本状态; k 为反映系统可靠裕度的系数, 此处取经验值 5%^[13-14]。

1.1.2 约束条件

a. 交流潮流约束:

$$P_{Gi} - P_{Li} = \sum_{j \in i} U_i U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (2)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Li} = \sum_{j \in i} U_i U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (3)$$

其中, $j \in i$ 表示节点 j 为直接与节点 i 相连的节点; U_i 为节点 i 的电压幅值; θ_{ij} 为节点 i 与节点 j 之间的相对角; G_{ij} 、 B_{ij} 分别为节点导纳中的电导和电纳; Q_{Gi} 、 Q_{Li} 分别为节点 i 的无功发电出力和无功负荷。

b. 节点电压约束:

$$U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max} \quad (4)$$

其中, $U_i^{\min}$ 为节点 i 电压幅值的最小值; $U_i^{\max}$ 为节点 i 电压幅值的最大值。

c. 功率约束:

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max} \quad (5)$$

$$Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{\max} \quad (6)$$

$$P_{Li}^0 \leq P_{Li} \leq P_{Li}^{\max} \quad (7)$$

$$Q_{Li}^0 \leq Q_{Li} \leq Q_{Li}^{\max} \quad (8)$$

其中, $P_{Gi}^{\min}$ 、 $P_{Gi}^{\max}$ 分别为节点 i 的发电机有功出力最小、最大值; $Q_{Gi}^{\min}$ 、 $Q_{Gi}^{\max}$ 分别为节点 i 无功出力最小、最大值; P_{Li}^0 、 $P_{Li}^{\max}$ 分别为节点 i 的有功基本负荷、最大负荷; Q_{Li}^0 、 $Q_{Li}^{\max}$ 分别为节点 i 的无功基本负荷、最大负荷。

d. 线路潮流约束:

$$-\bar{S}_{ij} \leq S_{ij}^F \leq \bar{S}_{ij} \quad (9)$$

$$-\bar{S}_{ij} \leq S_{ij}^E \leq \bar{S}_{ij} \quad (10)$$

其中, S_{ij}^F 、 S_{ij}^E 分别为线路 ij 首、末潮流的视在功率; $\bar{S}_{ij}$ 为线路的视在功率限值。

1.2 ATC 的评估指标

选取以下评估指标来定量分析蒙特卡罗仿真中

不确定性因素对 ATC 的影响。

a. ATC 的期望值 E_{ATC} :

$$E_{ATC} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N F_{ATC}(x_i) \quad (11)$$

其中, $F_{ATC}(x_i)$ 为第 i 次仿真状态下的 ATC 值; x_i 为第 i 次仿真状态; N 为总仿真次数。

b. ATC 的方差 V_{ATC} :

$$V_{ATC} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N [F_{ATC}(x_i) - E_{ATC}]^2 \quad (12)$$

c. ATC 的变异系数 γ :

$$\gamma = \sqrt{V_{ATC}} / E_{ATC} \quad (13)$$

d. ATC=0 的概率: 表示系统中已不能增加输入功率, 此时为保证系统区域间正常供电, 必须采取相应措施, 如发电再调度或削负荷等。

$$P_{ATC0} = N_{ATC=0} / N \quad (14)$$

其中, $N_{ATC=0}$ 为仿真时 ATC=0 的总次数。

2 ATC 计算中的复杂天气风险源处理

2.1 基于越限惩罚型的变权熵理论的复杂天气风险源建模

根据所研究地区的气象特征, 选取相关的气象因子来描述天气状态对架空线路故障率带来的影响。如何更为科学和客观地量化天气风险因素是关键。在此引入信息熵理论^[15]来实时客观地描述各类气象因子的作用值, 熵权理论根据计算得到的熵值判定系统各个指标提供的有效信息的多少而确定权重。在所选取的评价指标中值相差越大, 熵值越小, 该指标所提供的有效信息越多, 权重越大。

对气象因子分别进行标准化处理, 熵值和权重计算以得到“综合气象因子”。具体计算过程如式 (15)~(19) 所示。此处计算的天气参数来自被操作所处片区的数值天气预报系统。

$$y_{ij} = \frac{x_{ij} - x_{i,\min}}{x_{i,\max} - x_{i,\min}} \quad (15)$$

$$g_{ij} = \frac{y_{ij}}{\sum_{j=1}^M y_{ij}} \quad (16)$$

$$e_i = -\frac{1}{\ln M} \sum_{j=1}^M (g_{ij} \ln g_{ij}) \quad (17)$$

$$w_i = \frac{1 - e_i}{e_N - \sum_{i=1}^N e_i} \quad (18)$$

$$C = \sum_{i=1}^N w_i y_{ij} \quad (19)$$

其中, $x_{i,j}$ 为同度量化前某一属性的气象因子值; $y_{i,j}$ 为同度量化后某一属性的气象因子值; $x_{i,\min}$ 为 $x_{i,j}$ 中的最小值; $x_{i,\max}$ 为 $x_{i,j}$ 中的最大值; $g_{i,j}$ 为比率, e_i 为多属性的气象特征熵值, 若 $g_{i,j} = 0$, 则 $g_{i,j} \ln g_{i,j} = 0$, 故 $e_i \in [0, 1]$; M 为总月数或者总共时间段数; e_N 为气象因子总数; w_i 为每个气象因子的熵的权重; C 为综合气象因子, 取值范围在 $0 \sim 1$ 之间, 值越大, 反映天气对输电线路带来的风险也相应更大, 故对线路故障率的影响也越大。

为了更加准确地评估复杂天气因素对线路故障率的影响, 以下通过引入线性惩罚函数对式 (19) 的权值综合气象因子进行修正, 如式 (20) 所示。

$$Q = C \left(1 + \sum_{i=1}^N \beta_i x_{i,j} I_{i,j} \right) \quad (20)$$

其中, Q 为基于越限惩罚型的综合气象因子; $I_{i,j}$ 为气象指标是否越限的判断变量, $A_{s,i}$ 为气象指标 i 的设定界限, 若 $x_{i,j} \geq A_{s,i}$, 则 $I_{i,j} = 1$, 若 $x_{i,j} < A_{s,i}$, 则 $I_{i,j} = 0$; β_i 为越限严重度调整因子, 默认取值 1。 $x_{i,j}$ 越限程度越大, 对应的惩罚力度也就越大, 相应的基于越限惩罚型的熵权理论的综合气象因子值 Q 也越大, 其对输电线路所带来的风险也相应更大。

采用这种越限惩罚型变权熵理论来量化天气风险源的方法, 能够避免因天气特征的多属性而分散和低估可能带来的风险性问题, 能够横向比较单项或少数项气象指标取恶劣值时对架空输电线路带来的恶劣后果。基于越限惩罚型的熵权理论得到的综合气象因子可准确实时地评估天气对架空线路的影响; 在 ATC 评估中, 为考虑不同气象条件架空线路故障率的影响奠定了基础。

2.2 基于健康指数模型的架空线路故障率修正方法

Hughes. D 于 2003 年最早将健康指数模型^[16-17]

引入电力系统中, 并提出了大型变压器和高压架空线路的健康指数模型, 后又将风险评估系统与健康指数模型联系起来。本文采用健康指数模型考虑复杂天气风险源对线路故障率的修正。结合相关的天气历史统计数据、设备数据监测, 可以建立基于复杂天气风险源修正后的架空线路故障率模型:

$$\lambda = \lambda_0 [\alpha + \omega e^{\eta(Q-\mu)}] \quad Q \geq \mu \quad (21)$$

其中, λ_0 为正常情况下的线路初始故障率; λ 为基于实时天气状态下修正后的线路故障率; μ 为线路故障率符合健康指数模型的综合气象因子的最低阈值, 当 $Q < \mu$ (50% 的天气) 时, 输电线路故障率受天气因素影响较小, 不考虑天气对输电线路的影响; α 、 ω 、 η 为相关参数, 根据具体情况进行计算。

3 考虑复杂天气风险源的 ATC 具体计算步骤

3.1 基于蒙特卡罗仿真的电网运行拓扑状态确定

本文首先根据所考虑的区域求解相应的基于健

康指数模型的架空线路故障率修正模型; 然后采用非序贯蒙特卡罗法对该区域的天气进行模拟抽样得到相应的天气分布, 并且根据基于健康指数模型的架空线路修正模型修正该区域的线路故障率; 再对系统状态进行仿真, 具体包括发电机、线路故障以及负荷波动等。系统的负荷模型采用正态分布函数表示, 正态分布中负荷期望值采用潮流基值中相对应的负荷值, 方差 σ^2 根据历史经验得出^[18]。通常假设发电机和线路系统设备的不确定性模型服从两点分布, 对于系统中设备的状态按照满足均匀性、独立性的原则抽取 $[0, 1]$ 区间内分布的随机数, 并且与设备故障率进行比较, 如式 (22) 所示, 如果抽取的随机数小于故障率则设备发生故障; 否则, 设备正常运行。对系统的元件进行状态抽样后得到整个系统的拓扑连接状态。

$$S_i = \begin{cases} 1 & R_i > \lambda_i \text{ (运行状态)} \\ 0 & 0 \leq R_i \leq \lambda_i \text{ (故障状态)} \end{cases} \quad (22)$$

其中, S_i 为第 i 台设备的拓扑连接状态; R_i 为检验第 i 台设备是否发生故障所抽取的随机数; λ_i 为第 i 台设备的故障率。

3.2 ATC 计算流程

考虑复杂天气风险源的 ATC 计算流程如下所述, 相应流程图如图 1 所示。

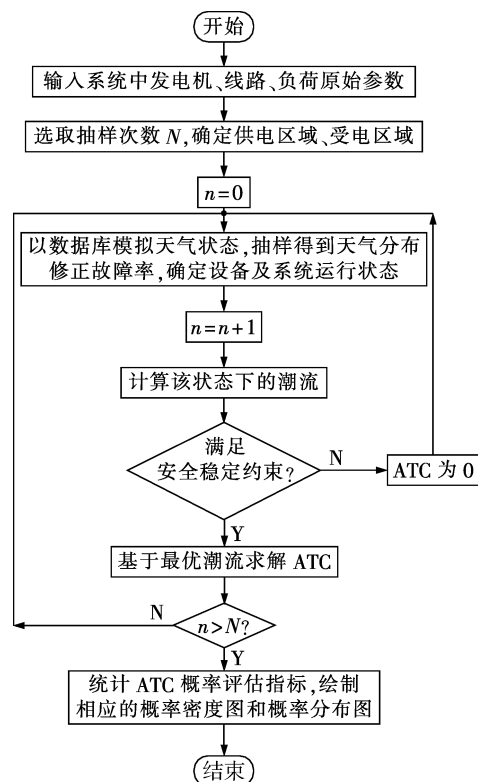


图 1 ATC 计算流程图

Fig.1 Calculation flowchart of ATC

- 输入相关天气数据及系统设备原始数据。
- 选取抽样次数 N , 并确定供电区域以及受电

区域。

c. 根据天气数据计算基于越限惩罚型的变权熵理论的综合气象因子,按照复杂天气风险源修正设备故障率的健康指数模型,修正设备故障率;采用蒙特卡罗仿真法模拟设备的运行状态并且确定系统状态。

d. 对确定场景下的系统状态进行潮流分析,判断其是否能满足安全可靠约束,若不满足,则设置ATC为0,返回步骤c重新抽样;若满足,则执行下一步。

e. 基于最优潮流法求解供电区域到受电区域的ATC的值。

f. 循环步骤c—e,直到满足抽样次数 N 。统计得到ATC的概率评估指标,并可以绘制相应的概率密度图和概率分布图。

4 算例分析

4.1 综合气象因子的计算及架空线路故障率的修正

以南方沿海地区实际气象为例,分析天气对架空输电线路故障率的影响。根据该区域的气象特征,在计算中忽略了该区域极少出现的覆冰、冰雹、雪这3个气象因子,仅考虑比较常见的雷电、风速、降雨、气温、相对湿度^[19-20]这5个气象因子,并假定其分别对应序列号 $i=1,2,3,4,5$ 。此外根据天气对线路故障率的影响,假定各个气象因子的越限判别分别为: $A_{s,1}=0.4$, $A_{s,2}=6$ 级, $A_{s,3}=100$ mm, $A_{s,4}=36.5^{\circ}\text{C}$, $A_{s,5}=90\%$ ^[21]。利用本文所提的天气风险源模型,对该地区近5年的天气进行计算排序,同时基于该地区调度控制中心的设备数据监测,制定评估标准如表1所示。

表1 天气风险等级表
Table 1 Weather risk ranking

风险等级	风险值范围	天气状态	对架空线路的影响
低	[0,0.5)	正常天气	基本无影响
中	[0.5,1.5)	高温、大雨等	存在一定威胁
高	[1.5,3)	恶劣天气	较大威胁
极高	≥ 3	极端天气	严重威胁

以该地区天气风险因素较高的7月份为例做进一步分析。根据气象统计数据,计算其近10年天气综合气象因子,如图2所示。在表1的基础上,根据该地区调度控制中心设备监测的具体历史数据,参考不同气象不同等级中输电线路故障率表^[8],并结合实际天气情况,进行极大似然估计,建立的基于复杂天气风险源模型如下所示:

$$\lambda = \lambda_0 [1 + 3.449 1e^{1.198 9(Q-0.2)}] \quad Q \geq 0.2$$

当基于越限惩罚型的综合气象因子 $Q < 0.2$ (50%的天气)时,输电线路故障率受天气因素影响较小,不考虑天气因素影响。当 $Q=1.5$ 时, $\lambda=0.017 4$

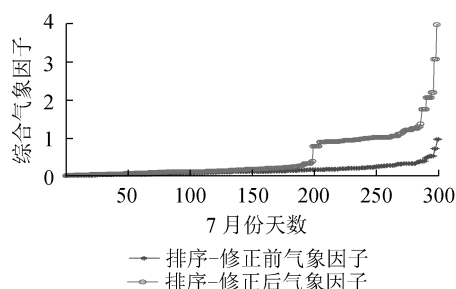


图2 广州近10年的7月份综合气象因子

Fig.2 Comprehensive meteorological factors in July for recent 10 years in Guangzhou

为原故障率的17.4倍,故障率的增加速度开始明显提升,此时相对应的天气一般为高温天气或者持续性的降雨天气,对架空输电线路具有较大的风险;当 Q 增加到3时,输电线路故障率增加到0.1,为原故障率的100倍,此时相对应的天气比较恶劣,如大风暴雨等天气;当 Q 增加到4附近时,故障率取值高达0.5~0.7,一般为级别较大的台风。由此可见,此模型能够准确地评估天气因素对输电线路故障率的影响。

4.2 考虑复杂天气风险源的ATC的计算

以南方沿海地区近10年的7月份天气为数据库进行天气模拟抽样,以MATLAB及GAMS (the General Algebraic Modeling System)软件为平台编程,采用GAMS软件中的Conopt非线性规划求解器,在IEEE 118节点系统上进行基于最优潮流的ATC计算。

IEEE 118节点系统由54台常规机组组成,共有186条线路,总装机容量为9 966.2 MW,负荷总量为4 242 MW,其接线图及供电区域(区域A)、受电区域(区域B)具体如图3所示。在计算中假定受电区域负荷节点有功出力上、下限标准分别为500 MW和0,无功上、下限标准分别为100 Mvar和0,其余系统元件基本参数、基本潮流数据及供电区域发电机节点发电出力上下限具体可参考Matpower中case118程序数据。发电机、线路故障的概率分布函数及负荷波动如表2所示。此外,计及天气因素的区域如图3中椭圆形圈出部分所示,共有15条线路,详见表3。

表4为考虑与不考虑天气因素的ATC具体概率统计指标。从表4中可以看出,考虑天气因素的ATC方差和变异系数明显增大,说明考虑天气因素后ATC波动加大;同时 P_{ATC0} 的值明显提高,系统稳定性显著降低。2种情况下ATC的概率密度图如图4所示。

对比图4(a)、(b)可见,考虑天气因素后ATC在低值区域的分布增加。为了更清晰地对比考虑天气因素前后ATC的变化,本文将ATC的概率分布根据其取值范围0~1 100 MW分成9个区间,见表5。

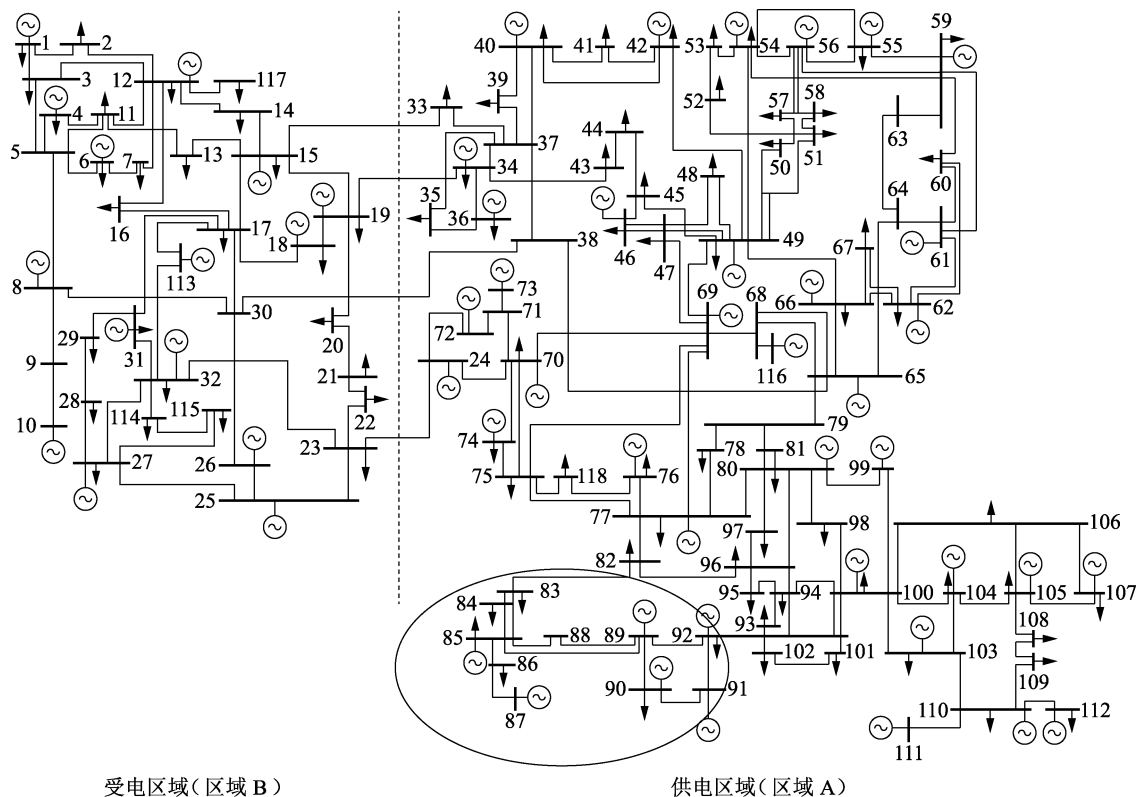


图 3 IEEE 118 节点系统接线图

Fig.3 Wiring diagram of IEEE 118-bus system

可以看出,2 种情况下的 ATC 值主要集中在 950~1 000 MW 区间内,其概率值分别为 96.5%、95.72%。此外,在 ATC 值较低的范围,如 0~800 MW,考虑天气因素前、后的概率累积值分别为 1.26%、2.26%,由此可见不考虑天气因素的 ATC 概率值明显要低于考虑天气因素的概率值,其中在 0~700 MW 区间尤其明显,后者概率为前者概率的 1.839 3 倍。综合以上指标分析可见,考虑天气风险源对准确评估系统 ATC 具有重要意义,尤其在恶劣天气出现较为频繁的月份。

表 2 蒙特卡罗过程中的系统参数

Table 2 System parameters in process of Monte Carlo simulation

线路故障率	发电机故障率	σ^2
0.001	0.001	0.02

表 3 考虑天气因素区域的线路

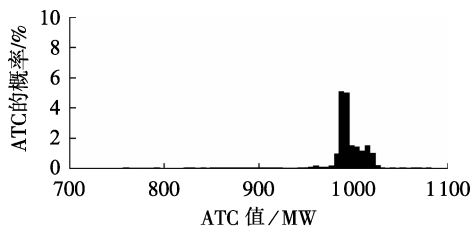
Table 3 Transmission lines in area considering weather factors

线路编号	首末节点	线路编号	首末节点
1	82-83	9	88-89
2	83-84	10	89-90
3	83-85	11	89-90
4	84-85	12	90-91
5	85-86	13	89-92
6	86-87	14	89-92
7	85-88	15	91-92
8	85-89		

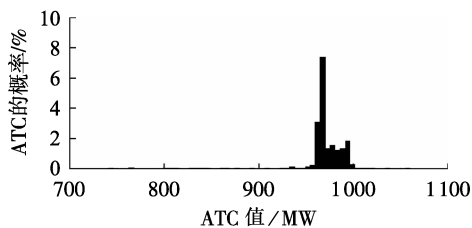
表 4 考虑和不考虑天气因素的 ATC 概率指标

Table 4 Probability indexes of ATC with and without considering weather factors

ATC 概率统计指标	不考虑天气因素	考虑天气因素
期望值/MW	960.960 6	951.875 3
方差	10 765.0	19 395.0
变异系数	0.108 0	0.146 3
P_{ATC0}	0.011 2	0.020 6



(a) 不考虑天气因素



(b) 考虑天气因素

图 4 考虑与不考虑天气因素的 ATC 概率

Fig.4 Probability of ATC with and without considering weather factors

表5 考虑和不考虑天气因素的ATC概率分布

Table 5 Probability distribution of ATC with and without considering weather factors

ATC 区间/MW	ATC 概率分布/%	
	不考虑天气因素	考虑天气因素
[0,700)	1.12	2.06
[700,750)	0	0.02
[750,800)	0.14	0.18
[800,850)	0.30	0.42
[850,900)	0.48	0.26
[900,950)	1.02	0.84
[950,1000)	96.50	95.72
[1 000,1 050)	0.40	0.48
[1 050,1 100]	0.04	0.02

5 结论

本文建立了基于越限惩罚型的变熵理论的复杂天气风险源模型,并基于健康指数模型建立了考虑复杂天气风险源对线路故障率的修正模型。以南方沿海地区为例,对该地区天气风险因素较高的7月份进行分析,验证了该模型可以准确评估天气因素对架空输电线路的影响。在此基础上计算了考虑复杂天气风险源修正线路后的系统ATC,表明计及天气因素可以更加准确地评估系统ATC,为电力市场参与者和电网运行人员提供更准确实时的电网信息。

参考文献:

- [1] 白杨,谢乐,夏清,等. 中国推进售电侧市场化的制度设计与建议[J]. 电力系统自动化,2015,39(14):1-7.
BAI Yang, XIE Le, XIA Qing, et al. Institutional design of Chinese retail electricity market reform and related suggestions[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(14):1-7.
- [2] 李永刚,张粒子. 特约主编寄语[J]. 电网技术,2016,40(11):3273-3274.
- [3] 从荣刚. 自然灾害对中国电力系统的影响(文献综述)[J]. 西华大学学报(自然科学版),2013,32(1):105-112.
CONG Ronggang. Impact of natural disasters on electric power systems of China (a literature review)[J]. Journal of Xihua University (Natural Science), 2013, 32(1):105-112.
- [4] 李述文. 恶劣气象灾害下架空输电线路运行风险评估研究[D]. 广州:华南理工大学,2015.
LI Shuwen. Research on the evaluation of overhead transmission line operation risk under the bad meteorological disasters[D]. Guangzhou:South China University of Technology, 2015.
- [5] 苏盛,陈金富,段献忠. 全球暖化与电力系统的相互影响综述[J]. 电网技术,2010,34(2):33-40.
SU Sheng, CHEN Jinfu, DUAN Xianzhong. Interaction between global warming and electric power systems[J]. Power System Technology, 2010, 34(2):33-40.
- [6] 佟新元. 考虑风电高风险爬坡事件的电力系统运行风险评估与备用决策[D]. 济南:山东大学,2016.
TONG Xinyuan. Operation risk assessment and reserve strategy of power system considering wind power ramp events[D]. Jinan: Shandong University, 2016.
- [7] 李谦. 计及极端天气与风电接入的系统运行风险评估[D]. 济南:山东大学,2015.
LI Qian. Risk assessment of power system with extreme weather and wind power integration[D]. Jinan: Shandong University, 2015.
- [8] 王磊,赵书强,张明文. 考虑天气变化的输电系统可靠性评估[J]. 电网技术,2011,35(7):66-70.
WANG Lei, ZHAO Shuqiang, ZHANG Mingwen. Reliability evaluation of transmission system considering weather change[J]. Power System Technology, 2011, 35(7):66-70.
- [9] 熊小伏,王尉军,于洋,等. 多气象因素组合的输电线路风险分析[J]. 电力系统及其自动化学报,2011,23(6):11-15,28.
XIONG Xiaofu, WANG Weijun, YU Yang, et al. Risk analysis method for transmission line combining of various meteorological factors[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2011, 23(6):11-15, 28.
- [10] 朱益华,罗毅,段涛,等. 基于输电线路实时评估模型的电力系统静态安全在线风险评估[J]. 电力自动化设备,2014,34(7):150-156.
ZHU Yihua, LUO Yi, DUAN Tao, et al. Online risk assessment based on real-time evaluation model of transmission line for static security of power system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(7):150-156.
- [11] 梁海峰,郭然,高亚静. 计及天气因素的风电并网系统可用输电能力评估[J]. 电力系统保护与控制,2013,41(1):164-168.
LIANG Haifeng, GUO Ran, GAO Yajing. Assessment on ATC of wind farm incorporated system considering weather[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(1):164-168.
- [12] 罗钢,石东源,蔡德福,等. 计及相关性的含风电场电力系统概率可用输电能力快速计算[J]. 中国电机工程学报,2014,34(7):1024-1032.
LUO Gang, SHI Dongyuan, CAI Defu, et al. Fast calculation of probabilistic available transfer capability considering correlation in wind power integrated systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(7):1024-1032.
- [13] OU Y, SINGHC. Assessment of available transfer capability and margins[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2002, 17(2):463-468.
- [14] 郭然. 间歇性电源接入对电网输电能力影响的研究[D]. 北京:华北电力大学,2013.
GUO Ran. Research on the impact of intermittent power on transmission transfer capability[D]. Beijing:North China Electric Power University, 2013.
- [15] 谢敏,邓佳梁,刘明波,等. 基于气象信息和熵权理论的降温负荷估算方法[J]. 电力系统自动化,2016,40(3):135-139.
XIE Min, DENG Jialiang, LIU Mingbo, et al. Temperature lowering load estimation method based on meteorological data and entropy weight theory[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(3):135-139.
- [16] HUGHES D. The use of "health indices" to determine end of life and estimate remnant life for distribution asset[C]//Proceedings of the 17th International Conference on Electricity Distribution (CIRED). Barcelona, Spain: [s.n.], 2003:5-15.
- [17] HUGHES D, PEARS T. Condition Based Risk Management (CBRM), a process to link engineering knowledge and practical experience to investment planning-an update[C]//Proceedings of the 19th International Conference on Electricity Distribution (CIRED).

Vienna, Austria: [s.n.], 2007:5.

- [18] 王俊. 含风电的电力系统可用输电能力研究[D]. 哈尔滨: 哈尔滨工业大学, 2013.
WANG Jun. Reserch on available transfer capability of power system with wind power[D]. Harbin: Harbin Institute of Technology, 2013.
- [19] 牛海燕. 中国沿海台风灾害风险评估研究[D]. 上海: 华东师范大学, 2012.
NIU Haiyan. Risk assessment of typhoon disasters in China coastal area[D]. Shanghai: East China Normal University, 2012.
- [20] 王建, 熊小伏, 李哲, 等. 气象环境相关的输电线路故障时间分布特征及模拟[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(3): 109-114, 123.
WANG Jian, XIONG Xiaofu, LI Zhe, et al. Modeling of generalized load steady-state characteristics based on affinity propagation clustering algorithm and its application[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(3): 109-114, 123.
- [21] 伍红雨, 刘蔚琴, 郑璟, 等. 2015年广东省气候概况[J]. 广东气象, 2016, 38(3): 1-5.
WU Hongyu, LIU Weiqin, ZHENG Jing, et al. Summary of the climate of Guangdong Province in 2015[J]. Guangdong Meteorology, 2016, 38(3): 1-5.

作者简介:



谢 敏

谢 敏(1978—), 女, 湖南衡阳人, 副教授, 博士, 主要研究方向为电力系统优化运行与控制(E-mail: minxie@scut.edu.cn);

尹一江(1992—), 女, 湖南邵阳人, 硕士研究生, 通信作者, 主要研究方向为电力系统安全性和稳定性分析(E-mail: yijiangyin@foxmail.com);

杜余昕(1993—), 女, 江西赣州人, 硕士研究生, 主要研究方向为电力系统优化运行与控制(E-mail: xinzi6726@163.com);

程培军(1994—), 男, 湖北宜昌人, 硕士研究生, 主要研究方向为电力系统优化运行与控制(E-mail: epchengpeijun@mail.scut.edu.cn);

刘明波(1964—), 男, 湖南常德人, 教授, 博士研究生导师, 博士, 研究方向为电力系统优化运行与控制(E-mail: epmbliu@scut.edu.cn)。

Assessment on available transfer capability considering complex weather risk sources

XIE Min, YIN Yijiang, DU Yuxin, CHENG Peijun, LIU Mingbo

(School of Electric Power, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China)

Abstract: Based on the variable weight entropy theory with off-limit punishment type, a model of complex weather risk sources is built, which considers multiple weather factors, such as thunder and lightning, rainfall, wind, temperature, relative humidity, etc. The corresponding comprehensive meteorological factor is calculated by the model. Based on the health index model of electrical equipment, a method of correcting the failure rate of overhead lines by using the weather risk sources is proposed. The non-sequential Monte Carlo simulation is adopted to evaluate the ATC (Available Transfer Capability) of power system with the consideration of complex weather risk sources. The actual meteorological data in the coastal area of southern China are collected and simulated in the IEEE 118-bus system, which verifies the effectiveness of the proposed method.

Key words: electric power systems; ATC; variable weight entropy theory; complex weather risk sources; health index model; non-sequential Monte Carlo simulation; optimal power flow