

面向多类型极端天气的新型电力系统规划方案全场景风险评估

刘文霞¹, 刘佳怡¹, 万海洋¹, 王雅姝¹, 张 帅¹, 冯 伟², 杨天蒙²

(1. 华北电力大学电气与电子工程学院, 北京市 102206; 2. 国家电网有限公司东北分部, 辽宁省沈阳市 110170)

摘要: 在多类型极端天气频发叠加新能源占比持续提升的背景下,为保障未来电力系统在极端天气下的安全稳定运行,提出了一种面向多类型极端天气的新型电力系统规划方案全场景风险评估方法。首先,从历史信息筛选出造成实际区域电网风险的潜在极端天气,分析气象因素与电网状态映射关系,并提出基于极端气象条件的电网风险场景识别方法;其次,针对极端天气及其影响下的源荷功率和设备故障等要素,建立风险场景多重不确定性模型,生成风险场景及其概率;同时,考虑未来电网特性及极端天气影响,从充裕性、灵活性及安全稳定性维度,提出了一套面向规划方案的针对性风险后果指标体系,并针对未来实际电网风险评估面临运行状态难以准确高效模拟的问题,提出基于国家电网规划仿真分析计算平台的实用化电网后果计算方法;最后,对2025年中国东北规划电网开展评估,并分析其在高温无风和暴风雪天气下的高风险地区及风险类别。

关键词: 风险评估; 新型电力系统; 极端天气; 全场景; 气象因素; 多重不确定性; 规划

0 引言

“双碳”战略驱动下,传统电力系统逐步转变为具备“三高两峰”特征^[1]的新型电力系统^[2]。同时,暴雨、高温、暴风雪等极端天气频发^[3-5],导致源荷特性变化、设备故障概率加大,系统运行安全风险凸显^[6],并呈现与极端天气强耦合特征^[7]。然而,当前电力系统仅采用常规场景下8760 h模拟及“N-1”校核来验证规划方案的供电可靠性与运行安全性^[8],并未在评估过程中考虑极端天气的影响,导致对极端天气风险认知不足。为此,如何在规划阶段科学评估未来小概率天气下的系统风险,对提高新型电力系统规划方案的可行性与应灾能力具有重要实践意义^[9-10]。

针对传统电力系统的风险评估,现有文献从不确定性建模^[11-12]、风险指标建模^[13-14]、状态抽样^[15]和后果计算^[16-17]4个步骤开展了大量研究^[18]。其中,面向极端天气的电力系统相关研究也已取得丰富成果,研究重点聚焦于量化气象灾害对系统源、网、荷侧影响,建立系统仿真模型并开展风险评估。在源侧,考虑新能源出力低引发电源供电不足的风险,文献^[19]提出了无风、无光极端天气场景下新型电力

系统月电量供需不平衡风险评估方法,并采用IEEE RTS-79标准系统论证了该方法的有效性。在网侧,聚焦于各类天气导致电网设备故障后系统状态变化引起电网供电不足的风险,文献^[20]基于Batts分布模拟风速和路径,建立台风时空影响下输电线路故障概率模型,以2016年第4号强台风“妮妲”事件为例,评估了元件易损性和系统韧性;文献^[21]针对覆冰增长导致绝缘子闪络、线路断线及电杆倒塌的问题,考虑系统响应及恢复措施对“韧性曲线”的影响,评估冰风暴下系统性能。在荷侧,文献^[22]建立极端高温下负荷及响应的不确定性模型,并评估电网可靠供电能力。进一步地,部分研究考虑源网/源荷双重不确定性开展评估。文献^[23]计及台风对风电出力和线路故障影响,建立元件状态转移概率模型及连锁故障模型,以2019年“利奇马”台风为例,对IEEE 39节点系统进行评估;文献^[21]建立高温引起负荷变化扰动下线路及发电机的故障概率模型,并评估IEEE RTS-96系统级联故障和电压不稳定风险。

上述研究仅针对某一确定历史极端天气,考虑其作用下源网荷部分不确定性对现状电网评估,并未计及目标地区实际气候特征及极端天气对源网荷的综合影响,忽略了实际电网可能面临多类极端天气及多重不确定性的事实。同时,极端天气对新型电力系统的影响更严重、风险类型更多样,上述研究仅选取切负荷、电压越限、潮流越限等风险的一种或

收稿日期: 2024-04-30; 修回日期: 2024-08-18。

上网日期: 2024-12-18。

国家电网有限公司东北分部科技项目(SGDB0000DJS2310060)。

几种,缺乏全面性与适应性。因此,当前成果难以全面表征新型电力系统规划方案对各类极端天气的应对能力,亦无法在规划阶段合理指导风险规避资金的有效投入。此外,在风险后果计算方面,主要针对IEEE/RTS标准系统,采用最优潮流模型在MATLAB软件中进行,但实际电网的运行方式、设备型号及参数差异等均对评估结果产生影响,上述模型太过简化,应用于实际时编程及潮流收敛难、评估效率和精度低,目前尚无实用化工具可对实际电网进行风险后果计算。综上,亟须解决多类型极端天气下多重不确定性全面量化、规划方案风险全面评估及大电网准确高效风险后果计算等问题。

为此,本文提出一种面向多类型极端天气的新型电力系统规划方案全场景风险评估方法。首先,基于历史数据的概率及后果信息,提炼目标区域电网潜在极端天气。在此基础上,综合考虑源、网、荷侧非正常运行状态,构建极端气象条件表达式,提出基于极端气象条件的电网风险场景识别方法。其次,构建风险场景中极端天气、源荷功率和设备故障等要素的不确定性模型,生成极端天气下电网风险场景及其概率。最后,结合极端天气及电网特性,建立考虑充裕性、灵活性及安全稳定性的规划方案后果评估指标体系,并提出基于国家电网规划仿真分析计算平台(下文简称“规划平台”)的实用化方法,实现规划电网风险后果的准确计算。

1 风险场景识别及研究框架

极端天气边界条件的确定是电网风险评估的基础,目前从气象学上并未有针对电力系统极端天气

的准确定义,现有研究大多采用某一历史典型极端天气事件的数据作为支撑,用于评估某地区电网风险时存在不适用、评估结果偏离实际等问题。为设定适合于目标电网的风险场景,本章首先基于某地区历史信息,综合考虑极端天气、系统源荷和设备故障等多维因素,筛选对电网可能产生较大影响的潜在极端天气;同时,定义电网极端气象条件的普适性定量表达式,以辨识极端天气下电网的风险场景;最后,给出本文整体研究框架。

1.1 基于极端气象条件的风险场景识别

电网风险水平取决于极端事件发生的频率及造成的后果,本文以中国东北地区为例,根据各省气象厅年鉴,统计了近20年极端天气发生次数,如图1所示。进一步,分析电网企业在极端天气下的停电事故报告,提炼出具有发生频率高、持续时间长、易引发源荷失衡及设备故障等特征的两类重点潜在极端天气:夏季高温无风和冬季暴风雪,如表1所示。

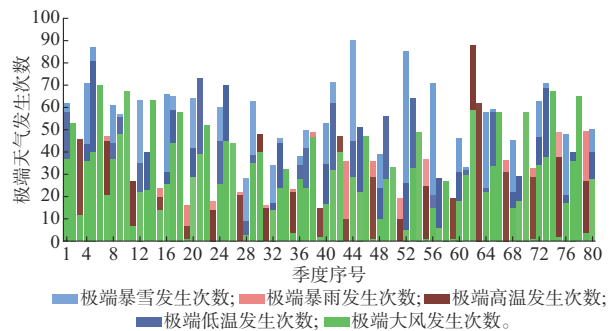


图1 2003年至2023年东北各季度各类极端天气发生次数统计

Fig. 1 Occurrence statistic of all types of extreme weather in various quarters of Northeast China from 2003 to 2023

表1 东北电网历史极端天气事故记录
Table 1 Historical extreme weather accident records of Northeast Power Grid of China

极端事件	发生时间	影响设备													
		500 kV 线路		220 kV 线路		110 kV 及以下线路		66 kV 及以下变电站		火电机组		风电机组		负荷损失	
		原因	数量	原因	数量	原因	数量	原因	数量	原因	数量	原因	数量	原因	损失量
高温无风	2018年7月14日至8月15日	过载致保护动作跳闸	18次	过载致保护动作跳闸	57次	过载致保护动作跳闸	408次	高温/过载致变电站停电	10座	过热/出线故障致机组退出	3台			失负荷	200.1 MW
	2021年12月5日至12月7日	覆冰及大风致断线	2条	覆冰及大风致断线	17条	覆冰及大风致断线	88条	高温/过载致变电站停电	47座	过热/出线故障致机组退出		低温及大风致机组退出	89台	失负荷	140.3 MW
暴风雪	2020年11月8日至11月10日	覆冰及大风致断线	12条	覆冰及大风致断线	36条	覆冰及大风致断线	105条	高温/过载致变电站停电	66座	过热/出线故障致机组退出	1台	低温及大风致机组退出	120台	失负荷	690.4 MW

以上两类极端天气叠加影响新能源高占比系统源、网、荷侧并使其偏离正常运行阈值,引发系统风险。在高温无风天气中,高温使冷负荷攀升,输电线

路和变压器因长时间重载和高温导致故障率上升;风速连续低于切入风速导致大规模风电机组持续出力不足,进而导致系统充裕性不足,失电风险增加。

在暴风雪天气中,极端低温及暴雪同时造成热负荷骤增、线路覆冰断线和风电机组低温保护动作;高风速致风电机组切机,风电出力下降,系统面临充裕性不足及大面积故障造成的电压、潮流越限等风险。

由此可知,极端气象因素为风险根源,当气象因素超过设备正常运行/负荷正常增长的范围时,电力系统源、网、荷侧将处于非正常运行状态,各类非正常运行状态组合使系统产生风险。首先,定义风险场景的要素,即气象因素 X 和电网状态 Y ,如式(1)和式(2)所示。然后,以电网状态的正常运行阈值为边界,定义某一置信值下的极端气象条件并作为识别风险场景的判据,如式(3)~式(5)所示。

$$X=[x_t^{(1)}, x_t^{(2)}, x_t^{(3)}] \quad t=1, 2, \dots, T \quad (1)$$

$$Y=[y_t^{(1)}, y_t^{(2)}, y_t^{(3)}, y_t^{(4)}, y_t^{(5)}] \quad t=1, 2, \dots, T \quad (2)$$

$$\begin{cases} \min \{x_t^{(1)}\} \geq (1-\sigma) \min \{\theta^{\text{WT, pro}}(y_t^{(1)}), \\ \theta^{\text{line, rate}}(y_t^{(3)})\} \\ \max \{x_t^{(1)}\} \leq (1+\sigma) \max \{\Delta P^{\text{L-pred}}(y_t^{(2)}), \\ \theta^{\text{line, rate}}(y_t^{(3)}), \theta^{\text{transf, rate}}(y_t^{(4)})\} \end{cases} \quad (3)$$

$$\begin{cases} \min \{x_t^{(2)}\} \geq (1-\sigma) \min \{v^{\text{WT, cut-out}}(y_t^{(1)}), \\ v^{\text{line, rate}}(y_t^{(3)})\} \\ \max \{x_t^{(2)}\} \leq (1+\sigma) \max \{v^{\text{WT, cut-in}}(y_t^{(1)}), \\ v^{\text{line, rate}}(y_t^{(3)})\} \end{cases} \quad (4)$$

$$\begin{cases} \min \{x_t^{(3)}\} \geq (1-\sigma) s^{\text{line, rate}}(y_t^{(3)}) \\ \max \{x_t^{(3)}\} \leq (1+\sigma) s^{\text{line, rate}}(y_t^{(3)}) \end{cases} \quad (5)$$

式中: X 为 $T \times 3$ 气象因素矩阵,包括 t 时刻的温度 $x_t^{(1)}$ 、风速 $x_t^{(2)}$ 和降雪量 $x_t^{(3)}$; Y 为 $T \times 5$ 电网状态矩阵,包括 t 时刻的风电低出力 $y_t^{(1)}$ 、负荷异常需求 $y_t^{(2)}$ 、线路故障状态 $y_t^{(3)}$ 、变压器故障状态 $y_t^{(4)}$ 和火电机组故障状态 $y_t^{(5)}$; T 为极端天气持续时间对应的时刻数; σ 为极端气象条件对应的置信值; $\Delta P^{\text{L-pred}}$ 为负荷功率随温度变化的单位增量阈值; $\theta^{\text{WT, pro}}$ 、 $\theta^{\text{line, rate}}$ 和 $\theta^{\text{transf, rate}}$ 分别为风电机组保护装置、线路和变压器的温度设计值; $v^{\text{WT, cut-out}}$ 和 $v^{\text{WT, cut-in}}$ 分别为风电机组的切出和切入风速; $v^{\text{line, rate}}$ 为线路承受风速设计值; $s^{\text{line, rate}}$ 为线路承受覆雪量设计值。

以式(3)为例,置信值 σ 下负荷单位增量阈值和设备温度设计值的最值为温度边界值,当环境温度超过该数值时为电网风险场景。

1.2 全风险场景综合评估研究框架

在考虑地区所有潜在极端天气及多重不确定性的全风险场景下,建立了更为全面而精细的规划方案风险评估研究框架,如图2所示。当电网处于风险场景 s 时,对应 t 时刻出现的气象因素 X 、电网状态 Y 和电网后果指标集合 Ω^C 。具体地, t 时刻电网各类风险的数学模型如式(6)、式(7)所示。

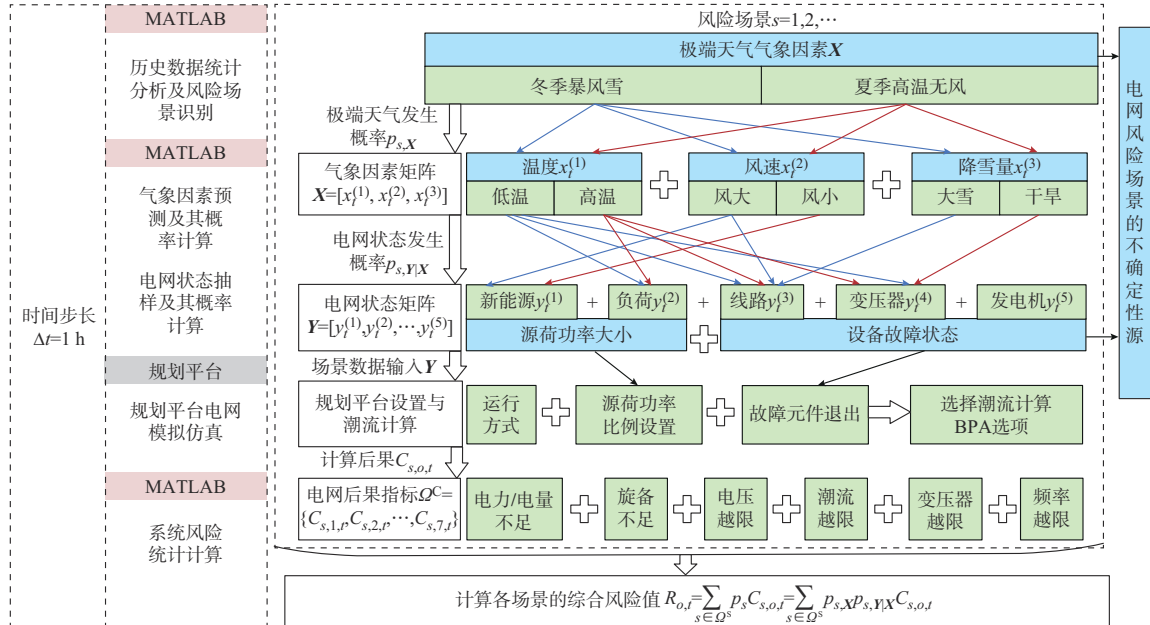


图2 风险场景构成及规划方案风险评估研究框架

Fig. 2 Composition of risk scenarios and framework of risk assessment study for planning schemes

$$R_{o,t} = \sum_{s \in \Omega^S} p_s C_{s,o,t} \quad \forall t \in \Omega^T, \forall o \in \Omega^C \quad (6)$$

$$p_s = p_{s,X} p_{s,Y} \quad (7)$$

式中: $R_{o,t}$ 为 t 时刻系统运行风险 o 的数值; Ω^S 为风险场景集合; p_s 为风险场景 s 的发生概率; $C_{s,o,t}$ 为风险场景 s 和运行风险 o 下, t 时刻电网后果指标的数

值; Ω^T 为仿真时间集合; $p_{s,X}$ 为风险场景 s 下发生气象因素 X 的概率; $p_{s,Y|X}$ 为气象因素 X 下出现电网状态 Y 的概率。

式(6)中,对于场景 s 下电网的风险计算包括风险场景发生概率 p_s 的计算和场景后果指标 $C_{s,o,t}$ 的计算,具体实用化计算方法分别在第2章和第3章展开介绍。

2 风险场景的多重不确定性建模

风险场景的要素均具有不确定性,本章分别给出气象因素、源荷功率和设备故障的概率模型及生成方法。同时,计算风险场景发生概率 p_s ,包括极端天气发生概率 $p_{s,X}$ 和系统状态(系统源荷状态及设备故障状态)发生概率 $p_{s,Y|X}$ 。

2.1 极端天气发生概率模型

逆变换法可生成服从某一概率分布的随机变量^[24],采用该方法生成风险场景中对应极端气象条件下的气象因素,具体实现步骤为:

1)从历史气象数据中拟合气象因素 $x_t^{(h)}$ 的概率密度函数、概率分布函数及其反函数,分别记为 $f(x_t^{(h)})$ 、 $F(x_t^{(h)})$ 和 $F^{-1}(x_t^{(h)})$,其中, $h=1,2,3$;

2)生成 n 个服从 $(0,1)$ 上均匀分布的随机变量 R ,分别将其代入概率分布反函数,得到的 $F^{-1}(R)$ 即为气象因素取值,即 $\hat{X}=(F^{-1}(R))_{n \times n}$;

3)从 \hat{X} 中随机取 T 组满足极端气象条件表达式的取值,作为对应风险场景的气象因素 X 。

极端天气的发生概率 $p_{s,X}$ 可由各类气象因素同时发生的概率表示,如式(8)所示。

$$p_{s,X} = \prod_{h=1}^3 p_{s,x_t^{(h)}} \quad (8)$$

式中: $x_t^{(h)}$ 为 t 时刻的第 h 类气象因素; $p_{s,x_t^{(h)}}$ 为风险场景 s 下, t 时刻发生第 h 类气象因素的概率,该概率可根据气象因素 $x_t^{(h)}$ 的概率密度函数 $f(x_t^{(h)})$,在其极端气象条件对应的取值区间积分求得,见式(9)。

$$p_{s,x_t^{(h)}} = \begin{cases} \int_{(1-\sigma)\phi_t^{(h)}}^{+\infty} f(x_t^{(h)}) dx_t^{(h)} & x_t^{(h)} \geq (1-\sigma)\phi_t^{(h)} \\ \int_{-\infty}^{(1+\sigma)\phi_t^{(h)}} f(x_t^{(h)}) dx_t^{(h)} & x_t^{(h)} \leq (1+\sigma)\phi_t^{(h)} \end{cases} \quad (9)$$

式中: $\phi_t^{(h)}$ 为与气象因素 $x_t^{(h)}$ 相关的电网状态极端边界值,以 $\phi_t^{(1)}$ 为例,可表示为 $\phi_t^{(1)} = \{\Delta P^{L,\text{pred}}(y_t^{(2)}), \theta^{\text{line,rate}}(y_t^{(3)}), \theta^{\text{transf.rate}}(y_t^{(4)})\}$ 。

2.2 系统状态发生概率模型

系统状态的发生概率 $p_{s,Y|X}$ 受源荷功率和设备故障两类不确定性影响,可由式(10)表示。

$$p_{s,Y|X} = \prod_{e=1}^5 p_{s,y_t^{(e)}|X} \quad (10)$$

式中: $y_t^{(e)}$ 为 t 时刻第 e 类电网状态; $p_{s,y_t^{(e)}|X}$ 为电网在风险场景 s 和气象因素 X 下, t 时刻发生第 e 类状态的概率。当 $e=1,2$ 时, $p_{s,y_t^{(e)}|X}$ 为源荷功率发生概率;当 $e=3,4,5$ 时, $p_{s,y_t^{(e)}|X}$ 为设备故障发生概率。

2.2.1 源荷功率概率模型

近似日搜索法可从历史数据中寻找具备某特征或类似特征下的数据,故以气象因素为特征,采取该方法生成对应极端气象条件下的源荷功率。将2.1节中生成的 X 作为预测时段的特征矩阵,并根据历史数据建立近似时段的初始源荷功率向量集 $\Omega_1^{Y,\text{apx}}$ 和特征向量集 $\Omega_1^{X,\text{apx}}$,如式(11)、式(12)所示。

$$\Omega_1^{Y,\text{apx}} = \begin{bmatrix} Y_1^{\text{apx}} \\ \vdots \\ Y_d^{\text{apx}} \\ \vdots \\ Y_{D_1}^{\text{apx}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{1,t}^{(1),\text{apx}} & y_{1,t}^{(2),\text{apx}} \\ \vdots & \vdots \\ y_{d,t}^{(1),\text{apx}} & y_{d,t}^{(2),\text{apx}} \\ \vdots & \vdots \\ y_{D_1,t}^{(1),\text{apx}} & y_{D_1,t}^{(2),\text{apx}} \end{bmatrix} \quad t=1,2,\dots,T \quad (11)$$

$$\Omega_1^{X,\text{apx}} = \begin{bmatrix} X_1^{\text{apx}} \\ \vdots \\ X_d^{\text{apx}} \\ \vdots \\ X_{D_1}^{\text{apx}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_{1,t}^{(1),\text{apx}} & x_{1,t}^{(2),\text{apx}} & x_{1,t}^{(3),\text{apx}} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ x_{d,t}^{(1),\text{apx}} & x_{d,t}^{(2),\text{apx}} & x_{d,t}^{(3),\text{apx}} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ x_{D_1,t}^{(1),\text{apx}} & x_{D_1,t}^{(2),\text{apx}} & x_{D_1,t}^{(3),\text{apx}} \end{bmatrix} \quad t=1,2,\dots,T \quad (12)$$

式中: Y_1^{apx} 、 Y_d^{apx} 和 $Y_{D_1}^{\text{apx}}$ 分别为历史近似时段1、 d 和 D_1 的源荷功率向量; $y_{d,t}^{(1),\text{apx}}$ 和 $y_{d,t}^{(2),\text{apx}}$ 分别为历史近似时段 d 中 t 时刻的新能源出力和负荷需求; X_1^{apx} 、 X_d^{apx} 和 $X_{D_1}^{\text{apx}}$ 分别为历史近似时段1、 d 和 D_1 的气象因素向量; $x_{d,t}^{(1),\text{apx}}$ 、 $x_{d,t}^{(2),\text{apx}}$ 和 $x_{d,t}^{(3),\text{apx}}$ 分别为历史近似时段 d 中 t 时刻的温度、风速和降雪量; D_1 为近似时段的初始数量。

由于近似时段的初始数据较庞大,采用近似距离法筛选历史数据 $\Omega_1^{Y,\text{apx}}$ 中特征向量 $\Omega_1^{X,\text{apx}}$ 与 X 相似程度最大的近似时段,如式(13)所示。记筛选后的最优源荷功率集为 $\Omega_2^{Y,\text{apx}}$,对应的系统源荷状态概率 $p_{s,y_t^{(e)}|X}$ 如式(14)所示。

$$\xi_{d,t} = |x_{d,t}^{(1),\text{apx}} - x_{d,t}^{(1)}| < \epsilon \quad (13)$$

$$p_{s,y_t^{(e)}|X} = \frac{1}{D_2} \quad e=1,2 \quad (14)$$

式中: $\xi_{d,t}$ 为近似时段 d 与待预测时段 d 中 t 时刻特征参数 $x_{d,t}^{(1),\text{apx}}$ 和 $x_{d,t}^{(1)}$ 的近似距离; ϵ 为判断阈值; D_2 为筛选后近似时段的数量。

2.2.2 设备故障概率模型

极端天气下,规划电网的设备故障概率受长期服役年限、短期外部环境和运行状态的共同作用呈现时变特性,为准确反映设备时变故障概率,全面考虑上述3类影响因素并建立输电线路、变压器和发电机等各类型设备的综合时变故障概率模型。

1) 设备基础故障概率

设备基础故障率随服役年限的增加呈浴盆曲线,并在磨损故障期急剧上升。由于规划电网中可能有大量设备处于该时期,故考虑服役年限因素,并认为在评估时段内设备基础故障率不变,采用浴盆曲线和指数模型分别描述所有类型设备的基础故障率和基础故障概率,如式(15)、式(16)所示。

$$\lambda_{j,t}^{\text{base}} = \frac{\beta_j}{\alpha_j} \left(\frac{T_j^0}{\alpha_j} \right)^{\beta_j - 1} \quad (15)$$

$$p_{j,t}^{\text{base}} = 1 - \exp\left(-\sum_{t \in \Omega^T} \lambda_{j,t}^{\text{base}} \Delta t\right) = 1 - \exp(-\lambda_{j,t}^{\text{base}} T) \quad (16)$$

式中: T_j^0 为设备 j 的服役年限; $\lambda_{j,t}^{\text{base}}$ 、 $p_{j,t}^{\text{base}}$ 分别为设备 j 在 t 时刻的基础故障率和基础故障概率; α_j 、 β_j 分别为设备 j 的寿命参数和形状参数; Δt 为时间步长。

2) 环境相依的设备故障概率

在环境层面,不同极端天气对不同设备的影响机理不同。连续高温天气下,当设备热点温度过高时,线路抗拉寿命和变压器绝缘寿命会大幅缩短,设备加速老化;暴风雪天气下,输电线路会经历覆冰并承受风力、冰力双重作用,当其受力随冰厚增加超过机械极限时,将出现金属形变甚至断线。因此,本节分别建立基于温度条件相依的设备故障概率模型和基于冰风载荷的线路故障概率模型。

(1) 基于温度条件相依的设备故障概率模型

线路和变压器的寿命与运行温度的关系分别如式(17)和式(18)所示。

$$\alpha_{j,t}^{\text{line}} = \chi \exp(-\gamma x_{j,t}^{(1),\text{line}}) \quad (17)$$

$$\alpha_{j,t}^{\text{trf}} = f \exp\left(\frac{g}{x_{j,t}^{(1),\text{trf}} + 273}\right) \quad (18)$$

式中: $\alpha_{j,t}^{\text{line}}$ 和 $\alpha_{j,t}^{\text{trf}}$ 分别为 t 时刻线路 j 和变压器 j 的运行寿命; $x_{j,t}^{(1),\text{line}}$ 和 $x_{j,t}^{(1),\text{trf}}$ 分别为 t 时刻线路 j 和变压器 j 的运行温度,可根据外界温度 $x_t^{(1)}$ 计算; χ 为系数; $\gamma = b/m$,其中, b 为与导体材料属性相关的常数, m 为线路质量; f 和 g 为经验常数。

将设备寿命参数 $\alpha_{j,t}^{\text{line}}$ 和 $\alpha_{j,t}^{\text{trf}}$ 分别代入式(15)得到温度条件相依的线路故障率 $\lambda_{j,t}^{\text{dis,line}}$ 和变压器故障率 $\lambda_{j,t}^{\text{dis,trf}}$ 。同理,采用指数模型描述故障概率,如式(19)、式(20)所示。

$$p_{j,t}^{\text{dis,line}} = 1 - \exp\left(-\sum_{t \in \Omega^T} \lambda_{j,t}^{\text{dis,line}} \Delta t\right) \quad (19)$$

$$p_{j,t}^{\text{dis,trf}} = 1 - \exp\left(-\sum_{t \in \Omega^T} \lambda_{j,t}^{\text{dis,trf}} \Delta t\right) \quad (20)$$

式中: $p_{j,t}^{\text{dis,line}}$ 和 $p_{j,t}^{\text{dis,trf}}$ 分别为线路 j 和变压器 j 在 t 时刻受极端天气影响的故障概率。

(2) 基于冰风载荷的线路故障概率模型

由于线路覆雪量与其所处位置相关,首先考虑风速、温度和降雪量气象因素,建立与地理位置相关的线路覆冰增长模型,如式(21)~式(23)所示。

$$x_{j,t}^{(3),\text{line}} = \int_0^t v_{j,\tau}^{\text{ice}} d\tau \quad (21)$$

$$v_{j,t}^{\text{ice}} = \frac{\sqrt{(v_{j,t}^{\text{snow}} \rho)^2 + [0.26k_1 (v_{j,t}^{\text{snow}})^{0.88}]^2}}{\pi \rho} \quad (22)$$

$$v_{j,t}^{\text{snow}} = v_t^{\text{snow,max}} \exp\left(-\frac{(x_j^{\text{line}} - x_t^{\text{snow,max}})^2}{k_2} + \frac{(y_j^{\text{line}} - y_t^{\text{snow,max}})^2}{k_2}\right) \quad (23)$$

式中: $x_{j,t}^{(3),\text{line}}$ 、 $v_{j,t}^{\text{ice}}$ 、 $v_{j,t}^{\text{snow}}$ 分别为 t 时刻线路 j 处的覆冰厚度、覆冰速度和降雪速率; k_1 为最大风速与平均风速间的转换系数; ρ 为冰的密度; $v_t^{\text{snow,max}}$ 和 $x_t^{\text{snow,max}}$ 、 $y_t^{\text{snow,max}}$ 分别为 t 时刻最大降雪速率及相应地理位置的坐标; x_j^{line} 和 y_j^{line} 为线路 j 地理位置的坐标; k_2 为衰减系数。

其次,考虑冰载荷和风载荷综合影响,建立线路受力模型,如式(24)~式(26)所示。

$$F_{j,t}^{\text{IW}} = \sqrt{(F_{j,t}^{\text{I}})^2 + (F_{j,t}^{\text{W}})^2} \quad (24)$$

$$F_{j,t}^{\text{I}} = 9.8 \times 10^{-3} \rho \pi (D_j + x_{j,t}^{(3),\text{line}}) x_{j,t}^{(3),\text{line}} \quad (25)$$

$$F_{j,t}^{\text{W}} = CS_j v_{j,t}^{\text{wind}} (D_j + 2x_{j,t}^{(3),\text{line}}) \quad (26)$$

式中: $F_{j,t}^{\text{IW}}$ 、 $F_{j,t}^{\text{I}}$ 、 $F_{j,t}^{\text{W}}$ 分别为线路 j 在 t 时刻承受的冰风载荷、冰载荷和风载荷; D_j 和 S_j 分别为线路 j 的导线直径和档距因子; $v_{j,t}^{\text{wind}}$ 为线路 j 在 t 时刻的风速; C 为常数。

最后,依据金属形变理论可知,线路故障概率随着受力的增大呈指数上升趋势,当超过其机械力承受极限时将直接断线,如式(27)所示。

$$p_{j,t}^{\text{dis,line}} = \begin{cases} 0 & F_{j,t}^{\text{IW}} \leq F_j^{\text{IW,min}} \\ \exp\left(\frac{0.69(F_{j,t}^{\text{IW}} - F_j^{\text{IW,min}})}{F_j^{\text{IW,max}} - F_j^{\text{IW,min}}}\right) & F_j^{\text{IW,min}} < F_{j,t}^{\text{IW}} < F_j^{\text{IW,max}} \\ 1 & F_{j,t}^{\text{IW}} \geq F_j^{\text{IW,max}} \end{cases} \quad (27)$$

$$F_j^{IW, \min} = \frac{F_j^{W,1} F_j^{1,1}}{\sqrt{(F_j^{W,1} \cos \theta_t)^2 + (F_j^{1,1} \sin \theta_t)^2}} \quad (28)$$

$$F_j^{IW, \max} = \frac{F_j^{W,2} F_j^{1,5}}{\sqrt{(F_j^{W,2} \cos \theta_t)^2 + (F_j^{1,5} \sin \theta_t)^2}} \quad (29)$$

式中: $F_j^{IW, \min}$ 和 $F_j^{IW, \max}$ 分别为线路 j 承受冰风载荷的下限值 and 上限值; $F_j^{W,1}$ 和 $F_j^{W,2}$ 分别为当风速为线路 j 的 1 倍和 2 倍风速设计值时, 线路承受的风力; $F_j^{1,1}$ 和 $F_j^{1,5}$ 分别当冰厚为线路 j 的 1 倍和 5 倍冰厚设计值时, 线路覆冰受到的荷载力; θ_t 为 t 时刻线路覆冰受到的荷载力和线路在风作用下受到的荷载力同时作用时与垂直地面的夹角, 可表示为 $\theta_t = \arctan(F_{j,t}^W/F_{j,t}^I)$ 。

(3) 考虑运行状态的故障概率

极端天气造成电网故障后潮流发生转移, 易引发线路潮流、变压器负载率和发电机电压等越限, 导致设备的运行故障概率上升, 采用线性模型拟合 3 类设备运行故障概率^[25], 如式(30)~式(32)所示。

$$p_{j,t}^{\text{op, line}} = \begin{cases} 0 & I_{j,t}^{\text{line}} < I_j^{\text{line, rate}} \\ \frac{I_{j,t}^{\text{line}} - I_j^{\text{line, rate}}}{I_j^{\text{line, set}} - I_j^{\text{line, rate}}} & I_j^{\text{line, rate}} \leq I_{j,t}^{\text{line}} \leq I_j^{\text{line, set}} \\ 1 & I_{j,t}^{\text{line}} > I_j^{\text{line, set}} \end{cases} \quad (30)$$

$$p_{j,t}^{\text{op, trf}} = \begin{cases} 0 & I_{j,t}^{\text{trf}} < I_j^{\text{trf, rate}} \\ \frac{I_{j,t}^{\text{trf}} - I_j^{\text{trf, rate}}}{I_j^{\text{trf, set}} - I_j^{\text{trf, rate}}} & I_j^{\text{trf, rate}} \leq I_{j,t}^{\text{trf}} \leq I_j^{\text{trf, set}} \\ 1 & I_{j,t}^{\text{trf}} > I_j^{\text{trf, set}} \end{cases} \quad (31)$$

$$p_{j,t}^{\text{op, gen}} = \begin{cases} 1 & U_{j,t}^{\text{gen}} < U_j^{\text{gen, set1}} \cup U_{j,t}^{\text{gen}} > U_j^{\text{gen, set2}} \\ \frac{U_{j,t}^{\text{gen, min}} - U_{j,t}^{\text{gen}}}{U_j^{\text{gen, min}} - U_j^{\text{gen, set1}}} & U_j^{\text{gen, set1}} \leq U_{j,t}^{\text{gen}} < U_j^{\text{gen, min}} \\ 0 & U_j^{\text{gen, min}} \leq U_{j,t}^{\text{gen}} \leq U_j^{\text{gen, max}} \\ \frac{U_{j,t}^{\text{gen}} - U_j^{\text{gen, max}}}{U_j^{\text{gen, set2}} - U_j^{\text{gen, max}}} & U_j^{\text{gen, max}} < U_{j,t}^{\text{gen}} \leq U_j^{\text{gen, set2}} \end{cases} \quad (32)$$

式中: $p_{j,t}^{\text{op, line}}$ 、 $p_{j,t}^{\text{op, trf}}$ 、 $p_{j,t}^{\text{op, gen}}$ 分别为线路 j 、变压器 j 和发电机 j 在 t 时刻的运行故障概率; $I_{j,t}^{\text{line}}$ 、 $I_{j,t}^{\text{trf}}$ 分别为 t 时刻线路 j 和变压器 j 的负载电流; $I_j^{\text{line, rate}}$ 、 $I_j^{\text{trf, rate}}$ 分别为线路 j 和变压器 j 负载电流的额定值; $I_j^{\text{line, set}}$ 、 $I_j^{\text{trf, set}}$ 分别为线路 j 和变压器 j 过流保护的整定值; $U_{j,t}^{\text{gen}}$ 为 t 时刻发电机 j 的机端电压; $U_j^{\text{gen, max}}$ 、 $U_j^{\text{gen, min}}$ 分别为发电机 j 机端电压正常值的上、下限; $U_j^{\text{gen, set1}}$ 、 $U_j^{\text{gen, set2}}$ 分别为发电机 j 低电压保护和过电压保护的整定值。

(4) 综合时变故障概率

考虑上述影响设备故障的 3 类因素间相互独

立, 采用串联模型描述 3 类设备的综合时变故障概率 $p_{j,t}^{\text{unit}}$, 如式(33)所示。

$$p_{j,t}^{\text{unit}} = \begin{cases} 1 - (1 - p_{j,t}^{\text{base}})(1 - p_{j,t}^{\text{op, line}})(1 - p_{j,t}^{\text{dis, line}}) \\ 1 - (1 - p_{j,t}^{\text{base}})(1 - p_{j,t}^{\text{op, trf}})(1 - p_{j,t}^{\text{dis, trf}}) \\ 1 - (1 - p_{j,t}^{\text{base}})(1 - p_{j,t}^{\text{op, gen}}) \end{cases} \quad (33)$$

依据综合故障概率 $p_{j,t}^{\text{unit}}$, 采用蒙特卡洛法抽样设备状态, 如式(34)所示。假设抽样次数为 M , 则电网故障状态发生概率如式(35)所示。

$$y_{j,t}^{(3)}, y_{j,t}^{(4)}, y_{j,t}^{(5)} = \begin{cases} 1 & p_{j,t}^{\text{unit}} > \epsilon' \\ 0 & p_{j,t}^{\text{unit}} \leq \epsilon' \end{cases} \quad (34)$$

$$p_{s, y_t^{(e)} | X} = \frac{1}{M} \quad e = 3, 4, 5 \quad (35)$$

式中: $y_{j,t}^{(3)}$ 、 $y_{j,t}^{(4)}$ 、 $y_{j,t}^{(5)}$ 分别为线路 j 、变压器 j 和火电机组 j 在 t 时刻的故障状态, 若故障则 $y_{j,t}^{(e)} = 1$, 否则 $y_{j,t}^{(e)} = 0$, $e = 3, 4, 5$; ϵ' 为服从 $[0, 1]$ 均匀分布的随机数。

2.3 风险场景概率模型

综合 2.1 节与 2.2 节可得风险场景发生概率 p_s , 如式(36)所示。

$$p_s = p_{s, X} p_{s, Y|X} = \prod_{h=1}^3 p_{s, x^{(h)}} \prod_{e=1}^5 p_{s, y_t^{(e)} | X} = \prod_{h=1}^3 \left(\int f(x_t^{(h)}) dx_t^{(h)} \right) \frac{1}{D_2} \frac{1}{M} \quad (36)$$

3 风险场景的系统运行风险评估方法

相较传统电力系统, 新型电力系统的“三高两峰”特征^[26]使其受极端天气影响更为严重和多样, 为全面提高规划电网的防灾能力, 本章充分考虑未来电网特性与极端天气影响, 提炼出系统运行时充裕性不足、灵活性不足及安全稳定性不足等潜在风险, 并以此为依据建立了一套针对规划方案的风险后果指标体系。同时, 为解决大规模差异化设备建模困难、机组实际运行特性难以准确模拟和系统运行状态计算复杂难题, 从生成风险场景、计算系统状态和计算系统风险 3 个步骤出发, 提出基于规划平台的实用化电网风险评估方法。

3.1 系统风险后果指标体系

3.1.1 系统运行充裕性指标

充裕性指考虑部分设备停运或出力不足等因素后, 系统发电、输电和供电能力^[27]。规划电网的新能源占比逐步提高, 负荷在夏冬两季处于用能高峰, 当高温无风/暴风雪发生时, 可能产生新能源出力不足、负荷急剧增长、设备故障率高等问题, 系统面临充裕性不足风险。为此, 采用电力不足和电量不足两个后果指标对规划方案进行充裕性评价, 如式(37)、式(38)所示。

$$C_{s,1,t} = \sum_{i \in \Omega^N} \frac{P_{i,t}^{L,cut}}{P_{i,t}^N} \quad \forall t \in \Omega^T \quad (37)$$

$$C_{s,2,t} = \sum_{i \in \Omega^T} \sum_{i \in \Omega^N} P_{i,t}^{L,cut} \quad (38)$$

式中: $C_{s,1,t}$ 为系统在风险场景 s 下 t 时刻的缺供电率; Ω^N 为节点集合; $P_{i,t}^{L,cut}$ 为节点 i 在 t 时刻的负荷削减量; $P_{i,t}^N$ 为节点 i 处负荷在 t 时刻的总需求; $C_{s,2,t}$ 为系统在风险场景 s 下 t 时刻的缺供电量。

3.1.2 系统运行灵活性指标

灵活性指系统对扰动事件的快速响应能力^[27], 传统电力系统的可控调节资源较为充裕, 其灵活性不足风险并不严重。但在规划电网中, 常规机组逐渐被新能源机组代替, 导致调节能力下降, 当高温无风/暴风雪导致系统灵活性需求增加时, 可控电源满发可能依旧不能保证负荷需求, 系统面临灵活性不足风险。为此, 将灵活性指标纳入评估体系, 并采用旋转备用不足后果指标对规划方案进行灵活性评价, 如式(39)所示。

$$C_{s,3,t} = \begin{cases} \frac{\sum_{i \in \Omega^N} \frac{P_{i,t}^N - (\theta_{i,t}^G + P_{i,t}^G)}{P_{i,t}^N}}{0} & \sum_{i \in \Omega^N} \theta_{i,t}^G + P_{i,t}^G < P_{i,t}^N \\ 0 & \sum_{i \in \Omega^N} \theta_{i,t}^G + P_{i,t}^G \geq P_{i,t}^N \end{cases} \quad (39)$$

式中: $\forall t \in \Omega^T$; $C_{s,3,t}$ 为系统在风险场景 s 下 t 时刻的旋转备用不足量; $\theta_{i,t}^G$ 为 t 时刻节点 i 处常规机组的旋转备用; $P_{i,t}^G$ 为 t 时刻节点 i 处各类型机组出力之和。

3.1.3 系统运行安全稳定指标

安全稳定指标指系统在事故状态下避免失控和发生大停电的能力^[27], 规划电网“双高”特征显著, 这不仅会造成暴风雪天气下设备故障的组合数及规模的剧增, 同时导致系统抗扰能力的下降, 可能发生系统故障后频率、电压波动, 进一步引发脱网、连锁故障等更严重的恶劣事件^[27], 系统面临安全稳定不足风险^[28]。为此, 采用电压越限、潮流越限、变压器负载率越限及频率越限等指标对规划方案进行安全稳定评价, 如式(40)~式(43)所示。

$$C_{s,4,t} = \begin{cases} 0 & V^{\min} \leq \hat{V}_{i,t} \leq V^{\max} \\ \sum_{i \in \Omega^N} |\hat{V}_{i,t} - V^{\lim}| & \text{其他} \end{cases} \quad (40)$$

$$C_{s,5,t} = \begin{cases} \sum_{(i,j) \in \Omega^B} (\hat{P}_{(i,j),t} - P^{\max}) & \hat{P}_{(i,j),t} > P^{\max} \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (41)$$

$$C_{s,6,t} = \begin{cases} \sum_{i \in \Omega^N} (\hat{Z}_{i,t} - Z^{\max}) & \hat{Z}_{i,t} > Z^{\max} \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (42)$$

$$C_{s,7,t} = \begin{cases} \hat{f}_t - f^{\max} & \hat{f}_t > f^{\max} \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (43)$$

式中: $\forall t \in \Omega^T$; $C_{s,4,t}$ 、 $C_{s,5,t}$ 、 $C_{s,6,t}$ 、 $C_{s,7,t}$ 分别为风险场景 s 下 t 时刻的电压越限量、潮流越限量、变压器负载率越限量和系统频率下降率越限量; $\hat{V}_{i,t}$ 为 t 时刻节点 i 处电压标么值; V^{\max} 和 V^{\min} 分别为节点电压上、下限; V^{\lim} 为电压限值, 当 $\hat{V}_{i,t} > V^{\max}$ 时, V^{\lim} 取 V^{\max} , 当 $\hat{V}_{i,t} < V^{\min}$ 时, V^{\lim} 取 V^{\min} ; Ω^B 为线路集合; $\hat{P}_{(i,j),t}$ 为线路 (i,j) 在 t 时刻的潮流标么值; P^{\max} 为线路潮流上限; $\hat{Z}_{i,t}$ 为节点 i 处变压器在 t 时刻的负载率; Z^{\max} 为变压器负载率上限; \hat{f}_t 为系统在 t 时刻的频率最大下降率的标么值; f^{\max} 为系统频率下降率限值。

3.2 基于规划平台的电网风险评估方法

3.2.1 规划平台简介

相较于针对 IEEE/RTS 标准系统的 MATLAB 仿真方法, 规划平台更适用于规划电网的风险后果分析, 其优点如下: 1) 设备型号及模型完备, 平台内嵌了电力系统“源-网-荷-储”各类设备的运行、控制及保护模型, 仿真精度高; 2) 数据全面真实, 平台数据来源于实际系统的设计值与实测值, 仿真结果贴近实际; 3) 仿真功能强大, 平台兼具潮流计算、暂稳计算、短路计算等功能及 PSD-BPA、PSASP 等算法, 可从器件-设备-微电网-配电网-输电网各层次及历史、现在和未来各时段进行任意时空下的复杂系统分析。

3.2.2 评估流程

本文整体评估流程见图 3, 包含生成风险场景并计算其发生概率、基于规划平台计算系统状态和计算系统各类风险指标 3 个部分, 具体步骤如下:

1) 初始化风险场景数目 s 及评估时刻 t 。

2) 生成风险场景极端天气: 输入历史天气数据并拟合气象因素概率密度函数 $f(x_i^{(h)})$; 生成 n 个随机变量 R 并求解 $F^{-1}(R)$; 设定置信值 σ 下气象因素边界值 $x^{(h), \text{set}}(y_i^{(e)})$, 从 $F^{-1}(R)$ 中取 T 组满足极端气象条件的值作为气象因素 X , 并计算极端天气发生概率 $p_{s,x}$ 。

3) 生成风险场景系统源荷功率: 输入源荷历史数据并构造初始功率集 $\Omega_1^{Y, \text{apx}}$ 及对应特征向量集 $\Omega_1^{X, \text{apx}}$; 计算 X 与 $\Omega_1^{X, \text{apx}}$ 之间的距离, 依据最小距离原则从 $\Omega_1^{Y, \text{apx}}$ 中筛选最优源荷预测功率 $\Omega_2^{Y, \text{apx}}$ 并计算概率 $p_{s,y^{(e)}|x}$ ($e=1, 2$)。

4) 生成风险场景系统设备状态: 输入正常天气下设备故障历史数据及生成的极端天气数据, 计算

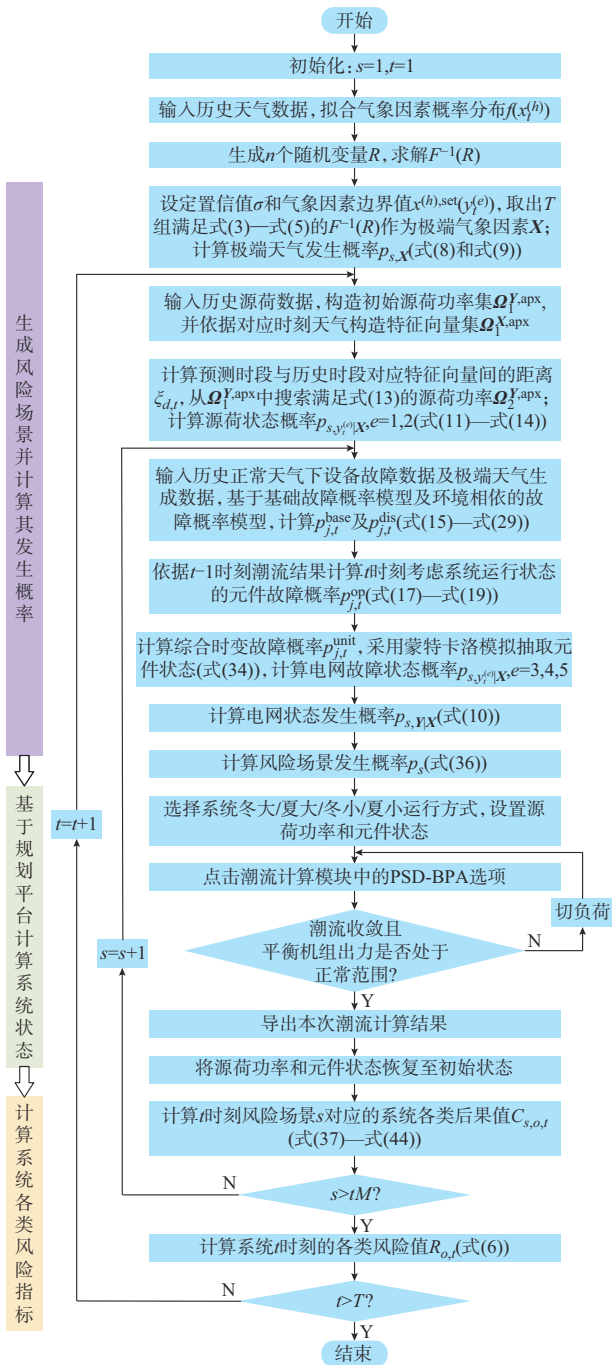


图3 基于规划平台的电网风险评估流程图
Fig. 3 Flow chart of risk assessment for power grid based on planning platform

基础故障概率 $p_{j,t}^{base}$ 和环境相依的故障概率 $p_{j,t}^{dis}$; 以 $t-1$ 时刻潮流结果推算 t 时刻考虑系统状态的故障概率 $p_{j,t}^{op}$, 计算综合时变故障概率 $p_{j,t}^{mit}$ 并采取蒙特卡洛法获得设备状态 $(y_{j,t}^{(3)}, y_{j,t}^{(4)}, y_{j,t}^{(5)})$, 并计算电网故障状态概率 $p_{s, y_i^e, X} (e = 3, 4, 5)$ 。

5) 根据式(10)计算电网状态发生概率 $p_{s, y_i^e, X}$, 根据式(36)计算风险场景发生概率 p_s 。

6) 设置规划平台: 在选定系统运行方式下按比例 $y_{d,t}^{(1), apx} / y_{d,t}^{(1), orig}, y_{d,t}^{(2), apx} / y_{d,t}^{(2), orig} (y_{d,t}^{(1), orig}, y_{d,t}^{(2), orig})$ 分别为平台初始新能源功率值、平台初始负荷功率值) 设置 t 时刻新能源出力和负荷需求, 按步骤5) 抽样结果依次设置故障设备状态。

7) 潮流计算: 采用潮流计算模块 PSD-BPA 计算潮流, 调整负荷比例直至潮流收敛, 导出本次计算结果并将平台恢复至初始状态。

8) 风险后果计算: 将潮流计算结果 $(\Delta P_{i,t}^{L, pred}, P_{i,t}^G, \hat{V}_{i,t}, \hat{P}_{(i,j),t}, \hat{Z}_{i,t}, \hat{f}_t)$ 代入后果指标公式, 完成该时刻风险场景后果计算。

9) 风险指标计算: 遍历该时刻所有场景的后果指标, 完成该时刻系统各类风险指标计算。

4 仿真算例

本文对东北规划电网展开仿真。其中, 风险场景生成和系统风险计算通过 MATLAB 平台编程实现, 系统状态通过规划平台仿真实现。

4.1 仿真系统参数

2025年东北电网规划方案中, 500 kV、220 kV 输电线路分别有 637 条和 3 478 条, 高压变电站共计 4 788 座, 电源装机容量达 277 200 MW (常规水电及抽水蓄能、核电、火电、新能源和储能占比分别为 5.13%、2.41%、40.03%、49.61% 和 2.83%), 预测尖峰负荷为 93 800 MW。参考各类设备现行设计规范及相关文献设定系统运行边界参数, 见附录 A 表 A1。

4.2 风险场景数据

极端天气持续时间设为 3 d, 以 1 h 为仿真时间步长, 对每个置信值 σ 对应的两类极端气象条件生成 $M'T (M' = m_1 + m_2, m_1, m_2$ 分别为极端气象条件 I 和 II 下每时刻对应的状态数目) 个风险场景, 组成方式如附录 A 图 A1 所示。以图 A1(a) 和 (b) 为例, 每一列表示系统状态在某极端气象条件下随时间的变化情况, 每一行表示系统状态在某时刻因不同极端气象条件产生的不同抽样情况。附录 A 表 A2 所示为置信值为 10% 时的气象因素, 与之对应的极端天气 72 h 变化曲线如附录 A 图 A2 所示, 两类天气发生概率计算值分别为 1.905×10^{-4} 、 1.014×10^{-4} , 3 类设备的时变故障概率见附录 A 图 A3、图 A4。

4.3 仿真结果与分析

4.3.1 系统风险水平评估结果

本节评估置信值为 10% 时对应极端气象条件下黑龙江省、吉林省、辽宁省、蒙东地区(下文简称三

省一区)充裕性及灵活性指标的风险变化,其中,电力不足风险见图4,三省一区的电量不足风险值分别为 1.98×10^{-3} 、 9.56×10^{-4} 、 4.8×10^{-3} 、 9.3×10^{-6} ,其他风险指标的变化见附录B图B1—图B3。

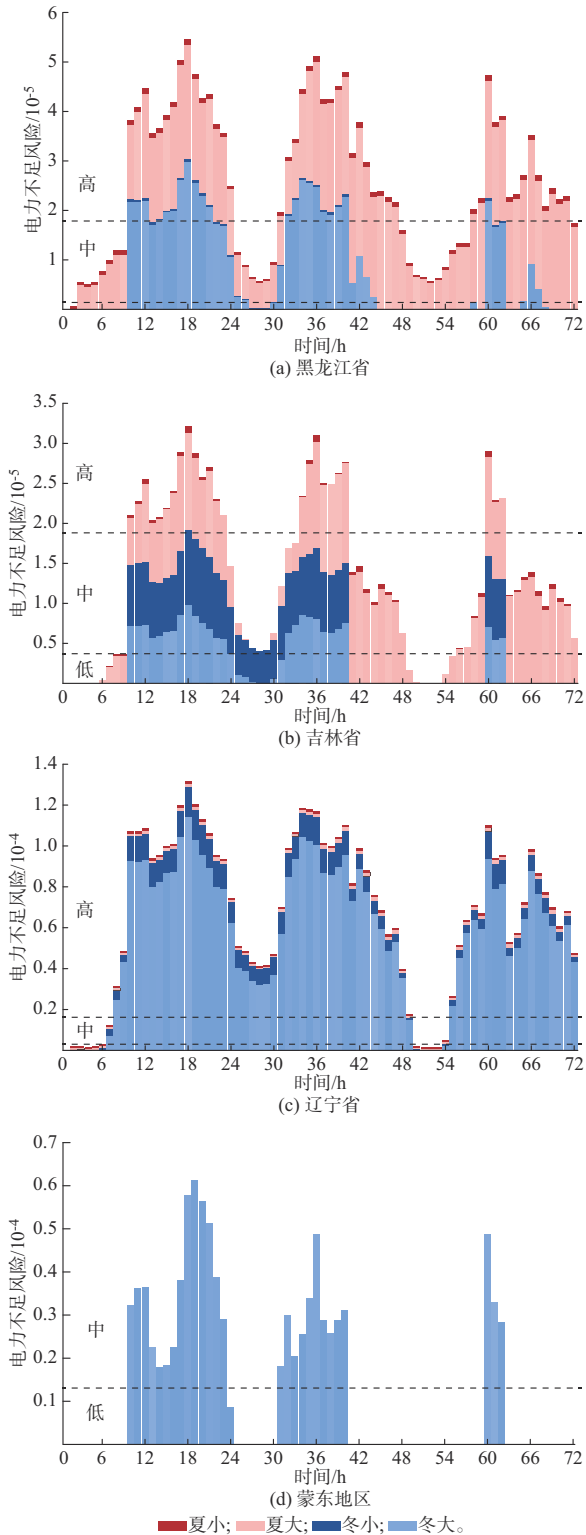


图4 各类系统运行方式下各地区电力不足风险
Fig. 4 Power shortage risk of various regions of China in various system operation modes

4.3.2 系统风险水平结果分析

依据文献[29]中电力系统风险等级划分标准,设定3个风险等级: $R_{o,t} > 1.79 \times 10^{-5}$ 为高风险, $2.39 \times 10^{-6} < R_{o,t} \leq 1.79 \times 10^{-5}$ 为中风险, $R_{o,t} \leq 2.39 \times 10^{-6}$ 为低风险。据此,统计图4、附录B图B1—图B5中数据,得出三省一区各类风险值在极端天气持续过程中处于高、中、低风险水平时段的占比(分别称为高风险占比、中风险占比及低风险占比)及其平均值,如表2、附录B表B1和表B2所示。

表2 各地区不同指标高风险占比
Table 2 High-risk proportion of various indicators in various regions of China

风险指标	不同地区高风险占比/%				平均占比/%
	黑龙江省	吉林省	辽宁省	蒙东地区	
电力不足	65.27	33.330	81.94	0	45.14
旋转备用不足	100.00	88.890	100.00	38.89	81.94
电压越限	97.22	12.500	83.50	0	48.31
潮流越限	98.61	41.660	87.50	0	56.94
变压器负载率越限	98.61	38.880	90.50	0	57.00
频率越限	30.56	4.167	41.67	0	19.10
综合风险	82.41	37.730	81.19	6.48	

1) 风险地区辨识

为辨识三省一区的风险情况,将地区综合风险划分为3个等级:综合指标高风险占比超过70%的属于高风险区域,处于30%~70%的属于中风险区域,低于30%的属于低风险区域。

由表2可知,蒙东地区除旋转备用不足风险值在少数时段较高外,其余指标均处于低风险水平,电网充裕性和安全稳定性较好,综合风险值的高风险占比仅为6.48%。故该地区规划电网最为坚强,属于低风险区域,在后续分析中可不包含该地区。对于吉林省,除旋转备用不足风险外,其他各类风险指标均处于中低风险水平,综合风险值的高风险占比为37.730%,属于中风险区域。对于黑龙江省和辽宁省,两省各类风险值大多处于高风险水平,综合风险值的高风险占比分别为82.41%和81.19%,并且对比图4、附录B图B1—图B5可知,辽宁电网的各类风险数值均为黑龙江电网的数倍,是未来东北电网最为脆弱的区域。

2) 风险指标对比分析

本节分析各类风险指标的数值大小情况。由表2、附录B表B1和表B2各行数据分布范围可见,对于灵活性指标,当前三省一区规划电网的所有旋转备用不足风险值均存在处于高风险水平时段,对应高风险平均占比高达81.94%,灵活性不足问题严

重,应考虑系统灵活性不足风险来制定适应极端场景的规划方案。对于安全稳定指标,除频率越限指标外,黑龙江省和辽宁省的其他安全稳定风险值的高风险平均占比均大于48%。对于充裕性不足指标,三省一区对应该指标风险值的高风险平均占比为45%。因此,系统灵活性不足是整个东北电网普遍面临且最为严重的风险,安全稳定不足风险次之,充裕性不足风险最低。

3) 不同极端天气风险演变过程及成因分析

电力系统各类风险变化与极端天气演化密切相关,观察附录A图A2所示极端天气气象因素变化,图A3、图A4所示各类设备故障概率变化及图4、附录B图B1—图B5,可分析极端天气持续过程中系统性能变化。以冬季暴风雪影响过程为例,一天内系统性能的变化趋势可划分为如下3个阶段:

(1)阶段Ⅰ:在冬季暴风雪影响的初期(00:00—09:00时段),此时降雪量/风速较小,风电机组并未完全切出,系统电采暖负荷增长不显著,天气对系统影响并不严重,系统仍可尽可能保证负荷需求,故各类风险值处于较低水平;

(2)阶段Ⅱ:在10:00—21:00时段,随着天气条件的恶化(降雪量由0.2 mm/h上升至1.6 mm/h,风速由13 m/s上升至34 m/s,温度由-15℃下降至-30℃);系统源网荷侧均经受不同程度的影响(源侧大部分风电机组切出,出力急剧下降;网侧部分线路故障率从0.2上升至1.0;负荷侧电采暖负荷最高增加至其预测值的1.1倍),系统性能大幅降低,各类风险值由中低风险水平逐渐增大进入高风险水平,并随负荷波动在10:00—13:00、17:00—19:00等高负荷时段达到峰值。

(3)阶段Ⅲ:在22:00—24:00时段,负荷降低、降雪量减少导致元件故障率降低,各类风险有所降低。

此外,夏季高温天气中系统运行性能变化与上述过程类似,在阶段Ⅱ中,随着温度由26℃上升至37℃且风速降低至0 m/s,源侧和负荷侧间的功率缺额不断增大,系统各类风险在高负荷时段(20:00—22:00)达到峰值。但是,由于连续高温导致线路/变压器等设备故障率的上升幅度远小于暴风雪条件时的故障率,其最大值仅为0.005 5,此时电网故障数量较少,系统风险来源主要取决于电源充裕性。

4) 不同运行方式下各地区风险情况分析

为分析系统在不同运行方式下面临主要风险的区别,本节对冬大、冬小、夏大和夏小运行方式下各地区风险情况进行分析。

2025年东北电网规划方案中,不同运行方式对应的常规机组(火电/水电/核电/抽水蓄能)及风电机组的开机容量占比情况如附录B表B3所示。观察图4、附录B图B1—图B5中各地区在不同运行方式下的风险数值占比情况可知,大部分省份的各类风险值具有以下特点:两类天气下的风险占比相当,且同一天气下大负荷运行方式对应风险远高于小负荷运行方式对应风险。以冬季为例,各类风险呈现上述特征的原因为:冬大方式下,风电机组开机容量占比仅在20%左右,而火电机组开机容量占比为50%~90%,系统供电主要依赖于火电;当系统发生严重故障时,较小的火电上调空间将导致系统源荷缺额较大,各类风险水平均较高;在冬小方式下,风电机组开机容量占比为20%~60%,虽然暴风雪天气会导致风电机组大规模退出,但由于该方式下负荷较小,处于最小开机方式的火电机组依然能够尽量满足大部分负荷需求。

特别地,辽宁电网的充裕性不足和灵活性不足风险在冬季占比很高(冬大时为86.5%、冬小时为10%),但在夏季占比很低(夏大时为2%、夏小时为1.5%),这是由于导致系统在夏冬两类极端天气下产生风险的主要诱因不同,前者仅由电源充裕性不足导致,而后者由电源充裕性不足和设备故障叠加导致。具体地,辽宁电网在各运行方式下的火电机组开机容量占比(约80%)高于其他地区。在高温无风天气下,由于设备故障率较低,系统基本无故障发生,各类风险较低;但在暴风雪天气下,天气及重负载导致设备故障率较高,引发系统严重故障。若系统为冬小方式,处于最小开机的常规机组勉强能够满足功率需求;若系统为冬大方式,常规机组已接近满发,其出力率为98.3%,基本无上调能力,不能满足暴风雪天气下较大的负荷需求,因而冬大风险较高,是4类运行方式下的主要风险。

此外,吉林电网的电压等安全稳定风险在冬小运行方式下更为突出。不同于其他省份,吉林风电资源较为丰富,在4种运行方式下的风电机组开机容量占比(约45%)均高于其他地区,冬小运行方式下的风电机组开机容量占比更是达到了53%。此时,当暴风雪天气导致大规模风电机组退出运行时,由于火电机组为最小开机状态,短时内火电机组的有功和无功率提供不足,造成更大的源荷功率缺额,故系统的电压越限、潮流越限等安全稳定风险更为突出。

4.3.3 评估方法性能分析

为验证本文所提模型和方法,本节设计了以下3种评估计算方案,并对其展开仿真,结果如表3、表4所示。其中,不同置信值下的电量不足风险见附

录B表B4。

方案1:采用本文所提模型和方法,对不同置信值 σ 对应的极端条件下系统风险水平进行对比分析。

表3 方案1中不同 σ 取值时各地区各指标高风险占比
Table 3 High-risk proportion of various indicators in various regions of China with different values of σ in scheme 1

风险	置信值 $\sigma/\%$	不同地区高风险占比/%			
		黑龙江省	吉林省	辽宁省	蒙东地区
电力不足	-20	2.78	0	11.11	0
	-10	63.89	26.390	65.28	0
	0	65.28	33.330	68.94	0
	10	72.37	45.760	75.00	1.09
	20	77.41	50.280	80.00	3.51
旋转备用不足	-20	11.11	0	80.56	0
	-10	81.94	62.500	100.00	0
	0	100.00	88.890	100.00	38.89
	10	100.00	100.000	100.00	55.56
	20	100.00	100.000	100.00	58.06
电压越限	-20	0	0	11.11	0
	-10	62.50	0	68.06	0
	0	97.22	12.500	87.50	0
	10	98.61	50.000	98.61	3.09
	20	88.89	54.440	100.00	9.51
潮流越限	-20	0	0	11.11	0
	-10	62.50	0	68.06	0
	0	98.61	41.670	87.50	0
	10	98.61	52.780	100.00	0
	20	98.83	58.780	100.00	0
变压器负载率越限	-20	0	0	11.11	0
	-10	62.50	0	68.06	0
	0	98.61	38.890	87.50	0
	10	98.61	65.280	100.00	0
	20	95.83	72.780	100.00	0
频率越限	-20	0	0	4.17	0
	-10	21.35	2.780	34.72	0
	0	30.56	4.167	41.67	0
	10	34.72	11.110	43.67	0
	20	38.44	15.110	51.75	2.81

方案2:采用某次暴雨事件的历史天气数据为输入,环境相依的故障概率部分参考文献[30]中暴雨灾害设备直接失效模型,其他模型为本文模型,对系统进行风险评估。

方案3:分别仅考虑本文建立的源荷功率波动和仅考虑设备故障建立风险场景不确定性模型,计算考虑部分不确定性下系统的风险。

1) 评估方法优越性分析

观察表3可知,随着置信值 σ 的增大,天气愈加恶劣,各类指标风险值也随之增大,当 σ 增大至0时,系统恰好处于非正常运行临界状态,各类指标高风险占比将显著提高,说明系统在此极端条件下确为高风险场景,进一步验证了本文所提依据电网正常运行状态阈值定义的极端气象条件确实能为电网风险场景识别提供较为准确的判据。并且,该方法具有更深远的意义,通过拟合不同恶劣程度天气的气象要素与系统对应运行风险的函数关系,可仅通过监测气象因素来预估规划电网在未来极端天气下的风险水平,这意味着实现电网极端天气场景快速识别与风险早期预警成为可能。

2) 评估方法准确性分析

极端暴雨并不在本文风险场景识别的结果之列,故采用某次暴雨事件历史数据进行仿真,结果如表4所示,本文没有对暴雨天气下电网设备进行故障建模,仅仅需要在算例中做对照组,故采用文献[30]中暴雨灾害电网设备故障模型刻画网侧不确定性。由表4可知,方案1得到的系统各类指标高风险占比均明显高于方案2数十倍,这说明本文针对东北地区识别并生成的两类极端天气的确能对该地区电力系统造成较大影响,而未识别出的暴雨则对该区域电网的威胁较小,本文场景识别方法行之有效。因此,采用本文方法可充分考虑区域气候和电网特性,为目标电网的风险评估提供适应性场景数据,有利于提高各风险计算值的准确度。

相比于方案1,方案3中系统各类指标高风险占比均有不同程度降低,降低程度为2%~9%,这说明仅考虑源荷功率/网侧故障不确定性的风险评估

表4 不同方案中辽宁电网各指标高风险占比

Table 4 High risk proportion of various indicators in Liaoning Power Grid of China in various schemes

方案	置信值 $\sigma/\%$	天气数据来源	不确定性		后果计算平台	各指标高风险占比/%					
			源荷	网侧		电力不足	旋转备用不足	电压越限	潮流越限	变压器负载率越限	频率越限
1	0	场景生成	√	√	平台	68.94	100.00	87.50	87.50	87.50	41.67
2		历史暴雨	√	文献[30]	规划平台	6.07	6.41	2.38	2.59	2.81	1.83
3	0	场景生成	√	×	平台	66.88	98.35	79.19	80.13	78.96	40.71
			×	√		62.74	90.20	86.28	84.44	84.00	37.96

注:“√”表示考虑;“×”表示不考虑。

结果偏乐观,可见,全面准确刻画源网荷不确定性对风险评估工作有着重要作用。

5 结语

本文提出了一种面向多类型极端天气的新型电力系统全场景风险评估方法。该方法能基于设定的极端气象条件辨识区域电网风险场景,通过全面量化极端天气下系统源网荷不确定性,从充裕性、灵活性及安全稳定性维度建立了全面的风险后果指标体系。最后,基于规划平台对2025年东北规划电网开展仿真,为实际电网风险规避策略的合理制定提供参考,结果表明:

1)蒙东地区电网受极端天气影响小,几乎无风险;辽宁电网最为脆弱,整体风险高,受火电机组开机容量占比较高影响,暴风雪天气发生时,其在冬大方式下各类风险尤为突出;吉林地区由于风电机组开机容量较高,在冬小方式下受暴风雪天气影响时,电压越限风险较为突出。此外,东北所有地区均面临较为严重的灵活性不足风险。

2)高温无风和暴风雪两类天气下的风险大小相当,同一天气下夏大风险 $>$ 夏小风险,冬大风险 $>$ 冬小风险;高温无风天气下系统的风险主要取决于源荷变化,而暴风雪天气下系统的风险受源荷变化和故障率综合影响,其安全稳定风险更为突出。

为合理指导资金有效投入,从规划和运行角度提出以下风险规避策略的建议:

1)针对最为脆弱的火电占比较高的辽宁电网,增加储能、抽水蓄能等灵活性资源储备,可保证冬小方式下负荷需求;

2)提前筛选东北电网中脆弱设备,并在规划阶段采取设备加固,重冰区规划线路采用防覆冰导线,预置变压器散热器、重载线路及变电站扩容等措施;

3)针对风电占比较高的吉林电网,采用风速切入切出优化控制技术,减小其在暴风雪和高温无风天气中风电机组切出次数,增大发电量,提高电源充裕性;

4)在极端天气侵袭过程中,采取状态监测、停运降温(对于线路,可采用电缆井投放冰砖、送冷风等措施;对于变压器,可采用通风、放置冰块、装设喷淋装置等措施)/停运除冰(给线路预置融冰装置)等灾中预防与故障定位、派遣抢修小队等紧急控制相协调的灾中风险规避手段,从而有效应对极端天气。

本文工作主要针对极端天气影响下系统源网荷等不确定性造成的风险,还需进一步考虑服务于风险规避措施制定的风险源。后续,将计及各类调控资源多寡、调度决策主观性等系统响应因素进行更

为精细全面的不确定性建模,从而更有利于提升未来电网极端天气应对能力。

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>),扫英文摘要后二维码可以阅读网络全文。

参考文献

- [1] 徐潇源,王晗,严正,等.能源转型背景下电力系统不确定性及应对方法综述[J].电力系统自动化,2021,45(16):2-13.
XU Xiaoyuan, WANG Han, YAN Zheng, et al. Overview of power system uncertainty and its solutions under energy transition [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(16): 2-13.
- [2] 曹雅丽.以新能源为主体的新型电力系统亟待构建[N].中国工业报,2022-07-13(1).
CAO Yali. New power system mainly based on new energy needs to be constructed [N]. China Industry News, 2022-07-13(1).
- [3] 刘雨彤,梁世强,刘艳,等.“23·7”特大暴雨洪水北京山洪灾害风险预报复盘分析[J].北京水务,2023(6):22-26.
LIU Yutong, LIANG Shiqiang, LIU Yan, et al. “23·7” extremely heavy rainstorm flood: a review of Beijing mountain flood disaster risk forecast [J]. Beijing Water, 2023(6): 22-26.
- [4] 高红均,郭明浩,刘俊勇,等.从四川高温干旱限电事件看新型电力系统保供挑战与应对展望[J].中国电机工程学报,2023,43(12):4517-4538.
GAO Hongjun, GUO Minghao, LIU Junyong, et al. Power supply challenges and prospects in new power system from Sichuan electricity curtailment events caused by high-temperature drought weather [J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(12): 4517-4538.
- [5] 钟海旺,张广伦,程通,等.美国德州2021年极寒天气停电事故分析及启示[J].电力系统自动化,2022,46(6):1-9.
ZHONG Haiwang, ZHANG Guanglun, CHENG Tong, et al. Analysis and enlightenment of extremely cold weather power outage in texas, U.S. in 2021 [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(6): 1-9.
- [6] 鲁宗相,李海波,乔颖.高比例可再生能源并网的电力系统灵活性评价与平衡机理[J].中国电机工程学报,2017,37(1):9-20.
LU Zongxiang, LI Haibo, QIAO Ying. Flexibility evaluation and supply/demand balance principle of power system with high-penetration renewable electricity [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1): 9-20.
- [7] 鞠冠章,王靖然,崔琛,等.极端天气事件对新能源发电和电网运行影响研究[J].智慧电力,2022,50(11):77-83.
JU Guanzhang, WANG Jingran, CUI Chen, et al. Impact of extreme weather events on new energy power generation and power grid operation [J]. Smart Power, 2022, 50(11): 77-83.
- [8] 魏利岫,艾小猛,方家琨,等.面向新型电力系统的时序生产模拟应用与求解技术综述[J].电力系统自动化,2024,48(6):170-184.
WEI Lishen, AI Xiaomeng, FANG Jiakun, et al. Review on applications and solving techniques of time-series production

- simulation for new power system [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2024, 48(6): 170-184.
- [9] 胡博,谢开贵,邵常政,等.双碳目标下新型电力系统风险评述:特征、指标及评估方法[J].*电力系统自动化*,2023,47(5):1-15.
HU Bo, XIE Kaigui, SHAO Changzheng, et al. Commentary on risk of new power system under goals of carbon emission peak and carbon neutrality: characteristics, indices and assessment methods [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(5): 1-15.
- [10] 郭创新,刘祝平,冯斌,等.新型电力系统风险评估研究现状及展望[J].*高电压技术*,2022,48(9):3394-3404.
GUO Chuangxin, LIU Zhuping, FENG Bin, et al. Research status and prospect of new-type power system risk assessment [J]. *High Voltage Engineering*, 2022, 48(9): 3394-3404.
- [11] LUO J N, LI H X, WANG S W. A quantitative reliability assessment and risk quantification method for microgrids considering supply and demand uncertainties [J]. *Applied Energy*, 2022, 328: 120130.
- [12] 张沛,田佳鑫,谢桦.计及多个风场预测误差的电力系统风险快速计算方法[J].*电工技术学报*,2021,36(9):1876-1887.
ZHANG Pei, TIAN Jiaxin, XIE Hua. A fast risk assessment method with consideration of forecasting errors of multiple wind farms [J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2021, 36(9): 1876-1887.
- [13] MCCALLEY J D, FOUAD A A, VITTAL V, et al. A risk-based security index for determining operating limits in stability-limited electric power systems [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1997, 12(3): 1210-1219.
- [14] 马燕峰,杨小款,王子建,等.基于风险价值的大规模风电并网电力系统运行风险评估[J].*电网技术*,2021,45(3):849-855.
MA Yanfeng, YANG Xiaokuan, WANG Zijian, et al. Operation risk assessment for power system with large-scale wind power integration based on value at risk [J]. *Power System Technology*, 2021, 45(3): 849-855.
- [15] 马燕峰,骆泽榕,赵书强,等.基于改进蒙特卡洛混合抽样的含风光电力系统风险评估[J].*电力系统保护与控制*,2022,50(9):75-83.
MA Yanfeng, LUO Zerong, ZHAO Shuqiang, et al. Risk assessment of a power system containing wind power and photovoltaic based on improved Monte Carlo mixed sampling [J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(9): 75-83.
- [16] 周一辰,孙佳辉,李永刚,等.一种概率-Voronoi自适应高维模型表达的新能源电力系统小干扰失稳风险评估方法[J].*中国电机工程学报*,2024,44(3):932-948.
ZHOU Yichen, SUN Jiahui, LI Yonggang, et al. A probabilistic-Voronoi adaptive high-dimensional model to evaluate small signal instability risk of renewable power system [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2024, 44(3): 932-948.
- [17] 梁皓澜,刘东奇,曾祥君,等.电力高级量测体系网络攻击致损路径图构建及风险评估[J].*电力系统自动化*,2024,48(12): 89-99.
LIANG Haolan, LIU Dongqi, ZENG Xiangjun, et al. Construction of network attack damage path diagram and risk assessment for advanced power measurement system [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2024, 48(12): 89-99.
- [18] LI W Y. Risk assessment of power systems: models, methods, and applications [M]. Piscataway, USA: IEEE Press, 2005.
- [19] 姜海洋,杜尔顺,马佳豪,等.考虑长周期供需不平衡风险的新型电力系统规划方法[J].*中国电机工程学报*,2024,44(15): 5845-5858.
JIANG Haiyang, DU Ershun, MA Jiahao, et al. Power system optimal planning method considering long-term imbalance risk [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2024, 44(15): 5845-5858.
- [20] LIU X N, HOU K, JIA H J, et al. A planning-oriented resilience assessment framework for transmission systems under typhoon disasters [J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2020, 11(6): 5431-5441.
- [21] ZHANG W H, RUI D Y, WANG W H, et al. Cyber-physical resilience enhancement for power transmission systems with energy storage systems [J]. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 2024, 10(2): 844-855.
- [22] 高红均,尚梦琪,贺帅佳,等.保障极端高温事件下负荷可靠供应的楼宇综合能源规划[J/OL].*中国电机工程学报*:1-15 [2024-03-21]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.231603>.
- GAO Hongjun, SHANG Mengqi, HE Shuaijia, et al. Integrated energy planning for buildings to guarantee reliable load supply under extreme heat events [J/OL]. *Proceedings of the CSEE*: 1-15 [2024-03-21]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.231603>.
- [23] 荣俊杰,周明,元博,等.台风天气考虑故障演化的电力系统韧性评估方法[J].*电网技术*,2024,48(3):1114-1131.
RONG Junjie, ZHOU Ming, YUAN Bo, et al. Resilience assessment method on power systems under typhoon disaster considering failure evolution process [J]. *Power System Technology*, 2024, 48(3): 1114-1131.
- [24] 朱晓玲,姜浩.任意概率分布的伪随机数研究和实现[J].*计算机技术与发展*,2007,17(12):116-118.
ZHU Xiaoling, JIANG Hao. Study on pseudo-random number of arbitrariness probability distributing and its implementation [J]. *Computer Technology and Development*, 2007, 17(12): 116-118.
- [25] 孙元章,程林,刘海涛.基于实时运行状态的电力系统运行可靠性评估[J].*电网技术*,2005,29(15):6-12.
SUN Yuanzhang, CHENG Lin, LIU Haitao. Power system operating reliability evaluation based on real-time operating state [J]. *Power System Technology*, 2005, 29(15): 6-12.
- [26] 李更丰,孙少华,别朝红,等.面向新型电力系统弹性提升的储能优化配置与灵活调度研究综述[J].*高电压技术*,2023,49(10):4084-4095.
LI Gengfeng, SUN Shaohua, BIE Zhaohong, et al. Review on optimal configuration and flexible scheduling research of energy storage for resilience improvement of new power system [J]. *High Voltage Engineering*, 2023, 49(10): 4084-4095.
- [27] 黎博,陈民铀,钟海旺,等.高比例可再生能源新型电力系统长期规划综述[J].*中国电机工程学报*,2023,43(2):555-581.
LI Bo, CHEN Minyou, ZHONG Haiwang, et al. A review of long-term planning of new power systems with large share of

- renewable energy[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(2): 555-581.
- [28] 国家市场监督管理总局, 国家标准化管理委员会. 电力系统安全稳定导则: GB 38755—2019[S]. 北京: 中国标准出版社, 2019.
- State Administration of Market Supervision and Administration, National Standardization Administration of China. Guidelines for safety and stability of electric power systems: GB 38755—2019[S]. Beijing: China Standard Press, 2019.
- [29] 黎静华, 左俊军, 汪赛. 大规模风电并网电力系统运行风险评估与分析[J]. 电网技术, 2016, 40(11): 3503-3513.
- LI Jinghua, ZUO Junjun, WANG Sai. Analysis and assessment of operation risk for power system with large-scale wind power integration [J]. Power System Technology, 2016, 40 (11): 3503-3513.
- [30] 梁振锋, 闫俊杰, 李江锋, 等. 极端暴雨灾害下城市配电网风险评估方法[J]. 电网技术, 2023, 47(10): 4180-4190.
- LIANG Zhenfeng, YAN Junjie, LI Jiangfeng, et al. Risk assessment of urban distribution network under extreme rainstorm disasters [J]. Power System Technology, 2023, 47 (10): 4180-4190.
- 刘文霞(1967—), 女, 博士, 教授, 博士生导师, 主要研究方向: 电力系统智能规划、电力系统风险评估、电力系统通信。E-mail: liuwenxia001@163.com
- 刘佳怡(2001—), 女, 通信作者, 硕士研究生, 主要研究方向: 电力系统风险评估。E-mail: ljy15632324445@163.com
- 万海洋(2000—), 男, 博士研究生, 主要研究方向: 城市电力系统韧性分析等。E-mail: 1398024216@163.com
- (编辑 鲁尔姣)

Full-scenario Risk Assessment of New Power System Planning Scheme for Multiple Types of Extreme Weather

LIU Wenxia¹, LIU Jiayi¹, WAN Haiyang¹, WANG Yashu¹, ZHANG Shuai¹, FENG Wei², YANG Tianmeng²

(1. School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

2. Northeast Branch of State Grid Corporation of China, Shenyang 110170, China)

Abstract: In the context of frequent occurrence of multiple types of extreme weather and the continuous increase in the proportion of renewable energy, to ensure the safe and stable operation of the future power system under extreme weather conditions, a full-scenario risk assessment method of new power system planning scheme for multiple types of extreme weather is proposed. Firstly, potential extreme weather that causes actual regional power grid risks is screened from historical information, and the mapping relationship between meteorological factors and power grid status is analyzed to propose a power grid risk scenario recognition method based on extreme meteorological conditions. Secondly, a multi-uncertainty model for risk scenarios is established for factors such as source and load power, equipment failures under extreme weather conditions, risk scenarios and their probabilities are generated. At the same time, considering the characteristics of the future power grid and the impact of extreme weather, a targeted risk consequence index system for planning schemes has been proposed from the perspectives of adequacy, flexibility and safety stability. In response to the problem of inaccurate and efficient simulation of the operation status of the actual power grid risk assessment in the future, a practical power grid consequence calculation method based on the state grid planning simulation analysis and calculation platform has been proposed. Finally, the planned power grid in Northeast China in 2025 has been evaluated, and its high-risk areas and risk categories under high-temperature and windless, and blizzard weather conditions have been analyzed.

This work is supported by Northeast Branch of State Grid Corporation of China (No. SGDB0000DJS2310060).

Key words: risk assessment; new power system; weather extreme; full-scenario; meteorological factor; multiple uncertainties; planning

