

基于条件风险价值的风柴储孤岛微网经济风险评估

郑 益,朱俊澎,袁 越

(河海大学 能源与电气学院,江苏 南京 211100)

摘要:基于条件风险价值方法提出风柴储孤岛微网经济风险评估模型。对孤岛微网中风机与柴油发电机故障情况进行抽样,结合其出力分别建立可靠性模型;综合考虑储能放电深度和充放电次数对储能容量衰减的影响以及储能运行策略,建立储能系统可靠性模型;考虑微网内不同重要程度负荷停电造成的经济损失,采用条件风险价值方法定义经济风险严重度指标;采用蒙特卡洛模拟法求解严重度指标计算公式中的停电损失概率密度函数。以欧洲典型低压孤岛微网为例,对不同风机装机容量、负荷峰值、一般负荷容量占比以及置信度下的严重度指标进行分析,验证了该指标的合理性。

关键词:孤岛微网;条件风险价值;蒙特卡洛模拟;经济风险;严重度

中图分类号:TM 61

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.201910005

0 引言

微网技术由于能够提升分布式电源消纳率,有效解决偏远地区或海岛的供电问题,自提出以来就得到了长足的发展^[1-2]。然而,当微网处于孤岛运行状态时,微网中的电能主要由间歇性分布式可再生能源发电提供,用户存在较大的停电风险。为了降低用户的停电损失,配电公司通常需要投资大量冗余的备用电源。为了合理指导微网规划,降低备用容量,提高设备利用率,需要评估孤岛微网中发生供电不足或故障情况下的用户停电损失风险。

孤岛状态下用户的停电风险主要来自发电不足和设备故障2个方面,因此存在充裕性和安全性2个方面的风险^[3]。现有文献围绕这2类风险展开了大量研究。文献[4]以智能配电网为研究对象,首先对智能配电网风险评估等级进行划分,然后采用改进CRITIC(CRiteria Importance Though Intercriteria Correlation)赋权法确定各类风险指标权值,从而使评估结果更加精确。文献[5]提出基于健康度和重要度的风险评估方法,分别从系统运行状态和用户差异的角度考虑,对配电网运行风险进行评估。文献[6]考虑微网内光伏发电和储能等分布式电源控制系统的影响,对微网网络安全风险进行评估。文献[7]采用马尔可夫链蒙特卡洛法对风速和辐照度进行建模,提出适用于微网的负荷损失风险指标和电源损失风险指标,并通过发电/负荷比、风/光容量配比以及马尔可夫链状态数3个参数验证所提风险指标的正确性。文献[8]考虑保护系统对微网中各类分布式电源的影响,通过模拟的方法得出过电

流、过电压以及欠电压的风险概率。现有的风险指标虽然能够描述元件故障或电量不足对系统造成的损失,但只能得到出现风险的概率值以及损失的期望值,这种风险评估指标较为保守,对于极端条件下的用户停电风险描述并不准确。此外,现有的风险评估指标也尚未体现用户更关心的经济损失状况。

分布式可再生能源出力存在间歇性和不可控性的缺点。为了降低分布式电源随机间歇特性对负荷供电的影响,分布式电源通常与电池储能系统配合以减小出力的波动。电池储能系统的运行效率与储能的运行寿命有关。目前,针对储能系统可靠性模型的研究较少。文献[9]分别建立风力发电、光伏发电以及储能系统可靠性的数学模型,考虑储能系统运行时需要满足的约束,但是没有考虑其故障情况。文献[10]运用标准两状态模型建立储能装置的可靠性模型,既考虑到正常运行时储能装置需要满足的出力和电量等约束,也考虑到储能故障停运情况,但是该模型较为简单,且未考虑储能运行特性和老化特性。

基于上述研究背景,本文结合风机出力模型和风机运行-停运-降额三状态模型建立风电机组可靠性模型;分析磷酸铁锂电池老化导致的容量损失,并结合储能出力特性建立电池储能的可靠性模型;考虑不同重要程度负荷停电造成的经济损失,采用金融风险领域常用的条件风险价值(CVaR)方法对微网用户停电经济风险进行评估,并用蒙特卡洛模拟法对经济风险严重度指标进行求解;最后通过分析风机装机容量、负荷、置信度对指标的影响验证指标的有效性和适应性。

1 微网发电系统可靠性模型

1.1 风力发电出力模型

现有文献常采用双参数Weibull分布对风速进

收稿日期:2018-08-29;修回日期:2019-08-20

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51477041)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51477041)

行拟合,其概率密度函数表示如下:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right] \quad (1)$$

其中, v 为风速; k 和 c 分别为 Weibull 模型中的形状参数和尺度参数。

大量研究表明,风电机组的输出与风速有关,其函数关系满足以下分段函数表达式^[11]:

$$P_w = \begin{cases} 0 & v < v_{in}, v > v_{out} \\ P_N \frac{v^3 - v_{in}^3}{v_N^3 - v_{in}^3} & v_{in} \leq v \leq v_N \\ P_N & v_N < v \leq v_{out} \end{cases} \quad (2)$$

其中, P_w 为风电机组的输出功率; v_{in} 为切入风速; v_N 为额定风速; v_{out} 为切出风速; P_N 为风电机组的额定输出功率。

1.2 风机故障模型

由于风机运行环境较为恶劣,常常出现进风口或叶轮堵塞等故障,进而导致风机降额运行甚至停运。本文采用三状态模型作为风机故障模型,如图1所示,图中 λ_{ab} 为状态 a 到状态 b 的转移率,可由风机实际运行过程统计得到。

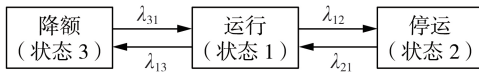


图1 风机三状态模型

Fig.1 Three state model of wind turbine

由马尔可夫过程可得各个状态的概率,即:

$$P_{run} = \frac{\lambda_{21} \lambda_{31}}{\lambda_{21} \lambda_{31} + \lambda_{12} \lambda_{31} + \lambda_{13} \lambda_{21}} \quad (3)$$

$$P_{fault} = \frac{\lambda_{12} \lambda_{31}}{\lambda_{21} \lambda_{31} + \lambda_{12} \lambda_{31} + \lambda_{13} \lambda_{21}} \quad (4)$$

$$P_{derate} = \frac{\lambda_{13} \lambda_{21}}{\lambda_{21} \lambda_{31} + \lambda_{12} \lambda_{31} + \lambda_{13} \lambda_{21}} \quad (5)$$

其中, P_{run} 、 P_{fault} 、 P_{derate} 分别为风机在运行、停运、降额状态下的概率。

根据风机在各个状态的概率,可以得到综合考虑风机故障模型的风电机组输出功率,即:

$$P_{wtg} = \begin{cases} 0 & 0 \leq \gamma \leq P_{fault} \\ \eta P_w & P_{fault} < \gamma \leq P_{fault} + P_{derate} \\ P_w & P_{fault} + P_{derate} < \gamma \leq 1 \end{cases} \quad (6)$$

其中, η 为降额系数; γ 为区间 $[0, 1]$ 内满足均匀分布的随机数。

每个状态的平均持续时间为离开该状态的转移率总和的倒数,即:

$$T_{run} = \frac{1}{\lambda_{12} + \lambda_{13}} \quad (7)$$

$$T_{fault} = \frac{1}{\lambda_{21} + \lambda_{23}} \quad (8)$$

$$T_{derate} = \frac{1}{\lambda_{31} + \lambda_{32}} \quad (9)$$

其中, T_{run} 、 T_{fault} 、 T_{derate} 分别为风机处于运行、停运、降额状态的平均持续时间。

1.3 储能出力模型

储能系统通过其能量时序平移的作用可以有效平抑孤岛微网中可再生能源出力的随机性和波动性。因此,在实际含有可再生能源的微网中,储能系统与可再生能源发电往往配套使用。本文中储能采用以下运行策略:当风电出力大于负荷需求时,由风电提供全部负荷所需功率,多余的出力为储能充电;当风电出力小于负荷且储能中尚有剩余电量时,则由储能提供剩余负荷缺额。

根据储能运行策略可以建立以下充放电模型:

$$P_{bat}(t) = \begin{cases} \min(P_w(t) - P_{load}(t), P_{ch-max}) & P_w(t) > P_{load}(t) \\ \max(P_w(t) - P_{load}(t), P_{disch-max}) & P_w(t) \leq P_{load}(t) \end{cases} \quad (10)$$

其中, $P_{bat}(t)$ 为 t 时刻储能的充放电功率; $P_{load}(t)$ 为 t 时刻负荷值; P_{ch-max} 、 $P_{disch-max}$ 分别为储能最大充、放电功率。

储能电池还需满足剩余电量的约束,可以采用荷电状态 SOC(State Of Charge)对其进行表示,公式和约束条件如下:

$$SOC(t + \Delta t) = SOC(t) + P_{bat}(t) \Delta t / E_{bat} \quad (11)$$

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max} \quad (12)$$

其中, $SOC(t)$ 为 t 时刻储能电池的荷电状态; Δt 为时间增量; SOC_{max} 、 SOC_{min} 分别为储能电池最大、最小荷电状态; E_{bat} 为储能电池容量。

1.4 储能老化模型

传统的电力系统风险评估中常采用多状态模型对元件故障情况进行建模,但由于储能元件受充放电次数、放电深度、温度等多个因素的影响^[12],多状态模型难以对储能元件停运模型进行精确描述。因此,本文考虑储能老化造成的容量衰减与充放电次数和放电深度 DOD(Depth Of Discharge)之间的关系,建立储能老化模型。通常认为,当容量衰减到新电池容量的 80% 时,需要更换电池。

以工程中常见的磷酸铁锂电池为例。磷酸铁锂电池具有使用寿命长、能量密度高、制造成本低的特点。对电池进行测试得到循环寿命和放电深度的关系参考文献^[13]。采用双指数函数^[14]对放电深度与循环寿命进行拟合,拟合结果如下:

$$N_{life}(\delta_{DOD}) = 5092.3 + 2372890e^{-21.1\delta_{DOD}} + 120844e^{-4.5\delta_{DOD}} \quad (13)$$

其中, δ_{DOD} 为放电深度。

相应曲线如图2所示。

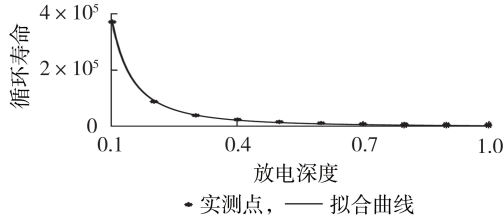


图2 磷酸铁锂电池循环寿命与放电深度拟合曲线

Fig.2 Fitting curve of cycle life and discharge depth for lithium iron phosphate battery

定义循环容量为磷酸铁锂电池经过充放电循环后的剩余容量。由磷酸铁锂电池耐久性试验^[15]结果可知,磷酸铁锂电池的循环容量随循环寿命增加呈现近似线性降低。因此,第 n 次磷酸铁锂电池放电造成容量衰减量可表示为:

$$\Delta E(n) = \frac{E_{\text{bat}}^r (1 - \omega_{\text{last}})}{N_{\text{life}} (\delta_{\text{DOD}n})} \quad (14)$$

其中, E_{bat}^r 为电池额定容量; ω_{last} 为储能老化失效最终容量占新电池容量的百分比,本文中 $\omega_{\text{last}} = 80\%$; $N_{\text{life}} (\delta_{\text{DOD}n})$ 为磷酸铁锂电池第 n 次放电时放电深度所对应的电池循环寿命。

循环容量满足以下公式:

$$E_{\text{bat}}(n+1) = E_{\text{bat}}(n) - \Delta E(n) \quad (15)$$

其中, $E_{\text{bat}}(n)$ 为电池经过第 n 次充放电循环剩余的循环容量。

考虑容量衰减的储能可靠性模型建立流程如下:

(1)根据式(11)计算电池运行时的SOC时序值,并采用雨流计数法^[16]计算每次循环放电时的放电深度;

(2)根据求得的放电深度和式(13)求出循环寿命;

(3)根据式(14)、(15)分别求出电池循环一次的容量衰减量和循环容量;

(4)判断储能容量是否达到老化失效极限,如果是,则电池老化停运,否则将容量保持量作为下一次循环的容量值。

1.5 柴油发电机模型

柴油发电机具有容量大、供电时间持久等优点。在本文中,柴油发电机作为风电和储能的备用电源,即当风电与储能不能够完全满足负荷需求时,则启动柴油发电机提供负荷缺额。因此,柴油发电机输出功率如下:

$$P_D(t) = \begin{cases} P_{\text{Dmax}} & P_{\Delta\text{load}}(t) \geq P_{\text{Dmax}} \\ P_{\Delta\text{load}}(t) & P_{\text{Dmin}} < P_{\Delta\text{load}}(t) < P_{\text{Dmax}} \\ 0 & P_{\Delta\text{load}}(t) \leq P_{\text{Dmin}} \end{cases} \quad (16)$$

$$P_{\Delta\text{load}}(t) = P_{\text{load}}(t) - P_w(t) - P_{\text{bat}}(t) \quad (17)$$

其中, P_{Dmin} 、 P_{Dmax} 分别为柴油发电机最小、最大输出功率。

柴油发电机停运模型采用两状态模型,一般认为运行和故障修复时间服从指数分布,公式如下:

$$T_{\text{Grun}} = -\frac{\ln \gamma}{\lambda} \quad (18)$$

$$T_{\text{Gfault}} = -\frac{\ln \gamma}{\mu} \quad (19)$$

其中, T_{Grun} 、 T_{Gfault} 分别为柴油发电机运行和故障持续时间; λ 为柴油发电机故障率; μ 为柴油发电机修复率。

2 用户停电经济损失

用户停电造成的经济损失与负荷重要程度、负荷缺电量、停电时间等因素相关,而不同重要程度负荷停电损失费用量化方法比较复杂。目前比较常用的为基于用户损失函数的方法,但是该方法需要基于大量的问卷调查数据。为简化计算,本文采用产电比法对用户停电经济损失进行计算。产电比表征了单位电量在不同地区不同行业创造的经济效益,因此可以较为精确地度量电能价值。

本文根据负荷重要程度不同将微网内的负荷分为一般负荷、较重要负荷和重要负荷,不同等级负荷停电对用户造成的经济损失不同。然后利用层次分析法确定各重要等级负荷权重,从而得出各类负荷缺失单位电量造成的经济损失,即:

$$C_{\text{ESLL}_i} = \omega_i R \quad (20)$$

其中, C_{ESLL_i} 为 i 类负荷缺失单位电量造成的经济损失; ω_i 为由层次分析法得出的 i 类负荷重要程度的权重; R 为某一地区的产电比。

由上式可得 t 时刻用户停电经济损失计算公式为:

$$E_{\text{COST}}(t) = \sum_{i=1}^3 C_{\text{ESLL}_i}(t) P_{\text{LOSS}_i}(t) \quad (21)$$

其中, $C_{\text{ESLL}_i}(t)$ 为 i 类负荷 t 时刻缺失单位电量造成的经济损失; $P_{\text{LOSS}_i}(t)$ 为 i 类负荷 t 时刻功率缺额。

当孤岛微网中分布式电源出力不能满足网内用户需求时,为使用户停电经济损失最小,本文采用优先切除一般负荷、其次切除较重要负荷、最后切除重要负荷的负荷削减原则。

3 经济风险严重度指标

3.1 CVaR 理论

本文采用金融领域常用的CVaR作为风险度量工具,用于反映用户停电损失超过风险价值VaR(Value at Risk)临界值时可能遭受的平均潜在经济损失。

CVaR是金融领域中常用于刻画尾部风险的指标,它是在VaR的基础上得到的。其含义为在某一

置信度下,风险损失大于给定 VaR 值的风险损失平均值,因此能够有效反映电力系统中极端情况造成的损失。它克服了 VaR 不能满足一致性、尾部损失测量的非充分性、不能正确识别风险以及缺乏次可加性等缺点^[17]。目前,CVaR 方法已经应用于电力系统风险决策以及电力市场方面^[18]。

根据定义,对于给定置信度 $\beta \in (0, 1)$, 用户经济损失的 VaR、CVaR 分别由下式得到:

$$\psi(x, \alpha) = \int_{f(\xi, x) \leq \alpha} \rho(\xi) d\xi \quad (22)$$

$$M_{\text{VaR}\beta}(x) = \min\{\alpha \in \mathbf{R}; \psi(x, \alpha) \geq \beta\} \quad (23)$$

$$M_{\text{CVaR}\beta}(x) = \frac{1}{1-\beta} \int_{f(\xi, x) \geq M_{\text{VaR}\beta}(x)} f(\xi, x) \rho(\xi) d\xi \quad (24)$$

其中, $f(\xi, x)$ 为风险在决策变量 x 和随机变量 ξ 下的损失; $\rho(\xi)$ 为随机变量 ξ 的概率密度函数; $\psi(x, \alpha)$ 为损失 $f(\xi, x)$ 不超过给定额度 α 的概率; $M_{\text{VaR}\beta}(x)$ 为置信度为 β 的 VaR; $M_{\text{CVaR}\beta}(x)$ 为置信度为 β 的 CVaR。

由于 $M_{\text{CVaR}\beta}(x)$ 中含有 $M_{\text{VaR}\beta}(x)$ 项, 而 $M_{\text{VaR}\beta}(x)$ 的解析式难以求出。Rockefeller 和 Uryasev 引入辅助函数进行计算:

$$M_{\text{CVaR}\beta}(x) = F_{\beta}(x, \alpha) = \alpha + \frac{1}{1-\beta} \int_{\xi \in \mathbf{R}^n} [f(\xi, x) - \alpha]^+ \rho(\xi) d\xi \quad (25)$$

其中, $[f(\xi, x) - \alpha]^+ = \max\{f(\xi, x) - \alpha, 0\}$ 。

3.2 经济风险严重度指标

本文定义停电风险严重度指标 IRSev (Severity of Interruption Risk) 为模拟时段内用户停电损失的 CVaR 值, 其经济意义可表示为, 在一定置信水平下, 系统在未来一个时段内, 用户停电经济损失超过 VaR 临界值时所遭受的平均潜在损失的大小, 即:

$$F_{\text{IRSev}} = \alpha + \frac{1}{1-\beta} \int_{\xi \in \mathbf{R}^n} E_{\text{COST}}(t) \rho(\xi) d\xi \quad (26)$$

其中, F_{IRSev} 为严重度指标。

由于经济风险严重度指标公式中的概率密度函数 $\rho(\xi)$ 的解析表达式难以获取。因此, 本文采用蒙特卡洛模拟法对指标进行求解。

3.3 经济风险严重度指标计算流程

经济风险严重度指标计算流程如图3所示。

4 算例分析

以欧洲典型低压风柴储微网^[19]为例, 该独立微网系统内包含2个风力发电系统、1台储能设备、2台柴油机组以及5组负荷用户。储能设备初始额定容量为 600 kW·h, 2台柴油发电机的出力均为 100 kW, 单台发电机额定功率为 25 kW, 切入风速为 3 m/s, 额定风速为 10 m/s, 切出风速为 25 m/s, 风

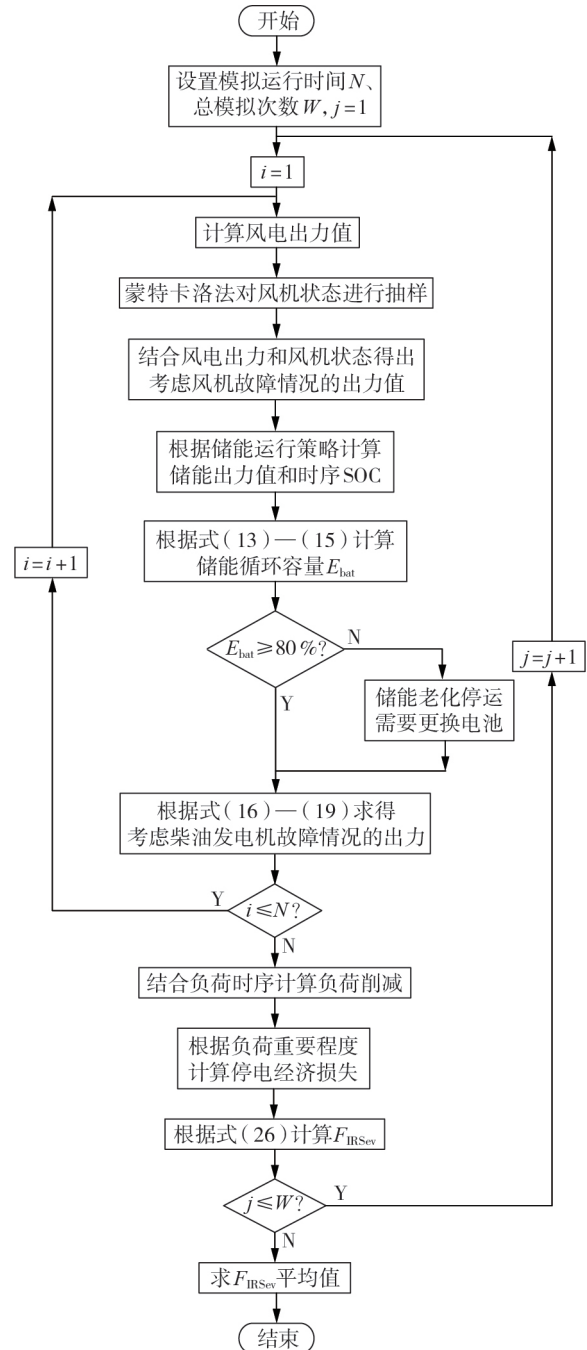


图3 经济风险严重度指标计算流程图

Fig.3 Calculation flowchart of economic risk severity index

机状态转移率为 $\lambda_{12} = 0.4$ 次/a、 $\lambda_{21} = 58.6$ 次/a、 $\lambda_{13} = 5.63$ 次/a、 $\lambda_{31} = 42.6$ 次/a, 柴油发电机故障率和修复率分别为 $\lambda = 0.1$ 次/a、 $\mu = 56.3$ 次/a。由风机状态转移率可以得到风机处于运行、停运、降额状态的概率分别为 87.8%、0.6%、11.6%。

4.1 风机装机容量对经济风险严重度的影响

为研究风机装机容量对指标的影响, 本文评估了装机容量从 150 kW 变化到 400 kW, 步长为 50 kW 的经济风险严重度指标, 如图4所示。由图中可以看出, 风机装机容量越大, 则 F_{IRSev} 呈下降趋势。

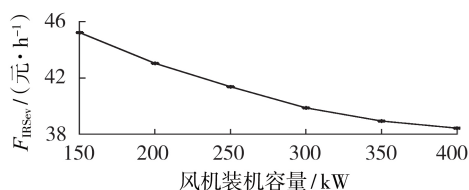


图4 风机装机容量对经济风险严重度指标的影响

Fig.4 Impact of wind power installed capacity on economic risk severity index

4.2 负荷对经济风险严重度的影响

为了研究负荷对经济风险严重度指标的影响,本文采用IEEE-RTS79中负荷数据,该数据是以周负荷峰值、日负荷峰值和小时负荷峰值进行描述,通过设定负荷峰值得到各时段的负荷容量^[20]。本文通过改变负荷峰值以及一般负荷占比对经济风险严重度进行计算。

4.2.1 不同负荷峰值

负荷峰值从230 kW变为270 kW,步长为10 kW,其对经济风险严重度指标的影响如图5所示。从图中能够看出,随着负荷峰值的增加, F_{IRSev} 曲线呈上升趋势,且上升速度变快。造成该现象的原因是负荷需求较大时,孤岛微网中风柴储出力难以完全满足负荷需求,从而导致负荷削减较大,使得用户停电经济损失较大。

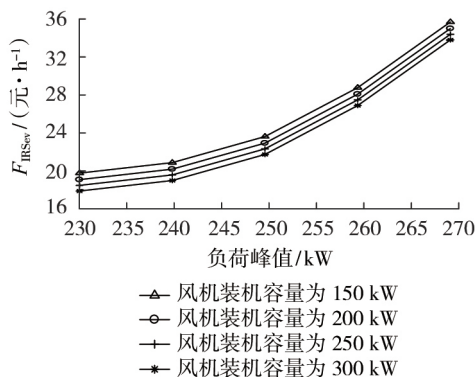


图5 负荷峰值对经济风险严重度指标的影响

Fig.5 Impact of peak load on economic risk severity index

4.2.2 一般负荷容量占比

一般负荷容量占比从20%变化到35%,步长为2.5%,其对经济风险严重度指标的影响如图6所示。从图中可以看出, F_{IRSev} 值随一般负荷容量占比升高而呈下降趋势,且趋于平缓。这主要是由于当一般负荷容量占比较低时,风电出力、负荷需求以及故障停运的不确定性会造成较重要负荷和重要负荷失电的情况,从而造成较大的经济损失。

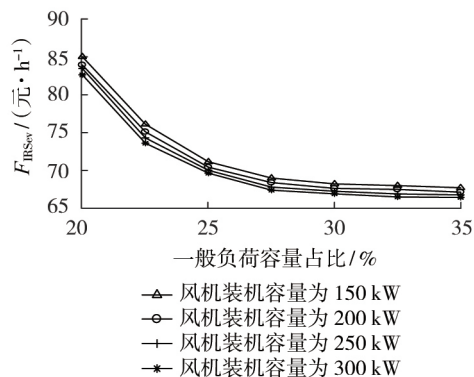


图6 一般负荷容量占比对经济风险严重度指标的影响

Fig.6 Impact of common load capacity ratio on economic risk severity index

4.3 置信度对经济风险严重度的影响

置信度反映了决策者对风险的厌恶程度和承受能力。置信度越高,则决策者对风险的厌恶程度越高,反之亦然。为了研究不同置信度对严重度指标的影响,改变置信度取值,即从95%增加到99%,步长取1%,如图7所示。从图中可以看出,随着置信度的增加, F_{IRSev} 也随之增加。该结果表明,决策者的风险厌恶程度越高,则由极端风险造成的经济损失评估结果越大。

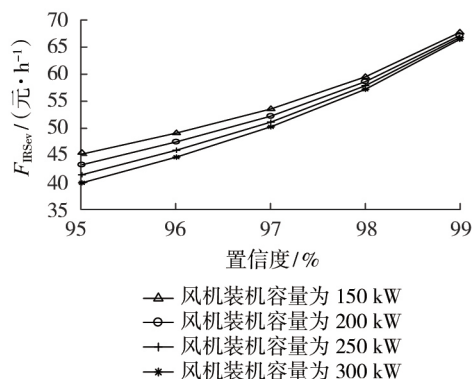


图7 置信度对经济风险严重度指标的影响

Fig.7 Impact of confidence degree on economic risk severity index

4.4 故障情况对经济风险的影响

为了研究不同故障情况对经济风险的影响,本文对4种故障模型下的网内全年用户停电经济损失进行分析,如表1所示。从表中可以看出,当不考虑电源故障情况时,孤岛微网内的负荷会产生一定的经济损失,这是由风速的随机性和波动性所引起的。而考虑了电源故障情况的评估结果高于不考虑电源故障的结果,这是因为故障情况会导致用户停电时间增加。因此,风机故障和储能老化对用户停电经济风险指标均有不同程度的影响,且风机故障造成的用户经济损失更高。

表1 不同故障情况下的用户经济损失

Table 1 User economic loss under different fault conditions

故障情况	全年用户停电经济损失/元
不考虑电源故障	11 669.66
仅考虑风机故障	12 137.86
仅考虑储能老化	11 916.37
考虑风机故障和储能老化	12 299.71

经过蒙特卡洛模拟可以得出磷酸铁锂电池循环容量随时间的变化关系如图8所示。从图中可以看出,电池由于充放电的原因,容量下降了7.97%,虽然没有出现老化停运的情况,但是电池容量衰减对风险评估结果仍产生一定的影响,因此,微网风险评估研究中考考虑储能系统老化能够使元件可靠性模型更加精确。

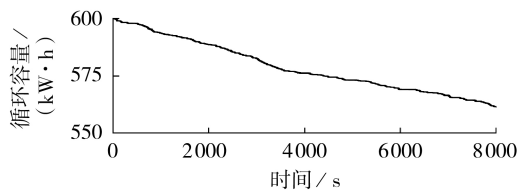


图8 循环容量时序图

Fig.8 Time-sequence diagram of cyclic capacity

5 结论

孤岛微网内用户停电经济风险受到分布式电源出力情况和故障情况的影响。本文综合考虑分布式电源出力模型和故障模型建立了可靠性模型。针对用户停电经济损失,提出基于CVaR的经济风险指标,并通过蒙特卡洛法对指标进行求解。主要结论如下:

(1) CVaR方法可以有效评估由于可再生电源随机性和波动性以及故障情况导致的用户停电产生的经济损失风险,并可以通过置信度反映决策者对风险的厌恶水平;

(2) 负荷对微网经济风险严重度指标的影响较大,合理规划微网内负荷有助于降低微网用户停电产生的经济损失;

(3) 风机故障模型和储能老化模型会对经济风险损失结果产生不同程度的影响,因此在风险评估元件可靠性建模过程中需要对其进行考虑。

参考文献:

- [1] 袁越,李振杰,冯宇,等. 中国发展微网的目的方向前景[J]. 电力系统自动化,2010,34(1):59-63.
- [2] YUAN Yue, LI Zhenjie, FENG Yu, et al. Development purpose, orientation and prospects of microgrid in China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(1): 59-63.
- [3] 丁道齐. 复杂大电网安全性分析: 智能电网的概念和实现[M]. 北京: 中国电力出版社, 2010: 392-397.
- [4] 李文沅. 电力系统风险评估模型、方法和应用[M]. 北京: 科学出版社, 2008: 3-4.
- [5] 高贺, 孙莹, 李可军, 等. 一种新型智能配电网风险评估模型

[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(6): 142-147.

GAO He, SUN Ying, LI Kejun, et al. Risk assessment model of smart distribution grid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(6): 142-147.

- [5] 黄翌, 汪泓, 谭阳红, 等. 基于健康度和重要度的配电网运行风险评估方法[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(6): 136-141.
- [6] HUANG Zhao, WANG Feng, TAN Yanghong, et al. Operational risk assessment based on health and importance indexes for distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(6): 136-141.
- [7] LIU X, SHAHIDEPOUR M, CAO Y, et al. Microgrid risk analysis considering the impact of cyber attacks on solar PV and ESS control systems[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 8(3): 1330-1339.
- [8] 陆丹, 袁越, 杨苏. 基于马尔可夫链蒙特卡洛法的独立风光柴储微网运行风险评估[J]. 电网技术, 2017, 41(3): 823-830.
- [9] LU Dan, YUAN Yue, YANG Su. Operation risk assessment of islanded wind-PV-diesel-storage microgrid based on Markov chain Monte Carlo method[J]. Power System Technology, 2017, 41(3): 823-830.
- [10] XU X, MITRA J, WANG T, et al. An evaluation strategy for microgrid reliability considering the effects of protection system[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2016, 31(5): 1989-1997.
- [11] 吴红斌, 白雪, 王蕾. 基于序贯蒙特卡洛模拟的风光储发电系统可靠性评估[J]. 太阳能学报, 2017, 38(6): 1501-1509.
- [12] WU Hongbin, BAI Xue, WANG Lei. Reliability evolution of wind-solar-battery generation system based on sequential Monte Carlo simulation[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2017, 38(6): 1501-1509.
- [13] 蒋程, 刘文霞, 张建华. 含电池储能风电场的电力系统风险评估[J]. 电网技术, 2014, 38(8): 2087-2094.
- [14] JIANG Cheng, LIU Wenxia, ZHANG Jianhua. Risk assessment for power system with wind farm and battery energy storage[J]. Power System Technology, 2014, 38(8): 2087-2094.
- [15] 侯宇翔, 彭敏放, 朱亮, 等. 考虑联络线转供及孤岛划分的配电网风险评估[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(10): 79-85.
- [16] HOU Yuxiang, PENG Minfang, ZHU Liang, et al. Risk assessment for distribution network considering tie line transfer and island partition[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(10): 79-85.
- [17] 高飞, 杨凯, 惠东, 等. 储能用磷酸铁锂电池循环寿命的能量分析[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(5): 41-45.
- [18] GAO Fei, YANG Kai, HUI Dong, et al. Cycle-life energy analysis of LiFePO₄ battery for energy storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(5): 41-45.
- [19] THORBERGSSON E, KNAP V, SWIERCZYNSKI M, et al. Primary frequency regulation with Li-Ion battery based energy storage system-evaluation and comparison of different control strategies [C] // Telecommunications Energy Conference Smart Power and Efficiency. Hamburg, Germany: VDE, 2013: 1-6.
- [20] BINDNER H, CRONIN T, LUNDSAGER P, et al. Lifetime modelling of lead acid batteries[J]. Journal of Power Sources, 2005, 153(1): 111-117.
- [21] 李哲. 纯电动汽车磷酸铁锂电池性能研究[D]. 北京: 清华大学, 2011.
- [22] LI Zhe. Characterization research of LiFePO₄ batteries for application on pure electric vehicle[D]. Beijing: Tsinghua University, 2011.
- [23] SCHATZ E, KHALIGH A, RASMUSSEN P O. Influence of battery/ultracapacitor energy-storage sizing on battery life-

- time in a fuel cell hybrid electric vehicle[J]. IEEE Transactions on Vehicular Technology, 2009, 58(8): 3882-3891.
- [17] 林辉, 何建敏. VaR在投资组合应用中存在的缺陷与CVaR模型[J]. 财贸经济, 2003(12): 46-49.
- LIN Hui, HE Jianmin. The shortcomings of var in portfolio management and improved CVaR model[J]. Finance & Trade Economics, 2013(12): 46-49.
- [18] 薛志英, 周明, 李庚银. 基于条件风险价值的电力系统短期充裕性决策[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(1): 96-104.
- XUE Zhiying, ZHOU Ming, LI Gengyin. Short-term adequacy decision of power systems based on CVaR[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(1): 96-104.
- [19] PAPATHANASSIOU S, HATZIARGYRIOU N, KAI S. A benchmark low voltage microgrid network [C] // Proceedings of CIGRE Symposium: Power Systems with Dispersed Generation. Athens, Greece: [s.n.], 2005: 1-8.
- [20] 杨清, 袁越, 王敏, 等. 独立型水光储微电网系统容量优化配置[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(10): 37-44.

YANG Qing, YUAN Yue, WANG Min, et al. Optimal capacity configuration of standalone hydro-photovoltaic-storage microgrid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(10): 37-44.

作者简介:



郑 益

郑 益(1994—), 男, 江苏南通人, 硕士研究生, 研究方向为孤岛微网风险评估(E-mail: zhengyi@hhu.edu.cn);

朱俊澎(1990—), 男, 江苏徐州人, 讲师, 博士, 主要研究方向为主动配电网运行与优化(E-mail: jzhu@hhu.edu.cn);

袁 越(1966—), 男, 陕西西安人, 教授, 博士研究生导师, 博士, 研究方向为电力系统运行与控制、可再生能源发电系统以及智能电网与微网技术(E-mail: yyuan@hhu.edu.cn)。

Economic risk assessment of wind-diesel-storage islanded microgrid based on conditional value at risk

ZHENG Yi, ZHU Junpeng, YUAN Yue

(College of Energy and Electrical Engineering, Hohai University, Nanjing 211100, China)

Abstract: An economic risk assessment model of wind-diesel-storage islanded microgrid is proposed based on CVaR(Conditional Value at Risk). The fault conditions of wind turbines and diesel generators in isolated microgrid are sampled, and the reliability models are established in combination with their outputs. A reliability model of energy storage system is established, which comprehensively considers the influence of discharge depth and charge/discharge times of energy storage on the attenuation of energy storage capacity and the operation strategy of energy storage. Considering the economic loss caused by load blackout of different important degrees in microgrid, the CVaR method is adopted to define the economic risk severity index. Monte Carlo simulation method is used to solve the probability density function of blackout loss in the calculation formula of severity index. The typical low voltage isolated microgrid in Europe is taken as an example to analyze the severity index under different wind power installed capacities, load peak values, general load capacity proportions and confidence degrees, which verifies the rationality of the index.

Key words: islanded microgrid; conditional value at risk; Monte Carlo simulation; economic risk; severity