

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.181018

基于 PMU 的电网等值在互联电网运行可靠性评估中的应用

张大波¹, 连帅², 陶维青¹, 方陈³, 柳劲松³

(1. 合肥工业大学电气与自动化工程学院, 安徽 合肥 230000; 2. 中国船舶重工集团第七一三研究所, 河南 郑州 450000; 3. 国家电网上海市电力公司电力研究所, 上海 200000)

摘要: 互联电网发展迅速, 逐步形成一个整体。如何在信息隔离的情况下准确评估互联电网下某区域电网可靠性, 是互联电网安全运行面临的难题。针对这一问题, 提出了基于 PMU 监测的互联电网区域电网运行可靠性评估方法。该方法利用边界 PMU 测量数据估计外网静态等值模型简化互联电网, 采用互联电网异步迭代法更新外网静态模型等值参数, 保证可靠性计算结果的准确性。基于 IEEE-RTS-96 节点系统的算例结果表明, 所提方法能够在不依赖于互联电网各区域电网实际拓扑信息的情况下快速准确地计算互联电网子系统可靠性指标。

关键词: 互联电网; 静态等值; PMU 监测; 静态等值参数更新; 可靠性评估

Application of PMU-based grid equivalent model in operation reliability evaluation of interconnected power grid

ZHANG Dabo¹, LIAN Shuai², TAO Weiqing¹, FANG Chen³, LIU Jinsong³

(1. School of Electrical and Automation Engineering, Hefei University of Technology, Hefei 230000, China; 2. China Shipbuilding Industry Corporation 713 Institute, Zhengzhou 450000, China; 3. Electric Power Research Institute, State Grid Shanghai Municipal Electric Power Company, Shanghai 200000, China)

Abstract: The interconnected power grid has developed rapidly and gradually formed a whole. How to accurately evaluate the reliability of a certain area of the grid under the interconnection of information in the case of information isolation is a difficult problem for the safe operation of the interconnected power grid. In response to this problem, this paper proposes a reliability assessment method for interconnected grid regional grid operation based on PMU monitoring. The method uses the boundary PMU measurement data to estimate the external network static equivalence model to simplify the interconnected power grid, and adopts the interconnected grid asynchronous iterative method to update the external network static model equivalent parameters to ensure the accuracy of the reliability calculation results. The results of the example based on the IEEE-RTS-96 node system show that the proposed method can quickly and accurately calculate the reliability index of the interconnected power subsystem without relying on the actual topology information of the interconnected power grids.

This work is supported by National Key Research and Development Program of China (No. 2017YFB0902800) "Research on Key Techniques of Intelligent Distribution Network Operation based on Micro Synchronous Phasor Measurement".

Key words: interconnected power grid; static equivalent; PMU monitoring; static equivalent parameter update; reliability assessment

0 引言

为了实现资源互补和提高电力系统的运行安全性, 将中小型电网通过联络线互联形成多域互联电

网是非常必要的。目前我国各大区及省间已逐步实现了联网。电力系统互联后, 各系统可以通过联络线得到电力, 实现各互联子系统之间的相互支援, 获得水火电互济、错峰和互为备用等效益, 从而提高整个互联电网的可靠性水平。

电网互联在提高电网运行可靠性的同时也会共享互联电网的风险, 局部电网的故障可能会影响到

基金项目: 国家重点研发计划项目资助(2017YFB0902800)
“基于微型同步相量测量的智能配电网运行关键技术研究”

整个互联电网。为及时掌握电网运行状态, 了解当前电网的潜在隐患, 以便当电网面临风险时及时调整运行方式来降低风险, 各区域电网对辖区内电网实施运行可靠性评估变得尤为重要。

针对互联电网下区域电网可靠性评估这一问题, 文献[1-2]中提出等效支援容量法, 将外部系统等效为多状态的发电机组-负荷组, 然后计算本地区可靠性指标。鉴于等效支援容量法机组参数未全面考虑互联系统之间的相互影响导致可靠性结果误差较大的问题, 文献[3-4]中提出改进等效支援模型, 对等效模型参数的计算方法进行改进, 并提出高效的等值模型状态合并方法, 提高可靠性评估的效率。考虑到等效支援机组模型太过简单而无法表征外网, 文献[5]通过 ward 等值法来简化外网, 进而对互联电力系统子系统进行可靠性评估, 该方法简化外网的模型虽然比等效支援法更加精确, 但是该方法需外网精确拓扑信息与运行数据, 不适合不同电力公司互联电网。另外以上方法没有考虑互联电网待评估区域电网状态抽样后外网等值参数的变化, 使得可靠性评估指标误差过大, 难以满足互联电网运行可靠性评估的精度要求。

综上, 互联电网区域电网运行可靠性评估主要面临两个难题: 1) 无论是解析的还是模拟的可靠性计算方法^[6]都必须掌握整个互联电网的拓扑及运行参数, 而区域电网之间由于垂直化的管理体制和各自独立的调度运行中心使得信息无法及时传递, 为外网静态等值模型参数的获取带来困难; 2) 为应对运行可靠性评估时故障抽样造成的外网等值参数误差, 需根据电网状态对外网静态等值参数进行更新。

本文针对互联电网区域电网运行可靠性评估存在信息隔离、外网等值模型不够精确及外网静态等值模型无法适应可靠性计算过程中故障抽样导致系统运行状态改变的问题, 采用考虑元件灵敏度一致性的等值方法简化互联外网。然后不依赖外网精确拓扑信息和运行数据仅基于边界 PMU 实时测量数据估计外网静态等值模型参数, 解决互联电网各区域之间信息隔离的问题。为保证可靠性计算结果的精度, 采用互联区域间异步迭代法更新等值参数解决外网静态等值模型无法适应于可靠性计算过程中故障抽样导致系统运行状态改变的问题。最后, 通过计算 IEEE-RTS-96 节点系统 EENS、LOLP 这两个可靠性指标验证文章所提方法的可行性与准确性。

1 互联电网外网静态等值模型

互联电网下区域电网运行可靠性评估的难题之一是选择合理精确的静态等值模型, 简化外部网

络^[7-8]。精确的外网静态等值方法能够简化复杂的电力网络, 最大程度表示等值系统, 缩小网络简化带来的计算误差。

电力系统是强非线性系统, 为保证可靠性计算结果的准确性, 在通过外网静态等值简化复杂的互联电力系统时, 需考虑到电力系统组成元件的不同特性, 保证等值前后元件系统的灵敏度保持不变^[9], 现有外网静态等值方法中, 考虑灵敏度一致性的外网静态等值方法^[10-11]对外网进行等值时, 充分考虑了元件的特性, 由此方法对外网进行等值后潮流计算结果与全网潮流计算结果能基本保持一致, 因此本文以此等值方法来确定外网静态等值模型。

如图 1 所示, 可将等值前互联电网划分为三个部分, 外部网络 E(需等值的网络, 非重点研究区域), 内部网络 I(等值前后网络拓扑保持不变的区域, 重点研究区域, 待评估的区域电网), 边界节点集合 B(外部系统与内部系统连接的交点)。

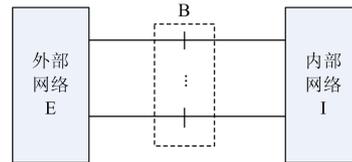


图 1 互联电网示意图

Fig. 1 Interconnected power grid

等值简化后的互联电网如图 2 所示。等值后外部节点全部消去, 以等值模型代替, 内部节点保持原有网络拓扑结构不变。等值后的外部系统主要由四种元件组成。

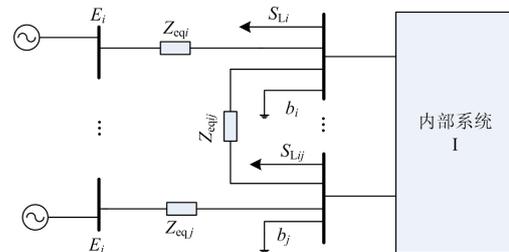


图 2 等值后互联电网

Fig. 2 Equivalent interconnected network

(1) 等值电机。等值电机是对外部系统电机的等值, 表示外网对内网的功率支援, E_i 、 E_j 表示等值电机节点电压相量($i, j = 1, \dots, N_B, i \neq j, N_B$ 为边界节点个数)。

(2) 等值支路。 Z_{eqi} 、 Z_{eqj} 、 Z_{eqij} 表示等值后的等值支路阻抗($i, j = 1, \dots, N_B, i \neq j$)。

(3) 等值负载。 S_{L_i} 、 S_{L_j} 表示等值后边界节点的

等值注入功率 ($i, j = 1, \dots, N_B, i \neq j$)。

(4) 等值对地支路。 b_i, b_j 表示等值后的对地支路阻抗 ($i, j = 1, \dots, N_B, i \neq j$)。

2 基于 PMU 监测的外网静态等值模型参数估计

互联电网各区域电网间由于垂直化管理体制以及商业保密等原因, 网络的实际拓扑结构及运行数据难以实时共享, 由于故障、检修以及负荷变动等运行方式的变化, 外网静态等值模型参数无法准确获取, 这是互联电网下区域电网运行可靠性评估面临的主要问题。同步向量测量装置 PMU 能够实时测量关键节点的电压电流信息, 基于节点基尔霍夫电流定理我们可以推导出外网等值参数, 解决信息隔离情况下外网等值参数无法直接获取的难题^[12-20]。

2.1 待估参数

如图 2 所示的等值后互联电网, 基于边界节点 PMU 监测数据需对以下外网等值模型参数进行估计。

(1) 等值发电机节点电压, 即 $E_i, E_j (i, j = 1, \dots, N_B, i \neq j)$ 。

(2) 边界节点等值注入功率 S_{Li}, S_{Lj} ; 等值发电机有功出力 $P_{eqGi}, P_{eqGj} (i, j = 1, \dots, N_B, i \neq j)$ 。

(3) 各等值支路阻抗。

以集合 x 表示待估参数:

$$x = \{E_i, E_j, S_{Li}, S_{Lj}, P_{eqGi}, P_{eqGj}, Z_{eqi}, Z_{eqj}, Z_{eqij}\} \quad (1)$$

2.2 测量方程

PMU 实时测量边界节点电压和电流, 即 $(u_i^t, i_i^t), (u_j^t, i_j^t)$, 由基尔霍夫电流定理可得测量公式:

$$\frac{E_i - U_i^t}{Z_{eqi}} = i_i^t + \left(\frac{S_{Li}}{u_i^t}\right)^* + b_i u_i^t + \sum_{i=1, j \neq i}^{N_B} \frac{u_i^t - u_j^t}{Z_{eqij}} \quad (2)$$

将式(2)中复变量分别按实部虚部展开, 可得式(3)、式(4)。

$$\begin{aligned} f_{i,Re}^t(x) = & \alpha [E_{i,Re} - u_{i,Re}^t - Z_{eqi,Re} (i_{i,Re} - b_i u_{i,Re}^t) + \\ & Z_{eqi,Im} (i_{i,Im} + b_i u_{i,Re}^t)] - \beta [E_{i,Im} - u_{i,Im}^t - \\ & Z_{eqi,Re} (i_{i,Im} + b_i u_{i,Re}^t) - Z_{eqi,Im} (i_{i,Re} - b_i u_{i,Im}^t)] - \\ & \sum_{i=1, j \neq i}^{N_B} [\gamma (u_{i,Re}^t - u_{j,Re}^t) - \lambda (u_{i,Im}^t - u_{j,Im}^t)] = 0 \end{aligned} \quad (3)$$

$$\begin{aligned} f_{i,Im}^t(x) = & \alpha [E_{i,Im} - u_{i,Im}^t - Z_{eqi,Re} (i_{i,Im} + b_i u_{i,Re}^t) - \\ & Z_{eqi,Im} (i_{i,Re} - b_i u_{i,Im}^t)] + \beta [E_{i,Re} - u_{i,Re}^t - \\ & Z_{i,Re} (i_{i,Re} - b_i u_{i,Im}^t) + Z_{eqi,Im} (i_{i,Im} + b_i u_{i,Re}^t)] - \\ & \sum_{i=1, j \neq i}^{N_B} [\gamma (u_{i,Im}^t - u_{j,Im}^t) - \lambda (u_{i,Re}^t - u_{j,Re}^t)] = 0 \end{aligned} \quad (4)$$

式(3)、式(4)中:

$$\begin{aligned} i_i &= i_i^t + \left(\frac{S_{Li}}{u_i^t}\right)^* \\ \alpha &= \text{Real} \left(\prod_{i=1, j \neq i}^{N_B} Z_{eqij} \right) \\ \beta &= \text{Imag} \left(\prod_{i=1, j \neq i}^{N_B} Z_{eqij} \right) \\ \gamma &= \text{Real} \left(\prod_{i=1, k \neq i, j}^{N_B} Z_{eqik} \right) \\ \lambda &= \text{Imag} \left(\prod_{i=1, k \neq i, j}^{N_B} Z_{eqik} \right) \end{aligned}$$

再由功率计算公式:

$$S = UI \quad (5)$$

可得等值发电机有功出力为

$$P_{eqi}^t = \text{Real} \left[E_i \left(\frac{E_i - u_i^t}{Z_{eqi}} \right) \right] \quad (6)$$

$$S_{Li}^t = (i_i - i_i^t)^* u_i^t \quad (7)$$

由式(2)一式(7)可估计得出所有参数。

2.3 外网等值参数最小二乘模型估计

由 2.2 节测量方程以及边界 PMU 监测数据可以得出多组外网等值模型参数, 为得到合适的外网等值参数, 采用最小二乘模型来对 2.2 节中计算得出的参数进行筛选, 最小二乘模型如式(8)所示。

$$J = \min \left\{ \sum_{t=1}^M \sum_{i=1}^{N_B} \left[\left(f_{i,Re}^t(x) \right)^2 + \left(f_{i,Im}^t(x) \right)^2 \right] + \left(P_{eqi}^t \right)^2 + \left(S_{Li}^t \right)^2 \right\} \quad (8)$$

式中, M 为边界 PMU 的时段采样数, 为保证测量方程的冗余度, 本文中 M 取值为 8, M 的取值方法如文献[15]所述, 这里不再赘述。

综上, 即可测得合适的外网等值模型参数。

3 基于异步迭代的外网等值参数更新

外网等值参数是基于 PMU 实时测量数据估计

得到的, PMU 实时测量数据记录的是某特定时刻下处于特定运行状态下互联电网的运行状态数据, 因此基于 PMU 实时测量数据估计出的外网等值参数是某时刻下特定运行状态下的外网等值参数。

在区域电网进行电力系统可靠性评估时, 需要不断模拟电网故障运行模式, 因此需对故障元件进行抽样, 改变电力系统运行状态。区域电网作为互联电网的一部分, 其运行状态的改变必然会对整体互联电网运行状态造成影响, 这必然会对外网等值参数造成影响^[21-23], 这也是互联电网下区域电网可靠性评估结果误差的重要来源, 因此必须在区域电网运行状态改变后对外网等值参数进行矫正更新。因此文章采用异步迭代的方法对外网等值参数进行更新, 解决外网静态等值模型无法适应于可靠性计算过程中故障抽样导致系统运行状态改变的问题。

3.1 异步迭代原理

如图 1 所示的两区域互联电力系统, 每一互联区域都可利用本文所介绍外网静态等值方法对外网进行简化, 得到如图 3 所示的简化后的等值系统。

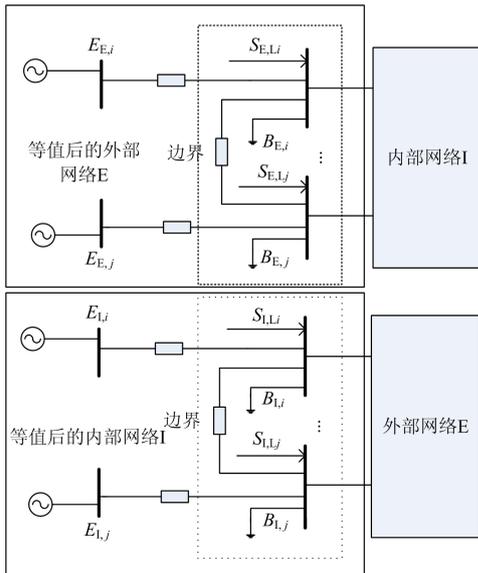


图 3 两区域异步迭代等值原理图

Fig. 3 Two-region asynchronous iterative equivalent principle

在如式(1)所示的外网等值参数中, 在进行参数更新时并不需要对所有的等值参数进行更新。区域电网运行状态的改变会造成联络线功率的改变而使得等值参数中等值电机出力与边界注入功率改变, 而等值阻抗参数只与外网拓扑结构有关, 因此内网运行状态的改变并不会对等值阻抗造成影响, 因此不需要对外网等值参数中所有的阻抗参数进行更新; 另外由于等值电机节点在计算中为 PV 节点,

因此不再需要对其节点电压进行更新, 除此之外需要更新的参数主要为边界节点注入功率以及发电机有功出力即式(9)所示参数。

$$\text{update}_x = (S_{L_i}, S_{L_j}, P_{\text{eqGi}}, P_{\text{eqGj}}) \quad (9)$$

由式(6)、式(7)可知, 式(9)中发电机有功出力以及边界节点注入功率都只与边界节点电压有关。

对于如图 3 的简化后的互联电力系统, 在各自内网运行状态发生改变后, 若要保持等值系统潮流计算结果与全网潮流计算结果相同, 需要保证边界注入功率与等值电机有功出力为内网扰动后的对应值。简化后的互联电网非边界区域的节点功率注入与不平等功率的分配与全网计算时对应的节点完全相同, 在等值系统的内网计算条件确定后, 系统的独立潮流解可看作边界注入功率与等值电机有功出力的函数, 因此我们可以构造相应的外层迭代, 引入合适的合并参数对边界节点电压向量进行合并, 对注入功率及等值电机有功出力进行更新, 由此在信息隔离的情况下得到内网扰动后对应的等值参数, 保证计算结果的准确性。

3.2 合并参数

这里我们选取 ρ 、 μ 分别作为边界电压幅值合并参数以及边界电压相角合并参数, 合并参数的计算如式(10)所示。

$$\begin{cases} \rho_i = \frac{z''_{ii,B}}{z''_{ii,A} + z''_{ii,B}} \\ \mu_i = \frac{z'_{ii,B} + z'_{jj,B} - 2z'_{ij,B}}{z'_{ii,A} + z'_{jj,A} - 2z'_{ij,A} + z'_{ii,B} + z'_{jj,B} - 2z'_{ij,B}} \end{cases} \quad (10)$$

$(i \neq j, i, j = 1, \dots, N_B)$

式中: ρ_i 、 μ_i 分别为第 i 个边界节点电压的幅值和相角合并参数; $z''_{ii,A}$ 、 $z''_{ii,B}$ 分别为 A、B 两区域电网的无功解耦阻抗矩阵中相对应的阻抗值; $z'_{ii,A}$ 、 $z'_{ij,A}$ 、 $z'_{ij,A}$ 、 $z'_{ii,B}$ 、 $z'_{ij,B}$ 、 $z'_{ij,B}$ 分别为 A、B 两区域电网有功解耦阻抗矩阵中相对应的阻抗值; N_B 为边界节点个数。

3.3 外网等值参数异步迭代步骤(图 4)

构造如下的外层迭代步骤, 对式(9)所示的待更新参数进行更新:

(1) 计算各区域电网的无功功率、有功功率解耦后的阻抗矩阵, 由式(10)计算相应边界节点的电压幅值和相角合并参数。

(2) 对两区域电网 A、B 分别进行简化, 得到如图 3 所示的两独立系统, 并基于 PMU 实时测量估计出相应的参数。

(3) 分别对两子系统进行潮流计算, 通过如下所

示的合并式(11)对边界节点电压幅值与相角进行合并, 根据新计算得出的边界电压幅值与相角由式(12)、式(13)计算边界注入功率与等值电机有功出力, 并以此为更新后的等值参数进行下次潮流计算。

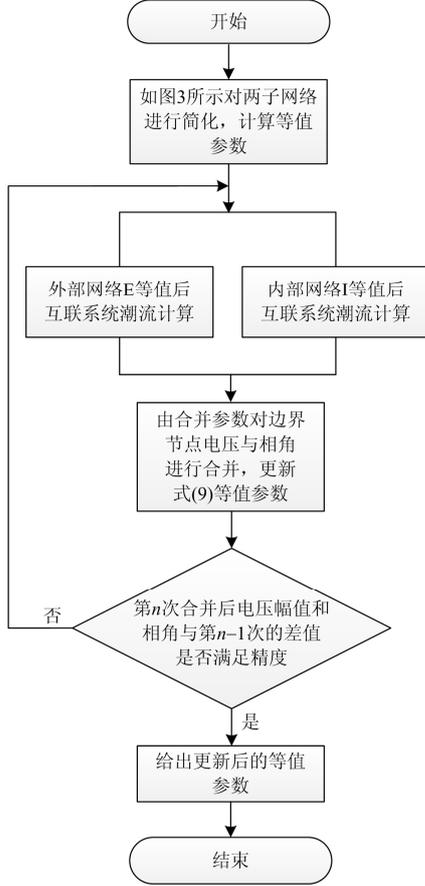


图4 异步迭代流程图

Fig. 4 Asynchronous iterative flow chart

$$\begin{cases} u_{i,A}^n = \rho_i u_{i,A}^{n-1} + (1 - \rho_i) u_{i,B}^{n-1} \\ \delta_{i,A}^n = \mu_i \delta_{i,A}^{n-1} + (1 - \mu_i) \delta_{i,B}^{n-1} \end{cases} \quad (11)$$

$$\begin{cases} P_{Li}^n = \sum_{j=1}^m (u_i^{n-1})^2 g_{ij} + (u_i^{n-1})(u_j^{n-1}) \cdot (g_{ij} \cos \delta_{ij}^{n-1} + b_{ij} \sin \delta_{ij}^{n-1}) \\ Q_{Li}^n = \sum_{j=1}^m -(u_i^{n-1})^2 (b_{ij} + b_i) + (u_i^{n-1})(u_j^{n-1}) \cdot (b_{ij} \cos \delta_{ij}^{n-1} + g_{ij} \sin \delta_{ij}^{n-1}) \end{cases} \quad (12)$$

$$P_{eqGi}^n = \sum_{j=1}^m [(u_i^{n-1})^2 g_{ij} + (u_i^{n-1})(u_j^{n-1}) \times (g_{ij} \cos \delta_{ij}^{n-1} + b_{ij} \sin \delta_{ij}^{n-1})] \quad (13)$$

式中: $u_{i,A}^{n-1}$ 、 $u_{i,B}^{n-1}$ 分别为第 $n-1$ 次独立潮流运算后

边界节点电压幅值; $\delta_{i,A}^{n-1}$ 、 $\delta_{i,B}^{n-1}$ 分别为第 $n-1$ 次独立潮流运算后边界节点电压相角值; P_{Li}^n 、 Q_{Li}^n 分别为第 n 次更新后边界注入功率的有功和无功数值; g_{ij} 、 b_{ij} 分别为边界节点 i 、 j 之间的电导与电纳值; δ_{ij}^{n-1} 为节点间的相角差; m 为区域电网非边界节点个数。

(4) 比较第 n 次潮流计算后两独立区域对应的边界节点电压幅值和相角之间的差值, 若满足收敛精度则停止迭代, 否则转步(3)。

(5) 返回最终更新后的等值参数。

4 互联电网区域电网运行可靠性评估

基于 PMU 监测的互联电网子系统可靠性评估流程如图 5 所示。

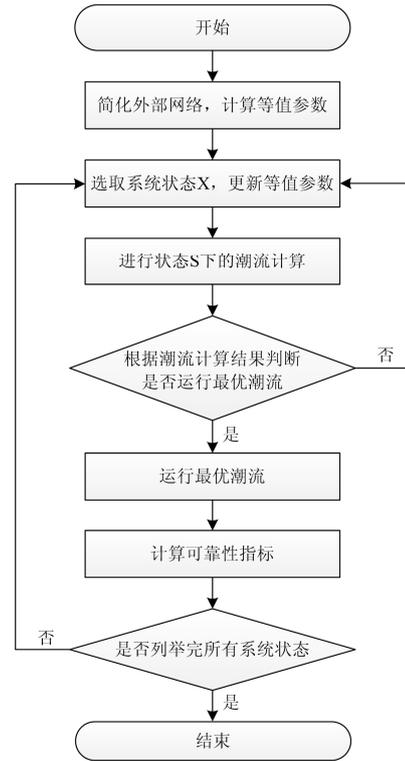


图5 可靠性评估流程图

Fig. 5 Reliability evaluation flowchart

(1) 对外网进行等值, 根据 PMU 实时测量估计外网等值参数。

(2) 抽取系统状态 S , 通过异步迭代法对等值参数进行更新, 判断状态 S 是否是失效状态(电压是否越限、支路是否过载、发电机出力是否不足)。

(3) 若状态 S 为失效状态, 则对状态 S 进行最优潮流计算, 计算最小削减负荷, 若不是失效状态, 则返回步骤(2)。

(4) 抽取完所有运行状态后, 计算可靠性指标期望缺供电量 EENS 与失负荷概率 LOLP, 计算公式如下所示。

$$LOLP = \sum_{S \in F} P(S) \quad (14)$$

$$EENS = \sum_{S \in F} P(S)C(S) \quad (15)$$

式中: S 表示第 S 个失效状态; $P(S)$ 表示第 S 个失效状态的概率; $C(S)$ 表示第 S 个失效状态下的负荷削减量; F 是运行状态 S 的集合。

5 算例分析

本文以两区域 IEEE-RTS-96 节点系统为例, 以 B 区域电网为互联外网, A 区域电网为内网, 设定系统节点 39 电机不可用, 其他节点电机正常运行。采用文章所述静态等值方法简化 B 区域网络, 采用蒙特卡罗法对 A 区域系统进行可靠性计算, 验证文章所提方法的可行性。

图 6 为两区域 IEEE-RTS-96 拓扑图, 边界节点、外部节点、内部节点的选取如下所示。

边界节点: 27,39,41;

内部节点: 1-24;

外部节点: 25-26,28-38,40,42-48。

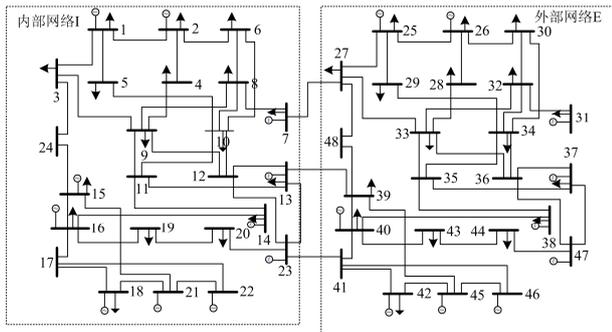


图 6 两区域互联 IEEE-RTS-96 节点拓扑图

Fig. 6 Topological diagram of IEEE-RTS-96 nodes interconnected by two regions

本文选取三种方法的可靠性计算结果与本文所提方法进行对比:

(1) 不对外网进行简化, 利用完整准确的全网数据对内部网络 I 进行可靠性计算, 该方法取为 M0, 其计算结果视为标准结果, 与其他方法做对照, 验证各种方法结果的准确性。

(2) 本文所提基于 PMU 监测数据估计外网静态等值参数计算互联电网可靠性的方法计算内部网络 I 可靠性, 取为 M1。

(3) 文献[2]提出的等效支援法计算内部网络 I

可靠性方法取为 M2。

(4) 对外网静态等值参数不进行更新, 直接进行可靠性计算, 如文献[6]所提方法, 取为 M3。

文章选取 e_1 和 e_2 来作为各种可靠性计算方法与标准结果的误差, 其中 e_1 为绝对误差。

$$e_1 = |x_0 - x_i| (i = 1, 2, 3) \quad (16)$$

$$e_2 = \left| \frac{x_0 - x_i}{x_0} \right| \times 100\% \quad (17)$$

式中, x_0 、 x_i 分别表示方法 M0—M3 的可靠性计算结果。

基于边界节点 27、39、41 的 PMU 监测数据, 由式(2)一式(7)可得外部网络 E 静态等值模型参数, 具体数值如表 1 所示。

表 1 静态等值参数

等值参数	边界节点 27	边界节点 39	边界节点 41
$E_i/p.u.$	0.9038-0.0913i	1.0043+0.1412i	1.0129+0.1714i
$P_{eq}/p.u.$	0.624 77	4.478 5	0.411 23
$S_{Li}/p.u.$	2.5719+0.50046i	3.17+0.64i	0
Z_{eqi}	0.0168+0.0787i	0.0012+0.010i	0.001+0.0084i
Z_{eqij}	0.0092+0.1396i	0	0
b_i	1.969 6	1.547 5	1.388 0

表 2—表 4 为分别用 M0—M3 所提方法, 采用蒙特卡罗法对 IEEE-96-RTS 模拟 10 万次进行可靠性计算的结果 EENS 和 LOLP、方法 M1—M3 相对方法 M0 计算结果的误差、方法 M0—M3 计算所消耗的时间。

表 2 可靠性计算结果

指标	M0	M1	M2	M3
EENS/MW	7 353.5	7 994.73	9 829.423	8 721.251
LOLP	0.009 2	0.009 9	0.011 83	0.010 72

表 3 可靠性计算结果误差

指标	M ₁		M ₂		M ₃	
	e_1	e_2	e_1	e_2	e_1	e_2
EENS/MW	641.23	8.72	2 475.923	33.67	1 367.751	18.60
LOLP	0.000 7	7.61	0.002 63	28.59	0.001 52	16.52

表 4 可靠性计算消耗时间

指标	M0	M1	M2	M3
计算时长 t/s	717.59	130.57	90.01	96.78

由表 2—表 4 和图 7 可以看出, 用 M1—M3 方法计算可以很大程度地缩短计算时间。但用 M2 方

法进行可靠性计算, 由于外网等值过于简单, 其可靠性计算结果相较方法 M1、M3 可靠性计算结果误差较大; 而用方法 M3, 即对外网等值参数不进行更新, 将外网等值参数视作不变值进行可靠性计算, 其计算结果误差仍然较大; 用方法 M1 进行可靠性计算, 可靠性计算结果较 M3 方法误差极大缩减, 接近 M0 方法计算所得结果, 接近真值。

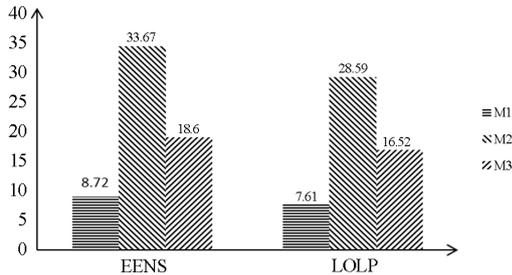


图 7 可靠性计算结果误差柱状图

Fig. 7 Reliability calculation results error histogram

6 结论

针对互联电网不同区域之间由于分属不同电力公司导致的信息隔离难以监控电网实际运行可靠性的问题, 提出了基于 PMU 监测的互联电网运行可靠性在线评估方法。利用边界 PMU 测量数据估计外网静态等值模型来简化互联系统, 采用互联电网异步迭代方法来更新外网静态模型等值参数, 解决可靠性计算过程中由于故障抽样导致系统运行状态改变后使得外网静态等值模型无法适应可靠性计算, 从而导致可靠性计算结果误差大的问题。经两区域 IEEE-RTS-96 系统验证, 本文所提方法能准确计算互联系统区域电网运行可靠性指标, 对及时掌握互联电网风险、确保电网安全可靠运行具有重要现实意义。

参考文献

- [1] BILLINTON R, KOGLIN H J, ROOS E. Reliability equivalents in composite system reliability evaluation[J]. IEE Proceedings C—Generation, Transmission and Distribution, 1987, 134(3): 224-232.
- [2] BILLINTON R, ZHANG W. Enhanced adequacy equivalent for composite power system reliability evaluation[J]. IEE Proceedings—Generation, Transmission and Distribution, 1996, 143(5): 420-426.
- [3] 汪兴强, 丁明, 韩平平. 互联电力系统可靠性评估的改进等效模型[J]. 电工技术学报, 2011, 26(9): 201-207. WANG Xingqiang, DING Ming, HAN Pingping. An improved equivalent model for reliability evaluation in interconnected power system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2011, 26(9): 201-207.
- [4] 丁明, 周竞, 汪兴强. 发输电互联等值系统风险评估的解析模型[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(10): 111-117. DING Ming, ZHOU Jing, WANG Xingqiang. An analytical model for risk evaluation of equivalent interconnected composite system[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(10): 111-117.
- [5] 卢治燃. 大电网可靠性评估的外网概率等值和分区协调求解模型研究[D]. 重庆: 重庆大学, 2015. LU Zhiran. Research on probability equivalent and network partition coordination model for power system reliability evaluation[D]. Chongqing: Chongqing University, 2015.
- [6] 李文沅, 周家启, 卢继平, 等. 电力系统风险评估[M]. 北京: 科学出版社, 2006.
- [7] 吴际舜. 电力系统的静态外部等值[J]. 电力系统自动化, 1986, 10(2): 67-74. WU Jishun. Static external equivalence of power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 1986, 10(2): 67-74.
- [8] 吴际舜. 电力系统的静态外部等值(连载二)[J]. 电力系统自动化, 1985, 9(6): 65-72. WU Jishun. Static external equivalence of power systems (part two)[J]. Automation of Electric Power Systems, 1985, 9(6): 65-72.
- [9] 张林, 廖龙飞, 余娟, 等. 考虑元件特性与物理约束的静态等值方法[J]. 电子科技大学学报, 2015, 44(5): 712-718. ZHANG Lin, LIAO Longfei, YU Juan, et al. Static equivalent method considering the characteristics and physical constraints of network components[J]. Journal of University of Electronic Science and Technology of China, 2015, 44(5): 712-718.
- [10] YU J, ZHANG M, LI W. Static equivalent method based on component particularity representation and sensitivity consistency[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(5): 2400-2408.
- [11] 余娟, 张勉, 朱柳, 等. 考虑灵敏度一致性的外网静态等值新理论研究[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(10): 64-70. YU Juan, ZHANG Mian, ZHU Liu, et al. New theory on external network static equivalent based on sensitivity consistency[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(10): 64-70.
- [12] 余娟, 朱柳, 颜伟, 等. 基于内网实测信息的多端口外网静态等值方法[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(6):

- 32-37.
YU Juan, ZHU Liu, YAN Wei, et al. Static equivalence of external multi-port network based on measured information of internal network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(6): 32-37.
- [13] 李世明, 卢建刚, 郭文鑫, 等. 基于内网常规 Ward 等值电路的外网静态等值法[J]. 电力与能源, 2013, 34(6): 575-579.
LI Shiming, LU Jiangang, GUO Wenxin, et al. External network static equivalent on the basis of internal general ward equivalent circuit[J]. Electricity and Energy, 2013, 34(6): 575-579.
- [14] 章家义, 陶顺, 廖坤玉, 等. 基于非线性规划遗传算法的外网静态等值参数估计[J]. 智能电网, 2016, 4(2): 133-140.
ZHANG Jiayi, TAO Shun, LIAO Kunyu, et al. Parameter estimation for external network static equivalent model based on nonlinear programming genetic algorithm[J]. Smart Grid, 2016, 4(2): 133-140.
- [15] YU J, DAI W, LI W, et al. Optimal reactive power flow of interconnected power system based on static equivalent method using border PMU measurements[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(1): 421-429.
- [16] 谢仕炜, 胡志坚, 吴方劫, 等. 基于递推最小二乘法的多端口外网静态等值参数辨识方法[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(3): 26-34.
XIE Shiwei, HU Zhijian, WU Fangjie, et al. Static equivalent parameter identification method of multi-port external network based on recursive least squares algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(3): 26-34.
- [17] 牛胜锁, 张达, 梁志瑞, 等. 基于抗差总体最小二乘法的电力系统谐波状态估计[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(11): 106-111.
NIU Shengsuo, ZHANG Da, LIANG Zhirui, et al. Power system harmonic state estimation based on robust total least squares method[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(11): 106-111.
- [18] 李世明, 卢建刚, 王茜, 等. 外网扩展电压源支路 Ward 等值模型及其在状态估计中的应用[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(15): 1-9.
LI Shiming, LU Jiangang, WANG Qian, et al. Extended voltage-source-branch ward-equivalent-circuit model of external network and its application in state estimation[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(15): 1-9.
- [19] 宋小伟. 基于最小二乘法的电力系统网络参数误差估计[J]. 现代电力, 2009, 26(2): 14-18.
SONG Xiaowei. Parameter error estimation of power system network based on least squares method[J]. Modern Electric Power, 2009, 26(2): 14-18.
- [20] BO Zhiqian, LIN Xiangning, WANG Qingping, et al. Developments of power system protection and control[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2016, 1(1): 1-8. DOI: 10.1186/s41601-016-0012-2.
- [21] 孙奇珍, 蔡泽祥, 朱林, 等. 互联电网的多端等值方法及其误差分析[J]. 电网技术, 2008, 32(23): 67-71.
SUN Qizhen, CAI Zexiang, ZHU Lin, et al. Multi-terminal equivalence method of interconnected power system and improvement based on its error analysis[J]. Power System Technology, 2008, 32(23): 67-71.
- [22] 张海波, 易文飞. 基于异步迭代模式的电力系统分布式状态估计方法[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(9): 125-131.
ZHANG Haibo, YI Wenfei. Distributed state estimation method for power systems based on asynchronous iteration mode[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(9): 125-131.
- [23] 张海波, 张伯明, 孙宏斌. 基于异步迭代的多区域互联系统动态潮流分解协调计算[J]. 电力系统自动化, 2003, 27(24): 1-5.
ZHANG Haibo, ZHANG Boming, SUN Hongbin. A decomposition and coordination dynamic power flow calculation for multi-area interconnected systems based on asynchronous iteration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2003, 27(24): 1-5.

收稿日期: 2018-08-10; 修回日期: 2018-11-23

作者简介:

张大波(1979—), 男, 博士后, 讲师, 研究方向为电力系统可靠性评估、电力设备维修优化; E-mail: zhangdb2004@163.com

连帅(1992—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为电力系统可靠性评估。E-mail: ls_hfut2016@163.com

(编辑 葛艳娜)