

# ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ ЗА СЧЕТ НЕПРЕРЫВНОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

**Б**ольшее влияние на надежность работы электроэнергетических систем (ЭЭС) оказывает возникновение повреждений электрооборудования и дальнейшее развитие аварийных ситуаций. Доля повреждений, обусловленных моральным и физическим износом оборудования, продолжает увеличиваться. Результаты эксплуатации электрооборудования АЭС показывают, что только 25% нарушений возникает на турбогенераторах и их вспомогательных системах, а почти половина всех повреждений приходится на электродвигатели собственных нужд (с.н.) 6 кВ (37%) и кабели (7,5%) [1].

Одним из путей повышения не только надежности, но и экономичности работы ТЭС, является управление техническим состоянием оборудования [1]. Основывается такое управление на технической диагностике. Учитывая то, что на ТЭС значительная часть повреждений происходит в системе с.н., можно сделать вывод о возможности повышения надежности работы ЭЭС на использовании результатов непрерывной диагностики системы с.н. ТЭС.

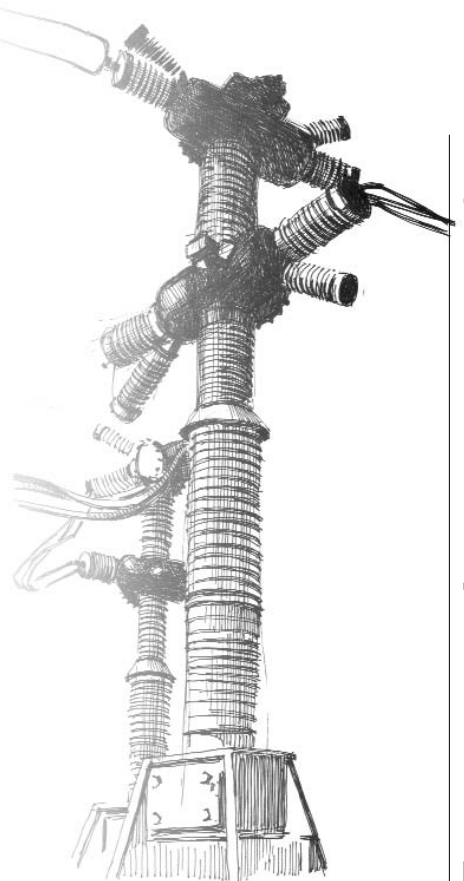
Однако, следует отметить, что средства диагностирования требуют больших финансовых затрат. Ограниченность средств вынуждает искать компромис-

сные пути решения проблемы. По одному из таких путей уже более десяти лет в Донецком национальном техническом университете проводятся исследования и разработка средств диагностирования «среднего класса», т.е. средств, не требующих больших затрат, но позволяющих предотвращать возникновение многих повреждений (руководитель д.т.н. Н.В. Гребченко). В первую очередь, эти средства ориентированы на непрерывную оценку состояния изоляции системы собственных нужд ТЭС.

В общем случае методы выявления места и степени развития дефектов электрической изоляции разделяются на методы, которые применяются на отключенном электрооборудовании и методы, применяемые в рабочих режимах электрооборудования [2]. Несмотря на целый ряд недостатков, методы на отключенном оборудовании в настоящее время получили большее развитие, что связано в основном с лучшими возможностями их практической реализации [2]. В то же время методы, не требующие отключения оборудования, имеют ряд существенных преимуществ. К основным преимуществам оперативных методов оценки состояния изоляции относятся: выявление дефектов на начальной стадии развития, когда имеется возможность предотвратить разви-

**А.А. Сидоренко**, инженер,

Мироновская ТЭС, ВАТ  
„Донецкоблэнерго”



тие и переход в повреждение; значительное сокращение объемов профилактических работ; уменьшение времени отыскания места возникновения дефектов. Поэтому актуальной является разработка относительно простого метода выявления дефектов изоляции без отключения оборудования и обеспечивающего приемлемую точность определения расстояния до точки замыкания на землю. Обычно в оперативных методах используется то, что возникновение дефектов изоляции связано с ее механическим повреждением, т.е. нарушением целостности и изменением геометрических размеров, или – с изменением ее диэлектрической проницаемости вследствие увлажнения, загрязнения или старения.

При разработке методов диагностирования электрооборудования в рабочих режимах возникли трудности, которые в основном обусловлены следующим:

- ограниченными возможностями подключения электрических, механических и других дат-

чиков, в первую очередь, из-за высокого уровня напряжения;

- незначительным уровнем аварийных сигналов по сравнению с параметрами рабочего режима;

- отсутствием прямого доступа к большей части элементов оборудования, т.е. доступ непосредственно к элементам диагностирования (например, обмотки статора и ротора электродвигателей).

Чтобы не усложнять практическую реализацию технологии выявления дефектов изоляции принято решение об использовании только параметров текущего режима электрооборудования. Эту информацию получают от имеющихся измерительных трансформаторов тока и напряжения.

В предлагаемой работе рассматривается метод определения параметров локальных дефектов изоляции присоединений с.н. 6 кВ кабель-двигатель, который базируется на выявлении изменений параметров рабочего режима, происходящих в результате воз-

никновения дефектов. Для его реализации используется персональный компьютер с дополнительно установленной платой аналого-цифрового преобразователя фазных токов каждого присоединения и напряжения секции 6 кВ.

Для разных объектов требуемая точность определения места возникновения локального дефекта изоляции различна. Для с.н., в первую очередь, необходимо определить присоединение с дефектом. При определении присоединения ( $i$  – номер присоединения), на котором возник дефект изоляции, используется известный способ сравнения величины тока нулевой последовательности соседних присоединений. Один из возможных алгоритмов, реализующих этот способ, представлен на рис.1.

В соответствии с алгоритмом периодически производится определение присоединения с максимальным значением тока нулевой последовательности  $3I_{0i}$ . Если ток  $3I_{0i}$  этого присоединения превышает токи других присоединений на величину, которая больше заданной, то на этом присоединении фиксируется дефект изоляции.

После определения присоединения с дефектом, определяются параметры локального дефекта изоляции, т.е. фаза (А,В,С), а также где возник дефект: в кабеле или в двигателе. Если дефект возник в двигателе, то определение  $I_{ДЕФ}$  позволяет рассчитать секцию обмотки статора с дефектом.

Определение  $I_{ДЕФ}$  и  $R_{ДЕФ}$  производится по методу [3], который основан на сравнении расчетного и действительного векторов тока нулевой последовательности. При этом используется следующая зависимость вектора тока нулевой последовательности, полученная в соответствии со схемой замещения, показанной на рис.2:

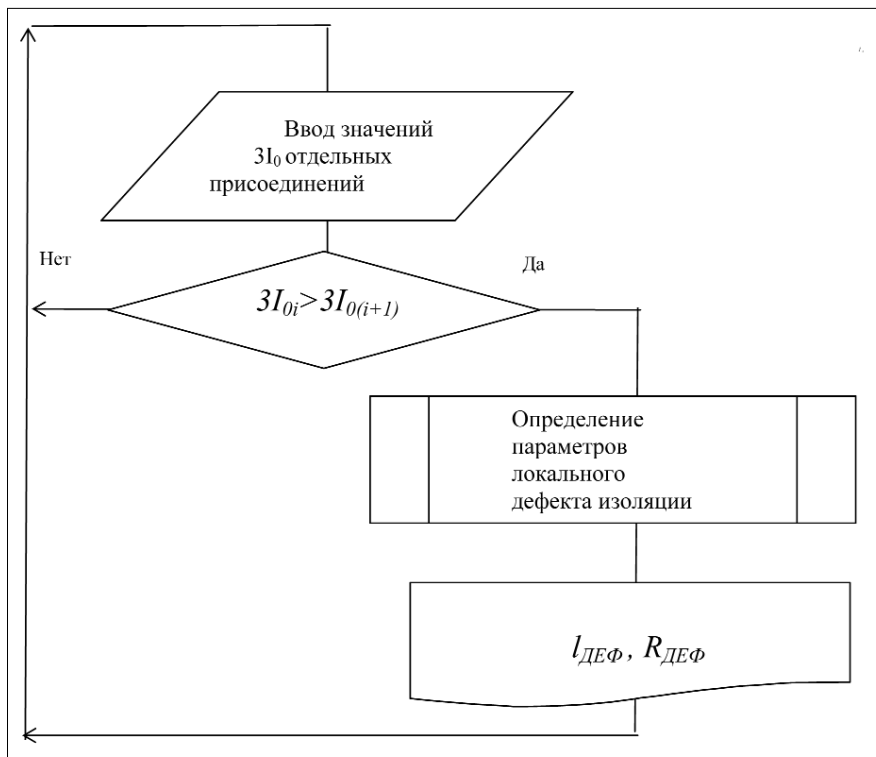


Рис.1. Алгоритм выявления присоединения, на котором возник локальный дефект изоляции

$$i_0 = \frac{(1 - l_{ДЕФ}) (\dot{U}_{CA} - \dot{U}_{BC})}{jX_c + l_{ДЕФ} (3 - 2l_{ДЕФ}) \cdot \underline{Z} + 3R_{ДЕФ}} \quad (1)$$

где  $l_{ДЕФ}$  – расстояние до точки локального дефекта изоляции;  $R_{ДЕФ}$  – активное сопротивление дефекта изоляции;  $\dot{U}_{CA}$  и  $\dot{U}_{BC}$  – векторы соответствующих междуфазных напряжений;  $X_c$  – емкостное сопротивление фазы всей сети;  $\underline{Z}$  – продольное комплексное сопротивление присоединения.

В алгоритме используется математическая модель узла электрической системы (на рис.2 упрощенный вариант), на которой выполняется моделирование предполагаемого дефекта. Получаемые параметры или связанные с ними параметры (вектор тока нулевой последовательности) сравниваются с соответствующими параметрами, которые определяются на работающем оборудовании. При совпадении расчетных и действительных значений параметров фиксируются значения расстояния до точки замыкания и величины сопротивления в месте замыкания, которые использовались на этом шаге расчета. Эти расчетные значения принимаются в качестве действительных параметров замыкания на землю. В алгоритме предусмотрен автоматический учет изменения конфигурации узла системы.

Определенным преимуществом по сравнению с известными способами является то, что определяется не только расстояние  $l_{ДЕФ}$ , но и сопротивление дефекта  $R_{ДЕФ}$ .

Выполнены исследования погрешности определения места возникновения замыкания на землю в зависимости от выбранного шага изменения предполагаемой проводимости дефекта изоляции и шага удаленности предполагаемой точки замыкания, а также от величины допустимого отклонения расчетного и действительного векторов тока нулевой последовательности.

В модифицированном методе выявления параметров дефектов изоляции из зависимости (1) вектора тока нулевой последовательности получено выражение для определения удаленности до точки замыкания, представляющее собой квадратное уравнение. Точное решение такого уравнения с комплексными переменными затруднительно. Поэтому приняты и обоснованы допущения, позволившие упростить решение уравнения. После упрощения из (1) получено

$$l_{ДЕФ} = \frac{(\dot{U}_{CA} - \dot{U}_{BC}) - i_0 (3\underline{Z}_{ДЕФ} + \underline{Z}_c)}{2i_0 \underline{Z} + (\dot{U}_{CA} - \dot{U}_{BC})} \quad (2)$$

При этом предварительно выполняется расчет сопротивления дефекта изоляции  $\underline{Z}_{ДЕФ}$  в месте замыкания на землю. Для этого используется схема присоединения, представленная на рис.3 [4].

Для схемы замещения (рис.3) при равных значениях проводимостей фаз нагрузки записаны следующие уравнения состояния:

$$\dot{U}_A (\dot{U}_B - \dot{U}_N) \cdot \underline{Y}_{АН} - \dot{U}_B (\dot{U}_A - \dot{U}_N) \cdot \underline{Y}_{ВН} = i_A (\dot{U}_B - \dot{U}_N) - i_B (\dot{U}_A - \dot{U}_N) \quad (3)$$

$$\dot{U}_B (\dot{U}_C - \dot{U}_N) \cdot \underline{Y}_{ВН} - \dot{U}_C (\dot{U}_B - \dot{U}_N) \cdot \underline{Y}_{СН} = i_B (\dot{U}_C - \dot{U}_N) - i_C (\dot{U}_B - \dot{U}_N) \quad (4)$$

$$\dot{U}_A (\dot{U}_C - \dot{U}_N) \cdot \underline{Y}_{АН} - \dot{U}_C (\dot{U}_A - \dot{U}_N) \cdot \underline{Y}_{СН} = i_A (\dot{U}_C - \dot{U}_N) - i_C (\dot{U}_A - \dot{U}_N) \quad (5)$$

где  $i_{АН}$ ,  $i_{ВН}$ ,  $i_{СН}$  – векторы токов фаз нагрузки присоединения;  $i_{АИ}$ ,  $i_{ВИ}$ ,  $i_{СИ}$  – векторы

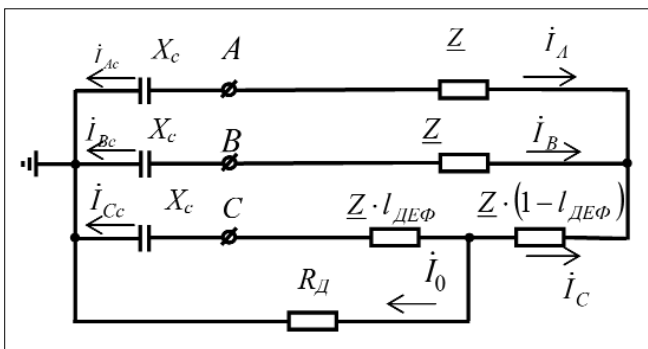


Рис. 2. Схема замещения участка сети и присоединения нагрузки

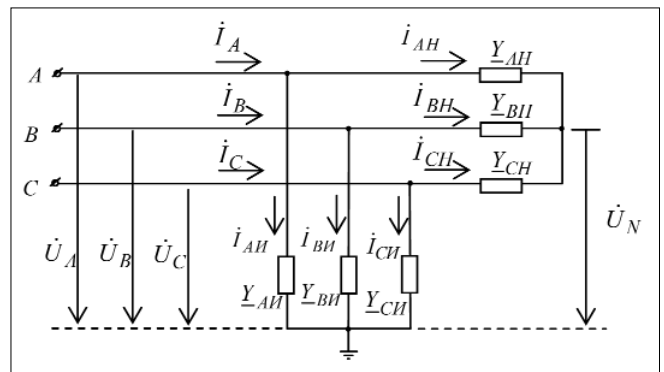


Рис. 3. Схема замещения присоединения нагрузки

токов через изоляцию фаз присоединения;  $\underline{Y}_{AI}$ ,  $\underline{Y}_{BI}$ ,  $\underline{Y}_{CI}$  – комплексные проводимости изоляции фаз по отношению к земле (диагональная матрица  $\underline{Y}_{II}$ );  $\underline{Y}_{AII}$ ,  $\underline{Y}_{BII}$ ,  $\underline{Y}_{CII}$  – фазные комплексные проводимости нагрузки присоединения (диагональная матрица  $\underline{Y}_{II}$ );  $\dot{U}_A$ ,  $\dot{U}_B$ ,  $\dot{U}_C$  – векторы напряжений фаз присоединения по отношению к земле;  $\dot{U}_N$  – напряжение нейтрали присоединения по отношению к земле,

$$\dot{U}_N = \frac{\dot{U}_A \cdot \underline{Y}_{AII} + \dot{U}_B \cdot \underline{Y}_{BII} + \dot{U}_C \cdot \underline{Y}_{CII}}{\underline{Y}_{AII} + \underline{Y}_{BII} + \underline{Y}_{CII}}.$$

В результате решения системы уравнений (3)–(5) определяются проводимости изоляции фаз по отношению к земле, а затем определяется  $\underline{Z}_{ДЕФ}$ . Найденное значение  $\underline{Z}_{ДЕФ}$  совместно с текущими параметрами режима используются в выражении (2) для определения  $l_{ДЕФ}$ .

На рис.4 приведены расчетные данные о погрешности модифицированного метода определения расстояния до точки замыкания на землю  $\Delta l$ . Данные получены в результате выполнения серии расчетов на математической модели с.н.

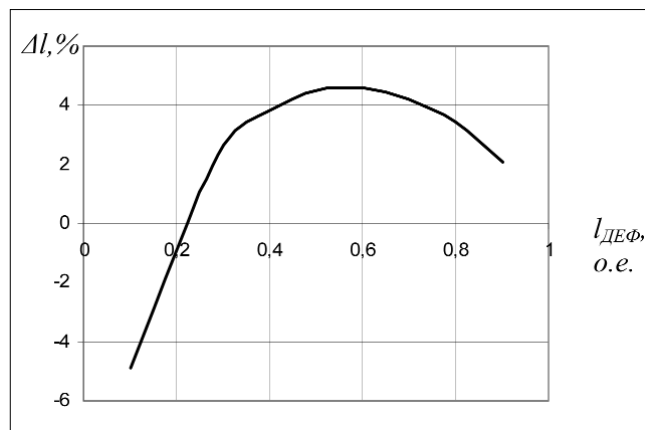


Рис. 4. Погрешность определения точки замыкания на землю в зависимости от действительной удаленности  $l_{ДЕФ}$

Анализ данных, предоставленных на рис. 4, показывает, что предложенный метод определения расстояния до места локального дефекта имеет точность, достаточную для его практического применения.

## ВЫВОДЫ

1. Предложенный метод непрерывного диагностирования присоединений с.н. 6 кВ ТЭС, при его практической реализации может быть отнесен к средствам «среднего класса». Внедрение таких средств на ТЭС позволит предотвратить возникновение большого количества повреждений и аварий, в первую очередь, связанных с локальными дефектами изоляции в кабелях и двигателях.
2. Рассмотренный итерационный метод может использоваться для определения расстояния до точки замыкания на землю без отключения присоединения нагрузки. Погрешность метода находится в пределах 5...7%.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Савельев В.А., Мартынов В.А. Методы и средства управления техническим состоянием электрооборудования электростанций // Тезисы докладов 15-й НТК «Неразрушающий контроль и диагностика». – М.: РОНКТД, 1999. – С.56.
2. Гребченко Н.В., Сидоренко А.А., Полковниченко Д.В. Методы определения параметров дефектов электрической изоляции в рабочих режимах электрооборудования // Технічна електродинаміка: Тем. вип. «Проблеми сучасної електротехніки», ч. 2. – 2008. – С.119–122.
3. Пат. 83878 Україна, МКИ G 01 R 31/08. Спосіб визначення відстані до місця локального дефекту ізоляції та опору цього дефекту у розподільчих мережах / М.В.Гребченко, О.А.Сидоренко. – № а200606247; Заявл. 05.06.2006; Опубл. 26.08.2008, Бюл. 16. – 5 с.
4. Гребченко Н.В. Метод непрерывного определения комплексных проводимостей изоляции в рабочих режимах электрических присоединений 6–10 кВ // Электричество. – 2003. – №12. – С.24–29.