

## Секция 1

## Эффективность электроэнергетических установок и систем

УДК 621.311.1.016

**Оценка добавочных потерь активной мощности и электроэнергии в линиях с высоким коэффициентом искажения синусоидальности тока****В.С. Боровиков, Н.Н. Харлов***Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**Региональный учебно-научно-технологический центр ресурсосбережения, г. Томск, Россия*[rcr@tpu.ru](mailto:rcr@tpu.ru)

Представлена возможная методология оценки добавочных потерь активной мощности и электроэнергии в распределительных сетях. На конкретных примерах показан уровень добавочных потерь по отношению к потерям на основной частоте.

Несинусоидальные токи в элементах электрической сети вызывают добавочные потери мощности и электроэнергии. Величина этих потерь зависит от степени искажения синусоидальности [1].

Под добавочными потерями принято понимать потери в элементах электрической сети, вызванные протеканием несинусоидального тока за вычетом потерь от тока основной частоты.

Вычисление добавочных потерь мощности и электроэнергии представляют достаточно сложную задачу электротехники. Для каждой гармонической составляющей необходимо составить собственную схему замещения, параметры которой изменяются пропорционально номеру гармоники. В тоже время эффект распределенности параметров элементов электрической сети проявляется на повышенных частотах более интенсивно [2].

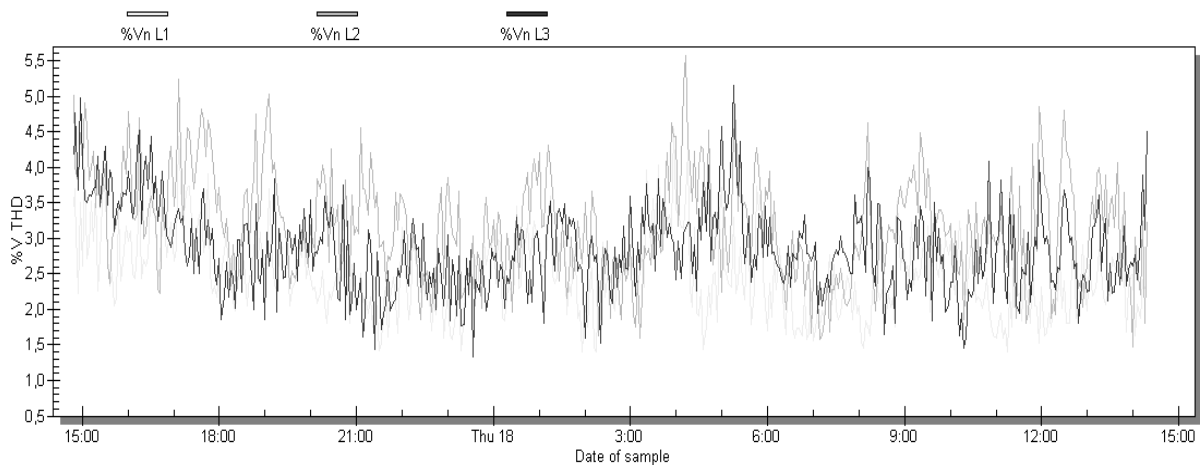
Инструментальное энергетическое обследование сети обеспечивает получения необходимых для расчета потерь исходных сведений [3].

Порядок расчета добавочных потерь состоит из нескольких этапов:

- составление схемы замещения участка электрической сети;
- определение параметров схемы замещения сети;
- задание параметров режима сети, полученных в результате измерений в узлах нагрузок;
- расчет добавочных потерь.

Сумма потерь мощности всех действующих гармоник по отношению к потерям мощности на основной частоте и составляет добавочные потери.

Добавочные потери, таким образом, зависят от уровня токов основной частоты и от степени искажения синусоидальности токами повышенных частот, обнаруживаемыми при гармоническом разложении несинусоидальной кривой тока.



**Рис. 1. Суточные графики изменения коэффициентов искажения синусоидальности напряжения на шинах 110 кВ подстанции «Кяхта»**

В качестве примера такие расчеты проведены применительно к линии ОКК-120 (Окино-Ключи-Кяхта) «Бурятэнерго» длиной 63,7 км. Представление о степени искажения формы кривой напряжения и тока в начале линии (шины 110 кВ подстанции «Кяхта») дают суточные изменения коэффициентов искажения синусоидальности напряжения и тока (рис. 1., 2.)

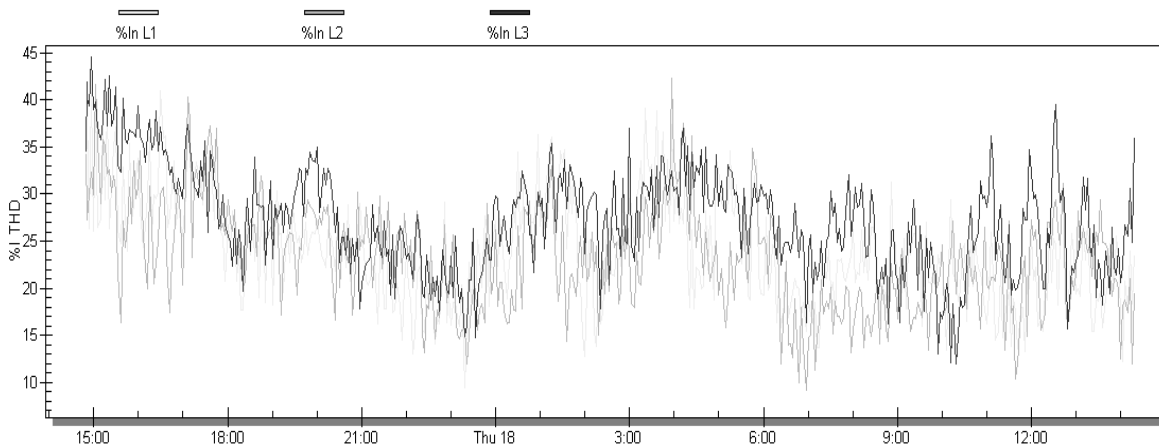


Рис. 2. Суточные графики изменения коэффициентов искажения синусоидальности тока в начале линии 110 кВ ОКК-120 подстанция «Кяхта» – подстанция «Окино – Ключи»

Спектральное разложение несинусоидальных кривых напряжения и тока позволяет установить гармонический состав и величину каждой гармоники. Гармоническое разложение может быть выполнено для определенного момента времени (рис. 3.)

Суточные графики изменения коэффициентов искажения показывают с одной стороны слабую связь с характером изменения напряжения на шинах подстанции, а с другой стороны резкопеременный характер изменения коэффициентов искажения во времени, что говорит о нестабильности самого процесса.

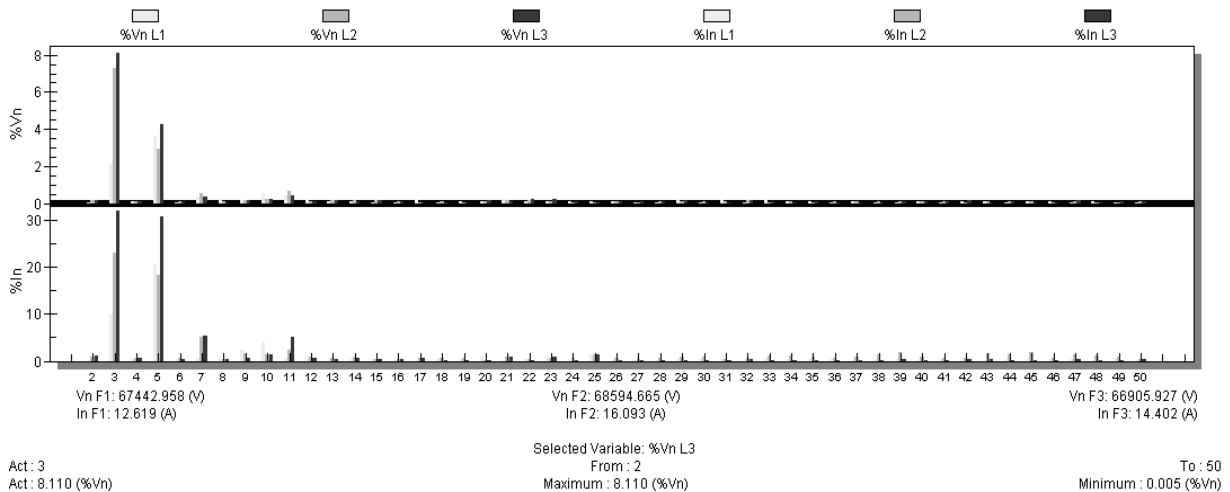


Рис. 3. Один из примеров, поясняющий гармонический состав фазных напряжений (верхняя диаграмма) и фазных токов (нижняя диаграмма) на линии ВЛ 110 «ОКК-120» в месте ее примыкания к подстанции «Окино – Ключи» в один из моментов наибольшего значения коэффициента искажения синусоидальности тока (12 сентября 2010 г., 06: 05: 00)

Искажение синусоидальности вызваны действием гармоник:

- в напряжении – 3 (8 %), 5 (4,5 %);
- в токе – 3 (31 %), 5 (30 %), 7 (5 %).

Искажение синусоидальности в данном примере столь значительны, что даже визуально заметны на осциллограммах кривых напряжения и, особенно, токов (рис. 4.)



Фазные токи пятой гармоники по длине линии практически не изменяются. Возможно, это связано с принятой моделью схемы замещения.

Полезно было бы проделать эксперимент по одновременному (синхронному) измерению токов в начале и в конце линии.

Изменения величины потерь активной мощности в линии на основной частоте и частотах высших гармонических составляющих во времени показаны на рис. 7.

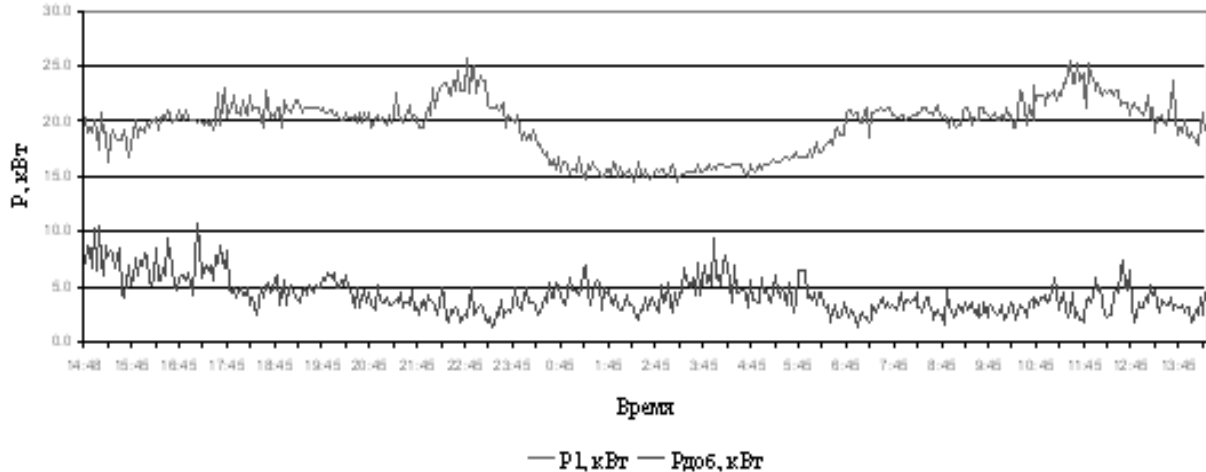


Рис. 7. Потери активной мощности на основной частоте (верхний график) и высших гармониках (нижний график)

В отдельные моменты времени величина добавочных потерь активной мощности достигает 50 % от величины потерь на основной частоте.

Расчеты потерь электроэнергии в линии на суточном интервале показывают, что добавочные потери в данном случае составляют 21,8 % от потерь энергии на основной частоте. В других элементах сети в зависимости от загрузки сети током основной частоты, уровня искажения синусоидальности тока, состава высших гармонических и других факторов добавочные потери изменяются в широких пределах. Так в линии 110 кВ СР-124 добавочные потери соизмеримы с потерями на основной частоте и даже превышают их (рис. 8.)

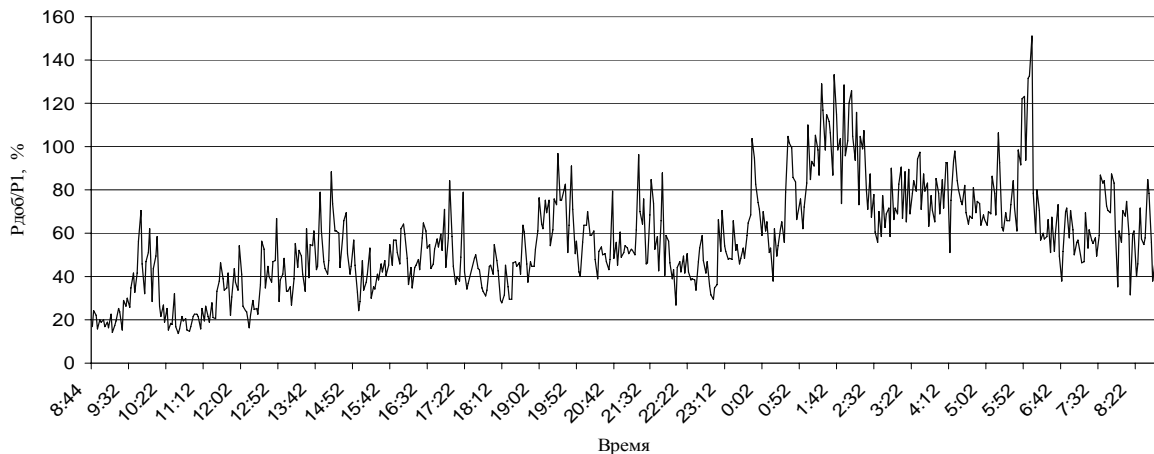
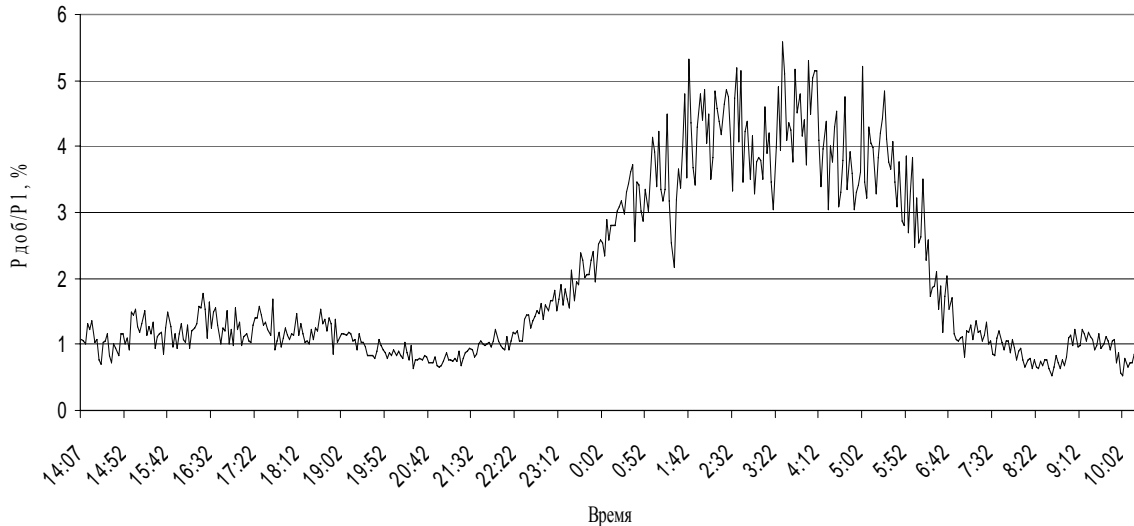


Рис. 8. Суточный график отношения добавочных потерь активной мощности к основным потерям на линии СР-124

В других исследованных случаях добавочные потери невелики и существенного влияния на режим не оказывают (рис. 9.)



**Рис. 9. Суточный график отношения добавочных потерь активной мощности к основным потерям на линии СИ-166**

Наибольшая величина добавочных потерь мощности в данном случае не превышает 5,5 %, а добавочные потери электроэнергии на суточном интервале составили 1,72 % от потерь на основной частоте.

На рис. 9. замечен период увеличения добавочных потерь при ночном снижении нагрузки – этот феномен требует своего объяснения.

Проведенные расчеты добавочных потерь активной мощности ( $\Delta P_d$ ) и энергии ( $\Delta W_d$ ) на суточном периоде измерений в некоторых линиях 110 кВ (выбраны линии с высоким уровнем искажений синусоидальности) показали следующие результаты (табл. 1.)

**Таблица 1. Добавочные потери активной мощности и энергии на ВЛ 110 кВ**

№ п/п	Наименование линии	$K_{II}$	$\Delta P_d, \%$	$\Delta W_d, \%$
1	ОКК-120	40	50,7	21,8
2	СР-124	81	140	57
3	РБ-125	52	85	25,5
4	МШБ-149	60	38	19
5	БлМ-137	48	30	13,6
6	ОКС-171	41	15	7,43
7	СИ-166	10,2	5	1,72

Анализ добавочных потерь энергии на годовом интервале времени еще предстоит провести, однако характер их изменения и методология оценки в общих чертах обозначена.

#### Выводы

1. На основе многолетнего опыта проведения инструментальных обследований в распределительных сетях в общих чертах разработана методология оценки добавочных потерь в линиях с учетом распределенности их параметров.
2. Добавочные потери активной мощности и электроэнергии в линиях ВЛ 110 кВ с высоким коэффициентом искажения синусоидальности токов (преимущественно длинные слабозагруженные линии) часто соизмеримы с потерями на основной частоте. Данное явление влечет за собой неточный расчет потерь электроэнергии сетевыми компаниями и, как следствие, приводит к ущербу от занижения данной составляющей затрат на транспорт электроэнергии.

#### Список литературы:

1. N.N. Kharlov, V.S. Borovikov, A.V. Pogonin, V.A. Melnikov ENERGY SURVEY OF MULTICONDUCTOR TRANSMISSION LINES UNDER NONSINUSOIDAL VOLTAGE AND CURRENT CONDITIONS // 6th International Conference on "Technical and Physical Problems of Power Engineering" ICTPE-2010 - Tabriz, Iran, 14-16 September 2010. - Tabriz, Iran: Tabriz, 2010. - с. 639-641
2. Харлов Н.Н., Иванов В.В., Погонин А.В., Мельников В.А. Формирование уравнений установившихся несинусоидальных режимов электрических систем с учетом распределенности параметров ЛЭП // Известия Томского политехнического университета, 2009 - т. 314, - № 4. - с. 56-59
3. Харлов Н.Н., Иванов В.В., Мельников В.А., Погонин А.В. Инструментальное энергообследование и энергоаудит // «Энергосбережение, энергоэффективность и энергетическая безопасность регионов

России»: Материалы X Всероссийского совещания - Томск, «Технопарк», 18-20 ноября 2009. - Томск: ТМДЦ «Технопарк», 2009. - с. 28-30

4. Кучумов Л.А., Спиридонова Л.В. Потери мощности в электрических сетях и их взаимосвязь с качеством электроэнергии. Ученое пособие.- Л., изд. ЛПИ, 1985, 92 с.

#### **Определение потенциала снижения потерь активной мощности и электроэнергии в сети 35-110 кВ путем установки компенсирующих устройств**

**Т.Б. Акимжанов, Н.Н. Харлов**

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия  
www.tigerofkz@mail.ru*

Показана важность компенсации реактивной мощности как мероприятия по энергосбережению путем установки конденсаторных батарей. На примере филиала ОАО «МРСК Сибири» «Бурятэнерго» оценен потенциал снижения потерь активной мощности и электроэнергии в сети 35-110 кВ.

Вопросы рационального использования топливно-энергетических ресурсов являются на современном этапе одними из наиболее актуальных как в нашей стране, так и за рубежом. Для достижения максимальной эффективности их использования необходимо рассматривать всю цепочку производства и потребления энергии, начиная от добычи первичных энергоносителей и их транспортировки к местам переработки в наиболее универсальный вид энергии — электроэнергию и заканчивая использованием ее у потребителей. Возможности для снижения расхода энергоресурсов имеются на всех этапах. По расчетам специалистов, в настоящее время лишь 30% содержащейся в энергоресурсах потенциальной энергии доходит до конечных потребителей и расходуется в качестве "полезной энергии".

Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях — важная составляющая общего комплекса энергосберегающих мероприятий. Электроэнергия является единственным видом продукции, транспортировка которой осуществляется за счет расхода определенной части самой продукции. Потери электроэнергии при ее передаче неизбежны. Задача состоит в определении их оптимального уровня [1].

Рассмотрим возможность сбережения энергии в электрических сетях 35-110 кВ на примере филиала «МРСК Сибири» «Бурятэнерго».

Региональным центром ресурсосбережения при Национальном исследовательском Томском политехническом университете было получено «Техническое задание на проведение работ по режимным замерам и расчетам режимов компенсации реактивной мощности в электрических сетях 35-110 кВ». Целью работы является снижение потерь активной мощности и электроэнергии в сети 35-110 кВ и улучшение качества напряжения за счет управления реактивной мощностью.

Нагрузка электрической сети потоками реактивной мощности в значительной мере определяет величину потерь электрической энергии в ней. Известно правило, говорящее о том, что полная компенсация потоков реактивной мощности по линиям электропередачи — самый оптимальный, с точки зрения потерь, режим. Но добиться полной компенсации реактивных нагрузок на подстанциях практически нельзя. Здесь имеет место некоторый диапазон изменения реактивной мощности нагрузки и зарядной емкостной реактивной мощности линии.

Выработка и передача реактивной мощности необходима в первую очередь для потребителей, поскольку многие электроприемники не могут обходиться без ее потребления в силу своего принципа работы. В то же время в электрических сетях очень часто возникают избытки или дефициты реактивной мощности, вызванные особенностями системы транспорта электрической энергии и ее режимами. Данные избытки приводят к подъемам уровня напряжения в отдельных частях электрических сетей, дополнительным стокам реактивной мощности на шины источников питания, дополнительной загрузке линий электропередачи. Дефициты реактивной мощности приводят к понижению напряжения на шинах потребителей, необходимости генерировать дополнительные реактивные мощности генераторами, загрузке линий. Таким образом, передача реактивной мощности, как при ее избыточности, так и при ее дефиците приводит к дополнительным потерям электрической энергии и к снижению технико-экономических показателей работы электрических сетей. Рациональное управление реактивной мощностью обеспечивает снижение потерь электрической энергии при ее транспортировке и повышение технико-экономических показателей работы электрических сетей.

Применительно к электрическим сетям «Бурятэнерго» перечисленные проблемы имеют принципиальное значение. Это обусловлено следующими особенностями электрической сети и ее режимов:

- значительная протяженность воздушных линий 110-35 кВ;
- слабая загрузка элементов электрической сети, в особенности в летнее время;
- отсутствие во многих местах средств управления реактивной мощностью.

**Анализ балансов реактивной мощности подстанций электрической сети 35 кВ.**

Балансы реактивной мощности подстанций электрической сети 35 кВ складываются из расходной части, создаваемой нагрузками, приложенными к шинам низкого напряжения (в данном случае к шинам 10 кВ) и приходной части (поступающей в основном от понижающих подстанций 110/35 кВ принадлежащих «МРСК Сибири»). Некоторое количество подстанций получают реактивную мощность непосредственно с шин 35 кВ подстанций, находящихся в собственности предприятия «МРСК Сибири». Ввиду незначительного количества реактивной мощности, генерируемой линиями 35кВ, последняя в балансе не учитывается.

Важнейшим показателем, характеризующим баланс реактивной мощности является соотношение между потребляемой реактивной мощностью и потребляемой активной мощностью. Данный показатель получил название коэффициента реактивной мощности, или  $\operatorname{tg} \varphi = Q_H / P_H$ . Наряду с данным показателем широко применяется и дугой показатель, характеризующий их соотношение, –  $\cos \varphi = P_H / S_H$ , где  $S_H$  – полная мощность нагрузки.

Значение коэффициента реактивной мощности  $\operatorname{tg} \varphi$  тесно связано с уровнем потерь активной мощности в элементах электрической сети, по которым передается электрическая энергия. Действительно, принимая передаваемую активную мощность за единицу ( $P_{H^*} = 1$ ) и зная величину  $\operatorname{tg} \varphi$  можно определить относительную величину  $Q_{H^*}$ , которая в этом случае оказывается численно равной  $\operatorname{tg} \varphi$ . Относительное увеличение потерь активной мощности от передачи реактивной мощности в данном случае будет равно относительному увеличению квадрата полной мощности  $S_{H^*}^2$ , который определяется простейшей формулой:

$$S_{H^*}^2 = P_{H^*}^2 + Q_{H^*}^2 = 1^2 + (\operatorname{tg} \varphi)^2$$

На Рис. 1. приведена зависимость относительного изменения потерь активной мощности в элементах сети, связанная с передачей реактивной мощности.

Из приведенного рисунка видно, что уже при коэффициенте реактивной мощности 0,4 (что соответствует величине  $\cos \varphi = 0,928$ ) относительное увеличение потерь становится незначительным и составляет 16% от потерь, связанных с передачей активной мощности.



**Рис. 1. Относительное изменение потерь активной мощности, обусловленное передачей реактивной мощности**

Именно поэтому, величина коэффициента реактивной мощности, равная 0,4, и близкие к нему значения приняты в качестве нормативных при регулировании взаимоотношений между энергоснабжающими организациями и потребителями электрической энергии [2]. Дальнейшее уменьшение потерь за счет уменьшения  $\operatorname{tg} \varphi$  считается нецелесообразным.

На основе контрольных замеров зимой 2009 г. и летом 2010 г. были составлены значения летних и зимних нагрузок подстанций 35/10(6) кВ, определены значения коэффициентов мощности нагрузок. Во многих случаях значения коэффициентов реактивной мощности превышают величину 0,4 (или имеют значение  $\cos \varphi$  ниже величины 0,928, что тоже самое). Для достижения нормативных значений коэффициента мощности в данном случае требуется установка компенсирующих устройств

(конденсаторных батарей). По результатам расчетов нагрузок сетевых предприятий общая требуемая мощность конденсаторных батарей составляет следующие значения:

- По Центральным электрическим сетям – 4,5 МВАр – летом и 4,1 МВАр – зимой;
- По Байкальским электрическим сетям – 1,6 МВАр – летом и 1,8 МВАр – зимой;
- По Южным электрическим сетям – 0,8 МВАр – летом и 2,0 МВАр – зимой.

Всего по филиалу «Бурятэнерго» – 6,9 МВАр – летом и 7,9 МВАр – зимой.

Относительное снижение потерь активной мощности от установки в сети 10-6 кВ – 0,4 кВ указанной мощности компенсирующих устройств при максимальных нагрузках оценивается в 1,1 МВт, или при значении времени потерь  $\tau = 2500$  ч [3] 2,7 млн. кВтч/год.

**Выводы:**

- 1) Компенсация реактивной мощности в сети 35-110 кВ «Бурятэнерго» путем установки КБ снизит потери активной мощности на 1,1 МВт;
- 2) Снижение загрузки сети реактивной мощности приведет к улучшению показателей качества электроэнергетики.

**Список литературы:**

1. Железко Ю.С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 224 с.: ил. – (Экономия топлива и электроэнергии).
2. Приказ №49 от 22 февраля 2007 года «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения).
3. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 176 с.: ил. – (Экономия топлива и электроэнергии).

УДК 621.311.001

**Концепция всережимного моделирования средств релейной защиты и противоаварийной автоматики**

***М.В. Андреев, Н.Ю. Рубан, А.Ф. Прутик***

*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

*[scorpik329@mail.ru](mailto:scorpik329@mail.ru)*

Сформулирована концепция всережимного моделирования средств релейной защиты и противоаварийной автоматики. В соответствии с данной концепцией разработана модель дифференциальной защиты трансформатора с торможением ДЗТ-21. Представлены результаты исследования данной модели с помощью программы MatLAB.

По мере развития и усложнения электроэнергетических систем (ЭЭС) всё более актуальной становится проблема адекватного всережимного моделирования ЭЭС, в том числе средств релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗ и ПА), процессы в которых тесно взаимосвязаны, особенно в аварийных и послеаварийных режимах работы. От уровня решения данной проблемы зависит надежность и эффективность проектирования, исследования и эксплуатации РЗ и ПА и ЭЭС в целом.

Анализ наиболее известных и распространенных программ для расчета процессов и режимов в ЭЭС показывает, что значительная часть оборудования ЭЭС моделируется весьма упрощенно, в частности РЗ и ПА моделируются в виде логических функций, включающих в себя условия срабатывания и логические воздействия на соответствующее оборудование. В противном случае, при более адекватном моделировании, жесткость и дифференциальный порядок совокупной модели ЭЭС оказываются чрезвычайно высокими и её решение численными методами становится невозможным.

Поскольку процессы в измерительных трансформаторах и преобразования в конкретных реализациях РЗ и ПА оказывают существенное влияние на функционирование данных средств, то необходим их адекватный учет при создании моделей РЗ и ПА. Такой подход к моделированию РЗ и ПА, исключающий также декомпозицию процессов, ограничение интервала и соответственно позволяющий использовать полные динамические математические модели воспроизводимых средств, назван в данной работе всережимным.

Синтез адекватных всережимных моделей средств РЗ и ПА, достаточно полно и достоверно описывающих в них процессы, предполагает учет всех значимых факторов влияющих на эти процессы. Выявление этих факторов, методы и способы их учета при моделировании средств РЗ и ПА составляют в совокупности суть и положения концепции адекватного всережимного моделирования РЗ и ПА:

1. Информация о процессах в ЭЭС вводится в РЗ и ПА с помощью измерительных трансформаторов тока и напряжения, которые вносят наибольшие погрешности в функционирование РЗ и ПА, в связи



с чем, учет процессов и в этих элементах при моделировании данных средств является необходимым.

2. В зависимости от вида и конкретной реализации средств РЗ и ПА информация, получаемая от измерительных трансформаторов, преобразуется и используется различным образом и соответственно формируемые погрешности оказываются специфическими. Детальное представление об этом даёт соответствующий анализ принципиальных схем РЗ или ПА конкретного вида и типа, позволяющий сформировать адекватные схемы замещения, которые в связи с вышеупомянутым должны быть составлены с учетом следующих факторов:
  - все устройства электромагнитного и индукционного типа (измерительные трансформаторы, промежуточные трансформаторы, трансреакторы, реле и др.), способные вносить динамическую и статическую ошибки, учитываются соответствующими параметрами обмоток и цепи намагничивания и представляются в схемах замещения комплексными сопротивлениями, в том числе нелинейными; адекватное моделирование не исключает учет и механических элементов реле;
  - все пассивные элементы отображаются в схемах замещения соответствующими комплексными сопротивлениями; современное качество изготовления, которых и требуемый метрологический уровень функционирования РЗ и ПА позволяет в большинстве случаев не учитывать паразитные параметры этих элементов;
3. Основой для математического описания процессов, протекающих в средствах РЗ и ПА и измерительных трансформаторах, является схема замещения. Метод направленных графов [2] является наиболее оптимальным вариантом для составления передаточных функций, которые позволяют осуществлять моделирование как во временной, так и в частотной областях. При этом возможны два подхода: 1) составление передаточных функций схем РЗ или ПА в целом; 2) разделение принципиальных схем и соответственно схем замещения на функциональные элементы и составление передаточных функций этих элементов с учетом их взаимосвязей.
4. Разработанные математические модели, перед их использованием в средствах применения, подлежат предварительной проверке, которая достаточно эффективно может быть выполнена с помощью программ MathCAD и MatLAB. Целью проверки является оценка адекватности разработанных моделей. По результатам исследований, при необходимости, осуществляется корректировка.
5. Разработанные модели предназначены главным образом для применения в соответствующих средствах, пригодных для реализации такого рода моделей. Такими возможностями обладают, в частности, Всережимный моделирующий комплекс реального времени ЭЭС (ВМК РВ ЭЭС)[1] и Real Time Digital Simulator (RTDS)[3]. Синтезированные в соответствии с данной концепцией математические модели ориентированы на применение в ВМК РВ ЭЭС. Инструментом практической реализации созданных математических моделей в указанных средствах являются микроконтроллеры. Поэтому обязательным этапом всережимного моделирования средств РЗ и ПА является программная формализация моделей для реализации в микроконтроллерах. Ограниченность ресурсов микроконтроллеров не исключает возможность частичного упрощения математических моделей за счет наименее значимых и влияющих факторов. Выявление этих факторов и степени их влияния осуществляется с помощью теории точности и чувствительности[4]:

$$\Delta W = \sum \frac{\partial W}{\partial p_i} \Delta p_i + (W_p - W_u)$$

$$\Delta W_{ни} = W_p - W_u,$$

где  $\Delta W$  – отклонение передаточной функции;  $\frac{\partial W}{\partial p_i}$  – коэффициент чувствительности передаточной

функции по  $p_i$ -ому параметру;  $\Delta p_i$  – отклонение  $p_i$ -ого параметра;  $W_p$  – передаточная функция рассчитанная при реальных параметрах элементов схемы;  $W_u$  – передаточная функция рассчитанная при идеализированных параметрах элементов схемы;  $\Delta W_{ни}$  – отклонение передаточной функции вследствие неидеальности параметров элементов схемы.

Значения коэффициентов чувствительности позволяют произвести ранжировку указанных факторов.

6. Завершающей стадией создания всережимных математических моделей является их экспериментальная всесторонняя проверка непосредственно в средствах применения.

Анализ патентов и авторских свидетельств, а также литературных источников дает основание считать сформулированную концепцию новой.

В соответствии с рассматриваемой концепцией разработана всережимная модель дифференциальной защиты трансформатора с торможением ДЗТ-21[5], фрагменты исследований которой, а именно реагирующего органа (РО) защиты ДЗТ-21, включающего в себя релейный формирователь прямоугольных импульсов (РФ), элемент выдержки времени на возврат (ВВ) и элемент

выдержки времени на срабатывание (*BC*), приведены ниже. На рисунках 1 - 4 представлены осциллограммы сигналов в элементах РО в нормальном режиме, а на рисунках 5 - 8 – в режиме короткого замыкания в зоне срабатывания защиты.

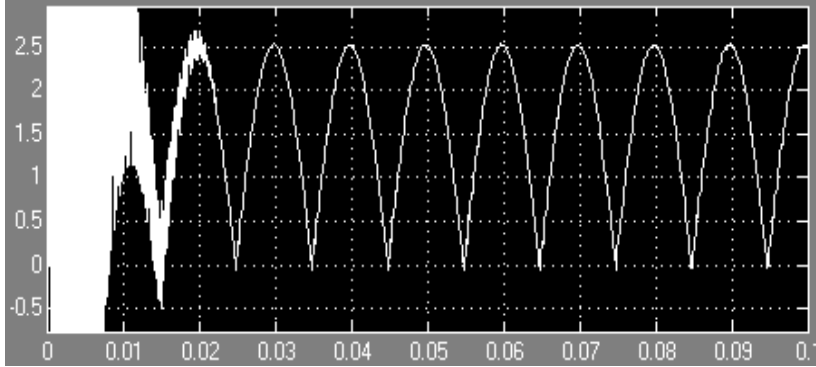


Рис.1. Сигнал на входе РО

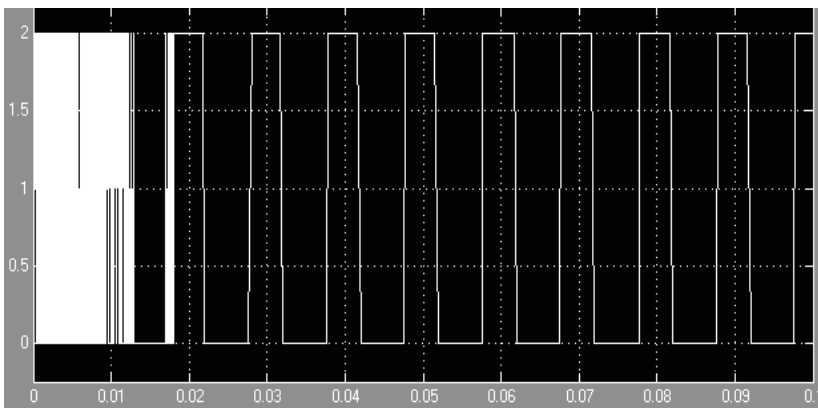


Рис.2. Сигнал на выходе РФ

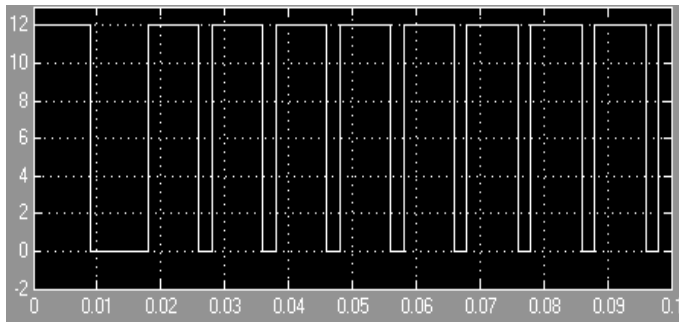


Рис.3. Сигнал на выходе ВВ

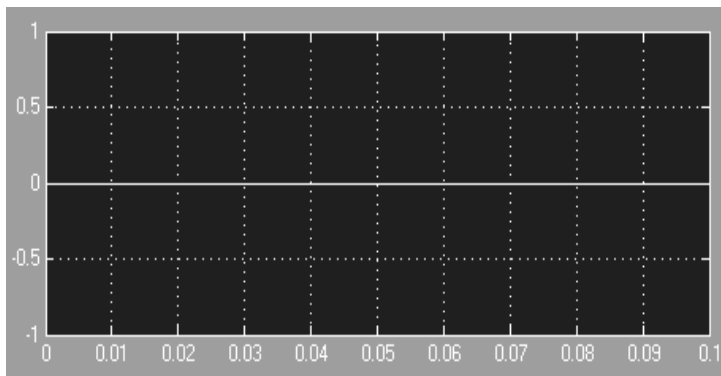


Рис.4. Сигнал на выходе ВС  
и РО

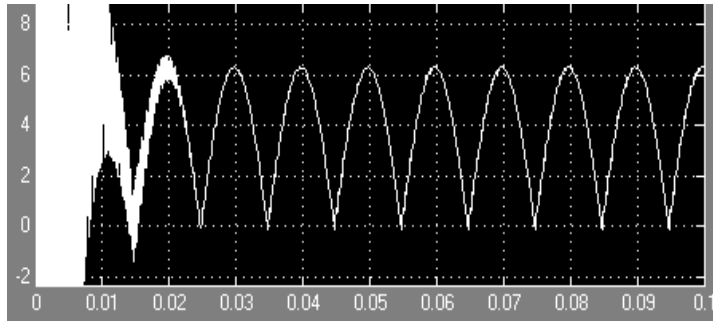


Рис.5. Сигнал на входе РО

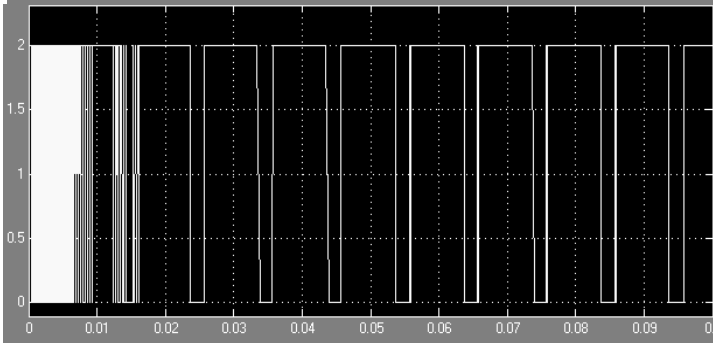
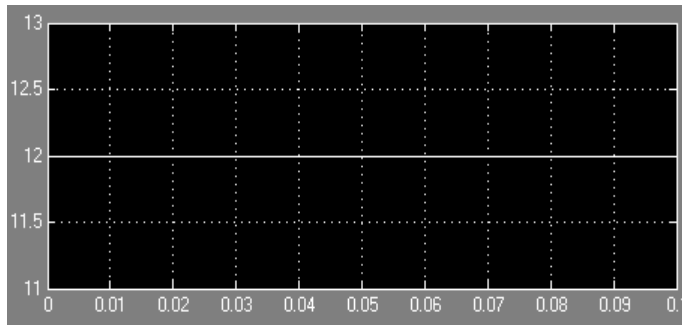
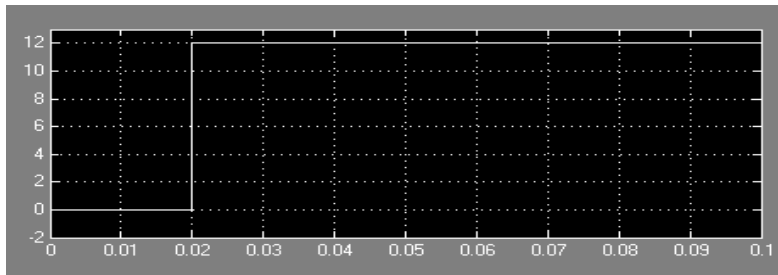


Рис.6. Сигнал на выходе РФ

Рис.7. Сигнал на выходе  
ВВРис.8. Сигнал на выходе ВС и  
РО

Полученные результаты дают основание считать функционирование разработанной всережимной математической модели защиты ДЗТ-21 адекватным.

Работа выполнена при поддержке ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009-2013 годы.

#### Список литературы:

1. Гусев А.С., Свечкарев С.В., Плодистый И.Л. Многопроцессорная программно-техническая система реального времени гибридного типа для всережимного моделирования энергосистем // Технологии управления режимами энергосистем XXI века: Сб. докладов Всеросс. науч.-практич. конф. - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2006. - С. 125-131.
2. Дж. Абрахамс, Дж. Каверли. Анализ электрических цепей методом графов. М., «Мир», 1967.
3. Веб-сайт компании RTDS Technologies [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rtds.com>, свободный. – Загл. с экрана.
4. Соренков Э.И., Телига А.И., Шаталов А.С. Точность вычислительных устройств и алгоритмы. М., «Машиностроение», 1976. – 200 с. с ил.
5. Голанцов Е.Б., Молчанов В.В. Дифференциальные защиты трансформаторов с реле типа ДЗТ-21 (ДЗТ-23).- М.: Энергоатомиздат, 1990. – 88 с.

УДК 621.311.004.13

**О состоянии применения дугогасящих реакторов в сетях 6-10кВ г. Душанбе***Д.Д. Давлатшоев, Л.С. Касобов**Таджикский технический университет, г. Душанбе, республика Таджикистан**loiknstu@mail.ru*

Как известно, режим заземления нейтрали определяет такие важные характеристики сетей, как надежность электроснабжения потребителей, безопасность людей, находящихся вблизи места однофазного замыкания на землю, уровень изоляции электротехнического оборудования и т.д. В сетях 6-35кВ Республики Таджикистан, как и в бывшем Союзе, применяются режимы изолированной нейтрали и нейтрали, заземленной через дугогасящий реактор (ДГР).

Наиболее разветвленную кабельную сеть 6-10кВ, с общей протяженностью более 757км, имеет столица Республики Таджикистан-г. Душанбе. Сеть города состоит из 31 подстанций 110кВ и 35кВ, из которых 9 подстанций с напряжением 35кВ.

До 1992 года городская сеть состояла из 23 подстанций 110кВ и 35кВ, в 9 из которых имелись и эксплуатировались ДГР типа ЗРОМ и РЗДСОМ. В настоящее время из-за определенных событий только на 2-х подстанциях имеются ДГР, которые практически не настроены.

В Правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей [1], а также в [2] изложены основные требования к режимам заземления сетей 6-35 кВ через ДГР. Так в п. 5.11.8 [1, 2] указаны токи замыкания на землю, при превышении которых требуется компенсация емкостного тока замыкания на землю дугогасящими реакторами, и, что для компенсации емкостных токов замыкания на землю в сетях должны применяться заземляющие дугогасящие реакторы с ручным или автоматическим регулированием. Следует отметить, что в новых Правилах [2] обязательность применения ДГР подчеркнута внесением следующего абзаца в п. 5.11.8: Работа сетей 6-35кВ без компенсации емкостного тока при его значениях, превышающих указанные выше, не допускается.

Согласно п.5.11.10 [1, 2] ДГР должны иметь резонансную настройку. Допускается настройка с перекомпенсацией, не превышающей 5 %. В [2] акцентировано, что работа сетей с недокомпенсацией емкостного тока, как правило не допускается, а также в п.5.11.12 [2] в отличие от [1] внесен абзац, в котором сказано: В сетях 6-20кВ, как правило, должны применяться плавнорегулируемые дугогасящие реакторы с автоматическими регуляторами настройки тока компенсации.

Большая часть кабельных линий 6-10 кВ г. Душанбе 28-63 года как находятся в эксплуатации. Не менее чем в 2-3 раза также увеличилось количество и протяженность воздушных ЛЭП 6-10кВ города, в связи, с чем в 2/3 части подстанций 110 кВ и 35кВ необходима установка ДГР.

Наряду с увеличением нагрузки сетей 6-10 кВ в зимнем периоде в 2-3 раза по сравнению с периодом до 1992 г., старением изоляций кабелей, другой причиной снижения надежности кабельных сетей города является невыполнение указаний ПУЭ о необходимости применения ДГР для компенсации емкостного тока, о чем свидетельствует количество повреждений за один квартал года приведенные в таблице 1.

**Таблица 1. Количество повреждений в сетях за один квартал года**

Количество событий и мероприятий	Месяц			Всего	В среднем
	Январь	Февраль	Март		
Количество повреждений, раз	120	99	140	359	120
Выполненные муфтовые соединения, шт	139	149	187	475	158
Расход кабеля 6-10кВ, м	1250	1650	1000	3930	1310

**Список литературы:**

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей.-М.: Энергоатомиздат, 1989.
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. Российской Федерации.- М.: Энергосервис, 2003.

## Модель гидродинамики распада контактного тела скольжения

В.С. Деева

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

veradee@mail.ru

Для установившегося режима скольжения тел создана математическая модель гидродинамики изоморфного фрактального распада тонкого контактного слоя ограниченного объема тела скольжения.

Несмотря на обилие работ [1–3] касающихся контактного разрушения поверхности разных тел, в основном металлов, имеется мало публикаций, в которых бы рассматривалась динамика и кинетика этого, часто недоступного для наблюдения изменений контактного пространства в реальном времени, сложного вероятностного, точнее стохастического, процесса. Поэтому подобные исследования представляют значительный интерес не только в плане оценки живучести тела скольжения, что весьма актуально, например, для области электромашиностроения, но и для общей теории физики контактного взаимодействия конденсированных тел.

**Основные понятия и положения**

В данной работе проведём анализ разрушения поверхностного слоя локально ограниченного конденсированного тела при установившемся стационарном режиме скользящего взаимодействия контактной пары конденсированных тел.

Будем считать, что контактная область скользящего взаимодействия в стационарном установившемся режиме остаётся постоянной. Пример: процесс скольжения щётки постоянного сечения по поверхности коллектора электрической машины, угловая скорость вращения якоря которой постоянна. Возможными актами разрушения боковых поверхностей конденсированного тела–щётки при её движении под давлением силового элемента подачи внутри трубопровода–щёткодержателя на данном этапе анализа, ввиду незначительности влияния этого фактора, можно пренебречь. Тогда удельный объём дискретных дисперсных фракций распада поверхностного слоя плотно упакованной щётки – конденсированного тела – через поперечное сечение трубопровода–щёткодержателя (для упрощения назовём его **канал** движения дисперсного потока фракций распада) в единицу времени равен произведению  $v_{пф}$  – среднего значения линейной скорости движения конденсированных фракций тела по каналу (в продольном направлении) на  $S_{пф}$  – площадь поперечного сечения канала или тела:

$$V_{пф} = S_{пф} v_{пф} t$$

Скорость движения потока фракций разрушения в контактном пространстве в условиях скользящей динамики взаимодействия конденсированных тел в системе координат пространственных переменных  $(x, y, z)$  определяется вариациями его вектора скорости  $v_{пф}(x, y, z, t)$ , закономерность изменения компонентов которого по координатным осям может быть представлена соотношениями:

$$\begin{aligned} v_x(t) &= [x_i(t + \Delta t) - x_i(t)] / \Delta t, \\ v_y(t) &= [y_i(t + \Delta t) - y_i(t)] / \Delta t, \\ v_z(t) &= [z_i(t + \Delta t) - z_i(t)] / \Delta t, \end{aligned}$$

где  $(x, y, z)$  – переменные в системе координат контактного пространства и  $\Delta t$  – интервал времени оценки скорости потока фракций.

Процесс фрактального распада тела скольжения является длительным. Время полного распада тела скольжения пропорционально отношению объёма тела к интенсивности потока и геометрическим размерам фракций распада тела в результате разрушения поверхностного слоя области тела, находящейся в процессе контактного скользящего взаимодействия:

$$t_{пр} = V_{пф} / \bar{n}_{фр} \bar{V}_{ифр}$$

Ясно, что  $\bar{n}_{фр}$  – среднее число фракций разрушения тела скольжения и размер отдельных фракций разрушения структуры тела скольжения являются случайными взаимосвязанными или коррелированными величинами. В общем случае

$$\bar{V}_{ифр} = \iiint_{(x, y, z)} V_{ифр} dx dy dz = \iiint_{(V)} V_{ифр} dV$$

Отсюда найдётся и среднее число фракций разрушения тела в процессе скольжения

$$\bar{n}_{\text{фр}} = V_{\text{пф}} / \bar{V}_{\text{фр}}$$

Таким образом, интенсивность (масса) потока дисперсных фракций разрушения тела скольжения, проходящего через поперечное сечение области контакта тел в единицах массы равна произведению объёмного размера разрушения на плотность структуры материала тела скольжения

$$m_{\text{пф}}(t) = \rho_{\text{тс}} S_{\text{пф}} v_{\text{пф}} t = \sum_{i=1}^k \bar{V}_{i\text{фр}} v_{\text{пф}} \rho_{i\text{фр}}$$

Здесь и в дальнейшем примем, что  $\rho_{\text{тс}} \equiv \rho_{i\text{фр}}$ , т.е. плотность тела скольжения тождественна плотности отдельной фракции однородной конденсированной среды, хотя в общем случае это тождество может не выполняться, например, в случае более упругого, чем плоскость тела скольжения. Пример: скольжение алмазного резца по плоскости стекла. Заметим, что в ньютоновской механике масса –

$$m = \sum_{i=1}^k m_i$$

величина аддитивная, т. е. масса любой системы твёрдых тел равна сумме масс или масса

фракции тела равна  $m_i = \int_0^{V_i} \rho dV$ , где интегрирование идет по всему объёму фракции или тела. Примем, что средняя плотность потока фракций разрушения неоднородных конденсированных тел скольжения в контактном пространстве будет определяться отношением массы тела к его объёму  $\rho_{\text{ср}} = m/V$

В общем случае неравновесной динамики потока дисперсных фракций разрушения неоднородной структуры тела скольжения  $v_{i\text{фр}}$ ,  $\bar{V}_{i\text{фр}}$ ,  $\rho_{i\text{фр}}$  не являются постоянными, как удельная плотность массы потока фракций, т.е. эти параметры функции времени и координат, что может приводить к нарушению постоянства закономерности плотности распределения массы потока фракций по сечению потока.

Однако, учитывая постановку задачи исследования – создание модели потока фракций разрушения в установившемся стационарном состоянии, следует принимать  $v_{i\text{фр}}$ ,  $\bar{V}_{i\text{фр}}$ ,  $\rho_{i\text{фр}}$  как некоторые их средние центрированные значения ( $\langle \dots \rangle$ ,  $\langle \dots \rangle$ ,  $\langle \dots \rangle$ ) характеристик процесса разрушения тела скольжения.

Условие стационарности случайного потока дисперсных фракций разрушения тела скольжения также предполагает соблюдение постоянства средних характеристик потока фракций во всех поперечных сечениях пространства, занимаемого потоком. Другими словами, условие стационарности или установившегося состояния потока фракций разрушения во всех поперечных сечениях потока приводит к необходимости соблюдения условия, описываемого уравнением неразрывности потока фракций разрушения:

$$m_{\text{пф}}(t) = \rho_{\text{тс}} S_{\text{пф}} v_{\text{пф}} t = \sum_{i=1}^k \bar{V}_{i\text{фр}} v_{\text{пф}} \rho_{i\text{фр}} = \text{const}$$

Это уравнение применимо для любого вида стационарных режимов потока фракций разрушения, не имеющего притока или отбора потока фракций на траектории движения фракций в контактном пространстве тела скольжения.

#### Выводы.

Рассмотрена неравновесная динамика стационарного потока фракций разрушения тела скольжения как результата взаимодействия в ограниченном объёме скольжения контактном пространстве конденсированных сред.

#### Список литературы:

1. Уайтхауз Д. Метрология поверхностей. – Долгопрудный: Интеллект, 2009. – 492 с.
2. Марченко Е.А. О природе разрушения поверхности металлов при трении. – М.: Наука, 1979. – 120 с.
3. Гарбар И.И., Северденко В.П., Скорынин Ю.В. Образование продуктов изнашивания при трении скольжения // ДАН СССР. – 1975. – Т.225. – №3. – С. 47–50.

## Расчет потерь энергии в линиях электропередачи

Ю.Г. Кононов, А.С. Степанов, А.А. Степанова

Северо-Кавказский государственный технический университет, г. Ставрополь, Россия  
stepas1955@mail.ru

Предложены расчетные выражения для определения потерь энергии в линиях электропередачи, полученные на основе уравнений длинной линии и обеспечивающие повышенную точность расчета

Если воспользоваться известными уравнениями длинной линии [1]

$$\left. \begin{aligned} \underline{U}_1 &= \underline{U}_2 \operatorname{ch} \gamma L + \sqrt{3} \underline{I}_2 \underline{Z}_c \operatorname{sh} \gamma L \\ \underline{I}_1 &= \frac{\underline{U}_2}{\sqrt{3} \underline{Z}_c} \operatorname{sh} \gamma L + \underline{I}_2 \operatorname{ch} \gamma L \end{aligned} \right\},$$

где  $\underline{U}_1, \underline{I}_1$  - напряжение и ток в начале линии электропередачи (ЛЭП),  $\underline{U}_2, \underline{I}_2$  - то же в конце ЛЭП,  $\underline{Z}_c = Z_c (\cos \xi + j \sin \xi)$  - волновое сопротивление линии,  $L$  - длина линии,  $\underline{\gamma} = \beta + j\alpha$  - коэффициент распространения электромагнитной волны, то потери мощности в ней можно получить как разность потоков мощности в начале и конце электропередачи, т.е.

$$\Delta \underline{S} = \underline{S}_1 - \underline{S}_2 = \sqrt{3} \underline{U}_1 \underline{I}_1^* - (P_2 + jQ_2)$$

При этом выражение для потерь активной мощности в линии получается в виде [2]:

$$\Delta P = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} H_1 + U_2^2 H_U + P_2 H_P + Q_2 H_Q, \quad (1)$$

где

$$\left. \begin{aligned} H_1 &= \frac{Z_c}{2} (\operatorname{sh} 2\beta L \cos \xi - \sin 2\alpha L \sin \xi) \\ H_U &= \frac{1}{2Z_c} (\operatorname{sh} 2\beta L \cos \xi + \sin 2\alpha L \sin \xi) \\ H_P &= \operatorname{ch} 2\beta L \cos^2 \xi + \cos 2\alpha L \sin^2 \xi - 1 \\ H_Q &= \frac{\sin 2\xi}{2} (\operatorname{ch} 2\beta L - \cos 2\alpha L) \end{aligned} \right\}.$$

Для вывода формулы расчета потерь энергии  $\Delta W$  воспользуемся определением математического ожидания [3], согласно которому для любого случайного  $x(t)$  можно записать выражение

$$\int_0^T x(t) dt = T \cdot \mathbf{M}x,$$

где  $\mathbf{M}x$  - математическое ожидание случайной величины  $x$ .

В нашем случае для выражения (1) получим

$$\Delta W = T \left\{ \left[ \mathbf{M} \left( \frac{P_2^2}{U_2^2} \right) + \mathbf{M} \left( \frac{Q_2^2}{U_2^2} \right) \right] H_1 + \mathbf{M} U_2^2 H_U + \mathbf{M} P_2 H_P + \mathbf{M} Q_2 H_Q \right\}.$$

В соответствии с положениями теории вероятностей [3] математические ожидания выражений в круглых скобках могут быть найдены путем разложения в ряд Тейлора как математические ожидания функций по формуле

$$\mathbf{M}y = \varphi(\mathbf{M}x_1, \mathbf{M}x_2, \dots, \mathbf{M}x_n) + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \left( \frac{\partial^2 \varphi}{\partial x_i^2} \right)_m \mathbf{D}x_i + \sum_{i < j} \left( \frac{\partial^2 \varphi}{\partial x_i \partial x_j} \right)_m \mathbf{K}_{ij}, \quad (2)$$

где  $Dx_i$  – дисперсия случайной величины  $x_i$ ,  $K_{ij}$  – корреляционный момент величин  $x_i, x_j$ . Индекс  $m$  обозначает, что в выражения частных производных вместо аргументов  $x_i$  подставляются их математические ожидания  $Mx_i$ .

Применяя выражение (2) для функций вида

$$y_P = \frac{P_2^2}{U_2^2}; \quad y_Q = \frac{Q_2^2}{U_2^2},$$

и принимая во внимание, что математические ожидания потоков мощности  $P_2, Q_2$  могут быть выражены через соответствующие потоки энергий  $W_{P2}, W_{Q2}$ , получим следующее выражение для расчета потерь энергии в ЛЭП по данным конца:

$$\begin{aligned} \Delta W = & \frac{H_I}{T \cdot \mathbf{M}^2 U_2} \left[ (W_{P2}^2 + W_{Q2}^2) (1 + 3\gamma_{U2}^2) + T^2 (\sigma_{P2}^2 + \sigma_{Q2}^2) - \right. \\ & \left. - 4T \gamma_{U2} (W_{P2} \sigma_{P2} r_{PU2} + W_{Q2} \sigma_{Q2} r_{QU2}) \right] + \\ & + T \cdot \mathbf{M}^2 U_2 (1 + \gamma_{U2}^2) H_U + W_{P2} H_P + W_{Q2} H_Q \end{aligned} \quad (3)$$

где  $\sigma_{P2}, \sigma_{Q2}$  и  $\sigma_{U2}$  – средние квадратические отклонения величин активной и реактивной мощности и напряжения,  $\gamma_{U2} = \sigma_{U2} / \mathbf{M} U_2$  – коэффициент вариации напряжения конца электропередачи,  $r_{PU2}$  и  $r_{QU2}$  – коэффициенты корреляции между мощностями и напряжением в конце ЛЭП.

Аналогичным образом можно получить выражение для расчета потерь энергии по данным начала ЛЭП. Оно имеет вид:

$$\begin{aligned} \Delta W = & \frac{H_I}{T \cdot \mathbf{M}^2 U_1} \left[ (W_{P1}^2 + W_{Q1}^2) (1 + 3\gamma_{U1}^2) + T^2 (\sigma_{P1}^2 + \sigma_{Q1}^2) - \right. \\ & \left. - 4T \gamma_{U1} (W_{P1} \sigma_{P1} r_{PU1} + W_{Q1} \sigma_{Q1} r_{QU1}) \right] + \\ & + T \cdot \mathbf{M}^2 U_1 (1 + \gamma_{U1}^2) H_U - W_{P1} H_P - W_{Q1} H_Q \end{aligned} \quad (4)$$

Поскольку выражение (2) является приближенным и не учитывает слагаемые ряда Тейлора высоких порядков, следует признать, что полученные расчетные формулы (3) и (4) являются приближенными.

Для оценки погрешности расчета потерь энергии по выражениям (3) и (4) была разработана математическая имитационная модель в среде Mathcad.

Расчет эталонных значений энергии выполняется в модели с использованием уравнений длинной линии. В качестве переменных приняты активная и реактивная мощности и напряжение на одном из концов ЛЭП.

Для определенного уровня средней мощности на одном из концов ЛЭП с помощью функции rnd(C) редактора Mathcad задавался разброс мощности в виде равномерно распределенных случайных чисел. При этом, изменяя параметр C функции rnd, можно моделировать изменение мощности с любой дисперсией.

Моделирование поведения напряжения на соответствующем конце ЛЭП также производилось с помощью функции rnd, что позволяло получать любые коэффициенты вариации  $\gamma_U$ . При этом напряжение либо задавалось независимой случайной величиной, либо моделировалась отрицательная корреляционная связь между уровнем напряжения и мощностью. В последнем случае возникает возможность подбора распределений с различными значениями коэффициентов корреляции  $r_{PU}$  и  $r_{QU}$ .

Получаемые с помощью модели значения потерь энергии принимались в качестве эталонных и сравнивались со значениями потерь, вычисляемых по формулам (3) и (4).

Расчеты выполнялись для ЛЭП напряжением 110-750 кВ во всем возможном диапазоне их длин для крайних марок проводов, применяемых на этих линиях.

В ходе проведения многочисленных вычислительных экспериментов было выяснено следующее:

1. Погрешность расчета потерь энергии по формулам (3) и (4) всегда отрицательна вне зависимости от направления потоков мощности, т.е. расчетное значение потерь занижено. По абсолютной величине погрешность растет с увеличением длины и загрузки ЛЭП.

2. Максимальная абсолютная погрешность расчета не превышает 0,1 % для ЛЭП всех рассмотренных классов напряжения.

Исходя из полученных результатов экспериментов, можно сделать вывод о сравнительно высокой точности результатов вычисления потерь энергии в ЛЭП по выражениям (3) и (4). Погрешность



расчета потерь по предлагаемым формулам как минимум на порядок ниже, чем по формулам, предложенным в работах [4, 5]. Высокая точность расчета технических потерь энергии является определяющей при выявлении неверно работающих систем учета путем локализации коммерческих потерь в сетях методом энергораспределения, предложенным в работе [6].

Настоящая работа подготовлена по результатам выполнения госконтракта № 02.740.11.0069 от 11.06.2009, заключенного с Федеральным агентством по науке и инновациям в рамках ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009-2013 годы.

#### Список литературы:

1. Рыжов Ю.П. Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 488 с.
2. Степанов А.С., Маругин В.И., Степанова А.А. О составляющих потерь мощности в линиях электропередач // Вестник СевКавГТУ.- 2010.- №3 (24).- С.105-108.
3. Вентцель Е.С. Теория вероятностей.- М.: Наука, 1964.- 576с.
4. Паздерин А.В. Расчет технических потерь электроэнергии на основе решения задачи энергораспределения // Электрические станции.- 2004.- № 12.- С. 44-49.
5. Кононов Ю.Г., Пейзель В.М. Учет емкости линий электропередач в расчетах энергораспределения и потерь энергии в электрических сетях // Известия ВУЗов. Северо-Кавказский регион. Технические науки.- 2008.- № 3.- С. 63-69.
6. Паздерин А.В. Локализация коммерческих потерь электроэнергии на основе решения задачи энергораспределения // Промышленная энергетика.- 2004.- № 9.- С. 17-21.

УДК 621.315.6

#### Анализ токов поляризации в бумажно-масляной изоляции

*В.К. Козлов, С.А. Зимняков, Д.М. Валиулина*

*Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия*

*kaf-esis@yandex.ru*

В данной работе проведена математическая обработка данных, полученных при измерениях токов поляризации изоляции силовых трансформаторов. Получены корреляционные зависимости между постоянными времени изоляции, пробивным напряжением масла и степенью полимеризации трансформаторной бумаги. Доказана возможность использования временных характеристик в диагностике трансформаторного оборудования

Временные характеристики токов поляризации несут значительную информацию о композитных материалах. В частности, изоляция силовых маслонаполненных трансформаторов представляет собой, по сути, несколько слоев диэлектриков (бумаги и изоляционного масла), поэтому общая проводимость подобной конструкции будет определяться вкладами каждой из составляющей. Процесс получения временных характеристик сводится к тому, что на измеряемый объект подают постоянное напряжение и регистрируют значения тока, проходящего сквозь изоляционные материалы конструкции, через равные промежутки времени.

Как уже отмечалось в [1], ток поляризации в изоляции с достаточной точностью можно представить как сумму трех экспонент с различными временами релаксации, описываемый следующим уравнением:

$$i = \sum_{i=1}^n \left( U_0 \cdot \frac{\left( 1 - e^{-t/\tau_i} \right)}{R_i} \cdot e^{\left( -t/\tau_i \right)} \right),$$

где:  $U_0$  – напряжение, приложенное к диэлектрику,  $t$  – время приложения напряжения,  $\tau_i$  – постоянная времени  $i$ -го участка схемы замещения диэлектрика,  $R_i$  – омическое сопротивление  $i$ -го участка схемы замещения диэлектрика. При этом было сделано предположение, что первая экспонента несёт информацию о состоянии жидкой части изоляции, третья о твердой, а на второй отражаются размеры и геометрическая форма тестируемого объекта. Пример разложения тока поляризации на составляющие приведен на рисунке 1.

Для более детального изучения временных характеристик был проведен ряд экспериментальных исследований на установке, представленной на рисунке 2. При постоянном напряжении в 2000 В были сняты временные характеристики для исследуемых объектов, представляющие собой листы трансформаторной бумаги с известными степенями полимеризации (девять образцов), пропитанные

чистым изоляционным маслом (пробивное напряжение 58 кВ). Результаты измерений представлены на рисунке 3.

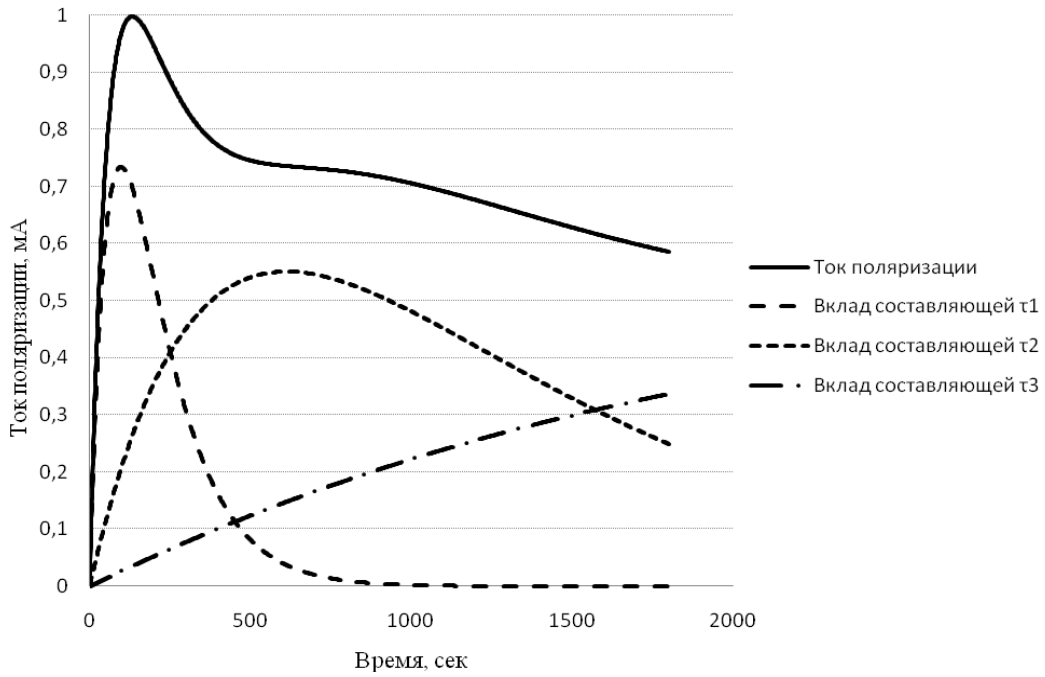


Рис. 1. Определение постоянных времени  $\tau_1$ ,  $\tau_2$  и  $\tau_3$

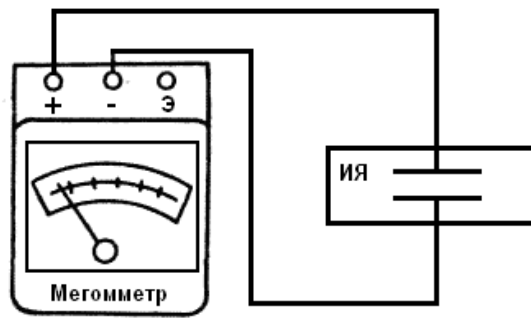


Рис. 2. Схема установки для определения временных характеристик: ИЯ – плоская двухзажимная измерительная ячейка, Мегомметр – Megger BM-25

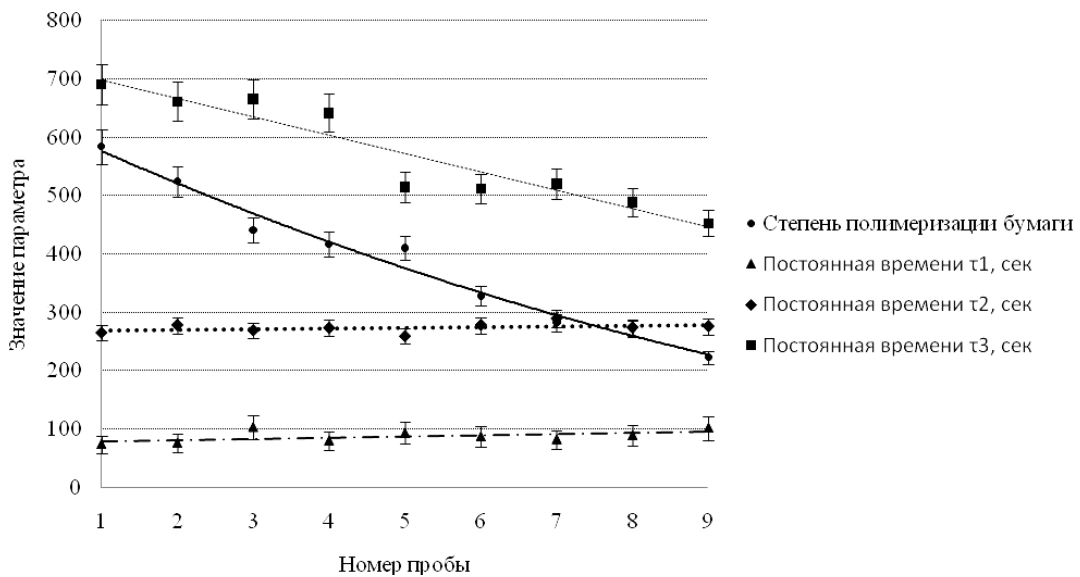


Рис. 3. Сравнительный анализ степени полимеризации бумаги и постоянных времени  $\tau_1$ ,  $\tau_2$  и  $\tau_3$

Как видно из рис. 3 статистической зависимости между степенью полимеризации и постоянной  $\tau_1$  не прослеживается (коэффициент корреляции Пирсона  $-0,536$ ). Полученные зависимости так же подтверждают отсутствие связи между степенью старения бумаги и  $\tau_2$  (коэффициент корреляции Пирсона  $-0,483$ ). Между тем выявлена явная корреляционная зависимость постоянной времени  $\tau_3$  со степенью старения бумажной изоляции (коэффициент корреляции Пирсона  $0,904$ ).

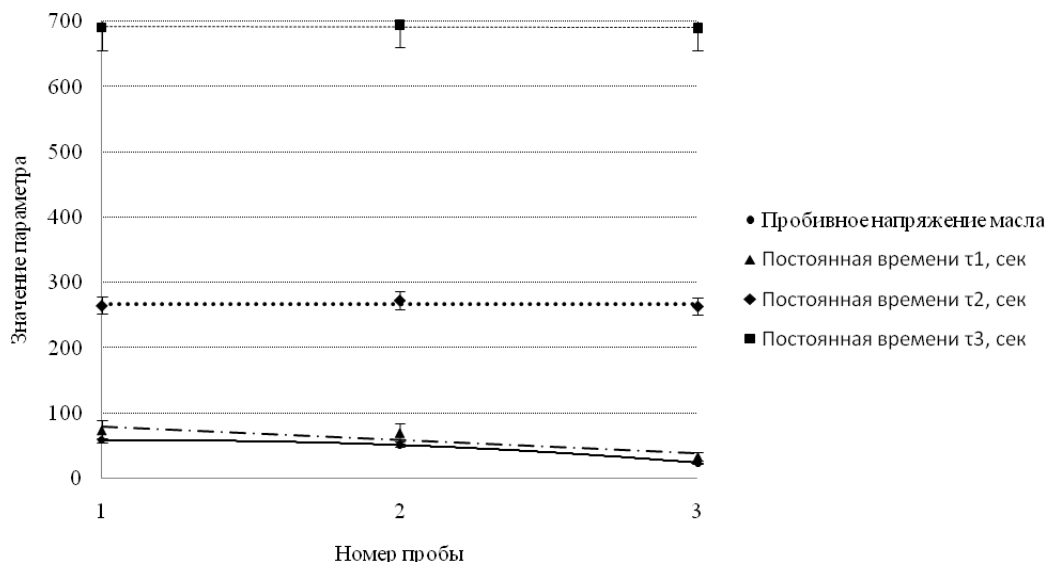


Рис. 4. Сравнительный анализ пробивного напряжения масла и постоянных времени  $\tau_1$ ,  $\tau_2$  и  $\tau_3$

С целью подтверждения полученных данных были проведены дополнительные исследования. Во второй части эксперимента образцы бумаги №1 (степень полимеризации 584) были пропитаны маслами с различными значениями пробивного напряжения (58, 51 и 23 кВ). Для данных проб были проведены аналогичные первой части эксперимента исследования. Результаты отражены на рисунке 4.

Как и следовало ожидать, прослеживается четкая зависимость между характеристиками жидкой изоляции и постоянной  $\tau_1$ . Значение коэффициента корреляции составляет  $0,984$ . Полученная зависимость подтверждает связь данной временной константы с качеством изоляционного масла. Если ряд измерений масла с пробивным напряжением в 58 кВ (рис. 3) не выявил значимых изменений в показании  $\tau_1$ , (её колебания в большой степени связаны с температурными изменениями в ячейке, а не с параметрами масла), то дополнительные измерения выявили между ними явную связь.

Во временном диапазоне  $\tau_2$  наблюдаем картину аналогичную рис. 3 – значения  $\tau_2$  находятся в одном и том же диапазоне значений для обоих случаев, что позволяет сделать вывод об отсутствии связи данного временного диапазона с качеством исследуемого диэлектрика, что в совокупности подтверждает зависимость данной константы от характеристик измерительной ячейки.

Данные рис. 4 подтверждают наши предположения – постоянная времени  $\tau_3$  несет в себе информацию о состоянии бумажной изоляции. Если в первом случае (изменялась степень полимеризации) коэффициент корреляции имел высокое значение ( $0,904$ ), то во втором, при постоянном качестве бумаги и использовании масел с разными диэлектрическими характеристиками каких-либо статистических взаимосвязей выявлено не было (коэффициент корреляции  $0,500$ ).

Таким образом, в ходе одного измерения можно одновременно наблюдать за состоянием как жидкой, так и твердой частей изоляции, а полученные коэффициенты корреляции свидетельствуют о высокой степени достоверности предлагаемого метода и открывает широкие возможности по использованию временных характеристик токов поляризации для анализа и прогнозирования состояния маслонаполненного трансформаторного оборудования, так как отсутствует необходимость вскрытия трансформатора и забора пробы бумаги или масла для определения их параметров.

#### Список литературы:

1. Козлов В.К., Зимняков С.А., Енюшин В.Н. Диагностика трансформаторного оборудования на основе временных характеристик изоляции // Энергетика Татарстана. 2009. №4(16). С. 31–38.

УДК 621.316.925

**Модель технической эффективности резервирующей ступени дистанционной защиты линий от междуфазных и однофазных коротких замыканий**

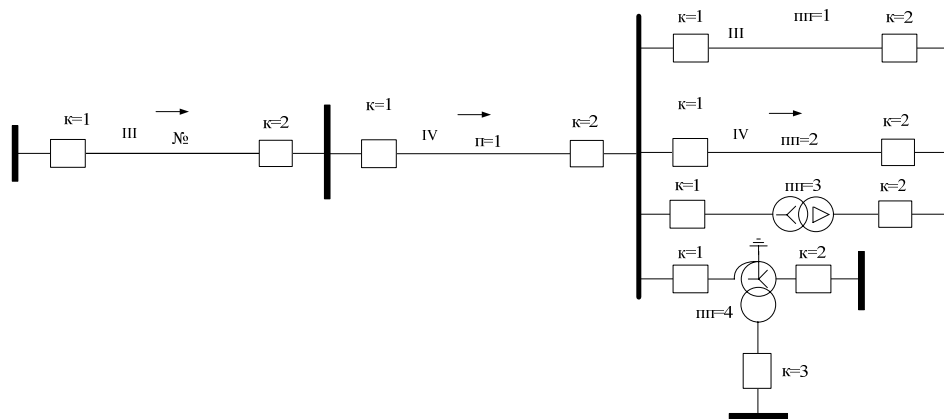
*Ле Тхи Хоа, А.В. Шмойлов*

*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия  
nguyenbinh862004@gmail.com, shm\_av@rambler.ru*

Рассматривается алгоритм оценки технического эффекта и технической эффективности резервирующих ступеней дистанционной релейной защиты линий. Даются обоснование, анализ и особенностей составляющих данных выражений для случая коротких замыканий на землю: потенциально возможного эффекта – КЗ на защищаемой и резервируемой линии, также потерь: отказов срабатывания излишних и ложных действий. Особое внимание уделено излишним действиям через действия и отказы срабатывания предыдущих резервируемой линии элементов сети.

Дистанционные РЗ являются основными защитами в магистральных и объединенных распределительных высоковольтных сетях, использующихся для защиты от многофазных КЗ и однофазных КЗ на землю [1]. Особенность дистанционной РЗ состоит в реагировании на конструкторский параметр сопротивления от места установки аппаратуры на концах линии до места КЗ, который подчиняется на каждом однородном участке наиболее простому равномерному закону распределения вероятностей (ЗРВ) на пространстве этого участка. Плотность распределения вероятностей (ПРВ) данного ЗРВ на участке представляет собой обратную величину длины участка. Поэтому целесообразно алгоритм технической эффективности строить с обязательным сохранением использования равномерного ЗРВ. Анализ также показывает, что равномерное распределение достаточно приемлемо для межобмоточных сопротивлений трансформаторных элементов. Последнее правомерно, т.к. приведенные напряжения линейных выводов относительно земли пространства между этими выводами в рабочих режимах логично предположить несильно изменяющимися, а следовательно, должно быть практически равновероятное распределение виртуальных как бы внутренних КЗ на пространстве между данными выводами и, следовательно, равномерное распределение межобмоточных сопротивлений от выводов обмоток до возможного места КЗ.

Пример технической эффективности для резервирующей III ступени дистанционной защиты линии должен рассматриваться в направлении ее действия (рис.1, конец  $k=1$  линия №) посредством двух этапов: частного принципиального, на котором формируется технический эффект и техническая эффективность при работе защищаемой линии № через предыдущую  $p=1$ -ю линию на сеть  $pp$ -х предыдущих элементов, и обобщенного, на котором производится простое усреднение показателей всех частных этапов для получения обобщенных показателей технического эффекта и технической эффективности.



**Рис. 1. Размещение резервирующих релейных защит в сети: на двухконцевых линиях №,  $p=1, pp=1, pp=2, pp=3, pp=4$  с концами  $k=1$  и  $k=2$ ; на автотрансформаторе  $pp=4$  с выводами  $k=1, k=2, k=3$ , и двухобмоточном трансформаторе  $pp=3$  с выводами  $k=1, k=2$ , также обозначениями резервных ступеней ступенчатых защит (III – дистанционных, IV – токовых)**

На частном этапе обосновывается и строится математическая модель (например, в виде выражения частного технического эффекта), т.е. выполняется фактически вся профессионально-интеллектуальная работа. Поэтому частный этап целесообразно назвать также принципиальным. Технически дистанционные релейные защиты в настоящее время обычно реализуются в виде комплектов

от междуфазных и однофазных КЗ. Первая реализация позволяет однозначно и просто сформировать измерение сопротивления прямой последовательности от места расположения аппаратуры до места КЗ при всех видах междуфазных КЗ: трехфазном, двухфазном и двухфазном на землю путем использования разности фазных напряжений и токов в фазах. Вторая реализация также позволяет обеспечить аналогично измерение прямой последовательности, но по более сложному алгоритму с компенсацией током нулевой последовательности. Этот алгоритм достаточно правомерен для одиночных линий, не взаимодействующих по нулевой последовательности с другими пространственно сближенными линиями. В противном случае точная и однозначная настройка дистанционных защит линий от КЗ на землю будет невозможной. Представляется рациональным подход к построению дистанционных защит линий от КЗ на землю путем фильтрового выделения сопротивления прямой последовательности.

Далее приводится и анализируется выражение технического эффекта  $E_{п№,1}^{III(1)}$  для частного этапа резервирующей III ступени дистанционной защиты №,1 от однофазных (1) КЗ как более полного и обобщенного по входящим составляющим по сравнению со случаем многофазных КЗ

$$E_{п№,1}^{III(1)} = p(A_{№}^{III(1)}) + p(A_{п}^{III(1)}) - p(O_{№,1}^{III(1)}) - p(O_{п,1}^{III(1)}) - p(J_{№,1}^3) - p(J_{№,1}^{ap(1)}) - p(J_{№,1}^{нпф(1)}) - p(J_{п,1}^{нпф(1)}) - p(I_{п№,1}^{III(1)}),$$

где буквой  $p$  обозначены вероятности событий,  $A$  – КЗ на защищаемой № и предыдущей резервируемой по РЗ  $p$ -й линии,  $O$  – функциональные отказы срабатывания защиты №,1 могут иметь место защищаемой линии №,  $J$  – ложных,  $I$  – излишних действий; нижние индексы означают: № – номер защищаемой линии,  $p$  –  $p$ -й резервируемой по РЗ линии,  $пп$  – предыдущих к  $p$ -й предыдущей элементов  $k$  – обозначение концов защищаемой линии и всех остальных взаимодействующих с ней  $p=1$ -й предыдущей и всех  $пп$ -х компонентов сети, подключенных к  $p$ -й предыдущей линии; верхние индексы: III – обозначение резервирующей ступени при (1) – однофазных (1) КЗ,  $\varepsilon$  – рабочих эксплуатационных состояний,  $ар$  – асинхронных режимов,  $нпф$  – неполнофазных режимов; нижние индексы: № и  $p$  – защищаемая и  $p$ -я предыдущая линии; №,1 и  $p,1$  номера комплектов дистанционных защит защищаемой и предыдущей линии на однотипных концах  $k=1$  в направлении действия защиты;  $п№,1$  – то же самое, что и №,1, но с указанием конкретного действия комплекта №,1 через  $p$ -ю предыдущую линию.

Первые две составляющие выражения  $p(A_{№}^{III(1)})$  и  $p(A_{п}^{III(1)})$  в сумме – это потенциально-возможный эффект, на который рассчитывается резервирующая III ступень, а остальные являются потерями. Эти составляющие технического эффекта как имеющие достаточно представительную статистику при КЗ на защищаемой № и  $p$ -й предыдущей линиях определяются выражениями.

$$p(A_{№}^{III(1)}) = \omega_{№}^{(1)} m(T_{№,1}^{III(1)}), \quad p(A_{п}^{III(1)}) = \omega_{п}^{(1)} m(T_{п,1}^{III(1)}), \quad \text{где } \omega_{№}^{(1)} = \omega_y p(K1) \cdot \frac{l_{№}}{100}, \quad \omega_{п}^{(1)} = \omega_y p(K1) \cdot \frac{l_{п}}{100},$$

$l_{№}$ ,  $l_{п}$  – длины в км защищаемой № и  $p$ -й предыдущей линий,  $\omega_{№}^{(1)}$ ,  $\omega_{п}^{(1)}$  – параметры потоков однофазных КЗ на защищаемой № и  $p$ -й предыдущей линиях,  $\omega_y$  – удельный параметр потока КЗ на 100 км длины, который зависит от класса напряжения сети,  $p(K1)$  – среднее значение вероятности однофазных КЗ в высоковольтных сетях,  $m(T_{№,1}^{III(1)})$  – средняя продолжительность обнаружения и отключения КЗ III-й резервирующей ступенью ДЗ.

Остальные составляющие (потери) определяются произведением условной вероятности интересующей потери при условии соответствующего состояния на безусловную вероятность этого состояния. Далее обсуждаются потери, вычисление которых имеет отличия или особенности для резервирующей ступени. Это вероятность отказов срабатывания  $p(O_{№,1}^{III(1)})$ , ложные действия при неполнофазных режимах на защищаемой  $p(J_{№,1}^{нпф(1)})$  и  $p$ -й предыдущей  $p(J_{п,1}^{нпф(1)})$  линиях, а также излишние действия при внешних КЗ  $p(I_{п№,1}^{III(1)})$ .

Особенность вероятности отказов срабатывания состоит в том, что поскольку не учитываются аппаратурные отказы, функциональные отказы могут также отсутствовать при большой чувствительности III резервирующей ступени, когда уставка последней (сопротивление) размещается вне защищаемой зоны (защищаемая № и  $p$ -я предыдущая линия). При недостаточной чувствительности уставки резервирующей ступени может располагаться либо на  $p$ -й предыдущей линии, либо даже на защищаемой линии №. Условные вероятности отказов срабатывания при этом будут:

$$\text{- в первом случае } p(O_{№,1}^{III(1)}) = p(O_{№,1}^{III(1)} / A_{п}^{III(1)}) p(A_{п}^{III(1)}),$$

$$\text{- во втором случае } p(O_{№,1}^{III(1)}) = p(O_{№,1}^{III(1)} / A_{№}^{III(1)}) p(A_{№}^{III(1)}) + p(O_{№,1}^{III(1)} / A_{п}^{III(1)}) p(A_{п}^{III(1)}).$$

Условные вероятности  $p(O_{№,1}^{III(1)}/A_{п}^{III(1)})$  и  $p(O_{№,1}^{III(1)}/A_{№}^{III(1)})$  определяются произведениями плотностей распределения вероятностей (ПРВ) равномерных ЗРВ параметра реагирования в виде сопротивления прямой последовательности  $z_1$  для п-й предыдущей  $c_{п}(z_1)$  и №-й защищаемой  $c_{№}(z_1)$  линий на незащищаемые участки названных линий, т.е.:  $p(O_{№,1}^{III(1)}/A_{п}^{III(1)})=c_{п}(z_1)(z_{1п} - z_{1п№,1}^{III(1)})$  в первом случае,  $p(O_{№,1}^{III(1)}/A_{№}^{III(1)})=c_{№}(z_1)(z_{1№} - z_{1п№,1}^{III(1)})$ ,  $p(O_{№,1}^{III(1)}/A_{п}^{III(1)})=c_{п}(z_1)z_{1п} = 1$  во втором случае. Незащищенные участки в первом случае – это разность сопротивления п-й предыдущей линии  $z_{1п}$  и границы уставки резервирующей третьей ступени  $z_{1п№,1}^{III(1)}$  на поле и в координатах п-й предыдущей линии, а во втором случае также разность сопротивления №-й защищаемой линии  $z_{1№}$  и границы уставки резервирующей третьей ступени  $z_{1п№,1}^{III(1)}$ , но теперь уже на поле и в координатах №-й защищаемой линии и дополнительно на всей длине предыдущей линии. Граница уставки резервирующей третьей ступени  $z_{1п№,1}^{III(1)}$  на поле и в координатах п-й предыдущей линии находится как разность уставки  $z_{1№,1}^{III(1)} = z_{1п№,1}^{III(1)}$  резервирующей третьей ступени №-й защищаемой линии и сопротивления этой линии  $z_{1№}$ , умноженной на коэффициент токораспределения  $k_{т№,1-п,1} = i_{1№,1}^{(1)} / i_{1п,1}^{(1)}$  между комплектами защит №,1 и п,1, который определяется по токам прямой последовательности при КЗ у противоположного конца п-й предыдущей линии. Таким образом,  $z_{1п№,1}^{III(1)} = (z_{1№,1}^{III(1)} - z_{1№})k_{т№,1-п,1}$ .

Вероятности ложных действий при неполнофазных режимах на №-й защищаемой и п-й предыдущей линиях вычисляются по выражениям:

$$p(L_{№,1}^{III(нпф)})=p(L_{№,1}^{III(нпф)}/НПФ_{№,1})p(НПФ_{№,1}), \quad p(L_{п,1}^{III(нпф)})=p(L_{п,1}^{III(нпф)}/НПФ_{п,1})p(НПФ_{п,1}),$$

в которых условные вероятности ложных действий  $p(L_{№,1}^{III(нпф)}/НПФ_{№,1})$ ,  $p(L_{п,1}^{III(нпф)}/НПФ_{п,1})$  определяются по нормальному ЗРВ параметра реагирования как сопротивления прямой последовательности. Параметры нормального ЗРВ математическое ожидание (МО) и среднеквадратическое отклонение (СКО) при этом находятся по методу селекции границ интервалов данных (СГИД) [2]. Искомые вероятности определяются как вероятности неперевышения сопротивлением прямой последовательности при НПФ уставки III ступени. Например, вероятность

$$p(L_{№,1}^{III(нпф)}/НПФ_{№,1})=p(Z_1 < z_{1№,1}^{III(1)}) = 0,5 - \psi\left[\frac{z_{1№,1}^{III(1)} - m_{№}^{(нпф)}(Z_1)}{y_{№}^{(нпф)}(Z_1)}\right]$$

где  $m_{№}^{(нпф)}(Z_1)$  и  $y_{№}^{(нпф)}(Z_1)$  – найденные по методу СГИД МО и СКО сопротивления прямой последовательности  $Z_1$ , замеряемого измерительными органами защиты №,1 при НПФ на №-й защищаемой линии;  $\psi$  - функция Лапласа.

Вероятности неполнофазных состояний на защищаемой линии №,1  $p(НПФ_{№,1})$  и п-й предыдущей линии  $p(НПФ_{п,1})$  определяются произведениями соответствующих параметров потока неполнофазного режима  $\omega_{№}^{(нпф)}$ ,  $\omega_{п}^{(нпф)}$ , которые могут быть приняты равными параметрам потоков однофазного КЗ на указанных линиях  $\omega_{№}^{(1)}$ ,  $\omega_{п}^{(1)}$ , и средней продолжительности существования НПФ режима, которая равна средней продолжительности действия или уставки по времени однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ)  $m(T_{№,1}^{(оапв)})$ . Например,  $p(НПФ_{№,1}) = \omega_{№}^{(нпф)} m(T_{№,1}^{(оапв)}) = \omega_{№}^{(1)} m(T_{№,1}^{(оапв)})$ .

Вероятность излишних действий резервирующей ступени на частном этапе технического эффекта определяется аналогично, что и для основных ступеней. Выражение для III-й ступени при однофазном КЗ будет  $p(I_{п№,1}^{III(1)}) = \sum_{пп=1}^{n_{пп}} \left[ \frac{1}{2} p(D_{пп,1}^{III(1)}/BK_{пп}^{№,1(1)}) + p(O_{пп,1}^{III(1)}/BK_{пп}^{№,1(1)}) \right] p(BK_{пп}^{№,1(1)})$ .

Отличие состоит только в том, что в выражении этой вероятности вместо вероятностей действий и отказов п-х предыдущих компонентов будут подобные же вероятности, но пп-х предыдущих элементов относительно п-й предыдущей линии. Особенности же возникают вследствие разных структурно-функционального построения и настройки резервирующих ступеней рассматриваемой и предыдущих в

направлении действия защит периферийных элементов. При этом вследствие фактического отсутствия взаимодействия резервирующих ступеней защит линий с дифференциальными защитами трансформаторов и автотрансформаторов из-за высокой чувствительности и быстродействия последних функциональные излишние действия у резервирующих ступеней также не могут возникнуть.

Если резервирующая ступень №-й линии согласована по сопротивлению и времени с наиболее чувствительной основной ступенью п-й предыдущей линии, то вероятность излишних действий резервирующей ступени определяется аналогично основной ступени, согласованной с более грубой основной ступенью п-х предыдущих линий, т.е. при наличии требуемой минимальной чувствительности резервирующей III-й ступени п-х элементов, одновременных с III-й ступенью №-й линии, функциональных отказов  $O_{пп,1}^{III(1)}$  у III-х ступеней п-х элементов не будет, а при недостаточной чувствительности будут как действия  $D_{пп,1}^{III(1)}$ , так и отказы  $O_{пп,1}^{III(1)}$ .

Если уставки резервирующих ступеней по параметру реагирования (сопротивлению) выбраны путем отстройки от рабочих режимов и имеют достаточную чувствительность, а также согласованы по времени, т.е. резервирующие ступени п-х предыдущих линий имеют меньшие выдержки времени по сравнению с временем действия последующей №-й линии, то как действий  $D_{пп,1}^{III(1)}$ , так и отказов  $O_{пп,1}^{III(1)}$  у п-х элементов при КЗ на них не будет, не будет и излишних действий у III-й ступени защищаемой №-й линии. Если временное согласование резервирующих ступеней не может быть выполнено, то при достаточной чувствительности резервирующих ступеней возможны одновременные действия  $D_{пп,1}^{III(1)}$  этих ступеней защит п-х линий и рассматриваемой III-й ступени №-й линии  $D_{№,1}^{III(1)}$ , а при недостаточной чувствительности также функциональные отказы резервирующих ступеней  $O_{пп,1}^{III(1)}$  п-х линий, что равносильно излишним действиям  $I_{п№,1}^{III(1)}$  рассматриваемой III-й ступени №-й линии. Аналитическое отображение всех вариантов излишних действий резервирующих ступеней зависит от топологии элементов, их пространственных, схемно-режимных и конструкторских параметров и реально возможно в конкретной инфраструктуре конкретной защищаемой линии.

Результаты исследований технической эффективности целесообразны и необходимы для объективной и оптимальной настройки дистанционной релейной защиты линий.

#### Список литературы:

1. Циглер Г. Цифровая дистанционная защита: принципы и применение. - перевод с англ. Под ред. Дьякова А.Ф. – М.: Энергоиздат, 2005. – 322 с.
2. Шмойлов А.В., Кривова Л.В., Стоянов Е.И., Игнатъев К.В. Вероятностный метод селекции границ интервалов данных для задач электроэнергетики. – Изв. ВУЗов «Проблемы энергетики», 2008, № 7 – 8/1. – С. 146 – 157.

УДК 621.311

### Количественная оценка влияния несимметрии в электроэнергетической системе на самозапуск асинхронного двигателя

*Т.Ю. Курач*

*Национальный технический университет Украины  
«Киевский политехнический институт», г. Киев, республика Украина  
Tania\_kurach@yahoo.com*

Разработаны математическая модель и алгоритм определения условий самозапуска при несимметрии напряжения в системе, что позволяет оперативному персоналу принимать более эффективные и обоснованные решения по эксплуатации двигателей. Выполнены опытно-промышленные расчеты самозапуска двигателя, составлены программы в среде MatLab для расчета самозапуска АД.

#### Ключевые слова:

Асинхронный двигатель, несимметрия напряжения, самозапуск двигателя, режим продольной несимметрии, математическая модель.

#### Keywords:

Asynchronous engine, asymmetry of tension, self-starting of engine, mode of longitudinal asymmetry, mathematical model.

Характерной особенностью развития электроэнергетики является наращивание мощностей, что предопределено ростом экономики страны. В этих объективно существующих условиях первоочередной задачей является поддержание на необходимом уровне показателей безотказности и долговечности

оборудования. Проблема повышения эксплуатационной надежности асинхронных двигателей имеет первоочередное значение, ведь они оказывают прямое влияние на основное оборудование технологического процесса производства.

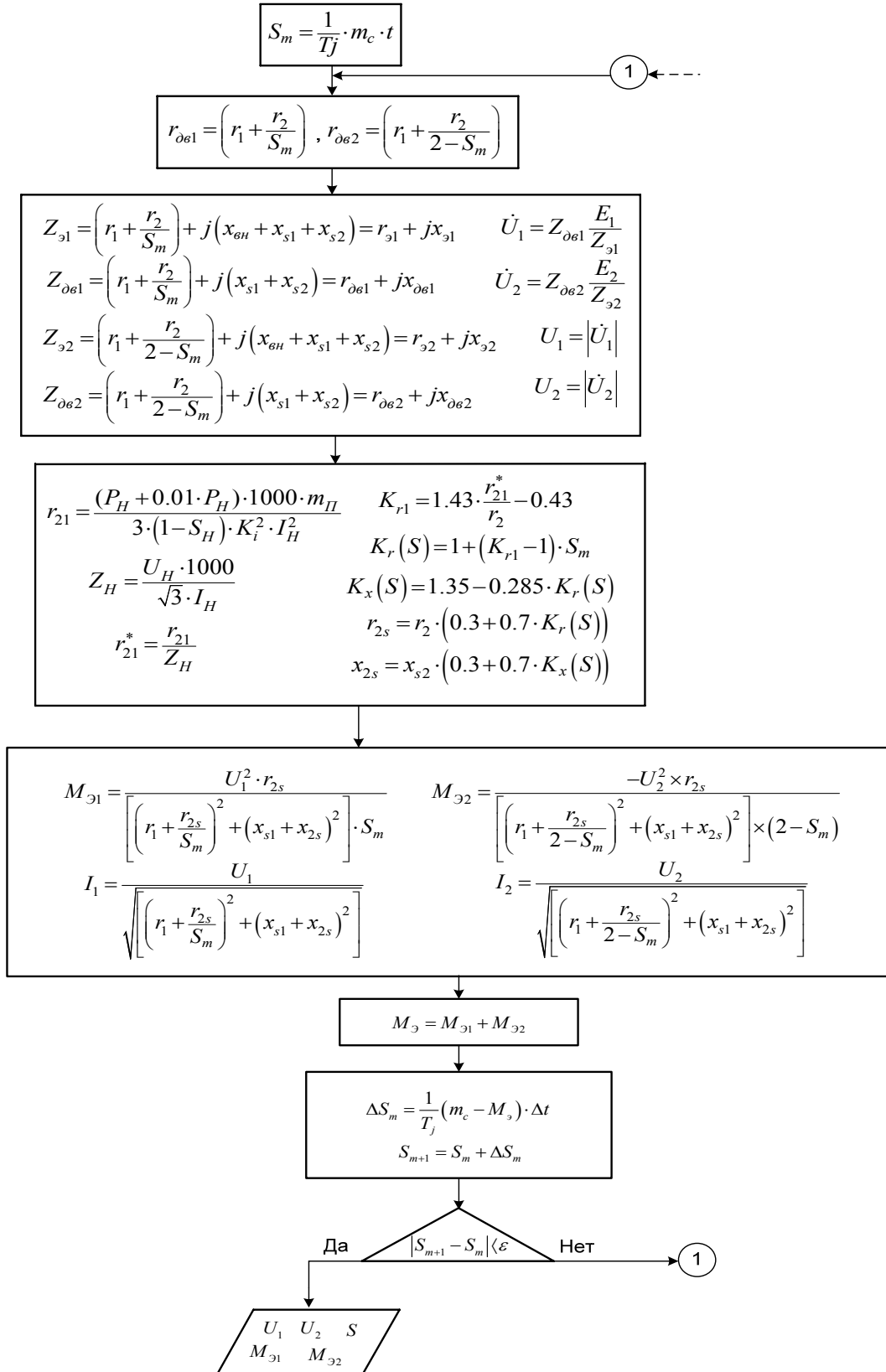


Рис.1. Алгоритм расчета самозапуска АД при несимметрии в системе



Эксплуатационная надежность асинхронного двигателя зависит не только от старения со временем его элементов, но и от режима энергосистемы, в частности, от степени несимметрии напряжения, которое подводится к асинхронному двигателю, а также от возможности обеспечения самозапуска двигателей при кратковременном исчезновении или снижении напряжения.

В энергосистеме возможно возникновение несимметричных режимов, предопределенных неравномерным распределением энергопотребителей по фазам, а также возникновения режимов продольной несимметрии [1]. Возникающие при этих режимах токи обратной последовательности в режиме самозапуска приводят к возникновению отрицательного вращающего момента, который влияет на условия самозапуска двигателя. Поэтому задача оценки влияния несимметрии напряжения на самозапуск асинхронного двигателя является актуальной. Анализ самозапуска асинхронных двигателей посвящено большое количество работ (Сивокобыленко В.Д., Лебедев В.К. «Переходные процессы в системах электроснабжения собственных нужд электростанций» [1], Костерев Н.В. «Моделирование и динамика атомных электростанций при возмущениях в энергосистеме» [2], Сыромятников И.А. «Режимы работы асинхронных и синхронных двигателей» [3] и др.). Однако во всех этих работах исследования самозапуска двигателей проводилось при условии сохранения симметрии в энергосистеме.

Целью нашего исследования является разработка математической модели и алгоритма расчета самозапуска асинхронного двигателя при несимметричном режиме, программная реализация предложенного метода и алгоритма, что позволяет оперативному персоналу принимать более эффективные и обоснованные решения относительно эксплуатации двигателей.

Нами разработан алгоритм (рис.1), который положен в основу программы расчета самозапуска асинхронного двигателя, который имеет следующие возможности: расчет самозапуска асинхронного двигателя проводится в условиях несимметрии в энергосистеме; в программе учтенный эффект вытеснения тока в обмотке ротора, то есть проводится коррекция активного и реактивного сопротивления обмотки ротора в зависимости от скольжения; момент сопротивления механизма считается неизменным.

Влияние несимметрии в системе на режим самозапуска асинхронного двигателя А-114-6 мы рассмотрели на основании серии расчетов, выполненных по разработанной программе расчета самозапуска двигателей. Время перерыва питания составляет  $t_{пер} = 1.2с$ , постоянная инерции двигателя  $T_j = 4с$ ,  $m_c = const$ . Шаг интегрирования примем равным  $\Delta t = 0.05с$ .

Анализ результатов расчета показал существенное влияние степени несимметрии напряжения в энергосистеме на самозапуск двигателя.

Результаты опытно-промышленных расчетов самозапуска показали: при  $x_{вн} = 0.05$  несимметрия в системе привела к увеличению длительности самозапуска с 2.5с до 3.8с; при  $x_{вн} = 0.1$  и глубокой несимметрии в системе самозапуск не проходит. При увеличении коэффициента несимметрии до 0.3 самозапуск достаточно слабо зависит от  $K$ , а при  $K > 0.3$  время самозапуска резко увеличивается.

Результаты исследования могут быть использованы оперативным персоналом электростанций и крупных промышленных предприятий при решении вопроса относительно применения самозапуска двигателя в условиях несимметрии системы.

#### Список литературы:

1. Сивокобыленко В.Д., Лебедев В.К. Переходные процессы в системах электроснабжения собственных нужд электростанций. - Донецк: РВА Дон НТУ, 2002. – 136 с.
2. Костерев Н.В. Моделирование и динамика атомных электростанций при возмущениях в энергосистеме. - Киев: Вища школа, 1986. – 168 с.
3. Сыромятников И.А. Режимы работы асинхронных и синхронных двигателей. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 240 с.
4. Важнов А.И. Электрические машины. – Ленинградское отделение: Энергия, 1969. – 768 с.

УДК 62-83

### О влиянии преобразователей частоты на энергетические и механические характеристики асинхронного электропривода

*С.Г. Нехлебова*

*Кузбасский государственный технический университет, г. Кемерово, Россия*

[ja-cveta@mail.ru](mailto:ja-cveta@mail.ru)

Обоснована необходимость обследования частотно-регулируемого асинхронного электропривода. Описана установка при помощи, которой проводились эксперименты по оценке влияния преобразователя частоты на магнитные потери и механические характеристики электропривода. Показаны результаты исследования и определены количественные показатели изменения характеристики двигателя.

В современной промышленности широко используется автоматизация технологических процессов, где в качестве исполнительного устройства наибольшее распространение получил асинхронный электропривод. Этот тип электропривода обладает такими преимуществами, как высокая надежность, низкая себестоимость и большая перегрузочная способность. Для управления асинхронными двигателями преимущественно используют преобразователи частоты, которые позволяют регулировать координаты электропривода и оптимизировать режим работы.

Преобразователи частоты управляют асинхронными двигателями, воздействуя на частоту и амплитуду подводимого к ним напряжения. В силу технических особенностей работы этих устройств искажается форма токов, протекающих по обмоткам двигателя, что приводит к увеличению магнитных потерь, изменению формы механических характеристик и отклонению от расчетных значений качества регулирования координат электропривода в целом. В тоже время преобразователи частоты могут реализовывать различные законы управления двигателем, что способствует улучшению энергетических характеристик [1].

Для того чтобы получить наиболее полное представление о влиянии преобразователя частоты на асинхронный двигатель, необходимо провести ряд экспериментов, показывающих изменение величины потерь в стали двигателя и формы его механической характеристики при управлении двигателями с помощью преобразователей частоты. Это позволит определить энергетическую эффективность электропривода и выявить критерии для оптимизации режима его работы.

Поскольку при работе двигателя под нагрузкой отделить величину магнитных потерь от общих, в первую очередь электрических, затруднительно, оценивать их величину целесообразно в режиме холостого хода. Исходя из вышесказанного, необходимо сопоставить результаты, полученные для асинхронного двигателя, питаемого непосредственно от стандартной трехфазной сети с напряжением 380 В и частотой 50 Гц, и частотно-регулируемого электропривода, в котором настройками преобразователя были установлены идентичные параметры напряжения питания. Учитывая, что непосредственное измерение величины магнитных потерь является сложной задачей, их уровень оценивался косвенно по нагреву двигателя. В эксперименте использовались двигатель марки АИРМ90L2У3 и преобразователи частоты марок АBB ACS800-01 и Mitsubishi E500. Измерение температуры производилось цифровым датчиком марки DS18S20, который был установлен в отверстие, высверленное в двигателе. Результаты измерений посредством USB-порта передавались на микроконтроллер Freeduino, который осуществлял первичную обработку данных и передавала их через СОМ-порт на персональный компьютер, где с использованием программы, написанной в программной среде Arduino, производилась окончательная обработка измерений. Данный комплекс технических средств позволил получить зависимость изменения температуры с течением времени. Для исключения случайных факторов серия опытов включала три одинаковых эксперимента, результаты которых усреднялись и аппроксимировались.

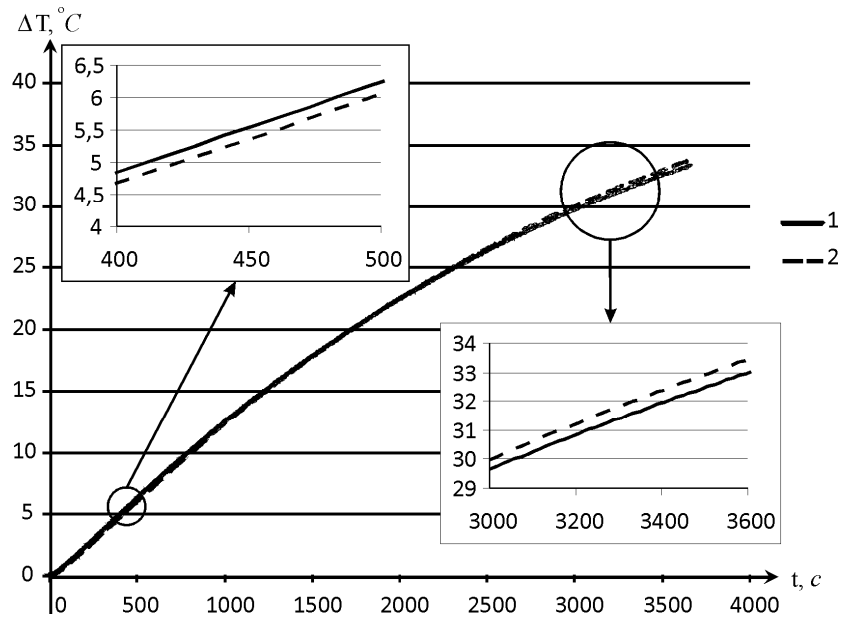
Для исследования воздействия преобразователя частоты на механическую характеристику, следует определить зависимости частоты вращения двигателя от его момента при прямом включении в сеть и при включении двигателя в сеть через преобразователь частоты где настройками установлено напряжение питания 380 В с частотой в 50 Гц. В опыте использовались асинхронный двигатель марки АИМ-М80В2У2,5 и преобразователь частоты марки АBB ACS800-01. Для изменения нагрузки на валу двигателя, измерения момента на валу двигателя и частоты вращения вала использовался специальный стенд, состоящий из феропорошкового тормоза марки ПТ-6М, инкрементальным энкодером марки E30S4-1024-3-T-24 и тензодатчика марки DEE-100kg. Информация от датчиков обрабатывалась аналогично предыдущему опыту с использованием микроконтроллера Freeduino и персонального компьютера. Управление величиной момента нагрузки на валу осуществлялось путем изменения напряжения возбуждения тормоза. В ходе опытов был получен участок механической характеристики для двигательного режима, построенный по двенадцати точкам на диапазоне нагрузок от минимального значения до расчетной величины критического момента для двигателя данной марки. Серия опытов проводилась три раза и, аналогично предыдущему опыту результаты усреднялись и аппроксимировались.

Графики изменения температуры двигателя при питании от преобразователя частоты фирмы АBB показаны на рис. 1.

При неуправляемом пуске двигателя на начальном участке характеристики величина магнитных потерь выше, чем при пуске с частотным управлением. Причиной этого является высокое значение пусковых токов при прямом включении двигателя в сеть. При дальнейшей работе двигателя наблюдается изменение характера зависимостей. Величина магнитных потерь при частотном управлении начиная с 28 минуты превышает потери при неуправляемом пуске двигателя, что происходит из-за искажения формы токов при частотном управлении.

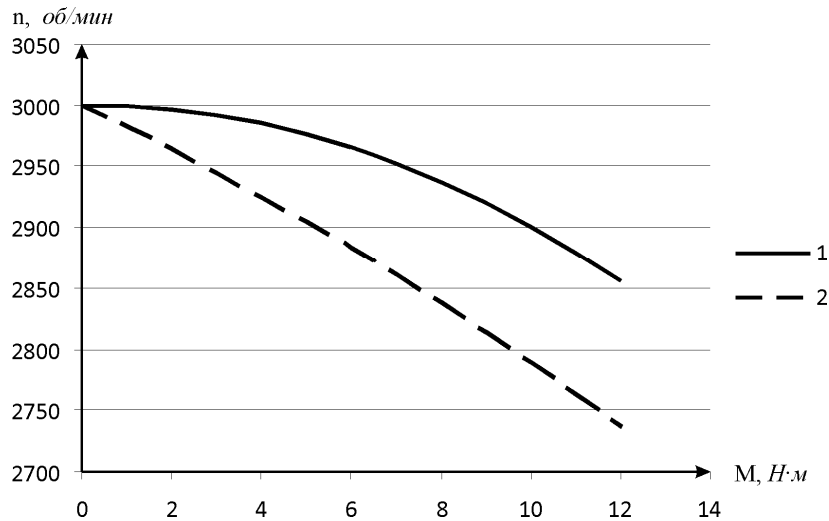
Результаты, полученные при питании двигателя от преобразователя частоты фирмы Mitsubishi отличаются от рис. 1. Величина магнитных потерь нерегулируемого электропривода на протяжении всей работы двигателя превышает аналогичные показатели при частотном управлении. Это вызвано тем, что в

данный преобразователь частоты встроено ограничение по току, избавиться от которого с помощью программных настроек не возможно.



**Рис.1. Зависимость изменения температуры двигателя с течением времени:  
1 - без управления, 2 - при частотном управлении**

Результаты исследований воздействия преобразователя частоты на механическую характеристику показаны на рис.2.



**Рис.2. Зависимость частоты вращения вала двигателя от нагрузки на валу:  
1 - без управления, 2 - при частотном управлении**

Результаты, полученные в ходе опытов, показали, что при использовании преобразователя частоты в зоне малых нагрузок жесткость механических характеристик снизилась. Что объясняется дополнительными электрическими потерями, вызванными высокочастотной составляющей токов, протекающих в обмотке статора. При увеличении нагрузки амплитуда основной гармоники токов становится существенно выше, чем амплитуда высокочастотной составляющей, в результате жесткость характеристики с использованием преобразователя частоты становится близкой к жесткости

естественной характеристики, но частота вращения, развиваемая двигателем при той же нагрузке, будет ниже.

Анализируя полученные результаты можно сделать вывод, что только за счет увеличения потерь в стали в частотно-регулируемом электроприводе энергетическая эффективность работы привода снижается на 1 – 1,5%, а искажение формы механической характеристики приводит к снижению механической мощности на 1,5 – 2%.

Все это обуславливает необходимость применять на стадии проектирования и наладки дополнительные организационные и технические меры для повышения эффективности использования частотно-регулируемого электропривода.

#### Список литературы:

1. Браславский И.Я., Ишматов З.Ш., Поляков В.Н. Энергосберегающий асинхронный электропривод: учеб. Пособие для студ. высш. учеб. заведений – М.: Академия, 2004. – 256 с.

УДК 621.316.1.017

### Применение элементов диакоптики на основе коэффициентов распределения для задачи расчета установившегося режима большой электроэнергетической системы с учетом нейросетевой технологии

*В.С. Павлюков, С.В. Павлюков*  
НИУ ГОУ ВПО ЮУрГУ, Россия  
rn9ape@bk.ru

Предложена для решения задачи расчета установившегося режима модель, использующая элементы диакоптики с применением коэффициентов распределения и нейросетевых технологий.

В теории управления режимами работы крупных электроэнергетических систем (объединений) требуется продолжение исследований математических моделей и других в связи с активным развитием электроэнергетического рынка, которые должны базироваться на элементах совершенствования задач расчета и анализа различных режимов, в том числе и установившихся. В работе предлагается применение элементов диакоптики (разделение, рассечение), позволяющих повысить эффективность решения данной задачи за счет совмещенных по времени расчетов в отдельных подсистемах, особенно при развитии технологий параллельных вычислительных систем или мультипрограммных комплексов в АСДУ энергосистемами.

Моделирование управлением установившихся режимов электрических систем в настоящее время проводится на базе узловых уравнений, что приводит к громоздким вычислительным алгоритмам. Исследования показали, что более эффективными и надежными моделями являются модели с применением коэффициентов распределения, на базе которых можно разрабатывать как безытеративные, так и итерационные методы, гарантирующих решение задачи при различных комбинациях исходных, физически существующих, режимных параметрах.

Большую сложную электрическую систему предлагается с помощью рассечения через заданное множество узлов (или линий связи [1]) разделить на несколько подсистем (допустим, регионального уровня), для каждой из которых далее производятся автономно детальные расчеты и анализ характерных установившихся режимов, осуществляется эквивалентирование одной части системы относительно других [2] и прочие. Таким подходам будут соответствовать разнообразные модели описания задач определения потоков и потерь мощности, энергии.

При разделении схемы замещения большого объема электрической системы на  $n$  подсистем (для иллюстрации изложения зададим  $n=2$ ), то математические модели для векторов-столбцов токов ветвей дерева  $\underline{I}_\alpha^i$  (верхний индекс обозначает номер подсистемы) при задании режимных параметров векторами-столбцами узловых токов  $\underline{J}_j$  (нижний индекс обозначает внутренние задающие токи узлов подсистем) определяются следующими формулами в матричном виде

$$\underline{I}_\alpha^I = \begin{bmatrix} \underline{C}_{\alpha I, I} & \underline{C}_{\alpha I, II} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{J}_I \\ \underline{J}_{I, II} + \Delta \underline{J}_{I, II} \end{bmatrix}, \quad (1)$$

$$\underline{I}_\alpha^{II} = \begin{bmatrix} \underline{C}_{\alpha II, I} & \underline{C}_{\alpha II, II} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{J}_{II, I} - \Delta \underline{J}_{I, II} \\ \underline{J}_{II} \end{bmatrix}, \quad (2)$$

где  $\underline{\mathbf{J}}_I$  – вектор-столбец внутренних задающих токов узлов первой подсистемы;  $\underline{\mathbf{J}}_{II}$  – вектор-столбец внутренних задающих токов узлов второй подсистемы;  $\underline{\mathbf{J}}_{I,II}$ ,  $\underline{\mathbf{J}}_{II,I}$  – векторы-столбцы задающих узловых токов во множестве граничных узлов подсистем;  $\Delta\underline{\mathbf{J}}_{I,II}$  – вектор-столбец множества задающих граничных токов, перетекающих через граничные узлы из подсистемы I в подсистему II при их объединении;  $\underline{\mathbf{C}}_{\alpha_{i,i}}$ ,  $\underline{\mathbf{C}}_{\alpha_{i,j}}$  – подблоки соответственно матриц собственных ( $i = I$  или II) и взаимных ( $j = I, II$  при  $j \neq i$ ) коэффициентов распределения деревьев подсистем разделенной схемы электрической системы.

Для обеспечения сохранения режима исходной и разделенной схемы электрической системы необходимо соблюдение на границе между подсистемами следующего условия

$$\Delta\underline{\mathbf{U}}_{I,II}^{\Pi} = \Delta\underline{\mathbf{U}}_{II,I}^I, \quad (3)$$

для которого на основании закона Ома с использованием токов ветвей деревьев подсистем, получаем

$$\Delta\underline{\mathbf{U}}_{I,II}^{\Pi} = \mathbf{C}_{0,I,II}^T \underline{\mathbf{Z}}_{\alpha_I} \underline{\mathbf{I}}_{\alpha_I}, \quad (4)$$

$$\Delta\underline{\mathbf{U}}_{II,I}^I = \mathbf{C}_{0,II,I}^T \underline{\mathbf{Z}}_{\alpha_{II}} \underline{\mathbf{I}}_{\alpha_{II}}. \quad (5)$$

В формулах (4), (5) компоненты  $\mathbf{C}_{0,I,II}$ ,  $\mathbf{C}_{0,II,I}$  – подблоки матриц коэффициентов распределения граничных узлов, соответствующих разомкнутым схемам подсистем-деревьям,  $\underline{\mathbf{Z}}_{\alpha_I}$ ,  $\underline{\mathbf{Z}}_{\alpha_{II}}$  – диагональные матрицы полных сопротивлений ветвей деревьев подсистем;  $\underline{\mathbf{I}}_{\alpha_I}$ ,  $\underline{\mathbf{I}}_{\alpha_{II}}$  – векторы-столбцы токов ветвей деревьев подсистем (при отсутствии э.д.с. в ветвях),  $T$  – операция транспонирования.

Совокупность уравнений в матричном виде (3)-(5) моделируют между подсистемами структуру связи, которая представляется вектором-столбцом граничных задающих токов

$$\Delta\underline{\mathbf{J}}_{I,II} = \Delta\underline{\mathbf{Z}}^{-1} \left[ \mathbf{C}_{0,I,II}^T \underline{\mathbf{Z}}_{\alpha_I} \left( \underline{\mathbf{C}}_{\alpha_{I,I}} \underline{\mathbf{J}}_I + \underline{\mathbf{C}}_{\alpha_{I,II}} \underline{\mathbf{J}}_{I,II} \right) - \mathbf{C}_{0,II,I}^T \underline{\mathbf{Z}}_{\alpha_{II}} \left( \underline{\mathbf{C}}_{\alpha_{II,II}} \underline{\mathbf{J}}_{II} + \underline{\mathbf{C}}_{\alpha_{II,I}} \underline{\mathbf{J}}_{II,I} \right) \right], \quad (6)$$

где  $\Delta\underline{\mathbf{Z}} = \mathbf{C}_{0,I,II}^T \underline{\mathbf{Z}}_{\alpha_I} \underline{\mathbf{C}}_{\alpha_{I,II}} + \mathbf{C}_{0,II,I}^T \underline{\mathbf{Z}}_{\alpha_{II}} \underline{\mathbf{C}}_{\alpha_{II,I}}$ ,  $\underline{\mathbf{Z}}_{\alpha_k}$  – диагональная матрица сопротивлений ветвей дерева ( $k$  принимает значения I или II).

Векторы-столбцы напряжений узлов подсистем моделируются зависимостями

$$\Delta\underline{\mathbf{U}}_I = U_0 \mathbf{e} - \mathbf{C}_{0,I}^T \underline{\mathbf{Z}}_{\alpha_I} \underline{\mathbf{I}}_{\alpha_I}, \quad (7)$$

$$\Delta\underline{\mathbf{U}}_{II} = U_0 \mathbf{e} - \mathbf{C}_{0,II}^T \underline{\mathbf{Z}}_{\alpha_{II}} \underline{\mathbf{I}}_{\alpha_{II}}, \quad (8)$$

где  $U_0$  – напряжение балансирующего узла между смежными подсистемами;  $\mathbf{e}$  – единичная диагональная матрица.

Матричные уравнения (1) – (8) в форме баланса узловых токов представляют математическую модель, позволяющую выполнять расчеты установившихся режимов больших электроэнергетических систем по иерархическому способу.

Если исходные узловые режимные параметры моделировать векторами-столбцами узловых мощностей  $\underline{\mathbf{s}}_j$ , то уравнения (1), (2) запишутся относительно продольных потоков мощностей ветвей и приобретут следующий вид

$$\underline{\mathbf{s}}_{\alpha}^I = \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{C}}_{\alpha_{I,I}} & \underline{\mathbf{C}}_{\alpha_{I,II}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{s}}_I \\ \underline{\mathbf{s}}_{I,II} + \Delta\underline{\mathbf{s}}_{I,II} \end{bmatrix}, \quad (9)$$

$$\underline{\mathbf{s}}_{\alpha}^{\Pi} = \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{C}}_{\alpha_{II,I}} & \underline{\mathbf{C}}_{\alpha_{II,II}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{s}}_{II,I} - \Delta\underline{\mathbf{s}}_{I,II} \\ \underline{\mathbf{s}}_{II} \end{bmatrix}, \quad (10)$$

где –  $\underline{S}_I, \underline{S}_{II}$  – векторы-столбцы внутренних задающих токов узлов соответственно первой и второй подсистем;  $\underline{S}_{I,II}, \underline{S}_{II,I}$  – векторы-столбцы задающих узловых мощностей во множестве граничных узлов подсистем;  $\Delta \underline{S}_{I,II}$  – вектор-столбец множества задающих граничных мощностей, перетекающих через граничные узлы из подсистемы I в подсистему II при их объединении.

С последних позиций, заменив в уравнениях (3)-(8) токовые составляющие на соответствующие мощности, формулы (3-8), (9), (10) представляют модель на основе баланса узловых мощностей. В силу нелинейности модели решение можно осуществить, привлекая численные методы, например, используя простой метод типа Зейделя или более сложные, но с быстрой в окрестности решения сходимостью, которую обеспечивают методы типа Ньютона.

В современных условиях технико-экономических отношений между производителями, транспортировщиками и потребителями электроэнергии расчеты электроэнергетических задач требуют исходные режимные параметры, обеспеченные более полной и достоверной информацией. В данной работе режимную узловую информацию высоковольтной или питающей системы моделируют в виде векторов-функций графиков полных мощностей (реже токовыми функциями)

$$\mathbf{s}(t) = [s_i(t)] = [p_i(t) + jq_i(t)] \quad (11)$$

Зависимости компонент узловых нагрузок рассматриваются в виде произведений  $p_i(t) = p_i f_i^P(t)$ ,  $q_i(t) = q_i f_i^Q(t)$  средних значений активных  $p_i$  и реактивных  $q_i$  мощностей и соответствующих функций  $f_i^P(t)$ ,  $f_i^Q(t)$ , средние значения каждой из которых за период времени T равны единице. Значения мощностей  $p_i, q_i$  извлекаются из баз данных оперативных информационных комплексов, функции  $f_i^P(t)$  моделируются на основе типовых графиков нагрузки, которые выбираются из технологических документов подстанций или электротехнических справочников, периодических или сезонных замеров.

Достоинства применения коэффициентов распределения в зависимости от различных режимных параметров (узловых мощностей, токов, и др.) для развития надежных и эффективных методов управления электроэнергетическими системами заключаются в ее универсальности как матрицы обобщенных параметров, формирование которой возможно с использованием других матриц (узловых сопротивлений, контурных проводимостей)[2], элементов теории графов, многополюсника, численных методов и др. Применение коэффициентов распределения в некоторых случаях позволяют заменить, используемых в настоящее время громоздких способов учета потерь мощности, электроэнергии, базирующихся на сложных итерационных процедурах, на более простые и точные.

При высокой точности решения данной задачи узловые нагрузки необходимо определять для всех ожидаемых режимов рассматриваемого интервала времени. Чтобы избежать множественных операций по вопросам замера и статистической обработке нагрузок, применялся современный математический аппарат, к которому относятся нейросетевые технологии[3].

Для моделирования нагрузок также использовались результаты работы гибридной искусственной нейросети с нечетким выводом[4]. В результате анализа поверхности, соответствующей системе нечеткого вывода или уровня суммарной ошибки обучения были получены приемлемые погрешности 2,5-2,8%, если замеры нагрузок традиционно осуществлялись сезонно. Если объем выборки данных ограничен (менее 500), то необходимы дополнительные мероприятия, связанные с увеличением базы исходных данных и выбора других нейросетевых конструкций.

С целью сопоставления работоспособности предлагаемой модели был выполнен расчет установившегося режима для электрической системы[1] в среде Visual Studio 2005 при условии режимных параметров (11). Результат решения был достигнут за одну итерацию, что позволяет данную модель развивать далее для применения к практическим расчетам. Использование элементов диакоптики для задачи расчетов потерь мощности(энергии) в больших системах снимет традиционный вопрос, связанный с большой размерностью задачи, что её позволит решать на более качественном уровне.

Интеграция численных методов с элементами аппарата искусственных нейронных сетей, диакоптики на основе коэффициентов распределения способствуют эффективности структурного, адресного анализа потерь мощности(энергии) и позволяют обоснованно проводить управление режимами и энергосберегающими технологиями в подсистемах больших электроэнергетических систем.

#### Список литературы:

1. Хачатрян В.С., Бадалян Н.П. Расчет установившегося режима большой электроэнергетической системы методом диакоптики //Электричество. – 2003. – №6. – С. 13–17.

2. Жуков Л.А., Стратан И.П. Установившиеся режимы сложных электрических сетей и систем: Методы расчетов. – М.: Энергия, 1979. – 416 с.
3. Хайкин С. Нейронные сети: полный курс. – М.: ИД Вильямс, 2006. – 1104 с.
4. Ярушкина Н.Г. Основы теории нечетких и гибридных систем: Учебное пособие. – М.: Финансы и статистика, 2004. – 320 с.

УДК 621.311.001.57

**Проблема адекватного моделирования электроэнергетических систем и ее решение**

*А.Ф. Прутик, Н.Ю. Рубан, М.В. Андреев, А.С. Гусев*  
 Томский политехнический университет, г. Томск, Россия  
 lex@tpu.ru

На основе анализа методов дискретизации для обыкновенных дифференциальных уравнений обосновываются сомнения о их пригодности для цели радикального решения проблемы моделирования электроэнергетических систем (ЭЭС). Под этой целью понимается обеспечение возможности непрерывного и методически точного воспроизведения в реальном времени и на неограниченном интервале всего диапазона режимов и процессов ЭЭС. Для её достижения предлагается современная концепция гибридного моделирования ЭЭС и средства её реализации.

Сравнивая результаты влияния колоссального прогресса компьютерной техники и технологии на области многомерных задач статики и динамики, становится явной значительная асимметрия этого влияния не в пользу последних. Существенно различная статистическая эффективность применения компьютерной техники при решении указанных равномерных задач однозначно определяет наличие методической причины. В целом эта причина известна и связана она с проблематикой численного интегрирования высокоразмерных, а тем более жёстких и нелинейных, систем дифференциальных уравнений, которыми описываются процессы в сложных динамических системах, в частности в ЭЭС.

Достаточно точная математическая модель средней по величине современной ЭЭС, с учётом допустимого частичного эквивалентирования, образует жёсткую нелинейную систему дифференциальных уравнений, дифференциальный порядок которой намного превышает  $10^3$ . Численное решение подобного рода систем уравнений с помощью различных методов дискретизации для обыкновенных дифференциальных уравнений, как правило, сопровождается быстрым накоплением ошибки и потерей устойчивости решения, а при минимально возможном шаге интегрирования приводит к осциллирующему решению. Поэтому, численный анализ ЭЭС практически всегда связан с необходимостью:

- а) глубокой декомпозиции единых и непрерывных режимов и процессов ЭЭС;
- б) значительного упрощения математических моделей элементов и ЭЭС в целом;
- в) ограничения интервала воспроизведения процессов.

Отмеченная выше методическая причина этой необходимости вытекает из определяющих условий применимости методов дискретизации для обыкновенных дифференциальных уравнений. Согласно теории практически используемых методов, основанных на аппроксимации вычисляемых значений дискретной последовательности степенными многочленами, удовлетворительное численное решение дифференциальных уравнений возможно при выполнении следующей совокупности условий [1]:

- а) условия Липшица  $\left| f(t, y_n) - f(t, y_j) \right| \leq L \left| y_n - y_j \right|$ , где  $y_n, y_j$  – любая пара значений из области

решения дифференциального уравнения  $\frac{dy}{dt} = f(t, y)$ , а  $L$  – константа Липшица;

- б) условия разложимости решения в ряд Тейлора в окрестности каждой точки дискретизации

$$y(t) = \sum_{p=0}^n \frac{y^{(p)}(t_n)}{p!} (t - t_n)^p + r_n(t) \quad , \quad \text{где } y^{(p)}(t_n) = \left. \frac{d^p y}{dt^p} \right|_{t=t_n} , \text{ а } r_n(t) - \text{остаточный член ряда Тейлора при его}$$

усечении до члена степени  $p$  ;

в) условия согласованности  $d = \max \left| \tilde{y}(t_n) - y(t_n) \right| \rightarrow O(h^p)$ , при  $h \rightarrow 0$ , где  $d$  – локальная ошибка аппроксимации,  $p$  – степень согласованности,  $O(h^p)$  – ошибка за счет отбрасывания членов

ряда Тейлора при его усечении,  $\tilde{y}(t_n)$  – дискретное значение решения,  $h$  – шаг интегрирования;

г) условия нуль – устойчивости, определяющего допустимые значения коэффициентов аппроксимирующего полинома и, соответственно, корней его характеристического полинома

$P(\xi) = \sum_{i=0}^k a_i \xi^i$  согласно которому все  $|\xi_i| \leq 1$ , а  $|\xi_i| = 1$  и должны быть только простыми;

д) условия обязательного ограничения интервала решения в соответствии с теоремой Далквиста

$$[2] \quad \left| \tilde{y}(t_n) - y(t_n) \right| \leq \frac{G}{1 - \left| h \frac{b_k}{a_k} \right| M} \times \left[ \left( 1 + \left| h \frac{b_k}{a_k} \right| M \right) d + \frac{t_n}{|a_k|} \left( \frac{\sigma}{h} + Kh^p \right) \right] e^{Gt_n}, \quad \text{где } G, M, K - \text{ константы,}$$

определяемые  $a_k$ ,  $b_k$  аппроксимирующего выражения и коэффициентами решаемого дифференциального уравнения,  $\sigma = \max |\sigma_n|$  – ошибка округления компьютера.

Из сопоставления математических моделей ЭЭС и условий их решения с теоретическими условиями и ограничениями применимости методов дискретизации для обыкновенных дифференциальных уравнений следует:

а. Динамические математические модели ЭЭС в целом плохо соответствуют условиям применимости методов дискретизации для обыкновенных дифференциальных уравнений, а конкретная оценка соответствия практически невозможна.

б. Принципиально присущая на каждом шаге численного интегрирования дифференциальных уравнений методическая ошибка и её трансформация от шага к шагу, приводящая нередко к её накоплению, в действительности всегда неизвестны. Поэтому, расчётная достоверность численного воспроизведения процессов оказывается неопределённой.

в. Удовлетворительное численное решение дифференциальных уравнений возможно только на ограниченном расчётном интервале, а повышение вероятности его получения связано с сокращением этого интервала.

Полученные выводы объясняют необходимость применяемых при численном анализе ЭЭС упрощений, ограничений и указывают на их неизбежность.

Причём эта необходимость усиливается с повышением жёсткости, дифференциального порядка и нелинейности решаемой системы уравнений, присущим увеличению точности математической модели ЭЭС.

Радикальное решение проблемы моделирования ЭЭС состоит в достижении возможности непрерывного и методически точного воспроизведения в реальном времени и на неограниченном интервале всего диапазона режимов и процессов ЭЭС. Учитывая непрерывную и дискретную сущность процессов в ЭЭС, неизбежным становится комплексный подход к решению проблемы моделирования ЭЭС, именуемый гибридным моделированием. За время существования этого научно-технического направления, создано значительное число разнообразных гибридных систем, в том числе специализированных для моделирования ЭЭС. В связи с всегда объективно существующим различием уровней и интенсивности развития объединяемых средств, главным принципом гибридизации являлась текущая оптимальность и эффективность разрабатываемой гибридной системы, которая оказывалась недолговечной. Данные обстоятельства, наряду с узкой специализацией, сложностью, длительностью и затратностью создания гибридных моделей ЭЭС, определяют замедленное развитие этого направления. Однако, для радикального решения проблемы моделирования ЭЭС другие пути в обозримой перспективе не просматриваются. Известный опыт создания гибридных моделей ЭЭС и достигнутый уровень аналоговой и цифровой микроэлектроники позволяют ставить и решать задачу создания современной концепции гибридного моделирования ЭЭС и средств её реализации. Главные положения этой концепции в краткой интерпретации состоят в следующем:

1. Основным принципом гибридизации объединяемых методов и средств является их естественная адекватность решаемым аспектам проблемы.

2. В связи со сложностью и спецификой современных ЭЭС базовыми объектами гибридизации являются математические методы и средства моделирования: аналоговые и цифровые, а физические рассматриваются и используются в качестве вспомогательных или дополнительных.



3. В соответствии с п.1 для непрерывного и методически точного решения в реальном времени и на неограниченном интервале систем дифференциальных уравнений применяется аналоговый способ их неявного интегрирования, единственно позволяющий осуществлять такое решение.

4. В соответствии с п.1 все логические функции, функции управления моделированием, а также отображения, преобразования и представления информации осуществляются цифровыми и программными методами и средствами.

5. Все виды элементов ЭЭС: генераторы, трансформаторы и т. д. воспроизводятся с помощью универсальных, для каждого вида элементов, высокоточных математических моделей, описывающих весь диапазон нормальных и аварийных режимов и процессов.

6. Согласно естественной структуре ЭЭС, состоящей из автономных элементов и узлов, которые образуются в результате соответствующей коммутации выключателей этих элементов, математическая модель каждого вида элементов ЭЭС локализуется путём преобразования входных/выходных математических переменных в соответствующие им трёхфазные модельные физические токи и напряжения, а сформированные таким образом трёхфазные входы/выходы оснащаются цифрууправляемыми аналоговыми ключами, обеспечивающими полный спектр нормальных и аварийных коммутаций на физическом уровне.

При этом, кроме адекватной автономности, исключается взаимокоммуникация математических переменных между математическими моделями элементов и обеспечивается естественная наращиваемость и изменение моделируемой ЭЭС, а также высокий уровень внешнего физического подобия и возможность, при необходимости, подключать к узлам модельные физические элементы и реальную аппаратуру.

7. Все схемотехнические решения ориентируются исключительно на применение интегральной микроэлектроники и возможность их более глубокой интеграции.

8. Созданное специализированное программное обеспечение в совокупности с аппаратурой образуют профессионально ориентированное автоматизированное рабочее место, способное работать во всевозможных автономных режимах и взаимодействовать в компьютерных сетях.

В Томском политехническом университете разработан реализующий данную концепцию всережимный моделирующий комплекс реального времени ЭЭС (ВМК РВ ЭЭС). ВМК РВ ЭЭС представляет собой параллельную, многопроцессорную, программно-техническую систему реального времени гибридного типа, объединяющую в себе адаптируемую совокупность специализированных гибридных процессоров всех элементов моделируемой схемы ЭЭС и информационно-управляющую систему. Комплекс позволяет адекватно воспроизводить на неограниченном интервале и в реальном времени все возможные режимы работы ЭЭС: нормальные, аномальные и аварийные.

Опыт эксплуатации созданных ВМК РВ ЭЭС полностью подтверждает все положения реализованной концепции. Инструментальная погрешность гибридных процессоров элементов ЭЭС, выполненных на дешёвых интегральных микросхемах, во всём диапазоне процессов (0÷1000 Гц), включая коммутационные перенапряжения, менее 1 %.

В настоящее время ведется работа по разработке модифицированных версий ВМК РВ ЭЭС с использованием новейших достижений интегральной микроэлектроники и программно-информационных технологий.

Поисковые научно-исследовательские работы проведены в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009 – 2013 годы.

#### **Список литературы:**

1. Холл Дж., Уайт Дж.. Современные численные методы решения обыкновенных дифференциальных уравнений: Пер.с англ./ Под.ред. А.Д. Горбунова. - М.: Мир, 1979. – 312 с.
2. Бабушка И., Витасек Э., Прагер М. Численные процессы решения дифференциальных уравнений: Пер. с англ./Под ред. Г. Е. Марчука – М.: Мир, 1969. - 368 с.
3. Хемминг Р.В. Численные методы: Пер.с англ./ Под.ред. Р.С. Гутера.-М.: Наука, 1968. - 400 с.

УДК 621.311.001

#### **Всережимное математическое моделирование релейной защиты типа ДФЗ-201**

***Н.Ю. Рубан, М.В. Андреев, А.Ф. Прутик***

*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

[kwazar329@mail.ru](mailto:kwazar329@mail.ru)

Определены и обоснованы факторы, оказывающие наибольшее влияние на функционирование средств релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПА). Рассмотрен оптимальный метод создания всережимных математических моделей этих средств. Представлены отдельные результаты разработки и исследований всережимного математического моделирования РЗ типа ДФЗ-201.

Ввиду сложности и специфики современных электроэнергетических систем (ЭЭС) основным путем получения информации о процессах в них является математическое моделирование. При этом в силу взаимосвязанности процессов в оборудовании ЭЭС для адекватного моделирования этих процессов необходимо достаточно полно и в реальном времени моделировать процессы не только в основном, но и во вспомогательном оборудовании, в т.ч. РЗ и ПА. Уровень решения этой задачи, в конечном счете, определяет правильность действий РЗ и ПА в ЭЭС.

Наибольшее влияние на функционирование РЗ и ПА оказывают измерительные трансформаторы, а также осуществляемые в конкретных реализациях средств РЗ и ПА различного рода преобразования, каждое из которых сопровождается погрешностями. Наибольший уровень этих погрешностей свойственен электромеханическим типам РЗ и ПА, которые содержат электромеханические реле электромагнитного и индукционного типа, а также промежуточные трансформаторы тока, трансреакторы и др. Основная погрешность измерительных и промежуточных трансформаторов, а также трансреакторов обусловлена наличием ветви намагничивания, которая должна быть учтена при создании адекватной модели РЗ и ПА.

Оптимальным методом создания математической модели является метод направленных графов [1], с помощью которого могут быть получены передаточные функции, позволяющие осуществить моделирование во временной или частотной области. В работе представлены отдельные результаты разработки математической модели защиты типа ДФЗ-201, а именно рассмотрена одна из ее наиболее значимых частей – измерительная часть защиты от несимметричных замыканий, включающая в себя: фильтры токов обратной и нулевой последовательностей, промежуточные трансформаторы тока обратной и нулевой последовательностей (ТТОП, ТТНП), выпрямители и поляризованные реле. Далее представлено математическое описание для одного из элементов фильтра токов обратной последовательности - промежуточного трансформатора тока TAL.

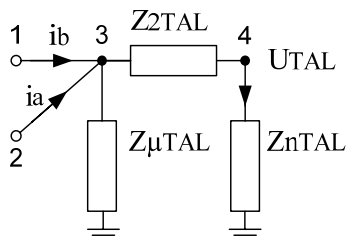


Рис. 1. Схема замещения промежуточного трансформатора тока TAL

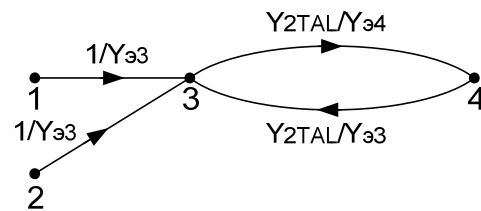


Рис. 2. Граф для схемы замещения промежуточного трансформатора тока TAL

Передаточные функции:

$$W_{1\_4TAL} = W_{2\_4TAL} = \frac{1}{1 - \frac{Y_{2TAL}}{Y_{e3}} \cdot \frac{Y_{2TAL}}{Y_{e4}}} \cdot \frac{Y_{2TAL}}{Y_{e4}}$$

где:

$$Z_{2TAL} = R_{2TAL} + p \cdot L_{2TAL}; \quad Z_{\mu TAL} = R_{\mu TAL} + p \cdot L_{\mu TAL}; \quad Z_{nTAL} = \frac{1}{3} Z_{1R1} -$$

сопротивления вторичной обмотки, ветви намагничивания и нагрузки

$$Y_{2TAL} = \frac{1}{Z_{2TAL}}; \quad Y_{\mu TAL} = \frac{1}{Z_{\mu TAL}}; \quad Y_{nTAL} = \frac{1}{Z_{nTAL}} - \text{проводимости ветвей}$$

$$Y_{e3} = Y_{2TAL} + Y_{\mu TAL}; \quad Y_{e4} = Y_{2TAL} + Y_{nTAL} - \text{эквивалентные проводимости узлов:}$$

Предварительная оценка рассмотренной математической модели выполнена в программе Matlab. Подобная проверка позволяет выявить возможные ошибки, а также оценить влияние различных элементов на работу модели в целом. На рис.3 представлена схема фрагмента математической модели защиты ДФЗ-201 в программе Matlab.

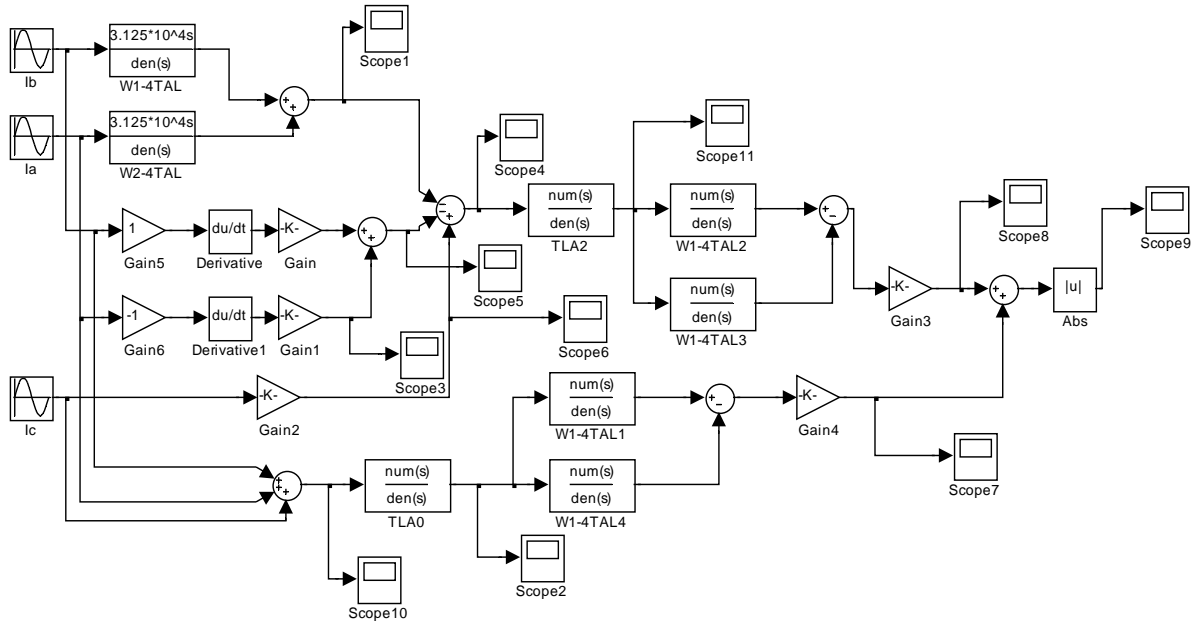


Рис. 3. Схема фрагмента математической модели ДФ3-201 в программе Matlab  
Результаты моделирования представлены на рис.4-7.

Нормальный режим:

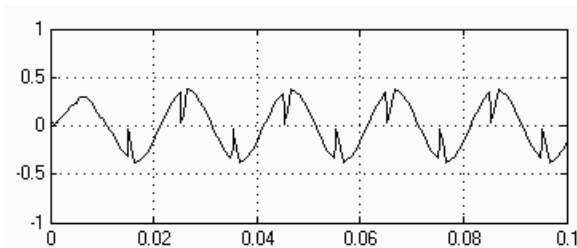


Рис. 4. Сигнал на входе промежуточного ТТОН

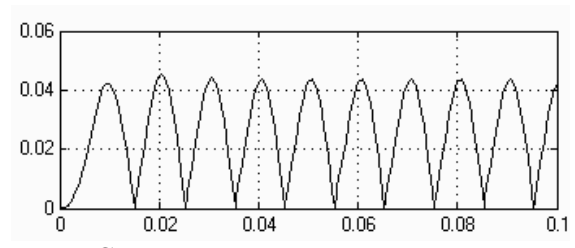


Рис. 5. Сигнал на входе поляризованного реле

Режим несимметричного к.з. в зоне срабатывания защиты:

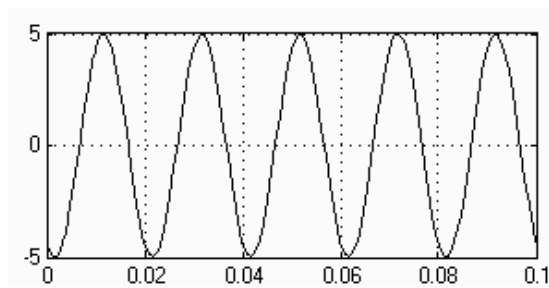


Рис. 6. Сигнал на входе промежуточного ТТНП

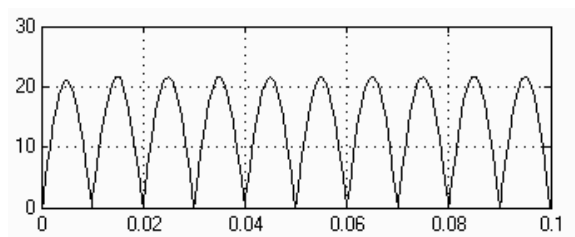


Рис. 7. Сигнал на входе поляризованного реле

Приведенные результаты подтверждают адекватность разработанной математической модели.

Работа выполнена при поддержке ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009-2013 годы.

Список литературы:

1. Дж. Абрахамс, Дж. Каверли. Анализ электрических цепей методом графов. М., «Мир», 1967.

УДК 621.311.42

**Прогнозирование параметров состояния силовых маслонаполненных трансформаторов с использованием теории техноценозов***Е.Ю. Сизганова, Т.М. Чупак**Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия**[YSizganova@sfu-kras.ru](mailto:YSizganova@sfu-kras.ru), [TChupak@sfu-kras.ru](mailto:TChupak@sfu-kras.ru)*

Показана возможность создания эффективной системы диагностики силовых маслонаполненных трансформаторов с использованием ценологических свойств инфраструктуры. Установлено, что хороший результат даёт применение теории структурно-топологической динамики ранговых распределений с разбивкой инфраструктуры на касты, и выбор метода прогнозирования для каждой касты индивидуально.

Исследования показывают, что ранняя диагностика трансформаторов и автотрансформаторов снижает расходы на ремонт на 75%, потери от недоотпуска электроэнергии на 63%, а ежегодная экономия составляет 2% от стоимости нового трансформатора. При этом в качестве оптимальных затрат на диагностику признается финансирование в размере 10-15% от стоимости оборудования. Это способствует разработке новых методов обнаружения дефектов на ранней стадии их развития, появляющихся в результате физического старения оборудования, кроме того, ранняя диагностика помогает своевременно разработать и выполнить ряд мероприятий по предотвращению аварийной ситуации, повышению коэффициента готовности оборудования для дальнейшей эксплуатации, сокращению времени простоя, затрат на ремонт и, как следствие, все это приводит к продлению срока службы оборудования.

Для создания эффективной системы диагностики необходимо точно знать действительную причину повреждений оборудования, то есть определить тот дефект, который привел к повреждению. Как правило, это достаточно сложная задача, однако без её решения невозможно исключить повторение повреждений. Существенно облегчает задачу понимание того, что необходимо искать, а для этого необходимо сформулировать общую идею, по которой поверяются частные решения.

Благодаря внедрению хроматографического анализа растворённых в масле газов (ХАРГ) может быть существенно уменьшен объем обслуживания трансформаторов за счет отмены обязательных периодических испытаний на отключенном оборудовании, повышена надежность эксплуатации трансформаторного оборудования. Так, по опыту эксплуатации ОАО Красноярскэнерго, из 400 трансформаторов 110 кВ и выше примерно 4 трансформатора в год выводятся в ремонты по результатам ХАРГ (примерно 1 %). Вскрытие и осмотр в 100 % случаев подтверждают наличие развивающихся дефектов.

Хроматографический анализ представляет собой типичный случай многопараметрического анализа. Однако в реальных условиях оценка состояния по результатам ХАРГ опирается на методы, основанные на превышении одной или нескольких составляющих предельных значений, то есть по сути является монопараметрической. Другим важным аспектом ограниченности возможностей ХАРГ является зависимость результатов от факторов, которые учесть детерминированными методами невозможно.

Метод определения граничных значений содержания газов по интегральной функции распределения, приведённый в «Методических указаниях по диагностике развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворённых в масле силовых трансформаторов» [1] не учитывает параметры, индивидуальные для каждой энергосистемы; при этом необходимо периодически пересматривать значения граничных концентраций газов, так как с течением времени оборудование стареет, часть оборудования заменяется на новое, совершенствуются средства и методы измерений.

При определении предельных значений концентрации газов не учитываются ценологические свойства инфраструктуры энергосистем, заключающиеся в том, что предельные значения концентрации газов, принимаемые по регламентирующим документам, не могут применяться одинаково для трансформаторов различных энергопредприятий. Закономерности содержания газов в силовых маслонаполненных трансформаторах каждой энергосистемы необходимо определять по статистическим данным, применяя ценологические положения, активно развивающиеся в настоящее время.

В целях принятия корректного решения о техническом состоянии оборудования возникает необходимость в прогнозе параметров состояния, определяющих его работоспособность.

Фактически смысл прогнозирования заключается в прогнозировании площади под ранговым Н-распределением, скорректированной во времени конфигурацией поверхности. Для надёжного прогнозирования необходимо использовать структурно-топологическую динамику – синтез Н-распределения путём прогноза траекторий концентрации газа трансформаторов.

Предлагаемая методика прогнозирования концентрации газов силовых маслонаполненных трансформаторов основывается на теории структурно-топологической динамики ранговых распределений [2].

Определяются границы кастовых зон (ноевой, пойнтер- и саранчовой). При этом используется критерий равного распределения ресурсов между кастовыми зонами, являющийся следствием закона оптимального построения техноценозов [3].

Для разработки моделей прогнозирования концентрации растворённых в масле газов силовых трансформаторов применяется экстраполяция – классический метод технического анализа, учитывающий сложившуюся тенденцию развития процесса (в данном случае динамика изменения содержания газа за определённый период предыстории) [4]. Обычно тенденция представима в виде гладкой кривой, которой соответствует некоторая функция времени. Эта кривая (тренд) характеризует основную закономерность динамики изменения параметра. Для нахождения параметров приближённых зависимостей между прогнозируемыми величинами по их эмпирическим значениям, используется метод наименьших квадратов. На его основе установлены виды уравнений, наилучшим образом описывающие динамику изменения параметра. Это могут быть полиномы разной степени, линейные уравнения. Методом наименьших квадратов рассчитываются коэффициенты уравнений и, затем, по уравнению для каждого ряда проводится прогноз на следующий период времени.

Прогнозирование концентрации газа для объектов **ноевой касты** осуществляется следующим образом:

1. На основании базы данных, результатов аппроксимации первых точек  $A_1^i$  и рангового показателя  $\beta^i$  ( $i = 1, 2, \dots, t$ ) определяются прогнозные значения на один временной интервал вперёд

$$\begin{aligned} A_1^{t+1} &= f(A_1^1, A_1^2, \dots, A_1^{t-1}, A_1^t), \\ \beta^{t+1} &= \psi(\beta^1, \beta^2, \dots, \beta^{t-1}, \beta^t). \end{aligned}$$

Для этого на динамику изменения первых точек и рангового показателя накладывается тренд; методом наименьших квадратов определяются коэффициенты уравнения. Далее вычисляются значения первой точки концентрации газа и ранговый показатель на следующий временной интервал. Определяются расчетные ранги за последний период предыстории

$$r_{\text{расч}} = \left( \frac{A_1^t}{A_r^t} \right)^{1/\beta^t}.$$

В табл. 1 представлены результаты расчётов прогнозирования для ноевой касты (с большим содержанием газа)

2. Прогнозируется содержание газа для всех точек ноевой касты

$$Y(r_{\text{расч}}) = A_i^{t+1} = \frac{A_1^{t+1}}{r_{\text{расч}}},$$

где  $i$  – объекты ноевой касты по порядку.

При прогнозировании концентрации газа объектов **пойнтер-касты** (со средним содержанием газа) должны учитываться техноценологические свойства инфраструктуры, сводящиеся в конечном итоге к понятию устойчивости гиперболических распределений. При этом прогнозируемое содержание газа  $k$ -го объекта может быть определено следующим образом:

$$A_k = \int_0^{\infty} \frac{A_0}{r^{\beta}} dr - \int_0^{\infty} \frac{A_{0k}}{r^{\beta_k}} dr,$$

где  $A_0$  и  $A_{0k}$  – значение концентрации газа для первой точки распределения с учётом и без учёта  $k$ -го объекта в инфраструктуре;  $\beta$  и  $\beta_k$  – соответствующие ранговые коэффициенты.

Для прогнозирования концентрации газа объектов, относящихся к **саранчовым кастам** (обладающих малым содержанием газа), весьма эффективным является применение соответствующих норм, которые остаются устойчивыми на протяжении ряда лет. Однако данные нормы могут уточняться по результатам кластер-анализа практически каждый год и включаться в общую базу данных.

Общий прогноз концентрации газов инфраструктуры в целом осуществляется на основе интерполяции основных параметров гиперболической формы рангового параметрического распределения по выражению:

$$A = \int_0^{\infty} \frac{A_{0n}}{r^{\beta_n}} dr,$$

где  $A_{0n}$  и  $\beta_n$  – прогнозные параметры распределения, определяемые на основе анализа временных рядов.

Таблица 1. Результаты прогнозирования для объектов ноевой касты

	Кол-во объектов ноевой касте	Номера в исходной базе данных	βп, о.е.	грасч	A(грасч) · 10 <sup>6</sup> , %	A(r)106, %
C2H4	2	10	1,1132	1	26872	26872
		13		1,36	19105,9	20212
CH4	2	10	1,1278	1	2417	2417
		13		1,26	1865	1818
CO2	3	13	0,6843	1	450021	450021
		2		2,68	228934	338472
		5		2,99	212858	311346
CO	4	5	0,5577	1	49187	49187
		18		2,40	30154	36995
		19		2,97	26821	34030
		2		3,23	25557	27825

Для прогнозирования концентрации газа использовано программное обеспечение [5]. Прогнозирование осуществлялось по статистическим данным девяти замеров на десятый временной интервал.

По полученным прогнозным значениям вычислена погрешность прогнозирования, %

$$\varepsilon = \frac{A_{\text{факт}} - A_{\text{прог}}}{A_{\text{прог}}} \cdot 100$$

В таблице 2 представлены результаты прогнозирования.

Таблица 2. Средняя ошибка общего прогноза концентрации газов

	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	CO
ε, %	11,6	15,5	15,0	12,3

Модель показывает достаточно хорошее совпадение для большинства случаев, несмотря на достаточно осторожный прогноз первой точки. Этот факт следует рассматривать как допустимость использования предложенной модели, а также подтверждает справедливость исходных положений и адекватность математического описания механизма формирования структурного разнообразия ценозов.

#### Список литературы:

1. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворённых в масле силовых трансформаторов. РД.153-34.0-46.302-00. –М.: АО ВНИИЭ, –2001.
2. Фуфаев, В. В. Структурно- топологическая устойчивость динамики ценозов / В. В. Фуфаев // Кибернетические системы ценозов: синтез и управление. – М.: Наука. – 1991. –С. 18–26.
3. Гнатюк, В. И. Закон оптимального построения техноценозов / В. И. Гнатюк. – М.: Центр системных исследований. – 2004. –272 с. <http://www.balnet.ru/~gnatukvi/ind.html>.
4. Горелова, В. Л. Основы прогнозирования систем / В. Л. Горелова, Е. Н. Мельникова. – М.: Высшая школа, –1986. – 267 с.
5. [http://gnatukvi.narod.ru/zip\\_files/task\\_mcd.zip](http://gnatukvi.narod.ru/zip_files/task_mcd.zip).

УДК 621.316.925

#### Анализ технической эффективности дифференциальной токовой защиты

*К.К. Снегирева, А.В. Шмойлов*

*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

*snegirevakaterina@sibmail.com, shm\_av@rambler.ru*

Рассматривается алгоритм оценки технического эффекта и технической эффективности дифференциальных токовых защит компонентов электрической сети энергосистемы. Дается анализ особенностей построения дифференциальных защит, обоснование составляющих технического эффекта: потенциально возможного эффекта – вероятности КЗ на защищаемом оборудовании или линии, также потерь: отказов срабатывания, излишних и ложных действий. Показано, что в современных вариантах построения дифференциальных токовых защит благодаря торможению в существенной степени снижаются потери излишних действий и отказов срабатывания, предлагается также вариант использования торможения для снижения ложных действий.

Функционирование дифференциальных токовых защит [1] принципиально отличается от работы всех других защит тем, что при КЗ в зоне действия по измерительному органу протекает так называемый дифференциальный ток, являющийся суммой токов всех источников, подтекающих к месту КЗ через границы области действия (концы линий, выводы оборудования), а при внешних КЗ через границу, ближайшую к месту КЗ, проходит сквозной ток, компенсирующий в измерительном органе токи всех источников, кроме источника, соединенного с местом внешнего КЗ у ближайшей границы. При точной настройке дифференциальной защиты электрически связанной цепи (сети) и отсутствии погрешностей датчиков тока, выделяющих область действия защиты, компенсация тока в измерительном органе является полной и дифференциальный ток в виде тока небаланса в измерительном органе оказывается равным нулю всегда, включая КЗ. Однако неидентичность погрешностей датчиков (трансформаторов) тока, другие факторы неидентичности (неточность коэффициентов трансформации выравнивающих трансформаторов), обуславливают токи небаланса, заметно отличные от нуля и которые пропорциональны сквозному току. Бросок большого и нерегулярного тока намагничивания, являющегося помехой дифференциальных токовых защит трансформаторов и автотрансформаторов, регулирование напряжения последних, существенно увеличивают помехи дифференциального тока, от которых защита должна быть отстроена. В реализациях современных дифференциальных токовых защит использованы разные мероприятия, снижающие помехи дифференциального тока или тока небаланса при внешних КЗ, бросках тока намагничивания при включении силовых трансформаторов и автотрансформаторов на холостой ход. Эффект снижения помех при этом достигается за счет быстрого действия. Поэтому наряду с чувствительным каналом, уставка которого отстраивается от небаланса дифференциального тока в рабочих режимах, и который функционирует замедленно, в дифференциальных токовых защитах трансформаторов и автотрансформаторов (ДТРЗ) предусматривают грубый быстродействующий канал без каких-либо мероприятий.

Функциональных потерь излишних действий при внешних КЗ дифференциальные токовые защиты электрически связанных цепей (генераторов, сборных шин) при идеальных трансформаторах тока принципиально не имеют, т.к. любая конечная уставка при этом вполне обеспечивает отстройку от ничтожного небаланса при внешних КЗ. Однако фактический небаланс, обусловленный используемыми реальными трансформаторами тока, пропорционален сквозному току при внешнем КЗ, и в случае превышения током небаланса уставки, будут фиксироваться функциональные излишние действия. Для чувствительного канала дифференциальных защит трансформаторов и автотрансформаторов уставка, отстроенная от малого небаланса рабочего режима, вполне вероятно может существенно превышать ток небаланса в дифференциальной цепи измерительного органа при внешних КЗ в определенной периферии сетей на всех сторонах. Чтобы снизить количество функциональных излишних действий и обеспечить высокую чувствительность в дифференциальных защитах используются различные виды торможения (загрубления) от сквозного тока, в том числе пропорциональное последнему при внешних КЗ. Торможение осуществляется путем автоматического увеличения значения уставки срабатывания защиты пропорционально доле от суммы протекающих токов в плечах защиты. Указанное позволяет обеспечить высокую чувствительность при малых токах внутреннего повреждения, также обеспечивает адекватное торможение при внешних КЗ, сопровождающихся протеканием разных, в том числе больших сквозных токов, когда может иметь место неадекватное насыщение измерительных трансформаторов тока в одном из плеч.

Потери технического эффекта за счет функциональных отказов срабатывания (когда уставка превышает дифференциальный ток при внутреннем КЗ) для весьма чувствительных современных дифференциальных защит будут незначительными. По этой причине потери ложных действий должны быть большими во всех режимах и процессах защищаемого оборудования и линий сети: в эксплуатационных режимах, при бросках тока намагничивания, в асинхронных режимах, формирующихся через защищаемые дифференциальными защитами силовые элементы.

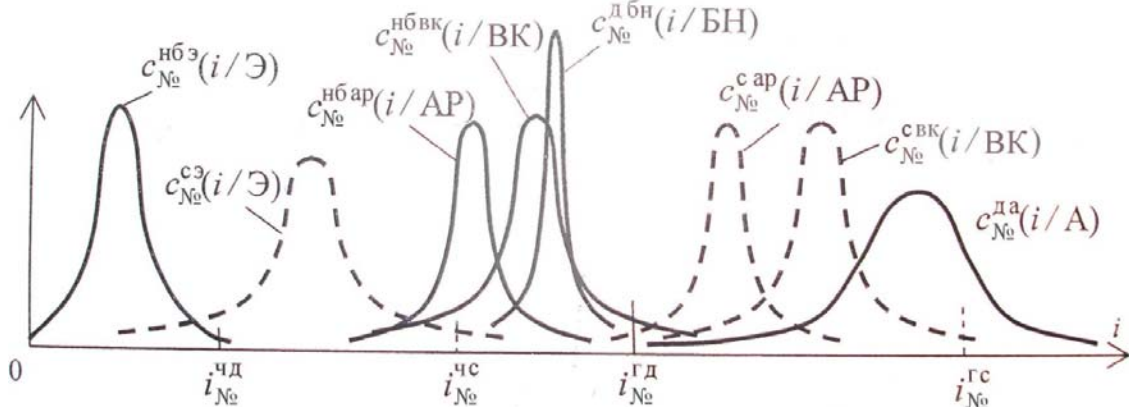
Следует отметить особенность дифференциальных токовых защит, состоящую в том, что отказы срабатывания и ложные действия при бросках тока намагничивания в соответствии со схемой построения защиты должны рассматриваться при естественном протекании в измерительном органе дифференциальных токов, а ложные действия в эксплуатационных режимах, при асинхронном режиме и излишние действия при внешних КЗ в измерительном органе обуславливают только небаланс (малый дифференциальный ток), образующийся разностью теоретически одинаковых сумм втекающих в зону действия защиты и вытекающих из нее больших по величине токов, которые являются сквозными токами или просто сквозным током. За границами зоны действия дифференциальной защиты имеют место только сквозные токи, в координатах которых может быть отображена уставка дифференциальной защиты (рис.1), определяющая излишние действия при внешних КЗ, ложные действия при асинхронном режиме и в эксплуатационных режимах. Формирование границ внешних элементов на оси токов рис.1 возможно, если будет найдено соответствие между величинами и уставками в координатах

дифференциальных и сквозных токов. Такое соответствие устанавливает существующая зависимость между дифференциальным током небаланса и сквозным током. Это соответствие может быть сформировано в виде коэффициента преобразования  $k_{пн\mathcal{N}_e д-с} = i_{с\mathcal{N}_e a} / i_{нб\mathcal{N}_e a}$  при максимальном сквозном токе  $i_{с\mathcal{N}_e a}$  внешнего КЗ на выводах оборудования (концах линии) или асинхронного режима к току небаланса  $i_{нб\mathcal{N}_e a}$ , найденному при этом же сквозном токе. С помощью этого коэффициента естественная уставка  $i_{\mathcal{N}_e}^д$  дифференциальной защиты в координатах дифференциального тока может быть преобразована в координаты сквозного тока, т.е.  $i_{\mathcal{N}_e}^с = k_{пн\mathcal{N}_e д-с} i_{\mathcal{N}_e}^д$ , которая может быть использована как уставка дифференциальной защиты при КЗ на внешних элементах сети.

Таким образом, технический эффект функционирования дифференциальных защит в том числе чувствительного канала дифференциальных защит трансформаторов и автотрансформаторов (верхний индекс «ч») через вероятности потенциального эффекта и потерь, аналогично техническому эффекту других защит, например, ступенчатых, будет в виде выражения:

$$E_{\mathcal{N}_e}^ч = p(A_{\mathcal{N}_e}) - p(O_{\mathcal{N}_e}^ч) - p(L_{\mathcal{N}_e}^{чэ}) - p(L_{\mathcal{N}_e}^{чар}) - p(L_{\mathcal{N}_e}^{чнам}) - p(I_{\mathcal{N}_e}^ч),$$

где буквой  $p$  обозначены вероятности событий,  $A$  – КЗ на защищаемом объекте  $\mathcal{N}_e$ ,  $O$  – функциональные отказы срабатывания дифференциальной защиты при внутреннем КЗ на защищаемом объекте,  $L$  – ложные,  $I$  – излишние действия данной защиты; нижний индекс  $\mathcal{N}_e$ , кроме защищаемого объекта, означает также номер дифференциальной защиты защищаемого объекта, а в верхнем индексе, кроме обозначения «ч», имеют место дополнительные обозначения:  $э$  – рабочего эксплуатационного состояния,  $ар$  – асинхронного режима,  $нам$  – броска тока намагничивания;



**Рисунок 1 – Условные плотности распределения (обозначение  $c$ ) вероятностей (ПРВ) параметра реагирования – тока  $I$  ДТРЗ трансформаторов и автотрансформаторов: суммарного или дифференциального тока плеч защиты (верхний индекс  $д$  при внутренних КЗ  $A$  и помехах или небалансах  $нб$  при внешних КЗ  $ВК$  и других возмущениях – сплошные линии); максимального сквозного тока (верхний индекс  $вк$  при внешних КЗ и  $э$  в рабочих режимах – пунктирные линии) в условиях эксплуатации (обозначение  $Э$  и верхний индекс  $э$ ), внешних КЗ (обозначение  $ВК$  и верхний индекс  $вк$ ), асинхронного режима (обозначение  $АР$  и верхний индекс  $ар$ ), помех броска тока намагничивания (обозначение  $БН$  и нижний индекс  $бн$ ), внутренних КЗ (обозначение  $A$  и верхний индекс  $д$ ). Уставки: чувствительного канала в координатах дифференциального  $i_{\mathcal{N}_e}^{чд}$  и сквозного  $i_{\mathcal{N}_e}^{чс}$  тока, грубого канала (дифференциальной отсечки) в координатах дифференциального  $i_{\mathcal{N}_e}^{гд}$  и сквозного  $i_{\mathcal{N}_e}^{гс}$  тока. Уставка  $i_{\mathcal{N}_e}^{гс}$  равна максимальному сквозному току, умноженному на коэффициент отстройки. Уставки  $i_{\mathcal{N}_e}^{чд}$  и  $i_{\mathcal{N}_e}^{гд}$  рассчитываются, в результате формируется отношение  $i_{\mathcal{N}_e}^{гс} / i_{\mathcal{N}_e}^{гд}$  (коэффициент преобразования), с помощью которого определяется**

$$\text{уставка } i_{\mathcal{N}_e}^{чс} = (i_{\mathcal{N}_e}^{гс} / i_{\mathcal{N}_e}^{гд}) i_{\mathcal{N}_e}^{чд}$$

Первая составляющая выражения  $p(A_{\mathcal{N}_e})$  – это потенциально-возможный эффект, на который рассчитывается устанавливаемая на защищаемом объекте дифференциальная защита как имеющая достаточно представительную статистику при КЗ на защищаемом объекте  $\mathcal{N}_e$  определяется выражением  $p(A_{\mathcal{N}_e}) = \omega_{\mathcal{N}_e} m(T_{\mathcal{N}_e})$ , причем  $\omega_{\mathcal{N}_e}$  – параметр потока повреждений защищаемого объекта (является справочно-каталожной величиной), а  $m(T_{\mathcal{N}_e})$  – средняя продолжительность обнаружения и отключения дифференциальной защитой КЗ на защищаемом объекте  $\mathcal{N}_e$ .



Из-за затруднения определения параметров потока неправильных действий защиты (нет представительных статистических данных) остальные составляющие (потери) определяются произведением условной вероятности интересующей потери при условии соответствующего состояния на безусловную вероятность этого состояния, а безусловную вероятность этого состояния возможно определить как произведение соответствующего параметра данного события на среднюю продолжительность работы ДТРЗ. Например:  $p(O_{N_0}^q) = p(O_{N_0}^q/A_{N_0})p(A_{N_0}) = p(O_{N_0}^q/A_{N_0})\psi_{N_0}m(T_{N_0})$ . Данный метод, предназначенный для определения остальных потерь, носит название метода селекции границ и интервалов исходных и выходных данных (СГИД) [2], разработанный в Томском политехническом университете. Потери отказов и ложных действий при бросках тока намагничивания определяются в координатах дифференциального тока, а ложных действий в эксплуатационных и асинхронных режимах и излишних действий при внешних КЗ – в координатах сквозного тока. В каждом из вычислений имеют место свои особенности. Так, при вычислении условной вероятности отказов срабатывания  $p(O_{N_0}^q/A_{N_0})$  для дифференциальной защиты оборудования по методу СГИД целесообразно использовать равномерный ЗРВ дифференциального тока при внутренних КЗ, т.к. определение этого тока возможно только при КЗ на выводах оборудования, а токи при КЗ в обмотках оборудования существующие энергетические расчетные вычислительные комплексы не определяют. Для определения условной вероятности ложных действий  $p(L_{N_0}^{q3}/\mathcal{E})$  в эксплуатационных режимах весьма естественным является применение нормального ЗРВ сквозного рабочего тока. Нахождение условной вероятности ложных действий  $p(L_{N_0}^{qnam}/HAM)$  при бросках тока намагничивания также требует нормального ЗРВ дифференциального тока, т.к. границы данных бросков весьма неопределенны. В то же самое время есть модельные и расчетно-экспериментальные данные о наблюдаемых минимальных и максимальных значениях броска тока намагничивания, которые логично рассматривать границами хвостовыми частей нормального ЗРВ, определяемых правилом трех сигм. Параметр потока бросков тока намагничивания однозначно можно принять равным параметру потока неустойчивых повреждений трансформаторов и автотрансформаторов, т.к. отключенное при каждом таком повреждении дифференциальной защитой данное оборудование включается во времени не иначе чем сначала с одной из сторон на холостой ход. Последнее обуславливает бросок тока намагничивания. Среднюю продолжительность бросков тока намагничивания можно принять в пределах 0,5 – 2 с. В течение этого времени броски тока намагничивания затухают.

ЗРВ обменных токов асинхронных режимов как сквозных для подсчета условной вероятности ложных действий  $p(L_{N_0}^{qap}/AP_{N_0})$  дифференциальной защиты при асинхронных режимах может быть принято как нормальным, так и равномерным. Параметр потока событий асинхронных режимов обычно определяется по средней их периодичности, а вероятность асинхронного режима – произведением указанного параметра потока и среднего времени работы автоматики ликвидации асинхронного режима.

При вычислении вероятности излишних действий дифференциальной защиты

$$p(I_{N_0}^q) = \sum_{t=1}^{n_t} \sum_{tc=1}^{n_{tc}} \left[ \frac{1}{2} p(D_{tc,1}^q/VK_{tc}^{N_0}) + p(O_{tc,1}^q/VK_{tc}^{N_0}) \right] p(VK_{tc}^{N_0})$$

следует учитывать действие  $D_{tc,1}^q$  и отказы срабатывания  $O_{tc,1}^q$  при внешних КЗ  $VK_{tc}^{N_0}$  на всех смежных присоединениях  $n_{tc}$ , подключенных ближайшим своим концом  $tc,1$  к соответствующему выводу  $t$  защищаемого объекта. Взаимодействие быстродействующей дифференциальной защиты с защитами смежных элементов возможно только с одновременными быстродействующими их ступенями и защитами. Однако благодаря жесткому дифференциальному принципу нереагирования на внешние КЗ, ни действия  $D_{tc,1}^q$ , ни отказы срабатывания  $O_{tc,1}^q$  защит смежных элементов принципиально не могут привести к функциональным излишним действиям дифференциальной защиты в идеальном случае отсутствия погрешностей аппаратуры. В реальных же случаях наличия небаланса, определяемого погрешностями преобразователей аппаратуры ДТРЗ, пропорциональных сквозному току, излишние действия дифференциальных защит (и в первую очередь чувствительных) в условиях действия и отказов срабатывания РЗ внешних объектов сети вполне возможны. Однако применяемые в настоящее время алгоритмы, методы и средства торможения позволяют при весьма большой начальной (без торможения) чувствительности существенно сократить, а в ряде случаев (абсолютное гарантированное торможение, применяемого в цифровых дифференциальных защитах, начиная с некоторого значения, большего номинального сквозного тока) практически полностью исключить потери излишних действий у современных дифференциальных защит. Незначительные потери обусловленные некомпенсированными случайными помехами функционирования остаются. Вычисление их можно

произвести с помощью приведенного выражения. Определение условных вероятностей  $p(D_{ic,1}^q / BK_{ic}^{No})$  и  $p(O_{ic,1}^q / BK_{ic}^{No})$  при этом осуществляется по методу СГИД, а параметр потока захвата пространства внешних элементов в зону действия дифференциальной защиты выполняется путем отыскания пересечения ее уставки в координатах сквозного тока при КЗ на внешних элементах. Средняя продолжительность состояния внешнего КЗ  $BK_{ic}^{No}$  при этом определяется уставкой по времени быстродействующей (верхний индекс «б») защиты  $m(T_{ic}^b)$   $ic$ -го внешнего присоединения. Тормозная характеристика дифференциальных защит, исходящая из начала координат, обеспечивает снижение также ложных действий. У современных дифференциальных защит трансформаторов и автотрансформаторов также обеспечена отстройка от функциональных ложных действий возможно с помощью учета четных гармоник (главным образом второй), содержащихся в большом количестве в броске тока намагничивания. Способ отстройки от броска тока намагничивания с помощью второй гармоники позволяет выполнить дифференциальную защиту с током срабатывания, меньшим номинального тока трансформатора, но имеет известные недостатки: существенное замедление срабатывания при КЗ в зоне и даже возможность отказа при больших кратностях тока КЗ, когда во вторичном токе глубоко насыщенных трансформаторов тока дифференциальной защиты появляются четкие гармоники. Во избежание отказа отключения поврежденного трансформатора дополнительно устанавливается грубая дифференциальная отсечка. Но, к сожалению, этот способ не позволяет полностью ликвидировать функциональные ложные действия дифференциальных защит.

#### Заключение

Представленный анализ формирования технического эффекта используемых дифференциальных релейных защит, показал адекватность вероятностного подхода для естественного отображения функционирования релейных защит и, как следствие, возможность качественной оценки настройки релейных защит сетей, основанной на количественной вероятностной мере. Этот анализ позволяет также оценить степень объективности принятого значения уставки, практическую ценность применяемых мероприятий, количественно определить степень оптимальности уставки по минимуму потерь или максимуму технической эффективности – отношению технического эффекта к потенциально возможному его значению (вероятности КЗ на защищаемом объекте).

#### Список литературы:

1. Циглер Г. Цифровая дистанционная защита: принципы и применение.- перевод с англ. Под ред. Дьякова А.Ф. – М.: Энергоиздат, 2005. –322с.
2. Шмойлов А.В., Кривова Л.В., Стоянов Е.И., Игнатъев К.В. Вероятностный метод селекции границ интервалов данных для задач электроэнергетики. – Изв. ВУЗов «Проблемы энергетики», 2008, № 7 – 8/1. – с. 146 – 157.

УДК 621.316

#### О наблюдаемости распределительных электрических сетей

*А.С. Степанов, В.И. Маругин*

*Северо-Кавказский государственный технический университет, г. Ставрополь, Россия  
stepas1955@mail.ru*

При постановке задачи обеспечения наблюдаемости для распределительных сетей напряжением 6-10 кВ предложено использовать понятие вероятностной наблюдаемости как наиболее точно отражающее специфику информационного обеспечения этих сетей и их современное состояние

В монографии [1] понятие наблюдаемости электроэнергетической системы (ЭЭС) трактуется как одно из информационных свойств, заключающееся в возможности системы предоставлять информацию о текущем состоянии, необходимую для управления ею. Главная задача обеспечения наблюдаемости - создание возможности управления режимом ЭЭС по результатам оценивания состояния [2] с целью обеспечения устойчивости, экономичности и надежности функционирования системы. При этом общее понятие наблюдаемости как совокупности условий, определяющих возможность получения решения задачи оценивания, дополнено следующими понятиями:

- нелинейной наблюдаемости, которое определяется условиями существования решения нелинейной системы уравнений;
- численной наблюдаемости, определяемой условиями сходимости решения;
- наблюдаемости линеаризованной модели, которая определяется существованием решения линеаризованной системы уравнений на каждом шаге решения нелинейной задачи оценивания состояния методами ньютоновского типа;

- топологической наблюдаемости, определяемой топологией электрической сети и размещением в ней измерительной аппаратуры;

-  $\varepsilon$ -наблюдаемости, зависящей от точности измерений и задаваемого порога погрешности  $\varepsilon$ .

Основными источниками информации о текущем режиме ЭЭС являются данные телеизмерений и телесигнализации (ТИ - ТС). В качестве источников информации в последнее время рассматриваются также данные автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) [3] и системы сбора информации нового поколения WAMS (Wide Area Measurement System) от измерительного оборудования PMU (Phasor Measurement Unit) [4].

Таким образом, проблему наблюдаемости системообразующих сетей ЭЭС можно признать основательно проработанной как в теоретическом, так и в практическом плане.

Несколько иное положение с обеспечением наблюдаемости сложилось к настоящему времени в распределительных сетях (РС) 6-10 кВ российских распределительных сетевых компаний. Для сетей этого класса характерно либо полное отсутствие систем сбора данных типа ТИ-ТС, либо, в лучшем случае, их наличие в центрах питания РС 6-10 кВ и на распределительных пунктах. В последнее время производится выборочное оснащение трансформаторных подстанций (ТП) 6-10/0,4 кВ электронными средствами учета электроэнергии, иногда объединяемыми в АИИС КУЭ. Поэтому с точки зрения классической теории наблюдаемости [1] подавляющее большинство современных российских РС являются топологически ненаблюдаемыми.

В работе [3] признается недопустимым использование как информации АИИС КУЭ для целей управления режимом сети, так и данных ТИ-ТС – для коммерческих расчетов с потребителями. Это утверждение, на наш взгляд, следует признать абсолютно верным для условий работы системообразующих сетей энергосистем и межсистемных связей, но необязательным для РС. Существует, как минимум, два отличия в условиях функционирования этих сетей, делающих допустимым использование информации АИИС КУЭ в целях обеспечения наблюдаемости и управления режимами РС. Это, во-первых, более низкие требования к быстродействию систем управления, а, во-вторых – несоизмеримо более низкая информатизация РС 6-10 кВ, для которых даже привычные в сетях 110 кВ и выше способы передачи информации не всегда возможны или пока не могут быть использованы.

Вместе с тем, распределительные линии 6 - 10 кВ и ТП 6-10/0,4 кВ являются последней ступенью сетей ЭЭС, граничащей с электросетями потребителей. Как отмечается в работе [5], «распределительная электрическая сеть представляет собой «интерфейс» между системой внутреннего электроснабжения потребителя и ЭЭС России, который во многом определяет надежность питания электроприемников потребителя».

В ряде директивных материалов ставится задача разработки в ближайшей перспективе алгоритмов и программ комплексной оптимизации оперативного управления режимами РС, в том числе и по критериям качества электроснабжения потребителей. Решение этих задач без обеспечения наблюдаемости распределительных сетей малоэффективно, а в некоторых ситуациях и практически невозможно. Поскольку на границе ведомственной принадлежности сетей особенно актуальными становятся вопросы не только надежности, но и обеспечения требуемых показателей качества электроэнергии, передаваемой потребителям, в частности, контроль отклонений напряжения, то одной из основных задач обеспечения наблюдаемости РС должно стать создание возможности мониторинга качества напряжения на шинах 0,4 кВ потребительских ТП.

Рассмотрение проблемы наблюдаемости РС должно быть увязано с особенностями построения и функционирования этих сетей. В отличие от системообразующих сетей ЭЭС возможности управления режимом в темпе процесса в РС ограничены изменением схемы сети с помощью телеуправляемых коммутационных аппаратов и автоматическим или ручным изменением уровня напряжения в центрах их питания. Топологические особенности РС, как структур древовидного типа с малыми сопротивлениями ветвей, также отличают их от сложнотопологических системообразующих сетей.

Древовидная структура РС с единственным источником питания (центром питания) предопределяет направление потоков мощности в сети. Это позволяет с большой долей вероятности оценивать параметры ее режима по информации устройств ТИ или АИИС КУЭ, установленных на головных участках распределительных линий и у наиболее удаленных и мощных потребителей. В связи с этим задача синтеза систем сбора данных (ССД) для РС (обеспечения ее наблюдаемости) заключается в определении таких мест в сети, установка информационных датчиков в которых обеспечивает наибольшее снижение расчетной погрешности или доверительных интервалов оценивания напряжения у потребителей.

В связи с этим для РС предлагается ввести понятие вероятностной или доверительной наблюдаемости, означающее возможность системы предоставлять информацию о текущем состоянии в форме доверительных интервалов режимных параметров, соответствующих некоторой вероятности. Такое понятие наблюдаемости применительно к задаче контроля качества напряжения согласуется с

нормами ГОСТ 13109-97 на показатели качества электроэнергии, которые также регламентируются в вероятностной форме.

В отличие от  $\varepsilon$ -наблюдаемости [1], зависящей от точности измерений и задаваемого порога погрешности, понятие вероятностной наблюдаемости применимо для ненаблюдаемых (в общепринятом смысле) сетей и определяется их топологическими и режимными особенностями (в том числе и погрешностями измерений), а также методом решения задачи оценивания состояния.

Поскольку наращивание средств ТИ и АИИС КУЭ связано со значительными капиталовложениями, возникает проблема рационального их размещения для обеспечения хотя бы не классической, но вероятностной наблюдаемости сети.

В работе [6], например, в качестве целевой функции задачи оптимизации структуры ССД, обеспечивающей наблюдаемость ЭЭС, предложена суммарная длина каналов связи. Если же решается оптимизационная задача обеспечения вероятностной наблюдаемости, то в качестве целевой функции может быть предложена величина максимальной погрешности оценивания или ширина доверительного интервала напряжения на шинах 0,4 кВ потребительских ТП. Тогда можно поставить и решить задачу синтеза такой ССД, которая обеспечивала бы приемлемый уровень вероятностной наблюдаемости при наименьшем необходимом количестве информационных датчиков.

При этом могут рассматриваться две постановки задачи синтеза ССД:

- Проектная, когда ССД создается с целью обеспечить заданный уровень наблюдаемости.
- Эксплуатационная, когда ССД создается в условиях ограниченных ресурсов (финансовых средств или количества информационных датчиков и каналов связи).

В качестве метода решения задачи вероятностного оценивания состояния РС может быть использован метод эквивалентных четырехполосников [7, 8], выгодно отличающийся от методов ньютоновского типа безусловной сходимостью и быстродействием.

Настоящая работа подготовлена по результатам выполнения госконтракта № 02.740.11.0069 от 11.06.2009, заключенного с Федеральным агентством по науке и инновациям в рамках ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009-2013 годы.

#### **Список литературы:**

1. Гамм А.З., Голуб И.И. Наблюдаемость электроэнергетических систем. – М.: Наука, 1990. – 200 с.
2. Гамм А.З., Герасимов Л.Н., Голуб И.И. и др. Оценивание состояния в электроэнергетике. - М.: Наука, 1983. - 302 с.
3. Осика Л.К. Информационные технологии диспетчерского управления в условиях функционирования оптового рынка электроэнергии и мощности // Электрические станции.- 2003.- № 3.- С. 2-8.
4. Коркина Е.С. Развитие методов оценивания состояния ЭЭС на основе интеграции данных SCADA и РМУ/ Автореф. дис. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук.- Иркутск.- 2009.- 26 с.
5. Осика Л.К. Требования к распределительным электрическим сетям в условиях рыночных преобразований энергетики // Промышленная энергетика.- 2004.- №10.- С.7-16.
6. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем.- М.: Наука, 1976.- 220 с.
7. Степанов А.С., Ермолаев А.Ю. Безытерационный расчет режима распределительной сети // Известия ВУЗов и ЭО СНГ. Энергетика.- 1996.-№1-2.- С.26-29.
8. Степанов А.С. Местные электрические сети 6-10 кВ: методы и алгоритмы расчета, анализа и управления / Благовещенск: Изд. АмГУ, 2001.-136 с.

УДК 621.311.001.57

**Всерезжимный диспетчерский тренажёр и советчик диспетчера на основе всережимного моделирующего комплекса реального времени электроэнергетических систем (ЭЭС) и оперативно-информационного комплекса ЭЭС**

***С.В. Свечкарев, И.С. Гордиенко, А.Ф. Прутик***

*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

*lex@tpu.ru*

В работе предлагается и реализуется применение гибридного моделирующего комплекса ЭЭС вместе с оперативно-информационным комплексом ЭЭС в качестве всережимного диспетчерского тренажера и советчика диспетчера реального времени.

Одной из наиболее сложных и актуальных проблем создания высокоадекватных тренажеров диспетчерского персонала ЭЭС является обеспечение всережимной адекватности и реального масштаба времени [1, 2]

Обозначенный ВМК РВ ЭЭС представляет собой созданную на основе современной концепции всережимного моделирования ЭЭС в реальном времени ЭЭС специализированную параллельную, многопроцессорную программно-техническую систему гибридного типа, состоящую из адаптируемой совокупности специализированных гибридных процессоров (СПП) моделируемых элементов ЭЭС, объединённых информационно-управляющей системой (ИУС) на базе РС и профессионально-ориентированного высокоуровневого, специализированного программного обеспечения (СПО).

Каждый СПП осуществляет непрерывное и методически точное решение в реальном времени и на неограниченном интервале системы дифференциально-алгебраических уравнений высокоточной математической модели, универсальной для данного вида моделируемых элементов ЭЭС, а так же преобразование входных-выходных аналоговых математических переменных в соответствующие им трёхфазные физические модельные токи и напряжения и обеспечивает на физическом уровне все трёхфазные симметричные и несимметричные коммутации. Управление параметрами математической модели, коммутациями и в целом моделированием, а так же отображение, представление результатов и процессов осуществляется посредством ИУС с помощью РС и установленного на нём СПО, адаптированного для информационного взаимодействия в компьютерных сетях. В результате ВМК РВ ЭЭС позволяет осуществлять непрерывное и методически точное воспроизведение в реальном времени и на неограниченном интервале полного спектра нормальных и аварийных режимов и процессов моделируемой ЭЭС. Если в базу данных ВМК РВ ЭЭС импортировать по компьютерной сети телеизмерения (ТИ) и телесигналы (ТС) ОИК ЭЭС, то на основе этих данных ВМК РВ ЭЭС может осуществлять непрерывное и автоматическое отслеживание текущего схемно-режимного состояния моделируемой ЭЭС. Таким образом, ВМК РВ ЭЭС становится параллельно работающим с моделируемой ЭЭС её высоко подобным динамическим аналогом, который может использоваться для решения любых задач с начальными условиями непрерывно соответствующими текущему режиму ЭЭС. Помимо прочих задач, указанное взаимодействие ОИК ЭЭС и ВМК РВ ЭЭС является эффективной основой для использования последнего в качестве всережимного динамического тренажёра и советчика диспетчера реального времени, оперативного персонала различного уровня.

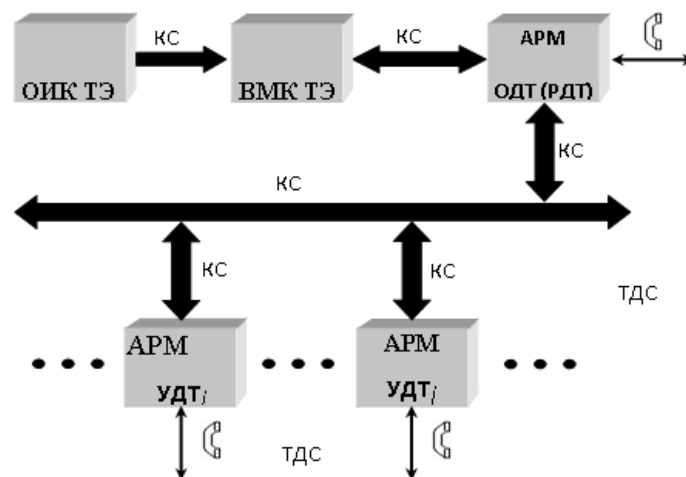


Рис. 1. Функциональная схема всережимного динамического тренажёра и советчика диспетчера реального времени: АРМ УДТ и АРМ ОДТ (РДТ) – автоматизированные рабочие места участников и оператора (руководителя) диспетчерских тренировок, соответственно; ТДС – телефонная диспетчерская связь; КС – компьютерная сеть

При этом РС ВМК РВ ЭЭС являясь информационно-управляющим сервером с широкими и разнообразными возможностями интерактивного, программного и комбинированного управления всеми объектами ЭЭС: выключателями и короткозамыкателями, (включая пофазное управление), системами автоматического управления возбуждением и турбин, нагрузками, коэффициентами трансформации и т.д., а так же представления и отображения результатов и процессов, становится прототипом автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора или руководителя тренировки, которому открыт доступ ко всем этим возможностям. Реально, программное обеспечение данного АРМ отличается от СПО только наличием дополнительных программных инструментов, характерных для данного его применения. Для участников тренировки (клиентов) в компьютерной сети создаются аналогичные АРМ, но с возможностями управления и с информационной видимостью, ограничиваемой по выбору, согласно оперативному статусу клиента.

Кроме этого, для каждого клиента предусматривается привычная для него рабочая форма динамической панели управления объектами и отображения видимого им объёма схемно-режимной информации.

В соответствии с изложенными принципами и на основе созданного ранее ВМК Тюменской энергосистемы (ВМК ТЭ) и ОИК ТЭ разработан всережимный динамический тренажёр и советчик диспетчера реального времени, функциональная схема которого представлена на рис.1.

После включения режима информационной взаимосвязи по компьютерной сети ОИК ТЭ и ВМК ТЭ, в последнем автоматически устанавливается и отслеживается текущее схемно-режимное состояние ТЭ. В качестве исходного схемно-режимного состояния ВМК ТЭ может быть так же выбрана любая ретроспектива из архива.

Процесс установления и отслеживания режима может отображаться по выбору оператора разнообразными динамическими панелями наблюдения и управления (ДПНУ), одна из которых в виде осциллографа текущего режима представлена на рис.2.

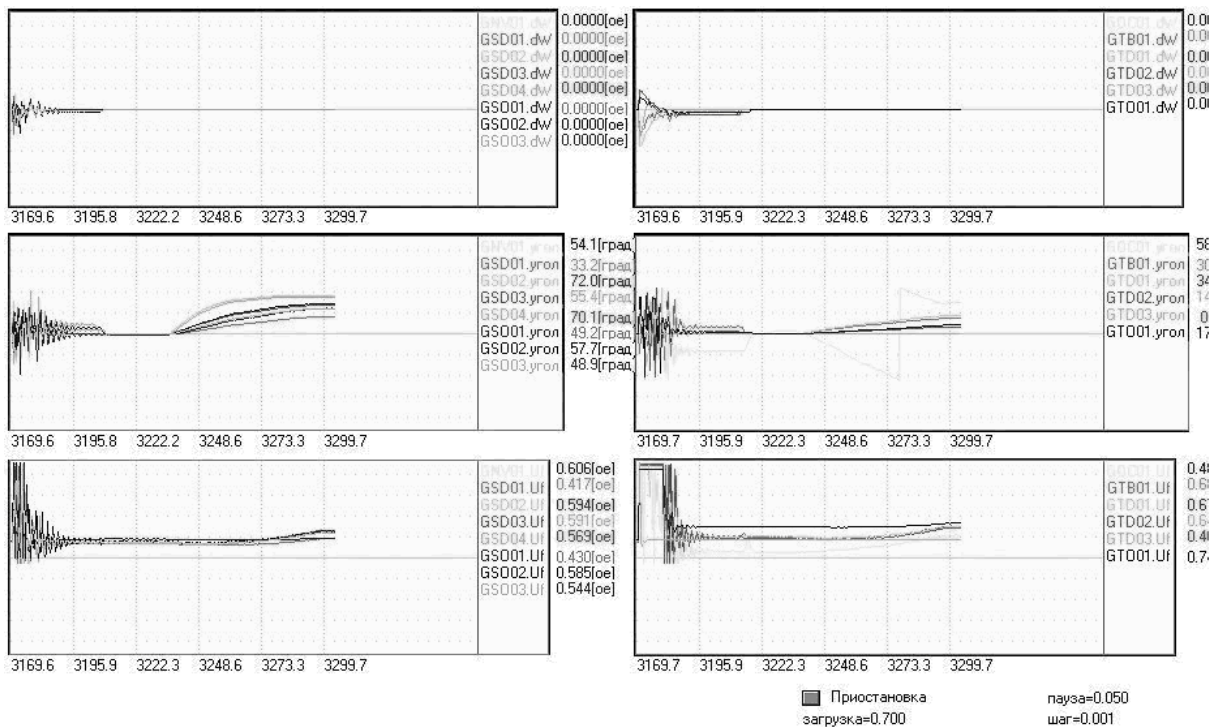


Рис. 2. Осциллограф текущего режима

Представленная на рис.3 панель управления сценарием, позволяет запускать сценарий, задавать пошаговый режим его выполнения, а так же открывать любые нужные ДПНУ. Последнее осуществляется с помощью именованных кнопок панели управления сценарием. Активизация переходов к выбранным ДПНУ отображается на панели управления сценарием изменением цвета стрелок между соответствующими кнопками. В строке сообщений для оператора (руководителя тренировки) выводится текущая и последующая информация об этапах сценария, если этот сценарий был создан заранее и выбран из библиотеки.

Если клиент лишён права осуществлять необходимые по ходу сценария управляющие воздействия или клиент осуществляющий их не участвует в тренировке, то распоряжения, отданные по ТДС, попадают к оператору который их выполняет, имитируя незадействованных в тренировке участников.

Необходимые по сценарию короткие замыкания, обрывы, отказы, и т.д., действия релейной защиты и автоматики, противоаварийной автоматики и пр., выполняются или автоматически программными процедурами, или интерактивно оператором, в зависимости от сценария.

Рассмотренный тренажёр прошёл демонстрационные испытания в ОАО Тюменьэнерго и в настоящее время готовится к вводу в эксплуатацию.

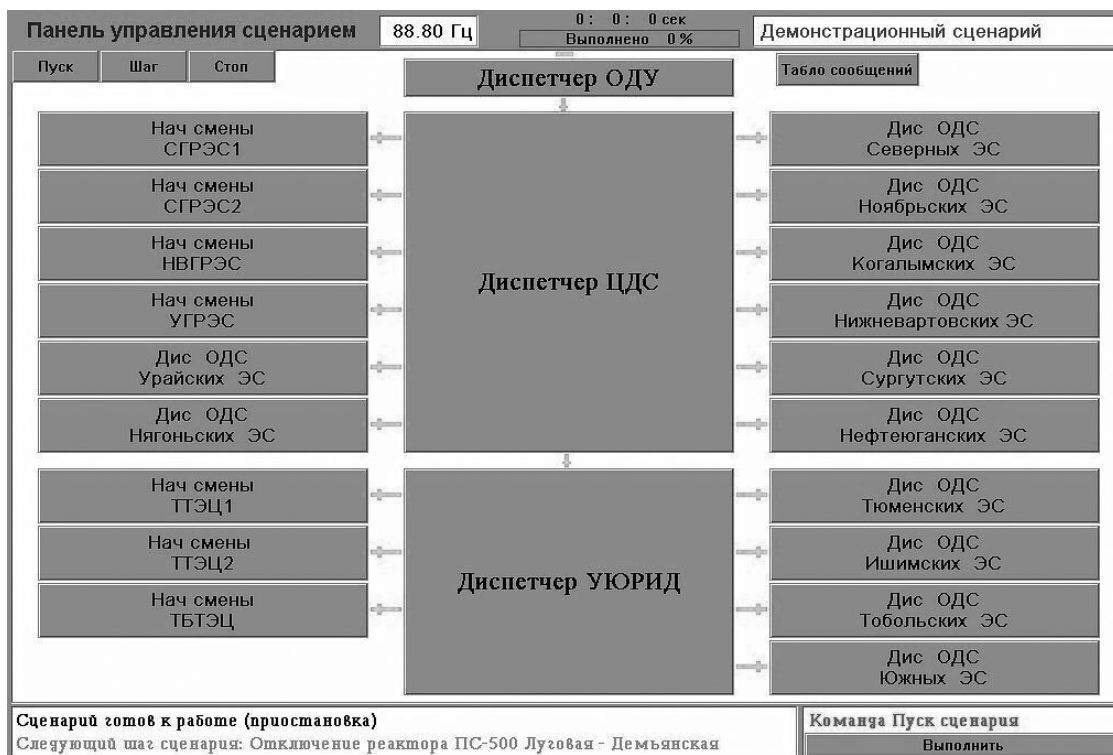


Рис.3. Панель управления сценарием

Поисковые научно-исследовательские работы проведены в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009 – 2013 годы.

#### Список литературы:

1. Меркурьев Г.В. Оперативно-диспетчерское управление энергосистемами. // Методическое пособие. Издание центра подготовки кадров энергетики, Санкт-Петербург, 2002, 117с.
2. Debs and C. Hansen. "The EPRI-OTS as the Standard for Training and Studies in the New Era: Strategy for Global Application." Presentation at the First Asia Pacific Conference on Operation and Planning Issues in the Emerging Electric Utility Environment, sponsored by EPRI, Kuala Lumpur, Malaysia, 1997.

УДК 621.316.925

### Техническая эффективность основных ступеней дистанционных релейных защит высоковольтных линий

*Чан Хоанг Куанг Минь, А.В. Шмойлов*

*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

*[thqminhkt@gmail.com](mailto:thqminhkt@gmail.com), [shm\\_av@rambler.ru](mailto:shm_av@rambler.ru)*

Рассматривается алгоритм оценки технического эффекта и технической эффективности основных (первой и второй) ступеней дистанционной релейной защиты линий. Дается обоснование составляющих данных выражений: коротких замыканий на защищаемой линии как потенциально возможного эффекта, также потерь: отказов срабатывания излишних и ложных действий. Особое внимание уделено излишним действиям через действия и отказы срабатывания предыдущих защищаемой линии элементов сети и ложным действиям в эксплуатационных условиях.

Среди релейных защит (РЗ) большой удельный вес занимают дистанционные РЗ линий. Дистанционные РЗ являются основными защитами в магистральных и объединенных распределительных высоковольтных сетях, использующихся для защиты от многофазных КЗ и однофазных КЗ на землю [1]. Особенность дистанционной РЗ состоит в реагировании на конструктивный параметр сопротивления от места установки аппаратуры на концах линии до места КЗ, который подчиняется на каждом однородном участке наиболее простому равномерному закону распределения вероятностей (ЗРВ) на пространстве этого участка (плотность распределения вероятностей (ПРВ) данного ЗРВ на участке представляет собой обратную величину длины участка). Поэтому целесообразно алгоритм технической эффективности строить с обязательным сохранением использования равномерного ЗРВ. Эта рекомендация относится ко всем ступеням дистанционной защиты (ДЗ), однако наиболее просто и однозначно она реализуется при

замерах сопротивлений до мест КЗ на защищаемой двухконцевой линии без учета поперечных проводимостей. Анализ также показывает, что равномерное распределение достаточно приемлемо для межобмоточных сопротивлений трансформаторных элементов. Последнее правомерно, т.к. значения напряжений относительно земли пространства между выводами обмоток в рабочих режимах логично предположить несильно изменяющимися, а следовательно, должно быть практически равновероятное распределение виртуальных КЗ на пространстве между данными выводами и, следовательно, равномерное распределение межобмоточных сопротивлений от выводов обмоток до возможного места данных КЗ. Что касается лучевых сопротивлений звездчатых преобразований многоугольников из межобмоточных сопротивлений, то распределение вероятностей сопротивлений частей этих лучей от выводов обмоток до виртуального места КЗ следует принять также равномерным как составляющих равномерно распределенных межобмоточных сопротивлений. Равновероятное распределение КЗ по пространству участков и межобмоточных сопротивлений и соответственно равномерный ЗРВ сопротивлений от концов линий, выводов трансформаторных элементов – это замечательное свойство параметра сопротивления проводников при одинаковом напряжении по пространству проводника, которое обуславливает независимость названного свойства от режимных параметров. Данное свойство обеспечивает наиболее простое и точное определение вероятностных характеристик функциональной зависимости КЗ и сопротивлений до возможного места КЗ по методу селекции границ интервалов данных (СГИД) [2,3], причем независимо от вероятностных характеристик аргументов.

Далее рассматривается техническая эффективность основных ступеней дистанционных РЗ высоковольтных линий от междуфазных и однофазных КЗ в предположении, что вероятностные составляющие определяются по методу СГИД, причем аппаратные отказы не учитываются, как не определяющие эксплуатационные условия. Технический эффект  $E$  в вероятностной форме для основных ступеней ДЗ №,1 (рис.1) при междуфазных КЗ и однофазных КЗ на землю может быть представлен выражением:

$$E_{№,1}^{I,II(m,1)} = p(A_{№}^{I,II(m,1)}) - p(O_{№,1}^{I,II(m,1)}) - p(L_{№,1}^э) - p(L_{№,1}^{ap(m,1)}) - p(L_{№,1}^{нф(1)}) - p(I_{№,1}^{I,II(m,1)}),$$

где буквой  $p$  обозначены вероятности событий:

$A$  – КЗ на защищаемой линии,  $O$  – отказов срабатывания,  $L$  – ложных,  $I$  – излишних действий; нижние индексы означают: № – номер защищаемой линии, цифра 1 через запятую – обозначение ее конца  $k=1$ ;

верхние индексы: римская цифра I,II – обозначение первой и второй ступеней ДЗ, (m,1) – междуфазных и однофазных КЗ, э – рабочих или эксплуатационных состояний, ар – асинхронных режимов, нф – неполнофазных режимов.

Первая составляющая выражений  $p(A_{№}^{I,II(m,1)})$  – это потенциально-возможный эффект, на который рассчитывается ДЗ, а остальные – соответствующие потери.

Первая составляющая технического эффекта  $p(A_{№}^{I,II(m,1)})$  как имеющая достаточно представительную статистику при КЗ на защищаемой линии определяется выражениями:

$$p(A_{№}^{I,II(m,1)}) = \omega_{№}^{I,II(m,1)} m(T_{№,1}^{I,II(m,1)}) \quad \omega_{№}^{(m)} = \omega_{№} - \omega_{№}^{(1)} = \omega_y^{№} [1 - p(K1)] \frac{l_{№}}{100}, \quad \omega_{№}^{(1)} = \omega_y^{№} p(K1) \frac{l_{№}}{100},$$

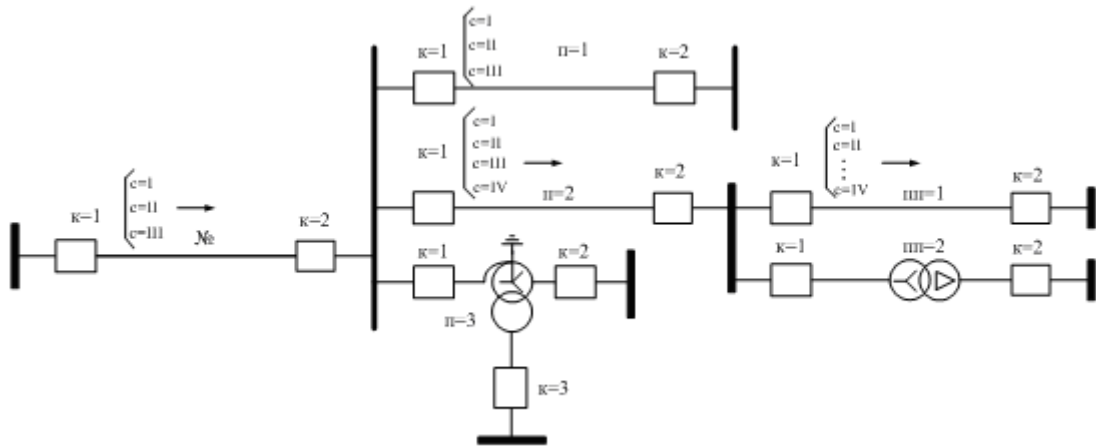
где  $\omega_{№}^{(m)}$  – параметр потока многофазных КЗ на защищаемой линии №,  $\omega_{№}^{(1)}$  – то же самое при однофазных КЗ, на защищаемой линии №,  $p(K1)$  – среднее значение вероятности однофазных КЗ в высоковольтных сетях,  $l_{№}$  – длина в км защищаемой линии,  $m(T_{№,1}^{I,II(m,1)})$  – средние продолжительности обнаружения и отключения КЗ для первой и второй ступени ДЗ при междуфазных и однофазных КЗ (фактически ее уставка по времени),

Остальные составляющие (потери) определяются произведением условной вероятности интересующей потери при условии соответствующего состояния на безусловную вероятность этого события. Так, вероятность отказов срабатывания определяется выражением  $p(O_{№,1}^{I,II(m,1)}) = p(O_{№,1}^{I,II(m,1)}) / A_{№}^{I,II(m,1)} p(A_{№}^{I,II(m,1)})$ , а вероятность ложных действий при асинхронных режимах –

$$\text{выражениями: } p(L_{№,1}^{ap(m,1)}) = p(L_{№,1}^{ap(m,1)}) / AP_{№} p(AP_{№}), \quad p(AP_{№}) = \omega_{№}^{ap} m(T_{№}^{алар}), \quad \omega_{№}^{ap} = \frac{1}{m(T_{мар})},$$

где  $AP_{№}$  – событие асинхронного режима по защищаемой линии,  $\omega_{№}^{ap}$  – параметр потока  $AP_{№}$  в предположении экспоненциального ЗРВ времени между этими событиями,  $m(T_{мар})$  – средняя продолжительность между наблюдаемыми событиями возникновения асинхронных режимов, фиксируемая отчетной статистикой,  $m(T_{№}^{алар})$  – средняя продолжительность (уставка времени) действия автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР).





**Рис. 1. Размещение релейных защит в сети: на линиях №,  $p=1, p=2, \Pi=1$  с концами  $\kappa=1$  и  $\kappa=2$ ; на автотрансформаторе  $\Pi=3$  с выводами  $\kappa=1, \kappa=2, \kappa=3$ , и двухобмоточном трансформаторе  $\Pi=2$  с выводами  $\kappa=1, \kappa=2$ , также обозначениями  $c=I, c=II, c=III, c=IV$  – ступеней ступенчатых защит, обозначения основных защит с жестким выделением области действия совпадают с обозначениями защищаемых силовых компонентов №,  $p=1, p=2, p=3, \Pi=1, \Pi=2$**

Вероятность излишних действий первой и второй ступеней определяются по выражениям:

$$- \text{ для первой ступени } p(I_{\text{№},1}^{I(m,1)}) = \sum_{p=1}^{n_p} \left[ \frac{1}{2} p(D_{\text{п},1}^{B(m,1)} / BK_{\text{п}}^{\text{№},1,I(m,1)}) + p(O_{\text{п},1}^{B(m,1)} / BK_{\text{п}}^{\text{№},1,I(m,1)}) \right] p(BK_{\text{п}}^{\text{№},1,I(m,1)}),$$

$$\text{ где } D_{\text{п},1}^{B(m,1)} = D_{\text{п},1}^{I(m,1)} + D_{\text{п},1}^{\partial(m,1)} + D_{\text{п},1}^{I(4,1)}, \quad O_{\text{п},1}^{B(m,1)} = O_{\text{п},1}^{I(m,1)} + O_{\text{п},1}^{\partial(m,1)} + O_{\text{п},1}^{I(4,1)},$$

$$- \text{ для второй ступени } p(I_{\text{№},1}^{II(m,1)}) = \sum_{p=1}^{n_p} \left[ \frac{1}{2} p(D_{\text{п},1}^{II(m,1)} / BK_{\text{п}}^{\text{№},1,II(m,1)}) + p(O_{\text{п},1}^{II(m,1)} / BK_{\text{п}}^{\text{№},1,II(m,1)}) \right] p(BK_{\text{п}}^{\text{№},1,II(m,1)}),$$

$$\text{ где } D_{\text{п},1}^{II(m,1)} = D_{\text{п},1}^{II(m,1)} + D_{\text{п},1}^{II(4,1)}, \quad O_{\text{п},1}^{II(m,1)} = O_{\text{п},1}^{II(m,1)} + O_{\text{п},1}^{II(4,1)},$$

из выражений видно, что излишние действия первой ступени  $I_{\text{№},1}^{I(m,1)}$  сформированы за счет функциональных действий  $D_{\text{п},1}^{B(m,1)}$  и отказов в срабатывании  $O_{\text{п},1}^{B(m,1)}$  комплектов  $p,1$  быстродействующих защит: I-й ступени ступенчатых дистанционных и СТЗНП при междуфазных и однофазных КЗ  $D_{\text{п},1}^{I(m,1)}, O_{\text{п},1}^{I(m,1)}, D_{\text{п},1}^{I(4,1)}, O_{\text{п},1}^{I(4,1)}$   $p$ -х предыдущих линий, также дифференциальных защит  $p$ -х предыдущих трансформаторов (автотрансформаторов) и быстродействующих основных РЗ  $p$ -х предыдущих линий с обменом информацией между комплектами на концах линии  $D_{\text{п},1}^{\partial(m,1)}, O_{\text{п},1}^{\partial(m,1)}$ , одновременных I-й ступени защищаемой линии, а излишние действия второй ступени  $I_{\text{№},1}^{II(m,1)}$  сформированы за счет функциональных действий  $D_{\text{п},1}^{II(m,1)}$  и отказов в срабатывании  $O_{\text{п},1}^{II(m,1)}$  комплектов  $p,1$  ступенчатых дистанционных и СТЗНП при междуфазных и однофазных КЗ защиты  $p$ -х предыдущей линии  $D_{\text{п},1}^{II(m,1)}, O_{\text{п},1}^{II(m,1)}, D_{\text{п},1}^{II(4,1)}, O_{\text{п},1}^{II(4,1)}$ , одновременных II-й ступени защищаемой линии;

$$\frac{1}{2} p(D_{\text{п},1}^{B(m,1)} / BK_{\text{п}}^{\text{№},1,I(m,1)}), p(O_{\text{п},1}^{B(m,1)} / BK_{\text{п}}^{\text{№},1,I(m,1)}) \text{ и } \frac{1}{2} p(D_{\text{п},1}^{II(m,1)} / BK_{\text{п}}^{\text{№},1,II(m,1)}), p(O_{\text{п},1}^{II(m,1)} / BK_{\text{п}}^{\text{№},1,II(m,1)}) - \text{ условные}$$

вероятности излишних действия I,II ступени комплекта рассматриваемой ДЗ №,1 при многофазных и однофазных КЗ на предыдущем  $p$ -ом элементе  $BK_{\text{п}}^{\text{№},1,I(m,1)}, BK_{\text{п}}^{\text{№},1,II(m,1)}$  и при действии  $D_{\text{п},1}^{B(m,1)}, D_{\text{п},1}^{II(m,1)}$  и отказе  $O_{\text{п},1}^{B(m,1)}, O_{\text{п},1}^{II(m,1)}$  I-й и II-й ступени ближайшего к ДЗ №,1 комплекта  $p,1$   $p$ -го предыдущего элемента, причем коэффициент  $1/2$  учитывает случаи излишних действий I и II ступени рассматриваемой ДЗ №,1 за счет правильного действия I и II ступени ДЗ и СТЗНП  $p,1$   $p$ -го предыдущего элемента при одновременных малых выдержках времени названных ступеней, т.е. вследствие взаимодействия ступеней с одинаковой выдержкой времени, когда только и возможно указанное излишнее действие;

$p(BK_{\text{п}}^{\text{№},1,I(m,1)}) p(BK_{\text{п}}^{\text{№},1,II(m,1)})$  – вероятности состояния междуфазных и однофазных КЗ на  $p$ -ом предыдущем элементе, попадающем в зону действия первой и второй ступени рассматриваемой ДЗ №,1.

Вероятность ложных действий в эксплуатационных условиях  $p(\mathcal{L}_{\text{№,1}}^3) = p(\mathcal{L}_{\text{№,1}}^3/\mathcal{E})p(\mathcal{E})$  находится аналогично через безусловную вероятность эксплуатационного состояния  $p(\mathcal{E})$ , которая определяется как вероятность противоположного события всех ранее указанных состояний, т.е.

$$p(\mathcal{E}) = 1 - p(A_{\text{№}}^{\text{I,II(M,1)}}) - p(AP_{\text{№}}) - \sum_{n=1}^{n_n} p(BK_n^{\text{№,1,I,II(M,1)}}),$$

Техническая эффективность первой и второй ступени ДЗ №,1 при междуфазных и однофазных КЗ определяется по выражениями отношения технического эффекта к потенциальному его значению, т.е.

$$E_{\text{№,1}^*}^{\text{I(M,1)}} = \frac{E_{\text{№,1}}^{\text{I(M,1)}}}{p(A_{\text{№}}^{\text{I(M,1)}})} \cdot 100 \quad (\%), \quad E_{\text{№,1}^*}^{\text{II(M,1)}} = \frac{E_{\text{№,1}}^{\text{II(M,1)}}}{p(A_{\text{№}}^{\text{II(M,1)}})} \cdot 100 \quad (\%).$$

### Заключение

Критерий технической эффективности является объективным показателем качества функционирования релейной защиты. Поэтому по его экстремуму можно определить оптимальные значения оптимальных величин уставок. Предложенный вероятностный метод позволяет определить оптимальные уставки первой и второй ступени ДЗ и оптимально настроить все каналы РЗ сети, а также объективно оценить возможности желаемого изменения уставок, чтобы повысить эффективность настройки дистанционных релейных защит высоковольтных линий от междуфазных КЗ.

### Список литературы:

1. Федосеев А. М. Релейная защита электроэнергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – р. 520 с.
2. Шмойлов А.В., Кривова Л.В., Стоянов Е.И., Игнатъев К.В. Вероятностный метод селекции границ интервалов данных для задач электроэнергетики // Изв. ВУЗов «Проблемы энергетики» – 2008. – № 7 – 8/1. – С. 146 – 157.
3. Prutik A.F., Shmoilov A.V. Setting-up algorithms of relay protection // The Forth International Forum On Strategic Technology (IFOST 2009), Ho Chi Minh City, Vietnam, October 21-23, 2009. – Ho Chi Minh City University of Technology, 2009. – P. 45-50.

## Шунтирование токоограничивающих реакторов взрывными коммутаторами для экономии электроэнергии

*В.А. Даценко, В.Д. Козырев*

*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

*kozirev@tpu.ru*

Известно широкое применение реакторов для ограничения токов короткого замыкания в электрических сетях напряжением 6 – 10 кВ. При этом свое прямое назначение они выполняют только в момент возникновения аварийной ситуации (короткого замыкания), а в остальное время эксплуатации электрических сетей являются источниками дополнительных потерь активной и реактивной мощности (энергии).

Так как электротехнической промышленностью реакторы выпускаются с различными реактивными сопротивлениями обмоток при одном и том же номинальном токе реактора, с ростом сопротивления будут расти потери электроэнергии в реакторах от  $\Delta W_{г.p.\min}$  до  $\Delta W_{г.p.\max}$ .

В таблице представлены зависимости годовых потерь электроэнергии от типа (различное реактивное сопротивление обмоток реактора) и номинального тока реактора:  $\Delta W_{г.p.} = f(I_{\text{ном.p.}})$ .

Из этих зависимостей видно, что с ростом номинального тока реакторов растут и потери электроэнергии в них, а максимум этих потерь для реактора с  $I_{\text{ном.p.}} = 4000$  А достигнет 727956 кВт.ч. При существующих тарифах на электроэнергию (стоимость 1 кВт.ч. равна 1,6 рубля) стоимость потерь активной электроэнергии в реакторе составляет 1165 тысяч рублей.

В связи с этим в нормальном режиме целесообразно исключать реакторы из сети при помощи их шунтирования, а в режиме короткого замыкания включать их в сеть (расшунтировать) и ограничивать ток короткого замыкания.

Для шунтирования реакторов можно использовать взрывные предохранители (ВП), в которых отключение тока происходит под действием взрыва заряда взрывчатого вещества весом 1 – 6 граммов. Взрывной предохранитель – управляемый электрический аппарат, срабатывание которого происходит по сигналу, приходящему из схемы управления (СУ) – датчика аварийного состояния. В числе основных достоинств взрывного предохранителя следует считать неограниченная отключающая способность, которая обеспечивает надежное включение реакторов в цепь в любой момент времени аварийной ситуации. Каждый реактор шунтируется отдельным взрывным предохранителем, который приводится в действие своей схемой управления. Схема управления регистрирует мгновенное значение тока в силовой

цепи и при достижении его предельнодопустимого уровня выдает сигнал на подрыв заряда взрывчатого вещества. Причем сигнал на подрыв схема управления выдает после прохождения током своего максимального (амплитудного) значения, то-есть на спадающей части полуволны ударного тока. Такие условия наиболее благоприятны для включения реактора в электрическую цепь.

**Таблица 1. Зависимость годовых потерь электроэнергии от номинального тока и сопротивления реакторов**

Ином.реактора, А	$\Delta W_{г.р.max} \cdot 10^3$ , кВт.ч.	$\Delta W_{г.р.min} \cdot 10^3$ , кВт.ч.
Реакторы внутренней установки		
400	41,667	41,667
630	105,120	66,667
1000	208,333	91,667
1600	291,667	158,333
2500	541,667	291,667
4000	727,956	483,300
Реакторы наружной установки		
1000	217,241	189,655
1600	337,931	258,621
2500	634,483	358,620

Каждый взрывной предохранитель в трехфазной цепи работает автономно от своей схемы управления и включает свой реактор. После срабатывания всех трех взрывных предохранителей электрическая сеть работает как обычная реагирующая.

Конструкция взрывного предохранителя может быть выполнена с токоведущими ножами подобно плавким предохранителям с возможностью замены после срабатывания на новые под напряжением.

Стоимость одного взрывного предохранителя равна 7 тысячам рублей. Схема управления, установочные узлы, монтажные работы оцениваются в 20 тысяч рублей. Расчетная стоимость предлагаемого устройства составляет 40 – 50 тысяч рублей. Следовательно, уже для реакторов на ток 630 А РБГ10-0,56 УЗ при условии возникновения аварийного режима один раз в год шунтирование реакторов экономически оправдано, так как стоимость годовых потерь электроэнергии, равных 105120 кВт.ч., составляет 168 тысяч рублей, то-есть в первый же год установка шунтирующего устройства окупится и будет давать экономиию. В каждый последующий год схема шунтирования реактора при условии срабатывания один раз в год взрывного предохранителя будет приносить экономический эффект 100 тысяч рублей. С ростом потерь электроэнергии, которые увеличиваются пропорционально передаваемым мощностям в электрических сетях, экономическая эффективность возрастает, поскольку стоимость взрывного предохранителя на номинальный ток 4000 А увеличивается только на 15 тысяч рублей по сравнению с номинальным током 630 А. Таким образом, открывается еще одна возможность экономии электроэнергии.

УДК 621.316.925

#### **Функционирование и настройка метрологической релейной защиты**

*А.Ф. Прутик, Чан Хоанг Куанг Минь, А.В. Шмойлов  
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия  
lex@tpu.ru, thqminhkt@gmail.com, shm\_av@rambler.ru*

Приводится логика функционирования и проектирования релейной защиты (РЗ) электрических сетей. Отмечаются недостатки существующего экспертно-руководящего метода определения уставок и проверки чувствительности РЗ как неоднозначных экстенсивных процедур детерминистского подхода, опосредовано, неполно, недостаточно, слабо учитывающего или вообще не контролирующего объективность настройки РЗ. Дается обоснование необходимости вероятностного подхода к решению данной задачи, позволяющего сформулировать алгоритмы интенсивных процедур проектирования релейной защиты на основе объективных критериев технического эффекта и технической эффективности, реализация которых оказалась возможной благодаря разработанному в Томском политехническом университете методу селекции границ интервалов данных (СГИД), обеспечивающего получение полных вероятностных характеристик или законов распределения вероятностей любых функциональных зависимостей электрических величин. Дано обоснование и описание метода СГИД. По характеру зависимости технической

эффективности от проектируемой уставки сформулировано комплексное свойство робастности РЗ и дана количественная оценка этого свойства.

### **1. Введение. Метрологический принцип релейной защиты**

Устройства и системы контроля и управления, в том числе релейная защита и автоматика (РЗА) электроэнергетических систем (ЭЭС), в большинстве своем построены по метрологическому принципу, т.е. в структуру этих средств, как правило, входит измерительный орган с непрерывной или релейной проходной характеристикой. В случае РЗА широко используются релейные измерительные органы с входными электрическими сигналами, которые могут быть как простые или базовые (ток и напряжение), так и производные (сопротивление, мощность), функционально связывающие базовые сигналы; также преобразованные величины: симметричные составляющие трехфазной системы и их производные, пропорциональные частоте, углу между базовыми или симметричными составляющими и др. В случае применения релейных измерительных органов встает задача определения правильного значения (порога, уставки) параметра реагирования (тока, напряжения, сопротивления, мощности и др.), при котором измерительный орган срабатывает и на своем выходе выдает потенциальный логический сигнал.

Выходной логический сигнал должен фиксировать переход контролируемого объекта из одного (нормального) состояния в другое (аварийное) состояние. Однако нет однозначных оснований считать этот переход объективным во всех случаях. Так, полный ток как базовый параметр реагирования РЗА в электрических сетях до 35–110 кВ довольно однозначно позволяет произвести выбор значения уставки, разделяющей токи нормального (небольшие рабочие токи) и аварийного (как правило, радикально большие токи) состояния и таким образом достаточно объективно по логическому сигналу дать суждение о возникновении аварийного состояния. В сетях 330–750 кВ фазные рабочие токи и токи при коротких замыканиях (КЗ) обычно мало различаются, поэтому невозможно обеспечить однозначные выбор уставки, надежно разделяющей рабочие и аварийные значения параметра реагирования.

Так как логический сигнал, возникающий при пороге срабатывания параметра реагирования может давать неоднозначное представление о фактическом состоянии контролируемого объекта и в связи с этим может неправильно свидетельствовать о его состоянии, возник, существует и развивается экспертно-руководящий метод (ЭРМ), устанавливающий опытные (экспертные) правила и рекомендации по настройке РЗА, который предписывает в случаях неудовлетворительного контроля в некоторых пределах изменить величину уставки параметра реагирования, найти другой базовый параметр реагирования или некоторую критериальную электрическую величину, функционально объединяющую несколько параметров реагирования (например, сопротивление, мощность, фильтры симметричных составляющих, интегральные величины и др.), позволяющую по их значениям более однозначно различать рабочие и аварийные состояния контролируемого объекта. Это обуславливает необходимость непрерывных разработок измерительных преобразователей устройств и систем РЗ, реагирующих на разные базовые и критериальные величины.

### **2. Дифференциальный принцип РЗ**

По мере усложнения электрических сетей ресурс критериальных электрических величин исчерпывается. В связи с этим с самого начала развития релейной защиты (РЗ) возникли и реализованы предложения по построению не только измерительных органов, но также систем РЗ с функциональным или физическим сравнением (сопоставлением) сигналов измерительных преобразователей или датчиков тока, размещенных на границах пространства защищаемого объекта (дифференциальные РЗ) или логическим обменом информацией между комплектами измерительных органов на концах контролируемой линии или выводах защищаемого объекта (РЗ с высокочастотным или оптоволоконным обменным каналом). Отличительной особенностью данных систем РЗ является в идеальном случае полная независимость их функционирования от режимов и коммутаций в сети, т.е. данные РЗ абсолютно приспособлены к любому защищаемому объекту в любой сети. Они выполняют свои действия с наилучшими показателями качества работы РЗ: селективностью, чувствительностью, быстродействием и надежностью функционирования. Однако в связи с погрешностями датчиков электрических величин, например, трансформаторов тока в дифференциальных защитах возникают помехи, от которых необходимо отстроиться, показатели качества функционирования РЗ снижаются и возникают потери отказов срабатывания, излишних и ложных действий. В случае РЗ с обменом информацией между комплектами на концах защищаемого объекта наряду с погрешностями датчиков возникают помехи, вызванные электрическими величинами рабочих режимов, от которых необходимо отстроиться. Помехи дополняются также погрешностями, вызванными конечной скоростью распространения электромагнитных волн вдоль пространства линии, сдвигами углов электрических величин на концах линии, обусловленными ее поперечной проводимостью. В переходных процессах датчики могут существенно исказить первичные электрические величины, обуславливая помехи.

Указанные недостатки в описанных дифференциальных и с обменом информацией между комплектами РЗ в связи с уникальностью их положительных свойств стремятся устранить. Для этого используют такой известный универсальный прием как торможение (загрубление) уставки, реализуемое разными алгоритмами демпфирования помех, и зависящее от наиболее радикальной помехи (небаланс,

пропорциональный в своей систематической части сквозному току при внешних КЗ и асинхронных режимах в дифференциальных защитах, симметричный асинхронный ток в защитах линий). В результате возникает эффект существенного автоматического подавления большой помехи при незначительном уменьшении чувствительности к дифференциальному току или практически неизменной чувствительности к току КЗ по сравнению с радикальным автоматическим снижением чувствительности к асинхронному току. Существует и противоположный принцип повышения чувствительности, например, путем компенсации падений напряжений обратной и нулевой последовательности при КЗ на длинных линиях. Помехи во вторичных цепях датчиков, вызванные свободными составляющими переходных процессов, устраняют с помощью различных фильтров. Таким образом, в широко используемых дифференциальных и с обменом информацией между комплектами РЗ предусмотрены все меры для достаточно качественного контроля КЗ на защищаемых объектах. В связи с этим данные устройства и системы рассматривают как РЗ с абсолютной селективностью, подчеркивая их существенное преимущество в главном свойстве селективности РЗ по сравнению с другими РЗ. Однако реально названные РЗ не могут претендовать на такое высокое качество, т.к. принципиально в них остаются причины неселективного действия. Случайные помехи не могут быть устранены полностью никакими прямыми мероприятиями, а применение отрицательной обратной связи неприемлемо с точки зрения быстродействия РЗ. Быстродействующими могут быть только разомкнутые системы. Обсуждаемые РЗ можно объективно квалифицировать как защиты с жестким выделением области действия датчиками тока.

### **3. Ступенчатый принцип РЗ**

Наряду с РЗ с абсолютной селективностью на менее широко распространены в электрических сетях ступенчатые РЗ, которые называют РЗ с относительной селективностью и которые в отличие от первых не имеют жестко выделенной области действия по параметру реагирования. Селективность в них достигается совместными мерами разделения диапазона превосходства параметром реагирования порога действия или уставки, отстроенной от рабочих режимов, и присвоения каждому из интервалов (областей действия) параметра реагирования диапазона превосходства соответствующих уставок по параметру реагирования и выдержки времени. Например, токовый диапазон превосходства превышает уставку максимальной токовой защиты, может быть подразделен на несколько интервалов (областей действия): наиболее больших токов, при попадании в который тока КЗ повреждение следует отключать с самой малой или «нулевой» выдержкой времени (отсечка без выдержки времени или первая ступень), далее средних по величине токов, при попадании в которые тока КЗ повреждение необходимо отключать с большей выдержкой времени (отсечка с выдержкой времени или вторая, третья ступень) и так далее интервалов все с меньшими и меньшими токами диапазона превосходства, при попадании в которые токов КЗ повреждение можно отключать все с большей и большей выдержкой времени (резервирующие ступени).

Такая система подразделений диапазонов превосходства параметра реагирования на интервалы на каждом из последовательно соединенных компонентов (линий) сети в направлении действия РЗ оказывается согласованной по времени в смысле селективного обнаружения КЗ на разных элементах (линиях) сети. То есть КЗ на поврежденном элементе (линии) обнаруживается ранее, т.к. интервалы диапазона превосходства данной линии в направлении действия РЗ для большинства интервалов, как правило, имеют меньшую выдержку времени. Технические средства, предназначенные для функционирования в пределах каждого интервала подразделяемого диапазона превосходства параметра реагирования обычно называют, как указано выше, ступенью или каналом РЗ. Ступенчатые РЗ соседствующих элементов (линий) в направлении действия РЗ соотносятся как РЗ предыдущих элементов и РЗ последующего (защищаемого) элемента в противоположном направлении действия РЗ. Элементы в противоположном направлении действия РЗ на каждом конце защищаемой линии или элементы за «спиной» РЗ каждого конца защищаемой линии называются смежными. Смежными также называются линии сети ступенчатых РЗ, установленных на выводах трансформаторов и автотрансформаторов и действующих не в направлении защиты указанного оборудования, а в противоположном направлении резервирования РЗ линий сети. Для повышения качества ступенчатых РЗ уставки каждого канала по параметру реагирования формируются не только за счет подразделения диапазона превосходства интервалы (области) действия, но обязательно также согласуются друг с другом. Согласование заключается в том, что более чувствительные и с большими выдержками ступени РЗ последующих компонентов должны быть менее чувствительными к КЗ по сравнению с более грубыми и меньшими выдержками времени на предыдущих элементах или смежных линиях. Если такое согласование выполнено в наиболее неблагоприятных состояниях и режимах сети с точки зрения согласуемых ступеней, т.е. при максимально-возможном токе через более чувствительную ступень на последующем элементе, то у этой ступени должна быть больше выдержка времени по сравнению с более грубыми и быстродействующими ступенями на предыдущих элементах. Благодаря этому осуществляется селективность ступенчатых защит.

В интегральном смысле токовая система функционирования ступенчатых защит максимального действия может представлена как дискретная токовременная обратно пропорциональная или гиперболическая зависимость, т.е. время действия тем больше, чем меньше ток, и наоборот. Аналогично система функционирования дистанционных ступенчатых защит минимального действия может быть отображена в виде дискретной нарастающей зависимости времени действия от величины сопротивления короткозамкнутой цепи защищаемой линии. Данные дискретные временные зависимости функционирования ступенчатых РЗ, будучи аппроксимированы непрерывно-нелинейными кривыми, обуславливают при правильном выборе единственной уставки по параметру реагирования и вида кривых у каждой защиты на соседних линиях полную ликвидацию излишних действий защит последующих линий вследствие исключения одновременных интервалов действия и более быстродействующих ступеней защит предыдущих линий. Однако ступенчатый по параметру реагирования и по времени принцип обеспечения селективности у ступенчатых РЗ может быть реализован практически всегда и проще, если имеет место достаточно радикальное изменение параметра реагирования при КЗ вдоль линий, когда соседствующие защищаемая и предыдущие линии соизмеримы по длине (сопротивлению), также предыдущие трансформаторные элементы не слишком мощны, а предшествующие концу линии с рассматриваемой защитой сопротивления сети относительно небольшие. То есть, когда защищаемый объект, его сетевое окружение и в целом энергосистема по своим характеристикам соответствуют выбранному параметру (критерию) реагирования, а через последний также характеристикам применяемых устройств или систем РЗ.

У самых чувствительных резервирующих ступеней, обеспечивающих дальнейшее резервирование, чаще всего токовых, обеспечить селективность и чувствительность в сложных сетях с многочисленными обходными связями в сети обычно не удается и тогда от них приходится отказываться, заменяя дальнейшее резервирование ближним и действием устройств резервирования отказа выключателей (УРОВ).

Обстоятельства реального проектирования ступенчатых РЗ вынуждают в ряде случаев применять защиты с недостаточной селективностью или чувствительностью (слабое изменение токов и других режимных величин при бегущем КЗ вдоль защищаемых, предыдущих или смежных линий, малая длина предыдущих линий относительно защищаемой). В таких случаях токовые защиты при сниженных относительно рекомендуемых уставок имеют дополнительные излишние действия при внешних КЗ. При загрузлении уставок чрезмерно чувствительных защит имеют место дополнительные отказы при КЗ на защищаемом объекте. Излишние действия в ступенчатых защитах обусловлены также возникновением неконтролируемых режимно-коммутационных условий в сложной сети, при которых уставки оказываются выбранными недостаточно полноценно, т.е. без учета требуемого руководящими указаниями всех условий, начинают взаимодействовать ступени защищаемого объекта с одновременными и более быстродействующими каналами (ступенями) РЗ предыдущих элементов в случае защищаемой линии, смежных линий в случае защищаемого трансформатора или автотрансформатора. Как действия, так и отказы одновременных ступеней (каналов) предыдущих и смежных элементов сети приводят к излишним действиям последующих (защищаемых) объектов, а действия более быстродействующих ступеней предыдущих и смежных элементов сети приводят к сокращению числа действий более медленно действующих защит этих элементов и, следовательно, к уменьшению излишних действий одновременных ступеней защит последующего (защищаемого) объекта.

Таким образом, излишние действия и отказы срабатывания могут возникать не только вследствие намеренного изменения уставок относительно требуемых величин, но также из-за ошибочного их определения вследствие неполного знания структуры и параметров обходных связей, подпитывающих и отсасывающих цепей относительно защищаемого объекта, неучета или неправильного учета доаварийного режима, взаимоиндукции, переходного сопротивления и др.

#### **4. Потери функционирования РЗ и пути их устранения**

Излишние действия и отказы срабатывания каждой РЗ при КЗ взаимосвязаны через уставку. Чем в большей степени уставка превосходит помехи, тем меньше излишних действий и больше отказов срабатывания, и наоборот. Однако как те, так и другие зависят от объективного определения помех, которые по своей природе являются случайными. Случайными являются и помехи, обусловленные процессами рабочих режимов, которые сами по себе также являются случайными. Неправильный учет рабочих режимов может привести к увеличению ложных действий РЗ.

Таким образом, функционирование РЗ происходит в условиях непрерывно протекающих на длительных промежутках времени процессов рабочих эксплуатационных режимов, неожиданно переходящих в ненормальные кратковременные асинхронные и неполнофазные режимы, также внезапно возникающих и быстро текущих процессов однократных и многократных КЗ и других сложных видов повреждений. Все названные процессы и режимы являются случайными и РЗА должна их контролировать, демпфировать, отключать, ликвидировать. Поэтому выбор порогов электрических величин (уставок) средств (устройств и систем) РЗА целесообразно производить, по крайней мере, с

учетом случайного характера контролируемых процессов. Но эта целесообразность является не простой формальностью, обусловленной стохастичной природой процессов, а принципиально необходима и только в рамках ее возможно обеспечить требуемую адекватность характеристик функционирования проектируемой РЗ с характеристиками функционирования сети.

Существующий экспертно-руководящий метод (ЭРМ) построения РЗ пытается решить эту задачу детерминированным путем с помощью рекомендуемого коэффициента превосходства над помехами при экстремальном значении электрической величины (обычно тока, сопротивления, др. – параметра реагирования) через защиту в рабочих режимах или при КЗ на одних физических или функциональных границах пространства защищаемого объекта (условие выбора уставки по условию селективности), а также превосходства электрической величины (параметра реагирования) при другом противоположном экстремальном значении электрической величины через защиту при КЗ на других физических границах пространства защищаемого объекта (условие проверки чувствительности канала РЗ). Казалось бы простые процедуры, но они должны быть реализованы интерактивным путем. Это означает, что расчетчик или проектировщик должен спланировать многовариантные режимно-коммутационные процедуры и произвести расчеты КЗ, сложных видов повреждений относительно защищаемого объекта, чтобы выбрать уставки (как правило, по условию селективности) и проверить чувствительность при КЗ. При этом он должен удерживать в голове или визуально обзирать большие схемы замещения прямой последовательности для расчетов рабочих режимов и совмещенные схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательности для определения электрических величин при повреждениях в энергосистеме или ее районе. Данные схемы обычно используются в виде многометровых бумажных полос первого или нулевого формата, либо в электронном виде. Хотя описанное многообразие является счетным и конечным и его интерактивная реализация для проектирования РЗ принципиально возможна, использование полученных экстремальных значений является нецелесообразным, т.к. абсолютно экстремальные значения ничтожно вероятны, а значит нереальны.

Интуитивно ясно, что необходимо выбирать и принимать не абсолютно экстремальные значения, а максимально и минимально наблюдаемые реальные величины. Но что является количественным критерием для выбора этих величин? Практически этот критерий можно приближенно сформировать, используя равномерное распределение вероятностей и правило трех сигм, свойственного нормальному распределению. Данные распределения вероятностей являются весьма естественными для электрических величин во всех режимах работы энергосистем: рабочих, ненормальных, при повреждениях. Нормальное распределение обусловлено формированием величин как суммы большого количества составляющих непосредственно (например, нагрузки электрических узлов на периодах стационарности) или как многомерных функциональных зависимостей от большого количества аргументов (например, потоков мощностей в ветвях в зависимости от тех же активных и реактивных мощностей электрических узлов). Функциональные зависимости параметров режимов энергосистем от заданных узловых токов в виде токов в ветвях и напряжений в узлах являются линейными, а в виде, например, потоков мощностей в ветвях в зависимости от активных и реактивных мощностей нагрузочных и генераторных узлов – нелинейными. В обоих случаях искомые электрические величины (параметры режимов) формируются как суммы большого числа слагаемых, в первом случае линейной функциональной зависимости от заданных токов, а во втором – составляющих линейной комбинации степенного разложения нелинейной функциональной зависимости. Благодаря этому в обоих случаях оказываются обеспеченными условия нормального распределения вероятностей электрических величин: в первом случае более, а во втором менее точно. При этом однако точность воспроизведения нормального распределения возрастает по мере увеличения количества аргументов. Что касается большого количества аргументов, то оно свойственно для электрических величин всех объектов энергосистем.

#### **4.1. Соответствие нормального и равномерного распределения вероятностей электрических величин**

Равномерное распределение вероятностей для ряда случайных электрических величин является единственно приоритетным. Так, достаточно равновероятное распределение значений напряжения по пространству линий в высоковольтных сетях, поддерживаемое диспетчерскими службами энергосистем, обуславливает равновероятное распределение КЗ вдоль однородных линий или их участков, а, следовательно, равновероятные значения сопротивления от концов линий или участков до мест КЗ на них, т.е. равномерное распределение вероятностей данных сопротивлений. Кроме того, значимость каждого конкретного конечного диапазона значений равномерного распределения между абсолютно максимальным и минимальным значениями случайной величины определяется тем, что всегда вмещает подавляющую часть диапазона значений нормального распределения этой же величины, а именно, в границах между реально наблюдаемыми границами нормального закона распределения вероятностей (ЗРВ), обусловленные правилом трех сигм. Названные реально наблюдаемые максимальная и

минимальная границы являются квантилями соответственно порядков 0,9987 и 0,0013 и они симметричны относительно математического ожидания (МО) нормального ЗРВ. МО нормального и равномерного ЗРВ совпадают и определяются половиной сумм соответственно квантилей порядков 0,9987 и 0,0013 нормального ЗРВ и абсолютно максимально- и минимально-возможных значений равномерного ЗРВ.

Используя не все варианты множества, а только абсолютно максимальное и минимальное значение, по мнению (интуиции) не обязательно эксперта, но профессионального специалиста, определяют плотность распределения вероятностей (ПРВ), МО и СКО равномерного закона распределения вероятностей (ЗРВ). Далее аналогично рассматривая не все многообразие вариантов максимальных и минимальных значений (как правило, полного или фильтрового тока, сопротивления прямой последовательности), а только некоторые, по мнению специалиста, определяют средние значения максимальных и минимальных значений, которые принимают как максимальные и минимальные реально наблюдаемые значения нормального ЗРВ, по которым далее определяются МО и СКО – параметры нормального ЗРВ. Описанным путем могут быть найдены параметры нормального и равномерного ЗРВ всех электрических величин. Однако таким путем целесообразно определять ЗРВ независимых переменных, аргументов или исходных данных (например, активных и реактивных мощностей нагрузочных узлов, активных мощностей и напряжений генераторных узлов), а для нормального ЗРВ многомерных функциональных зависимостей от этих аргументов (параметров рабочих режимов, электрических величин при повреждениях и др.), являющихся параметрами реагирования РЗ, обсуждаемые процедуры обременительны, т.к. вариантов даже экстремальных значений (для определения их усредненных или наблюдаемых значений) многомерных функциональных зависимостей от множества аргументов будет практически нереализуемое множество.

#### **4.2. Метод селекции границ интервалов данных**

Для этих целей на протяжении 10 – 15 лет в Томском политехническом университете используется разработанный метод селекции границ интервалов данных (СГИД), позволяющий по заданным ЗРВ исходных данных (аргументов) функциональных зависимостей любой размерности и любого вида (явных, неявных, детерминированных, случайных) определять ЗРВ результатов применения названных функциональных зависимостей. Исследования показали, что метод СГИД прост и нагляден для инженерного практического применения, наибольшие отклонения функции распределения вероятностей (ФРВ) ЗРВ по методу СГИД от истинной ФРВ имеют место в средней части ФРВ, а в хвостовых частях ФРВ, т.е. при малых и больших значениях результатов применения функциональных зависимостей от аргументов в ФРВ по методу СГИД и истинной ФРВ практически разницы нет. Этот вывод может использоваться для точного определения параметров ФРВ, если заранее известен вид ЗРВ функциональной зависимости (например, нормальный для параметров режимов и электрических величин при повреждениях в сети)

Метод СГИД [1] возникает из логического предложения, состоящего в том, что если значения всех аргументов функциональной зависимости задать равновероятными, то результат применения функциональной зависимости к этим аргументам будет иметь ту же вероятность, что и аргументы, т.к. при функциональной обработке аргументов степень неопределенности или случайности результата останется той же. Однако реализация данного предложения в чистом виде невозможна, т.к. в распределении вероятностей как аргументов, так и результатов имеют место разные значения названных случайных величин с одинаковыми вероятностями. Поэтому приходится искать пути устранения (точнее обхода) данного недостатка. С определенными потерями этого удается достичь путем использования ФРВ аргументов и результата их функциональной обработки. Отличительной особенностью ФРВ является неубывание этой полной вероятностной характеристики при однонаправленном изменении значений случайной величины. Благодаря этому достигается однозначность между значениями каждой случайной величины и вероятностью непревышения этих значений, т.е. ФРВ. Уточненная суть однозначного метода СГИД при этом выражается так, что если все исходные данные (аргументы) задать при одной и той же вероятности непревышения этих значений, т.е. ФРВ, то вероятностная характеристика результата применения функциональной обработки аргументов будет некоторым образом связана с вероятностью непревышения значений аргументов. Конкретное выражение этой связи предлагается выразить по аналогии с одномерной функциональной зависимостью при нарастающей многомерной функциональной зависимости в виде равенства вероятностей непревышения значений аргументов и вероятности непревышения значения результата обработки функциональной зависимостью этих значений аргументов. А в случае убывающей функциональной зависимости вероятностную характеристику результата обработки принять как вероятность противоположного события, т.е. превышения результата функциональной обработки значения аргументов. Но вероятности непревышения значений и вероятности значений – это разные вещи. Поэтому приспособление ФРВ для реализации вышеуказанного предложения для метода СГИД через ФРВ, т.е. в урезанном виде, приводит к неконтролируемой ошибке в средней части ФРВ результата функционального преобразования [1].



Практическое применение метода СГИД возможно с использованием квантилей конкретного порядка, т.е. значений случайных величин как аргументов ФРВ с порядками, определяемыми значениями непосредственно ФРВ. Таким образом, значение каждого квантиля характеризуется порядком, т.е. значением ФРВ, соответствующему квантилю как аргументу ФРВ. При построении ФРВ функциональной зависимости по методу СГИД на каждом этапе задания исходных данных (аргументов) как квантилей интересующего порядка после получения результата (значения) обработки функциональной зависимостью исходных данных необходимо для проставления у полученного результата значения порядка квантиля знать, какая функциональная зависимость: нарастающая или убывающая имела место при данном расчете. Эту задачу предлагается решить аналогично ее решению при одномерной функциональной зависимости, у которой в случае нарастающей зависимости все разности двух разных порядков квантилей аргумента, результатов функциональной обработки этих квантилей, равно как и самих квантилей аргумента и результатов функциональной обработки этих квантилей являются однополярными, а при убывающей зависимости разности двух разных порядков квантилей аргумента и самих его квантилей имеют одну полярность, а разность полученных квантилей результата функциональной обработки – противоположную полярность. На основании приведенного изложения при нарастающей многомерной функциональной зависимости разности порядков квантилей двух вариантов исходных данных (аргументов) и соответствующих полученных квантилей результатов функциональной обработки данных вариантов аргументов однополярны, а при убывающей указанной зависимости – разнополярны. Поэтому при построении ФРВ многомерной функциональной зависимости по методу СГИД на каждом последующем этапе расчета по сравнению с предыдущим по найденным разностям квантилей и их порядков определяют характер многомерной функциональной зависимости и в соответствии с этим выполняют процедуру построения ФРВ этой многомерной зависимости, причем при возрастающей зависимости к ординате ФРВ на предшествующем квантиле функциональной зависимости добавляют разность порядков квантилей текущего и предшествующего вариантов исходных данных (аргументов) и полученную сумму рассматривают как значение ФРВ при рассчитанном квантиле, а при убывающей функциональной зависимости от ординаты ФРВ на предшествующем квантиле функциональной зависимости вычитают разность порядков квантилей текущего и предшествующего вариантов исходных данных (аргументов) и полученную разность рассматривают как значение ФРВ при рассчитанном квантиле.

Наблюдающаяся неконтролируемая ошибка при построении ФРВ функциональной зависимости в средней части ее значений может уменьшена, если известен вид ЗРВ функциональной зависимости. Тогда для определения, как правило, небольшого количества (один – три) параметров наиболее распространенных и используемых ЗРВ (например, нормальный, равномерный, экспоненциальный и др.) можно использовать наиболее точные значения ФРВ функциональной зависимости при самых больших и самых малых значениях последней и получать значения ФРВ по методу СГИД с малыми отклонениями ФРВ от истинной кривой. Так как режимные параметры (токи, напряжения, мощности и другие электрические величины) в рабочих, ненормальных и аварийных режимах энергосистем распределены по двухпараметрическому нормальному ЗРВ, то достаточно точное расчетное определение параметров этого ЗРВ по методу СГИД может быть найдено с помощью равнооточных, близких к единице или к нулю, значениях ФРВ при симметрично и гарантированно удаленных значениях функциональной зависимости. Спротивления однородных линий или их участков во всех случаях распределены практически по равномерному ЗРВ с границами-параметрами на концах линий или участков, т.е. применение метода СГИД для определения параметров (границ участков) равномерного ЗРВ в данном случае оказалось чистой формальностью, а параметры ЗРВ найдены весьма точно.

Благодаря разработанному методу СГИД по определению полных вероятностных характеристик функциональных зависимостей могут быть поставлены и решены многие задачи функционирования разных отраслей, в том числе электроэнергетики, но выбрана задача оценки технической эффективности интеллектуально трудоемкой и массовой задачи релейной защиты электроустановок и в первую очередь ступенчатых токовых и дистанционных защит как имеющих более плохие показатели функционирования: дистанционных защит по сравнению с дифференциальными и с самыми большими функциональными потерями токовых ступенчатых защит.

##### **5. Технический эффект и техническая эффективность РЗ как критерии объективности настройки и робастности, как актуальная задача технической и экономической целесообразности ее применения**

Актуальность поставленной задачи обусловлена логикой разумно-технической и экономической выгоды, которую можно получить на современном этапе применения РЗ. Действительно, естественное развитие и усложнение электрических сетей современных энергосистем потребовало адекватного развития также средств контроля и управления, в том числе релейной защиты. Однако, если развитие энергосистем является объективным первичным процессом, которое, как правило, всегда оправдано, то контроль и управление как вспомогательное средство должен быть интеллектуально обоснован, т.е.

должна быть показана эффективность его применения. Поскольку разрушение оборудования или режима энергосистемы вследствие аварийного повреждения или возмущения по опыту эксплуатации обуславливает большой ущерб, по сравнению с которым стоимость установки и содержания РЗ незначительна, установилось мнение о том, что внедрение РЗ является выгодным всегда. На этой основе происходило и происходит в настоящее время развитие и внедрение РЗ. Но тенденция этого развития такова, что с каждой сменой элементной базы РЗ: электромеханической на полупроводниковую, полупроводниковой на микроэлектронную, микроэлектронной на микропроцессорную стоимость аппаратуры, выполняющей одинаковые функции, возрастает в среднем на порядок. Благодаря автоматизации функционального и программно-тестового контроля технических средств РЗ, эксплуатационные затраты на их содержание практически не увеличивается. Но настройка РЗ, осуществляемая в старом методическом формате, т.е. по экспертно-руководящему методу (ЭРМ) определения уставок и проверки чувствительности, несмотря на применение современных интерактивных вычислительных расчетных комплексов (ВРК) типа АРМ СРЗА в связи с усложнением сетей увеличивает трудозатраты и интеллектуальное напряжение расчетчиков и проектировщиков РЗ. При этом не нет никаких перспектив изменения этого положения.

Анализ показывает, что данная безысходность обусловлена идеологически тупиковым детерминистским подходом ЭРМ и разрабатываемых на его базе ВРК к решению задач проектирования РЗА. Детерминистский подход предполагает однозначные электрические значения, границы их интервалов, отсроченные запасы и гарантии чувствительности в рабочих и аварийных режимах. Фактически все указанные величины интервалы и диапазоны являются случайными. Применение детерминированных процедур ЭРМ к этим случайным данным дает случайный результат, т.е. уставка оказывается случайной, случайным получается и проверяемый коэффициент чувствительности. Таким образом, в ЭРМ отсутствует однозначный критерий правильного определения уставок РЗ, что вызвано чисто детерминистским подходом к решению задачи контроля электрических величин (параметров реагирования), которые реально являются случайными. Отсутствие однозначного критерия определения уставок РЗ в ЭРМ не позволяет автоматизировать процесс выбора уставок с помощью ВРК и приводит к непрерывному диалоговому напряженному участию оператора (проектировщика) во всех расчетах на ВРК. В вычислительном расчетном комплексе АРМ СРЗА предусмотрен весьма полный профессиональный сервис по проектированию. С этой точки зрения данный ВРК является наилучшим из существующих в настоящее время инструментом для проектирования РЗА. Однако основанный на идеологической базе ЭРМ, он не удовлетворяет эффективному решению задач проектирования РЗА, для которых предназначен. Его можно назвать лучшим калькулятором для расчетов уставок и проверки чувствительности ступенчатых РЗ в рамках идеологии ЭРМ. Отсутствие однозначного критерия определения уставок в ЭРМ обуславливает главный его недостаток – неопределенность и неоднозначность предлагаемых проектных решений.

Применение метода СГИД для определения полных вероятностных характеристик случайных электрических величин позволяет сформировать вполне определенный и однозначный критерий для определения уставок РЗ. Этот критерий является технической эффективностью, который определяется отношением технического эффекта (разности потенциально-возможного эффекта и потерь в виде отказов срабатывания, излишних и ложных действий) к потенциально-возможному эффекту. Потенциально-возможный технический эффект – это вероятность КЗ на защищаемом объекте, а потери – это вероятности соответственно отказов срабатывания, излишних и ложных действий канала РЗ, для которого выбирается уставка. Составляющие технического эффекта и технической эффективности – вероятности – определяются по одному и тому же алгоритму как произведение условной вероятности соответствующего редкостного события (отказов срабатывания, излишних и ложных действий) при разных условиях на безусловные вероятности этих условий или состояний (КЗ, асинхронный, неполнофазный, эксплуатационный режимы). Первая незначительная вероятность определяется расчетным практически точным методом СГИД. Для этой вероятности не нужна статистика. Она использует представительную статистику других событий-состояний. Вероятности последних определяются как произведение соответствующих параметров потоков событий, инициирующих начальный момент состояний, на среднюю продолжительность интересующих состояний, в течение которых они протекают. По параметрам потоков событий, инициирующих начала состояний, имеется достаточно представительная статистика в справочной литературе и в ежегодной отчетной статистике энергосистем, а средние продолжительности состояний – это времена обнаружения повреждений, возмущений, отключений мест повреждений, т.е. времена действия каналов защит или выдержки времени.

В зависимости от выбранной уставки техническая эффективность может быть положительной и отрицательной. Максимальное положительное значение технической эффективности является объективным однозначным критерием правильно и оптимально выбранной уставки. Значения технической эффективности лежат в интервале от отрицательной бесконечности до положительной

единицы. Практическое значение для уставок РЗ имеет значение технической эффективности, близкой к единице. При этом, чем больше будет диапазон уставок с технической эффективностью, близкой к положительной единице, тем робастней будет РЗ с оптимальной уставкой в центре этого диапазона. Понятия коэффициента чувствительности и селективности для такой защиты являются вторичными. Они несомненно важны и целесообразны, но чем робастнее РЗ, тем полнее эти свойства. В пределах диапазона значений технической эффективности, близких к единице, уставки РЗ характеризуют либо большую селективность (грубые уставки), либо большую чувствительность (чувствительные уставки), но в целом эффективную РЗ, однако менее робастную. Самой робастной является РЗ с оптимальной уставкой. Этот вывод относится к РЗ с широким диапазоном высокоэффективных уставок. При узком диапазоне высокоэффективных уставок робастность будет ниже по сравнению с широким диапазоном. Робастность – свойство, объединяющее селективность, чувствительность и надежность, т.е. свойства, определяемые характером параметра реагирования, защищаемым объектом, инфраструктурой его сетевой периферии, коммутационно-режимным состоянием этой периферии и всей сети. Косвенным путем на робастность оказывает влияние также и быстродействие.

#### 6. Заключение

Представленные критерии технического эффекта и технической эффективности являются основой для естественного подхода к проектированию и настройке всех метрологических средств РЗА. Данные критерии обеспечивают однозначное, объективное и оптимальное определение уставок. На основе таких критериев впервые предоставляется возможность разработать алгоритмы и программы полностью автоматического выбора оптимальных уставок разных видов РЗ. Последнее является актуальным для цифровых РЗ, уставки которых можно также автоматически выставлять в режиме реального времени. Характер зависимости технической эффективности от уставки позволяет оценить степень комплексного свойства робастности функционирования РЗ. Полностью автоматические программы определения и выставления уставок цифровых РЗ дают большой экономический эффект за счет сокращения и устранения рутинного интеллектуального труда расчетчиков и проектировщиков. Разработка полностью автоматических программ определения оптимальных уставок РЗ требует обязательного внедрения в их состав ординарного в настоящее время модуля установившегося режима и модуля автоматического анализа топологии инфраструктуры сети относительно защищаемого объекта. Поставленные здесь задачи могут быть решены в кооперации ряда технических университетов.

#### Список литературы:

1. Шмойлов А.В., Кривова Л.В., Стоянов Е.И., Игнатъев К.В. Вероятностный метод селекции границ интервалов данных для задач электроэнергетики. – Изв. ВУЗов «Проблемы энергетики», 2008, № 7 – 8/1. – с. 146 – 157.

#### Моделирование установившихся режимов электрических систем с введением уровней напряжений в допустимую область

*С.Г. Слюсаренко, Л.Ю. Костюк*

*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

*ssg@tpu.ru*

Излагается процедура моделирования установившегося режима с введением значений напряжений в допустимую область.

Моделирование установившегося режима осуществляется процедурами поиска значений параметров, удовлетворяющих первому и второму законам Кирхгофа. Наиболее распространенной ее формализацией является решение уравнений узловых напряжений в форме балансов токов или мощностей [1] и уравнений контурных токов или мощностей [2]. Моделирование выполняется для решения большого количества задач, но по исходным данным их можно разделить на две группы. Для первой группы характерно то, что моделируется режим, близкий к текущему или существовавшему ранее. Поэтому начальные приближения для искомых параметров формируются с использованием результатов ранее моделируемых режимов с близкими значениями исходных данных. В таких случаях проблемы с получением результатов могут быть связаны только недостатком алгоритма программы, а сам результат, как правило, не вызывает нареканий в части трудности обеспечения допустимости значений режимных параметров. Для второй группы постановок задач характерно наличие возмущений внешнего или режимного характера в результате изменений структуры сетей, связанных с отключениями или включением ЛЭП, трансформаторов, а так же с изменениями значений мощностей вырабатываемой или потребляемой энергий. Оперативному персоналу энергосистем постоянно приходится решать задачи второй группы, то есть вводить параметры возмущенного режима в допустимую область. Первостепенной целью этой задачи является обеспечение в нагрузочных узлах управляемой части электрических сетей целесообразных (желаемых) уровней напряжения по условиям нормальной работы

токоприемников. Хорошим решением этих задач является выдача рекомендаций оперативному персоналу в виде траектории движения режима системы в указанной цели. Отличным решением можно считать траекторию к наилучшему из допустимых режимов по критериям надежности и экономичности. Под траекторией понимается последовательность использования степеней свободы (управляемых параметров) системы для достижения поставленной цели с указанием для каждой из них требуемого значения. В настоящее время большинство разработчиков алгоритмов и методов моделирования установившегося режима реализуют формализованный подход как получение результата решения уравнений установившегося режима. Если результаты оказываются неприемлемыми, решается другая задача – введение результатов расчета в допустимую область. Причём решение этой задачи приходится выполнять расчётчику, а результаты её решения во многом определяются его квалификацией. Исключением является процедура введения результатов моделирования режима в допустимую область программного комплекса СДО [3]. Но, в целом, такой багаж программных средств не гарантирует требуемой надежности системы оперативного управления электрическими системами по следующим причинам:

1. Результат моделирования режима с существенными отклонениями напряжений в нагрузочных узлах от желаемых значений нельзя считать приемлемым, так как он соответствует другим составам токоприемников, имеющих эквивалентные сопротивления, существенно отличающиеся от исходных (по параметрам заданных мощностей и желаемых значений напряжения на шинах подключения).

2. Объективно существует множество вариантов получения допустимых моделей установившихся режимов, существенно или незначительно отличающихся от оптимальных.

3. В ряде случаев оперативному персоналу трудно в сжатые сроки принять правильное решение по введению параметров вынужденного режима в допустимую область.

4. Оптимизационные алгоритмы введения параметров модели режима в допустимую область используют весь спектр степеней свободы и не дают рекомендаций в виде последовательности использования степеней свободы для экономически эффективного решения задачи с учетом их остаточного ресурса.

5. Принятие оперативного решения на основе результатов ошибочного моделирования режимов чревато экономическими потерями.

6. Стремление первоочередного достижения желаемых уровней напряжений в узлах после схемного или режимного возмущения обусловлена тем, что токовые перегрузки элементов электрических сетей в большинстве случаев технологически менее опасны, чем отклонения напряжений на шинах токоприемников. Как уже отмечалось, получение приемлемого результата моделирования установившегося режима связано с использованием степеней свободы системы. При этом ставится задача не просто получить приемлемый результат, а наилучший по суммарным потерям активной мощности. Главным же результатом поставленной задачи является формирование траектории перехода к новому допустимому или приемлемому состоянию.

#### **Степени свободы системы и их информационные модели**

Традиционно моделирование установившегося режима рассматривается в виде процедуры поиска значений определенного множества  $X$  зависимых режимных параметров для однозначно заданных независимых  $Y$  [1]. При поиске режимных состояний систем, удовлетворяющих заданным условиям, определенная часть независимых параметров становятся степенями свободы и, следовательно, тоже искомыми параметрами. Для исключения ошибок при поиске реальных степеней свободы все претенденты проверяются на работоспособность, наличие остаточного ресурса. Разделения параметров на зависимые и независимые определяются постановками задач и структурой объектов исследуемой системы. Классическим можно считать разделение параметров, когда зависимыми являются модули и фазовые углы напряжений всех узлов расчетной схемы за исключением базисных. В силу физических особенностей генераторов, управляемых источников реактивной мощности, способных поддерживать напряжения в узлах подключения на заданных уровнях, модули напряжений таких узлов условно можно считать степенями свободы. При формальном моделировании установившихся режимов модули напряжений таких узлов считаются фиксированными. Для силовых трансформаторов с РПН степенями свободы являются коэффициенты трансформации. Исходное представление информации об узлах с фиксированными модулями напряжений одинаковы. На каждой итерации по результатам предшествующей определяются требуемые значения реактивных мощностей, способные обеспечить заданные уровни напряжений. Для этого по параметрам предшествующей итерации формируется узловой эквивалент [4].

Из уравнения баланса активной мощности узлового эквивалента определяется значение фазового угла напряжения, а затем вычисляется значение требуемой в систему реактивной мощности.

Для нагрузочных узлов, имеющих дискретно управляемые батареи статических конденсаторов, требуемая от конденсаторной батареи реактивная определяется по заданному желаемому напряжению и редактируется с учетом дискретности регулирования.

Для генераторных узлов полученное значение требуемой мощности сравнивается со значением располагаемой реактивной мощности генератора по условиям допустимых токовых загрузок ротора и статора [5]. Если требуемая для системы реактивная мощность меньше располагаемой, то реактивная мощность генератора становится равной требуемой. Если значение требуемой для системы реактивной мощности больше значения располагаемой, то производится замена переменных, в результате которой реактивная мощность генераторного узла становится равной располагаемой и независимым параметром, а модуль напряжения – зависимым. Так обеспечивается разделение параметров генераторного узла на зависимые и независимые переменные перед его участием в процедуре уточнения распределения потоков мощностей или токов. Аналогично осуществляется подготовка к итерации узлов с управляемыми шунтирующими реакторами и синхронными компенсаторами.

#### **Ограничения на значения параметров режима**

Нормативными документами по эксплуатации электротехнического оборудования электрических систем предписывается не нарушать ограничения на значения рабочих токов и напряжений, указанных в технических паспортах. Это обстоятельство учитывается при моделировании установившихся режимов и формализуется введением ограничений на значения модулей напряжений в узлах (в основном на секциях подстанций) и токов в ветвях (элементах объектов). Узлы и ветви расчетных схем с нарушенными ограничениями соответственно по напряжениям и тока принято называть проблемными. Узлы, в которых нарушены верхние границы ограничений, условимся называть проблемными узлами первого рода, а с нарушениями нижних пределов – второго рода.

#### **Алгоритм моделирования допустимого по уровням напряжений установившегося режима**

Шаг № 1. Для заданных значений независимых параметров выполняется формальное моделирование установившегося режима с закругленной точностью решения.

Шаг № 2. По результатам первого шага выявляются проблемные узлы, первого и второго типа и ранжируются в своей группе по величине отклонения от желаемых значений. Максимальный ранг у узла с максимальным отклонением напряжений от желаемых значений.

Шаг № 3. Поиск для проблемных узлов степеней свободы, способных изменить их модули напряжений в нужном направлении. Для этого от каждого проблемного узла организуется движение по графу сети навстречу максимальным потокам активной мощности. При наличии альтернативных направлений движения от узла по каждому из них осуществляется поиск степеней свободы. При встрече степени свободы (ветви - силового трансформатора, узла с управляемым источником реактивной мощности, шины генераторного напряжения) проверяется её работоспособность, остаточный ресурс. Если степень свободы принята для решения проблемы, сведения о ней размещают в соответствующем списке для рассматриваемого проблемного узла.

Шаг № 4. По завершении поиска степеней свободы выполняется их ранжирование для обеих групп проблемных узлов. Ранжирование осуществляется по числу списков, в которых они присутствуют. Если степень свободы фигурирует в разных группах проблемных узлов, открывается диалог для принятия решения расчётчиком. По умолчанию решение принимается в пользу проблемного узла с завышенным уровнем напряжения.

Шаг № 5. Ликвидация проблемных узлов на пространстве выбранных степеней свободы методом покоординатного спуска. Первой рассматривается степень свободы с наибольшим рангом. Признаком завершения пробных шагов изменения степени свободы является возникновение новых проблемных узлов или увеличение суммарных потерь активной мощности.

Если степень свободы ликвидирует несколько проблемных узлов, то производится пересмотр списка степеней свободы с меньшими рангами.

Шаг № 6. Формируется макет траектории введения параметров модели режима в допустимую область. Траектория движения системы к новому допустимому состоянию должна представлять однозначную последовательность степеней свободы с указанием их новых значений. Рассмотренный поиск степеней свободы позволяет исключить использование в процедуре решения поставленной задачи степеней свободы, неспособных воздействовать на проблемные узлы в нужном направлении. Кроме того уменьшается трудоёмкость шага № 5.

Тестирование алгоритма показало высокую его эффективность. Следует отметить, что применение рассмотренного алгоритма в сочетании с линейной моделью установившегося режима (Z - метод) [6] существенно компенсирует затраты времени на процедуру покоординатного спуска.

#### **Список литературы:**

1. Идельчик В.И. Расчеты установившихся режимов электрических систем. М.: «Энергия», 1977. 192 с.
2. Холмский В.Г. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей (специальные вопросы). Учеб. пособие для вузов. М., «Высш. школа», 1975. 280 с.
3. Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 288 с.

4. Слюсаренко С.Г. Учет физических особенностей передачи энергии по элементу электрической сети в алгоритмах расчета установившихся режимов. // Известия Томск. политехн.ун-та. 2005.Т. 308.№ 7. С.70-74.
5. Маркович И.М. М 25 Режимы энергетических систем.М., «Энергия», 1969. 352 с.
6. Слюсаренко С.Г., Костюк Л.Ю. Расчет нормальных установившихся режимов электрических систем двухэтапным методом. // «Изв. вузов. Электромеханика», 2006. № 3.